



## Schlussbericht



31.3.2022

Projektlaufzeit: 01.09.2017 – 31.12.2021

## Beteiligte Institutionen und Ansprechpartner

**ZAE Bayern e.V.**



**Prof. Oliver Brückl**  
Projektleiter

oliver.brueckl@oth-regensburg.de

**Lars Staudacher**  
Gruppenleiter  
Solarthermie und  
Geothermie

lars.staudacher@zae-bayern.de

**OTH Regensburg**



Forschungsstelle für Energie-  
netze und Energiespeicher

**Johannes Eller**  
stellv. Projektleiter

johannes.eller@oth-regensburg.de

**Bayerwerk Netz GmbH**

**bayerwerk**

**Johannes Brantl**  
Lenkungsrat

johannes.brantl@bayerwerk.de

**Sebastian Stöcklein**  
Projektleiter

sebastian.stoecklein@bayerwerk.de

**Maschinenfabrik Rein-  
hausen GmbH**



**Dr. Christian Hurm**  
Lenkungsrat  
**Markus Riepl**  
Projektleiter

c.hurm@reihnausen.com

m.riepl@reinhausen.com

**REWAG AG**



**Wolfgang Haas**  
Lenkungsrat  
**Matthias Pfeifer**  
Projektleiter

wolfgang.haas@regensburg-netz.de

matthias.pfeifer@regensburg-netz.de

**SGB – SMIT**



**Franz Schatzl**  
Lenkungsrat

franz.schatzl@sgb-trafo.de

**Beratung**

**Prof. Rolf Witzmann**

rolf.witzmann@tum.de

Zuwendungsempfänger:

Bayerisches Zentrum für  
Angewandte Energieforschung e.V.  
Bereich Energiespeicherung  
Walther-Meißner-Straße 6,  
85748 Garching

Das diesem Bericht zugrundeliegende Vorhaben wird mit Mitteln des Bayerischen Staatsministeriums für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie unter dem Förderkennzeichen 44-6665a2/117/1 gefördert.

Die Verantwortung für den Inhalt liegt bei den Autoren.



*Das Projektteam beim Kick-Off am 1.2.2018 im Reinigergebäude der REWAG AG (Foto: Tino Lex)*

*Das Team von neos bedankt sich beim Fördergeber, allen beteiligten Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter der Projektpartner und allen unterstützenden Firmen und Einrichtungen – ohne Sie wäre ein erfolgreiches Projekt nicht möglich gewesen!*

## Autoren

ZAE | Maksym Klitsman  
Lars Staudacher

OTH | Prof. Dr.-Ing Oliver Brückl  
Johannes Eller  
Ludwig Brey  
Florian Eigenstetter

## Beteiligte Mitarbeiter der Forschungseinrichtungen

ZAE | Andreas Bauer  
Emily Cameron  
Oliver Glaß  
Maksym Klitsman  
Tobias Sator  
Andreas Susewind

OTH | Christian Adelt  
Prof. Dr.-Ing Oliver Brückl  
Ludwig Brey  
Johannes Eller  
Matthias Wildfeuer  
Jana Zilcher

## Inhalt

Abbildungsverzeichnis.....	VI
Tabellenverzeichnis.....	XV
<b>TEIL 1 PROJEKTÜBERBLICK .....</b>	<b>1</b>
<b>1 Motivation.....</b>	<b>2</b>
<b>2 Ziele des Gesamtprojekts neos .....</b>	<b>3</b>
<b>3 Rahmenbedingungen, unter denen das Projekt durchgeführt wurde .....</b>	<b>4</b>
3.1 Zusammensetzung des Projektkonsortiums .....	4
3.2 Einbettung in die Landschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen .....	6
3.3 Das Testzentrum Arzberg .....	6
<b>4 Projektorganisation .....</b>	<b>8</b>
4.1 Bündelung der Themenfelder in Arbeitspakete .....	8
4.2 Regelmäßiger Austausch mit den Industriepartnern .....	9
4.3 Öffentliche Wirksamkeit des Projektes .....	10
4.4 Netzwerkcharakter des Projektes .....	11
<b>TEIL 2 PROJEKTINHALTE .....</b>	<b>12</b>
<b>5 Messtechnik .....</b>	<b>13</b>
5.1 Normative Vorgaben an die Spannungsqualität .....	13
5.2 Technische Aspekte der Messkampagne .....	14
5.3 Analyse und Diskussion der Messergebnisse .....	21
5.4 Herausforderungen und technische Entwicklung .....	26
5.5 Fazit zur Messkampagne .....	26
<b>6 Intelligenz am Transformator.....</b>	<b>27</b>
6.1 Proaktive Kühlstrategien für Leistungstransformatoren.....	27
6.2 Spannungs- und Frequenzabhängigkeit von Lasten und Netzgebieten .....	34
<b>7 Regelalgorithmen für RONT .....</b>	<b>45</b>
7.1 Klassifizierung von Regelalgorithmen .....	46



7.2	Einsatzszenarien für RONT .....	49
7.3	Regelverfahren „Dynamische Regelbandbreite“ (dynRBB).....	62
<b>8</b>	<b>Spannungsqualität.....</b>	<b>77</b>
8.1	Ursachen für Spannungseinbrüche mit folgender automatischer Wiedereinschaltung (AWE) .....	78
8.2	Auswirkungen von Spannungseinbrüchen im Zusammenhang mit einer AWE auf Kundenanlagen von Gewerbe- und Industriebetrieben .....	85
8.3	Maßnahmen zur Vermeidung von Spannungseinbrüchen und deren Auswirkungen auf Industrieanlagen.....	90
<b>9</b>	<b>Zukünftige Netzbelastungen .....</b>	<b>95</b>
9.1	Analyse des Fahrverhaltens der Bevölkerung in Deutschland .....	95
9.2	Generierung von Ladeprofilen auf Basis der statistischen Fahrverhaltensdaten und Daten zur Bevölkerungsstruktur .....	98
9.3	Beispielhafte Ladeprofile und Netzsimulationen .....	101
9.4	Zusammenfassung und Fazit zu zukünftigen Netzbelastungen .....	111
<b>10</b>	<b>Zeitreihenbasierte Netzmodellierung.....</b>	<b>112</b>
10.1	Überblick über die Modellierungsansätze.....	113
10.2	Betrachtete Netzmodelle .....	114
10.3	Vorbereitung der Eingangsdaten .....	114
10.4	Modellierungsschritte .....	120
10.5	Analyse und Bewertung der Ergebnisse.....	126
10.6	Erkenntnisse zur zeitreihenbasierten Netzmodellierungen.....	132
10.7	Zusammenfassung und Fazit zur Netzmodellierung .....	133
<b>TEIL 3 VERZEICHNISSE .....</b>		<b>134</b>
<b>11</b>	<b>Veröffentlichungen.....</b>	<b>135</b>
<b>12</b>	<b>Abschlussarbeiten .....</b>	<b>136</b>
<b>13</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>138</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1:	Projekt- und Versuchsstandorte mit den Kernzielen des Projekts.	3
Abbildung 3.1:	Schematischer Netzplan des Ortsnetzes mit Anbindung des Versuchsfelds .....	7
Abbildung 4.1:	Projektorganisation mit den beiden zentralen Elementen, dem Lenkungsrat und den Arbeitsgruppen .....	9
Abbildung 4.2:	Eindrücke von der Informationsveranstaltung in Arzberg zur Einbindung der Bevölkerung vor Ort.....	10
Abbildung 5.1:	Verträglichkeitspegel bis 2 kHz gültig für MS-Ebene; darüber hinaus sind die gültigen Pegel der NS dargestellt; Sprünge ergeben sich aus der unterschiedlichen Zusammenfassung der Frequenzbänder.....	14
Abbildung 5.2:	Frequenzgang der verwendeten Spannungssensoren und eines beispielhaften induktiven Wandlers im Vergleich (links: Ausschnitt des bisher relevanten Frequenzbereichs).....	16
Abbildung 5.3:	Schematische Darstellung des Messaufbaus mit den verbauten Komponenten .....	18
Abbildung 5.4:	Messaufbau im UW Lilienthalstraße: Montage der Wandler in einem freien Abgangsfeld (a); Detailaufnahme MBS-Spannungssensor (b); Messequipment im Abgangsfeld neben den Spannungssensoren (c) .....	18
Abbildung 5.5:	Darstellung möglicher erwarteter Ereignisse .....	19
Abbildung 5.6:	Histogramm der Netzfrequenz (a) und der Auftretenden Frequenzschwankungen (b) im europäischen Verbundnetz im Messzeitraum, eigene Messungen.....	20
Abbildung 5.7:	Wirk- und Blindleistungsverhalten des Netzes Lilienthalstraße über den gesamten Messzeitraum, aufgeteilt in zwei Zeiträume mit unterschiedlichen Schaltzuständen .....	22
Abbildung 5.8:	Heatmap der Störpegel in Prozent des Grenzwerts: bis 2,5 kHz (a); 2 - 9 kHz (b).....	23
Abbildung 5.9:	Heatmap der Oberschwingungen im Bereich bis 150 kHz beginnend im Juli 2020 bis Oktober 2021 aufgenommen mit dem Wandler von MBS mit zwei unterschiedlichen Skalierungen.....	23
Abbildung 5.10:	Häufig auftretende Spannungsereignisse .....	24

Abbildung 5.11:	Anzahl der aufgezeichneten Ereignisse nach Art (a) und Woche (b) des Aufzeichnungszeitraums 2020 bis 2021 .....	25
Abbildung 6.1:	Berechnung des Lebensdauerverbrauchs (LDV) nach DIN IEC 60076-7 [4] aus der Belastungszeitreihe des Transformators ( $K$ ) und der Umgebungstemperatur $\theta_a$ .....	28
Abbildung 6.2:	Blockschaltbild zur dynamischen Berechnung der Hotspottemperatur $\theta_{hs}$ nach DIN IEC 60076-7 aus der Lastzeitreihe $K$ und der Umgebungstemperatur $\theta_a$ , eigene Darstellung nach [4].....	28
Abbildung 6.3:	Blockschaltbild zur Berechnung des relativen Lebensdauerverbrauchs aus der Hot-Spot-Temperatur nach DIN IEC 60076-7 [4].....	29
Abbildung 6.4:	Simulationsverfahren mit Feldversuch und Parameterestimation zur Modellbildung und anschließender Lebensdauersimulation .	29
Abbildung 6.5:	Nachbildung der gemessenen Top-Oil-Temperatur (rot) durch das Modell mit Normparametern (violett) und das trainierte Modell (gelb) (a) mit und ohne aktivierte Luftkühlung (ONAF) (b).....	30
Abbildung 6.6:	Beispielhafte Tagestemperaturverläufe bei Belastung mit PV-Profil ohne Transformator Kühlung (a), mit temperaturgesteuerter Transformator Kühlung ( $T_{ein} = 55^\circ\text{C}; T_{aus} = 45^\circ\text{C}$ ) und proaktiver Kühlung mit Einschaltzeit 6:00 Uhr (b) sowie die resultierende relative Alterungsrate (c) .....	31
Abbildung 6.7:	zusätzlicher relativer Lebensdauerverbrauch eines Transformators auf Basis einer Jahressimulation gegenüber der herkömmlichen Strategie (temperaturgeregelt) mit ausschließlicher PV-Belastung bei unterschiedlichen Anschlussleistungen .....	32
Abbildung 6.8:	zusätzlicher relativer Lebensdauerverbrauch in einer Jahressimulation, bei Belastung mit einer Photovoltaikanlage, gegenüber der herkömmlichen Strategie (temperaturgeregelt) bei unterschiedlichen Anschlussleistungen und unterschiedlichen Uhrzeiten, zu der die proaktive Kühlung in Betrieb genommen wird .....	33
Abbildung 6.9:	Erfasste Spannungsphänomene.....	36
Abbildung 6.10:	Ableitung eines beispielhaften Spannungssprungs zur automatisierten Detektion des Anfangs- ( $t_0$ ) und Endpunkts ( $t_e$ )	

	sowie der maximalen Steigung ( $t_{tp}$ ) (a); Spannungsverlauf mit relevanten Punkten und Auslösezeitpunkt ( $t_{tm}$ ) des Messgeräts (b).....	37
Abbildung 6.11:	Beispielhafter Spannungssprung mit Wirkleistungsantwort .....	38
Abbildung 6.12:	Überlagerung von 82 beispielhaften Sprungantworten der Wirk- (a) und Blindleistung (b) auf einen Spannungssprung in Höhe von 1,7 % mit durchschnittlichem Verlauf (schwarze Linie), Normierung der Einzelerläufe auf den Wert zum Zeitpunkt $t_0$ ..	39
Abbildung 6.13:	Beispielhafte Nachbildung eines durch einen Spannungssprung induzierten Leistungssprungs mit den einbezogenen Messwerten vor (grün) und nach (rot) dem Sprung sowie den ermittelten Modellverläufen (blau).....	41
Abbildung 6.14:	Auswahl der, für die Regression zu berücksichtigenden Zeitpunkte. Relativer Fehler der Parameterbestimmung in Abhängigkeit der Anzahl der Zeitpunkte (a); Bewertungsfaktoren $B_1$ zur Berücksichtigung der Zunahme des stochastischen Lastrauschens und $B_2$ der Reduzierung des Nachbildungsfehlers mit Anzahl der Messpunkte und deren Produkt, dem resultierenden Vertrauensfaktor $V$ (b) .....	42
Abbildung 6.15:	Auswertung der Spannungsabhängigkeit von Wirk- (a) und Blindleistung (b) eines Netzgebietes über eine Dauer von einem Jahr in Form des mittleren Lastexponenten $k_p$ pro Leistungsgruppe im PQ-Diagramm .....	43
Abbildung 7.1:	Beispielhafte Spannungsbandaufteilung ohne RONT und möglicher direkter Gewinn an Spannungsbandfreiraum in der NS und MS Ebene mit Einsatz von RONT .....	45
Abbildung 7.2:	Schematische Regelkreise für RONT mit Standardsammelschienenregelung (schwarz) und weiteren häufig beschriebenen Regelungen. Blau hinterlegt sind Regelungen mit Variation der Führungsgröße, gelb hinterlegt unterschiedliche Rückführungen. Orange markierte Spannungsabgriffe sind an der Sammelschiene lokalisiert, grüne Abgriffe im Netz.....	47
Abbildung 7.3:	Kategorisierung der Regelalgorithmen nach der Führungsgröße mit Kennzeichnung von mono- (grün) und multisensorischem (blau) Betrieb .....	48



Abbildung 7.4:	Kategorisierung der Regelalgorithmen nach der Lokalität der Regelgröße mit Kennzeichnung von mono- (grün) und multisensorischen (blau) Betrieb .....	49
Abbildung 7.5:	Vorgehensweise zur Ableitung der Einsatzbereiche verschiedener Regelalgorithmen.....	50
Abbildung 7.6:	Schematischer Netzaufbau für alle Netzmodellvarianten mit exemplarischer Kennzeichnung der im NS-Netz betrachteten Erzeuger- und Verbrauchergruppen an einem Knotenpunkt eines Netzstrahls .....	52
Abbildung 7.7:	Beispielhafter, dreidimensionaler Ausschnitt aus dem multidimensionalen Ergebnisraum und Legende zur Interpretation der Kugeln in der Darstellung .....	53
Abbildung 7.8:	Nachbildung der Regelalgorithmen in der Simulation: Standardsammelschienenregelung (a), <i>USoll(PSS)</i> -Kennlinie der dynamischen Sollwertregelung (b) (Standardkennlinie der Projektpartner).....	54
Abbildung 7.9:	Verfügbare Spannungsbänder im homogenen Niederspannungsnetz ohne Elektromobilität, bei jeweils optimal auf Einspeisung und Verbrauch aufgeteiltem Spannungsband (a), bei einer festen Aufteilung nach Abbildung 7.1 (b).....	56
Abbildung 7.10:	Verfügbare minimale Spannungsbänder im homogenen Niederspannungsnetz (a) und im inhomogenen Netz (b) ohne Elektromobilität bei einer festen Spannungsbandaufteilung nach Abbildung 7.1 .....	58
Abbildung 7.11:	Gegenüberstellung der auftretenden Leistungswerte des PV-Einspeiseprofils und den gleichzeitig auftretenden Scheinleistungswerten des summierten Lastgangs aus HH-Lasten, GHD- und LW-Betrieben ohne E-Mobilitätsleistung .....	59
Abbildung 7.12:	Verfügbare Spannungsbänder im homogenen Niederspannungsnetz ohne Elektromobilität (a) und mit einem Elektromobilitätsanteil von 20 % (b) .....	59
Abbildung 7.13:	Vergleich der Einsatzbereiche der ausgewählten RONT-Regelalgorithmen hinsichtlich des verfügbaren Spannungsbandfreiraums $\Delta u_{frei, min}$ entlang der Szenario-Grundlinie mit homogener Last- und Erzeugerleistungsverteilung	

	zwischen den Netzsträngen der „L“- und „P“-Achsen innerhalb der E00-Ebene (ohne E-Mobilitätsleistung) .....	60
Abbildung 7.14:	Beispielhafte Spannungsbandaufteilung ohne und direkter Gewinn an Spannungsband mit RONT für NS Ebene durch den Einsatz der dynamisch reduzierten Regelbandbreite.....	63
Abbildung 7.15:	Regelkreis des Regelalgorithmus zur dynamischen Reduzierung der Regelbandbreite, mit indirekter Einbindung von Spannungswerten externer Sensoren aus dem Netz .....	65
Abbildung 7.16:	Hardware des Reglers in der Ortsnetzstation: rechts modifizierter iTAP der Firma MR, links WAGO SPS mit Netzteil und LTE Modem .....	67
Abbildung 7.17:	Prinzipschaubild der einzelnen Module des Feldversuchs .....	67
Abbildung 7.18:	schematische Zeichnung des Netzgebiets Arzberg Schlottenhof-Ringstraße .....	68
Abbildung 7.19:	Weboberfläche zur Überwachung und Steuerung des Reglers. Rechts sind die Spannungswerte im Netzgebiet ersichtlich, links der Spannungsverlauf im Zeitverlauf. Zur Überprüfung der Funktionsfähigkeit wurde die obere Schwelle herabgesetzt, es stellt sich wie erwartet Status 2 ein .....	71
Abbildung 7.20:	Kommunikationswege der Feldversuchshardware: schwarz bereits bestehende Infrastruktur, orange von OTH/ZAE geschaffene Infrastruktur, blau von MR geschaffene Infrastruktur .....	72
Abbildung 7.21:	Verlauf der Summenleistung am Testfeld während des Versuchs	74
Abbildung 7.22:	Verlauf der Spannung im Testfeld, die gebildeten 5-Minuten-Mittelwerte sowie die obere Spannungsschwelle während des Versuchs.....	74
Abbildung 7.23:	Verlauf der Spannung auf der Unterspannungsseite der Ortsnetzstation während des Versuchs sowie die Grenzen der Regelbandbreite (schwarz) .....	74
Abbildung 7.24:	Reglerstatus während des Feldversuchs.....	74
Abbildung 7.25:	Status des Reglers im Zeitraum von 16.10.2019 - 15.10.2020 ...	75
Abbildung 7.26:	Kommunikationsprotokoll der einzelnen Smart-Meter (Erfolgreiche Verbindungen sind farbig dargestellt. Schwarz hinterlegte Zeiträume markieren nicht in die Regelung einbezogene Smart Meter.).....	76

Abbildung 8.1:	Unterteilung des Arbeitspakets Spannungsqualität: Arbeitsbereich auf Seiten des Netzes (rot) und der Betriebe (blau) sowie nicht durchgeführte Arbeiten (grau).....	77
Abbildung 8.2:	Definition schneller Spannungsänderungen (Unterspannung) nach DIN 50160 [24] .....	78
Abbildung 8.3:	Mögliche Fehlerstellen im Stromnetz.....	80
Abbildung 8.4:	Anzahl der AWE im 110-kV-Netzgebiet des Projektpartners Bayernwerk AG nach Jahren (a), im Jahresverlauf (b) und im Tagesverlauf (c) .....	81
Abbildung 8.5:	AWEs in den Betrachtungsjahren aufgetragen nach Datum und Uhrzeit, in rot dargestellt ist der Zeitpunkt des Sonnenaufgangs .....	82
Abbildung 8.6:	regionale Häufung von automatischen Wiedereinschaltungen in den Jahren 2015 – 2019, die Darstellung ist normiert auf die Leitungslänge (Anzahl der AWE/km Leitungslänge) .....	83
Abbildung 8.7:	Relative Rückmeldequote nach Regierungsbezirken .....	86
Abbildung 8.8:	Absolute Rückmeldezahlen und relative Quote der 5 rückmeldestärksten Branchen .....	86
Abbildung 8.9:	Relativer Anteil und absolute Rückmeldungen zur Anzahl festgestellter AWEs .....	86
Abbildung 8.10:	Relativer Anteil und absolute Rückmeldungen zur Auswirkung der festgestellten AWEs bei den rückmeldenden Betrieben .....	87
Abbildung 8.11:	Angaben der Schadenshöhe pro Jahr (a) und je AWE (b) (abgeschnitten, es wurden vereinzelt jährliche Schäden von 1 Mio. Euro und 250.000 € je Ereignis berichtet) .....	87
Abbildung 8.12:	Häufig genannte betroffene Anlagen bzw. Anlagenkomponenten .....	88
Abbildung 8.13:	Typischer Verlauf eines Spannungseinbruchs und Bestimmung der Dauer und Einbruchtiefe nach DIN-EN-61000-4-30 [25] sowie Ermittlung der äquivalenten Spannungszeitfläche des Einbruchs und der Volleinbruchsdauer (a) sowie Spannungseinbrüche eines Industriebetriebs während der Produktionsschichten mit und ohne Auswirkungen auf den Produktionsbetrieb und deren Volleinbruchsdauer (b).....	89

Abbildung 8.14:	Darstellung aller detektierten Spannungseinbrüche (tiefer als 90 % der Nennspannung) in den beiden Industriebetrieben und Vergleich mit verschiedenen Normen zur Prüfung der elektromagnetischen Verträglichkeit von Industrieanlagen [29–31] .....	90
Abbildung 8.15:	Darstellung von Abhilfemaßnahmen v.l.n.r.: Vogelkotschutzteller [39] und [33], Silikoncoating [35], Kriechwegverlängerung [33], spezielles Isolatorschirmprofil mit langem Kriechweg [37] und Verbundisolator [34] .....	92
Abbildung 9.1:	beispielhafte Häufigkeitsverteilung von Startzeiten für Werktage und Sonntage zur Berechnung der Histogram-Intersection (a) und Diagramm mit HI-Werten der Wegestartzeiten für alle Wochentagskombinationen (b) .....	97
Abbildung 9.2:	Anteil der einzelnen Bevölkerungsgruppen an der Gesamtstichprobe und der angepassten Elektromobilitätsaffinen-Bevölkerung .....	98
Abbildung 9.3:	Darstellung der Fahrzyklen .....	99
Abbildung 9.4:	Notwendigkeitsfaktor in Abhängigkeit vom SOC angelehnt an [54, 55].....	101
Abbildung 9.5:	Mittlere Ladeprofile der Elektrofahrzeuge für die Ladung zu Hause und am Arbeitsplatz bei 1000 Fahrzeugen für die drei betrachteten Szenarien .....	102
Abbildung 9.6:	Mittlere Ladeprofile der Elektrofahrzeuge an öffentlichen Ladesäulen und Schnellladesäulen bei 1000 Fahrzeugen für die drei betrachteten Szenarien .....	104
Abbildung 9.7:	GZF(n)-Verlauf für das Szenario lis30 und alle vier Lade-Use-Cases sowie Gleichzeitigkeitskurve des VBEW [61] .....	106
Abbildung 9.8:	Durchschnittsladeprofile der Elektrofahrzeuge an öffentlichen Ladesäulen des Projektpartners REWAG in den Jahren 2015-2019 basierend auf Abrechnungsinformationen. Gültig für 1000 Fahrzeuge, einem Verhältnis Ladepunkte zu Elektrofahrzeugen im Betrachtungsgebiet von 1 zu 10 und einer maximalen Ladeleistung je Anschlusspunkt von 22 kW.....	107
Abbildung 9.9:	Ladeleistung aller Ladungen im Betrachtungszeitraum an öffentlichen Ladesäulen, gruppiert nach fünf Ladeleistungen (a)	



	und Gleichzeitigkeitsfaktor für eine Anzahl von n Ladesäulen bei einer Bezugsleistung von 22 kW basierend auf den Abrechnungsdaten des Projektpartners und einem Verhältnis Ladepunkte zu Elektrofahrzeugen im Betrachtungsgebiet von 1 zu 10 (b).....	107
Abbildung 9.10:	Geographische Darstellung der ONS und Minimalwerte der Spannungen für die Szenarien ohneEV, del30, lis30, eMob40..	109
Abbildung 9.11:	Geographische Darstellung der ONS und zusätzlicher Spannungsfall der Szenarien lis30 und eMob40 gegenüber dem Szenario ohne Elektrofahrzeuge.....	110
Abbildung 10.1:	Überblick über die durchgeführten Modellierungsstufen.....	113
Abbildung 10.2:	Installierte Leistung RLM-pflichtiger Netzteilnehmer in der MS-Ebene (a) und NS-Ebene (b) in Netzregion 1 und deren Verfügbarkeit als gemessene Zeitreihe für das Betrachtungsjahr .....	116
Abbildung 10.3:	Bildung von Summenzeitreihen für alle nicht gemessenen Verbraucher über den Jahresenergieverbrauch unter Anwendung von Standardlastprofilen .....	117
Abbildung 10.4:	Aus 60 Betrieben gebildetes Standardprofil für kleine Unternehmen aus dem Sektor GHD, beispielhaft für die Jahreszeit Winter (a) und der Vergleich eines Werktages (b) im Sommer mit den GHD-Profilen des BDEW .....	118
Abbildung 10.5:	Ausschnitt aus den gemessenen Zeitreihen und daraus gebildeten Zeitreihen für die Anlagen aus einem beispielhaften Strang und den restlichen Anlagen im Netzgebiet.....	119
Abbildung 10.6:	Nachbildung von Kleinstwasserkraftwerken auf Basis des mittleren Wasserstandes korrespondierender Fließgewässer, Ermittlung einer repräsentativen Kraftwerkskennlinie (a), beispielhafter Ausschnitt der generierten Jahreszeitreihe im Vergleich zu den Messdaten (b) .....	120
Abbildung 10.7:	Ergebnisse der Simulationsmodelle im Vergleich zu den Messungen .....	121
Abbildung 10.8:	Wirkleistungsanpassungen zur Verbesserung der Modellgüte; Messung, Modell 4 und erreichte Verbesserung durch weitere Skalierungen in der PQ-Darstellung (a) und in der	

	Gegenüberstellung von Simulation und Messung (b); Gegenüberstellung des relativen Nachbildungsfehlers im Modell 4 und Differenzlastgang (DLG) nach § 12 Abs. 3 StromNZV (c) ...	123
Abbildung 10.9:	Blindleistungsanpassungen zur Verbesserung der Modellgüte und Vergleich mit dem jeweils vorhergehenden Modellschritt; Anpassung des Blindleistungsverhalten eines Windparks (a); Anpassung der Blindleistungsvorgaben der NS PV (b); Anpassung der Blindleistungsvorgaben der MS-PV (c) .....	124
Abbildung 10.10:	Darstellung der Häufigkeitsverteilung der Leistungswerte in Gegenüberstellung von Messung und Simulation der einzelnen Modellschritte für die Wirkleistung (a) und die Blindleistung (b) .... .....	126
Abbildung 10.11:	Abweichung der Simulation von der Messung in den einzelnen Modellschritten der Modellregion 1 und Darstellung unterschiedlicher Quantile für die Wirkleistung (a) und Blindleistung (b).....	127
Abbildung 10.12:	Darstellung der Häufigkeitsverteilung der Spannungswerte in der Modellregion 2 in Gegenüberstellung von Messung und Simulation der einzelnen Modellschritte (a) und Abweichung der simulierten Spannungen von den Messwerten und Darstellung unterschiedlicher Quantile (b) .....	128
Abbildung 10.13:	Abweichung der simulierten Spannungen von den Messwerten in der Modellregion 2 und Darstellung unterschiedlicher Quantile im Vergleich einzelner Netzknoten im Modell 5 .....	129
Abbildung 10.14:	Maximalspannungen eines Netzstranges in Modellregion 2 über ein Jahr, aufgetragen über der Uhrzeit sowie die im Auslegungsfall simulierten Spannungen (a) und Last- Erzeugungendiagramm eines Jahres in Modellregion 2 mit Markierung der extremen Absolutspannungen aller Netzstränge (b), hinterlegt mit dem Sollwert am UW Trafo (Linien symbolisieren die Knickpunkte der $USoll(P)$ Kennlinie) .....	130
Abbildung 10.15:	Überblick über alle Modellschritte, deren Modellgüte anhand von Modellregion 2 und eine Aufwandsdarstellung .....	131

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 5.1:	Beispielhafte, nicht vollständige Auflistung von mobilen Netzanalysatoren mit der Möglichkeit, Oberschwingungen oberhalb von 2,5 kHz zu erfassen.....	15
Tabelle 5.2:	Standorte der Messkampagne.....	17
Tabelle 5.3:	Aufzunehmende Ereignisse und geeignete Trigger .....	19
Tabelle 6.1	Netzgebiete, zur Analyse der Spannungs- und Frequenzabhängigkeit .....	36
Tabelle 7.1:	Angabe der relativen Leistungsanteile in Prozent der Verbrauchergruppen HH, GHD- und LW-Betriebe an der installierten Verbrauchersummenleistung für die vier untersuchten NS-Netzstrukturklassen .....	53
Tabelle 7.2:	Zustände des Spannungsreglers .....	70
Tabelle 9.1:	Bevölkerungseinteilung in Gruppen mit Parametern: HH-Beschäftigung, Alter und Anwesenheit von Kindern .....	98
Tabelle 9.2:	Wahrscheinlichkeit der Ladung an einem LUC auf Grundlage der Stakeholder-Dialoge, eigene Darstellung nach [56].....	101
Tabelle 9.3:	Simulationsparameter für die erstellten Ladeprofile .....	102
Tabelle 9.4:	Parameter zur Nachbildung der Elektromobile im untersuchten Netzgebiet .....	108
Tabelle 10.1:	installierte Leistung der Verbraucher und Erzeuger in den beiden Modellregionen .....	114
Tabelle 10.2:	Gleichzeitigkeitsfaktoren für nicht gemessene dezentrale Erzeugungsanlagen für die Kollektivgröße eines Mittelspannungsnetzes .....	118
Tabelle 10.3:	Blindleistungsmodellierung einzelner Netzteilnehmer .....	120

# Teil 1

# Projektüberblick



### 1 Motivation

*„Im Zuge der Energiewende werden die erneuerbaren Energien zur tragenden Säule unserer Stromversorgung. Bis 2025 sollen bundesweit 40-45 % des Stroms aus erneuerbaren Quellen stammen, bis 2050 sogar 80 %. Dabei wird der erzeugte Strom hauptsächlich aus Wind und Sonne stammen. Im Norden der Bundesrepublik wird Wind die Erzeugung dominieren, während im Süden, insbesondere in Bayern der Strom vornehmlich aus Photovoltaik gewonnen werden wird. Um die Ziele der Energiewende zu erreichen, wird neben den ausreichenden Erzeugungskapazitäten auch eine leistungsfähige Infrastruktur zur Verteilung und Nutzung des erneuerbaren Stroms notwendig sein. Planbarkeit und Sicherung der Versorgungsqualität bei zunehmenden Anteilen von volatiler Erzeugung werden dabei zu einer immer größeren Herausforderung.“*

Mit diesen Worten leitet der Projektantrag zum geplanten Förderprojekt neos – Netz-EntwicklungsOffensive Strom aus dem Jahr 2017 ein. Die daraus abgeleiteten Projektziele sind eindeutig. Das Projekt neos soll im engen Verbund mit den beteiligten Partnern, den relevanten Akteuren der Energieversorgung (Bayernwerk AG, REWAG AG) und den Weltmarktführern im Komponentenbereich (Maschinenfabrik Reinhausen GmbH und SGB SMIT) aus dem ostbayerischen Raum, wichtige tagesaktuelle Fragestellungen wissenschaftlich erörtern und untersuchen, die sich durch die laufende Transformation des Energiesystems und den rasanten Ausbau der Anlagen zur erneuerbaren Energieerzeugung den Projektpartnern stellen.

Inzwischen hat die Realität die Ziele in einem rasanten Tempo überholt. Der Anteil der Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2021 bei etwa 41 % [1]. Die seit Dezember 2021 amtierende Bundesregierung aus SPD, Bündnis 90/ Die Grünen und FDP setzt sich das Ziel, im Jahr 2030 mindestens 80 % des Bruttostrombedarfs aus erneuerbaren Energien zu decken [2].

Der flexible Projektansatz des Förderprojekts neos bietet die Chance, auf diese Entwicklung zu reagieren und schnell auch kleinere Fragestellungen in einer bestehenden Organisationsstruktur wissenschaftlich zu klären.

## 2 Ziele des Gesamtprojekts neos

Das Themenspektrum in neos ist vielfältig und orientiert sich an den Prioritäten der beteiligten Unternehmen. Übergeordnetes Ziel ist es, neue Technologien zu schaffen, die eine bessere Integration von hohen Anteilen erneuerbarer Energien ermöglichen und gleichzeitig durch intelligente Betriebsführung langlebiger und kosteneffizienter als konventionelle Technologien sind. Der Fokus liegt dabei im Technologiefeld Netzbetriebsmittel und Netzregelstrategien und legt den Betrachtungswinkel von der Netzebene 7 bis auf Netzebene 3. Die Arbeiten zum Erreichen der drei Kernziele erfolgen an den in Abbildung 2.1 dargestellten Standorten in Ostbayern.

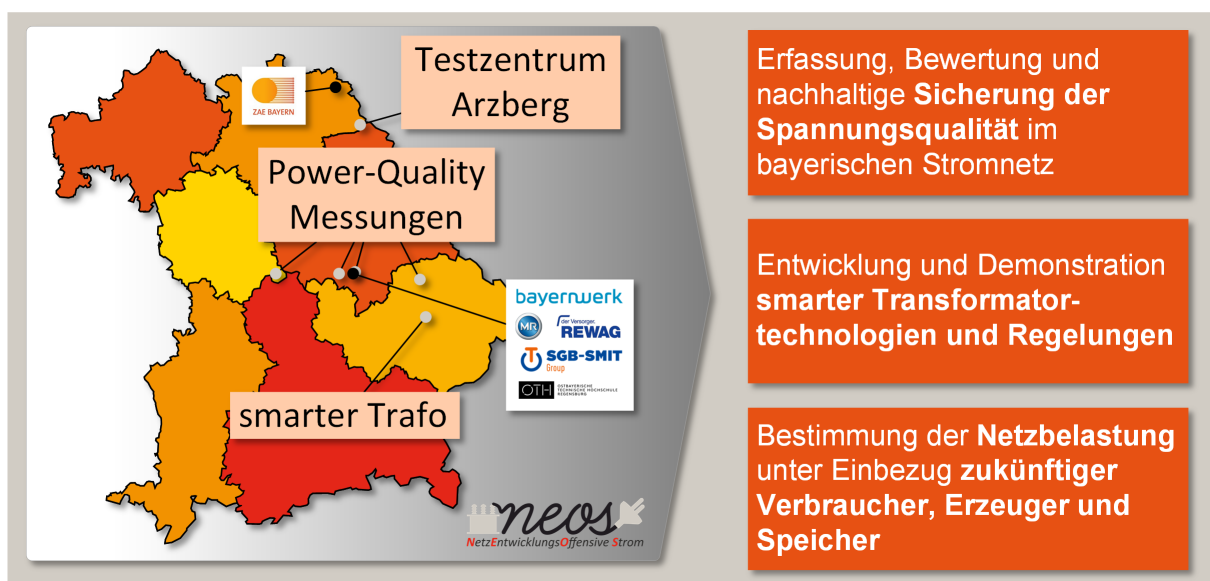


Abbildung 2.1: Projekt- und Versuchsstandorte mit den Kernzielen des Projekts

Dabei wurden die folgenden übergreifenden Projektinhalte definiert.

Die NetzEntwicklungsOffensive Strom:

- Untersucht intelligente Betriebsmittel in der Anwendung, Charakterisiert deren Eigenschaften, klärt Einsatzpotentiale und entwickelt diese weiter.
- Schafft Schnittstellen für die Kommunikation von intelligenten Betriebsmitteln, um eine intelligente Steuerung von Anlagen zu ermöglichen.
- Baut das ZAE-Feldlabor in Arzberg für die Untersuchung von intelligenten Betriebsmitteln (Speicher, RONT, Wechselrichter, PV-Anlagen etc.) konsequent weiter aus, damit neue Technologien schnell in einem realen Umfeld charakterisiert werden können.
- Erhebt bisher nicht existierende Datengrundlagen zu spannungsebenenübergreifenden Netzzuständen. Darüber hinaus werden die Grundlagen geschaffen, um dezentrale Erzeugungsdaten, Ansätze für Regelung und Speicherung zu

aggregieren und die Rückwirkung auf alle Netzebenen zu betrachten sowie Vorhersagen über die Entwicklung von Lastprofilen zu machen.

- Erforscht Degradations- und Alterungsverhalten von Betriebsmitteln in der Anwendung und entwickelt Methoden zur Lebensdauer- und Ertragssteigerung.
- Spannt den Bogen von der Nieder- bis zur Hochspannungsebene.

Die konkreten Arbeitsziele werden im Rahmen der Vorstellung der einzelnen Projektarbeitspakete in Abschnitt 4.1 und ausführlicher in Kapitel 2 dieses Berichts erläutert.

### 3 Rahmenbedingungen, unter denen das Projekt durchgeführt wurde

Zum Projekterfolg von neos tragen das unmittelbare Umfeld der beiden Forschungseinrichtungen und der Projektpartner bei.

#### 3.1 Zusammensetzung des Projektkonsortiums

Zur Lösung der in neos betrachteten Aufgabenstellungen setzt sich der Projektverbund aus Netzbetreibern, Komponentenherstellern und zwei Forschungseinrichtungen zusammen, deren Interessen, Qualifikationen und Kompetenz hinsichtlich der beschriebenen Aufgabenstellung im Folgenden vorgestellt werden.

Bayernwerk AG - Bayernwerk Netz GmbH

Die Bayernwerk Netz GmbH sorgt mit rund 2.700 Mitarbeitern für eine sichere und zuverlässige Energieversorgung von rund sieben Millionen Menschen in den bayerischen Regionen Unter- und Oberfranken, Oberpfalz sowie Nieder- und Oberbayern. Das Unternehmen ist der größte regionale Verteilnetzbetreiber in Bayern: Sein Stromnetz umfasst 156.000 Kilometer, sein Gasnetz 6.000 Kilometer und das Straßenbeleuchtungsnetz 34.600 Kilometer. In seinen Energienetzen verteilt das Unternehmen zu 70 Prozent elektrische Energie aus erneuerbaren Quellen. Dafür sorgen über 300.000 dezentrale Erzeugungsanlagen, die in das Netz des Bayernwerks Ökostrom einspeisen. In Nord- und Ostbayern versorgt das Unternehmen Kunden auch über sein Erdgasnetz. Mit innovativen Lösungen entwickelt das Unternehmen Energiesysteme von morgen und ist an mehr als 20 Standorten im Land präsent. Sitz der Bayernwerk Netz GmbH ist Regensburg. Das Unternehmen ist eine 100-prozentige Tochter der Bayernwerk AG.

REWAG AG - Regensburg Netz GmbH

Die REWAG versorgt über 200.000 Kunden in und um Regensburg mit Strom, Erdgas, Wärme und Trinkwasser. Ergänzend dazu bietet die REWAG zahlreiche innovative Dienstleistungen an, betreibt den Ausbau erneuerbarer Energien mit eigenen

Erzeugungsanlagen und setzt auf zukünftige Energie-Konzepte. Für die REWAG ist die Spannungsqualität in der Stromversorgung von sehr hoher Priorität, da in Regensburg sehr viele große Industriebetriebe sitzen. Die Projektergebnisse aus dem Forschungsprojekt neos helfen der REWAG AG, die Versorgung ihrer Kunden effizienter und besser zu gestalten.

Maschinenfabrik Reinhausen GmbH

Die MR ist auf dem Gebiet der Entwicklung, Herstellung, Vermarktung und des Vertriebs hochwertiger Stufenschalter zur Spannungsregelung (VACUTAP®, OILTAP®), Umsteller (DEETAP®) sowie von Transformatoren-Zubehör weltweit tätig. Ferner ist seit September 2012 ein neues MR-Produkt für die Spannungsregelung von Ortsnetztransformatoren auf dem Markt, ein System bestehend aus Laststufenschalter, Regler und Sensor für das Niederspannungsnetz, das zusammen mit dem Transformator einen regelbaren Ortsnetztransformator (RONT) ergibt. Der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren erhöht die Aufnahmefähigkeit der Verteilungsnetze bei der Einspeisung von erneuerbaren Energien aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen und reduziert damit den Bedarf des Netzausbaus. Die MR möchte im Rahmen des Projekts Regelalgorithmen für Trafos und Ansätze für die sinnvolle Nutzung von Trafointelligenz gemeinsam mit den Projektpartnern untersuchen.

ZAE Bayern e.V.

Das ZAE Bayern ist ein national und international anerkanntes außeruniversitäres Forschungsinstitut. Mit unserer Arbeit verfolgen wir das Ziel, durch erneuerbare Energien und Energieeffizienztechnologien eine CO<sub>2</sub>-neutrale Energieversorgung zu erreichen und so zum Klimaschutz beizutragen. Daran arbeiten wir seit 1991 als eingetragener Verein mit institutioneller Förderung durch das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie. In unseren zentralen Kompetenzfeldern – erneuerbare Energien, Energiespeicherung und Energieeffizienz – verfolgen wir an der Schnittstelle zwischen Grundlagenforschung und angewandter Industrieforschung einen interdisziplinären Ansatz. Dieser reicht von der Materialforschung über die Komponentenentwicklung bis zur Systemoptimierung. Wir befassen uns mit Themen wie: Nanomaterialien, thermischer und elektrochemischer Energiespeicherung, energieeffizienten Prozessen, Geothermie, energieoptimierten Gebäuden und Stadtquartieren, Smart Grids und sektorenübergreifenden Energiesystemen (Strom und Wärme/Kälte) Unsere Arbeitsgruppen verteilen sich auf die Hauptstandorte Garching und Würzburg sowie eine Außenstelle in Hof. Zur Verzahnung der jeweils vorhandenen Kompetenzen werden Arbeiten auch standortübergreifend ausgeführt. Durch Forschung, Aus- und

Weiterbildung, Beratung und Information sowie Planung und Qualitätssicherung überführen wir aktuelle wissenschaftliche Erkenntnisse in praktische Anwendungen.

OTH Regensburg – Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher (FENES)

Die Expertise der OTH Regensburg ist auf dem Gebiet der Netzplanung und System-sicherheit mittlerweile national anerkannt. So war die OTH Regensburg als einzige Hochschule für angewandte Wissenschaften an mehr als nur einem Forschungsprojekt der Förderinitiative "Zukunftsfähige Stromnetze" des Bundes beteiligt. Sie hat sogar in allen drei beantragten Forschungsvorhaben die Konsortialführerschaft, was einzigartig auf diesem Forschungsfeld ist. Die OTH Regensburg ist eine der wenigen Forschungseinrichtungen in Deutschland, die über ein komplettes Abbild des deutschen Stromnetzes verfügt und dieses sogar in einem Modell spannungsebenenübergreifend berechnen kann. Im Projekt ist die OTH Regensburg mit Prof. Dr.-Ing. Oliver Brückl vertreten. Er berät das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), die Deutsche Energie-Agentur und die österreichische Regulierungsbehörde e-control auf dem Gebiet der Netzstabilität. Er initiierte 2007 die Entwicklung des regelbaren Ortsnetztransformators.

### **3.2 Einbettung in die Landschaft der beteiligten Forschungseinrichtungen**

Das Projekt neos baut auf Grundlagen auf, die im Rahmen von bereits abgeschlossenen Projekten am ZAE Bayern und der OTH Regensburg erarbeitet wurden. In neos wird die umfangreiche Datenbasis aus den im bisherigen Projekt „Smart Grid Solar“ (SGS) betrachteten Niederspannungsnetzen durch eine systematische Ausweitung der Datenerfassung auf höhere Netzebenen ausgebaut. Kernelement ist dabei ein Feldlabor für Smart-Grid Technologien, eine Infrastruktur bestehend aus echten Niederspannungsnetzen mit realen Erzeugern und Verbrauchern, wie sie für ländlich dicht besiedelte Gebiete üblich sind. Darüber hinaus wird das Reallabor durch neue Technologien aus den Bereichen der Transformatoren und Regelkomponenten ergänzt, um diese im Betrieb zu charakterisieren.

Zudem wurde an beiden Forschungseinrichtungen ein aktiver Austausch bis hin zu einer aktiven Zusammenarbeit mit einer Vielzahl von parallelen Forschungsprojekten gepflegt, um Synergien bestmöglich zu nutzen.

### **3.3 Das Testzentrum Arzberg**

Im Rahmen des Projektes SGS wurde in Arzberg ein Feldlabor für Smart-Grid-Technologien in Betrieb genommen, in welchem einige Aktivitäten im Projekt neos

stattfinden. Neben einer umfassenden Mess- und Datenplattform, welche alle Komponenten des Testzentrums zentral vereint, wird der Netzzustand des angeschlossenen Niederspannungsnetzes sowie ein weiteres Netzgebiet im Echtbetrieb durch Sensoren und Smart-Meter in knapp 40 Haushalten erfasst. Im Feldlabor stehen drei Redox-Flow-Speicher mit einer Leistung von je 90 kW bei einer Kapazität von 130 kWh und Photovoltaikanlagen verschiedenen Typs und Ausrichtung von insgesamt etwa 50 kWp zur Verfügung.

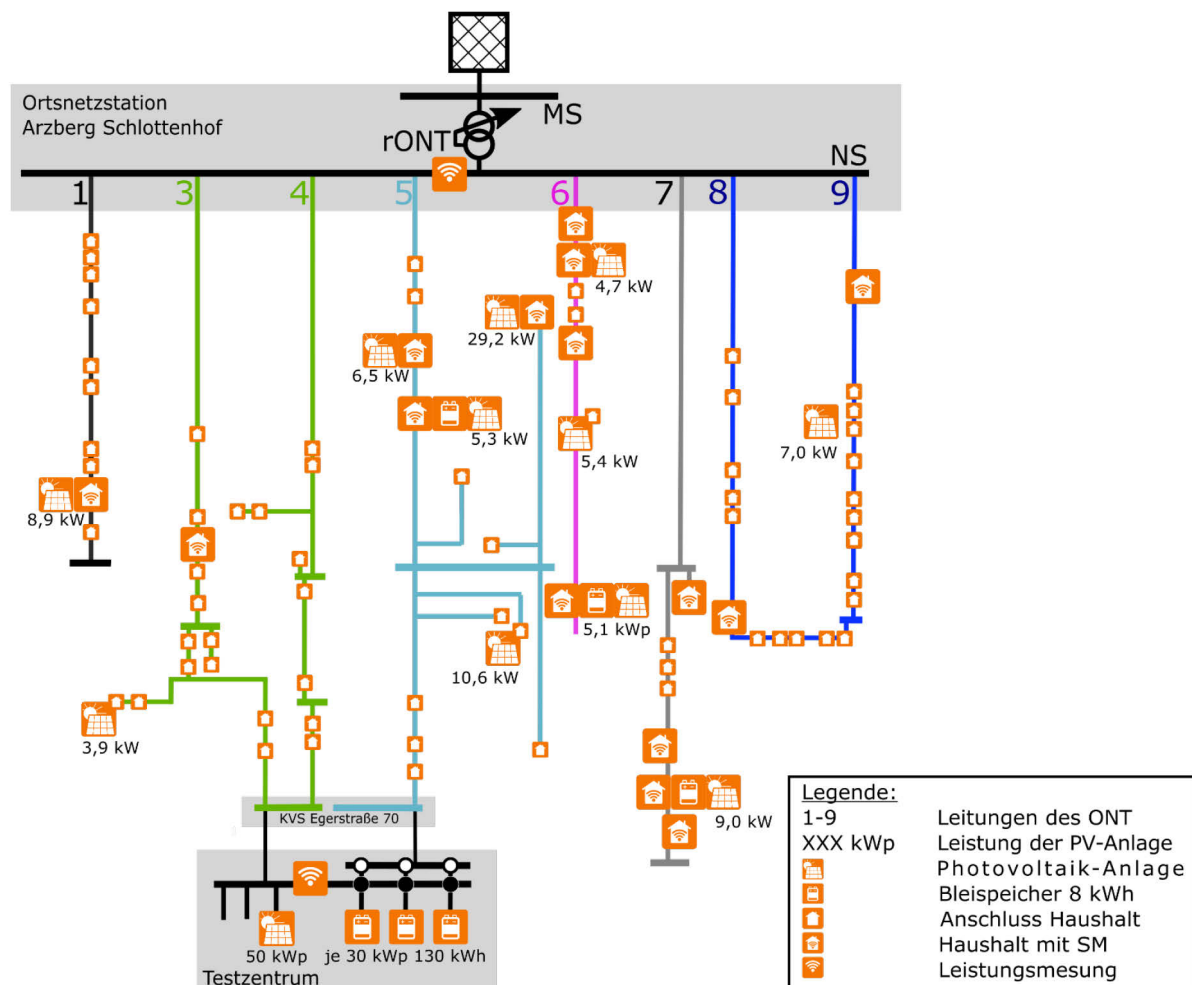


Abbildung 3.1: Schematischer Netzplan des Ortsnetzes mit Anbindung des Versuchsfelds

Abbildung 3.1 zeigt den schematischen Netzplan. Darin ist auch zu erkennen, dass die Speicherbatterie (im hellgrauen Feld links dargestellt) auf einen zweiten unabhängigen Netzstrang (hellblau gefärbt) schaltbar ist. Diese Umschaltmöglichkeit wurde während der Projektlaufzeit geschaffen.



## 4 Projektorganisation

### 4.1 Bündelung der Themenfelder in Arbeitspakete

Die in Abschnitt 2 vorgestellten Ziele und die Themen der Industriepartner wurden zunächst in vier Arbeitspaketen gebündelt. Da sich gegen Mitte der Projektlaufzeit noch weitere Themen abseits der Arbeitspakete entwickelt haben, wurde zusätzlich das Arbeitspaket *Netzmodellierung* hinzugefügt. Folgende 5 Themenfelder wurden somit konkret im Projekt neos bearbeitet.

#### Messdatenerhebung

Die Belastung des Netzes durch hochfrequente Einflüsse, die beispielsweise durch Leistungselektronik in Erzeugungs-, Speicher- und Bezugsanlagen oder sonstige Ereignisse (z. B. Schaltvorgänge) hervorgerufen werden, gewinnen zunehmend an Bedeutung. Ihr Einfluss auf die Netzqualität und die Lebensdauer von Netzbetriebsmitteln wird immer relevanter. In neos werden deshalb erstmals an fünf ausgewählten Orten in Bayern Messpunkte zur detaillierten Erfassung und Bewertung von höheren Oberschwingungen und kurzzeitigen transienten Vorgängen eingerichtet.

#### Spannungsqualität

Bisher weist Deutschland eine sehr hohe Versorgungsqualität der elektrischen Energieversorgung auf. Allerdings berichten einige Unternehmen in Bayern bereits von ersten potenziellen Beeinträchtigungen und leiten daher noch höhere Anforderungen ab. Zur langfristigen Sicherung des Wirtschaftsstandortes Bayern untersucht neos diese Phänomene und erarbeitet bedarfsorientierte Lösungsmöglichkeiten auf Seiten der Industrieunternehmen und der Netzbetreiber.

#### Intelligenter Transformator

Smarte Betriebsmittel und cloudbasierte Transformatorregelungen sind eine vielversprechende Möglichkeit, die Digitalisierung im Stromnetz gewinnbringend zu nutzen. Solche Features sind beispielsweise Regelalgorithmen mit abgesetzten Spannungssensoren für regelbare Ortsnetztransformatoren oder proaktive Kühlstrategien für Transformatoren. Solche Technologien werden u. a. im Reallabor Arzberg entwickelt und erprobt.

#### Zukünftige Netzbelastungen

Die Netzbetreiber müssen in Zukunft neben den erneuerbaren Energien auch die Elektromobilität effizient, für den Kunden höchst komfortabel, aber dennoch für die Volkswirtschaft möglichst kostengünstig integrieren. In neos wird deshalb eine

Prognose für die Entwicklung der zukünftigen Netzbelastung unter Einbezug von Verbraucher, Erzeuger und Speicher erarbeitet.

## Netzmodellierung

Die Netzplanung sorgt dafür, dass die Netzqualität den Ansprüchen auch in der Zukunft gerecht wird. Dabei steigt die Verfügbarkeit von hochauflösenden Daten kontinuierlich und damit auch die technischen Möglichkeiten einer immer exakteren Netzplanung. Dies ist aber auch mit einem erheblichen Mehraufwand im Planungsprozess verbunden, der mit dem daraus gezogenen Nutzen in Benchmark gestellt wird.

## 4.2 Regelmäßiger Austausch mit den Industriepartnern

Das Projekt neos orientiert sich stark an den Interessen der beteiligten Firmen. Die Einbindung der Projektpartner und die ständige Überprüfung und Anpassung der Inhalte spielen im Projektalltag eine übergeordnete Rolle. Dies spiegelt sich vor allem in der Organisation von regelmäßigen Treffen und einem ständigen Erfahrungsaustausch wider. Die Projektorganisation von neos teilt sich in zwei zentrale Elemente auf (vgl. Abbildung 4.1). Der Lenkungsrat fungiert als Gremium zur Steuerung der Projektinhalte durch Entscheidungsträger der Industriepartner.

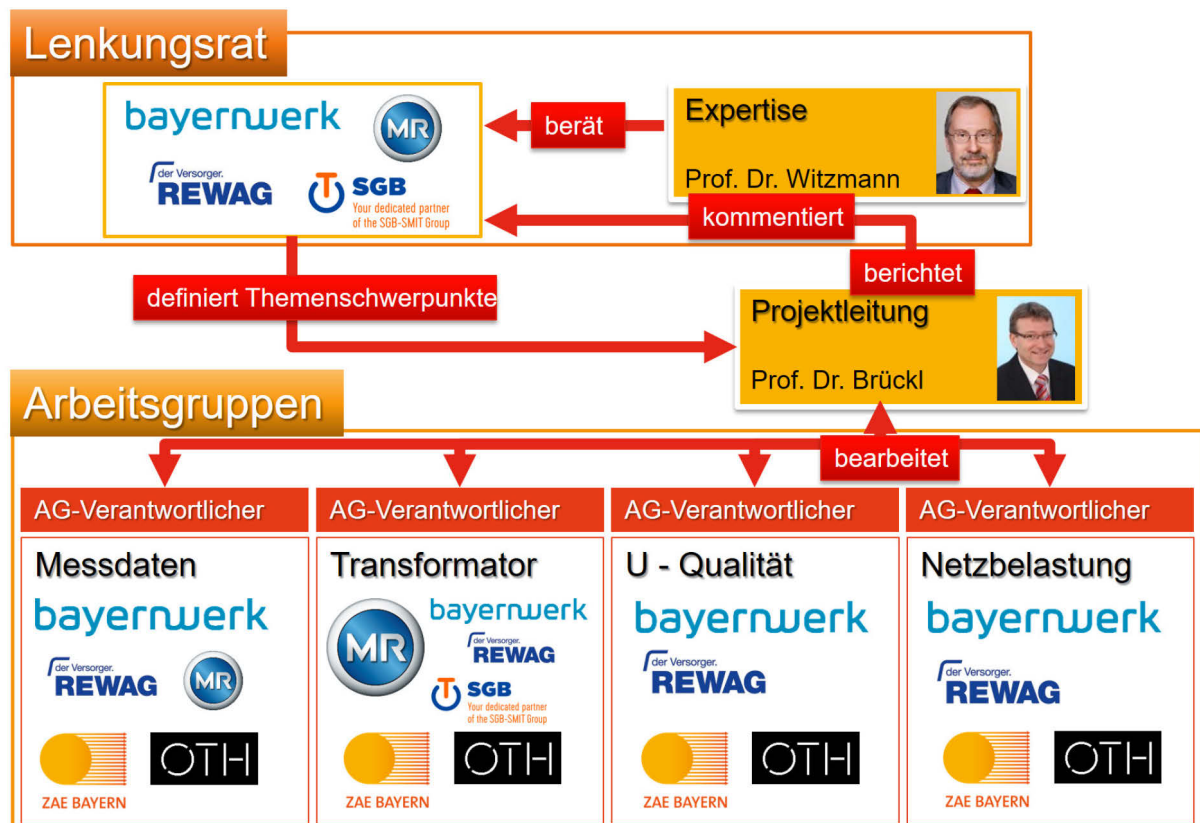


Abbildung 4.1: Projektorganisation mit den beiden zentralen Elementen, dem Lenkungsrat und den Arbeitsgruppen

Der Lenkungsrat soll sicherstellen, dass das Projektteam nur Inhalte bearbeitet, die aktuell im Fokus der beteiligten Partnerfirmen liegen. Eine Änderung der Projekthalte ist daher jederzeit möglich und wurde auch umgesetzt. Zweimal jährlich findet eine Sitzung des Lenkungsrats statt. Die Arbeitsgruppen stellen die aktuellen Projektergebnisse und den Projektfortschritt vor, auf dessen Basis der Lenkungsrat die Relevanz für die Firmen bewertet und das weitere Vorgehen vorgibt. Im Lenkungsrat sitzen zu den Vertretern jedes Projektpartners Herr Prof. Dr. Witzmann als unabhängiger wissenschaftlicher Berater.

### 4.3 Öffentliche Wirksamkeit des Projektes

Da für einen Weitertrieb der in SGS verbauten Zählerhardware der Rückhalt in der ansässigen Bevölkerung in Arzberg von hoher Bedeutung ist, wurde im Rahmen des Projekts neos die Bevölkerung durch eine offene Diskussionsrunde am 24. Januar 2019 in Arzberg, einer Berichtserstattung in der öffentlichen Zeitung sowie mit Informationsmaterial eng in den Projektverlauf einbezogen. Eindrücke davon zeigt Abbildung 4.2. Neben Artikeln in den Broschüren der Forschungsunternehmen wurde außerdem über eine Homepage<sup>1</sup> sowie Kurzberichte zum aktuellen Projektfortschritt berichtet. Eine vollständige Liste dieser Aktivitäten und der veröffentlichten bzw. geplanten wissenschaftlichen Artikel befindet sich in Teil 3 dieses Berichts.



Abbildung 4.2: Eindrücke von der Informationsveranstaltung in Arzberg zur Einbindung der Bevölkerung vor Ort

<sup>1</sup> [www.neos-bayern.de](http://www.neos-bayern.de)

### 4.4 Netzwerkcharakter des Projektes

Wie einleitend bereits beschrieben, zeichnet sich das Projekt neos – NetzEntwicklungsOffensive Strom durch den offenen Charakter gegenüber neuen Themenstellungen und den intensiven, institutionalisierten Austausch mit den beteiligten Industriepartnern auch jenseits der Arbeitsebene aus. Dieser Austausch fand unter der unabhängigen wissenschaftlichen Begleitung von Prof. Dr. Witzmann statt. Dadurch und durch die große Themenvielfalt unterscheidet sich das Projekt deutlich von klassischen Forschungsprojekten.

Die ständige Rückmeldung zu den Firmen ermöglichte es, schnell auf sich ändernde Interessen zu reagieren. Dies schließt die Streichung einzelner, weniger interessanter oder aus dem Fokus geratener Arbeitspakete zugunsten von komplett neuen Themenfeldern mit ein. Darüber hinaus konnten einzelne Arbeiten flexibel zwischen den Partnern verlagert werden, beispielsweise der Entwicklung des in Abschnitt 7.3 vorgestellten Transformatorreglers. Außerdem konnten Forschungsaktivitäten der Projektpartner, die nur am Rande den Themenkomplex von neos berühren, durch Daten, Modelle und wissenschaftliche Begleitung von Abschlussarbeiten unterstützt werden. Dieser Netzwerkcharakter stärkte die Vernetzung der Industrieunternehmen mit den Forschenden nachhaltig auch über das Projekt hinaus.

Das Projekt neos bildet die Basis für eine schnelle und flexible Unterstützung der Unternehmen durch die Forschungseinrichtungen. Darüber hinaus dient das Netzwerk der unkomplizierten Zusammenarbeit der Unternehmen selbst, indem Informationen, Daten, etc. unkompliziert und in einem verlässlichen Rechtsrahmen ausgetauscht werden konnten. Diese Einmaligkeit und Wertschätzung zeigt sich daran, dass die Unternehmen anstreben, die Zusammenarbeit weiter in dieser Konstellation weiter fortführen zu können.

# Teil 2

# Projektinhalte

## 5 Messtechnik

Die Oberschwingungsbelastung der Netze rückt durch den vermehrten Einsatz von Umrichtern sowohl bei Verbrauchern, als auch im Erzeugungsbereich immer mehr in den Fokus. Aktuell wird in der Normung lediglich die Einhaltung eines Grenzwerts bis 2 kHz gefordert (DIN 50160). Messungen zeigen jedoch, dass beispielsweise die Ladumrichter von Elektroautos eine hohe Belastung um 50 kHz hervorrufen [3]. In diesem Frequenzbereich werden jedoch nur selten Power-Quality-Analysen durchgeführt. Im Projekt neos haben sich die Projektpartner deshalb zur Aufgabe gemacht, erstmals im Netzgebiet eine aussagekräftige Oberschwingungserfassung bis 150 kHz auf Mittelspannungsebene durchzuführen.

### 5.1 Normative Vorgaben an die Spannungsqualität

Die einzuhaltenden Merkmale der Spannungsqualität im öffentlichen Energieversorgungsnetz regelt DIN EN 50160 in der aktuellen Ausgabe 11-2020. Sowohl für die Nieder- als auch für die Mittelspannung gelten ähnliche Grenzwerte für Oberschwingungsanteile bis 1,25 kHz. Darüber hinaus sind derzeit Verträglichkeitspegel für Verbraucher (DIN EN 61000-2-12 für die MS mit Verweis auf DIN EN 61000-2-2 für die NS) definiert. Im Netzbetrieb sind auf Mittelspannungsebene bis 100 kHz lediglich maximale Signalspannungspegel für Netzkommunikationsanlagen verpflichtend einzuhalten. Für sonstige Netzteilnehmer und jenseits von 100 kHz wird derweil im Normungsgremium beraten. Für diese verweist die Norm informativ auf Richtwerte zur elektromagnetischen Verträglichkeit, welche für die Niederspannung (DIN EN 61000-2-2 A2) seit Mai 2020 auch Verträglichkeitspegel bis 150 kHz aufweist.

Die zur Bewertung der Messungen herangezogenen Störpegel sind in Abbildung 5.1 zu sehen. Für die Frequenzen bis 2 kHz sind einzelne Grenzpegel für jede Harmonische Oberschwingung vorgegeben. Die Grenzwerte für geradzahlige Oberschwingungen sind dabei deutlich höher als für ungerade. Im Bereich oberhalb von 2 kHz gibt die Normung für die NS-Ebene einen mit der Frequenz logarithmisch fallenden Pegel vor. Es ist zu erwarten, dass diese Werte in die DIN 50160 Einzug erhalten und mittelfristig auch auf die MS-Ebene adaptiert werden.

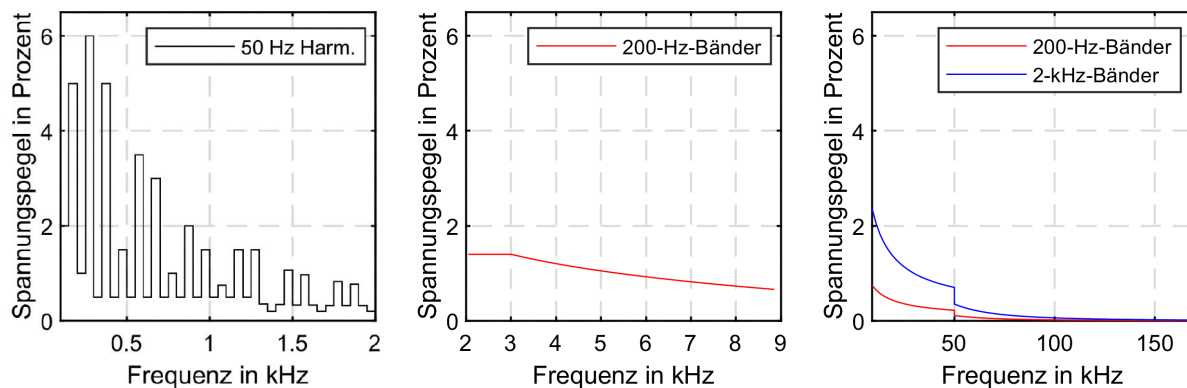


Abbildung 5.1: Verträglichkeitspegel bis 2 kHz gültig für MS-Ebene; darüber hinaus sind die gültigen Pegel der NS dargestellt; Sprünge ergeben sich aus der unterschiedlichen Zusammenfassung der Frequenzbänder

## 5.2 Technische Aspekte der Messkampagne

Da Messungen von hochfrequenten Oberschwingungen im Mittelspannungsnetz derzeit nicht standardmäßig durchgeführt werden, liegt ein großer Teilaspekt des Arbeitspakets in der Anforderungsdefinition und der Auswahl des Messequipments.

### 5.2.1 Auswahl des Messgeräts

Im Vorfeld der Messungen wurde eine umfangreiche Marktrecherche zu Netzanalysatoren, die geeignet erscheinen, um im Mittelspannungsnetz suprafrequente Spannungsharmonische über einen Zeitraum von etwa einem Jahr aufzuzeichnen, durchgeführt. Die folgende Übersicht soll die Herausforderungen bei der Beschaffung eines geeigneten Systems näher beleuchten und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Im Mittelpunkt stehen dabei folgende technische Anforderungen:

- 3 Phasen-Netzanalysator der Klasse A mit variablem Aggregationsintervall,
- Aufzeichnung von Spannungs- und Stromharmonischen oberhalb von 9 kHz ,
- Aufzeichnung von Ereignissen mit Abstraten im 3-stelligen kHz-Bereich,
- Eignung zum Einsatz im Umspannwerk ohne Festinstallation,
- Aufzeichnungsdauer über mindestens ein Jahr umsetzbar,
- Spannungseingang für Sensoren mit einer Sekundärspannung von 1-10 V und einer AD-Wandler-Auflösung zur Erfassung der Pegel nach Abbildung 5.1.

Tabelle 5.1 listet die Netzanalysegeräte auf, die prinzipiell geeignet erscheinen, die Anforderungen bezüglich der Messaufgaben zu erfüllen. Herausfordernd dabei ist, dass eine Vielzahl von praxistauglichen Messgeräten, das heißt für den mobilen Einsatz im Umspannwerk geeignete Geräte, keine Oberschwingungsanalysen bei Frequenzen oberhalb der in der Norm definierten 2,5 kHz erlauben. Aus diesen Geräten wurden zwei Kandidaten für weitere Tests ausgewählt. Der klassische Netzanalysator



PQ-Box-300 der Firma A. Eberle, der speziell für die hochfrequente Oberschwingungsmessung entwickelt wurde, sowie das flexible Messsystem sirius-i der Firma dewesoft wurden in einem ersten Schritt angeschafft und getestet. Die Entscheidung für die weitere Verwendung fiel, nach einem mehrwöchigen Test, zugunsten des Geräts von a-eberle aus. Das Gerät ist zwar weniger flexibel, war in der Handhabung aber weniger komplex und zuverlässiger.

Tabelle 5.1: *Beispielhafte, nicht vollständige Auflistung von mobilen Netzanalysatoren mit der Möglichkeit, Oberschwingungen oberhalb von 2,5 kHz zu erfassen*

Hersteller	Produkt	Typ <sup>i</sup>	Abtastrate U	Oberschwingungen U	AD Wandler	Besonderheiten
Elspec	G4500	NA	51,2 kS/s	25,6 kHz	1000 V DC 16 bit	Rohdatenrecorder (komprimiert)
a-eberle	PQ-Box-200	NA	4 MHz	9 kHz	830 V AC LL 24 bit	
a-eberle	PQ-Box-300	NA	409,60 kHz	170 kHz	980 V AC LL 24 bit	
HIOKI	PW3198	NA	2 MHz	80 kHz	600 V LE	
neo-Messtechnik	PQA-8000	NA	1 MS/s	500 kHz	600V/20V LE 18 bit	ab 2021 verfügbar
AMOTronics	Saturn <sup>ii</sup>	DAS	2 MS/s	1 MHz	1 - 1000 V LE 16 bit	
Highvolt	HiRES <sup>ii</sup>	DAS	250 MS/s	125 MHz	0,5 - 10 V LE 14 bit	PC notwendig
dewesoft	sirius-i <sup>ii</sup>	DAS	1 MHz	150 kHz	0,05 - 100 V LE 16 bit	PC notwendig

<sup>i</sup> NA: Netzanalysator, DAS: Data Acquisition System

<sup>ii</sup> geeignete Beispielkonfiguration

Neben der PQ-Box-300 des fränkischen Herstellers a-eberle wird seit Anfang 2020 mit dem Netzanalysator PQA8000 der Firma neo-Messtechnik eine interessante Alternative angeboten, die insbesondere den Anschluss von Sensoren mit niedriger Sekundärspannung direkt unterstützt.

### 5.2.2 Verwendete Spannungswandler

Da konventionelle induktive Spannungswandler Resonanzstellen aufweisen, sind sie für die Beurteilung von hochfrequenten Oberschwingungen nicht geeignet. Ohmsch-kapazitive Spannungsteiler versprechen aufgrund ihres stetigen Übertragungsverhaltens verlässlichere Messungen (vgl. die ermittelten Amplitudenfehler der verwendeten Sensoren in Abbildung 5.2).

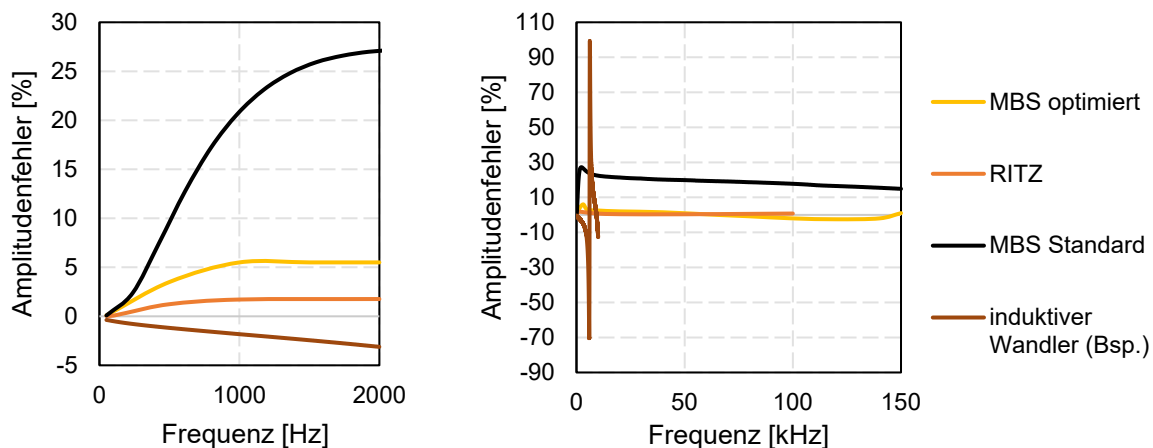


Abbildung 5.2: Frequenzgang der verwendeten Spannungssensoren und eines beispielhaften induktiven Wandlers im Vergleich (links: Ausschnitt des bisher relevanten Frequenzbereichs)

Die Hersteller RITZ-Instrument Transformers sowie MBS AG bieten Sensoren mit breitbandigem Übertragungsverhalten an. Im Versuch werden sowohl die günstigeren Sensoren der Firma MBS (Einbau in DIN-Kabelstecker, statt eines Blindverschlusses, siehe Abbildung 5.4), als auch Sensoren der Firma RITZ (Metallgekapselte Sensoren mit DIN-Kabelanschluss) getestet. Letztere kommen im Umspannwerk Lilienthalstraße parallel im Vergleich mit einem nicht optimierten Spannungssensor von MBS, dessen Übertragungsverhalten im Nachhinein über die zuvor ermittelte Amplitudenkennlinie korrigiert werden soll, zum Einsatz.

Viele auf dem Markt erhältliche hochgenaue Spannungsteiler mit großer Bandbreite sind für den Laboraufbau in Hochspannungsversuchsfeldern konzipiert. Zu Beginn des Projektes neos war lediglich der verwendete Spannungsteiler der Firma RITZ tauglich für den Einsatz in Umspannwerken. Im Laufe des Projektes entwickelte der Hersteller MBS seine bestehenden Sensoren weiter und optimierte diese auf eine höhere Bandbreite. Weitere Hersteller kündigten nach der Veröffentlichung der erweiterten EMV-Norm ebenfalls die Entwicklung solcher Sensoren an.

### 5.2.3 Verwendete Stromwandler

Die Messung des Stromes bei hohen Frequenzen steht nicht im Vordergrund der Projektziele. Außerdem weist das Übertragungsverhalten von gängigen Stromwandlern im betrachteten Frequenzbereich deutlich geringere Nichtlinearitäten auf. Zur Messung werden daher die Signale der vorhandenen Stromwandler mittels hochgenauen Strommesszangen abgegriffen.

#### 5.2.4 Auswahl der Versuchsstandorte

Für einen möglichst umfassenden Überblick über die aktuelle Oberschwingungsbelastung im Netz werden die Messungen an vier Standorten mit unterschiedlicher Netzstruktur installiert (siehe Tabelle 5.2). Im Umspannwerk Lilienthalstraße startete die Messung Mitte Juli 2020 mit einem Sensorsatz der Firma RITZ sowie einem Sensor der ersten Generation der Firma MBS. Die weiteren Standorte wurden Mitte November 2021 mit den weiterentwickelten Sensoren des Herstellers MBS in Betrieb genommen. Die Messungen werden über das Projekt neoS hinaus fortgeführt.

Tabelle 5.2: Standorte der Messkampagne

Name des UWs	Prägung	Spannungssensoren
Neumarkt NT1	Wind + Last	MBS 2. Generation
Lilienthalstraße 1b (Sinzinger Weg)	Last städtisch	RITZ + MBS 1. Generation
Pentling NT1a	Last ländlich	MBS 2. Generation
Falkenstein NT2	PV + Last	MBS 2. Generation

#### 5.2.5 Messaufbau zur Erfassung und Übertragung der Messwerte

Zur Erfüllung des primären Ziels, eine Messkampagne über mindestens ein Jahr ohne regelmäßige Termine vor Ort durchzuführen, wurde ein Messaufbau entwickelt, der eine vollständige Kontrolle des Systems über das Mobilfunknetz erlaubt. Der gesamte Aufbau ist schematisch in Abbildung 5.3 dargestellt. Die eigentliche Messung (dargestellt auf der linken Seite) funktioniert unabhängig von den Kommunikationseinheiten, welche zur regelmäßigen und gesammelten Übertragung von Messdaten sowie der Überwachung der Messdaten dient. Die PQ-Box-300 erlaubt mit den vorgenommenen Einstellungen (in Abhängigkeit von den auftretenden Ereignissen) eine Datenaufzeichnung von mindestens einem Monat. Die Erfahrungen zeigten, dass etwa drei Monate möglich sind. Zur Übertragung müssen die Messdateien auf einem PC vor Ort gepuffert werden. Sollten einige Komponenten vor Ort ausfallen, ist ein ferngesteuerter Neustart über eine schaltbare Stromversorgung vorgesehen.

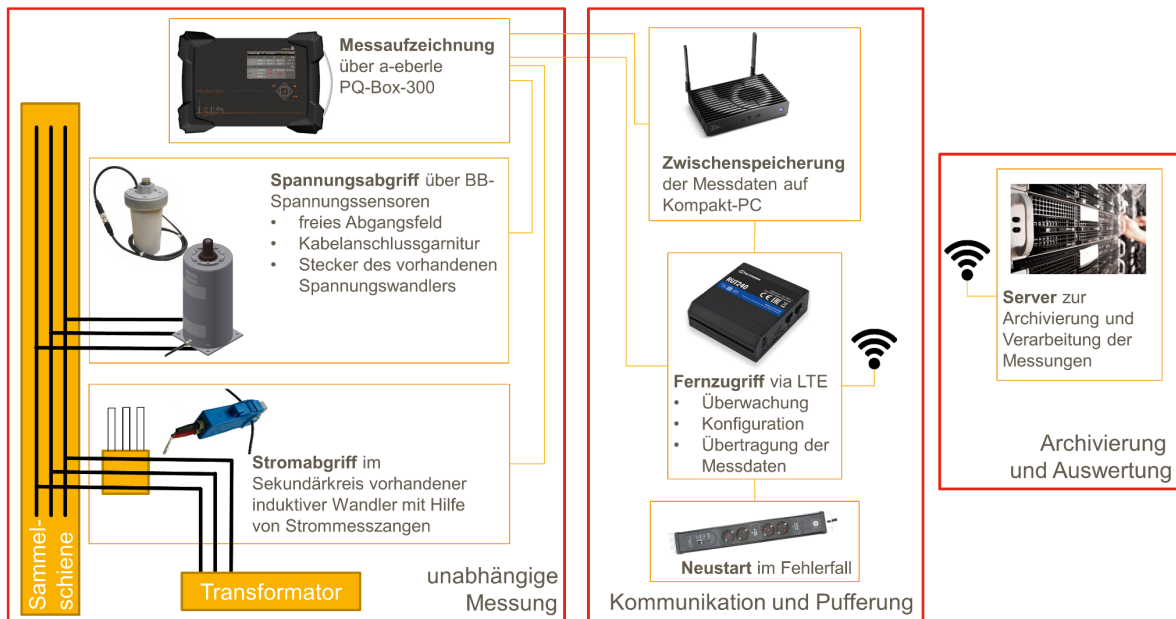


Abbildung 5.3: Schematische Darstellung des Messaufbaus mit den verbauten Komponenten

Die Sensoren der Firma MBS können statt der Kabel-Blindstopfen an geeigneter Stelle im UW eingebaut werden. Die Sensoren der Firma RITZ benötigen einen eigens installierten Kabelanschluss, was im UW Lilienthalstraße umgesetzt wurde (Bild a in Abbildung 5.4). Stromwerte werden über Stromzangen an den vorhandenen induktiven Wandlern abgegriffen. Die Übertragung der Messdaten zu den Forschungseinrichtungen und die Überwachung der Messung erfolgt durch einen VPN-Tunnel über das öffentliche LTE-Netz.

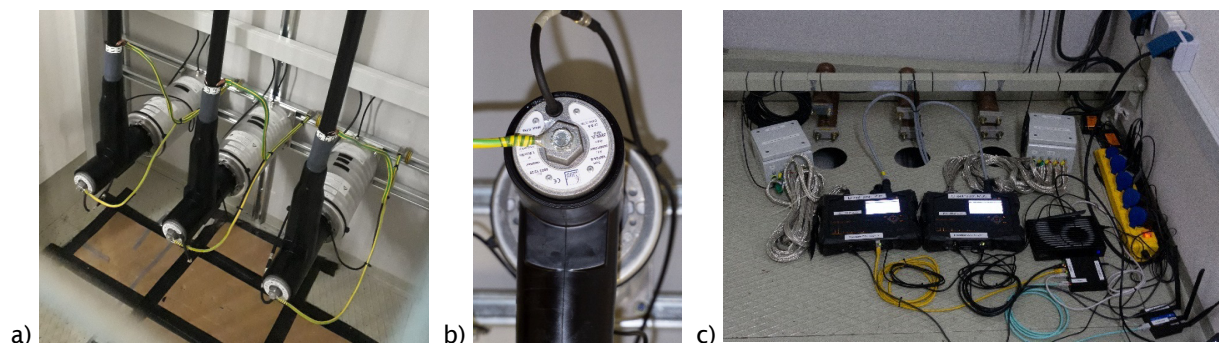


Abbildung 5.4: Messaufbau im UW Lilienthalstraße: Montage der Wandler in einem freies Abgangsfeld (a); Detailaufnahme MBS-Spannungssensor (b); Messequipment im Abgangsfeld neben den Spannungssensoren (c)

### 5.2.6 Konfiguration der Messgeräte

Die Mesekampagne verfolgt neben der Aufnahme von aggregierten Werten im Sekundenbereich insbesondere die Erfassung von transienten Vorgängen und

Oberschwingungsbelastungen der Netzspannung. In der Abbildung 5.5 sind exemplarische Ereignisse dargestellt, welche erfasst werden sollen.

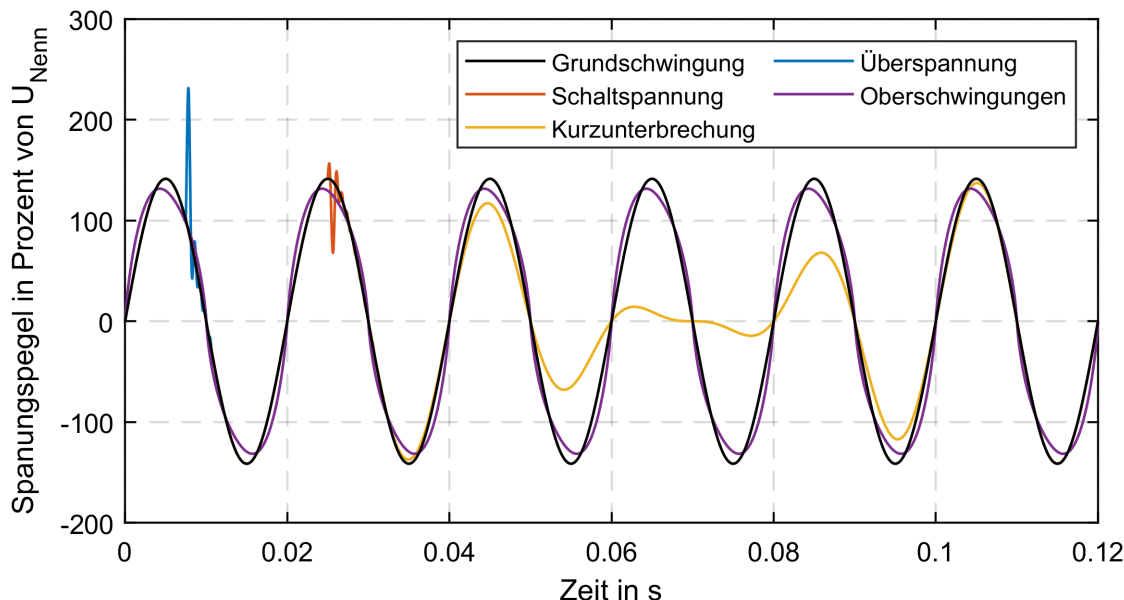






Abbildung 5.5: Darstellung möglicher erwarteter Ereignisse

Aus dem typischen Verlauf dieser Ereignisse lassen sich die notwendigen Einstellungen am Messgerät ableiten, die zu deren Erfassung mittels Ereignisrecorder als 10 ms Effektivwerte und Oszilloskopaufnahme vorgenommen werden müssen. Die erwarteten Anstiegszeiten und geeigneten Trigger zur Ereignisaufzeichnung sind in Tabelle 5.3 aufgeführt.

Tabelle 5.3: Aufzunehmende Ereignisse und geeignete Trigger

Marker	Ereignis	Abtastfrequenz, kHz	Anstiegszeit	Trigger-Methode
	Überspannung/ Unterspannung	150 kHz	100 µs	Obere/Untere Triggerschwelle u, Hüllkurventrigger
	Schaltvorgang	150 kHz	100...500 ms	Hüllkurventrigger $u_{HK}$
	Spannungseinbruch	1 kHz	100...500 ms	Untere Triggerschwelle u
nicht dargestellt	U- bzw. f-Abhängigkeit der Lasten	0,1...1 kHz	-	Effektivwertsprung $du/dt$ Frequenzänderung $df/dt$ Untere/Obere Triggerschwelle f
	Oberschwingungen hoher Ordnung	150 kHz	-	aggregierte Messung

Obere/Untere Triggerschwelle  $u_{Tr,max}$  bzw.  $u_{Tr,min}$

Diese Triggerfunktion soll die Über- bzw. Unterspannungen und Spannungseinbrüche detektieren. Da die Umspannwerktransformatoren eine Regelbandbreite von  $\pm 1,5\%$

## Schlussbericht

aufweisen, wird der Triggerbereich mit einem deutlichen Abstand zu diesen Spannungen gewählt, damit das Normalverhalten nicht aufgezeichnet wird.

- 10-ms-RMS-Rekorder:

$$u_{Tr,max} = 0,97 \cdot u_{Nenn}; u_{Tr,min} = 1,03 \cdot u_{Nenn}$$

Effektivwertsprung  $du/dt$

Durch diese Triggerfunktion werden Spannungseinbrüche sowie Umschaltungen des Stufenschalters am UW detektiert. Der Wert ergibt sich aus der Auswertung mehrerer bekannter Ereignisse.

- 10-ms-RMS-Rekorder:

$$\frac{du_{Tr}}{dt} = 0,004 \cdot \frac{u_{Nenn}}{10 \text{ ms}}$$

Obere/Untere Triggerschwelle  $f_{Tr,max}$  bzw.  $f_{Tr,min}$

Diese Triggerfunktion ist im Kontext der Frequenzabhängigkeit von Lasten und zur Aufzeichnung von herausragenden Frequenzereignissen interessant. Da die Netzfrequenz sich in Europa in sehr engen Grenzen hält, wurden zur Auswahl der Trigger-Einstellungen eigene Messungen analysiert (Abbildung 5.6). Die meisten Frequenzwerte treten in den Grenzen zwischen 49,95 Hz bis 50,05 Hz auf. Erste Testmessungen zeigten, dass diese Grenzen jedoch noch etwas breiter gefasst werden sollten, um Speicherplatz zu sparen.

- 10-ms-RMS-Rekorder:

$$f_{Tr,max} = 50,08 \text{ Hz}; f_{Tr,min} = 49,92 \text{ Hz}.$$

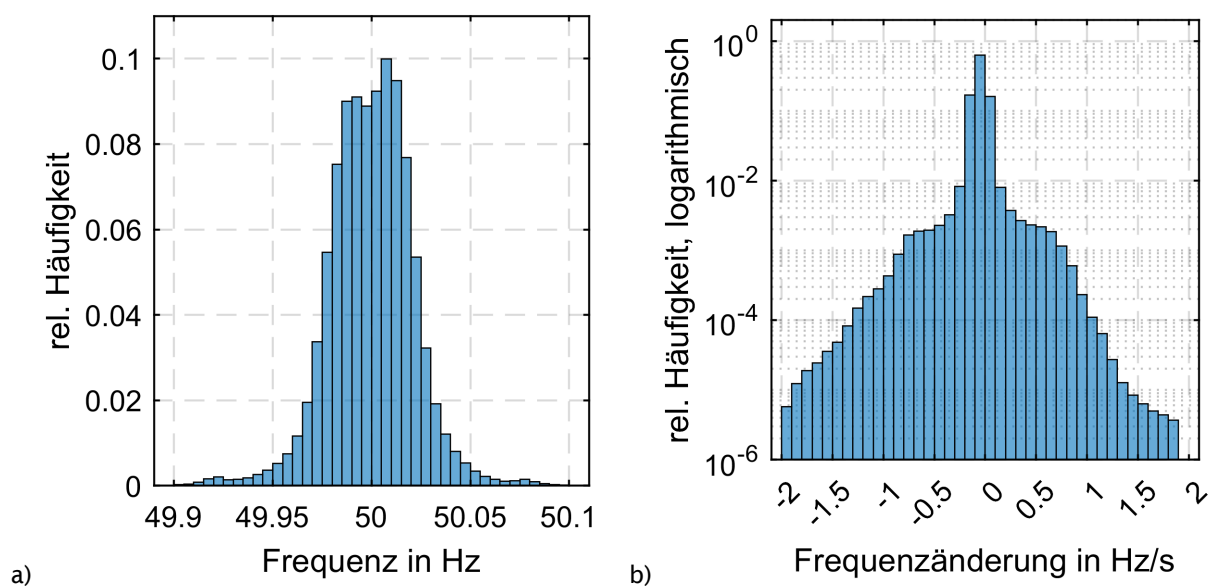


Abbildung 5.6: Histogramm der Netzfrequenz (a) und der Auftretenden Frequenzschwankungen (b) im europäischen Verbundnetz im Messzeitraum, eigene Messungen

### Frequenzänderung $df/dt$

Analog zu den Frequenzextremen wird zur Erfassung der Frequenzabhängigkeit der Lasten auch auf schnelle Frequenzänderungen getriggert. Die Daten in Abbildung 5.6 zeigen, dass die Frequenzänderung meist kleiner 0,5 Hz/s ist. Nach ersten Testmessungen wurde der Wert noch etwas verschärft, um mehr Ereignisse aufzunehmen.

- 10-ms-RMS-Rekorder:

$$\frac{dfTr}{dt} = 0,4 \frac{\text{Hz}}{\text{s}}$$

### Hüllkurventrigger $u_{Tr,HK}$

Im Benutzerhandbuch des verwendeten Netzanalysators PQ-Box 200/300 wird empfohlen den Hüllkurventrigger mit einem Wert von 10 % bis 25 % der Nennspannung zu konfigurieren.

- Oszilloskop:

$$u_{Tr,HK} = 0,15 \cdot u_{Nenn}$$

## 5.3 Analyse und Diskussion der Messergebnisse

Seit Mitte Juli 2020 ist die Messung im Umspannwerk Lilienthalstraße aktiv. Aus dieser Zeit lassen sich bereits einige Aussagen über die Spannungsqualität treffen, die es im weiteren Verlauf durch die zusätzlichen Messstellen weiter einzuordnen und zu bestätigen gilt.

### 5.3.1 Analyse und Diskussion des Wirk- und Blindleistungsverhaltens

Die Erfassung des Wirk- und Blindleistungsverhaltens spielt in der Messkampagne eine untergeordnete Rolle. Die Analyse dient insbesondere der Einordnung von Ereignissen und allen weiteren Auswertungen. Das Netzgebiet Lilienthalstraße ist, wie aus Abbildung 5.7 zu entnehmen, ein reines Bezugsnetz mit einer Grundlast von etwa 1,8 MW und einer Spitzenlast von knapp 10,5 MW. Das Blindleistungsverhalten entspricht dem eines typischen verkabelten und last-dominierten Netzes mit kapazitivem Ladeleistungsbedarf in Schwachlastzeiten und einer Zunahme des induktiven Bedarfs bei steigender Wirk-Last.



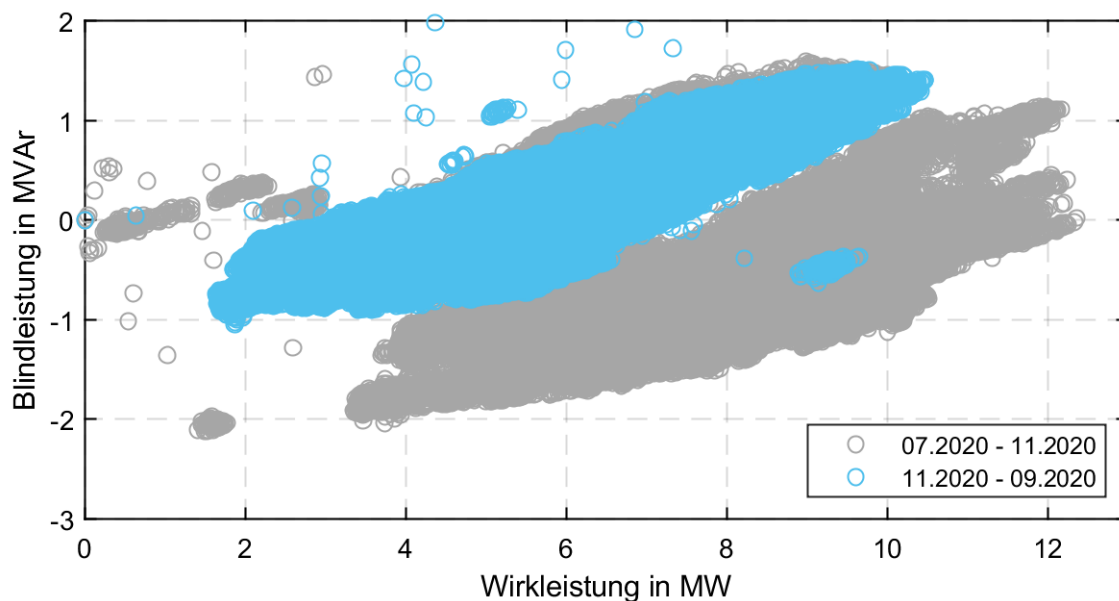


Abbildung 5.7: Wirk- und Blindleistungsverhalten des Netzes Lilienthalstraße über den gesamten Messzeitraum, aufgeteilt in zwei Zeiträume mit unterschiedlichen Schaltzuständen

Während des Messzeitraums wurden im Umspannwerk mehrere Wartungs- und Schaltarbeiten vorgenommen. Dies betrifft vor allem den ersten Messzeitraum von Juli bis November 2020, in dem weitere Netzgebiete über den Transformator versorgt wurden. Gerade zur Analyse des spannungs- und frequenzabhängigen Verhaltens der Netzgebiete, welches in Abschnitt 6.2 näher beleuchtet wird, ist es relevant, die verschiedenen Schaltzustände zu berücksichtigen.

### 5.3.2 Analyse der Oberschwingungsbelastung

Die Oberschwingungserfassung der PQ-Box-300 ist, angelehnt an die Normgebung, in drei Bereiche aufgeteilt. Bis 2,5 kHz werden die Oberschwingungen als 50-Hz-Harmonische angegeben, von 2 kHz bis 9 kHz in Frequenzbändern mit einer Breite von 200 Hz und von 9 bis 170 kHz in Bändern von 2 kHz.

Die Oberschwingungen 5. und 7. Ordnung zeigen den höchsten Pegel (Bild a in Abbildung 5.8), welcher mit max. 70 % stets deutlich unterhalb des Grenzwerts und nur in 0,1 % der Fälle überhaupt über 51 % des zul. Grenzwertes liegt. Darüber hinaus ist die 11. und 13. Oberschwingung mit einem Maximalpegel von etwa 20 % etwas höher als die restlichen Harmonischen. Deutlich geringer fällt der Pegel bei höheren Frequenzen aus, bereits ab 4 kHz bleibt dieser dauerhaft unterhalb von 1 % der Grenzwerte (Bild b in Abbildung 5.8).

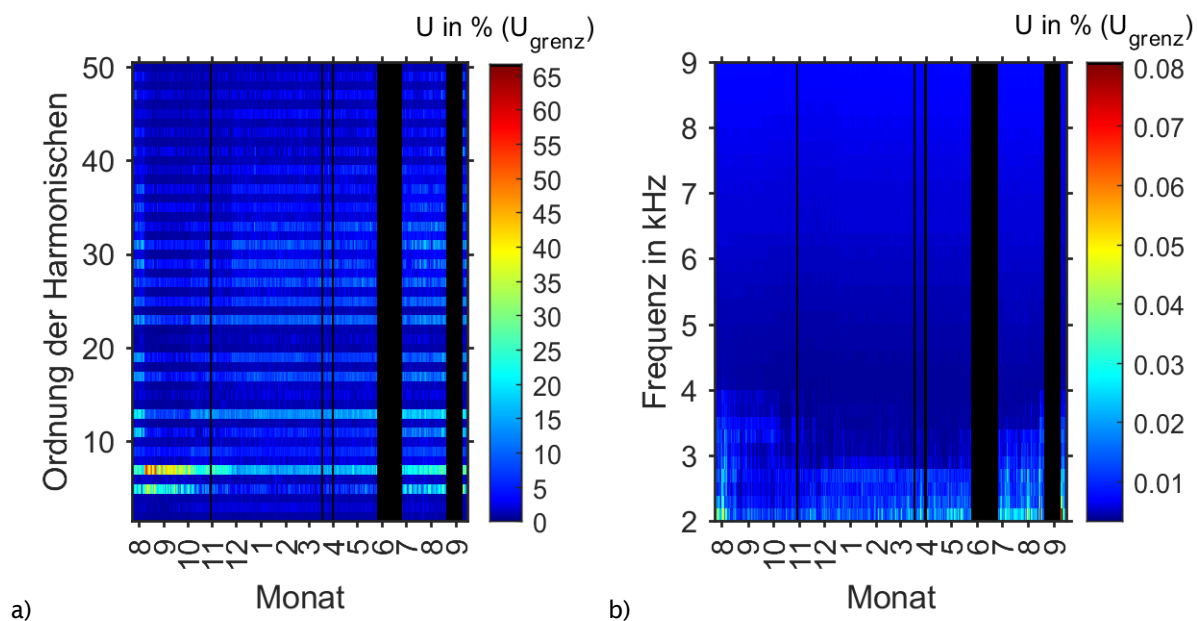


Abbildung 5.8: Heatmap der Störpegel in Prozent des Grenzwerts: bis 2,5 kHz (a); 2 - 9 kHz (b)

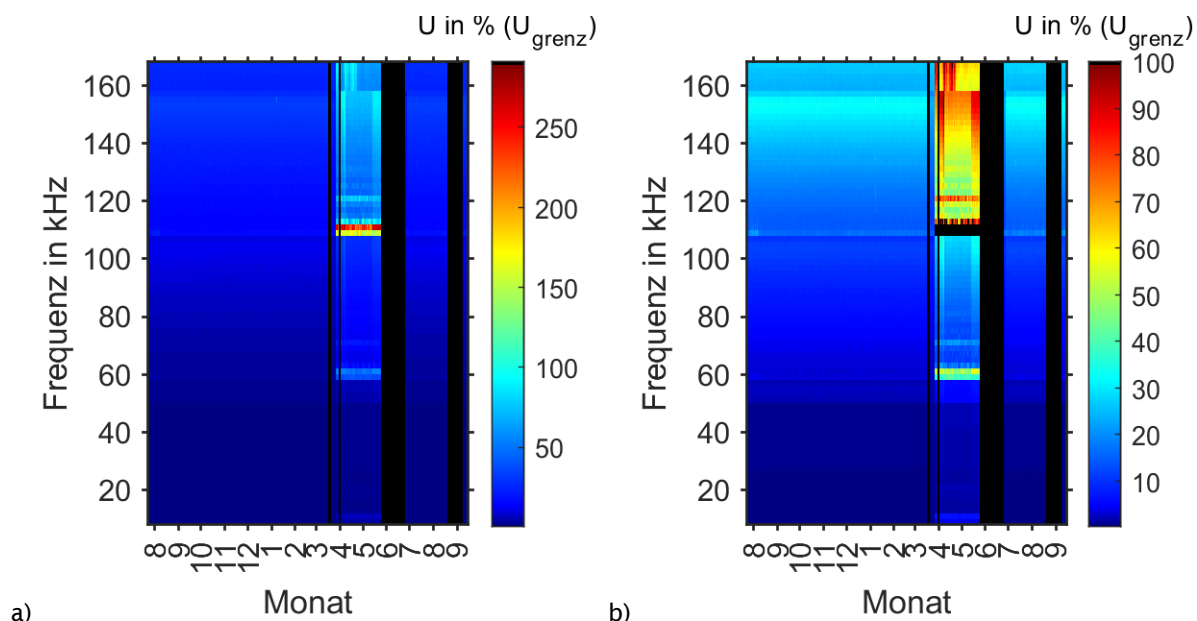


Abbildung 5.9: Heatmap der Oberschwingungen im Bereich bis 150 kHz beginnend im Juli 2020 bis Oktober 2021 aufgenommen mit dem Wandler von MBS mit zwei unterschiedlichen Skalierungen.

Im Bereich der suprafrequenten Oberschwingungen (Bild b in Abbildung 5.9) liegt der absolut gemessene Oberschwingungspegel auf Mittelspannungsebene im gesamten Frequenzbereich durchgängig bei etwa 1 bis 2 Volt. Werden diese (als erste Orientierung) auf die für die NS-Ebene veröffentlichten Verträglichkeitspegel bezogen (DIN EN 61000-2-2 A2), ergeben sich, bei hohen Frequenzen durch die steil abfallende Grenzwertkurve (vgl. Abbildung 5.1) Pegel bis etwa 60 %. Die sehr hohen Pegel zwischen April und Juni 2020, die in Bild a aus Abbildung 5.9 erkennbar sind und über 200 % des Grenzwerts der Norm entsprechen, sind auf ein zeitweiliges Rauschen im

Messaufbau, welches die Messung überlagert, zurückzuführen. Diese entsprechen nicht dem realen Verhalten im Netz. Aufgrund der sehr geringen Pegel der hochfrequenten Oberschwingungen ist der Signal-Rausch-Abstand beim vorgenommenen Messaufbau sehr gering. Die dargestellten Oberwellenpegel lassen sich auf Grund des Signal-Rausch-Abstands des verwendeten Messgeräts bei den auftretenden Pegeln erst ab etwa 50 % bis 60 % vom Rauschen unterscheiden. Der tatsächliche Oberschwingungspegel ist vermutlich deutlich geringer. Sicher feststellen lässt sich jedoch, dass keinerlei Grenzwertverletzungen vorliegen und damit im gemessenen Netz keine unerwarteten, hochfrequenten Langzeitphänomene auftreten.

### 5.3.3 Analyse von Spannungs- und Frequenzereignissen

Neben der Aufzeichnung von Oberschwingungen steht im Projekt neos auch die Analyse von Ereignissen und deren Aufzeichnung als Eingangsdaten für die anderen Arbeitspakete im Fokus. In mehreren kurzen Messkampagnen wurden dafür geeignete Parameter (siehe Abschnitt 5.2.6) ermittelt, um die hochauflösenden Ereignisaufzeichnungen mit 10-ms-Effektivwerten oder die Aufzeichnungen von hochauflösenden Oszilloskopbildern auszulösen.

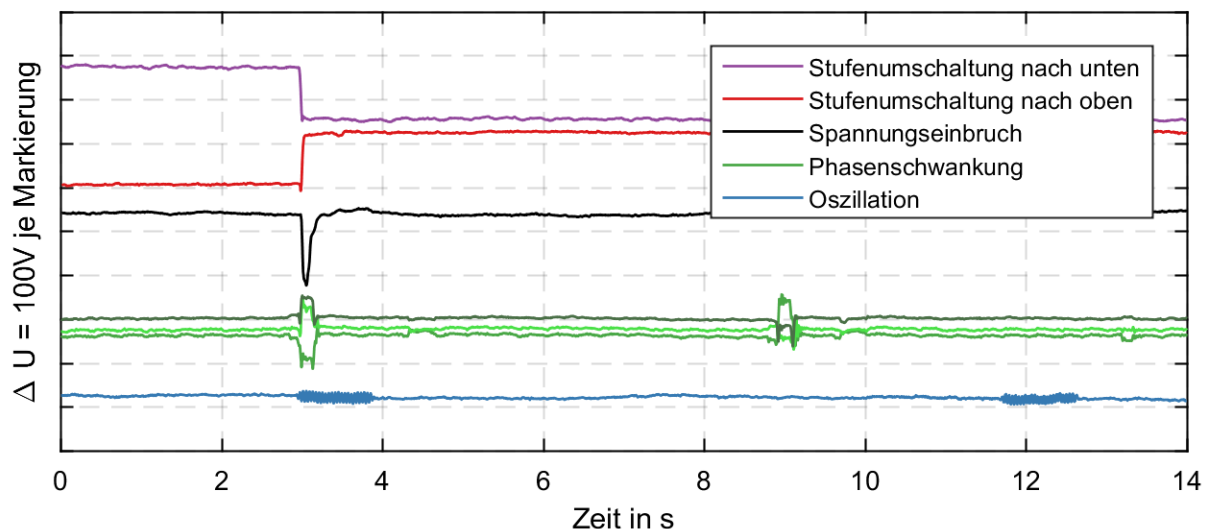


Abbildung 5.10: Häufig auftretende Spannungsereignisse

In Abbildung 5.10 sind die am häufigsten auftretenden Spannungsereignisse im Zeitverlauf sowie deren absolute Häufigkeit über den gesamten Messzeitraum und kalenderwochenweise in Abbildung 5.11 dargestellt. Stufenschaltungen nach oben und unten sind direkt vom Netzbetrieb ausgelöste Spannungsereignisse, deren weitere Analyse zur Bestimmung der Spannungsabhängigkeit des unterlagerten Lastgebiets in Abschnitt 6.2 durchgeführt wird. Eine Stufenschaltung ist eine sehr definierte Stufe der Spannungssignale in allen drei Phasen, die Spannung verbleibt nach der

Schalthandlung auf einem konstanten Niveau. Als Spannungseinbruch wird das plötzliche Absacken der Spannung in einer oder mehreren Phasen definiert. Diese beruhen größtenteils auf Erdschlüssen in den überlagerten Netzebenen (siehe Abschnitt 8), die über automatische Wiedereinschaltungen gelöscht werden. Je nach Entfernung sinkt der Spannungswert um mehrere tausend Volt ab, die meisten Einbrüche sind jedoch kleiner als 700 V. Neben diesen beiden erwarteten Phänomenen treten außerdem regelmäßig zwei Ereignisse auf, die hier als Phasenschwankung und Oszillation bezeichnet werden. Zum aktuellen Kenntnisstand werden wir erstes Phänomen auf eine un-symmetrische Last und die regelmäßigen Oszillationen Phänomenen im Messaufbau und nicht im Netzgebiet zugeordnet.

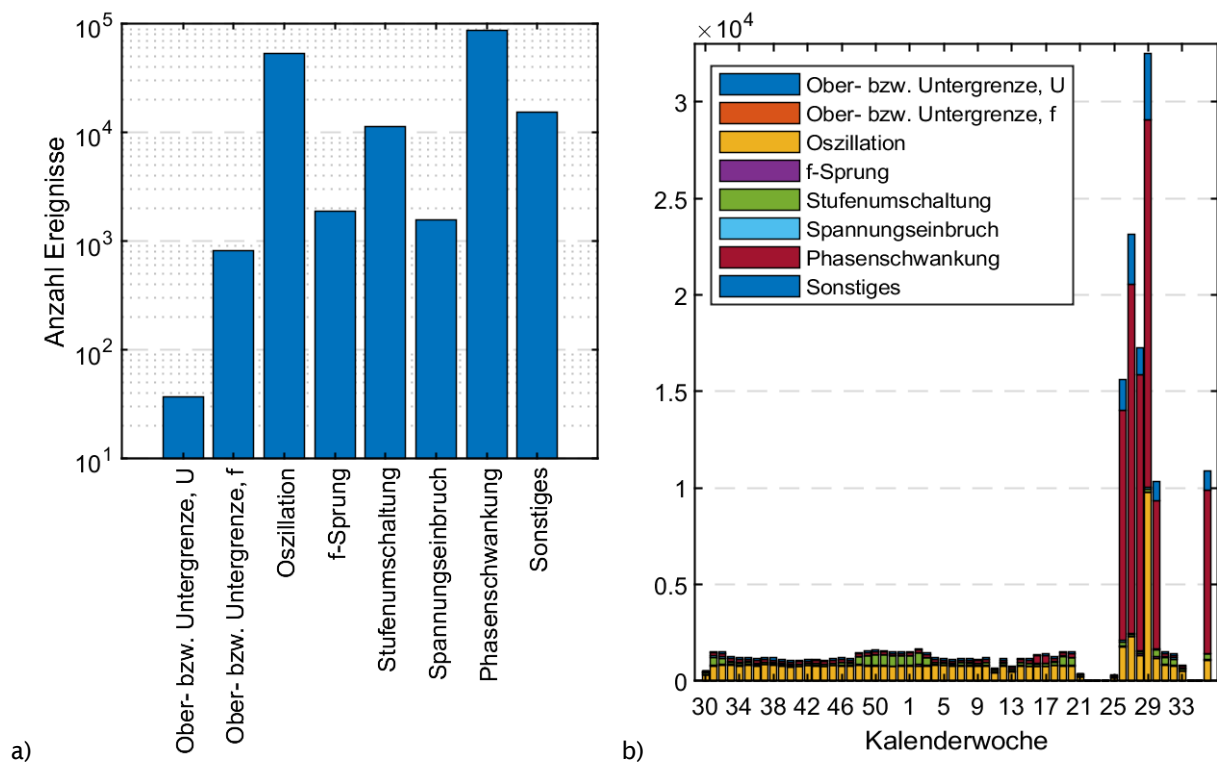


Abbildung 5.11: Anzahl der aufgezeichneten Ereignisse nach Art (a) und Woche (b) des Aufzeichnungszeitraums 2020 bis 2021

Große Frequenzabweichungen und Sprünge sind sehr selten. Die beiden größten Einbrüche der Frequenz traten am 8. Januar 2021, bei dem eine minimale Frequenz von 49,74 Hz aufgezeichnet wurde, sowie am 17. Mai 2021 mit 49,845 Hz auf. Beide Einbrüche hielten mehrere Sekunden an. Die deutlich überwiegende Zahl ist jedoch kleiner als 100 mHz. Die als *Sonstiges* deklarierten Ereignisse konnten nicht automatisiert einer Kategorie zugeordnet werden.

### 5.4 Herausforderungen und technische Entwicklung

Die Messung von hochfrequenten Vorgängen auf Mittelspannungsebene ist nicht stand der Praxis eines Netzbetreibers. In der Regel werden Oberschwingungen nur nach DIN EN 50160 bis zur 40. Oberwelle erfasst. Dies ist mit den standardmäßig verbauten induktiven Spannungswandlern zur Anbindung des Messgeräts an die 20-kV-Ebene möglich. Für korrekte Messungen darüber hinaus sind Spannungssensoren mit linearem Übertragungsverhalten notwendig. Zu Beginn des Projektes konnte nur ein Hersteller ausfindig gemacht werden, der Sensoren für den Einsatz in der Produktivumgebung eines Netzbetreibers anbot. Im Laufe des Projektes entschloss sich ein weiterer Hersteller, solche Sensoren in sein Programm aufzunehmen. Weitere folgen nach Auskunft der Firmenvertreter.

Für die Niederspannungsebene gelten mit der DIN EN 61000-2-2 definierte Pegel für Rückwirkungen bis 150 kHz. Einige wenige Hersteller von Messgeräten haben ihr Angebot diesbezüglich für die Niederspannung erweitert. Für Messungen hochfrequenter Oberschwingungen auf Mittelspannungsebene erweisen sich diese Geräte jedoch nur als bedingt geeignet. Um die notwendige Genauigkeit fertigungstechnisch einhalten zu können, weisen die Spannungssensoren, im Vergleich zu herkömmlichen Spannungswandlern, deutlich geringere Sekundär-Nenn-Spannungen im Bereich von 1-10 V auf. Da die Grenzpegel für Oberschwingungen jenseits von 100 kHz auf unter 0,01 % der Nennspannung absinken, bedeutet dies, dass sekundärseitig bei diesen Sensoren Pegel von weniger als 1 mV erfasst werden müssen. Die für die Niederspannung entwickelten Netzanalysatoren können diese Spannungen meist nicht mehr exakt auflösen. Zu Projektende konnte festgestellt werden, dass sich der Markt in diese Richtung entwickelt und beispielsweise Analysatoren mit mehreren Messbereichen entwickelt werden. Transientenrekorder bzw. sogenannte Data-Akquisition-Systeme bieten meist Eingangskarten für geringere Pegel.

### 5.5 Fazit zur Messkampagne

Obwohl in der Normgebung die zukünftige Relevanz von Oberschwingungen bis 150 kHz bereits betont wird, sind am Markt noch kaum geeignete Netzanalysatoren bzw. Spannungssensoren zu finden. Mit deren Einsatz steht und fällt jedoch die plausible Beurteilung einer eventuellen Belastung. Außerdem ist der Normgebungsprozess nicht abgeschlossen, weshalb die Störpegel auf MS-Ebene derzeit nur adaptiert und abgeschätzt werden können. Im städtischen Gebiet konnten bei den bisherigen Messungen keine unerwarteten Erscheinungen festgestellt werden, zur Beurteilung des Einflusses von Netzen, die stark von Einspeisewechselrichtern geprägt sind, werden im Anschluss an das Projekt weitere Messungen an weiteren Standorten ausgewertet.

## 6 Intelligenz am Transformator

Der stetige Zubau von EEG-Anlagen in den letzten Jahren sowie die Notwendigkeit einer weiteren Erhöhung des EE-Anteils und die voranschreitende Sektorenkopplung, also die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors, stellt die Netzbetreiber vor große Herausforderungen. Durch die steigende Auslastung der Netze in allen Netzebenen steigt die Komplexität sowohl in der Netzplanung als auch im Netzbetrieb. Diese Herausforderungen werden in Zukunft vermutlich nur durch einen hohen Automatisierungsgrad in allen Aspekten des Netzbetriebs zu bewältigen sein. In Projekt neos wurden deshalb Ideen identifiziert, wie intelligente Module im Bereich der Umspannwerks- und Ortsnetztransformatoren den Netzbetreiber konkret bei seinen Aufgaben unterstützen können. Diese Ideen wurden in neos eingehend auf ihre Wirksamkeit in Theorie und Praxis untersucht und können nun in Folgeprojekten zur Implementierung auf vorhandene Systeme, wie beispielsweise in Netzanalysatoren oder Intelligenzen Trafostationen, weiterentwickelt werden. Stromnetzbetreiber, insbesondere im Verteilnetz, werden durch diese Systeme unterstützt, mit den bestehenden Betriebsmitteln mehr Anlagen erneuerbarer Energieerzeugung in ihre Netze zu integrieren und dabei einen stabilen Netzbetrieb aufrecht erhalten zu können.

Konkret wurden folgende zwei Ideen identifiziert und weiterentwickelt:

- Netzverhaltensanalyse und -prognose des Wirk- und Blindleistungsverhaltens bei Spannungs- und Frequenzänderungen
- Proaktive Transformator Kühlung zur Erweiterung der übertragbaren Leistung

### 6.1 Proaktive Kühlstrategien für Leistungstransformatoren

Der einleitend bereits beschriebene Zuwachs an EEG-Anlagen in den letzten Jahren sowie die Notwendigkeit einer weiteren Erhöhung des EE-Anteils erschwert es dem nach § 5 EEG verpflichteten Netzbetreiber immer mehr, einen geeigneten Verknüpfungspunkt in kurzer Zeit zur Verfügung zu stellen, da Baumaßnahmen im Stromnetz größtenteils einem teils mehrjährigen Planungs- und Umsetzungsprozess unterliegen. Die damit verbundene Wartezeit gefährdet nicht nur das Erreichen von Ausbauzielen, sondern kann Investitionsvorhaben unwirtschaftlich machen. Da die Belastbarkeit von Leistungstransformatoren in hohem Maße von den thermischen Verhältnissen abhängt, entstand die Idee, ob durch vorausschauende Kühlung eines Transformators die maximal übertragbare Leistung vielversprechend erhöht werden kann.

### 6.1.1 Technischer Hintergrund der Transformatorbelastbarkeit

Die maximale Lebensdauer von Transformatoren hängt im Wesentlichen von der Alterung der verwendeten Materialien im Isolationssystem, meist Papier und Öl, ab. Die Materialien zersetzen sich bei hohen Temperaturen, weshalb sowohl bei der Dimensionierung als auch im Betrieb das Hauptaugenmerk auf der Prognose und Bestimmung der Heißpunkttemperatur (Hot-Spot-Temperatur) liegt. Gelingt es die Temperatur im Transformator durch geeignete Maßnahmen niedrig zu halten, erhöht sich damit die erwartete Lebensdauer. Im Umkehrschluss kann eine optimierte Kühlstrategie die maximale Belastbarkeit erhöhen, ohne die Lebensdauer zu verkürzen.

Die Abschätzung der Transformatoralterung unter Berücksichtigung der Dynamik von Belastung und Umgebungsbedingungen ist in DIN IEC 60076-7 [4] beschrieben und teilt sich in zwei Teilprozesse (vgl. Abbildung 6.1) auf: die Bestimmung der Hotspottemperatur im Transformator und darauf aufbauend die Berechnung des ebenfalls schwankenden relativen Lebensdauerverbrauchs.

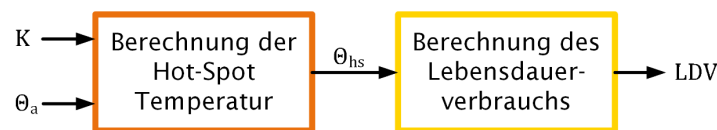


Abbildung 6.1: Berechnung des Lebensdauerverbrauchs (LDV) nach DIN IEC 60076-7 [4] aus der Belastungszeitreihe des Transformators ( $K$ ) und der Umgebungstemperatur  $\theta_a$

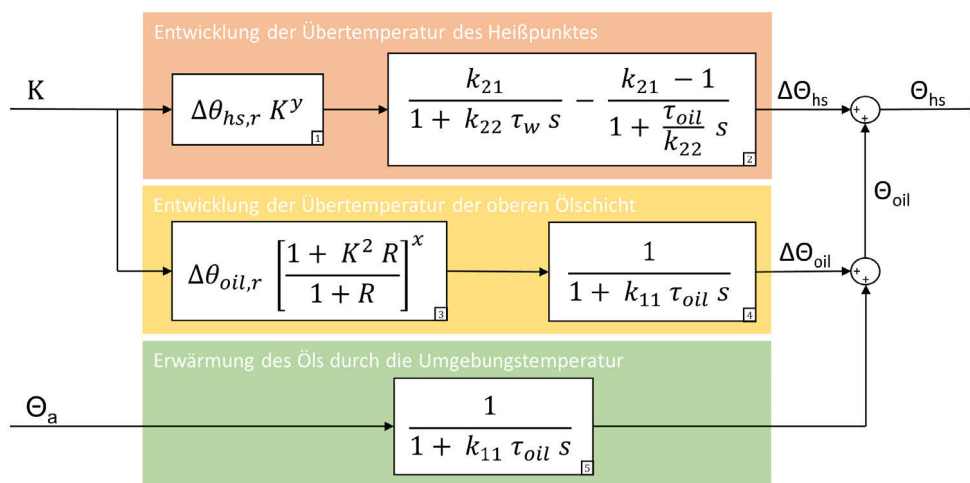


Abbildung 6.2: Blockschaltbild zur dynamischen Berechnung der Hotspottemperatur  $\theta_{hs}$  nach DIN IEC 60076-7 aus der Lastzeitreihe  $K$  und der Umgebungstemperatur  $\theta_a$ , eigene Darstellung nach [4]

Die Hot-Spot-Temperatur im Transformator setzt sich, wie in Abbildung 6.2 zu sehen, aus dem Einfluss der Umgebungstemperatur auf das Öl, der Übertemperatur der obersten Ölschicht und der Übertemperatur des Hotspots zusammen. In die



Berechnung gehen dabei bauartspezifische Konstanten sowie insbesondere die hohe thermische Zeitkonstante des Transformatoröls zur Abbildung der Zeitverzögerung der Ölerwärmung mit ein. Die Wirkungsweise der forcierten Luftkühlung ist implizit durch veränderte thermische Parameter, deren Ermittlung im Fokus der vorliegenden Untersuchungen liegt, zu berücksichtigen.

Die Alterung von Transformatoren wird durch die relative Alterungsrate  $V$  bestimmt. Diese beschreibt die relative Alterung eines Transformators in Bezug auf die Nennalterungsrate bei Nenntemperatur von 98°C [5]. Ausgehend von diesem Betriebspunkt hat jede Erhöhung der Hot-Spot-Temperatur um 6 K eine Verdopplung des Lebensdauererwärtungs bzw. eine Halbierung der Lebensdauer zufolge (vgl. Abbildung 6.3).

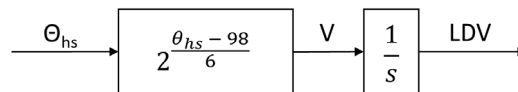


Abbildung 6.3: Blockschaltbild zur Berechnung des relativen Lebensdauererwärtungs aus der Hot-Spot-Temperatur nach DIN IEC 60076-7 [4]

### 6.1.2 Feldversuch und Modellbildung

Da der Einfluss der Kühlung durch die in der Norm zur Verfügung gestellten Parameter nur sehr ungenau abgebildet wird, wurde ein zweistufiges Simulationsverfahren (wie in Abbildung 6.4 schematisch dargestellt) durchgeführt.

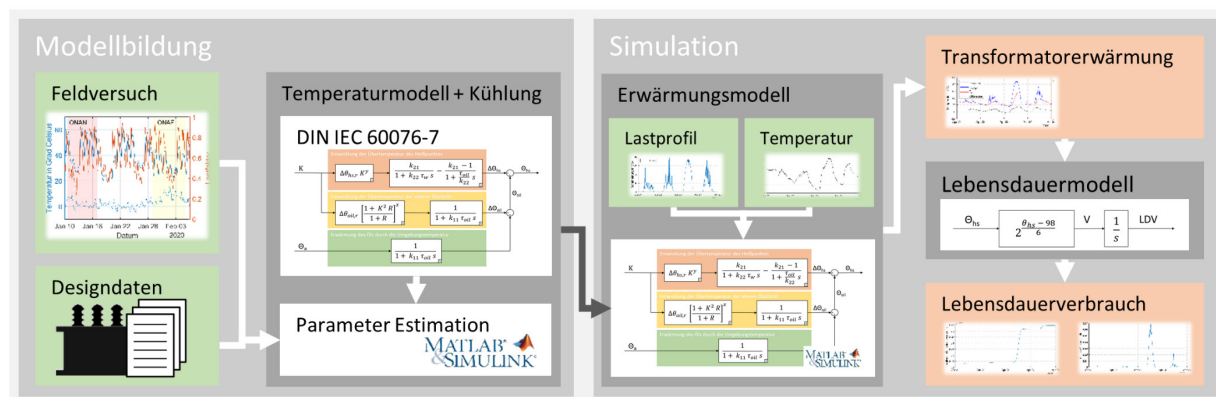


Abbildung 6.4: Simulationsverfahren mit Feldversuch und Parameterestimation zur Modellbildung und anschließender Lebensdauererwärtung

Zur Bestimmung des realen Temperaturverhaltens wurde in einem Feldversuch an einem hoch ausgelasteten HS/MS-Transformator in der Region Straubing die Kühlung jeweils über einen kompletten Wochenzyklus dauerhaft aktiviert und deaktiviert. Aus dem Lastverhalten, der Umgebungstemperatur und der resultierenden Top-Oil-

Temperatur wurde das Simulationsmodell trainiert. Das Resultat ist eine deutlich genauere Nachbildung (vgl. Abbildung 6.5) der Messung (rote Kurve) durch das trainierte Modell (gelb) im Vergleich zu den Ergebnissen des Modells mit Parametern aus der Norm (violett). Zusätzlich ergibt sich die Möglichkeit zur Nachbildung des Einflusses der Lüfter, welche eine deutliche Temperaturreduktion verursachen (links).

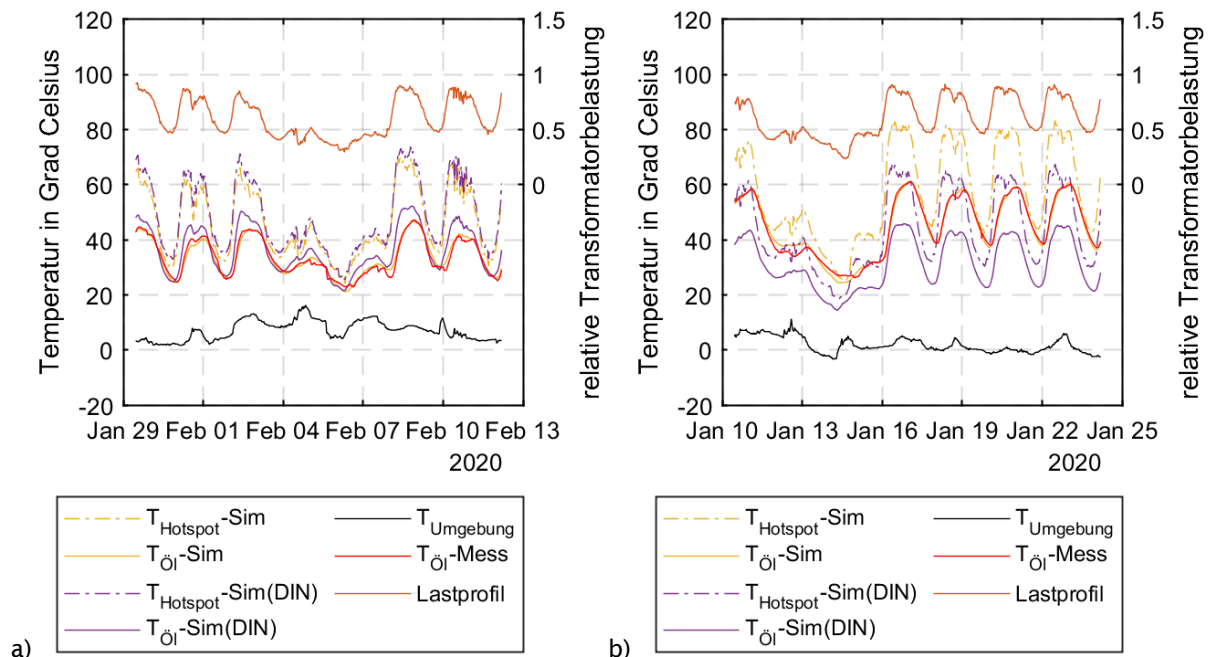


Abbildung 6.5: Nachbildung der gemessenen Top-Oil-Temperatur (rot) durch das Modell mit Normparametern (violett) und das trainierte Modell (gelb) (a) mit und ohne aktivierte Luftkühlung (ONAF) (b)

### 6.1.3 Vorausschauende Kühlstrategie

Gängige Kühlstrategien aktivieren die Kühlgebläse bei Überschreitung einer bestimmten Grenztemperatur. Dadurch werden Temperaturspitzen abgefedert und den Transformatoren durch die geringere Alterungsrate eine höhere Belastbarkeit zugesprochen. Somit unterscheidet sich beispielsweise der 40 MVA-Transformator von einem 31,5 MVA-Transformator nur dadurch, dass dieser im Gegensatz zum anderen mit einer aktiven Kühlung (Gebläse) ausgerüstet ist, dadurch höher belastbar ist und damit eine höhere Nennleistung ausweisen kann.

Die Temperatur des Transformators reagiert sehr träge auf die Belastung, weshalb auch die Kühlung stark verzögert einsetzt. Aus diesem Grund bieten einige Hersteller an, die Kühlung bei Überschreitung von Belastungsgrenzen [6] zu aktivieren. Da gerade bei stark durch Einspeisung geprägten Transformatoren die Belastung gut prognostizierbar ist, entstand die Idee einer bereits in den frühen Morgenstunden aktivierten, vorausschauenden Kühlung, um das Temperaturniveau über den gesamten Tag niedriger zu halten.

Anhand der Temperatursimulation des Versuchstransformators unter Belastung mit einer real gemessenen Einspeisezeitreihe einer Photovoltaikanlage aus Abbildung 6.6 lässt sich der Effekt anschaulich darstellen. Der Transformator wird mit einer Zeitreihe belastet, die in Spitze seiner maximalen Leistung von 40 MVA entspricht. An einem sonnigen, wenig bewölkten Tag wie z. B. dem dargestellten 23. Juni liegt die maximal übertragene Scheinleistung bei etwa 35 MVA. Wird der Transformator nicht gekühlt (gepunktete Linie) resultiert daraus eine Hot-Spot-Temperatur von etwa 100°C, also 2°C oberhalb der Nenntemperatur, die relative Alterungsrate steigt somit nach der Vorschrift in Abbildung 6.3 auf etwa 130 % an.

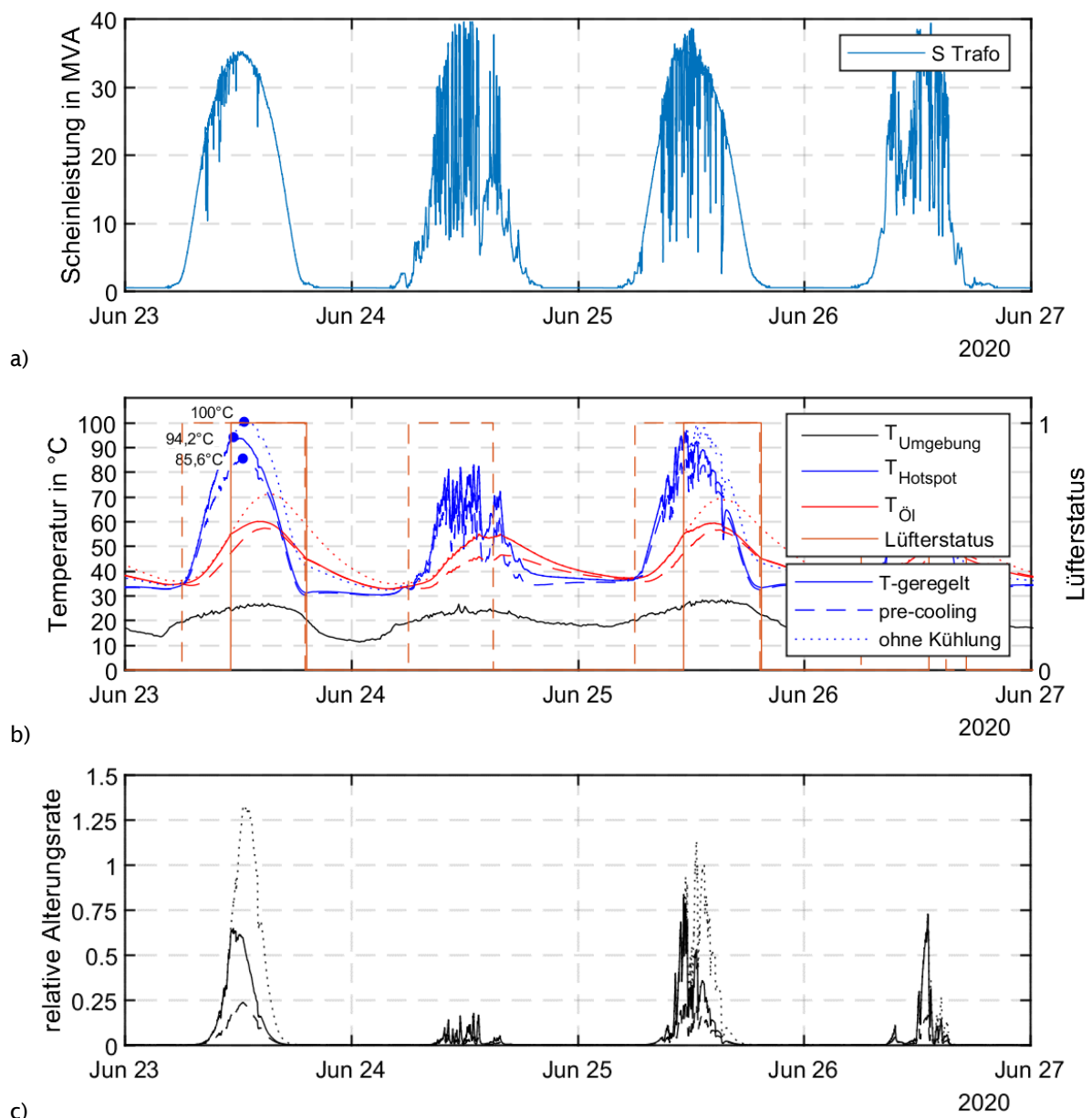


Abbildung 6.6: Beispielhafte Tagestemperaturverläufe bei Belastung mit PV-Profil ohne Transformator Kühlung (a), mit temperaturgesteuerter Transformator Kühlung ( $T_{ein} = 55^{\circ}\text{C}$ ;  $T_{aus} = 45^{\circ}\text{C}$ ) und proaktiver Kühlung mit Einschaltzeit 6:00 Uhr (b) sowie die resultierende relative Alterungsrate (c)

Die temperaturgeregelte Kühlung, welche bei einer Top-Oil-Temperatur von 45°C aktiv wird, reduziert die Hot-Spot-Temperatur auf etwa 93°C und damit die Alterungsrate auf nurmehr 63%. Es fällt jedoch auf, dass die Kühlung erst kurz vor Erreichen des Temperaturgipfels aktiviert wird. Wird diese bereits vorausschauend um z. B. 6 Uhr morgens in Betrieb genommen (gestrichelte Linie), ist eine weitere Temperaturreduktion auf 85°C möglich und der Lebensdauerverbrauch sinkt auf etwa 23 % der Nennalterung ab.

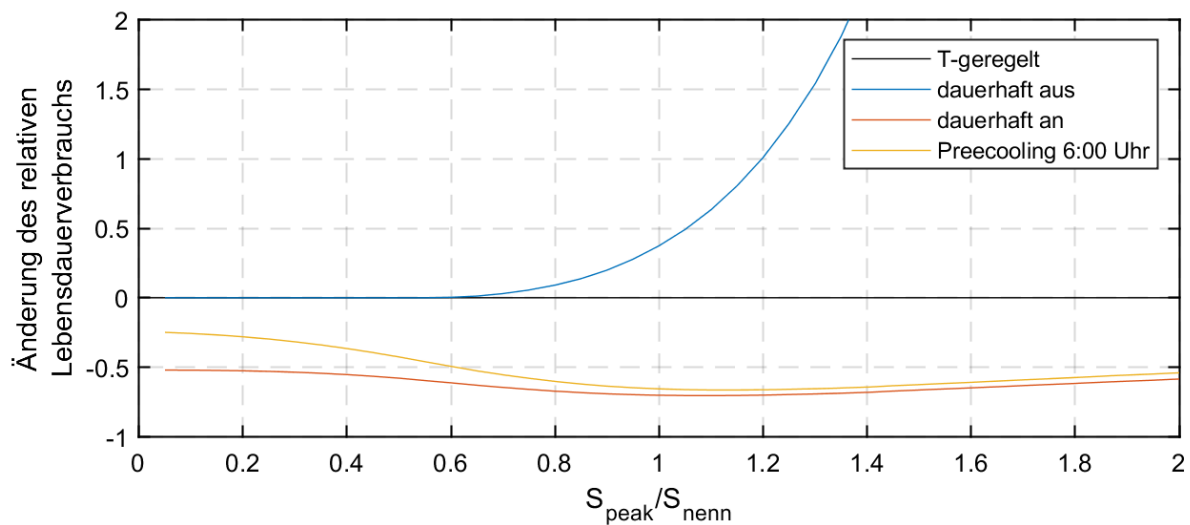


Abbildung 6.7: zusätzlicher relativer Lebensdauerverbrauch eines Transformators auf Basis einer Jahressimulation gegenüber der herkömmlichen Strategie (temperaturgeregelt) mit ausschließlicher PV-Belastung bei unterschiedlichen Anschlussleistungen

Aus Abbildung 6.7 ist ersichtlich, dass die pauschale Aktivierung der Kühler um 6 Uhr morgens bei einer maximalen Belastung des Transformators im Jahresverlauf (Spitzenlast des verwendeten Photovoltaikprofils) mit Nennlast eine Reduktion des Lebensdauerverbrauchs um über 50 % im Vergleich zur etablierten temperaturgesteuerten Regelung zur Folge hat. Unterstellt man eine Spitzenbelastung des Transformators von 90 % bringt die übliche temperaturgeregelte Kühlung eine Einsparung im Lebensdauerverbrauch von rund 20 % (siehe ① in Abbildung 6.8). Eine einfach zeitgesteuerte Aktivierung der Kühlung um 11:00 Uhr kann den Lebensdauerverbrauch um weitere 30 % senken (②). Bei Einschaltung der Kühlung um 9:00 Uhr wäre sogar eine Halbierung des Lebensdauerverbrauchs gegenüber der temperaturgeregelten Kühlung möglich (③). Die theoretisch maximale Einsparung an Lebensdauerverbrauch stellt sich unter dauerhafter Kühlung ein. Hier würde aber die Reduktion nur mehr um weitere 15 % Punkte (ca. 65 %) möglich sein.

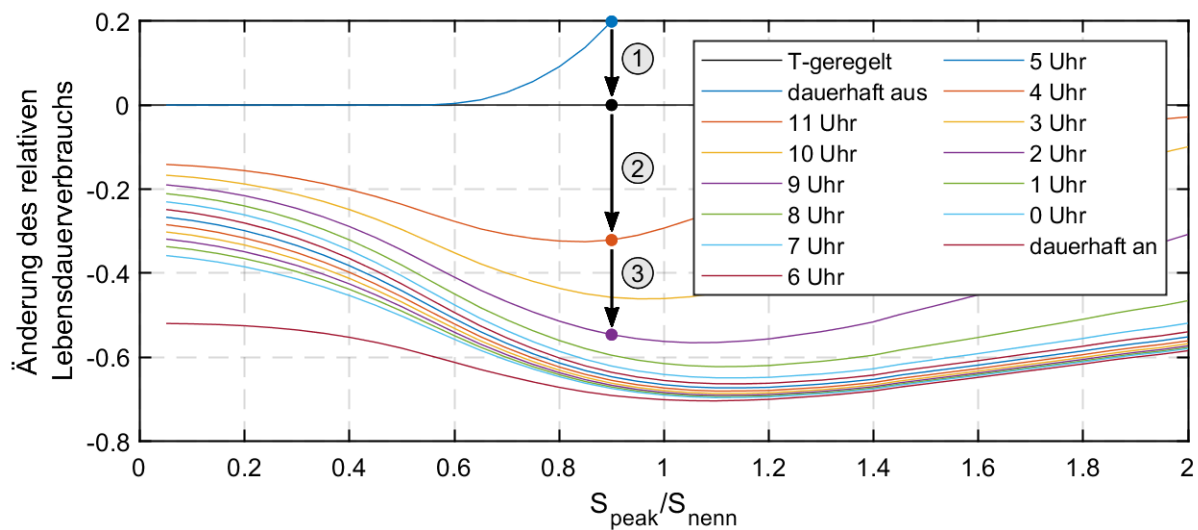


Abbildung 6.8: zusätzlicher relativer Lebensdauerungsverbrauch in einer Jahressimulation, bei Belastung mit einer Photovoltaikanlage, gegenüber der herkömmlichen Strategie (temperaturgeregelt) bei unterschiedlichen Anschlussleistungen und unterschiedlichen Uhrzeiten, zu der die proaktive Kühlung in Betrieb genommen wird

In der Praxis ist eine wirtschaftliche Gegenüberstellung mit den zusätzlichen Verlusten und dem erhöhten Wartungsaufwand, welche aus den höheren Betriebsstunden der Lüfter resultieren, notwendig. Diese wurden im Projekt neos genau wie eine lärmemissionstechnische Überprüfung nicht vorgenommen. Aus Abbildung 6.8 wird dennoch ersichtlich, dass eine Kühlung in diesem Lastsetting vor Sonnenaufgang keine starke Erhöhung der Lebensdauer, gegenüber der Kühlung ab Sonnenaufgang, erwarten lässt und die Effektivität erst mit jeder Stunde danach deutlich abnimmt.

#### 6.1.4 Fazit zur proaktiven Kühlstrategie

Die Simulationen im Projekt neos zeigen, dass eine vorausschauende Kühlstrategie einen weiteren, teils deutlichen lebensdauererhöhenden Effekt bewirken kann. Dies kann umgekehrt genutzt werden, die Anschlussleistung eines Transformators ohne negative Auswirkung auf die Alterung gegenüber den heutigen Auslegungswerten zu erhöhen. So konnte die Forschungsfrage von neos erfolgreich und positiv beantwortet werden, dass eine „proaktive“ Kühlung zu nennenswerten Potentialen zur stärkeren Ausnutzung von Transformatoren führt. Eine tiefere quantitative Untersuchung der möglichen Temperaturreduktion und damit zusätzlichen Belastbarkeit, deren Ergebnis die Entwicklung spezifischer Kühlstrategien sowie neue konkrete Auslegungsparameter für die Netzplanung hervorbringt, war nicht Gegenstand von neos, steht daher noch aus und müsste in einem Nachfolgeprojekt durchgeführt werden. Hierbei gilt es, die Maßnahme auf ihre Wirtschaftlichkeit hin zu untersuchen, da dem Gewinn an Übertragungsleistung Verluste durch die Lüftermotoren, ein höherer Verschleiß dieser sowie nicht zuletzt höhere Lärmemissionen gegenüberstehen.

### 6.2 Spannungs- und Frequenzabhängigkeit von Lasten und Netzgebieten

Um großflächige Störungen zu verhindern, sind die Netzbetreiber verpflichtet, im Störfall netzebenenübergreifend in einer sogenannten Kaskade [7] Letztmaßnahmen zu ergreifen [8]. Weiterhin bestehen Ansätze, in Hochlastzeiten durch Herabsetzen des Spannungsniveaus kurz- und mittelfristig Energie einzusparen und damit Erzeugungsdefizite auszugleichen [9]. Diese Maßnahmen beruhen auf Annahmen zum Netzverhalten, die über Jahrzehnte gültig waren, aber unter dem Einfluss der sich ändernden Erzeuger- und Verbraucherstruktur ins Wanken geraten. Das Verhalten kann sich zwischen Netzgebieten unterscheiden, aber auch von der Uhrzeit, der aktuellen Einspeisesituation etc. abhängen. Um in Zukunft sicherzustellen, dass automatisierte und manuelle Maßnahmen systemstützend und nicht kontraproduktiv wirken, wurde in neos an einer automatisierten Analyse des Wirk- und Blindleistungsverhaltens von Lasten und Netzgebieten infolge von Spannungs- und Frequenzschwankungen gearbeitet. Die Analyse soll auf der Auswertung von Messungen an jedem beliebigen Punkt im Stromnetz basieren können. Da im Projektzeitraum nur wenige große Frequenzsprünge auftraten, Spannungssprünge sich hingegen mehrmals am Tag ereigneten, konzentrieren sich die Untersuchungen auf das Spannungsverhalten.

#### 6.2.1 Theoretische Grundlagen zu Lastmodellen

Das Verhalten einzelner Lasten und Lastkollektive ist aufgrund ihrer zeitlichen Varianz und ihrer weitgehend unbekanntem, von außen kaum beeinflussbaren und zufälligen Zusammensetzung deutlich komplexer als die Nachbildung der bekannten Netzelemente, wie Leitungen, Transformatoren etc. und von Erzeugungsanlagen. Das Verhalten muss daher meistens über Messungen bestimmt werden [10]. Je nach Anwendungszweck und Lastzusammensetzung eignen sich statische Modelle, also Modelle, die das Verhalten nach Abklingen von Einschwingvorgängen nachbilden, und dynamische Modelle [11] zur Lastnachbildung. Inzwischen existieren auch Ansätze, die das Verhalten über neuronale Netze abbilden [12].

##### 6.2.1.1 Statische Lastmodelle

Statische Lastmodelle eignen sich aufgrund ihrer Einfachheit vor allem für Lastflussberechnungen, Langzeitstabilitätsstudien und Planungsprozesse. Während einzelne (herkömmliche) Verbraucher eine weitgehend konstante Leistungsaufnahme (P), konstante Stromaufnahme (I) oder eine konstante Impedanz (Z) haben, zeigen komplexe Verbraucher und Lastkollektive ein kombiniertes Verhalten [13].

Das weitverbreitete ZIP-Modell vereint diese physikalischen Eigenschaften daher in einem Modell, wie in 1 dargestellt (analog für Q).

$$P(U) = P_0 \left[ a_p \left( \frac{U}{U_0} \right)^2 + b_p \left( \frac{U}{U_0} \right) + c_p \right] \quad (1)$$

- Z:  $a_p$  Lastanteil proportional zu  $U^2$  entspricht einer konstanten Impedanz
- I:  $b_p$  Lastanteil proportional zu  $U$  entspricht einer konstanten Stromaufnahme
- P:  $c_p$  Lastanteil unabhängig von  $U$  entspricht einer konstanten Leistungsaufnahme

Durch das exponentielle Modell 2 lassen sich diese Lastanteile ebenfalls einzeln durch verschiedene Exponenten  $n_p$  darstellen, wobei  $n_p = 0$  die Last mit einer konstanten Leistungsaufnahme,  $n_p = 1$  die mit einer konstanten Stromaufnahme und  $n_p = 2$  die mit einer konstanten Impedanz nachbildet. Exponenten dazwischen beschreiben ein zusammengesetztes Verhalten und im Gegensatz zum ZIP-Modell kann mit Exponenten kleiner 0 und größer 1 auch ein sonstiges Verhalten nachgebildet werden [14].

$$P(U) = P_0 \left( \frac{U}{U_0} \right)^{n_p} \quad (2)$$

#### 6.2.1.2 Dynamische Lastmodelle

Zur Nachbildung des dynamischen Verhaltens der Lasten nach einem Spannungssprung werden die oben vorgestellten Modelle um dynamische Anteile erweitert, die das Einschwingverhalten von motorischen Lasten nachbilden [15, 16]. Der Ansatz aus [17] ist vor allem für unbekannte Lastzusammensetzungen geeignet und für Stabilitätsstudien hinreichend exakt [10]. Er bildet die Last als Übertragungsfunktion erster Ordnung nach:

$$\Delta p(s) = k_{pu} \cdot \frac{1 + T_{pu2} \cdot s}{1 + T_{pu1} \cdot s} \cdot \Delta u(s) \quad (3)$$

Im Zeitbereich lässt sich der Sprung damit über

$$\Delta p(t) = \Delta u(t) \cdot k_{pu} \left( 1 + \frac{(T_{pu2} - T_{pu1})}{T_{pu1}} e^{-\frac{t}{T_{pu1}}} \right) \quad (4)$$

angeben.

Dabei beschreibt der Parameter  $k_{pu}$  die stationäre Abweichung des für  $T_{pu2} > T_{pu1}$  sprunghaften Anstiegs mit anschließendem Abklingen auf den stationären Endwert.

#### 6.2.1.3 Neuronale Netzwerke

Bei einem *narxnet* (eng. „Nonlinear autoregressive neural network with external Input“) handelt es sich um ein nicht lineares autoregressives neuronales Netzwerk mit externem Eingang. Das Netzwerk kann dazu benutzt werden, Zeitreihen vorauszusagen. Dabei wird ein Eingangssignal durch das Netzwerk gesendet und ein Ausgangssignal prognostiziert. Beim zuvor notwendigen Training des Netzwerkes sind



die Eingangsdaten des Netzwerkes und die zugehörigen Ausgangsdaten bekannt. Das Netzwerk ist zunächst völlig zufällig initialisiert und kann die Daten nicht nachbilden. Durch eine hohe Anzahl an Datensätzen wird das Netzwerk angepasst und der Prognosefehler verkleinert.

### 6.2.2 Aufnahme und Auswahl der Spannungssprünge

Zur Entwicklung einer Verfahrensweise zur Auswertung der Spannungssprünge werden die, wie in Abschnitt 6.2 beschrieben, erfassten Daten und weitere bereits vorhandene Messungen herangezogen. Die daraus resultierende große Bandbreite an Netz- und Lasttypen stellt ein breites Gültigkeitsspektrum des Verfahrens in der späteren Anwendung sicher.

Tabelle 6.1 Netzgebiete, zur Analyse der Spannungs- und Frequenzabhängigkeit

Kürzel	Art	P [MW]	N+	N-	Dauer [d]	Prägung
ARZ	PV	-12...8	94	96	14	Einsp./Bezug
LAU	Windpark	-29...0	131	143	10	Einspeisung
NEU	Stadtnetz	-18...5	35	35	5	Einsp./Bezug
SEE	Last/PV	-14...4	46	44	3	Einsp./Bezug
LIL	Last/Industrie	4...12	1238	1502	170	Bezug
BLA	Wohn/Gewerbe	6...15	79	80	20	Bezug
BRA	Wohn/Gewerbe	-12...9	64	64	29	Einsp./Bezug
GEL	Wohn/Gewerbe	-6...10	102	177	35	Einsp./Bezug
GRA	Industrie	3...18	107	669	55	Bezug
ROT	Innenstadt	6...12	82	82	20	Bezug
TUR	Wohn/Gewerbe	5...15	79	79	27	Bezug
VIO	Industrie	-2...18	68	74	39	Einsp./Bezug

Die Datensätze umfassen Spannungs-, Frequenz-, Wirk-, und Blindleistungsverläufe in einer zeitlichen Auflösung von 10 ms und wurden durch Messgeräte der Klasse A an der Einspeisung der Mittelspannungserdschlussgebiete aufgenommen.

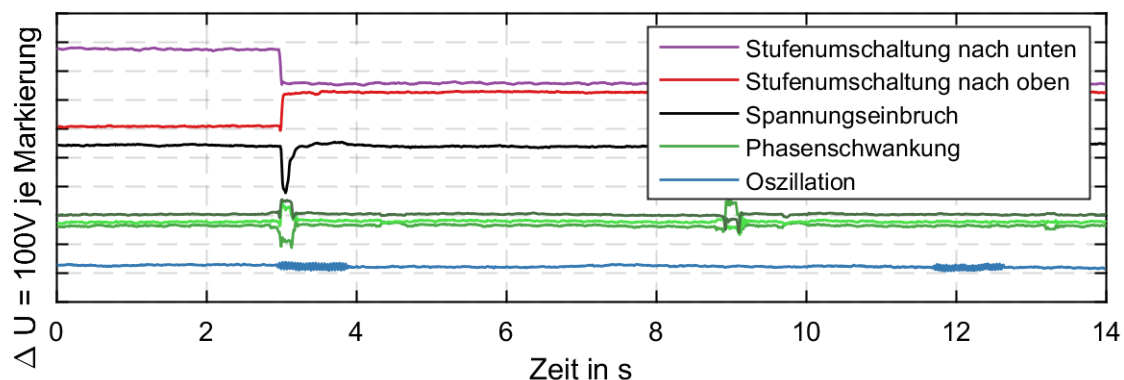


Abbildung 6.9: Erfasste Spannungsphänomene

Für die Aufzeichnung wurde die schnelle Spannungsänderung als auslösendes Ereignis definiert. Beispielhafte Spannungseignisse, welche in die Untersuchung mit eingehen sind in Abbildung 6.9 dargestellt. Für die Analyse der Spannungsabhängigkeit werden diese gefiltert und lediglich Sprünge herangezogen, die auf Stufenschaltungen basieren. Die Umschaltung des Stufenschalters erzeugt einen schnellen und fast idealen Spannungssprung, der auf das gesamte Netzgebiet wirkt. In der Regel haben Stufenschalter auf Mittelspannungsebene Stufen mit 0,5...2 %. Die Schaltzeiten des Stufenschalters betragen in den Messdaten im Durchschnitt 60...100 ms. Da sich die einzelnen Sprünge geringfügig unterscheiden und deshalb auch das auslösende Ereignis nicht grundsätzlich an einem identischen Datenpunkt im Spannungsverlauf auftritt, werden im Spannungssignal Zeitpunkte zur besseren Auswertbarkeit und Vergleichbarkeit definiert und automatisiert über die Analyse des Betrags des Spannungsgradienten ermittelt (vgl. Abbildung 6.10). Überschreitet der Gradient einen Schwellwert, markiert dieser Zeitpunkt den Beginn ( $t_0$ ) sowie das Unterschreiten analog das Ende ( $t_e$ ) der Stufenschaltung. Ebenfalls dargestellt ist der Zeitpunkt der maximalen Steigung ( $t_{tp}$ ) des Sprungs und der Zeitpunkt  $t_{tm}$ , zu dem der Trigger des Messgeräts automatisch ausgelöst wurde.

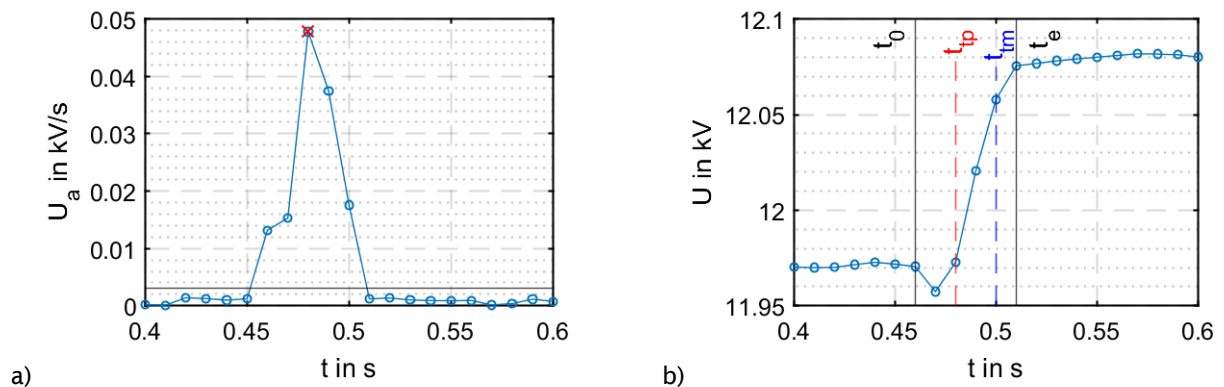


Abbildung 6.10: Ableitung eines beispielhaften Spannungssprungs zur automatisierten Detektion des Anfangs- ( $t_0$ ) und Endpunkts ( $t_e$ ) sowie der maximalen Steigung ( $t_{tp}$ ) (a); Spannungsverlauf mit relevanten Punkten und Auslösezeitpunkt ( $t_{tm}$ ) des Messgeräts (b)

### 6.2.3 Methodiken zur Ermittlung des Wirk- und Blindleistungsverhaltens von Lasten

Aus dem so vorverarbeiteten Spannungssignal und dem dazugehörigen Wirk- und Blindleistungsverläufen (im Folgenden wird nur die Wirkleistung beschrieben, die Behandlung der Blindleistung erfolgt analog) sollen die Parameter für die oben vorgestellten Lastmodelle ermittelt werden.

### 6.2.3.1 Stationäre Lastmodelle

Alle stationären Lastmodelle bilden das Leistungsniveau vor und nach einem Sprung durch die Gegenüberstellung zweier Zeitpunkte nach. Essenziell ist in dieser Hinsicht somit die Definition dieser Punkte. Wie aus der beispielhaft dargestellten Sprungantwort in Abbildung 6.11 ersichtlich wird, gestaltet sich dies für die Spannungswerte weitgehend unproblematisch, da die Zeitpunkte vor und nach dem Sprung sauber definiert werden können (vgl. Absatz 6.2.2) und in den überwiegenden Fällen die stochastische Schwankung im Vergleich zur Höhe der Stufenschaltung sehr gering ist und ggf. durch einfache Mittelwertbildung geglättet werden kann.

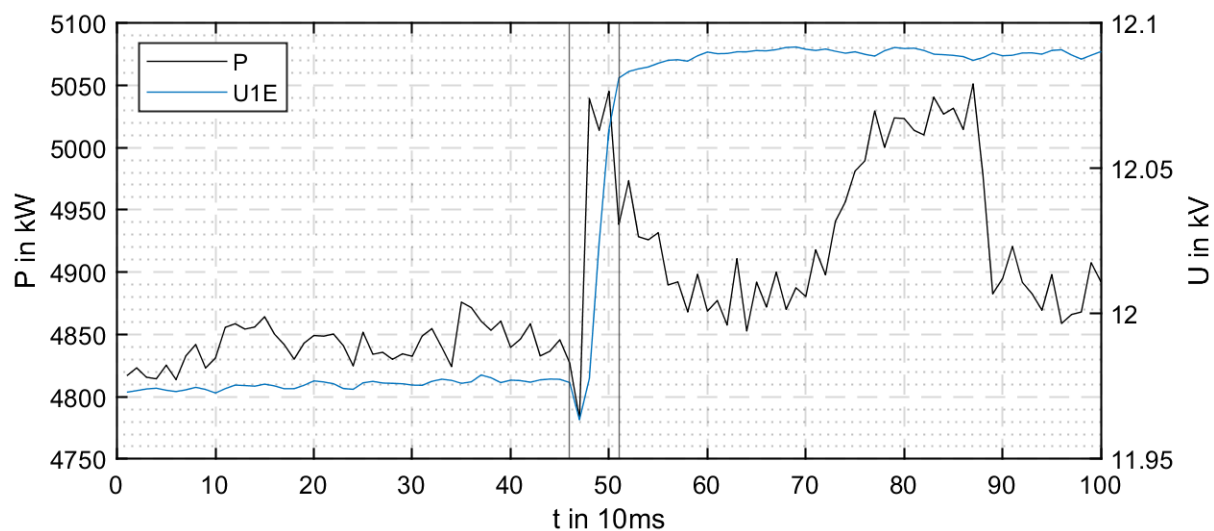


Abbildung 6.11: Beispielhafter Spannungssprung mit Wirkleistungsantwort

Die Leistungskurven hingegen weisen auch in den wenigen Sekunden um den Sprung stochastische Schwankungen in Höhe von mehreren Prozentpunkten auf. Das stochastische Verbraucherverhalten kann die Sprungantwort, wie im Beispielhaften Verlauf in Abbildung 6.11 zu sehen ist, in vielen Fällen auch vollständig überlagern. Der Endwert des Signals kann daher nicht durch einfache Glättungsfilter ermittelt werden. Auf die unmittelbare Sprungreaktion folgt zudem meist ein Abklingvorgang. Die Identifizierung des Anfangswerts und insbesondere eines validen Zeitpunkts des stationären Zustands ist daher erschwert. Diesem Problem kann durch eine Überlagerung mehrerer Sprünge begegnet werden. Dafür ist eine vorherige Normierung notwendig. Daraus ergeben sich in der Praxis jedoch mehrere Probleme:

- Der Zeitpunkt des Wertes der Normierungsbasis muss definiert werden und beeinflusst die Ergebnisse durch die stochastische Schwankung des Signals.
- Es wird ein mittlerer Zeitverlauf durch Überlagerung vieler Sprungantworten gebildet und daraus ein Lastmodell abgeleitet. Die einzelnen Reaktionen

unterscheiden sich jedoch deutlich, wie in Abbildung 6.12 ersichtlich. Möchte man unterschiedliche Lastmodelle, z. B. differenziert nach Uhrzeiten ableiten, müssen die Signale vorsortiert werden. Eine Gruppierung, die auf dem Verhalten an sich beruht, ist kaum möglich.

- Gerade in Netzgebieten mit Einspeisung kann der Anfangswert sehr gering sein und die Normierung kann extreme prozentuale Reaktionen hervorrufen, dies gilt analog für das Blindleistungsverhalten (vgl. Abbildung 6.12 rechtes Bild). Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die variable Last durch eine hohe (spannungsunabhängige) Einspeisung überdeckt wird.

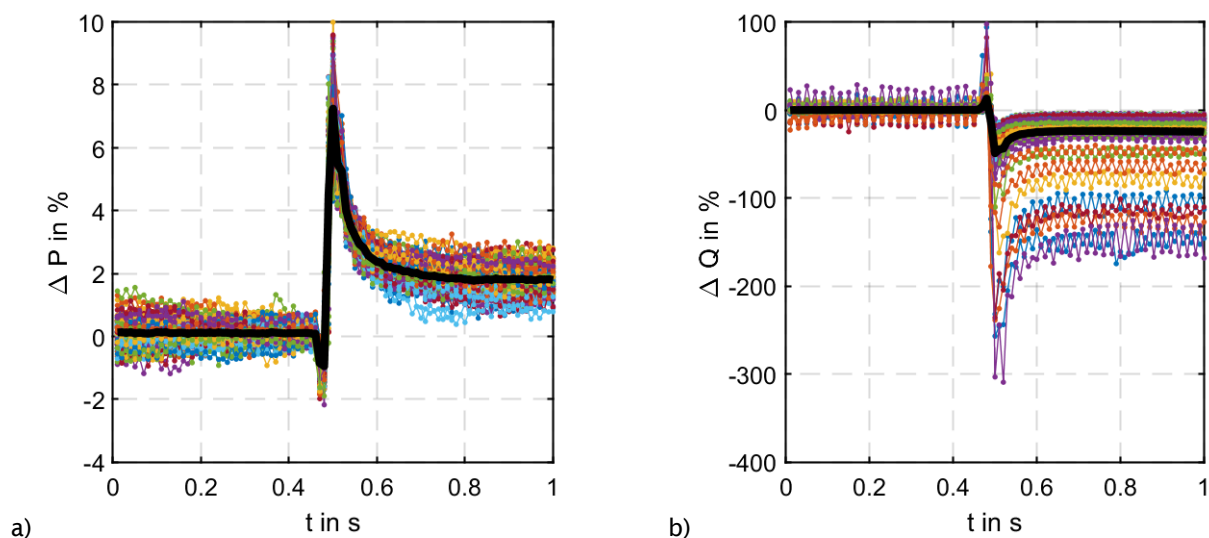


Abbildung 6.12: Überlagerung von 82 beispielhaften Sprungantworten der Wirk- (a) und Blindleistung (b) auf einen Spannungssprung in Höhe von 1,7 % mit durchschnittlichem Verlauf (schwarze Linie), Normierung der Einzelverläufe auf den Wert zum Zeitpunkt  $t_0$

### 6.2.3.2 Dynamische Lastmodelle

Insbesondere die Problematik der stochastischen Schwankung des Signals nach dem Sprung wird durch die Anwendung eines dynamischen Lastmodells reduziert, da alle Messwerte nach dem Sprung in die Modellbildung mit eingehen und der stationäre Endwert aus den Parametern des Modells bestimmt wird, auch wenn dieser nicht im Signal selbst sichtbar ist. Durch die Fortschritte in der Computertechnologie ist es inzwischen sehr einfach, schnell und automatisiert die Parameter einer vorgegebenen Übertragungsfunktion (z. B. Gleichung 3 in Abschnitt 6.2.1.2) durch eine Regression unter Anwendung der Methode der kleinsten Quadrate für jedes gemessene Signal zu ermitteln. Dies macht sich bereits [17] zunutze, dessen Verfahren in neos angewendet wurde und in Anlehnung an dieses entstand ein weiteres Verfahren.

Ensemble Mittelung dynamischer Lastmodelle nach [17]

Die von Hall und Welfonder entwickelte Methode [17] des „ensemble averaging“ basiert aus der oben bereits beschriebenen Idee, mehrere Signale zu überlagern, um das stochastische Rauschen vom Signal weitgehend zu eliminieren. Dafür werden die Signale auf den Anfangswert der Messung normiert, für jedes Einzelsignal durch die Methode der kleinsten Quadrate das Modell nach Gleichung 3 bestimmt und die Güte der Nachbildung ermittelt. In einem iterativen Prozess werden nun immer mehr Signale, in der Reihenfolge der Nachbildungsgüte (beginnend mit den ersten beiden Signalen), überlagert und erneut die Modellparameter bestimmt. Dies geschieht solange, bis durch die Überlagerung keine weitere Verbesserung der Nachbildungen mehr erreicht werden kann. Durch diese Methode kann automatisiert ein Modell für die Spannungs- und Frequenzabhängigkeit von Lastgebieten für zuvor definierte Zeiträume erstellt werden. Es zeigen sich jedoch beim heutigen volatilen Lastverhalten einige Schwächen: Die Wahl des ersten Messwerts als Normierungswert ist beliebig und kann bei starker Schwankung und kleinen Leistungswerten, welche insbesondere bei der Blindleistung und in Netzen mit dezentraler Einspeisung auch bei der Wirkleistung auftreten können, zu verfälschten Signalen führen. Zudem wird durch die Auswahl der Signale, die am besten überlagert werden können, ein Großteil der Messungen verworfen. Dadurch kann ein Verhalten übersehen werden, dass sich vom ersten Signal des Verfahrens unterscheidet. Die Gruppeneinteilung für das Netzverhalten kann zudem nicht aus den Ergebnissen bestimmt werden, sondern muss vor der Signalüberlagerung geschehen. Diesen Herausforderungen konnte in neoS durch ein neues Verfahren teilweise begegnet werden.

Dynamischer Exponentialfit

Aufgrund der oben genannten Probleme bei der Auswertung wurde im Rahmen von neoS ein weiteres Verfahren entwickelt, um die Spannungsabhängigkeit der Leistungsaufnahme von Netzgebieten zu untersuchen. Im Fokus steht dabei die Auswertbarkeit einzelner Sprünge und die Möglichkeit zur nachträglichen Gruppierung der Ergebnisse in Abhängigkeit des Verhaltens und zur Analyse von bestimmten Mustern. Im Gegensatz zu anderen Verfahren wird deshalb versucht, möglichst wenige Sprünge zu verwerfen und ohne Überlagerung von Signalen das Verhalten bereits möglichst gut vom stochastischen Lastverhalten zu trennen. Das Verfahren basiert grundsätzlich auf der Bestimmung von geeigneten Parametern zur bestmöglichen Beschreibung des aufgezeichneten Sprungs über das dynamische Lastmodell, welches durch Formel 3 beschrieben ist.

Die Analyse des Signals basiert auf drei Grundgedanken zum stochastischen Lastrauschen und des Regressionsfehlers:

- Mit zeitlichem Abstand zum Sprung steigt die Wahrscheinlichkeit, dass sich die Lastzusammensetzung ändert. Ideal wäre deshalb die Auswertung direkt nach Ende des Spannungssprungs, der Wert zu diesem Zeitpunkt ist aufgrund des Abklingvorgangs aber nicht der gesuchte Endwert.
- Je geringer die ermittelten Residuen der Regression bei der Parameterbestimmung sind, desto besser wird der reale Verlauf durch das Modell nachgebildet. Dies ist dann der Fall, wenn die Messwerte nicht stark um den erwarteten Wert schwanken (vgl. die in Abbildung 6.13 um das ermittelte Modell (blau) schwankenden Messwerte (rot)). Deshalb wird angenommen, dass bei einem geringen Modellfehler auch die Lastschwankungen gering sind.
- Je mehr Zeitpunkte in die Regression einfließen, desto sicherer ist die Nachbildung durch eine Regression.

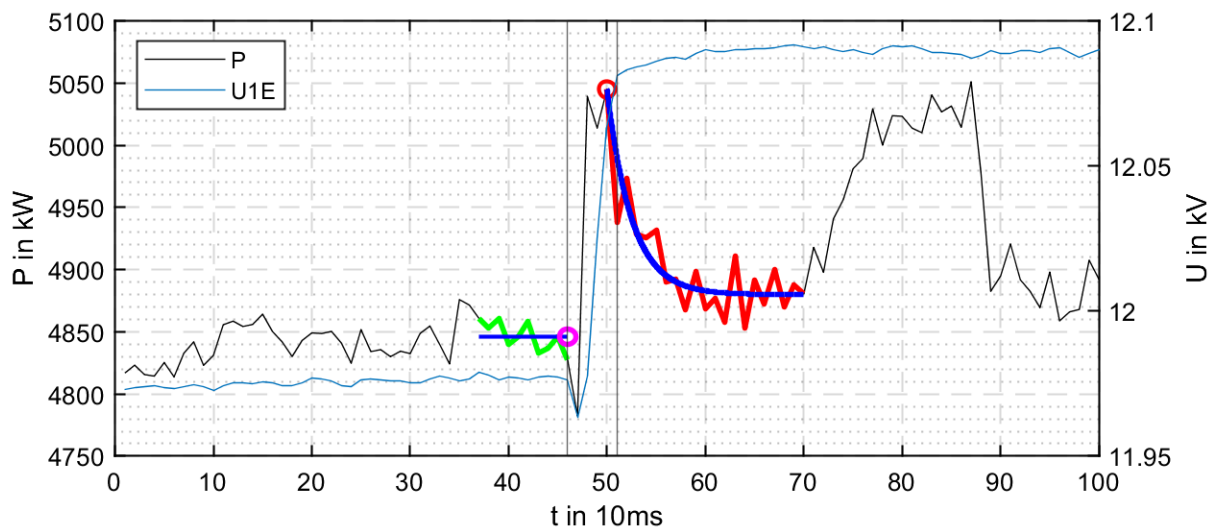


Abbildung 6.13: Beispielhafte Nachbildung eines durch einen Spannungssprung induzierten Leistungssprungs mit den einbezogenen Messwerten vor (grün) und nach (rot) dem Sprung sowie den ermittelten Modellverläufen (blau)

Auf Basis dieser konträr zueinanderstehenden Überlegungen wurde das nachfolgend beschriebene Verfahren entwickelt.

Die Beschreibung des Abklingvorgangs der Sprungantwort erfolgt angelehnt an Gleichung 4 durch eine Exponentialfunktion, deren Grenzwert im Unendlichen dem gesuchten Endwert des betrachteten Leistungsverlaufs entspricht. In die Bestimmung der Parameter der Funktionsgleichung zur bestmöglichen Nachbildung des Messsignals (beispielhaft nachvollziehbar in Abbildung 6.13) gehen, beginnend mit dem höchsten Leistungswert, mindestens die ersten sechs Messpunkte ein. Über einen

Vertrauensfaktor  $V$  wird im zweiten Schritt die „ideale“ Anzahl an zusätzlichen Messpunkten bestimmt. Dieser Faktor ist ein Qualitätsmaß aus der Abwägung zwischen zwei gegenläufigen Aspekten. Einerseits ändert sich das Lastniveau grundsätzlich mit Zunahme des zeitlichen Abstands zum Spannungssprung, wodurch das gesuchte Signal hinter zufälligen Laständerungen verschwinden kann. Dieser Aspekt wird durch den prinzipiell frei definierbaren Gewichtungsfaktor  $B1$  in Darstellung b in Abbildung 6.14 zum Ausdruck gebracht. Andererseits sinkt mit zusätzlichen Messpunkten der Nachbildungsfehler mit der Wurzel der insgesamt zur Nivellierung einbezogenen Zeitpunkte. Dies wird in Bild b in Abbildung 6.14 durch den Faktor  $B2$  berücksichtigt.

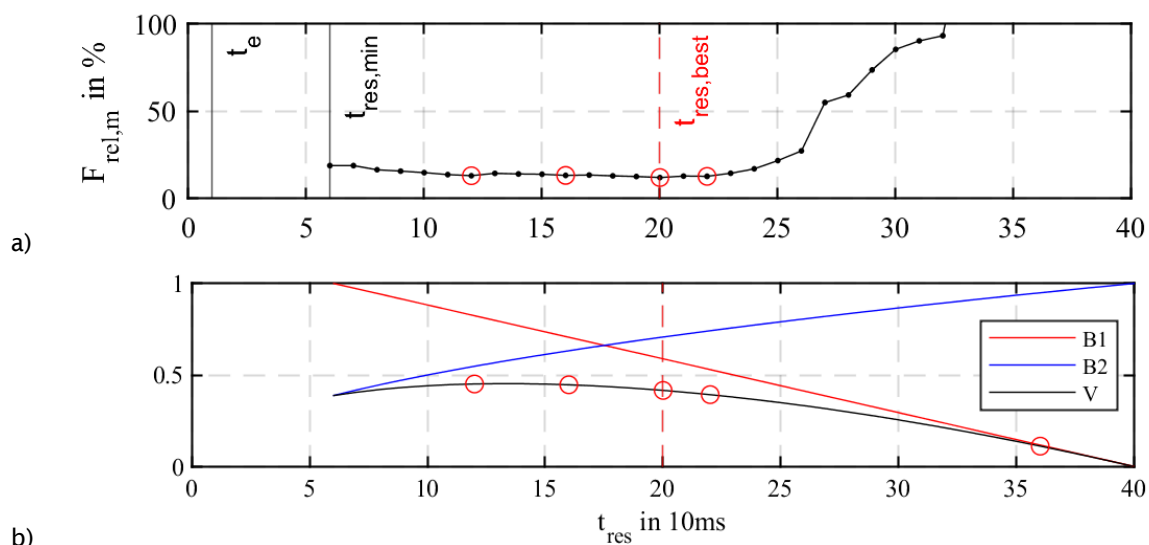


Abbildung 6.14: Auswahl der, für die Regression zu berücksichtigenden Zeitpunkte. Relativer Fehler der Parameterbestimmung in Abhängigkeit der Anzahl der Zeitpunkte (a); Bewertungsfaktoren  $B1$  zur Berücksichtigung der Zunahme des stochastischen Lastrauschens und  $B2$  der Reduzierung des Nachbildungsfehlers mit Anzahl der Messpunkte und deren Produkt, dem resultierenden Vertrauensfaktor  $V$  (b)

Gleichzeitig geht der relative Fehler der Regression in Abhängigkeit der verwendeten Zeitpunkte (dargestellt in Bild a in Abbildung 6.14) mit in die Auswahl der verwendeten Messpunkte ein. Über die Multiplikation des Vertrauensfaktors mit dem Kehrwert des Regressionsfehlers wird die optimale Anzahl an Zeitpunkten ( $t_{res,best}$ ) für die Parameterbestimmung ermittelt.

Die Ermittlung des Startwerts vor dem Sprung erfolgt durch einfache Mittelwertbildung analog zum Verfahren oben.

Die ermittelten Anfangs- und Endwerte können nun weiter analysiert werden und der Lastexponent  $k_p$  ermittelt werden. Da dafür eine Normierung notwendig ist, treten weiterhin die oben beschriebenen Problematiken auf, die in neos bestehen bleiben.



### Neuronale Netzwerke

Das Training von neuronalen Netzwerken erscheint ebenfalls eine vielversprechende Möglichkeit zur Nachbildung des Lastverhaltens von Netzgebieten, da auf die vorherige Auswahl eines geeigneten Modells verzichtet werden kann und das Modell direkt durch die Messdaten erzeugt wird. Aus diesem Grund wurde in neos testweise ein rekursives neuronales Netzwerk mit den Messdaten aus zwei Netzgebieten trainiert. Die Auswertung zeigte, dass für ein Netzgebiet mit geringem Lastrauschen die Vorhersehbarkeit hinreichend gut funktionierte, bei erhöhtem Lastrauschen versagte das Verfahren jedoch. Mit den vorher beschriebenen Verfahren ließ sich bei einer geringeren Datenmenge und geringerem Rechenaufwand ein deutlich genaueres Ergebnis erzielen. Daher wird nicht weiter auf neuronale Netzwerke als Hilfsmittel zur Bestimmung der Spannungsabhängigkeit von Lasten eingegangen.

#### 6.2.4 Beispielhafte Auswertungen von Netzgebieten

Im Projekt neos wurden in einem städtischen Netz automatisiert Spannungssprünge über etwa 1,5 Jahre aufgezeichnet. Die etwa 9700 Datensätze wurden mit dem im Projekt entwickelten Verfahren „dynamischer Exponentialfit“ aus Abschnitt 6.2.3.2 analysiert. Das Wirk- und Blindleistungsverhalten wurde in den Lastexponent  $k_p$  umgerechnet und, wie in Abbildung 6.15 dargestellt, in einzelne Verhaltensgruppen nach der Wirk- und Blindleistung vor dem Sprung gruppiert. Der Wirkleistungsexponent bewegt sich im erwarteten Bereich zwischen 0 (keine Spannungsabhängigkeit) und 2 (quadratische Spannungsabhängigkeit) und unterscheidet sich zwischen den einzelnen Lastgruppen deutlich. Es wurden in neos jedoch keine Untersuchungen hinsichtlich deren Ursache durchgeführt. Die ermittelten Blindleistungsexponenten sind deutlich größer, was auf die oben bereits beschriebene Problematik hinsichtlich der Normierung auf sehr kleine Referenzwerte zurückzuführen ist. Der Vergleich der einzelnen Werte untereinander ist deshalb schwierig. Ein geeignetes Vorgehen wurde in neos nicht entwickelt und sollte Gegenstand weiterer Untersuchungen sein.

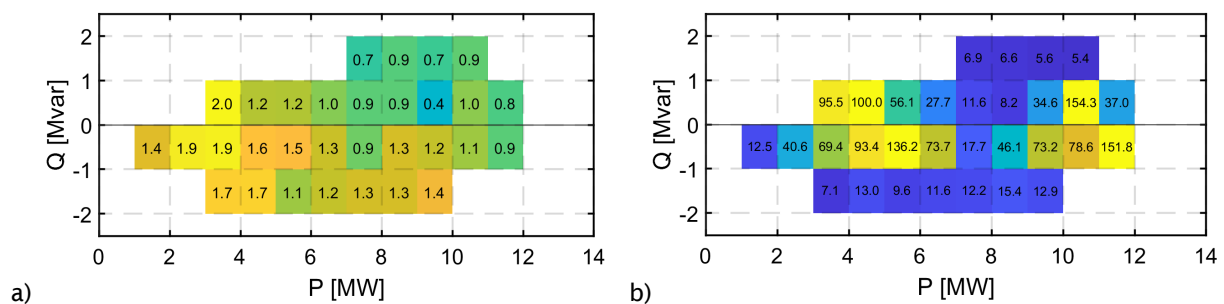


Abbildung 6.15: Auswertung der Spannungsabhängigkeit von Wirk- (a) und Blindleistung (b) eines Netzgebietes über eine Dauer von einem Jahr in Form des mittleren Lastexponenten  $k_p$  pro Leistungsgruppe im PQ-Diagramm

### 6.2.5 Mögliches Anwendungsfeld Conservation Voltage Reduktion (CVR)

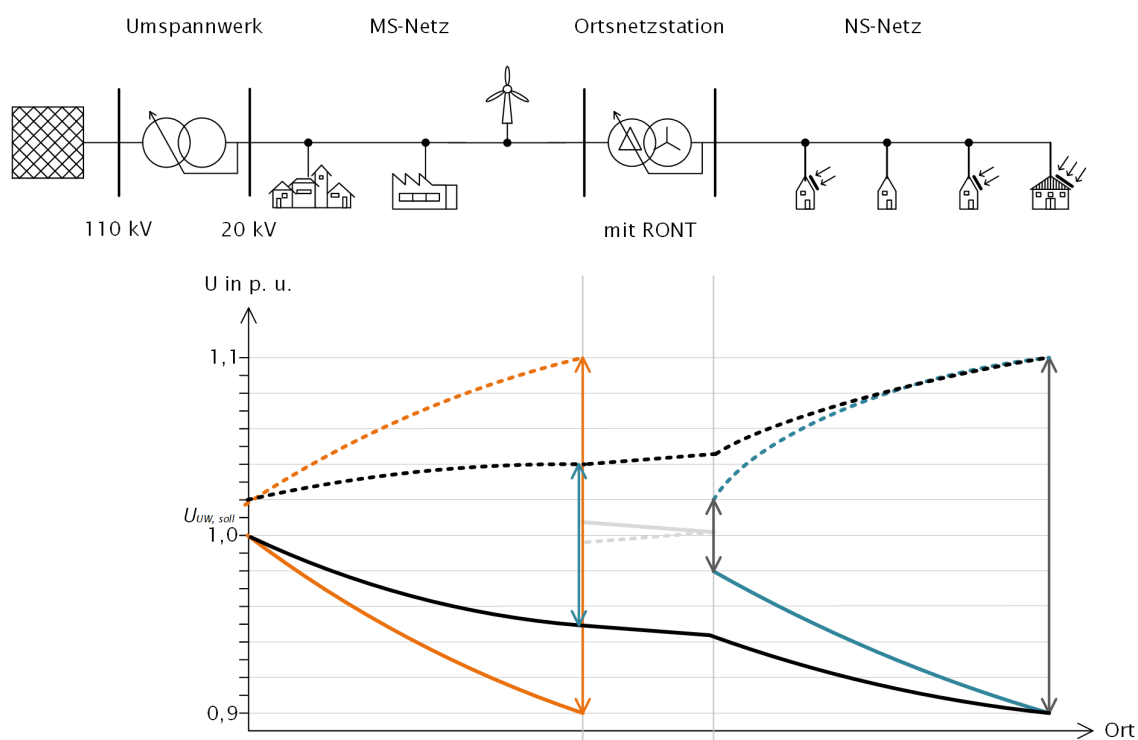
Das Verfahren kann neben Simulationen und Netzzustandsprognosen zur Sicherung der Netzstabilität auch herangezogen werden, um durch eine gezielte Spannungsabsenkung, der sogenannten CVR, Energie einzusparen [9]. Die ersten Auswertungen (Abbildung 6.15) versprechen etwa ein Prozent Lastreduktion bei einer Spannungsabsenkung um ein Prozent im Lastbereich über 10 MW. Einschränkend muss an dieser Stelle jedoch darauf hingewiesen werden, dass dieses Lastverhalten in einem Zeitbereich von etwa 50...500 ms ermittelt wurde. Da geregelte Lasten die Stromaufnahme ggf. an das niedrige Spannungsniveau anpassen, ist davon auszugehen, dass das Langzeitverhalten von den ermittelten Ergebnissen abweicht. Für Aussagen über das mittel- und langfristige Verhalten müssen daher weitergehende Untersuchungen durchgeführt werden.

### 6.2.6 Fazit zur Spannungs- und Frequenzabhängigkeit von Lasten und Netzgebieten

In neoS wurde ein Verfahren zur Analyse der Spannungsabhängigkeit des Wirk- und Blindleistungsverhaltens einzelner Lasten und von ganzen Netzgebieten entwickelt. Dazu werden Spannungssprünge, insbesondere Stufenschaltungen, automatisiert erfasst und ausgewertet. Der Fokus liegt dabei auf der Ermittlung der Lastparameter anhand jedes einzelnen Sprunges unter bestmöglicher Reduktion stochastischer Lastschwankungen. Gegenüber bereits bestehenden Verfahren kann damit aus deutlich weniger Sprüngen eine valide Aussage über das Netzverhalten getroffen werden. Die Problematik der Normierung auf kleine Bezugswerte, die in den bekannten Modellen besteht, wurde nicht gelöst. In diesem Bereich sollten noch weitere Überlegungen unternommen werden, um dies in geeigneten Modellen abzubilden. Zukünftige Anwendungsgebiete des Verfahrens liegen in der Erstellung von Lastmodellen für Netzsimulationen und der Anwendung in der Netzführung in Form eines Verhaltensprognosemoduls für eine Entscheidungsgrundlage von Netzstabilisierungsmaßnahmen.

## 7 Regelalgorithmen für RONT

Der regelbare Ortsnetztransformator ist ohne Frage eine der effektivsten und zeitgleich wenig invasiven Maßnahmen, die Aufnahmefähigkeit der Verteilnetze (MS- und NS-Ebene) nachhaltig zu erhöhen. Bereits durch die standardmäßige Regelung der Transformatorausgangsspannung auf einen festen Spannungswert erhöht sich das Integrationspotential im Netz deutlich. Durch die Entkopplung der Spannungsschwankung im Niederspannungsnetz von der Mittelspannungsebene ist im unterlagerten Niederspannungsnetz das gesamte verfügbare Spannungsband von  $\pm 10\%$  nutzbar (bis auf die verbleibende Regelbandbreite des RONT von typischerweise  $4\%$ ), da der Spannungshub über die MS-Leitung nicht mehr berücksichtigt werden muss. Analog gilt dies für die Mittelspannung, sofern flächendeckend oder zumindest an bestimmten Stellen RONT eingesetzt werden. Abbildung 7.1 stellt diesen Gewinn an Spannungsband schematisch dar. Werden beide Spannungsebenen zusammengenommen, verdoppelt sich die Bandbreite in etwa.



beispielhafte Spannungsbandaufteilung ohne RONT

Spannungsbandgewinn mit RONT für einzelne NS Netze

zusätzlicher Spannungsbandgewinn in MS-Ebene bei flächendeckendem RONT-Einsatz

Abbildung 7.1: Beispielhafte Spannungsbandaufteilung ohne RONT und möglicher direkter Gewinn an Spannungsbandfreiraum in der NS und MS Ebene mit Einsatz von RONT

Noch mehr Freiräume im Spannungsband versprechen Regelverfahren, die über die Spannung an der Transformatorsammelschiene hinaus den aktuellen Netzzustand

berücksichtigen. Am HS/MS-Transformator hat es sich bereits etabliert, den Sollwert in Abhängigkeit des Leistungsflusses oder Laststroms über dem zu regelnden Transformator oder über einem Leitungsstrang, der als Information bzw. Schätzung des Netzzustandes herangezogen werden kann, zu variieren. Diese Art der Regelung wird ebenfalls für RONT angewendet. Da diese Verfahren aber nur Hinweise geben und keine eindeutigen Rückschlüsse auf die tatsächlichen Spannungsverhältnisse im Netz erlauben, wird auch diskutiert, abgesetzte Sensoren im Netz zur Erfassung des tatsächlichen Netzzustands einzusetzen. Um die inzwischen hohe Zahl an theoretischen Überlegungen und praktisch etablierten Verfahren einzuordnen, wurde im Projekt neos eine Übersicht erarbeitet (Abschnitt 7.1) sowie die Einsatzszenarien der gängigsten Verfahren systematisch untersucht (Abschnitt 7.2). Die Messwerte der Sensoren können zur direkten Regelung oder auch zur Anpassung der Regelgrößen dienen. In jedem Fall ist jedoch die Zuverlässigkeit der Messwernerfassung entscheidend, da ein Ausfall oder fehlerhafte Messwerte zu unzulässigen Spannungswerten im Netz führen könnten. Dies macht eine redundante und damit meist unwirtschaftliche Ausführung der Messwernerfassung notwendig. Das an der OTH Regensburg entwickelte Regelverfahren „dynamische Regelbandbreite“<sup>2</sup> generiert einen direkten Spannungsbandgewinn, der selbst bei Ausfall der Kommunikation erhalten bleibt. Dazu gibt ein Sensor am spannungskritischsten Knoten bei Überschreitung einer definierten Spannungsschwelle ein Signal an den RONT, woraufhin die Regelbandbreite um beispielsweise ein Prozent reduziert wird. Dieses Verfahren wurde in neos erstmals implementiert und im Realbetrieb eines RONT erprobt (Abschnitt 7.3).

### 7.1 Klassifizierung von Regelalgorithmen

In der wissenschaftlichen Literatur werden inzwischen eine Vielzahl von Regelalgorithmen für RONT und Leistungstransformatoren diskutiert. Von diesen Algorithmen wird insbesondere die Standardsammelschienenregelung mit direkter Regelung der Spannung an der unterspannungsseitigen Sammelschiene des Transformators eingesetzt. In einigen Fällen wird dieser Regelung durch einen variablen Sollwert (Führungsgröße), der mit Hilfe einer Spannungsschätzung über die Leistungsmessung am Transformatorausgang generiert wird. Die meisten Algorithmen haben gemeinsam, dass die Standardsammelschienenregelung variiert oder erweitert wird. Diese ist in der Überblicksdarstellung als Regelkreis in Abbildung 7.2 in der Mitte schwarz gedruckt erkennbar, mögliche Varianten sind in Grau dargestellt.

---

<sup>2</sup> 2013 unter ront.info veröffentlicht

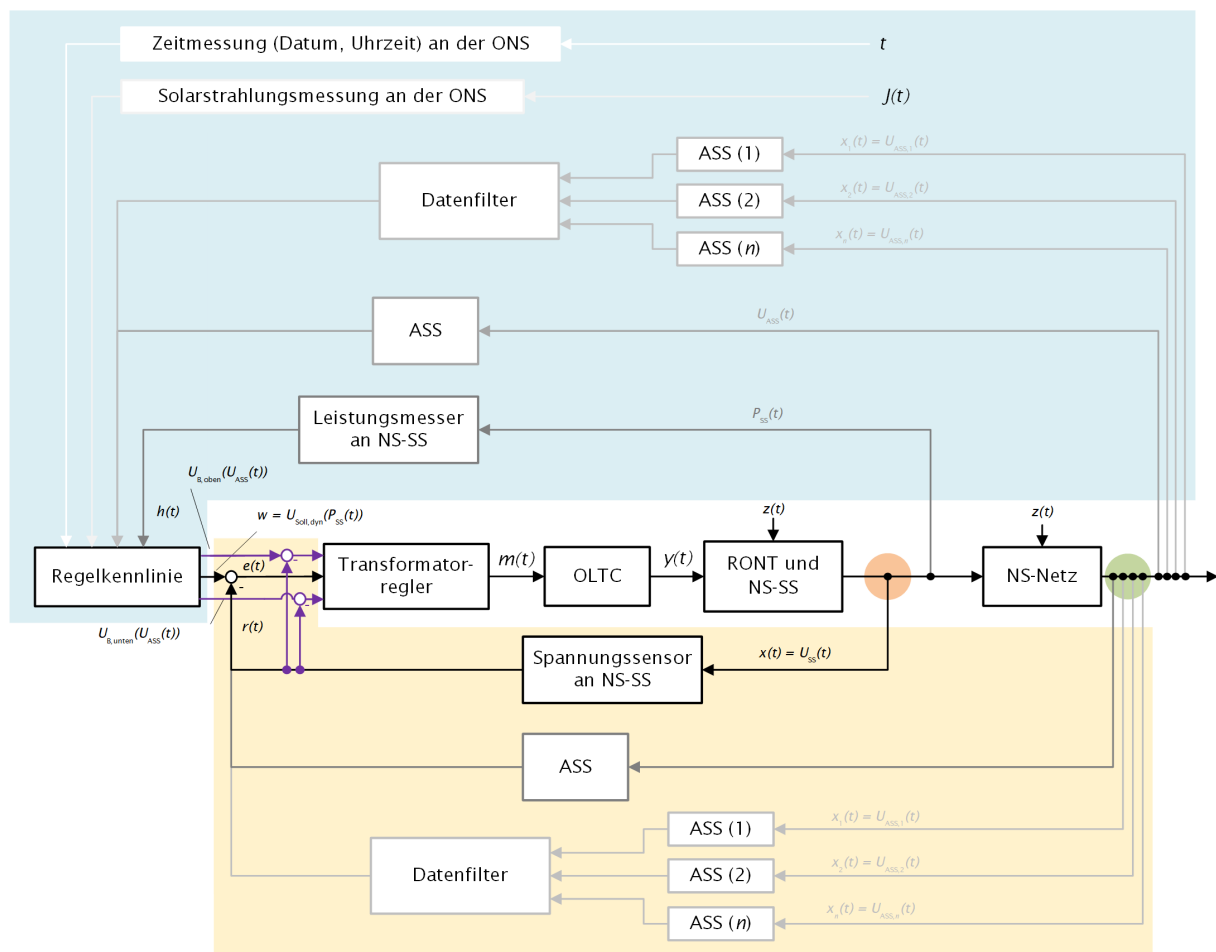


Abbildung 7.2: Schematische Regelkreise für RONT mit Standardsammelschienenregelung (schwarz) und weiteren häufig beschriebenen Regelungen. Blau hinterlegt sind Regelungen mit Variation der Führungsgröße, gelb hinterlegt unterschiedliche Rückführungen. Orange markierte Spannungsabgriffe sind an der Sammelschiene lokalisiert, grüne Abgriffe im Netz

Es kann die Rückführung der Regelgröße (Spannung) angepasst werden (gelb hinterlegt) und entweder am RONT direkt (orange) oder im NS-Netz (grün) abgegriffen werden. All diese Regelungen können auf einen festen Sollwert regeln (Festwertregelung) oder zusätzlich durch eine Variation der Führungsgrößen (Folgeregelung, blau hinterlegt) erweitert werden. Aus dieser Einteilung ergeben sich zwei Varianten zur Kategorisierung von Regelalgorithmen. Entweder nach der Führungsgröße oder nach der Lokalität der Regelgröße.

### 7.1.1 Kategorisierung nach der Führungsgröße

Unter Berücksichtigung der oben beschriebenen Grundstruktur eines Regelkreises kann bei jedem Regelalgorithmus zwischen einer Festwertregelung und einer Folgeregelung unterschieden werden. Abbildung 7.3 greift diese Differenzierung auf und unterteilt dabei die Folgeregelung nochmals in zwei Unterkategorien. Handelt es sich bei einer variablen Führungsgröße um eine Messgröße, mit der indirekt auf die

Spannungsverhältnisse des NS-Netzes rückgeschlossen wird, fällt der Regelalgorithmus in die Unterkategorie der Spannungsschätzung. Wird hingegen abgesetzte Sensorik zur direkten Erfassung des Spannungszustandes im NS-Netz genutzt, ordnet sich der Regelalgorithmus unter dem Bereich der Spannungsmessung ein.

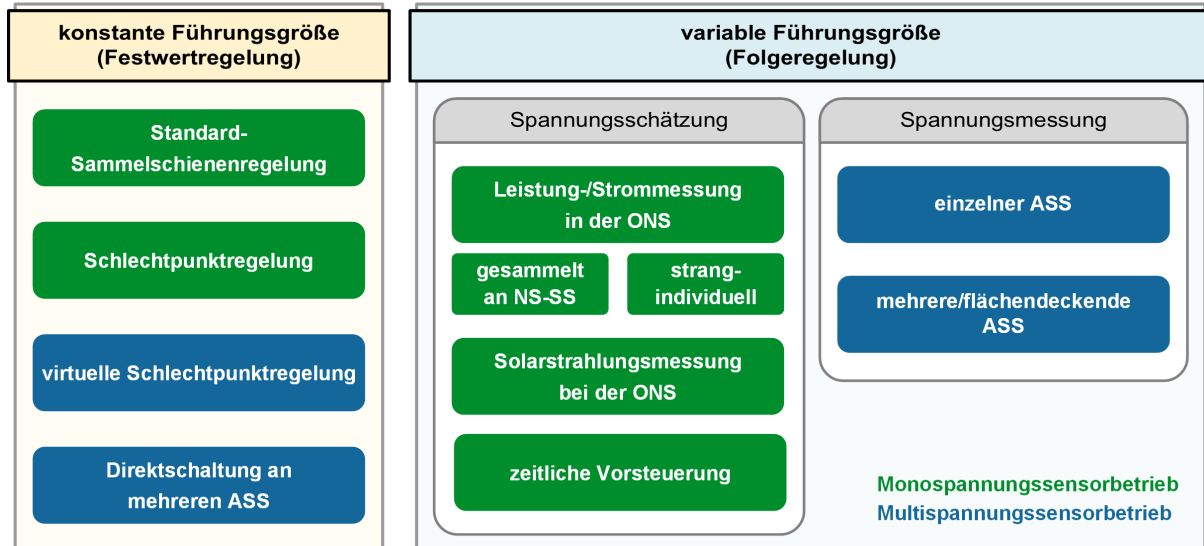


Abbildung 7.3: Kategorisierung der Regelalgorithmen nach der Führungsgröße mit Kennzeichnung von mono- (grün) und multisensorischem (blau) Betrieb

Die dargestellte Kategorisierung enthält mit der farblichen Kennzeichnung der Regelalgorithmen eine weitere Unterscheidung. Regelalgorithmen mit Monosensorbetrieb werden durch die grüne Markierung charakterisiert. Blau kennzeichnet einen multisensorisch betriebenen Regelalgorithmus. Die Bezeichnung Mono- und Multi-sensor bezieht sich dabei auf die Anzahl der gemessenen Spannungsknoten und nicht auf die Anzahl der verwendeten Messgrößen der Regeleinrichtung.

### 7.1.2 Kategorisierung nach der Lokalität der Regelgröße

Anhand der Betrachtung der schematischen Regelkreise kann die Lokalität der Regelgröße als weiteres Merkmal zur Einteilung der Regelalgorithmen herangezogen werden. Daraus ergibt sich die Einteilung nach Abbildung 7.4. Bei allen Regelalgorithmen fungiert als Regelgröße ausschließlich eine Spannung, die an einem bestimmten Knoten innerhalb oder am Ende der Regelstrecke über eine Messung abgegriffen und zur Regeleinrichtung übermittelt wird. Diese Position und die Anzahl der erfassten Spannungsknoten kann sich unterscheiden. Für den Großteil der Regelalgorithmen stellt die Niederspannungs-Sammelschienen-Spannung an der US-Seite des Transformators die Regelgröße dar. Bei den Regelalgorithmen mit variabler Führungsgröße ist die Regelgröße stets die Spannung an der NS-Sammelschiene.

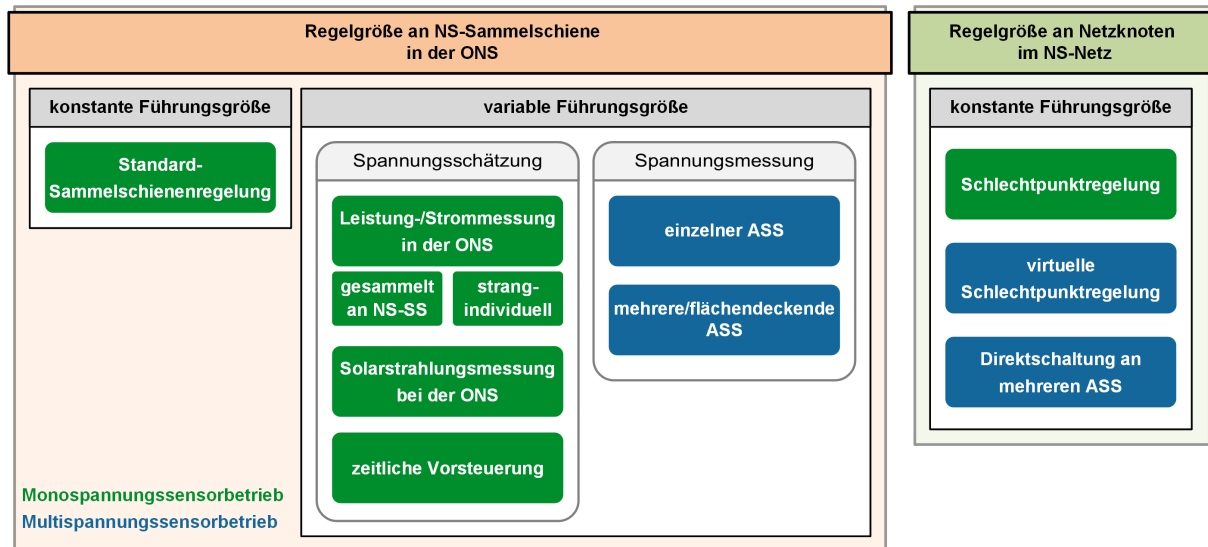


Abbildung 7.4: Kategorisierung der Regelalgorithmen nach der Lokalität der Regelgröße mit Kennzeichnung von mono- (grün) und multisensorischen (blau) Betrieb

## 7.2 Einsatzszenarien für RONT

Für einen RONT stehen unter anderem die bereits in Abschnitt 7.1 vorgestellten verschiedenen Regelsysteme für die Spannungsregelung zur Verfügung, welche sich in ihrem technischen Komplexitätsgrad und den damit verbundenen Kosten unterscheiden. In Abhängigkeit von den technischen Fähigkeiten eines einzelnen Regelalgorithmus können je nach Einsatzgebiet unterschiedliche Integrationspotentiale erschlossen werden. Für den Einsatz eines RONT liegt bisweilen keine allgemein anwendbare Planungsgrundlage vor, welche den VNB bei der Ermittlung eines optimalen Regelalgorithmus für eine vorliegende Niederspannungsnetzstruktur unterstützt. In neos wurde deshalb eine einfache Methode zur Abschätzung von geeigneten Regelalgorithmen in bestimmten Netzkonstellationen und zur Einschätzung des zusätzlichen Potentials durch den Einsatz eines Regelverfahrens erarbeitet. Dafür werden ausgewählte RONT-Regelalgorithmen bei verschiedenen NS-Netzstrukturen in Rahmen von Netzsimulationen erprobt. Die Erstellung der Netzmodelle und die Ausarbeitung der Simulationsszenarien stehen dabei besonders im Fokus des Arbeitspakets (Übersicht der Schritte sind in Abbildung 7.5 dargestellt), um im Rahmen der Simulationen möglichst realitätsgetreue und übertragbare Netzstrukturen zu untersuchen.



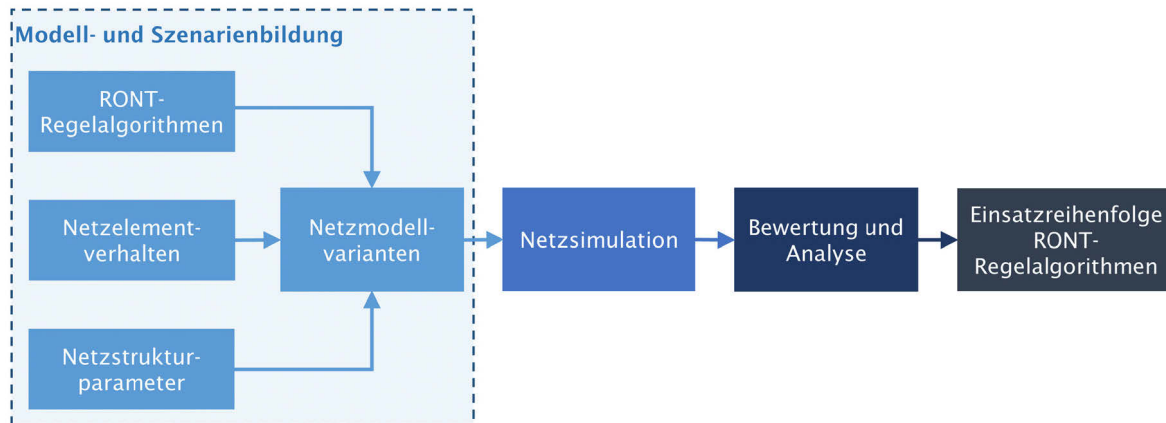


Abbildung 7.5: Vorgehensweise zur Ableitung der Einsatzbereiche verschiedener Regelalgorithmen

### 7.2.1 Motivation für den Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren

Regelbare Ortsnetztransformatoren entkoppeln das Spannungsniveau von MS- und NS-Netz analog zu den Transformatoren zwischen den höheren Spannungsebenen. Daraus ergibt sich direkt ihr Hauptanwendungsgebiet, der Integration zusätzlicher Netzteilnehmer im NS- aber auch im MS-Netz (wie in Abschnitt 7 bereits erläutert). Gleichzeitig bietet der RONT aber auch die Möglichkeit, das Spannungsniveau aktiv zu manipulieren und somit als Teil einer intelligenten Ortsnetzstation die NS-Ebene in eine aktive Netzregelung mit einzubinden. Folgende Einsatzmotivationen sind dabei denkbar:

- Die **Erhöhung des Integrationspotentials** in NS-Netzen (Lösung von Spannungsbandproblemen) durch Entkoppelung des Spannungsniveaus von der MS-Ebene ist der klassische Einsatzzweck eines regelbaren Ortsnetztransformators. Je nach Planungsgrundlage und Anteil RONT an allen ONT im Netzgebiet kann aber auch das Integrationspotential in der MS-Ebene erhöht werden (vgl. Abbildung 7.1).
- Ein erweitertes Spannungsband ist neben der Übertragung von Wirkleistung auch für Blindleistung nutzbar und dient damit der **Erhöhung des Blindleistungsmanagementpotentials**. Das freie Spannungsband bietet die Möglichkeit, regelbare Blindleistungsquellen anzupassen, um die Bilanz in höher gelegener Netzebenen aktiv zu beeinflussen.
- Durch den RONT ist eine Vergrößerung des Versorgungsradius von Ortsnetzstationen möglich, dadurch reduziert sich der Bedarf an Ortsnetzstationen, was ggf. eine **Optimierung der Netztopologie** erlaubt. Zudem können Vermassungen, wenn sie für den Netzbetrieb problematisch sind, aufgelöst werden.

- Die Verwendung eines RONT führt durch die Verkleinerung der Spannungspreizung im NS-Netz und der Bereitstellung eines konstanteren Spannungsniveaus für die Netzkunden zu einer **Erhöhung der Spannungsqualität**. Dies gilt auch für MS-Kunden, wenn sie über einen geregelten Transformator versorgt werden.
- Durch eine bedarfsgerechte Anpassung des Spannungssollwerts durch die RONT-Regelung kann für bestimmte Betriebszustände eine **Verringerung der Netzverluste** erreicht werden. Eine Erhöhung des Spannungswertes an der NS-Sammelschiene bewirkt eine Anhebung des gesamten Spannungsniveaus im NS-Netz, wodurch die Leitungsverluste reduziert werden.
- Aufgrund der Spannungsabhängigkeit von Lasten kann insbesondere bei unregulierten Verbrauchern durch das gezielte Herabsetzen des Spannungsniveaus eine **Verringerung der Lastspitzen bzw. des Verbraucherleistungsbezugs** generiert werden (Conservation Voltage Reduction (CVR)).
- Die Spannungsabhängigkeit der Lasten kann durch RONT, sofern sie in größerer Anzahl angesteuert werden können, aktiv zu einer Manipulation des Netzverhaltens und damit zur **Erhöhung der Spannungsstabilität des Verbundsystems** herangezogen werden.

### 7.2.2 Simulationsframework zur automatisierten Netzsimulation

Zur Simulation möglicher Netz-, Last- und Erzeugerkonstellationen wurde in neoS ein flexibles Simulationsframework für Niederspannungsnetze entwickelt, mit dessen Hilfe sich automatisiert verschiedene Netzzustände betrachten lassen.

#### 7.2.2.1 Vereinfachtes Niederspannungsnetzmodell

Das den Simulationen zugrunde liegende Netzschema, welches in Abbildung 7.6 dargestellt ist, besteht aus zwei einseitig gespeisten Leitungen ohne Verzweigungen, da bereits mit zwei Netzsträngen alle, die Netzspannung betreffenden Extreme generiert werden können. Beide Netzstränge sind in ihrer Topologie identisch aufgebaut. Sämtliche Netzstrukturparameter und die Lastzusammensetzung sind in Anlehnung an die Literatur [18–22] so gewählt, dass realistische und repräsentative, aber tendenziell herausfordernde Netzkonstellationen im ländlichen Raum entstehen. Die Stranglänge der beiden Netzstrahlen ist variabel einstellbar und beträgt in den folgenden Betrachtungen 800 m bei einem typischen und bereits aufnahmefähigen Leitungstyp (NAYY 4x150SE 0.6/1kV). Pro Netzstrahl sind alle Verbraucher- und Erzeugereinheiten über die gesamte Stranglänge auf 50 Knotenpunkte gleichverteilt.

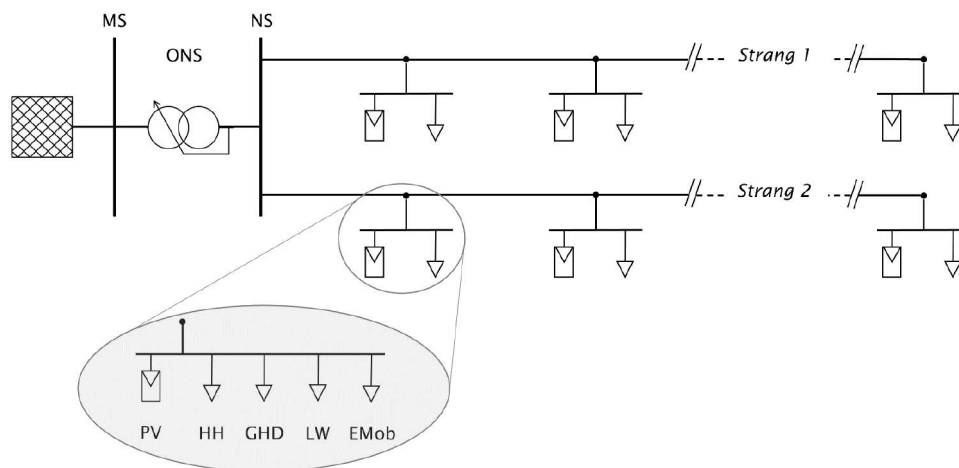


Abbildung 7.6: Schematischer Netzaufbau für alle Netzmodellvarianten mit exemplarischer Kennzeichnung der im NS-Netz betrachteten Erzeuger- und Verbrauchergruppen an einem Knotenpunkt eines Netzstrahls

### 7.2.2.2 Modellbildung der Netznutzer

Das Lastverhalten der Netzteilnehmer wird über Jahreszeitreihen nachgebildet. Bis auf die Ladeprofile für Elektrofahrzeuge, die in neos über einen eigens entwickelten Generator (vgl. Kapitel 9) gebildet werden, sind alle Netzteilnehmer inklusive der Photovoltaikanlagen über ausgewählte Messzeitreihen modelliert. Die zuvor definierte Maximalleistung wird für das Netz entsprechend der Netzstrukturklasse (siehe Tabelle 7.1) zusammengesetzt und gleichmäßig über das Modell verteilt. Je nach betrachteter NS-Netzstrukturklasse (Vorstadt, Dorf, Dorf mit hohem Gewerbeanteil, ländlich geprägtes Gebiet) variiert die Verbraucherzusammensetzung aus Haushalten (HH), Gewerbe-, Handels- und Dienstleistungsbetrieben (GHD) und landwirtschaftlichen Betrieben (LW). In Abhängigkeit des definierten Elektromobilität-Durchdringungsgrades (angegeben in Prozent z. B. 0 %, 20 %...60 %), welcher dem Anteil der elektrisch betriebenen Privat-PKW entspricht, resultiert die berücksichtigte Ladeleistung für die E-Mobilität im Gesamtnetz. Die installierte Verbraucher- und Erzeugersummenleistung kann für beide Netzstränge jeweils unterschiedlich gewählt werden. Der Last- und Photovoltaikfaktor gibt unter Verwendung der Ziffern 0-9 die maximale Leistung in Vielfachen von 20 kW an. So bedeutet P50, dass im ersten Strang eine PV-Leistung von  $5 \cdot 20 \text{ kW} = 100 \text{ kW}$  installiert und im zweiten Strang keine ( $0 \cdot 20 \text{ kW} = 0 \text{ kW}$ ) PV vorhanden ist. Damit geben die beiden Faktoren, wenn man sie mit 10 % multipliziert, gleichzeitig ungefähr den Anteil an, den die Spitze der reinen Verbrauchslast bzw. die installierte PV-Leistung bezogen auf die thermische Stromtragfähigkeit der Leitung erreicht, da diese für ein NAYY 4x150 Kabel bei knapp 200 kW liegt. Zur besseren

Nachbildung der Spannungsspitzen und weiteren relevanten Aspekten wie Schaltzahlen etc., wird die Simulation in 1-Minuten Schritten durchgeführt.

Tabelle 7.1: Angabe der relativen Leistungsanteile in Prozent der Verbrauchergruppen HH, GHD- und LW-Betriebe an der installierten Verbrauchersummenleistung für die vier untersuchten NS-Netzstrukturklassen basierend auf [18]

NS - Netzstrukturklasse	Leistungsanteil je Verbrauchergruppe in %		
	HH	GHD	LW
Vorstadt/Neubausiedlung (V)	93,0	7,0	0,0
Dorf (D)	53,5	26,5	20,0
Dorf mit Gewerbe (G)	46,5	46,5	7,0
Ländlich geprägtes Gebiet (L)	30,5	7,0	62,5

### 7.2.3 Analyse der Einsatzszenarien für RONT-Regelalgorithmen

Im vorgestellten Simulationsframework lässt sich durch Variation der einzelnen Parameter eine große Vielzahl an Szenarien simulieren und auswerten. Bereits ohne Variation der Netzstruktur (siehe Abschnitt 7.2.2.1) und bei Betrachtung einer einzigen Netzstrukturklasse (zunächst beispielhaft „Vorstadt“) ergeben sich aus den oben definierten Nachbildungen der Leistungsspitzen für Lasten, Einspeiser und E-Mobilität rund 26 Tausend Szenarien. Für jedes dieser Szenarien wird eine Jahressimulation durchgeführt, das minimal verbleibende Spannungsband ausgewertet und dieses durch den Radius einzelner Kugeln in dreidimensionalen Würfeln dargestellt.

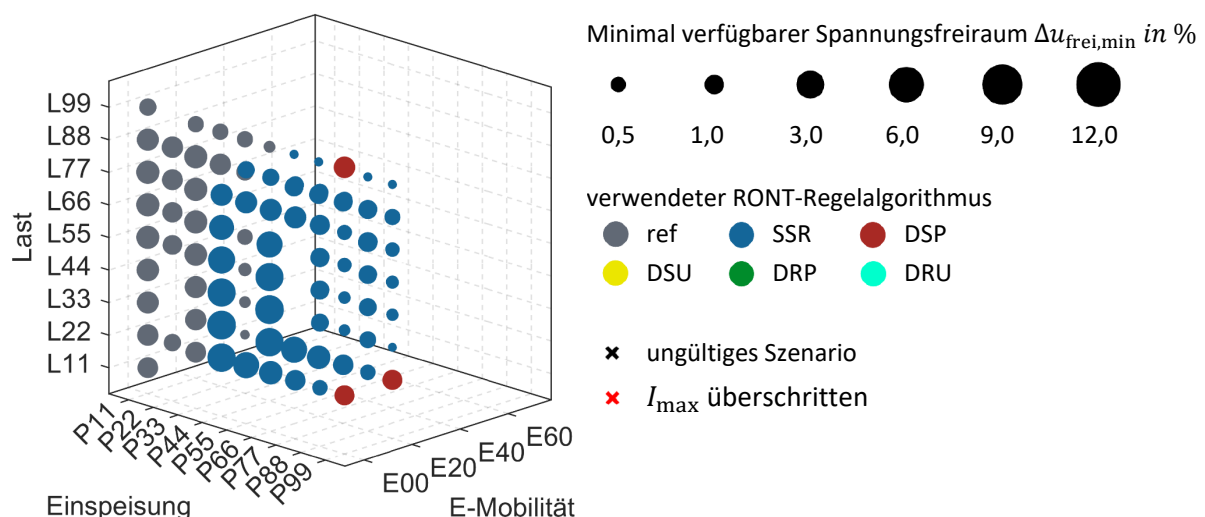


Abbildung 7.7: Beispielhafter, dreidimensionaler Ausschnitt aus dem multidimensionalen Ergebnisraum und Legende zur Interpretation der Kugeln in der Darstellung

Diese Würfel (siehe Abbildung 7.7) und Schnittebenen daraus erlauben die Analyse der Potenziale zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit für verschiedene Regelalgorithmen

men, die durch die Einfärbung der Kugeln dargestellt sind, in bestimmten Netzkontexten. Zusätzlich sind die Szenarien mit einem roten X darstellbar, die zu unerlaubt hoher Strombelastung einer Leitung führen. Auch wenn die herkömmliche Verbrauchslast nur mit maximal 90 % der Belastbarkeit angesetzt wird, kann durch Überlagerung mit der Ladeleistung für die E-Mobilität insgesamt eine Belastung von über 100 % der thermischen Leistung der Leitungen auftreten. Ein schwarzes X weist auf ein ungültiges Szenario hin. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn die PV-Leistung des Szenarios das Dachflächenpotential der durch die angenommenen Laststruktur resultierenden Gebäude überschreiten würde.

Zunächst wird das Netz ohne Berücksichtigung von RONT simuliert und analysiert (graue Kugeln). Ist in einem Szenario das verbleibende Spannungsband ausgereizt, wird das Integrationspotential durch RONT untersucht und ggf. schrittweise durch komplexere Algorithmen nach folgender Reihenfolge erweitert (farbige Kugeln nach Legende aus Abbildung 7.7):

1. Kein RONT (Referenzfall) („ref“)
2. Standard-Sammelschienenregelung („SSR“)
3. Dynamische Sollwertregelung auf Basis
  - a. einer Leistungsmessung an der NS-Sammelschiene („DSP“)
  - b. einer Spannungsmessung an einem abgesetzten Spannungssensor im NS-Netz („DSU“)
4. Dynamische Anpassung der Regelbandbreite auf Basis
  - a. einer Leistungsmessung an der NS-Sammelschiene („DRP“)
  - b. einer Spannungsmessung an einem abgesetzten Spannungssensor im NS-Netz („DRU“)

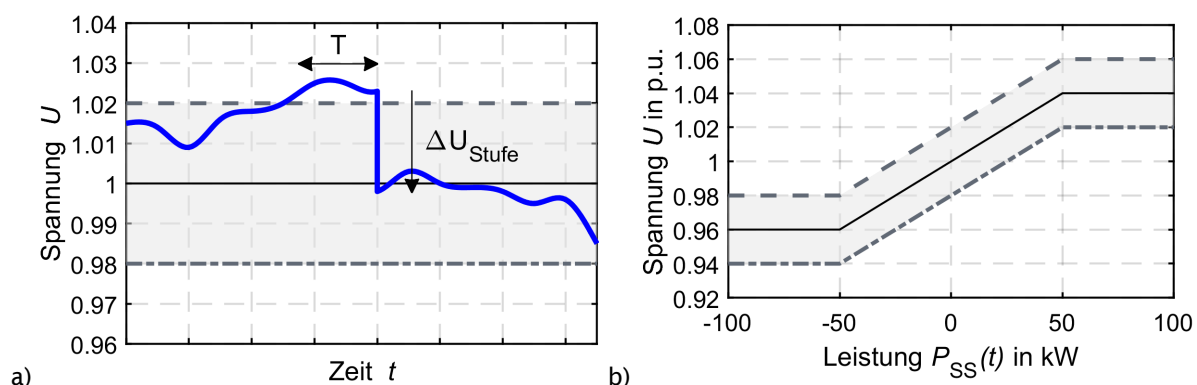


Abbildung 7.8: Nachbildung der Regelalgorithmen in der Simulation: Standardsammelschienenregelung (a),  $U_{\text{Soll}}(P_{\text{SS}})$ -Kennlinie der dynamischen Sollwertregelung (b) (Standardkennlinie der Projektpartner)

Die Nachbildung der Regelalgorithmen spiegelt dabei das reale Verhalten wider. Wie in Abbildung 7.8 illustriert, wird das Übersetzungsverhältnis des RONT bei Über- bzw. Unterschreitung der Regelbandbreite in Stufen von 2,5 % angepasst. Im Rahmen der dynamischen Sollwertregelung gilt für den Spannungssollwert und damit die Regelbandbreite in Abhängigkeit des Leistungsflusses über den Transformator die Kennlinie aus Bild b in Abbildung 7.8, welche bei den Projektpartnern eingesetzt wird.

Die Nachbildung des Regelalgorithmus mit dynamischer Regelbandbreite ist in Abschnitt 7.3 ausführlich erläutert.

### 7.2.3.1 Einsatzbereiche der Regelalgorithmen im homogenen NS-Netz

Legt man die Aufteilung der Spannungsbänder aus Abbildung 7.1 zugrunde zeigen die Simulationen des beispielhaften Netzes mit homogener Verteilung von Lastverbrauchern und Einspeiseanlagen (vgl. Abbildung 7.9), dass in der gewählten Netzstruktur zur Auflösung von Spannungsbandkonflikten in weiten Bereichen die Standardsammelschienenregelung ausreichend ist. Dabei stellt die gewählte Netzstruktur durch die große Stranglänge von 800 m nach [18, 20] bereits einen extremen Fall dar, der zu hohen Spannungsfällen führt. Bei weiterer Erhöhung der Spitzenleistungen ist maximal die dynamische Sollwertanpassung auf Basis von Leistungsmessung an der Sammelschiene (DSP) in der Ortsnetzstation notwendig. Eine noch weitere Leistungserhöhung würde immer eine Überschreitung der thermischen Lastkapazität der Leitungen bedeuten und Maßnahmen zur Leistungsbegrenzung, einen Netzausbau oder Strukturveränderungen notwendig machen.

### 7.2.3.2 Wirkung des RONT vor dem Hintergrund verschiedener Planungsgrundlagen

Netzplanungsprozesse basieren im Allgemeinen nicht auf einer exakten Nachbildung der aktuell auftretenden Netzzustände. Deshalb hat die Methodik, nach der Niederspannungsnetze geplant werden, einen hohen Einfluss auf die Aufnahmefähigkeit und deren Erweiterbarkeit mit RONT unter Verwendung verschiedener Algorithmen. Gleiche Simulations- und Berechnungsergebnisse können zu unterschiedlichen Entscheidungen führen. Klassischerweise werden vorab im Rahmen der Grundsatzplanung zulässige Werte für den Spannungshub und den Spannungsfall unabhängig voneinander, wie in Abbildung 7.1 dargestellt, definiert. Darin ist beispielhaft ein Spannungshub von 3 % und ein Spannungsfall von 5 % toleriert. Bei Verwendung eines RONT ergibt sich bei Einsatz der Standardsammelschienenregelung ein symmetrisch nutzbares Spannungsband von je 8 %, somit verdoppelt sich das nutzbare Spannungsband. Das zusätzliche Integrationspotential, welches durch den Einsatz von RONT geschaffen wird, ist daher sehr deutlich sichtbar (Darstellung b in Abbildung 7.9). Weitere Algo-

rithmen, wie die dynamisch anpassbare Sollwertregelung, können das Spannungsbereich noch zusätzlich um weitere Prozentpunkte erweitern.

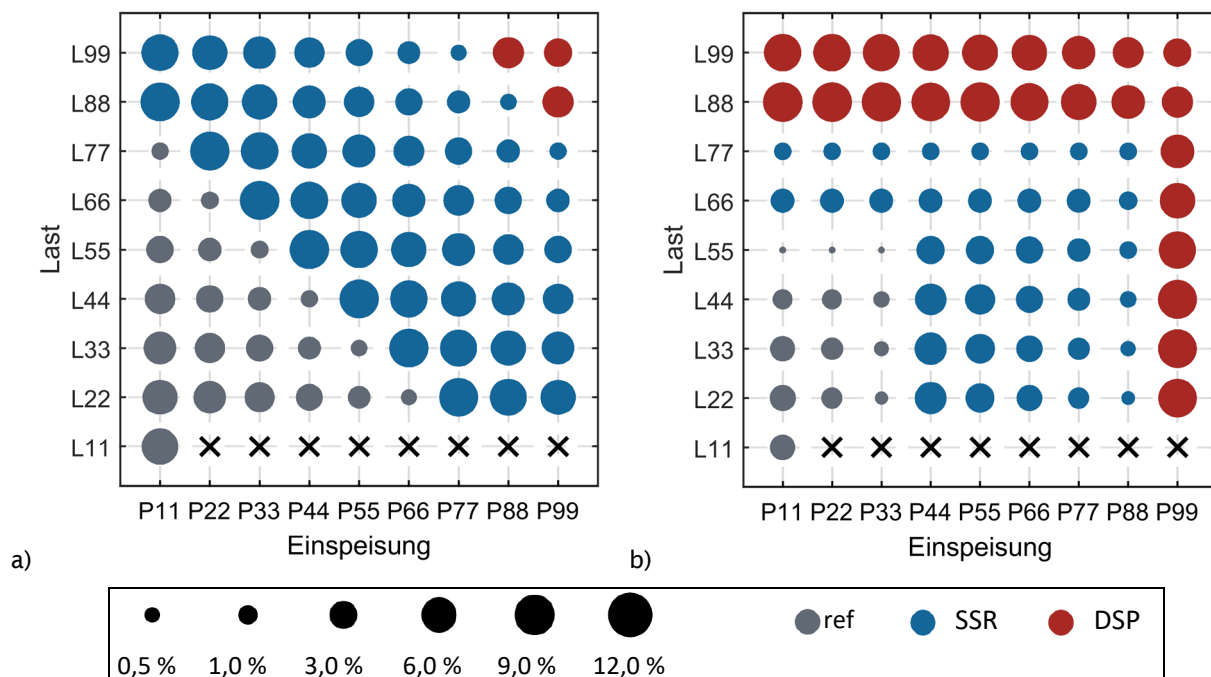


Abbildung 7.9: Verfügbare Spannungsbänder im homogenen Niederspannungsnetz ohne Elektromobilität, bei jeweils optimal auf Einspeisung und Verbrauch aufgeteiltem Spannungsbereich (a), bei einer festen Aufteilung nach Abbildung 7.1 (b)

Diese Auslegung der Spannungsbereichsfreiräume ermöglicht die unabhängige Planung von MS- und NS-Ebene. Das individuelle Integrationspotential eines NS-Netzes ist durch die starre Wahl dieser Grenzen jedoch nicht nur durch die absolute Höhe der Spannungsspreizung, sondern auch deren Aufteilung in Spannungshub, hervorgerufen durch Einspeiseanlagen, und in Spannungsfall durch Lasten beschränkt. Dies zeigt sich in den Simulationen durch die in Bild b in Abbildung 7.9 erkennbare horizontale und vertikale Abgrenzung der Einsatzbereiche. Bei anderen Belastungssituationen und Spannungsverhältnissen im MS-Netz ist in der Theorie auch eine, an die individuelle Netzsituation in NS- und MS-Ebene angepasste, Spannungsbereichaufteilung denkbar und sinnvoll. Dies wird in der Praxis bereits teilweise durch die Anpassung des Umstellers am Trafo durchgeführt, mit RONT kann analog dazu eine Sollwertanpassung stattfinden. Dadurch können beispielsweise NS-Netze mit starker Einspeisung und geringer Last geplant werden.

Zu einer diagonalen Abgrenzung der Einsatzbereiche, erkennbar in Bild a in Abbildung 7.9, und einer im Vergleich zur ursprünglichen Planung (Darstellung b in Abbildung 7.9) deutlichen Vergrößerung der Einsatzbereiche führt die Annahme eines stufenlos einstellbaren Umstellers am Ortsnetztransformator. Das nutzbare Spannungsbereich ist



dann lediglich durch die auftretende Spannungsspreizung, nicht aber durch dessen Aufteilung und die Lage der Spannungsebenen zueinander beschränkt. In der Praxis weisen Stufensteller jedoch meist eine Stufenspannung von 2,5 % oder 4 % auf, weshalb das theoretische Potential nicht für jede Last- /Einspeisekombination komplett ausgeschöpft werden kann. In Abhängigkeit vom Regelbereich eines RONT sind ebenfalls nicht alle möglichen Sollwerte möglich. Das nutzbare Potential ist somit geringer als das in der Abbildung dargestellte theoretische Maximalpotential. Zudem ist ein höherer Aufwand in Planung und Betrieb notwendig.

### 7.2.3.3 *Auswirkungen homogener und inhomogener Netzstrukturen auf den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren*

Da der Spannungsfall auf den Strängen eines Niederspannungsnetzes nicht von der installierten Last- und Erzeugungleistung, sondern von der resultierenden Summenlast abhängig ist, stehen inhomogene Netze besonders im Fokus. Es wird erwartet, dass die auslegungsrelevanten Spannungsfälle höher sind, da, bei ungleichmäßiger Verteilung der Last und Einspeisung auf die verschiedenen Stränge ein Ausgleich erst am Transformator, nicht aber in den Leitungssträngen erfolgt. In Abbildung 7.10 rechts ist die Ergebnisebene mit maximal möglicher und realistischer Inhomogenität<sup>3</sup> zwischen den beiden Netzsträngen abgebildet. Im direkten Vergleich zur homogenen Ebene auf der linken Seite unterscheiden sich die Spannungsfreiräume kaum. Dieser zunächst überraschende Effekt lässt sich durch die Betrachtung der zugrundeliegenden Mechanismen in der Netzplanung erklären. Ohne RONT und beim Einsatz der Standard-Sammelschienenregelung werden von der Netzplanung sowohl für den Spannungshub als auch für den Spannungsfall definierte Freiräume im Spannungsband freigehalten. Dabei ist es gleichgültig, ob die Extreme, und dadurch die maximale Spannungsspreizung, gleichzeitig in zwei verschiedenen Strängen auftreten, oder zu unterschiedlichen Zeitpunkten in einem Strang. Das ausgenutzte Spannungsband ist aus Sicht der Netzplanung in beiden Fällen gleich groß.

---

<sup>3</sup> Strang 2 ist ohne jegliche Einspeisung, in Strang 1 wird die Einspeisung erhöht, während eine geringe Grundlast von max. 40 kW entgegengesetzt wird, da in den Simulationen Gebäude mit Einspeisung betrachtet werden, in denen realistischerweise ein gewisser Wirkleistungsbezug erfolgt.

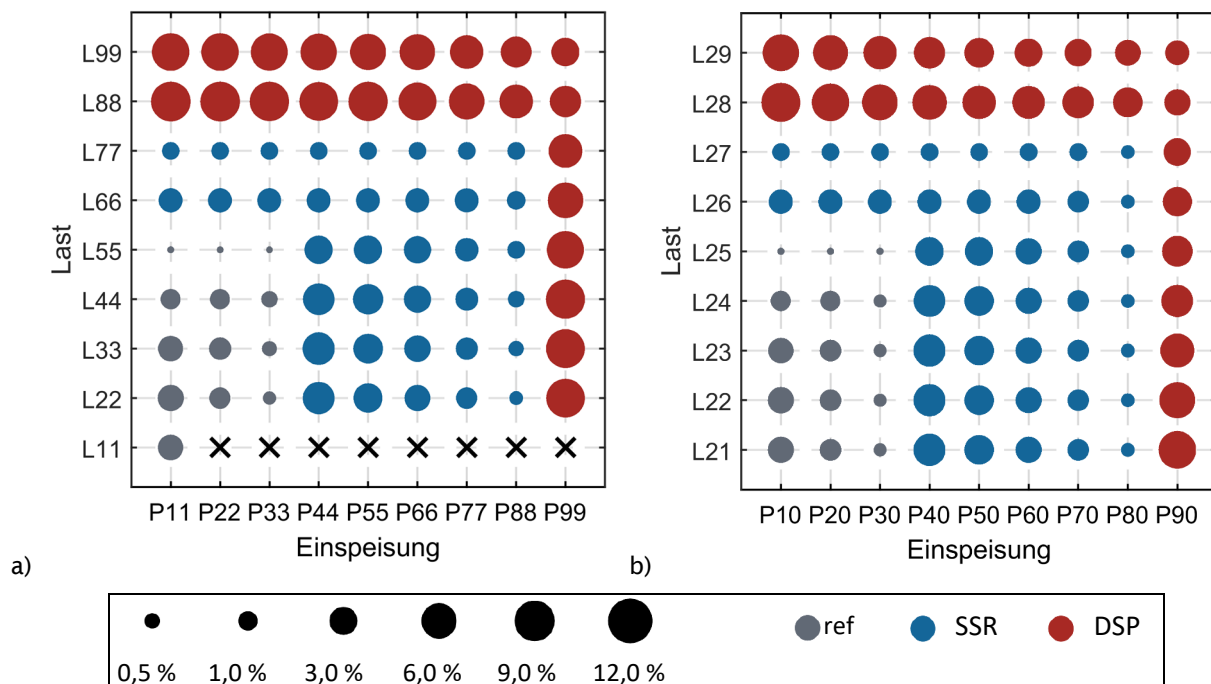


Abbildung 7.10: Verfügbare minimale Spannungsbänder im homogenen Niederspannungsnetz (a) und im inhomogenen Netz (b) ohne Elektromobilität bei einer festen Spannungsbandaufteilung gemäß den Vorgaben nach Abbildung 7.1

Ob es in homogenen Strängen im Vergleich zur inhomogenen Lastverteilung zu einem relevanten Ausgleich kommt, hängt lediglich von der Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch ab. Da diese Gleichzeitigkeit bei den verwendeten Messdaten und daher auch in einer Vielzahl von Konstellationen in der Realität kaum gegeben ist, zeigt die Gegenüberstellung in Abbildung 7.11. Es ist ersichtlich, dass zum Zeitpunkt der auftretenden Lastspitze keine Einspeiseleistung vorhanden ist und bei maximaler Einspeisung kann nur ein Lastanteil von etwa 10 % gegengerechnet werden. Infolgedessen kann die Inhomogenität bei den Anteilen von Lasten und Einspeisungen innerhalb eines Stranges nur eine sehr untergeordnete Rolle in der Auslegung von NS-Netzen spielen. Lediglich bei Einsatz einer dynamischen Sollwertregelung ist die Gleichzeitigkeit zwischen Verbrauchslasten und Einspeiseleistungen relevant, da mit geringerer Gleichzeitigkeit der Last- und Einspeisespitzen zu deren jeweiligen Auftrittszeitpunkten temporär entsprechende Freiräume im Spannungsband nach unten (bei hoher Einspeisung) bzw. nach oben (bei hohen Verbrauchslasten) vorhanden sind, die durch Anpassung des Spannungssollwerts an der Sammelschiene für die Integration weiterer Netznutzer genutzt werden können. Im Modell werden jedoch stets die thermischen Grenzen der Leistungsauslastung erreicht, weit bevor das Regelverfahren an seine Grenzen stößt.

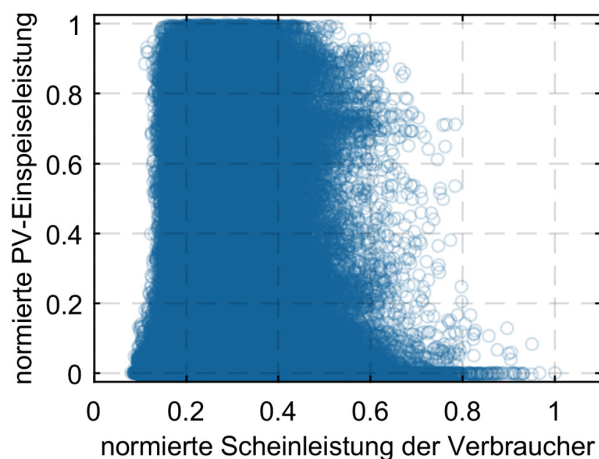


Abbildung 7.11: Gegenüberstellung der auftretenden Leistungswerte des PV-Einspeiseprofils und den gleichzeitig auftretenden Scheinleistungswerten des summierten Lastgangs aus HH-Lasten, GHD- und LW-Betrieben ohne E-Mobilitätsleistung

### 7.2.3.4 Auswirkung der Elektromobilität auf die Einsatzbereiche von RONT

Neben der oben beschriebenen Gleichzeitigkeit zwischen klassischer Last und Einspeisung spielen auch die Auswirkungen von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge eine große Rolle für die Strom- und Spannungsbelastungen im Niederspannungsnetz. Die verwendeten Ladeprofile haben eine geringe Gleichzeitigkeit mit den verwendeten Lastprofilen, aus diesem Grund verringert sich der Einsatzbereich Lastseitig nur geringfügig (vgl. Abbildung 7.12).

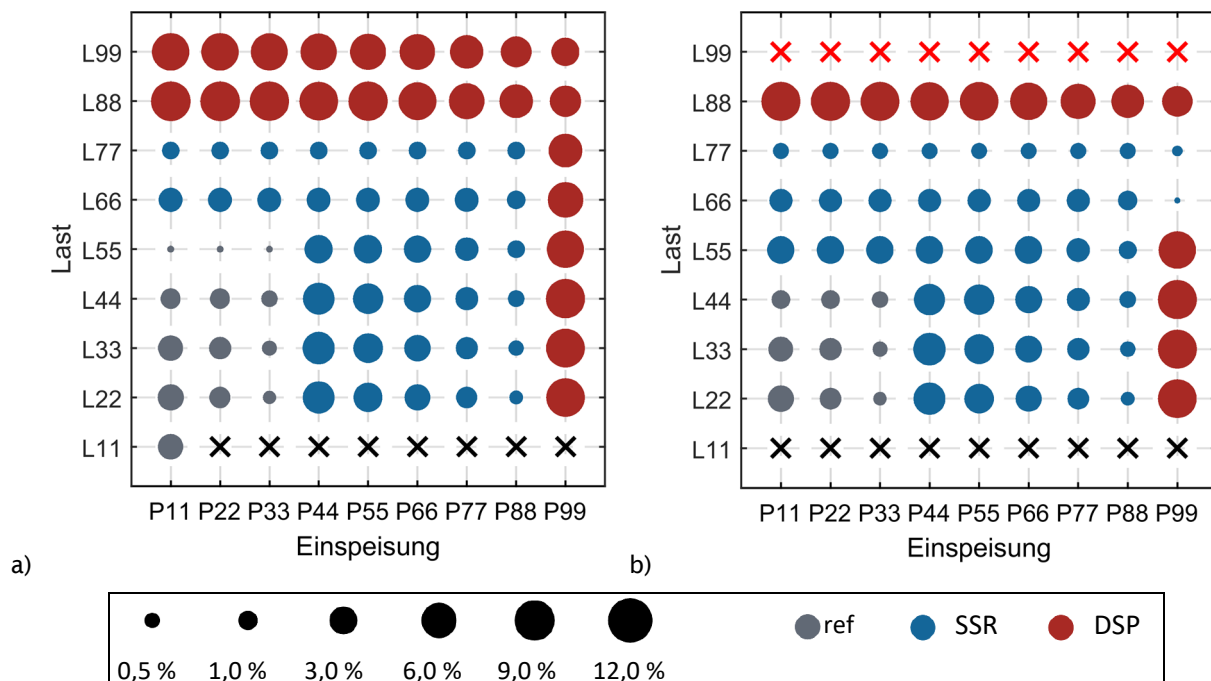


Abbildung 7.12: Verfügbare Spannungsbänder im homogenen Niederspannungsnetz ohne Elektromobilität (a) und mit einem Elektromobilitätsanteil von 20 % (b)

Auf der anderen Seite existieren im Vergleich zum Szenario ohne Elektromobilität zwei Lastpunkte, die durch den Ausgleich zwischen Einspeisung und Verbrauch entschärft werden und die Standard-Sammelschienenregelung trotz steigender Photovoltaikleistung ausreicht. Zu diesen Ergebnissen muss einschränkend gesagt werden, dass Profile für das Ladeverhalten der Elektroautos unabhängig von den Haushalts- und Einspeiseprofilen mit Hilfe des in neos entwickelten Generators erstellt wurden. In der Realität lässt sich jedoch auf der einen Seite ein unmittelbarer Zusammenhang zwischen Ladung und Hausverbrauch vermuten, da beides in der Regel bei Anwesenheit stattfindet. Auf der anderen Seite wird versucht werden, Ladung und Einspeisung zu verbinden, da eine hohe Eigenverbrauchsquote finanziell attraktiv ist. Diese Zusammenhänge wurden aufgrund fehlender Informationen in neos nicht abgebildet.

### 7.2.3.5 Auswirkung der Lastzusammensetzung auf Einsatzbereiche von RONT

Die Relevanz der Gleichzeitigkeit wird insbesondere auch bei der Analyse der unterschiedlichen Netzkategorien sichtbar. Abbildung 7.13 stellt die verfügbaren Spannungsbänder der Diagonale, analog zur Abbildung 7.9 links für die vier verschiedenen Netzklassen dar. Es zeigt sich, dass die beiden Netze mit einem höheren Gewerbeanteil mehr PV-Leistung aufnehmen bzw. erst bei höherer installierter Leistung ein RONT notwendig ist.

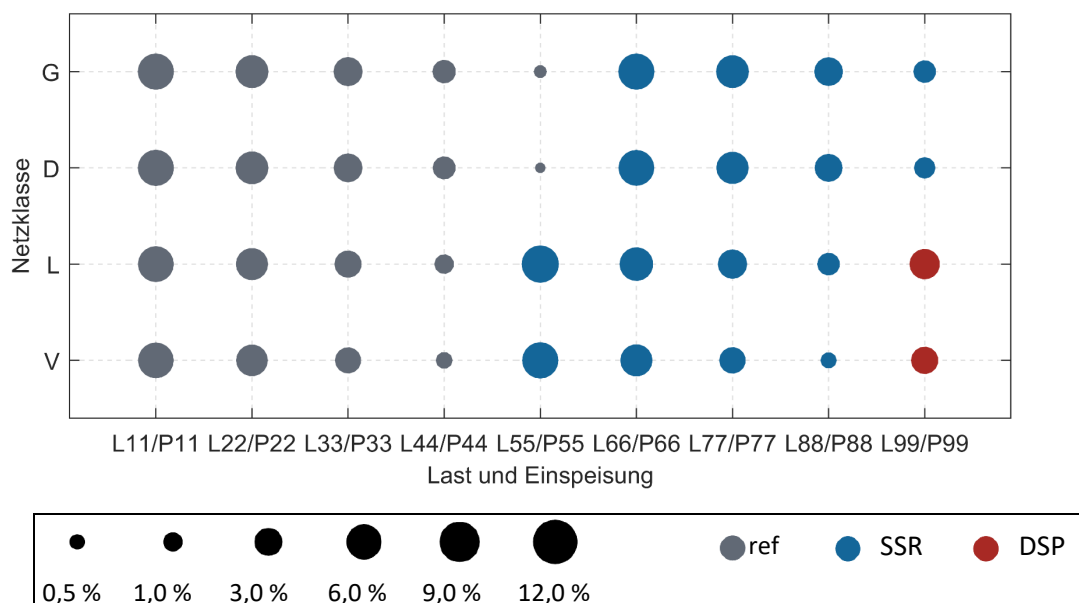


Abbildung 7.13: Vergleich der Einsatzbereiche der ausgewählten RONT-Regelalgorithmen hinsichtlich des verfügbaren Spannungsbandfreiraums  $\Delta u_{frei,min}$  entlang der Szenario-Grundlinie mit homogener Last- und Erzeugerleistungsverteilung zwischen den Netzsträngen der „L“- und „P“-Achsen innerhalb der E00-Ebene (ohne E-Mobilitätsleistung)

Regelkonzepte über die Standard-Sammelschienenregelung hinaus sind in diesen Netzen vor Erreichen der thermischen Auslastungsgrenze der Leitungen nicht notwendig. Dies lässt sich insbesondere durch die etwas höhere Gleichzeitigkeit des Gewerbebedarfs mit der Photovoltaikleistung erklären, da sich beide Spitzen, welche im Laufe des Arbeitstages auftreten, besser ausgleichen als die ebenfalls abends dominanten Haushaltsprofile.

### *7.2.4 Fazit zu Einsatzbereichen für RONT Regelalgorithmen*

Im Rahmen der im Projekt durchgeführten Untersuchungen zu den Einsatzbereichen einzelner Regelalgorithmen für den RONT zeigt sich das große Potential dieses Netzbetriebsmittels. Dabei erweist sich die Gleichzeitigkeit der maximalen homogenen oder inhomogenen Last- und Erzeugungsverteilung als entscheidender Faktor. Je ausgeprägter die Gleichzeitigkeit zwischen Einspeisung und Verbrauch ist, desto mehr Einfluss besitzt die Leistungsverteilung der Netznutzer in den Strängen auf die Aufnahmefähigkeit des Netzes. Bei einer geringen Gleichzeitigkeit der auslegungsrelevanten Einspeise- und Verbrauchsspitzen bilden sich nahezu identische Einsatzbereiche der RONT-Regelalgorithmen für homogene und inhomogene Netze. Die Inhomogenität kommt erst dann zum Tragen, wenn Regelalgorithmen eingesetzt werden, die explizit die Gleichzeitigkeit in homogenen Netzen nutzen, um das verfügbare Spannungsband zu erweitern. Beispielsweise werden bei der dynamischen Sollwertregelung auf Basis einer Leistungsmessung homogene Netzsituationen erkannt und zu diesen Zeitpunkten der Sollwert angepasst. Dadurch wird sowohl im Last- als auch im Einspeisefall zusätzliches Spannungsband verfügbar. Dieser Effekt kommt in den Untersuchungen nicht zum Tragen, da der zweite limitierende Faktor, die thermische Belastbarkeit der Kabel, zuvor relevant wird. Der zusätzliche Anschluss von Ladestationen für Elektrofahrzeuge erweist sich bei den untersuchten Netzsimulationen als wenig kritisch im Hinblick auf die Spannungsbandausnutzung. Die tatsächliche Auswirkung auf die Netzaufnahmefähigkeit wird jedoch durch die unzureichende Nachbildung der Gleichzeitigkeit zwischen Elektromobilitäts- und der Verbraucherlastspitze unterschätzt. Einen weiteren bedeutenden Einflussfaktor auf die Einsatzbereiche der RONT-Regelalgorithmen stellt das zu Grunde liegende Planungsverfahren dar. Bei einer optimierten, spannungsebenen-übergreifenden Betrachtung steht deutlich mehr Integrationspotential zur Verfügung, wodurch der Bedarf an RONT-Regelalgorithmen zur Spannungshaltung im Vergleich zur Planwertbetrachtung erst bei höher ausgelasteten Netzen vorliegt. Als Antwort auf die im Projekt formulierte Leitfrage – ob es für bestimmte NS-Netzstrukturen ausgewählte RONT-Regelalgorithmen zur

Spannungshaltung gibt – ist durch die Untersuchung der Extremnetze zu konstatieren, dass die Standard-Sammelschienenregelung für den Großteil der NS-Netze mit begrenzter Aufnahmefähigkeit ausreichend ist. Eine Anwendung von erweiterten Regelverfahren (z. B. mit abgesetzten Spannungssensoren und des Regelverfahrens mit dynamischen Regelbandbreite, siehe Abschnitt 7.3) zur Erhöhung der Netzaufnahmefähigkeit ist bei den untersuchten Extremnetzen nicht von Nöten. Potenzielle Anwendungsfelder für erweiterte Regelverfahren zeigen sich möglicherweise bei speziellen NS-Netzstrukturen, die eine explizite Einzelbetrachtung und eine individuelle Nachbildung erfordern.

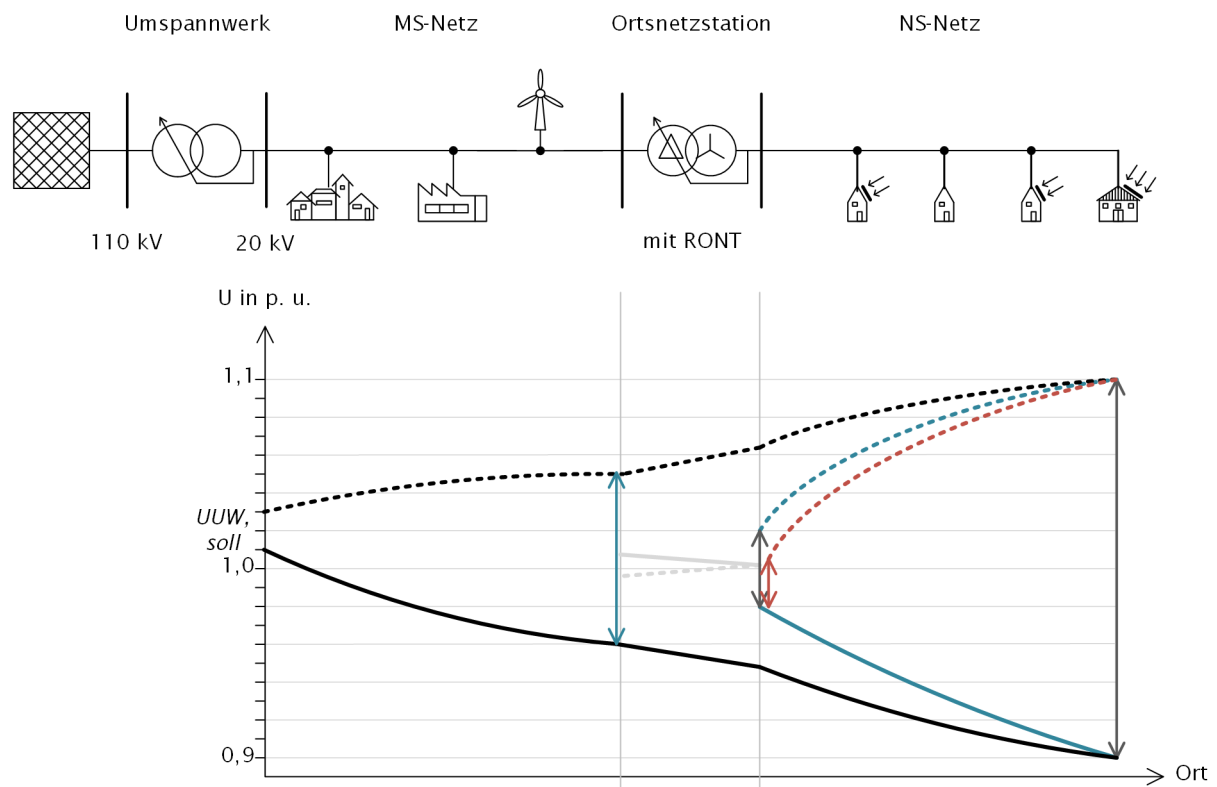
### 7.3 Regelverfahren „Dynamische Regelbandbreite“ (dynRBB)

Die Netzanschlussleistung eines mit einem Regeltransformator versorgten Netzgebiets kann weiter erhöht werden, indem die Regelgrößen durch zusätzliche Informationen oder Messwerte, in der Regel durch eine Leistungsmessung am Transformator, angepasst werden. Auf diese Weise werden die aktuellen Spannungsverhältnisse im Netzgebiet abgeschätzt und davon abhängig der Sollwert am Transformator angepasst. Der Strom- bzw. Leistungsfluss gibt zwar Hinweise, lässt aber keinen direkten und eindeutigen Rückschluss auf die Spannungsverhältnisse zu. Es bleiben also auch hier gewisse Unsicherheiten bestehen und damit mögliche Freiräume ungenutzt.

Diese Unsicherheiten lassen sich durch abgesetzte Spannungssensoren verringern, deren Messwerte in den Regelalgorithmen Berücksichtigung finden. Durch die zusätzlichen Informationen lässt sich das nutzbare Spannungsband, bzw. die Netzanschlussleistung im Netzgebiet weiter erhöhen.

Die Einbeziehung von Messwerten der Spannung an ausgewählten kritischen Netzknoten bringt aber zwei Problemstellungen mit sich. Zum einen bedarf es einer sehr zuverlässigen, also redundant und divers aufgebauten Messwerterfassung und –übertragung, was sich in entsprechend höheren Kosten widerspiegelt. Zum anderen braucht es eine gewisse Zeit (Monate bis wenige Jahre), um mit einer gewissen Sicherheit abschätzen zu können, inwieweit überhaupt noch Freiräume im Spannungsband vorhanden sind. Dazu müssen über einen langen Zeitraum (bei gleichbleibender Netzstruktur) Messwerte mit den Planungswerten verglichen werden, um aus der Differenz die Reserven zu erkennen.

Aus diesem Grund wurde an der OTH Regensburg ein weltweit neuartiges Regelverfahren entwickelt <sup>4</sup>, dessen Einsatz einen unverzüglich nutzbaren Spannungsbandgewinn generiert, der selbst bei Ausfall der Kommunikation erhalten bleibt. Dazu gibt ein Sensor am spannungskritischen Knoten bei Überschreitung einer definierten Spannungsschwelle ein Signal an den RONT, woraufhin die Regelbandbreite um z. B. ein Prozent reduziert wird. Diese Reduktion kann direkt als zusätzlich nutzbares Spannungsband zum Anschluss von Kundenanlagen eingeplant werden (siehe Abbildung 7.14).



beispielhafte Spannungsbandaufteilung ohne RONT

Spannungsbandgewinn mit RONT für einzelne NS Netze

zusätzlicher Spannungsbandgewinn in NS-Ebene bei dynamisch reduzierter RBB

Abbildung 7.14: Beispielhafte Spannungsbandaufteilung ohne und direkter Gewinn an Spannungsband mit RONT für NS Ebene durch den Einsatz der dynamisch reduzierten Regelbandbreite

Es braucht keine vorhergehenden Messungen zur Feststellung vorhandener Freiräume im Spannungsband und auch keine redundante Erfassung und Übertragung des Spannungswertes des kritischen Knotens. Bei Ausfall der Kommunikation wird nämlich die Regelbandbreite ebenfalls eingeschränkt. So droht zu keinem Zeitpunkt eine überhöhte Spannung im Netz. Die dauerhafte Reduzierung der Regelbandbreite

<sup>4</sup> Veröffentlicht auf ront.info im Jahr 2013



hätte zwar den gleichen Gewinn, wird allerdings nicht empfohlen, da das verkleinerte Regelband dauerhaft höhere Schaltspiele (Verschleiß und Flicker) verursacht.

### *7.3.1 Technische Aspekte und Wirkungsweise der DynRBB*

Die Idee, das nutzbare Spannungsband in der NS-Ebene durch die dynamische Reduzierung der Regelbandbreite über die mit der Standardsammelschienenregelung bereits möglichen 16 p.u. hinaus zu erweitern, basiert auf der Tatsache, dass die in der Regel beim RONT übliche Regelbandbreite von  $\pm 2\%$  [23] über dem empfohlenen Minimalwert liegt. Dieser wird von Stufenschalterherstellern mit dem 0,6-fachen der Stufenspannung beziffert [6] und liegt somit bei einer üblichen Stufenspannung von 2,5 % mit  $\pm 1,5\%$  einen Prozentpunkt niedriger. Diese Reserve, die zur Verringerung der Schaltzahlen und zur Reduktion von Flickern vorgehalten wird, kann in Hochlastzeiten herangezogen werden, um einen weiteren Spannungshub- bzw. Spannungsfall zuzulassen. Damit ist eine relative Erhöhung des nutzbaren Spannungsbands um 6,25 % (16 p.u. auf 17 p.u.) möglich, die sowohl für den Rückspeisefall als auch für den Lastfall verwendet werden kann, wenn auch nicht zeitgleich.

Die Reduktion der Regelbandbreite wird ausgelöst, wenn der Messwert von einem oder mehreren Spannungssensoren einen vorher definierten Grenzwert über- bzw. unterschreitet. Dieser oder diese Spannungssensoren müssen dabei an zuvor identifizierten, kritischen Punkten installiert worden sein. Denkbar sind dabei beispielsweise abgesetzte Sensoren in Kabelverteilerschränken bis hin zur flächendeckenden Einbindung von Smart-Metern über Gateways, die über vorhandene Netzwerke wie LTE oder eigene Netzwerke des Netzbetreibers (z. B. LoRaWAN oder Mobilfunknetze) mit der Regelung am RONT kommunizieren.

Der entscheidende Vorteil des Konzepts entsteht durch die Position der Einbindung der zusätzlichen Informationen in den Regelkreis (siehe Abbildung 7.15). Der Spannungswert geht nicht direkt in den Regelkreis mit ein, sondern dient lediglich der Auswahl eines zuvor definierten Parametersatzes. Bei fehlenden oder offensichtlich fehlerhaften Informationen aus dem Netz kann somit ein Parametersatz definiert werden, der kritische Spannungswerte im Fehlerfall ausschließt (in der Regel die dauerhafte Reduzierung der Regelbandbreite im spannungshebenden Bereich, da Unterspannungen weniger kritisch sind). Dadurch müssen der Sensor und die Kommunikation nicht kostenintensiv redundant und divers ausgeführt werden.

### *7.3.2 Aspekte zur Umsetzung des Regelalgorithmus*

Zur Umsetzung der Idee des Regelalgorithmus mit dynamisch eingeschränkter Regelbandbreite ist lediglich eine Erweiterung der sogenannten Standardsammelschienen-

regelung notwendig. Die Regelung, deren Regelkreis in Abschnitt 7.1 dargestellt ist, vergleicht den aktuellen Spannungswert an der Unterspannungssammelschiene mit einem Sollwert und löst bei einer Abweichung, die größer als die gewählten oberen und unteren Schaltschwellen (Regelbandbreite) ist, eine Stufenschaltung am Transformator aus. Durch die damit einhergehende Anpassung des Übersetzungsverhältnisses des Transformators wird die Spannung wieder in den gewünschten Bereich (Regelbandbreite) gebracht. Diese Regelung ist etabliert und wird standardmäßig in nahezu allen Regeltransformatoren eingesetzt. Der neuentwickelte Algorithmus greift daher nicht direkt in den ursprünglichen (blauen) Regelkreis in Abbildung 7.15 ein, sondern versorgt den Regler lediglich mit einer weiteren Information (grün) zur Anpassung der Führungsgröße.

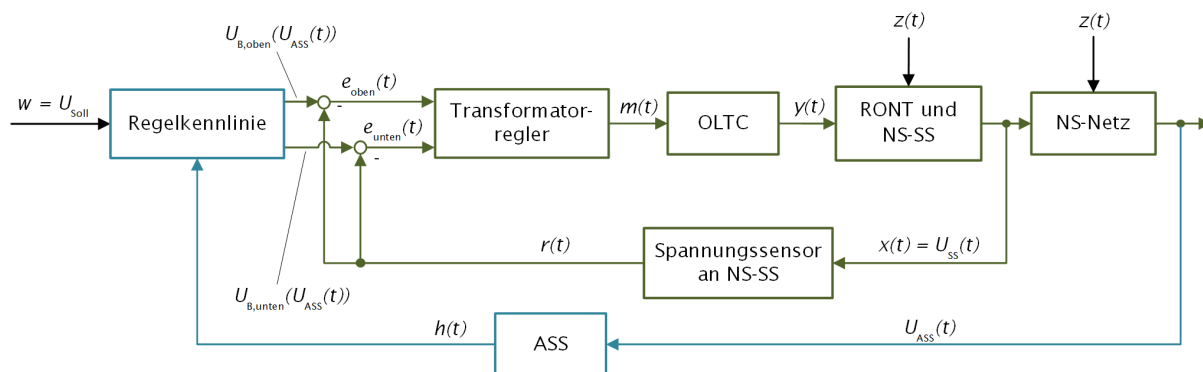


Abbildung 7.15: Regelkreis des Regelalgorithmus zur dynamischen Reduzierung der Regelbandbreite, mit indirekter Einbindung von Spannungswerten externer Sensoren aus dem Netz

Hierbei sind nachfolgende Aspekte relevant:

### Abgesetzter Spannungssensor

Ein oder mehrere abgesetzte Spannungssensoren übertragen in Echtzeit in einem definierten Zeitintervall Spannungsmesswerte von ausgewählten Punkten im Niederspannungsnetz an die Regeleinheit.

### Vorverarbeitung der Messwerte

Die Messwerte werden je Messstelle zu gleitenden Mittelwerten beliebiger Länge (z. B. 1 oder 5 Minuten) aggregiert, um eventuellen kurzzeitigen Spannungseinbrüchen oder Spannungsüberhöhungen ein geringeres Gewicht zu geben. Alternativ wäre auch eine integrierende Grenzwertüberwachung von Echtzeitmesswerten möglich, wie sie heute in der Standardsammelschienenregelung umgesetzt ist.

### Ausfall von Messwerten

Werden in einem definierten Zeitintervall ein oder mehrere Messwerte nicht übertragen, wird vom Regler vorsorglich die Regelbandbreite eingengt. Dadurch wird im Bezug auf die Spannungshaltung die Einhaltung der Grenzwerte sichergestellt.

### **Bewertung der Messwerte**

Das Maximum der aktuellen gleitenden Mittelwerte aller Messpunkte wird mit einer zuvor definierten Schwelle verglichen. Überschreitet der Wert die Schwelle, wird die zulässige Regelbandbreite verkleinert. Dadurch wird eventuell, aber nicht zwingend, eine Stufenschaltung ausgelöst. Sobald die Schwelle durch Rückgang der Spannung wieder unterschritten wird, entspricht die Regelbandbreite wieder der ursprünglichen Konfiguration. Analog wird mit niedrigen Spannungen vorgegangen. Bei gleichzeitiger Überschreitung der Über- und Unterspannungsschwelle hat die Verhinderung von Überspannungen Priorität.

Im Rahmen dieses Projekts ist keine Hysterese der beiden Schwellen vorgesehen, da der Regler keine mechanische Aktion auslöst und die Generierung des gleitenden Mittelwerts eine Oszillation des Reglerzustands ausschließt.

#### *7.3.3 Feldversuch zur Bestätigung der Funktionsweise der dynamischen RBB*

Die Funktionsweise des Regelalgorithmus wurde in neos in einem Feldversuch bestätigt. Die Arbeiten teilen sich in drei Phasen auf: Entwicklung der Reglerhardware und Test im Labor, Simulation des Feldversuchs im Computermodell und Test in der Echttumgebung. Dabei soll der Regler auf einem RONT im Ortsnetz Arzberg Schlottenhof installiert, eine funktionsfähige Infrastruktur zur Übermittlung von Spannungsmesswerten aufgebaut und durch den Einsatz von Speichern Spannungsverhältnisse provoziert werden, durch die der Regelalgorithmus aktiviert wird.

Der Feldversuch baut auf die Infrastruktur des Projekts „Smart Grid Solar“ auf. Das aufgebaute System im Ortsnetz Arzberg Schlottenhof wird dafür in seiner Funktionsweise nicht verändert. Dies betrifft insbesondere die Smart Meter in den Haushalten und die Messungen im Testfeld des ZAE Bayern und in der Ortsnetzstation sowie deren Archivierung in den Datenbanken des ZAE am Standort Hof.

Neue umzusetzende Komponenten gehen aus dem Schaubild Abbildung 7.17 hervor. Dies sind eine Plattform zur Zusammenführung und Weiterleitung der Messdaten aus den unterschiedlichen Messsystemen an die Steuerung in der Ortsnetzstation, die Steuerung zur Entscheidungsfindung und der Spannungsregler am RONT.

Die Regelung am ONT wird auf zwei Komponenten aufgeteilt. Ein System dient zur Verarbeitung der Messwerte und Feststellung des aktuellen Zustands des Regelalgorithmus, also der Regelbandbreite. Ein angepasster Standard-Spannungsregler des Projektpartners MR am RONT setzt diese Regelbandbreite um.

Nach einem umfangreichen Funktionstest im Labor, bei dem der komplette Aufbau bis hin zum Stellmotor des Stufenschalters in einem 3-wöchigen Langzeittest sowie die

## Schlussbericht

einzelnen Funktionen des Reglers incl. des Ausfalls einzelner Komponenten überprüft wurden, ist die entwickelte Hardware in der Ortsnetzstation installiert (Abbildung 7.16) und in Betrieb genommen worden.

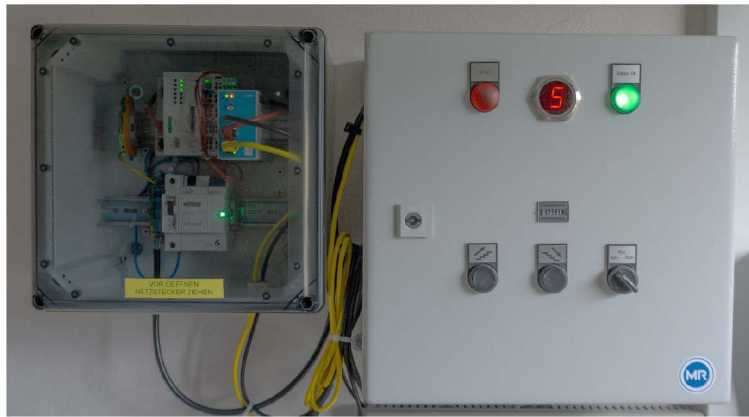


Abbildung 7.16: Hardware des Reglers in der Ortsnetzstation: rechts modifizierter iTAP der Firma MR, links WAGO SPS mit Netzteil und LTE Modem

### rONT Testzentrum Arzberg-Schlottenhof

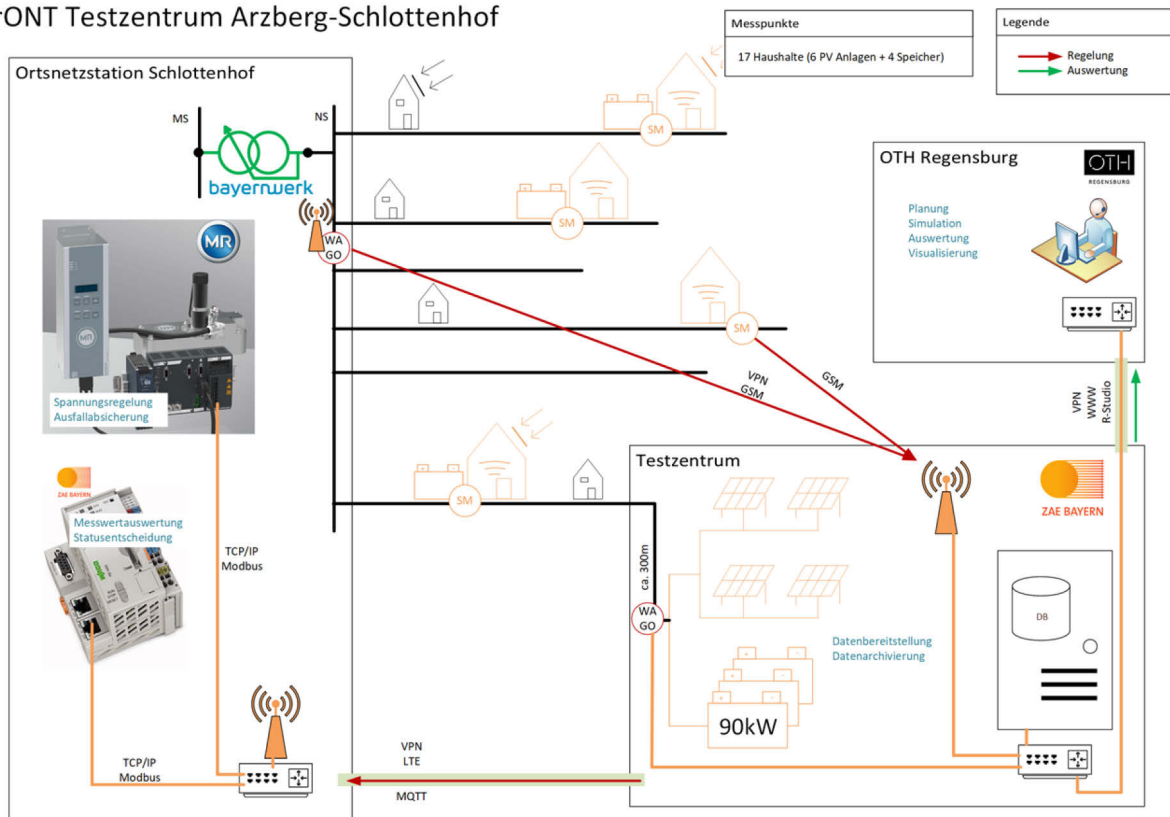


Abbildung 7.17: Prinzipschaubild der einzelnen Module des Feldversuchs

### 7.3.3.1 Komponenten im Feldversuch

Im Folgenden sind die relevanten Komponenten des Feldversuchs kurz dargestellt.

#### Netzgebiet

Der Feldversuch wurde im Ortsnetz Arzberg Schlottenhof (Ringstraße), welches vom Projektpartner Bayernwerk betrieben wird, umgesetzt. Das Ortsnetz weist zum Zeitpunkt des Feldversuchs folgende Kenndaten auf:

- Der ONT besitzt eine Nennscheinleistung in Höhe von 0,4 MVA.  
Dieser wurde im Vorfeld des Versuchs durch einen 0,4 MVA RONT des Projektpartners SGB mit Stufenschalter des Projektpartners MR des Typs GRIDCON® iTAP® ersetzt.
- An der NS-Sammelschiene sind 8 abgehende Leitungsstränge, davon sind 4 unabhängige und 2 jeweils verbundene Stränge. Somit ergeben sich 6 unabhängige Netzstränge.
- Die gesamte Netzlänge beträgt 1,9 km.
- Der längste Strang ist ca. 300 m lang.
- Die installierte PV-Leistung im Ortsnetz beträgt ca. 100 kWp.
- Es werden 82 Hausanschlüsse versorgt, davon sind 15 Stück mit Smart-Metern und einer GSM Einheit ausgestattet.

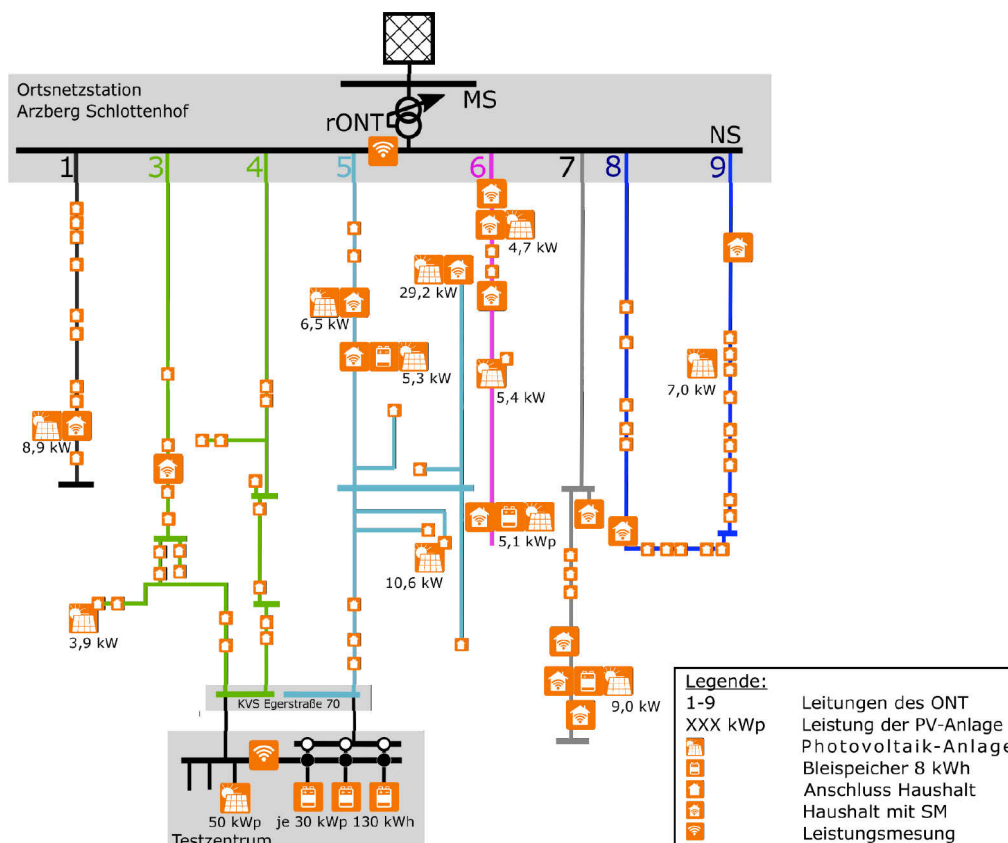


Abbildung 7.18: schematische Zeichnung des Netzgebiets Arzberg Schlottenhof-Ringstraße

### Testfeld des ZAE Bayern

Aus diesem Ortsnetz wird das Solar- und Speichertestfeld des ZAE Bayern versorgt. Das Testfeld zum Zeitpunkt des Feldversuchs im Überblick:

- Die installierte PV-Leistung beträgt ca. 50 kWp. Die PV-Anlagen haben teilweise verschiedenen Ausrichtungen.
- Drei Redox-Flow-Speicher mit je einer installierten Leistung in Höhe von 30 kW sowie einer Speicherkapazität von 130 kWh können eingebunden werden.
- Es besteht Zugriff auf 15 Messpunkte (Smart-Meter) mit minütlich übertragenen Messwerten aus Haushalten im vorgelagerten Ortsnetz.
- Es besteht eine Infrastruktur zur automatisierten Datenübertragung und Verarbeitung der Daten (z. B. Spannungs- und Leistungsmesswerte, Zustandsinformationen der Speicher etc.) in Echtzeit.
- Das Testfeld ist an das Ortsnetz über eine ca. 300 m lange Leitung (4\*150 mm<sup>2</sup>) mittig an eine Masche mit einer Gesamtlänge von ca. 600 m 4\*150 mm<sup>2</sup> angeschlossen
- An den einzelnen Abgangssträngen am ONT existiert eine Messwerterfassung.

### Smart – Meter

Im Projekt SGS wurden mehrere Haushalte mit Smart Metern ausgestattet und über GSM ins Netzwerk des ZAE eingebunden. Die Smart Meter erfassen und übertragen zu jeder Minute die drei Phasen-Neutralleiter-Spannungen (U1N, U2N, U3N). Die Messwerte werden kontinuierlich in einer Datenbank abgelegt. Die Funktionalität wurde für den Feldversuch nicht angepasst.

### Messung im Testfeld und ONT

Im Projekt SGS wurde im Testzentrum und in der Ortsnetzstation ein zweites Messsystem über SPS der Firma Wago zur Erfassung energietechnischer Messwerte installiert. Auch deren Funktionalität wurde für den Feldversuch nicht angepasst. Die Messgeräte erfassen die drei Phasen-Neutralleiter-Spannungen (U1N, U2N, U3N) sowie Leistungsmesswerte und sind über GSM oder LAN an die Datenbanken angebunden.

### Node RED Plattform

Um bereits im Feldversuch eine weitgehende Unabhängigkeit von den verwendeten Spannungssensoren zu erreichen, wurde eine Vereinheitlichung des Datenstroms von beiden Arten der Spannungsmessung implementiert. Dazu wird das Open Source System Node-Red der Firma IBM verwendet. Die Plattform wertet im definierten Abstand von einer Minute alle neu erfassten Spannungswerte aus dem Netz aus und stellt diese in einem einheitlich definierten Format als MQTT Broker bereit. Der Regler meldet sich

am Broker an und abonniert die Spannungsmesswerte. Die Einbindung weiterer Sensoren kann dadurch auf zwei Arten geschehen. Zum einen können Sensoren mit implementiertem MQTT Broker direkt vom Regler abonniert werden, zum anderen können alle Arten von Sensoren über die Node-Red Plattform eingebunden werden.

### RONT Regler

Der verwendete RONT Regler Gridcon iTAP der Firma MR erlaubt im Grundzustand die Parametrierung des Sollwerts und einer symmetrischen Regelbandbreite. Diese Funktionalität wurde durch den Projektpartner MR insofern erweitert, als das der Regler auf ein Statussignal über Modbus/TCP reagiert und die drei möglichen Zustände am Regler aus Tabelle 7.2 über Parameter umsetzt. Zur Kontrolle meldet der Regler den aktuellen Zustand zurück. Über ein Heartbeatsignal wird die Funktionsfähigkeit des Versuchsaufbaus überwacht, fällt dieser aus, übernimmt der originale Regler.

Tabelle 7.2: Zustände des Spannungsreglers

Status	Beschreibung	RBB +	RBB -
1	Normalbetrieb	2 %	2 %
2	hohes Spannungsniveau	1 %	2 %
3	niedriges Spannungsniveau	2 %	1 %

### Dyn RBB Regler

Im Mittelpunkt des Feldversuchs steht die Entwicklung des Reglers für die Umsetzung des unter Abschnitt 7.3.2 beschriebenen Algorithmus.

Dieser umfasst die folgenden Funktionalitäten:

- Zyklischer Empfang von Spannungsmesswerten (jede Minute)
- Erkennung von fehlenden Spannungsmesswerten und Ersatzwertbildung
- Bildung eines gleitenden Mittelwerts (5 Minuten)
- Entscheidung über Wechsel des Reglerstatus nach Tabelle 7.2
- Kommunikation mit dem Spannungsregler des RONT inkl. Überwachung der Kommunikation über Modbus/TCP
- Bereitstellung eines Heartbeats zur Kontrolle der Funktionalität
- Protokollierung der Funktionalität in Logfiles



## Schlussbericht

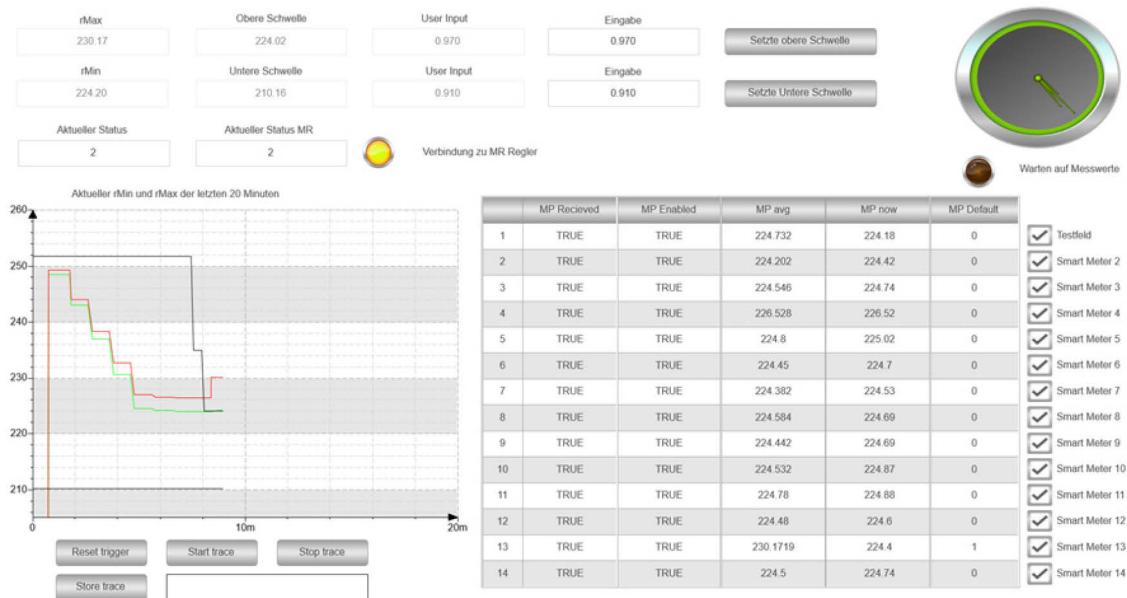


Abbildung 7.19: Weboberfläche zur Überwachung und Steuerung des Reglers. Rechts sind die Spannungswerte im Netzgebiet ersichtlich, links der Spannungsverlauf im Zeitverlauf. Zur Überprüfung der Funktionsfähigkeit wurde die obere Schwelle herabgesetzt, es stellt sich wie erwartet Status 2 ein

Die Regelung wurde auf einer Speicherprogrammierbaren Steuerung der Firma WAGO umgesetzt. Zur Überwachung und Visualisierung der Regelung wurde eine Weboberfläche (Abbildung 7.19) entwickelt, aus der alle aktuellen Spannungswerte im Netz und die aktuellen Zustandsparameter ersichtlich sind. Weiter sollen die Grenzwerte konfigurierbar und eine Einbindung einzelner Spannungssensoren möglich sein.

### Kommunikationsmodule

Der Feldversuch wurde auf die bestehende Infrastruktur am ZAE aufgesetzt. Die bereits bestehenden Smart-Meter und über WAGO SPS realisierten Messpunkte im Netz sind über GSM an die Datenbanken angebunden. Wie aus Abbildung 7.20 hervorgeht, wurde eine neue Kommunikationsstrecke zwischen der Infrastruktur des ZAE Bayern und der Hardware in der Ortsnetzstation über das LTE-Netz und die Nutzung eines VPN-Tunnels aufgebaut. Die verwendete Hardware stammt von der Firma INSYS, die Antenne im Innenraum der Ortsnetzstation reichte für eine weitgehend störungsfreie Kommunikation aus.

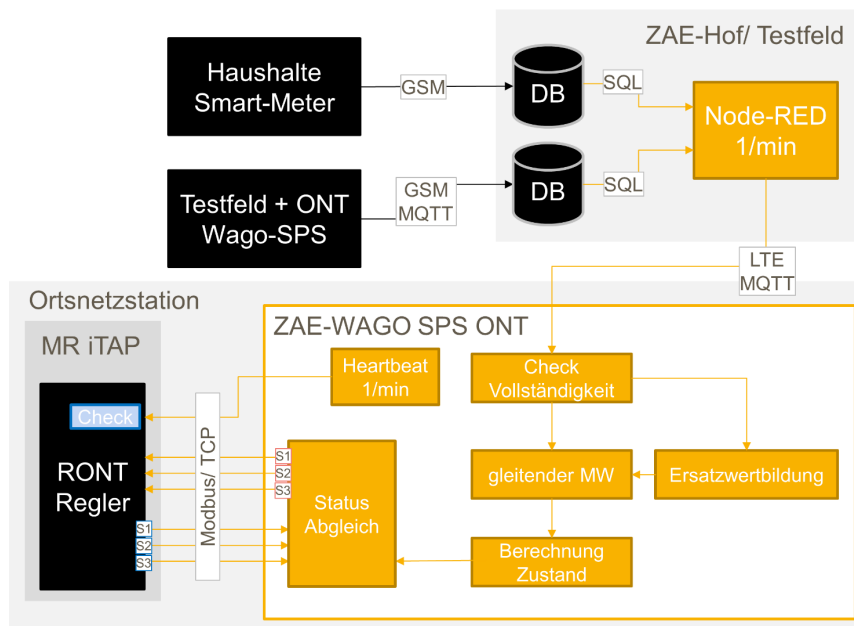


Abbildung 7.20: Kommunikationswege der Feldversuchshardware: schwarz bereits bestehende Infrastruktur, orange von OTH/ZAE geschaffene Infrastruktur, blau von MR geschaffene Infrastruktur

### 7.3.3.2 Simulationen der dynRBB im Vorfeld des Feldversuchs

Im Vorfeld des Feldversuchs wird das Ortsnetz Arzberg Schlottenhof vollständig mit Hilfe der Messdaten aus dem Jahr 2018 modelliert. Als Eingangsgrößen dienen die Leistungs- und Spannungsmessungen an den einzelnen Abgängen der Ortsnetzstation und die Messungen im Testfeld. Das Testfeld wird in einem weiteren Schritt aus dem Modell herausgerechnet, um die Einflüsse des Speichers individuell zu untersuchen. Mit Hilfe der programminternen Programmiersprache QDSL des verwendeten Lastflussprogramms DiGSILENT PowerFactory wird die dynamische Sollwertregelung am Ortsnetztransformator nachgebildet.

Durch die Simulationen wird ein maximal provozierbarer Spannungshub von 7,5 % durch das Testfeld ermittelt, wenn gleichzeitig die maximale Speicherleistung und Leistung der Photovoltaikanlage eingespeist wird. Bei fehlender Sonneneinstrahlung beträgt die Wirkung der Speicher etwa 5,5 %, das entspricht in etwa 0,06 % pro kW Einspeiseleistung. In weiteren Simulationen wurde die Vorgehensweise beim Feldversuch erprobt und optimiert.

### 7.3.3.3 Durchführung des Feldversuchs

Im Mittelpunkt des Feldversuchs steht die Überprüfung der Funktionsfähigkeit des Regelalgorithmus unter Realbedingungen. Dazu wird die eingespeiste Leistung über das Testfeld sukzessive erhöht, bis die Spannung im Netz eine zuvor definierte Grenze überschreitet. Wird diese Überschreitung vom Algorithmus registriert, kommt es zu einer Reduzierung der Regelbandbreite. Da zum Versuchszeitpunkt eine der drei Speicherbatterien defekt ist, kann nur mit einer maximalen Einspeiseleistung von insgesamt ca. 90 kW gerechnet werden. Der zu erwartende Spannungshub beträgt daher nach obiger Voruntersuchung maximal 5,5 %. Die obere Schaltschwelle des Algorithmus wurde dementsprechend niedriger gewählt, die Funktionsweise des Algorithmus kann auf diese Weise aber analog dargestellt werden.

Die im Versuch eingespeiste Leistung (Abbildung 7.21) führt direkt zur Erhöhung der Spannung im Testfeld (Abbildung 7.22). Registriert die Logik eine Schwellwertüberschreitung (grüne Gerade) des letzten 5-Minuten Mittelwerts (lila Kurve), wird die Regelbandbreite definitionsgemäß eingengt, am RONT wird je nach aktueller Spannungssituation eine Schaltung ausgelöst (Abbildung 7.23). Somit wird wie erwartet die Spannungssituation am kritischen Punkt entschärft.

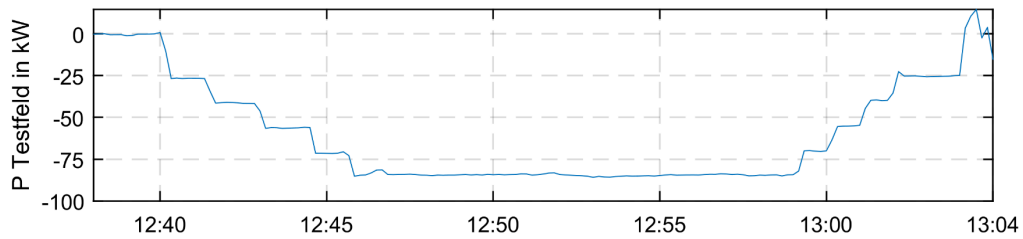


Abbildung 7.21: Verlauf der Summenleistung am Testfeld während des Versuchs

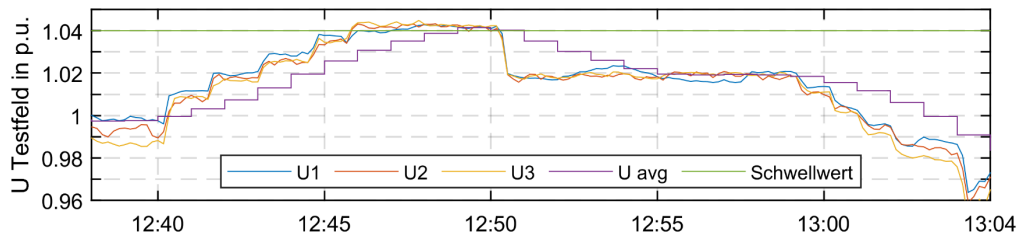


Abbildung 7.22: Verlauf der Spannung im Testfeld, die gebildeten 5-Minuten-Mittelwerte sowie die obere Spannungsschwelle während des Versuchs

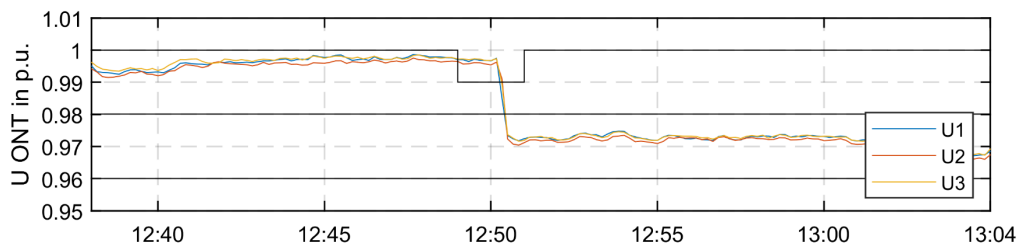


Abbildung 7.23: Verlauf der Spannung auf der Unterspannungsseite der Ortsnetzstation während des Versuchs sowie die Grenzen der Regelbandbreite (schwarz)

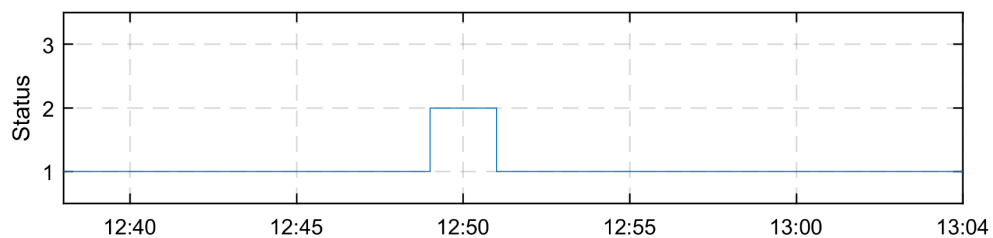


Abbildung 7.24: Reglerstatus während des Feldversuchs

#### 7.3.3.4 Langzeitbetrachtungen zum Betrieb des dynRBB Reglers

Nach dem ersten Betriebsjahr des Reglers (16. Oktober 2019 – 15. Oktober 2020) kann eine Einschätzung des Setups in Bezug auf die Zuverlässigkeit und Funktionsfähigkeit der Regeleinrichtung getroffen werden. Aufgrund der im normalen Betrieb maximalen Spannungsanhebung im Ortsnetz von 4 % (genauer gesagt in der Kundenanlage des Testfelds, im Ortsnetz ist der Spannungshub deutlich geringer) war bei einer Sollwertvorgabe von 0,98 p.u. nicht zu erwarten, dass der gegebene Schwellwert zur Einengung der Regelbandbreite von 1,09 p.u. überschritten wird. Der Regler müsste somit durchgängig in Status 1 (Normalbetrieb) verweilen.

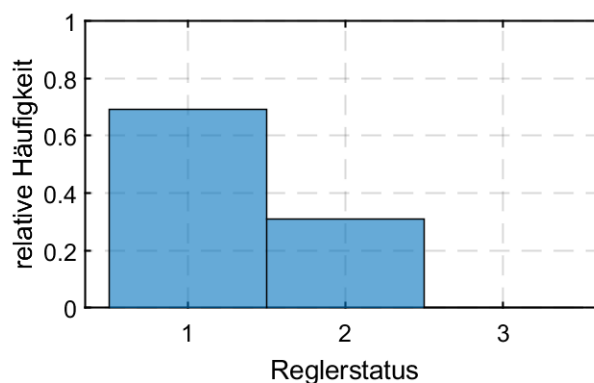


Abbildung 7.25: Status des Reglers im Zeitraum von 16.10.2019 - 15.10.2020

Trotzdem zeigt die Auswertung der Logfiles an (siehe Abbildung 7.25), dass die obere Grenze der Regelbandbreite in etwa 30 % der Zeit um die vorgegebenen 1 % verringert war. Die untere Grenze der Regelbandbreite war in lediglich 27 Minuten des Jahres eingeschränkt. Von dieser Zeit wurde aber lediglich in 7 Minuten eine echte Schwellwertüberschreitung, immer im Zusammenhang mit einem aktiven Feldversuch, und in 28 Minuten eine Unterschreitung, welche immer auf einen Fehler im Netz oder an einzelnen Hausanschlüssen zurückzuführen ist, festgestellt.

Ursächlich für den häufigen Wechsel des Reglerzustands ist der Verlust der Kommunikation einzelner oder mehrerer Smart Meter zum Messdatenserver und damit zur Reglereinheit für mindestens fünf Minuten. In all diesen Fällen wurde, wie definiert, die Regelbandbreite um 1 Prozent verringert, der Regler arbeitet also erwartungsgemäß. Der häufige Ausfall der einzelnen Smart Meter über das Jahr ist in Abbildung 7.26 durch die Lücken in der Zeitschiene dargestellt. Die Gründe hierfür liegen vor allem in der Übertragung der Messwerte über das Mobilfunknetz, Verzögerungen durch Backupprozesse und zeitweisem Ausfall der relevanten Infrastruktur insgesamt.

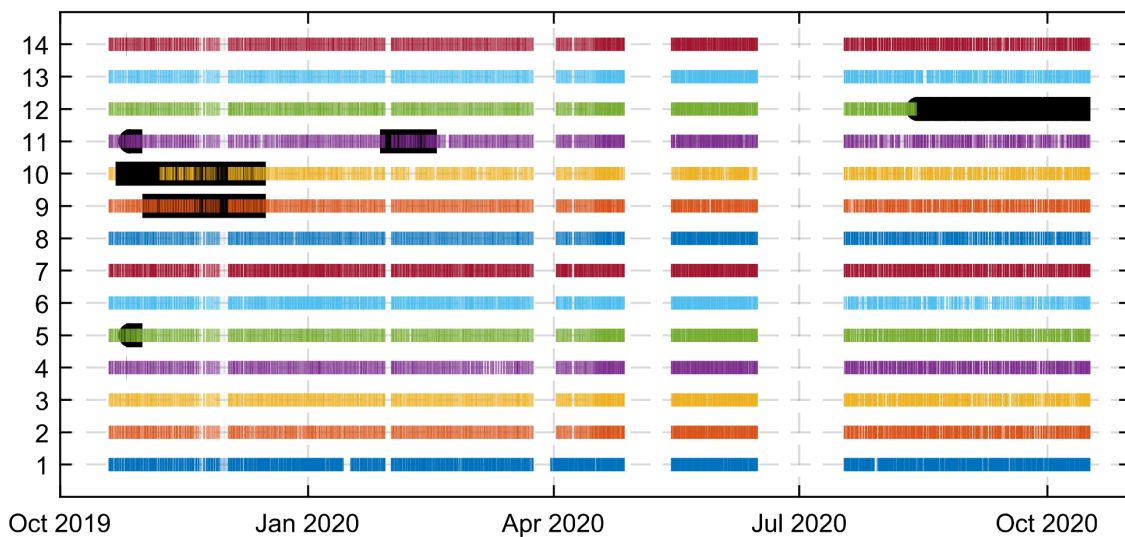


Abbildung 7.26: Kommunikationsprotokoll der einzelnen Smart-Meter (Erfolgreiche Verbindungen sind farbig dargestellt. Schwarz hinterlegte Zeiträume markieren temporär nicht in die Regelung einbezogene Smart Meter.)

#### 7.3.4 Fazit zur dynamischen Regelbandbreite

Die entwickelte dynamische Einschränkung der Regelbandbreite als neues Regelverfahren, welches zusätzlich der üblichen Standard-Sammelschienen-Regelung überlagert werden kann, stellt dem Netzplaner vor allem ein schnell einsetzbares Werkzeug zur Verfügung, um ein Anschlussgesuch ggf. auch bei bereits ausgereiztem Spannungsband kurzfristig umzusetzen. Durch die gewonnene Zeit können dann langfristige Maßnahmen besser geplant werden. Dazu wird keine redundante Spannungsmessung benötigt, ein einfacher Sensor mit Mobilfunkanbindung oder Smart-Meter mit Gateway reichen bereits aus. Im Feldversuch wurde die grundsätzliche Umsetzbarkeit und Funktionsfähigkeit des Regelalgorithmus gezeigt, die häufigen Kommunikationsausfälle zeigen, dass auf die Datenübertragung zwar ein erhöhtes Augenmerk gerichtet werden muss, eine redundante Verbindung aber nicht notwendig ist, da der Algorithmus kritische Zustände im vornherein ausschließt.

## 8 Spannungsqualität

Industriebetriebe in Bayern haben mit zunehmenden Auswirkungen von Spannungseinbrüchen in ihren Produktionsanlagen zu kämpfen. Bei einigen Industriebetrieben fallen einzelne Anlagen vermutlich aufgrund solcher Spannungseinbrüche kurzzeitig aus. Neben Verzögerungen in Produktionsketten berichten einige Betriebe, dass durch das erneute Rüsten der Anlagen auch längerfristige Ausfälle auftreten. Der Schaden ist nur schwer bezifferbar, wird aber teilweise als sehr hoch angegeben, da zum einen Chargen vernichtet werden müssen, zum anderen aber auch Produktionsverzögerungen erhebliche finanzielle Auswirkungen mit sich bringen können.

Die Spannungseinbrüche haben ihren Ursprung vorwiegend im Hochspannungsnetz. Sie sind von überwiegend kurzer Dauer, die Einbruchtiefe der Spannung ist unterschiedlich. Von Seiten der Netzbetreiber konnte bislang keine signifikante Verschlechterung der normativ vorgegebenen Spannungsqualität festgestellt werden. Es wird vermutet, dass durch die Zunahme von speziell neueren, hochautomatisierten Anlagen, die auf Grund der Sensitivität ihrer Steuerungseinrichtungen besonders anfällig sind, das Problem an Bedeutung gewinnt.

In neos wurde eine umfassende Analyse der Bedeutung und der Auswirkungen dieses Themas durchgeführt. Dies beinhaltet eine Analyse der Ursachen für die Spannungseinbrüche und die Auswirkungen auf Seiten der Betriebe genauso wie Gegenmaßnahmen auf Netzbetreiber- und Kundenseite. Die einzelnen Themenschwerpunkte können Abbildung 8.1 entnommen werden. Zusammenfassend soll daraus abgeschätzt werden, welche Maßnahmen wirtschaftlich zielführend sind, das Problem langfristig zu reduzieren.

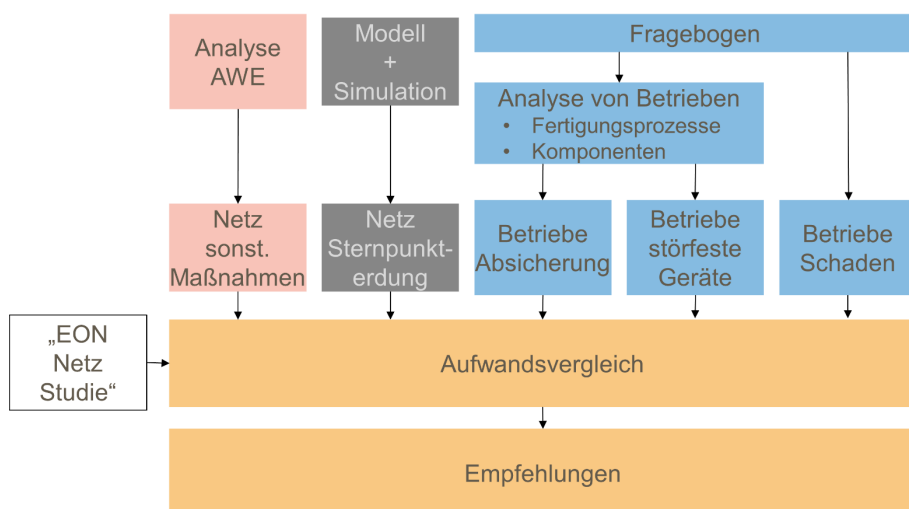


Abbildung 8.1: Unterteilung des Arbeitspakets Spannungsqualität: Arbeitsbereich auf Seiten des Netzes (rot) und der Betriebe (blau) sowie nicht durchgeführte Arbeiten (grau)



## 8.1 Ursachen für Spannungseinbrüche mit folgender automatischer Wiedereinschaltung (AWE)

### 8.1.1 Begrifflichkeiten und Mechanismen

Spannungseinbrüche und Unterbrechungen:

Unter einem Spannungseinbruch wird nach DIN EN 50160 das plötzliche Absinken des Spannungseffektivwertes einer Phase auf einen Wert unter 90 % der Bezugsspannung verstanden [24]. Anschließend wird dieser Endschwellenwert von 90 % der Bezugsspannung (mit einer Hysterese von +2 %) in allen Phasen erneut erreicht [25]. Voraussetzung ist grundsätzlich, dass dieser Vorgang nicht kürzer als 10 ms dauert. Um eine definitionsgemäße Unterbrechung handelt es sich, wenn die Bezugsspannung aller Phasen unter 5 % fällt. Falls dieser Wert über einen Zeitraum von weniger als 3 Minuten unterschritten wird, spricht man von einer Kurzzeitunterbrechung, andernfalls von einer Langzeitunterbrechung.

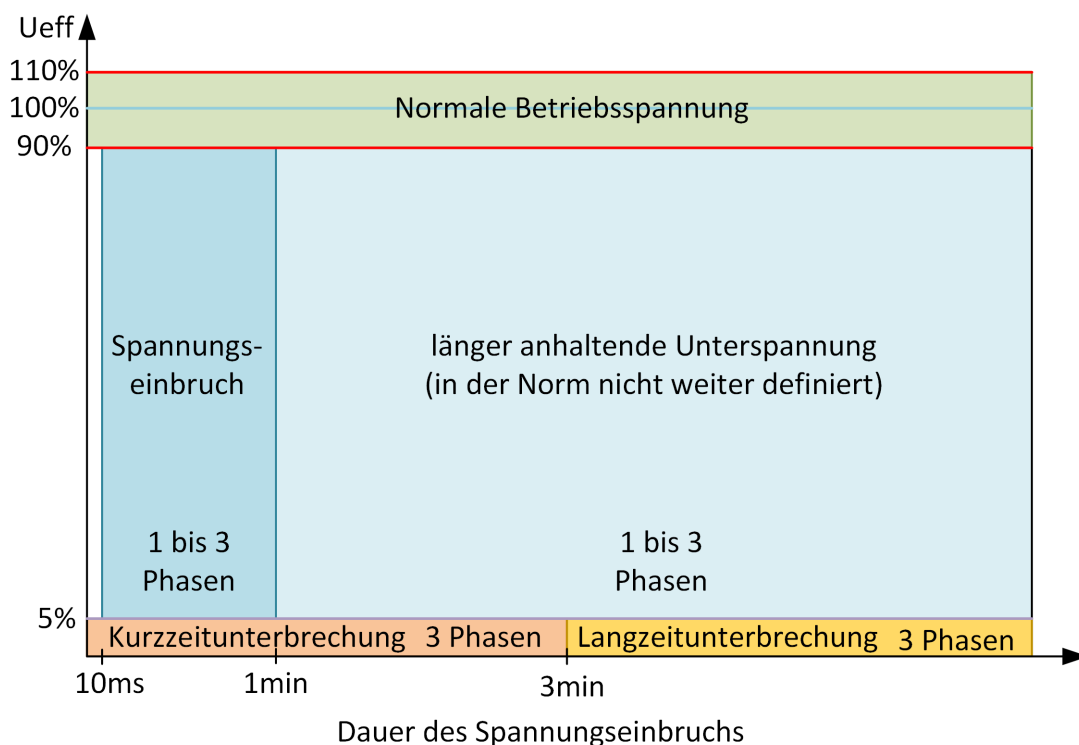


Abbildung 8.2: Definition schneller Spannungsänderungen (Unterspannung) nach DIN 50160 [24]

### Entstehung von Kurzschlüssen

Einpolige Kurzschlüsse, also Kurzschlüsse einer der drei Phasen einer Drehstromfreileitung gegen Erde, sind mit einem Anteil von rund 80 % die am häufigsten vorkommenden Störungen in Hoch- und Höchstspannungsnetzen [26]. Bei einem Kurzschluss entsteht eine leitende Verbindung zwischen den Phasen oder zwischen einer Phase

und Erde. Abhängig von der Sternpunktbehandlung des Netzes spricht man von einem Erdschluss (bei induktiv geerdetem Sternpunkt) oder von einem Erdkurzschluss (direkt oder über einen ohmschen Widerstand geerdeter Sternpunkt). Im Stromnetz treten Erdschlüsse bzw. Erdkurzschlüsse auf, wenn es zu Berührung des Leitermaterials mit dem Erdpotential kommt. Bei einem Überschlag wird nach Erreichen der Zündspannung die gesamte Isolationsstrecke überbrückt. Meist tritt dies am Isolator direkt oder in unmittelbarer Nähe zu den Isolatoren auf, da das elektrische Feld hier sehr inhomogen ist und somit Zündspannungen schneller erreicht werden. Dies kann durch Fremdkörper, welche die Isolationsstrecke verkürzen und somit die Zündspannung herabsetzen, ausgelöst werden. Eine weitere Variante stellt der sogenannte Fremdschicht- oder Kriechstromüberschlag dar. Dieses Ereignis entwickelt sich zunächst lokal begrenzt an einer Fremd- oder Schmutzschicht auf dem Isolator. Um eine Schädigung der Betriebsmittel durch entstehende Lichtbögen zu vermeiden, müssen Überschläge so schnell wie möglich gelöscht werden.

### Automatische Wiedereinschaltung (AWE)

Eine automatische Wiedereinschaltung wird infolge eines Erdkurzschlusses ausgelöst. Um den Störlichtbogen durch Unterbrechung der Stromzufuhr zu löschen, wird die AWE verwendet. Bei der AWE wird die fehlerbehaftete Phase in Schnellzeit (ca. 100 ms) kurzzeitig vom Netz getrennt, wodurch der Spannungseinbruch beim Verbraucher unmittelbar behoben wird, und nach einer Pausenzeit von weiteren ca. 500 ms wieder zugeschaltet. Der mit dem Kurzschlusseintritt entstehende Spannungseinbruch beim Verbraucher kann je nach zur Verfügung stehender Kurzschlussleistung, Netzstruktur und Entfernung zum Fehlerort von unterschiedlicher Intensität sein. Hat die AWE keinen Erfolg, und tritt ein erneuter Kurzschluss auf, so muss eine dauerhafte Abschaltung erfolgen, um ein Fortbestehen einer möglichst guten und unterbrechungsfreien Versorgung zu gewährleisten bzw. einen Schaden an Betriebsmitteln zu vermeiden.

### Sternpunktbehandlung im Hochspannungsnetz

Die Sternpunktbehandlung beeinflusst das angewendete Schutzkonzept bei Kurzschlüssen maßgeblich. Die Resonanzsternpunkterdung (RESPE) dient dazu, den kapazitiven Fehlerstrom, der im Falle eines Erdschlusses an der Fehlerstelle fließt, mit dem induktiven Strom einer Petersenspule soweit wie möglich zu kompensieren bzw. zu reduzieren. So kann der Fehlerstrom an der Fehlerstelle bei gut abgestimmter Petersenspule auf den ohmschen Reststrom kompensiert werden. Ein ggf. an der Fehlerstelle entstandener Lichtbogen erlöscht im Stromnulldurchgang. Ein Nachteil der RESPE ist eine Spannungserhöhung der gesunden Phasen ggü. dem Erdpotential bei

bleibenden Fehlern. Bei der niederohmigen Sternpunktterdung (NOSPE) wird der Fehler von den Schutzeinrichtungen an den Leitungsenden in Schnellzeit erkannt und mittels einer AWE bereinigt. Der bei Kurzschlusseintritt in einem NOSPE-Netz auftretende, in den meisten Fällen weniger als 150 ms dauernde Spannungsfall wird zwar von mehr Kunden wahrgenommen als in einem RESPE-Netz, jedoch können die Probleme, die die RESPE mit sich bringt (z. B. intermittierende Erdschlüsse mit Spannungserhöhungen) vermieden werden.

### 8.1.2 Ausbreitung von Spannungseinbrüchen im Stromnetz

Spannungseinbrüche sind in ihrer Form und Tiefe sowohl vom Fehlerort als auch von den Netzbetriebsmitteln, also Leitungsimpedanzen, Transformatoren und der zur Verfügung stehenden Kurzschlussleistung abhängig. Die Entfernung des Fehlerortes zur Fertigungsanlage steht im direkten Zusammenhang mit der Tiefe des Einbruchs. Spannungseinbrüche wirken sich grundsätzlich über mehrere Spannungsebenen hinweg aus. Abbildung 8.3 veranschaulicht einige relevante Zusammenhänge. Tritt der Kurzschluss in einem vermaschten Hochspannungszweig auf (1a) und können die Verbraucher über den Parallelzweig weiter versorgt werden. Der Spannungseinbruch tritt für die Zeit bis zur Kurzschlussabschaltung (ca. 100 ms) auf. Hingegen wirkt ein Kurzschluss 1b im Hochspannungsnetz, also wenn ein Umspannwerk mit einem Stichtanschluss an das Hochspannungsnetz angeschlossen ist, mit der kompletten Pausenzeit von ca. 500 ms im Mittelspannungsnetz (MS-Netz 2) und in den dazugehörigen Niederspannungsnetzen.

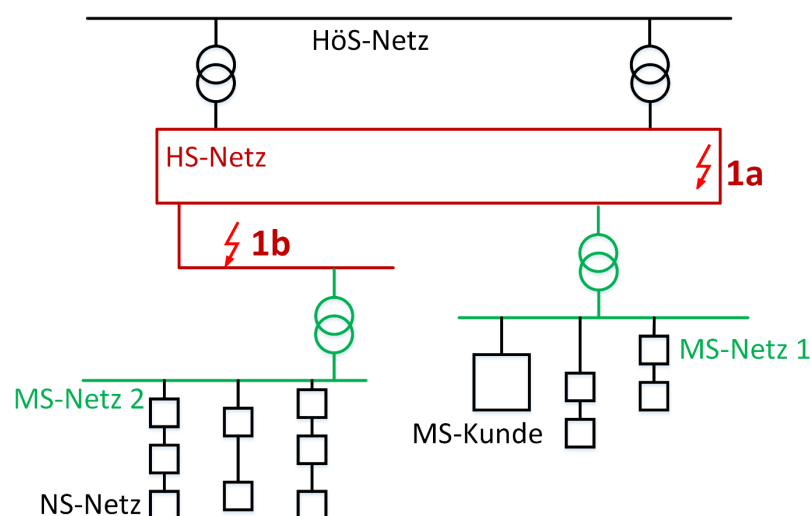


Abbildung 8.3: Mögliche Fehlerstellen im Stromnetz

### 8.1.3 Häufigkeit und regionales Auftreten von AWE

Bereits das zeitliche Auftreten von AWEs lässt ein deutliches Muster erkennen. Die Auswertung des bloßen zeitlichen Verlaufs aller vorhandenen Daten ist in Abbildung 8.4 dargestellt. In allen sechs Betrachtungsjahren treten etwa 1000 AWE jährlich auf. Die Daten für das Jahr 2020 lagen im Projektverlauf nur bis Juli 2020 vor es ist daher zu erwarten, dass in diesem Jahr ein Spitzenwert erreicht wird.

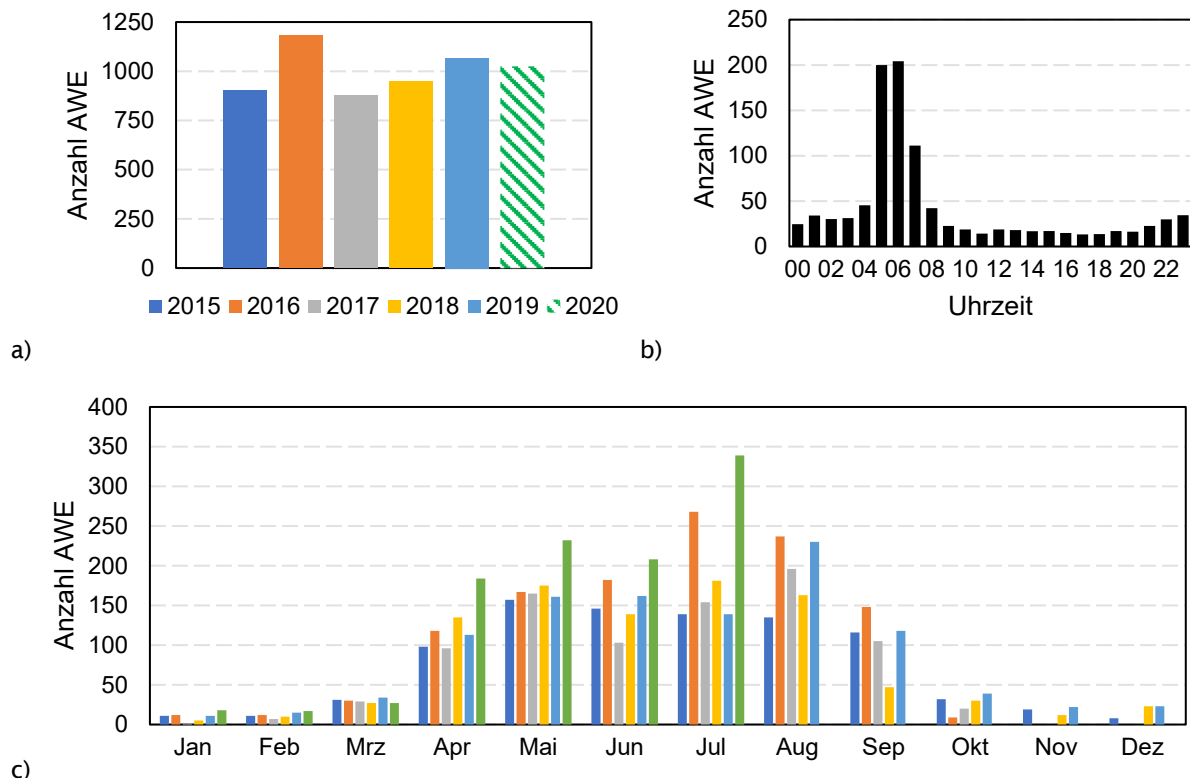


Abbildung 8.4: Anzahl der AWE im 110-kV-Netzgebiet des Projektpartners Bayernwerk AG nach Jahren (a), im Jahresverlauf (b) und im Tagesverlauf (c)

Die Häufung der AWEs beschränkt sich beinahe ausschließlich auf die Sommermonate April bis September, wobei ein leichter Rückgang im Juni erkennbar ist. Im Tagesverlauf ist auffällig, dass AWEs zwischen 5 und 7 Uhr deutlich wahrscheinlicher auftreten. Eine genaue Analyse der Fehlerzeitpunkte im Jahresverlauf (siehe Abbildung 8.5) offenbart, dass die automatischen Wiedereinschaltungen exakt dem Sonnenaufgang folgen (rote Linie – die Sprünge im Jahresverlauf resultieren aus der Zeitumstellung).

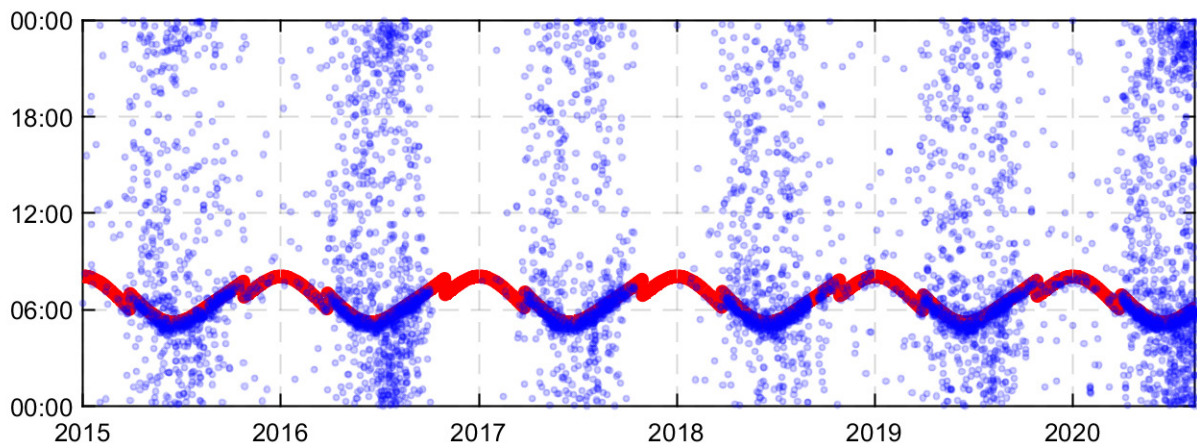


Abbildung 8.5: AWEs in den Betrachtungsjahren aufgetragen nach Datum und Uhrzeit, in rot dargestellt ist der Zeitpunkt des Sonnenaufgangs

Regional treten AWEs in unterschiedlicher Häufigkeit auf. Es besteht, wie in Abbildung 8.6 zu erkennen, keine geografische Abhängigkeit, die AWEs grundsätzlich ausschließen lassen. Es lassen sich jedoch Leitungsabschnitte ausmachen, die besonders betroffen sind. Dies trifft insbesondere auf die Region Schrobenhausen, Weilheim, den Gäuboden, Teile des nördlichen Unterfranken, des nördlichen Bayerischen Waldes und einige weitere Regionen zu. Auffällig ist dabei, dass die regionale Häufung nicht in allen Jahren gleich auftritt (z. B. Region Schrobenhausen) und parallele Leitungssysteme unterschiedlich stark betroffen sind (z. B. Gäuboden). Teilweise sind aktive Gegenmaßnahmen bekannt, die diese Beobachtungen erklären. Dazu zählt die „Tau“-förmige Leitung der Region Schrobenhausen, Neuburg an der Donau. Dabei handelt es sich um etwa 20 Masten in einem Moorgebiet mit extremer Storchenpopulation. Nach der Anbringung einer Abdeckung über den Isolatoren im Jahr 2016 ist ein deutlicher Rückgang der AWEs beobachtbar. Nach der Demontage der Abdeckung auf Grund von starker Verwitterung im Juni 2019 ist ein erneuter Anstieg zu verzeichnen.

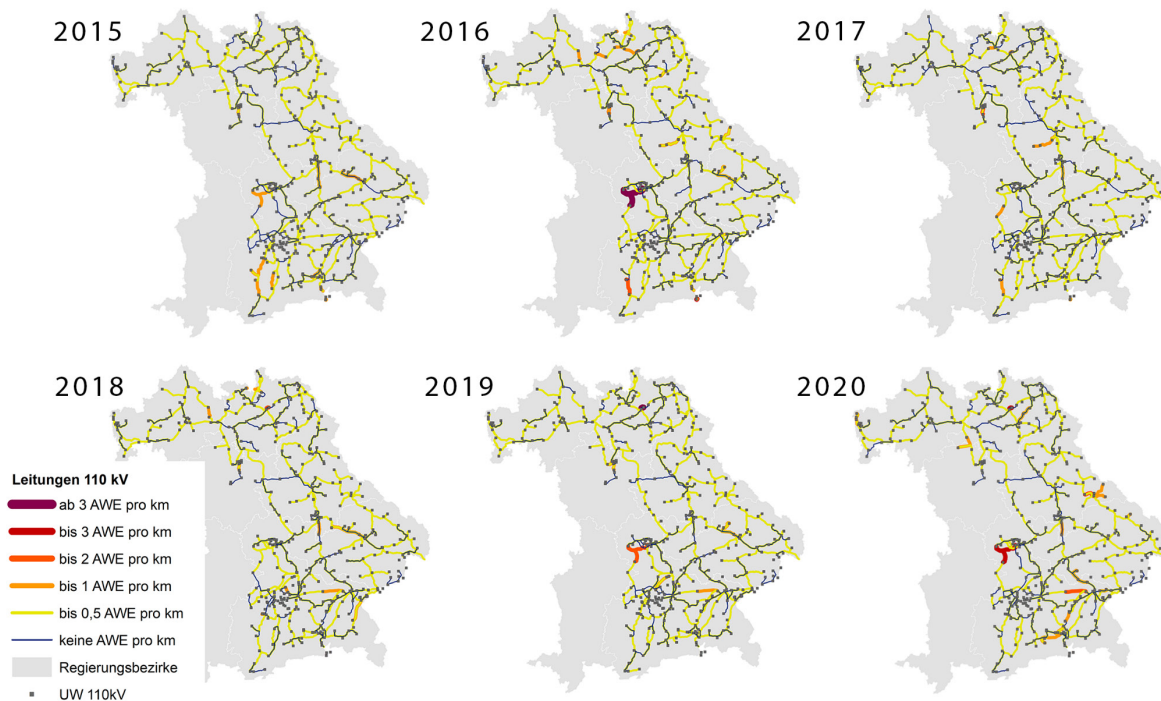


Abbildung 8.6: regionale Häufung von automatischen Wiedereinschaltungen in den Jahren 2015 – 2019, die Darstellung ist normiert auf die Leitungslänge (Anzahl der AWE/km Leitungslänge)

#### 8.1.4 Ursachen für Erdkurzschlüsse im 110-kV-Netz

Die Entstehung von einpoligen Kurzschlüssen unbekannter Ursache wurde in den 50er und 60er Jahren vornehmlich auf Fremdschichtüberschläge am Isolator zurückgeführt, bis [27] es als erwiesen ansah, dass diese nahezu ausschließlich auf den Kotstrahl von Großvögeln, insbesondere den Mäusebussard, zurückzuführen sind. Diese Theorien basieren nach [26] jedoch vielmehr auf Vermutungen, die aufgestellten Analysen weisen lediglich nach, dass eine Korrelation zwischen der Vogelpopulation und der Häufigkeit für AWEs besteht. Die deutliche Korrelation der AWEs mit dem Sonnenaufgang (ebenfalls in Abbildung 8.5 zu sehen) lasse vielmehr darauf schließen, dass eine wochenlang zunehmende Schmutzschicht durch Vogelkot auf dem Isolator in Verbindung mit der hohen Luftfeuchtigkeit am Morgen und der dadurch ausgelösten Betauung einpolige Kurzschlüsse begünstigt. Dies weist der Autor in [28] indirekt nach, indem er Schutzsteller zur Verhinderung der Verkotung über Isolatoren installiert und dadurch die Fehlerrate an mehreren Leitungen deutlich reduziert. An einigen Leitungen zeigt sich jedoch keine Verbesserung. In neos wird deshalb die Vermutung verfolgt, dass an verschiedenen Standorten unterschiedliche Ursachen für Kurzschlüsse bestehen. Einzelne Maßnahmen (in Abschnitt 8.3.1 näher aufgeführt) zeigen daher nicht an allen Standorten Wirkung. Im Folgenden werden einige vermutete



Ursachen dargelegt, eine eindeutige Zuweisung konnte im Projekt neos noch nicht erreicht werden, da die Datenlage erst im Laufe des Projektes gestiegen ist.

### 8.1.4.1 *Ursachen für Erdkurzschlüsse aufgrund von Material im Isolationsraum*

Neben dem bereits erwähnten Kotstrahl, dessen direkter kausaler Zusammenhang mit der Entstehung von Kurzschlüssen nur schwer zu beweisen ist, zeigten die Analysen, dass extrem starker Regen Kurzschlüsse auslösen könnten. Da bei schwachem bis starkem Regen die Wahrscheinlichkeit nicht erhöht ist, wird vermutet, dass nicht die Befeuchtung der Isolatoren, sondern die Überbrückung des Isolationsraums durch langgezogene Wassertropfen, ähnlich der Theorie des Kotstrahls, verantwortlich ist. Einige starke Regenereignisse gehen jedoch mit Gewittertätigkeit einher, weshalb die Überschlüsse auch auf die Auswirkungen von Blitzeinschlägen (vgl. Abschnitt 8.1.4.3) zurückführbar sein können.

### 8.1.4.2 *Ursachen für Erdkurzschlüsse aufgrund von Fremdschichtbelägen*

Während die Bekotung durch Vögel laut [28] einfach nachzuweisen und zu verhindern ist, zeigten die Maßnahmen nicht an allen Standorten Wirkung. Da an diesen Leitungen trotzdem um die Zeit des Sonnenaufgangs Erdschlüsse auftreten, wird eine andere Art der Verschmutzung vermutet. Dies können Verschmutzungen sein, die sich über eine längere Zeit aus der Luft am Isolator ablagern, wie beispielsweise Pollen, Industriestaub, landwirtschaftliche Stäube oder ähnliches. Bei solchen Ursachen wären die bereits beschriebenen Schutzsteller tendenziell wirkungslos, da die Verschmutzung nicht von oben kommend senkrecht auf die Isolatoren wirkt. Der Durchmesser des Schutzstellers wurde so gewählt, dass sowohl ein optimaler Schutz vor Vogelkot gewährleistet, als auch die natürliche Reinigung durch Regen nicht maßgeblich behindert wird.

Da für Fremdschichtüberschlüsse die Benetzung des Schmutzes mit Wasser ebenfalls relevant ist, wird vermutet, dass neben dem Tau am Morgen auch Bewässerungsanlagen unterhalb betroffener Leitungen eine Rolle spielen können. Die durch Bewässerungsanlagen verursachte Erhöhung der Luftfeuchtigkeit führt an den um diese Tageszeit noch wenige Grad kälteren Isolatoren zu erhöhter Kondensation.

### 8.1.4.3 *Sonstige Ursachen für Erdkurzschlüsse*

Denkbar sind außerdem Ionisationseffekte der isolierenden Luft durch Blitzeinschläge in unmittelbarer Umgebung zum Fehlerort. Zudem kommt es durch Blitzeinschläge in die Mastspitze oder das Erdseil zur Anhebung des Mastpotenzials. Die veränderten Spannungsdifferenzen können ggf. sogenannte rückwertige Überschlüsse über den Isolatoren zur Folge haben, welche durch AWE gelöscht werden. Da Blitze



hauptsächlich in den Abendstunden auftreten, kann darin jedoch nicht die Ursache für die häufigen AWEs während des Sonnenaufgangs liegen.

### **8.2 Auswirkungen von Spannungseinbrüchen im Zusammenhang mit einer AWE auf Kundenanlagen von Gewerbe- und Industriebetrieben**

Die Diskussion, dass AWE in hohem Maße die Spannungsqualität herabsetzen würde, ist in den letzten Jahren vor allem durch Industriebetriebe befeuert worden, die von Ausfällen ihrer Produktionsanlagen betroffen waren. Teilweise haben diese Unternehmen einen Zusammenhang zwischen Ereignissen in ihrem Spannungsqualitätsmonitoring und den Ausfällen festgestellt. Die tatsächliche Betroffenheit wurde in neoS mittels einer bayernweiten Umfrage über die Industrie- und Handelskammern abgefragt. Außerdem konnten zwei Industriebetriebe genauer analysiert werden. Im privaten Bereich treten vermutlich ebenfalls Ausfälle von Geräten auf, da die Tragweite eines Ausfalls jedoch deutlich geringer und der technische Nachweis kaum zu führen ist, sind keine vermehrten Beschwerden bekannt.

#### *8.2.1 Umfrage zur Abschätzung der Auswirkungen von Spannungseinbrüchen auf bayerische Industriebetriebe*

Um die Auswirkungen von Spannungseinbrüchen auf die bayerische Industrie besser beurteilen zu können, wurde in Zusammenarbeit mit den bayerischen Industrie- und Handelskammern im Jahr 2019 eine Umfrage durchgeführt. Dafür wurden alle in den Kammern organisierten produzierende Industrieunternehmen (etwa 7188) angeschrieben und gebeten, einen Fragebogen auszufüllen.

##### *8.2.1.1 Beteiligung an der Umfrage – ein Indiz für die Betroffenheit der Unternehmen*

Die Beteiligung der Betriebe beläuft sich bayernweit auf knapp 3 %. Es ist anzunehmen, dass Betriebe, die Probleme mit der Thematik in ihren Produktionsanlagen haben, bevorzugt an der Umfrage teilnahmen. Bei einem Blick in die regionale Verteilung der Rückmeldungsquote (vgl. Abbildung 8.7) lässt sich vermuten, dass Betriebe aus Oberbayern, der Oberpfalz und Oberfranken vermehrt mit der Thematik zu kämpfen haben. In Schwaben ist das 110-kV-Netz nicht niederohmig geerdet, es gibt daher zur Fehlerklärung keine AWE, wodurch eine deutlich geringere Betroffenheit erklärbar ist.

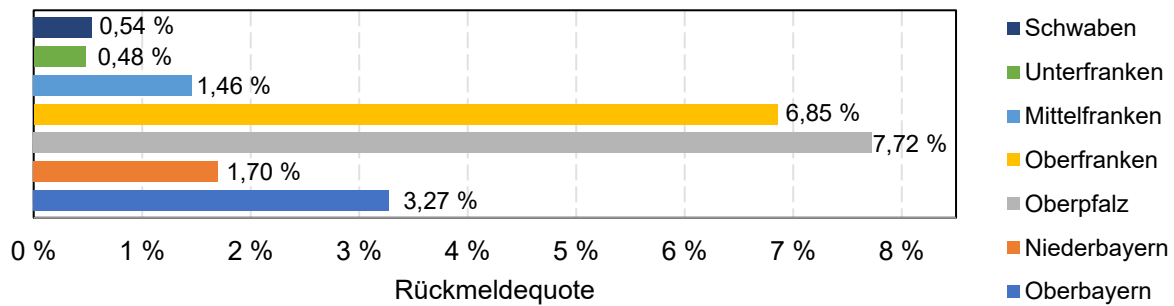


Abbildung 8.7: Relative Rückmeldequote nach Regierungsbezirken

In der Auswertung der Beteiligung nach den 23 teilnehmenden Branchen stechen vor allem Betriebe zur Herstellung von Kraftwagen und Kraftwagenteilen, Betriebe zur Herstellung von Papier, Pappe und Waren daraus und Betriebe zur Herstellung von Lederwaren und Schuhen mit einer hohen Rücklaufquote hervor (vgl. Abbildung 8.8).

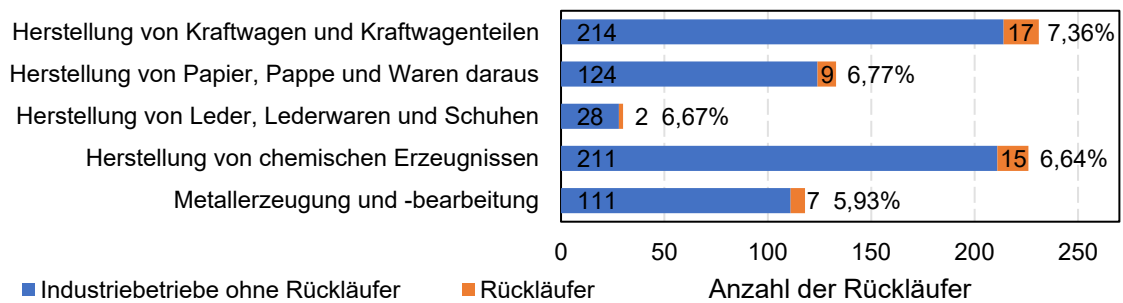


Abbildung 8.8: Absolute Rückmeldezahlen und relative Quote der 5 rückmeldestärksten Branchen

All diesen Branchen ist gemeinsam, dass die Produkte entweder in Bahnen oder Strängen produziert werden, beispielsweise die Rollenproduktion in der Papierindustrie, oder ein sehr hoher Automatisierungsgrad, wie die Chemiebranche oder die Metallindustrie mit den modernen CNC-Zerspanungsmethoden aufweisen.

### 8.2.1.2 Aufzeichnungen von Spannungseinbrüchen

Obwohl die Anzahl der von vielen AWEs betroffenen Betrieben in den letzten Jahren beinahe konstant war (vgl. Abbildung 8.9) nahm die Aufmerksamkeit von gering betroffenen deutlich zu. Im Vergleich zum Jahr 2016 drittelt sich in 2018 die Anzahl der Betriebe, die die Anzahl der AWEs nicht wissen oder abschätzen können.

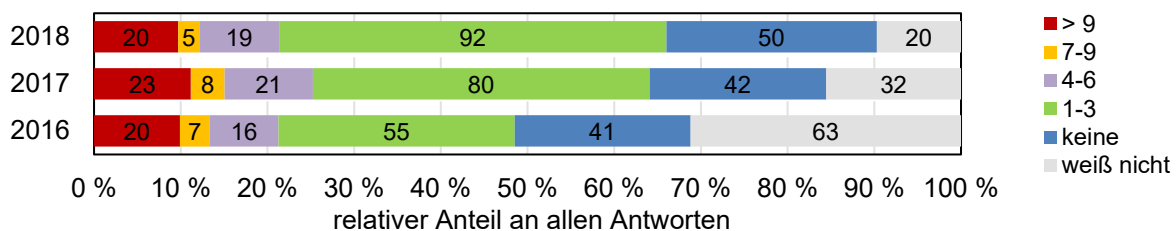


Abbildung 8.9: Relativer Anteil und absolute Rückmeldungen zur Anzahl festgestellter AWEs

Ein sehr ähnliches Bild zeigt sich in Bezug auf die Auswirkungen auf den betrieblichen Ablauf. So geben für das Jahr 2018 knapp 40 % der Betriebe an, einen finanziellen Schaden zu erleiden, im Jahr 2016 waren dies noch ca. 25 %. Der Anteil der Betriebe, auf die AWEs keine nennenswerten Auswirkungen haben, bleibt konstant bei etwa 20 % (vgl. Abbildung 8.10).

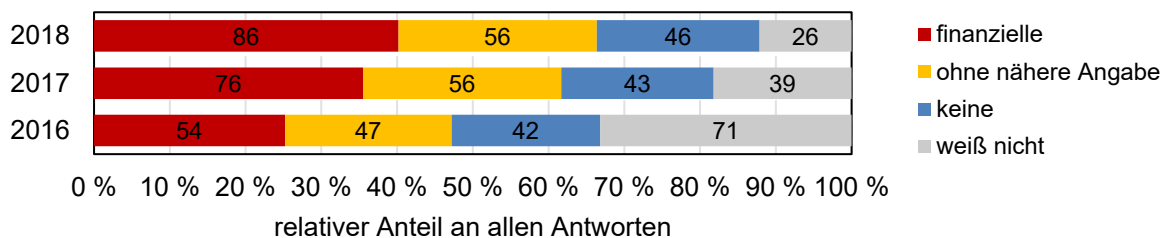


Abbildung 8.10: Relativer Anteil und absolute Rückmeldungen zur Auswirkung der festgestellten AWEs bei den rückmeldenden Betrieben

Dabei geben die Betriebe im Mittel eine finanzielle Belastung im Jahr von etwa 10.000 € an. Je Ereignis liegt der Schaden bei etwa 2.000 €. Die Darstellung der berichteten Schadenshöhen in Abbildung 8.11 wurden aus Darstellungsgründen beschnitten, vereinzelt wurden jährliche Summen bis 1 Mio. € genannt. Die Kosten wurden dabei vor allem entgangenen Gewinnen und Reparaturen zugeordnet.

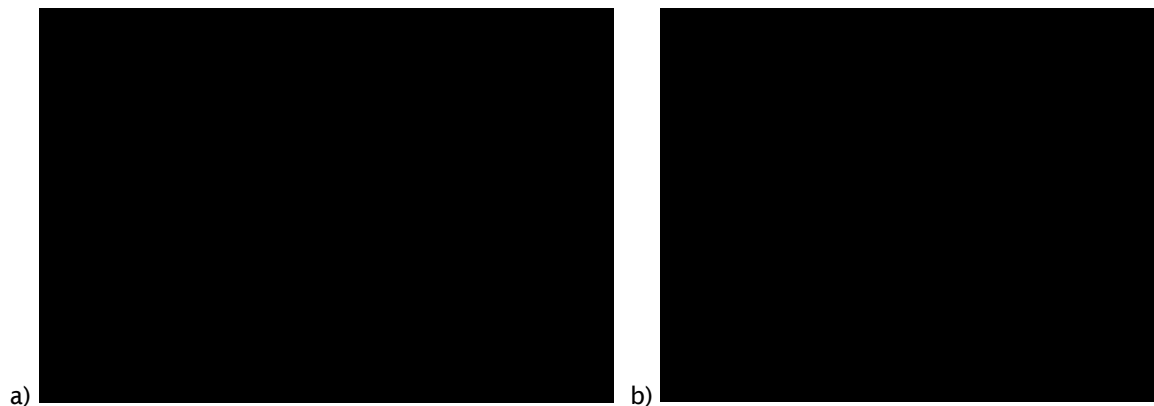


Abbildung 8.11: Angaben der Schadenshöhe pro Jahr (a) und je AWE (b) (abgeschnitten, es wurden vereinzelt jährliche Schäden von 1 Mio. Euro und 250.000 € je Ereignis berichtet)

### 8.2.1.3 Betroffene Anlagen und Komponenten sowie Gegenmaßnahmen

Die Betriebe geben an, dass Server und PCs, SPS-Anlagen, Steuerungsanlagen und Frequenzumrichter einen großen Teil der betroffenen Anlagen bilden (vgl. Abbildung 8.12). Auffällig ist, dass es sich maßgeblich um Komponenten im Sinne der Mess- und Automatisierungstechnik handelt oder Anlagen, die mit entsprechenden Einrichtungen zur Steuerung ausgestattet sind.

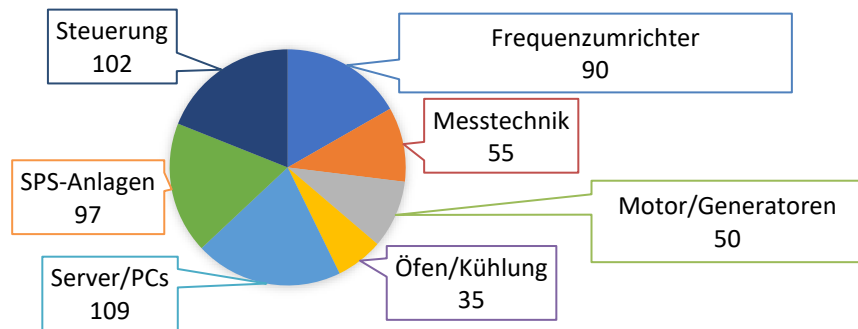


Abbildung 8.12: Häufig genannte betroffene Anlagen bzw. Anlagenkomponenten

Laut Umfrage haben bereits mehr als die Hälfte der Industriebetriebe Gegenmaßnahmen umgesetzt. Die beliebteste Maßnahme ist hierbei neben Notstromaggregaten und der zusätzlichen Pufferung von Maschinen, die Installation von USV-Anlagen.

### 8.2.2 Analyse ausgewählter betroffener Betriebe

Im Rahmen des Projektes werden zwei Betriebe, welche über Probleme mit Spannungseinbrüchen berichten, näher untersucht. Es handelt sich um zwei Firmen mit hochautomatisierten Fertigungsabläufen aus dem Druckbereich und der CNC-Metallbearbeitung. Von beiden Betrieben liegen Messungen der Spannungen im Fehlerfall in einer zeitlichen Auflösung von 10 ms, sowie Informationen über die ausgefallenen Fertigungsanlagen vor.

Zum Vergleich der einzelnen Spannungseignisse werden im Signal, wie in Bild a in Abbildung 8.13 zu sehen, Anfang, Ende und Tiefe des Spannungseinbruchs nach DIN-EN-61000-4-30 [25] ermittelt. Aus der durch den Spannungseinbruch hervorgerufenen, gegenüber dem gleitenden 1-Minuten-Mittelwert der Spannung, fehlenden Spannungs-Zeitfläche (blau) wird eine äquivalente Spannungszeitfläche (rot) berechnet, die einem rechteckförmigen Einbruch bis 0 % der Spannung entspricht. Die Dauer dieses Einbruchs, der energieäquivalent zum ursprünglichen Verlauf ist, wird im Folgenden als Volleinbruchsdauer bezeichnet. Trägt man alle Spannungseinbrüche eines ausgewählten Industriebetriebes während der Produktionsschicht gegenüber ihrer Volleinbruchsdauer wie in Bild b in Abbildung 8.13 auf, so ist erkennbar, dass Störungen im Betriebsablauf tendenziell bei höheren Volleinbruchsdauern auftreten. Unterhalb von 20 ms, also den kompletten Einbruch während einer Vollperiode, ist die Produktion kaum betroffen. Analoge Erkenntnisse liefert die Betrachtung eines weiteren Betriebs.

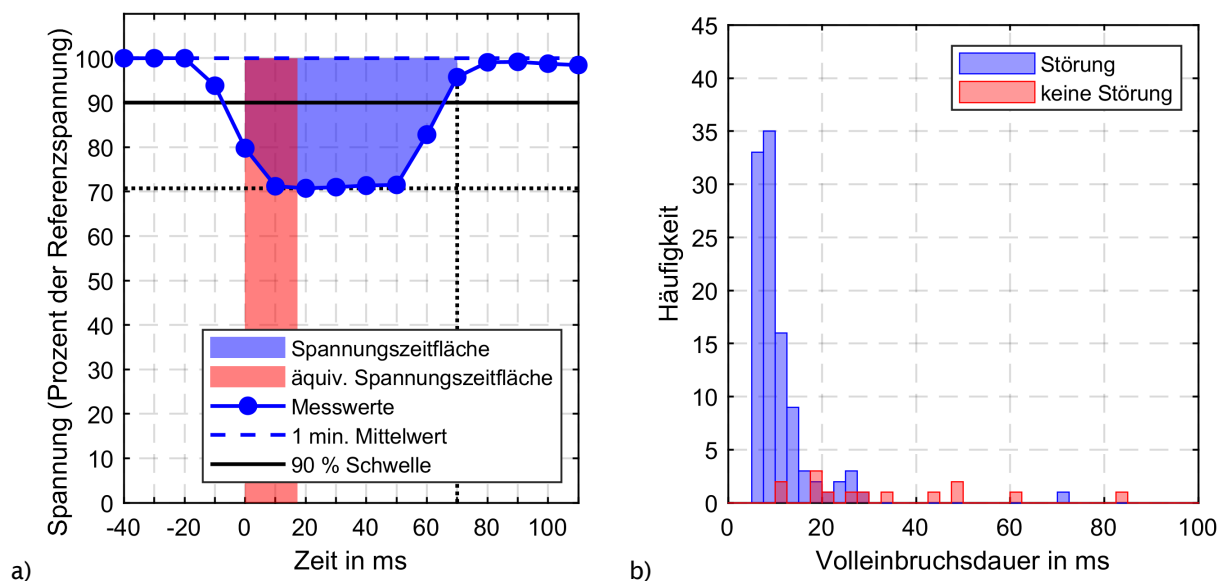


Abbildung 8.13: Typischer Verlauf eines Spannungseinbruchs und Bestimmung der Dauer und Einbruchtiefe nach DIN-EN-61000-4-30 [25] sowie Ermittlung der äquivalenten Spannungszeitfläche des Einbruchs und der Volleinbruchsdauer (a) sowie Spannungseinbrüche eines Industriebetriebs während der Produktionsschichten mit und ohne Auswirkungen auf den Produktionsbetrieb und deren Volleinbruchsdauer (b)

Üblich ist auch die Darstellung der nach [25] ermittelten Einbruchtiefe gegenüber der Einbruchsdauer zur Analyse von Spannungseinbrüchen, wie in Abbildung 8.14 dargestellt. In der Gegenüberstellung der Störungen fällt auf, dass in beiden Industriebetrieben die Standards der vier bekannten Normen [29–31] für die Verträglichkeit von Anlagen gegenüber Spannungseinbrüchen nicht eingehalten werden und viele Spannungseinbrüche, die deutlich unterhalb der Normwerte liegen, zu Ausfällen führen. Die Hersteller der verbauten Steuerungen geben an, bei einem Schwellenwert von 75 % in einen Störungszustand zu wechseln. Es kann jedoch beobachtet werden, dass häufig auch niedrigere Spannungseinbrüche zum Ausfall von Produktionsanlagen führen. Da die AWEs nur in 3 Fällen den Normbereich der IEC KL3 (gültig für kritische Anlagen, wie Geräte in Krankenhäusern etc.) überschreiten, kann schlussgefolgert werden, dass Anlagen, welche nach dieser Norm ausgelegt würden, kaum mehr von Ausfällen betroffen wären. Selbst die IEC-Klasse 2 (gültig für sonst. Anlagen) würde die Ausfälle bereits auf weniger als die Hälfte reduzieren.

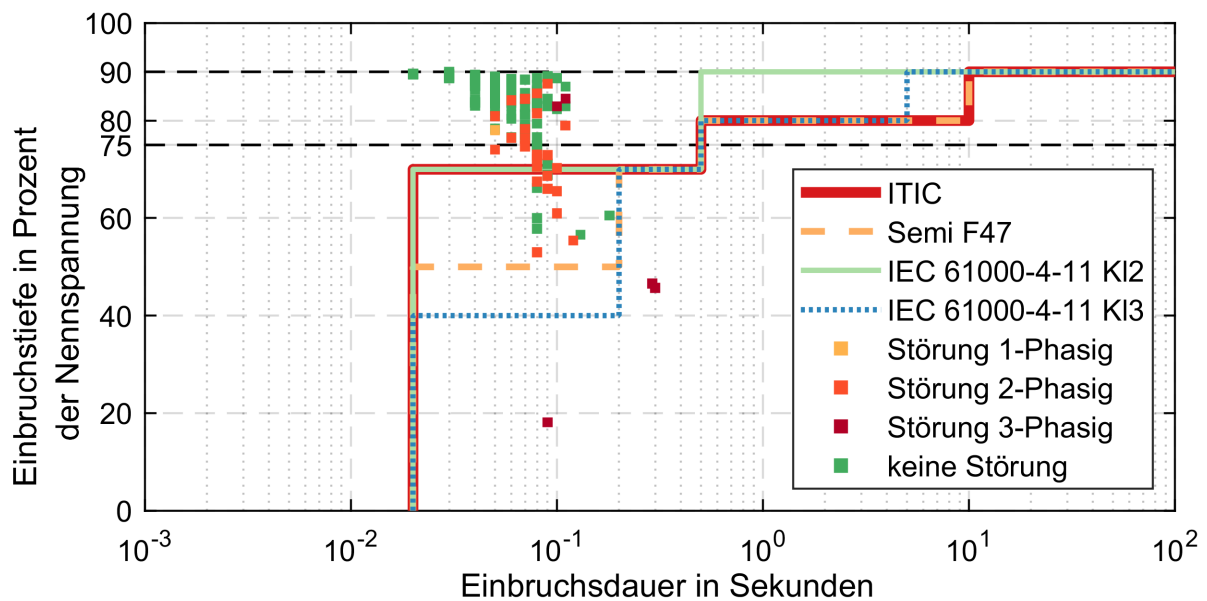


Abbildung 8.14: Darstellung aller detektierten Spannungseinbrüche (tiefer als 90 % der Nennspannung) in den beiden Industriebetrieben und Vergleich mit verschiedenen Normen zur Prüfung der elektromagnetischen Verträglichkeit von Industrieanlagen [29–31]

### 8.3 Maßnahmen zur Vermeidung von Spannungseinbrüchen und deren Auswirkungen auf Industrieanlagen

Wirksame Abhilfemaßnahmen gegen die Entstehung und die Auswirkungen Spannungseinbrüchen mit AWE können sowohl auf Seiten der Netzbetreiber als auch auf Seiten der stark betroffenen Industriebetriebe getroffen werden. Dabei gilt abzuwägen, ob es volkswirtschaftlich sinnvoll ist, Maßnahmen im Stromnetz umzusetzen, die von der Allgemeinheit getragen werden müssen oder sich einzelne Betriebe individuell absichern sollten. Letztendlich sind sensible Prozesse, wie es bereits bei Serverinfrastrukturen und in der Halbleiterindustrie üblich ist, immer individuell abzusichern, da Kurzschlüsse und Spannungseinbrüche Fehlerereignisse sind, die nie vollständig auszuschließen sind.

#### 8.3.1 Maßnahmen auf Seiten der Netzbetreiber

Die automatische Wiedereinschaltung stellt bereits eine erprobte und effektive Maßnahme der Netzbetreiber dar, die Auswirkungen von Erdschlüssen im Versorgungsnetz auf die Kunden möglichst niedrig zu halten. Bis auf die Änderung der Sternpunktterdung zielen daher alle Maßnahmen auf die Vermeidung von Kurzschlüssen ab. Die Herausforderung für den Netzbetreiber liegt, wie bereits in Abschnitt 8.1.4 diskutiert, darin, die Ursache individuell für einzelne Leitungen zu ermitteln und geeignete Gegenmaßnahmen zu ergreifen.

### 8.3.1.1 *Änderung der Sternpunkterdung*

Da die Kosten zur Änderung der Sternpunkterdung im 110 kV Netz bereits im Jahr 2002 auf knapp 350 Mio. € geschätzt wurden [32], ist heute von einem entsprechend höherem Wert auszugehen. Des Weiteren ist ein solch tiefgehender Eingriff in das Netz parallel zu den extremen Herausforderungen, die die Energiewende mit sich bringt, derzeit kaum denkbar. Außerdem würde eine Resonanzsternpunkterdung eine Splittung des Hochspannungsnetzes des Bayernwerks erfordern. Dadurch würde die Übertragungskapazität und Aufnahmefähigkeit für weitere Erzeugungsanlagen, E-Mobilität und Speicher herabgesetzt. Ein entsprechender weiterer umfangreicher Netzzubau wäre im 110-kV-Netz notwendig. Diese Maßnahme wurde daher im Projekt neos nicht weiterverfolgt.

### 8.3.1.2 *Maßnahmen zur Vermeidung von Fremdschichtüberschlägen am Isolator*

Wird davon ausgegangen, dass Fremdschichten auf dem Isolator für häufige Erdkurzschlüsse verantwortlich sind, stehen dem Netzbetreiber eine Vielzahl unterschiedlicher Maßnahmen zur Verfügung. Diese sind teils individuell für spezielle Schmutzanhaftungen und Umgebungen auszulegen. Die Bandbreite der Maßnahmen reicht von einer regelmäßigen Reinigung der Isolatorketten bis hin zu baulichen Maßnahmen. Zur Abwehr von Verschmutzungen von oben, beispielsweise Vogelkot, sind einfache Schutzsteller verfügbar [26, 28, 33]. Solche Teller waren in ersten Tests beim Projektpartner an einigen Leitungen sehr effektiv, bei anderen zeigten sie jedoch kaum eine positive Wirkung [28]. Es ist nämlich anzunehmen, dass auch der Selbstreinigungseffekt durch Regen reduziert wird und damit einer positiven Wirkung gegen Vogelkot entgegengewirkt. Alternativ gib es für Schmutzarten, die sich nicht von oben anlagern Ansätze, die Schmutzanhaftung zu reduzieren. Nennenswert sind hier Verbundisolatoren mit hydrophober Silikonoberfläche [34] und das nachträgliche Aufbringen einer Silikonschicht [35]. Grundsätzlich sollte auch die Verlängerung der Kriechstrecke über den Isolator zu einer Reduzierung der Überschläge führen [36]. Neben der naheliegenden Möglichkeit die Isolatorlänge zu erhöhen, bietet der Markt, je nach Einsatzumgebung, spezielle Schirmprofile [37] und überstülpbare Kriechstreckenverlängerungen aus Silikon [33] an. Da die meisten AWEs zum Sonnenaufgang stattfinden (vgl. Abschnitt 8.1.3), kann auch eine gezielte Reduzierung der Betriebsspannung in diesem Zeitraum zu Erfolg führen [38]. Ebenfalls denkbar ist ein Wechsel auf Bündelleiter, da das elektrische Feld in unmittelbarer Umgebung des Leiterseils damit deutlich reduziert wird [38].



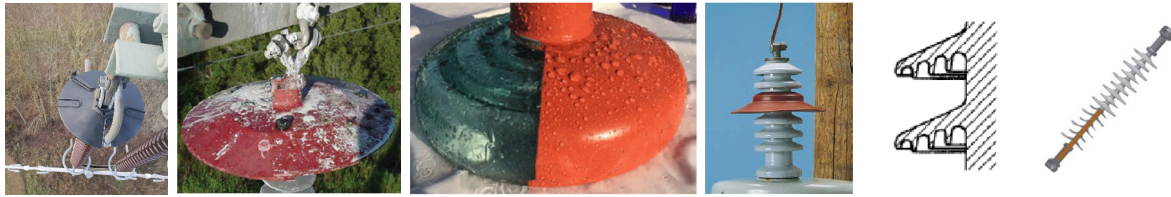


Abbildung 8.15: Darstellung von Abhilfemaßnahmen v.l.n.r.: Vogelkotschutzteller [39] und [33], Silikoncoating [35], Kriechwegverlängerung [33], spezielles Isolatorschirmprofil mit langem Kriechweg [37] und Verbundisolator [34]

### 8.3.1.3 Maßnahmen zur Vermeidung von Luftüberschlägen

Zur Vermeidung des Eindringens von leitendem Material in den Luftisoliationsraum in der Umgebung des Isolators, zum Beispiel der Kotstrahl von Großvögeln, sind bauliche Maßnahmen denkbar, die das Landen und Nisten auf den Masten verhindern [40].

### 8.3.2 Maßnahmen auf Seiten der Industriebetriebe

Auch Industriebetrieben stehen eine Vielzahl von Maßnahmen zur Verfügung, die die Auswirkungen von unvermeidbaren Spannungseinbrüchen auf den Produktionsprozess reduzieren. Neben technischen Lösungsmöglichkeiten existieren auch organisatorische Maßnahmen, die die Auswirkungen auf die Industrieanlagen verringern.

#### 8.3.2.1 Technische Produkte zur Vermeidung bzw. zur Dämpfung von Spannungseinbrüchen

Betriebe können Maßnahmen ergreifen, um ihre Anlagen gänzlich gegen Spannungsereignisse abzusichern. Wichtig ist dabei nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten abzuschätzen, ob der gesamte Betrieb oder einzelne Prozesse geschützt werden sollten. Marktübliche unterbrechungsfreie Stromversorgungssysteme (USV) trennen die absichernden Teilnetze vom öffentlichen Netz und versorgen Sie über einen Energiespeicher z. B. Batterien und Kondensatoren. Die Anwendung von Schwungmassenspeicher in Verbindung mit einer Synchronmaschine ist eine mechanische Lösung [41], um eine Spannungsstabilität zu erzielen. Abhängig von der Art des Energiespeichers können Zeiträume von nur wenigen Sekunden bis hin zu einer Stunde überbrückt werden. Da die meisten Störungen unter einer Sekunde andauern, wird die USV oftmals als hinreichende Absicherung eingesetzt. Als rein spannungsstabilisierende Maßnahmen können aktive Spannungsregler (AVC) [42, 43] oder Systeme zur dynamische Spannungswiederherstellung (DVR) auf Basis von Leistungselektronik verwendet werden [44, 45]. Diese Funktion könnte auch durch Wechselrichter geleistet werden, die Speicher im Netz einbinden, da diese bereits über Funktionalitäten zur dynamischen Spannungsstützung im Fehlerfall verfügen müssen [46].

### 8.3.2.2 *Best Practice – Firma Max Bögl: Reduzierung der Störanfälligkeit von industriellen Anlagen und Industrieprozessen*

Anlagenhersteller schlagen nach eigener Auskunft dem Kunden auch Ausführungsformen mit höherer Robustheit gegenüber geringerer Spannungsqualität vor. In der Regel geht eine höhere Ausfallsicherheit der Anlagen jedoch mit höheren Kosten einher und wird daher nicht umgesetzt. Da eine komplette Absicherung von Industriebetrieben mit den in 8.3.2.1 beschriebenen technischen Anlagen im Normalfall unwirtschaftlich sein dürfte, gilt es, durchdachte Konzepte umzusetzen.

Im Folgenden werden Aspekte und Maßnahmen aufgezeigt, welche die Firma Max Bögl bei Ihren Produktionsstandorten rund um die Welt ermittelt, entwickelt und angewendet hat. Diese wurden in ihrer prinzipiellen Wirkungsweise und Umsetzbarkeit von einigen Anlagenherstellern bestätigt und können als Best-Practice-Beispiel angesehen werden.

#### Problem der mangelhaften Planung von Pufferungen der Steuerungstechnik

Ein bekanntes Problem ist der Ausfall der Steuerungstechnik (Hauptrechner/ SPS) bei einem Spannungseinbruch. Viele Hersteller wirken dem entgegen, indem diese Baugruppe durch eine USV abgesichert wird. Periphere Baugruppen der Steuerungstechnik sind häufig aber nicht im Sicherungskreis der USV enthalten und fallen daher bei Störungen aus. Vielfach verfallen Programmcodes und Steuerungen mit fehlenden Verbindungen zu solchen Sensorwerten in undefinierte Zustände, was dann zum Gesamtausfall der Steuerung führt. Aus diesem Grund muss bereits bei der Konzeption der Anlage auf die Absicherung des gesamten Steuerungssystems geachtet werden bzw. die Steuerungslogiken robust gegen ausgefallene Sensoren und periphere Baugruppen projiziert werden.

#### Problem der mangelhaften Planung von Not-Aus-Kreisen/Systemen

Das Not-Aus-System ist ein sehr wichtiges System zum Schutz von Anlagen und Personal. Dabei wird der Leistungsschalter der Maschine korrekterweise abrupt ausgelöst. Bei einem Spannungseinbruch besteht jedoch nicht unmittelbar Gefahr für das Personal, dennoch wird in der Regel dasselbe Not-Aus-System ausgelöst. Nach Wiederkehr der Spannung führt diese Handhabung zu einem zeitintensiven Anfahren der Anlage aus einem undefinierten Zustand. Nach aktuellem Kenntnisstand ist ein Unterspannungseignis kein zwingender Grund für ein Not-Aus via Leistungsschalter. Vielmehr könnte ein System zur definierten Erkennung von Spannungseinbrüchen solche Eingriffe vermeiden bzw. Anlagenteile so ausgelegt werden, dass bestimmte Ereignisse, beispielsweise nach den Normen in Abbildung 8.14, fehlerfrei durchfahren und erst bei Überschreiten der Grenzen definierte Abschaltungen vorgenommen werden.

Grundsätzlich handelt es sich bei der Thematik Not-Aus-Kreise um ein konzeptionelles Problem, welches Anlagenhersteller von Grund auf berücksichtigen müssen.

Mangelhafte Kenntnisse über den Prozess - Materialverhältnisse und Beimengungen

Bei genauer Kenntnis des Produktionsprozesses und feinmaschiger Qualitätskontrolle kann zeit- und kostenintensiver Produktionsausschuss nach einem Spannungsereignis vermieden werden. Konkret geht es dabei um die Fragestellung, ob bei Unterspannung ein Akteur unkontrollierte Arbeitsschritte ausübt und somit das Endprodukt fehlerhaft oder mangelhaft wird oder durch geringe Anpassungen ein definierter Fortsetzungspunkt hergestellt werden kann. Dazu sind Untersuchungen notwendig, inwieweit beispielsweise das Mischverhältnis eines Zwischenproduktes durch den unkontrollierten Ausfall einzelner Aktoren beeinflusst worden ist. Aus der exakten Bestimmung der Dynamik einzelner Prozessschritte und dem genauen Ausfallzeitpunkt der einzelnen Aktoren kann vor dem Wiederaufstart der Anlage der exakte Prozesszustand ermittelt und ggf. nachjustiert werden. Deshalb kann bei Kenntnis des exakten Stands aller Arbeitsschritte, z. B. der Förderbänder und des darauf enthaltenen Materials, meist unmittelbar mit der Produktion fortgefahren werden.

Nutzung der Restenergie aus Frequenzumrichtern zur Überbrückung

In den meisten Fällen, insbesondere zur hochgenauen Steuerung, werden inzwischen Frequenzumrichter zum Betrieb von Antrieben eingesetzt. Diese werden in der Regel überdimensioniert bzw. nicht mit 100% ihrer Nennleistung betrieben. Durch geeignete Steuerungen kann daher der Antrieb ohne qualitative Einbußen durch den Zwischenkreisspeicher des Umrichters kurzzeitig, für die Dauer einer AWE, weiterbetrieben werden. Diese Funktionalität ist einfach durch den Anlagenhersteller realisierbar, muss aber von den Kunden explizit gefordert werden.

Herstellen eines definierten Betriebszustands

Die Ausnutzung der Restenergie (z. B. im Zwischenkreis des Umrichters bzw. in vorhandenen Schwungmassen) könnte auch dazu genutzt werden, einen definierten und sicheren Betriebszustand einer Anlage herzustellen. Dies bedeutet beispielsweise das Zurückfahren eines Antriebes zur Wiederherstellung eines definierten Anlaufpunktes, noch bevor das Spannungsereignis selbst den Produktionsprozess beeinflussen kann. Mit dieser Maßnahme ließen sich ebenfalls in einfacher Weise viele negative Auswirkungen durch Spannungsereignisse vermeiden. Neben den Produktionsprozessen selbst ist auch bei den Steuerungen künftig darauf zu achten, dass sie immer definierte Zustände einnehmen und nach Spannungswiederkehr selbstständig den funktionalen Betrieb aufnehmen können oder, falls dies nicht umsetzbar ist, sichergestellt wird, dass ein zentrales Quittieren der Störungen und Wiederaufstarten der Anlagen möglich ist.

## 9 Zukünftige Netzbelastungen

Nach den tiefgreifenden Veränderungen, die der Photovoltaikzubau mit sich brachte, liegt eine der nächsten großen Herausforderungen im Netzbetrieb in der voranschreitenden Sektorenkopplung. Der Verkehrssektor soll auf Elektromobilität umgestellt werden. Damit entstehen weitere Netzbelastungen, die durch geeignete Methoden in Lastflusssimulationen bzw. Netzplanungsprozessen nachgebildet werden müssen. Die zusätzlichen Herausforderungen, die durch die Elektrifizierung des Wärmesektors entstehen werden, werden im Projekt neos nicht betrachtet.

In der Vergangenheit wurden bereits einige Arbeiten zur Abschätzung des Leistungsbedarfs von Elektrofahrzeugen veröffentlicht. Einige Arbeiten basieren auf realen Ladedaten [47]. Da in den letzten Jahren nur eine dünne Datenlage für das tatsächliche Ladeverhalten vorhanden war und die meist sehr engagierten Studienteilnehmer ggf. das Verhalten der Gesamtbevölkerung nicht korrekt abbilden, nutzen andere statistische Mobilitätsdaten der Bevölkerung [48, 49] zur Generierung synthetischer Profile. In Zukunft ist anzunehmen, dass deutlich mehr Messdaten zur Verfügung stehen und Elektrofahrzeuge weiter verbreitet sein werden und damit in den Messdaten eine belastbare Datengrundlage zur Verfügung stehen wird.

In neos wird das Ziel verfolgt, eine tiefgehende Analyse der Mobilitätsdaten der Bevölkerung in Deutschland durchzuführen und daraus mehrere zeitliche Ladeprofile unter Berücksichtigung zeitlicher sowie sozioökonomischer Parameter abzuleiten. In Ergänzung zu den bereits bestehenden Untersuchungen wird das Augenmerk auf den Entscheidungsprozess des EV-Nutzers gelegt, ob dieser am Ende einer Fahrt sein Elektrofahrzeug lädt. Dies gelingt mit einem wahrscheinlichkeitsbasierten Modell basierend auf den drei Faktoren:

- Notwendigkeit,
- Infrastrukturpräsenz und
- Attraktivität der Ladestelle.

### 9.1 Analyse des Fahrverhaltens der Bevölkerung in Deutschland

Die Studie „Mobilität in Deutschland“ [50], die als Datengrundlage für den entwickelten Ladeprofilgenerator dient, beschreibt die individuelle Nutzung der Verkehrsmittel in Deutschland. Der Datensatz besteht aus Mobilitätsrouten (im Weiteren Wege genannt), einschließlich anonymisierter Informationen zu folgenden Parametern:

- Mitfahrer und fahrende Person (Person ID, Alter, Geschlecht, Beruf usw.)
- Wegeparameter (Mittlere Geschwindigkeit, Wegezweck, Start- und Endzeiten)

- Informationen zum Haushalt (HH) der gefahrenen Personen (Einkommen, Gemeindegröße, sozioökonomische Parameter der HH-Mitglieder)

Nach dem Datenvorbereitungsprozess stehen ca. 360 000 Wege, die von den Befragungsteilnehmern aus 86 000 Haushalten angegeben wurden, zur Verfügung. Die Hauptannahme des Profilgenerators besteht darin, dass sich das Fahrverhalten mit herkömmlichen Autos 1 zu 1 auf Elektrofahrzeuge überträgt. Anpassungsprozesse im Verhalten des Nutzers an Herausforderungen, die durch die Nutzung der Elektromobilität und die Transformation des Verkehrssektors entstehen, werden nicht betrachtet. Es wird erwartet, dass in Zukunft (ab 2030) bestehende Probleme durch Infrastrukturentwicklung und Batteriekapazitätssteigerung teilweise oder komplett eliminiert werden.

Das Fahrverhalten drückt sich durch die Verteilung von Startzeiten, Wegelängen, Durchschnittsgeschwindigkeiten und Anzahl der Wege pro Tag für jeden Wegezweck aus. Alle Wege wurden auf drei Wegezwecke aufgeteilt:

- Fahrt zum Arbeitsplatz
- Fahrt zu einer Freizeitaktivität
- Heimweg von einer beliebigen Aktivität

Parameter wie Wegelängen und Geschwindigkeiten unterscheiden sich zwischen den verschiedenen Bevölkerungsgruppen nicht sehr stark. Aus diesem Grund spielen unter allen Parametern des Fahrverhaltens die Wegestartzeiten die wichtigste Rolle. Außerdem folgen die durchschnittlichen Startzeiten keinen parametrischen Verteilungen, weshalb die Histogramm-Überlappungs-Berechnung (eng. histogram intersection (HI) herangezogen wird, um den Ähnlichkeitsgrad zwischen verschiedenen Bevölkerungsgruppen zu berechnen.

Der HI-Wert in p.u. wird mit

$$HI = \frac{A_{ab}}{A_a + A_b - A_{ab}} \quad (5)$$

berechnet.  $A_{ab}$  beschreibt die Überlappungsfläche (vgl. die beispielhafte Darstellung in Bild a der Abbildung 9.1) der Startzeithistogramme zwischen zwei Gruppen  $a$  und  $b$ .  $A_a$  und  $A_b$  [p.u.] sind die Oberflächen der Startzeithistogramme der Gruppen  $a$  bzw.  $b$ . Geringe HI-Werte weisen auf Unterschiede der Bevölkerungsgruppen hinsichtlich des Fahrverhaltens hin.

Die Balken des Wegestartzeiten-Histogramms werden entsprechend der relativen Auftrittswahrscheinlichkeit normalisiert, deshalb beeinflusst die Anzahl der Wege die Oberfläche des Histogramms nicht. Ein Beispiel für ein resultierendes HI-Diagramm

für die Wegestartzeiten an verschiedenen Wochentagen (unabhängig vom Wegzweck) sieht man in Bild b in Abbildung 9.1. Die Werte oberhalb und auf der Diagonale sind ausgeblendet, da sie keine zusätzlichen Information enthalten.

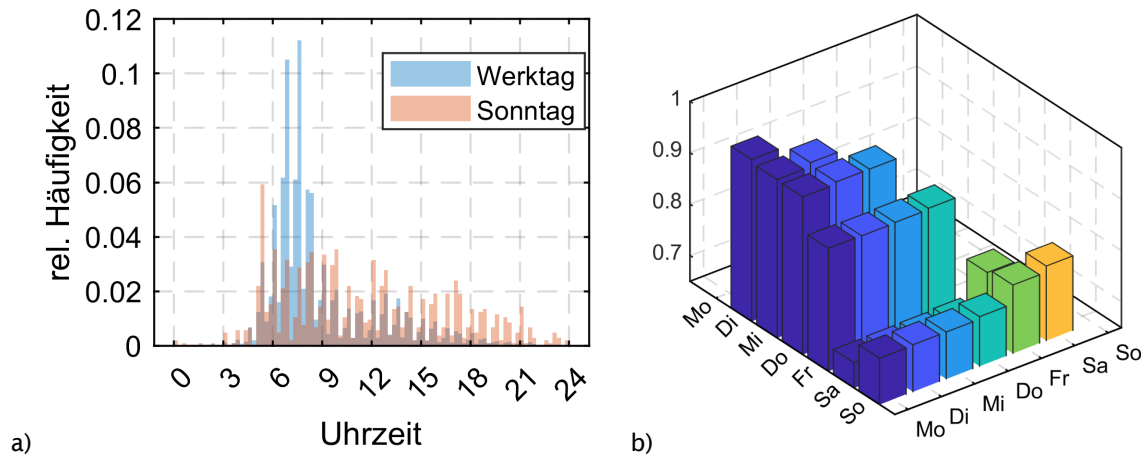


Abbildung 9.1: beispielhafte Häufigkeitsverteilung von Startzeiten für Werktage und Sonntage zur Berechnung der Histogram-Intersection (a) und Diagramm mit HI-Werten der Wegestartzeiten für alle Wochentagskombinationen (b)

Das Fahrverhalten an den Arbeitstagen scheint zueinander ähnlich zu sein. Vergleicht man Samstag oder Sonntag mit einem der Arbeitstage, beobachtet man deutlich geringere HI-Werte. Das Fahrverhalten an den Werktagen unterscheidet sich demnach vom Wochenende.

Nach einer detaillierten Analyse aller Parameter mittels HI-Berechnung der Wegestartzeiten werden die Haushalte in Gruppen aufgeteilt. Folgende Parameter weisen den höchsten Einfluss auf das Fahrverhalten auf:

1. Tagtyp: Werktag (WT), Samstag (Sa), Sonntag und Feiertage (So+FT)
2. HH-Nettoeinkommen: ober- bzw. unterhalb von monatlich 3200 € Netto
3. Gemeindegröße: ober- bzw. unterhalb von 100 000 Einwohner
4. Durchschnittsalter von Erwachsenen im HH: älter oder jünger als 35 Jahre
5. HH- Erwerbstätigkeit: erwerbstätig oder nicht erwerbstätig
6. Kinder im HH: Mindestens ein Kind unter 18 oder keine Kinder unter 18

Jeder HH innerhalb der Stichprobe wird in Abhängigkeit des Tagtyps verschiedenen Gruppen zugewiesen. Da manche Parameterkombinationen äußerst selten auftauchen, wurden sie mit ähnlichen Gruppen vereinigt. Die Tabelle 9.1 zeigt die genaue Gruppeneinteilung. Innerhalb jeder dieser 10 Gruppen wird zusätzlich nach dem HH-Nettoeinkommen und der Gemeindegröße differenziert, so dass sich insgesamt 40 Gruppen ergeben.

Tabelle 9.1: Bevölkerungseinteilung in Gruppen mit Parametern: HH-Beschäftigung, Alter und Anwesenheit von Kindern

Berufstätig	Alter	Kinder	Mo-Fr	Sa	So+FT
Ja	Jung	Mit oder ohne Kind	1	4	7
		Ohne Kind	2	5	8
	Alt	Kind	3	6	9
Nein	Jung oder Alt	Mit oder ohne Kind		10	

## 9.2 Generierung von Ladeprofilen auf Basis der statistischen Fahrverhaltensdaten und Daten zur Bevölkerungsstruktur

Die Simulation gliedert sich in zwei Schritte. Zuerst wird für das untersuchte Netzgebiet eine repräsentative Bevölkerungstichprobe generiert. Basierend auf der ausgewählten Region werden den Haushalten sozioökonomische Eigenschaften zugewiesen, die jeden Haushalt einer der in Tabelle 9.1 vorgestellten Gruppen zuordnen. Dafür werden Daten aus dem Mikrozensus herangezogen [51].

Die regionale Bevölkerungsstruktur wird zusätzlich basierend auf der Studie [52] im Hinblick auf ihre Affinität zur Elektromobilität bewertet und angepasst. Das Mobilitätsverhalten von Bevölkerungsgruppen, die bereits ein Elektrofahrzeug besitzen oder eine kurz- bis mittelfristige Anschaffung überlegen, wird höher gewichtet. Daraus ergibt sich eine leicht veränderte Zusammensetzung der Bevölkerungstichprobe, welche in Abbildung 9.2 dargestellt ist. Dies betrifft z. B. jüngere berufstätige Haushalte mit hohem ökonomischem Status.

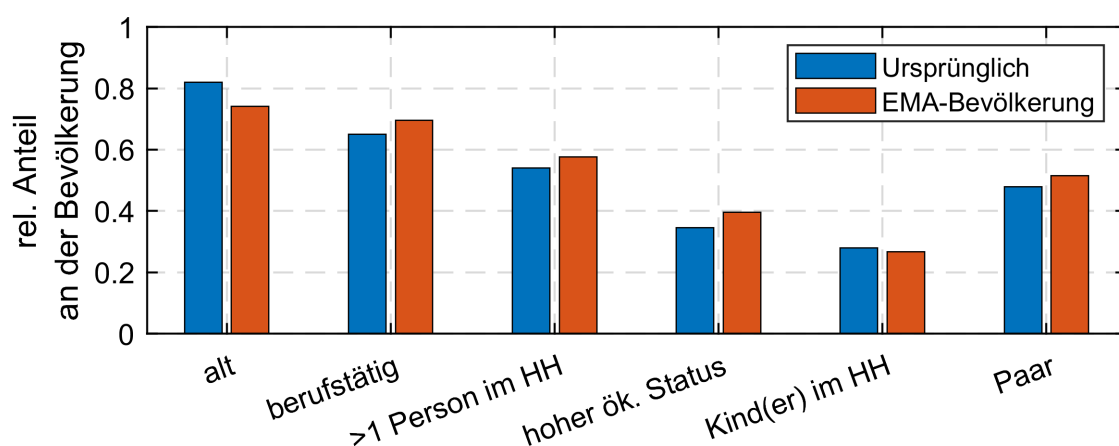


Abbildung 9.2: Anteil der einzelnen Bevölkerungsgruppen an der Gesamtstichprobe und der angepassten Elektromobilitätsaffinen-Bevölkerung

Im zweiten Schritt werden Wegelisten für jeden Tag eines ganzen Simulationszeitintervalls generiert. Aus diesen Fahrtenbüchern werden unter Berücksichtigungen der



in Abschnitt 9.2.2 vorgestellten Wahrscheinlichkeit, mit der ein Fahrzeug zum Laden angesteckt wird, Ladeprofile gebildet.

Das Hauptziel der Wegegenerationsmethodik ist es, plausible individuelle Ladeprofile für jeden Tagtyp und jede Haushaltsgruppe zu erstellen

Die täglichen Wegelisten jedes Haushalts in den Eingangsdaten werden in sogenannten Zyklen aufgeteilt, die mehrere Routen enthalten. Sowohl Start- als auch Endpunkt eines Zyklus ist zu Hause. Ein Beispiel für eine Aufteilung der Wegeliste in Zyklen ist in Abbildung 9.3 dargestellt.

Die resultierenden täglichen Wegelisten für jedes Elektrofahrzeug im Haushalt enthalten bis zu zwei Zyklen, die aus einem zufälligen Haushalt derselben Gruppe in den Eingangsdaten gezogen werden.

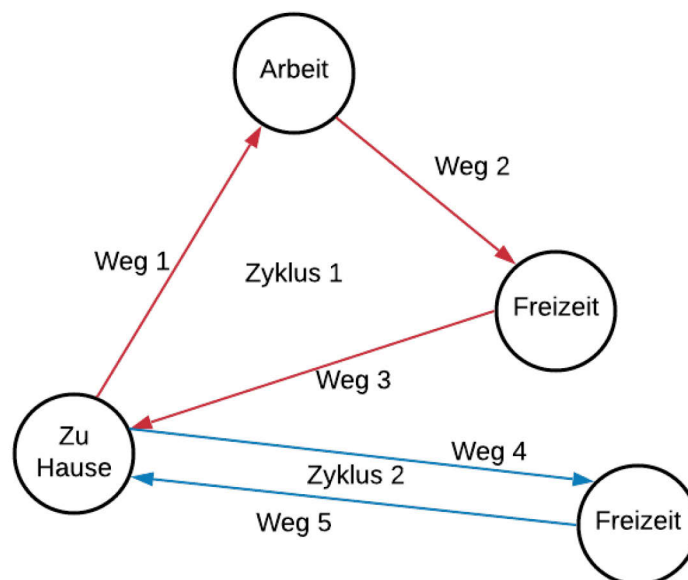


Abbildung 9.3: Darstellung der Fahrzyklen

Die Wegeparameter wie Start- und Endzeit, Entfernungen, mittlere Geschwindigkeiten und Wegezwecke der gewählten Wegeliste sind für jeden Zyklus direkt aus Eingangsdaten übernommen. Die Anzahl der gezogenen Zyklen (ein oder zwei) ist ein wahr-scheinlichkeitsbasierter Wert, der auf der Auswertung der Eingangsdaten basiert.

Anschließend werden die diskreten Start- und Endzeiten, welche mit einem Gauß-schen Rauschen überlagert, um Vielfalt der generierten Wege zu erhöhen, ohne sys-tematisch das Fahrverhalten zu beeinflussen.

### 9.2.1 Nachbildung des Ladeprozesses

Um den Ladevorgang eines Elektrofahrzeugs zu simulieren, wird ein (CP/CV) Modell (constant power/constant voltage) verwendet [53]. Bei niedrigem Ladezustand (State of Charge - SOC) erfolgt die Ladung mit der maximal möglichen Leistung des

jeweiligen Typs der Ladestation  $P_{LUC}$ . Sobald ein bestimmter SOC-Wert erreicht ist, fällt die Leistung linear mit dem SOC und exponentiell mit der Zeit ab.

Reicht der aktuelle SOC nicht aus, um den nächsten geplanten Weg zurückzulegen, wird automatisch ein Ladevorgang an einer Schnellladesäule (SLS) angenommen, wobei gegebenenfalls auch ein entsprechend notwendiger Umweg zur Ladesäule in den Wegeplan eingeschoben wird. Die Schnellladung erfolgt bis zu einem SOC in Höhe von 75 %, da bis zu diesem Wert die schnellste Energieaufnahme erfolgen kann. Alle restlichen Wege am Tag werden mit einer entsprechenden Verzögerung fortgeführt.

### 9.2.2 Wahrscheinlichkeitsbasiertes Modell für den Ladeprozess

Nicht immer ist es sinnvoll, ein Elektrofahrzeug aufzuladen bzw. wird ein Fahrzeug zur Ladung angeschlossen, wenn eine Fahrt durch eine Aktivität unterbrochen wird oder eine Lademöglichkeit an dem erreichten Ort (z. B. zu Hause, am Arbeitsplatz etc., im Weiteren als Lade-Use-Case (LUC) bezeichnet) vorhanden ist. Drei wichtige Faktoren haben Einfluss auf die Durchführung eines Ladevorgangs:

1. Notwendigkeit/Bedarf ( $N$ ) des Ladevorgangs
2. Attraktivität ( $A$ ), einen Ladevorgang durchzuführen,
3. Präsenz der notwendigen Infrastruktur ( $I$ ) am angestrebten Standort

Daraus lässt sich die Wahrscheinlichkeit eines Ladevorgangs  $p$  nach

$$p = N \cdot A \cdot I \quad (6)$$

berechnen.  $N$  beschreibt die Wahrscheinlichkeit, dass ein Fahrer einen Ladevorgang für notwendig erachtet. Dieser Faktor hängt vom SOC vor dem möglichen Ladevorgang ab. Je geringer der SOC ist, desto wahrscheinlicher wird ein Ladevorgang als notwendig betrachtet. Zur Berechnung der Ladevorgangsnotwendigkeit nach Abbildung 9.4 werden die Ergebnisse aus [54, 55] herangezogen.

$A$  [p.u.] beschreibt die Attraktivität eines Lade-Use-Case für den Nutzer. Tabelle 9.2 zeigt die Wahrscheinlichkeiten an, an welchen Orten die notwendigen Ladevorgänge stattfinden. Diese Werte sind Annahmen aus dem Stakeholder-Dialog [56] und werden als Grundlage für  $A$  herangezogen. Elementar für die Einordnung der Attraktivität einzelner Nutzer ist, ob ein privater Stellplatz (mpS) vorhanden ist oder der Fahrer ohne privaten Stellplatz (opS) auskommen muss.

$I$  spiegelt die Wahrscheinlichkeit wider, mit der die notwendige Ladeinfrastruktur am angefahrenen Standort vorhanden ist. Für jeden Haushalt wird zu Beginn der Simulation definiert, ob Zuhause und am Arbeitsplatz eine Lademöglichkeit vorhanden ist.

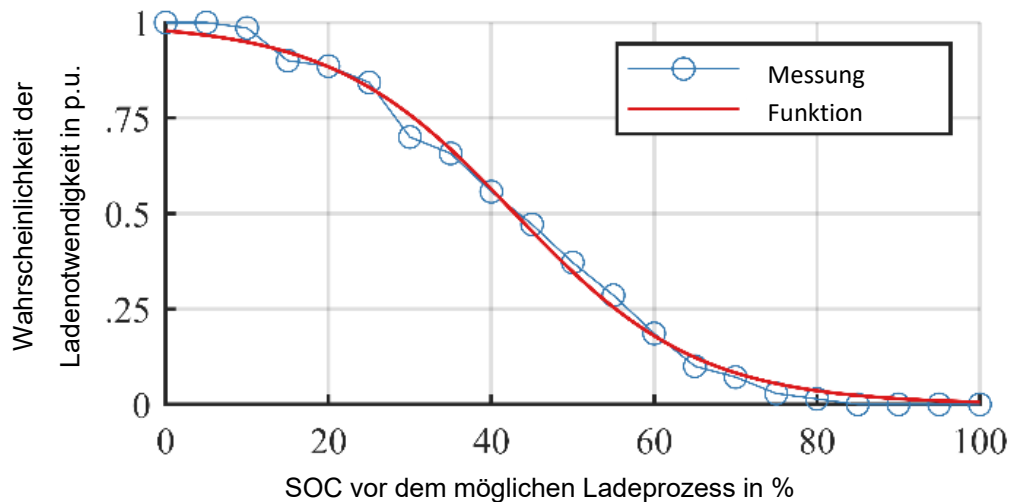


Abbildung 9.4: Notwendigkeitsfaktor in Abhängigkeit vom SOC angelehnt an [54, 55]

Tabelle 9.2: Wahrscheinlichkeit der Ladung an einem LUC auf Grundlage der Stakeholder-Dialoge, eigene Darstellung nach [56]

HH-Typ	Zu Hause	Am Arbeitsplatz	Kundenparkplatz	Öffentlicher Park- platz
mpS	100%	48%	34%	6%
opS	0%	100%	61%	30%

### 9.3 Beispielhafte Ladeprofile und Netzsimulationen

Um die Forschungsfrage zur zukünftigen Netzbelastung zu beantworten, werden in neos drei Szenarien entwickelt, die den zukünftigen Stand der Elektrofahrzeugnutzung in den Jahren 2030 und 2040 widerspiegeln. Die Szenarien basieren soweit wie möglich auf vorhandenen Studien [56–58]. Die Anzahl der Elektrofahrzeuge und Ladesäulen wird anhand der Bevölkerungsgröße im Netzgebiet skaliert. Die Bezeichnung der drei Szenarien setzt sich, wie in Tabelle 9.3 zu sehen, aus der Abkürzung der Studie sowie des Betrachtungsjahres zusammen.

#### 9.3.1 Generierte Ladeprofile für verschiedene Szenarien

Für jedes Szenario werden 1000 zufällige Profile mit den Parametern aus Tabelle 9.3 mit Hilfe des beschriebenen Simulationsmodells generiert und als mittleres Standardprofil im Anschluss (Abbildung 9.5 und Abbildung 9.6) diskutiert. Die Parameter spiegeln die in den Studien dargestellten erwarteten Entwicklungen wider, insbesondere erhöht sich die Verfügbarkeit von Ladeplätzen im öffentlichen Raum und am Arbeitsplatz. Die Studie „Ladeinfrastruktur“ [56] (in Tabelle Tabelle 9.3 als Lis30 bezeichnet) geht im Betrachtungsjahr 2030 gegenüber der Studie von Deloitte [57] (Del30) von

einer deutlich höheren Anzahl an Elektrofahrzeugen und Ladesäulen aus. Für das Jahr 2040 wird die Studie eMobil 2050 [58] (eMob40) herangezogen. Die Notwendigkeit  $N$  hängt weiterhin nur vom SOC ab (siehe Abbildung 9.4). Für alle Simulationen wird eine Ladeleistung zu Hause von 11 kW, an SLS von 50 kW, am Arbeitsplatz und während Freizeitaktivitäten von 22 kW angenommen.

Tabelle 9.3: Simulationsparameter für die erstellten Ladeprofile

Parameter	Del30 [57]		Lis30 [56]		eMob40 [58]		
	mpS	opS	mpS	opS	mpS	opS	
Attraktivität $A$ in %	am Arbeitsplatz	70	100	75	100	80	100
	zu Hause	100	18	100	20	100	25
	in der Freizeit	28	57	32	65	37	75
Infrastruktur $I$ in %	am Arbeitsplatz	75		87,5		92,5	
	zu Hause	85		85		85	
	in der Freizeit	52		62		71	
C-Rate in A/(Ah) [59]	1,5		1,5		1,5		
Batterie in kWh	75		75		100		
Ladeverluste in % [60]	15		15		15		

Das resultierende Ladeverhalten eines Kollektivs von 1000 Fahrzeugen zu Hause und am Arbeitsplatz ist in Abbildung 9.5 und die Ladeprofile an öffentlichen Ladestationen in Abbildung 9.6 dargestellt.

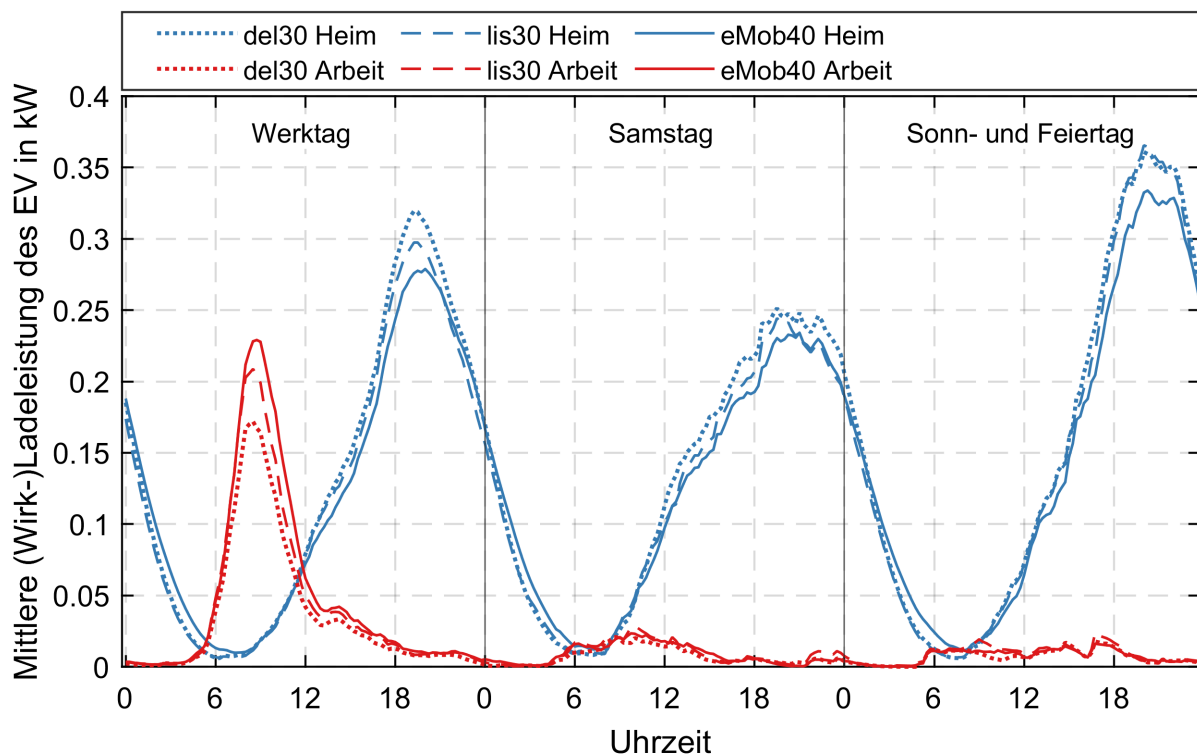


Abbildung 9.5: Mittlere Ladeprofile der Elektrofahrzeuge für die Ladung zu Hause und am Arbeitsplatz bei 1000 Fahrzeugen für die drei betrachteten Szenarien

Grundsätzlich wird aufgrund der hohen Verfügbarkeit und der hohen Attraktivität zu Hause am meisten Energie geladen. Die Ladungen finden werktags hauptsächlich nach Rückkehr zum Feierabend statt. An Samstagen sind die Ladungen etwas gleichmäßiger über den Tag verteilt. Am Sonntag werden über den Tag lange Wegstrecken gefahren und es finden kaum Ladungen am Arbeitsplatz statt, weshalb die Leistungsspitze am höchsten ist. Das Laden am Arbeitsplatz findet hauptsächlich zwischen 6 Uhr und 12 Uhr statt und da viele Nutzer zu Hause mit voller Batterie starten, ist die Ladedauer kurz. Es steht werktags in Konkurrenz zur Ladung zu Hause und ist insbesondere für Nutzer ohne eigenen Stellplatz oder aufgrund ggf. gewährter preislicher Vorteile interessant. Je höher die Verfügbarkeit in den Szenarien ist, desto weniger Ladung findet zu Hause statt.

In den oben vorgestellten Ladekurven sind keine intelligenten Ladestrategien, was insbesondere am Arbeitsplatz bei Schichtbeginn möglich wäre, oder eine Eigenverbrauchsoptimierung berücksichtigt. Entsprechend könnten die Ladekurven abgeflacht und über den Tag besser verteilt sein.

Ladesäulen im öffentlichen Raum erfüllen zwei Nutzungsfälle. Zum einen können sie die Tagesreichweite bei längeren Strecken und Fahrzyklen mit längeren Zwischenhalten erhöhen, zum anderen können Sie von Nutzern ohne eigenen Stellplatz abends zur Ladung verwendet werden. Die Nutzung verteilt sich daher über den ganzen Tag. Samstags findet insbesondere tagsüber eine hohe Nutzungshäufigkeit im Freizeit/Konsumbereich statt (vgl. Abbildung 9.6). Da die Nutzung von öffentlichen Ladesäulen vor allem durch die Verfügbarkeit begrenzt wird, steigt die Nutzung in den Szenarien mit mehr berücksichtigten Ladesäulen deutlich an.

Durch Schnelladesäulen wird ausschließlich eine zu geringe Batteriekapazität für die geplante Strecke ausgeglichen. Die meiste Nutzung findet daher am Sonntag statt, da häufig lange Strecken gefahren werden, sowie in den späten Nachmittagsstunden, wenn der SOC über den Tag abgenommen hat. Die Studien nehmen einen Anstieg der Batteriekapazität im Jahr 2040 an. Infolgedessen geht die Wahrscheinlichkeit einer Nutzung der teuren Schnelladestationen daher zurück.

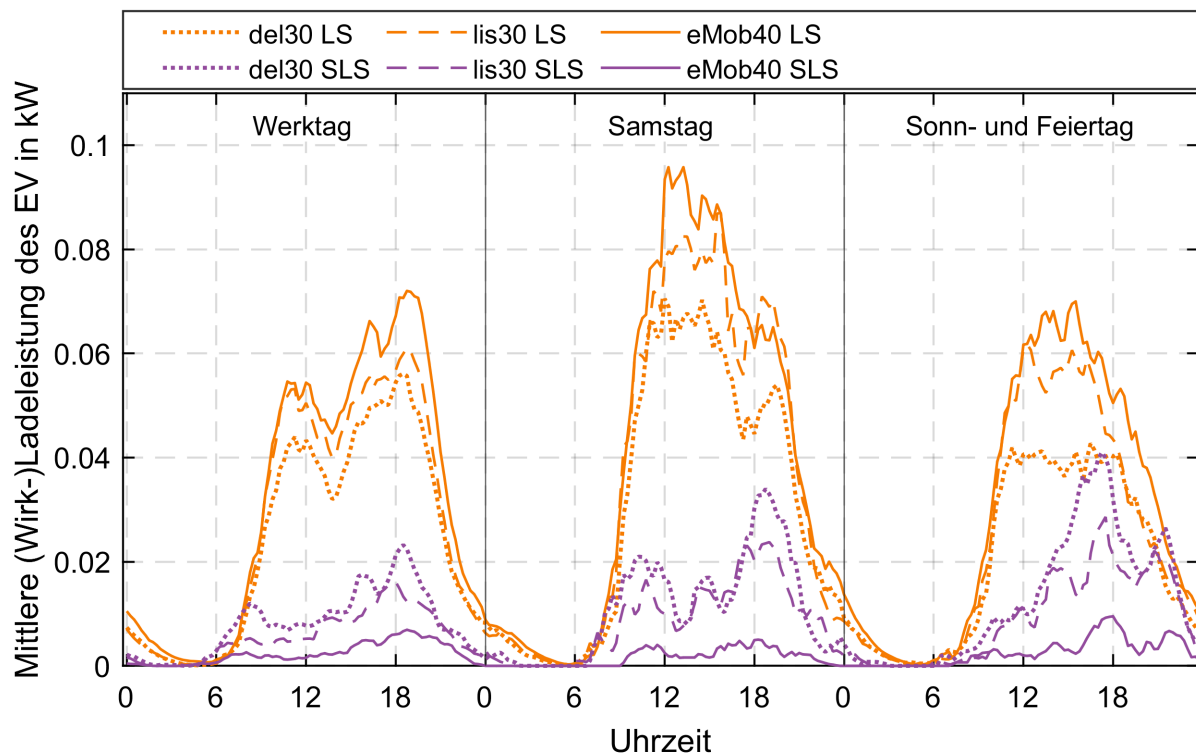


Abbildung 9.6: Mittlere Ladeprofile der Elektrofahrzeuge an öffentlichen Ladesäulen und Schnellladesäulen bei 1000 Fahrzeugen für die drei betrachteten Szenarien

Die generierten Profile basieren ausschließlich auf wahrscheinlichkeitstheoretischen Überlegungen aus dem Fahrverhalten heraus. Insbesondere die Ladung zu Hause und am Arbeitsplatz sind zeitlich gut nachvollziehbar und fundiert. Die Ladung im öffentlichen Raum hängt von vielen Faktoren ab. Einflüsse wie Preis, Verfügbarkeit etc. können nur vereinfacht über Faktoren nachgebildet werden. Eine Evaluation des simulierten Verhaltens über reale Nutzungsdaten steht aus. Die Nutzung von Schnellladesäulen ist am schwierigsten zu prognostizieren, da intelligente Streckenplanung und andere Maßnahmen zur Vermeidung der teuren Ladevorgänge berücksichtigt werden müssen. Ob Schnellladesäulen wie im Modell nur als letzte Möglichkeit zur Reichweitenerweiterung oder auch als grundsätzliche Lademöglichkeit in Betracht gezogen werden, kann nur durch die Analyse des tatsächlichen Nutzerverhaltens in einigen Jahren beantwortet werden.

### 9.3.2 Gleichzeitigkeitsfaktor

Die in Abbildung 9.5 und Abbildung 9.6 dargestellten mittleren Ladekurven gelten für große Kollektive, in diesem Fall wurden sie für einen Bestand von 1000 Fahrzeugen gebildet. Sie eignen sich daher für Untersuchungen über Netzbelastungen in der MS-Ebene, nicht jedoch für Analysen in NS-Netzen. Zur Abschätzung des Leistungsbedarfs

kleinerer Kollektive kann der zu erwartende relative Summenbedarf von  $n$  Fahrzeugen, der Gleichzeitigkeitsfaktor mit:

$$GZF(n) = \frac{\max_{t_0}^{t_{end}} (\sum_{i=1}^n P_{i,LUc}(t))}{n \cdot P_{LUc,nenn}} \quad (7)$$

berechnet werden. Die Zufälligkeit, die den Verlauf der  $n$  zufällig gezogenen Profile  $P_{LUc}(t)$  bestimmt, führt zu unterschiedlichen  $GZF(n)$ -Verläufen. Wird die Bestimmung eines  $GZF(n)$   $x$  mal wiederholt, konvergiert der Wert gegen 1, wenn  $x$  gegen unendlich strebt. Aus diesem Grund muss für die Festlegung des GZF, abweichend von Formel 7, der Anteil aller  $x$  möglichen Kombinationen von  $n$  Profilen zur Bildung eines  $GZF(n)$ -Wertes definiert werden, die durch den GZF eingeschlossen werden sollen. Mit anderen Worten ausgedrückt, muss zusätzlich eine Wahrscheinlichkeit festgelegt und zugrunde gelegt werden, mit der der zu erwartende relative Summenbedarf nicht überschritten wird. Zur Generierung des in Abbildung 9.7 dargestellten  $GZF(n)$  Verlaufs ist definiert, dass dieser 99,73 %<sup>5</sup> aller möglichen Kombinationen enthalten soll. Unter dieser Annahme kann die Mindestanzahl der zur Schätzung des GZF notwendigen  $x$  Kombinationen bei Einhaltung eines definierten Vertrauensniveaus  $\gamma = 0,95$  und vorherige Festlegung des maximalen Vertrauensintervalls  $l$  (maximaler Fehler der Schätzung) über Gleichung 8 bestimmt werden<sup>6</sup>.

$$l = \frac{(x-1)(c_2 - c_1)s^2}{c_1 c_2} \quad \begin{array}{ll} s & \text{Schätzwert der Varianz } \sigma \\ c_1, c_2 & \text{Quantile der Chi-Quadrat-Verteilung } c = f(x, \gamma) \end{array} \quad (8)$$

Ebenfalls ist die Anzahl  $x$  der notwendigen Kombinationen zur Bestimmung eines  $GZF(n)$  Wertes nicht im vornherein definierbar.

Die auf diese Weise bestimmten Gleichzeitigkeitsfaktoren für jeden Lade-Use-Case sind in Abbildung 9.7 dargestellt. Das Vertrauensintervall beträgt in allen Szenarien weniger oder gleich 0,045 p.u. und fällt stark mit  $n$  auf unter 0,1 p. u. für mehr als 5 Fahrzeuge ab.

<sup>5</sup>  $\mu + 3\sigma$  - Mittelwert + 3-fache Standardabweichung der Grundgesamtheit

<sup>6</sup> Nachvollziehbar in Tabellen und Formelwerken der Mathematik und Stochastik



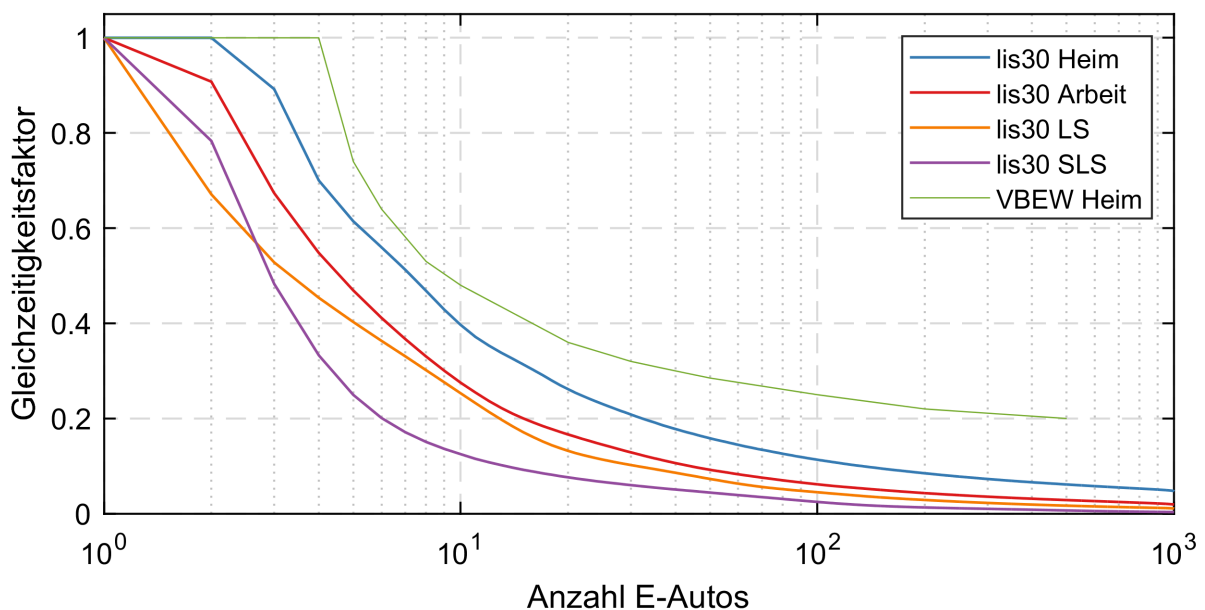


Abbildung 9.7: GZF(n)-Verlauf für das Szenario lis30 und alle vier Lade-Use-Cases sowie Gleichzeitigkeitskurve des VBEW [61]

In Abbildung 9.7 ist auch die vom VBEW veröffentlichte Kurve für den Gleichzeitigkeitsfaktor von 11-kW-Heimladepunkten [61] angegeben. Man erkennt, dass diese grundsätzlich höhere Werte aufweist. Über die Gründe kann nur spekuliert werden, da nicht bekannt ist, wie diese erzeugt wurde. Mögliche Ursachen sind ein größeres Vertrauensintervall und die Vermutung, dass Ladevorgänge an öffentlichen Punkten und am Arbeitsplatz nicht berücksichtigt sind.

Die Gleichzeitigkeitskurven für öffentliche Ladesäulen beziehen sich auf ein Kollektiv betrachteter Fahrzeuge unter der Annahme, dass genügend Ladepunkte für alle gewünschten Ladungen verfügbar sind. Weniger Ladepunkte deckeln die maximale Leistung entsprechend. Der Verlauf würde dann entsprechend niedriger liegen.

### 9.3.3 Verhalten von öffentlichen Ladesäulen auf Basis von Abrechnungsdaten

Ein zweiter Ansatz zur Generierung von Ladeprofilen für öffentliche Ladesäulen basiert auf der Auswertung der Ladeinformationen aller Ladesäulen des Projektpartners REWAG. Die in Abbildung 9.8 dargestellten Profile bilden das reale Verhalten der Jahre 2015-2019 ab. Im Vergleich zu den Profilen des Profilgenerators in Abbildung 9.6 liegt die Spitzenleistung pro Fahrzeug nur bei etwa der Hälfte (im Vergleich zum Szenario Del30), der Tagesverlauf ist jedoch sehr ähnlich.

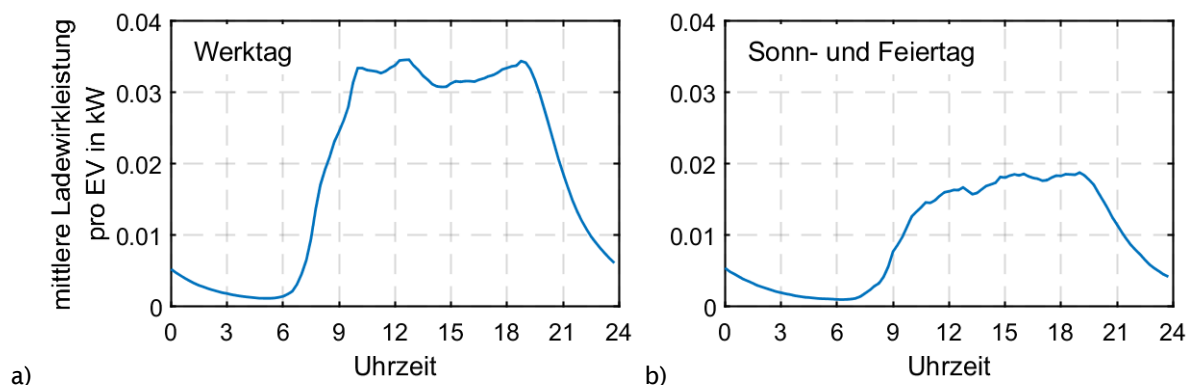


Abbildung 9.8: Durchschnittsladeprofile der Elektrofahrzeuge an öffentlichen Ladesäulen des Projektpartners REWAG in den Jahren 2015-2019 basierend auf Abrechnungsinformationen. Gültig für 1000 Fahrzeuge, einem Verhältnis Ladepunkte zu Elektrofahrzeugen im Betrachtungsgebiet von 1 zu 10 und einer maximalen Ladeleistung je Anschlusspunkt von 22 kW

Beide Profile sind nur bedingt vergleichbar, da sie mit Hilfe unterschiedlicher Verfahren erstellt worden sind und in Realität nur in 4 % der Fälle mit der vollen Leistung von 22 kW geladen wurde (vgl. Diagramm a in Abbildung 9.9). Aus diesen Daten ergibt sich die Gleichzeitigkeitskurve nach Bild b in Abbildung 9.9 für die einzelnen Ladepunkte bezogen auf die Anschlussleistung von 22 kW.

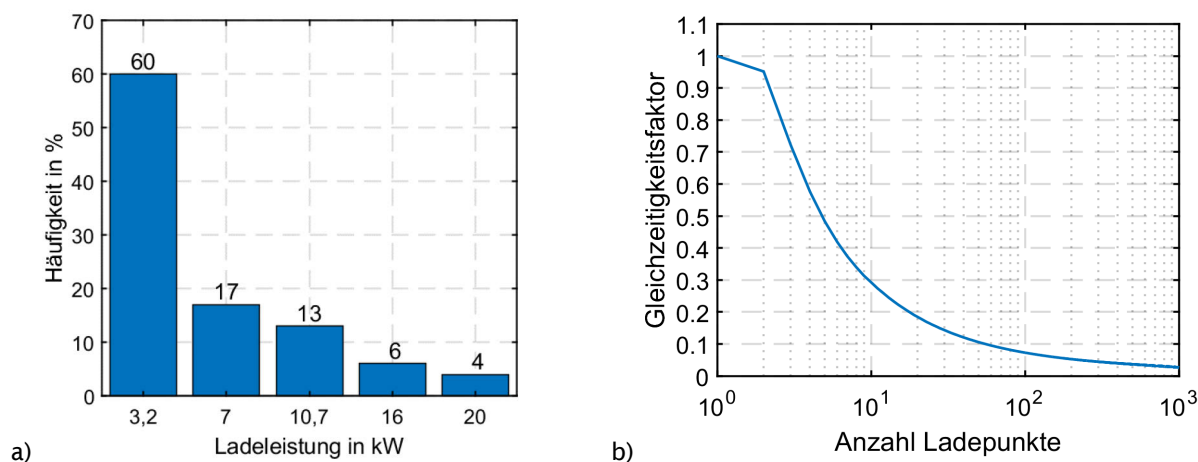


Abbildung 9.9: Ladeleistung aller Ladungen im Betrachtungszeitraum an öffentlichen Ladesäulen, gruppiert nach fünf Ladeleistungen (a) und Gleichzeitigkeitsfaktor für eine Anzahl von n Ladesäulen bei einer Bezugsleistung von 22 kW basierend auf den Abrechnungsdaten des Projektpartners und einem Verhältnis Ladepunkte zu Elektrofahrzeugen im Betrachtungsgebiet von 1 zu 10 (b)

#### 9.3.4 Untersuchungen zu Netzbelastungen in einem Mittelspannungsnetz

Als Anwendungsbeispiel wird die Nutzung der Profile und ihre Auswirkungen in einem Mittelspannungsnetz des Projektpartners REWAG AG untersucht. Über das Netzgebiet werden etwa 9700 Haushalte und 32000 Einwohner in vorstädtisch und ländlich geprägter Siedlungsstruktur versorgt. Das Gebiet umfasst 62 Ortsnetzstationen und 19 Kundenstationen, die eine Gewerbefläche von knapp 1 km<sup>2</sup> versorgen. Die Simulation spiegelt den Netzzustand im Jahr 2017 wider und berücksichtigt keine Entwicklungen bezüglich der Last- und Erzeugerstruktur im Netz, außer der Zunahme von Ladepunkten für Elektromobile. RLM-Kunden und Einspeiser werden ähnlich wie in Abschnitt 10.3.1 mittels Messdaten abgebildet, alle weiteren Kunden durch Standardlastprofile, welche anhand des geschätzten Energieverbrauchs, den Schleppzeigerwerten der Ortsnetzstationen und Stromabgangsmessungen der Schalthäuser skaliert werden. Die Anzahl der Elektrofahrzeuge und Ladepunkte im Netzgebiet wird anhand der Studien [56–58] über die Einwohnerzahl nach Tabelle 9.4 auf die Einwohnerzahl heruntergebrochen und entsprechend der folgenden Überlegungen im Netzgebiet verteilt. Am Arbeitsplatz und im öffentlichen Raum werden neben den bestehenden öffentlichen Ladepunkten zusätzliche Ladestellen anhand der Verteilung der Gewerbeflächen im Netzgebiet vorgesehen. Dabei wird angenommen, dass im Netzgebiet ein ausgeglichenes Ein- und Auspendelverhalten besteht, da keine weiteren Daten bzgl. der Arbeitsplätze vorliegen. Vermutlich wird dadurch das Ladeverhalten in diesem Netzgebiet am Arbeitsplatz unterschätzt. Die Verteilung der privaten Ladestellen im Netzgebiet basiert auf der Anzahl der Haushalte und Gebäudetypen nach [51], wobei Einfamilienhäuser mit einer höheren Wahrscheinlichkeit über private Stellplätze mit Ladepunkt verfügen als Gebäude mit vielen Wohneinheiten. Die Schnellladestationen werden, wie derzeit in der Realität zu beobachten ist, an Verkehrsknotenpunkten, Raststätten und Tankstellen verteilt.

Tabelle 9.4: Parameter zur Nachbildung der Elektromobile im untersuchten Netzgebiet

Parameter	Del30	Lis30	eMob40
Anzahl öffentlicher Ladesäulen im Netzgebiet	113	192	275
davon: Niederspannungs-Ladesäulen	105	179	256
Schnellladesäulen	8	13	19
EV-Nutzer, die zu Hause laden können	1482	2529	3655
EV-Nutzer, die in der Arbeit laden können	655	1378	2201
Anzahl EV im Netzgebiet	1702	2886	4131
Anzahl EV in Deutschland	5,6 Mio	9,6 Mio	13,1 Mio

Den Ladepunkten werden zufällige Profile des Generators aus Abschnitt 9.2 zugewiesen. Dabei gilt, dass jeder Ladesäule derzeit etwa 16 PKWs zugeordnet werden, auf eine Schnellladesäule kommen ca. 200 Fahrzeuge. Analog zu den Arbeitsstätten wird hier davon ausgegangen, dass das Ladependlersaldo im Netzgebiet ausgeglichen ist. Die Auswirkungen der Ladevorgänge auf die Spannungsniveaus im Mittelspannungsnetz sind in Form der absoluten Minimalspannungen in Abbildung 9.10 und in Form des maximalen zusätzlichen Spannungsfalls in Abbildung 9.11 dargestellt.

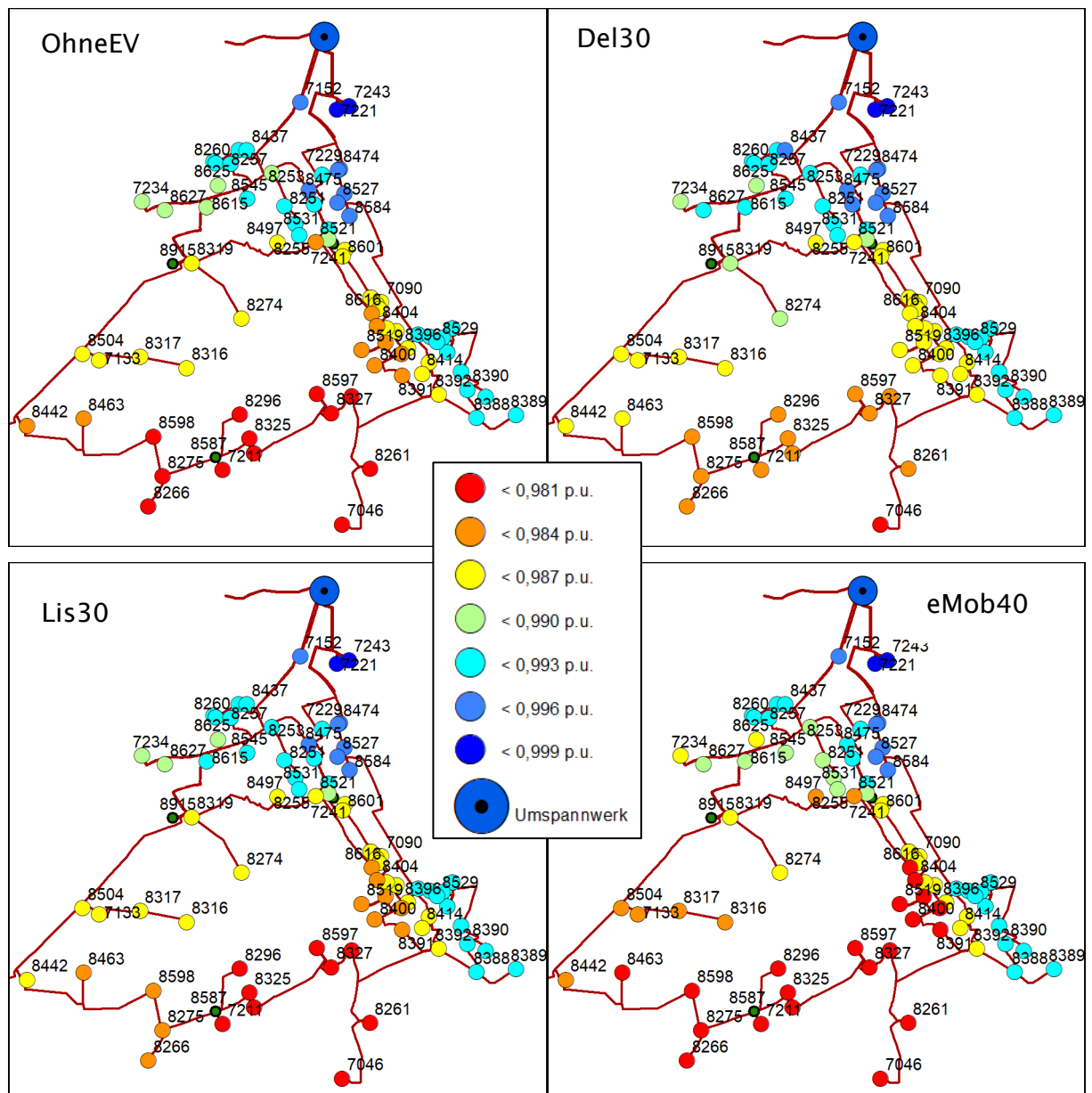


Abbildung 9.10: Geographische Darstellung der ONS und Minimalwerte der Spannungen für die Szenarien ohneEV, del30, lis30, eMob40

Im weiteren Verlauf wird das Szenario eMob40 besprochen, das den Zielen der Ampel-Koalition für das Jahr 2030 nahekommmt. Dabei ist ersichtlich, dass die zusätzliche Leistung von 2,3 MW gegenüber dem Szenario ohne Ladepunkte zu einem maximalen zusätzlichen Spannungsfall von etwa 0,004 p.u. führt. Bezogen auf eine typischen Auslegungswert von 5 % für die Starklastsituation entspricht dies einer Zunahme von 8 %. Dieser Wert tritt im bis zu 27 km vom Umspannwerk entfernten südlichen, ländlich geprägten Abgang auf, der durch eine Ringstruktur im Nahbereich des Umspannwerks versorgt wird. Auf das Spannungsniveau im dicht besiedelten und industriell bzw. gewerblich geprägten nord-östlichen Netzgebiet haben die Landepunkte nur geringen Einfluss. Aufgrund der sehr geringen Gleichzeitigkeit, die der Profilgenerator für mehr als 1000 Fahrzeuge ausweist, verteilt sich die zu berücksichtigende Anschlussleistung gut im Mittelspannungsnetz.

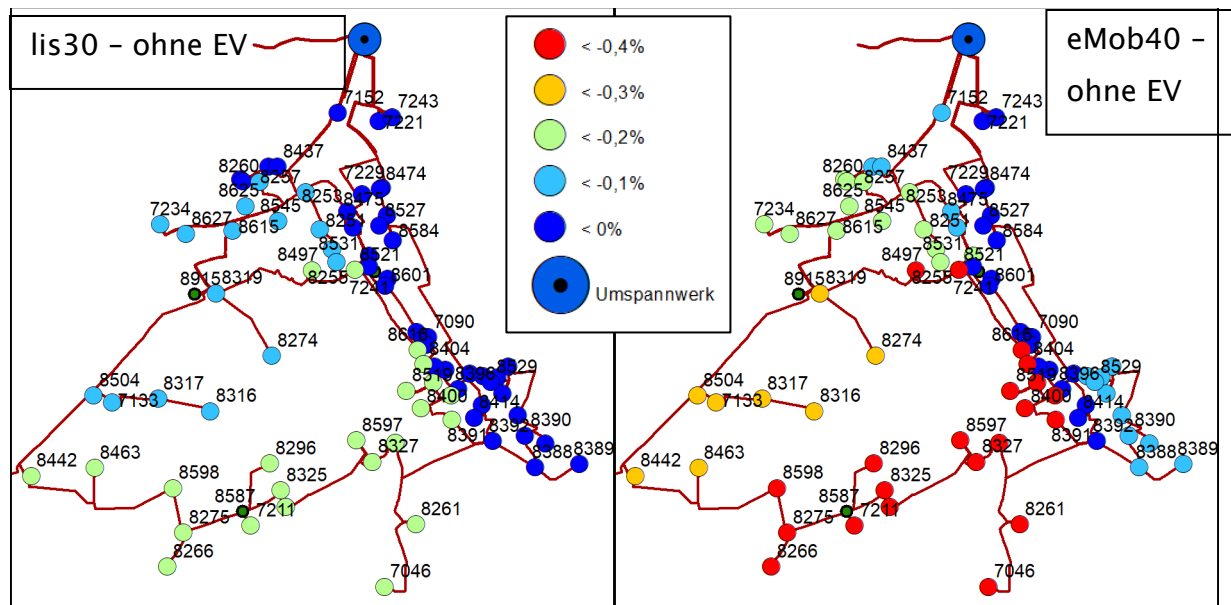


Abbildung 9.11: Geographische Darstellung der ONS und zusätzlicher Spannungsfall der Szenarien lis30 und eMob40 gegenüber dem Szenario ohne Elektrofahrzeuge

### 9.3.5 Untersuchungen der Netzbelastungen im Niederspannungsnetz

Im Projekt neos selbst wurden keine Belastungssimulationen im Niederspannungsnetz durchgeführt. Stattdessen sei auf die Ergebnisse des Projekts NiEMob<sup>7</sup> verwiesen. Da bei der geringen Anzahl an Fahrzeugen die Gleichzeitigkeit in einzelnen Niederspannungssträngen aus planungstechnischer Sicht als sehr hoch angesehen werden muss, ist im Vergleich zum Mittelspannungsnetz mit einem geringerem Verteilungseffekt zu rechnen.

<sup>7</sup> Förderverbundprojekt der OTH Regensburg und Consolinno Energy GmbH

### 9.4 Zusammenfassung und Fazit zu zukünftigen Netzbelastungen

Der im Projekt neos entwickelte Profilgenerator basiert auf diversen Veröffentlichungen mit dem Ansatz, aus statistischen Mobilitätsdaten Ladeprofile abzuleiten. In neos wird dieser Ansatz um Ladeprofile für öffentliche Ladesäulen erweitert und dabei die Attraktivität und Verfügbarkeit der einzelnen Lademöglichkeiten berücksichtigt. Die stochastisch generierten Ladeprofile können einzeln oder für Kollektive in Netzrechnungen hinterlegt werden. Für einfache Abschätzungen der planerisch zu berücksichtigenden maximalen Ladeleistungen von mehreren Elektrofahrzeugen werden Gleichzeitigkeitskurven extrahiert. Der Benchmark der Profile wird in Zukunft über Messungen realer Ladevorgänge erfolgen, derzeit ist dies jedoch nur mit Einschränkungen verbunden, da Besitzer von Elektrofahrzeugen noch keinen Durchschnitt der Bevölkerung darstellen. Effekte wie kostenlose Ladeangebote, der Eigenverbrauch von erzeugter elektrischer Energie zur Ladung und Änderungen im Mobilitätsverhalten sind nicht berücksichtigt. Der Profilgenerator muss daher in ständiger Anpassung an das immer besser erfasste, reale Verhalten weiterentwickelt werden.

### 10 Zeitreihenbasierte Netzmodellierung

Eine allgemeine Anforderung an die Netzplanung ist die Gewährleistung des Anschlusses von Erzeugungs- und Verbraucheranlagen. Dabei sollen die größtmögliche Wirtschaftlichkeit, eine hohe Versorgungszuverlässigkeit und möglichst geringe Umweltauswirkungen sowie die Einhaltung aller technischer Rahmenbedingungen und externen Vorgaben im Einklang stehen. Um das zu erreichen, ist es wichtig, die Netzstruktur am Ende eines Planungszeitraumes abzuschätzen. Die Netzentwicklung wird basierend auf dem Ist-Zustand und getroffenen Prognosen ermittelt. Dabei ist bereits die Abbildung des Ist-Zustands eine Herausforderung.

Während die Netztopologie dem Netzbetreiber im Detail bekannt ist, ist der Informationsstand über die Netznutzung in Mittel- und Niederspannungsnetzen nicht immer detailliert. So ist dem Netzbetreiber meistens nur die Jahreshöchstlast der Ortsnetztransformatoren (ONT) über Schleppeizer, sowie die Anzahl und der Typ der Kundenanschlüsse und bei Bedarf deren Jahresenergiebezug bekannt. Weiter wirken die Art, die Anzahl und die installierte Leistung der Erzeugungsanlagen mit ein [62]. Hinzu kommen die Werte der registrierenden Leistungsmessung (RLM) bei Verbrauchern mit einem Jahresenergieverbrauch von mehr als 100 MWh. Diese liegen als Jahreszeitreihen in 15-min-Auflösung zum Zweck der Abrechnung vor, nach [63] gilt dies im Gewerbesektor für 26 % der NS-Kunden und 79 % der MS-Kunden. Ähnliches gilt für Erzeugungsanlagen. Bei allen Anlagen ist den Netzbetreibern die installierte Leistung bekannt, da eine Pflicht zur Meldung und Eintragung ins Anlagenstammregister besteht. Bei den größeren Anlagen (z. B. PV-Anlagen ab 100 kW) liegen auch RLM-Zeitreihen vor. Im Rahmen des sog. Smart-Meter-Rollouts erreicht die theoretische Verfügbarkeit der Zeitreihen jeden Messpunkt, da die im intelligenten Messsystem installierten Zähler Messungen in hoher Auflösung an den Messstellenbetreiber übertragen können.

Daraus ergibt sich eine weite Bandbreite an Modellierungsmöglichkeiten. Die einfache Annahme von Leistungen für Verbrauchertypen, gegebenenfalls in Verbindung einer Hochrechnung der Jahresenergiebezüge, liefert einen relevanten Netznutzungsfall für die maximale Lastsituation, der ergänzt wird durch einen Betrachtungsfall bei hoher dezentraler Einspeisung. Durch einzelne Messwerte können diese Netzmodelle ergänzt und durch die Erfahrung des Netzplaners oder Algorithmen verbessert werden. Falls nötig werden weitere relevante Netznutzungsfälle definiert. In diese Netzmodelle kann durch die Einbindung von Standardprofilen eine zeitliche Abhängigkeit gebracht werden, die wiederum durch real gemessene Lastprofile ergänzbar ist. Am Ende dieser



Entwicklung steht eine exakte Nachbildung aller Netznutzungsfälle in hoher Auflösung für einen definierten Zeitraum.

Nicht nur die Erstellung eines solchen Netzmodells, sondern auch das Handling im Alltag stellt jedoch einen zusätzlichen Aufwand dar. Im Projekt neos wurde deshalb untersucht, wie der Detailgrad eines Netzmodells unter Anwendung derzeit verfügbarer Eingangsdaten schrittweise erhöht werden kann, welcher Aufwand dafür notwendig ist und welchen Nutzen der Netzbetreiber tatsächlich daraus zieht.

### 10.1 Überblick über die Modellierungsansätze

Um die erläuterten Ziele des Arbeitspakets zu erreichen, werden die sechs in Abbildung 10.1 dargestellten Modellierungsstufen mit unterschiedlicher Detailtiefe definiert. Mit jedem zusätzlichen Schritt werden Eingangsdaten mit höherem Detailgrad in das Modell eingebunden.

	Verbraucher	Q-Modellierung Verbraucher	Einspeiser	Q-Modellierung Einspeiser	Modell Richtung	
Detailierungsgrad Nachbildung	1	Leistung * Faktor	konst. $\cos \varphi$	Leistung * Faktor	konst. $\cos \varphi$	↓
	2	Lastprofile	konst. $\cos \varphi$	SEP	konst. $\cos \varphi$ , Q(U)	↑
	3	Lastprofile   RLM	konst. $\cos \varphi$	SEP   RLM	konst. $\cos \varphi$ , Q(U)	↑
	4	Lastprofile   RLM	konst. $\cos \varphi$	SEP   rIm*P_n   RLM	konst. $\cos \varphi$ , Q(U)	↑
	5	Anpassungen   RLM	konst. $\cos \varphi$	SEP   rIm*P_n   RLM	Anpassungen	↑ ↓
	6	Abgangsskaliert   RLM	Abgangsskaliert	SEP   rIm*P_n   RLM	Anpassungen	↑ ↓

Abbildung 10.1: Überblick über die durchgeführten Modellierungsstufen

In Modellstufe 1 werden zwei repräsentative Zeitpunkte simuliert. Basierend auf Jahresenergieverbräuchen werden in Modell 2 Standardlastprofile für alle Netzteilnehmer hinterlegt und Jahressimulationen in einem 15 Minuten Raster durchgeführt. Ab Modellstufe 3 werden gemessene RLM-Zeitreihen eingebunden. Dieses Modell wird weiter durch synthetisch generierte Kennlinien verbessert (Modell 4) und anhand von Messungen des gesamten Erdschlussgebiets sowohl im Bereich der Wirkleistungsnachbildung als auch der Blindleistung verfeinert (Modell 5). Modellvariante 6 bildet das Lastverhalten am Umspannwerk exakt nach, da Modellabweichungen über einen zusätzlichen Simulationsschritt auf alle nicht gemessenen Netzteilnehmer umgelegt werden. Grundlage der Modellierungen sind in den Modellstufen 2-4 Informationen über Energieverbräuche, Anschlussleistungen oder Messzeitreihen. Das Modell wird demnach von unten nach oben, im sogenannten „bottom-up Verfahren“, aufgebaut.

Ab Variante 5 gehen zusätzliche Informationen aus der überlagerten Messung am Umspannwerk ein, es resultiert ein kombiniertes „bottom up/ top down Verfahren“, wodurch eine höhere Modellgenauigkeit erreicht werden kann.

## 10.2 Betrachtete Netzmodelle

Die einzelnen Modellierungsschritte werden mittels zwei ausgewählten Mittelspannungs-Netzmodellen mit hoch ausgelasteter Infrastruktur des Projektpartners Bayernwerk AG durchgeführt und beurteilt. Aus Tabelle 10.1 gehen die im Netzplan des Netzbetreibers hinterlegten installierten Leistungen im Betrachtungsjahr 2016 (Region 1) und 2017 (Region 2) hervor. In Modellregion 2 wird im regulären Netzbetrieb zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit des Gebiets der Spannungswert bedarfsgerecht bei Rückspeisung abgesenkt.

Tabelle 10.1: installierte Leistung der Verbraucher und Erzeuger in den beiden Modellregionen

installierte Leistung in MW	Sondervertrags- kunden	Kunden mit SLP	Photovol- taik	Windkraft	Sonstige EZA
Modellregion 1	10,9	9	18,2	8,4	2,5
Modellregion 2	5,5	8,2	32,5	0	2,7

Die einzelnen Modellverfahren werden zunächst für Region 1 entwickelt und anschließend auf ihre Güte zur Nachbildung des Wirk- und Blindleistungsverhaltens evaluiert. In einem zweiten Schritt wird getestet, ob die entwickelten Verfahren in Region 2 analog anwendbar sind. Da dieses Netz über etwa 100 Spannungsmesspunkte verfügt, liegen Aufzeichnungen des Netzverhaltens im Betrachtungsjahr vor. Somit ist ein weiterer Benchmark der Simulationsgüte im Hinblick auf die korrekte Spannungsnachbildung möglich.

## 10.3 Vorbereitung der Eingangsdaten

Dem Netzbetreiber liegt ein vollständiges topografisches Netzmodell für jeden Ausbauzustand seines Netzes vor. In dieses Netzmodell sollen nun schrittweise Informationen über das Verhalten von Erzeugungs- und Verbraucheranlagen hinterlegt werden, um den Detailgrad stufenweise zu erhöhen. Im Folgenden werden die unterschiedlichen Quellen und die auftretenden Herausforderungen bei deren Verwendung beschrieben. In Kapitel 10.4 wird näher auf deren Anwendung und Wirkung auf das Modell eingegangen.

### 10.3.1 Gemessene Netzteilnehmer

Im Allgemeinen existieren unterhalb der Netzebene 4, also in der Nieder- und Mittelspannungsebene keine flächendeckenden Aufzeichnungen zum Verbraucherverhalten. Einzig die maximale Belastung von Ortsnetztransformatoren innerhalb eines Jahres, der sogenannte Schleppzeigerwert, ist häufig bekannt. Der Netzbetreiber agiert demnach auf Basis von Erfahrungswerten und mit der Sicherheit einer akkuraten Netzplanung. Trotzdem hat er Zugriff auf eine Vielzahl von Aufzeichnungen, da Verbrauchskunden mit einem Jahresenergieverbrauch größer 100.000 kWh und Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung größer 100 kW zu Abrechnungszwecken über eine sogenannte registrierende Leistungsmessung (RLM) verfügen. Die Daten über den Leistungsverbrauch im 15-Minuten Raster werden von der netzwirtschaftlichen Abteilung erfasst. Diese Zeitreihen können ebenfalls für eine Netzmodellierung herangezogen werden. Da gerade die Großverbraucher mit schwer prognostizierbarem Verhalten über solche Messungen verfügen, decken diese bereits einen großen Anteil des Gesamtbedarfs ab. In der Praxis ergeben sich jedoch einige Herausforderungen:

- Die netzwirtschaftlichen Datenbanksysteme (z. B. SAP) sind nicht zwangsläufig geeignet, Abrechnungskunden einzelnen Entnahmestellen im Netzmodell zuzuordnen, da dies ursprünglich nicht vorgesehen war. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn sich in der Zwischenzeit Veränderungen ergeben haben, beispielsweise Zähler getauscht wurden. Diese müssen daher manuell zugeordnet werden, was nicht immer gelingt oder bei kleinen Kunden nicht lohnt, da ihr Anteil an der gesamten Leistungsbilanz zu gering ist. In Abbildung 10.2 ist beispielhaft dargestellt, welcher Anteil den Erzeugungszeitreihen zugeordnet werden konnte und welcher trotz theoretisch vorhandener Messung modelliert werden musste.
- Bei Problemen in der Erfassung wird der Verbrauch für den Ausfallzeitraum geschätzt. Für diese Zeiträume muss der exakte Leistungsverlauf manuell abgeschätzt werden. Eine originalgetreue Rekonstruktion ist nicht möglich.
- Das Blindleistungsverhalten steht nicht im Fokus der Energieabrechnung, weshalb nicht in allen Fällen Blindleistungsgänge vorhanden sind. Häufig ist zudem lediglich ein 2-Quadrantenzähler im Einsatz, der neben der Wirkleistung nur induktive Blindleistungsbezüge erfasst.

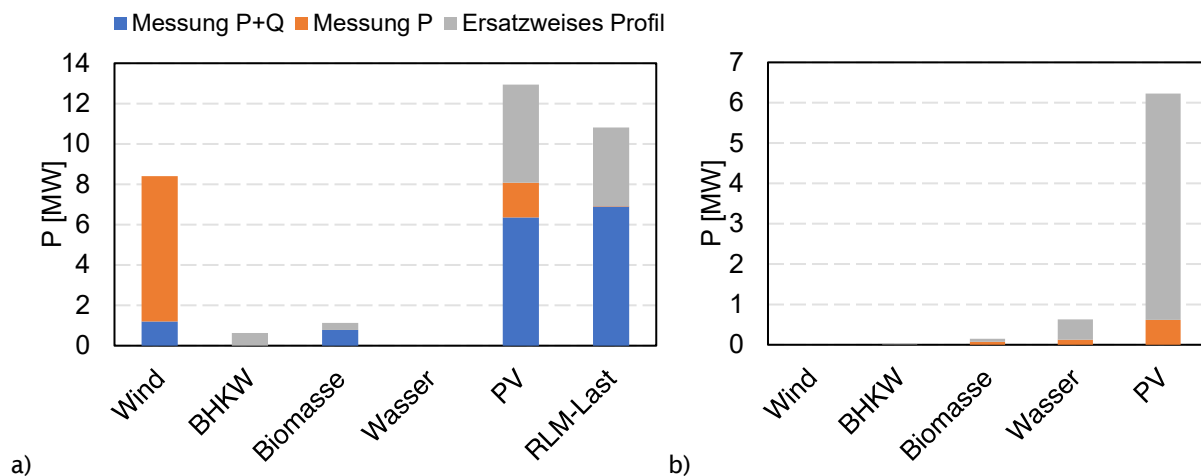


Abbildung 10.2: Installierte Leistung RLM-pflichtiger Netzteilnehmer in der MS-Ebene (a) und NS-Ebene (b) in Netzregion 1 und deren Verfügbarkeit als gemessene Zeitreihe für das Betrachtungsjahr

### 10.3.2 Wirkleistungsmodellierung nicht gemessener Netzteilnehmer

Für alle anderen Netzteilnehmer liegen in der Regel keine Messzeitreihen vor. Dies betrifft alle Kundengruppen, die über Standardlastprofile abgerechnet werden, Erzeugungsanlagen unter 100 kW und Kunden, für die aus den oben genannten Gründen keine Zeitreihen vorliegen. Je nach Ziel der Simulation wurden im Projekt neos unterschiedlich aufwendige und genaue Modelle herangezogen oder entwickelt.

#### 10.3.2.1 Standardlastprofile für nicht gemessene Lasten und nicht verfügbare RLM Messungen

Der BDEW stellt der Energiewirtschaft zur Abschätzung des zeitlichen Energiebedarfs von Kleinverbrauchern im Kollektiv sogenannte Standardlastprofile in einer Auflösung von 15 Minuten zur Verfügung [64]. Diese Profile dienen insbesondere dem Stromhandel zur Vorhersage des benötigten Bedarfs je Zeiteinheit auf Basis des erwarteten Jahresenergieverbrauchs. Es existieren Profile für Haushalte, Landwirtschaften und Kunden aus dem GHD-Sektor sowie für temperaturbasierte und abschaltbare Verbraucher wie Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen. Obwohl diese gemittelten Profile nicht das Leistungsverhalten einzelner Verbraucher abbilden, kann angenommen werden, dass die Nachbildung für Kollektive in der Größe eines Niederspannungsnetzes aus Sicht der Mittelspannungsebene adäquat<sup>8</sup> ist, da die Profile selbst aus Kollektiven in dieser Größenordnung<sup>9</sup> gebildet wurden. Für jedes Ortsnetz liegen dem Netzbetreiber die Jahresenergieverbräuche für die einzelnen Verbrauchergruppen vor.

<sup>8</sup> Allerdings ist darauf hinzuweisen, dass die SLP auf Messungen Ende der 1990er Jahre beruhen, sich aber in der Charakteristik und im Verbrauch Änderungen einstellen.

<sup>9</sup> 332 Haushaltskurven, 260 Landwirtschaften, 617 Gewerbekunden

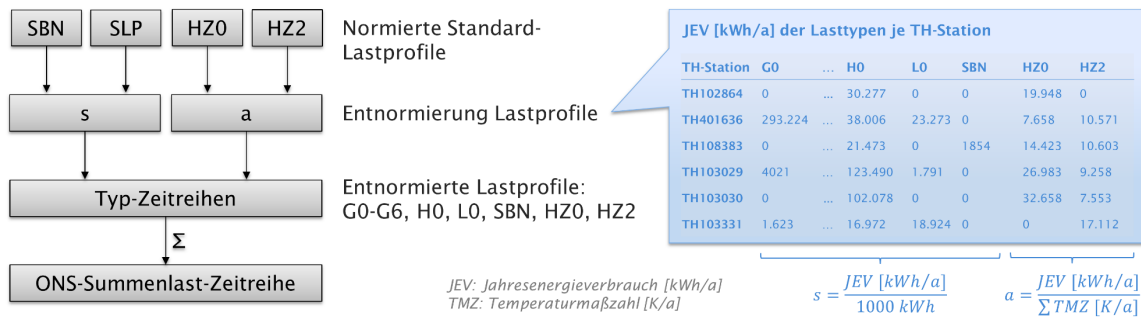


Abbildung 10.3: Bildung von Summenzeitreihen für alle nicht gemessenen Verbraucher über den Jahresenergieverbrauch unter Anwendung von Standardlastprofilen

Daraus werden, wie in Abbildung 10.3 dargestellt, nach dem vom BDEW vorgegebenen Verfahren Summenzeitreihen für die einzelnen Stationen gebildet. Die Nachbildung von Gewerbekunden mit fehlender RLM-Zeitreihe kann ansatzweise ebenfalls mit diesen Profilen vorgenommen werden. Da der Leistungsbezug eines Gewerbebetriebs jedoch sehr individuell ist und beispielsweise vom Schichtbeginn oder großen Verbrauchern etc. beeinflusst wird, sind diesem Vorgehen Grenzen gesetzt. Dieses Problem besteht auch im Rahmen der Energiebeschaffung, weshalb der BDEW die Betriebe in Kundengruppenschlüssel einteilt und verschiedene typische Profile zur Verfügung stellt. Deren Verwendung kann aber ebenfalls nur ansatzweise die Individualitäten des Leistungsbezugs abbilden. Zudem sind die Profile mit dem Ziel kleinere Kunden nachzubilden, die keine RLM-Pflicht haben, erstellt worden.

### 10.3.2.2 Eigene Lastprofile für nicht gemessene RLM Kunden

Zur alternativen Nachbildung nicht gemessener, größerer Gewerbekunden wurden im Projekt neos Messungen von 60 vergleichbaren Betrieben analysiert und daraus analog zum Vorgehen des BDEW repräsentative Profile erstellt. Beispielhaft sind für den resultierenden Lastgang die Tagesprofile für die Jahreszeit Winter in Abbildung 10.4 Bild a dargestellt. Vergleicht man den synthetischen Lastgang mit den Profilen des BDEW (Bild b in Abbildung 10.4) wird ersichtlich, dass das resultierende Profil in weiten Teilen dem Profil G3 (Gewerbe durchlaufend) entspricht, jedoch der morgendliche Anstieg des Leistungsbedarfs bereits etwa 2 Stunden früher einsetzt.

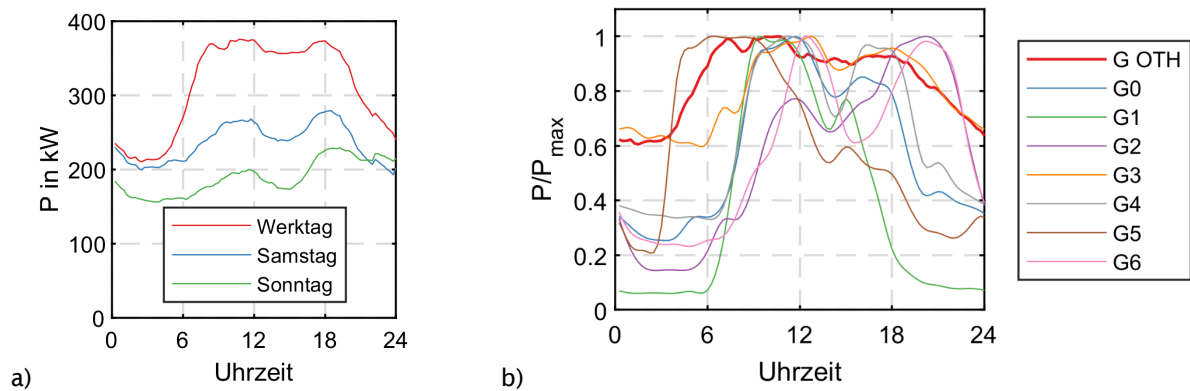


Abbildung 10.4: Aus 60 Betrieben gebildetes Standardprofil für kleine Unternehmen aus dem Sektor GHD, beispielhaft für die Jahreszeit Winter (a) und der Vergleich eines Werktages (b) im Sommer mit den GHD-Profilen des BDEW

### 10.3.2.3 Nicht gemessene Erzeugungsanlagen

In beiden Modellregionen steht für eine große Zahl der Erzeugungsanlagen keine Messzeitreihe zur Verfügung. Dies gilt zum einen für Anlagen, die eigentlich über eine RLM-Messung verfügen jedoch nicht abrufbar oder fehlerhaft sind (vgl. Abbildung 10.2) als auch für alle Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung kleiner 100 kWp. In den Modellregionen betrifft dies vor allem PV-Anlagen und Kleinstwasserkraftwerke in der Niederspannungsebene. Windturbinen sollten aufgrund ihrer hohen Leistung und ihrer Volatilität immer über Messungen verfügen. KWK-Anlagen werden im Projekt nicht weiter betrachtet. Da dezentrale Erzeugungsanlagen mit einer hohen Wahrscheinlichkeit ihre maximale Leistung nicht gleichzeitig einspeisen, werden die Gleichzeitigkeitsfaktoren aus Tabelle 10.2 zur Reduktion der angenommenen Summenlast verwendet.

Tabelle 10.2: Gleichzeitigkeitsfaktoren für nicht gemessene dezentrale Erzeugungsanlagen für die Kollektivgröße eines Mittelspannungsnetzes

Energieträger	Wasser	BHKW	Wind	PV NS	PV MS
GZF	0,9	0,9	0,9	0,65	0,85

### Photovoltaik

Die erzeugte Leistung einer nicht verschatteten Photovoltaikanlage bei wolkenlosem Himmel im Zeitverlauf lässt sich relativ einfach aus den Positions- und Konstruktionsdaten der Anlage ermitteln, da sich der Sonnenstand für jeden Zeitpunkt exakt berechnen lässt. Über verfügbare Tools und innerhalb der Netzberechnungsprogramme lassen sich solche, sogenannte Standard-Einspeisepprofile (SEP) erzeugen.

In der Realität beeinflussen Wolken und Wetterphänomene die erzeugte Leistung. Da großflächige Wetterphänomene alle Anlagen in einem Mittelspannungsnetzgebiet

betreffen, bietet sich die Nachbildung von nicht gemessenen Anlagen über vorhandene Zeitreihen im Netzgebiet an. Aus diesen kann entweder eine gesamte mittlere Zeitreihe für die gemeinsame Nachbildung aller Anlagen gebildet werden. Alternativ wird beispielsweise eine strangweise Betrachtung herangezogen, um großflächigere Abschaltungen wie in Abbildung 10.5 dargestellt, abbilden zu können. Ebenfalls ist die Generierung individueller Einspeisezeitreihen für jede Anlage aus den nächstgelegenen, vorhandenen Profilen, um die Auswirkung lokaler Wolkenbewegungen abzubilden, sowie die Umrechnung für andere Modulausrichtungen umzusetzen, denkbar. Beides wurde im Projekt neos nicht weiterverfolgt.

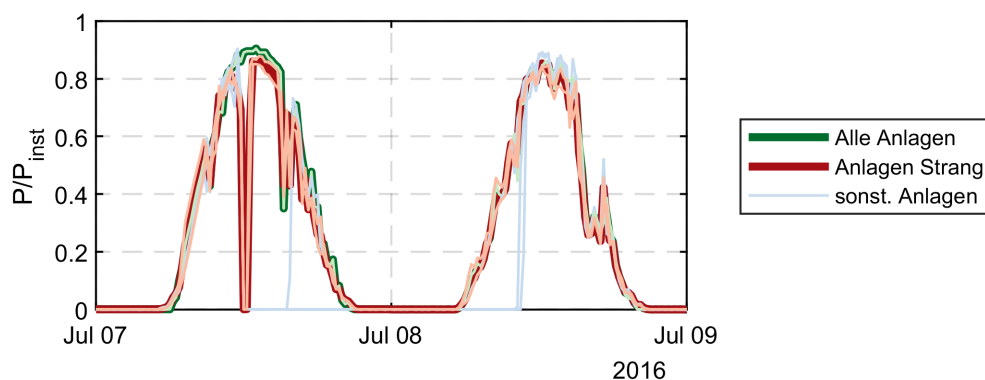


Abbildung 10.5: Ausschnitt aus den gemessenen Zeitreihen und daraus gebildeten Zeitreihen für die Anlagen aus einem beispielhaften Strang und den restlichen Anlagen im Netzgebiet

### Wasserkraft

Kleinstwasserkraftwerke verfügen meistens nicht über eine RLM-Messung, ihre Nachbildung ist dennoch analog zur Photovoltaik möglich. Da die abgegebene Leistung proportional zum Durchfluss bzw. dem Pegelstand ist, lässt sich aus der Fallhöhe die Leistung nach Formel 9 abschätzen. [65] Die Pegelstände für viele Gewässer sind über den Gewässerkundlichen Dienst Bayern<sup>10</sup> verfügbar.

$$P = c_p \cdot Q \cdot h_f \text{ [kW]} \quad \begin{array}{l} c_p \text{ Leistungsüberschlagsbeiwert } c_p \approx 8 \\ Q \text{ Durchfluss} \\ h_f \text{ Fallhöhe} \end{array} \quad (9)$$

Dieser lineare Zusammenhang gilt ab einer Mindestdurchflussmenge, unterhalb der eine Leistung erzeugt wird, bis zum Erreichen einer maximalen Durchflussmenge, bei der die Turbine mit Nennleistung einspeist. Auf Basis dieser Grundlagen wird im Projekt neos für eine gemessene Turbine in der Modellregion ein Betriebsdiagramm erstellt (siehe Abbildung 10.6), welches für die Wasserkraftanlagen im gesamten Netzgebiet unter Berücksichtigung der jeweils passenden Pegelstände einbezogen wurde.

<sup>10</sup> [www.gkd.bayern.de](http://www.gkd.bayern.de)



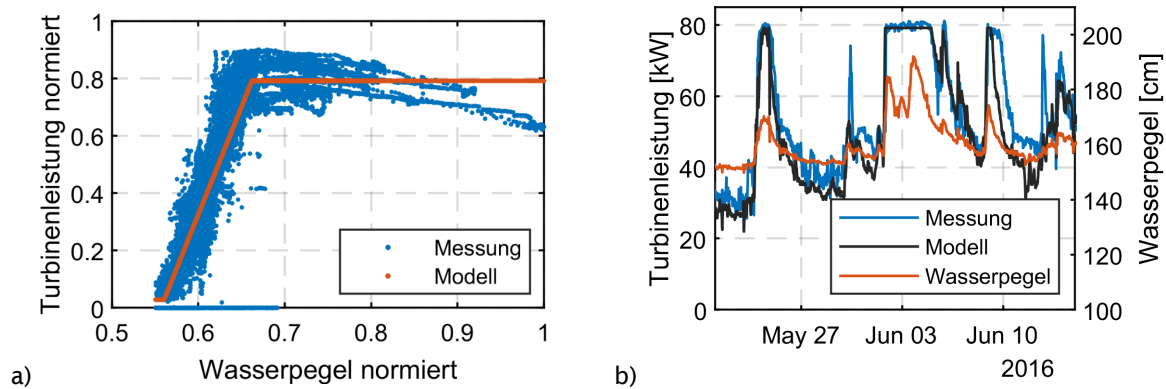


Abbildung 10.6: Nachbildung von Kleinstwasserkraftwerken auf Basis des mittleren Wasserstandes korrespondierender Fließgewässer, Ermittlung einer repräsentativen Kraftwerkskennlinie (a), beispielhafter Ausschnitt der generierten Jahreszeitreihe im Vergleich zu den Messdaten (b)

### 10.3.3 Blindleistungsmodellierung

Neben der Wirkleistungsmodellierung ist auch die realitätsnahe Abbildung der Blindleistungsflüsse entscheidend, da diese die Auslastung der Betriebsmittel und außerdem in höherem Maße die Spannungsverhältnisse beeinflussen. Gemessene Netzteilnehmer werden, soweit vorhanden, ab Modellstufe 3 durch gemessene Zeitreihen abgebildet. Andere Netzteilnehmer mit dem an die derzeitigen Planungsgrundlagen und technischen Anschlussbedingungen des Netzbetreibers angelehnten Blindleistungsverhalten werden nach Tabelle 10.3 berücksichtigt.

Tabelle 10.3: Blindleistungsmodellierung einzelner Netzteilnehmer

	Netzteilnehmer	Blindleistungsmodell
Lasten	Haushalte (H0)	$\cos \varphi = 0,99$
	Heizlasten (TLP)	$\cos \varphi = 0,99$
	Gewerbe (G0-G6, L0, SBN)	$\cos \varphi = 0,98$
	Sondervertragskunden (SLP)	$\cos \varphi = 0,98 \dots 0,99$
	Niederspannung	$\cos \varphi = 1$
EZA	Mittelspannung vor 1.4.2011 + direkt UW Anschluss	$\cos \varphi = 1$
	Mittelspannung nach 1.4.2011 (Netzgebiet)	$Q(U)$

### 10.4 Modellierungsschritte

Unter Anwendung der in Abschnitt 10.3 vorgestellten Modellierungsvarianten werden die beiden Modellnetze mit schrittweise zunehmendem Aufwand und Genauigkeit nachgebildet. Die einzelnen Schritte gehen dabei aus Abbildung 1.1 hervor. Zunächst erfolgt die Beurteilung der Modellierungsgüte anhand der (optischen) Deckung der simulierten Leistungswerte mit den Messwerten. Dazu wird eine PQ-Wolke, eine Darstellung jedes gemessenen und simulierten Netznutzungsfalls in der PQ-Ebene, wie in Abbildung 10.7 herangezogen. In den beiden rechten Diagrammen ist die Korre-

tion der Messung mit der Simulation aufgetragen, die Winkelhalbierende würde einer perfekten Nachbildung entsprechen.

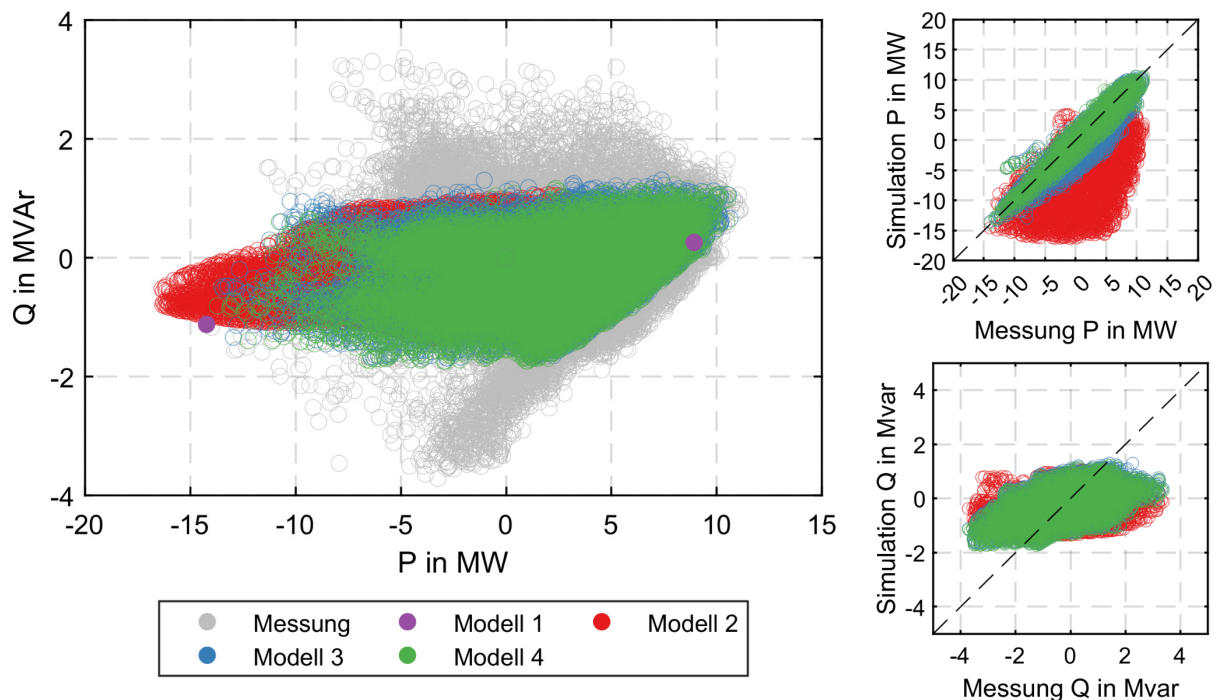


Abbildung 10.7: Ergebnisse der Simulationsmodelle im Vergleich zu den Messungen

In Abschnitt 10.5 wird die Simulationsabweichung noch weitergehend analysiert und neben den Leistungswerten werden auch die Spannungswerte in Modellregion 2 einem Benchmark unterzogen. Die ersten Modellschritte beziehen sich bis einschließlich Modell 4 auf eine adäquate Nachbildung der Wirkleistung. Individuelle Anpassungen des Blindleistungsverhaltens sind Teil von Modellschritt 5.

#### 10.4.1 Modell 1 – Starklastfälle

Basierend auf den Planungsmethoden des Projektpartners werden zwei relevante Netznutzungsfälle (violette Marker in Abbildung 10.7) bestimmt. Dabei wird ein Lastfall mit starker Rückspeisung (Sommer-Schwachlastfall, SSF) und hohem Lastbezug (Winter-Starklastfall, WSF) gewählt. Die Auswahl der Zeitpunkte und die Lastverteilung innerhalb des Netzes basiert auf Erfahrungswerten der Netzplaner sowie einfachen Kenngrößen wie den Schleppzeigerwerten.

#### 10.4.2 Modell 2 – Standardprofile

Um das zeitliche Zusammenspiel der Netzteilnehmer abzubilden, werden alle Sondervertragskunden in diesem Schritt mit Standardprofilen nachgebildet, welche auf die hinterlegten Leistungswerte aus Modell 1 skaliert werden. Die Nachbildung von SLP-Kunden erfolgt entsprechend dem in 10.3.2.1 beschriebenen Verfahren, basie-

rend auf den Jahresenergieverbräuchen und den Standardlastprofilen des BDEW. Es ist ersichtlich, dass die Einspeisung in weiten Teilen des Simulationsjahres im Netzgebiet deutlich überschätzt wird und damit der Leistungsbedarf insgesamt als zu niedrig ausgewiesen wird. Dies ist insbesondere durch die Standardeinspeiseprofile zu erklären, die keine Schlechtwetterperioden mit geringer Erzeugung abbilden.

### *10.4.3 Modell 3 – Messzeitreihen*

Die Einbindung aller verfügbaren Messzeitreihen für sämtliche Sondervertragskunden reduziert diesen Effekt bereits deutlich, da ein Großteil der Anlagen somit weitestgehend realitätsgetreu nachgebildet werden kann. Dadurch verringert sich die maximale Abweichung in der Wirkleistung von etwa 20 MW auf knapp 7 MW.

### *10.4.4 Modell 4 – synthetische Zeitreihen*

Diese Abweichung kann im nächsten Schritt weiter reduziert werden, indem für alle nicht gemessenen Einspeiser die in Absatz 10.3.2.3 vorgestellten synthetischen Profile angewendet werden.

### *10.4.5 Modell 5 – Anpassungen*

Alle Modellierungsschritte sind bisher unter der Annahme durchgeführt worden, dass eine Erhöhung des Anteils an messwertbasierten Modelldaten die Modellgüte verbessert, was sich erwartungsgemäß bestätigt hat. Im Weiteren wurde sowohl für die Wirkleistungsmodellierung als auch für die Blindleistung analysiert, ob weitere systematische Abweichungen bestehen und diese strukturiert beseitigt werden können.

#### *10.4.5.1 Wirkleistungsanpassungen*

Die Ursachen für die verbliebenen Abweichungen der Wirkleistungsnachbildung liegen bei den nicht gemessenen Verbrauchern und Erzeugern. Die Einspeiseleistung von kleinen dezentralen Erzeugungsanlagen weicht insbesondere durch die teilweise unbekannt unterschiedliche geografische Lage, Ausrichtung etc. von den gemessenen Anlagen ab. Die Nachbildung einzelner Anlagen ist daher schwierig, in der Summe kann die eingespeiste Leistung aber mit Gleichzeitigkeitsfaktoren abgeschätzt werden. Diese Faktoren können von Netzgebiet zu Netzgebiet stark unterschiedlich sein und es bedarf deshalb einer iterativen Anpassung an die örtlichen Gegebenheiten. Da die maximale Einspeisung bereits hinreichend genau mit den in Tabelle 10.2 aufgeführten Faktoren abgebildet wird, werden diese nicht weiter verändert.

Bei genauerer Analyse des Zeitverlaufs sind auf Lastseite zwei Phänomene zu erkennen. Zum einen ist an Werktagen in den frühen Morgenstunden zwischen 4 und 6 Uhr ein deutlich geringerer Leistungsbedarf als erwartet, feststellbar. Daher wird vermu-

tet, dass nicht gemessene Sondervertragskunden mit höherem Grundbedarf oder mit früherem Schichtbeginn im Netz vorhanden sind, die über die SLP nicht nachgebildet werden. Aus dieser Annahme heraus werden die an der OTH Regensburg generierten Lastprofile nach Kapitel 10.3.2.2 angewandt, was eine deutliche Reduktion dieser Abweichungen bewirkt.

Es ist bekannt, dass die Standardlastprofile aus dem Jahr 1999 die heutige Verbraucherstruktur und regionale Unterschiedlichkeiten nicht vollständig abdecken. Diese Abweichungen werden für die Gesamtheit eines jeden Netzbetreibers einzeln in einem sogenannten Differenzbilanzkreis<sup>11</sup> geführt. Entspricht das tatsächliche Verhalten der SLP-Kunden in der Modellregion dem Verhalten im gesamten Netzbetreibergebiet, was in diesem Fall deutlich anhand von Bild c in Abbildung 10.8 ersichtlich ist, so kann durch Subtraktion des Lastgangs von den SLP eine weitere Verbesserung der Modellgenauigkeit erreicht werden (Bild a und b in Abbildung 10.8).

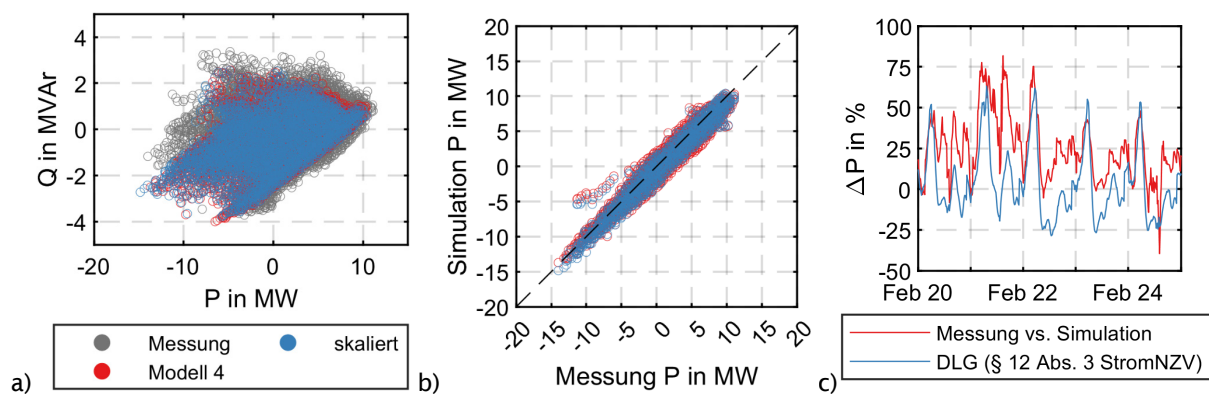


Abbildung 10.8: Wirkleistungsanpassungen zur Verbesserung der Modellgüte; Messung, Modell 4 und erreichte Verbesserung durch weitere Skalierungen in der PQ-Darstellung (a) und in der Gegenüberstellung von Simulation und Messung (b); Gegenüberstellung des relativen Nachbildungsfehlers im Modell 4 und Differenzlastgang (DLG) nach § 12 Abs. 3 StromNZV (c)

#### 10.4.5.2 Blindleistungsanpassungen

Die im Netz übertragene Blindleistung belastet die Leitungen ebenso wie die Wirkleistung und hat einen erheblichen Einfluss auf die Spannungszustände im Netzgebiet. Daher ist auch die Betrachtung des Blindleistungsverhaltens der Netzteilnehmer für eine exakte Netznachbildung relevant. Wenn das Blindleistungsverhalten nicht als Messung zur Verfügung steht, ist eine Vorhersage schwierig, da dies direkt von der Lastzusammensetzung beim Kunden, von Kompensationsanlagen und deren Regelung etc. abhängt. Die Modellierung über die in Tabelle 10.3 angegebenen Leistungsfaktoren wird daher im Projekt neos nicht weiter verfeinert. Die ungenaue Nach-

<sup>11</sup> § 12 Abs. 3 StromNZV

bildung der Blindleistung in Modell 4 (ersichtlich den PQ-Diagrammen a in Abbildung 10.9) deckt nach eingehender Analyse Defizite in der Modellierung der EZA auf.

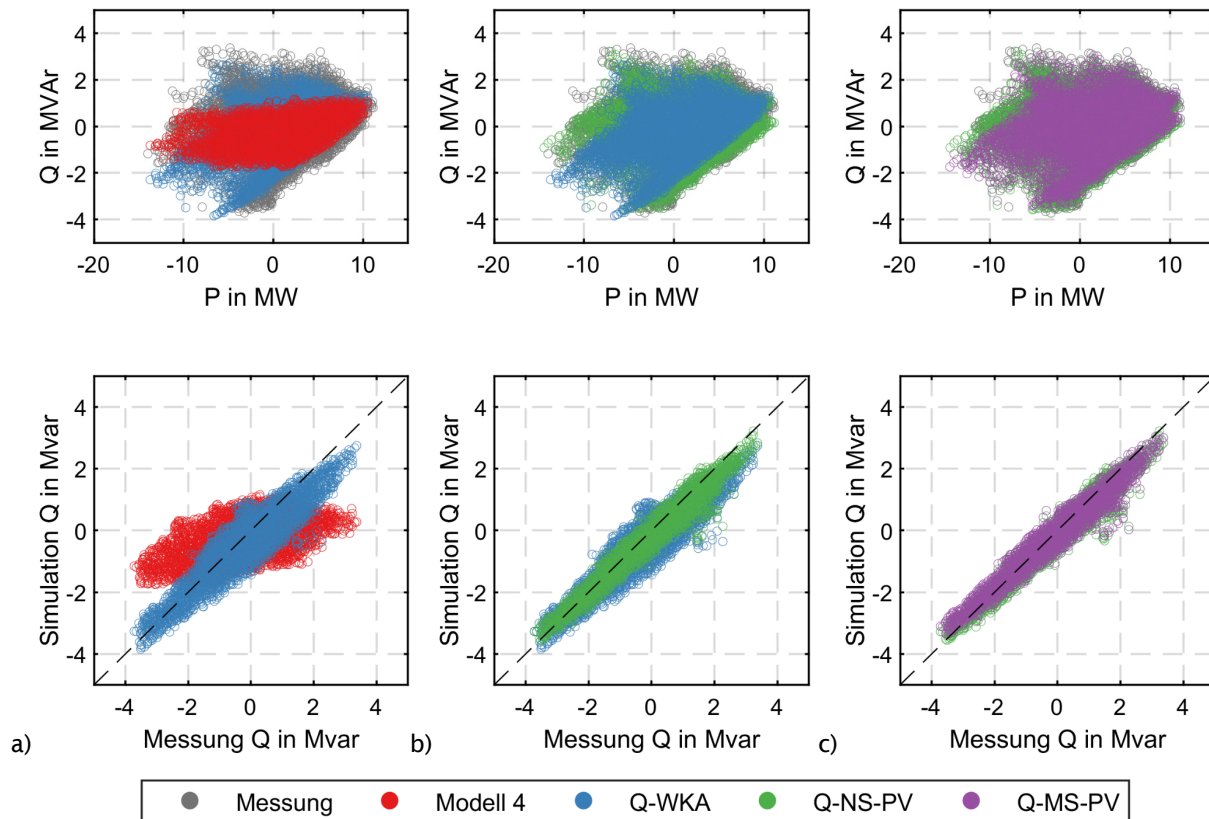


Abbildung 10.9: Blindleistungsanpassungen zur Verbesserung der Modellgüte und Vergleich mit dem jeweils vorhergehenden Modellschritt; Anpassung des Blindleistungsverhalten eines Windparks (a); Anpassung der Blindleistungsvorgaben der NS PV (b); Anpassung der Blindleistungsvorgaben der MS-PV (c)

Dieser Umstand überrascht zunächst, da das Blindleistungsverhalten über die jeweils gültigen technischen Anschlussbedingungen (TAB) des Netzbetreibers vorgegeben ist. Dennoch sind bei genauer Analyse Fehlparametrierungen feststellbar, die in beiden Modellregionen auftreten:

- Fehlparametrierungen bei einzelnen großen Anlagen treten teilweise dauerhaft oder auch zeitweise auf. Diese sind aufgrund der hohen Leistungen einfach zu identifizieren und die Anpassung des Modells an das reale Verhalten verbessert die Modellgüte signifikant, wie in Bild a in Abbildung 10.9 zu sehen. An dieser Stelle bietet sich an, die Ergebnisse in den Netzbetrieb zurück zu spiegeln, um Anpassungen bei den EZAs vornehmen zu können.
- In der Niederspannungsebene besteht seit 2011 über die VDE-AR - 4105 die Möglichkeit induktiven Blindleistungsbezug von Erzeugungsanlagen nach

einer  $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie zu fordern. Davon abweichende Regelungen werden in den individuellen TAB der Netzbetreiber geregelt. In den Modellregionen gilt für den Betrachtungszeitraum für alle Anlagen eine Vorgabe von  $\cos \varphi = 1$ . Die Untersuchungen zeigen jedoch, dass nahezu 100 % der EZA mit der Kennlinie nach VDE-AR – 4105 geregelt werden, da bei dieser Parametrierung das Modell die Messung mit der höchsten Genauigkeit trifft (Bild b in Abbildung 10.9). Es liegt auf der Hand, dass in der Praxis die Wechselrichter nicht entsprechend den Vorgaben des Netzbetreibers parametriert worden sind, sondern es einfach nur bei der Voreinstellung seitens des Herstellers belassen worden ist. In Deutschland liefern die Hersteller die Wechselrichter mit aktivierter  $\cos \varphi(P)$ -Kennlinie aus.<sup>12</sup>

Ebenfalls relevant ist die korrekte Nachbildung des Ortes, an dem die Blindleistung geregelt wird. Große Kundenanlagen werden oft über eine mehrere Kilometer lange Leitung im Netzgebiet angebunden. Diese Leitungen weisen einen erheblichen Blindleistungsbedarf auf. Je nach Situation wird diese vom Anlagenregler kompensiert oder muss zusätzlich berücksichtigt werden (vgl. Einfluss des Regelortes einer PV-Freiflächenanlage in Bild c der Abbildung 10.9).

### 10.4.6 Modell 6 – Abgangsskalierung

Über Modellierungsschritt 5 hinaus kann im „bottom-up Verfahren“ ohne weitere Informationen, wie zusätzliche Messungen etc., keine weitere Verbesserung des Modells erreicht werden. Die verbleibenden Differenzen zur Messung am Umspannwerk können hauptsächlich den nicht gemessenen Netzteilnehmern zugesprochen werden. Die Netzberechnungssoftware PowerFactory<sup>13</sup> bietet die Möglichkeit, das verbleibende Leistungsdefizit anteilig, in Abhängigkeit von der ursprünglichen Leistungsaufnahme, auf ausgewählte Netzelemente automatisiert in einem iterativen Prozess zu verteilen. Dabei werden die veränderten Wirk- wie Blindleistungsverluste des Netzes und sich verändernde Reglerzustände berücksichtigt. Das Resultat ist ein Netzmodell, welches die exakte Leistungsbilanz der Messung nachbildet.

Im Unterschied zum reinen „top-down Verfahren“, bei dem die Leistung von oben herab weitgehend gleichmäßig auf das Netzgebiet verteilt wird, werden die Leistungsflüsse und Spannungsverhältnisse innerhalb des Netzes besser nachgebildet, da das

---

<sup>12</sup> Die stichprobenartige Lektüre von Bedienungsanleitungen von Solarwechselrichtern zeigte, dass eine Parametrierung abweichend von der Voreinstellung nach VDE-AR – 4105 meist nur unter Verwendung zusätzlicher Hardware möglich ist.

<sup>13</sup> DigSILENT GmbH



verbleibende willkürlich zu verteilende Leistungsdefizit durch die vorherigen Modellierungsschritte bereits gering ist. Man kann hier von einem kombinierten „bottom up/top down Verfahren“ sprechen.

## 10.5 Analyse und Bewertung der Ergebnisse

Die in Kapitel 10.4 anhand von Modellregion 1 erarbeiteten und qualitativ beschriebenen Modellierungsschritte werden in einem zweiten Schritt evaluiert und quantitativ bewertet. Die Übertragbarkeit auf andere Netze wird durch die analoge Anwendung der Modellschritte in Region 2 gezeigt, in der neben der Bewertung der Leistungsnachbildung auch engmaschige Spannungsmessungen zur Modellevaluierung zur Verfügung stehen.

### 10.5.1 Beurteilung der Modellgüte anhand des Leistungssaldos

Die in Kapitel 10.4 qualitativ, anhand der Deckung der simulierten PQ-Wolke, mit den Messungen beschriebene Modellgüte wird durch die Gegenüberstellung der Häufigkeitsverteilungen der Messwerte mit den Simulationen der einzelnen Modelle in Abbildung 10.10 beschreibbar.

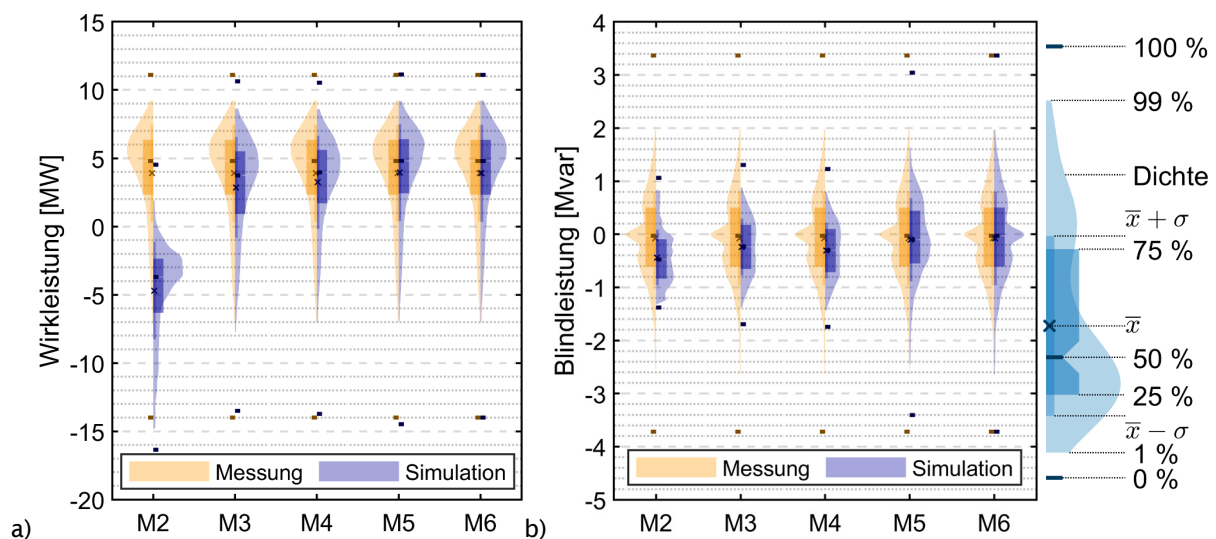


Abbildung 10.10: Darstellung der Häufigkeitsverteilung der Leistungswerte in Gegenüberstellung von Messung und Simulation der einzelnen Modellschritte für die Wirkleistung (a) und die Blindleistung (b)

Die Darstellung der Verteilung der berechneten Simulationsabweichung als Boxplot (Abbildung 10.11) macht die ersichtlichen Abweichungen wiederum quantitativ vergleichbar. Um Ausreißer, die etwa durch Schaltungen, Fehler, etc. entstehen, nauszuschließen, werden nur die 99 % der Extremwerte (blaue Balken) betrachtet.



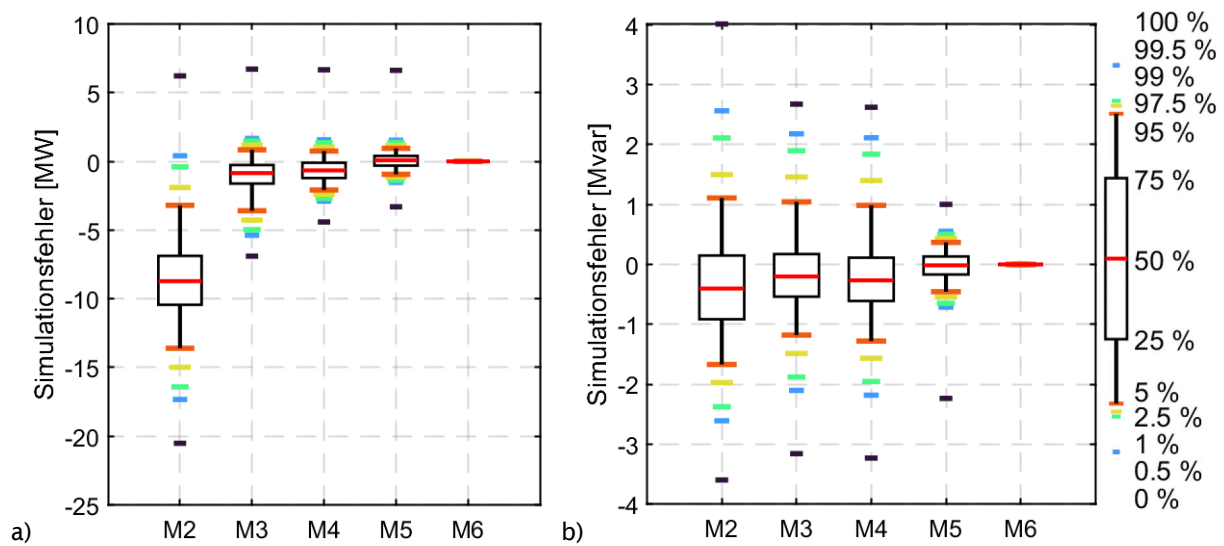


Abbildung 10.11: Abweichung der Simulation von der Messung in den einzelnen Modellschritten der Modellregion 1 und Darstellung unterschiedlicher Quantile für die Wirkleistung (a) und Blindleistung (b)

Der effektivste Schritt zur Verbesserung der Wirkleistungsnachbildung des Modells liegt in der Einbindung von Messzeitreihen. Die hohe Schwankung der Abweichungen in Modell 2 von knapp 18 MW können auf etwa 7 MW reduziert werden. Der RMSE<sup>14</sup> sinkt von 9,1 MW in M2 auf 1,7 MW in M3. Die Abweichungen können durch die synthetischen Zeitreihen (M4) und die Anwendung des Differenzlastgangs (M5) noch einmal jeweils um ein Drittel auf 3 MW verringert werden. Der Differenzlastgang symmetriert zudem die Abweichungen, der RMSE sinkt auf 0,5 MW ab.

Die Nachbildung der Blindleistung wird ebenfalls durch die Messzeitreihen (M2 auf M3) verbessert, deutlich mehr Gewicht hat jedoch die manuelle Anpassung von einzelnen Effekten, wie eine falsche Parametrierung etc. Die beste Nachbildung erreicht eine symmetrische Abweichung von etwa  $\pm 0,6$  Mvar. Diese Beobachtungen bestätigen sich grundlegend auch an Modellregion 2 (vgl. RMSE in Abbildung 10.15), wobei die Modellgüte aus Region 1 nicht vollständig erreicht werden kann, was der geringeren Verfügbarkeit von Messzeitreihen zugeschrieben wird. Modell 6 weist definitionsgemäß keinen Abweichungen des PQ-Saldos am UW gegenüber der Messung auf.

### 10.5.2 Beurteilung der Modellgüte anhand eines Benchmarks der Knotenspannungen

Neben der Auslastung der Betriebsmittel, für die eine exakte Nachbildung des PQ-Verhaltens im Netz relevant ist, sind insbesondere die Spannungsverhältnisse im Netz bzw. die Spannungsfälle der einzelnen Netzstränge gegenüber dem Umspannwerk entscheidend für dessen Aufnahmefähigkeit. In Modellregion 2 stehen insgesamt 106

<sup>14</sup> Root Mean Square Error: Wurzel der mittleren Fehlerquadrate

Messpunkte zur Verfügung, davon sind 11 in Netzebene 5 auf alle Stränge verteilt. Dadurch ist es möglich, einen Benchmark der Simulationen auch auf Basis der Spannungsnachbildung durchzuführen.

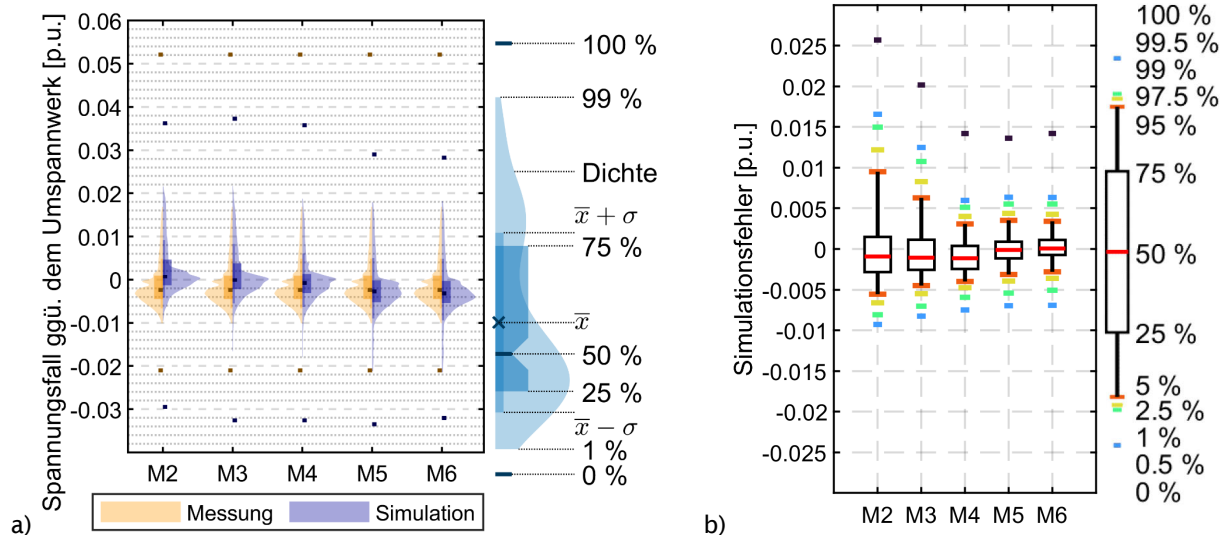


Abbildung 10.12: Darstellung der Häufigkeitsverteilung der Spannungswerte in der Modellregion 2 in Gegenüberstellung von Messung und Simulation der einzelnen Modellschritte (a) und Abweichung der simulierten Spannungen von den Messwerten und Darstellung unterschiedlicher Quantile (b)

In Abbildung 10.14 Bild a ist ersichtlich, dass die Einbindung der Messzeitreihen in M3 und M4 die Abweichungen gegenüber der Nachbildung mit Standardprofilen deutlich auf etwa 1,5 Prozentpunkte (vgl. Abbildung 10.12 Bild b) verkleinert. Weitere Verbesserungsmaßnahmen in M5 wirken sich insofern aus, als dass die Schwankung der Abweichungen symmetrisch wird. Die Skalierung der Lasten in Modell 6 bringt keine weitere Verbesserung der Spannungsnachbildung.

Die Abweichungen in der Spannungsnachbildung sind gleichmäßig über alle Netzknoten verteilt, wie in Abbildung 10.13 zu sehen ist. Lediglich Messpunkt 5 sticht bei der Analyse durch deutliche Abweichungen heraus. Eine nähere Betrachtung zeigt, dass der entsprechende Netzknoten abweichend vom Netzplan nicht vom Netzgebiet versorgt wurde und muss deshalb für die Simulationen ausgeschlossen werden.

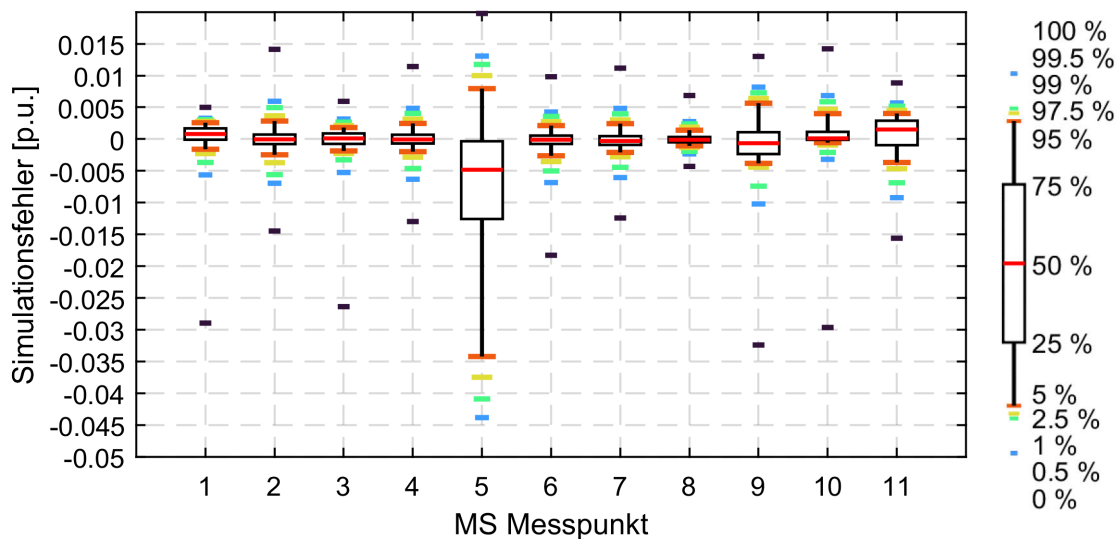


Abbildung 10.13: Abweichung der simulierten Spannungen von den Messwerten in der Modellregion 2 und Darstellung unterschiedlicher Quantile im Vergleich einzelner Netzknoten im Modell 5

Darüber hinaus weicht die einfache Simulation der Spannungsfälle in den zwei extremen Zeitpunkten, Sommerschwachlastfall und Winterstarklastfall (M1), in beiden Modellregionen nicht mehr als 0,25 Spannungsprozentpunkte von den simulierten Werten aus Modell M5 ab. Lediglich der Vergleich mit der Messung deckt eine Schwäche der Auslegung auf die zwei Lastfälle auf. Am HS/MS-Transformator wird die Spannung im Netzgebiet an den Leistungsfluss angepasst. Bei Bezug herrscht am Umspannwerk eine Sollspannung von 1,04 p.u., bei Rückspeisung über 15 MW wird die Spannung auf 1,0 p.u. reduziert. Zwischen diesen Werten verläuft die Sollspannung linear. Daraus folgt, dass die Spannung im Einspeiselastfall erst bei einem Spannungshub von über 0,04 p.u. über der im Lastfall liegt. In der Simulation zeigt sich, dass sich damit nur schwer vorhersagen lässt, ob zum simulierten Zeitpunkt die maximale Spannung abgebildet wird. Dies wird anhand von Bild a in Abbildung 10.14 ersichtlich. Die Abbildung stellt alle auftretenden Maximalspannungswerte eines Jahres über der Uhrzeit in einem Abgang des Modells dar. Die maximalen Werte treten dabei nicht zur Zeit der maximalen Einspeisung auf, sondern in diesem Strang etwa gleichverteilt zwischen 8 und 16 Uhr. Da das Verhältnis von Erzeugung und Last im betrachteten Strang mit 16 deutlich höher ist als im restlichen Netz (7), treten im Strang bereits Rückspeisesituationen auf, die am Transformator noch nicht ersichtlich sind und für die der Sollwert daher nicht abgesenkt wird. Dieses Verhalten kann mit der Modellierungsmethode über zwei Netznutzungsfälle nicht abgebildet werden. Der maximale Spannungswert im Sommerschwachlastfall im Netz (rote Markierung) ist nur zufällig etwa gleich hoch. Zu diesem Zeitpunkt ist der auftretende Maximalwert im Strang (orange Markierung) deutlich niedriger.

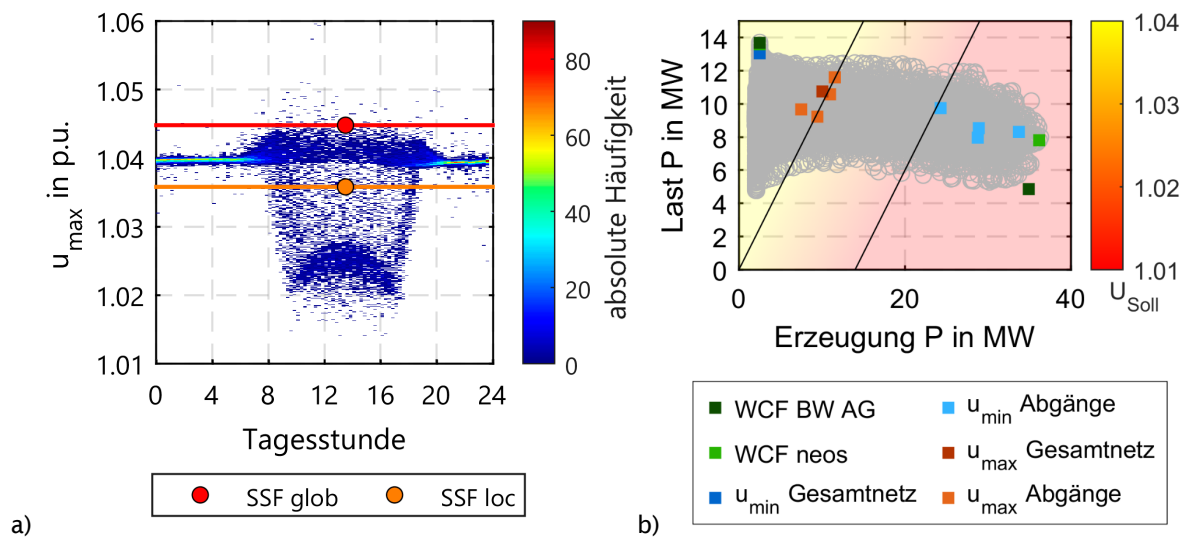


Abbildung 10.14: Maximalspannungen eines Netzstranges in Modellregion 2 über ein Jahr, aufgetragen über der Uhrzeit sowie die im Auslegungsfall simulierten Spannungen (a) und Last- Erzeugungsdia- gramm eines Jahres in Modellregion 2 mit Markierung der extremen Absolutspannungen aller Netz- stränge (b), hinterlegt mit dem Sollwert am UW Trafo (Linien symbolisieren die Knickpunkte der  $U_{\text{Soll}}(P)$  Kennlinie)

Dieses Verhalten trifft auf alle Netzstränge zu. Bild b in Abbildung 10.14 stellt Erzeugung und Last aller Netznutzungsfälle dar. Erwartungsgemäß wären die extremen Spannungen in einem Netz ohne dynamischer Sollwertanpassung zu den dunkelgrün markierten Zeitpunkten zu erwarten. Tatsächlich treten die maximalen Spannungen in den einzelnen Strängen jedoch bei einem Leistungssaldo von ungefähr 0 MW auf. An diesem Punkt wird der Sollwert gerade noch nicht abgesenkt. Die minimalen Spannungswerte der Stränge treten bei höherer Rückspeisung auf. Lediglich der extremste Strang verhält sich erwartungsgemäß. Dieses Verhalten kann bei sehr unterschiedlichen Strängen noch stärker ausgeprägt sein und nur durch Zeitreihensimulationen oder weitere relevante Simulationszeitpunkte beurteilt werden.

### 10.5.3 Aufwand-Nutzen-Vergleich

Die Erarbeitung eines möglichst exakten Netzmodells ist mit hohem Aufwand verbunden. Die zusätzlich zur herkömmlichen Methode 1 gewonnene Genauigkeit muss in ihrem Nutzen diesem Aufwand entgegengestellt werden. Die Abbildung 10.15 stellt alle Modellschritte, ihren Nutzen bzgl. der Modellgenauigkeit und einer qualitativen Abschätzung des Aufwands noch einmal dar. Es ist ersichtlich, dass die beiden wirkungsvollsten Modellschritte 3 und 5 mit dem höchsten manuellen Aufwand verbunden sind. Während die Zuweisung der Standardprofile in Schritt 2 weitgehend automatisierbar ist, stellt die Zuweisung von RLM Messungen zu einzelnen Kunden einen erheblichen manuellen Aufwand dar. Dies liegt insbesondere an den in Absatz 10.3.1

ausgeführten Problemstellungen der Zuweisung und Plausibilisierung. Dieser Aufwand könnte jedoch nach einer strukturellen Anpassung der Datensätze aneinander automatisiert werden. Liegen viele und korrekt zugewiesene Messungen vor, stellt die Generierung von Ersatzzeitreihen eine automatisierbare Lösung dar. Auch die Anpassung der nicht gemessenen SLP-Kunden mittels Differenzlastgang kann automatisch stattfinden. Sämtliche darüberhinausgehenden Anpassungen des Modellschritts 5 (z. B. die Nachbildung der Blindleistung von entgegen der Vorgaben geregelten Erzeugungsanlagen) sind netzindividuell und nur nach eingehender Ursachensuche umsetzbar. Der Aufwand ist je nach Abweichungen und gewünschter Genauigkeit hoch und kann nur schwer abgeschätzt werden. Modellschritt 6 wiederum ist vollautomatisiert über die Lastflussberechnung umsetzbar. Es muss daher individuell entschieden werden, ob der höhere Aufwand eine Verbesserung in der Netzplanung rechtfertigt und ob durch grundsätzliche Anpassungen in der Datenverwaltung Prozesse weitergehend automatisiert werden können.

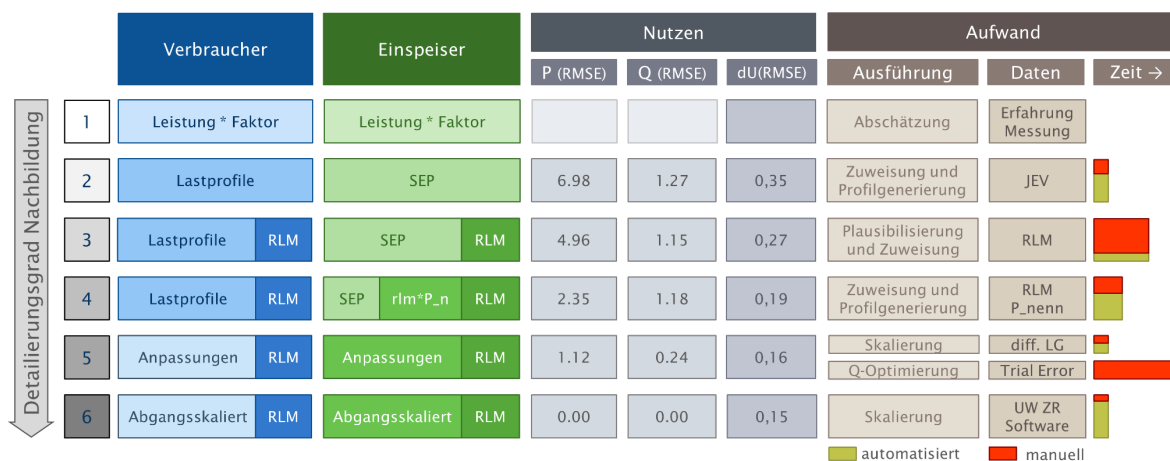


Abbildung 10.15: Überblick über alle Modellschritte, deren Modellgüte anhand von Modellregion 2 und eine Aufwandsdarstellung

## 10.6 Erkenntnisse zur zeitreihenbasierten Netzmodellierungen

### Wirkleistungsmodellierung

Verbraucher	Niederspannungs-Kunden (NS) Standardlastprofil (SLP)	temperaturabhängig (TLP)	Sondervertragskunden (SVK) meist Mittelspannung (MS)
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bilden den NS-Leistungsbedarf auf MS-Ebene gut ab</li> <li>• Gewerbe-Zuordnung (G0-G6) ist für tageszeitliche Verteilung der Last relevant</li> <li>• Verbesserung der SLP-Nachbildung durch Anwendung des Differenzlastgangs (DLG) nach § 12 Abs. 3 StromNZV möglich</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Leistungsbedarf oft nicht vernachlässigbar</li> <li>• bei großer Durchdringung tritt Starklastfall nachts im Winter auf</li> <li>• TLP-Verlauf ist fraglich, Sprung um 22 Uhr &lt;-&gt; Startpunkt Niedertarif um 21 Uhr (wird über den Differenzlastgang ausgeglichen)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hohe Auswirkung auf Netzmodellierung</li> <li>• großer Anteil der Lasten</li> <li>• wenige Zeitreihen bilden Großteil der Last ab</li> <li>• SVK ohne vorhandene Zeitreihen aus RLM kaum nachbildbar</li> </ul>

Einspeiser	Niederspannungs-Anlagen PV-Anlagen (PVA)	sonstige Erzeugungsanlagen	Mittelspannungs-Anlagen
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• synthetische Zeitreihe aus Messzeitreihen bilden PVA des Netzgebietes hinreichend genau ab</li> <li>• Ausblick: synthetische Zeitreihe aus Messzeitreihen der nächst liegenden Anlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verwendung der Standarddeinspeiseprofile (SEP) aus der Energiewirtschaft</li> <li>• andere Nachbildung kaum möglich und nur bei hoher Durchdringung lohnend</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• hohe Auswirkung auf Netzmodellierung</li> <li>• großer Anteil der MS-Anlagen mit RLM-Messung</li> <li>• wenige Zeitreihen bilden Großteil der Erzeugung ab, ohne Messung kaum nachbildbar (Wind, KWK, Wasser)</li> </ul>

### Blindleistungsmodellierung

Verbraucher	Niederspannungs-Kunden	Sondervertragskunden (meist MS)
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• H0: Blindleistungsanteil sehr gering</li> <li>• G0-G6: Blindleistungsanteil schwer nachbildbar → nur pauschal oder mit Messungen abschätzbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• oft Q-Messzeitreihen vorhanden</li> <li>• wenn Q-Messzeitreihe fehlt → Blindleistungsschätzung kaum möglich</li> </ul>

Einspeiser	Messzeitreihen	Modellierung mit Kennlinien
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• H0: Blindleistungsanteil sehr gering</li> <li>• G0-G6: Blindleistungsanteil schwer nachbildbar → nur pauschal oder mit Messungen abschätzbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• bildet Anlagenverhalten korrekt ab</li> <li>• aber: Einhaltung der gültigen TAR kann nicht vorausgesetzt werden</li> <li>• Großteil der Anlagen ist vermutlich mit Ländergrundeinstellungen parametrisiert z. B. <math>\cos \varphi(P)</math>-Regelung bei NS-PVA ab 2012</li> </ul>

### U-Modellierung

Verfahren	Spannungsfall	Absolutspannung
	<ul style="list-style-type: none"> <li>• für Winterstarklastfall (WSF) wird max. Spannungsfall in allen Verfahren ähnlich gut abgeschätzt (V2-V6 basiert in der Höhe auf V1)</li> <li>• für Sommerschwachlastfall (SSF) wird die Modellierung des max. Spannungshubs mit den Verfahren deutlich genauer</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• unter Einbezug der variablen Sollspannung am UW können min. und max. Spannungswerte von den Auslegungszeitpunkten (SSW und WSF) abweichen</li> <li>• max. Spannungswerte treten in Simulation und Messung bei hohen Sollspannungen auf</li> <li>• min. Spannungen treten in den meisten Strängen bei niedrigen Sollspannungen auf</li> </ul>

### 10.7 Zusammenfassung und Fazit zur Netzmodellierung

Anhand der zwei Modellregionen konnten im Projekt neos detaillierte Netzmodelle erstellt werden. Dabei spielt insbesondere die Verfügbarkeit von Messzeitreihen zur Nachbildung der großen und deshalb dominanten Erzeuger und Verbraucher eine übergeordnete Rolle. Die Nachbildung von Großkunden, für die keine Zeitreihen verfügbar sind, gestaltet sich aufgrund des individuellen Verhaltens vergleichsweise schwierig. Nicht gemessene Kunden und kleine Erzeuger lassen sich als Kollektiv über die Standardlastprofile, ggf. mit Anpassungen z. B. über den Differenzlastgang, hinreichend genau nachbilden.

Das bisher angewandte Verfahren basiert auf zwei ausgewählten, extremen Zeitpunkten, welche durch einen erfahrenen Netzplaner modelliert werden. Es zeigt sich, dass dieses Verfahren in vielen Fällen eine hinreichend exakte Nachbildung des maximalen Spannungsfalls liefert. Das bisherige Verfahren ist demnach effizient. In komplexen Netzen muss diese Aussage jedoch eingeschränkt werden. Kommt eine Sollwertregelung am UW-Transformator zum Einsatz, zeigt sich, dass die größten Extreme der Absolutspannungen nicht zwangsläufig bei maximaler Rückspeisung oder Last auftreten. Zudem ist zu erwarten, dass bei sehr unterschiedlichen Strängen, das heißt bei deutlich voneinander abweichendem Last- bzw. Einspeiseverhalten weitere extreme Punkte existieren können, die fernab vom maximalen Last- und Rückspeiseverhalten auftreten. Daher ist eine Zeitreihensimulation oder die Identifizierung weiterer signifikanter Punkte notwendig. Außerdem konnten durch die intensive Analyse der Wirk- und insbesondere des Blindleistungsverhaltens Fehlparametrierungen von Anlagen identifiziert werden. Das betrifft insbesondere die Parametrierung von beinahe 100 % der NS-PV-Anlagen, die vermutlich ab dem Jahr 2012 mit einer  $\cos\varphi(P)$  Kennlinie versehen waren, statt dem vom Netzbetreiber vorgegebenen  $\cos\varphi = 1$ . Da Erstere den Standardeinstellungen der Wechselrichter entspricht, muss vermutet werden, dass dies in weiteren Netzregionen der Fall ist.

Auch sollte in Zukunft die Blindleistung bei RLM in vier Quadranten standardmäßig gemessen werden, da ein großer Einfluss auf die Spannung besteht.

Die detaillierte Netznachbildung ist daher vor allem zur weitergehenden Analyse der Netzzustände in komplexen Netzen mit weitergehenden Regelungen und unterschiedlichen Netzsträngen vorteilhaft, da die relevanten Netznutzungsfälle nicht einfach gefunden werden können. In anderen Netzen liefert die Methode mit zwei extremen Zeitpunkten eine hinreichend genaue Abschätzung des Netzzustands.



# Teil 3

# Verzeichnisse

### 11 Veröffentlichungen

#### Konferenzbeiträge

- Klitsman, Brückl, Eller 2021: Analysis and simulation of the population driving behaviour and charging processes at different station types with electric vehicles, NEIS 2021, Hamburg

#### Geplante Veröffentlichungen

- Verfahren zur einfachen Auswahl von RONT Regelalgorithmen
- Dynamische Regelbandbreite für RONT
- Automatisierte Analyse der Spannungs- und Frequenzabhängigkeit von Netzgebieten anhand von Stufenschaltungen

#### Kurzartikel

- Projekt neos – NetzEntwicklungsOffensive Strom geht in die letzte Runde
- Projekt neos – NetzEntwicklungsOffensive Strom – Regelalgorithmen für RONT - Feldversuch zu neuartigem Regelalgorithmus mit dynamischer Regelbandbreite bereits abgeschlossen
- Messung von suprafrequenten Oberschwingungen mit breitbandigen Spannungssensoren auf MS-Ebene im Bayernwerk und REWAG Netzgebiet
- Proaktive Kühlstrategien für Leistungstransformatoren als Chance zur kurzfristigen Integration von EE-Anlagen

#### Presseartikel und Rundfunkbeiträge

- Radio Euroherz 7.11.2018
- Frankenpost 9.11.2018:
- Frankenpost 31.1.2019:
- Frankenpost 16.6.2019:

## 12 Abschlussarbeiten

### Masterarbeiten

- Ludwig Brey: Entwicklung einer Verfahrensweise zur vereinfachten Auswahl von Regelalgorithmen für regelbare Ortsnetztransformatoren auf Basis von Netzkennzahlen
- Markus Henneke: Untersuchung der Koppelbarkeit zweier Niederspannungsnetze in realistischen Belastungsfällen und bei RONT-Einsatz

### Masterprojektarbeiten

- Ludwig Brey: Kategorisierung von Regelalgorithmen für regelbare Ortsnetztransformatoren und deren Beschreibung als Regelkreise
- Ludwig Brey: Entwicklung automatisierter Verfahren zur Generierung lückenloser Messzeitreihen
- Markus Henneke: Potentialanalyse zur Nutzung des Ortsnetzes von Arzberg-Schlottenhof als Testzentrum für Regelalgorithmen für RONT
- Fabian Adler: Erstellung von Haushaltslastprofilen basierend auf Smart-Meter Messungen
- Johanna Hartweg: Analyse statistischer Zusammenhänge innerhalb der Daten der Studie Zeitverwendung in Deutschland
- Martina Kammermeier: Analyse statistischer Zusammenhänge des Ladeverhaltens an öffentlichen Ladesäulen der REWAG
- Stefanie Lösch: Statistische Analyse der Mobilitätsstudie 2017 zur Untersuchung der Einflussfaktoren auf das Pkw-Nutzungsverhalten

### Bachelorarbeiten

- Daniel Neuberger: Entwicklung von Verfahrensweisen zur Generierung individuell angepasster Regelkennlinien für den regelbaren Ortsnetztransformator (RONT) sowie die Ableitung allgemeingültiger Regelkennlinien für ausgewählte Niederspannungsnetzstrukturklassen
- Tobias Rettenberger: Untersuchung, Implementierung und simulatorische Erprobung eines Regelalgorithmus mit dynamischer Regelbandbreite mit Hilfe eines Lastflussprogramms zur Vorbereitung eines Feldversuchs in einem realen Ortsnetz
- Florian Eigenstetter: Analyse der Spannungsabhängigkeit von Netzgebieten
- Felix Zillner: Simulation und Analyse des Einflusses von netzparallelen Umrichtern auf die Auswirkungen von Kurzunterbrechungen auf Industriebetriebe

- Robert Lutz: Erstellung eines Lastprofilgenerators für Haushalte auf Basis der Zeitverwendungsstudie Deutschland
- Fabian Adler: Entwicklung eines Modells zur Abschätzung der Lastgänge von Schnellladestationen für Elektroautos basierend auf Mobilitätsdaten
- Julia Vollenbröker: Elektromobilität und öffentliche Ladeinfrastruktur – Aufbau eines Nutzungsmodells von öffentlichen Ladestationen zur Lastprognose
- Andreas Bauer: Analyse der Auswirkungen von Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge auf ein Niederspannungsnetz unter der Berücksichtigung von statistischem Pendlerverhalten
- Stefan Schwarz: Generation von Ladeprofilen für Elektrofahrzeuge über Bewegungsprofile und die Analyse auf die Spannungs- und Auslastungsverhältnisse in einem ausgewählten Niederspannungsnetz
- Ferdinand Flach: Modellierung und Analyse der zukünftigen Netzbelastung eines Mittelspannungsnetzes unter Berücksichtigung der Ladeinfrastruktur

### 13 Literatur

- [1] Michael Nickel, „Entwicklungen in der deutschen Stromwirtschaft das Jahr 2021“, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2021/10/AGEB-Tagung-Dez2021-Strom.pdf>. Zugriff am: 22. Dezember 2021.
- [2] Sozialdemokratischen Partei Deutschlands, BÜNDNIS 90 / DIE GRÜNEN und Freien Demokraten, „Koalitionsvertrag 2021-2025“, Berlin, 2021. Zugriff am: 15. Dezember 2021.
- [3] a-eberle, „Sonderdruck – Bewertung von Supraharmonischen bis 150 kHz bei E-Mobilen an der TH Bingen“, 2018.
- [4] *Leistungstransformatoren - Teil 7: Leitfaden für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren*, DIN IEC 60076-7, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Berlin, Feb. 2008.
- [5] Y. Bicen, Y. Cilliyuz, F. Aras und G. Aydugan, „An assessment on aging model of IEEE/IEC standards for natural and mineral oil-immersed transformer“ in *2011 IEEE 17th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, Trondheim, Norway, 26.06.2011 - 30.06.2011, S. 1-4, doi: 10.1109/ICDL.2011.6015442.
- [6] Maschinenfabrik Reinhausen GmbH 2020, „Monitoring system ETOS IM: Operating Instructions“. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.reinhausen.com/XparoDownload.ashx?raid=145480>. Zugriff am: 12. August 2021.
- [7] *Kaskadierung von Maßnahmen für die Systemsicherheit von elektrischen Energieversorgungsnetzen*, 4140, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Feb. 2017.
- [8] *Automatische Letztmaßnahmen zur Vermeidung von Systemzusammenbrüchen*, 4142, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Apr. 2020.
- [9] P. K. Sen und K. H. Lee, „Conservation voltage reduction technique: An application guideline for smarter grid“ in *2014 IEEE Rural Electric Power Conference (REPC)*, 2014, B1-1-B1-8, doi: 10.1109/REPCon.2014.6842200.
- [10] S. Palm und P. Schegner, „Static and transient load models taking account voltage and frequency dependence“ in *2016 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, 2016, doi: 10.1109/pscc.2016.7540887.

- [11] „Bibliography on load models for power flow and dynamic performance simulation“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 10, Nr. 1, S. 523–538, 1995, doi: 10.1109/59.373979.
- [12] Q. Ai, D. Gu und C. Chen, „New Load Modeling Approaches Based on Field Tests for Fast Transient Stability Calculations“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 21, Nr. 4, S. 1864–1873, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2006.882452.
- [13] „Load representation for dynamic performance analysis (of power systems)“, *IEEE Trans. Power Syst.*, Jg. 8, Nr. 2, S. 472–482, 1993, doi: 10.1109/59.260837.
- [14] N. Ashraf, A. Polycarpou, Y. Ioannides, M. Lestas und M. A. Michael, „Linear static parametric models for online parameter identification of power load models“ in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, 2017, doi: 10.1109/ptc.2017.7981081.
- [15] A. Maitra, A. Gaikwad, P. Zhang, M. Ingram, D. L. Mercado und W. D. Woitt, „Using System Disturbance Measurement Data to Develop Improved Load Models“ in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2006, S. 1978–1985, doi: 10.1109/PSCE.2006.296230.
- [16] S. J. Ranade, A. Ellis und J. Mechenbier, „The development of power system load models from measurements“ in *2001 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition. Developing New Perspectives (Cat. No.01CH37294)*, 2001, 201–206 vol.1, doi: 10.1109/TDC.2001.971234.
- [17] B. Hall, „Experimentelle Untersuchung zur frequenz- und spannungsabhängigen Leistungsaufnahme elektrischer Verbraucherteilnetze“. Dissertation, Universität Stuttgart, Stuttgart, 1993.
- [18] G. Kerber, „Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilsnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen“. Dissertation, Technische Universität München, München, 2011.
- [19] G. Schlömer, „Planung von optimierten Niederspannungsnetzen“. Dissertation, Gottfried-Wilhelm-Leibniz Universität Hannover, Hannover, 2017.
- [20] C. Matrose, „Verfahren zur Bewertung der Einsatzpotentiale regelbarer Ortsnetztransformatoren in Niederspannungsverteilungsnetzen“. Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen, Aachen, 2016.
- [21] J. Scheffler, „Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten“. Dissertation, Technische Universität Chemnitz, Chemnitz, 2002.

- [22] W. Kaufmann, *Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungssysteme*, 1. Aufl. Frankfurt am Main: VDE-Verlag GmbH, 1995.
- [23] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, *rONT - Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb: Technischer Hinweis*. Berlin, 2016.
- [24] *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*, DIN EN 50160:2020, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Berlin, 2020.
- [25] *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV): Prüf- und Messverfahren - Verfahren zur Messung der Spannungsqualität*, DIN EN 61000-4-30, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Berlin, 2016.
- [26] Wolfgang Tauber, „Kotstrahltheorie auf dem Prüfstand: Entstehung einpoliger Fehler“, *EW-Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 10, 2018.
- [27] Götz Kaiser, „Der Mäusebussard als Ursache der einpoligen Freileitungsfehler in 110 kV-Hochspannungsnetzen“. Dissertation, KIT, Karlsruhe, 1969.
- [28] Wolfgang Tauber, „Kotstrahltheorie auf dem Prüfstand: Vermeidung einpoliger Fehler“, *EW-Magazin für die Energiewirtschaft*, Nr. 11, 2018.
- [29] *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV): Prüf- und Messverfahren – Prüfungen der Störfestigkeit gegen Spannungseinbrüche, Kurzzeitunterbrechungen und Spannungsschwankungen für Geräte mit einem Eingangsstrom bis zu und einschließlich 16 A je Leiter*, DIN EN 61000-4-11, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Berlin, 2021.
- [30] Information Technology Industry Council, „ITI (CBEMA) CURVE APPLICATION NOTE“, Washington DC, 2000. [Online]. Verfügbar unter: [www.itic.org/resources/Oct2000Curve-UPDATED.doc](http://www.itic.org/resources/Oct2000Curve-UPDATED.doc).
- [31] SEMI, „SEMI F47 - Specification for Semiconductor Processing Equipment Voltage Sag Immunity“, Milpitas CA, USA, 2012.
- [32] Martin Haseneder, „Sternpunktumstellung eines 110-kV-Netzes“. Diplomarbeit, Fachhochschule Regensburg, Regensburg, 2002.
- [33] TE Connectivity Germany GmbH, *Produktkatalog*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.te.com/deu-de/industries/energy-solutions/applications/wildlife-and-asset-protection.html> (Zugriff am: 21. Dezember 2021).
- [34] K. O. Papailiou und F. Schmuck, *Silikon-Verbundisolatoren: Werkstoffe, Dimensionierung, Anwendungen*, 1. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg,



2012. [Online]. Verfügbar unter: <http://swbplus.bsz-bw.de/bsz1651054711cov.htm>
- [35] China Kayi Industrial Co., Ltd., *RTV PRTV silicon coating silicon rubber coating for pollution flashover for disc insulators*. [Online]. Verfügbar unter: <http://polymericinsulators.sell.everychina.com/p-106994338-rtv-prtv-silicon-coating-silicon-rubber-coating-for-pollution-flashover-for-disc-insulators.html#> (Zugriff am: 21. Dezember 2021).
- [36] A. Küchler, *Hochspannungstechnik: Grundlagen - Technologie - Anwendungen*, 4. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017. [Online]. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:31-epflicht-1555845>
- [37] *Auswahl und Bemessung von Hochspannungsisolatoren für die Anwendung unter Verschmutzungsbedingungen: Teil 2: Keramik- und Glasisolatoren für Wechselspannungssysteme*, DIN IEC/TS 60815-2, Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Berlin, 2021.
- [38] F. Kießling, P. Nefzger und U. Kaintzyk, *Freileitungen: Planung, Berechnung, Ausführung*, 5. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2001.
- [39] Bayernwerk AG, „Interne Unterlagen und Abbildungen“, Regensburg, 2021.
- [40] TONI Bird Control Solutions GmbH & Co. KG, *Hochspannungsleitungen - Vogelabwehr*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.vogelabwehr.de/de/05\\_vogel-schutz/stromleitungen.php](https://www.vogelabwehr.de/de/05_vogel-schutz/stromleitungen.php) (Zugriff am: 21. Dezember 2021).
- [41] Piller, *Piller Power Technology Protects The World's Critical Infrastructure*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.piller.com/en-GB> (Zugriff am: 21. Dezember 2021).
- [42] ABB, „Active Voltage Conditioner for sag correction: TECHNICAL CATALOGUE“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: [https://library.e.abb.com/public/adda1ba9f3f34b44b677df0040b90b7a/2UCD074000E002\\_C%20PCS100%20AVC-40%20Technical%20Catalogue.pdf](https://library.e.abb.com/public/adda1ba9f3f34b44b677df0040b90b7a/2UCD074000E002_C%20PCS100%20AVC-40%20Technical%20Catalogue.pdf). Zugriff am: 21. Dezember 2021.
- [43] Condensator Dornit GmbH, „OSK@R Produktkatalog“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: [www.condensator-dornit.de](http://www.condensator-dornit.de). Zugriff am: 21. Dezember 2021.
- [44] A. K. Ramasamy, R. Krishnan Iyer, V. K. Ramachandaramuthy und R. N. Mukerjee, „Dynamic Voltage Restorer For Voltage Sag Compensation“ in *2005 International Conference on Power Electronics and Drives Systems*, null, doi: 10.1109/peds.2005.1619886.

- [45] J. G. Nielsen, M. Newman, H. Nielsen und F. Blaabjerg, „Control and Testing of a Dynamic Voltage Restorer (DVR) at Medium Voltage Level“, *IEEE Trans. Power Electron.*, Jg. 19, Nr. 3, S. 806–813, 2004, doi: 10.1109/TPEL.2004.826504.
- [46] *Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb*, VDE-AR-N 4110, Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., Berlin, 2018.
- [47] J. Schäuble, T. Kaschub, A. Ensslen, P. Jochem und W. Fichtner, „Generating electric vehicle load profiles from empirical data of three EV fleets in Southwest Germany“, *Journal of Cleaner Production*, Jg. 150, S. 253–266, 2017, doi: 10.1016/j.jclepro.2017.02.150.
- [48] D. Heinz, „Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland“, 2018.
- [49] L. Liu, *Einfluss der privaten Elektrofahrzeuge auf Mittel- und Niederspannungsnetze*. Darmstadt, 2018. [Online]. Verfügbar unter: <https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/7171/>
- [50] infas Institut für Sozialwissenschaft, *Mobilität in Deutschland*. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/> (Zugriff am: 15. Dezember 2021).
- [51] Statistisches Bundesamt, *Mikrozensus - Bevölkerung und Erwerbstätigkeit*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.destatis.de/DE/Service/Bibliothek/\\_publikationen-fachserienliste-1.html](https://www.destatis.de/DE/Service/Bibliothek/_publikationen-fachserienliste-1.html) (Zugriff am: 15. Dezember 2021).
- [52] Boniversum, „Verbraucherumfrage Elektromobilität 2017“, Neuss, 2017. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.boniversum.de/wp-content/uploads/2017/07/Boniversum\\_Elektromobilit%C3%A4t\\_Bericht-2017.pdf](https://www.boniversum.de/wp-content/uploads/2017/07/Boniversum_Elektromobilit%C3%A4t_Bericht-2017.pdf). Zugriff am: 15. Dezember 2021.
- [53] F. Marra, G. Y. Yang, C. Træholt, E. Larsen, C. N. Rasmussen und S. You, „Demand profile study of battery electric vehicle under different charging options“ in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, S. 1–7, doi: 10.1109/PESGM.2012.6345063.
- [54] D. Fischer, A. Harbrecht, A. Surmann und R. McKenna, „Electric vehicles’ impacts on residential electric local profiles – A stochastic modelling approach considering socio-economic, behavioural and spatial factors“, *Applied Energy*, 233-234, S. 644–658, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.10.010.

- [55] T. Franke und J. F. Krems, „Understanding charging behaviour of electric vehicle users“, *Transportation Research Part F: Traffic Psychology and Behaviour*, Jg. 21, S. 75–89, 2013, doi: 10.1016/j.trf.2013.09.002.
- [56] A. Windt und O. Arnhold, „Ladeinfrastruktur nach 2025/2030: Szenarien für den Markthochlauf“, Berlin, 2020. Zugriff am: 15. Dezember 2021.
- [57] Deloitte, „Elektromobilität in Deutschland. Marktentwicklung bis 2030 und Handlungsempfehlungen“, Düsseldorf, 2020. [Online]. Verfügbar unter: <https://www2.deloitte.com/de/de/pages/consumer-industrial-products/articles/elektromobilitaet-in-deutschland.html>. Zugriff am: 15. Dezember 2021.
- [58] F. Hacker *et al.*, „eMobil 2050 - Szenarien zum möglichen Beitrag des elektrischen Verkehrs zum langfristigen Klimaschutz“, Berlin, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.oeko.de//oekodoc/2114/2014-670-de.pdf>.
- [59] Statista, *New electric car registrations in Germany 2003-2021*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.statista.com/statistics/1166572/new-electric-car-registrations-number-germany/> (Zugriff am: 15. Dezember 2021).
- [60] E. Apostolaki-Iosifidou, P. Codani und W. Kempton, „Measurement of power loss during electric vehicle charging and discharging“, *Energy*, Jg. 127, Nr. 3, S. 730–742, 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.03.015.
- [61] Verband der Bayerischen Energie und Wasserwirtschaft e.V. – VBEW, „VBEW-Hinweis Netzanschluss und Netzverträglichkeit von Ladeeinrichtungen“, München, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.vbew.de/energie/energie-fuer-bayern/mobilitaet-fuer-bayern/elektromobilitaet>. Zugriff am: 15. Dezember 2021.
- [62] F. Potratz, „Grundsatzplanung in der Mittel- und Niederspannung unter Berücksichtigung aktiver Netzbetriebsmittel“. Dissertation, Institut für Hochspannungstechnik, RWTH Aachen, Aachen.
- [63] S. Patzack, „Ermittlung von planungsrelevanten Netznutzungsfällen für elektrische Verteilnetze“ (ger), Band 180, 2017.
- [64] VDEW, „Repräsentative VDEW-Lastprofile“, Frankfurt (Main), 1999. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>. Zugriff am: 2. Dezember 2021.
- [65] J. Giesecke, S. Heimerl und E. Mosonyi, *Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb*, 6. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2014. [Online]. Verfügbar unter: <http://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:31-epflicht-1566697>