



PhD-FSTM-2022-046
Fakultät für Naturwissenschaften, Technologie und Medizin

DISSERTATION

verteidigt am 13/04/2022 in Luxemburg

zur Erlangung des Titels

DOCTEUR DE L'UNIVERSITÉ DU LUXEMBOURG EN SCIENCES DE L'INGÉNIEUR

von

Christina Zugschwert

geboren am 8. Juni 1993 in Schwandorf (Deutschland)

EVALUATION VON SYNERGIEEFFEKTEN ZENTRALER SPEICHERSYSTEME IN NIEDERSpannungsNETZEN DURCH INTEGRATIVE MODELLBILDUNG

Prüfungskommission

Prof. Dr. Stephan Leyer, Betreuer der Doktorarbeit
Professor, Universität Luxemburg

Prof. Dr. Karl-Heinz Pettinger
Professor, Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut

Prof. Dr. Jean-Régis Hadji-Minaglou, Vorsitzender
Professor, Universität Luxemburg

Prof. Dr. Peter Zeller
Professor, Fachhochschule Oberösterreich

Dr. Peter Fischer
Externer Gutachter, Fraunhofer-Institut für Chemische Technologie ICT

Danksagung

Aus Datenschutzgründen nicht publiziert.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Motivation und Problemstellung	1
1.2	Zielsetzung	3
1.3	Struktur	4
2	Netzstabilität und der Einfluss erneuerbarer Energien	5
2.1	Kriterien der Versorgungsqualität	6
2.1.1	Qualitätsmerkmal Netzspannung	6
2.1.2	Qualitätsmerkmal Netzfrequenz	7
2.1.3	Frequenzänderung im Niederspannungsnetz	8
2.1.4	Spannungshaltung durch Blindleistungsmanagement	9
2.1.5	Blindleistungsflüsse im Niederspannungsnetz	10
2.2	Systematische Betrachtung von Energienetzen	11
2.2.1	Transformatoren	13
2.2.2	Leitungen	14
2.2.3	Verbraucher	15
2.2.4	Umrichter	15
2.3	Flexibilitätsmechanismen im Stromnetz	16
3	Integrative Modellbildung und Stand der Technik	18
3.1	Energiesystem- und Netzsimulation	19
3.1.1	Dezentrale und zentrale Systemgrenze	19
3.1.2	Anwendungsklassifizierungen für Energiespeicher	21
3.1.3	Steuerungsebene und Speicherplatzierung	22
3.2	Batteriesimulation	25
3.2.1	Vanadium Redox Flow Batterie	27
3.2.1.1	Funktionsweise und Komponenten	27
3.2.1.2	Leerlaufspannung und State of Charge	29
3.2.1.3	Systemtechnik und Stackspannung	30
3.2.2	VRFB als Flexibilitätsoption	33
4	Vanadium-Redox-Flow-Batterie-Modell	37
4.1	Methodik	37
4.1.1	Definition des Rohdatenumfangs	38

4.1.2	Mathematische Modellbeschreibung	39
4.1.3	Ablauf der Optimierung	41
4.1.4	Optimierungsfunktion	43
4.2	Experimentalteil	44
4.2.1	Datengrundlage der Modellentwicklung	44
4.2.2	Auswertung der VRFB-Systemeffizienzen	46
4.3	Auswertung	48
4.3.1	Optimierungsfunktion und Parametrisierung	49
4.3.1.1	Relative Varianz als Funktion der Optimierungsschleifen	49
4.3.1.2	Relative Varianz als Funktion der Eingangsdaten	52
4.3.1.3	Simulationsabweichung als Funktion der Eingangsdaten	53
4.3.2	Validierung	54
4.4	Diskussion	57
5	Energiesystemssimulation	59
5.1	Experimentalteil	59
5.1.1	Zielnetzgebiet	59
5.1.2	Zeitdiskrete Plausibilitätsprüfung	60
5.1.3	Relativer Blindleistungsbedarf	66
5.1.4	Datenauswahl und Systematik	67
5.2	Methodik	69
5.2.1	Grenzwertbestimmung	71
5.2.1.1	Wirkleistung	72
5.2.1.2	Blindleistung	74
5.2.2	Ortsdiskrete Regelstrategie	75
5.2.2.1	Betriebsstrategie BasisMod	75
5.2.2.2	Betriebsstrategie BasisMod+	76
5.2.2.3	Zusammenfassung der Betriebsstrategien	80
5.2.3	Evaluationskriterien	81
5.2.3.1	Wirkleistung	81
5.2.3.2	Blindleistung	84
5.2.4	Designparameter	86
5.3	Programmablaufplan	88
5.4	Auswertung	91
5.4.1	Auswertung BasisMod	92
5.4.1.1	Speicherauslastung	92
5.4.1.2	Wirkleistungsrückspeisung	96
5.4.1.3	Optimierte Speicherdimensionierung	100
5.4.2	Auswertung BasisMod+	101
5.4.2.1	Blindleistungskompensation	101
5.4.2.2	Wechselrichterauslastung	103
5.4.2.3	Optimierte Systemdimensionierung	104
5.5	Diskussion	106

6	Netzanalyse	108
6.1	Modellaufbau Zielnetzgebiet	108
6.2	Lastflussvalidierung	110
6.2.1	Szenario 1: Status Quo	110
6.2.2	Szenario 2: BasisMod+	114
6.2.3	Sensitivitätsanalyse Speicherplatzierung	118
6.3	Diskussion	126
7	Fazit und Ausblick	128
7.1	Fazit	128
7.2	Aspekte zur Weiterentwicklung	131
A	Anhang	153
Anhang1		153
A.1	Richtlinien für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz	153
A.2	Zusammenfassender Literaturüberblick der Redox-Flow-Batterie	154
A.3	Wirkungsebenen von Energiespeichern im Stromnetz	155
A.4	Eingangsparameter der Energiesystemssimulation	159
A.5	Leistungs- und Kapazitätsäquivalente der Optimierung	161
A.6	Weiterführende Ergebnisse der Lastflussrechnung	163
A.6.1	Blindleistung und Kabelauslastung	163
A.6.2	Sensitivitätsanalyse der Spannungsänderungen	166

Abbildungsverzeichnis

1.1	Schematische Darstellung mehrerer Niederspannungsnetzabschnitte sowie übergeordneter Spannungsebene mit zugehörigen vertikalen und horizontalen Lastflüssen.	2
2.1	Spannung zwischen Niederspannungssammelschiene und Netzanschlusspunkt bei Einspeisung. Darstellung im Erzeugerzählpfeilsystem, in Anlehnung an [1, 2].	7
2.2	Spannungs- und Frequenzanforderungen in Niederspannungsnetzen, in Anlehnung an [3].	8
2.3	Sekündliche Auflösung der normierten Wirk-, Blind- und Scheinleistung P , Q und S sowie der Frequenz f für ein ländliches Niederspannungsnetz in Süddeutschland im November 2018.	9
2.4	Blindleistungsaustausch und Grenzwerte im Niederspannungsnetz nach [3].	10
2.5	Wirk- und Blindleistungsverhalten eines ländlichen Niederspannungsnetzabschnitts in Süddeutschland mit hoher Photovoltaik (PV)-Erzeugung gemessen am Niederspannungstransformator im November 2018.	11
2.6	Ersatzschaltbild eines Erdkabels, in Anlehnung an [4].	14
2.7	Schematische Darstellung der elektrischen Kopplung eines Energiespeichersystems mit dem Niederspannungsnetz.	16
2.8	Schematischer Vergleich der Flexibilitätsdefinition [5] sowie der Klassifizierung eines Energiespeichers im Rahmen dieser Forschungsarbeit.	17
3.1	Schematische Darstellung der Simulationsebenen Batteriesimulation, Energiesystemsimulation und Netzsimulation im Kontext der Forschungsarbeit.	18
3.2	Platzierung, Wirkungs- und Steuerungsebene von EES im Netz; referenzierte Literaturquellen beginnend bei 1 aufsteigend: [6–22].	23
3.3	Darstellung der Wirkungs- und Steuerungsebene sowie der Platzierungsstrategien im Kontext der Forschungsarbeit.	25
3.4	Schematischer Zellaufbau einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie am Beispiel der Entladung.	27
3.5	Schematische Darstellung der anodischen und kathodischen Zellspannung einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie (VRFB) mit Wasserstoff- und Sauerstoffbildung gegen Standardwasserstoffpotential, in Anlehnung an [23].	28
3.6	Verschaltung von VRFB-Zellen zu einem Stack in Anlehnung an [24]. Hydraulische Flüsse werden am Beispiel der Entladung dargestellt.	31

3.7	Gesamte Sprungantwort eines 2 kW VRFB-Stacks für 5 A, 10 A, 15 A, 20 A, 25 A und 30 A sowie vergrößerter Ausschnitt für 20 A.	34
4.1	Schematische Darstellung der Batteriemodellierung bestehend aus den Teilschritten Rohdatenumfang, Modelloptimierung, -parametrisierung und -validierung. . .	38
4.2	Optimierungsalgorithmus des VRFB-Modells mit iterativen Prozessschleifen indiziert mit p , s und k , in Anlehnung an [25].	42
4.3	Leistungsabhängige Systemverluste der VRFB durch Umrichter, Batteriemanagementsystem (BMS), Pumpen sowie Ventilation zwischen Wechselstrom (AC)- und Gleichstrom (DC)-Messpunkt.	47
4.4	Energieeffizienz sowie DC-Leistung pro Stack in Abhängigkeit der Stromstärke sowie ohmscher Widerstand pro Stack und Ladungszustand in Ω für verschiedene Stromstärken.	48
4.5	Darstellung der Modellabweichung LSS für das Screening von C_{Stor} während der Optimierungsschleifen $s = 1 - 3$ bei Eingangsdatenumfang $p1$ und $p2$	49
4.6	Verlauf der Prozessparameter C_{Stor} , I_{loss} , R_i und U'_0 während der detaillierten Optimierung ($s = 3$) mit einer Schrittweite $k = 60$ unter Variation des Eingangsdatenumfangs.	50
4.7	Prozessparameter C_{Stor} , I_{loss} , R_i und U'_0 in Abhängigkeit vom Eingangsdatenumfang p . Der Datenumfang wird von $p1$ - gesamter Datensatz mit 10 Lade- / Entladezyklen - stetig bis $p5 - 10$ - jeweils nur ein Lade- / Entladezyklus - variiert.	53
4.8	Gewichtete, quadratische Abweichung zwischen Modell und Rohdaten $WLSS$ als Funktion des Eingangsdatenumfangs p	53
4.9	Modellvalidierung und Vergleich der Bewertungsfälle $p1$ und $p2$ für $P_{apl} = 2,5 \text{ kW}$, 5 kW und $P_{apl} = 7,5 \text{ kW}$, nach [25]. Es werden jeweils die Rohdaten für Spannung U_{Raw} und State of Charge (SoC) SOC_{Raw} sowie die simulierten Daten für Eingangsdatenumfang $p1$ $U_{Sim,p1}$ und $SOC_{Sim,p1}$ sowie $p2$ $U_{Sim,p2}$ und $SOC_{Sim,p2}$ dargestellt.	55
4.10	Modellvalidierung und Vergleich der Bewertungsfälle $p2$ und $p7$ für $2,5 \text{ kW}$ sowie $p2$ und $p9$ für $7,5 \text{ kW}$, nach [25].	57
5.1	Geographische Schematik sowie installierte PV-Leistung im Zielnetzgebiet.	60
5.2	Boxplot einer Zufallsauswahl von 25 Lastprofilen für die Referenztage 28.05.19 und 10.06.19.	63
5.3	Boxplots zum Vergleich der Referenztage für die Anschlusspunkte 233 und 551 sowie 409 und 87.	64
5.4	Boxplot einer Zufallsauswahl von 25 PV-Erzeugungsprofilen für die Referenztage 28.05.19 und 10.06.19.	64
5.5	Durchschnittliche Tagesganglinie im Vergleich zum Standardlastprofil H0 des VDEW [26] sowie durchschnittlich, erzeugte Wirkleistung aller Anschlusspunkte im Mai und Juni.	65
5.6	Durchschnittliche Blindleistungstagesganglinie im Mai und Juni des gesamten Zielnetzgebiets.	66

5.7	Erzeugte Wirk- und Blindleistung einer PV-Anlage an einem ausgewählten Anschlusspunkt für Referenztag 2.	67
5.8	Grundlegende Systematik und Datenauswahl der zeit- und ortsdiskreten Energiesystems simulation.	68
5.9	Summenprofile der Wirk- und Blindleistung getrennt nach Erzeugung und Verbrauch für den Betrachtungszeitraum 28.05.19 - 10.06.19.	68
5.10	Schematische Darstellung der Methodik der Steuerungsebene mit Haupt- sowie zwei Sub-Regelungen (Batterie- und Wechselrichtermodell).	70
5.11	Abhängigkeiten und Beeinflussung des Hauptregelparameters sowie Randbedingungen der Energiesystems simulation.	71
5.12	Statistische Kenngrößen residualer Summenprofile der Wirkleistungserzeugung und -verbrauch sowie sortierte Quantilsdarstellung für den Betrachtungszeitraum 28.05.19 - 10.06.19.	72
5.13	Statistische Kenngrößen der residualen Summenprofile der induktiven und kapazitiven Blindleistung sowie sortierte Quantilsdarstellung für den Betrachtungszeitraum 28.05.19 - 10.06.19.	74
5.14	Wirkleistungsgesteuerte Betriebsstrategie BasisMod unter Anwendung der Grenzwerte.	76
5.15	Wirkleistungsgesteuerte Betriebsstrategie mit Blindleistungskompensation BasisMod+ unter Anwendung der Grenzwerte.	77
5.16	Angepasste wirk- und blindleistungsgesteuerte Betriebsstrategie unterteilt in drei Regelbereiche unter Anwendung der Grenzwerte.	78
5.17	Darstellung der Betriebsstrategie Wirkleistungsgesteuerter Betrieb mit Blindleistungskompensation (BasisMod+) im vier Quadrantensystem unter Annahme der Grenzwerte.	79
5.18	Wirk- und Blindleistung absolut sowie Wirk- und Blindleistungskomponenten an der absoluten Scheinleistung für einen Beispieltag im Betrachtungszeitraum 28.05.19 - 10.06.19.	80
5.19	Schematische Darstellung der Designparameter Kapazität und Wirkleistung der Batterie sowie Scheinleistung des Wechselrichters innerhalb der Steuerungsebene.	87
5.20	Schematische Darstellung der Energiesystems simulation als Programmablaufplan mit den Sub-Modellen Grenzwertbestimmung, Wirk- und Blindleistungsregelung, Batteriemodell, Wechselrichtermodell und Rohdatenbearbeitung.	89
5.21	Detaillierte schematische Darstellung der Energiesystems simulation als Programmablaufplan mit den Sub-Modellen Grenzwertbestimmung, Wirk- und Blindleistungsregelung, Batteriemodell und Wechselrichtermodell sowie den zugehörigen Übergabeparametern.	91
5.22	Abbildung des SoC für verschiedene Kapazitäts- und Leistungsäquivalente.	93
5.23	Durchschnittlicher Nutzungsgrad τ pro Leistungsäquivalent über den kompletten Betrachtungszeitraum.	94
5.24	Betrag des zeitdiskreten Nutzungsgrads $\tau(t)$ für verschiedene Leistungsäquivalente und Kapazitätsäquivalent @C100 für Beispieltag 2 und 5.	95

5.25	Residuales Wirkleistungsprofil sowie SoC-Verlauf für Beispieltag 5 bei @P500C10 und @P500C100.	96
5.26	Residuales Wirkleistungsprofil des Zielgebiets mit und ohne Speichernutzung sowie SoC für verschiedene Kapazitätsäquivalente @C10 und @C30 bei Leistungsäquivalenten @P100 und @P400.	98
5.27	Residuales Wirkleistungsprofil des Zielgebiets für drei Beispieltage mit und ohne Speichernutzung sowie SoC für verschiedene Kapazitätsäquivalente @C70 und @C500 bei Leistungsäquivalenten @P100 und @P400.	99
5.28	Negative und positive, prozentuale Wirkleistungsreduktion ψ_{OD-} und ψ_{OD+} für ausgewählte Leistungs- und Kapazitätsäquivalente.	100
5.29	Bewertungsparameter $z - Faktor$ zur kombinierten Optimierung der Designparameter Kapazität und Leistung sowie gesamtes residuales Wirkleistungsprofil des Zielgebiets mit und ohne Speichernutzung @C70P400.	101
5.30	Residuales Blindleistungsprofil des Zielgebiets für den gesamten Zeitraum sowie drei Beispieltage mit und ohne Speichernutzung für Scheinleistungsäquivalente @S405 und @S460.	102
5.31	Dreitagesausschnitt der residualen Blindleistung sowie des residualen $\cos\varphi$ mit Speichersystem für Scheinleistungsäquivalente @S405 und @S460.	103
5.32	Prozentuale Wirk- und Scheinleistungsauslastung des Wechselrichters für Scheinleistungsäquivalente @S405 und @S460.	104
5.33	$Cos - Faktor$ sowie negative und positive maximale Blindleistungsreduktion γ_{ind} und γ_{cap}	105
5.34	Blindleistungskompensationskosten α_{ind} und α_{cap} in Prozent pro Euro.	105
6.1	Geographische Schematik des differenzierten Teilnetzes (Systemgrenze in Blau) zur Validierung der Betriebsstrategie mittels Lastflussberechnung.	109
6.2	Schematische Simulationsstruktur und zugehörige Netzwerkelemente.	109
6.3	Residuales Wirk- und Blindleistungsprofil im Vergleich zwischen Energiesystem- und Netzsimulation.	111
6.4	Leistungsfaktor am Transformator sowie an den Erzeugungsanlagen.	112
6.5	Relative Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für Typtag 1 mit normaler und dreifacher Erzeugungsleistung. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.	114
6.6	Residuales Wirk- und Blindleistungsprofil mit Batteriesystem im Vergleich zwischen Energiesystem- und Netzsimulation.	116
6.7	Relative maximale sowie durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für Typtag 1 bei 3-facher PV-Leistung, Anwendung der Betriebsstrategie BasisMod+ sowie Platzierung des Speichers am Transformator. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.	117
6.8	Standorte für die Sensitivitätsanalyse der Speicherplatzierung, Trafoplatzierung @Trafo, Platzierung oben Mitte @POM, Platzierung unten links @PUL und Platzierung Mitte rechts @PMR, als schematische Darstellung des Zielnetzes.	119

6.9	Durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für die Speicherplatzierungen @Trafo und @POM.	120
6.10	Durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für die Speicherplatzierungen @PUL und @PMR.	122
6.11	Relative maximale Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für die Speicherplatzierungen @Trafo und @POM.	124
6.12	Relative maximale Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für die Speicherplatzierungen @PUL und @PMR.	125
A.1	Blindleistung aller Netzbetriebsmittel sowie durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung ohne Speichersystem für Typtag 1 mit dreifacher Erzeugungsleistung.	164
A.2	Prozentuale Auslastung aller Kabel ohne und mit Speichersystem bei Platzierung @POM mit dreifacher Erzeugungsleistung. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.	165
A.3	Prozentuale Auslastung aller Kabel mit Speichersystem bei Platzierung @PUL mit dreifacher Erzeugungsleistung. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.	166
A.4	Relative maximale sowie durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent ohne Speicher sowie für die Speicherplatzierungen @Trafo. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.	167
A.5	Relative maximale sowie durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für die Speicherplatzierungen @POM und @PUL. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden. . .	168
A.6	Relative maximale sowie durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für die Speicherplatzierungen @PMR. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.	169

Tabellenverzeichnis

2.1	Struktureller Kriterien Netztopologie, -topographie, -infrastruktur zur Klassifizierung von Stromnetzen.	13
3.1	Auflistung potentieller Wirkungsebenen von elektrischen Energiespeichern im Stromnetz.	22
3.2	Überblick verschiedener Performanceindikatoren und Kosten für Vanadium Redox Flow Batterien; Datenbasis [27, 28, 28–50].	35
4.1	Unterteilung der Eingangsdaten gekennzeichnet durch Rohdatenvektor $P_{Apl}(p)$ in vier Bewertungsfälle, in Anlehnung an [25].	39
4.2	Schleifenindex k_{CStor} und Schrittweite k innerhalb der Optimierungsschleife „Screening C_{Stor} “. [25]	43
4.3	Startwerte und relative Änderung der Prozessparameter von der ersten zur dritten Optimierungsschleife für Eingangsdatenumfang $p1$ und $p2$. Eine Änderung mit positiven Vorzeichen zeigt eine Erhöhung des Werts gegenüber dem Startwert der ersten Optimierungsschleife $s1$	51
4.4	Auswertung der Prozessparameter durch Variation des Eingangsdatenumfangs [25].	54
5.1	Anzahl verwendeter Lastprofile vor und nach Plausibilitätsprüfung sowie durchgeführte Prüfungsschritte jeweils getrennt für Verbrauch (V1-V5) und Erzeugung (E1-E5).	62
5.2	Datensätze der nachfolgenden Energiesystem- und Netzsimulation.	69
5.3	Betriebsmodi sowie zugehörige Regelbereiche und Grenzwerte.	81
5.4	Evaluationskriterien der Betriebsmodi.	86
5.5	Designparameter der Systemdimensionierung	88
5.6	Beispielhaftes Leistungs- und Kapazitätsäquivalent der Optimierung für die Betriebsstrategie BasisMod sowie Scheinleistungsäquivalent der Optimierung für die Betriebsstrategie BasisMod+.	92
A.1	Normative Richtlinien für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz	154
A.2	Wissenschaftliche Publikationen im Bereich der RFB Forschung	155
A.3	Wirkungsebene Übergeordnete Systemdienstleistungen (SYSTEM) und zugehörige Dienstleistungen von elektrischen Energiespeichern im Stromnetz.	156
A.4	Wirkungsebene Störungsfreier Netzbetrieb (NETZ) und zugehörige Dienstleistungen von elektrischen Energiespeichern im Stromnetz.	157

A.5	Wirkungsebene Endkundenenergiemanagement (MANAGE) und zugehörige Dienstleistungen von elektrischen Energiespeichern im Stromnetz.	158
A.6	Eingangsparameter sowie Annahmen der Sub-Modelle der Energiesystemssimulation.	160
A.7	Leistungs- und Kapazitätsäquivalente der Optimierung für die Betriebsstrategie BasisMod sowie Scheinleistungsäquivalente der Optimierung für die Betriebsstrategie BasisMod+.	162

Akronyme

AC Wechselstrom.

ASR flächenspezifischen Widerstand.

BasisMod Wirkleistungsgesteuerter Betrieb.

BasisMod+ Wirkleistungsgesteuerter Betrieb mit Blindleistungskompensation.

BMS Batteriemanagementsystem.

COST Erlösgesteuert.

DC Gleichstrom.

DEES Dezentrale elektrische Energiespeicher.

EE erneuerbare Energien.

EEG Erneuerbare Energie Gesetz.

EES elektrischer Energiespeicher.

ENERGY Energiegesteuert.

EZP Erzeugerzählpeilsystem.

IQR Interquartilsabstand.

MANAGE Endkundenenergiemanagement.

MAX Maximalwerte.

MIN Minimalwerte.

NETZ Störungsfreier Netzbetrieb.

NetzLux Zielnetz dieser Forschungsarbeit.

NetzSüd Messkampagne eines beispielhaften Niederspannungsnetzes in Süddeutschland.

OCV Open-Circuit-Voltage.

POWER Wirkleistungsgesteuert.

PSP Leistungsabhängige Parametrisierung.

PV Photovoltaik.

RFB Redox-Flow-Batterie.

SHE Standardwasserstoffelektrode.

SLP Standardlastprofile.

SoC State of Charge.

SYSTEM Übergeordnete Systemdienstleistungen.

TZE Technologiezentrum Energie der Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut.

UNB Übertragungsnetzbetreiber.

UVP Universelle Parametrisierung.

VDEW Verband der Elektrizitätswirtschaft.

VNB Verteilnetzbetreiber.

VRFB Vanadium-Redox-Flow-Batterie.

VZP Verbraucherzählpfeilsystem.

ZEES Zentrale elektrische Energiespeicher.

Formelverzeichnis

Prozentuale Kosten der induktiven Blindleistungskompensation	α_{ind}
Prozentuale Kosten der kapazitiven Blindleistungskompensation	α_{cap}
Rohdaten mit positiver Wirkleistung	A_{OD+}
Rohdaten mit negativer Wirkleistung	A_{OD-}
Rohdaten mit induktiver Blindleistung	B_{OD+}
Rohdaten mit kapazitiver Blindleistung	B_{OD-}
Totale Vanadiumkonzentration	c_V
Konzentration der Vanadiumionen	c_{Vx}
Betriebskapazität Erdkabel	C_b
Reale Speicherkapazität	C_{Stor}
Startwert der realen Speicherkapazität für die Optimierung	$C_{Stor,SV}$
Kapazitätsäquivalent	$C_{Stor,q}$
Maximale, theoretische Speicherkapazität	C_{Theo}
Leistungsfaktor	$\cos \varphi$
Residualer Leistungsfaktor am Bezugspunkt	$\cos \varphi_{Res,Netz}$
Relativer Leistungsfaktor	$\cos - faktor_{rel,\pm}$
Anzahl der Punkte mit $\cos \varphi = \pm 1$	$\cos - faktor$
Simulationsfehler	e_i
Element in einem Vektor	$\exists$
Elektrische Energie	E
Standardpotential	E^0
Quadratischer Fehler für Statusvariable $U(t)$	$E1$
Quadratischer Fehler für Statusvariable $I(t)$	$E2$
Quadratischer Fehler für Statusvariable $SOC(t)$	$E3$
Netzfrequenz	f
Gefitteten Daten	$f(x_i)$
Faraday-Konstante	F
Positive, prozentuale Blindleistungsreduktion	γ_{ind}
Negative, prozentuale Blindleistungsreduktion	γ_{cap}
Strom	$I(t)$
Lade- / Entladestrom einer Batterie	I_{apl}
Stromverluste	I_{loss}
Startwert der Stromverluste für die Optimierung	$I_{loss,SV}$

Maximaler Strom	$I_{Max}(t)$
Statusvariable Strom des Batteriemodells	$I(t)_{Sim}$
Statusvariable Strom der Rohdaten	$I(t)_{Raw}$
Schrittweite der Optimierung	k
Anzahl der Datenpunkt innerhalb der Rohdaten	κ
Schleifenindex Screening C_{stor}	k_{CStor}
Kosten des Wechselrichters	K_{WR}
Leistungsgrenzwerte der maximal positiven Wirkleistungsrückspeisung	λ_{OD+}
Leistungsgrenzwerte der maximal negativen Wirkleistungsrückspeisung	λ_{OD-}
Betriebsinduktivität Erdkabel	L_b
Absolute quadratische Abweichung zwischen Modell und Rohdaten	LSS
Maximale Anzahl der Simulationsschritte	m
Coulomb'sche Effizienz	η_C
Energieeffizienz	η_E
Voltaische Effizienz	η_{av}
Anzahl der Zellen pro Stack	N_{cell}
Anzahl der Tage im Betrachtungszeitraum	N
Schleifenindex in Rohdatenvektor P_{Apl}	p
Positive prozentuale Wirkleistungsreduktion	ψ_{OD+}
Negative prozentuale Wirkleistungsreduktion	ψ_{OD-}
Absolut größere Leistungsreduktion am Betrachtungspunkt	Ψ
Leistungsabhängiger Phasenwinkel	$\varphi(P)$
Phasenwinkel	φ
Zeitdiskrete, momentane DC-Wirkleistung	$P(t)$
Anzahl der Wirkleistungsdatenpunkte	$P(t)^\kappa$
Rohdatenvektor	$P_{apl}(p)$
DC-Lade- / Entladeleistung einer Batterie	P_{Apl}
Zeitdiskrete, momentane AC-Wirkleistung	$P_{apl,AC}$
Zeitdiskretes Batteriewirkleistungsprofil	$P_{batt}(t)$
Maximale DC-Speicherwirkleistung	$P_{batt,Max}$
Tatsächliche DC-Batterieleistung	$P(t)_{DC,apl}$
DC-Wirkleistungsverluste	P_{loss}
Globales Wirkleistungsmaximum	$P_{Max,global}$
Globales Wirkleistungsminimum	$P_{Min,global}$
Maximale residuale Wirkleistung am Bezugspunkt	$P_{Max,Res}^\pm$
Zeitdiskrete residuale Wirkleistung am Bezugspunkt	$P_{Res,Netz}(t)$
Nennwirkleistung	P_{Nenn}
Normierte Wirkleistung	P_{norm}
Optimierte DC-Batterieleistung	$P_{batt,opti}$
Theoretisches DC-Batterieprofil	$P_{batt,charge}$
Tatsächliches DC-Batterieprofil	$P_{batt,DC}$

Batterieleistungsäquivalent	$P_{batt,q}$
Simulationsschritt	q
Tagesspezifischer quadratischer Mittelwert der induktiven Blindleistung	O_+
Tagesspezifischer quadratischer Mittelwert der kapazitiven Blindleistung	O_-
Theoretisches Wechselrichterprofil	$Q(t)$
Spannungsabhängige Blindleistung	$Q(U)$
Elektrische Ladung bei Ladung	Q_{charge}
Elektrische Ladung bei Entladung	$Q_{discharge}$
Globales Blindleistungsmaximum	$Q_{Max,global}$
Maximale Blindleistung am Bezugspunkt	$Q_{Max,Res}^{\pm}$
Zeitdiskrete residuale Blindleistung am Bezugspunkt	$Q_{Res,Netz}(t)$
Nennblindleistung	Q_{Nenn}
Normierte Blindleistung	Q_{norm}
Zeitdiskretes Wechselrichterprofil	$Q_{System}(t)$
Tatsächliches Wechselrichterprofil	$Q_{System,total}(t)$
Universelle Gaskonstante	R
Zellwiderstand allgemein	R_{cell}
Längswiderstand Erdkabel	R_b
Diffusionswiderstand	R_d
Durchtrittswiderstand	R_D
Zellwiderstand der Optimierung	R_i
Startwert des Zellwiderstands für die Optimierung	$R_{i,SV}$
Ionischer Widerstand	R_{Ion}
Ohmscher Widerstand	R_{Ohm}
Schleifenindex der Optimierung	s
Additionswerte der realen Speicherkapazität pro Optimierungsschleife	$stepvalue$
Komplexe Scheinleistung	$\underline{S}$
Strangwert der Scheinleistung	S_r
Maximale Wechselrichterscheinleistung	$S_{system,max}$
Wechselrichterscheinleistung	S_{system}
Scheinleistungsäquivalent	$S_{System,q}$
State of Charge	$SOC(t)$
Statusvariable SOC des Batteriemodells	$SOC(t)_{Sim}$
Statusvariable SOC der Rohdaten	$SOC(t)_{Raw}$
Maximale SOC-Nutzung	ΔSOC_{Max}
SOC-Nutzung eines Zeitschritts	$\Delta SOC(t)$
Obere SOC-Band-Einschränkung	$SOC_{Grenze,Max}$
Untere SOC-Band-Einschränkung	$SOC_{Grenze,Min}$
Anzahl der 15-minütigen Leistungsdaten pro Tag	T
Durchschnittliche Umgebungstemperatur	$Temp$
Definierter Simulationszeitraum	ΔT
Zeit	t

Dauer eines Simulationszeitschritts	Δt
Messzeitraum	$t_{Measure}$
Speicherauslastung in Prozent pro Tag	τ_{Tag}
Durchschnittliche Speicherauslastung	τ
Tagesspezifischer quadratischer Mittelwert der Wirkleistung	Θ
Globaler quadratischer Mittelwert der Wirkleistung	Θ_{global}
Spannung	$U(t)$
Stromabhängige Spannung	$U(I)$
Effektivwert Spannung	$U_{\Delta r}$
Leerlaufzellspannung	U'_0
Startwert der Leerlaufzellspannung für die Optimierung	$U'_{0,SV}$
Batteriespannung, DC	$U_{Batt}(t)$
Nutzbare Zellspannung	$U_{nutzbar}$
Statusvariable Spannung des Batteriemodells	$U(t)_{Sim}$
Stackspannung	U_{Stack}
Statusvariable Spannung der Rohdaten	$U(t)_{Raw}$
Elektrische Energie Ladung	W_{charge}
Elektrische Energie Entladung	W_{charge}
Gewichtete, quadratische Abweichung zwischen Modell und Rohdaten	$WLSS$
Leistungsgrenzwert der maximalen induktiven Blindleistungsrückspeisung	ξ_{ind}
Leistungsgrenzwert der maximalen kapazitiven Blindleistungsrückspeisung	ξ_{cap}
Rohdaten	y_i
Wertigkeit der Reaktion bzw. der Elektronenübertragung	$z = 1$
Quotient der residualen Wirkleistung und Speicherauslastung	$z - Faktor(t)$
Quotient der maximalen Leistungsreduktion und Speicherauslastung	$z - faktor$

Abstract

Security of supply, affordability, and sustainability form the pillars of a new energy policy towards renewable generation and decarbonization. However, the dynamics of the power generation due to the increasing amount of renewable energies cause temporal and local discrepancies between generation and consumption. Resulting energy transports between grid sections and different voltage levels cause additional load flows. To ensure grid stability, the grid operator provides system services and grid extension measures. With the help of energy storage systems with grid-serving control and placement strategies, the flexibility of the electricity supply can be increased. Besides, a high amount of renewable energy can be used locally while maintaining grid stability. A centralized installation approach focussing single grid sections, instead of many decentralized home storage units, offers economic and environmental advantages. Furthermore, the operation strategy can be optimized by the global view of the grid operator and thus be adapted to local conditions. This research evaluates synergy effects of central storage systems by integrative computational analysis using a rural low-voltage grid section in Luxembourg. Three linked simulation levels are used to calculate operational strategies, storage dimensioning as well as placement based on 15-minute smart meter data. The operation strategy is developed within a power system simulation and is used to control a parameterizable simulation model of a vanadium-redox-flow-battery. The operating strategy focuses on reducing the maximum power flow at the transformer and reactive power compensation to maintain voltage stability. A future photovoltaic scenario is being adopted by doubling the status quo photovoltaic generation. The simultaneous optimization of storage utilization and power reduction at the transformer provides the storage design parameters power and capacity. Storage placement is determined by the system boundary and the resulting data selection. A final sensitivity analysis evaluates an optimized storage placement while enhancing the voltage profiles. The results of this work are a differentiated active as well as reactive power related operating strategy, automated calculation algorithms to determine control parameters, optimized battery design parameters as well as the methodical approach to transfer calculation algorithms to further grid sections.

1. Einleitung

Durch Nachhaltigkeitsforderungen an die Energieversorgung im Zuge der Energiewende ergaben sich in den letzten 20 Jahren deutliche Veränderungen in der Erzeugerlandschaft. Diese sind auch auf unterster Spannungsebene durch den hohen Anteil dezentraler PV-Anlagen und deren Einspeisedynamik erkennbar. Anders als bei konventionellen Erzeugern, ist die Leistungsbereitstellung erneuerbarer Energien breitflächig über das Stromnetz verteilt und von saisonalen sowie wetterspezifischen Faktoren abhängig. Es ist davon auszugehen, dass die zukünftige Energieversorgung stärker an der lokalen Erzeugung und nicht dem Verbrauch orientiert sein wird. Ferner ist es für eine stabile und umweltfreundliche Versorgung notwendig, dass der Anteil erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen weiter steigt und zudem Flexibilitätsoptionen, wie bspw. elektrische Energiespeicher, als fester Bestandteil der Energieversorgung angesehen und eingesetzt werden [51]. Aus den Zielen der Europäischen Union sowie nationalen Aktionsplänen zur Energiewende und dem tatsächlichen strukturellen Wandel der Energieerzeugung resultiert ein Trend hin zu einer flexiblen, versorgungsorientierten und intelligenten Versorgung. [52–57]

1.1. Motivation und Problemstellung

Im gesamten deutschen Energienetz sind circa 90% der Leistung erneuerbarer Energien im Verteilnetz installiert [58]. Ein hoher Anteil fluktuierender, erneuerbarer Erzeugungsanlagen führt zu einer zunehmenden zeitlichen und räumlichen Diskrepanz zwischen Energieerzeugung und -verbrauch. Um die bisherige Qualität der Elektrizitätsversorgung weiterhin zu gewährleisten, werden vermehrte Eingriffe in die Spannungshaltung, ein erhöhter Blindleistungsbedarf durch höhere Transportentfernungen und die fluktuierende Einspeisung sowie Netzausbaumaßnahmen prognostiziert [55]. Zeitliche Diskrepanz bezeichnet den Zeitversatz zwischen Erzeugung und Verbrauch über den Tagesverlauf und wird vor allem durch das Wetter sowie saisonale Effekte beeinflusst. Räumliche Diskrepanz bezeichnet den Transportweg zwischen dem Ort der Erzeugung und dem des Verbrauchs. Der Transportweg kann sowohl vertikal zwischen den Spannungsebenen des Energienetzes als auch horizontal innerhalb einer Spannungsebene zwischen unterschiedlichen Netzabschnitten erfolgen. Abbildung 1.1 zeigt eine schematische Darstellung mehrerer Niederspannungsnetzabschnitte sowie deren Verbindung zum übergeordneten Mittelspannungsnetz. Farbige Pfeile markieren potentielle Lastflussrichtungen. Grundsätzlich sinkt die räumliche Distanz zwischen Erzeugung und Verbrauch durch die Installation dezentraler Anla-

gen, solange eine Nutzung der Energie am Ort der Erzeugung zeitlich sowie bilanziell möglich ist. Übersteigt die dezentrale Erzeugung den lokalen Verbrauch, führt die räumliche Distanz zu anderen Verbrauchern zu vermehrten Energietransporten innerhalb bzw. zwischen Verteilnetzen (blau). Die Verteilnetze fungieren damit zunehmend als Transportnetze für steigende Energiemengen aus erneuerbaren Anlagen.

Die historische Bauweise der Stromnetze ist für überregionale, vertikale Lastflüsse zwischen konventionellen Erzeugern und Verbrauchern konzeptioniert, wodurch Übertragungskapazität und Spannungsqualität zwischen regionalen Verteil- und überregionalen Übertragungsnetzen optimiert sind. Durch einen sinkenden Anteil konventioneller Kraftwerke an der Stromerzeugung reduzieren sich vertikale Lastflüsse aus dem Höchst- ins Niederspannungsnetz (grün) und horizontale Lastflüsse zwischen Verteilnetzen (blau) steigen. Bei hohem Anteil erneuerbarer Energien ist sogar eine Umkehr des Lastflusses aus dem Niederspannungs- ins übergeordnete Mittelspannungsnetz möglich (gelb) [59]. Neben Lastflussänderungen treten, je nach Anteil der PV-Anlagen im Netzgebiet, vor allem zur Mittagszeit zusätzlich hohe Erzeugungsgradienten auf. Erfolgt kein zeitlicher sowie räumlicher Ausgleich zwischen Verbrauch und Erzeugung ist mit einem erhöhten Netzausbaubedarf [51, 60] sowie vermehrten Eingriffen der Netzbetreiber zur Sicherung der Spannungsqualität [55] zu rechnen.

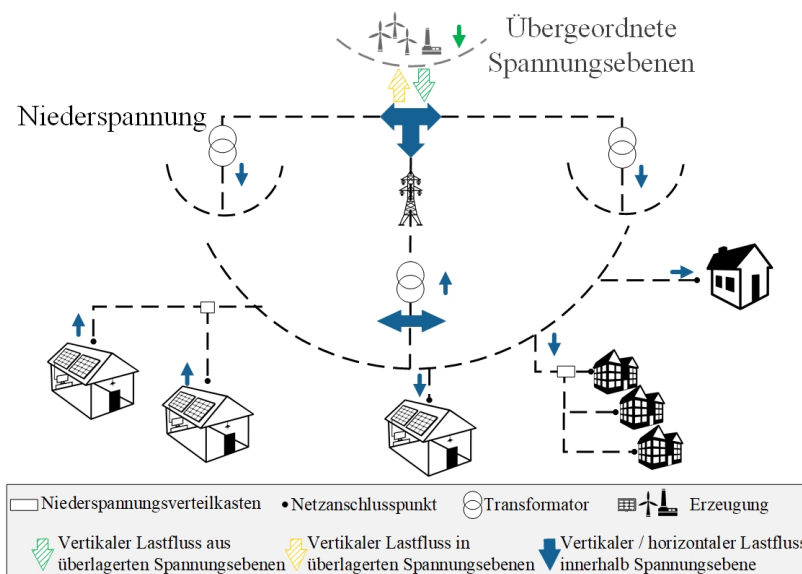


Abbildung 1.1: Schematische Darstellung mehrerer Niederspannungsnetzabschnitte sowie übergeordneter Spannungsebene mit zugehörigen vertikalen und horizontalen Lastflüssen.

Maßnahmen der Netzbetreiber zur Sicherstellung der Qualität, Sicherheit und Zuverlässigkeit des Stromversorgungssystems werden als Systemdienstleistungen bezeichnet und hauptsächlich durch konventionelle Kraftwerke oder Pumpspeicherkraftwerke auf höheren Spannungsebenen erbracht. Ziel ist es, Netzspannung, -frequenz sowie Betriebsmittelbelastung durch Einbringen von Regelleistung in verschiedenen Zeitskalen innerhalb vorgeschriebener Grenzwerte zu halten und den Wiederaufbau der Versorgung im Falle einer Störung herzustellen. Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung stellt sich zum einen die Frage nach der zukünftigen Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke. Zum anderen ist bereits jetzt erkenn-

bar, dass die Höhe der notwendigen Systemdienstleistungen durch die fluktuierende Erzeugung sowie zeitliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch steigt. Unter Berücksichtigung verschiedener Ausbauszenarien erneuerbarer Energien wurde bspw. für das Jahr 2030 ein Anstieg negativer respektive positiver Minutenreserve (Regelleistung) von bis zu 70% bzw. 90% errechnet. [55]

Während Systemdienstleistungen als globales Steuerelement bei Auftreten einer Grenzwertverletzung genutzt werden, bieten steuerbare Flexibilitäten in Form von Energiespeichern in direkter Nähe zur Erzeugung die Möglichkeit, Verbrauch und Erzeugung auszugleichen sowie die Spannungsqualität durch lokale Blindleistungsbereitstellung zu stützen, bevor Grenzwertverletzungen auftreten. [55–57] Eine netzstützende Beeinflussung der Lastflüsse in direkter Nähe zur Erzeugung setzt eine umfangreiche Echtzeit-Energiedatenaufnahme, die Prognosen von Verbrauch und Erzeugung sowie angepasste, zentral regelbare Betriebsstrategien von Energiespeichern voraus.

Durch überwiegend private Anschlussnehmer mit geringer Volatilität im Verbrauchslastgang sowie wenige steuerbare Quellen, war eine Echtzeit-Regelung der Lastflüsse im Niederspannungsnetz durch den Netzbetreiber bisher nicht notwendig. Die steigende Anzahl von intelligenten Stromzählern (Smart Metern) mit 15-minütiger Leistungsmessung im Niederspannungsnetz [61, 62] bietet die Datengrundlage für eine Echtzeit-Regelung im Falle einer Speicherintegration. Zur Entwicklung von Flexibilitätsmechanismen im Niederspannungsnetz fehlen zum heutigen Stand neuartige Regel- und Platzierungsstrategien, die die direkte Datennutzung bzw. netzstützende Echtzeit-Regelung ermöglichen. [56, 57, 63]

1.2. Zielsetzung

Im Fokus dieser Forschungsarbeit steht der zeitliche und räumliche Ausgleich zwischen Energieerzeugung und -verbrauch im Niederspannungsnetz. Damit einher geht die Gewährleistung der Netzstabilität bei steigender Dezentralisierung der Verteilnetze im ländlichen Raum durch den Einsatz elektrischer Energiespeicher. Synergieeffekte zentraler Speichersysteme werden, am Beispiel eines luxemburgischen Niederspannungsnetzes, durch eine integrative Modellbildung aus Batterie-, Energiesystem- und Netzsimulation evaluiert. Ziel ist es, eine universellen Übertragbarkeit auf weitere Eingangsdatensätze zu ermöglichen.

Mit 95% installierten Smart Metern im Jahr 2020 zählt Luxemburg im europäischen Vergleich zu den Spitzenreitern [61, 62], wodurch die Nutzung 15-minütiger Leistungsdaten zur Speicherdimensionierung, -platzierung und -steuerung am Beispiel realer Smart Meter Daten erarbeitet werden kann. Ziel der Modellierung ist es, geeignete Berechnungsalgorithmen zur Festlegung von Regelparametern sowie deren Grenzwerten für den Speicherbetrieb zu entwickeln. Die Dimensionierungsgrößen Leistung und Kapazität des Energiespeichers werden mit Hilfe der orts- sowie zeitdiskreten Lastdaten optimiert, sodass Synergieeffekte des zentralen Energiespeichers auf die Wirk- und Blindleistungsbilanz des Netzabschnitts maximiert werden. Die Übertragbarkeit der Berechnungsalgorithmen auf weitere Eingangsdaten steht dabei im Vordergrund, weswegen für die Modellierung ausschließlich Smart Meter Daten mit gleicher Datenschematik verwendet werden. Im zweiten Schritt wird das Zielnetz, unter Einbezug der Last- und Verbrauchsdaten sowie

der Betriebsstrategie des Energiespeichers, ortsdiskret nachgebildet. Die Betrachtung der Auswirkungen der Speicherintegration auf die Netzstabilität sowie Spannungshaltung stehen hierbei im Fokus und ermöglichen Rückschlüsse auf die Sensitivität der Speicherplatzierung. Zusammenfassend wird die Forschungsarbeit in folgende Ziele gegliedert:

1. Definition und Entwicklung der Simulationsebenen, Schnittstellen sowie geeigneter Softwaretools zur Durchführung der Batterie-, Energiesystem- und Netzsimulation.
2. Entwicklung und Verifikation eines Grey Box Batteriesimulationsmodells, das mit Messdaten validiert und einfach parametrierbar ist.
3. Entwicklung von Berechnungsalgorithmen zur Definition von Regelparametern zur Batteriesteuerung und Designgrößen zur Batteriedimensionierung auf Basis 15-minütiger Smart Meter Leistungsdaten eines luxemburgischen Netzabschnitts (Untersuchungsgebiet). Sicherstellung der Übertragbarkeit der Berechnungsalgorithmen auf weitere Eingangsdatensätze.
4. Entwicklung einer Batteriebetriebsstrategie zur Reduktion der maximalen Bezugs- und Einspeiseleistung am Transformator sowie Stabilisierung der Spannung und des Leistungsfaktors im Untersuchungsgebiet unter Einbezug eines zukünftigen PV-Durchdringungsszenarios.
5. Durchführung einer Sensitivitätsanalyse im Untersuchungsgebiet zur Bestimmung der Auswirkungen des Installationsorts des Speichers auf die Betriebsweise und Stabilität des Netzabschnitts.

1.3. Struktur

Die Forschungsarbeit ist wie folgt strukturiert. Kapitel 2 beschreibt den Einfluss dezentraler erneuerbarer Energieanlagen auf Niederspannungsnetze sowie die wesentlichen Qualitätskriterien der Netzstabilität, die dieser Arbeit zugrunde liegen. Beginnend mit der Vorstellung des Energiesystems in Deutschland und Luxemburg im Kontext erneuerbarer Energien werden im Anschluss Kriterien der Versorgungsqualität und eine systematische Betrachtung von Energienetzen erarbeitet. Kapitel 3 stellt im Anschluss technische Rahmenbedingungen sowie das methodische Vorgehen der Simulationsansätze vor. Theoretische Grundlagen der Simulationsebenen Batterie-, Energiesystem- und Netzsimulation werden nacheinander erarbeitet und im Rahmen einer Literaturanalyse diskutiert. Abschließend werden die Funktionsweise und Charakteristik der in dieser Arbeit verwendeten Speichertechnologie sowie deren Vorteile und Herausforderungen zur Verwendung als Flexibilität im Stromnetz vorgestellt. Nachfolgendes Kapitel 4 beschreibt mathematischen Grundlagen der Modellierung sowie die Validierung des Batteriesimulationsmodells. Anschließend stellt Kapitel 5 zu Beginn sämtliche Messdaten des Niederspannungsnetzabschnitts, getrennt nach Wirk- und Blindleistung, vor. Weiterhin werden die Systematik und Auswertung der Energiesystemsimulation mit den Schritten Berechnung der Regelparameter, Dimensionierung und Entwicklung der Betriebsstrategie beschrieben. Abschließend validiert Kapitel 6 die gewonnenen Ergebnisse der Energiesystemsimulation mit einer Lastflussrechnung und wertet die Sensitivität der Speicherplatzierung auf die Netzstabilität aus. Ein abschließendes Fazit wird in Kapitel 7 gegeben.

2. Netzstabilität und der Einfluss erneuerbarer Energien

Ein Vergleich der Energiesysteme in Luxemburg und Deutschland zeigt deutliche Unterschiede in der derzeitigen Energiebereitstellung, den Energieimporten sowie der Digitalisierung der Elektrizitätsinfrastruktur. Die Energieinfrastruktur in Luxemburg wird vom Netzbetreiber Creos Luxembourg S.A. betrieben und ist über zwei Kopplungsstellen mit dem deutschen sowie über eine Kopplungsstelle mit dem belgischen Stromnetz verbunden. Mit 76,6% wurde ein Großteil des Strombedarfs Luxemburgs im Jahr 2020 durch Importe gedeckt. [64] Gegenüber dem Jahr 2019 wurden damit reduzierte Importe und eine Erhöhung von 21,8% der PV-Produktion sowie 54,2% der Energie aus Biogasanlagen verzeichnet. [65] Nach Zielsetzung der luxemburgischen Regierung soll der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttoendenergienachfrage bis 2030 auf 25% ausgebaut werden, wobei das größte Ausbaupotential für den PV-Stromsektor prognostiziert wird [60]. Bezogen auf Deutschland lag der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2020 bei 45,3%. Zum festgelegten Ziel von 60% erneuerbare Energien (EE) am Bruttostromverbrauch bis 2030 fehlen zum Stand der Aufzeichnung noch ca. 15%. [66] Die Veränderung der Elektrizitätsversorgung von überwiegend fossilen Kraftwerken zu erneuerbaren Energien als gemeinschaftlich europäisches Ziel bedingt länderübergreifend einen höheren Bedarf an Flexibilitätsmechanismen sowie Maßnahmen zur Netzoptimierung und -stabilisierung. [63]

Nachfolgendes Kapitel beschreibt den Einfluss dezentraler erneuerbarer Energieanlagen auf Niederspannungsnetze sowie die Qualitätskriterien der Netzstabilität die dieser Arbeit zugrunde liegen. Beginnend mit den Grenzwerte der Netzfrequenz sowie Spannungsqualität, wird deren Beeinflussung durch erneuerbare Energien sowie die Relevanz des Blindleistungsmanagements in ländlichen Niederspannungsnetzen diskutiert. Im Anschluss folgt eine systematische Klassifizierung der Stromnetze und eine Analyse des Wirk- und Blindleistungsverhalten wesentlichen Netzbetriebsmittel bis hin zum Letztverbraucher. Abschließend bildet die Definition einer Flexibilität im Stromnetz in Relation zum Anwendungszweck bzw. möglicher Steuerparameter eines Energiespeichers die Basis für die integrative Modellbildung dieser Forschungsarbeit.

2.1. Kriterien der Versorgungsqualität

Aufgrund einer Vielzahl technischer Vorteile sind moderne Energienetze, mit Ausnahme der Fernübertragung, zumeist als dreiphasige Drehstromnetze ausgeführt. Drehstromnetze zeigen unter optimalen Betriebsbedingungen einen symmetrischen Phasenversatz der drei Phasen (L1, L2, L3) von je 120° . Unter Annahme einer symmetrischen Netzbelastung kann die Scheinleistung vereinfacht als dreifaches Produkt aus Nennstrangspannung und -strom berechnet werden. Die Scheinleistung wird zur Auslegung sämtlicher Netzbetriebsmittel verwendet. Der jeweilige Wirk- bzw. Blindleistungsanteil kann, unter Verwendung des Phasenwinkel φ zwischen Strom und Spannung, durch Gleichungen 2.1 bzw. 2.2 bestimmt werden. Der Zusammenhang zwischen Schein-, Wirk- und Blindleistung kann vereinfacht durch Gleichung 2.3 abgebildet werden. [67]

$$P = \sqrt{3} \times U_\Delta \times I \times \cos \varphi \quad (2.1)$$

$$Q = \sqrt{3} \times U_\Delta \times I \times \sin \varphi \quad (2.2)$$

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2} \quad (2.3)$$

Das Gleichgewicht aus Erzeugung und Verbrauch sowie der Phasenwinkel zwischen Strom und Spannung beeinflussen die Netzqualität. Im weiteren werden die wichtigsten Qualitätsmerkmale von Stromnetzen, Frequenz und Spannung [68,69], die Grenzwerte stabiler Netze sowie die Beeinflussung durch erneuerbare Energien im Niederspannungsnetz diskutiert.

2.1.1. Qualitätsmerkmal Netzspannung

Eine Leistungsentnahme aus bzw. eine -einspeisung in das Verteilnetz geht jeweils mit einer Veränderung der Netzspannung durch die jeweilige Stromrichtung einher. Vereinfacht kann der Zusammenhang zwischen Leistungsänderungen am Beispiel der Einspeisung und der Spannungsänderung im Niederspannungsnetz durch Abbildung 2.1 erläutert werden. Die Darstellung der Spannung erfolgt im Erzeugerzählpfeilsystem (EZP), sodass jede Erzeugungsanlagen positive Leistung abgibt und Strom sowie Spannung unterschiedliche Pfeilrichtungen haben. Je mehr Letztverbraucher gleichzeitig Strom einspeisen und je geringer die lokale Leistungsentnahme zu diesem Zeitpunkt ist, desto größer ist die lokale Spannungsänderung. [1,2] Nach DIN EN 50160 beträgt die typische Nennspannung im Niederspannungsnetz 230 V bei einer Nennfrequenz von 50 Hz. 95% der 10-Minuten Mittelwerte der effektiven Netzspannung dürfen, innerhalb einer Woche, unter normalen Betriebsbedingungen ein zulässiges Spannungsband von $\pm 10\%$ der Nennspannung nicht verlassen. [69] Nach VDE-AR-N 4105 darf die maximale Spannungsänderung durch Einspeisungen im Niederspannungsnetz am ungünstigsten Netzpunkt 3% nicht überschreiten [70]. Durch Einhaltung des 3% Kriteriums der letztgenannten VDE-Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen in Niederspannung wird sowohl das zulässige Gesamtspannungsband nach DIN EN 50160 als auch die maximale Belastung der Betriebsmittel eingehalten. [1, 70, 71]

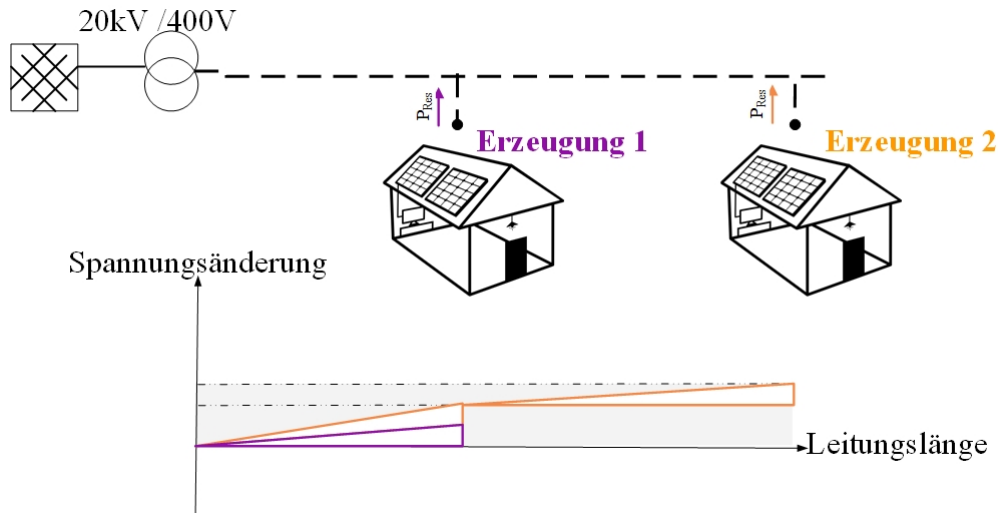


Abbildung 2.1: Spannung zwischen Niederspannungssammelschiene und Netzanschlusspunkt bei Einspeisung. Darstellung im Erzeugerzählpfeilsystem, in Anlehnung an [1, 2].

2.1.2. Qualitätsmerkmal Netzfrequenz

Schwankungen der Netzfrequenz sind unter normalen Betriebsbedingungen im 10 Sekunden Mittel bis maximal $+4\%$ und -6% der Nennfrequenz zugelassen, wobei eine Schwankung von $\pm 1\%$ der Nennfrequenz in 99,5% eines Jahres laut DIN EN 50160 zugelassen ist. Änderungen der Netzfrequenz stehen in direktem Zusammenhang mit einem lokalen Ungleichgewicht zwischen erzeugter und verbrauchter Leistung. Überfrequenz (> 50 Hz) entsteht demnach durch eine erhöhte Erzeugung und Unterfrequenz (< 50 Hz) durch, einen gegenüber der Erzeugung, erhöhten Verbrauch. Änderungen der Netzfrequenz durch Änderungen der elektrischen Last oder Störungen muss stets durch Netzregelung entgegengewirkt werden, sodass ein Gleichgewicht von Energieangebot und -nachfrage erhalten werden kann.

Frequenzhaltung wird durch diverse zeitdiskrete Systemdienstleistungen wie beispielsweise Momentanreserve oder Regelleistung (Primär-, Sekundär-, Tertiärregelleistung) bereitgestellt. Während die Frequenzhaltung durch direkte Regelung im Aufgabenbereich der Übertragungsnetzbetreiber (UNB) liegt, wird Frequenzbeeinflussung z.B. durch Lastabwurf sowie Spannungshaltung zusätzlich durch den Verteilnetzbetreiber (VNB) übernommen. [3, 72] Eine ausführliche Erläuterung der technischen Grundlagen der Frequenzregelung in Verbundnetzen bieten der Transmission Code [73] sowie [4, 55, 69, 74]. Grundsätzlich gilt für Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz mit definierter Leistung, dass eine schrittweise Anpassung der Leistung bei Frequenzschwankungen ab 50,2 Hz beziehungsweise 49,5 Hz ermöglicht werden muss [69, 73].

Abbildung 2.2 zeigt zusammenfassend Spannungs- und Frequenzanforderungen an Niederspannungsnetze. Die Regelbereiche sind bezogen auf einen quasistationären Betriebszustand des Netzes mit einem Spannungsgradient von 0,05 pu/min sowie der Frequenz von kleiner 0,5 % der Nennfrequenz pro Minute. [72]

Neben der Spannung und der Frequenz sind weitere Kriterien der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 die Flickerstärke sowie der Oberschwingungsgehalt [69]. Nach derzeitigem Kenntnisstand werden letztere nicht durch eine hohe Durchdringungen von PV-Anlagen im Netz ver-

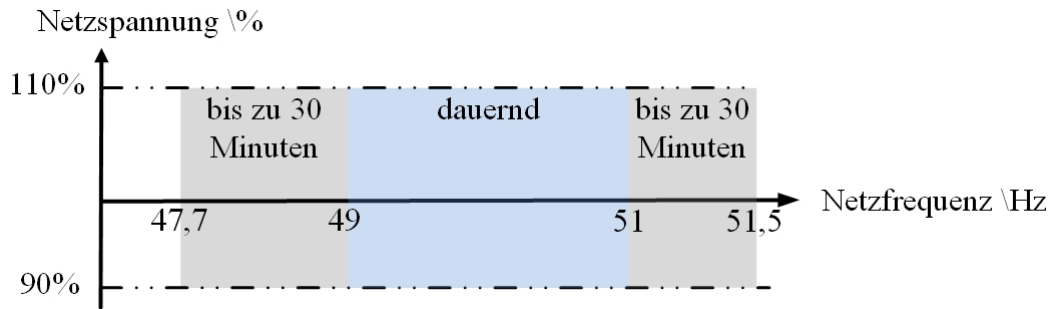


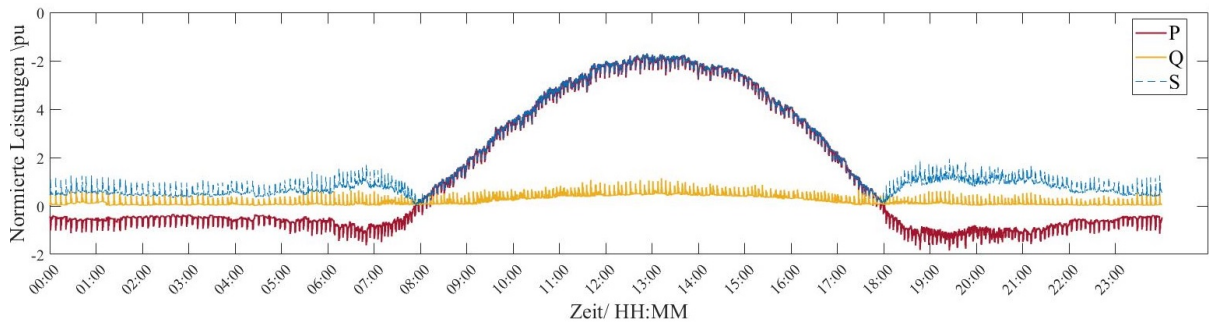
Abbildung 2.2: Spannungs- und Frequenzanforderungen in Niederspannungsnetzen, in Anlehnung an [3].

letzt [1, 75]. Demzufolge werden sowohl die Flickerstärke als auch der Oberschwingungsgehalt in dieser Studie nicht untersucht.

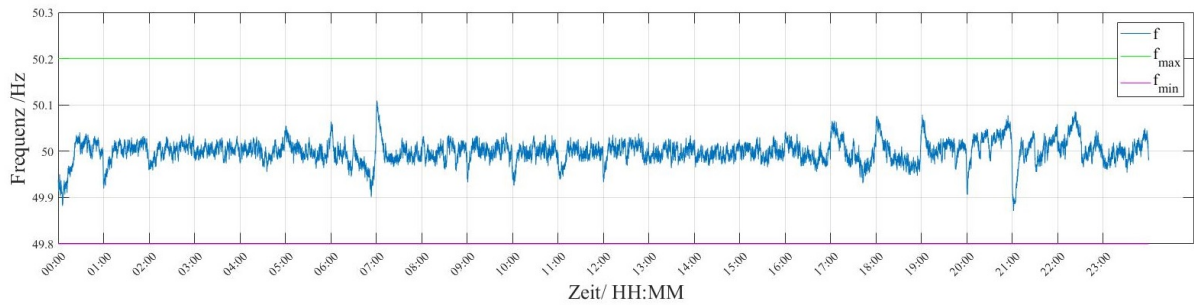
2.1.3. Frequenzänderung im Niederspannungsnetz

Frequenzschwankungen durch erneuerbare Energien, bei geringem bis mittlerem Durchdringungsgrad auf Niederspannungsebene gelten, bei störungsfreiem Verbundbetrieb sowie ausreichender Bereitstellung von Schwungmasse durch übergeordnete Netzebenen [76], als vernachlässigbar. Zur Validierung dieser Aussage wird eine Messkampagne eines beispielhaften Niederspannungsnetzes in Süddeutschland (NetzSüd) herangezogen. Struktur und Größe der Niederspannungsnetzabschnitte NetzSüd und des Zielnetz dieser Forschungsarbeit (NetzLux) können als vergleichbar im Sinne dieser Frequenzbandanalyse angesehen werden. Die Anzahl installierter PV-Anlagen ist in der Messkampagne NetzSüd deutlich höhere, wodurch die Messkampagne für die Validierung geeignet ist.

Abbildungen 2.3a und 2.3b zeigen einen Tag der Messkampagne am Niederspannungstransformator im November 2018. Die gemessene Wirkleistungsrückspeisung über den Transformator erreicht kurzzeitig das dreifache des maximalen Verbrauchs. Die Darstellung der Leistung erfolgt im EZP, sodass der Bezug aus dem Mittelspannungsnetz negativ und die Rückspeisung in das Mittelspannungsnetz positiv dargestellt ist. Das gesetzlich vorgeschriebene Frequenzband wird, bei einer kurzzeitig dem dreifachen des Verbrauchs entsprechenden Wirkleistungsrückspeisung, nicht verletzt. Auf Basis der Messkampagne wird bestätigt, dass der Einfluss der erneuerbaren Energien auf die Netzfrequenz nach derzeitigem Erkenntnisstand hinreichend gering bzw. unter sonst normalen Betriebsbedingungen vernachlässigbar ist. Daher wird die Netzfrequenz nicht vordergründig in die Optimierung des Speicherbetriebs im Niederspannungsnetz inkludiert. Durch die in dieser Arbeit untersuchte Speicherbetriebsstrategie zur Minimierung von Wirkleistungsflüssen über den Transformator wird durch den zeitlichen und lokalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch die Netzfrequenz indirekt positive beeinflusst.



(a) Normierte Wirk-, Blind- und Scheinleistung der Messkampagne NetzSüd.



(b) Frequenz der Messkampagne NetzSüd.

Abbildung 2.3: Sekündliche Auflösung der normierten Wirk-, Blind- und Scheinleistung P , Q und S sowie der Frequenz f für ein ländliches Niederspannungsnetz in Süddeutschland im November 2018.

2.1.4. Spannungshaltung durch Blindleistungsmanagement

Der erhöhte Blindleistungsbedarf unterschiedlicher Netzebenen sollte bestenfalls am Ort der Entstehung bzw. des Bedarfs kompensiert werden. Blindleistung wird als wesentliches Produkt bzw. Maßnahme zur Spannungshaltung in Energienetzen genutzt und heutzutage hauptsächlich von konventionellen Kraftwerken oder Blindleistungskompensationsanlagen bereitgestellt [55]. Grundsätzlich erfolgt die Spannungshaltung statisch im Normalbetrieb ($Q(U)$ bzw. $\cos\varphi(P)$) oder dynamisch im Störfall anhand festgelegter Grenzwerte des zulässigen Spannungsbandes bzw. des Leistungsfaktors [2]. Die statische Spannungshaltung durch induktive und kapazitive Blindleistung wird mit der Kennlinie in Abbildung 2.4 in der VDE-AR-N 4141-2 beschrieben und stellt Vorgänge von Sekunden bis Minuten dar. Die Einbringung von kapazitiver Blindleistung (Quadrant eins und vier) bedingt durch einen Phasenversatz des Stroms (Voreilen) eine Spannungsanhebung. Entgegengesetzt hierzu wird durch induktive Blindleistung (Quadrant zwei und drei) und einen der Spannung nachteilenden Strom, eine Spannungssenkung bewirkt.

Die VDE-AR-N 4141-2 beschreibt den Standardfall der Blindleistungskompensation je Netzverknüpfungspunkt in Relation zur maximalen Wirkleistung (orange markiert) sowie die Möglichkeit eines aktiven Blindleistungsmanagements nach vertraglicher Vereinbarung (blau markiert). Aktiv bezeichnet dabei Blindleistungsmanagement, dass unter Vorgabe des Netzbetreibers theoretisch durch sämtliche Erzeuger oder Verbraucher eines Netzes erbracht werden kann. Derzeit gilt für Verteilnetze ein Blindleistungsbereich von jeweils 48% der maximalen Bezugs- bzw. Einspeiseleistung für induktive und kapazitive Blindleistung. Dies entspricht einem Leis-

tungsfaktor von 0,9. [3, 77]

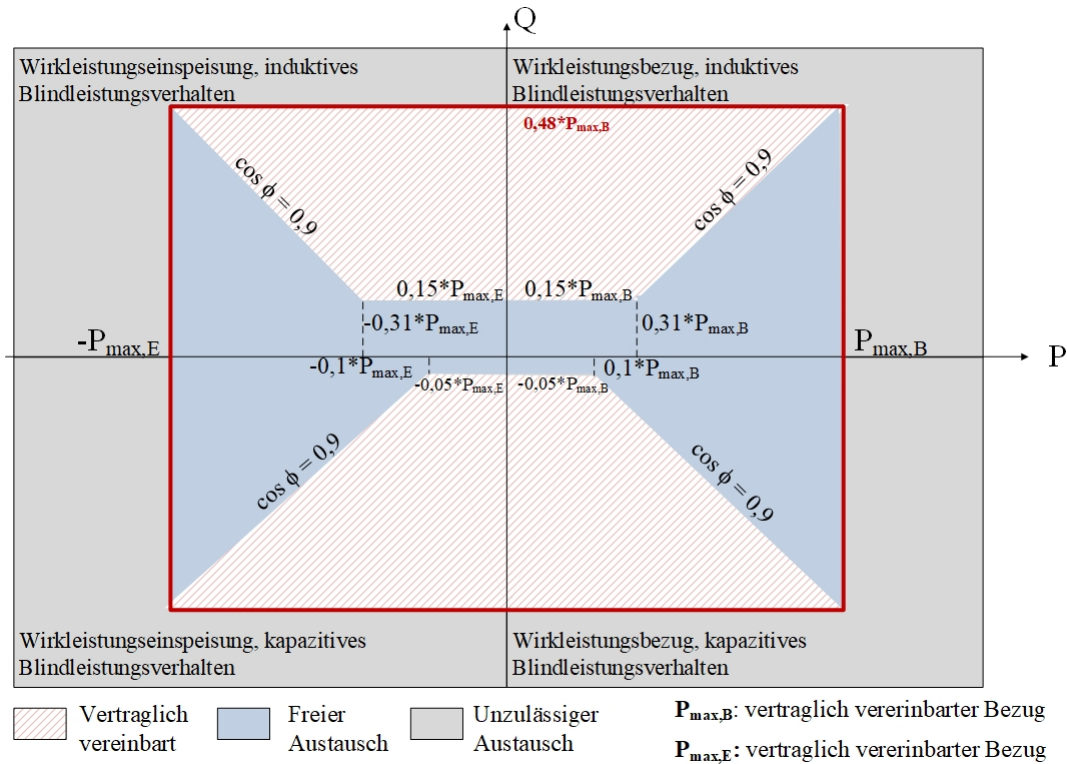


Abbildung 2.4: Blindleistungsaustausch und Grenzwerte im Niederspannungsnetz nach [3].

2.1.5. Blindleistungsflüsse im Niederspannungsnetz

Abbildung 2.5 zeigt erneut Daten der Messkampagne eines Niederspannungsnetzabschnitts in Süddeutschland mit hoher PV-Erzeugung (vgl. Kapitel 2.1.3). Wirk- und Blindleistung werden in Abbildung im Verbraucherzählpeilsystem (VZP) gegeneinander aufgetragen, wodurch kapazitive Blindleistung und Wirkleistungserzeugung bzw. eine Rückspeisung ins angrenzende Mittelspannungsnetz mit negativem Vorzeichen bilanziert wird. Wirkleistungsbezug aus dem Mittelspannungsnetz, illustriert rechts von der y-Achse, tritt überwiegend nachts auf. Durch den hohen PV-Anteil im Betrachtungszeitraum ist eine dominante Wirkleistungsrückspeisung durch den negativen Abschnitt der x-Achse erkennbar. Der betrachtete Netzabschnitt ist in seinem Blindleistungsverhalten grundsätzlich kapazitiv. Je nach Tageszeitpunkt sowie Lastverhalten wird ein induktiveres Verhalten verzeichnet wenn die Datenpunkte näher an der x-Achse liegen. Ähnliche Auswertungen in [78] bezeichnen das überwiegend kapazitive Verhalten mit Wirkleistungsrückspeisung im Tagesverlauf als typischen PV-Fingerabdruck eines Verteilnetzes. Gegensätzlich zu den gezeigten Diagrammen in [78] übersteigt die Wirkleistungserzeugung den Verbrauch in Abbildung 2.5 deutlich, wodurch der PV-Fingerabdruck in den unteren linken Quadranten verschoben wird.

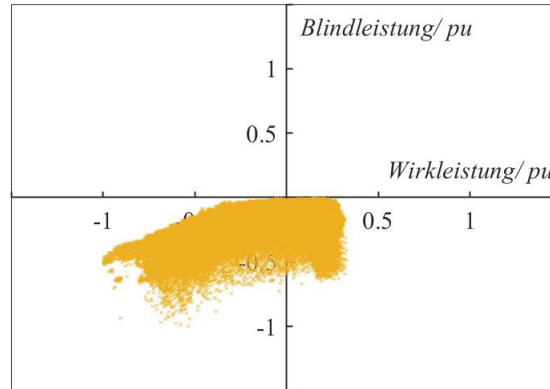


Abbildung 2.5: Wirk- und Blindleistungsverhalten eines ländlichen Niederspannungsnetzabschnitts in Süddeutschland mit hoher PV-Erzeugung gemessen am Niederspannungstransformator im November 2018.

Die Blindleistungsflüsse in einem Leitungsabschnitt werden durch den Leistungsfaktor $\cos\varphi$ am Netzanschlusspunkt, das heißt das Verhältnis aus Wirk- und Blindleistung der Einspeisung bzw. des Verbrauchs beeinflusst. Ein materialbedingter Spannungsabfall durch Netzbetriebsmittel, wie beispielsweise Erdkabel, bedingt einen zusätzlichen Blindleistungsbedarf je nach Belastungsfall (vgl. Kapitel 2.2.2). Durch Regelung von dezentralen erneuerbarer Energieanlagen über eine Blindleistungs-Spannungskennlinie ($Q(U)$) können, je nach Netztopographie bis zu 60% mehr erneuerbare Energien im Niederspannungsnetz integriert werden, ohne dass Netzausbaumaßnahmen erforderlich sind. [2, 70] Für die zukünftige aktive Spannungshaltung bieten netzdienliche Energiespeichersysteme beste Voraussetzungen, insofern die Bereitstellung von Blind- und Wirkleistung unabhängig voneinander dynamisch geregelt werden kann und Speicherdimensionierung, -betrieb sowie Platzierung neben den Wirkleistungsflüssen ebenso die Blindleistungskompensation fokussieren [55].

2.2. Systematische Betrachtung von Energienetzen

Die Notwendigkeit, der Umfang sowie die Platzierungsoptionen von Energiespeichern als Flexibilität werden durch die Charakteristik des Stromnetzes bestimmt. Zur Entwicklung angepasster Betriebs- und Platzierungsstrategien werden Energienetze systematisch anhand der struktureller Kriterien Netztopologie, -topographie, -infrastruktur untergliedert. Tabelle 2.1 zeigt einen Überblick der Gliederungskriterien.

Die oberste Strukturebene gliedert das Stromnetz nach Spannungstopologien in Höchstspannung (380 kV, 220 kV), Hochspannung (132 kV, 110 kV, 60 kV), Mittelspannung (20 kV, 10 kV) sowie Niederspannung (0,4 kV). Jede Netzebene übernimmt dezidierte Versorgungsaufgaben. Die Höchstspannungsebene fokussiert den Verbund sowie die Übertragung, wohingegen die Lokal- bzw. Kleinstversorgung hierarchisch absteigend durch die Mittel- respektive Niederspannungsnetze erfolgt. [67] Überregionale Übertragungsnetze werden seit der Liberalisierung der Energiemärkte im Jahr 2009 durch die UNB und regionale Energienetze (meist Nieder-, Mittel-,

Hochspannung) durch die VNB betrieben [79].

Topographische Merkmale beeinflussen die Speicherplatzierung durch Auslastungsgrenzwerte der Infrastruktur. Regionale Unterschiede durch die Bebauung sowie Anschlussdichte der Letztverbraucher ermöglichen eine Einteilung der Netztopographie bspw. in Stadt- oder Landnetze. Weitere strukturelle Unterschiede werden durch die Ausführung der Leitungen bspw. als Ring-, Strahlen- oder Maschennetz bzw. einfach, mehrfach oder nicht verzweigte Netzstrahlen deutlich. Das unterste topographische Element eines Netzes bildet der Netzanschlusspunkt hinter dem Zähler. Der Netzanschlusspunkt kann sowohl als reiner Verbraucher, Erzeuger, Speicher oder eine Mischung dieser, ausgeführt sein. Eine Klassifizierung von Letztverbrauchern in Energienetzen kann über die Lastdichte, das heißt die Summenlast bezogen auf die Versorgungsfläche, oder die Gesamtzahl der Anschlusspunkte erfolgen [4]. Analog hierzu kann die erneuerbare Erzeugerdichte (Durchdringungsgrad) oder die dezentrale Speicherdichte definiert werden. Diese benennen den Anteil erneuerbarer Anlagen bzw. dezentraler Energiespeichersysteme in Prozent bezogen auf die Gesamtzahl der Netzanschlusspunkte. Die erneuerbare Erzeugerdichte ist ausschlaggebend für die Dimensionierung, Betriebsweise und Platzierung eines netzdienlichen Energiespeichers. Die Anzahl dezentraler Energiespeichersysteme beeinflusst die Lastflüsse eines Netzabschnitts und sollte daher für die Betrachtung eines zentralen Energiespeichers einbezogen werden.

Tabelle 2.1: Struktureller Kriterien Netztopologie, -topographie, -infrastruktur zur Klassifizierung von Stromnetzen.

Kategorie	Beschreibung
Netztopologien	• Nieder-, Mittel-, Hoch-, Höchstspannung.
Netztopographie	• Land-, Dorf-, Vorstadtnetze, Blockbebauung, Gewerbegebiet, Innenstadt, Altstadt. [1] • Ring-, Strahlen-, Maschennetz. • Verzweigungen der Netzstrahlen (keine, einfach, mehrfach). [1] • Verbraucherdichte: Anzahl an Netzanschlusspunkten für Letztverbraucher im Betrachtungsgebiet [4]. • Erneuerbare Erzeugerdichte: Anteil an Netzanschlusspunkten in Prozent in Relation zur gesamten Anzahl an Netzanschlusspunkten im Betrachtungsgebiet mit EE Erzeugung. • Dezentrale Speicherdichte: Anteil an Netzanschlusspunkten in Prozent in Relation zur gesamten Anzahl an Netzanschlusspunkten im Betrachtungsgebiet mit dezentralem Energiespeicher.
Netzinfrastuktur	• Transformatoren, Leitungen, Schaltanlagen, Umformer (Konverter, Inverter), Endkunden. [67]

Die unterste Strukturkategorie bilden die Netzinfrastuktur beginnend vom Transformator über die Leitungsinfrastruktur bis zum Endkunden. Die Art und Ausführung der Netzinfrastuktur beeinflusst die Höhe der Verlustströme sowie das Blindleistungsverhalten des Netzabschnitts. [1] Nachfolgend wird die Charakteristik der Netzbetriebsmittel Transformator und Leitung in Niederspannungsnetzen mit dem Fokus auf deren Wirk- sowie Blindleistungsverhalten diskutiert. Letztverbraucher, Erzeugungsanlagen sowie deren Anschluss an der Stromnetz werden ebenfalls in die Analyse einbezogen.

2.2.1. Transformatoren

Niederspannungstransformatoren werden mit Sternpunkt auf der Niederspannungsseite (Unterspannungsseite) ausgeführt und weisen typische Bemessungsscheinleistungen bis 2 MVA auf. Die Verwendung von normierten Leistungen mit Werten von 400 kVA, 630 kVA, 1000 kVA, 1600 kVA vereinfacht die Auswahl der Betriebsmittel. Für die Dimensionierung von Niederspannungstransformatoren sind die Belastung (Teil- / Vollast) sowie die Betriebsart ausschlaggebend. [67] Negativ beeinflusst wird der Betrieb unter anderem durch Temperaturschwankungen, Unsymmetrien zwischen den Phasen, Oberschwingungen oder unvorhersehbare Belastungsfälle. Nach [1] entspricht die Niederspannungstransformatorleistung pro Verbraucher der Lastdichte des Netz-

gebiets, wobei beispielhaft ein Wert von 12,5 kVA je Haushalt für Landnetze sowie 4,5 kVA je Haushalt für Vorstadtnetze. Grundsätzlich steigt die Transformatorleistung pro Verbraucher mit sinkender Bebauungsdichte im ländlichen Raum. Erweiterungen bestehender Netze durch neue Transformatoren können im Zuge des Ausbaus erneuerbarer Energien vermehrt auftreten, wenn die ursprüngliche Bemessungsscheinleistungen nicht für die Übertragung der Energieflüsse ausreicht. [1] Die Reduktion der Wirk- und Blindleistungsflüsse über den Transformator durch netzdienliche Energiespeicher kann den Bau neuer Transformatoren verhindern, solange die Maximalgrenzen der Scheinleistungsbelastung einhalten werden.

2.2.2. Leitungen

Die Verbindung aller Betriebsmittel erfolgt über Leitungen, wobei zwischen oberirdisch verlaufenden Freileitungen und unterirdisch verlaufenden Erdleitungen unterschieden wird. Erdleitungen oder auch Erdkabel werden für Verteilnetze mit hohem Bebauungsgrad bspw. in Städten verwendet. Ein quantifizierbares Ausbringungsverhältnis zwischen Freileitungen und Erdkabeln unterliegt keiner Allgemeingültigkeit. Untersuchte Netze in [1] bezifferen jedoch exemplarisch einen Anteil von 10% Freileitungen für Dorf- und Vorstadtnetze. [1] Das Niederspannungsnetz in Luxemburg besteht mit einem Anteil von 95,1% aus unterirdisch verlegten Erdkabeln [65], weswegen im Weiteren das Wirk- und Blindleistungsverhalten von Erdkabeln betrachtet werden.

Für die Analyse des Blindleistungsverhaltens von Niederspannungsnetzen ist die Leitungsart sowie die Belastung der Leitungen entscheidend. Das elektrische Ersatzschaltbild eines Erdkabels wird durch einen Längswiderstand R_b , eine Betriebsinduktivität L_b und eine Betriebskapazität C_b abgebildet und kann vereinfacht Abbildung 2.6 entnommen werden. Für das Verhalten von Erdkabeln unter Annahme verschiedener Lastfälle, lässt sich ein kapazitives Verhalten bei Schwachlast oder Leerlauf sowie ein induktives Verhalten bei Stark- oder Überlast voraussagen. Bei niedrigen Strömen ist der kapazitive Anteil des Ersatzschaltbildes C_b dominant, wodurch kapazitive Blindleistung aufgenommen wird. Bei steigenden Strömen steigt gleichzeitig der Einfluss der Induktivität L_b . [4] Die Veränderung der Lastflüsse durch erneuerbare Energien und deren Einspeiseverhalten bewirken zusammen mit hauptsächlich installierten Kabeln im Niederspannungsnetz eine Veränderung des Blindleistungsverhaltens.

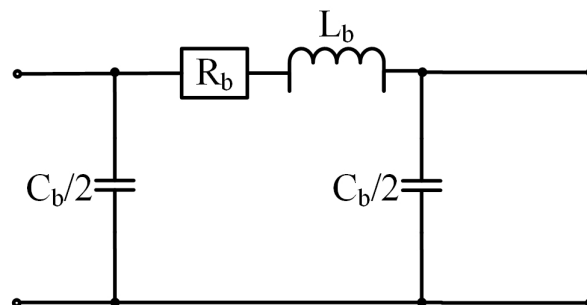


Abbildung 2.6: Ersatzschaltbild eines Erdkabels, in Anlehnung an [4].

2.2.3. Verbraucher

Eine zeitdiskrete Aufnahme der Leistungswerte für Haushalte ist erst seit der Einführung von Smart Metern auf Niederspannungsebene möglich. Im 15 Minuten Zeitraster werden gemessene Leistungswerte für Wirk- und Blindleistung gemittelt und zu einem 15-Minutenwert zusammengefasst. Haushaltskunden ohne Smart Meter werden mit sogenannten Standardlastprofilen des Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) bemessen [26]. Standardlastprofile sind leicht anwendbar und für eine hinreichend große Anzahl von Letztverbrauchern ausreichend für die Bedarfsplanung auf Niederspannungsebene [26, 80].

Unter Verwendung von Standardlastprofilen und Gleichzeitigkeitsfaktoren können Niederspannungsnetze ohne Smart Meter charakterisiert werden [4]. Für die Lastflussanalyse von Energiespeichersystemen ist die Verwendung von Standardlastprofilen unzureichend, da nicht der reale Netzzustand sondern lediglich eine geschätzte Mittelung abgebildet werden kann. [80] Im Rahmen dieser Arbeit werden reale Lastprofile eines Niederspannungsnetzabschnitts in Luxemburg mit 15-minütiger Auflösung verwendet. 95% sind mit einer maximalen Anschlussleistung von 16 kW (40 A) bemessen. Die Datengrundlage wird in Kapitel 5.1 vorgestellt und diskutiert.

2.2.4. Umrichter

Energiespeicher und erneuerbare Energieerzeugungsanlagen wie bspw. PV- oder Windkraftanlagen arbeiten mit DC. Zum Betrieb dieser Anlagen muss die erzeugte Gleichspannung mit Hilfe von Umrichtern in AC umgeformt und gesteuert werden. Je nach Art des Umrichters wird zwischen Gleichrichtern (DC-DC Konverter) und Wechselrichtern (DC-AC Konverter / Inverter) unterschieden. Während Gleich- oder Wechselstrom-Umrichter das Ziel haben Gleich- bzw. Wechselspannung in unterschiedliche Spannungsamplituden, Polaritäten bzw. Frequenzen zu wandeln, liegt der Fokus von Gleich- bzw. Wechselrichtern in der jeweiligen Umformung zwischen Gleich- und Wechselstrom. Ziel eines Wechselrichters ist es, eine möglichst hohe Qualität des Ausgangssignals bei hoher Effizienz für den Anschluss der Anlagen an das Zielnetz zu erhalten. Zudem können moderne Wechselrichter Netzgegebenheiten überwachen und je nach zugelassener Steuerung ihr Einspeiseverhalten anpassen. Für die Wechselrichtung werden Spannungspulse mit unterschiedlicher Pulsweite durch Leistungstransistoren erzeugt und durch Tiefpassfilter zu einer sinusförmigen Spannung geglättet. Das zugrundeliegende Prinzip wird als Pulsweitenmodulation bezeichnet. [81]

Anders als bei erneuerbaren Erzeugungsanlagen, müssen DC-DC Konverter und Inverter für Batteriespeichersysteme bidirektional arbeiten, um je nach Stromrichtung die Be- bzw. Entladung zu ermöglichen und zu steuern. Vereinfacht zeigt Abbildung 2.7 die elektrische Kopplung eines Energiespeichersystems mit dem Niederspannungsnetz. Zumeist wird die Batteriespannung DC-seitig mit einem DC-DC Konverter zuerst auf eine höhere Spannungsebene gewandelt, um dann mit einem DC-AC Konverter netzseitig eingespeist zu werden.

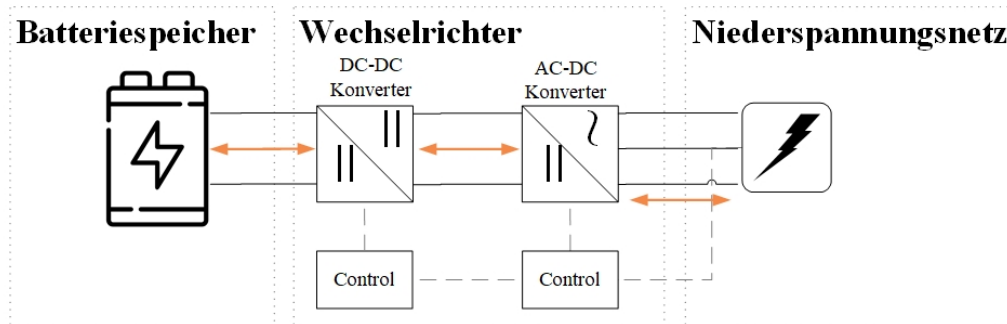


Abbildung 2.7: Schematische Darstellung der elektrischen Kopplung eines Energiespeichersystems mit dem Niederspannungsnetz.

2.3. Flexibilitätsmechanismen im Stromnetz

Die Anpassungsfähigkeit eines Stromnetzes auf dynamische Betriebszustände durch Veränderung von Einspeisung oder Entnahme wird als Flexibilität bezeichnet und kann grundsätzlich von Lasten, Erzeugern oder Energiespeichern erbracht werden. Eine Netzflexibilität kann nach Definition der Bundesnetzagentur bilanziell durch die absolute Leistungsveränderung bzw. die Leistungsänderung pro Zeitschritt charakterisiert werden. Weiterhin erfolgt eine Differenzierung der Flexibilität nach Ort der Erbringung sowie Zeitskala der Bereitstellung. Letztere wird sowohl von der Schnelligkeit der Bereitstellung (Reaktionszeit) als auch der Dauer der Bereitstellung beeinflusst. [5, 82]

Aus der obenstehenden Definition leiten sich die Leistung, die Zeit und der Ort als drei grundlegende Charakterisierungsgrößen einer Flexibilität ab. Abbildung 2.8 zeigt schematisch die Zusammenhänge der Flexibilitätsdefinition mit der Charakterisierung eines Energiespeichers anhand dessen Anwendung, Betriebsstrategie sowie Platzierung. Während Platzierung und Ort als äquivalent angesehen werden können, ergibt sich aus der Leistungs- und Zeitdefinition einer Flexibilität die Wirkungsebene, d.h. der Anwendungszweck eines Energiespeichers. Die nachgelagerte Steuerungsebene konkretisiert die Betriebsstrategie und die notwendigen Steuerungsparameter. Die Anwendung Momentanreserve, als Beispiel, beinhaltet eine kurzfristige Reaktionszeit von Mikro- bis Millisekunden, mit hohen Leistungsgradienten, welche durch den Steuerparameter Netzfrequenz geregelt werden. Zusätzliche Charakterisierungsgrößen eines Energiespeichers als Flexibilität (vgl. Abbildung 2.8) sind die Wirtschaftlichkeit bzw. Vergütungsfähigkeit der Steuerungsebene sowie die rechtlichen Rahmenbedingungen zum Erbringen der Steuerung innerhalb der Wirkungsebene.

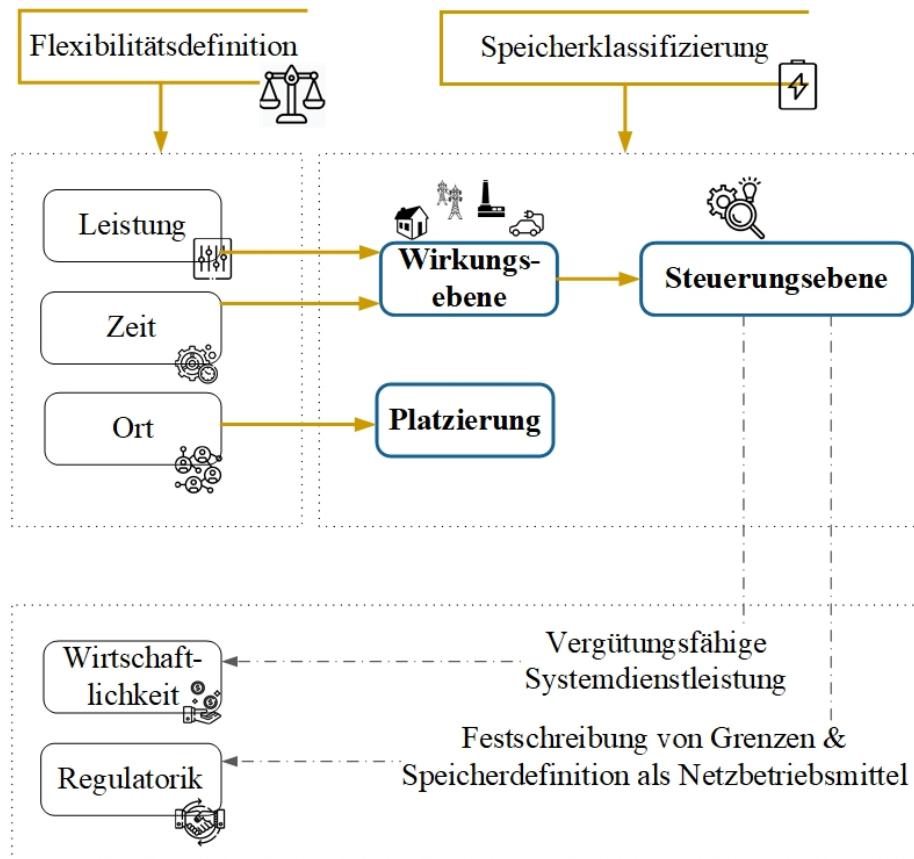


Abbildung 2.8: Schematischer Vergleich der Flexibilitätsdefinition [5] sowie der Klassifizierung eines Energiespeichers im Rahmen dieser Forschungsarbeit.

Der Einsatz von Energiespeichern als zentrale Flexibilität in Versorgungsnetzen bietet, bei richtiger Dimensionierung, Betriebsweise und Platzierung, systemtechnische Vorteile, um gleichbleibende Versorgungsqualität bei steigendem Anteil erneuerbarer Energien zu gewährleisten. Nachfolgendes Kapitel beschreibt den Modellierungsansatz dieser Forschungsarbeit zur optimierten Dimensionierung, Betriebsweise und Platzierung eines Energiespeichers auf Basis der vorangegangenen Flexibilitätsdefinition. Die Charakterisierungsmerkmale Wirkungs- und Steuerungsebene sowie Platzierung werden diskutiert und der Stand der Technik vorgestellt. Abschließend wird die Funktionsweise und Betriebscharakteristik der in dieser Arbeit verwendeten Speichertechnologie sowie deren Vorteile und Herausforderungen zur Verwendung als Flexibilität in Energienetzen vorgestellt.

3. Integrative Modellbildung und Stand der Technik

Zur Analyse von zentralen Energiespeichersystemen in Niederspannungsnetzen wird, in Anlehnung an die Flexibilitätsdefinition in Kapitel 2, folgender integrativer Modellierungsansatz mit drei Simulationsebenen entwickelt (vgl. Abbildung 3.1).

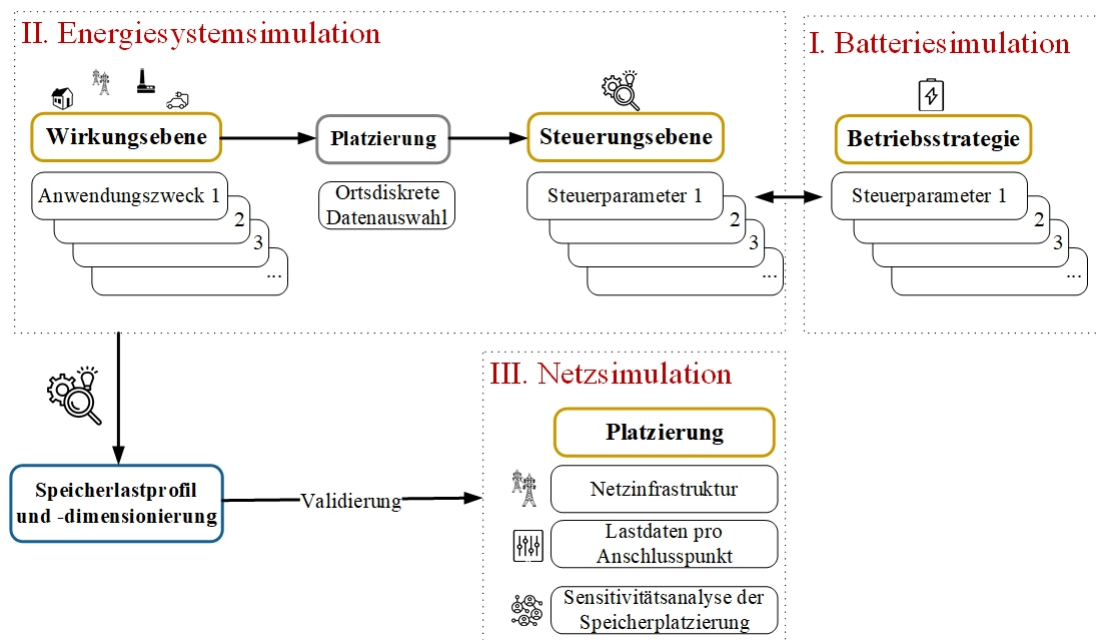


Abbildung 3.1: Schematische Darstellung der Simulationsebenen Batteriesimulation, Energiesystems simulation und Netzsimulation im Kontext der Forschungsarbeit.

Die erste Ebene beinhaltet die zeitdiskrete Batteriesimulation (I), welche in die Energiesystems simulation (II) integriert wird. Um eine angepasste Betriebsstrategie ortsdiskret zu entwickeln, wird die Summenlast aller Verbraucher und Erzeuger des Netzabschnitts berechnet. Die Optimierung der Betriebsstrategie im Rahmen der Energiesystems simulation wird von der Platzierung des Energiespeichers, dessen Anwendungszweck und Steuerparametern beeinflusst und an die Batteriesimulation übergeben (vgl. Abbildung 3.1). Anwendungsgebiete von Energiespeichern im Netz können vielfältig sein und werden zum Überblick zur Wirkungsebene zusammengefasst. Die tatsächlichen Steuerparameter zur Regelung des Energiespeichers werden mit dem

Überbegriff Steuerungsebene zusammengefasst. Jede Wirkungsebene kann mehrere Steuerparameter beinhalten, welche den Betrieb des Batteriespeichers im betrachteten Netz festlegen. Da die Energiesystemsimulation alle Verbraucher und Erzeuger durch ein residuales Summenlastprofil abbildet, bezieht sich die Platzierung auf den Ort der Datenerhebung. Das Ergebnis der Energiesystemsimulation ist eine optimierte Speicherdimensionierung sowie das Speicherlastprofil für den Betrachtungszeitraum und Datensatz.

Die Energiesystemsimulation erlaubt keine Aussage über die Stabilität des Netzes, da dieses als ideale Kupferplatte ohne Betrachtung der Infrastruktur definiert wird. Für die Validierung der Betriebsstrategie und der Netzstabilität wird abschließend eine Netzsimulation (III) durchgeführt. Die ortsdiskrete Lastflussmodellierung ist geeignet, um elektrische Energieversorgungsnetze zu berechnen und Grenzwerte für deren Betrieb zu identifizieren. Hierbei können die komplette Netzstruktur eines Energiesystems abgebildet und Messdaten für Erzeuger und Verbraucher als Einzellastprofile pro Anschlusspunkt hinterlegt werden. Nachfolgend werden theoretische Grundlagen der Simulationsebenen Energiesystem-, Netz- und Batteriesimulation nacheinander charakterisiert und dem Stand der Technik gegenübergestellt.

3.1. Energiesystem- und Netzsimulation

Wenngleich diverse Forschungsarbeiten die Notwendigkeit von Energiespeichern in Energienetzen allgemein und Niederspannungsnetzen konkret bereits nachgewiesen haben, bieten die Dimensionierung, die Platzierung sowie die optimale Betriebsstrategie aus Netzsicht, unter Einbezug realer Netzdaten, ein breites Forschungsspektrum [35]. Beginnend mit einer Abgrenzung der Begriffe dezentraler bzw. zentraler Energiespeicher wird die Systemgrenze der Speichersteuerung definiert. Anschließend werden die Wirkungs-, Steuerungsebene und Platzierung im Rahmen einer Literaturanalyse dem Stand der Technik gegenübergestellt.

3.1.1. Dezentrale und zentrale Systemgrenze

Ein Energiespeicher wird nach VDE-AR-N 4105 als „Einheit oder Anlage, die elektrische Energie aus einer Kundenanlage, einer Anschlussnutzeranlage oder aus dem öffentlichen Netz beziehen, speichern und wieder einspeisen kann“ [70] bezeichnet. In Niederspannungsnetzen beruht die einfachste Unterscheidung auf dem dezentralen und zentralen Speicherkonzept. Dezentrale elektrische Energiespeicher (DEES) werden hinter dem Netzanschlusspunkt eines Letztverbrauchers installiert, bspw. in [11], und sind gleichzustellen mit dem Heimspeicherkonzept. Betriebsstrategien fokussieren die Optimierung des Eigenverbrauchs eines Letztverbrauchers durch Nutzung erneuerbarer Energie [83].

Der Begriff Zentrale elektrische Energiespeicher (ZEES), bspw. in [84, 85], ist nicht standardisiert und wird in der Literatur durch verschiedene Charakterisierungsmerkmale belegt. Koirala et al. definieren einen zentralen Speicher als Energiespeicher der im Besitz einer Gemeinschaft ist und sozioökonomische Gewinne generiert, wie bspw. durch erhöhte Nutzung erneuerbarer Energien. Dabei wird der gemeinschaftliche Ansatz und die lokale Wirtschaft hervorgehoben. [86] Parra et al. beziehen sich auf den Standort des elektrischen Energiespeichers, die Anwendung

sowie die Größe [11]. Weitere Definitionen eines zentralen Speichers benennen den multimodalen Betrieb (*engl. revenue stacking*), das heißt die zeitgleiche Erbringung mehrerer Versorgungsaufgaben bzw. Flexibilitäten, als Charakterisierungsmerkmal [9, 10, 12, 87]. Zusammenfassend grenzen sich ZEES durch den Installationsort, die Art der Flexibilität bzw. die gleichzeitige Erbringung verschiedener Flexibilitäten, die Freiheitsgrade der Steuerungsparameter, die Stakeholderbeteiligung, die Eigentumsverhältnisse und Erlösmodelle gegenüber dem dezentralen Speicherkonzept hinter dem Netzanschlusspunkt ab.

Bei Betrachtung des zentralen Konzepts wird deutlich, dass die optimale Betriebsstrategie und Dimensionierung von dem Anwendungszweck, der Regelung und der Platzierung des Energiespeichers abhängt. Durch Festlegung der Systemgrenze eines DEES auf einen Letztverbraucher existieren weniger Freiheitsgrade zur Auslegung eines netzdienlichen Betriebs. Die Höhe der Verbraucherlast sowie deren zeitlicher Verlauf definieren den Direktverbrauch erneuerbarer Energien, während die Betriebsstrategie und Platzierung des Speichers den Anteil der Batterienutzung am Autarkiegrad bestimmen. Der elektrische Autarkiegrad weist prozentual den Anteil der zu deckenden Last eines Haushalts oder Netzabschnitts aus, der durch Eigenerzeugung erneuerbarer Energien oder Speicherentladung gedeckt werden kann [88]. Liegt die Systemgrenze der Betrachtung beim Netzanschlusspunkt eines Netzgebiets, erhöht sich der Autarkiegrad des Netzabschnitts um den Anteil der Last, der durch lokalen Nachbarschaftsaustausch direkt im Netzgebiet verbraucht wird. Der Netzeffekt beruht auf dem natürlichen Austausch eines Mischnetzes mit Einspeisern und reinen Verbrauchern. Zusammenfassend können die Vorteile des zentralen Speicherkonzepts gegenüber dem dezentralen wie folgt beschrieben werden:

- Erhöhte Eigenversorgung eines Netzabschnitts durch an die Erzeugerdichte erneuerbarer Energien angepasste Energiespeicherdimensionierung.
- Optimierte Leistungs- und Energieanforderungen pro Netzanschlusspunkt durch Ausgleichsnetzeffekte zwischen den Netzanschlusspunkten.
- Flexibilität der Standortwahl und Anpassung an netztechnische Gegebenheiten [13].
- Verbesserte Steuerungsparameter für Energiespeicher durch geglättete Lastprofile an z.B. Transformatorstationen und Zusammenfassung mehrerer Netzanschlusspunkte (Haushalte).
- Integration netztechnischer Steuerparameter z.B. Spannungsregelung, Blindleistungskompensation durch zentrale Betriebsführung.
- Ökonomische, ökologische sowie technische Skaleneffekte bspw. durch geteilte Managementsysteme, Subsysteme, Installationskosten, Rohstoffaufwand, etc. [21].

Die Erweiterung der Systemgrenze von einem Letztverbraucher auf einen Netzabschnitt ermöglicht die optimale Speicherplatzierung bei Betrachtung der erneuerbaren Erzeugung sowie dem Einbezug von Netzstabilitätskriterien. Die vorliegende Forschungsarbeit bewertet Synergieeffekte zentraler Speichersysteme. Der integrative Simulationsansatz kann für die Systemgrenze eines Netzabschnitts beliebiger Größe angewendet werden, da Wirkungs- und Steuerungsebene sowie Platzierung gleichermaßen zur einer optimierten Speicherdimensionierung und -betriebsstrategie führen. In weiteren Abschnitten wird auf den Zusatz zentral bei der Speicherbenennung teilweise verzichtet.

3.1.2. Anwendungsklassifizierungen für Energiespeicher

Grundsätzliche Anwendungsklassifizierungen für Energiespeicher im Netz können der Roadmap der European Energy Research Alliance [89], dem Energy Storage Market Report des U.S. Department of Energy [90], der DENA-Studie Systemdienstleistungen 2030 [55] oder vergleichbarer Studien [15, 32, 35, 54, 79, 86, 91–96] entnommen werden. Für die Modellbildung werden die Anwendungszwecke in folgende Wirkungsebenen zusammengefasst: SYSTEM, NETZ und MANAGE.

Tabelle 3.1 zeigt eine Auflistung der Wirkungsebenen sowie untergeordneter Anwendungszwecke im Stromnetz und referenziert verwendete Quellen. Die saisonale bzw. Langzeitspeicherung sowie Inselnetze sind nicht in der Übersicht enthalten, stellen jedoch potentielle Anwendungen für Energiespeicher dar. Eine ausführliche Beschreibung der Anwendungen kann Anhang A.3 Tabelle A.3 entnommen werden. Die Wirkungsebene SYSTEM beinhaltet sämtliche Dienstleistungen im Netzbetrieb, welche im Zeitraum zwischen Millisekunden bis 15 Minuten durch den Netzbetreiber aktiviert werden. Die Anwendung unterbrechungsfreie Stromversorgung erfolgt über einen längeren Zeitraum. Die Wirkungsebene kann in allen Spannungsebenen Anwendung finden, fokussiert jedoch mit Ausnahme der unterbrechungsfreien Stromversorgung höhere Spannungsebenen. Die Wirkungsebene NETZ bezieht sich auf lokale Anwendungsgebiete zur Erhöhung bzw. Verbesserung der Netzstabilität. Ziel ist es lokale Netzbetriebsmittel vor Überlastung zu schützen, die Spannungsqualität zu halten, Netzausbaumaßnahmen zu vermeiden bzw. erneuerbare Energie bestmöglich lokal zu nutzen. Die Anwendungen können von Sekunden im Falle der Spannungsregelung auf höheren Netzebenen bis zu Stunden im Falle der Integration erneuerbarer Energien dauern. Die Wirkungsebene MANAGE beinhaltet Anwendungen hinter dem Netzanschlusspunkt und fokussiert ähnlich wie das dezentrale Speicherkonzept die Optimierung eines Letztverbrauchers. Durch Energy Trading sowie Arbitrage können Energieversorgungsunternehmen durch Preisschwankungen am Energiemarkt ökonomische Gewinne erzielen. Weitere ökonomische Wirkungsebenen werden in Tabelle 3.1 nicht betrachtet.

Die vorliegende Forschungsarbeit entwickelt Dimensionierungs-, Betriebs- und Platzierungsstrategien für zentrale Speicher in Niederspannungsnetzen und fokussiert daher die Wirkungsebene lokaler, störungsfreier Netzbetrieb (NETZ).

Tabelle 3.1: Auflistung potentieller Wirkungsebenen von elektrischen Energiespeichern im Stromnetz.

Wirkungsebene	Anwendungszweck
SYSTEM - <i>Millisekunden bis 15 Minuten</i>	Engpassmanagement, Primär-, Sekundär-, Tertiärregelleistung, Redispatch, Countertrading [15, 35, 55, 86, 89, 97].
	Frequenzhaltung, Momentanreserve, Spannungshaltung [35, 55, 89, 90, 97].
	Kapazitätsreserve [54, 89, 90, 95, 97].
	Netzbooster zur reaktiven Systemführung [94].
	Unterbrechungsfreie Stromversorgung, Schwarzstartfähigkeit [15, 35, 55, 86, 89, 90, 95].
NETZ - <i>Sekunden bis Stunden</i>	Verhinderung von Störübertragung und Sicherung der Netzqualität [89]
	Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen [35, 89, 90, 95].
	Blindleistungskompensation [15, 89].
	Lokale Spannungsregelung [15, 35, 89, 95].
	Reduktion der Trafobelastung [15, 89, 97].
MANAGE <i>Minuten bis Tage</i>	Integration erneuerbarer Energien [35, 86, 89, 95, 97].
	Eigenverbrauchserhöhung der EE Nutzung [15, 35, 86, 89, 90, 97]
	Lastausgleich (load levelling) [15, 35, 89, 90, 95, 97]
	Lastspitzenkappung (peak shaving) [15, 35, 86, 89, 90, 95, 97].
	Energy Trading und Arbitrage [15, 86, 89, 90, 92, 95].

3.1.3. Steuerungsebene und Speicherplatzierung

Der Einsatz zentraler Speicher im Stromnetz variiert in der Wirkungsebene (SYSTEM, NETZ, MANAGE) und Steuerparameter werden vom Anwendungszweck abgeleitet. Die Steuerparameter Energie- / Netzverluste [6, 8, 14, 15, 20–22], Eigenversorgungsanteil erneuerbarer Energien [8, 9, 11, 13] sowie die Reduktion der Rückspeiseleistung über den Transformator [14–16] und der Ein- beziehungsweise Rückspeiseleistung erneuerbarer Energien in überlagerte Netze [6, 13, 16] werden in den vorliegenden Studien am häufigsten verwendet. Zur Beurteilung der Netzqualität wird der Parameter Spannungsprofil bzw. Spannungsabweichung zur Norm auf einzelne Knotenpunkte, Netzstränge oder den vollständigen Netzabschnitt am häufigsten angewendet [17, 22]. Weitere Auswertungsparameter betreffen die Speichernutzung über die Vollzyklen [7, 11, 16, 19], Umwelteinflüsse [21] sowie finanzielle Aspekte der Speichernutzung [9–13, 21, 22], welche durch eine Vielzahl von Parametern, bspw. Stromgestehungskosten, abgebildet werden. Die begutachteten Studien verwenden durchschnittlich zwischen zwei und

vier Steuerparameter für die Optimierung des Speicherbetriebs.

Studien zur optimalen Platzierung von Energiespeichern fokussieren Steuerungsparameter wie bspw. die Minimierung der Netz- bzw. Energieverluste [20–22], die Maximierung von Gewinnen [21, 22, 98], die Verbesserung des Spannungsprofils [20, 22, 98], die Minimierung der annualisierten Netzspeicherkosten [22] sowie die Minimierung von Treibhausgasemissionen im Energiesystem [21]. Ippolito et al. betrachten die Platzierungsstrategien nah an bestehenden PV-Systemen, am Netzknoten mit der höchsten Last und am Netzknoten mit der höchsten Distanz zur konventionellen Erzeugungsanlage und damit der höchsten Anfälligkeit für Spannungsschwankungen. Letztgenannte Platzierung erzielt das beste Ergebnis. [21] In [16] erwähnen die Autoren, dass sich eine Platzierung am Einspeiseort von PV verglichen mit der Platzierung am Transformator positiv auf Netzspannung und Transformatorlast auswirkt. Verschiedene Durchdringungsszenarien in [20, 98] zeigten jedoch keinen Zusammenhang zwischen der Durchdringung und Platzierung der PV-Anlagen sowie der Platzierung des Energiespeichers.

Vereinzelt konnten integrative Simulationsmethoden zur gleichzeitigen Platzierung, Dimensionierung und Betriebsstrategieentwicklung [20,35,95,96] bzw. beide letztgenannten [14] identifiziert werden. Eine Klassifizierung verwendeter Regelparameter führt zu den Steuerungsebenen Wirkleistungsgesteuert (POWER), Energiegesteuert (ENERGY) und Erlösgesteuert (COST). Weitere Parameter, wie bspw. Ökologie, werden in der letzten Kategorie COST inkludiert.

Abbildung 3.2 zeigt einen zusammenfassenden Überblick der Platzierung, Wirkungs- und Steuerungsebene. Die vorliegende Forschungsarbeit wird durch einen roten Rahmen gekennzeichnet. Daten zur Verbraucherlast sowie Erzeugung werden zumeist als Standardlastprofile [6, 8, 13] oder durch aggregierte Daten [10, 17, 22] abgebildet. In einigen Fällen konnten reale Lastprofile, in Abbildung 3.2 durch Schraffuren gekennzeichnet, in unterschiedlicher zeitlicher Auflösung identifiziert werden [7, 9, 11, 14, 16, 18–21].

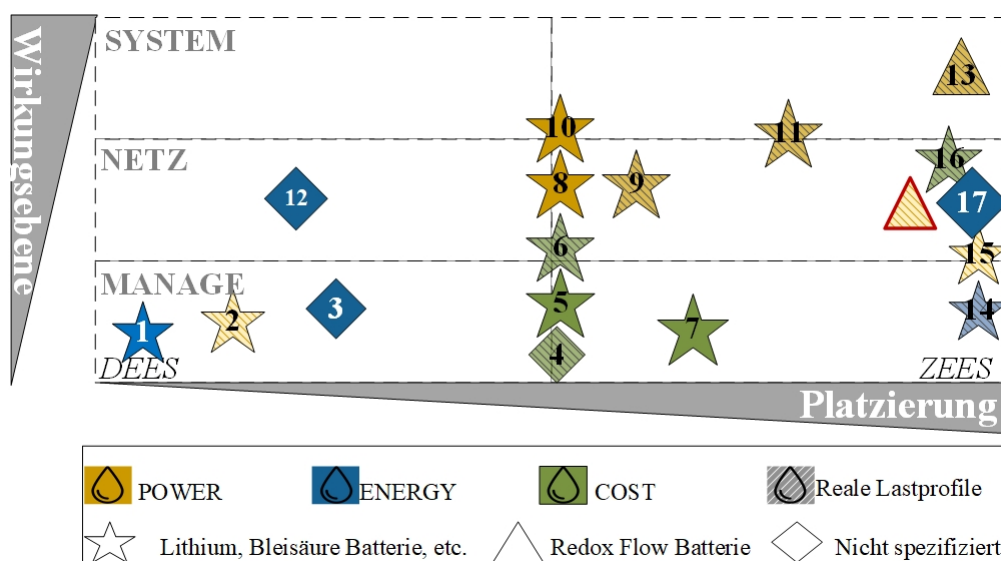


Abbildung 3.2: Platzierung, Wirkungs- und Steuerungsebene von EES im Netz; referenzierte Literaturquellen beginnend bei 1 aufsteigend: [6–22].

Die Literaturanalyse verdeutlicht, dass sowohl eine von der Platzierung unabhängige Optimierung der Steuerungsebene als auch die Platzierung durch Optimierung der Steuerungsebene erfolgen kann. Die integrative Analyse- und Simulationsmethodik aus Batterie-, Energiesystem- und Netzsimulation dieser Forschungsarbeit unterscheidet sich nach derzeitigem Wissensstand grundlegend von bestehenden Arbeiten. Während in der Energiesystems simulation dieser Forschungsarbeit die Platzierung durch Verwendung eines ortsdiskreten Summenlastprofils betrachtet wird, bildet die Netzsimulation die örtliche Last bzw. Erzeugung der Letztverbraucher sowie die Infrastruktur des Stromnetzes ab. Hierdurch werden Steuerungsebene und Platzierung getrennt und die Speicherdimensionierung und -betriebsstrategie erfolgt durch ortsdiskrete Auswahl der Lastdaten. Die Wahl der Lastdaten ermöglicht die Festlegung der Systemgrenze. Vorliegender Ansatz basiert auf 15-minütigen Smart Meter Daten zu Wirk- und Blindleistungserzeugung bzw. -verbrauch eines ländlichen Niederspannungsnetzes in Luxemburg. Wie in vergleichbaren Studien dargelegt, wird eine optimale Vorhersage der Last- und PV-Bedingungen durch das Batteriemanagement angenommen, um die Netzdienlichkeit unabhängig von der Güte der Vorhersage zu bestimmen [19]. Die anschließende Netzsimulation validiert die Betriebsstrategie unter Berücksichtigung der Netzstabilität. Die Platzierung des Energiespeichers beeinflusst die Energiesystem- sowie die Netzsimulation. Die Steuerungsebene legt die Entscheidungs- bzw. Regelparameter für den Speicherbetrieb innerhalb der Energiesystems simulation fest.

Die grundlegende Charakteristik der Wirkungs- und Steuerebene sowie der Platzierung dieser Forschungsarbeit kann wie folgt zusammengefasst und Abbildung 3.3 entnommen werden. Die Untersuchung wird der Wirkungsebene NETZ zugeordnet. Die Reduktion der Transformatorbelastung, die Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen, die Integration erneuerbarer Energien sowie die Blindleistungskompensation werden als Anwendungszecke der Wirkungsebene definiert. Der Steuerungsparameter Reduktion der Wirkleistungsrückspeisung am Transformator wird stets zuerst betrachtet, weswegen die Untersuchung der Steuerungsebene POWER zugeordnet wird. Für die Betrachtung wird eine Maximierung der Speichernutzung zugrunde gelegt. Abhängig von der Transformatorleistung wird der Eigenversorgungsanteil des Netzabschnitts unter dem Aspekt einer erneuerbaren Energieversorgung maximiert. In einem zweiten Schritt wird die Reduktion der Blindleistungsrückspeisung über den Transformator minimiert. Durch Steuerung der Wirk- und Blindleistungsflüsse am Transformator werden der Phasenwinkel sowie die lokale Spannungshaltung indirekt positiv beeinflusst. Die Regelpunktzuordnung erfolgt im Rahmen der Energiesystems simulation am Netzanschlusspunkt des Transformators. Als Regelpunkt wird der Ort der Datenerhebung der Lastprofile für die Speichersteuerung bezeichnet. Die nachfolgende zentrale Platzierung des Energiespeichers erfolgt an drei charakteristischen Bezugspunkten: (i) Platzierung am Transformator, um eine Entlastung des Transformators bei gleichbleibender Belastung sämtlicher Netzbetriebsmittel zu gewährleisten, (ii) Platzierung am Ort maximaler PV Einspeisung, um lokale Spannungserhöhungen durch Einspeisung bestmöglich zu kompensieren, (iii) Platzierung im Netzrandgebiet, um den Einfluss längerer Kabelstränge zu berücksichtigen.

Um das Verhalten des Energiespeichers abzubilden, werden die Regelparameter der Steuerungsebene an ein zeitdiskretes Batteriemodell übergeben. Nachfolgend werden die Modellierung des Energiespeichers und die zugrundeliegende Speichertechnologie vorgestellt.

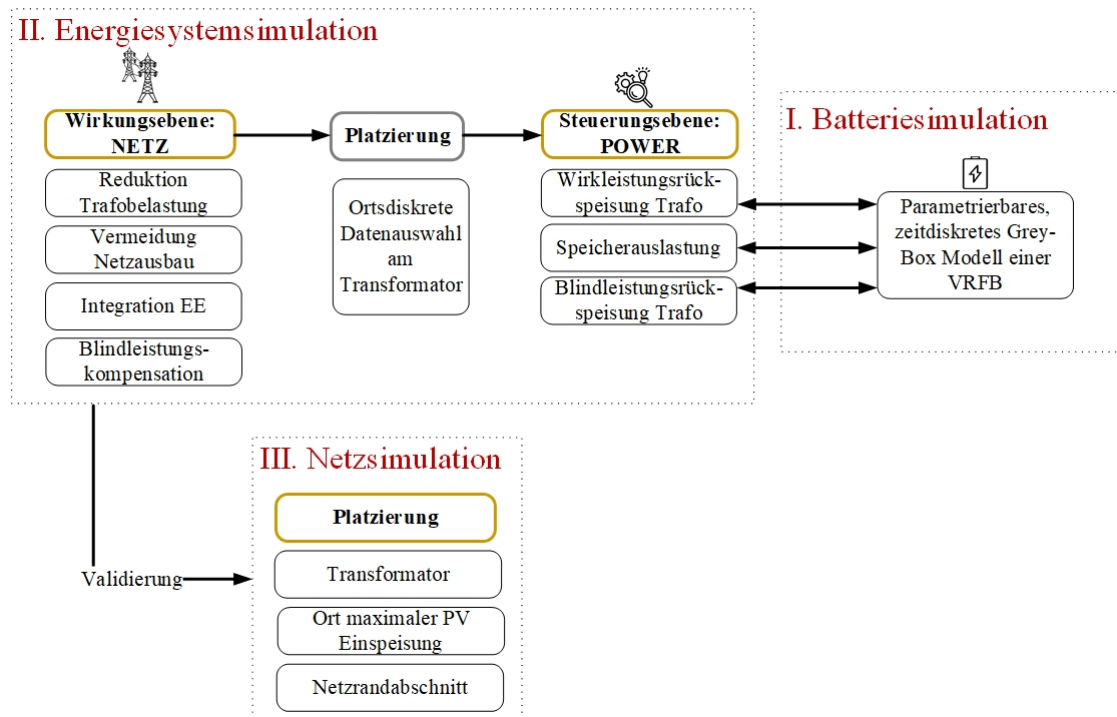


Abbildung 3.3: Darstellung der Wirkungs- und Steuerungsebene sowie der Platzierungsstrategien im Kontext der Forschungsarbeit.

3.2. Batteriesimulation

Die Notwendigkeit integrativer Speichermodele, welche physikalische Charakteristiken sowie die Schnittstelle und Steuerparameter zu übergeordneten Modellierungsebenen enthalten, wurde für Lithium-Ionen-Akkumulatoren bereits veranschaulicht [14]. Zur Untersuchung eines Energiespeichers als zentrale Flexibilität im luxemburgischen Niederspannungsnetz (NetzLux) wird ein neuartiges, einfach parametrierbares Simulationsmodell einer VRFB entwickelt. Ziel der Entwicklung ist es, mit möglichst geringer Anzahl und einfach messbaren Eingangsdaten eine hinreichende Genauigkeit zu erzielen. Zudem soll das Modell über die zwei Steuerparameter Wirkleistung und SoC mit den übergeordneten Simulationsebenen Energiesystemsimulation und Netzsimulation gekoppelt werden. Eine einfache Parametrisierbarkeit im Rahmen dieser Forschungsarbeit wird wie folgt zusammengefasst: Abbildung technologiebedingter Charakteristiken der Speichertechnologie, wie bspw. leistungsabhängige Effizienzen oder differenzierte Ladestrategien, durch hinreichende Genauigkeit bei gleichzeitig möglichst geringer Anzahl von Eingangsdaten.

Die relative Genauigkeit im Vergleich verschiedener Eingangsdatensätze wird als hinreichend betrachtet, wenn der Simulationsfehler eines Eingangsdatensatzes mindestens geringer ist als der größte Simulationsfehler der kompletten Eingangsdatensätze. Weiterhin wird die Genauigkeit als hinreichend bezeichnet, wenn der Simulationsfehler eines Sub-Modells geringer ist, als der erwartbare kumulative Fehler bei Kombination mehrerer Sub-Modelle in einer übergeordneten Modellstruktur. Im hier vorliegenden Fall wird das VRFB-Modell als hinreichend genau bezeichnet, wenn der Eingangsdatensatz mit dem geringsten Simulationsfehler ausgewählt und die Sub-Modell-Genauigkeit, im Vergleich zu weiteren Sub-Modellen, gleich hoch oder höher ist. Als

Sub-Modelle werden sämtliche Modelle der nachgelagerten Simulationsebenen Energiesystem- oder Netzsimulation bezeichnet. Auf eine zahlenmäßige Bewertung der Genauigkeit wird verzichtet, da diese gleichermaßen von der Menge und Qualität der Eingangsdaten als auch der Genauigkeit weiterer Simulationsschritte beeinflusst wird. [25]

Technische und ökologische Chancen der Redox-Flow-Batterie (RFB) für die stationäre Energiespeicherung führten in den letzten Jahren zu einer Kommerzialisierung und stetigen Produktoptimierung. Der Ursprung der Speichertechnologie liegt in einem Patent aus dem Jahr 1949 [99, 100], wobei durch Weiterentwicklungen in den 1970er Jahren [101] der noch heute gültige Zellaufbau patentiert wurde. Erst in den 1980er Jahren entwickelte eine Forschungsgruppe der University of New South Wales, unter Verwendung vier verschiedener Oxidationsstufen des elektroaktiven Materials Vanadium, die VRFB [102]. Grundsätzlich ist der Einsatz von VRFB [18, 35, 96] in Energiesystem- sowie Netzsimulationen trotz weitreichender systemtechnischer Vorteile bisher begrenzt, weswegen die meisten der identifizierten Studien Lithium-Ionen- oder Bleisäure- Batteriemodelle [6, 7, 10, 11, 13–15, 19, 20, 35] verwenden.

Unabhängig von der zugrundegelegten Speichertechnologie können Batteriespeichermodelle anhand des Forschungsfelds (Komponenten- oder Systemanalyse), des Modellierungsansatzes (White, Grey und Black Box Modell [103]), der Art und Anzahl der Inputdaten, der Zielsetzung sowie der Integrationsmöglichkeit in übergeordnete Simulationsebenen kategorisiert werden [25]. Abhängig vom gewählten Modellierungsansatz kann der Umfang der Eingangsdaten von einfachen Lastkurven hinzu komplexen Materialkonstanten reichen [103, 104]. Die Untersuchung der VRFB als zentraler Energiespeicher in Stromnetzen erfordert einen interdisziplinären Ansatz zwischen den Fachdisziplinen Netztechnik, Systemtechnik und Elektrochemie. Umfangreiche Material- und Komponentenanalysen als Basis für Energiespeichermodelle sind aus Netzsicht nicht zielführend, da diese Daten selten vorliegen oder erhoben werden können. Umgekehrt zielen komplexe Simulationsmodelle zur Analyse von elektrochemischen Ladungsvorgängen oder Materialkombinationen, wie in [105, 106], nicht darauf ab, Aussagen zur Leistungsfähigkeit des Energiespeichers in übergeordneten Systemanalysen zu treffen. In Systemanalysen, vgl. [13, 15, 16, 107], werden meist Black Box Modelle eingesetzt, welche ausschließlich auf Messungen oder statistischen Daten basieren [103, 104]. Während die Anzahl an Eingangsdaten einfach und gering gehalten wird, ist die Aussagekraft der Modelle für technologiespezifische Charakteristiken, wie bspw. Kapazitätsverlusten oder der Leistungsfähigkeit in verschiedenen SoC-Bereichen, begrenzt.

Grey Box Modelle erweitern die statistischen Daten der Black Box Modellierung mit physiologischem Wissen über das System [103, 104], bspw. in Form von Ersatzschaltbildern vgl. [108–110]. Dahingegen ist das Ziel von White Box Modellen, Effekte des Systems für die Zukunft möglichst exakt vorherzusagen. Dafür sind umfangreiche Kenntnisse über das zu modellierende System, in Form von Differenzialgleichungen, die die physikalischen und elektrochemischen Prozesse beschreiben, erforderlich. [103] Eine detaillierte Abgrenzung zwischen dem entwickelten VRFB-Modell dieser Forschungsarbeit und bestehenden Literaturmodellen wurde im Rahmen der Publikation [25] erarbeitet und kann wie folgt zusammengefasst werden.

1. Validiertes, einfach parametrierbares Grey Box DC VRFB-Modell, dass interne elektro-

- chemische Phänomene (Ohmsche Verluste, Aktivierungs- und Konzentrationsüberspannungen) unter Betrachtung einer konstanten Speicherkapazität einschließt.
2. Beinhaltet Optimierungsalgorithmen zur Berechnung vier modellspezifischer Parameter sowie deren Validierung.
 3. Optimiert die Anzahl von Eingangsdaten, um ein Gleichgewicht zwischen Komplexität und Genauigkeit von VRFB-Modellen zu erforschen.
 4. Vielfältige Verwendung durch hohe Integrierbarkeit in bestehende Energiearchitektur.

3.2.1. Vanadium Redox Flow Batterie

Zum Verständnis der mathematischen Modellierung und Parametrisierung einer VRFB in Kapitel 4 werden nachfolgend die grundsätzliche Funktionsweise einer VRFB, die Bestimmung des SoC, Kapazitätsverluste sowie die Systemtechnik für den Einsatz als stationärer Energiespeicher vorgestellt. Um den Einsatz der VRFB als zentraler Netzspeicher zu validieren, werden die Flexibilitätsanforderungen eines Energiespeichers der Batteriebetriebscharakteristik gegenübergestellt.

3.2.1.1. Funktionsweise und Komponenten

Eine VRFB-Zelle besteht, wie in Abbildung 3.4 schematisch dargestellt, aus zwei Halbzellen, getrennt durch eine selektive Ionenaustauschmembran. Jede Halbzelle enthält kohlenstoffbasierte Elektroden an deren Oberfläche elektrochemische Reaktionen stattfinden. Zwischen den Elektroden, durch welche elektrischer Strom in das System eingebracht oder entnommen wird, und der Membran werden ionische Flüssigkeiten in die Halbzellen gepumpt. Diese werden als Elektrolyt bezeichnet und enthalten elektroaktive Stoffe (Redox-Paare). Bei einer VRFB besteht der Elektrolyt auf beiden Seiten aus einer etwa 1,6-molaren Lösung von Vanadiumsalzen in Schwefelsäure, Phosphorsäure und Wasser. Die elektrochemischen Reaktionen können getrennt nach Ladung und Entladung wie folgt beschrieben werden. [102, 111]

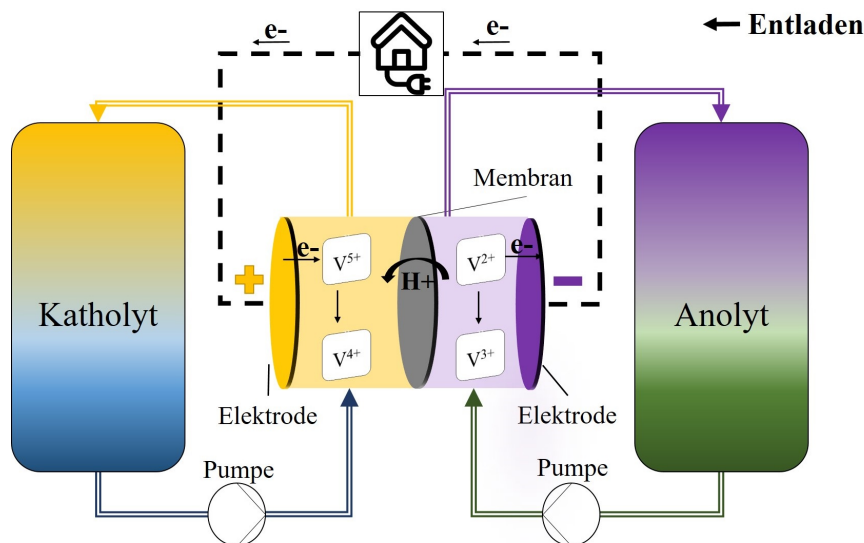
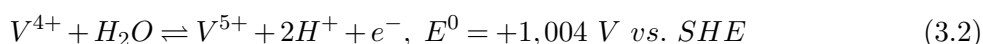
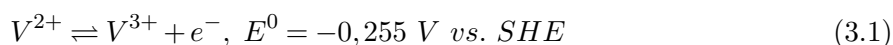


Abbildung 3.4: Schematischer Zellaufbau einer Vanadium-Redox-Flow-Batterie am Beispiel der Entladung.

Bei der Entladung (Abbildung 3.4) wird eine externe Last an die Zelle angeschlossen. In einem idealen System wird fünfwertiges Vanadium am Pluspol (Kathode) zu vierwertigem reduziert und zweiwertiges Vanadium am Minuspol (Anode) zu dreiwertigem Vanadium oxidiert. Als Ladungsausgleich wandern Protonen durch die Ionenaustauschmembran. [102,111]. Die elektrochemischen Reaktionen verlaufen reversibel, wodurch die Rollen (Anode und Kathode) der Elektroden während des Ladevorgangs vertauscht werden [102,112]. Die charakteristischen Farbschattierungen der Oxidationsstufen V(II) violett, V(III) grün, V(IV) blau und V(V) gelb werden durch Verdünnung des Elektrolyts mit Wasser sichtbar.

Untenstehende Reaktionsgleichungen zeigen jeweils mit dem rechtsgerichteten Pfeil die Entladung sowie mit dem linksgerichteten Pfeil die Ladung der Halbzellen. Die resultierenden Halbzellpotentiale gegen eine Standardwasserstoffelektrode (SHE) liegen bei -0,255 V für die negative und 1,004 V für die positive Halbzelle. [113] Die Zellspannung zwischen den Elektroden liegt im voll geladenen Zustand bei 1,6 V [114]. Abbildung 3.5 zeigt die Darstellung der Halbzellspannungen gegen eine SHE sowie die Spannungsgrenzen der Wasserstoffbildung an der Anode (V^{3+}/V^{2+}) und Sauerstoffbildung an der Kathode (V^{4+}/V^{5+}) [23].



Der Elektrolyt wird in zwei Tanks gelagert und mit Hilfe von zwei gepumpten Kreisläufen in die entsprechende Halbzelle befördert. Die Größe der Tanks bzw. das Elektrolytvolumen bestimmt die Kapazität, während die aktive Elektrodenoberfläche den Strom und damit die Leistung der VRFB festlegt [111]. Die Elektroden bestehen üblicherweise aus Graphit- bzw. Kohlenstofffilzen mit großer aktiver Fläche. Zur Verbesserung der Reaktionskinetik und der Benetzbarkeit (Hydrophilie) der Elektrodenoberfläche werden diese, bspw. durch thermische Aktivierungsprozesse, vorbehandelt [115].

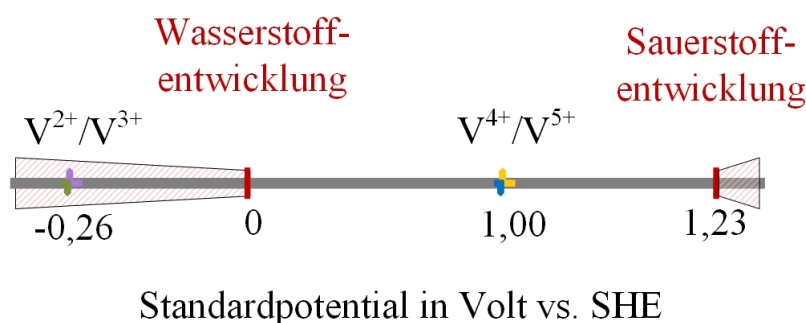


Abbildung 3.5: Schematische Darstellung der anodischen und kathodischen Zellspannung einer VRFB mit Wasserstoff- und Sauerstoffbildung gegen Standardwasserstoffpotential, in Anlehnung an [23].

Die Membran verhindert die Vermischung der Elektrolyte in den Halbzellen sowie einen elektrischen Kurzschluss der Elektroden. In VRFB werden typischerweise Perfluorsulfonsäure-Polymere eingesetzt. Schematisch kann eine Membran als Kanal für den Transport ladungsaus-

gleichender Ionen im Elektrolyt betrachtet werden. [116] Basierend auf der Ladung der Ionen, welche die Membran passieren können, werden Anionen- sowie Kationenaustauschmembrane klassifiziert [117, 118]. Für eine Beschreibung der elektrochemischen Phänomene oder Materialcharakteristiken, wie bspw. der Porengrößenverteilung, sei an dieser Stelle auf [116] verwiesen.

Unter der Annahme einer Kationenaustauschmembran in Abbildung 3.4 werden unter idealen Voraussetzungen lediglich positiv geladene Wasserstoffionen (Protonen) durch die Membran transportiert. Je nach Membrantyp und Qualität treten in der Praxis zusätzlich unerwünschte Transportprozesse (Crossoverphänomene) durch Konzentrations-, Potential-, Geschwindigkeits- oder Druckunterschiede zwischen den Halbzellen auf. Konzentrationsgradienten führen zur unerwünschten Diffusion von Vanadiumionen durch die Membran. Potentialgradienten durch das elektrische Feld der Zelle führen hingegen zur Migration und Geschwindigkeits- sowie Druckgradienten zur Konvektion von Vanadiumionen durch die Membran. [112, 117–119] Weiterhin kann durch Elektroosmose und elektroosmotische Druckdifferenzen Wasser durch die Membran von einer Halbzelle in die andere transportiert werden, wodurch sich die Füllstände der beiden Tanks verändern. [116, 116–118, 120–122]

Durch die Verwendung des selben chemischen Elements in beiden Halbzellen führt Vanadium-Crossover hauptsächlich zu einer Selbstentladung durch unerwünschte Nebenreaktionen [123]. Crossoverphänomene limitieren daher die theoretisch nutzbare Kapazität einer VRFB. Durch ein effektives Rebalancing, bspw. kontinuierliches Mischen der beiden Elektrolyttanks, können diese behoben werden. [117–119, 121] Neben geringer Kosten sollten Membranen für RFB eine gute chemische Stabilität im Elektrolyt, eine geringe Durchlässigkeit für Vanadiumionen, einen geringen Wassertransport, sowie eine hohe Durchlässigkeit und Selektivität für ladungstragende Wasserstoffionen aufweisen. [118]

3.2.1.2. Leerlaufspannung und State of Charge

Der SoC eines elektrischen Energiespeichers gibt das Verhältnis aus verfügbarer elektrischer Ladung bei definierter Zellspannung und elektrischer Ladung im geladenen Zustand an. Die elektrische Ladung entspricht dem Integral des Lade- / Entladestroms über die Zeit. Der SoC einer VRFB wird im laufenden Betrieb durch separate Überwachung des Elektrodenpotentials im Leerlauf (Leerlaufspannung) bestimmt. [111] Nachfolgend werden das Vorgehen zur SoC Überwachung sowie potentielle Ungenauigkeiten in der Praxis erläutert.

Die theoretische Leerlaufspannung (Open-Circuit-Voltage (OCV)) einer VRFB kann durch die Nernst Gleichung berechnet werden und beträgt ca. 1.6 V im voll geladenen Zustand [114]. Der ursprüngliche logarithmische Term der Nernst Gleichung wird durch Annahme konstanter Aktivitätskoeffizienten für Vanadium-Salze zu Gleichung 3.6 vereinfacht [124–126]. Der Term enthält die Konzentrationen der an der Reaktion beteiligten Vanadiumionen und Protonen. Weiterhin beinhaltet Gleichung 3.6 die Faraday-Konstante F , die universelle Gaskonstante R , die durchschnittliche Umgebungstemperatur $Temp$ in Kelvin, die Anzahl der Zellen N_{cell} unter Annahme gleicher Materialbedingungen, sowie die Wertigkeit der Reaktion bzw. der Elektronenübertragung $z = 1$ [127]. Durch Anwendung weiterer Vereinfachungen in Gleichungen 3.4 und 3.5 kann das Konzentrationsverhältnis der jeweiligen Vanadiumionen c_{Vx} zur gesamten Vanadiumkonzentration c_V mit dem SoC der VRFB verknüpft werden. Dabei nehmen unterschiedliche

Quellen die Konzentration enthaltener Protonen c_{H^+} entweder als konstant und somit vernachlässigbar an [109, 112, 123, 128–130], oder gewichten diese im entsprechenden Verhältnis zum vollgeladenen Zustand [124]. Das Standardzellpotential U_0 und die konstante Protonenkonzentration werden zum formalen Standardzellpotential U'_0 zusammengefasst [123].

Ein theoretischer SoC von 100% kann mit Blick auf die Nernst-Gleichung nicht erreicht werden, da unter Annahme von ausschließlich V^{5+} im positiven bzw. V^{2+} im negativen Tank die jeweiligen Nenner der Halbzellspannung nach Nernst zu Null werden (vgl. Gleichung 3.3). Ähnliches gilt für einen theoretischen SoC von nahezu 0%, welcher gleichzusetzen ist mit einer Vanadiumkonzentration von nahezu ausschließlich V^{3+} im negativen und V^{4+} im positiven Tank. Auch in diesem Fall ist eine mathematische Lösung der Nernst Gleichung nicht möglich. In der Realität werden beide Grenzwerte, maximaler und minimaler SoC, durch Verschiebungen des Elektrolyten (Crossover) nicht erreicht. Die Elektrolytverschiebungen bedingen eine Verkleinerung des nutzbaren SoC-Fensters und damit der nutzbaren Speicherkapazität des Elektrolyts. [112, 123] Die Auswirkung der Nebenreaktionen auf die praktische Bestimmung des SoC einer VRFB sowie die daraus resultierende Diskrepanz zwischen theoretisch nutzbarer und real verfügbarer Kapazität ist für den Einsatz einer VRFB sowie deren Dimensionierung und Betriebsweise von entscheidender Bedeutung. Die Parameter theoretisch nutzbare und real verfügbare Kapazität werden während der Batteriesimulation in Kapitel 4.1.2 weiter evaluiert.

$$U_{Stack} = N_{cell}U_0 + \frac{N_{cell}RT}{zF} \log \left[\frac{c_{V2+} * c_{V5+} * c_{H+}}{c_{V3+} * c_{V4+}} \right] \quad (3.3)$$

$$SOC_c = \frac{c_{V2}}{c_V} = \frac{c_{V5}}{c_V} \quad (3.4)$$

$$1 - SOC_c = \frac{c_{V3}}{c_V} = \frac{c_{V4}}{c_V} \quad (3.5)$$

$$U_{Stack} = N_{cell}U'_0 + \frac{N_{cell}RT}{zF} \log \left[\frac{SOC^2}{(1 - SOC)^2} \right] \quad (3.6)$$

Das Einbringen einer separaten, stromlosen Zelle in den hydraulischen Kreislauf einer VRFB sowie die Korrelation der Leerlaufspannung mit dem SoC nach Gleichung 3.6 ermöglichen die SoC-Überwachung im laufenden Betrieb. Da die Leerlaufspannung beider Halbzellen meist gemeinsam gemessen wird, bietet diese Methode nur zuverlässige Werte, wenn beide Elektrolyte nicht durch Crossoverphänomene beeinflusst wurden bzw. ein Rebalancing stattgefunden hat. [123] Zusätzlich auftretende Kapazitätsverluste durch unerwünschte Nebenreaktionen können durch kontinuierliches Mischen der Elektrolyte nicht wiederhergestellt werden und beeinflussen die Aussagekraft der Leerlaufspannung und damit die Güte der SoC-Überwachung [23, 123, 131, 132].

3.2.1.3. Systemtechnik und Stackspannung

Für den Betrieb der VRFB werden mehrere Zellen elektrisch seriell zu einem Zell-Stack mit typischer Stacknennspannung von 48 V in bipolarer Anordnung verschaltet. Der Elektrolytzufuss erfolgt meist parallel, da eine serielle hydraulische Verschaltung mit höheren Druckverlusten verbunden ist. [111, 112] Abbildung 3.6 zeigt schematisch den Aufbau eines VRFB-Stacks, wo-

bei die Membran jeweils durch die gestrichelte Linie, die Bipolarelektroden und -platten durch den grauen und die Monopolarelektroden, Kupfer- und Endplatten zusammengefasst durch den schwarzen Block gekennzeichnet sind [24]. Der Elektrolytfluss in Abbildung 3.6 wird am Beispiel der Entladung skizziert. Eine Bipolarplatte innerhalb des Zellstacks kontaktiert die negative Elektrode einer Zelle an der einen und die positive Elektrode einer weiteren Zelle an der anderen Seite. [111] Durch die elektrische Serienschaltung der Zellen wird die Gesamtspannung zwischen einer Endplatte und den jeweils folgenden Bipolarplatten sukzessive mit jeder Zelle erhöht (vgl. Abbildung 3.6). Die Einzelzellspannungen verbleiben, bis auf materialbedingte Schwankungen, konstant.

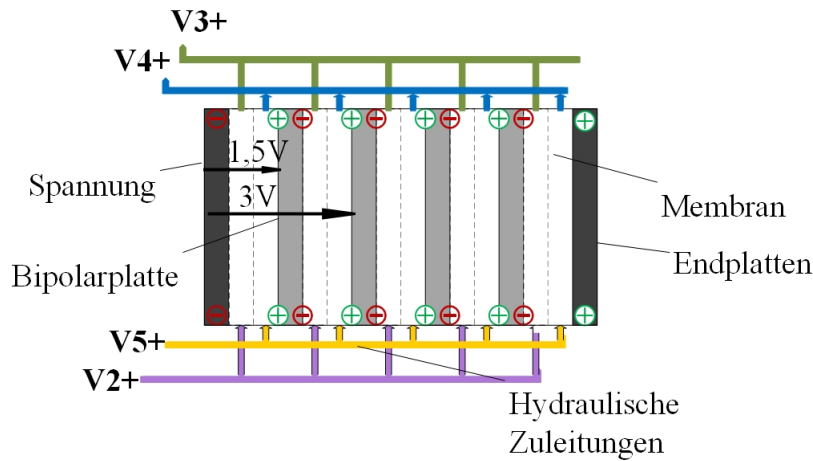


Abbildung 3.6: Verschaltung von VRFB-Zellen zu einem Stack in Anlehnung an [24]. Hydraulische Flüsse werden am Beispiel der Entladung dargestellt.

Durch die Leitfähigkeit des Elektrolyts und die elektrische Serienschaltung der Zellen sind unterschiedliche Spannungspotentiale elektrisch verbunden. Eine teilweise Umleitung des Stromflusses vom gewünschten, über parallele hydraulische Wege mit geringerem Widerstand führt als Nebenstromverbrauch (Shunt Current) zu Effizienzverlusten. Beim Stack Design sollte der elektrische Leitungswiderstand der Elektrolytzufuhr durch Erhöhung der Leitungslänge (Zelle zu Sammelleitung) und Reduzierung des Leitungsquerschnitts erhöht werden. Unter Berücksichtigung des Gesamtsystems führt eine stetige Erhöhung der elektrischen Leitungswiderstände zu weiteren Verlusten bspw. durch erhöhten hydraulischen Widerstand, weswegen Optimierungsalgorithmen unter Berücksichtigung aller Indikatoren zur effizienten Zellauslegung verwendet werden. [112, 120, 133, 134]

Eine VRFB wird mit konstantem Strom innerhalb definierter Spannungsgrenzen be- und entladen [24]. Spannungsverluste (Überspannungen) mindern die tatsächlich nutzbare Stackspannung nach Gleichung 3.7 basierend auf dem Gesamtwiderstand des Zellstacks. In Anlehnung an das elektrische Ersatzschaltbild einer VRFB zeigt Gleichung 3.8 die auftretenden Widerstände unterteilt in Diffusions-, Durchtritts-, ohmschen und ionischen Widerstand. Die äquivalenten Widerstände bzw. die zugrundeliegenden elektrochemischen Abläufe innerhalb der Zelle treten mit unterschiedlichen Zeitkonstanten auf und lassen Rückschlüsse auf die Reaktionsfähigkeit bei sprunghafter Stromänderung zu. Der Durchtrittswiderstand R_D beschreibt den Ladungsaustausch bzw. dessen Hemmung zwischen Elektrolyt und Elektrode, speziell bei geringen Strom-

dichten. Der Diffusionswiderstand R_d entsteht durch Konzentrationsunterschiede zwischen dem Elektrolyt und der Elektrodenoberfläche und einer Begrenzung der Stromdichte durch den Massentransport der Reaktionspartner. Während der ohmsche Widerstand R_{Ohm} einer Zelle der Summe aller elektrischen Komponenten- und Kontaktwiderständen zwischen den Komponenten entspricht, wird der Widerstand des Ionenflusses durch den Elektrolyt sowie durch die Membran als ionischer Widerstand R_{ion} zusammengefasst. Jede Verlustart dominiert in einem bestimmten Abschnitt der Polarisationskurve (Strom-Spannungscharakteristik). [106, 111, 125, 135–140]

$$U_{nutzbar} = U_0 - R_{Zelle} \times I \quad (3.7)$$

$$R_{Zelle} = R_d + R_D + R_{Ohm} + R_{ion} \quad (3.8)$$

Neben Überspannungen, Shunt Currents und Crossoverphänomenen tragen systembedingte Druckverluste und Hilfsgeräte wie bspw. Pumpen oder Wechselrichter zu einer Minderung der Gesamtsystemeffizienz bei [141]. In der Literatur wird die Gesamtsystemeffizienz in einem Bereich von 65 bis 85% [34, 35, 49, 142] angegeben, wobei zumeist nicht die dazugehörigen Bezugswerte SoC oder Nennleistung dargelegt werden. Eine pauschale Effizienzangabe über die komplette Leistungsbreite ist unzureichend, da die Effizienz sowohl vom SoC der Batterie, dem Zustand sämtlicher Komponenten, als auch von der Leistung sowie Pumpstrategie abhängt [107].

Neben der Gesamtsystemeffizienz, welche zusätzlich zur Batterie auch alle Subsysteme einbezieht, können weitere Leistungsfaktoren einer Batterie, die Energieeffizienz, Coulomb'sche Effizienz sowie die Voltaische Effizienz, zur Bewertung herangezogen werden. Die Energieeffizienz kann für verschiedene Subsysteme bspw. den Batteriestack alleinstehend oder durch schrittweises Hinzufügen weiterer Peripheriegeräte betrachtet werden und stellt die entladene Energie $W_{discharge}$ der geladenen Energie W_{charge} gegenüber [111]. Wird die Energieeffizienz eines Batteriestacks berechnet, muss diese mit den Wirkungsgraden weiterer Subsysteme bspw. Wechselrichter multipliziert werden, um die Gesamtsystemeffizienz zu erhalten. Die Coulomb'sche Effizienz hingegen setzt die elektrische Ladung Q in Coulomb von Entlade- und Ladeprozess ins Verhältnis während die Voltaische Effizienz im gleichen Bezugszeitraum das Verhältnis aus mittlerer Endlade- und mittlerer Ladespannung U darstellt [111]. Die Gleichungen 3.9 bis 3.11 bilden die mathematischen Zusammenhänge ab.

$$\eta_C = \frac{Q_{discharge}}{Q_{charge}} \quad (3.9)$$

$$\eta_V = \frac{U_{discharge}}{U_{charge}} \quad (3.10)$$

$$\eta_E = \frac{W_{discharge}}{W_{charge}} = \eta_C \times \eta_V \quad (3.11)$$

Die Voltaische Effizienz einer VRFB wird hauptsächlich durch Überspannungen und eine geringe Ionenleitfähigkeit vermindert. Die Coulomb'sche Effizienz wird hauptsächlich durch die Elektrodenreaktionen beeinflusst. Indirekt sind ebenso die Separationswirkung der Membran zwischen den Halbzellen sowie resultierende Crossoverphänomene und potentielle Nebenreaktionen, wie bspw. die Wasserstoffentwicklung, zu beachten. [116, 117]

Einen umfassenden Einblick verwendeter Literaturquellen gegliedert nach spezifischen Themengebieten der Redox-Flow-Technologie bietet Tabelle A.2 in Anhang A.2.

3.2.2. VRFB als Flexibilitätsoption

Diverse marktreife Speichertechnologien bieten ideale Voraussetzungen für den Einsatz als steuerbare zentrale Flexibilitäten in Niederspannungsnetzen. Neben der unabhängigen Skalierbarkeit von Leistung und Energie, zeichnen sich VRFB durch ihre hohe Energieeffizienz, geringe Selbstentladung, hohe Zyklenfestigkeit, Sicherheit, sowie einen vergleichsweise geringen ökologischen Impact, aus [29, 35, 48, 102, 114, 121]. Aus Kapitel 2.3 Abbildung 2.8 wird deutlich, dass zur Entwicklung geeigneter Betriebsstrategien Leistung und Zeitkonstante der VRFB im Einklang mit der Wirkungsebene stehen müssen.

Abbildung 3.7a zeigt exemplarisch die Sprungantwort der Spannung eines 2 kW VRFB-Stacks bei einem SoC von 80% für aufsteigende Ströme von 5 A bis 30 A. Das verwendete VRFB-Demonstratorsystem wird in Kapitel 4.2.1 ausführlich beschrieben. Im vergrößerten Ausschnitt des 20 A-Sprungs ist die Reaktionsfähigkeit einer VRFB auf einen potentiellen Steuerbefehl erkennbar. Unter Annahme eines aktiven Betriebszustands mit laufenden Pumpen wird die Reaktionsfähigkeit des VRFB-Stacks lediglich durch die Taktrate der Inverter-Batteriemanagement-Kommunikation beschränkt. Im vorliegenden Messbeispiel liegt die Taktrate bei einer Sekunde. Der Stack kann innerhalb dieser Kommunikationszeit die volle Stromstärke erbringen. Deutlich wird in der vergrößerten Aufnahme in Abbildung 3.7b die nach dem steilen Spannungsanstieg weiter leicht steigende Spannung durch den Nachtransport der aktiven Spezies während das Stromsignal anliegt.

Die Zeitkonstante einer VRFB in Relation zur Zeitkonstante einer Flexibilität im Stromnetz (vgl. Kapitel 2.3) ermöglicht den Einsatz der VRFB für die Wirkungsebenen SYSTEM, NETZ und MANAGE im Sekundenbereich bis zu mehreren Tagen. Zukünftige Einsatzzwecke zur Integration erneuerbarer Energien sind die Langzeitspeicherung über mehrere Tage sowie die saisonale Speicherung. [89, 143] Durch die unabhängige Skalierbarkeit von Leistung und Energie können die Kapazität einer VRFB auf die benötigte Dauer sowie die Leistung auf prognostizierte Leistungsgradienten der Flexibilität angepasst werden. Um technische sowie wirtschaftliche Optima zu erzielen, sind eine verbesserte Auslegung mit Fokus auf die Wirkungsebene sowie angepasste Steuerungsparameter notwendig.

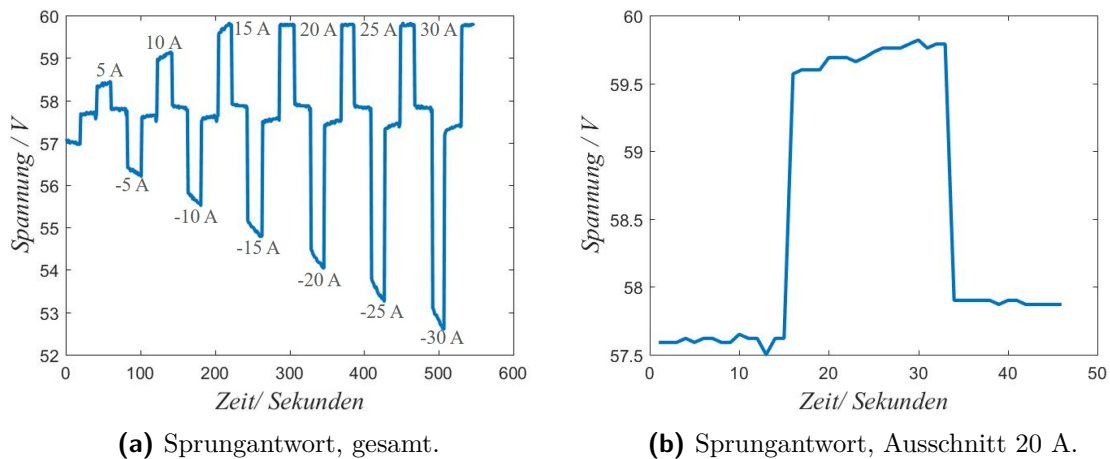


Abbildung 3.7: Gesamte Sprungantwort eines 2 kW VRFB-Stacks für 5 A, 10 A, 15 A, 20 A, 25 A und 30 A sowie vergrößerter Ausschnitt für 20 A.

Zusätzliche Charakterisierungsgrößen eines Energiespeichers als Flexibilität sind die Wirtschaftlichkeit sowie rechtliche Rahmenbedingungen. Während die Vergütungsfähigkeit durch Steuerungsparameter wie bspw. die Netzfrequenz oder Netzspannung bestimmt wird, stehen für den wirtschaftlichen Betrieb die Einnahmen den Kosten zur Inbetriebnahme einer VRFB als Flexibilität gegenüber.

Zur Abschätzung der Systemkosten einer VRFB als Flexibilität wird eine Kostenanalyse auf Basis von 32 Studien aus den Jahren 2009 bis 2021 für verschiedene Speicherdauern, von 0,3 h bis 15 h, durchgeführt und in Tabelle 3.2 zusammengefasst [27,28,28–50]. Durch die unabhängige Skalierbarkeit von Leistung und Energie, gliedern sich Kosten in einen leistungs- €/kW und einen energieabhängigen Anteil €/kWh. Während sich leistungsgebundene Kosten aus der Anzahl und Größe der verwendeten Zellen und deren Materialien zusammensetzen, werden energieabhängige Kosten hauptsächlich vom Elektrolyt dominiert. Zusätzliche infrastrukturelle Kosten, bspw. für die Einhausung, jährliche Wartungen, sowie elektrische Anschlüsse an das Stromnetz, werden aus der Betrachtung ausgeschlossen. Die betrachteten Studien geben zumeist einen Bereich der Kosten an, weswegen stets der arithmetische Mittelwert aller Studien jeweils für die Maximal- und Minimalwerte sowie die absoluten Maxima und Minima der Indikatoren berechnet wird. Durchschnittlich liegen die energiespezifischen Kosten einer VRFB unabhängig von der Speicherdauer zwischen 293 und 655 €/kWh und die Leistungskosten durchschnittlich zwischen 853 und 1475 €/kW¹. Die Hälfte der betrachteten Studien spezifiziert die Kostenangaben nicht nach Speicherdauer. Im Falle einer Spezifizierung liegt die Speicherdauer bei neun Studien unter sechs und bei zehn Studien über sechs Stunden.

Untergeordnete Bewertungsparameter einer Flexibilität, welche sich indirekt von der Wirtschaftlichkeit ableiten, sind die Systemeffizienz sowie die zyklische und kalendarische Lebensdauer. Tabelle 3.2 zeigt den arithmetischen Mittelwert der Maximalwerte (MAX) und Minimalwerte (MIN) sowie die absoluten Maxima und Minima aller Studien. Die zyklische Lebensdauer steht

¹Die Kosten werden mit dem tagesaktuellen Umrechnungskurs zwischen US-Dollar und Euro vom 20.09.21 berechnet.

dabei in direktem Zusammenhang mit der Betriebsstrategie, welche das Entlade- bzw. Ladeverhalten der Batterie definiert und dadurch die Einsatzhäufigkeit festlegt. Die kalendarische Lebensdauer wird hauptsächlich durch Alterungseffekte der Komponenten beeinflusst. Ein Alleinstellungsmerkmal der VRFB gegenüber anderen Speichertechnologien ist, mit Blick auf die kalendarische Lebensdauer, die Beständigkeit der realen Speicherkapazität über die Lebensdauer durch periodische Rebalancing-Maßnahmen. Die bereits in Kapitel 3.2.1.3 vorgestellte Systemeffizienz bedingt die Wirtschaftlichkeit bzw. die Vergütungsfähigkeit der Flexibilität durch Verluste.

Tabelle 3.2: Überblick verschiedener Performanceindikatoren und Kosten für Vanadium Redox Flow Batterien; Datenbasis [27, 28, 28–50].

Bezugsgröße	Ø Max.	Abs. Max.	Ø Min.	Abs. Max.
Leistungskosten in €/kW	1474,6	3997,7	853,0	128,1
Energiekosten in €/kWh	654,6	1078,0	293,0	69,2
Wartung und Instandhaltung in €/kW/a	25,0	59,8	4,2	2,2
Effizienz in %	82,4	90,0	70,7	60,0
Zyklische Lebensdauer in Zyklen	13.668	27.000	9.478	800
Kalendarische Lebensdauer in Jahren	16	20	7	5

Die rechtlichen Rahmenbedingungen zum Betrieb von Energiespeichern als Flexibilität stellen neben deren Vergütungsfähigkeit eine weitere Hürde dar und hängen von der Wirkungs- und der Steuerungsebene ab. Normative Richtlinien für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz sind in Anhang A.1, Tabelle A.1 zusammengefasst. Während auf nationalen Ebenen, bspw. in Deutschland, die Begrifflichkeiten und Nutzung von Energiespeichern zur Netzstabilisierung teils umstritten sind [63, 144], benennt das EU-Recht die Energiespeicherung als zentrales Schlüsselement einer nachhaltigen Energieversorgung [145]. Nach derzeitigem Stand ist ein elektrischer Energiespeicher (EES) hinter dem Netzanschlusspunkt in Deutschland je nach Stromrichtung als Erzeuger bei der Entladung sowie Verbraucher bei der Beladung zu klassifizieren und mit den jeweilig geltenden Steuern und Abgaben zu belasten [57, 144, 146]. Nach einem Bericht der Bundesnetzagentur entspricht die Verbraucher- bzw. Erzeugereinstufung „*dem technischen, bilanziellen, marktrechtlichen und ökonomischen Verhalten der Stromspeicher und stellt eine angemessene Einbindung von Stromspeichern in die Abläufe des wettbewerblichen Strommarktes dar*“ [144]. Das „level-playing field“ betitelt eine Gleichbehandlung von Stromerzeugungstechnologien. Die Betreiber eines Energiespeichers sollen demzufolge, ähnlich zu bspw. Kohlekraftwerken, für den „Rohstoff“ der Stromerzeugung, sowie weitere Nebenkosten den vollen Preis bezahlen. Diese Einstufung und die gleichzeitig relativ gering bepreiste Erbringung von Flexibilitätsoptionen, ermöglicht derzeit keinen ökonomischen Betrieb von Energiespeichern im Stromnetz, sofern keine zusätzlichen Regelungen z.B. nach §3, Nummer 1 Erneuerbare Energie Gesetz (EEG) [147]

den Betrieb begünstigen. [144] Neben technischen Lösungen zur Dimensionierung, Platzierung und Betriebsstrategie, welche im Rahmen dieser Arbeit untersucht werden, fehlen nach derzeitigem Stand rechtliche sowie wirtschaftliche Rahmenbedingungen zum flächendeckenden Einsatz von Energiespeichersystemen.

4. Vanadium-Redox-Flow-Batterie-Modell

Simulationsmodelle ermöglichen die Untersuchung von Energiespeichern als Flexibilitäten in Stromnetzen für unterschiedliche Zeitskalen, Netztopologien, Netztopographien, Betriebsstrategien und Durchdringungsgrade erneuerbarer Energien. Für den vorliegenden integrativen Simulationsansatz aus Batterie-, Energiesystem- und Netzsimulation sind einfach parametrierbare Simulationsmodelle essentiell. Das nachfolgende Kapitel stellt ein neuartiges Grey Box DC Modell einer VRFB vor, welches im Jahr 2021 im Journal *Batteries*, hier zitiert als [25], publiziert wurde. Ziel der Modellentwicklung ist es, mit möglichst geringer Anzahl und einfach messbaren Eingangsdaten eine hinreichende Genauigkeit zu erzielen. Das resultierende VRFB Modell wird in der Energiesystemsimulationen dieser Forschungsarbeit integriert [25]. Die Bezeichnung „hinreichende Genauigkeit“ wurde in Kapitel 3.2 spezifiziert.

4.1. Methodik

Das Grey Box DC Modell bildet die VRFB durch ein deterministisches Gleichungssystem der physikalisch-chemischen Vorgänge innerhalb der Batterie, exklusive sämtlicher Nebenstromverbräuche durch Wechselrichter, Pumpen, Lüftung und Systemsteuerung, ab. Die Modellentwicklung wird in die Schritte Auswahl des Rohdatenumfangs, Modelloptimierung, -parametrisierung und -validierung unterteilt. Diese werden nacheinander durchgeführt und führen in einer iterativen Prozessoptimierung zur Parametrisierung des Modells. Abbildung 4.1 zeigt eine Zusammenfassung der zugrundeliegenden Modellierungsmethode. [25]

Beginnend mit einer Unterteilung der Eingangsdaten in verschiedene Fälle (Fall 1 bis Fall 4) werden jeweils die Werte von den vier Batterieparametern Leerlaufzellspannung U'_0 , Zellwiderstand R_i , Stromverluste I_{loss} und reale Speicherkapazität C_{Stor} durch einen Optimierungsalgorithmus bestimmt. Die Optimierungsfunktion berechnet den kleinsten Simulationsfehler zwischen Rohdaten und Modell, um hinreichende Modellgenauigkeit zu erreichen. Die ermittelten, modellspezifischen Parameter mit dem kleinsten Simulationsfehler werden im nächsten Schritt dem Modell zugewiesen. Eine Zyklisierung des Modells sowie die Bestimmung der Abweichungen zwischen Rohdaten und Simulation ermöglichen im letzten Schritt die Validierung und somit die Parametrisierung für die weitere Nutzung. Zyklisierung referiert die Ladung und Entladung der

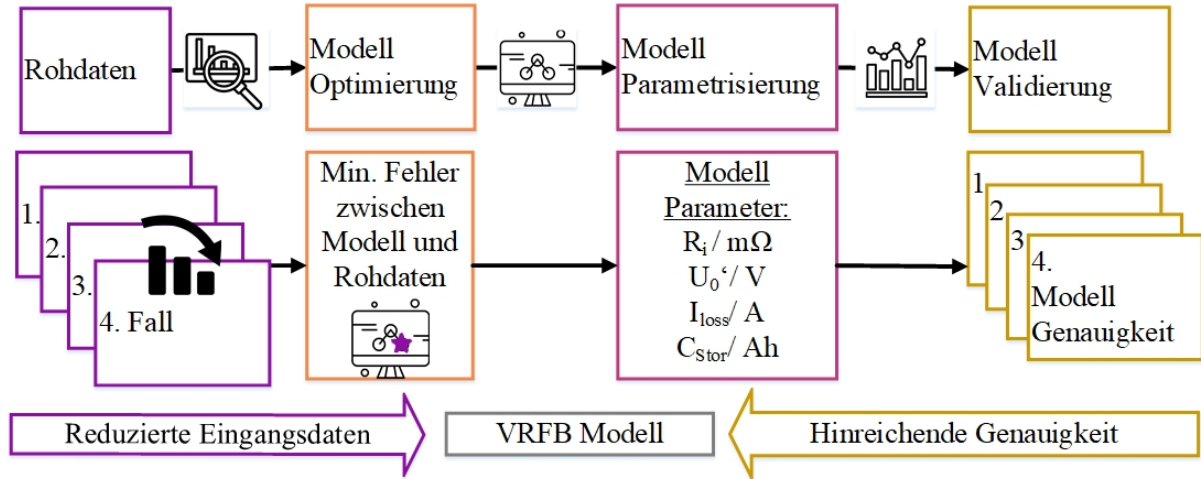


Abbildung 4.1: Schematische Darstellung der Batteriemodellierung bestehend aus den Teilschritten Rohdatenumfang, Modelloptimierung, -parametrisierung und -validierung.

VRFB zwischen definierten Ladezuständen. Durch die Durchführung der Schritte Optimierung, Parametrisierung und Validierung für verschiedene Eingangsdaten (Fälle), wird der Einfluss der Eingangsdaten auf die Modellgenauigkeit und damit die Möglichkeit der Reduzierung des Eingangsdatenumfangs untersucht. Weiterhin kann durch die Fallbildung zwischen Modellentwicklung und -validierung unterschieden werden, da nicht alle Rohdaten für die Modellentwicklung verwendet werden. Nachfolgend werden die einzelnen Schritte umfassend erläutert. [25]

4.1.1. Definition des Rohdatenumfangs

Für die Reduzierung des Eingangsdatenumfangs werden vier Fälle definiert und in Tabelle 4.1 zusammengefasst. Den Ausgangspunkt bildet Fall 1, in welchem alle Rohdaten, gekennzeichnet durch den Vektor P_{Apl} , beinhaltet sind. Index p zeigt die Anzahl der Rohdaten im Rohdatenvektor $P_{Apl}(p) = [1\text{ kW}; 2,5\text{ kW}; 5\text{ kW}; 7,5\text{ kW}; 10\text{ kW}]$. Für Fall 1 entspricht $p = p1 = [1; 2; 3; 4; 5]$, wodurch der Simulation Lade- und Entladedaten für $P_{Apl}(p1) = [1\text{ kW}; 2,5\text{ kW}; 5\text{ kW}; 7,5\text{ kW}; 10\text{ kW}]$ zugrunde gelegt werden. Während die mit dem Buchstaben A gekennzeichneten Fälle 2 und 3, jeweils die Leistungsrandbereiche beinhalten (1 kW; 10 kW), fokussieren sich die mit B gekennzeichneten Fälle auf den mittleren Leistungsbereich der Batterie (2,5 kW; 7,5 kW). Die Fälle 2A und 3A entsprechen somit einer Interpolation des Batterieverhaltens durch Integration der Randbereiche, wohingegen die Fälle 2B und 3B eine Extrapolation der Leistungsrandbereiche kleiner 2,5 kW bzw. größer 7,5 kW darstellen. Durch die Klassifizierung werden leistungsabhängige Betriebsbedingungen in die Validierung des Eingangsdatenumfangs integriert. [25]

Tabelle 4.1: Unterteilung der Eingangsdaten gekennzeichnet durch Rohdatenvektor $P_{Apl}(p)$ in vier Bewertungsfälle, in Anlehnung an [25].

Fall	Lade- und Entladedaten /kW	Index p in Rohdatenvektor $P_{Apl}(p)$
Fall 1	1; 2,5; 5; 7,5; 10	p1=[1;2;3;4;5]
Fall 2A	1; 5; 10	p2=[1;3;5]
Fall 2B	2,5; 5; 7,5	p3=[2;3;4]
Fall 3A	1; 10	p4=[1;5]
Fall 3B	2,5; 7,5	p5=[2;4]
Fall 4	1	p6=[1]
	2,5	p7=[2]
	5	p8=[3]
	7,5	p9=[4]
	10	p10=[5]

4.1.2. Mathematische Modellbeschreibung

Das Grey Box DC Modell besteht aus einem deterministischen Gleichungssystem, das physikalisch-chemische Vorgänge der VRFB abbildet. Die drei Gleichungen beinhalten die SoC Berechnung, die Berechnung der Zell- beziehungsweise Stackspannung sowie die Leistungsbilanz der Batterie. Die Zustandsgrößen des Modells $U(t)$, $I(t)$ und $SOC(t)$ werden durch den Lösungsalgorithmus zeitdiskret berechnet, während die Prozessparameter C_{Stor} , I_{loss} , R_i und U'_0 durch den Optimierungsprozess determiniert und während der Parametrisierung dem Modell übergeben werden. Zusammenfassend ergibt sich folgendes Gleichungssystem. [25] Die Gleichungen 4.1 bis 4.3 beruhen auf den elektrochemischen Grundlagen der VRFB aus Kapitel 3.2.1.

$$\frac{dSOC(t)}{dt} = -\frac{I(t) + I_{loss}}{C_{Stor}} \quad (4.1)$$

$$U(I) = N_{cell}U'_0 + \frac{N_{cell}RT_{emp}}{zF} \log \left[\frac{SOC^2}{(1 - SOC)^2} \right] - N_{cell}I(t)R_i \quad (4.2)$$

$$P(t)_{DC,apl} = U(I)I(t) - P_{loss} \quad (4.3)$$

Berechnung des Ladezustands nach Gleichung 4.1:

Die SoC Änderung $dSOC(t)$ im Zeitraum dt wird durch den Quotienten aus Strom und realer Speicherkapazität C_{Stor} berechnet. Der Strom setzt sich aus dem tatsächlichen externen Lade- beziehungsweise Entladestrom $I(t)$ sowie einem Verluststrom I_{loss} zusammen. Die Prozessparameter C_{Stor} und I_{loss} sind für geschlossene Batteriesysteme schwer zugänglich. Während des Betriebs werden diese zumeist nicht oder nur mit umfangreichem elektrochemischem Messequipment erfasst. Zur Entwicklung eines einfach parametrisierbaren und universellen VRFB-

Modells werden C_{Stor} und I_{loss} in den Optimierungs- und damit Parametrisierungsprozess einbezogen. [25]

I_{loss} repräsentiert den Selbstentladungsstrom des VRFB-Stacks durch interne Verlustprozesse, wie bspw. Nebenstromverbräuche oder Crossoverphänomene (vgl. Kapitel 3.2.1). [25] Existierende Modelle zur Bestimmung von internen Verlusten benötigen eine umfangreiche Modellkalibrierung. Hierfür werden Daten zu elektrischen Widerständen sowie gepumpten Volumenströmen der Elektrolyte (positive und negative Zuläufe und Sammelleitungen) eingesetzt. Letztere werden wiederum durch die hydraulischen Widerstände in den Flussrahmen und geometrischen Gegebenheiten der Zuleitungen, der Anzahl der Zellen sowie der Elektrolytleitfähigkeit beeinflusst [112, 133, 148].

Der Parameter C_{Stor} spiegelt die unter realen Betriebsbedingungen zugängliche Speicherkapazität wider [25]. Die maximale Speicherkapazität wird aus der Vanadiumkonzentration c_V und dem Elektrolytvolumen V_{total} nach Gleichung 4.4 berechnet und fortan als theoretische Speicherkapazität C_{Theo} bezeichnet. Kapazitätsverluste, d.h. Unterschiede zwischen der real nutzbaren und der theoretischen Kapazität, entstehen durch unerwünschte Ionenflüsse bzw. Nebenreaktionen. Diese können teilweise durch periodisches Rebalancing wiederhergestellt werden (vgl. Kapitel 3.2.1). Während des operativen Betriebs wird das Verhältnis der Vanadiumionen meist nicht gemessen, da elektrochemische Methoden, wie bspw. die [131] dargestellte UV-Vis-Spektroskopie, einen zu hohen Integrations- und damit Kostenaufwand verursachen. Der Endnutzer des Batteriesystems hat daher meist keine Möglichkeit die reale Speicherkapazität der VRFB zu erfassen.

$$C_{Theo} = \frac{1}{2} \times V_{total} \times c_V \times F \quad (4.4)$$

Berechnung der Stackspannung nach Gleichung 4.2:

Für die Berechnung der Stackspannung wird die vereinfachte Nernst-Gleichung aus Kapitel 3.2.1 verwendet. Für die Entwicklung des VRFB-Modells werden auftretende Spannungsverluste durch einen äquivalenten, ohmschen Widerstand R_i multipliziert mit dem Lade- / Entladestrom $I(t)$ abgebildet. Die Größen $U(t)$ und $I(t)$ werden für diskrete Simulationszeitpunkte berechnet. R_i ist materialabhängig und wird durch die verwendeten Materialien, Kontaktwiderstände zwischen den Zellelementen sowie Alterungseffekten beeinflusst. [25] Vergleichbare Simulationsmodelle berechnen den Widerstand durch detaillierte mathematische Darstellung der Materialabhängigkeiten [105] oder durch die Spannungssprungantwort des Systems auf einen Lade- / Entladestrom [109, 128]. Eine detaillierte Darstellung der Materialabhängigkeiten bedingt einen höheren Eingangsdatenumfang und die Verwendung von Literaturannahmen, wie bspw. Elektrodenoberfläche oder Diffusionskoeffizienten in [105]. Die Berechnung des ohmschen Widerstands auf Basis der Spannungssprungantwort bedingt ebenfalls einen höheren Eingangsdatenumfang sowie die Durchführung weiterer experimenteller Analysen der Spannungsänderung bei unterschiedlichen Stromstärken und SoCs. [25]

Das formale Standardzellpotential U'_0 resultiert aus der mathematischen Zusammenfassung des Standardzellpotentials U_0 , gemessen durch eine OCV-Zelle, und der vereinfacht als konstant

angenommenen Protonenkonzentration (vgl. Kapitel 3.2.1.2). Eine messtechnische Erfassung des formalen Standardzellpotentials ist daher nicht möglich.

Das formale Standardzellpotential U'_0 sowie der ohmsche Widerstand R_i werden während dem Betrieb meist nicht vom BMS erfasst bzw. deren Aussagekraft kann durch Alterungseffekte sowie Crossoverphänomene unzureichend sein. Zur Entwicklung eines einfach parametrisierbaren und universellen VRFB-Modells bilden die Parameter R_i und U'_0 den zweiten Teil des Optimierungs- und Parametrisierungsprozesses. [25]

Berechnung der Leistungsbilanz nach Gleichung 4.3:

Eine vereinfachte DC Leistungsbilanz der VRFB ist in Gleichung 4.3 dargestellt. Die DC Leistung $P_{DC,apl}$ zur Ladung / Entladung der Batterie entspricht der Differenz aus Stackleistung, berechnet durch eine Multiplikation der Stackspannung $U(t)$ und des Stackstroms $I(t)$, sowie internen DC Systemverlusten P_{loss} , repräsentiert durch den mit der Batteriespannung multiplizierten Parameter I_{loss} . Hierbei werden Verluste durch Pumpen, Wechselrichter, BMS und Temperaturmanagement exkludiert. [25]

4.1.3. Ablauf der Optimierung

Der Optimierungsprozess zur Bestimmung der Parameter C_{Stor} , I_{loss} , R_i und U'_0 bei unterschiedlichem Eingangsdatenumfang wird schematisch in Abbildung 4.2 dargestellt. Der Optimierungsalgorithmus besteht aus drei verschachtelten Schleifen, indiziert mit $p = p1...p10$, $s = 1...3$ und $k = 1...m$, welche nacheinander ausgeführt werden. In Abbildung 4.2 werden diese von außen nach innen als Iteration Startvektor, Optimierungsschleife und Screening C_{Stor} bezeichnet. Der Index p ermöglicht die Variation des Eingangsdatenumfangs für die Optimierung, indem für jeden Index $p = [p1, ..., p10]$ unterschiedliche Leistungen im Rohdatenvektor $P_{apl}(p)$ verwendet werden. Die Bewertungsfälle wurden in Kapitel 4.1.1, Tabelle 4.1 dargestellt. Nachdem der Startvektor $P_{apl}(p)$ festgelegt wurde, werden nacheinander drei Optimierungen mit Index $s = 1...3$ durchgeführt. Ziel ist es, die für $s = 1$ festgelegten Startwerte der Modellparameter zu optimieren, um geringe Modellabweichungen zu erhalten. Die Schleifen führen zu einer Modellparametrisierung in Abhängigkeit der Eingangsdaten $C_{Stor}(p)$, $I_{loss}(p)$, $R_i(p)$ und $U'_0(p)$ sowie der Evaluation der Simulationsgenauigkeit $LSS(p)$ für die Statusvariablen $U(t)$, $I(t)$ und $SOC(t)$. Nachfolgend werden die Schritte „Prä-Optimierung“ ($s = 1$), Optimierung ($s = 2$) und „Detaillierte Optimierung“ ($s = 3$) sowie das Screening für C_{Stor} mit Index k vorgestellt. [25]

Für die „Prä-Optimierung“ ($s = 1$) werden Startwerte für die Parameter $I_{loss,SV}$, $R_{i,SV}$ und $U'_{0,SV}$ auf Basis einer ersten Abschätzung, Literaturwerten sowie Erfahrungswerten bestimmt und in Kapitel 3.3.1.1, Tabelle 4.3 zusammenfassend dargestellt. Des Weiteren wird für den Parameter $C_{Stor,SV}$ ein Startvektor, der Schleifenindex $k_{C_{Stor}}$ und die maximale Anzahl der Simulationsschritte m an das Modell übergeben. Die Schrittweite $k = 1...m$ bestimmt wie viele Werte für C_{Stor} in der aktuellen Optimierungsschleife untersucht werden, während der Schleifenindex $k_{C_{Stor}}$ den Untersuchungsbereich für C_{Stor} festlegt. Nach Gleichung 4.5 wird basierend auf der gewählten, maximalen Anzahl der Simulationsschritte m und dem Schleifenindex $k_{C_{Stor}}$ der Wert der realen Speicherkapazität berechnet (*stepvalue*), welche für jede weitere Iteration

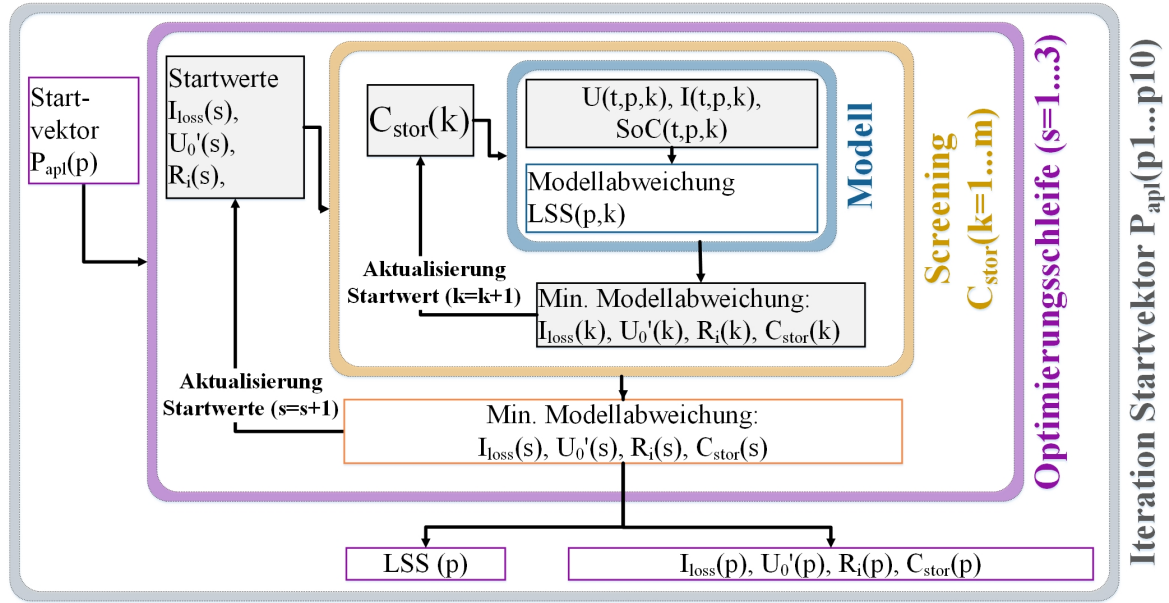


Abbildung 4.2: Optimierungsalgorithmus des VRFB-Modells mit iterativen Prozessschleifen indiziert mit p , s und k , in Anlehnung an [25].

$k + 1$ zum vorherigen Simulationswert für k addiert wird. Gleichung 4.6 zeigt die Erhöhung für C_{Stor} in jeder Iteration. Zusammenfassend zeigt Gleichung 4.7 den Screeningbereich für C_{Stor} in Abhängigkeit von $stepvalue$ und $k_{C_{Stor}}$. Für die „Prä-Optimierung“ ($s = 1$) wird der Parameter C_{Stor} im Bereich von 95 bis 105% des Startwerts für $C_{Stor,SV}$ mit einer maximalen Anzahl der Simulationsschritte von $m = 30$ variiert. Hiermit ergibt sich das Abbruchkriterium der Optimierungsschleife, bei Erreichung des letzten Wertes für C_{Stor} nach Gleichung 4.7. Die Untersuchungsbereiche für jede Optimierungsschleife s werden in Tabelle 4.2 zusammengefasst. [25]

$$stepvalue = \frac{(1 + k_{C_{Stor}}) \times C_{Stor,SV} - (1 - k_{C_{Stor}}) \times C_{Stor,SV}}{(m - 1)} \quad (4.5)$$

$$C_{Stor}(k + 1) = C_{Stor}(k) + stepvalue \quad (4.6)$$

$$(1 - k_{C_{Stor}}) \times C_{Stor,SV} \leq C_{Stor}(k) + stepvalue \leq (1 + k_{C_{Stor}}) \times C_{Stor,SV} \quad (4.7)$$

Nach der „Prä-Optimierung“ ($s = 1$) werden die Werte der Parameter $I_{loss}(s)$, $R_i(s)$ und $U_0'(s)$ mit der niedrigsten Abweichung zwischen Modell und Rohdaten als neue Startwerte für die „Optimierung“ ($s = 2$) festgelegt. Der Schleifenindex $k_{C_{Stor}}$ und die maximale Anzahl der Simulationsschritte m werden nach Tabelle 4.2 angepasst. Dasselbe Vorgehen wird für den letzten Schritt, die „Detaillierte Optimierung“ ($s = 3$), gewählt. Das Abbruchkriterium der Optimierungsschleife ist weiterhin das Erreichen des letzten Wertes ($k = m$) für C_{Stor} nach Gleichung 4.7. Nach der „Detaillierten Optimierung“ werden die Werte der Parameter C_{Stor} , I_{loss} , R_i und U_0' mit der niedrigsten Abweichung zwischen Modell und Rohdaten als optimierte Parameter gespeichert. [25]

Tabelle 4.2: Schleifenindex $k_{C_{Stor}}$ und Schrittweite k innerhalb der Optimierungsschleife „Screening C_{Stor} “. [25]

s	Anzahl der Simulationsschritte m	Schleifenindex $k_{C_{Stor}}$
1	30	0,05
2	30	0,05
3	60	0,015

4.1.4. Optimierungsfunktion

Die Optimierungsfunktion, in Abbildung 4.2 als innerstes Quadrat mit dem Titel „Modell“ dargestellt, löst das Gleichungssystem des VRFB-Modells mit den aktuell übergebenen Parametern und berechnet die Statusvariablen $U(t)_{Sim}$, $I(t)_{Sim}$ und $SOC(t)_{Sim}$ sowie die absolute Abweichung zu den Rohdaten $U(t)_{Raw}$, $I(t)_{Raw}$ und $SoC(t)_{Raw}$ für jede Iterationsschleife p , s und k . Die absolute Abweichung wird nach der Methode der kleinsten Quadrate (Least Square Sum) berechnet. Ziel der Methode ist die Minimierung des quadratischen Fehlers zwischen Rohdaten und Simulation. Für das vorliegende Gleichungssystem wird der quadratische Fehler für jede Statusvariable und jeden Simulationsschritt $q = 1 \dots n$ berechnet und in den Variablen $E1$, $E2$ und $E3$ aufsummiert (vgl. Gleichung 4.9, 4.10, 4.11). Addiert ergeben die Fehlervariablen die Abweichung LSS (vgl. Gleichung 4.12) für die betrachtete Optimierungsschleife. Die Parameter mit der kleinsten Abweichung pro Iteration werden gespeichert, wodurch am Ende der Optimierung ein Parametersatz $C_{Stor}(p)$, $I_{loss}(p)$, $R_i(p)$ und $U_0'(p)$ pro Eingangsdatenschleife p vorliegt. Für eine bessere Vergleichbarkeit der Modellabweichung für unterschiedliche Eingangsdaten wird im Weiteren die gewichtete Modellabweichung $WLSS$ (Weighted least square sum) nach Gleichung 4.13 verwendet. Durch die Normierung der quadratischen Abweichung auf die minimal auftretende Abweichung hat der Parameter $WLSS$ keine physikalische Einheit. [25]

$$\sum_{i=1}^n e_i^2 = \sum_{i=1}^n [y_i - f(x_i)]^2 \quad (4.8)$$

$$E_1(p) = \sum_{q=1}^n e1_q^2 = \sum_{q=1}^n [U_{Raw,q} - U_{Sim,q}]^2 \quad (4.9)$$

$$E_2(p) = \sum_{q=1}^n e2_q^2 = \sum_{q=1}^n [I_{Raw,q} - I_{Sim,q}]^2 \quad (4.10)$$

$$E_3(p) = \sum_{q=1}^n e3_q^2 = \sum_{q=1}^n [SOC_{Raw,q} - SOC_{Sim,q}]^2 \quad (4.11)$$

$$LSS(p) = E_1(p) + E_2(p) + E_3(p) \quad (4.12)$$

$$WLSS(p) = \left(\frac{LSS(p)}{\min LSS(p)} - 1 \right) \times 100\% \quad (4.13)$$

Die Optimierungsfunktion selbst beruht auf der Funktion $FMINCON$ in MATLAB® [149]. Diese berechnet für jede Screeningschleife k der jeweiligen Optimierungsschleife s die Prozesspa-

parameter mit minimaler Modellabweichung. FMINCON ist ein in MATLAB[®] hinterlegter mathematischer Löser zur Berechnung des Minimums nichtlinearer multivariabler Funktionen [149]. Nach Abschluss der ersten Optimierungsschleife $s = 1$ werden sodann die Prozessparameter mit dem niedrigsten LSS als Startwerte für die nächste Optimierungsschleife $s = s + 1$ verwendet. Nach der dritten Optimierungsschleife $s = 3$ werden die Prozessparameter sowie der dazu gehörige LSS für den anfangs definierten Eingangsdatenumfang p gespeichert.

Folgende Auflistung zeigt zusammenfassend die Statusparameter der Optimierung sowie die Reihenfolge der Zuweisung im Batteriemodell: [25]

1. **Eingangsdatenumfang festlegen:** Index p in Vektor $P_{apl}(p)$ bestimmt nach Kapitel 4.1.1, Tabelle 4.1 die Menge an Eingangsdaten, welche für den Optimierungsprozess genutzt werden.
2. **Startwerte der Prozessparameter $C_{Stor,SV}$, $I_{loss,SV}$, $R_{i,SV}$ und $U'_{0,SV}$ festlegen:** Für die „Prä-Optimierung“ ($s = 1$) werden die Startwerte auf Basis von Erfahrungswerten definiert. Jeder Schritt s führt zu optimierten Startwerten mit niedrigster Abweichung LSS zwischen Modell und Rohdaten. Die neuen Startwerte werden an den darauffolgenden Optimierungsschritt $s + 1$ übergeben werden.
3. **Startvektor für das Screening von C_{Stor} festlegen:** Durch Definition des Schleifenindex k_{CStor} sowie der Schrittweite $k = 1 \dots m$ des Screenings wird der Testbereich *stepvalue* der Optimierungsfunktion festgelegt.
4. **Modellparametrisierung mit niedrigster Abweichung:** Der Optimierungsalgorithmus wird für alle Bewertungsfälle in Kapitel 4.1.1, Tabelle 4.1 durchgeführt und die jeweiligen Prozessparameter sowie die zugehörigen Modellabweichungen $LSS(p)$ werden in einer Matrix gespeichert. Abschließend wird das Modell parametrisiert und die Modellgenauigkeit in Abhängigkeit des Eingangsdatenumfangs ausgewertet.

4.2. Experimentaltteil

Die Datengrundlage für die Entwicklung des VRFB-Modells bilden Messungen an einer 10 kW / 100 kWh VRFB (Hersteller: Cellstrom GmbH, Typ: FB 10-100), durchgeführt zwischen 22.05.2019 und 21.06.2019. Die Batterie wird im Weiteren als Containersystem bezeichnet. Bereits vor der Installation am Technologiezentrum Energie der Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut (TZE) wurde die Batterie an einem anderen Standort betrieben, wodurch deren derzeitige Betriebsstunden nicht belegt, die Erstinstallation jedoch auf 2012 terminiert werden kann. Eine zweite am TZE befindliche Demonstratoranlage einer 5 kW / 10 kWh VRFB (Hersteller: Volterion GmbH) dient zur Validierung der Systemeffizienzen. Nachfolgend werden die beiden VRFB-Systeme sowie die durchgeführten Messkampagne beschrieben und ausgewertet.

4.2.1. Datengrundlage der Modellentwicklung

Das Containersystem (10 kW / 100 kWh) besteht aus zehn Batteriestacks mit einer Leistung von je 1 kW, welche über eine DC-Sammelschiene parallel geschaltet und über drei Wechsel-

richter mit dem Netzanschlusspunkt verbunden sind. Die Stacks wurden im Jahr 2016 vollständig erneuert. Hydraulisch sind die Stacks in drei Kreisläufe gegliedert, welche jeweils parallel über Rohrleitungen mit den unterhalb der Batteriestacks gelagerten Tanks verbunden sind. Je zwei Stacks sind elektrisch zu einem String verbunden. Jeder String wiederum ist mit der DC-Sammelschiene (34-58 V) des Batteriesystems gekoppelt. Während String 1 über eine separate Pumpe pro Elektrolytkreislauf (negativ, positiv) verfügt, werden String 2 und 3 sowie String 4 und 5 jeweils durch einen Pumpenkreislauf versorgt. Nach Schreiber et. al führt dies zu einer Einsparung von Pumpenenergie und damit Systemverlusten sowie zu flexibleren Steuerungsmöglichkeiten im Lastfall [150]. Der separate Pumpenkreislauf von String 1 wird zudem genutzt, um den SoC der Batterie über die Leerlaufspannung zu bestimmen (vgl. Kapitel 3.2.1). Die DC-Sammelschiene des Batteriecontainers ist einerseits über drei Wechselrichter mit dem Niederspannungsnetzanschlusspunkt verbunden. Andererseits werden über einen DC-Verteiler und mehrere 24 V Spannungsquellen, Pumpen, Sensorik, Belüftung, Ventilation und das BMS versorgt. [151]. Eine DC-Batterieeffizienz von 80%, eine Reaktionszeit von 60 ms und ein Eigenverbrauch von ca. 150 W können dem Datenblatt entnommen werden [152]. Weitere Daten zu Crossover oder Selbstentladung sind nicht im Datenblatt enthalten. Die Leistung beim Be- und Entladen der Batterie wird gleichmäßig auf die drei Wechselrichter verteilt, wodurch höhere Gesamteffizienzen der Netzkopplung erreicht werden können. Laut Datenblatt liegt der maximale elektrische Wirkungsgrad eines Wechselrichters bei 1 kW Belastung bei 95% [153].

Die Batterie wird über eine LabVIEWTMSchnittstelle gesteuert. Vollständige Lade- und Entladezyklen zwischen 20% und 80% SoC werden in einer kontinuierlichen Versuchsmatrix für die AC-Leistungen 1 kW, 2,5 kW, 5 kW, 7,5 kW und 10 kW durchgeführt. Neben der AC-Leistung, werden DC-Spannung, DC-Strom, SoC sowie die Umgebungs- und Elektrolytttemperatur durch das BMS erfasst.

Das genannte SoC-Fenster zur Zyklisierung der VRFB bezieht sich auf die im BMS hinterlegten SoC-Werte. Diese wurden mit Hilfe der Software ausgelesen und zur Steuerung der Batterie während der Ladung bzw. Entladung verwendet. Eine Validierung der im BMS verwendeten Leerlaufspannung sowie eine Prüfung des Gleichgewichtszustand der Elektrolyte (vgl. Kapitel 3.2.1) wurden nicht durchgeführt, da kein Zugang zu den genannten Systemen im Container besteht. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Modellierungsparameter C_{Stor} verwendet, um die Diskrepanz zwischen realer und theoretischer Speicherkapazität abzubilden.

Das Demonstratorsystem (5 kW / 10 kWh) verfügt im Vergleich zum Containersystem über ein offenes Kommunikationsprotokoll wodurch sämtliche Systemparameter stets abgerufen und die Systemsteuerung eigenhändig, ohne überlagertes BMS, durchgeführt werden kann. Die elektrisch parallel verbundenen VRFB-Stacks bestehen aus 40 Zellen, mit einer maximalen Dauerleistung von 2 kW. Die maximale DC-Batteriespannung beträgt 60 V im voll geladenen Zustand und sinkt durch kontrollierte Entladung auf ein Minimum von 38 V im entladenen Zustand. Die Stacks werden in hydraulischer Parallelschaltung mit Elektrolyt versorgt, welcher wiederum mit einem Volumen von ca. 500 l in zwei Tanks unterhalb der VRFB-Stacks gelagert wird. [154] Der Demonstrator ist über einen DC/DC-Converter mit einem 850 V DC Zwischenkreis verbunden, welcher über einen DC/AC-Converter dreiphasig mit dem hausinternen Stromnetz gekoppelt ist.

Die Effizienzen der Leistungselektronik (DC/DC sowie AC/DC Wandlung) sind abhängig von der Eingangleistung und -spannung und werden laut Datenblatt mit einem Minimum von 95% (DC/DC) und 96% (AC/DC) angenommen. [155, 156]

Die hier vorgestellten Rohdaten wurden im Rahmen einer Masterarbeit im Wintersemester 2020 / 2021 erhoben. Vollständige Lade- und Entladezyklen, zwischen den Grenzen der Leerlaufspannung von 1,29 V im entladenen bzw. 1,45 V im geladenen Zustand, wurden in einer kontinuierlichen Versuchsmatrix für die Stromstärken 5 A, 10 A, 15 A, 20 A, 25 A, 30 A und 35 A durchgeführt. Zudem wurden Polarisationskurven für die SoC-Zustände 20, 50 und 80% aufgenommen. [157]

4.2.2. Auswertung der VRFB-Systemeffizienzen

Abbildung 4.3a zeigt die Gesamtenergieeffizienz η_{EE} des VRFB-Containersystems (10 kW / 100 kWh) AC und DC. η_{EE} wird durch den Quotienten aus mittlerer Energie der Entladung und der Ladung berechnet und schwankt zwischen minimal 17% bei 1 kW und maximal 62% bei 5 kW. Zwischen 5 kW und 10 kW ist η_{EE} mit einer geringen Degression von 2% bei 10 kW nahezu konstant. Zusätzlich illustriert Abbildung 4.3a die absoluten, leistungsabhängigen Energieverluste zwischen AC und DC für den Lade- und Entladezyklus. Für jede Leistung $P_{apl,AC}$ übersteigen die Energieverluste für den Lade- die des Entladevorgangs. Die in Abbildung 4.3a dargestellten absoluten Energieverluste des 1 kW Zyklus überschreiten aufgrund der um ein vielfaches höheren Ladezeit von 274,5 Stunden und des zudem auftretenden zyklischen Rebalancing während dem 1 kW Ladezyklus deutlich die der anderen Zyklen. Abbildung 4.3b stellt die absoluten Systemverluste in Watt pro Lade- und Entladezyklus dar. Die Differenz der AC- und DC-Leistung resultiert aus Nebenstromverbräuchen durch Umrichter, BMS, Pumpen sowie Ventilation und steigt mit zunehmender Leistung. Eine genauere Untergliederung der Systemverluste ist aufgrund fehlender Zwischenmessstellen an der DC-Sammelschiene zwischen der VRFB und dem Netzanschluss nicht möglich. Auch eine Analyse der Flussrate über die Leistung der drei hydraulischen Kreisläufe ist nicht möglich, da das BMS zum Zeitpunkt der Ausarbeitung keine Ausgabe dieser Parameter erlaubt.

Vergleichbar zu hier gezeigten Verlusten sind Ergebnisse einer 9 kW / 27 kWh VRFB [141]. Travo et al. zeigen eine prozentuale Aufteilung der allgemeinen Systemverluste von ca 5% für Umrichter und ca. 85% für Pumpen, welche mit steigender Leistung abnehmen, in den Verhältnissen jedoch nahezu konstant bleiben. [141] Höhere Systemverluste können einerseits durch geringere Pumpeneffizienzen für niedrigere Flussraten [107, 141], bzw. leistungsabhängige Pumpensteuerungen [107] hervorgerufen und andererseits auf eine längere Betriebsdauer bei niedrigeren Leistungen zurückgeführt werden [141]. Eine vergleichbare Analyse, publiziert in [150], beschreibt die Einführung von drei hydraulischen Kreisläufen anstatt eines Kreislaufts, wodurch Pumpenverluste reduziert werden. Genauere Angaben über eine stromabhängige Steuerung der Flussrate werden nicht getroffen, wobei allgemein steigende Pumpenverluste bei sinkenden Leistungen angenommen werden können [150]. Neben der Korrelation der η_{EE} mit Leistungs- bzw. Stromdichte, ist diese auch vom SoC der VRFB abhängig.

Die Effizienzkennlinie der vorgestellten VRFB zeigt deutliche Effizienzeinbußen für Leistungen unter 5 kW. Auf Basis dieser Daten liegt die Empfehlung nahe, die VRFB nur für ein

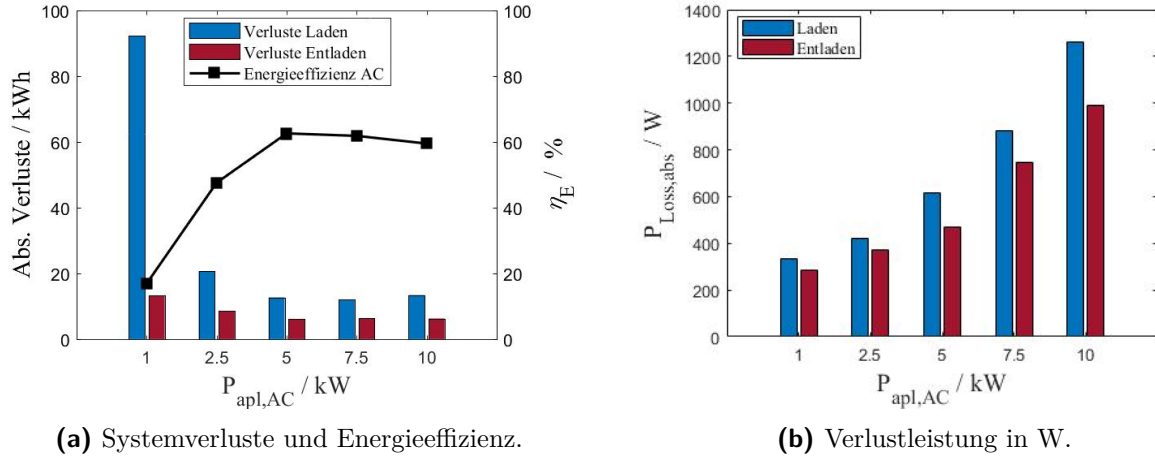


Abbildung 4.3: Leistungsabhängige Systemverluste der VRFB durch Umrichter, BMS, Pumpen sowie Ventilation zwischen AC- und DC-Messpunkt.

Leistungsband zwischen 5 kW und 10 kW zu betreiben und somit den maximalen Effizienzbereich der Batterie zu nutzen. Um die Allgemeingültigkeit der vorliegenden Studie zu verifizieren und ein definiertes Leistungsband für den Betrieb der VRFB im überlagerten Netzmodell festzulegen, werden Zyklendaten einer weiteren VRFB herangezogen.

Abbildung 4.4a zeigt auf der linken y-Achse die η_{EE} des VRFB-Demonstratorsystems (5 kW / 10 kWh) für Vollzyklen mit unterschiedlichen Stromstärken. Die angegebene Stromstärke wird dabei in Ampere pro Stack angegeben. Im Vergleich zum bisherigen Containersystem wird das Demonstratorsystem mit konstantem Strom gesteuert. Die Energieeffizienz wird durch den Quotienten aus mittlerer Energie der Ladung und der Entladung AC-seitig berechnet. Ein deutlicher Unterschied zur vorherigen Effizienzauswertung zeigt sich durch den als nahezu konstant anzunehmenden Verlauf der η_{EE} für das Demonstratorsystem. Im Durchschnitt liegt die Energieeffizienz bei 71%, wobei ein Maximalwert von 71,6% bei 20 A pro Stack verzeichnet wird. Im Gegensatz zum Containersystem ist das Demonstratorsystem mit zusätzlichen Messpunkten an den beiden VRFB-Stacks sowie zwischen der AC und DC Seite des Systems ausgestattet. Hierdurch kann neben den Energieeffizienzen auch eine Aussage über die Lade- und Entladeleistung pro Stack sowie die Widerstände der VRFB-Stacks getroffen werden.

Abbildung 4.4a zeigt auf der rechten y-Achse die DC Leistungen pro Stack für die Ladung und Entladung bei verschiedenen Stromstärken. Deutlich erkennbar ist die marginal höhere Leistung für Stack 2 im Vergleich zu Stack 1, welche materialbedingt auftreten kann. Abbildung 4.4b bestätigt materialbedingte Unterschiede der beiden Stacks durch den Vergleich der ohmschen Stackwiderstände. Während die y-Achse von Abbildung 4.4b den ohmschen Widerstand zeigt, sind auf der x-Achse erneut die Stromstärken I_{apl} aufgetragen. Für jede Stromstärke entspricht der erste Messpunkt des Liniendiagramms dem ohmschen Widerstand während der Ladung und der darauffolgende Messpunkt referenziert die Entladung. Dies wird für jede Stromstärke fortgeführt. Die Versuche wurden für die Ladezustände 20%, 50% und 80% wiederholt, um die SoC-Abhängigkeit des ohmschen Widerstands zu untersuchen. Dem hier gezeigten ohmschen Widerstand liegt eine Änderung der Spannung pro Stack für einen definierten Zeitraum $t_{Measure}$

von 20 Sekunden zugrunde. Der Innenwiderstand entspricht daher dem Spannungssprung in Relation zur Stromstärke und beträgt bspw. $0,163 \, \Omega$ für Stack 1 bei $@SOC=20\%$. Ein Vergleich des Stackwiderstands zum vorherigen Containersystem ist nicht zielführend, da durch das BMS lediglich die Einstellung konstanter AC-Leistungen, nicht aber DC-Strömen möglich ist. Bestehende Literaturquellen betiteln nicht den hier gezeigten Innenwiderstand auf Basis der Spannungssprungantwort sondern den flächenspezifischen Widerstand (ASR) mit Werten von $1,5 \, \Omega cm^2$ [158] oder $1,86 \, \Omega cm^2$ [159] basierend auf [120].

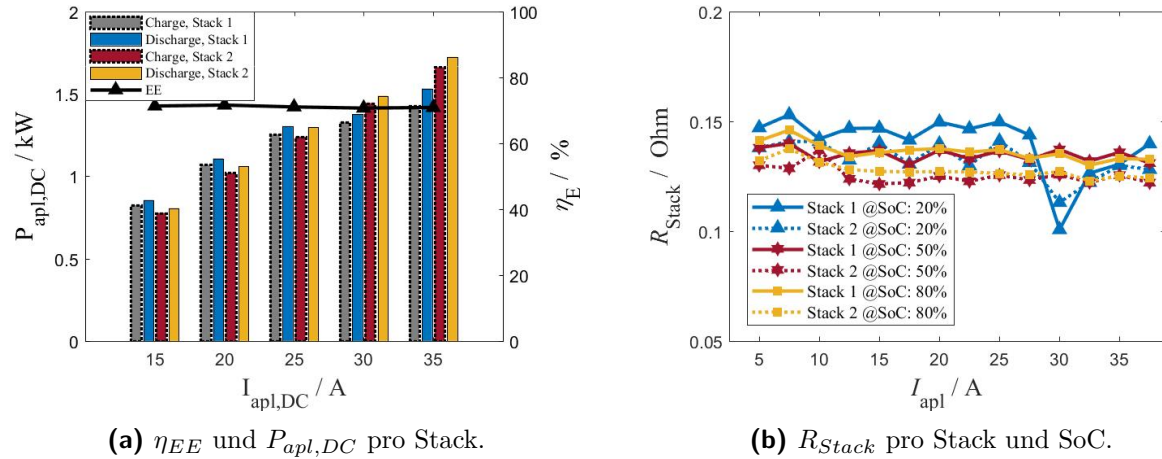


Abbildung 4.4: Energieeffizienz sowie DC-Leistung pro Stack in Abhängigkeit der Stromstärke sowie ohmscher Widerstand pro Stack und Ladungszustand in Ω für verschiedene Stromstärken.

Das Demonstratorsystem zeigt eine höhere Energieeffizienz von maximal 71% verglichen zum Containersystem mit maximaler η_{EE} von 62%. Unterschiede in der Energieeffizienz können neben nicht quantifizierbaren material- sowie alterungsspezifischen Verlusten, höhere Pumpenverluste durch drei anstelle eines Pumpkreislaufts sowie höhere Verluste der Spannungswandlung durch drei anstelle eines Wechselrichters im Containersystem sein. Simulationsmodelle, welche mit möglichst wenigen und leicht durchführbaren Messwerten kalibriert werden und dadurch eine Abschätzung des ohmschen Stackwiderstands ermöglichen, bieten Vorteile für reale Anwendungen, da diese meist auf geschlossenen Containersystemen beruhen. Durch Verwendung der Rohdaten des Containersystems für nachfolgende Auswertungen des Batteriemodells und der Simulationsebenen wird ein konservativer Ansatz mit höheren Systemverlusten ($\eta_{EE} = 62\%$) verglichen zum Demonstratorsystem ($\eta_{EE} = 71\%$) gewählt.

4.3. Auswertung

Nachfolgend wird die Auswertung des Batteriemodells für die Eingangsdaten Fall 1 ($p = p1$) und Fall 2A ($p = p2$) vorgestellt und diskutiert. Der Eingangsdatenumfang $p = p1$ entspricht je fünf Lade- und Entladezyklen und bildet die maximale Anzahl an Eingangsdaten in dieser Forschungsarbeit ab. Für $p = p2$ wird der Eingangsdatenumfang um 40% auf je drei Lade- und Entladezyklen reduziert. Zu Beginn wird der Einfluss der Optimierungsschleifen sowie des Eingangsdatenumfangs auf die Varianz der Parameteroptimierung diskutiert. Es erfolgt eine Darstellung der Ergebnisse pro Parameter in Abhängigkeit von s und p . Anschließend erfolgt

die Auswertung der Simulationsabweichung als Funktion der Eingangsdaten. Im letzten Schritt wird das Modell für Eingangsdatenumfang $p1$ und $p2$ validiert und den Rohdaten für die Zyklen 2,5 kW, 5 kW und 7,5 kW gegenübergestellt.

4.3.1. Optimierungsfunktion und Parametrisierung

Abbildung 4.5a zeigt die Modellabweichung LSS der drei Optimierungsschleifen s für den Prozessparameter C_{Stor} unter Verwendung aller verfügbaren Eingangsdaten ($p = p1$). Während die Schrittweite $k = 1 \dots m$ sowie der Schleifenindex $k_{C_{Stor}}$ in den ersten beiden Optimierungsschleifen $s = s1, s2$ konstant bleiben, werden beide Variablen für den dritten Optimierungsschritt $s = s3$ verändert. Dadurch verkleinert sich der Screeningbereich für C_{Stor} bei erhöhter Schrittweite. Der geringste LSS wird für $C_{Stor} = 2386$ Ah erreicht. Abbildung 4.5b zeigt ebenfalls die Optimierungsschleifen $s = 1 - 3$ für geänderten Eingangsdatenumfang $p = p2$. Das Ergebnis zeigt eine minimal höhere reale Speicherkapazität von 2388 Ah.

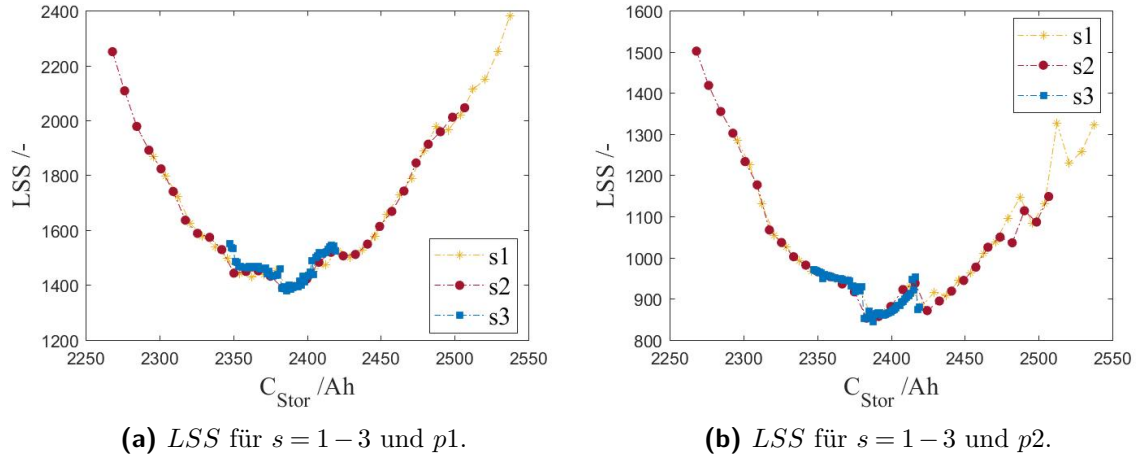


Abbildung 4.5: Darstellung der Modellabweichung LSS für das Screening von C_{Stor} während der Optimierungsschleifen $s = 1 - 3$ bei Eingangsdatenumfang $p1$ und $p2$.

4.3.1.1. Relative Varianz als Funktion der Optimierungsschleifen

Abbildung 4.6a und 4.6b stellen den detaillierten Parameterverlauf während der dritten Optimierungsschleife mit Schrittweite $k = 1 \dots 60$ für die vier Prozessparameter und Eingangsdatenumfang $p = p1$ dar. Darunter liegende Abbildungen 4.6a und 4.6b stellen den Vergleich zu Eingangsdatenumfang $p = p2$ her. Für die Prozessparameter I_{loss} , R_i und U'_0 wird für jeden vorgegebenen Wert $C_{Stor}(k)$ die Optimierungsfunktion verwendet, um das nichtlineare Gleichungssystem unter der Bedingung eines minimalen LSS zu lösen. Die Optima der Prozessparameter, bei niedrigstem LSS , sind durch eine gestrichelte, vertikale Linie gekennzeichnet. Durch den definierten Screeningbereich von C_{Stor} mit Schleifenindex $k_{C_{Stor}}$ ist ein linearer Verlauf über die Schrittweite k vorgegeben. Die dritte Optimierungsschleife mit Schleifenindex $k_{C_{Stor}} = 60$ enthält für jeden Prozessparameter 60 Werte. Die relative Schwankung wird als Verhältnis der Endwerte pro Prozessparameter und Optimierungsschritt für $s3$ gegenüber dem fixierten Startwert pro Prozessparameter für $s1$ berechnet. Anschließend wird jeweils die maximal positive sowie negative, relative Schwankung ausgewertet. Eine negative, relative Abweichung gegenüber dem

Endwert der dritten Optimierung bedeutet, dass der Startwert der dritten Optimierung größer als der Endwert ist und somit eine Verkleinerung des Optimierungsparameters notwendig war. Bei positiver relativer Abweichung ist der Startwert kleiner als der Endwert.

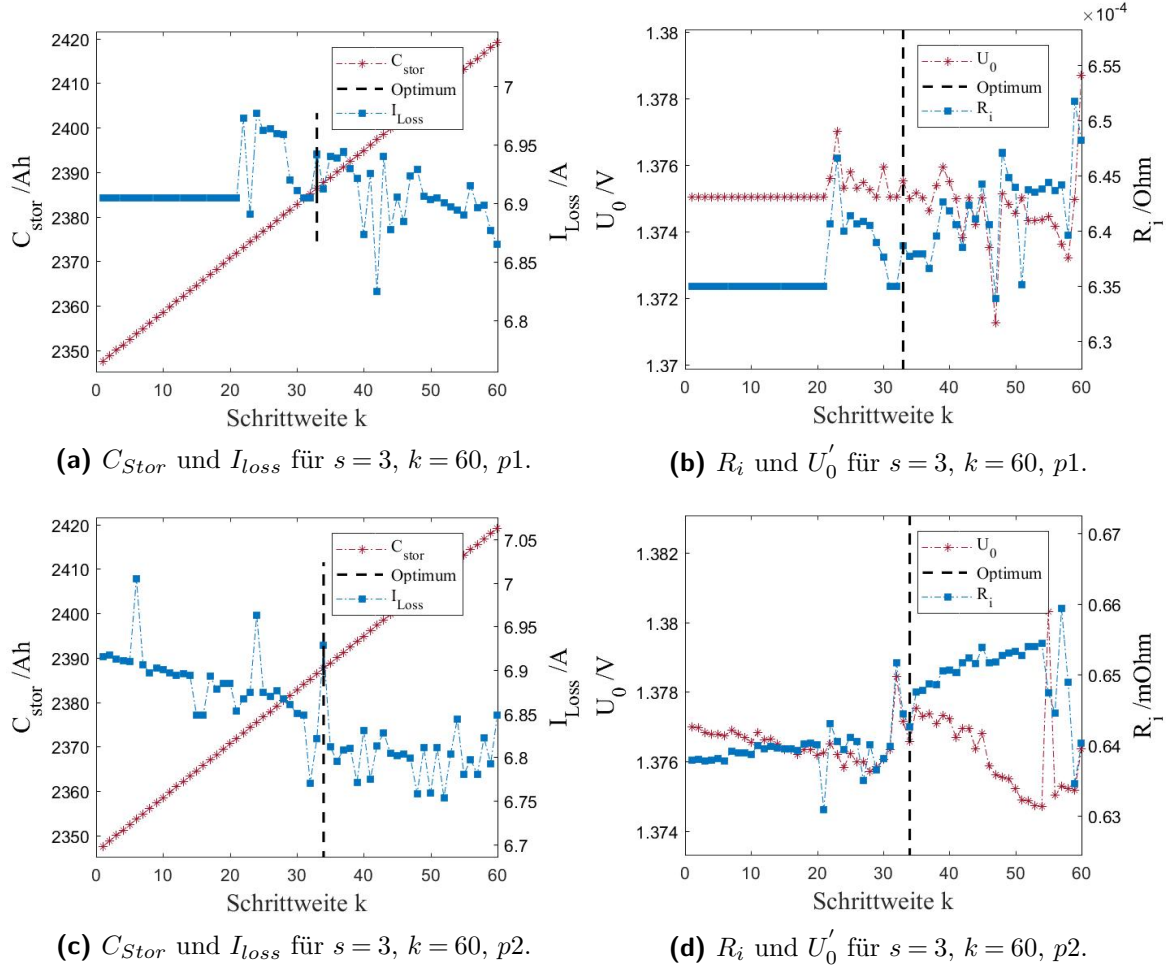


Abbildung 4.6: Verlauf der Prozessparameter C_{Stor} , I_{loss} , R_i und U_0' während der detaillierten Optimierung ($s = 3$) mit einer Schrittweite $k = 60$ unter Variation des Eingangsdatenumfangs.

Es wird deutlich, dass die Prozessparameter für beide Eingangsdaten unterschiedlich ausgeprägten, relativen Schwankungen während der dritten Optimierung unterliegen. Im Folgenden werden die Extremwerte der relativen Schwankungen während der dritten Optimierungsschleife pro Prozessparameter validiert, um die Varianz der Optimierung zwischen verschiedenen Eingangsdaten zu prüfen.

Während U_0' im Mittel in einem Bereich von $\pm 0,3\%$ um den Startwert der dritten Optimierung variiert, ist die Variation von I_{loss} mit durchschnittlich $\pm 1,1\%$ sowie R_i mit $+0,2\%$ und $-2,6\%$ deutlicher ausgeprägter. Dies lässt darauf schließen, dass U_0' bereits während der vorangegangenen Optimierungsschleifen mit geringer Modellabweichung bestimmt wurde. Im Vergleich hierzu zeigen Abbildung 4.6c und 4.6d die Prozessparameter während der dritten Optimierungsschleife für geänderten Eingangsdatenumfang $p = p2$. U_0' unterliegt während der dritten Optimierungsschleife einer hinreichend geringeren Variation von $-0,1\%$ bis $0,3\%$. Die weiteren Prozessparameter zeigen leicht gesteigerte oder gleichbleibende Variationen gegenüber

$p1$. Während die relative Variation zwischen Startwert und berechneten Wert für I_{loss} für $p1$ bei durchschnittlich $\pm 1,1\%$ liegt, ist die Variation für $p2$ mit $+2,2\%$ und $-1,4\%$ höher (vgl. Abbildung 4.6c). R_i unterliegt für $p1$ während der dritten Optimierungsschleife ebenfalls einer erhöhten positiven Variation gegenüber $p1$ von $+3,0\%$. Die maximal negative Variation ist hingegen mit $-1,4\%$ geringer. Aufgrund des konstanten Schleifenindex $k_{CStor} = 60$ für $p1$ und $p2$ während der dritten Optimierungsschleife unterliegt C_{Stor} stets einer Variation von $\pm 1,5\%$. Das Verhalten der Prozessparameter für den geänderten Eingangsdatenumfang $p2$ ist damit hinreichend vergleichbar zur vorangestellten Auswertung von $p1$, wenngleich eine höhere maximale Variation für R_i herauszustellen ist.

Die Startwerte aller Prozessparameter sowie die relative Änderung über den kompletten Optimierungsprozess werden in Tabelle 4.3 zusammengefasst. Die Untersuchung der relativen Abweichung über den gesamten Optimierungsprozess ($s1 - s3$), verdeutlicht vorangegangene Ergebnisse. I_{loss} unterliegt mit ca. 44% der größten relativen Varianz, während U'_0 mit lediglich $0,04\%$ bereits während der „Prä-Optimierung“ einer sehr geringen Variation unterliegt. Der zweithöchsten relativen Änderungen unterliegt R_i mit ca. 17% , gefolgt von C_{Stor} mit ca. $1,3\%$. Die Ergebnisse für geänderten Eingangsdatenumfang $p2$ zeigen minimal andere Prozentwerte.

Tabelle 4.3: Startwerte und relative Änderung der Prozessparameter von der ersten zur dritten Optimierungsschleife für Eingangsdatenumfang $p1$ und $p2$. Eine Änderung mit positiven Vorzeichen zeigt eine Erhöhung des Werts gegenüber dem Startwert der ersten Optimierungsschleife $s1$.

	Optimierung $s1$		Optimierung $s3$
Parameter	Startwert	Relative Varianz $p1$	relative Varianz $p2$
$C_{Stor,SV}$ in Ah	2416,7	-1,3%	1,2%
$I_{loss,SV}$ in A	10	-44,0%	-44,3%
$R_{i,SV}$ in mOhm	0,75	-17,4%	-16,7%
$U'_{0,SV}$ in V	1,375	0,04%	0,11%

Der Startwert der Spannung U'_0 ist unabhängig vom Stack- oder Systemdesign innerhalb dieser Modellvalidierung gut prognostizierbar. Für weitere Modellverbesserungen kann U'_0 komplett aus der Optimierung ausgeschlossen werden, wodurch Rechenzeit eingespart und die weiteren Parameter effizienter prognostiziert werden. Alternativ kann die Optimierung des Parameters ausschließlich während der ersten Optimierungsschleife erfolgen. Parameter I_{loss} und R_i sind, wie eingangs erläutert, stark vom Material, möglichen Verunreinigungen, der Alterung sowie des Betriebszustands (SoC, Leistung) abhängig und damit schwer prognostizierbar. Die Auswertung des Prozessparameters I_{loss} bei Veränderung des Rohdatenvektors $P_{Apl}(p)$ in Abbildung 4.7a bestätigt dessen Leistungsabhängigkeit.

4.3.1.2. Relative Varianz als Funktion der Eingangsdaten

Die Parametrisierung des Batteriemodells kann sowohl pro Eingangsdatenumfang p als auch pro Leistung P_{apl} erfolgen. Die beiden Methoden werden nach [25] als Universelle Parametrisierung (UVP) bzw. Leistungsabhängige Parametrisierung (PSP) bezeichnet. Das Ergebnis der UVP sind optimale Prozessparameter pro Bewertungsfall über den gesamten Leistungsbereich, wohingegen die PSP optimale Prozessparameter pro Leistung P_{apl} darlegt. In Kapitel 3.2.1 wurde verdeutlicht, dass betriebstechnische Charakteristiken der VRFB, bspw. Verluste, unter anderem von deren Lade- / Entladeleistung und dem momentanen SoC abhängen. Durch Verwendung eines Parametersatzes für alle Leistungsbereiche in P_{apl} wird die Abweichung zwischen den gesamten Rohdaten und der Simulation und damit das Betriebsverhalten im Mittel, jedoch nicht die Charakteristik einzelner Leistungen optimiert. Folglich bildet die UVP ein gemischtes Batterieverhalten über die inkludierten Leistungsbereiche in P_{apl} ab. Im Folgenden wird die UVP-Methode zur Modellparametrisierung verwendet. [25]

Abbildung 4.7 zeigt die Werte der Prozessparameter als Funktion verschiedene Eingangsdaten $p = p1...p10$. Zur Validierung der Varianz zwischen den Parameterdatensätzen für Eingangsdatenumfang $p1 - p10$ wird jeweils die prozentuale, mittlere Abweichung der Prozessparameter für $p2 - p10$ in Relation zum Wert für $p1$ berechnet. Der hieraus abgeleitete Mittelwert, bildet die mittlere Schwankung der Prozessparameter über die Änderung des Eingangsdatenumfangs ab und soll dazu dienen, Prozessparameter mit höherer Varianz und damit höherer Abhängigkeit vom Eingangsdatenumfang zu identifizieren. Negative Werte spiegeln eine Reduktion des Prozessparameters gegenüber $p1$ wider. U'_0 unterliegt einer sehr geringen Variation von durchschnittlich 0,1% unter Einbezug unterschiedlicher Eingangsdaten und kann als annähernd konstant angenommen werden. R_i unterliegt mit einer durchschnittlichen Variation von 0,8% gegenüber $p1$ der zweitniedrigsten Streuung über den Eingangsdatenumfang. Beide Parameter zeigen in Abbildung 4.7b einen konstanten Verlauf zwischen $p1 - p5$. I_{loss} unterliegt erneut der größten Variation mit durchschnittlich 4% (vgl. Abbildung 4.7a). Die größten relativen Abweichungen von deutlich über 10% zwischen dem gesamten Eingangsdatenumfang $p1$ und reduziertem Eingangsdatenumfang werden für $p3$, $p5$, $p8$, $p10$ verzeichnet. Deutlich wird hierdurch, dass die Interpolation des Batterieverhaltens während $p2$, $p4$ eine höhere Genauigkeit durch geringere Variation von I_{loss} gegenüber $p1$ mit sich bringt.

Die größte Variation aller Prozessparameter resultiert aus den Eingangsdatensätzen $p6 - p10$, in welchen jeweils ein Datensatz für die Parametrisierung und folglich die Abbildung des kompletten Leistungsbereichs verwendet wird. Die Auswertung von R_i und I_{loss} zeigt für $p6$ und $p10$ einen gegenläufigen Trend. R_i unterliegt einer Variation gegenüber $p1$ von 0,5602 mΩ (-12%) für $p6$ und 0,6337 mΩ (-0,8%) für $p10$. I_{loss} zeigt eine Variation gegenüber $p1$ von 7,07 A (+1%) für $p6$ und 8,30 A (+19,6%) für $p10$. Die geringe Variation von I_{loss} gegenüber $p1$ bspw. im Fall $p6$ zeigt gleichzeitig eine hohe Abweichung von R_i gegenüber $p1$.

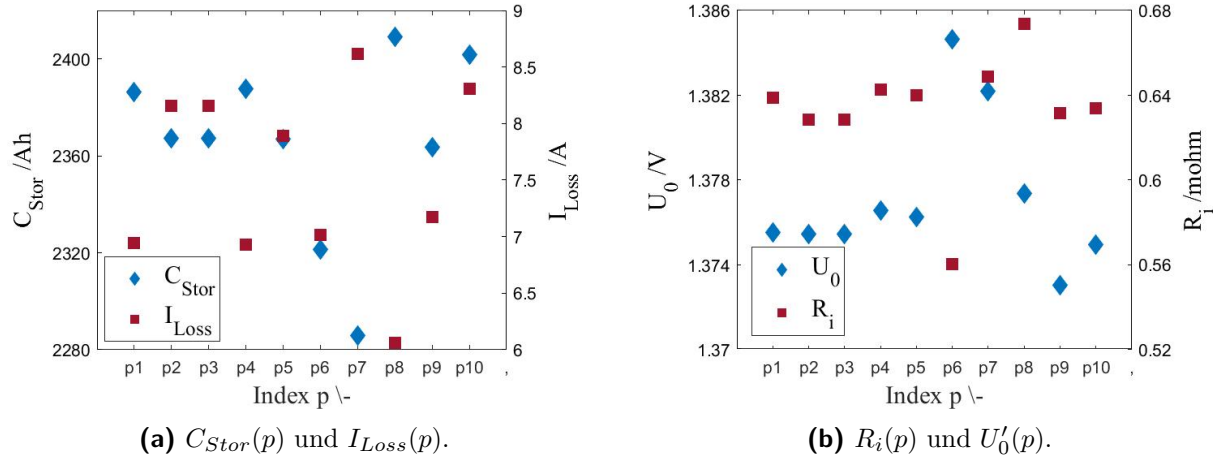


Abbildung 4.7: Prozessparameter C_{Stor} , I_{loss} , R_i und U_0' in Abhängigkeit vom Eingangsdatenumfang p . Der Datenumfang wird von $p1$ - gesamter Datensatz mit 10 Lade- / Entladezyklen - stetig bis $p5$ - 10 - jeweils nur ein Lade- / Entladezyklus - variiert.

4.3.1.3. Simulationsabweichung als Funktion der Eingangsdaten

Zusammenfassend zeigt Abbildung 4.8 die Auswertung der gewichteten, quadratischen Abweichung zwischen Modell und Rohdaten $WLSS$ als Funktion des Eingangsdatenumfangs p . Die gewichtete, quadratische Abweichung zwischen Modell und Rohdaten errechnet sich aus der absoluten, quadratischen Abweichung pro Eingangsdatenumfang jeweils normiert auf die geringste Abweichung für $p1$. Hierdurch zeigt $WLSS$ die prozentuale Fehlersteigerung der Simulation bei Reduzierung des Eingangsdatenumfangs für $p = p2 - p10$.

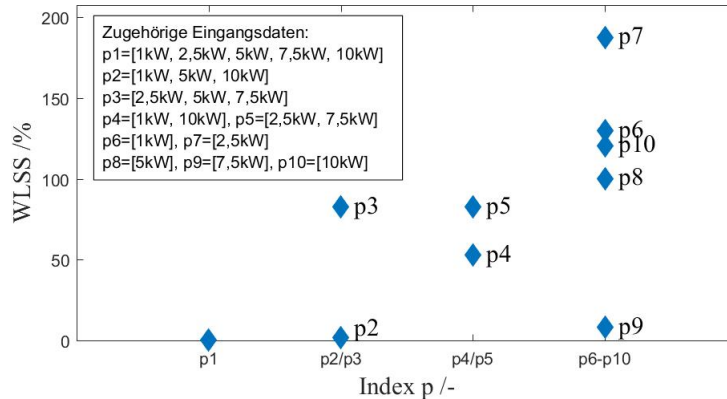


Abbildung 4.8: Gewichtete, quadratische Abweichung zwischen Modell und Rohdaten $WLSS$ als Funktion des Eingangsdatenumfangs p .

Eine Reduzierung des Eingangsdatenumfangs von 40% für $p2$ mit Leistungsinterpolation führt zu einer geringen Erhöhung des Simulationsfehlers $WLSS$ von 1,7%, während $p3$ mit Leistungsextrapolation zu einem $WLSS$ von 82,6% führt. Bei weiterer Eingangsdatenreduktion von 60% für $p4$ erreicht der Simulationsfehler $WLSS$ einen Wert von 52,8%, sowie 82,6% für $p5$. Interpolation des Batterieverhaltens in den Fällen $p2$, $p4$ führt zu besseren Simulationsergebnissen verglichen zur Extrapolation des Batterieverhaltens in den Fällen $p3$, $p5$. Demzufolge

sollten die Randleistungsbereiche der Batterie (hier: 1 kW und 10 kW) in die Optimierung der Prozessparameter einbezogen werden.

Zwischen dem Eingangsdatenumfang $p6 - p10$ wird das beste Ergebnis unter Verwendung des 7,5 kW Zyklus ($p9$) mit einem Fehler von 7,9% erreicht. Bereits während der vorangestellten Auswertung der Parametervariation über den Eingangsdatenumfang p wurde $p9$ als Fall mit der geringsten Parametervariation identifiziert, wenngleich dies keine verlässliche Übertragung der Ergebnisse auf andere VRFB zulässt. Die Verwendung nur eines Datensatzes $p6 - p10$ und die resultierende Auswertung des Simulationsfehlers sollte für jede VRFB separat durchgeführt und bewertet werden. Hingegen sind die geschilderten Trends durch Inter- und Extrapolation des Leistungsbereichs sowie die resultierende Möglichkeit der Reduktion der Eingangsdaten auf weitere VRFB-Systeme übertragbar. Eine eingangsdatenoptimierten Parametrisierung des Batteriemodells sollte sets Eingangsdaten zur Interpolation des Batterieverhaltens, d.h. Leistungsrandbereiche enthalten.

Tabelle 4.4 gibt einen zusammenfassenden Überblick der optimierten Prozessparameter über den Eingangsdatenumfang $p = p1...p10$.

Tabelle 4.4: Auswertung der Prozessparameter durch Variation des Eingangsdatenumfangs [25].

Fall	Index p	R_i in Ohm	U'_0 in V	I_{loss} in A	C_{Stor} in Ah
Fall 1	p1	0,6387	1,3755	6,94	2386
Fall 2A	p2	0,6425	1,3767	6,82	2382
Fall 2B	p3	0,6285	1,3755	8,16	2367
Fall 3A	p4	0,6426	1,3766	6,93	2387
Fall 3B	p5	0,6399	1,3762	7,89	2367
Fall 4	p6	0,5602	1,3846	7,01	2321
	p7	0,6489	1,3822	8,62	2286
	p8	0,6736	1,3774	6,06	2409
	p9	0,6316	1,3730	7,17	2363
	p10	0,6337	1,3749	8,30	2402

4.3.2. Validierung

Im letzten Schritt wird die Prognose des Batteriemodells für die Statusvariablen Strom, Spannung und SoC unter Einbezug verschiedener Eingangsdaten mit den Rohdaten pro Lade- / Entladezyklus verglichen und somit das Modell validiert. Hierfür wird das Modell mit den optimierten Prozessparametern aus vorangegangenen Schritten parametrisiert und für alle Leistungen in P_{apl} zyklisiert. Für die nachfolgende Validierung wird der Eingangsdatenumfang $p1$ für die Rohdatensätze 5 kW, 2,5 kW und 7,5 kW mit Eingangsdatenumfang $p2$ verglichen und in Abbildung 4.9 dargestellt. [25]

Unter Verwendung aller Leistungen in P_{apl} mit Eingangsdatenumfang $p2$ gegenüber $p1$, wird lediglich eine geringe Erhöhung der gesamten Simulationsungenauigkeit von 1,67% festgestellt. Der Verlauf der Lade- und Entladezyklen mit den Leistungen $P_{apl} = 2,5 \text{ kW}$, 5 kW und $7,5 \text{ kW}$

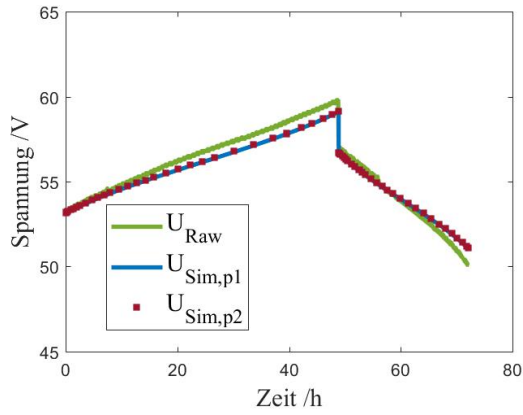
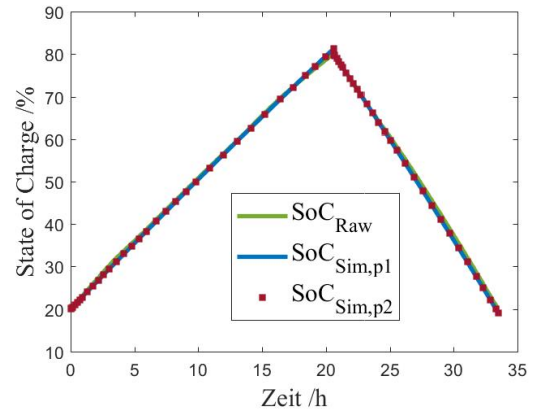
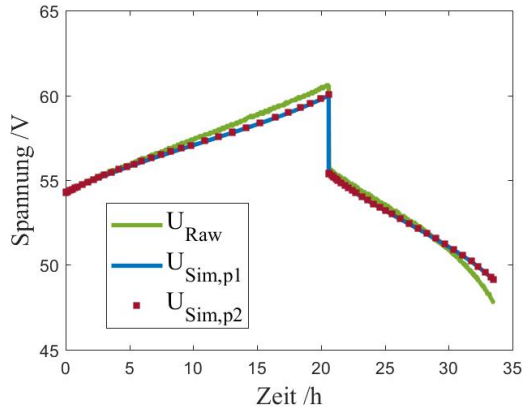
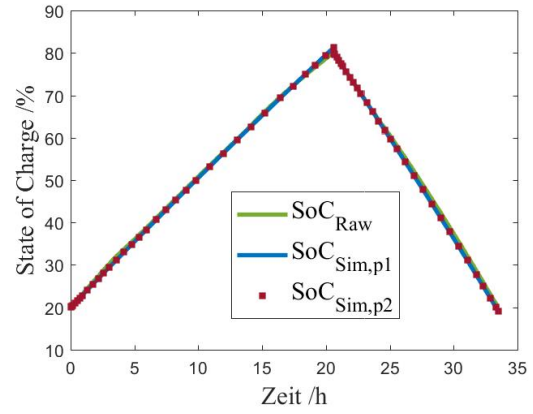
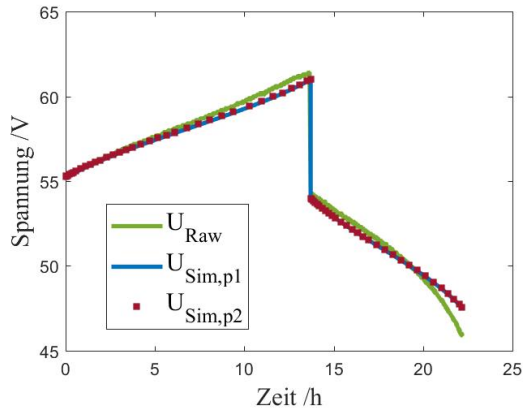
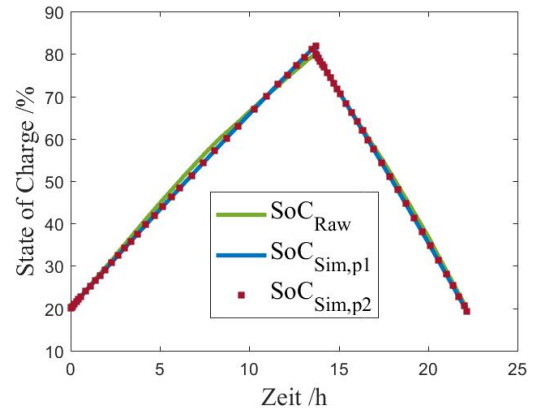

 (a) Validierung Spannung @ $P_{apl} = 2,5 \text{ kW}$.

 (b) Validierung SoC @ $P_{apl} = 2,5 \text{ kW}$.

 (c) Validierung Spannung @ $P_{apl} = 5 \text{ kW}$.

 (d) Validierung SoC @ $P_{apl} = 5 \text{ kW}$.

 (e) Validierung Spannung @ $P_{apl} = 7,5 \text{ kW}$.

 (f) Validierung SoC @ $P_{apl} = 7,5 \text{ kW}$.

Abbildung 4.9: Modellvalidierung und Vergleich der Bewertungsfälle $p1$ und $p2$ für $P_{apl} = 2,5 \text{ kW}$, 5 kW und $P_{apl} = 7,5 \text{ kW}$, nach [25]. Es werden jeweils die Rohdaten für Spannung U_{Raw} und SoC SOC_{Raw} sowie die simulierten Daten für Eingangsdatenumfang $p1$ $U_{Sim,p1}$ und $SOC_{Sim,p1}$ sowie $p2$ $U_{Sim,p2}$ und $SOC_{Sim,p2}$ dargestellt.

zeigt eine hohe Übereinstimmung des Simulationsmodells bei 40% reduziertem Eingangsdatenumfang für p_2 . Während der SoC mit hoher Genauigkeit bestimmt werden kann, treten Diskrepanzen zwischen dem Spannungsverlauf der Rohdaten und der Simulation stets am Ende des Lade- beziehungsweise Entladevorgangs auf. [25]

Die Genauigkeit des Modells wird von leistungsabhängigen Charakteristiken der Spannungsverläufe durch Überspannungen und elektrochemischen Phänomene beeinflusst. Der theoretische Spannungsverlauf kann, basierend auf der Nernst Gleichung, in lineare und nicht-lineare Abschnitte untergliedert werden. Nicht-Linearitäten sind hauptsächlich auf Massentransportphänomene am Elektrolyt-Elektroden-Übergang (Konzentrationsüberspannungen) und einen gehemmten Ladungsdurchtritt (Aktivierungsüberspannungen) zurückzuführen [125], wenngleich ein überwiegender Anteil von ohmschen Verlusten im mittleren SoC-Bereich, bspw. in [160], belegt wurde.

Es ist anzunehmen, dass durch die herstellerbedingten Regelalgorithmen keine extremen Zustände des Spannungsprofils, nahe der OCV-Grenzen, sowie keine limitierenden Stromdichten erreicht werden. Zudem erfolgt eine zusätzliche Einschränkung des Betriebsbereichs während der Rohdatenerfassung zwischen 20% und 80% SoC. An dieser Stelle sei auf folgende zurückliegende Kapitel mit detaillierter Diskussion der SoC-Bestimmung einer VRFB verwiesen: Kapitel 4.1.2, in welchem die mathematischen Grundlagen der SoC-Berechnung beschrieben werden, Kapitel 4.2, in welchem die experimentelle SoC-Bestimmung dieser Arbeit erläutert wird, sowie Kapitel 3.2.1.2, in welchem die Grundlagen der SoC-Bestimmung und deren Diskrepanz im operativen Betrieb durch Verlustmechanismen erläutert werden. Beide Einschränkungen haben zur Folge, dass Nicht-Linearitäten aufgrund von Überspannungen in geringerem Umfang auftreten und demzufolge eine lineare Approximation des Spannungsprofils zu guten Übereinstimmungen zwischen Modell und Simulation führt. Sämtliche Überspannungen werden mit Hilfe des optimierten Parameters R_i summiert abgebildet. Eine Akkumulation von Crossover Effekten durch den Dauerbetrieb der VRFB und der Einsatz von Rebalancing-Systemen (vgl. Kapitel 3.2.1) wird in vorliegendem Modell nicht betrachtet, da die Speicherkapazität, abgebildet durch den Optimierungsparameter C_{Stor} , als konstant angenommen wird. [25]

Durch die universelle Parametrisierung wird während der Optimierungsphase stets der gesamte Modellfehler minimiert. Dadurch erfolgt keine Optimierung der Einzelzyklen. Abbildung 4.9a zeigt im Vergleich zu Abbildung 4.9c und Abbildung 4.9e, dass die universelle Approximation interner Verluste mit Hilfe des linearen Widerstands R_i eine höhere Übereinstimmung für die Zyklen größer oder gleich 5 kW zeigt. Der 2,5 kW Zyklus hingegen verläuft mit geringfügig veränderter Steigung als parallele Gerade zu den Rohdaten. Ein Vergleich des 2,5 kW und des 7,5 kW Zyklus unter Verwendung der Eingangsdatensätze p_1 , p_2 , p_7 für 2,5 kW und p_1 , p_2 , p_9 für 7,5 kW in Abbildung 4.10 bestätigt die These. Selbst unter Verwendung des Eingangsdatensatzes p_7 (nur 2,5 kW Datensatz) für den 2,5 kW Zyklus, dominiert die Optimierung über die gesamten Rohdaten in P_{apl} , wodurch ebenfalls eine abweichende Steigung des Spannungsverlaufs während der Ladung sichtbar wird. Nicht-Linearitäten der Entladung in Abbildung 4.10a können durch den universellen Ansatz genauer mit den kombinierten Eingangsdaten p_2 als den Einzeleingangsdaten p_7 abgebildet werden. Für den 7,5 kW Zyklus in Abbildung 4.10b können

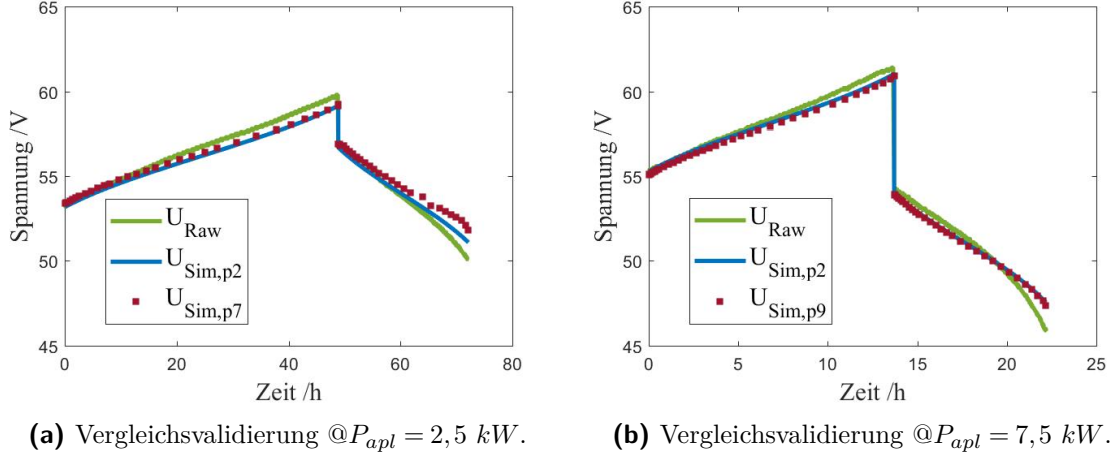


Abbildung 4.10: Modellvalidierung und Vergleich der Bewertungsfälle $p2$ und $p7$ für $2,5 \text{ kW}$ sowie $p2$ und $p9$ für $7,5 \text{ kW}$, nach [25].

keine deutlichen Unterschiede zwischen den Eingangsdaten im Ladungsverlauf festgestellt werden, während am Ende der Entladung erneut Nicht-Linearitäten erkennbar sind. Der Vergleich der Prognosegenauigkeit für verschiedene Leistungen zeigt, dass die lineare Approximation des Spannungsverlaufs während der Ladung einer höheren Genauigkeit für steigende Leistungen unterliegt. [25]

Höhere Leistungen bedingen einen proportional schnelleren Lade- und Entladeverlauf bei gleichbleibenden Kapazitäts- beziehungsweise SoC-Grenzen. Nach [160] führt die geringere Zeitspanne durch höhere Stromdichten (Leistungen) zu einer Beschleunigung und damit Intensivierung der internen Verluste. Für vorliegendes Simulationsmodell führt dieser Effekt zu einem schnelleren und steileren Abfall bzw. Anstieg des Spannungsprofils, welches wiederum besser durch die lineare Approximation mit R_i abgebildet werden kann. Universelle Approximation ermöglicht hierbei im vorliegenden Ansatz die Untersuchung eines reduzierten und lediglich auf Leistungsmessungen beruhenden Eingangsdatenumfangs. Außerdem ist das Modell durch Approximation einfach anwendbar und für andere Datensätze universell einsetzbar.

4.4. Diskussion

Der vorangegangene Abschnitt stellt ein neues DC Grey Box Simulationsmodell einer VRFB vor, welches als unterste Simulationsebene in der vorliegenden Forschungsarbeit zur Untersuchung einer VRFB als zentraler Speicher im Niederspannungsnetz verwendet wird. Das Modell basiert auf einem mehrstufigen Simulationsalgorithmus zur Parametrisierung, Optimierung und Validierung einer $10 \text{ kW} / 100 \text{ kWh}$ VRFB. Zur Modellparametrisierung werden vier spezifische Parameter, C_{Stor} , I_{loss} , R_i und U'_0 , sowie ein mathematisches Gleichungssystem zur Beschreibung der VRFB-Funktionsweise definiert und anhand verschiedener Eingangsdatenumfänge optimiert. Ziel ist es, die für die Parametrisierung notwendigen Eingangsdaten zu reduzieren ohne die Simulationsgenauigkeit maßgeblich zu verschlechtern. Das daraus resultierende Modell soll mit geringen und möglichst einfach erfassbaren Messungen parametrisiert und zeitgleich in übergeordnete Netzsimulationen integrierbar sein.

Auf Basis dieser Zielsetzung stellen die gewählten Modellparameter Werte dar, welche entweder schwer messbar, oder in geschlossenen Containersystemen nicht zugänglich sind. Einfach durchführbare Lade- und Entladezyklen für 1 kW, 2,5 kW, 5 kW, 7,5 kW, und 10 kW sowie verschiedene Kombinationen dieser Werte (Evaluierungsfälle) dienen als Eingangsdaten für den Optimierungsprozess. Um möglichst viele charakteristische Eingangsdatenkombinationen zu untersuchen, werden Evaluierungsfälle gewählt, welche sowohl eine Extrapolation (2,5 kW, 5 kW, 7,5 kW) als auch eine Interpolation (1 kW, 5 kW, und 10 kW) des Batterieverhaltens darstellen. Es wird untersucht, welche Messungen oder Messkombinationen das Gesamtverhalten der Batterie sinnvoll widerspiegeln. Das beste Ergebnis wird unter Verwendung aller Eingangsdaten erreicht und für die spätere Validierung des Eingangsdatenumfangs als Ausgangspunkt definiert. Die Veränderung der Modellgenauigkeit (*WLSS*) bei veränderlichem Eingangsdatenumfang wird in Prozent gegenüber dem Ausgangspunkt definiert und enthält die summierte Modellabweichung der Statusvariablen Strom, Spannung und SoC über die Zyklen.

Die Reduktion des Eingangsdatenumfangs um 40% für eine Interpolation des Batterieverhaltens in *p2* zeigt eine geringe Erhöhung des Simulationsfehlers von 1,67%, wohingegen bei gleichem Eingangsdatenumfang und Extrapolation ein Fehler von 82,6% für *p3* erreicht wird. Ein ähnliches Verhalten wird deutlich bei Reduktion der Eingangsdaten um 60% und Interpolation für *p4* mit 52,8% und Extrapolation für *p5* mit 82,6%. Bei weiterer Reduktion des Eingangsdatenumfangs um 80% für *p6* – *p10* ist eine Abbildung des allgemeinen Batterieverhaltens für alle Zyklen nur mit hohen Genauigkeitseinbußen von bis zu 187,58% für *p7* möglich. Die einzige Ausnahme bildet *p9* mit einem relativen Simulationsfehler von 7,9%. Für Eingangsdatenumfangs *p6* – *p10* wird jeweils nur eine Einzelmessung ohne Mittelwertbildung verwendet. [25]

Die Auswertung zeigt, dass eine Reduzierung des Eingangsdatenumfangs bei gleichzeitig geringen Genauigkeitseinbußen für das vorliegende Batteriemodell möglich ist. Die verwendete Methode wird als universelle Parametrisierung bezeichnet, da ein Parametersatz für die Simulation aller Zyklen unter Einbezug des gesamten Batterieverhaltens optimiert wird. Zudem zeigt eine Untersuchung des Verlaufs der Optimierungsparameter, dass eine Exkludierung des Prozessparameters U'_0 für zukünftige Berechnungen möglich ist, da dieser lediglich einer sehr geringen Schwankung von 0,04% während der Optimierung unterliegt. Damit kann U'_0 im Abgleich mit Literaturwerten als konstant angenommen werden kann. Das Modell ist in der Lage zukünftig auch temperaturabhängige Effekte abzubilden, jedoch hat eine begrenzte Anzahl von experimentellen Messwerten dies bisher nicht erlaubt. [25]

Das DC Grey Box Modell wird zur Integration in übergeordnete Simulationsarchitekturen mit einer zusätzlichen Effizienzkennlinie ausgestattet, um auftretende Verluste zwischen dem DC-Batteriemodell sowie dem Wechselrichter zur Netzkopplung abzubilden. Die Effizienzkennlinie wird von einem kommerziell erhältlichen Wechselrichter, in zur Leistungsklasse der Batterie passender Scheinleistung, übernommen. Schnittstellenparameter für übergeordnete Simulationen sind die DC-Leistung und der SoC der Batterie pro Zeitschritt. Das Batteriemodell beinhaltet dadurch die geforderten Charakteristiken: einfach parametrierbar, adaptierbar, in Simulationsarchitekturen integrierbar sowie zeit- und Zustandsdiskret.

5. Energiesystemsimulation

Energiesystemsimulationen können als Methode zur Betrachtung komplexer Energiesysteme aus Verbrauchern, Erzeugern, elektrischen Energiespeichern und weiteren Komponenten verwendet werden. Abgebildet werden die einzelnen Bestandteile des Energiesystems mit Hilfe realer Messdaten und mathematischer Zusammenhänge, die in verschiedenen Modellierungsansätzen gekoppelt werden. Nachfolgendes Kapitel beinhaltet die dieser Forschungsarbeit zugrundeliegende Energiesystemsimulation. Beginnend mit einer Vorstellung des Zielnetzgebiets in Luxemburg, wird die Plausibilität der 15-minütigen Smart Meter Daten geprüft. Im Anschluss wird die Methodik der Energiesystemsimulation zur automatisierten Berechnung der Regelgrenzwerte sowie deren Einsatz für die Betriebsstrategien zur Steuerung des Batteriemodells vorgestellt. Die Bewertungsparameter Speicherauslastung sowie Wirk- und Blindleistungsreduktion am Transformator werden genutzt, um Synergieeffekte eines zentralen Speichers im Zielnetz zu evaluieren.

5.1. Experimentaltteil

Nachfolgendes Kapitel stellt die dieser Arbeit zugrundeliegenden Messdaten, getrennt nach Wirk- und Blindleistung, vor. Weiterhin wird mit Hilfe einer statistischen Analyse für eine begrenzte Datenauswahl eine Plausibilitätsprüfung durchgeführt. Abschließend werden die für die weitere Bearbeitung relevanten Teildatensätze sowie eine Einführung in die Systematik der Energiesystemsimulation vorgestellt.

5.1.1. Zielnetzgebiet

Das betrachtete Zielnetzgebiet umfasst einen Niederspannungsnetzabschnitt (400 V) mit einer Gesamtzahl von 866 Anschlusspunkten in Luxemburg ¹. Abbildung 5.1a zeigt das Zielnetzgebiet als geographische Schematik, wobei Verbraucher blau und PV-Anlagen, als erneuerbare Erzeuger des Netzabschnitts, rot markiert sind. 95% der Letztverbraucher haben eine Anschlussleistung von 40 A. Beginnend beim Transformator werden zur Stromverteilung weitere Netzbetriebsmittel wie Niederspannungsverteilschränke, Abgänge und Kabelmuffen bis zum Letztverbraucher eingesetzt. Inklusive sämtlicher Netzbetriebsmittel enthält das Netz 2409 elektrische Punkte sowie 1438 Erdkabel bzw. Leitungen. Neun Transformatoren mit Leistungen zwischen 400 kVA

¹Die Daten wurden durch den Netzbetreiber CREOS Luxembourg S.A. erhoben und für diese Forschungsarbeit bereitgestellt. Für die vorliegende Arbeit wird der Datenstand zum 10.01.2020 betrachtet.

und 1000 kVA speisen den Netzabschnitt aus dem Mittelspannungsnetz (20 kV). Die Gesamtzahl der Anschlussobjekte wird mit Hilfe von 91% Smart Metern des Netzbetreibers CREOS, 6% klassischen Zählern sowie 3% Industrie- bzw. sonstigen Zählern erfasst. Das Zielnetzgebiet kann als überwiegendes Wohngebiet klassifiziert werden. Aus Abbildung 5.1a wird die geographische Verteilung sowie die Dichte der Letztverbraucher und PV-Anlagen deutlich. Ausgehend von einem horizontalen Hauptstrang, werden die Letztverbraucher entweder direkt oder durch weitere vertikale Verzweigungen mit dem Netz verbunden. Grundsätzlich gibt es nur einige wenige, von den Transformatoren weit entfernt liegende Letztverbraucher. Zum Stand der Datenerfassung sind 46 PV-Anlagen mit einer minimalen Leistung von 2,3 kWp bis zu einer maximalen Leistung von 30 kWp gleichmäßig über das Netzgebiet verteilt. Im Durchschnitt liegt die installierte Leistung bei 12,6 kWp. Abbildung 5.1b zeigt die sortierte Anschlussleistung der PV-Anlagen, wobei lediglich 17 Anlagen eine Leistung von 10 kW überschreiten. Der PV-Durchdringungsgrad liegt unter 10%. Die Lastdaten liegen als Residualwerte, d.h. nach Abzug des Eigenverbrauchs, getrennt nach Erzeugung und Verbrauch in 15-minütiger Auflösung für Wirk- und Blindleistung vor.

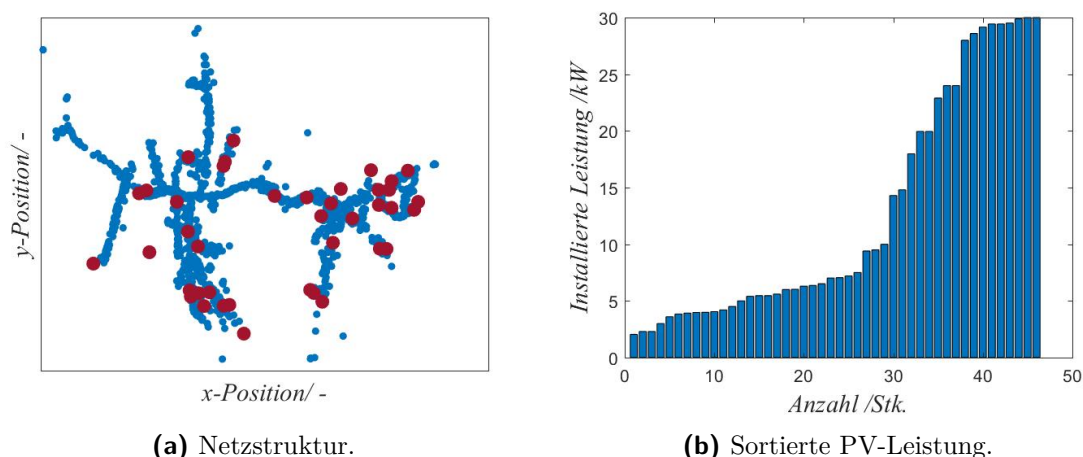


Abbildung 5.1: Geographische Schematik sowie installierte PV-Leistung im Zielnetzgebiet.

5.1.2. Zeitdiskrete Plausibilitätsprüfung

Für die weiteren Untersuchungen wird eine Datenauswahl von 14 Tagen im Zeitraum vom 28.05.19 bis 10.06.19 verwendet. Der Zeitraum wird als repräsentativ angesehen, da grundsätzlich ein möglichst deutlicher Einfluss der PV-Erzeugung auf das Netzgebiet zwischen Mai und Juni erwartbar ist [161]. Gleichzeitig entsteht dadurch eine möglichst hohe Auslastung der Netzbetriebsmittel im Jahresverlauf sowie ein hoher Anteil an PV-Überschussleistung zur Beladung des Energiespeichers.

Vor der weiteren Verwendung der Lastdaten wird jeweils ein Referenztag des Datensatzes Mai (28.05.19) und Juni (08.06.19) einer Plausibilitätsprüfung unterzogen. Da die übertragene Smart Meter Daten grundsätzlich fehlerhaft sein könnten bzw. deren Plausibilität nicht durch Dritte bestätigbar ist, soll die Prüfung Aufschluss über mögliche Messfehler oder systematische Messabweichung, bspw. durch Nullpunktversatz, geben. Die Referenztage entsprechen Werktagen und zeigen daher ein vergleichbares Verbraucherverhalten. Fehlerhafte bzw. nicht

plausible Messwerte dieser Referenztage werden in Tabelle 5.1 zusammengefasst. Auf die einzelnen Schritte wird jeweils mit (V1) bis (V5) für den Wirkleistungsverbrauch und (E1) bis (E5) für die Wirkleistungserzeugung referenziert. Die Messwerte sind getrennt nach Monaten für das Jahr 2019 gespeichert und können über Profilnummern eindeutig den Anschlusspunkten im Netzgebiet zugeordnet werden. Ein zweiter Datensatz weist den Profilnummern konkrete Messwerte für je verbrauchte und erzeugte Wirk- sowie Blindleistung in 15-Minuten Zeitauflösung zu. Sind einzelne Profilnummern im zweiten Datensatz nicht enthalten, so weicht die Gesamtzahl der potentiellen Anschlüsse von der Anzahl der Anschlusspunkte mit Messdaten ab (V1 vs. V2). Für die Referenztage im Mai und Juni sind 811 bzw. 812 Profilnummern von insgesamt 866 Anschlusspunkten hinterlegt. Die Profilnummern sind bis auf einen Messpunkt deckungsgleich. Der Juni Messpunkt, welcher nicht im Mai enthalten ist, wird vor der Analyse entfernt wodurch jeweils 811 Profilnummern zum Einsatz kommen (V2). Anschlusspunkte mit einer kontinuierlichen Leistung von 0 W über den kompletten Tagesverlauf werden entfernt, da diese entweder fehlerhafte Datensätze oder noch nicht angeschlossene Messzähler bedeuten (V3, E3).

Ein Haushaltslastprofil kann anhand verschiedener, statischer Kriterien, wie bspw. der Bewohnerzahl, der Größe des Haushalts, sowie veränderlicher Kriterien, wie bspw. Verbraucherverhalten oder Anstellungsverhältnis, bemessen werden [80]. Die Grundlast bezeichnet den Anteil der Last in Watt, welche kontinuierlich über den Tag benötigt und damit nicht unterschritten wird. Durch unterschiedliche, dynamische sowie statische Kriterien eines Haushalts lässt sich die Grundlast nicht pauschal spezifizieren. Der VDEW hat im Jahr 1999 Standardlastprofile (SLP) in 15-minütiger Zeitauflösung definiert und gegliedert in sieben Gruppen, drei Saisons (Winter, Sommer, Übergang) und drei Typtagen (Samstag, Sonntag, Werktag) veröffentlicht. Die Grundlast des H0-Profiles Kategorie Haushalt variiert von maximal 49,9 W (Samstag, Sommer) zu minimal 38,3 W (Samstag, Winter). [26]

Eine Plausibilitätsprüfung der Grundlast kann je nach Literaturwerten mit verschiedenen Grenzwerten durchgeführt, jedoch nicht eindeutig für jeden Haushalt eines Netzabschnitts benannt werden. Da statische und veränderliche Verbraucher Kriterien im Zielnetzgebiet weder bekannt noch pauschal für alle Kunden benannt werden können, wird ein plausibler unterer Grundsatzwert von 20 W festgelegt. Alle Anschlusspunkte mit einer kontinuierlich geringeren Grundlast werden aus dem Datensatz entfernt (V4). Nach Abschluss dieser ersten Plausibilitätsprüfung verbleiben 661 bzw. 663 Lastprofile für die weitere Analyse (V5).

Unabhängig davon ob eine Erzeugungsanlage installiert ist, beinhalten 803 bzw. 804 Zählpunkte einen Messwert für erzeugte Wirkleistung, sodass 706 Erzeugungsprofile mit kontinuierlichem Messwert von 0 W aus der Betrachtung entfernt werden (vgl. Tabelle 5.1 (E3)). Einige Anschlusspunkte zeigen eine hohe PV-Erzeugung zwischen 23:30 Uhr und 04:00 Uhr. Da ausgeschlossen werden kann, dass eine tatsächliche PV-Erzeugung vorliegt und da unklar ist ob weitere Zeitpunkte dieser Datensätze fehlerhaft sind, werden diese Profile ebenfalls ausgeschlossen (E4). Hierdurch entsteht eine Diskrepanz zwischen dem Referenzdatensatz Mai und Juni, da ein Anschlusspunkt im Mai eine PV-Erzeugung um 23:30 Uhr aufweist und damit gelöscht wurde, während derselbe Anschlusspunkt im Juni keine PV-Erzeugung im selben Zeitraum aufweist und damit im Datensatz verbleibt. Datensätze mit gleicher Profilnummer werden ebenfalls aus dem

Datensatz entfernt, da pro Profilnummer nur ein Messwert zu einem Zeitpunkt möglich ist (E4). Eine Auflistung der Datenpunkte sowie der Prüfungsschritte (E1-E5) für die Erzeugungsprofile kann Tabelle 5.1 entnommen werden. In Diskrepanz zu der Anzahl installierter PV-Anlagen, verbleiben 40 bzw. 41 Erzeugungsprofile im bereinigten Datensatz (E5). Ein Teil der installierten PV-Anlagen hat somit im Referenzdatensatz keine gemessenen Erzeugungsprofile.

Tabelle 5.1: Anzahl verwendeter Lastprofile vor und nach Plausibilitätsprüfung sowie durchgeführte Prüfungsschritte jeweils getrennt für Verbrauch (V1-V5) und Erzeugung (E1-E5).

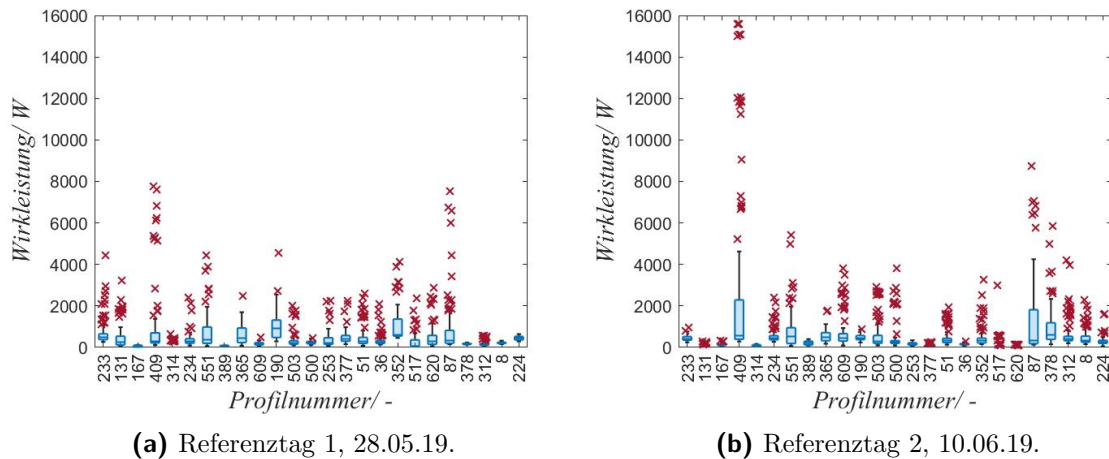
Fehlerkategorie (Referenznummer)	Datensatz gesamt	Referenz Mai	Referenz Juni
Lastprofile gesamt (V1)	866	811	812
Lastprofile Eingangsdaten (V2)	866	811	811
Lastprofile mit 0 W (V3)	-	73	71
Lastprofile kleiner 20 W (V4)	-	77	77
Lastprofile bereinigter Daten (V5)	866	661	663
Erzeugungsprofil gesamt (E1)	866	803	804
Erzeugungsprofil Eingangsdaten (E2)	866	803	803
Erzeugungsprofil mit 0 W (E3)	-	706	706
Erzeugungsprofil fehlerhafte Werte und doppelte Anschlussnummern (E4)	-	57	56
Erzeugungsprofil bereinigter Daten (E5)	-	40	41

Nach erster Prüfung der Daten wird im nächsten Schritt der zeitliche Verlauf der verbrauchten sowie erzeugten Wirkleistung im Rahmen einer statischen Auswertung verifiziert. Auf eine zusätzliche Analyse der Blindleistung wird verzichtet, da Blindleistungsverläufe ohne weitere Kenntnisse über infrastrukturelle Gegebenheiten, wie bspw. Reaktanz der Kabel, nicht auf deren Plausibilität geprüft werden können.

Abbildung 5.2 zeigt jeweils die Box-Plot Auswertung einer Zufallsauswahl von 25 Anschlusspunkten für die beiden Referenztage. Die Box-Whisker-Plots zeigen jeweils eine blaue Box, die durch das untere 25 und obere 75% Quantil ² begrenzt wird und somit 50% der verwendeten Daten enthält. Eine vertikale Linie innerhalb der Box markiert den Median ³. Liegt der Median an einem Randpunkt der Box, deutet dies auf eine schiefe Verteilung der Daten hin. Die Länge der Box entspricht dem Interquartilsabstand (IQR) und beinhaltet die mittleren 50% der Daten. Rote Kreuze zeigen Werten größer als das 1,5-fache des IQRs. Eine Verlängerung der Balken in Form einer geraden Linie verläuft bis zum Maximal- bzw. Minimalwert, während rote Kreuze Werte größer als das 1,5-fache des IQRs illustrieren. [162]

²Das 25% Quantil besagt, dass 25% aller Werte kleiner als bzw. gleich dem Quantilwert sind.

³Der Median ist die Mitte der Datenverteilung. Die Hälfte der Werte sind größer als bzw. die andere Hälfte



(a) Referenztag 1, 28.05.19.

(b) Referenztag 2, 10.06.19.

Abbildung 5.2: Boxplot einer Zufallsauswahl von 25 Lastprofilen für die Referenztage 28.05.19 und 10.06.19.

Die minimale bzw. maximale Leistung entspricht 20 W und 441 kW am 10.06.19 sowie 20 W und 446 kW am 28.05.19, während die mittlere Leistung an beiden Tagen bei circa 1 kW liegt. Referenztag 1 (vgl. Abbildung 5.2a) zeigt geringe Größenunterschiede der Boxen innerhalb der Zufallsauswahl, wobei exemplarisch Anschlusspunkt 409 bzw. 87 als Maxima zu nennen sind. 75% aller Anschlusspunkte zeigen für den Referenztag Werte unterhalb von 2 kW. Abbildung 5.2b zeigt eine signifikante Ausprägung der Box, sowie Datenabweichungen für Anschlusspunkt 409 sowie 87 im Vergleich zu den weiteren Anschlusspunkten für Referenztag 2. Weitere Anschlusspunkte, wie bspw. 234, 352, 365 oder 609, zeigen im Vergleich eine sehr geringe Ausprägung der Box. 75% der Werte liegen unterhalb von 2 kW und wenige Daten erreichen Werte bis 16 kW bzw. 8 kW.

Die Auswertung zeigt, dass für eine Zufallsauswahl von Anschlusspunkten deutliche Diskrepanzen für beide Referenztage erkennbar sind. Diese Leistungswerte unterscheiden sich nur teilweise zwischen den Referenztagen. Die Vielzahl und Höhe der Abweichungen kann sowohl durch eine Änderung des statischen oder dynamischen Verbraucherverhaltens, bspw. durch Urlaub, als auch durch einen Messfehler verursacht werden. Eine Einzelvalidierung der Lastprofile für einen Referenztag führt daher zu keiner Abschätzung der Plausibilität. Treten jedoch ähnliche Verläufe für beide Referenztage auf, können unter der Annahme ähnlicher saisonaler sowie wochentagstypischer Verbräuche Rückschlüsse auf die Wahrscheinlichkeit von Messfehlern getroffen werden. Nachfolgend wird dies am Beispiel der Anschlusspunkte 87, 233, 409 und 551 durchgeführt und in Abbildung 5.3 dargestellt.

Abbildungen 5.3a und 5.3b zeigen eine Detaildarstellung der Box-Whisker-Plots für vier verschiedene Anschlusspunkte. Die Mediane beider Referenztage für Anschlusspunkt 233 sind mit 422 W bzw. 488 W vergleichbar. 75% aller Werte liegen für Referenztag 1 unterhalb von 656 W. Referenztag 2 hat ein marginal kleineres 75% Quantil in Höhe von 524 W. Grundlegende Unterschiede zeigen sich lediglich in der Höhe der roten Kreuze welche Maximalwerte mit $15,9 \cdot IQR2$ und $7,7 \cdot IQR1$ für Referenztag 1 bzw. Referenztag 2, bei Interquartilsabständen von 280 bzw. 172, erreichen. Im Vergleich dazu zeigt Anschlusspunkt 551 größere Unterschiede zwischen den der Werte kleiner als der Median.

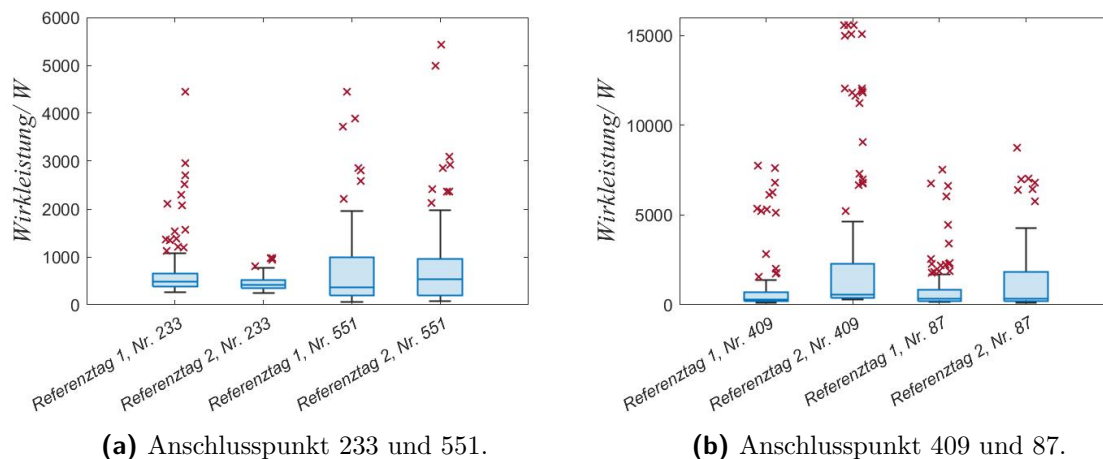


Abbildung 5.3: Boxplots zum Vergleich der Referenztage für die Anschlusspunkte 233 und 551 sowie 409 und 87.

Medianen mit 370 W für Referenztag 1 und 532 W für Referenztag 2. Sowohl die Quantile als auch die Verlängerung der Boxen (Whisker) sind zwischen den Tagen vergleichbar. Eine Detailanalyse der Boxen für Anschlusspunkt 409 und 87 zeigt signifikant größere Boxen jeweils für Referenztag 2. Anschlusspunkt 409 zeigt analog zu Anschlusspunkt 233 eine starke Diskrepanz, wobei hier Referenztag 2 betroffen ist. 75% der Werte liegen für Referenztag 2 unterhalb von 2,5 kW wohingegen Referenztag 1 Werte lediglich bis circa 1 kW aufzeigt.

Die beschriebenen Schritte zur statistischen Analyse der Lastdaten werden ebenfalls für die Erzeugungsprofile durchgeführt. 25 zufällig ausgewählte Erzeugungsprofile werden für die beiden Referenztage in Abbildung 5.4 zusammengefasst. Für Referenztag 1 werden deutlich mehr Datenabweichungen außerhalb des Box-Plots verzeichnet. Mediane sowie Boxen der beiden Referenztage sind für die Zufallsauswahl vergleichbar. Die mittlere Erzeugungsleistung beträgt 2,1 kW bzw. 1,8 kW für Referenztag 1 respektive Referenztag 2.

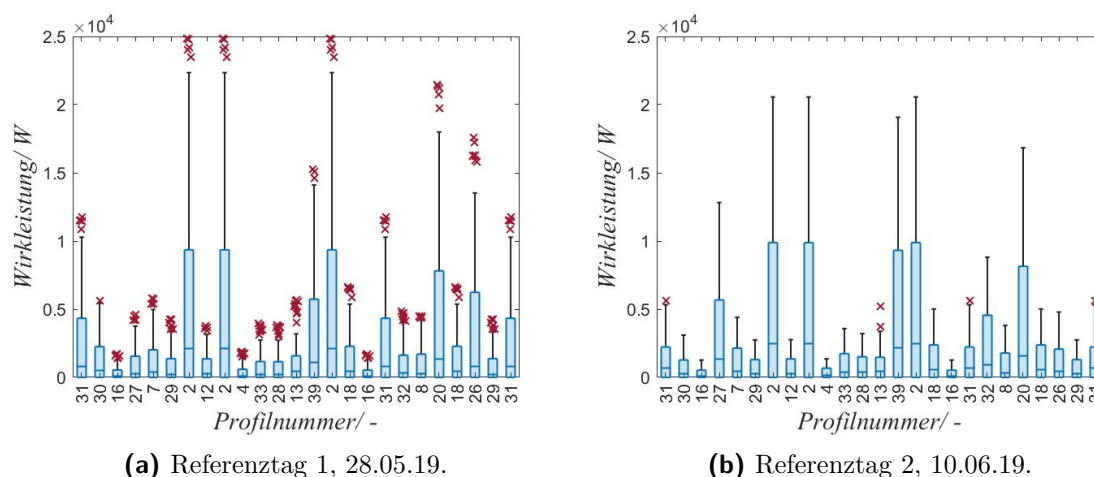


Abbildung 5.4: Boxplot einer Zufallsauswahl von 25 PV-Erzeugungsprofilen für die Referenztage 28.05.19 und 10.06.19.

Grundsätzlich zeigen Erzeugungsprofile ähnliches Verhalten zwischen den Referenztagen (vgl.

Anschlusspunkt 551) sowie in einigen wenigen Fällen deutliche Abweichungen mit Leistungswerten, welche z.B. im Falle des Punktes 409 das 27-fache des Median überschreiten. Ein direkter exemplarischer Vergleich der Referenztage lässt ebenfalls keine Ableitung von Plausibilitäten zu, da extreme Abweichungen sowohl für Referenztag 1 (Anschlusspunkt 233) als auch Referenztag 2 (Anschlusspunkt 409) erkennbar sind. Durch fehlende Daten zu statischen sowie dynamischen Verbraucherkriterien wie bspw. Demographie oder Endgerätenutzung ist keine abschließende Datenprüfung möglich. Ein Vergleich eines durchschnittlichen Lastgangs für die Referenztage mit dem SLP-H0-Profil Kategorie Haushalt [26] zeigt in Abbildung 5.5a vergleichbare Verlaufsansätze, wenngleich zeitliche Verschiebungen von Spitzen und Tälern erkennbar sind. Anders als das Standardlastprofil basieren die verwendeten Profile im Falle einer installierten PV-Anlage auf Residualwerten, wodurch sowohl eine zeitliche Verschiebung als auch die unterschiedliche Anzahl von Tälern erklärbar sind.

Abbildung 5.5b visualisiert für die beiden Referenztage jeweils die durchschnittliche residuale PV-Erzeugung. Deutlich erkennbar sind, neben der typischen Glockenform, Schwankungen im tageszeitlichen Verlauf, welche nicht auf die residualen Lastprofile zurückgeführt werden können. Im Zielgebiet wirken sich Schwankungen in der Erzeugung nicht in vollem Maße auf das Lastprofil aus, da aufgrund der geringen PV-Durchdringung ein lokaler Ausgleich der PV-Erzeugung eines Haushalts mit Haushalten ohne Eigenerzeugung in der direkten Umgebung stattfindet.

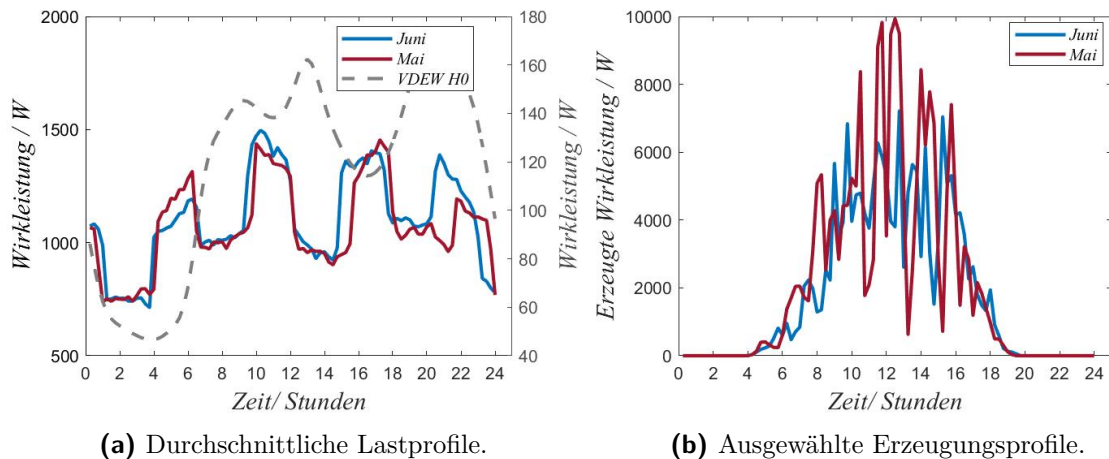


Abbildung 5.5: Durchschnittliche Tagesganglinie im Vergleich zum Standardlastprofil H0 des VDEW [26] sowie durchschnittlich, erzeugte Wirkleistung aller Anschlusspunkte im Mai und Juni.

Die Prüfung einer exemplarischen Zufallsauswahl mit 25 Lastdaten für zwei Referenztage für das Zielnetzgebiet zeigt deutliche Schwankungen der Leistungswerte sowohl innerhalb der Zufallsauswahl als auch zwischen den Referenztagen. Die Datenabweichungen außerhalb der Box-Plots können nicht mit belegbarem Verbraucherverhalten verknüpft werden, da keine Informationen, bspw. zu Bewohneranzahl, Bewohnerverhalten, Berufstätigkeiten etc., vorliegen. Es liegt außerhalb der Zielsetzung dieser Arbeit genauere Verbrauchsanalysen durchzuführen bzw. die Plausibilität der Datenwerte weitergehend zu untersuchen. Aus diesem Grund werden die vorliegenden Messdaten im Rahmen dieser Arbeit als plausibel angesehen.

5.1.3. Relativer Blindleistungsbedarf

Die Blindleistungsflüsse des Zielnetzgebiets können anders als die Wirkleistungsflüsse nicht pauschal auf deren Plausibilität geprüft werden, da diese von der zeitlichen Wirkleistungserzeugung, dem -verbrauch sowie der Netzinfrastruktur abhängen. Ein Vergleich mit Standardlastprofilen anderer Netze ist damit nicht anwendbar. Der Blindleistungsfluss für die beiden Referenztage wird daher einerseits in Form eines durchschnittlichen Tageslastgangs der Referenztage und andererseits durch eine ortsdiskrete Analyse eines Anschlusspunktes mit PV-Erzeugung geprüft. Der mittlere Blindleistungsbedarf als Summe aller Anschlusspunkte, getrennt nach induktiver und kapazitiver Blindleistung, ist für die Referenztage in Abbildung 5.6 dargestellt. Die Maxima des mittleren kapazitiven Blindleistungsbedarfs liegen bei 123 VAr im Juni und 113 VAr im Mai. Grundsätzlich ist eine abgeschwächte Form der Glockenkurven, verglichen mit der PV-Erzeugung aus Abbildung 5.5b, im Fall der kapazitiven Blindleistung erkennbar, während der induktive Blindleistungsbedarf in Abbildung 5.6a dem Verlauf des Wirkleistungsverbrauchs ähnelt. Die Maxima der induktiven Blindleistung liegen mit 412 VAr im Mai sowie 361 VAr im Juni deutlich über den kapazitiven Werten.

Bei Betrachtung eines separaten Anschlusspunktes mit Wirkleistungserzeugung in Abbildung 5.7 ist erkennbar, dass induktive Blindleistung zu Beginn des Tages gleich Null und mit steigender Wirkleistungserzeugung im Zeitraum zwischen 8 Uhr und 14 Uhr einen ansteigenden Trend zeigt. Gegensätzlich hierzu wird kapazitive Blindleistung mit einem konstanten Offset von 30 VAr während den Abend- und Nachtstunden benötigt. Der kapazitive Blindleistungsbedarf steigt abrupt ab 5 Uhr morgens auf einen Maximalwert von 280 VAr. Im Erzeugungszeitraum bis ca. 16 Uhr ist der kapazitive Blindleistungsbedarf fast null, während in den Abendstunden erneut ein Anstieg auf 150 VAr erkennbar ist.

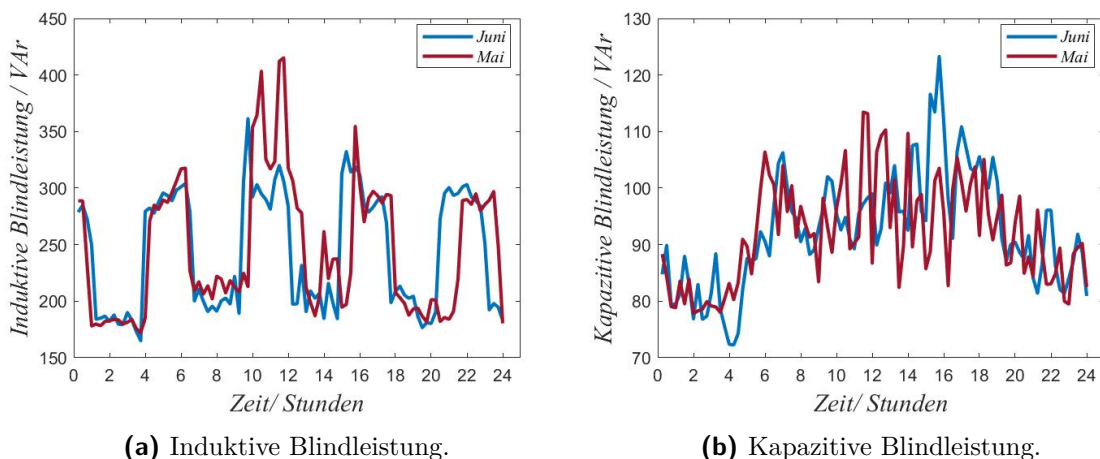


Abbildung 5.6: Durchschnittliche Blindleistungstagesganglinie im Mai und Juni des gesamten Zielnetzgebiets.

Grundlegend decken sich die Phänomene aus Abbildung 5.7 mit der Theorie zu den Blindleistungsflüssen im Niederspannungsnetz (vgl. Kapitel 2.1.4 und 2.1.5). Zu Schwachlastzeiten, sprich meist nachts, tritt bei hohem Kabelanteil in Niederspannungsnetzen ein erhöhter kapazitiver Blindleistungsbedarf auf, wohingegen zu Starklast- respektive Erzeugungszeiten der induk-

tive Anteil dominiert. Diese erste Analyse verdeutlicht, dass ein blindleistungsgesteuerter bzw. blindleistungsstützender Betrieb eines Speichersystems zu allen Zeitpunkten Beiträge für die Reduzierung von Blindleistungsflüssen im Zielnetz leisten kann. Die gezeigten Effekte sind unter Betrachtung von zukünftigen Ausbauszenarien erneuerbarer Energien deutlich ausgeprägter, wodurch ein Speichereinsatz zur Flexibilitätssteigerung an Bedeutung gewinnen wird. Speziell in den frühen Morgenstunden, bei Beginn der PV-Erzeugung, kann je nach Durchdringungsgrad erneuerbarer Energien der Speicher zur Lastdeckung und nicht zur Erzeugungseinspeicherung genutzt werden, da der Verbrauch die Erzeugung zu diesem Zeitpunkt meist überschreitet. Der Speicher ist demzufolge qualitativ betrachtet meist nicht vollständig ausgelastet, wodurch ein Blindleistungsbetrieb möglich wird. Eine den Phänomenen angepasste Speicherbetriebsstrategie sowie -dimensionierung wird im Rahmen dieser Forschungsarbeit in Kapitel 5.2 entwickelt und validiert.

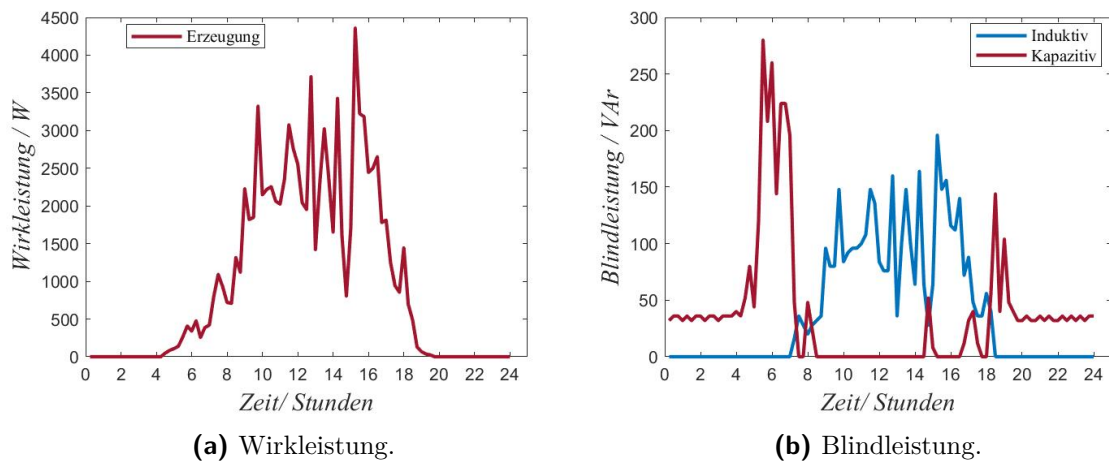


Abbildung 5.7: Erzeugte Wirk- und Blindleistung einer PV-Anlage an einem ausgewählten Anschlusspunkt für Referenztag 2.

5.1.4. Datenauswahl und Systematik

Die Energiesystemsimulation verfolgt das Ziel ortsdiskrete Regelparameter für die Dimensionierung und Betriebsstrategie des Energiespeichers im Niederspannungsnetz zu entwickeln. Abbildung 5.8 zeigt die gesamte Systematik der Simulation mit den Simulationsschritten Batterie-, Energiesystem- und Netzsimulation sowie deren Datenaustausch. Rot markiert sind zwei Beispiele für die Ortsdiskretisierung der Daten im Rahmen der Energiesystemsimulation. Das ortsdiskrete Summenlastprofil für Wirk- und Blindleistung kann theoretisch an jedem Punkt des Netzes auf Basis der vorangegangenen Rohdaten gebildet und für die Simulation verwendet werden. Die Energiesystemsimulation beinhaltet die Batteriesteuerung und übergibt den Sollwert der Batteriewirkleistung an das Batteriemodell. Die Batteriesimulation liefert zeitdiskret SoC und Batteriewirkleistung, während die Schnittstelle zur Netzsimulation über die Scheinleistung der Batterie erfolgt. Durch die Netzsimulation können die Auswirkungen des Batteriebetriebs auf das vorhandene Zielnetz überprüft werden. Das Batteriesystem wird inklusive Wechselrichter als Wechselstromquelle bzw. -senke betrachtet.

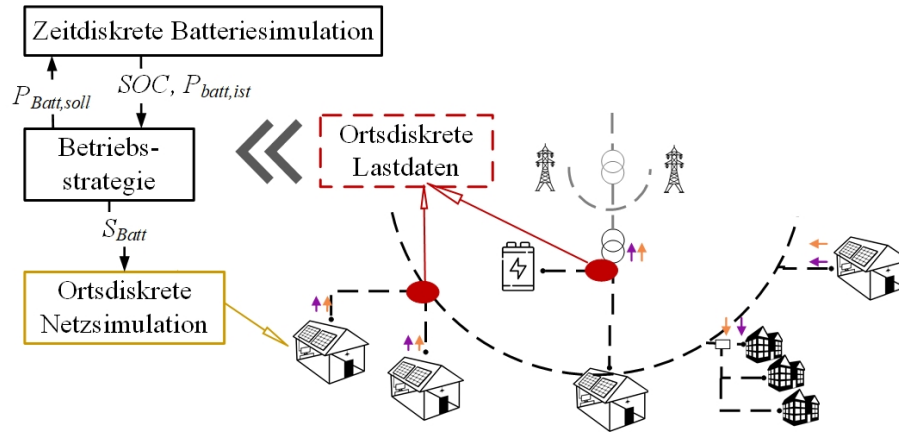


Abbildung 5.8: Grundlegende Systematik und Datenauswahl der zeit- und ortsdiskreten Energiesystemsimulation.

Für die Energiesystemsimulation werden alle Daten des luxemburgischen Netzabschnitts ohne Datenbereinigung verwendet. Aufgrund der relativ geringen Anzahl installierter PV-Anlagen im Zielnetz wird die vorhandene Wirkleistungserzeugung verdoppelt. Die Verdoppelung wird, wenn keine weiteren Einschränkungen benannt, für alle Auswertungen dieser Forschungsarbeit beibehalten. Die Zeitdiskretisierung des Algorithmus ergibt sich durch die verwendeten 15-Minuten Profile im Zeitraum 28.05.19 - 10.06.19, während die Ortsdiskretisierung durch die Summenbildung aller Daten für das gesamte Zielnetz entsteht. Abbildung 5.9 zeigt die Datenauswahl für den Betrachtungszeitraum getrennt nach Erzeugung und Verbrauch für jeweils Wirk- und Blindleistung. Die Messdaten selbst sind getrennt nach Erzeugung und Verbrauch gemessen und tragen kein Vorzeichen. Die Vorzeichendeklaration der Profildaten für die weitere Auswertung im Verbraucherzählpfeilsystem bilanziert Wirkleistungserzeugung negativ und Wirkleistungsverbrauch positiv. Von Verbrauchern und Erzeugern in das Netz abgegebene, kapazitive Blindleistung trägt ein negatives und aufgenommene, induktive Blindleistung ein positives Vorzeichen. Tabelle 5.2 fasst die Datensätze sowie Zielsetzungen zusammen.

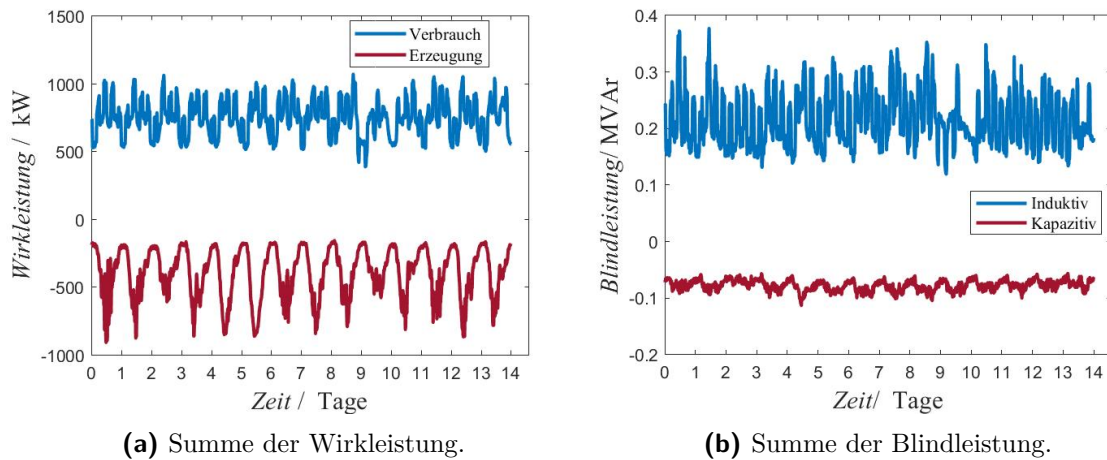


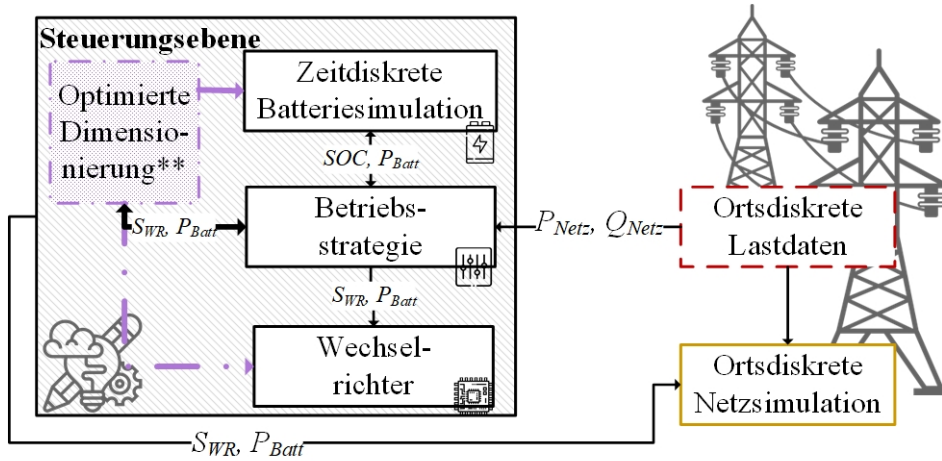
Abbildung 5.9: Summenprofile der Wirk- und Blindleistung getrennt nach Erzeugung und Verbrauch für den Betrachtungszeitraum 28.05.19 - 10.06.19.

Tabelle 5.2: Datensätze der nachfolgenden Energiesystem- und Netzsimulation.

Energiesystemsimulation		
<i>Ziel</i>	<i>Datensatz</i>	<i>Einsatzform</i>
Entwicklung ortsdiskreter Regelparameter aus zeitdiskreten Lastdaten für die Dimensionierung und Steuerung des Energiespeichers, sodass jeder Datensatz mit ähnlicher Schematik, das heißt gleicher Zeitauflösung und Bilanzierung nach Wirk- und Blindleistung, verwendet werden kann.	Gesamter Datensatz ohne Bereinigung mit zweifacher Wirkleistungserzeugung für den Zeitraum 28.05.19 - 10.06.19.	Summenlastprofile für jeweils positive und negative Wirk- und Blindleistung.
Netzsimulation		
<i>Ziel</i>	<i>Datensatz</i>	<i>Einsatzform</i>
Validierung der Betriebsstrategie in differenziertem Teilnetz unter Einbezug der Netzinfrastruktur sowie Sensitivitätsanalyse der Speicherplatzierung.	Teilnetz mit 161 Anschlusspunkten und einem Transformator für die beiden Referenztage 28.05.19 und 10.06.19. Verwendung der Netzstrukturdaten z.B. Kabellänge sowie Kabeltyp.	Einzellastprofile pro Anschlusspunkt für jeweils positive und negative Wirk- und Blindleistung.

5.2. Methodik

Die Steuerungsebene umfasst den Regelalgorithmus für den Speicherbetrieb und wird als Hauptbestandteil der Energiesystemsimulation in diesem Kapitel entwickelt. Zum Aufbau der Regelung müssen Hauptregelparameter sowie Randbedingungen als Entscheidungsgrundlage für den Speicherbetrieb definiert werden. Abbildung 5.10 illustriert die grundsätzliche Methodik der Steuerungsebene. Für einen adaptierbaren und einfach anwendbaren Algorithmus werden zeit- sowie ortsdiskrete Lastdaten in Form von vier Summenlastprofilen jeweils für positive sowie negative Wirk- und Blindleistung für das gesamte Zielnetz ohne Datenbereinigung herangezogen. Ziel ist es, Batteriedimensionierung sowie -betrieb mit Hilfe des Berechnungsalgorithmus zu optimieren und gleichzeitig eine Variation der Platzierung durch ortsdiskrete Lastdaten zu ermöglichen. Eingangsdatenanalyse und Berechnungsalgorithmus zur Entwicklung der Betriebsstrategie werden so formulieren, dass jeder Datensatz mit ähnlicher Schematik verwendet werden kann. Das Zielnetz wird dabei auf wesentliche Merkmale, welche den Speicherbetrieb und die -platzierung beeinflussen, reduziert, um eine methodische Kombination der Wirkungsbereiche Speicher und Netz zu ermöglichen.



****** Die Optimierung der Speicherkriterien Leistung und Energie sowie der Wechselrichterparameter Leistung und $\cos \phi$ wird einmalig für jeden Eingangsdatensatz durchgeführt.

Abbildung 5.10: Schematische Darstellung der Methodik der Steuerungsebene mit Haupt- sowie zwei Sub-Regelungen (Batterie- und Wechselrichtermode).

Die Steuerungsebene besteht aus einer Haupt- und zwei Sub-Regelungen (vgl. Abbildung 5.10). Die Hauptregelung beinhaltet die Basisstrategie, welche in erster Instanz die Reduktion der Wirkleistungsrückspeisung am Transformator steuert. Die Leistungsgrenzwerte λ_{OD+} und λ_{OD-} , definiert als Grenzwerte der maximal positiven bzw. negativen Wirkleistungsrückspeisung am Transformator, werden als Hauptregelparameter definiert. Bei der späteren Simulation werden die Betriebsarten Wirkleistungsgesteuerter Betrieb (BasisMod) sowie BasisMod+ unterschieden. Analog zur Wirkleistungsrückspeisung werden die Parameter ξ_{ind} und ξ_{cap} für die Blindleistungsrückspeisung in der erweiterten Betriebsstrategie festgelegt.

Die Leistungsgrenzwerte bilden die Basis der Betriebsstrategie und Batteriedimensionierung. Abbildung 5.11 zeigt beispielhaft den Grenzwert λ_{OD} sowie dessen Abhängigkeiten von Last, Erzeugung und Speicherplatzierung. Die Speicherplatzierung innerhalb der Energiesystemsimulation bestimmt den Ort der Messdatenerfassung der jeweiligen Last- und Erzeugungsdaten. Die Leistungsgrenzwerte λ_{OD} und ξ sind unabhängig von der Netztopologie, -topographie sowie -infrastruktur, da lediglich die vorliegenden Erzeugungs- und Lastdaten als Summenlastprofil in die Berechnung einfließen. Da die Grenzwerte die Speicherstrategie festlegen, wirken sie sich indirekt auch auf Stabilitätsgrößen, wie bspw. Netzspannung, Leistungsverluste, Betriebsmittelauslastung, sowie den Autarkiegrad des Netzgebiets aus. Randbedingungen der Betriebsstrategie werden einerseits durch den Speicherbetrieb, bspw. durch ein zulässiges SoC-Band, und andererseits den Netzbetrieb, bspw. durch ein zulässiges $\cos \varphi$ -Band, festgelegt.

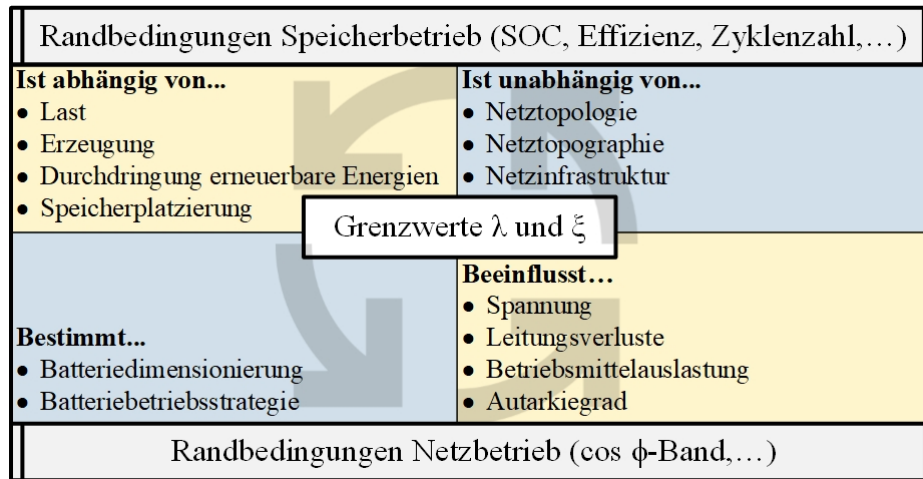


Abbildung 5.11: Abhängigkeiten und Beeinflussung des Hauptregelparameters sowie Randbedingungen der Energiesystemsimulation.

Je nach Betriebsmodus, BasisMod oder BasisMod+, werden die Sub-Regelungen Batterie- und Wechselrichtersimulation mit weiteren Nebenbedingungen, wie bspw. Effizienz und SoC, aktiviert. Die Sub-Regelung Batterie berechnet im BasisMod, das Wirkleistungsprofil auf Basis des Batteriesimulationsmodells (vgl. Kapitel 4) sowie der Lastdaten und Leistungsgrenzwerte. Die Sub-Regelung Wechselrichter berechnet im BasisMod+ äquivalent das Blindleistungsprofil, wobei stets die Wirkleistungserbringung priorisiert wird. Anhand der Leistungsgrenzwerte und der Betriebsstrategie wird einmalig eine optimierte Batterie- sowie Wechselrichterdimensionierung vorgenommen. Nach der Dimensionierung können zeitdiskrete Lastprofile der Batterie für Wirk- und Blindleistung berechnet und in einem letzten Schritt einer ortsdiskreten Netzsimulation übergeben werden. Die einzelnen Schritte des Berechnungsalgorithmus, der Batteriedimensionierung und der -betriebsstrategie werden wie folgt vorgestellt.

- Schematik der Eingangsdaten (vgl. Kapitel 5.1.4)
- Grenzwertbestimmung (BasisMod vgl. Kapitel 5.2.1.1, BasisMod+, vgl. Kapitel 5.2.1.2)
- Ortsdiskrete Regelstrategie (BasisMod vgl. Kapitel 5.2.2, BasisMod+, vgl. Kapitel 5.2.2)
- Evaluationskriterien zur Beurteilung der Speicherbetriebsstrategie (vgl. Kapitel 5.2.3)
- Optimierung der Designparameter (Leistung, Energie) (vgl. Kapitel 5.2.4)
- Modellintegration (Batteriemodell vgl. Kapitel 5.3, Wechselrichtermodell vgl. Kapitel 5.3)

5.2.1. Grenzwertbestimmung

Zur Grenzwertbestimmung wird ein universeller Berechnungsalgorithmus basierend auf den Summenlastprofilen für Wirk- und Blindleistung entwickelt. Diese können für jeden Anschlusspunkt ortsdiskret hinterlegt werden. Dadurch ist der Algorithmus sowohl dezentral für einen Anschlusspunkt als auch zentral für eine definierte Anzahl von Anschlusspunkten anwendbar. Die Anzahl der Datenpunkte κ ergibt sich durch die Anzahl von Tagen multipliziert mit 96 15-Minutenmittelwerten pro Tag.

Einerseits würde die Verwendung saisonaler Datensätze, bspw. separiert nach Jahreszeiten, zu einer differenzierten Einschätzung der Erzeugung führen. Andererseits ist es nicht zielfüh-

rend, eine Speicherstrategie bzw. -dimensionierung pro Jahreszeit zu entwickeln. Deswegen wird im Rahmen dieser Arbeit mit Hilfe einer möglichst geringen Datenauswahl, vgl. Kapitel 5.1.4, Tabelle 5.2, ein mathematischer Algorithmus zur universellen Grenzwertbestimmung entwickelt. Da Wirk- und Blindleistung mit verschiedener Priorität zur Betriebsstrategie beitragen, werden die Grenzwerte nachfolgend separat berechnet.

5.2.1.1. Wirkleistung

Ziel der Grenzwertbestimmung für die Wirkleistung ist es eine Regelgröße zu definieren, anhand derer eine Entscheidung über die Ladung bzw. Entladung der Batterie auf Basis der momentan vorherrschenden Lastdaten getroffen wird. Oberstes Ziel ist dabei die Reduktion der Wirkleistungsflüsse über den Transformator. Gleichzeitig führt eine Überdimensionierung des Speichers durch Maximalwerte der Last oder Erzeugung zu einer geringeren Speicherauslastung, da Maximalwerte nur an wenigen Tagen des Betrachtungszeitraums auftreten. Die Minimierung von Wirkleistungsflüssen über den Transformator korreliert dabei mit der Maximierung der Speicherauslastung. Beide Parameter ergeben ein Optimierungsproblem zur Steuerung und Dimensionierung des Speichersystems. Gleichzeitig muss beachtet werden, dass je nach Größe und saisonaler Verteilung der Datenauswahl sowohl Extremwerttage als auch durchschnittliche Tage vertreten sein können.

Zur Grenzwertbestimmung auf Basis zeit- und ortsdiskreter Lastprofile werden zunächst die statistischen Kenngrößen globaler Maximal- $P_{Max,global}$ und Minimalwert $P_{Min,global}$ sowie tagesspezifischer Θ und globaler quadratischer Mittelwert Θ_{global} für das positive und negative Summenlastprofil der Wirkleistung berechnet. Abbildung 5.12b zeigt das sortierte positive und negative Summenprofil in Quantilsdarstellung. 80% der Wirkleistungserzeugung liegen unterhalb von 600 W, während ein Maximalwert über 1 kW erreicht wird. In abgeschwächter Ausprägung ist dies ebenfalls für den Wirkleistungsverbrauch erkennbar. Während 80% der Werte unterhalb von ca. 300 W liegen, werden im Maximum Werte über 400 W erreicht. Die exakten Werte der statistischen Kenngrößen sind Abbildung 5.12a zu entnehmen.

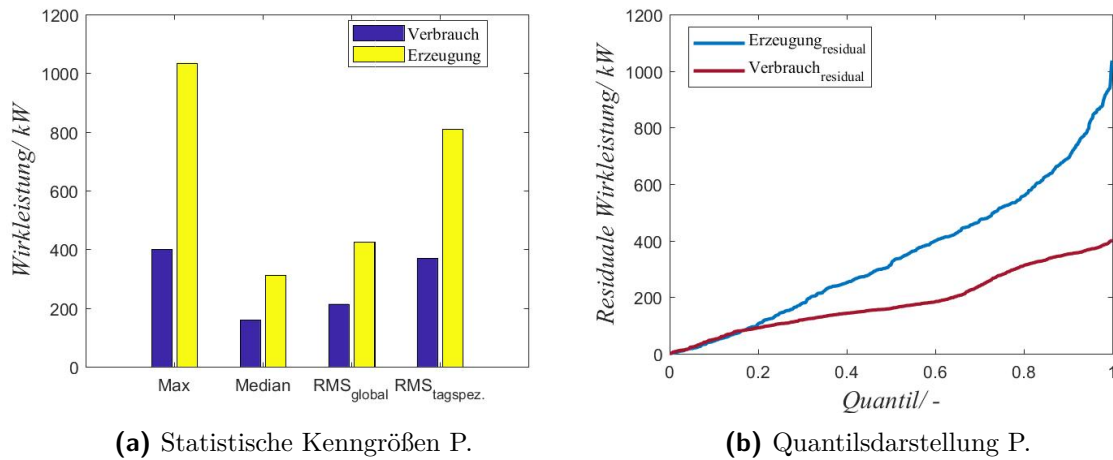


Abbildung 5.12: Statistische Kenngrößen residualer Summenprofile der Wirkleistungserzeugung und -verbrauch sowie sortierte Quantilsdarstellung für den Betrachtungszeitraum 28.05.19 - 10.06.19.

Durch relative Unterschiede zwischen Erzeugungs- und Verbrauchskenngrößen ist eine separate Grenzwertbestimmung notwendig. Würde lediglich ein Grenzwert für die Regelstrategie, bspw. für den deutlich niedrigeren Verbrauch, verwendet werden, so wird ein großer Teil der PV-Erzeugung nicht für die Speicherladung in Betracht gezogen. Zur separaten Optimierung der Ladung und Entladung des Speichers werden daher zwei getrennte Grenzwerte berechnet. Die Datenauswahl wird für Erzeugung und Verbrauch getrennt mit A_{OD+} und A_{OD-} aus der gesamten Datenmenge $P(t)^\kappa$ bestimmt (vgl. Gleichung 5.1 und 5.2). A_{OD+} respektive A_{OD-} ist die Teilmenge der Daten für welche x ein Element ($\exists$) von $P(t)^\kappa$ größer respektive kleiner null ist. κ indiziert dabei die Anzahl der Datenpunkte innerhalb der Datenauswahl. Im Falle einer 14 Tägigen Datenauswahl mit je 96 Leistungswerten pro Tag entspricht dies $\kappa=1344$ Datenpunkten.

Der Unterschied der Kenngrößen ist auch innerhalb der Kategorien Verbrauch und Erzeugung, wie bereits durch Abbildung 5.12b, erkennbar groß. Die Grenzwertbestimmung sollte unabhängig von der Datenauswahl zu einem möglichst universell verwendbaren Parameter zur Speicherdimensionierung und -steuerung führen. Die Verwendung eines quadratischen Mittelwertes gewichtet Datenabweichungen durch die Quadrierung aller Werte stärker als der arithmetische Mittelwert. Dadurch können Extremwerte der Datenauswahl relativ gewichtet in die Grenzwertbestimmung einfließen, diese zur universellen Anwendung jedoch nicht dominieren. Im Vergleich hierzu werden Netzbetriebsmittel stets auf Extremzustände ausgelegt, um für den Normalzustand mit ausreichend Puffer einen kontinuierlichen Netzbetrieb sicherzustellen. Die Verwendung eines quadratischen Mittelwerts ist daher im Einklang mit Netzbetriebsmittelauslegungen, wenngleich Extremzustände durch den quadratischen Mittelwert nur gewichtet und nicht absolut einfließen. Abbildung 5.12a zeigt einen Unterschied zwischen dem globalen quadratischen Mittelwert und dem tagesspezifischen quadratischen Mittelwert. Der tagesspezifische quadratische Mittelwert gewichtet die Dynamik einzelner Tagesprofile, während der globale den gesamten Datensatz tagesunabhängig betrachtet. Dieses Phänomen ist sowohl für Verbrauch als auch Erzeugung sichtbar, wenngleich die Erzeugung deutlich ausgeprägtere Unterschiede zeigt.

Die Grenzwerte beziffern den Anteil der positiven und negativen Wirkleistung über den Transformator, welche mindestens durch den Speicher kompensiert werden soll. Gleichung 5.3 bilanziert den Verbrauchsgrenzwert λ_{OD+} als Verhältnis zwischen tagesspezifischem quadratischem Mittelwert Θ_+ und dem globalem Maximum der Wirkleistung $P_{Max,global}$. Gleichung 5.4 berechnet den Erzeugungsgrenzwert λ_{OD-} unter Verwendung des tagesspezifischen quadratischen Mittelwerts Θ_- . Im Bezug auf die Datenauswahl soll der Energiespeicher daher mindestens 78,3% der negativen und 92,18% der positiven Wirkleistung über den Transformator kompensieren.

$$A_{OD+} = \{x \exists P(t)^\kappa | x > 0\} \quad (5.1)$$

$$A_{OD-} = \{x \exists P(t)^\kappa | x < 0\} \quad (5.2)$$

$$\lambda_{OD+} = \frac{\sqrt{\frac{1}{96} \sum_{t=1}^{96} A_{PD+}(t)^2}}{|P(P'(t) = 0)|} = \frac{\Theta_+}{P_{Max,global}} \quad (5.3)$$

$$\lambda_{OD-} = \frac{\sqrt{\frac{1}{96} \sum_{t=1}^{96} A_{PD-}(t)^2}}{|P(P'(t) = 0)|} = \frac{\Theta_-}{P_{Max,global}} \quad (5.4)$$

5.2.1.2. Blindleistung

Für die Blindleistung der Datenauswahl werden, analog zum vorangegangenen Kapitel, statistische Kenngrößen sowie die sortierte Quantilsdarstellung berechnet. Abbildung 5.13a und 5.13b zeigen die Datenauswahl getrennt nach induktiver und kapazitiver Blindleistung. Auffällig ist ein deutlich höherer induktiver Blindleistungsbedarf über die gesamte Datenauswahl mit einem Maximalwert von 190 kVAr verglichen zum Maximalwert des kapazitiven Blindleistungsbedarf mit 40 kVAr. 80% der induktiven Blindleistung liegen unterhalb von ca. 110 kVAr. Die sortierte Blindleistung zeigt einen steileren Verlauf der induktiven verglichen zur kapazitiven Blindleistung. Gleichzeitig zeigt Abbildung 5.13a durch Vergleich des globalen und tagesspezifischen quadratischen Mittelwerts eine homogene Verteilung der kapazitiven Blindleistung. Die induktive Blindleistung verdeutlicht die im vorangegangenen Kapitel beschriebene Dynamik höherer tagesspezifischer Mittelwerte.

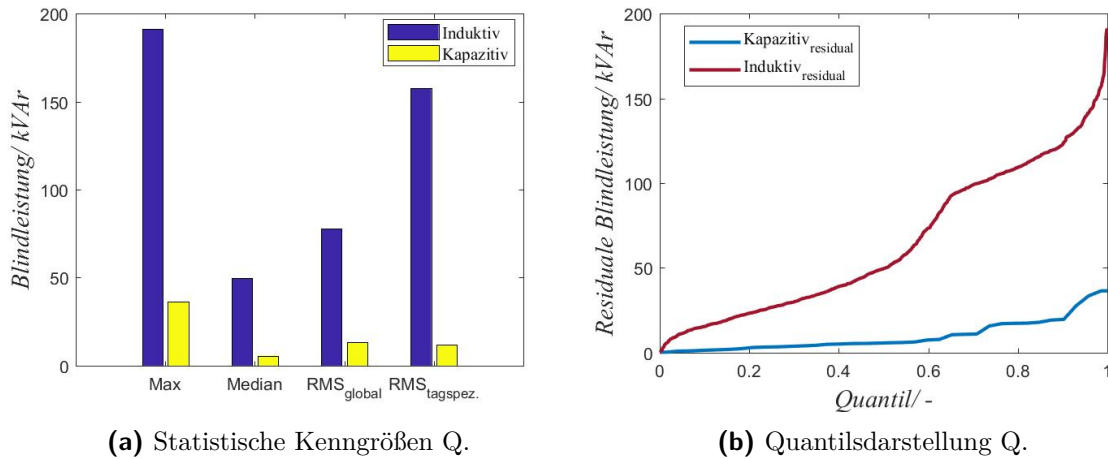


Abbildung 5.13: Statistische Kenngrößen der residualen Summenprofile der induktiven und kapazitiven Blindleistung sowie sortierte Quantilsdarstellung für den Betrachtungszeitraum 28.05.19 - 10.06.19.

Erneut werden induktive und kapazitive Blindleistung als zwei Teilmengen der Datenauswahl durch Gleichung 5.5 bzw. 5.6 bestimmt. Die Blindleistungsgrenzwerte werden analog zur Wirkleistung berechnet und beziffern den Anteil der Blindleistung am Transformator, welcher mindestens durch den Speicher bzw. dessen Wechselrichter kompensiert werden soll. Gleichung

5.7 bilanziert den induktiven Grenzwert ξ_{ind} als Verhältnis zwischen tagesspezifischem quadratischem Mittelwert O_+ und Maximum der Blindleistung $Q_{Max,global}$. Gleichung 5.8 berechnet den kapazitiven Grenzwert ξ_{cap} unter Verwendung des tagesspezifischen quadratischen Mittelwerts O_- . Im Bezug auf die Datenauswahl soll der Energiespeicher daher mindestens 32.75% der kapazitiven und 82.34% der induktiven Blindleistung über den Transformator kompensieren.

$$B_{OD+} = \{x \exists Q(t)^\kappa | x > 0\} \quad (5.5)$$

$$B_{OD-} = \{x \exists Q(t)^\kappa | x < 0\} \quad (5.6)$$

$$\xi_{ind} = \frac{\sqrt{\frac{1}{96} \sum_{t=1}^{96} B_{OD+}(t)^2}}{|Q(Q'(t)=0)|} = \frac{O_+}{Q_{Max,global}} \quad (5.7)$$

$$\xi_{cap} = \frac{\sqrt{\frac{1}{96} \sum_{t=1}^{96} B_{OD-}(t)^2}}{|Q(Q'(t)=0)|} = \frac{O_-}{Q_{Max,global}} \quad (5.8)$$

5.2.2. Ortsdiskrete Regelstrategie

Unter Verwendung der berechneten Grenzwerte für Wirk- und Blindleistung werden im Folgenden die Betriebsstrategien BasisMod und BasisMod+ entwickelt. Grundsätzlich bezieht sich die Regelung der Wirkleistung auf den Speicherbetrieb, wohingegen die Blindleistungsregelung durch den Wechselrichter übernommen wird.

5.2.2.1. Betriebsstrategie BasisMod

Die Betriebsstrategie BasisMod beinhaltet eine Wirkleistungskompensation durch die Batterie. Die Grenzwertparameter λ_{OD+} und λ_{OD-} werden für die Batteriesteuerung sowie die einmalige Batteriedimensionierung verwendet. Ziel der Betriebsstrategie ist es, für jeden zeitdiskreten Eingangswert der Wirkleistung der Rohdaten $P(t)$ eine Entscheidung über den Speicherbetrieb zu treffen. Der Speicherbetrieb hat drei Betriebszustände (Laden, Entladen oder Pause) und liefert das zeitdiskrete Speicherprofil $P_{batt}(t)$. Eine Begrenzung der Be- bzw. Entladung soll einerseits verhindern, dass einmalig hohe Erzeugungs- bzw. Lastspitzen zu einer Überdimensionierung des Speichers führen. Andererseits ist bei kompletter Kompensation der Erzeugungs- und Lastspitzen eine tägliche Speicherauslastung aufgrund der meist niedrigen Energiemenge sowie des seltenen Auftretens der 15-Minuten Leistungsspitzen nicht möglich. Am Beispiel der statistischen Auswertung der Erzeugung in Kapitel 5.2.1.1 ist erkennbar, dass 80% der Zeit Leistungsspitzen mit $\leq 50\%$ der Maximalleistung erreicht werden. Liegt daher eine hohe Diskrepanz zwischen durchschnittlichen sowie mittleren Last- bzw. Erzeugungsdaten vor, ist es zur optimalen Betriebsweise notwendig, den Speicherbetrieb sowie die -dimensionierung durch die Grenzwerte einzuschränken.

Abbildung 5.14 zeigt die Einteilung der Betriebszustände Laden und Entladen in je zwei Regelbereiche. Als erster Schritt wird die zeitdiskrete, momentane Wirkleistung $P(t)$ auf den Maximalwert des zugrundeliegenden Datensatzes normiert. Der Maximalwert tritt auf, wenn die erste Ableitung des Vektors $P(t)$ gleich null ist (vgl. Gleichung 5.9). Regelbereich A und C in

Abbildung 5.14 markieren den Bereich, in dem der normierte Wert der Leistung $P_{norm}(t)$ kleiner gleich respektive größer gleich der Grenzwerte λ_{OD+} bzw. λ_{OD-} ist. In diesen Regelbereichen soll jeweils die derzeit vorliegende Leistung $P(t)$ vollständig an den Speicher weitergegeben werden. Das bedeutet, dass der Speicher jeweils mit $P_{batt}(t) = P(t)$ be- oder entladen wird. Gleichung 5.10 und 5.11 zeigen die Bedingungen für Regelbereich C und A. Überschreitet der tatsächliche, normierte Wert der Leistung $P_{norm}(t)$ die Grenzwerte, so wird ein reduzierter Wert zur Be- oder Entladung des Speichers verwendet. Gleichung 5.12 und 5.13 zeigen die Bedingungen für Regelbereich B und D.

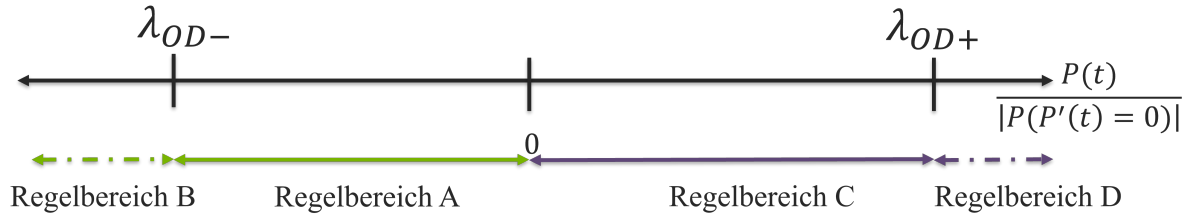


Abbildung 5.14: Wirkleistungsgesteuerte Betriebsstrategie BasisMod unter Anwendung der Grenzwerte.

Nebenbedingungen für den Speicherbetrieb sind zum einen, dass die maximale Speicherleistung $P_{batt,Max}$ nicht überschritten werden darf. Zum anderen ist nach Gleichung 5.14 der Betrieb nur in einem SoC-Band von 20% bis 80%, bezogen auf die theoretisch nutzbare Kapazität, zulässig. Für die Energiesystemsimulation wird die in Kapitel 4.1.2 berechnete real nutzbare Kapazität C_{stor} herangezogen. Diese wurde durch den Optimierungsalgorithmus mit experimentellen Messdaten einer VRFB im SoC-Bereich von 20% bis 80% bestimmt, weswegen durch den Aufbau der Simulationsebenen, das SoC-Band der Energiesystemsimulation automatisch auf diesen Bereich begrenzt wird (vgl. Kapitel 4.2). Weitere Einschränkungen können theoretisch im Rahmen der Energiesystemsimulation hinterlegt werden, wenn bspw. das Zielbatteriesystem sich grundlegend vom Validierungsbatteriesystem dieser Arbeit unterscheidet. Im Rahmen der Forschungsarbeit wird keine zusätzliche Einschränkung des SoC-Bandes hinterlegt.

$$P_{norm}(t) = \frac{P(t)}{|P'(P'(t)=0)|} \quad (5.9)$$

$$P_{batt} = \min(P(t), P_{batt,max}); \{0 < P_{norm}(t) < \lambda_{OD+}\} \quad (5.10)$$

$$P_{batt} = \max(P(t), P_{batt,max}); \{0 > P_{norm}(t) > \lambda_{OD-}\} \quad (5.11)$$

$$P_{batt} = \min(P(t) * \lambda_{OD+}, P_{batt,max}); \{P_{norm}(t) \geq \lambda_{OD+}\} \quad (5.12)$$

$$P_{batt} = \max(P(t) * \lambda_{OD-}, P_{batt,max}); \{P_{norm}(t) \leq \lambda_{OD-}\} \quad (5.13)$$

$$20\% \leq SOC(t) \leq 80\% \quad (5.14)$$

5.2.2.2. Betriebsstrategie BasisMod+

Die Betriebsstrategie BasisMod+ erweitert den eindimensionalen wirkleistungsgesteuerten Betrieb BasisMod um eine Blindleistungskompensation. Analog zur Wirkleistung wird die Blind-

leistung auf den betragsmäßigen Maximalwert normiert (vgl. Gleichung 5.15).

Abbildung 5.15 zeigt die Einteilung der Betriebszustände des Wechselrichters, kapazitiv und induktiv, in je zwei Regelbereiche. Regelbereich E und G markieren den Bereich, in dem der normierte Wert der Blindleistung $Q_{norm}(t)$ kleiner gleich respektive größer gleich der Grenzwerte ξ_{ind} bzw. ξ_{cap} ist. In diesen Regelbereichen soll jeweils die derzeit vorliegende Blindleistung $Q(t)$ vollständig durch den Wechselrichter aufgenommen bzw. abgegeben werden. Gleichung 5.16 und 5.18 zeigen die Bedingungen für Regelbereiche E und G. Überschreitet der tatsächliche, normierte Wert $Q_{norm}(t)$ die Grenzwerte, so wird ein reduzierter Wert zur Aufnahme bzw. Abgabe von Blindleistung verwendet. Gleichung 5.17 und 5.19 zeigen die Bedingungen für Regelbereiche F und H.

Nebenbedingungen für den Wechselrichterbetrieb sind zum einen, dass die maximale Wechselrichterscheinleistung $S_{system,max}$ nicht überschritten werden darf (vgl. Gleichung 5.20). Zum anderen wird, wie bereits eingangs erläutert, der Wirkleistungsbetrieb stets priorisiert. Aus diesem Grund hängt die zeitdiskrete Blindleistungskompensation stets vom aktuellen Wert der Batteriewirkleistung $P_{batt}(t)$ ab. Diese Nebenbedingung wird durch Gleichung 5.21 formuliert.

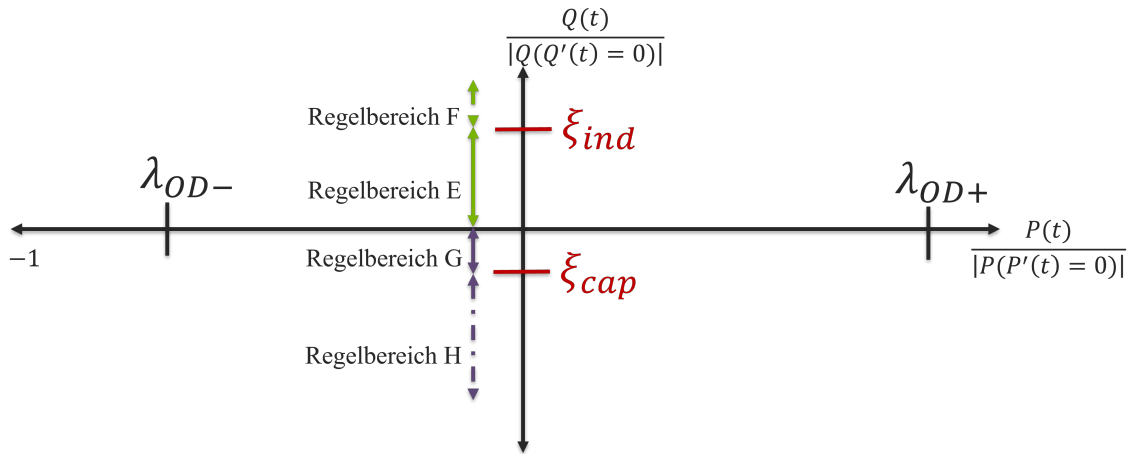


Abbildung 5.15: Wirkleistungsgesteuerte Betriebsstrategie mit Blindleistungskompensation BasisMod+ unter Anwendung der Grenzwerte.

$$Q_{norm}(t) = \frac{Q(t)}{|Q(Q'(t) = 0)|} \quad (5.15)$$

$$Q_{System}(t) = \min(Q(t), Q_{system,aktiv}); \{0 < Q_{norm}(t) < \xi_{ind}\} \quad (5.16)$$

$$Q_{System}(t) = \min(Q(t) * \xi_{ind}, Q_{system,aktiv}); \{Q_{norm}(t) \geq \xi_{ind}\} \quad (5.17)$$

$$Q_{System}(t) = \max(Q(t), Q_{system,aktiv}); \{0 > Q_{norm}(t) > \xi_{cap}\} \quad (5.18)$$

$$Q_{System}(t) = \max(Q(t) * \xi_{cap}, Q_{system,aktiv}); \{Q_{norm}(t) \leq \xi_{cap}\} \quad (5.19)$$

$$Q_{system,max} = \sqrt{S_{system,max}^2 - P_{batt,max}^2} \quad (5.20)$$

$$Q_{system,aktiv}(t) = \sqrt{S_{system,max}^2 - P_{batt}(t)^2} \quad (5.21)$$

Zusammengefasst kann die Betriebsstrategie BasisMod+ in drei Regelbereiche unterteilt werden (vgl. Abbildung 5.16). Regelbereich I begrenzt die Wirk- und Blindleistungsregelung auf die jeweiligen Grenzwerte. Regelbereich II erweitert die Blindleistungskompensation, falls Nebenbedingung 5.20 und 5.21 erfüllt sind, auf den vollen, momentanen Blindleistungsbedarf. Abschließend stellt Regelbereich III die Kompensation der vollen Wirk- und Blindleistung schematisch dar.

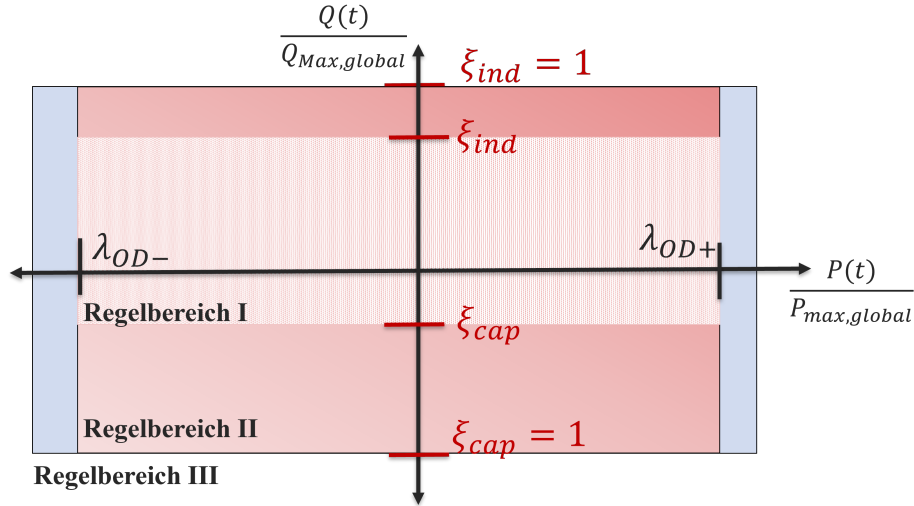


Abbildung 5.16: Angepasste wirk- und blindleistungsgesteuerte Betriebsstrategie unterteilt in drei Regelbereiche unter Anwendung der Grenzwerte.

Die Darstellung der Regelbereiche in Form von quadratischen Schemen spiegelt nicht die tatsächliche Aufteilung der Wirk- und Blindleistung dar. Diese erfolgt in realen elektrischen Systemen über einen normierten Einheitskreis der Scheinleistung im vier Quadrantensystem. Abbildung 5.17 zeigt den angepassten, zweidimensionalen Regelraum als Analogie zum vier Quadrantensystem eines Wechselrichters und beinhaltet damit die Nebenbedingungen der Speicherstrategie. Die Wirk- und Scheinleistung werden auf das absolute Maximum der Wirkleistung normiert und spannen einen Kreis, dessen Radius betragsmäßig der Scheinleistung $S_{System,max}(t)$ des Batteriesystems entspricht. In normierter Darstellung in Abbildung 5.17 beträgt der Radius des Kreises stets eins. Im Vergleich zu Abbildung 5.16 wird deutlich, dass im vier Quadrantensystem Regelbereich I (Begrenzung der Blindleistung) durch die Priorisierung der Wirkleistung nur bedingt Anwendung findet. Anders als bei der Wirkleistungsbegrenzung, ist die Begrenzung der Blindleistung auf $\xi_{cap} = 32,75\%$ und $\xi_{ind} = 82,34\%$ nicht notwendig. Stattdessen kann unter Einhaltung der Nebenbedingung (Gleichung 5.21) stets die volle Blindleistung mit $\xi_{cap} = 100\%$ und $\xi_{ind} = 100\%$ kompensiert werden.

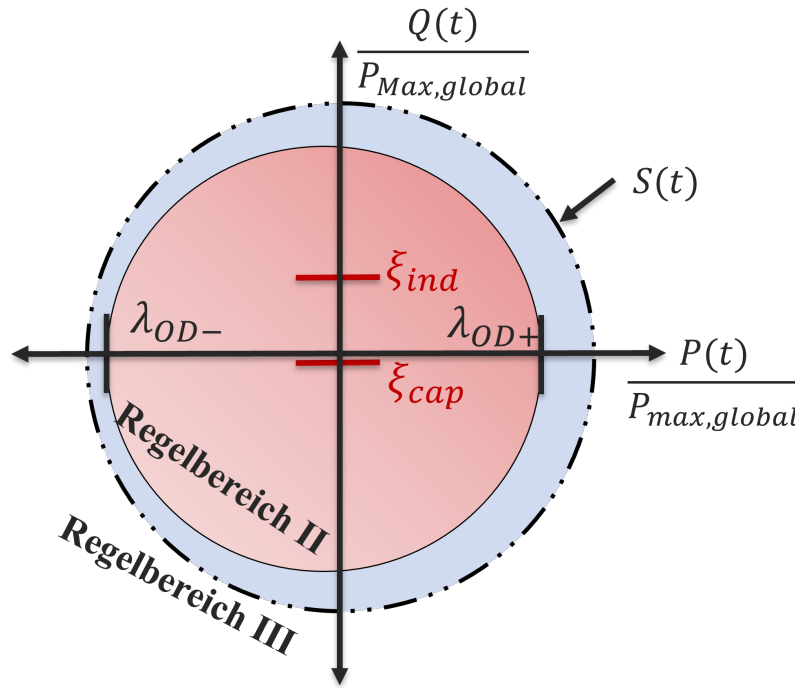


Abbildung 5.17: Darstellung der Betriebsstrategie BasisMod+ im vier Quadrantensystem unter Annahme der Grenzwerte.

Diese Vereinfachung der Blindleistungsbetriebsstrategie ist nur anwendbar, wenn die Blindleistung betragsmäßig deutlich kleiner ist als die Wirkleistung und das betrachtete Zielgebiet grundsätzlich als $\cos\varphi$ -stabil betrachtet werden kann. Ein Stromnetz wird als $\cos\varphi$ -stabil betrachtet wenn größtenteils ein $\cos\varphi$ kleiner gleich -0,9 und größer gleich 0,9 erreicht wird [163]. Der vorliegende Datensatz zeigt über den Betrachtungszeitraum eine hohe $\cos\varphi$ -Stabilität von minimal 60% bis maximal bis 92% pro Tag. Eine Stabilität von 92% pro Tag besagt, dass 92% alle Werte des $\cos\varphi$ im benannten Stabilitätsfenster liegen. Eine differenzierte Bewertung der prozentualen Stabilitätsgrenzen liegt außerhalb des Betrachtungsrahmens für diese Arbeit und kann in Folgearbeiten bestimmt werden.

Abbildung 5.18a zeigt die absolute Wirk- und Blindleistung als gestapeltes Balkendiagramm. Der Blindleistungsanteil ist zu allen Zeitpunkten deutlich niedriger als der Wirkleistungsanteil. Bei Betrachtung der absoluten Scheinleistung für einen Beispieltag wird deutlich, dass der Blindleistungsanteil im Zielnetzgebiet sehr gering ist (vgl. Abbildung 5.18b). Im Rahmen dieser Arbeit wird das Zielnetz als $\cos\varphi$ -stabil betrachtet, da für jeden Betrachtungstag mindestens 60% der Zeitpunkte als $\cos\varphi$ -stabil gilt.

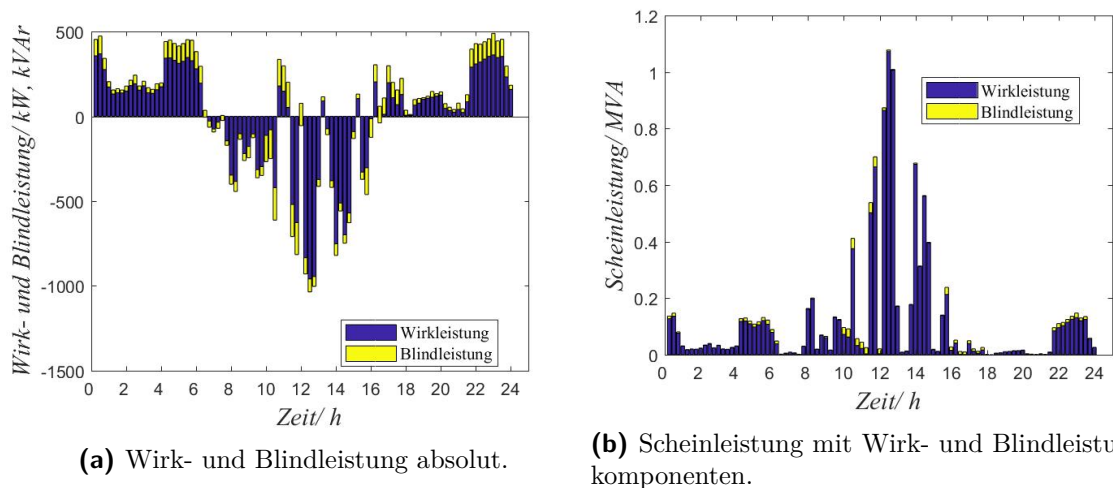


Abbildung 5.18: Wirk- und Blindleistung absolut sowie Wirk- und Blindleistungskomponenten an der absoluten Scheinleistung für einen Beispieltag im Betrachtungszeitraum 28.05.19 - 10.06.19.

5.2.2.3. Zusammenfassung der Betriebsstrategien

Die Betriebsstrategie des Gesamtsystems wird in zwei Betriebsmodi (BasisMod, BasisMod+) mit jeweils verschiedenen Regelbereichen untergliedert. Das Gesamtsystem wird stets auf die Scheinleistung optimiert. Im BasisMod wird die Wirkleistung geregelt, weswegen die Scheinleistung betragsmäßig stets der Wirkleistung entspricht. Im BasisMod+ wird zeitdiskret der optimale Regelpunkt für Wirk- und Blindleistung bestimmt. Hierbei gilt eine Priorisierung der Wirkleistung. Die Betriebsmodi werden zusätzlich in unterschiedliche Regelbereiche gegliedert, um eine Überdimensionierung sowie zu schnelle Be- bzw. Entladung des Speichers über den Tagesverlauf zu vermeiden. Hierdurch soll ein Optimum zwischen maximaler Wirk- und Blindleistungsreduktion über den Transformator und maximaler Speicherausnutzung angestrebt werden. Zur Einteilung der Regelbereiche werden Grenzwerte für Wirk- und Blindleistung anhand eines mathematischen Berechnungsverfahrens definiert. Tabelle 5.3 gibt einen Überblick der Regelbereiche und ihrer Grenzwerte für das Zielgebiet. Das SoC-Band der Energiesystemsimulation wird automatisch auf den Mess- und Validierungsbereich der verwendeten VRFB begrenzt, vgl. Kapitel 4.3.1.3. Wirkleistungserzeugung und kapazitive Blindleistung werden negativ, Verbrauch und induktive Blindleistung positiv bilanziert.

Tabelle 5.3: Betriebsmodi sowie zugehörige Regelbereiche und Grenzwerte.

Betriebsmodi	Regelbereich	Grenzwerte
Basis Mod	A	$0 < P_{norm}(t) < 78,3\%$
Basis Mod	B	$P_{norm}(t) > 78,3\%$
Basis Mod	C	$0 > P_{norm}(t) > -92,18\%$
Basis Mod	D	$P_{norm}(t) < -92,18\%$
Nebenbeding.		(i) $20\% < SOC(t) < 80\%$
		(ii) $S_{system}(t) = P_{batt}(t)$
Basis Mod+	I	(i) $-92,18\% < P_{norm}(t) < 78,3\%$
		(ii) $-100\% < Q_{norm}(t) < 100\%$
Basis Mod+	III	(i) $-92,18\% > P_{norm}(t) > 78,3\%$
		(ii) $-100\% < Q_{norm}(t) < 100\%$
Nebenbeding.		(i) $20\% < SOC(t) < 80\%$
		(ii) $Q_{system,aktiv}(t) = \sqrt{S_{system,max}^2 - P_{batt}(t)^2}$

5.2.3. Evaluationskriterien

Den Betriebsstrategien dieser Forschungsarbeit wird zusammenfassend folgende Priorisierung zugrunde gelegt.

- **BasisMod, wirkleistungsgeregelter Betrieb:** Reduktion der absoluten Wirkleistungsflüsse über den Transformator (Referenzpunkt: Maximale, residuale Wirkleistung $P_{Res,Netz}(t)$ über definierten Zeitraum $\Delta T=14$ Tage am Transformator). Maximierung der Speicherauslastung, um möglichst einen Zyklus pro Tag abzubilden.
- **BasisMod+, wirkleistungsgeregelter Betrieb mit Blindleistungskompensation:** Reduktion der absoluten Wirkleistungsflüsse über den Transformator und gleichzeitig Reduktion der absoluten, residualen Blindleistungsflüsse über den Transformator (Referenzpunkt: Maximale, residuale Blindleistung $Q_{Res,Netz}(t)$ über definierten Zeitraum $\Delta T=14$ Tage am Transformator). Maximierung der Speicherauslastung, um möglichst einen Zyklus pro Tag abzubilden.

Nachfolgend werden die einzelnen Evaluationskriterien sowie deren Abhängigkeiten diskutiert.

5.2.3.1. Wirkleistung

Das Evaluationskriterium zur Bewertung dieser Zielsetzung ist die residuale Wirkleistung am Bezugspunkt (Transformator) $P_{Res,Netz}(t)$ unter Einbezug des Lastprofils des Energiespeichers $P_{Batt}(t)$. Das Lastprofil des Energiespeichers wird wiederum durch die vorangegangene Beschreibung der Betriebsstrategie sowie der Lastdaten zeitdiskret berechnet. Ziel ist es die residuale Wirkleistung am Bezugspunkt möglichst zu minimieren (vgl. Gleichung 5.22). Für eine differenzierte Betrachtung wird die residuale Wirkleistung in Erzeugung und Verbrauch unterteilt und

die Zielerreichung in Relation zu den Leistungsmaxima ohne Energiespeicher in Prozent berechnet. Die Parameter ψ_{OD+} und ψ_{OD-} spiegeln die positive bzw. negative Wirkleistungsreduktion durch die Verwendung des Energiespeichers wider (vgl. Gleichung 5.24 und 5.25).

Ohne weitere Evaluationskriterien stellt sich ein Optimum von 100% für ψ_{OD+} und ψ_{OD-} bei entsprechend großer Dimensionierung des Energiespeichers ein. Wie bereits eingangs erläutert ist es jedoch technologisch und betriebswirtschaftlich nicht zielführend, den Energiespeicher maximal groß zu dimensionieren. Gleichzeitig würde eine alleinige Leistungsbetrachtung wie in Gleichung 5.22 zu keinem optimierten Speicherbetrieb führen, da die jeweilige ge- bzw. entladene Energiemenge und damit der SoC des Energiespeichers nicht weiter betrachtet wird.

$$\min(P_{Res,Netz}(t) = P(t) - P_{Batt}(t)) \quad (5.22)$$

$$P_{Max,Res}^{\pm} = \max(P_{Res,Netz}^{\pm}(t)) \quad (5.23)$$

$$\psi_{OD+} = \frac{1 - P_{Max,Res}^{+}}{P_{Max,global}} * 100\% \quad (5.24)$$

$$\psi_{OD-} = \frac{1 - P_{Max,Res}^{-}}{P_{Max,global}} * 100\% \quad (5.25)$$

Daher wird ein zweites Optimierungskriterium, die Speicherauslastung bei täglich einem Zyklus, eingeführt. Die Speicherauslastung fokussiert gegenläufig zur Leistungsreduktion die ge- bzw. entladene Energiemenge. Die Berechnung des nutzbaren SoCs und damit der Speicherauslastung beruht auf der grundsätzlichen SoC-Berechnung aus Kapitel 4.1.2 und wird in Gleichungen 5.27 bis 5.30 erläutert.

Der maximale Lade- bzw. Entladestrom I_{max} wird aus der maximalen Batterieleistung und der zugehörigen Stackspannung für den momentanen $SOC(t)$ nach Gleichung 5.26 berechnet. Die Summe aus I_{Max} sowie Verluststrom I_{loss} wird durch das Produkt aus theoretisch nutzbarer Speicherkapazität C_{Stor} und SoC-Band geteilt. Durch Multiplikation mit der Dauer des Zeitschrittes wird das maximal nutzbare SoC-Band bei momentaner Batteriekonfiguration mit Gleichung 5.27 berechnet. Durch Festlegung der SoC-Grenzen von 20 bis 80% (vgl. Kapitel 4.1.2) entsteht bereits ein eingeschränkt nutzbares SoC-Band und damit eine eingeschränkt nutzbare Speicherkapazität. Die Parameter $SOC_{Grenze,Max}$ und $SOC_{Grenze,Min}$ in Gleichung 5.27 bieten die Möglichkeit das SoC-Band weiter einzuschränken, bspw. wenn die verwendete VRFB maßgebliche Unterschiede zum in dieser Arbeit verwendeten Validierungssystem aufweist. Im Rahmen dieser Arbeit wird keine zusätzliche SoC-Einschränkung gewählt, weswegen die Parameter ihre Maximalwerte von 1 bzw. 0 annehmen. Analog zur maximalen SoC-Band-Nutzung wird die tatsächliche SoC-Nutzung eines Zeitschritts $\Delta SOC(t)$ aus dem Quotienten des Gesamtstroms sowie der nutzbaren Speicherkapazität berechnet und mit der Dauer des Zeitschritts t multipliziert (vgl. Gleichung 5.28). Die Dauer des Zeitschritts t entspricht stets 15 Minuten.

Der Quotient aus tatsächlich genutztem SoC- und maximal nutzbarem SoC-Band ergibt nach Gleichung 5.29 die Speicherauslastung τ_{Tag} in Prozent pro Tag. Gemittelt über den Be-

trachtungszeitraum von $N=14$ Tagen ergibt sich nach Gleichung 5.30 eine durchschnittliche Speicherauslastung τ . Ziel ist es die Speicherauslastung möglichst zu maximieren. Die ideale Speicherauslastung, ohne Effizienzverluste, beträgt 100%.

$$I_{Max}(t) = \frac{P_{batt,max}(t)}{U_{Batt}(t)} \quad (5.26)$$

$$\Delta SOC_{Max} = \frac{I_{Max} + I_{loss}}{(SOC_{Grenze,Max} - SOC_{Grenze,Min}) * C_{Stor}} * t \quad (5.27)$$

$$\Delta SOC(t) = \frac{-(I(t) + I_{loss})}{(SOC_{Grenze,Max} - SOC_{Grenze,Min}) * C_{Stor}} * t \quad (5.28)$$

$$\max(\tau_{Tag} = \frac{\Delta SOC}{\Delta SOC_{Max}}) * 100\% \quad (5.29)$$

$$\max(\tau = \frac{\sum_{n=1}^N \tau_{Tag}}{N}) \quad (5.30)$$

Die gleichzeitige Betrachtung beider Parameter, der maximalen Speicherauslastung sowie der minimalen residualen Wirkleistung am Transformator, ermöglicht die Formulierung eines Optimierungsproblems mit gegenläufigen Zielfunktionen. Das Optimierungsproblem wird mit der Variable $z - Faktor$ wie folgt formuliert. Der $z - Faktor(t)$ ist der Quotient aus residualer Wirkleistung am Betrachtungspunkt nach Speichernutzung und der Speicherauslastung (vgl. Gleichung 5.31). In erster Instanz ist der $z - Faktor(t)$ durch die zeitabhängige residuale Wirkleistung am Transformator in Gleichung 5.31 ebenfalls zeitabhängig und trägt die Einheit Watt pro Prozent Speicherauslastung. Ziel ist es jedoch, unabhängig vom zeitlichen Verlauf der residualen Wirkleistung am Betrachtungspunkt, eine allgemein gültige Methodik zur Dimensionierung von Speichersystemen im Niederspannungsnetz zu entwickeln.

Da die residuale Wirkleistung zeitdiskret ist und somit eine allgemeingültige Aussage über die Speicherdimensionierung und den Betrieb nicht gegeben werden kann, wird stattdessen die relative Leistungsreduktion am Betrachtungspunkt Ψ verwendet. Die Leistungsreduktionen ψ_{OD+} und ψ_{OD-} wurden in Gleichung 5.24 und 5.25 für jeweils Verbrauch und Erzeugung separat berechnet. Für die Betrachtung des $z - Faktors$ wird nun die ausschlaggebende Reduktion, d.h. der betragsmäßig größere Reduktionswert Ψ mit Gleichung 5.32 ausgewählt. Für den vorliegenden Datensatz ist $\Psi = \psi_{OD-}$ der größere Reduktionswert. Während die residuale Wirkleistung am Transformator $P_{Res,Netz}(t)$ minimiert werden soll, muss bei Betrachtung der Leistungsreduktion Ψ im Umkehrschluss eine Maximierung erzielt werden. Damit kann die Optimierungsfunktion $z - Faktor$ als Quotient der maximalen Leistungsreduktion Ψ und der maximalen Speicherauslastung τ in Gleichung 5.33 formuliert werden.

Sowohl Zähler als auch Nenner des $z - Faktors$ tragen nun die Einheit Prozent. Durch die Verwendung einer relativen Wirkleistungsreduktion anstelle der absoluten, zeitdiskreten residualen Wirkleistung im Zähler des $z - Faktors$, resultiert ein dimensionsloser, zeitunabhängiger Dimensionierungsparameter für Batteriesysteme in Niederspannungsnetzen (vgl. in Gleichung

5.33). Die Parameter Ψ und τ streben jeweils gegen 100%, wodurch im Idealfall ein $z - Faktor = 1$ erreicht wird. Der $z - Faktor$ wird abschließend in Gleichung 5.34 als Optimierungsproblem mit der Funktion $f(\Psi, \tau)$ formuliert. Ψ und τ sind Elemente der Zahlenmenge zwischen 0% und 100%.

$$z - Faktor(t) = \frac{\min(P_{Res, Netz}(t))}{\max(\tau)} \quad (5.31)$$

$$\Psi = \max(\psi_{OD+}, \psi_{OD-}) \quad (5.32)$$

$$z - Faktor = \frac{\max(\Psi)}{\max(\tau)} \quad (5.33)$$

$$z - Faktor = \max(f(\Psi, \tau) | \Psi, \tau \in [0; 100]) \quad (5.34)$$

5.2.3.2. Blindleistung

Die Blindleistungskompensation der Betriebsart BasisMod+ wird als sekundäre Regelstrategie behandelt. Die Güte der Kompensation hängt maßgeblich von der Größe des Wechselrichters ab, da die Höhe der Blindleistung aus der maximalen Scheinleistung abzüglich der momentanen Wirkleistung bestimmt wird. Die im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Evaluationskriterien maximale Leistungsreduktion Ψ und Speicherauslastung τ finden daher weiterhin Verwendung. Für die Bewertung der Blindleistungskompensation werden zusätzlich drei Evaluationskriterien definiert.

Analog zur Wirkleistung wird die maximale, ortsdiskrete positive sowie negative Blindleistungsreduktion am Bezugspunkt verwendet. Ziel ist es die residualen Blindleistungsflüsse $Q_{Res, Netz}(t)$ über den Bezugspunkt unter Verwendung des Speichersystems zu minimieren (Gleichung 5.35). Die maximale, residuale Blindleistung wird jeweils für den positiven und negativen Anteil nach Gleichung 5.36 separat berechnet. Getrennt nach induktiver und kapazitiver Blindleistung zeigen die Parameter γ_{ind} und γ_{cap} das Verhältnis der maximalen, residualen Blindleistung mit Speicher zur maximalen, ursprünglichen ohne Speicher (Gleichung 5.37 und Gleichung 5.38).

$$\min(Q_{Res, Netz}(t) = Q(t) - Q_{System}(t)) \quad (5.35)$$

$$Q_{Max, Res}^{\pm} = \max(Q_{Res, Netz}^{\pm}(t)) \quad (5.36)$$

$$\gamma_{ind} = \left(1 - \frac{Q_{Max, Res}^{+}}{Q_{Max, global}}\right) * 100 \quad (5.37)$$

$$\gamma_{cap} = \left(1 - \frac{Q_{Max, Res}^{-}}{Q_{Max, global}}\right) * 100 \quad (5.38)$$

Erneut führt die Verwendung nur eines Evaluationskriteriums mit Bezug zur Leistungsreduktion zu idealen Ergebnissen für hinreichend große Speichersysteme. Die sortierte Darstellung der momentanen Blindleistung aus Kapitel 5.2.1.2 zeigt für die induktive Blindleistung eine Verdopplung absoluter Werte zwischen dem 50%-Quantil und dem 100%-Quantil. Ähnlich zur Wirkleistung liegen daher große Unterschiede in den absoluten Werten der Blindleistung über den Betrachtungszeitraum vor. Eine Speichersystemauslegung auf Maximalwerte und demzufolge die Nutzung der Leistungsreduktion als alleiniges Entscheidungskriterium ist auch für die Blindleistung nicht zielführend.

Neben der Leistungsreduktion wird als weiteres Kriterium die Anzahl der Zeitpunkte mit einer erweiterten $\cos\varphi$ -Stabilität bewertet. Der $\cos\varphi$ berechnet sich als Quotient aus Wirk- und Scheinleistung am Bezugspunkt. Bestmöglich ist ein $\cos\varphi$ von ± 1 . Dies entspricht einem reinen Wirkleistungsbedarf am Bezugspunkt. In jedem Zeitschritt der Batteriesimulation wird die residuale Wirk- und Blindleistung sowie der $\cos\varphi$ am Bezugspunkt berechnet (vgl. Gleichung 5.39). Ausgehend von dem residualen $\cos\varphi_{Res,Netz}$ wird getrennt nach positivem und negativem Vorzeichen jeweils 1 abgezogen respektive addiert, um festzustellen, wie sehr der $\cos\varphi$ dem Optimum von 1 entspricht (vgl. Gleichung 5.40). Ist ein Wert der errechneten Matrix $\cos - faktor_{\pm}$ gleich null, liegt der $\cos\varphi$ im erweiterten Stabilitätsfenster. Die maximale Anzahl der Werte wird durch die Zeitschritte T sowie die jeweiligen Tage N festgelegt. Es können daher maximal $T * N$ Elemente der Matrix $\cos - faktor_{\pm}$ den gewünschten Wert von null erreichen. Die Anzahl der Elemente in $\cos - faktor_{\pm}$, welche die Bedingungen $\cos - faktor_{\pm} \neq 0$ erfüllen, wird berechnet und durch die gesamte Anzahl der Zeitelemente geteilt. Aus Gleichung 5.41 resultiert der $\cos - faktor$, der die Anzahl der Zeitpunkte prozentual darstellt für die $\cos\varphi \neq \pm 1$ gilt.

$$\cos\varphi_{Res,Netz} = \frac{P_{Res,Netz}}{S_{Res,Netz}} \quad (5.39)$$

$$\cos - faktor_{rel,\pm} = \begin{pmatrix} \cos\varphi_{Res,Netz}^+ - 1 \\ \cos\varphi_{Res,Netz}^- + 1 \end{pmatrix} \quad (5.40)$$

$$\cos - faktor = \frac{|\cos - faktor_{rel,\pm}(\cos - faktor_{rel,\pm} \neq 0)|}{T * N} * 100\% \quad (5.41)$$

Als drittes Evaluationskriterium werden die absoluten Blindleistungskompensationskosten ermittelt. Wie bereits eingangs erläutert kann ein ausreichend groß dimensioniertes Speichersystem grundsätzlich eine absolute Blindleistungskompensation erzielen. Die Dimensionierung des Wechselrichters in kVA begrenzt daher die Blindleistungskompensation. Gleichzeitig steigen die Kosten des Wechselrichters K_{WR} mit steigender Dimensionierung an, wodurch ein gegenläufiges Optimierungsproblem formuliert werden kann. Wechselrichterkosten liegen nach [164] bei 120 €/kW (für Projekte größer 100 kWp), nach Herstellerangaben [165] bei 100 €/kW (400-600 kVA) sowie nach [166] bei 51 €/kW für größere Versorgungsprojekte. Als Mittelwert dieser Angaben wird ein Preis von 97 €/kW für die vorliegende Berechnung verwendet.

$$\alpha_{ind} = \frac{\gamma_{ind}}{S_{System,max} * K_{WR}} \quad (5.42)$$

$$\alpha_{cap} = \frac{\gamma_{cap}}{S_{System,max} * K_{WR}} \quad (5.43)$$

Das Verhältnis zwischen induktiver bzw. kapazitiver Blindleistungskompensation γ_{ind} sowie γ_{cap} und absoluten Wechselrichterkosten bezogen auf die Systemscheinleistung $S_{System,max}$ ergibt die prozentualen Kosten der Blindleistungskompensation. Diese Kosten werden getrennt nach Vorzeichen als α_{ind} und α_{cap} bezeichnet und durch Gleichung 5.42 und 5.43 berechnet und zeigen den Mehrwert der Blindleistungskompensation in Prozent pro Euro Wechselrichterkosten. Je größer die Werte α_{ind} und α_{cap} sind, desto mehr prozentuale Blindleistung wird durch das Wechselrichterinvestment kompensiert. Erreicht die Blindleistungskompensation ihren Maximalwert von 100%, verringern sich die Werte von α_{ind} und α_{cap} .

Für die Dimensionierung, Platzierung und Betriebsweise des Energiespeichers im Niederspannungsnetz wurden folgenden Evaluationskriterien entwickelt und in Tabelle 5.4 zusammengefasst.

Tabelle 5.4: Evaluationskriterien der Betriebsmodi.

Betriebsmodi	Evaluationskriterium
BasisMod	• Prozentuale Wirkleistungsreduktion am Bezugspunkt: ψ_{OD+}, ψ_{OD-} • Speicherauslastung: τ • Zusammengefasst im Optimierungsparameter: $z - Faktor$
BasisMod+	• Prozentuale Wirkleistungsreduktion am Bezugspunkt: ψ_{OD+}, ψ_{OD-} • Speicherauslastung: τ • Prozentuale Blindleistungsreduktion am Bezugspunkt: γ_{ind}, γ_{cap} • Anzahl der Datenpunkte mit $\cos\varphi = \pm 1$: $\cos - faktor$ • Blindleistungskompensationskosten: α_{ind}, α_{cap}

5.2.4. Designparameter

Innerhalb der Steuerungsebene findet für jeden neuen Datensatz eine einmalige Optimierung der Kapazität und Wirkleistung der Batterie sowie Scheinleistung des Wechselrichters statt (vgl. Abbildung 5.19). Diese Parameter dienen der Batterieoptimierung und werden im Weiteren als Designparameter bezeichnet. Anschließend wird das Batteriesystemlastprofil unter Verwendung der Designparameter sowie der Evaluationskriterien berechnet. Für die Batteriedimensionierung ist eine Auswertung des $z - Faktors$ für verschiedene Kombinationen der real nutzbaren Batteriekapazität und -wirkleistung in kWh respektive kW notwendig (vgl. Tabelle 5.4). Der hier verwendete Designparameter der real nutzbaren Batteriekapazität weicht von den Herstelleran-

gaben zur Gesamtkapazität eines Batteriesystems ab. Während die theoretische Speicherkapazität C_{Theo} , zumeist im Datenblatt vermerkt, die maximal mögliche Speicherkapazität in Ah oder kWh abbildet, spiegelt der in dieser Arbeit definierte Parameter C_{Stor} die unter realen Betriebsbedingungen zugängliche Speicherkapazität wider. C_{Stor} wurde mit Hilfe des Batteriesimulationsmodells in Kapitel 4 für ein VRFB Containersystem und ein nutzbares SoC-Band zwischen 20 und 80% bestimmt. Das Batteriesimulationsmodell ermöglicht es, dass SoC-Band jederzeit an neue experimentelle Messdaten anzupassen (vgl. Kapitel 4.2). Im weiteren Verlauf wird die real nutzbare Kapazität, vereinfacht als Kapazität bezeichnet.

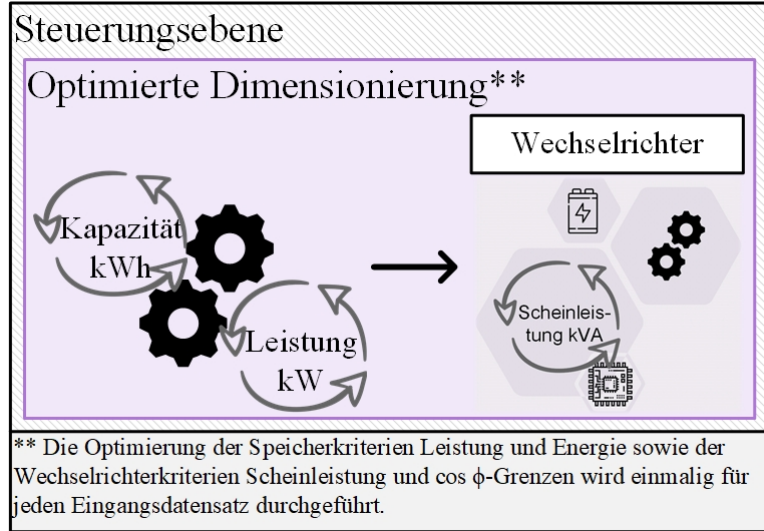


Abbildung 5.19: Schematische Darstellung der Designparameter Kapazität und Wirkleistung der Batterie sowie Scheinleistung des Wechselrichters innerhalb der Steuerungsebene.

Optimierte Designparameter für den Energiespeicher werden durch Iteration verschiedener Leistungs- und Kapazitätswerte und anschließende Berechnung des z -Faktors bestimmt. Für jede Leistungs-Kapazitäts-Kombination werden neben dem z -Faktor als kombinierter Optimierungsparameter, die Einzelkriterien ψ_{OD+} , ψ_{OD-} und τ sowie die Effizienz der Batterie berechnet. Die Leistungs-Kapazitäts-Kombination mit dem höchsten z -Faktor wird als optimierte Batteriedimensionierung festgelegt. Hierfür werden Kapazitätswerte zwischen dem Zehn- und Tausendfachen der realen Speicherkapazität, $10 \cdot C_{Stor}$ und $1000 \cdot C_{Stor}$, verwendet. Für jeden Kapazitätswert werden die Ergebnisse für sämtliche Leistungswerte zwischen dem Zehn- und Fünzigfachen der maximalen Batterieleistung, $P_{max} \cdot 10 \text{ kW}$ und $P_{max} \cdot 50 \text{ kW}$, ausgewertet. Die Designparameter werden als Vielfaches der realen Speicherkapazität $C_{Stor} = 2386 \text{ Ah}$ (vgl. Kapitel 4.3.1.3, Tabelle 4.4) sowie der realen Speicherleistung $P_{max} = 10 \text{ kW}$ einer $10 \text{ kW} / 100 \text{ kWh}$ VRFB berechnet. Weitere Details zur Integration des Speichersmodells in die Energiesystemsimulation werden in Kapitel 5.3 vorgestellt.

Nachdem die Batteriedesignparameter berechnet wurden, wird die optimierte Scheinleistung des Wechselrichters bestimmt. Hierfür wird die Simulation für Scheinleistungswerte zwischen $S_{system} = P_{Batt,Max}$ und $S_{system} = P_{Batt,max} + 250 \text{ kVA}$ iterativ wiederholt. Je größer die maximale Scheinleistung ist, desto mehr Blindleistung kann bei gleichbleibender Betriebsstrategie kompensiert werden. Die Optimierungskriterien absolute Blindleistungskompensation γ_{ind} , γ_{cap} ,

$\cos - faktor$ sowie die Blindleistungskompensationskosten α_{ind} und α_{cap} werden zur Berechnung der Systemscheinleistung verwendet. Ziel ist es, für möglichst geringe Wechselrichterkosten, eine möglichst hohe Blindleistungskompensation zu erreichen. Je nach Netzgegebenheiten, kann der Fokus sowohl auf den einzelnen Blindleistungen, induktiv und kapazitiv, als auch auf der gesamten Blindleistungskompensation liegen. Tabelle 5.5 gibt einen zusammenfassenden Überblick der Komponenten sowie der jeweiligen Designparameter für die einmalige Systemdimensionierung.

Tabelle 5.5: Designparameter der Systemdimensionierung

Komponente	Designparameter
Energiespeicher (VRFB)	• Wirkleistung in [kW] als Äquivalent einer 10 kW VRFB
	• Kapazität in [As] als Äquivalent der realen Speicherkapazität $C_{Stor}=2386$ Ah einer 100 kWh VRFB
Wechselrichter	Scheinleistung in [kVA] als Äquivalent eines 15 kVA Wechselrichters

5.3. Programmablaufplan

Die vorangegangenen methodischen Arbeitsschritte werden in einem zusammenhängenden Simulationsmodell mit folgenden Sub-Modellen kombiniert.

- Rohdatenaufbereitung (siehe Kapitel 5.1)
- Datenauswertung und Visualisierung
- Grenzwertbestimmung (siehe Kapitel 5.2.1)
- Wirk- oder Blindleistungsregelung (siehe Kapitel 5.2.2)
- Komponentenmodelle (VRFB siehe Kapitel 4.1, Wechselrichter)

Abbildung 5.20 zeigt den schematischen Programmablaufplan. Das erste Sub-Modell beinhaltet die Rohdatenaufbereitung mit dem Ziel, Summenlastprofile für Wirk- und Blindleistung für das Zielnetzgebiet zu berechnen. Diese Summenlastprofile sowie Konstanten der Batterie- und Wechselrichtersimulation werden an die Hauptsimulation übergeben. Zusätzlich werden die in Kapitel 5.2.4 festgelegten Iterationen der Designparameter als Eingangsgrößen an die Simulation übergeben. Sämtliche Eingangsdaten sind in der Gesamtübersicht in Abbildung 5.20 gelb markiert. Die Hauptsimulation (unterer Abschnitt in Abbildung 5.20) beinhaltet die Sub-Modelle zwei bis fünf aus obenstehender Auflistung.

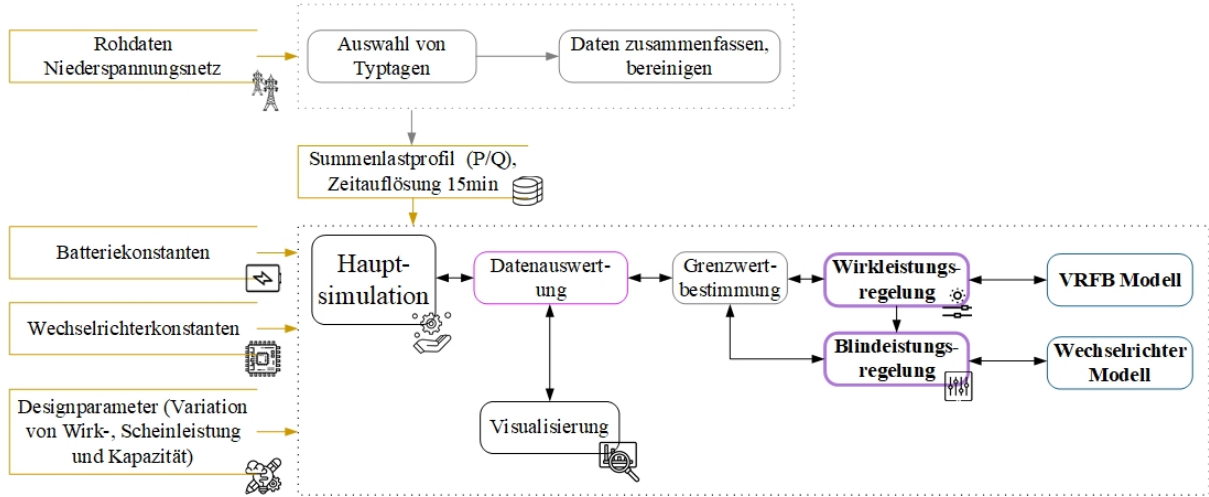


Abbildung 5.20: Schematische Darstellung der Energiesystemsimulation als Programmablaufplan mit den Sub-Modellen Grenzwertbestimmung, Wirk- und Blindleistungsregelung, Batterie-Modell, Wechselrichtermodell und Rohdatenbearbeitung.

Die unterste Simulationsebene bilden die Komponentenmodelle der Batterie und des Wechselrichters. Das in Kapitel 4.1 vorgestellte Simulationsmodell einer VRFB wird unter Verwendung der optimalen Parametrisierung mit Fall 1, für die reale Speicherkapazität C_{Stor} , den Verluststrom I_{loss} , die Leerlaufspannung U'_0 sowie den Zellwiderstand R_i , in die Energiesystemsimulation eingebettet. Weitere Eingangsparameter sind das maximale SoC-Fenster von 20 bis 80%, ein Start-SoC von 50%, die maximale Batterieleistung von 10 kW sowie verwendete Naturkonstanten. Sämtliche Eingangsparameter werden ausführlich in Tabelle A.6 zusammengefasst. Da das in Kapitel 4 vorgestellte Simulationsmodell für ein 10 kW und 100 kWh Batteriesystem validiert wurde, wird für die Energiesystemsimulation vereinfacht angenommen, dass die tatsächliche Batterie einem vielfachen Äquivalent dieses Containersystems entspricht. Das mathematische Simulationsmodell der VRFB bleibt dadurch unverändert. Dies entspricht realen Installationsvoraussetzungen da, abhängig von der Leistungsanforderung, typischerweise baugleiche Containersysteme für Großprojekte verwendet werden. Ob das verwendete Containersystem eine ideale Skalierung der VRFB für die vorliegende Anwendung ermöglicht, wird im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet, da dies während der Projektierung von dem jeweiligen Batteriehersteller separat durchgeführt und evaluiert werden muss. Die im Rahmen dieser Arbeit dargestellten methodischen Schritte bieten daher die Grundlage für Netzbetreiber zur Systemdimensionierung, -steuerung und -platzierung, während die Projektierung und bestmögliche Verschaltung der Batteriekomponenten außerhalb der Systemgrenzen dieser Arbeit liegen.

Für jeden Zeitschritt T der Simulation werden für den Strom I_{batt} die SoC-Änderung $dSOC$ und die Spannung U_{batt} unter Berücksichtigung interner Verlustströme sowie ohmscher Verluste berechnet. Der Strom I_{batt} errechnet sich dabei aus der vorgegebenen Leistung P_{batt} der Energiesystemsimulation. Neben dem tatsächlichen Lade- bzw. Entladestrom I_{batt} wird zudem der maximal mögliche Strom $I_{batt,max}$ für jeden Zeit- und SoC-Schritt berechnet. Sonstige Nebestromverbräuche der VRFB bspw. durch Pumpen, Ventilation oder Sicherheitstechnik werden im Rahmen dieser Arbeit nicht modelliert.

Das VRFB-Modell wird auf dieser Simulationsebene als DC-Modell integriert. Zum An-

schluss der Batterie an das Niederspannungsnetz wird ein Wechselrichter verwendet. Der Wechselrichter ermöglicht es, das Verhältnis aus Wirk- und Blindleistung, mit welchem die Batterie in das Netz einspeist sowie aus dem Netz gespeist wird, individuell festzulegen. Grundsätzlich ist es mit einem Wechselrichter und einer Batterie möglich, jedes Verhältnis aus Wirk- und Blindleistung und damit jeden Punkt des Vier-Quadranten-Systems anzusteuern [78].

Der Wechselrichter wird als Black Box Sub-Modell innerhalb der Energiesystemsimulation abgebildet. Die Variation der Wechselrichterscheinleistung wird in Relation zur optimierten Batterieleistung $P_{batt, opti}$ beschrieben. Der Wechselrichterwirkungsgrad wird, abhängig von der Batterieleistung, nach [167] festgelegt. Für Batterieleistungen kleiner 10% gilt ein Wirkungsgrad von 92%, wohingegen für Batterieleistungen größer 38% der Wirkungsgrad 99% beträgt. Die Wirkungsgrade werden als Lookup-Tabelle in der Simulation hinterlegt.

Abbildung 5.21 zeigt zusammenfassend den detaillierten Programmablaufplan der Hauptsimulation mit den zugehörigen Übergabeparametern zwischen den Sub-Modellen Grenzwertbestimmung, Wirk- und Blindleistungsregelung, Batteriemodell und Wechselrichtermodell. Die Sub-Modelle Wirk- und Blindleistungsregelung sind Ein- und Ausgabe-Modelle. Einerseits wird durch Eingabe der jeweiligen Grenzwerte und der tatsächlich anfallenden Wirk- und Blindleistung der Lastprofile, das theoretische Batterie- bzw. Wechselrichterprofil $P_{batt, charge}$ sowie $Q(t)$ bestimmt. Andererseits werden von dem Batterie- und Wechselrichtermodell die tatsächlichen Profile $P_{batt, DC}$ sowie $Q_{system, total}$ unter Einbezug von z.B. Wirkungsgraden zurückgespeist. Da das Batteriemodell deutlich komplexer aufgebaut ist, wurde eine separate Umgebung für die Wirkleistungsregelung definiert. Das Wechselrichtermodell sowie die Blindleistungsregelung befinden sich in derselben Simulationsebene. Für die Datenauswertung werden alle tatsächlichen Batterie- bzw. Wechselrichterprofile zusammengefasst. Im ersten Schritt werden, wie in Kapitel 5.2.4 beschrieben, die optimierten Designparameter Batterieleistung und -kapazität sowie Wechselrichterscheinleistung bestimmt. Im zweiten Schritt werden die residualen Summenlastprofile unter Anwendung des Batteriesystems berechnet und visualisiert. Regelstrategien sind stets als Entscheidungsbäume innerhalb der Sub-Modelle auf Basis der tatsächlichen Wirk- und Blindleistung programmiert. Sämtliche Eingangsparameter, Übergabeparameter sowie Annahmen der Modelle werden ausführlich in Anhang A.4, Tabelle A.6 zusammengefasst.

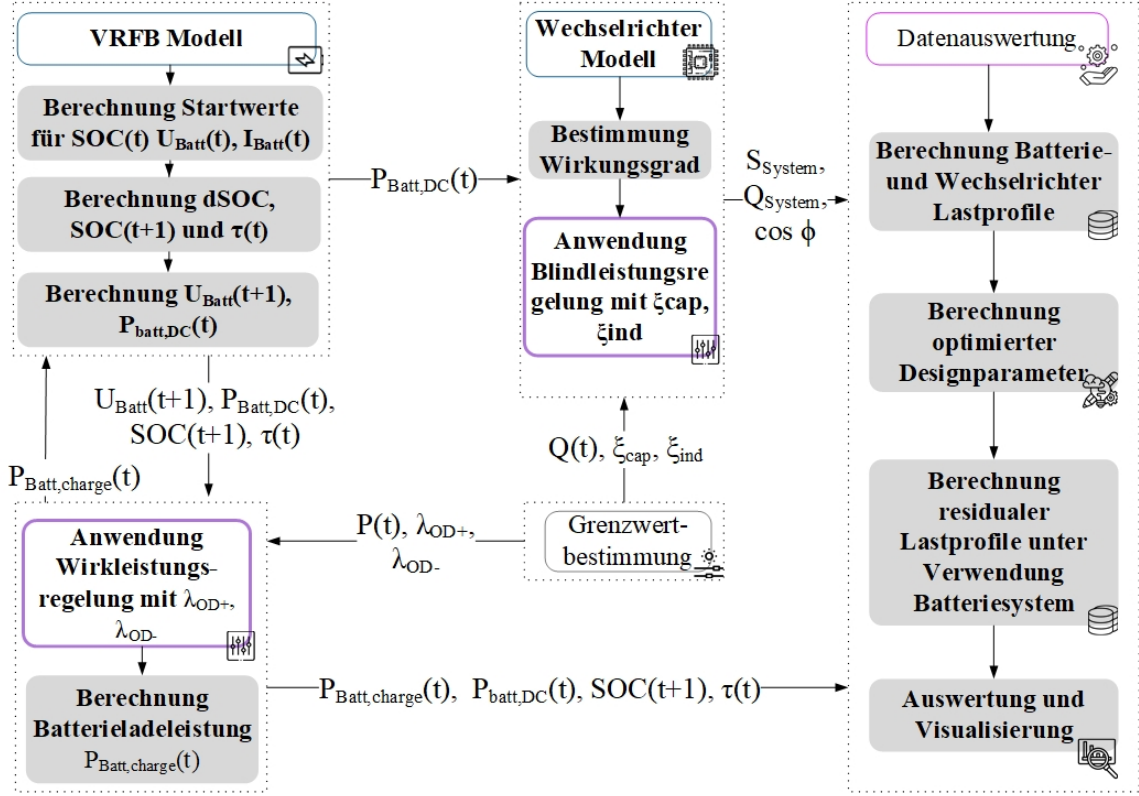


Abbildung 5.21: Detaillierte schematische Darstellung der Energiesystems simulation als Programmablaufplan mit den Sub-Modellen Grenzwertbestimmung, Wirk- und Blindleistungsregelung, Batteriemodell und Wechselrichtermodell sowie den zugehörigen Übergabeparametern.

5.4. Auswertung

Vorangegangene methodische Schritte werden im folgenden Kapitel mit der beschriebenen Simulationsumgebung ausgewertet ⁴. Analog zum Vorgehen des letzten Abschnitts wird zuerst die wirkleistungsgesteuerte Betriebsstrategie BasisMod berechnet. Im Anschluss wird diese um eine Blindleistungskompensation zur Strategie BasisMod+ erweitert. Optimierte Werte der Designparameter Batterieleistung und -kapazität sowie Wechselrichterscheinleistung werden am Ende des Kapitels für das Zielnetzgebiet ausgewertet und diskutiert.

Im weiteren Verlauf werden die Designparameter Leistung und Kapazität stets zusammen verwendet und alle Kombinationen, zusammengefasst in Anhang A.5, Tabelle A.7, ausgewertet. Tabelle 5.6 zeigt eine Beispielskombination der Designparameter mit zugehöriger Abkürzungsnomenklatur @CxxxPyyy. Das Leistungsäquivalent $P_{batt,q} * 10 \text{ kW} = 100 \text{ kW}$ und Kapazitätsäquivalent $10 * C_{Stor,q}$ wird als @C10P100 beschrieben. Für die Wirkleistung wird in der Abkürzungsnomenklatur stets die tatsächliche Batterieleistung verwendet. In vorangegangenem Beispiel unter Verwendung von $P_{batt,q} = 10 \text{ kW}$, wird daher $P_{batt} = 100 \text{ kW}$ (@P100) angegeben. Für die Kapazität wird jeweils nicht die tatsächliche Kapazität sondern das Kapazitätsäquivalent @C10 angegeben. Die Variation der Wechselrichterscheinleistung wird in Relation zur optimierten Batterieleistung $P_{batt,opti}$ beschrieben. Die Abkürzungsnomenklatur der Scheinleistung ist

⁴Die Simulation wird mit einem 64-Bit Betriebssystem (Intel(R) Core(TM) i7-6600U CPU:2.60GHz, RAM: 16,0 GB) mit MATLAB®, 2017. version 9.2.0.556344 (R2017a) durchgeführt.

ebenfalls in untenstehender Tabelle beschrieben.

Tabelle 5.6: Beispielhaftes Leistungs- und Kapazitätsäquivalent der Optimierung für die Betriebsstrategie BasisMod sowie Scheinleistungsäquivalent der Optimierung für die Betriebsstrategie BasisMod+.

Designparameter	Äquivalent	Abkürz.
Speicherleistung	Äquivalent einer $P_{batt,q} = 10 \text{ kW}$ VRFB:	
	Beispiel: $P_{batt} = P_{batt,q} * 10 \text{ kW}$	@P100
Speicherkapazität	Äquivalent einer $C_{Stor,q} = 2386 \text{ Ah}$ VRFB:	
	Beispiel: $C_{Stor} = 10 * C_{Stor,q}$	@C10
Wechselrichterleistung	Äquivalent eines $S_{System,q} = P_{batt,opti}$ WR:	
	Beispiel: $S_{System} = P_{batt,opti} = 400 \text{ kVA}$	@S400

Nachfolgend werden die zugrundeliegenden Optimierungsparameter Speicherauslastung, ortsdiskrete Wirk- und Blindleistungsreduktion sowie $\cos\varphi$ für die Werte der Designparameter berechnet. Für die Wirkleistungssteuerung BasisMod wird ein Optimum aus Speicherauslastung und Wirkleistungsreduktion mit dem $z - Faktor$ vorgestellt und für die Variationen laut Anhang A.5 Tabelle A.7 berechnet. Im Rahmen der Betriebsstrategie BasisMod+ werden die Optimierungsparameter um den kombinierten Parameter der Blindleistungskompensationskosten erweitert. Zusammenfassend werden die residualen Lastprofile des Zielnetzgebiets mit und ohne Speichersystem in nachfolgenden Abschnitten vorgestellt, um die Vorteile der ortsdiskreten Betriebsstrategie eines zentralen Energiespeichersystems zu evaluieren.

5.4.1. Auswertung BasisMod

Für jedes Äquivalent der Speicherkapazität aus Anhang A.5 Tabelle A.7 wird die Simulation mit den Variationen der Speicherleistung separat durchgeführt. In Summe werden die 15 Ergebnismatrizen mit folgenden Optimierungsparametern berechnet: Speicherauslastung τ , relative positive und negative Leistungsreduktion am Bezugspunkt $/psi_{OD+}$ und $/psi_{OD-}$ sowie $z - Faktor$. Zusätzlich wird die Batterieeffizienz, das tatsächliche Lastprofil, der SoC-Verlauf, sowie die theoretische Leistungsvorgabe der Batterie für jede Ergebnismatrix ausgegeben. Nachfolgend werden die Ergebnisse getrennt nach den Optimierungsparametern vorgestellt. Abschließend wird die optimierte Speicherdimensionierung für das Zielnetz präsentiert.

5.4.1.1. Speicherauslastung

Die Speicherauslastung wird gemittelt über den Betrachtungszeitraum von $N=14$ Tagen aus den Quotienten des tatsächlich genutzten und maximal nutzbaren SoC-Bandes berechnet. Ziel ist es, den Designparameter Speicherkapazität unter dem Aspekt einer möglichst hohen Speicherauslastung zu ermitteln. Der ideale Speichernutzungsgrad $\tau(T)$ pro Tag, ohne Effizienzverluste, beträgt 100% und entspricht einem kompletten Lade- und Entladezyklus zwischen 20 und 80%

SoC. Abbildung 5.22 zeigt den SoC-Verlauf verschiedener Leistungs-Kapazitätsäquivalente über den Betrachtungszeitraum von $N=14$ Tagen. Die Abbildungen zeigen unterschiedliche Kapazitätsäquivalente beginnend mit einer geringen Kapazität von @C10 in Abbildung 5.22a bis zu einer 10-fach höheren Kapazität mit @C100 in Abbildung 5.22d. $@C1 = C_{Stor,q}$ entspricht dabei der für die Validierung des Speichermodells verwendeten VRFB mit einer realen von 2386 Ah, respektive theoretischen Speicherkapazität laut Herstellerangaben von 100 kWh. Da der Spannungsverlauf einer VRFB während der Be- und Entladung nicht konstant verläuft, ist eine Umrechnung der realen Speicherkapazität in Amperestunden zur theoretischen Speicherkapazität in kWh stets SoC abhängig durchzuführen. Eine pauschale Angabe der Speicherkapazität in kWh aus den vorliegenden Daten ist daher nicht zielführend.

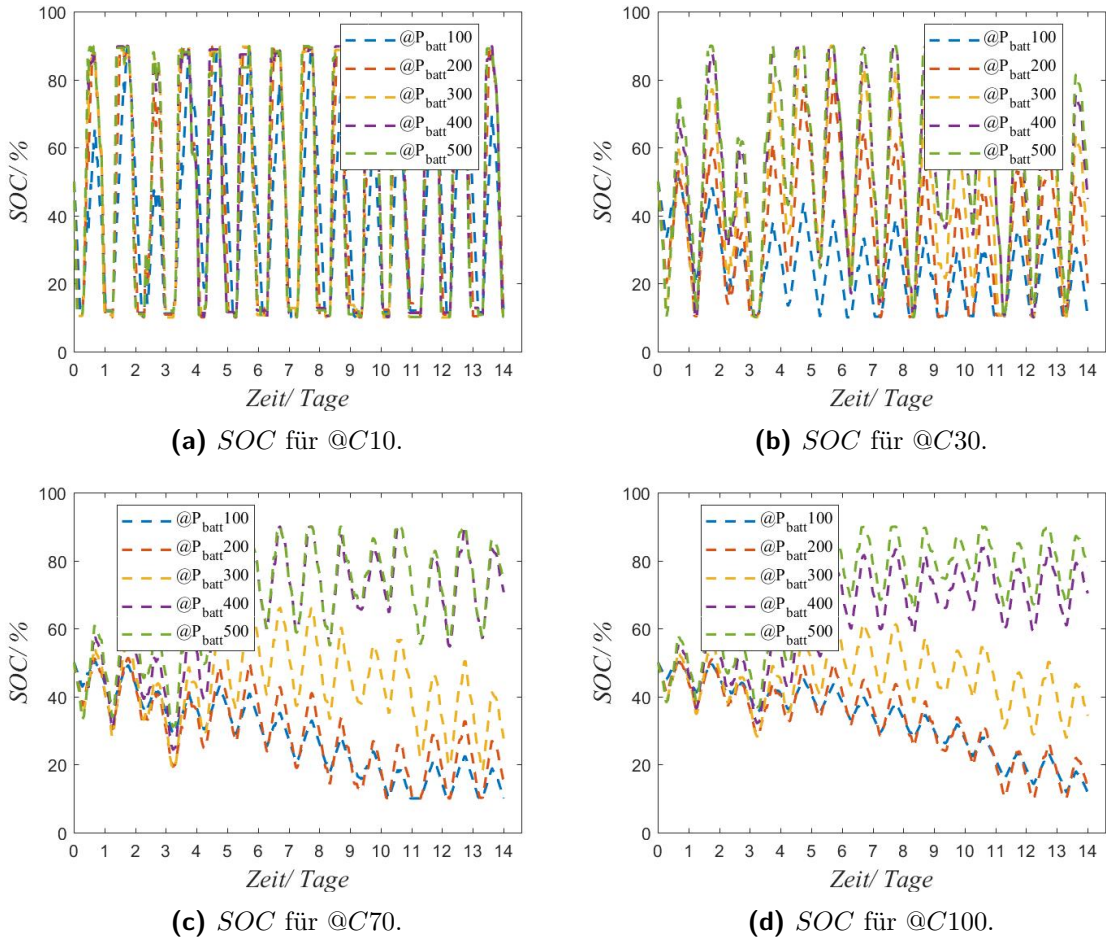


Abbildung 5.22: Abbildung des SoC für verschiedene Kapazitäts- und Leistungsäquivalente.

Die Abbildungen verdeutlichen, dass der SoC-Verlauf in Abhängigkeit der Kapazitäts- und Leistungsäquivalente variiert. Während für die kleinste Speicherkapazität in Abbildung 5.22a und die größte Speicherleistung von 500 kW maximale SoC-Verläufe erzielt werden, ist bei niedrigerer Speicherleistung, von bspw. 100 kW, eine vollständige Be- und Entladung des Speichers während den Tagen 1, 3 und 14 nicht möglich. Dies deutet darauf hin, dass zu Zeiten mit hoher PV-Leistung der Speicher zwar beladen werden könnte, die Leistungslimitation des Speichers von 100 kW dies jedoch beschränkt. Ähnliche Phänomene können für das zweite Kapazitätsäquivalent in Abbildung 5.22b verzeichnet werden. Höhere Batterieleistungen ermöglichen eine

größere Speicherleistung. Gleichzeitig zeigt Abbildung 5.22b jedoch auch, dass durch die dreifache Speicherkapazität keine vollständige Auslastung des SoC-Bandes möglich ist. Beispielsweise flacht der SoC-Verlauf der 100 kW Batterie durch die gesteigerte Kapazität sowie geringere Speicherleistung ab und erreicht nach der Hälfte des Betrachtungszeitraums maximal einen SoC von 40%. Ein Vergleich mit der 400 kW Batterie zeigt, dass die vollständige Be- und Entladung der Batterie durch vorhandene erneuerbare Erzeugung für den Großteil der betrachteten Tagen möglich ist. Wird die Speicherkapazität, wie in Abbildung 5.22c dargestellt, weiter erhöht, wird der abflachende bzw. ansteigende Trend der SoC-Verläufe verdeutlicht. Während die beiden größeren Batterien mit 400 kW und 500 kW nach einmaliger Vollladung nicht mehr komplett entladen werden können, werden die kleineren Batterien mit 100 kW und 200 kW nach einmaliger Entladung nicht mehr vollgeladen. Der SoC-Verlauf größerer Leistungen pendelt um höhere SoC-Werte, während der Verlauf kleinerer Leistungen abflacht und um niedrigere SoC-Werte pendelt. Größere Leistungsäquivalente ermöglichen eine verstärkte Entnahme der erneuerbaren Erzeugung aus dem Zielnetzgebiet. Gleichzeitig liegt im Betrachtungszeitraum für die größeren Leistungsäquivalente ein zu niedriger Verbrauch vor, wodurch eine Entladung der Speicher nicht mehr ermöglicht wird. Abbildung 5.22d verstärkt den soeben beschriebenen Trend bei einer 100-fachen Speicherkapazität.

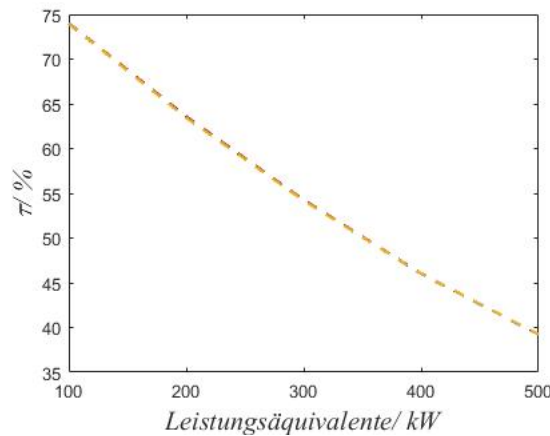


Abbildung 5.23: Durchschnittlicher Nutzungsgrad τ pro Leistungsäquivalent über den kompletten Betrachtungszeitraum.

Der durchschnittliche Nutzungsgrad τ pro Leistungs-Kapazitätsäquivalent über den kompletten Betrachtungszeitraum sinkt, unabhängig von der Kapazität, jeweils mit steigender Leistung (vgl. Abbildung 5.23). Der durchschnittliche Nutzungsgrad sinkt von 74% für das kleinste Leistungsäquivalent @P100 auf circa 39% für das Größte @P500. Im Vergleich der Kapazitätsäquivalente bei jeweils konstanter Leistung werden vergleichbare durchschnittliche Nutzungsgrade erzielt.

Abbildung 5.24 zeigt den Betrag des zeitdiskreten Nutzungsgrads $\tau(t)$ für zwei Beispieltage für verschiedene Leistungsäquivalente bei der Speicherkapazität @C100. Der durchschnittliche, zeitdiskrete Nutzungsgrad τ spiegelt, anders als Abbildung 5.22, nicht die Nutzung des gesamten SoC-Bandes über den Betrachtungszeitraum, sondern die zeitdiskrete Nutzung der maximalen SoC-Änderung pro Lade- bzw. Entladeschritt wider. Da die maximale SoC-Änderung pro Lade-

bzw. Entladeschritt für jedes Leistungsäquivalent durch den maximalen Lade- bzw. Entladestrom pro Zeitschritt berechnet wird, variiert der Wert für die Leistungs- nicht aber die Kapazitätsäquivalente. Gleichzeitig variiert der Nutzungsgrad über die Zeit, da der tatsächliche Ladestrom je nach Lastprofil und Betriebsstrategie bestimmt wird.

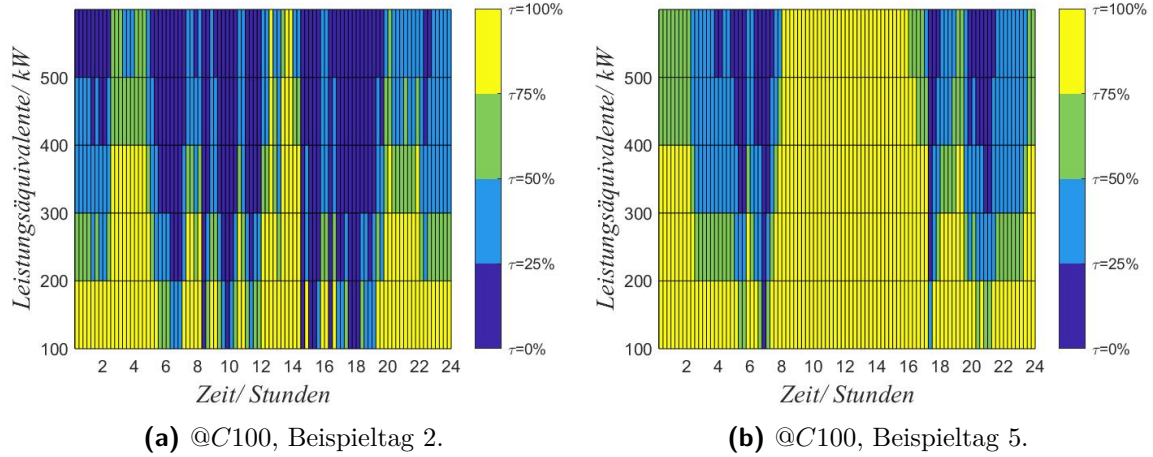


Abbildung 5.24: Betrag des zeitdiskreten Nutzungsgrads $\tau(t)$ für verschiedene Leistungsäquivalente und Kapazitätsäquivalent @C100 für Beispieltag 2 und 5.

Während in Abbildung 5.24b stets zu den PV-starken Zeiten zwischen 8:00 Uhr und 16:00 Uhr eine Speicherauslastung von 100% für alle Leistungsäquivalente erzielt wird, zeigen die vorwiegend entladungsstarken Zeiten zwischen 20:00 Uhr und 04:00 Uhr lediglich eine hohe Speicherauslastung für kleine Leistungsäquivalente. Einen PV-schwächeren Tag zeigt Abbildung 5.24a. Durch eine allgemein niedrigere PV-Leistung über das Tagesmittel sinkt der zeitdiskrete Nutzungsgrad für alle Leistungsäquivalente mit einem deutlicheren Einfluss für die größeren Leistungen. Ist der Nutzungsgrad durch Ladung der Batterien geringer, wird analog auch ein niedrigerer Nutzungsgrad durch Entladung der Batterie verzeichnet (vgl. Abbildung 5.24a).

Abbildung 5.25a und 5.25b zeigen die residualen Lastprofile des Zielnetzgebiets mit (rot) und ohne Batterie (grün) einer @P500C10 bzw. @P500C100 Batterie sowie deren SoC (blau) für Beispieltag 5. Der Zeitraum für Tag 5 zwischen 08:00 Uhr und 10:00 Uhr reicht an diesem PV-starken Tag zur vollständigen Ladung des Speichers aus (vgl. Abbildung 5.25a). Aufgrund der geringen Speicherkapazität @P500C10 wird trotzdem ein Großteil der PV-Erzeugung nicht genutzt und das residuale Lastprofil des Zielnetzgebiets mit und ohne Batterie ist deckungsgleich (vgl. Abbildung 5.25a). In Abbildung 5.25b wird der geringe Nutzungsgrad der Batterie am Beispieltag 5 bei hoher PV-Erzeugung deutlich. Zu den Entladezeiten besteht ein zu niedriger Verbrauch, wodurch eine entsprechende vollständige Entladung der Speicher, anders als bei kleinen Leistungsäquivalenten, nicht möglich ist. Daraus resultiert, dass der Speicher vor Beginn der PV-Erzeugung ab ca. 08:00 Uhr noch immer einen SoC von 50% aufweist und daher lediglich die Hälfte der möglichen Speicherkapazität für den Tag zur Verfügung steht. Trotz der geringeren Speicherauslastung der @P500C10 bzw. @P500C100 Batterie gegenüber kleineren Leistungsäquivalenten wird deutlich, dass größere Speicherkapazitäten einen bedeutenden Einfluss auf den Verlauf des residualen Lastprofils haben.

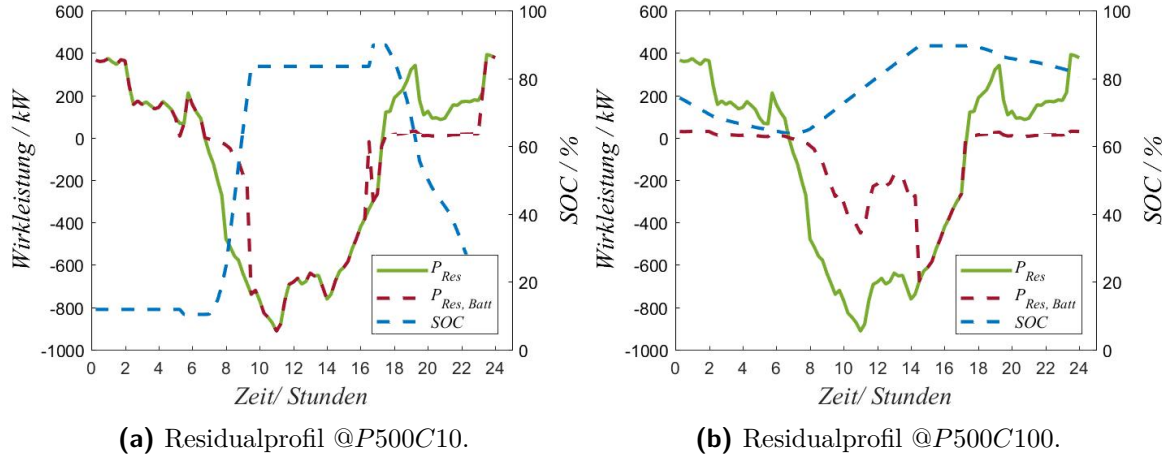


Abbildung 5.25: Residuales Wirkleistungsprofil sowie SoC-Verlauf für Beispieltag 5 bei @P500C10 und @P500C100.

Durch die hohe Speicherauslastung aller Leistungsäquivalente während der Mittagszeit für einen PV-starken Tag wird deutlich, dass die vorhandene PV-Leistung im Zielgebiet größer ist als die Ladeleistung kleinerer Leistungsäquivalente. Der durchschnittliche Nutzungsgrad τ sinkt, unabhängig von der Kapazität, jeweils mit steigender Leistung (vgl. Abbildung 5.23). Der höchste durchschnittliche Nutzungsgrad von ca. 74% wird für das jeweils kleinste Leistungs-Kapazitätsäquivalent erzielt. Innerhalb der Kapazitätsklassen lässt der Nutzungsgrad daher darauf schließen, dass kleinere Leistungen bevorzugt zu verwenden sind.

Bei Betrachtung des zeitdiskreten Nutzungsgrads $\tau(t)$ wird die Bedeutung unterschiedlicher Leistungs- und Kapazitätsäquivalente für den Verlauf der residualen Wirkleistung sichtbar. Zum einen liegt die Erzeugung durch erneuerbare Energien deutlich über dem Verbrauch. Größere Speicheräquivalente können zwar theoretisch einen großen Teil der Erzeugung für die erzeugungsschwachen Zeiten zur Verfügung stellen, jedoch kann der Speicher durch den vergleichbar niedrigeren Verbrauch nicht vollständig entladen werden. Zum anderen zeigen kleinere Speicher-Äquivalente zwar einen hohen durchschnittlichen Nutzungsgrad über den kompletten Betrachtungszeitraum, jedoch weicht das residuale Lastprofil mit Batterie nur geringfügig vom residualen Lastprofil ohne Batterie ab. Optimierte Designparameter müssen daher bei möglichst hohem durchschnittlichen Nutzungsgrad ein möglichst geringes residuales Lastprofil erzielen. Aus diesem Grund wird ein Optimum aus Nutzungsgrad und Reduktion residualer Wirkleistungsflüsse im Zielnetzgebiet angestrebt. Da der Nutzungsgrad als zweitrangiges Ziel der Speicherstrategie der Wirkleistungsreduktion untergeordnet ist, wird letztere im nächsten Schritt für die Parametervariationen separat analysiert.

5.4.1.2. Wirkleistungsrückspeisung

Das residuale Wirkleistungsprofil unter Verwendung eines Energiespeichers wird als Differenz zwischen dem residualen Wirkleistungsprofil ohne und mit Energiespeicher berechnet. Ziel ist das ursprüngliche Wirkleistungsprofil abzuflachen und so die positiven und negativen Wirkleistungsflüsse über den Bezugspunkt zu reduzieren. Das residuale Wirkleistungsprofil unter

Verwendung eines Energiespeichers wird für den gesamten Betrachtungszeitraum von 14 Tagen für jede Kapazitäts-Leistungs-Kombination berechnet. Zur besseren Anschaulichkeit werden in diesem Kapitel die Betrachtungstage fünf bis einschließlich acht sowie die Kapazitätsäquivalente @C10, @C30, @C70 und @C500 und Leistungsäquivalente @P100 und @P400 herangezogen. Abbildung 5.26 zeigt das residuale Wirkleistungsprofil des Zielgebiets mit (rot) und ohne Speichernutzung (grün) sowie den SoC (blau). Nebeneinanderliegende Grafiken, z.B. Abbildungen 5.26a und 5.26b, zeigen jeweils bei gleicher Leistung unterschiedliche Kapazitäten. Untereinanderliegende Grafiken, z.B. Abbildungen 5.26a und 5.26c, zeigen die Lastprofilauswertung bei gleicher Kapazität für verschiedene Leistungen.

Bei steigender Kapazität und gleicher Leistung (vgl. Abbildung 5.26a und 5.26b) werden vergleichbare residuale Lastprofile mit Batteriespeicher erzielt. Gleichzeitig sinkt die SoC-Band Nutzung des größeren Speichers @C30P100. Das residuale Lastprofil mit Speichersystem zeigt keine Zeitpunkte, an welchen die positive oder negative residuale Netzlast vollständig reduziert werden konnte und nur einige Zeitpunkte mit kleiner Betragsreduzierung. Eine vollständige Reduzierung residualer Wirkleistungsflüsse wäre durch Null-Perioden der roten, residualen Kennlinie mit Batterie gekennzeichnet. Ein Vergleich der gleichen Kapazitätswerte @C10 bei steigender Leistung von @P100 auf @P400 zeigt hingegen deutliche Null-Perioden der roten, residualen Kennlinie (vgl. Abbildung 5.26a und 5.26c). Die Reduktion positiver Wirkleistung, d.h. verbrauchter Wirkleistung, ist dabei stärker ausgeprägt als die Reduktion der erzeugten, negativen Wirkleistung. Bei gleichbleibender Leistung @P400 und erhöhter Kapazität @C30 in Abbildung 5.26d verstärkt sich die Kompensationswirkung des Energiespeichers. Es sind deutliche Reduktionen sowohl der positiven als auch der negativen Wirkleistung sichtbar. Für den Dreitageszeitraum kann fast der komplette Verbrauch durch die Batterie mit Konfiguration @C10P400 abgedeckt werden. Die maximal positiven und negativen Wirkleistungsflüsse im gesamten Betrachtungszeitraum können für @C30P400 um je 0% bzw. für @C10P400 um 4,4% und 26,5% reduziert werden.

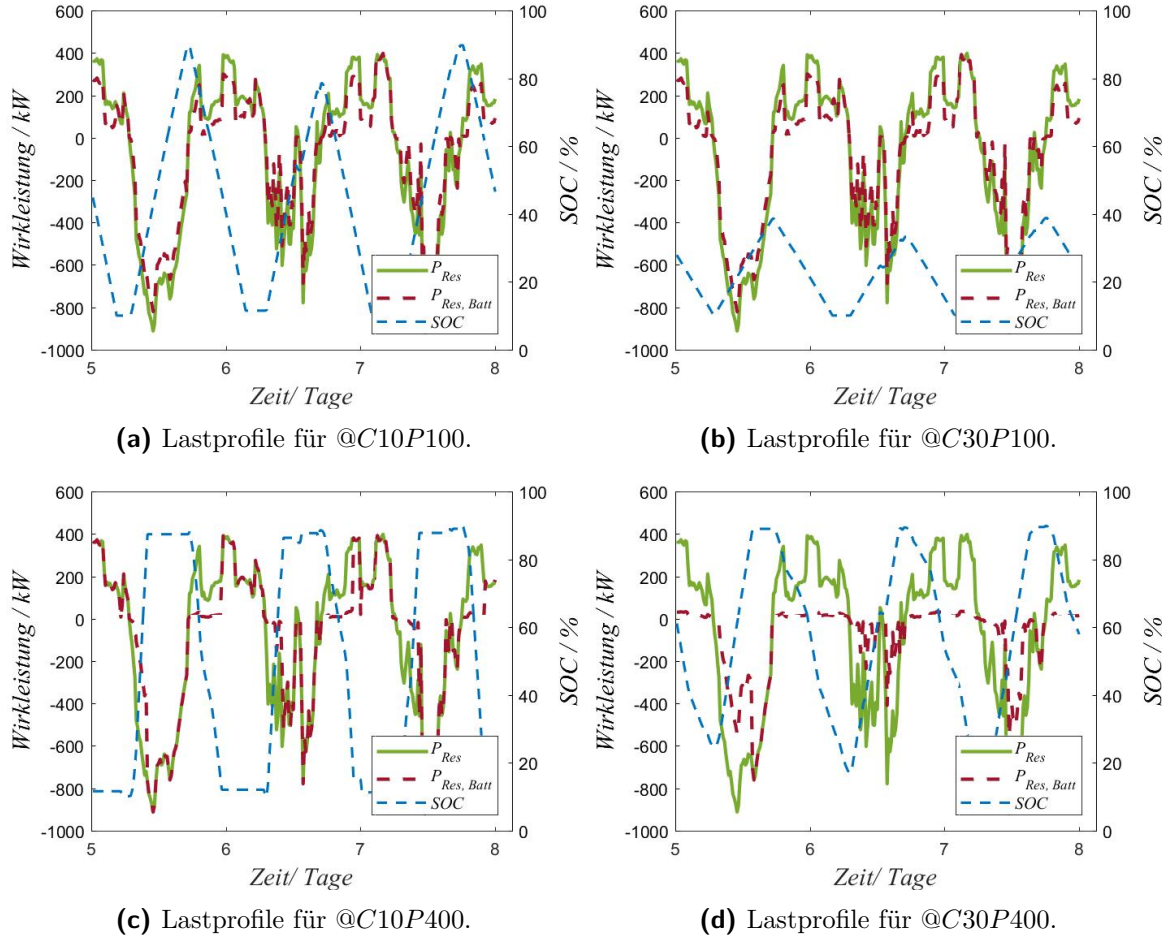


Abbildung 5.26: Residuales Wirkleistungsprofil des Zielgebiets mit und ohne Speichernutzung sowie SoC für verschiedene Kapazitätsäquivalente @C10 und @C30 bei Leistungsäquivalenten @P100 und @P400.

Abbildung 5.27 zeigt das residuale Wirkleistungsprofil des Zielgebiets für größere Speicherkapazitäten @C70 und @C500. Die Grafiken sind nach demselben Schema, horizontal erhöhende Leistung und vertikal erhöhende Kapazität, angeordnet. Der erste Unterschied sind schwächer ausgeprägte SoC-Verläufe über den Dreitageszeitraum. Wie bereits im vorangegangenen Kapitel erläutert, bedingt eine steigende Speicherkapazität, je nach Speicherleistung, eine unterschiedlich starke Abflachung der SoC-Verläufe. Abbildungen 5.27a und 5.27c zeigen, dass eine Erhöhung der Speicherkapazität keine Auswirkung auf die Reduktion residueller Wirkleistungsflüsse hat. Eine Dimensionierung von @P100 unabhängig von der Kapazität ist für das Zielgebiet nicht zielführend. In diesem Szenario kann maximal eine positive Wirkleistungsreduktion um 22,8% bzw. negative um 8,8% erzielt werden. Bei Erhöhung der Batterieleistung auf @C70P400 werden deutlich höhere Leistungsreduktionen von 84,4% für die positive und 35,4% für die negative Wirkleistung verzeichnet. Eine weitere Erhöhung der Speicherkapazität auf @C500 bewirkt vergleichbare Leistungsreduktionen. Auch eine weitere Erhöhung der Leistung auf @P500 führt zu keiner signifikant größeren Leistungsreduktion.

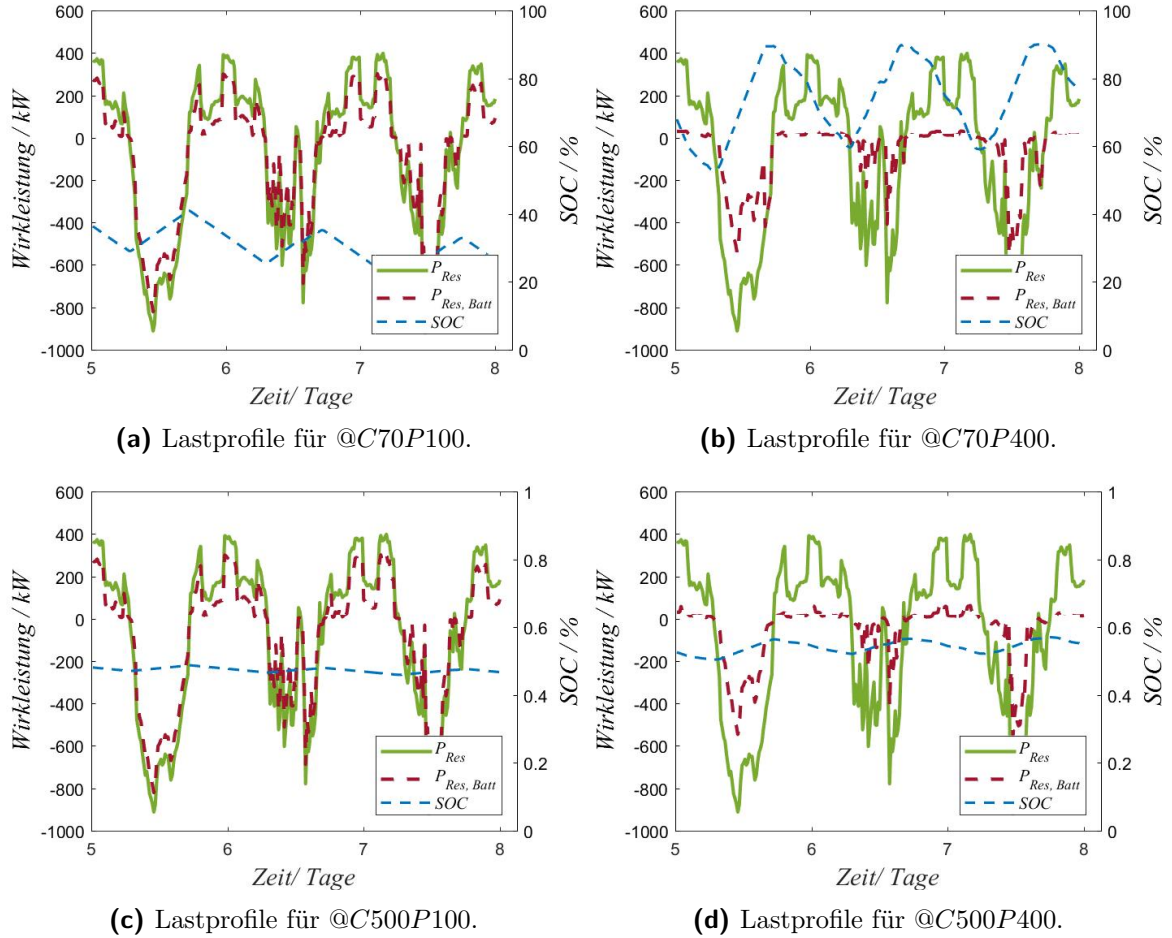


Abbildung 5.27: Residuales Wirkleistungsprofil des Zielgebiets für drei Beispieltage mit und ohne Speichernutzung sowie SoC für verschiedene Kapazitätsäquivalente @C70 und @C500 bei Leistungsäquivalenten @P100 und @P400.

Einen zusammenfassenden Überblick der Leistungsreduktionen aller Leistungs-Kapazitäts-Kombinationen gibt Abbildung 5.28a für die prozentuale, negative und 5.28b für die prozentuale, positive Wirkleistungsreduktion. Die prozentuale, negative Wirkleistungsreduktion wird für die kleinste Kapazität @C10 durch eine nahezu vertikale Gerade durch den Nullpunkt des Koordinatensystems abgebildet. Für die größten Kapazitäten @C400 und @C500 wird eine lineare Gerade mit einer Steigung von ca. 0,09% negativer Leistungsreduktion pro kW Batterieleistung erreicht. Die positive Leistungsreduktion zeigt ein ähnliches Verhalten von nahezu vertikalen Geraden mit geringer Kompensationswirkung für kleine Kapazitäten. Größere Kapazitäten wie bspw. @C400 und @C500 zeigen bis Leistungen von 400 kW erneut ein lineares Verhalten mit einer Steigung von ca. 0,16% positiver Leistungsreduktion pro kW Batterieleistung. Wird die Leistung weiter auf 500 kW erhöht, so zeigt sich erneut ein nahezu vertikales Verhalten ohne zusätzliche Wirkleistungsreduktion. Nachfolgend wird die gleichzeitige Optimierung maximaler betragsmäßiger Leistungsreduktion und Speicherauslastung analysiert.

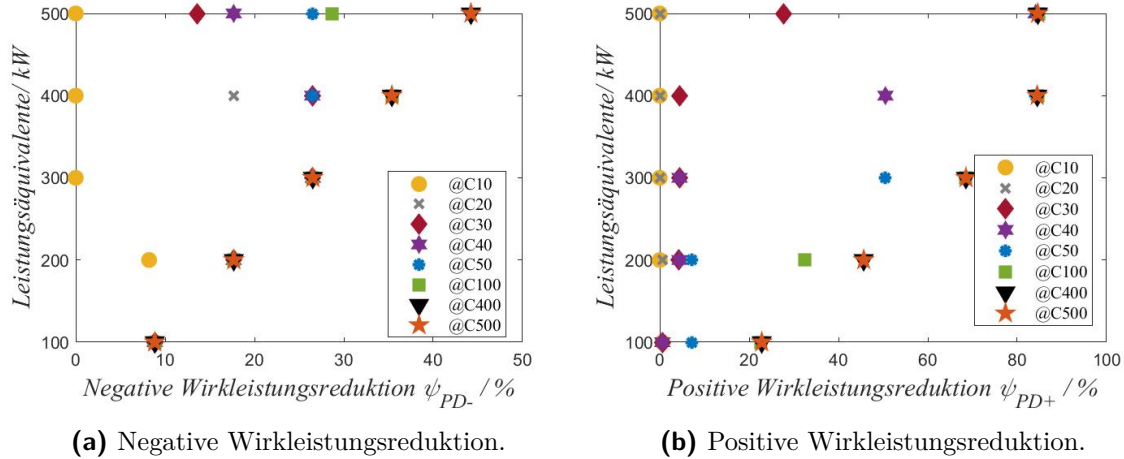


Abbildung 5.28: Negative und positive, prozentuale Wirkleistungsreduktion ψ_{OD-} und ψ_{OD+} für ausgewählte Leistungs- und Kapazitätsäquivalente.

5.4.1.3. Optimierte Speicherdimensionierung

Der z -Faktor spiegelt einen kombinierten Optimierungsparameter durch den Quotienten aus betragsmäßig maximaler Leistungsreduktion Ψ und Speicherauslastung τ wider. Abbildung 5.29a zeigt den Verlauf des z -Faktors in Prozent für verschiedene Leistungs-Kapazitäts-Kombinationen. Je höher der z -Faktor, desto mehr prozentuale Wirkleistung kann pro Prozent Nutzungsgrad kompensiert werden. Der z -Faktor spiegelt nicht die optimale Nutzung des gesamten SoC-Bandes wider, sondern zeigt einen kombinierten Optimierungsparameter mit Priorisierung der Wirkleistungsreduktion am Bezugspunkt. Die prozentuale, maximale Wirkleistungsreduktion erhöht sich mit steigender Batteriekapazität und -leistung. Gleichzeitig sinkt der Nutzungsgrad bei gleichbleibender Kapazität und steigender Leistung. Sind Wirkleistungsreduktion und Speicherauslastung gleich gewichtete Optimierungskriterien, so sollte ein z -Faktor von ca. 50% angestrebt werden. Liegt der Fokus, wie in dieser Forschungsarbeit, bei der Wirkleistungsreduktion, so ist es empfehlenswert, Leistungs-Kapazitätsäquivalente mit höheren z -Faktoren und somit höherer Leistungsreduktion zu wählen.

Mit einem z -Faktor von 76,90% bis 76,94% erreichen die Kapazitätsäquivalente @C500, @C400, @C100, @C90 und @C70 mit Leistungsäquivalent @P400 ein Maximum (vgl. Abbildung 5.29a). Für die vorliegende Arbeit wird das kleinste Kapazitätsäquivalent @C70P400 mit einem z -Faktor von 76,9% als optimale Lösung identifiziert. Das Speichersystem mit @C400P400 erzielt bspw. mit einer über vierfach so hohen Speicherkapazität lediglich einen vergleichbaren Wert des z -Faktors.

Abbildung 5.29b zeigt abschließend das residuale Wirkleistungsprofil der optimierten Dimensionierung mit und ohne Speicher. Der Verbrauch wird mit positivem Grenzwert $\lambda_{OD+}=92,18\%$ und negativem $\lambda_{OD-}=78,3\%$ optimiert, sodass insgesamt $\psi_{OD+}=84,4\%$ der maximalen positiven und $\psi_{OD-}=35,4\%$ der maximalen negativen Wirkleistung am Bezugspunkt kompensiert werden konnten. Der durchschnittliche Nutzungsgrad τ des Energiespeichers liegt bei ca. 46%. Aufgrund der hohen PV-Erzeugung und des vergleichbar niedrigen Verbrauchs ist eine höhere Einspeicherung im Tagesmittel mit der vorliegenden Betriebsstrategie nicht möglich. Weiterführende Op-

timierungen über eine mehrtägige oder saisonale Energiespeicherung werden im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet. Eine Einschränkung der positiven Wirkleistungskompensation ist, durch das hohe Ungleichgewicht aus Verbrauch und Erzeugung im Zielnetzgebiet, nicht zielführend. Eine Erhöhung des positiven Grenzwerts von aktuell $\lambda_{OD+}=92,18\%$ auf $\lambda_{OD+}=100\%$ bedingt eine Reduktion der maximal positiven Wirkleistung von $\psi_{OD+}=91,2\%$ bei gleichbleibenden sonstigen Parametern.

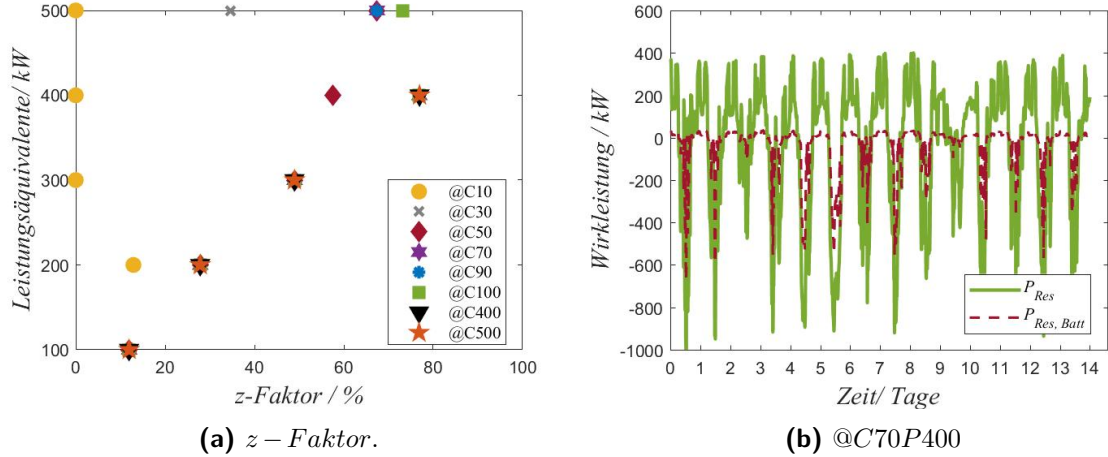


Abbildung 5.29: Bewertungsparameter z – Faktor zur kombinierten Optimierung der Designparameter Kapazität und Leistung sowie gesamtes residuales Wirkleistungsprofil des Zielgebiets mit und ohne Speichernutzung @C70P400.

5.4.2. Auswertung BasisMod+

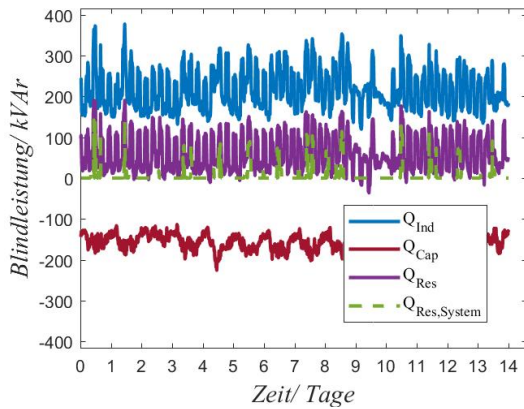
Zu Beginn der Simulation werden, aufgrund des allgemein geringen Blindleistungsbedarfs, die Grenzwerte der Blindleistung jeweils auf $\xi_{ind} = 1$ und $\xi_{cap} = 1$ gesetzt. Ziel ist es mit möglichst geringer Scheinleistung eine vollständige Reduktion der Blindleistungsflüsse über den Bezugspunkt zu ermöglichen. Die Reduktion der maximalen Blindleistung wird mit Hilfe der prozentualen Blindleistungsreduktion γ_{ind} und γ_{cap} evaluiert. Im Anschluss wird äquivalent zur Speicherauslastung, die Auslastung des Wechselrichters für verschiedene Scheinleistungsäquivalente betrachtet. Abschließend wird die optimierte Gesamtsystemdimensionierung vorgestellt. Die Auswertungen erfolgen für die optimierte Speicherdimensionierung @C70P400 aus vorangegangenem Kapitel 5.4.1.3.

5.4.2.1. Blindleistungskompensation

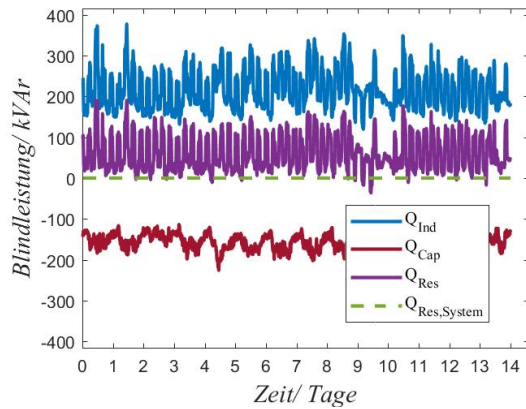
Das residuale Blindleistungsprofil unter Verwendung eines Energiespeichersystems wird als Differenz zwischen dem residualen Blindleistungsprofil ohne Energiespeicher und dem Blindleistungsprofil des Wechselrichters berechnet. Ziel ist, das ursprüngliche Blindleistungsprofil abzufachen und so die positiven und negativen Blindleistungsflüsse über den Bezugspunkt zu reduzieren. Das residuale Blindleistungsprofil unter Verwendung eines Energiespeichersystems wird für den gesamten Betrachtungszeitraum von 14 Tagen für jede Scheinleistungsvariation in Anhang A.5 Tabelle A.7 berechnet. Zur besseren Anschaulichkeit werden in diesem Kapitel stets die Betrachtungstage fünf bis einschließlich acht sowie die Scheinleistungsäquivalente @S405 und @S460

dargestellt.

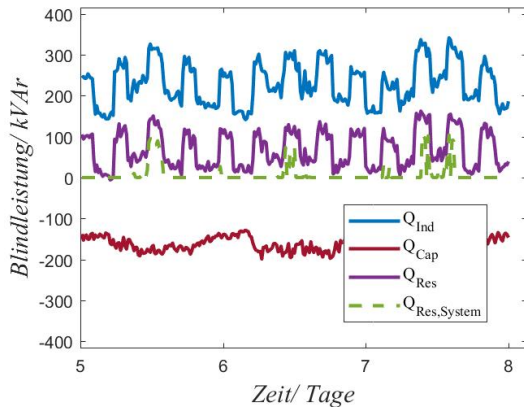
Abbildung 5.30 zeigt das residuale Lastprofil des Zielgebiets getrennt nach kapazitiver (rot) und induktiver Blindleistung (blau). Zusätzlich wird jeweils das residuale Blindleistungsprofil ohne (violett) und mit Energiespeichersystem (grün) dargestellt. Nebeneinanderliegende Grafiken 5.30a und 5.30b zeigen die Ergebnisse für verschiedene Scheinleistungen @S405 und @S460. Untereinanderliegende Grafiken 5.30c und 5.30d visualisieren dieselbe Scheinleistung für unterschiedliche Zeitausschnitte ΔT . Während die obenstehenden Grafiken stets den gesamten Zeitraum $\Delta T=14$ Tage abbilden, zeigen untenstehende Grafiken einen beispielhaften Dreitagesausschnitt.



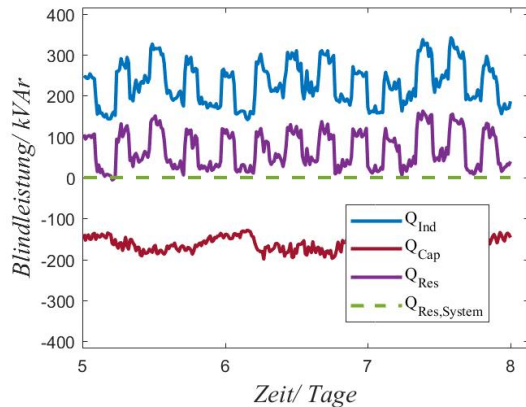
(a) Blindleistungsprofil für @S405.



(b) Blindleistungsprofil für @S460.



(c) Dreitagesausschnitt für @S405.



(d) Dreitagesausschnitt für @S460.

Abbildung 5.30: Residuales Blindleistungsprofil des Zielgebiets für den gesamten Zeitraum sowie drei Beispieltage mit und ohne Speichernutzung für Scheinleistungsäquivalente @S405 und @S460.

Bereits bei einer Scheinleistungsauslegung von @S405 kann der komplette Anteil der kapazitiven Blindleistung kompensiert werden. Der Verlauf der residualen Blindleistung mit Energiespeichersystem in Abbildung 5.30a zeigt eine deutliche Abflachung des ursprünglichen Verlaufs. Die induktive Blindleistung kann mit dieser Systemdimensionierung um 25,5% reduziert werden. Bei weiterer Erhöhung der Scheinleistung auf @S460 ist das residuale Blindleistungsprofil mit Energiespeichersystem deckungsgleich mit der x-Achse. Sämtliche Blindleistung wird durch das Energiespeichersystem aufgenommen oder abgegeben. Die Reduktion der maximal positiven

und negativen Blindleistung liegt mit dieser Systemauslegung bei $\gamma_{ind} = 100\%$ und $\gamma_{cap} = 100\%$.

Abbildungen 5.31a und 5.31b zeigen für die Scheinleistungsauslegungen @S405 und @S460 neben der residualen Blindleistung den $\cos \varphi$ bei Nutzung des Energiespeichersystems als zweites Auswertungskriterium. Ziel ist es den $\cos \varphi$, je nach Stromrichtung, auf einen Wert von ± 1 zu regeln. Ähnlich zu obenstehender Auswertung zeigt sich bereits bei @S405 in Abbildung 5.31a eine hohe Kompensationswirkung, sodass nur wenige Zeitpunkte des Dreitagesausschnitts Abweichungen von $\cos \varphi = \pm 1$ aufzeigen. Bei Erhöhung der Scheinleistung auf @S460 wird das gewünschte $\cos \varphi$ -Fenster zu allen Zeitpunkten erreicht (vgl. Abbildung 5.31b).

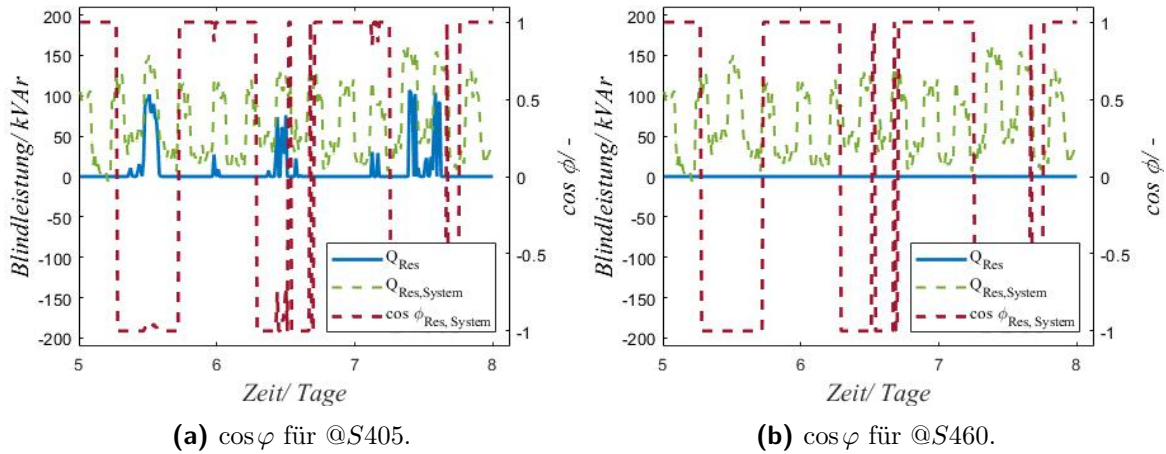
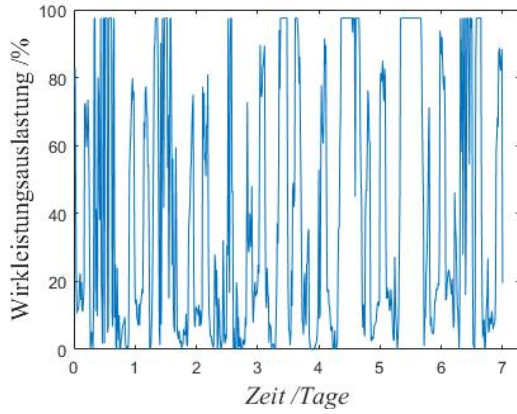


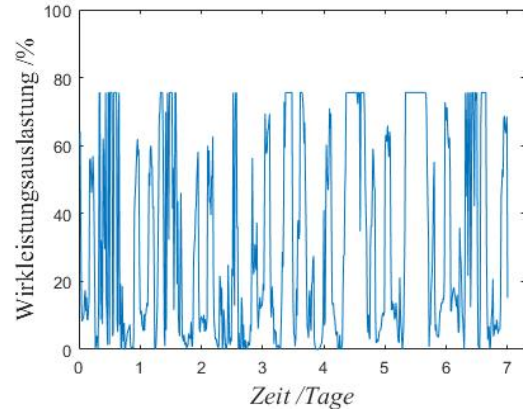
Abbildung 5.31: Dreitagesausschnitt der residualen Blindleistung sowie des residualen $\cos \varphi$ mit Speichersystem für Scheinleistungsäquivalente @S405 und @S460.

5.4.2.2. Wechselrichterauslastung

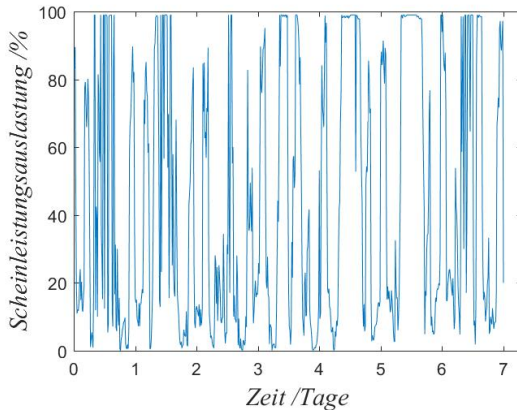
Ähnlich zum Nutzungsgrad des Energiespeichers, kann auch der Nutzungsgrad des Wechselrichters in Relation zur Blindleistungskompensation berechnet werden (vgl. Abbildung 5.32), wenngleich dem Speichernutzungsgrad innerhalb dieser Arbeit eine größere Bedeutung zugeschrieben wird. Abbildungen 5.32a und 5.32b zeigen den Wirkleistungsnutzungsgrad über einen Zeitraum von sieben Tagen. Liegt dieser bei 100%, wird der Wechselrichter vollständig von der priorisierten Übertragung der Speicherwirkleistung ausgelastet. Zu diesen Zeitpunkten ist keine Blindleistungskompensation möglich. Je größer der Wechselrichter dimensioniert wird, desto seltener wird ein Wirkleistungsnutzungsgrad von 100%, bei gleicher Batterieleistung, erreicht. Bei Betrachtung der jeweils darunterliegenden Abbildungen 5.32c und 5.32d zur relativen Scheinleistungsauslastung ist erkennbar, dass die Dimensionierung mit @S460 in keinem der gezeigten Tage vollständig ausgeschöpft wird. Dahingegen erreicht die Dimensionierung mit @S405 zu einigen Zeitpunkten den maximalen Scheinleistungsnutzungsgrad von 100%. Der durchschnittliche Scheinleistungsnutzungsgrad über den kompletten Betrachtungszeitraum erreicht einen Maximalwert von 43% für @S405 und einen Minimalwert von 16,9% für @S650. Wird, analog zur Wirkleistung, die prozentuale positive Leistungsreduktion pro Prozent Nutzungsgrad berechnet, so steigt dieser Wert mit zunehmender Scheinleistung. Für die Dimensionierung @S405, kann die maximale negative Blindleistung um 59% pro Prozent Nutzungsgrad reduziert werden.



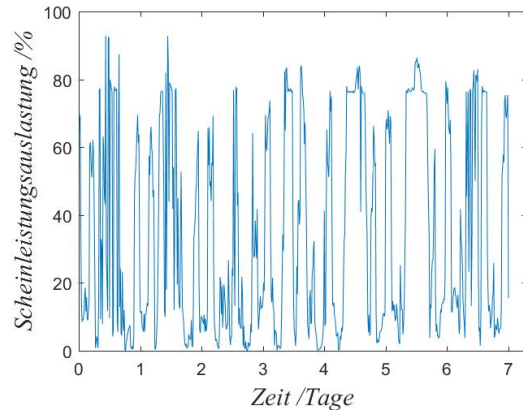
(a) Wirkleistungsauslastung @S405.



(b) Wirkleistungsauslastung @S460.



(c) Scheinleistungsauslastung @S405.



(d) Scheinleistungsauslastung @S460.

Abbildung 5.32: Prozentuale Wirk- und Scheinleistungsauslastung des Wechselrichters für Scheinleistungsäquivalente @S405 und @S460.

Anders als die Speicherauslastung, ist die Auslastung des Wechselrichters weder wegen dessen Wirtschaftlichkeit, noch dessen Stillstandszeiten ein relevantes Optimierungskriterium. Für das vorliegende Zielnetzgebiet liegt zudem ein vergleichsweise geringer Blindleistungsbedarf vor. Bereits eine 1,15-fach größere Scheinleistung (@S460) bezogen auf die Batteriewirkleistung reicht aus, um den gesamten Blindleistungsbedarf zu decken. Aus diesem Grund wird der Nutzungsgrad des Wechselrichters als Optimierungsfaktor für diese Arbeit nicht weiter verfolgt. Nachfolgendes Kapitel beschreibt die Dimensionierung des Systems anhand der Optimierungskriterien Blindleistungskompensation sowie Kosten, welche dieser Arbeit zugrunde liegen.

5.4.2.3. Optimierte Systemdimensionierung

Zusammenfassend zeigen Abbildungen 5.33a und 5.33b die Optimierungskriterien $\cos - Faktor$, γ_{ind} und γ_{cap} für die Dimensionierung der Scheinleistung. Der $\cos - Faktor$ in Abbildung 5.33a zeigt die Summe der Zeitpunkte, an welchen der $\cos \varphi$ nicht den Zielwert von ± 1 annimmt. Mit steigender Wechselrichterscheinleistung sinkt die Anzahl der Zeitpunkte $\neq \pm 1$, wobei ab einer Dimensionierung von @S460 bereits ein Wert von Null erreicht wird. In Abbildung 5.33b ist eine vollständige Reduktion der maximalen, kapazitiven Blindleistung ab einem Wert von @S405 sichtbar. Die maximale, induktive Blindleistungsreduktion steigt bis zu einem Maximum

von 100% für @S460 konstant an.

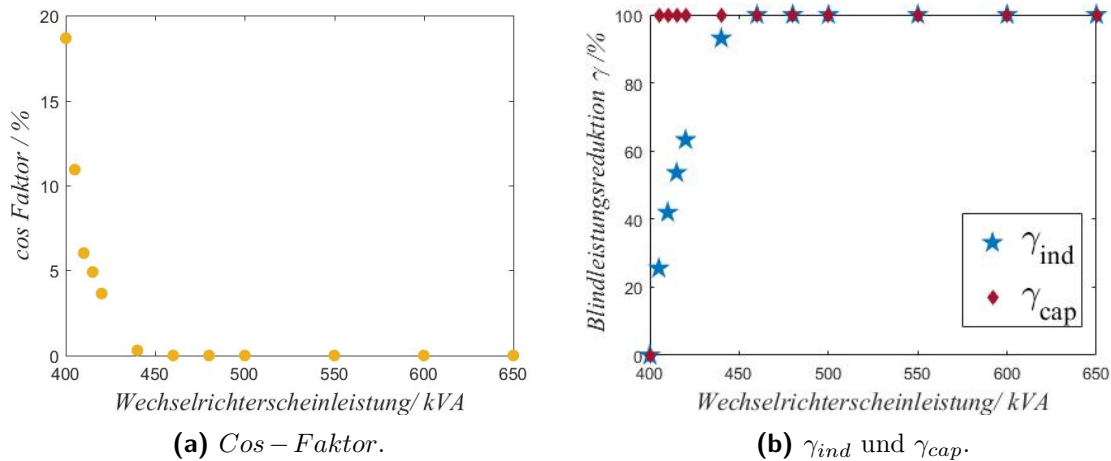


Abbildung 5.33: Cos – Faktor sowie negative und positive maximale Blindleistungsreduktion γ_{ind} und γ_{cap} .

Die Blindleistungskompensationskosten α_{ind} und α_{cap} bilden, unter Annahme konstanter Wechselrichterkosten von 97 €/kVA, die prozentuale Blindleistungsreduktion pro Euro Wechselrichterkosten ab. Die Kosten werden in Abbildung 5.34 getrennt nach kapazitiver und induktiver Blindleistung illustriert. Ähnlich zur Wechselrichterauslastung wird die höchste prozentuale, kapazitive Blindleistungsreduktion von 0,25 %/€ für @S405 erreicht. Ein Maximum der Blindleistungskompensationskosten wird stets erreicht, wenn die relative Blindleistungskompensation zum ersten Mal den Wert von 100% erreicht. Die höchste prozentuale, induktive Blindleistungsreduktion, wird wie in vorangegangenen Ausführungen, erst ab einer Scheinleistung von @S460 erreicht, weswegen das Maximum der Kompensationskosten bei 0,22 %/€ liegt. Für die vorliegende Arbeit wird das Scheinleistungsäquivalent @S460C70P400 mit maximaler, induktiver Blindleistungsreduktion von 100% und minimaler Anzahl der Zeitpunkte $\neq \pm 1$ als optimale Lösung identifiziert.

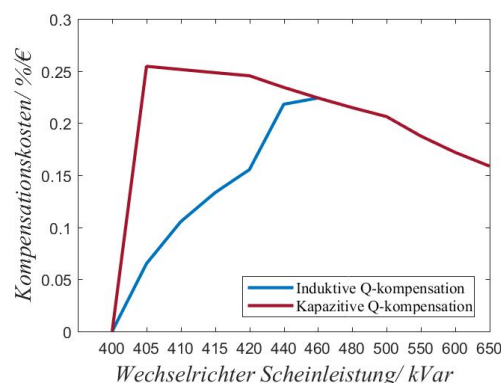


Abbildung 5.34: Blindleistungskompensationskosten α_{ind} und α_{cap} in Prozent pro Euro.

5.5. Diskussion

Die Energiesystemsimulation verfolgt das Ziel ortsdiskrete Regelparameter für die Dimensionierung, den Betrieb und die Platzierung des Energiespeichers im Niederspannungsnetz zu entwickeln. Ortsdiskrete Summenlastprofile für Wirk- und Blindleistung werden mit vereinheitlichter Datenschematik als Eingangsdaten der Energiesystemsimulation übergeben. Im Rahmen dieser Arbeit wurden Summenlastprofile eines Zielnetzgebiets in Luxemburg mit 811 Netzanchlusspunkten, von welchen 46 Erzeuger sind, verwendet. Die Wirkleistungserzeugung wurde im Betrachtungszeitraum verdoppelt, um den Einfluss erneuerbarer Erzeugung auf die Speicherauslegung zu verdeutlichen. Die Verwendung des hier vorgestellten Algorithmus, mit anderen Datensätzen gleicher Schematik, 15-minütiger Zeitauflösung sowie residualen Wirk- und Blindleistungsflüsse, ist problemlos möglich. Zentrales Element der Energiesystemsimulation ist die Steuerungsebene der Simulation, welche anhand definierter Regelparameter über den Betrieb der Batterie im Netz entscheidet. Die Batteriedimensionierung erfolgt anhand der Designparameter reale Speicherkapazität und Speicherleistung.

Grundsätzlich können zwei differenzierte Betriebsstrategien, BasisMod BasisMod+, unterschieden werden. Ziel ist es, die Designparameter Leistung und Kapazität sowie den tatsächlichen zeitlichen Betrieb des Energiespeichersystems zu optimieren. Während die Strategie BasisMod die absolute Reduktion der Wirkleistungsflüsse Ψ über den Transformator sowie die Erhöhung der Speicherauslastung τ verfolgt, werden für die Strategie BasisMod+ zusätzlich die Blindleistungsflüsse γ reduziert. Das in Kapitel 4 entwickelte Modell einer VRFB dient als Grundlage der Speichermodellierung und wird um ein Modell eines Wechselrichters mit leistungsabhängigem Wirkungsgrad erweitert. Die optimierte Dimensionierung des Energiespeichersystems erfolgt durch Anwendung der berechneten Wirkleistungsgrenzwerte $\lambda_{OD\pm}$ und Blindleistungsgrenzwerten $\xi_{(cap)}^{(ind)}$. Die Grenzwerte beziffern den prozentualen Anteil der residualen Wirk- bzw. Blindleistung am Transformator, welcher mindestens durch den Speicher kompensiert werden soll. Zur Berechnung wird das Verhältnis aus tagesspezifischem quadratischem Mittelwert und Maximum der Wirk- bzw. Blindleistung im Betrachtungszeitraum verwendet. Ziel der Grenzwertbestimmung im kontinuierlichen Betrieb ist die Entscheidung über optimierte Ladung bzw. Entladung der Batterie auf Basis der momentan vorherrschenden Lastdaten.

Der Betrieb des Energiespeichers im vorliegenden Netzgebiet soll mindestens $\lambda_{OD-} = 78,3\%$ der negativen und $\lambda_{OD+} = 92,18\%$ der positiven kontinuierlichen Wirkleistung kompensieren. Übersteigt die kontinuierliche Wirkleistung jeweils diese Werte, so wird der Speicher mit reduzierter Wirkleistung betrieben. Dies vermeidet eine Überdimensionierung und damit einhergehend eine geringe Auslastung des Speichers. Eine analoge Begrenzung der Blindleistung über den Transformator hat sich für vorliegenden Datensatz als nicht zielführend erwiesen, kann jedoch für eine weitere Verwendung, bei deutlich höheren Blindleistungsflüssen, angewendet werden. Die Betriebsstrategie des Speichers verfolgt daher das Ziel 100% der induktiven sowie 100% der kapazitiven residualen Blindleistung am Transformator zu kompensieren. Die Platzierung des Speichers erfolgte in der Energiesystemsimulation am Transformator. Hierfür werden sämtliche Last- bzw. Erzeugungsdaten des Zielnetzgebiets zu einem Summenlastprofil am Bezugspunkt

Transformator zusammengefasst. Abweichende Platzierungen können über die ortsdiskrete Zusammenfassung der Last- bzw. Erzeugungsdaten, sowie die ortsdiskrete Bestimmung der Wirk- und Blindleistungsgrenze zur Steuerung der Batterie bei gleichbleibender Berechnungslogik erfolgen.

Die schlussendlich gekoppelte Wirk- und Blindleistungsregelung erfolgt analog zum vier Quadrantensystem eines Wechselrichters. Die Scheinleistung des Energiespeichers wird unter Kostenaspekten so gewählt, dass bei optimiertem Wirkleistungsbetrieb sämtliche Blindleistungsflüsse über den Transformator kompensiert werden. Die optimale Systemdimensionierung für das Zielnetzgebiet entspricht dem Leistungs- und Kapazitätsäquivalent @C70P400 sowie einer Wechselrichterdimensionierung mit @S460. Die optimierte Kapazität der Batterie bezieht sich auf ein Vielfaches der real nutzbaren Kapazität C_{Stor} , welche im verwendeten Batteriemodell auf einen Wert von 2386 Ah optimiert wurde. Unter Annahme einer durchschnittlichen Stackspannung von 40 V und dem Kapazitätsäquivalent @C70 hat die optimierte Batterie eine Kapazität von circa 6,6 MWh. Eine weitere Erhöhung der Scheinleistung über den Wert von @S460 ist nach vorliegender Datenauswertung nicht empfehlenswert, da hier bereits sämtliche Wirk- und Blindleistungsanforderungen der vorliegenden Betriebsstrategie erfüllt werden. Die Kompensation der Wirkleistung erfolgt mit 35,4% bezogen auf die Erzeugung sowie 91,2% bezogen auf den Verbrauch. Es wird deutlich, dass durch die Betriebsstrategie BasisMod+ und das Blindleistungsverhalten des Netzes, eine ständige Kompensation der Blindleistung möglich ist. Damit können zentrale Energiespeichersysteme in Niederspannungsnetzen mit wirkleistungsbezogenener Betriebsstrategie einen wesentlichen Beitrag zur Blindleistungskompensation leisten. Eine separate Priorisierung der Blindleistung über die Wirkleistung hat sich in vorliegendem Lastfluss als nicht zielführend herausgestellt, da ohne Einschränkungen des Batteriebetriebs die Blindleistungskompensation ermöglicht wurde.

Die Platzierung des Energiespeichersystems im Zielnetzgebiet wurde durch die Ortsdiskretisierung der Daten über einen Bezugspunkt ermöglicht. Eine Variation der Eingangsdaten mit gleicher Schematik ermöglicht die Energiesystemsimulation für unterschiedliche Speicherplatzierungen. Das zeitdiskrete Simulationsmodell der VRFB konnte erfolgreich in die Energiesystemsimulation eingebunden und sowohl mit dem Wechselrichtermodell als auch der ortsdiskreten Platzierungsstrategie verbunden werden. Weiterführende Untersuchungen in Kapitel 6 betrachten die Validierung der Ergebnisse mit Hilfe zeit- und ortsdiskreter Lastflussberechnung für einen differenzierten Ausschnitt des vorliegenden Niederspannungsnetzes.

6. Netzanalyse

Durch den Wandel des Energiesystems hin zu dezentralen erneuerbaren Erzeugungsanlagen mit meist fluktuierender Einspeisung, wird das Energiesystem stets komplexer und die intelligente Steuerung aller Akteure im Stromnetz verlangt dynamische, leicht adaptierbare Simulationsalgorithmen. Lastflusssimulationen ermöglichen eine zeit- und ortsdiskrete Evaluierung des Netzzustands als Momentaufnahme aller Verbraucher und Erzeuger zur Beurteilung der Stabilität sowie Dynamik des Versorgungsnetzes. [74] Nachfolgendes Kapitel validiert die Betriebsstrategie BasisMod+ für einen Teilnetzabschnitt des luxemburgischen Niederspannungsnetzes. Hierfür wird zuerst die verwendete Simulationsumgebung und die Datengrundlage des Teilnetzes im Status Quo Szenario, das heißt ohne Speicher, vorgestellt. Im Anschluss wird unter Annahme einer dreifachen, installierten PV-Leistung die Netzberechnung mit und ohne Speichersystem im BasisMod+-Szenario verglichen. Das dreifache der installierten PV-Leistung wird in diesem Abschnitt verwendet, um den Einfluss erneuerbarer Energien auf die Netzqualität zu verstärken. Abschließend wird eine Sensitivitätsanalyse zur Platzierung des Speichers durchgeführt und ausgewertet.

6.1. Modellaufbau Zielnetzgebiet

Für die vorliegende Forschungsarbeit wird aufgrund der umfangreichen Komponentenbibliothek, der einfachen Adaptierbarkeit, der möglichen Automatisierung und grafischen Analyse sowie maßgeblich der Funktionalität, Stabilitätsanalysen von Energieversorgungsnetzen mit speziellem Fokus auf Verteilnetze durchführen zu können, NEPLAN® verwendet.

Für die ortsdiskrete Validierung der Lastflüsse im Zielnetzgebiet unter Verwendung der vorgestellten Betriebsstrategie BasisMod+ aus Kapitel 5 wird ein differenziertes Teilnetz mit 161 Anschlusspunkten und sechs PV-Anlagen gewählt. Abbildung 6.1 zeigt in Rot markiert das Teilnetz zur Validierung innerhalb der Netzsimulation, während in Blau das gesamte Zielnetzgebiet als Datenbasis der Energiesystemssimulation dargestellt ist. Das Teilnetz ist über einen Transformator mit dem Mittelspannungsnetz verbunden. Die übergeordnete Netzstruktur wird mit Hilfe des Lastflussprogramms NEPLAN® nachgebildet. Sämtliche Informationen zu Anschlusspunkten, Muffen, Kabelleitungen, Kabellängen, Abzweigungen, Verteilschränken bis hin zum Transformator werden im Lastflussprogramm eingelesen. Erneut werden die 15-minütigen Lastprofile für Wirk- und Blindleistung (vgl. Kapitel 5.1) für das repräsentative Teilnetz ausgewählt und für die jeweiligen Anschlusspunkte ortsdiskret im Modell hinterlegt. Die Anschlusspunkte

sowie zugehörigen Kabelverteilungen und Muffen werden mit Google Earth Daten vom zuständigen Netzbetreiber abgeglichen, wodurch eine original getreue Abbildung der tatsächlichen Netzinfrastruktur ermöglicht wird. Last- und Erzeugungsdaten werden im Verbraucherzählpfeilsystem angegeben, wodurch Erzeugung sowie produzierte, kapazitive Blindleistung negativ und Verbrauch sowie konsumierte, induktive Blindleistung positiv gewertet werden.

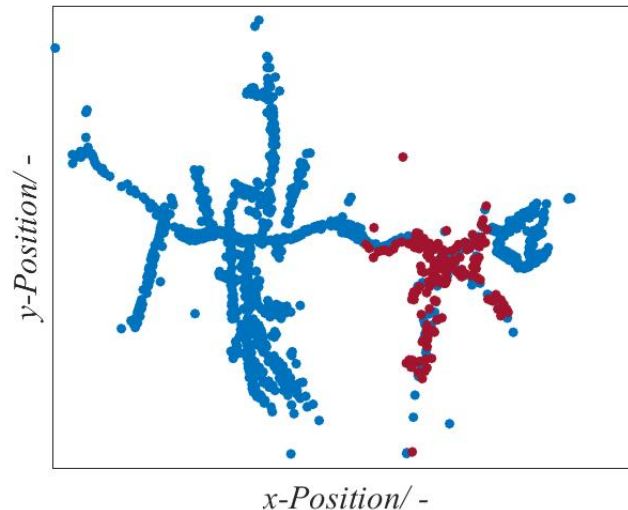


Abbildung 6.1: Geographische Schematik des differenzierten Teilnetzes (Systemgrenze in Blau) zur Validierung der Betriebsstrategie mittels Lastflussberechnung.

Schematisch wird die übergeordnete Strukturebene in Abbildung 6.2 dargestellt. Der Aufbau des Teilnetzes mit der Software NEPLAN 10[®] (V10.9.0.1) erfolgte im Rahmen einer Bachelorarbeit, hierin zitiert als [168], im Zeitraum von Oktober bis Dezember 2021. Charakteristiken sämtlicher Komponenten, hierarchisch absteigend, können für das Simulationsmodell wie folgt beschrieben werden.

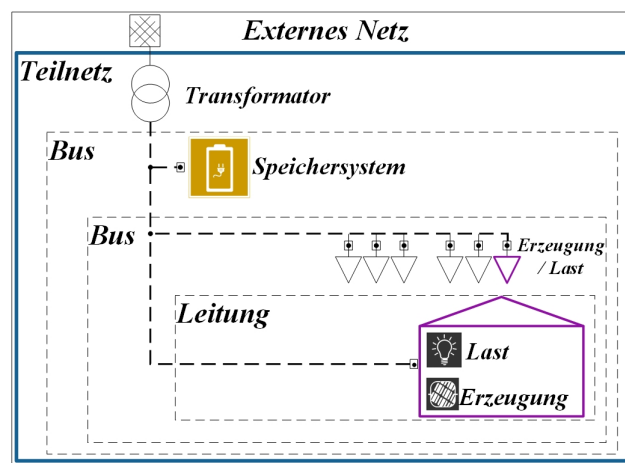


Abbildung 6.2: Schematische Simulationsstruktur und zugehörige Netzwerkelemente.

- **Externes Netz:** Leistungsfluss zu übergelagertem Mittelspannungsnetz 20 kV.
- **Teilnetz:** Enthält die komplette zeit- und Ortsdiskrete Datenstruktur für 161 Letztverbraucher und sechs PV-Anlagen.

- **Niederspannungstransformator (20 kV / 0,4 kV):** Standardbibliothek zur Funktionsbeschreibung (DIN 42500(Oil)) mit niederspannungstypischer Schaltgruppe Dyn5 und maximaler Übertragungsleistung 400 kVA.
- **Bus:** Übergeordnete Bezeichnung für alle Sammelschienen oder Kabelverteilungen zur Integration weiterer Komponenten, wie bspw. Letztverbraucher.
- **Leitung:** Standardbibliothek zur Funktionsbeschreibung sämtlicher Leitungen mit reellen Werten des Netzbetreibers zu Material, Leitungsquerschnitt, Leitungstyp, Länge. Durch die hinterlegte Standardbibliothek werden notwendige Variablen für die Lastflussberechnung wie, bspw. die Reaktanz oder Impedanz des Kabels, berechnet.
- **Verbraucher** werden mit den realen 15-minütigen Lastdaten für Wirk- und Blindleistung sowie der vertraglich vereinbarten Maximallast im Verbraucherzählsystem integriert.
- **Erzeuger** werden mit den realen 15-minütigen Erzeugungsdaten für Wirk- und Blindleistung sowie der vertraglich vereinbarten installierten Leistung im Verbraucherzählsystem integriert.
- **Speichersystem:** Der zentrale Energiespeicher wird mit den realen 15-minütigen Erzeugungsdaten für Wirk- und Blindleistung der Energiesystemssimulation im Verbraucherzählsystem (vgl. Kapitel 5) integriert. Je nach Stromrichtung wirkt der Energiespeicher als Erzeuger oder Verbraucher. Die Platzierung des Energiespeichers wird, beginnend mit der Platzierung am Transformator, während der Auswertung variiert.

6.2. Lastflussvalidierung

Die ortsdiskrete Lastflussvalidierung wird für das Zielnetz in zwei Szenarien, ohne und mit Speichersystem, für den Typtag 28.05.2019 durchgeführt. Für den Speicher wird die Basis-Mod+-Strategie eingesetzt. Zur Validierung der Speicherstrategie werden die Wirk- und Blindleistungsreduktion über den Transformator, die ortsdiskrete Blindleistungsverteilung über die Netzbetriebsmittel und das ortsdiskrete Spannungsprofil des Teilnetzes ausgewertet. Auf weiterführende Darstellungen der Zustände einzelner Betriebsmittel, z.B. die prozentuale Auslastung der Leitungen, wird im Rahmen dieser Arbeit verzichtet. Ferner wird abschließend die Sensitivität der Speicherplatzierung ortsdiskret ausgewertet und diskutiert.

6.2.1. Szenario 1: Status Quo

Im ersten Szenario Status Quo wird das Niederspannungsteilnetz mit 161 Letztverbrauchern sowie ein- und dreifacher Anzahl von PV-Anlagen ohne Speichersystem für den Typtag 28.05.2019 simuliert. Abbildungen 6.3a und 6.3b zeigen das Wirk- und Blindleistungsprofil der Energiesystemssimulation. Darunterliegende Grafiken illustrieren die Wirk- und Blindleistung am Transformator aus der Lastflusssimulation. Die maximale Wirkleistung am Betrachtungstag liegt bei 88,49 kW wohingegen die maximale Blindleistung aller Verbraucher und Erzeuger laut Energiesystemssimulation 17,12 kVAr beträgt. Während die Wirkleistungsflüsse der beiden Simulationen, Energiesystem- und Netzsimulation, identische Ergebnisse liefern, zeigen die Blindleistungsflüsse im Vergleich eine geringfügige Diskrepanz.

Der Vergleich der Wirkleistungsflüsse liefert eine Bestätigung zur Funktionalität beider Simulationen. Hierdurch wird sichergestellt, dass die weiteren Simulationen mit Energiespeicher und die Datenübertragung Aussagekraft haben. Der Hauptunterschied zwischen den beiden Simulationsebenen liegt im Kupferplatten Ansatz der Energiesystemsimulation, welcher bspw. Verluste der Betriebsmittel vernachlässigt. Die Wirkleistung wird auch in der Netzsimulation lediglich von den Erzeugern und Verbrauchern sowie geringen Verlusten der Netzbetriebsmittel verursacht, weswegen Abbildungen 6.3a und 6.3c vergleichbar sind. Die Blindleistung hingegen wird zusätzlich durch die induktiven und kapazitiven Beläge der Netzbetriebsmittel, wie bspw. Kabel, sowie die jeweilige ortsdiskrete Stromübertragung beeinflusst. Aus diesem Grund ist das Blindleistungsprofil der Energiesystemsimulation, als Summenlast aller Erzeuger und Verbraucher in Abbildung 6.3b, nicht deckungsgleich mit dem der Netzsimulation in Abbildung 6.3d. Eventuell notwendige Anpassungen der Blindleistungskompensation werden durch die Validierung in nachfolgendem Kapitel geprüft und sollen weiteren Aufschluss über den zukünftigen Datenaustausch zwischen den Modellebenen geben. Die untenstehenden Abbildungen bestätigen grundsätzlich die Abfolge der drei Simulationsebenen innerhalb dieser Forschungsarbeit und damit den methodischen Ansatz.

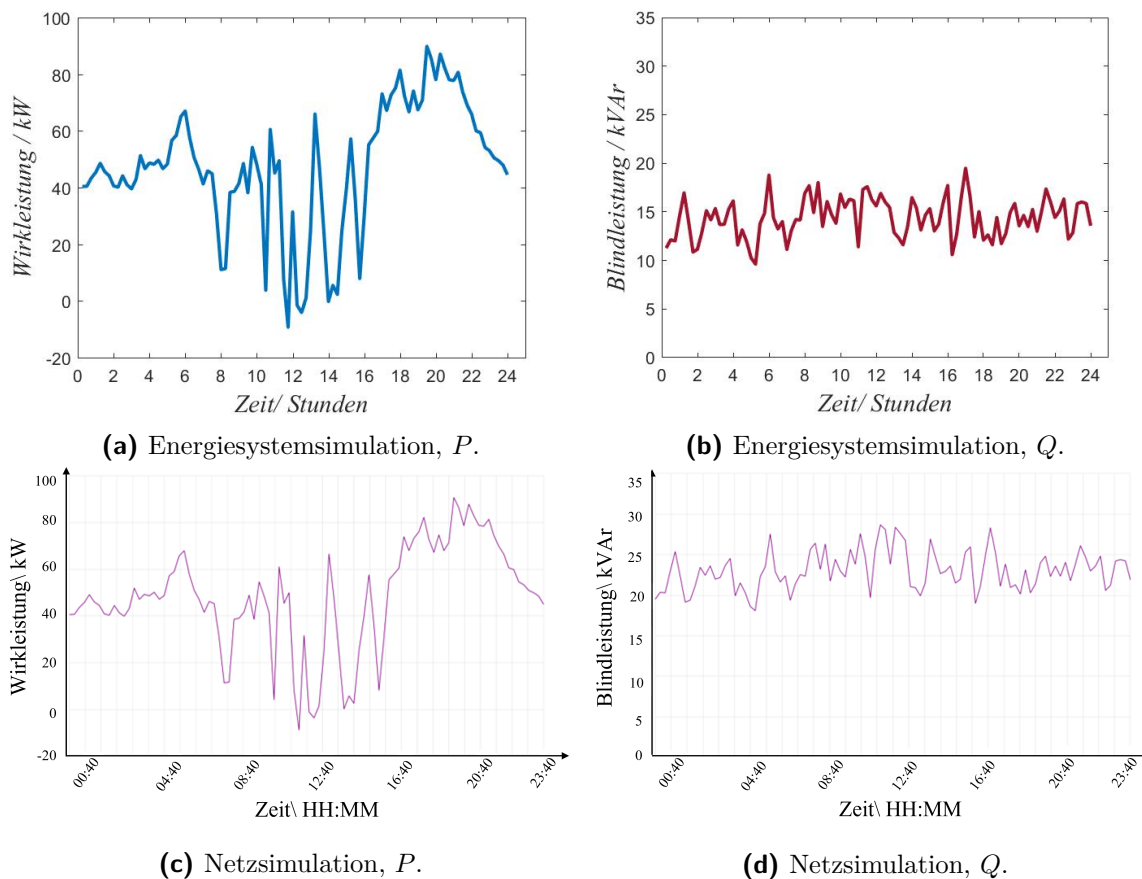


Abbildung 6.3: Residuales Wirk- und Blindleistungsprofil im Vergleich zwischen Energiesystem- und Netzsimulation.

Abbildungen 6.4a und 6.4b zeigen den $\cos\varphi$ am Transformator sowie an fünf der sechs im Netzabschnitt installierten Erzeugungsanlagen. Zu Zeiten mit reinem Wirkleistungsbezug, vor-

zugsweise nachts sowie in den späten Abendstunden, ist der $\cos\varphi$ am Transformator nahezu eins. Übersteigt die Erzeugung kurzzeitig den Verbrauch, sinkt der $\cos\varphi$ auf unter Null. Zu allen Zeitpunkten dazwischen wird die Erzeugung lokal verbraucht und der $\cos\varphi$ schwankt durch infrastrukturelle Gegebenheiten und die Summe aller Blindleistungsflüsse. Abbildung 6.4b veranschaulicht das grundsätzliche Verhalten von Erzeugungsanlagen in Niederspannung, welche mit festgeschriebenem $\cos\varphi$ zwischen 0,9 und 1 einspeisen [70]. Der $\cos\varphi$ der Erzeugungsanlagen wird durch die 15-minütigen Lastflussdaten für Wirk- und Blindleistung illustriert. Im Einspeisefall liegt der $\cos\varphi$ bei -1 . Einige wenige Anlagen zeigen Schwankungen im $\cos\varphi$ bei Beginn und am Ende der Einspeisung, jeweils frühmorgens sowie in den späteren Nachmittagsstunden.

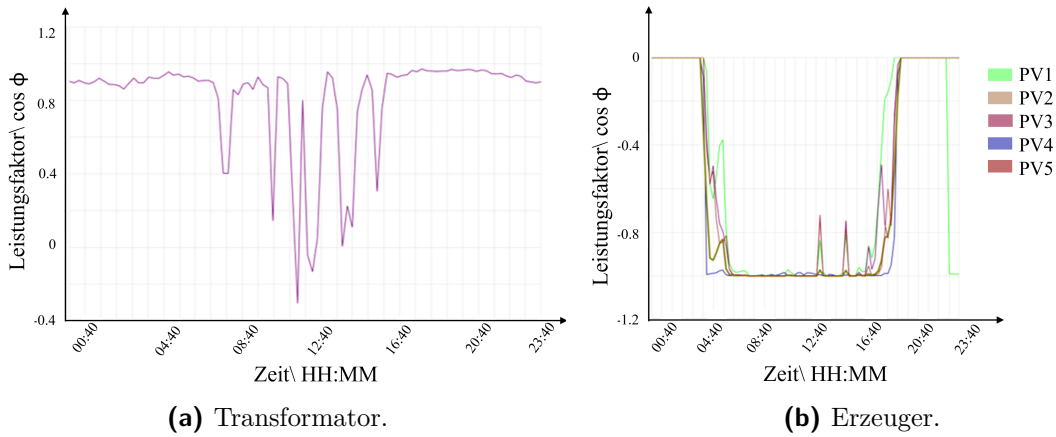


Abbildung 6.4: Leistungsfaktor am Transformator sowie an den Erzeugungsanlagen.

Nachfolgende Abbildung 6.5 zeigt die gemittelten Ergebnisse der dynamischen Lastflussrechnung für Typtag 1 mit derzeit installierter sowie dreifacher PV-Erzeugung. Das Spannungsprofil des Zielnetzes in Abbildungen 6.5a und 6.5b stellen die maximal auftretenden Spannungsänderungen über einen Tag gegenüber der Netznennspannung als ortsdiskrete Farbskalierung dar. Die ortsdiskrete Visualisierung zeigt jeweils nur einen Zeitpunkt des Betrachtungstages, an welchem die maximale Änderung aufgetreten ist. Steigt die maximal auftretenden Spannungsänderung eines Netzanschlusspunktes über 100% der Normspannung, so liegt eine lokale Spannungserhöhung vor und der Bereich wird rötlicher bis rot gefärbt. Grundsätzlich wird die relative Spannungsänderung gegenüber Normspannung an jedem Anschlusspunkt zeitdiskret berechnet. Die Farbskalierung wird automatisch auf Basis der Maximal- (rot) sowie Minimalwerte (blau) des Betrachtungszeitraums und des -parameters (maximale, minimale oder durchschnittliche Spannungsänderung) festgelegt. Durch die Interpolation der ortsdiskreten Spannungsänderungen können vereinzelt weiße Zonen entstehen, welche ausschließlich durch die mathematische Interpolation entstehen und keine Bedeutung für die Spannungsänderung haben. Es ist davon auszugehen, dass maximale Spannungsänderungen in einem als stabil zu betrachtenden Netzabschnitt mit PV-Einspeisung zu Zeitpunkten mit hoher Einspeisung auftreten. Somit wird der Einfluss der PV-Einspeisung auf die Spannungshaltung im Niederspannungsnetz durch die ortsdiskrete Darstellung deutlich. Analog zur maximalen Spannungsänderung können ebenso minimale sowie durchschnittliche Spannungsänderungen ausgegeben werden. Bei Darstellung von minimalen Spannungsänderungen werden einspeise- sowie lastschwache Zeiten dargestellt. Die Punkte illustrieren jeweils die Letztverbraucher bzw. Einspeisepunkte im Netz. Auf die Darstel-

lung der jeweiligen Kabel wird verzichtet.

Für die derzeit installierten PV-Anlagen (vgl. Abbildung 6.5b) treten lediglich kleine Spannungsänderungen von maximal 100,32% bis minimal 98,94% auf. Die höchsten Unterspannungen zwischen 99,11% und 98,94% gegenüber Nennspannung treten geografisch gesehen verstärkt im Südosten des Zielnetzes auf. Die Mitte des Zielnetzes entspricht durchschnittlich der Nennspannung, da hier die Einspeisung aus dem Mittelspannungsnetz über den Transformator erfolgt. Im Norden tritt bei der maximalen PV-Einspeisung an diesem Tag eine leichte Spannungsüberhöhung von 100,32% gegenüber Nennspannung auf. Drei der sechs PV-Anlagen befinden sich im blau markierten, unteren und eine im oberen, rot markierten Bereich der Spannungsdarstellung. Die weiteren Anlagen sind über den Netzabschnitt verteilt. Durch die gleichzeitige Einspeisung haben lokal nahestehende PV-Anlagen einen höheren Einfluss auf die Spannungsänderung als verteilte Anlagen.

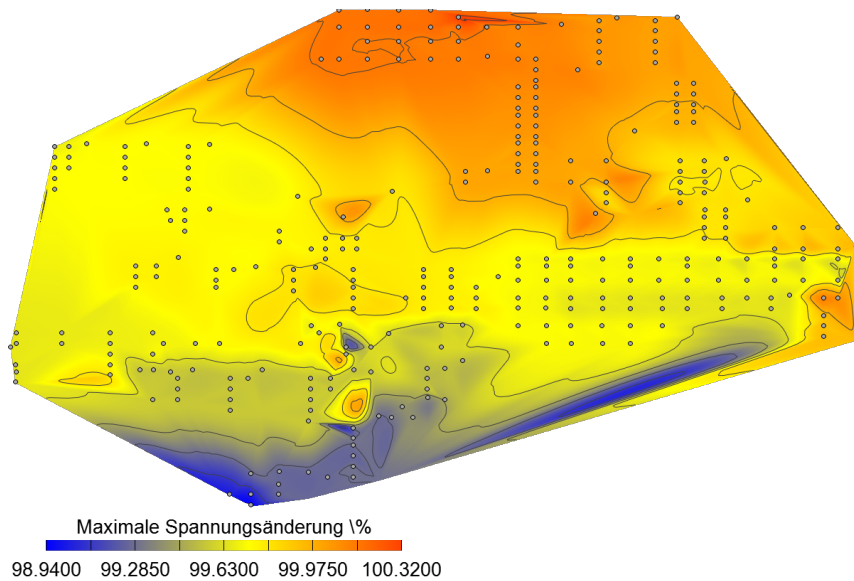
Abbildung 6.5b zeigt dasselbe Netzgebiet mit dreifacher residualer PV-Erzeugung von Typ-tag 1. Die zuvor sechs installierten PV-Anlagen wurden verdreifacht und zufällig über das Netz verteilt, um die Veränderung einer höheren Durchdringung erneuerbarer Energien darzustellen. An dieser Stelle sei vermerkt, dass die Ortsdiskrete, farbliche Skalierung der Spannungsänderung durch das Lastflussprogramm automatisch verändert wird. Eine farbliche Anpassung der Legenden ist in NEPLAN® nicht möglich, daher sollten beim Vergleich die Zahlenwerte und Farben gleichermaßen beachtet werden.

Die maximale Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung variiert regional unterschiedlich stark mit bis zu 102,36% gegenüber Normspannung im Norden des Zielnetzes. Der bei einfacher PV-Erzeugung schon stärker belastete Norden des Zielnetzes zeigt durch zusätzliche Einspeiser eine Überspannung gegenüber Normspannung. Im Süden sowie im Zentrum des Zielnetzes werden im Maximalfall 100% der Normspannung erreicht. Durch die Darstellung von Maxima in der Spannungsänderung ist anzunehmen, dass die durchschnittliche Spannung im Süden sowie im Zentrum des Netzes unterhalb der Normspannung liegt. Im Vergleich der PV-Szenarien, in den Abbildungen jeweils oben einfach und unten dreifach PV-Leistung, wird deutlich, dass sich maximale Betriebszustände des Netzes durch zusätzlichen PV-Ausbau verstärken. Grundsätzlich kann daher bei kleinem Zubau schon eine Tendenz zur Spannungsbandverletzung von $\pm 3\%$ verzeichnet werden, wenngleich diese in aktueller Auswertung noch nicht sichtbar ist.

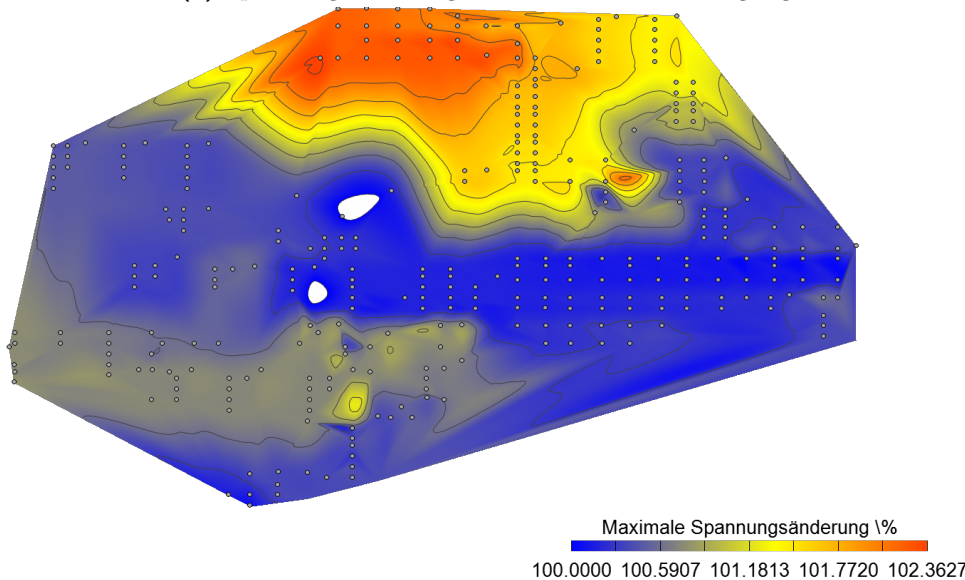
Neben der Ortsdiskreten, Spannungsänderung kann die durchschnittliche, Ortsdiskrete Blindleistungsverteilung über die Betriebsmittel berechnet werden. Der gesamte Blindleistungsbedarf im Zielnetz wird erwartungsgemäß über den Transformator aus dem Mittelspannungsnetz gedeckt und ist homogen verteilt. Der Bereich der Mittelspannungseinspeisung zeigt einen durchschnittlichen Maximalwert der Blindleistungsbereitstellung von 185 kVAR und bleibt nahezu konstant zwischen den Szenarien einfache und dreifache PV-Einspeisung. Ein gleichbleibender Blindleistungsbedarf kann durch den $\cos\varphi$ der PV-Anlagen von nahezu -1 während der Einspeisung erläutert werden. Die Darstellung der Ortsdiskreten Blindleistungsverteilung für Typtag 1 mit dreifacher PV-Erzeugung kann Anhang A.6.1, Abbildung A.1a entnommen werden.

Zusammenfassend liegt das Teilnetz mit einfacher und dreifacher Erzeugung zu jedem Zeitpunkt der Lastflussbetrachtung innerhalb der gesetzlich vorgeschriebenen Grenzen und kann

damit als stabil betrachtet werden.



(a) Spannungsänderung bei einfacher PV-Erzeugung.



(b) Spannungsänderung bei dreifacher PV-Erzeugung.

Abbildung 6.5: Relative Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für Typ-tag 1 mit normaler und dreifacher Erzeugungsleistung. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.

6.2.2. Szenario 2: BasisMod+

Im zweiten Szenario BasisMod+ wird das Niederspannungsteilnetz mit 161 Letztverbrauchern sowie ein- und dreifacher PV-Leistung mit Speichersystem für Typtag 28.05.2019 simuliert. Abbildungen 6.6a und 6.6b zeigen das Wirk- und Blindleistungsprofil der Energiesystems simulation, während darunterliegende Abbildungen 6.6c und 6.6d das Ergebnis der Lastflussrechnung am Transformator illustrieren. Deutlich erkennbar ist der Einfluss des Energiespeichers in der Energiesystems simulation, welcher die residuale Wirkleistung erzeugungsseitig deutlich verringert und die residuale Blindleistung komplett ausgleicht. Ein Vergleich der Lastprofile für Wirk- und

Blindleistung am Transformator aus der Netz- mit den Ergebnissen der Energiesystemsimulation zeigt erneut einen ähnlichen Verlauf der Wirkleistung beider Simulationsansätze. Die Blindleistung hingegen konnte, anders als in der Energiesystemsimulation, nicht vollständig durch den Speicher kompensiert werden, da der Speicher auf den Blindleistungsbedarf der Verbraucher und Erzeuger ausgelegt ist. Der zusätzliche Blindleistungsbedarf, bspw. durch Netzbetriebsmittel, ist in der Energiesystemsimulation nicht enthalten und kann somit nicht vom Speicher kompensiert werden. Grundsätzlich wird jedoch auch in der Netzsimulation die Blindleistungskompensation des Energiespeichers deutlich.

Für die Speicherdimensionierung und -betriebsstrategie wird der mathematische Algorithmus aus Kapitel 5 für die Daten des Teilnetzes angewendet. Eine konkrete Handlungsempfehlung zum Einsatz der Simulationsumgebungen sowie dem Datenaustausch zwischen der Energiesystem- und Netzsimulation kann Kapitel 5.2 entnommen werden. Die Speicherdimensionierung für das Teilnetzgebiet erfolgt für zwei Typtage, wobei nur der 28.05.19 vorgestellt und diskutiert wird. Bei optimierter Batteriekonfiguration @C5P150S155 wird eine Reduktion der maximalen negativen Wirkleistung um 72% bei einer Speicherauslastung von 26,2% erreicht. Aufgrund eines erhöhten Verbrauchs am Typtag kann das absolute positive Wirkleistungsmaximum nicht reduziert werden, wenngleich grundsätzlich eine Wirkleistungsreduktion über den Tagesverlauf erfolgt (vgl. Abbildung 6.6a). Sowohl die induktive als auch die kapazitive Blindleistung können bei Wechselrichterkonfigurationen mit mindestens 155 kVA komplett kompensiert werden (vgl. Abbildung 6.6b). Die Wechselrichterauslastung liegt bei 15%. An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass je nach gewähltem Hersteller bei realen Projektierungen nicht alle Wechselrichtergrößen dieser Simulation verfügbar sind, und meist auf Standardkonfigurationen zurückgegriffen wird. Zudem muss bei der Wechselrichterauslegung die maximale sowie minimale Batteriespannung, eine gleichmäßige Verteilung der Batterieleistung auf die drei Phasen des Wechselstromnetzes betrachtet und unter Berücksichtigung von Wirkungsgraden der bestmögliche Leistungsbereich ausgewählt werden. Die Batteriedimensionierung unterscheidet sich maßgeblich von der in Kapitel 5 vorgestellten Dimensionierung, da ein reduziertes Teilnetz mit 166 Anschlusspunkten zugrunde liegt.

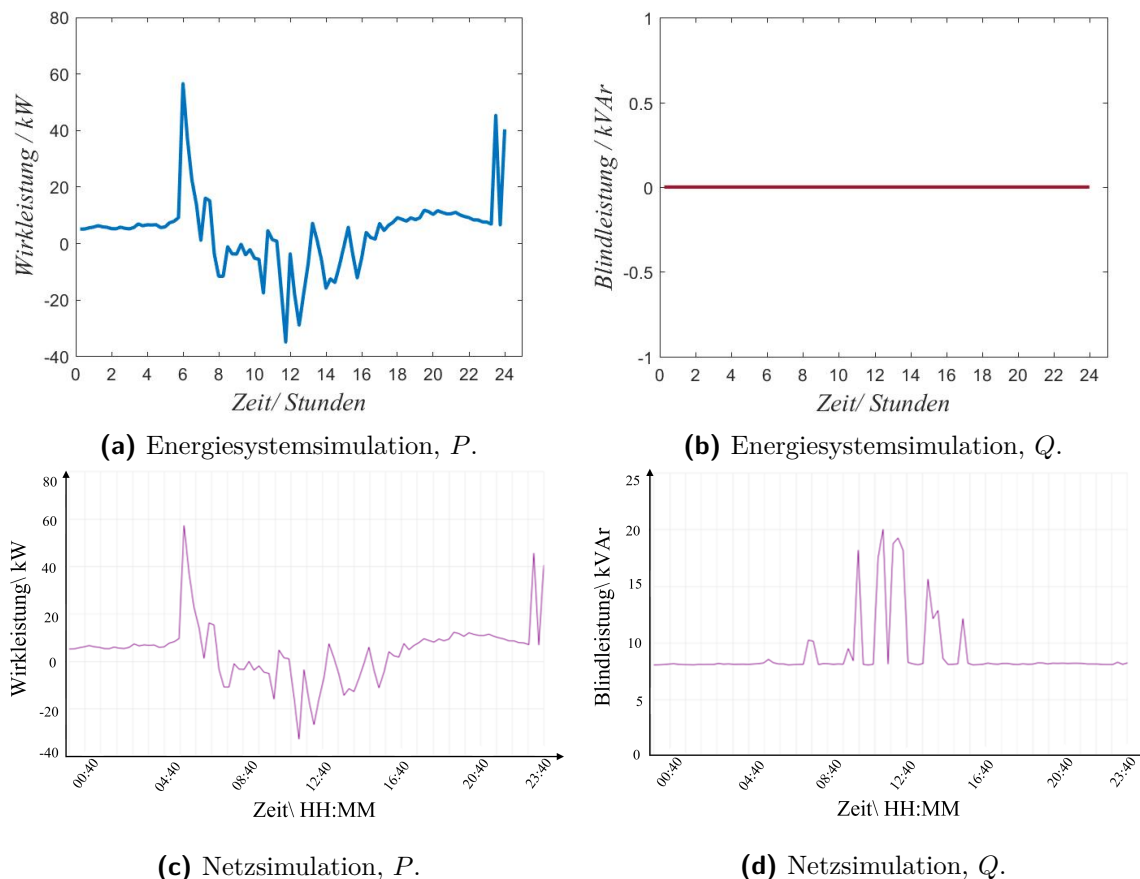


Abbildung 6.6: Residuales Wirk- und Blindleistungsprofil mit Batteriesystem im Vergleich zwischen Energiesystem- und Netzsimulation.

Abbildungen 6.7a und 6.7b zeigen die gemittelten Ergebnisse der dynamischen Lastflussrechnung für Typtag 1 mit dreifacher PV-Erzeugung. Der Speicher wird am Ort des Transformators installiert. Das Spannungsprofil 6.7a des Zielnetzes zeigt die maximal auftretende ortsdiskrete Spannungsänderung über einen Tag gegenüber der Netznennspannung. Maximale Überspannungen treten mit 102,12% im Norden des Zielnetzes auf. Es wird deutlich, dass die Nutzung des Energiespeichers am Transformator nur einen sehr geringfügigen Einfluss von 0,24% auf das maximale Spannungsprofil hat. Der Energiespeicher wirkt damit für das Netzgebiet wie eine Einspeisung bzw. Entnahme aus dem Mittelspannungsnetz. Der Einfluss des Energiespeichers wird lediglich im Transformatorlastprofil, welches sowohl bei der Wirk- als auch der Blindleistung deutlich entlastet wurde, sichtbar (vgl. Abbildung 6.6). Neben der maximalen, relativen Spannungsänderung zeigt Abbildung 6.7b die durchschnittliche, ortsdiskrete Spannungsänderung für den Typtag. Die durchschnittliche Spannungsänderung liegt mit maximal 100,2% deutlich unterhalb der maximalen Spannungsänderung mit Werten bis zu 102,12%. Die unteren Werte der Farbskala hingegen zeigen eine höhere prozentuale Unterspannung mit bis zu 98,71% im Minimum für die durchschnittliche im Vergleich zur maximalen Spannungsänderung. Die Nutzung des Energiespeichers am Transformator bedingt im Vergleich zum durchschnittlichen Spannungsprofil ohne Speicher (vgl. Anhang A.6.1, Abbildung A.1b) eine marginale Spannungsabsenkung im Minimum von 0,15%. Zusammengefasst zeigt der Typtag durchschnittlich eine geringere Über- und höhere Unterspannung im Zielnetzgebiet.

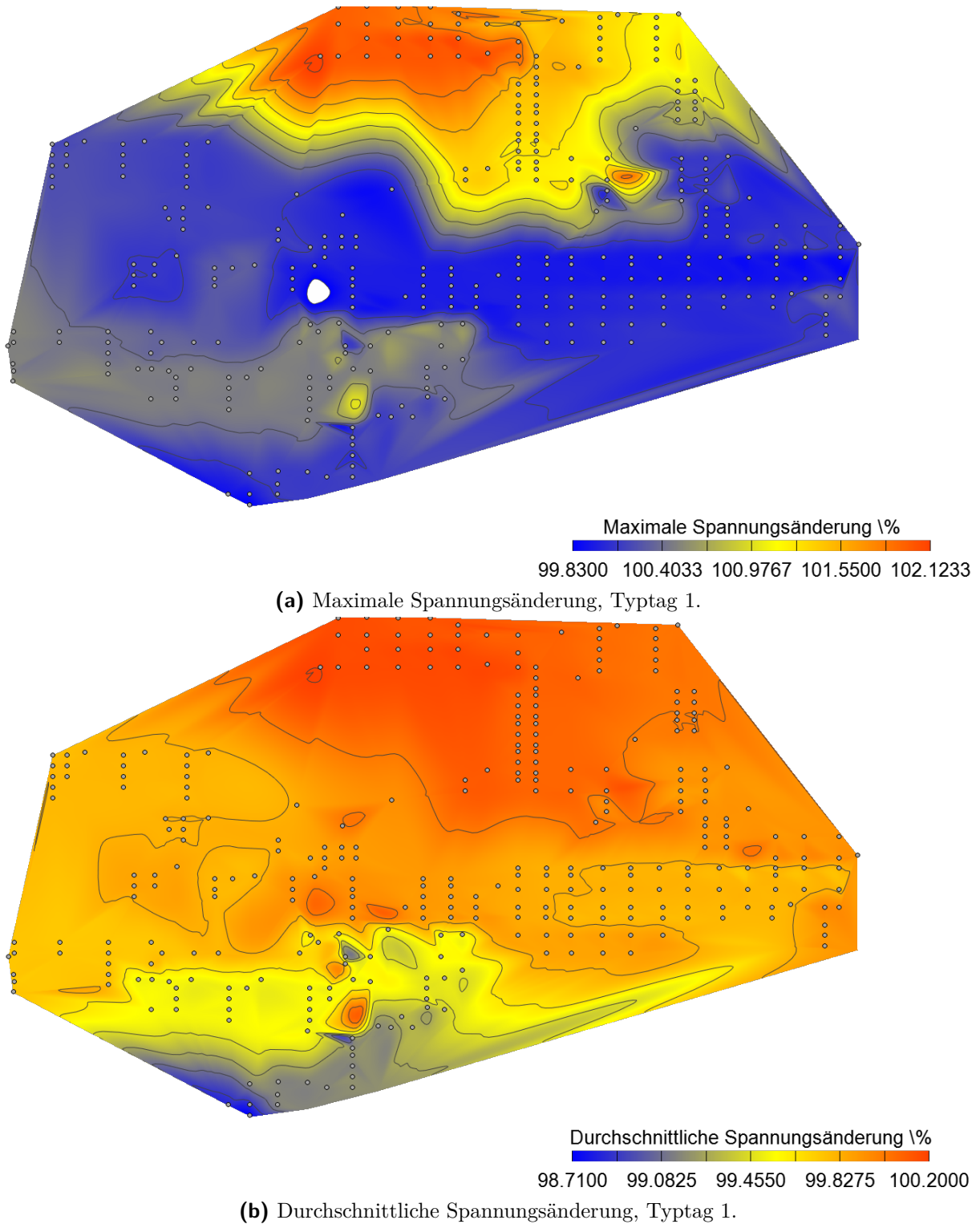


Abbildung 6.7: Relative maximale sowie durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für Typtag 1 bei 3-facher PV-Leistung, Anwendung der Betriebsstrategie BasisMod+ sowie Platzierung des Speichers am Transformator. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.

Zusammenfassend erfüllt der Speicher durch seine festgelegte Betriebsstrategie die Anforderung, maximale Wirkleistungsflüsse über den Transformator zu reduzieren und Blindleistung zu kompensieren. Die maximal auftretende Spannungsänderung wird durch den Speicher minimal

verbessert. Durch die Platzierung am Transformator hat der Speicher einen geringen Einfluss auf die maximale Spannungsänderung sowie die Blindleistungsflüsse über Netzbetriebsmittel. Während die Betrachtung von maximalen Spannungsänderungen über das Netz mit und ohne Speichernutzung keine nennenswerten Änderungen zeigt, können im zeitlichen Tagesverlauf Spannungsänderungen durch Umschaltvorgänge des Energiespeichers hervorgerufen werden. Im nächsten Kapitel werden unterschiedliche Platzierungen des Energiespeichers und damit die Sensitivität der Speicherplatzierung auf die Spannung im Zielnetz untersucht werden.

6.2.3. Sensitivitätsanalyse Speicherplatzierung

Für eine abschließende Validierung der Speicherplatzierung mit Betriebsstrategie BasisMod+ werden zusätzlich zur Platzierung am Transformator in Szenario 2, drei weitere charakteristische Netzknotenpunkte betrachtet. Der Steuerungsparameter für den Betrieb des Energiespeichers bezieht sich auf die residuale Wirkleistung durch PV-Überschuss, weswegen die Platzierung in Erzeugungsnähe zielführend ist. Ohne Energiespeicher wird außerdem die gesamte residuale Überschussenergie über den Transformator in das Mittelspannungsnetz transportiert, wodurch Verluste durch Netzbetriebsmittel entstehen. Beide Argumente sprechen daher für eine erzeugungsnahe Platzierung. Neben den bilanziellen Wirk- und Blindleistungsflüssen sind ebenso infrastrukturelle Gegebenheiten des Netzes zu betrachten, da bspw. Kabelauslastungen durch die Speicherplatzierung nicht überschritten werden dürfen. Zudem könnte eine Platzierung am Randgebiet des Netzabschnitts mit höheren Transportverlusten bzw. höheren Spannungsänderungen einhergehen, wenn bspw. bei Entladung des Speichers weiter entfernt liegende Netzanschlusspunkte versorgt werden. Diese liegen im Vergleich zum ursprünglichen Lastfluss, ausgehend vom Transformator, nun weiter entfernt von der Leistungseinspeisung der Batterie.

Zielführend für die Sensitivitätsanalyse der Speicherplatzierung sind daher Orte mit hoher PV-Einspeisung sowie Randgebiete des Zielnetzes. Untenstehende Abbildung 6.8 zeigt die Speicherplatzierung im Norden (@POM - Platz oben Mitte), im Südwesten (@PUL - Platz unten links) sowie im Osten (@PMR - Platz Mitte rechts) als schematische Darstellung. Während die größten PV-Erzeugungen in der Mitte des nördlichsten Punkts sowie des südlichsten Punktes liegen (@POM, @PUL), wird die Platzierung im Osten verwendet, um den Einfluss der Speicherentfernung zu den Verbrauchern zu validieren (@PMR). Den genannten Platzierungen steht die bereits untersuchte Platzierung am Transformator, @Trafo, welche als Ausgangsplatzierung betrachtet wird, gegenüber.

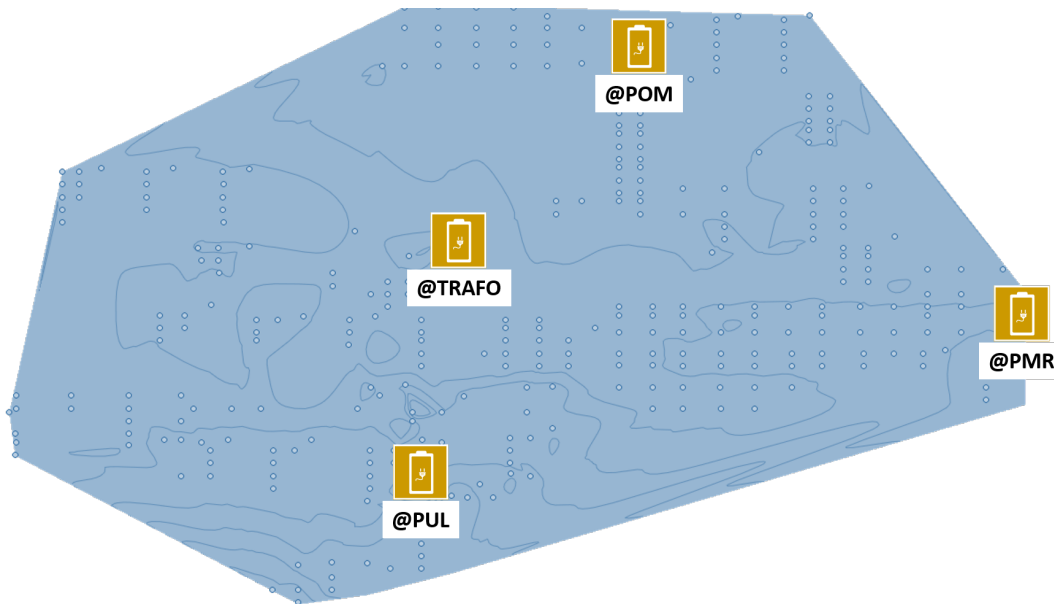


Abbildung 6.8: Standorte für die Sensitivitätsanalyse der Speicherplatzierung, Trafoplatzierung @Trafo, Platzierung oben Mitte @POM, Platzierung unten links @PUL und Platzierung Mitte rechts @PMR, als schematische Darstellung des Zielnetzes.

Für den Vergleich der Speicherplatzierung wird die maximale sowie durchschnittlich auftretende Spannungsänderung über einen Tag gegenüber der Netznennspannung für Typtag 1 verglichen. Abbildungen 6.9 und 6.10 zeigen die durchschnittliche Spannungsänderung für die vier Platzierungsoptionen am @Trafo, @POM, @PUL und @PMR. Die durchschnittlichen Spannungsänderungen zeigen am Ort der Platzierung für @POM Spannungswerte geringfügig unter 100%, während für @PUL und @PMR jeweils Spannungswerte um 100% am Speicherstandort erreicht werden. Im Vergleich der durchschnittlichen Spannungsänderungen werden die geringsten Werte von 97,72% für die Platzierung @POM am südlichen Rand des Netzgebiets in Abbildung 6.9b erreicht. Dahingegen erreicht das Netzgebiet ohne Speicher, aus vorangegangenen Kapiteln, Werte bis zu 98,56% am südlichen Rand. Die Platzierung @POM hat demzufolge die Spannungsänderung am südlichen Rand im Durchschnitt leicht verschlechtert. Am nördlichen Rand des Netzgebiets konnte die Spannung deutlich von 100,05% auf einen Wert von ca. 98,5% gesenkt werden, da der Speicher überschüssige Energie aus dem Netz entnimmt und dadurch zu erzeugungsstarken Zeiten keine Überspannungen auftreten. Grundsätzlich werden bei Platzierung @POM stets Spannungsänderungen bis 100% erreicht.

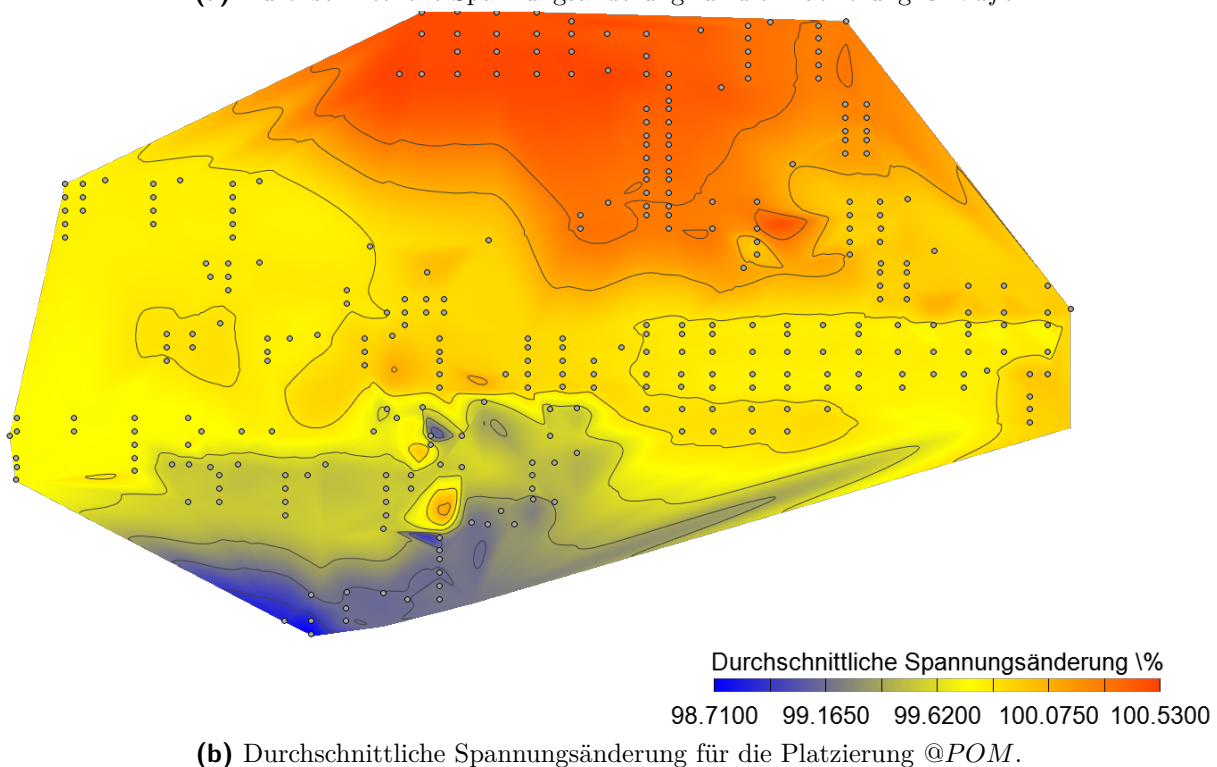
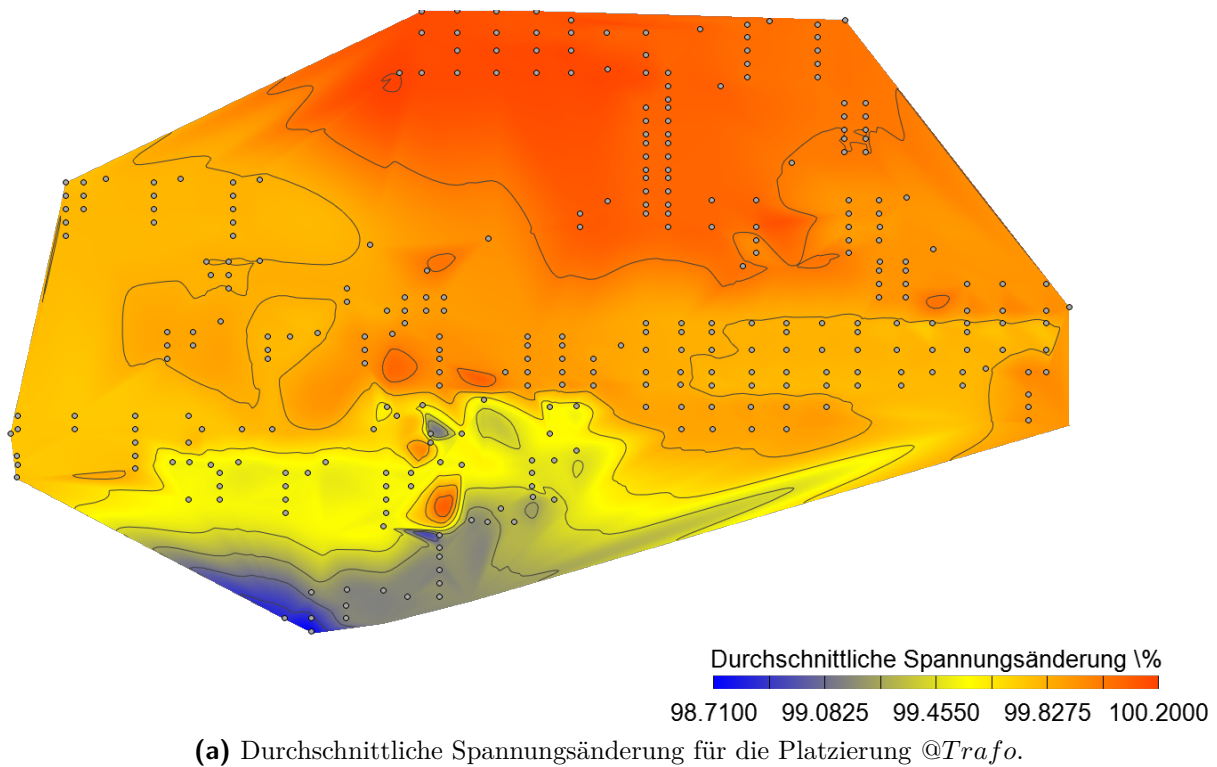


Abbildung 6.9: Durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für die Speicherplatzierungen @Trafo und @POM.

Speicherplatzierung @PUL am südwestlichen Rand des Zielnetzes verursacht eine Erhöhung durchschnittlicher Spannungsänderungen um bis zu 100,19%. Abbildung 6.10a zeigt die höchsten Spannungswerte sowohl am Ort der Speicherplatzierung als auch am nördlichen Rand des Zielnetzes. Demzufolge verschlechtert der Speicher die Spannungslage am nördlichen Rand, da dort die erzeugte Überschuss PV-Leistung nicht verbraucht oder durch den Speicher, wie

bei Platzierung @*POM*, entnommen wird. Die untere Grenze der auftretenden durchschnittlichen Spannungsänderung verbessert sich von 98,56% ohne Speicher auf 98,99% mit Speicher @*PUL*. Die letzte Platzierungsoption @*PMR*, in Abbildung 6.10b stellt eine Platzierungsoption am Rand des Netzes, ohne direkten Bezug zur PV-Erzeugung, dar. Sowohl im nördlichen Teil des Netzes als auch im Südwesten treten Überspannungs- bzw. Unterspannungstendenzen auf. Diese sind gegenüber dem Status Quo ohne Energiespeicher sowie den bisher vorgestellten Platzierungen, mit 100,36% bzw. 98,70% als jeweilige Maxima, erhöht. Zusammenfassend hat die Speicherplatzierung am Ort der höchsten Erzeugung (@*POM*) die beste Wirkung auf die durchschnittliche Spannungsänderung im Zielgebiet.

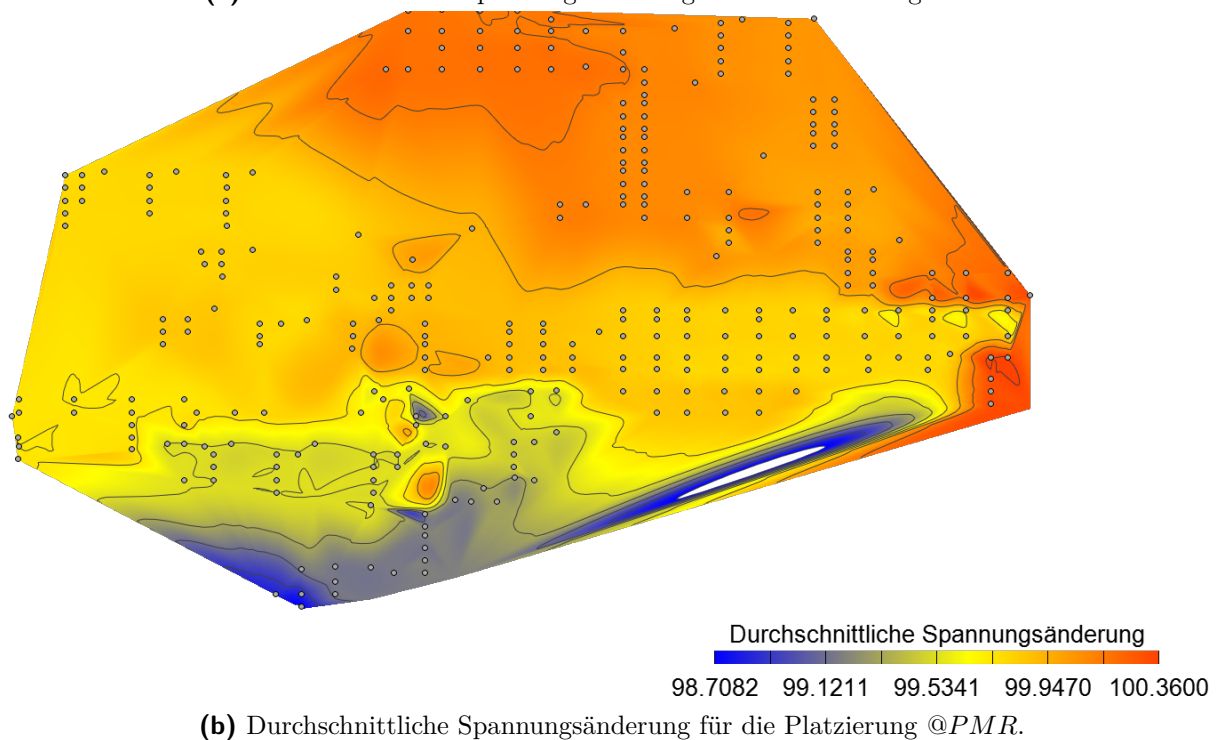
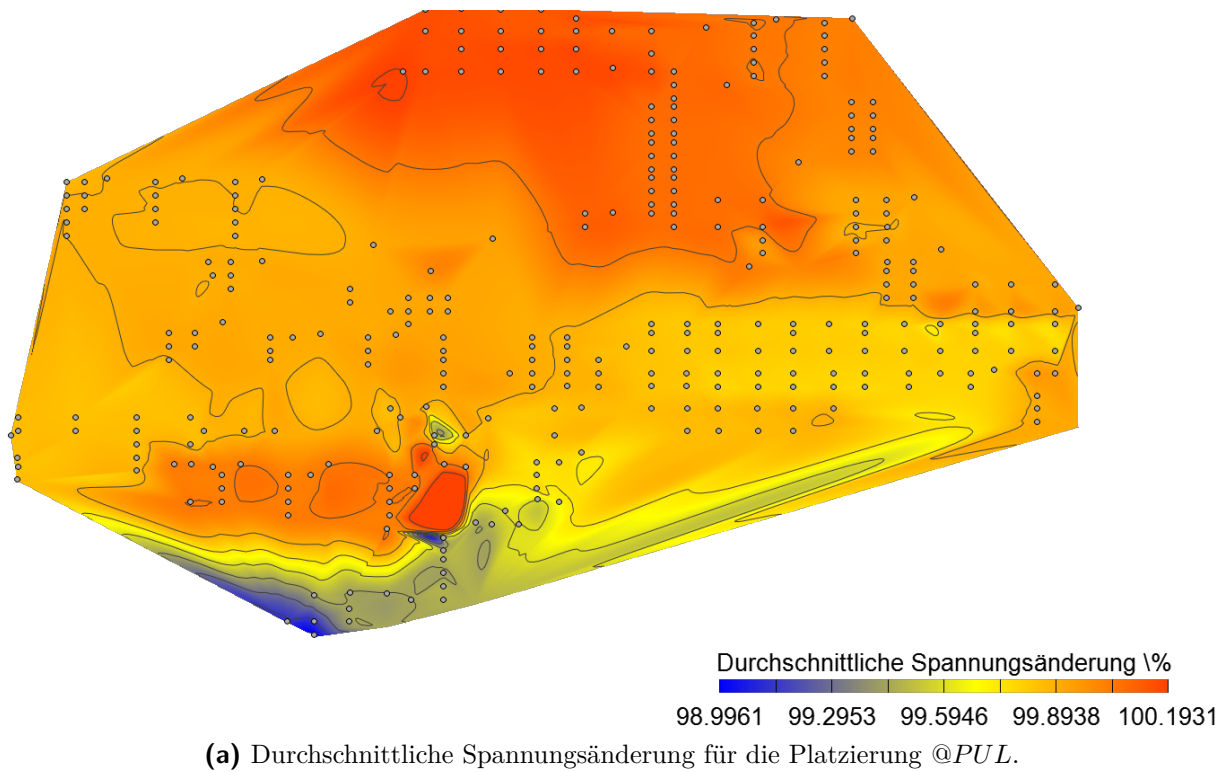
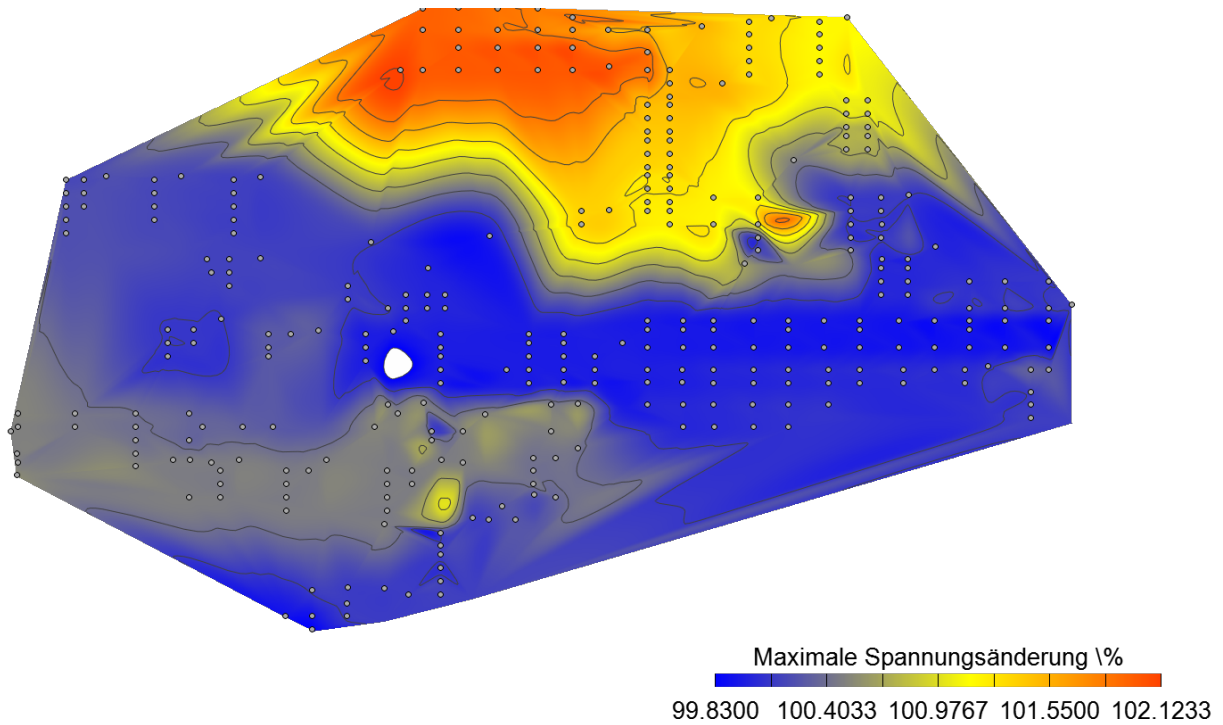


Abbildung 6.10: Durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für die Speicherplatzierungen @PUL und @PMR.

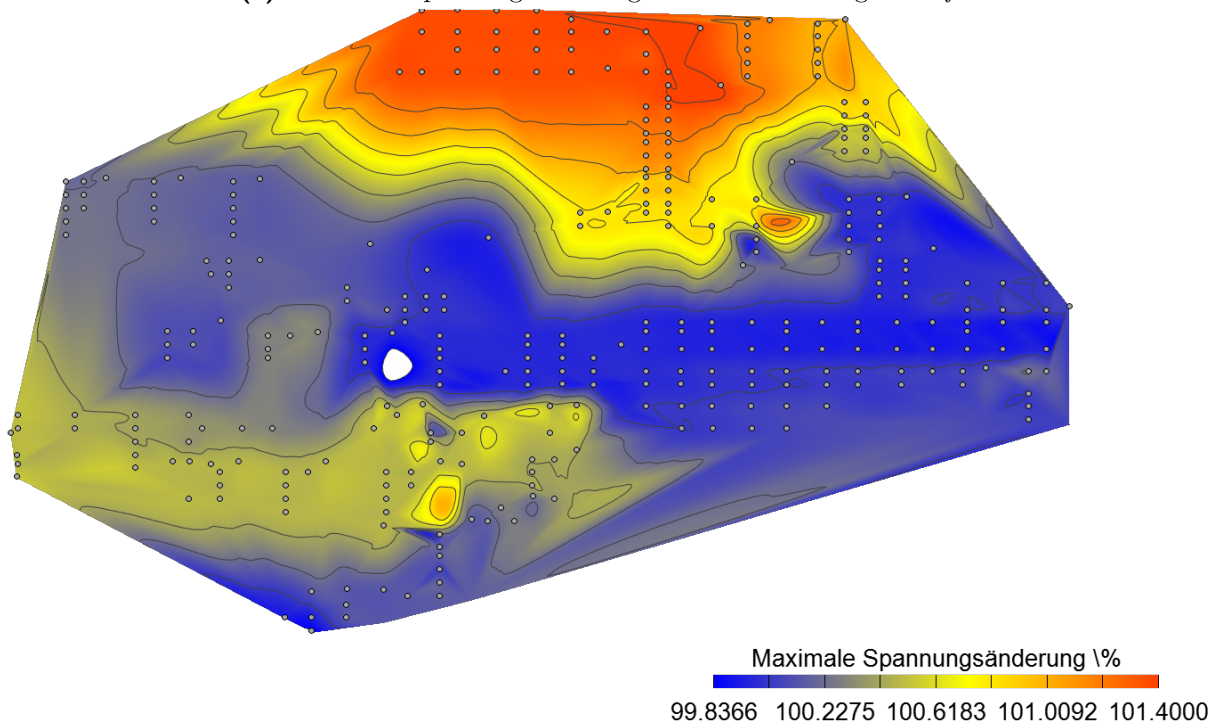
Maximale Spannungsänderungen im Zielgebiet können zumeist auf einen Zeitpunkt mit PV-Überschuss zurückgeführt werden und sind daher aussagekräftig, um den Einfluss der Speicherplatzierung auf PV-starke Zeiten bzw. Gebiete zu bewerten. Eine weitere Möglichkeit für den Zeitpunkt der maximalen Spannungsänderung sind Umschaltvorgänge, bspw. eines Energiespeichers. Eine Zuordnung der genauen Zeitpunkte der maximalen Spannungsänderung zu der

Zeitflusssimulation ist in NEPLAN[®] leider nicht möglich, weswegen der Vergleich der Abbildungen sich lediglich auf die Absolutwerte, nicht aber deren genaue Ursache bzw. den zeitlichen Verlauf, stützt.

Im Vergleich der maximalen Spannungsänderung erzielt erneut @*POM* die besten Ergebnisse mit einer maximalen Überspannung von 101,4% (vgl. Abbildung 6.11b). Der Status Quo ohne Energiespeicher erreicht Werte von 102,36%, wodurch der Energiespeicher 0,96% der maximalen Überspannung kompensiert. Für weitere Platzierungen werden jeweils schlechtere Spannungswerte von 102,12% für @*Trafo*, 102,3% für @*PUL* und 102,46% für @*PMR* erzielt. Die geografische Darstellung der maximalen Spannungsänderung für die unterschiedlichen Platzierungen ist Abbildungen 6.11 und 6.12 zu entnehmen.

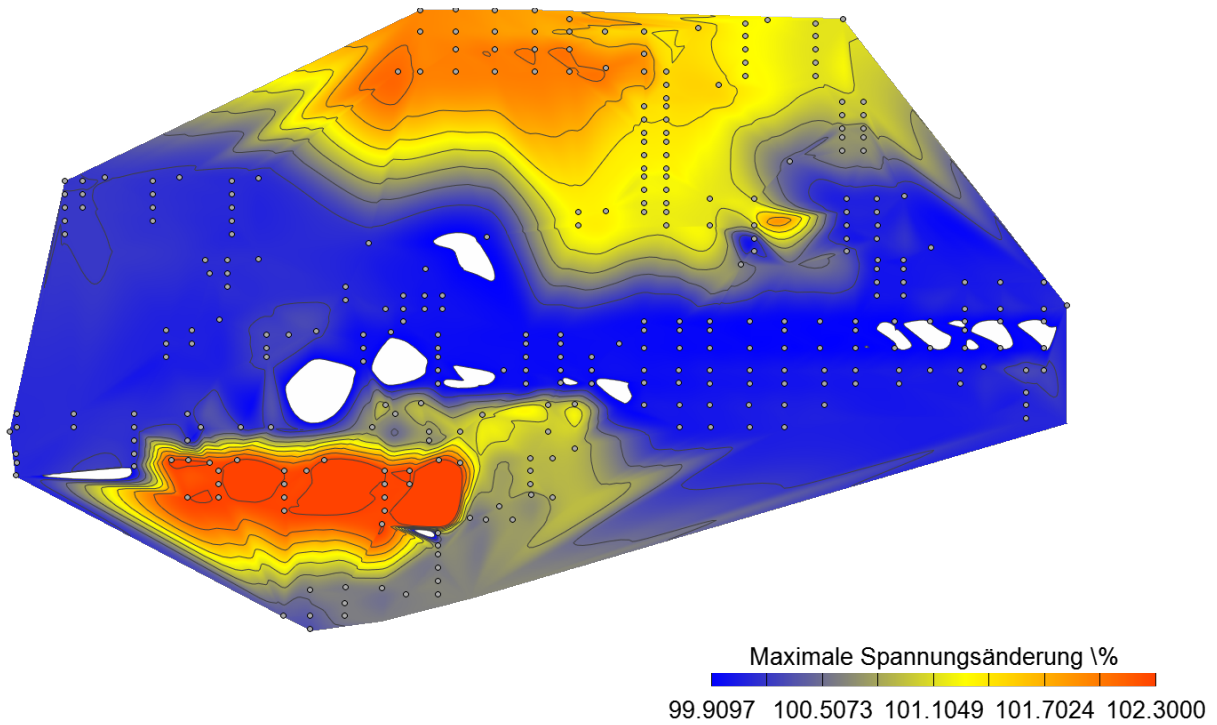


(a) Maximale Spannungsänderung für die Platzierung @Trafo.

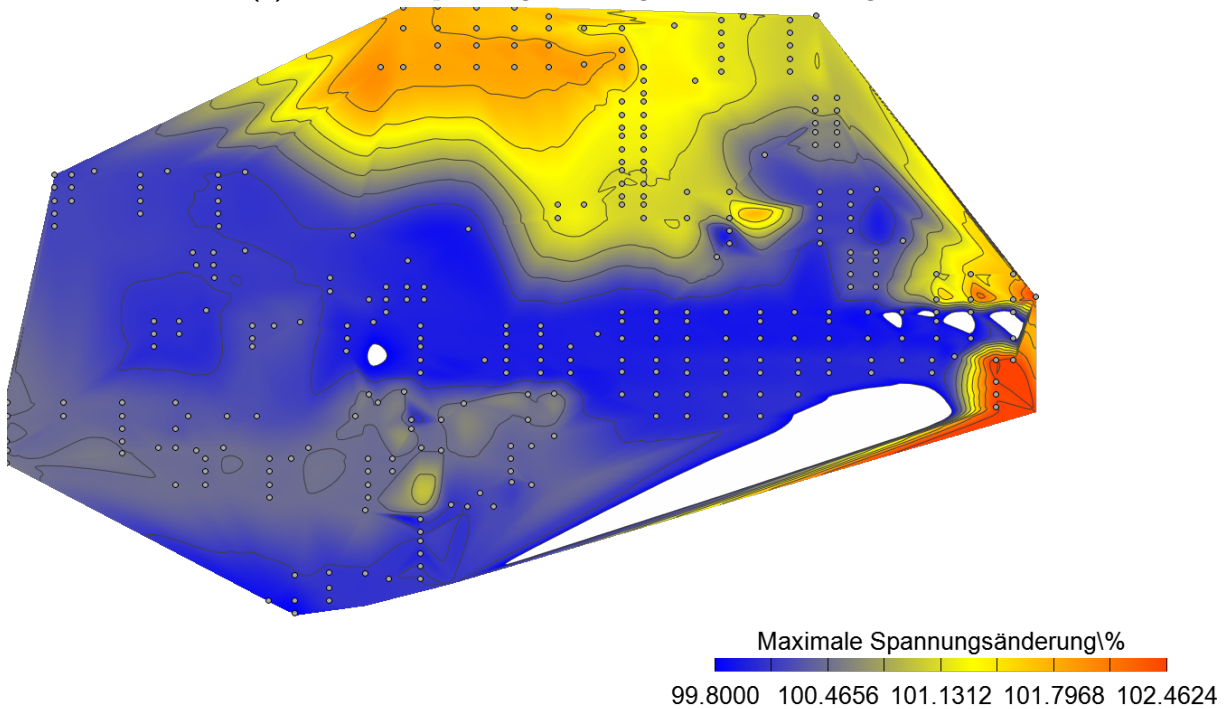


(b) Maximale Spannungsänderung für die Platzierung @POM.

Abbildung 6.11: Relative maximale Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für die Speicherplatzierungen @Trafo und @POM.



(a) Maximale Spannungsänderung für die Platzierung @PUL.



(b) Maximale Spannungsänderung für die Platzierung @PMR.

Abbildung 6.12: Relative maximale Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für die Speicherplatzierungen @PUL und @PMR.

Abgesehen der Platzierung am Transformator, liegt der Ort des Speichers stets im rötlichsten Bereich, welcher die größten Werte der maximalen Spannungsänderung markiert. Im Gebiet ohne Speicher markiert der Bereich der größten PV-Einspeisung die größte Spannungsänderung durch die rötlichste Schraffierung. Bei der Platzierung am Transformator ist der Bereich des Speichers, anders als bei den weiteren Platzierungen, blau markiert und zeigt Werte von ca.

100% der Nennspannung (vgl. Abbildung 6.11a). Dies wird durch die direkte Verbindung der Speicherplatzierung mit dem Ort der Mittelspannungseinspeisung verursacht. Der Ort der Mittelspannungseinspeisung bildet stets den Punkt mit 100% der maximalen Netznennspannung ab. Größte Teile des Netzes in allen Szenarien zeigen blaue bis gelbe Unterspannungen zwischen 99,8% und 100%. Während Platzierung @*POM* im Südwesten des Netzes in Abbildung 6.11b noch gelb schraffierte Teilgebiete mit Spannungsänderungen von ca. 100,6% zeigt, werden diese für @*PUL* vollständig bzw. für @*PMR* teilweise kompensiert (vgl. Abbildungen 6.12a und 6.12b). Grundsätzlich wird mit keiner der Platzierungen die Spannungserhöhung durch Einspeisung vollständig kompensiert. Die besten Ergebnisse der maximalen Spannungsänderung zeigt erneut die Platzierung @*POM* am Ort der höchsten Einspeisung. Eine vergrößerte Gegenüberstellung aller Grafiken kann Anhang A.6.2 entnommen werden.

Die Platzierung des Energiespeichers beeinflusst die Auslastung der Betriebsmittel unterschiedlich stark. Die minimale Auslastung der Kabelinfrastruktur liegt bei circa 26% im Szenario ohne Energiespeicher sowie bei Platzierung @*POM*. Eine erhöhte Auslastung von 73,17% wird für @*PUL* verzeichnet, da die komplette PV-Energie aus dem nördlichen Teil des Netzes zum Energiespeicher fließen muss. Die Blindleistungsflüsse des Zielnetzes werden ebenfalls durch die Platzierung des Energiespeichers in ihrer Lokalität, nicht aber in ihren absoluten Werten, beeinflusst. Unabhängig von der Speicherplatzierung bleibt der lokale Blindleistungsbedarf nahezu konstant. Zu keinem Zeitpunkt der Sensitivitätsanalyse wird eine Grenzwertverletzung der Kabelauslastung hervorgerufen. Auf die Einzeldarstellung der Ortsdiskreten Blindleistung sowie der Kabelauslastung der Platzierungsszenarien wird an dieser Stelle verzichtet. Die weiterführenden Grafiken ohne Energiespeicher sowie für die Platzierung @*POM* und @*PUL* können Anhang A.6.1 entnommen werden.

6.3. Diskussion

Während Wirkleistungsflüsse eine exakte Übereinstimmung zwischen Energiesystem- und Netzsimulation zeigen, weichen Blindleistungsflüsse wegen der Infrastruktur des Netzes und damit einhergehend zusätzlichen Blindleistungsflüsse von den Ergebnissen der Energiesystemsimulation ab. Der integrative Simulationsansatz, geteilt in Batterie-, Energiesystem- und Netzsimulation, kann damit bestätigt werden, wenngleich für zukünftige Arbeiten eine Berücksichtigung der Blindleistungsflüsse der Netzsimulation in der Energiesystemsimulation empfohlen wird. Dadurch kann sicher gestellt werden, dass die komplette zeit- und Ortsdiskrete Blindleistung des Zielnetzes kompensiert werden kann. Die Betriebsstrategie BasisMod+ kann die Wirk- und Blindleistungsflüsse über den Transformator deutlich reduzieren, wodurch mehr regional erzeugte PV-Erzeugung zeitlich versetzt, lokal genutzt werden kann. Die Höhe der Wirk- und Blindleistungsreduktion am Transformator wird von der Betriebsstrategie des Speichers, dem Netzeffekt und der Systemgrenze der Datenerhebung beeinflusst. Die zentrale Platzierung am Transformator verursacht lediglich geringe Veränderungen des örtlichen Spannungsprofils bzw. keine Veränderungen des Blindleistungsprofils über die Leitungen. Sämtliche Lastflüsse im Teilnetz bleiben bestehen und lediglich die Entlastung des Transformators ist in dessen Lastprofil sichtbar.

Bei Veränderung der Speicherplatzierung werden regional aufgelöste Unterschiede der durchschnittlichen sowie maximalen Spannungsänderung sichtbar. Die Auswertung zeigt, dass neben der Platzierung am Transformator @*Trafo*, eine Platzierung in direkter Nähe der höchsten PV-Erzeugung, hier als @*POM* bezeichnet, durch Abmilderung der Spannungsänderungen empfehlenswert ist. Die Platzierung des Speichers verändert die Lastflüsse, sodass mit Energiespeicher stets maximale Spannungsänderungen an Orten der Einspeisung bzw. der Speicherplatzierung auftreten. Das grundlegende Spannungsverhalten des Zielnetzes zeigt erhöhte Spannungen im Norden und Unterspannungen im Südwesten. Diese Tendenzen bleiben auch bei Speicherintegration bestehen, wenngleich eine Abmilderung, je nach Ort der Platzierung, auftritt. Die Auslastung der Leitungsinfrastruktur erreicht je nach Platzierung Werte bis zu 73,17%, wobei in keinem Szenario eine Verletzung der Systemstabilität vorlag. Der Niederspannungsnetzabschnitt ist zu jedem Zeitpunkt stabil.

Der Vergleich zwischen einfacher und dreifacher PV-Erzeugung im Zielnetz zeigt deutlich den Einfluss erneuerbarer Energien auf die Spannungsqualität im Niederspannungsnetz. Eine dreifache PV-Erzeugung ohne Batterienutzung verschlechtert die maximale Spannungsänderung um bis zu 2% gegenüber Netzspannung verglichen mit der derzeit installierten, einfachen PV-Erzeugung. Die Kompensationswirkung des Energiespeichers liegt bei Platzierung im Norden, @*POM*, bei 0,96%, wodurch circa die Hälfte der Spannungsänderung durch vermehrte PV-Einspeisung kompensiert werden könnte. Die Blindleistungskompensation des Energiespeichers verursacht, je nach Platzierung, eine Umlenkung der Blindleistungsflüsse,. Dies ruft keine negative Beeinflussung des Netzgebiets hervor. Grundsätzlich ist der Blindleistungsbedarf des Zielnetzes auch mit dreifacher PV-Einspeisung als gering einzustufen. Die in Kapitel 5 entwickelte orts- und zeitdiskrete Dimensionierung sowie Steuerung des Energiespeichers durch Wirk- und Blindleistungsreduktion über den Transformator zeigt einen positiven Einfluss auf die Spannungshaltung im Netzgebiet und erhöht die dezentrale Nutzung erneuerbarer Energien im Niederspannungsnetz. Die Schnittstellen zwischen den Simulationsansätzen ermöglichen es, sowohl aussagekräftige Ergebnisse der technologischen Aspekte der Speichernutzung zu erzielen, als auch die Steuerung im Betrieb und die Rückwirkungen auf das Niederspannungsnetz zu validieren. Der ganzheitliche Ansatz zentraler Speicher im Niederspannungsnetz ermöglicht die Nutzung der 15-minütigen Lastdaten zur Speicherdimensionierung, -steuerung und Netzintegration.

7. Fazit und Ausblick

Die lokale Nutzung erneuerbarer Energie ist, auch durch sonst auftretende Übertragungsverluste bzw. aufgrund der Belastung von Netzbetriebsmitteln, einer Übertragung vorzuziehen. Mit Hilfe von Energiespeichern mit netzdienlicher Dimensionierung, Betriebsweise und Platzierung kann ein hoher Anteil der erzeugten erneuerbaren Energie lokal genutzt werden, ohne Netzstabilität einzubüßen. Im Folgende werden die wesentlichen Erkenntnisse dieser Forschungsarbeit zusammengefasst.

7.1. Fazit

Die vorliegende Forschungsarbeit evaluiert Synergieeffekte zentraler Speichersysteme durch integrative Modellbildung einer Batterie-, Energiesystem- und Netzsimulation am Beispiel eines Niederspannungsnetzabschnitts in Luxemburg. Die Energiesystems simulation beinhaltet die zeitdiskrete Wirkungs- sowie Steuerungsebene des Energiespeichers, während die Netzsimulation die Platzierung und damit ortsdiskrete Analyse der Lastflüsse fokussiert. Die Kombination der Simulationsebenen durch geeignete Schnittstellen ermöglicht einen integrativen Betrachtungsansatz zentraler Speicher in Niederspannungsnetzen. Jede Simulationsebene für sich hat zum Ziel, den Eingangsdatenumfang möglichst auf vorhandene, leicht erfassbare Daten zu begrenzen, um somit eine anwendungsnahe Umsetzung zu ermöglichen. Zusammenfassend wurden in vorliegender Forschungsarbeit Netzinfrastuktur- sowie 15-minütige Leistungsdaten verwendet, welche dem Netzbetreiber durch den Ausbau intelligenter Messsysteme vorliegen. Die Logik der Leistungsmessung, Wirk- und Blindleistung in 15-minütiger Auflösung, ist sowohl regionen- als auch länderübergreifend gegeben, wodurch der entwickelte Algorithmus universell Anwendung findet.

Die Wirkungs- sowie Steuerungsebene der Energiesystems simulation haben Einfluss auf die optimale Dimensionierung des Energiespeichers. Aus diesem Grund wurden die Entwicklung der Regelparameter und deren Betriebsgrenzen sowie die Festlegung der Dimensionierungsgrößen Batterieleistung, -kapazität und Wechselrichterscheinleistung innerhalb der Energiesystems simulation gemeinsam definiert. Während die Funktionsweise des zentralen Speichers im Detail von dessen Technologie und Ladecharakteristik abhängt, bestimmt die Betriebsstrategie den Einfluss dieses Speichers auf den Netzabschnitt. Hier vorgestellte Simulationen fokussieren die Wirkungsebene störungsfreier regionaler Netzbetrieb.

Die Reduktion der maximalen Bezugs- bzw. Einspeiseleistung am Transformator sowie die Stabilisierung des Leistungsfaktors $\cos \varphi$ wurden unter Einbezug eines zukünftigen PV-Durchdringungsszenarios als geeignete Regelparameter identifiziert. Die Speichersystemauslegung auf Maximalwerte und demzufolge die Nutzung der Leistungsreduktion als alleiniges Entscheidungskriterium war weder für die Wirk- noch die Blindleistung zielführend. Zur Vermeidung einer Überdimensionierung des Speichersystems wird eine möglichst hohe Speicherauslastung durch Anpassung der nutzbaren Speicherkapazität an vorherrschende Last- bzw. Erzeugungsdaten angestrebt. Die gleichzeitige Reduktion der maximalen Bezugs- bzw. Einspeiseleistung am Transformator und die Maximierung der Speicherauslastung führten zur Formulierung des Optimierungsparameters $z - Faktor$. Durch den $z - Faktor$ kann ein Optimum aus Batterieleistung und -kapazität für den Netzabschnitt entwickelt und gleichzeitig der Hauptfokus auf einen leistungsgesteuerten Betrieb gelegt werden.

Die Dimensionierung des Energiespeichers erfolgte als Leistungs- bzw. Kapazitätsäquivalent einer 10 kW / 100 kWh VRFB, deren Betriebscharakteristik durch ein Grey Box Simulationsmodell definiert wurde. Zur Validierung technologiespezifischer Charakteristiken wurden einfach messbare Lade- und Entladezyklen verwendet. Die Auswertung der Batteriesimulation zeigt, dass eine Reduktion des Eingangsdatenumfangs von Anfangs zehn auf sechs Lade- und Entladezyklen (Fall $p2$) eine geringe Erhöhung des Simulationsfehlers um 1,67% bedingt. Eine Reduzierung des Eingangsdatenumfangs bei gleichzeitig geringen Genauigkeitseinbußen ist grundsätzlich möglich, wenngleich bessere Ergebnisse erzielt wurden sobald die Maximal- sowie Minimalwerte des Leistungsbereichs der Batterie inkludiert wurden. Zur Modellparametrisierung wurden vier spezifische Parameter, C_{Stor} , I_{loss} , R_i und U'_0 , sowie ein mathematisches Gleichungssystem zur Beschreibung der Batteriefunktionsweise definiert.

Die optimale Systemdimensionierung für das Zielnetzgebiet, unter Annahme einer Verdoppelung der PV-Erzeugung, entspricht dem Leistungs- und Kapazitätsäquivalent @C70P400 sowie einer Wechselrichterdimensionierung mit @S460. Die optimierte Kapazität der Batterie @C70 bezieht sich auf ein Vielfaches der real nutzbaren Kapazität, welche im verwendeten Batteriemodell auf einen Wert von 2386 Ah optimiert wurde. Die Abgrenzung der theoretisch nutzbaren Kapazität $C_{Theo} = 100 \text{ kWh}$ laut Herstellerangaben von der real nutzbaren Kapazität, spiegelt betriebstechnische Einschränkungen sowie die tatsächliche Nutzbarkeit der aktiven Materialien wider. Bei gleichbleibenden Übergabeparametern, Wirkleistung und SoC kann das hier vorgestellte Grey Box Modell einer VRFB um andere Speichertechnologien ergänzt oder durch diese ersetzt werden. Der vorgestellte Modellierungsansatz kann mit Blick auf die Speichertechnologie als universell betrachtet werden, wenngleich Redox-Flow-Batterien aus derzeitigen Gesichtspunkten technologische sowie ökologische Vorteile für Netzspeicheranwendungen zeigen.

Der Einsatz des Energiespeichers bewirkt eine Reduktion der maximalen Bezugs- bzw. Einspeiseleistung am Transformator von 91,2% bezogen auf den Verbrauch bzw. 35,4% bezogen auf die Erzeugung, wodurch die zeitliche und räumliche Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch ausgeglichener ist. Die Erweiterung der Wirkleistungssteuerung (BasisMod) um die Blindleistungskompensation (BasisMod+) bestätigte, dass mit geringer Wechselrichterscheinleistung bereits eine vollständige Kompensation der Blindleistung gewährleistet werden kann. Für

das Zielnetzgebiet wurde grundsätzlich ein deutlich höherer induktiver Blindleistungsbedarf über die gesamte Datenauswahl mit einem Maximalwert von 190 kVAr verglichen zum Maximalwert des kapazitiven Blindleistungsbedarf mit 40 kVAr nachgewiesen.

Die beiden entwickelten Betriebsstrategien, BasisMod und BasisMod+, werden als geeignet für ein ländliches Niederspannungsnetz in Luxemburg angesehen und verringern die maximale Wirk- und Blindleistungsübertragung ins Mittelspannungsnetz. Durch die Reduktion residueller Lastflüsse am Transformator können lokale Netzausbaumaßnahmen bei steigender Erzeugung erneuerbarer Energien vermieden werden. Eine Priorisierung der Blindleistung über die Wirkleistung hat sich als nicht zielführend herausgestellt, da ohne Einschränkungen des Batteriebetriebs die vollständige Blindleistungskompensation durch den Wechselrichter ermöglicht wurde. Derzeitige regulatorische Grenzwerte zur Blindleistungsbereitstellung im Niederspannungsnetz wurden bewusst außer Acht gelassen, um einen Betrieb des Speichersystems in den vier Quadranten eines Wechselrichters uneingeschränkt zu ermöglichen. Die Ergebnisse können daher als Konzeptvorschlag für die weitere Definition von Wirkung und Steuerung eines zentralen Energiespeichers in Niederspannungsnetzen angesehen werden.

Um zusätzlich zur zeitdiskreten Betrachtungsweise der Energiesystemsimulation die räumliche Verteilung von Erzeugung und Verbrauch zu berücksichtigen, wurde eine ortsdiskrete Netzsimulation durchgeführt. Die Netzsimulation bildet die oberste Simulationsebene des integrativen Modellansatzes und beinhaltet sämtliche Betriebsmittel, zeitdiskrete Last- und Erzeugungsdaten sowie deren ortsdiskrete Zuordnung im Niederspannungsnetz. Abschließend konnte dadurch eine Sensitivitätsanalyse der Platzierung eines zentralen Energiespeichers im Niederspannungsnetz durchgeführt werden.

Neben der Platzierung am Transformator @Trafo zeigt die Platzierung in direkter Nähe der höchsten PV-Erzeugung @POM eine positive Veränderung der maximalen sowie durchschnittlichen Spannungsänderungen. Durch die Speicherintegration werden die Lastflüsse verschoben, wodurch maximale Spannungsänderungen an Orten der Einspeisung bzw. der Speicherplatzierung auftreten. Die Kompensationswirkung des Energiespeichers bei dreifacher PV-Erzeugung liegt bei der Platzierung im Norden, @POM, bei 0,96%, wodurch circa die Hälfte der Spannungsänderung durch vermehrte PV-Einspeisung kompensiert wurde. Die Auslastung der Leitungsinfrastruktur erreicht je nach Platzierung Werte bis zu 73,17%, wobei in keinem Szenario eine Verletzung der Systemstabilität vorlag. Die Blindleistungskompensation des Energiespeichers verursacht, je nach Platzierung, eine Umlenkung der Blindleistungsflüsse, welche jedoch zu keinerlei negativer Beeinflussung des Zielnetzes bzw. Überlastung der Netzinfrastuktur führen. Sowohl die Platzierung am Transformator als auch die Platzierung in direkter Nähe der höchsten PV-Erzeugung zeigten Synergieeffekte des Energiespeichers auf die Spannungshaltung und können dadurch für den Betrachtungsabschnitt ausgewählt werden.

Die netzdienliche Dimensionierung, Steuerung und Platzierung von Energiespeichern bedingt eine ganzheitliche Betrachtungsweise und sollte möglichst für jeden Netzabschnitt anhand realer Smart Meter Daten durchgeführt werden. Das integrative Vorgehen dieser Forschungsarbeit ermöglicht die gleichzeitige Betrachtung verschiedener Wirkungs-, Steuerungsebenen und Platzierungsoptionen sowie die automatisierte Optimierung der Batteriedesigngrößen Leistung

und Kapazität in Niederspannungsnetzen. Energieerzeugung und -verbrauch werden durch die methodische Anwendung dieser Forschungsarbeit weiter ausgeglichen. Durch den Aufbau der Simulationsebenen ist eine Anpassung oder Erweiterung der verwendeten Speichertechnologie sowie die Integration weiterer Steuerparameter bei gleichbleibenden Modellschnittstellen möglich. Weitere Eingangsdatensätze durch den vermehrt stattfindenden Smart Meter Rollout können, durch die gleichbleibende Datenschematik intelligenter Stromzähler, untersucht werden. Der Modellierungsansatz bietet die Möglichkeit, Synergieeffekte zentraler Speichersysteme zu evaluieren und diese für den Einsatz im Niederspannungsnetz automatisiert zu dimensionieren, charakterisieren und steuern. Hierdurch kann in Zukunft auch bei hohem Anteil erneuerbarer Energien die Qualität der Elektrizitätsversorgung gewährleistet werden.

7.2. Aspekte zur Weiterentwicklung

Die im Rahmen dieser Arbeit vorgestellten Ansätze zur integrativen Bewertung beinhalten die zeitdiskrete Batterie- und Energiesystemsimulation mit Wirkungs- und Steuerungsebene eines zentralen Speichers in Niederspannungsnetzen sowie die ortsdiskrete Netzsimulation. Folgende Entwicklungsstränge können dabei für zukünftige Forschungsarbeiten skizziert werden.

Automatisierung: Die Automatisierung der Arbeitsschritte Daten einlesen, verarbeiten und Weitergabe an übergeordnete Simulationsmodelle ist für eine zukünftige Nutzung der Algorithmen von entscheidender Bedeutung. Durch die Verarbeitung von zeit- und ortsdiskreten Daten aus Niederspannungsnetzen ergibt sich eine Vielzahl von Datenzuordnungen. Für eine zukünftige Nutzung ist daher die weitere Automatisierung der Datenverarbeitung, bspw. durch intelligente ID-Abfragen zwischen Netzbetriebsmitteln, Verbrauchern und Erzeugern, zielführend. Zudem kann dadurch auch das Einlesen anderer Datensätze erleichtert werden. Weiterhin ist speziell die Lastflussberechnung derzeit lediglich durch eine händische Eingabe sämtlicher Betriebsmittel möglich. Eine automatisierte Schnittstelle zwischen ortsdiskreten Lastdaten und der Softwareumgebung zur Lastflusssimulation vereinfacht die Berechnungen enorm. Es ist nicht auszuschließen, dass andere Softwareumgebungen hierfür einfachere Ansätze bieten.

Webbasiertes Eingabetool: Aus obestehender Automatisierung kann zusätzlich ein Bedarf nach einer Open-Source-Plattform abgeleitet werden. Eine Möglichkeit für den breitflächigen Einsatz und die Validierung des Algorithmus ist die Implementierung eines webbasierten Eingabetools. Durch Eingabe der Lastdaten, bspw. eines Netzbetreibers, kann der Algorithmus genutzt werden, um Dimensionierung, Betriebsstrategie und Platzierung eines Energiespeichers in einem beliebigen Netzgebiet zu untersuchen. Durch weitere Datensätze kann so auch die Methodik der Betriebsstrategie und der Grenzwertbestimmung der Regelparameter stetig optimiert werden.

Prognose: Derzeit beinhaltet die Simulation keine Prognose von Last und Erzeugung. Die Speicherstrategie basiert daher auf einer Echtzeit-Steuerung auf Basis der Lastdaten. Eine Integration von Prognosealgorithmen ist daher speziell für den tatsächlichen Einsatz der Betriebsstrategie, bestenfalls für den nächsten Tag bzw. die nächste Stunde, eine Weiterentwicklungsmöglichkeit.

Erweiterung der Wirkungs- und Steuerungsebenen: Die derzeitige Simulation fokussiert den störungsfreien, regionalen Netzbetrieb unter dem Aspekt einer steigenden Erzeugung erneuerbarer Energien. Die Simulation kann um weitere Flexibilitäten, wie bspw. Systemdienstleistungen und Endkundenmanagement, erweitert werden. Ebenso ist eine Erweiterung der Systemgrenze auf höhere Spannungsebenen möglich. Hierdurch wird ein breiteres Einsatzspektrum und damit eine differenzierte Nutzung der Smart Meter Datensätze ermöglicht.

Erweiterung um Wirtschaftlichkeits- und Ökologiebetrachtungen sowie rechtliche Rahmenbedingungen: Um eine ganzheitliche Aussage zum Einsatz zentraler Energiespeicher in Niederspannungsnetzen zu ermöglichen, sollte eine Analyse der Wirtschaftlichkeit sowie des rechtlichen Rahmens erfolgen. Eine zusätzliche Ökobilanzierung nach DIN EN ISO 14040 und DIN EN ISO 14044 bietet zudem eine Einschätzung zu den Umweltauswirkungen des Speichereinsatzes. Hierzu können die real verwendeten Betriebsszenarien eingesetzt und unterschiedliche Speichertechnologien sowie Recyclingoptionen berücksichtigt werden.

Integration weiterer Speichertechnologien: Für einen möglichst allgemein gültigen Modellansatz zur Integration zentraler Speichersysteme ist eine Betrachtung weiterer Speichertechnologien sowie hybrider Lösungen als zusätzliche Simulationsbausteine zielführend. Hierdurch können je nach Netzgegebenheiten, Wirkungsebenen und Steuerparameter die bestmöglichen Technologien ausgewählt und simuliert werden.

Erweiterung und Validierung des Speichermodells: Durch zusätzliche Datensätze anderer Vanadium-Redox-Flow-Batterien kann das Speichermodell tiefgreifend validiert werden. Zusätzlich ist eine Erweiterung des Redox-Flow-Modells zur Abbildung von Pumpenverlusten sowie weiteren Nebenstromverbräuchen zielführend.

Energiespeicher als Netzbetriebsmittel: Wenngleich eine differenzierte Betrachtung regulatorischer sowie wirtschaftlicher Aspekte der Integration von zentralen Energiespeichern in Energienetzen nicht Teil dieser Forschungsarbeit war, wird die Änderung der Speicherdefinition von Letztverbraucher bzw. Erzeuger hinzu einem Netzbetriebsmittel als maßgeblich für den wirtschaftlichen Einsatz eines Energiespeichers im Netzgebiet angesehen. Nach derzeitigem Stand ist der Betrieb eines zentralen Speichers nicht großflächig mit wirtschaftlichen Vermarktungsmöglichkeiten umsetzbar.

7. Literaturverzeichnis

- [1] KERBER, Georg: Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen: Dissertation. (21.03.2011). https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=2ahUKEwj6lMTSrtPdAhUSyIUKHYECCUgQFjAAegQIAxAC&url=https%3A%2F%2Fmediatum.ub.tum.de%2Fdoc%2F998003%2F998003.pdf&usg=A0vVaw1INp6WB7JgqT_KzijahlJo
- [2] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E. V. (VDE) FORUM NETZTECHNIK/NETZBETRIEB IM VDE: FNN Studie Statische Spannungshaltung: Kurz Gefasst. (2015). <https://www.vde.com/resource/blob/775184/e32178f5639afae93a835042c1f59445/vde-fnn-studie-statische-spannungshaltung-kurz-gefasst-pdf-data.pdf>
- [3] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V. (VDE): Anwendungsregel: 2021-10: Norm: VDE-AR-N 4141-2. (24.09.2021)
- [4] HEUCK, Klaus ; DETTMANN, Klaus-Dieter ; SCHULZ, Detlef: Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis. 9., aktualisierte und korrigierte Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg. (2013). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8348-2174-4>. – DOI 10.1007/978-3-8348-2174-4. ISBN 978-3-8348-1699-3
- [5] ACCENTURE STRATEGY-UTILITIES ; ACCENTURE ENERGY RETAIL AND CUSTOMER SERVICES ; ACCENTURE RESEARCH: Flex and balances: Unlocking value from demand-side flexibility in the European power system. (2018). https://www.accenture.com/t20181012T090340Z__w__/in-en/_acnmedia/Accenture/Conversion-Assets/DotCom/Documents/Global/PDF/Dualpub_26/Accenture_Flex_Balances_POV.pdf
- [6] ZEH, Alexander ; WITZMANN, Rolf: Operational Strategies for Battery Storage Systems in Low-voltage Distribution Grids to Limit the Feed-in Power of Roof-mounted Solar Power Systems. In: SCHEER-PONTENAGEL, Irm (Hrsg.) ; KOLKS, Corinna (Hrsg.): *Editorial to the Proceedings of the 8th International Renewable Energy Storage Conference and Exhibition (IRES 2013)* Bd. 46, 2014, S. 114–123
- [7] PARRA, David ; NORMAN, Stuart A. ; WALKER, Gavin S. ; GILLOTT, Mark: Optimum community energy storage system for demand load shifting. In: *Applied Energy* 174 (2016), S. 130–143. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.04.082>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2016.04.082

- [8] CAMARGO, Luis R. ; DORNER, Wolfgang: Impact of Small-scale Storage Systems on the Photovoltaic Penetration Potential at the Municipal Scale. In: *Energy Procedia* 97 (2016), S. 133–140. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2016.10.037>. – DOI 10.1016/j.egypro.2016.10.037
- [9] VAN DER STELT, Sander ; ALSKAIF, Tarek ; VAN SARK, Wilfried: Techno-economic analysis of household and community energy storage for residential prosumers with smart appliances. In: *Applied Energy* 209 (2018), S. 266–276. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.10.096>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2017.10.096
- [10] BARBOUR, Edward ; PARRA, David ; AWWAD, Zeyad ; GONZÁLEZ, Marta C.: Community energy storage: A smart choice for the smart grid? In: *Applied Energy* 212 (2018), S. 489–497. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.12.056>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2017.12.056
- [11] PARRA, David ; GILLOTT, Mark ; NORMAN, Stuart A. ; WALKER, Gavin S.: Optimum community energy storage system for PV energy time-shift. In: *Applied Energy* 137 (2015), S. 576–587. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.060>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2014.08.060
- [12] ARGHANDEH, Reza ; WOYAK, Jeremy ; ONEN, Ahmet ; JUNG, Jaesung ; BROADWATER, Robert P.: Economic optimal operation of Community Energy Storage systems in competitive energy markets. In: *Applied Energy* 135 (2014), S. 71–80. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.08.066>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2014.08.066
- [13] ZEH, Alexander ; RAU, Marina ; WITZMANN, Rolf: Comparison of decentralised and centralised grid-compatible battery storage systems in distribution grids with high PV penetration. In: *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* 24 (2016), Nr. 4, S. 496–506. <http://dx.doi.org/10.1002/pip.2566>. – DOI 10.1002/pip.2566
- [14] PATSIOS, Charalampos ; WU, Billy ; CHATZINIKOLAOU, Efstratios ; ROGERS, Daniel J. ; WADE, Neal ; BRANDON, Nigel P. ; TAYLOR, Phil: An integrated approach for the analysis and control of grid connected energy storage systems. In: *Journal of Energy Storage* 5 (2016), S. 48–61. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2015.11.011>. – DOI 10.1016/j.est.2015.11.011
- [15] MÜLLER, Marcus ; VIERNSTEIN, Lorenz ; TRUONG, Cong N. ; EITING, Andreas ; HESSE, Holger C. ; WITZMANN, Rolf ; JOSSEN, Andreas: Evaluation of grid-level adaptability for stationary battery energy storage system applications in Europe. In: *Journal of Energy Storage* 9 (2017), S. 1–11. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2016.11.005>. – DOI 10.1016/j.est.2016.11.005
- [16] ALEXANDER ZEH ; MARCUS MUELLER ; HOLGER C HESSE ; ANDREAS JOSSEN ; ROLF WITZMANN: Operating a Multitasking Stationary Battery Storage System for Providing Secondary Control Reserve on Low-Voltage Level. In: *Proceedings of International ETG Congress 2015*. Piscataway, NJ : IEEE, 2015. – ISBN 3800741210

-
- [17] SRIVASTAVA, Anurag K. ; KUMAR, Aarti A. ; SCHULZ, Noel N.: Impact of Distributed Generations With Energy Storage Devices on the Electric Grid. In: *IEEE Systems Journal* 6 (2012), Nr. 1, S. 110–117. <http://dx.doi.org/10.1109/JSYST.2011.2163013>. – DOI 10.1109/JSYST.2011.2163013
- [18] LUCAS, Alexandre ; CHONDROGIANNIS, Stamatios: Smart grid energy storage controller for frequency regulation and peak shaving, using a vanadium redox flow battery. In: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 80 (2016), S. 26–36. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijepes.2016.01.025>. – DOI 10.1016/j.ijepes.2016.01.025
- [19] PARRA, David ; NORMAN, Stuart A. ; WALKER, Gavin S. ; GILLOTT, Mark: Optimum community energy storage for renewable energy and demand load management. In: *Applied Energy* 200 (2017), S. 358–369. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.05.048>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2017.05.048
- [20] SARDI, Junainah ; MITHULANANTHAN, N. ; HUNG, Duong Q.: Strategic allocation of community energy storage in a residential system with rooftop PV units. In: *Applied Energy* 206 (2017), S. 159–171. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.08.186>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2017.08.186
- [21] IPPOLITO, M. G. ; DI SILVESTRE, M. L. ; RIVA SANSEVERINO, E. ; ZIZZO, G. ; GRADITI, G.: Multi-objective optimized management of electrical energy storage systems in an islanded network with renewable energy sources under different design scenarios. In: *Energy* 64 (2014), S. 648–662. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.11.065>. – DOI 10.1016/j.energy.2013.11.065
- [22] GONÇALVES, José ; MARTINS, António ; NEVES, Luís: Methodology for real impact assessment of the best location of distributed electric energy storage. In: *Sustainable Cities and Society* 26 (2016), S. 531–542. <http://dx.doi.org/10.1016/j.scs.2016.05.010>. – DOI 10.1016/j.scs.2016.05.010
- [23] EIFERT, L. ; JUSYS, Z. ; BEHM, R. J. ; ZEIS, R.: Side reactions and stability of pre-treated carbon felt electrodes for vanadium redox flow batteries: A DEMS study. In: *Carbon* 158 (2020), S. 580–587. <http://dx.doi.org/10.1016/j.carbon.2019.11.029>. – DOI 10.1016/j.carbon.2019.11.029
- [24] STERNER, Michael ; STADLER, Ingo: *Energiespeicher: Bedarf, Technologien, Integration*, Berlin, Heidelberg, Springer Vieweg. (2014). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-37380-0>. – DOI 10.1007/978-3-642-37380-0. ISBN 978-3-642-37379-4
- [25] ZUGSCHWERT, Christina ; DUNDÁLEK, Jan ; LEYER, Stephan ; HADJI-MINAGLOU, Jean-Régis ; KOSEK, Juraj ; PETTINGER, Karl-Heinz: The Effect of Input Parameter Variation on the Accuracy of a Vanadium Redox Flow Battery Simulation Model. In: *Batteries* 7 (2021), Nr. 1, S. 7. <http://dx.doi.org/10.3390/batteries7010007>. – DOI 10.3390/batteries7010007

- [26] MEIER, Hermann ; FÜNFELD, Christian ; ADAM, Thomas ; SCHIEFERDECKER, Bernd: Repräsentative VDEW-Lastprofile. (1999). <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>
- [27] NOACK, Jens ; WIETSCHEL, Lars ; ROZNYATOVSKAYA, Nataliya ; PINKWART, Karsten ; TÜBKE, Jens: Techno-Economic Modeling and Analysis of Redox Flow Battery Systems. In: *Energies* 9 (2016), Nr. 8, S. 627. <http://dx.doi.org/10.3390/en9080627>. – DOI 10.3390/en9080627
- [28] DEHGHANI-SANIJ, A. R. ; THARUMALINGAM, E. ; DUSSEAU, M. B. ; FRASER, R.: Study of energy storage systems and environmental challenges of batteries. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 104 (2019), S. 192–208. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.023>. – DOI 10.1016/j.rser.2019.01.023
- [29] VISWANATHAN, Vilayanur ; CRAWFORD, Alasdair ; STEPHENSON, David ; KIM, Soowhan ; WANG, Wei ; LI, Bin ; COFFEY, Greg ; THOMSEN, Ed ; GRAFF, Gordon ; BALDUCCI, Patrick ; KINTNER-MEYER, Michael ; SPRENKLE, Vincent: Cost and performance model for redox flow batteries. In: *Journal of Power Sources* 247 (2014), S. 1040–1051. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2012.12.023>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2012.12.023
- [30] CRAWFORD, Alasdair ; VISWANATHAN, Vilayanur ; STEPHENSON, David ; WANG, Wei ; THOMSEN, Edwin ; REED, David ; LI, Bin ; BALDUCCI, Patrick ; KINTNER-MEYER, Michael ; SPRENKLE, Vincent: Comparative analysis for various redox flow batteries chemistries using a cost performance model. In: *Journal of Power Sources* 293 (2015), S. 388–399. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2015.05.066>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2015.05.066
- [31] JÜLCH, Verena: Comparison of electricity storage options using levelized cost of storage (LCOS) method. In: *Applied Energy* 183 (2016), S. 1594–1606. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.08.165>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2016.08.165
- [32] KOOHI-FAYEGH, S. ; ROSEN, M. A.: A review of energy storage types, applications and recent developments. In: *Journal of Energy Storage* 27 (2020), S. 101047. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2019.101047>. – DOI 10.1016/j.est.2019.101047
- [33] ANEKE, Mathew ; WANG, Meihong: Energy storage technologies and real life applications – A state of the art review. In: *Applied Energy* 179 (2016), S. 350–377. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.06.097>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2016.06.097
- [34] CHEN, Haisheng ; CONG, Thang N. ; YANG, Wei ; TAN, Chunqing ; LI, Yongliang ; DING, Yulong: Progress in electrical energy storage system: A critical review. In: *Progress in Natural Science* 19 (2009), Nr. 3, S. 291–312. <http://dx.doi.org/10.1016/j.pnsc.2008.07.014>. – DOI 10.1016/j.pnsc.2008.07.014
- [35] DAS, Choton K. ; BASS, Octavian ; KOTHAPALLI, Ganesh ; MAHMOUD, Thair S. ; HABIBI, Daryoush: Overview of energy storage systems in distribution networks: Placement, sizing, operation, and power quality. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews*

- 91 (2018), S. 1205–1230. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.068>. – DOI 10.1016/j.rser.2018.03.068
- [36] FERREIRA, Helder L. ; GARDE, Raquel ; FULLI, Gianluca ; KLING, Wil ; LOPES, Joao P.: Characterisation of electrical energy storage technologies. In: *Energy* 53 (2013), S. 288–298. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2013.02.037>. – DOI 10.1016/j.energy.2013.02.037
- [37] LAI, Chun S. ; LOCATELLI, Giorgio: Economic and financial appraisal of novel large-scale energy storage technologies. In: *Energy* 214 (2021), S. 118954. <http://dx.doi.org/10.1016/j.energy.2020.118954>. – DOI 10.1016/j.energy.2020.118954
- [38] ZAKERI, Behnam ; SYRI, Sanna: Electrical energy storage systems: A comparative life cycle cost analysis. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 42 (2015), S. 569–596. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.10.011>. – DOI 10.1016/j.rser.2014.10.011
- [39] CHAKRABARTI, Mohammed H. ; HAJIMOLANA, S. A. ; MJALLI, Farouq S. ; SALEEM, M. ; MUSTAFA, I.: Redox Flow Battery for Energy Storage. In: *Arabian Journal for Science and Engineering* 38 (2013), Nr. 4, S. 723–739. <http://dx.doi.org/10.1007/s13369-012-0356-5>. – DOI 10.1007/s13369-012-0356-5
- [40] KIM, Sangwon: Vanadium Redox Flow Batteries: Electrochemical Engineering. Version: 2019. <http://dx.doi.org/10.5772/intechopen.85166>. In: TAHA DEMIRKAN, M. (Hrsg.) ; ATTIA, Adel (Hrsg.): *Energy Storage Devices*. Erscheinungsort nicht ermittelbar : IntechOpen, 2019. – DOI 10.5772/intechopen.85166. – ISBN 978–1–78985–693–4
- [41] LEUNG, Puiki ; LI, Xiaohong ; PONCE DE LEÓN, Carlos ; BERLOUIS, Leonard ; LOW, C. T. J. ; WALSH, Frank C.: Progress in redox flow batteries, remaining challenges and their applications in energy storage. In: *RSC Advances* 2 (2012), Nr. 27, 10125. <http://dx.doi.org/10.1039/c2ra21342g>. – DOI 10.1039/c2ra21342g
- [42] MINKE, Christine ; KUNZ, Ulrich ; TUREK, Thomas: Techno-economic assessment of novel vanadium redox flow batteries with large-area cells. In: *Journal of Power Sources* 361 (2017), S. 105–114. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2017.06.066>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2017.06.066
- [43] YEKINI SUBERU, Mohammed ; WAZIR MUSTAFA, Mohd ; BASHIR, Nouruddeen: Energy storage systems for renewable energy power sector integration and mitigation of intermittency. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 35 (2014), S. 499–514. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2014.04.009>. – DOI 10.1016/j.rser.2014.04.009
- [44] KEAR, Gareth ; SHAH, Akeel A. ; WALSH, Frank C.: Development of the all-vanadium redox flow battery for energy storage: a review of technological, financial and policy aspects. In: *International Journal of Energy Research* 36 (2012), Nr. 11, S. 1105–1120. <http://dx.doi.org/10.1002/er.1863>. – DOI 10.1002/er.1863
- [45] TETTEH, Sampson ; YAZDANI, Maryam R. ; SANTASALO-AARNIO, Annukka: Cost-effective Electro-Thermal Energy Storage to balance small scale renewable energy systems. In:

- Journal of Energy Storage* 41 (2021), S. 102829. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2021.102829>. – DOI 10.1016/j.est.2021.102829
- [46] DA SILVA LIMA, Lúcia ; QUARTIER, Mattijs ; BUCHMAYR, Astrid ; SANJUAN-DELMÁS, David ; LAGET, Hannes ; CORBISIER, Dominique ; MERTENS, Jan ; DEWULF, Jo: Life cycle assessment of lithium-ion batteries and vanadium redox flow batteries-based renewable energy storage systems. In: *Sustainable Energy Technologies and Assessments* 46 (2021), S. 101286. <http://dx.doi.org/10.1016/j.seta.2021.101286>. – DOI 10.1016/j.seta.2021.101286
- [47] LIKIT-ANURAK, Kris ; UTHAICHANA, Kasemsak ; PUNYAWUDHO, Konlayutt ; KHUNATORN, Yottana: The Performance and Efficiency of Organic Electrolyte Redox Flow Battery Prototype. In: *Energy Procedia* 118 (2017), S. 54–62. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2017.07.012>. – DOI 10.1016/j.egypro.2017.07.012
- [48] LUO, Xing ; WANG, Jihong ; DOONER, Mark ; CLARKE, Jonathan: Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation. In: *Applied Energy* 137 (2015), S. 511–536. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.09.081>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2014.09.081
- [49] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY: Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. (2017). https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2017/Oct/IRENA_Electricity_Storage_Costs_2017.pdf. ISBN 978–92–9260–038–9
- [50] MONGRID, Kendall ; VISWANATHAN, Vilayanur ; ALAM, Jan ; VARTANIAN, Charlie ; SPRENKLE, Vincent ; PACIFIC NORTHWEST NATIONAL LABORATORY ; BAXTER, Richard ; MUSTANG PRAIRIE ENERGY: 2020 Grid Energy Storage Technology Cost and Performance Assessment: Technical Report. (December 2020). <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf>
- [51] MISCHINGER, Stefan ; HADER, Pascal ; MENNEL, Tim ; MÜLLER, Alexander ; SEIDL, Hannes ; DOS SANTOS, Yannick S. ; BERGER, Friederike ; GIEBEL, Lea-Valeska ; KOCH, Andreas ; LOHMANN, Melina ; MEIER, Johanna ; SCHENK, Ann-Katrin ; SCHIEDER-HESTERMANN, Jakob ; SIMOU, Katerina ; SPIES, Laura ; WENDEROTH, Friederike: dena-Netzstudie III: Stakeholderdialog zur Weiterentwicklung der Planungsverfahren für Energieinfrastrukturen auf dem Weg zum klimaneutralen Energiesystem. (01/2022). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2022/Abschlussbericht_dena-Netzstudie_III.pdf
- [52] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN: Genehmigung des Szenariorahmens 2019-2030. (15.Juni 2018). <https://www.netzentwicklungsplan.de>
- [53] MATTHES, Felix ; FLACHSBARTH, Franziska ; VOGEL, Moritz ; COOK, Vanessa: Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetz: Meta-Studie über Annahmen, Erkenntnis-

- se und Narrative: für die Renewables Grid Initiative (RGI). (11.03.2018). <https://germanwatch.org/sites/germanwatch.org/files/publication/21377.pdf>
- [54] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: Die Energie der Zukunft: 8. Monitoring-Bericht zur Energiewende – Berichtsjahre 2018 und 2019. (Februar 2021). http://dx.doi.org/10.1007/978-3-8349-9108-9_11. – DOI 10.1007/978-3-8349-9108-9_11
- [55] AGRICOLA, Annegret-Cl ; SEIDL, Hannes ; MISCHINGER, Stefan ; REHTANZ, Christian ; GREVE, Marco ; HÄGER, Ulf ; HILBRICH, Domenik ; KIPPELT, Stefan ; KUBIS, Andreas ; LIEBENAU, Volker ; NOLL, Theresa ; RÜBERG, Sven ; SCHLÜTER, Thorsten ; SCHWIPPE, Johannes ; SPIEKER, Christopher ; TEUWSEN, Jan: dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Voraussetzungen für eine sichere und zuverlässige Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien. Endbericht. (11.02.2014)
- [56] ANDREY, Christopher ; BARBERI, Paul ; LACOMBE, Luiza ; VAN NUFFEL, Luc ; GÉRARD, Frank ; GORENSTEIN DEDECCA, João ; RADEMAEKERS, Koen ; EL IDRISSE, Yacine ; CRENES, Morgan: Study on energy storage: Contribution to the security of the electricity supply in Europe, Luxembourg, Publications Office of the European Union. (April 2020). <http://dx.doi.org/10.2833/077257>. – DOI 10.2833/077257. ISBN 978-92-76-03377-6
- [57] BVES - BUNDESVERBAND ENERGIESPEICHER E.V. BERLIN ; DIHK - DEUTSCHER INDUSTRIE- UND HANDELSKAMMERTAG BERLIN, BRUESSEL: Faktenpapier Energiespeicher: Rechtsrahmen, Geschäftsmodelle, Forderungen. (Maerz 2017). https://www.bves.de/wp-content/uploads/2017/05/Faktenpapier_2017.pdf
- [58] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE: Sechster Monitoring-Bericht zur Energiewende - Die Energie der Zukunft: Berichtsjahr 2016 - Kurzfassung. (Juni 2018). https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/sechster-monitoring-bericht-zur-energiewende.pdf?__blob=publicationFile&v=26
- [59] DOLESKI, Oliver D.: Herausforderung Utility 4.0: Wie sich die Energiewirtschaft im Zeitalter der Digitalisierung verändert, Wiesbaden, Heidelberg, Springer Fachmedien Wiesbaden. (2017). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-15737-1>. – DOI 10.1007/978-3-658-15737-1. ISBN 978-3-658-15736-4
- [60] LE GOUVERNEMENT DU GRAND-DUCHÉ DE LUXEMBOURG MINISTÈRE DE L'ÉNERGIE ET DE L'AMÉNAGEMENT DU TERRITOIRE ; LE GOUVERNEMENT DU GRAND-DUCHÉ DE LUXEMBOURG MINISTÈRE DE L'ENVIRONNEMENT, DU CLIMAT ET DU DÉVELOPPEMENT DURABLE: Integrierter nationaler Energie-und Klimaplan Luxemburgs für den Zeitraum 2021-2030. (07.02.20). https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/lu_final_necp_main_de.pdf
- [61] FORSCHUNGSSTELLE FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT E. V. ; FORSCHUNGSGESELLSCHAFT FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT MBH: Smart Metering in Europa – Was machen

- unsere Nachbarn? (08.08.2019). <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/smart-metering-in-europa-was-machen-unsere-nachbarn/>
- [62] USMART CONSUMER - YOU ARE A SMART CONSUMER ; ESCAN, S.L. ; CENTRAL FINLAND ENERGY AGENCY ; CENTRE FOR SUSTAINABLE ENERGY ; THE POLISH NATIONAL ENERGY CONSERVATION AGENCY ; AUSTRIAN ENERGY AGENCY ; AGENZIA PER L'INNOVAZIONE, LO SVILUPPO E LA FORMAZIONE ; NL AGENCY ; REE-MANAGEMENT ; WEMAG ; (HRSG.), Polish Consumer Federation National C.: European Smart Metering Landscape Report 2016: Edition May 2014 "Utilities and Consumers". (2016). www.usmartconsumer.eu
- [63] BVES - BUNDESVERBAND ENERGIESPEICHER E.V. BERLIN: Positionspapier zur Koalitionsverhandlungen: "Energiepolitik – Jetzt richtig und zukunftssicher!". (11.11.2021). <https://www.bves.de/stellungnahmen-energiespeicherpolitik-energierecht/>
- [64] CREOS LUXEMBOURG S.A.: Stromnetz - Creos Luxembourg S.A. – Betreiber von Stromnetzen und Erdgasleitungen. (2021). <https://www.creos-net.lu/de/creos-luxembourg/infrastruktur/stromnetz.html>
- [65] CREOS LUXEMBOURG S.A.: Annual Report 2020. (Mai 2021). https://www.creos-net.lu/fileadmin/dokumente/downloads/rapport_annuels/pdf/gb_creos_annual_report_2020.pdf
- [66] BUNDESMINISTERIUM FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE ; UMWELTBUNDESAMT, FACHGEBIET V 1.5 - ENERGIEDATEN, GESCHÄFTSSTELLE DER ARBEITSGRUPPE ERNEUERBARE ENERGIEN-STATISTIK (AGEE-STAT): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland: unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat): Stand: September 2021. (September 2021). https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2020.pdf?__blob=publicationFile&v=31
- [67] CRASTAN, Valentin: Elektrische Energieversorgung, 4., bearbeitete Auflage, Berlin, Heidelberg, Springer. (2015). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-45985-0>. – DOI 10.1007/978-3-662-45985-0. ISBN 978-3-662-45984-3
- [68] DEUTSCHES INSTITUT FÜR NORMUNG E. V.: CENELEC-Normspannungen: Norm: DIN EN 60038, VDE 0175-1. (01.04.2012)
- [69] DEUTSCHE KOMMISSION ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK IN DIN UND VDE: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen: Norm: DIN EN 50160:2020-11. (2020/11). <http://dx.doi.org/10.31030/3187943>. – DOI 10.31030/3187943
- [70] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E. V. (VDE): Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105): Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Norm, VDE-AR-N 4105. (01.11.2018)

- [71] KERBER, Georg: Empfehlung zur Richtlinie zum Anschluss von Erzeugungsanlagen an das Niederspannungsnetz. (15.05.2009). <https://mediatum.ub.tum.de/doc/683667/683667.pdf>
- [72] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E.V. (VDE): Anwendungsregel: 2019-01: Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen: Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze: Norm, VDE-AR-N 4141-1. (2019-01)
- [73] BERNDT, Holger ; HERMANN, Mike ; KREYE, Horst D. ; REINISCH, Ruediger ; SCHERER, Ulrich ; VANZETTA, Verband der Netzbetreiber - VDN – e.V. beim VDEW (. Joachim: TransmissionCode 2007: Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. (August 2007). https://www.n-ergie-netz.de/public/remotemedien/media/mdn/produkte_und_dienstleistungen/netzanschluss/gesetze/070801TransmissionCode_20072.pdf
- [74] CRASTAN, Valentin ; WESTERMANN, Dirk: Elektrische Energieversorgung 3, Berlin, Heidelberg, Springer. (2012). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-642-20100-4>. – DOI 10.1007/978-3-642-20100-4
- [75] LAUKAMP, Hermann ; GAIDDON, Bruno ; COBBEN, Sjef: Impact of Photovoltaic Generation on Power Quality in Urban Areas with High PV Population: Results from Monitoring Campaigns: European founded project PV-Upscale (contract EIE/05/171/SI2.420208). (2008/07/14). http://pvupscale.org/IMG/pdf/WP4_D4-3_public_v1c.pdf
- [76] 50HERTZ TRANSMISSION GMBH ; AMPRION GMBH ; TENNET TSO GMBH ; TRANSENETBW GMBH: Auswirkungen reduzierter Schwungmasse auf einen stabilen Netzbetrieb. (April 2014). <https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/media/documents/Minimale%20Schwungmasse.pdf>
- [77] EUROPÄISCHE KOMMISSION: Verordnung (EU) 2016/1388 der Kommission vom 17. August 2016 zur Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss (Text von Bedeutung für den EWR): 32016R1388. (07/09/2016). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/ALL/?uri=celex:32016R1388>
- [78] HEIER, Andreas: Auswirkungen der Standard-Kennlinie für Cos Phi nach VDE-AR-N 4105 für Verteilnetze mit hoher Dichte an PV-Anlagen. Version: 2020. https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/4778f047-2e50-4e9e-b72d-e5af373f95a4/files/lf/Session_B2/221_LF_Heier.pdf. In: INSTITUT FÜR ELEKTRIZITÄTSWIRTSCHAFT UND ENERGIEINNOVATION (IEE), TECHNISCHE UNIVERSITÄT GRANZ (Hrsg.): *Energy for future - Wege zur Klimaneutralität*. Graz : Verlag der Technischen Universität Graz, 2020. – ISBN 978-3-85125-734-2
- [79] DEUTSCHER BUNDESTAG: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): BGBl I 2005, 1970. (13.07.2005)

- [80] PFLUGRADT, Noah D.: *Modellierung von Wasser- und Energieverbräuchen in Haushalten*. Chemnitz, Technischen Universität Chemnitz, Dissertation, 06.04.2016. <https://nbn-resolving.org/urn:nbn:de:bsz:ch1-qucosa-209036>
- [81] SPECUVIUS, Joachim: *Grundkurs Leistungselektronik: Bauelemente, Schaltungen und Systeme*, 8., erweiterte und aktualisierte Auflage, Wiesbaden, Heidelberg, 2021. (2017). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-16911-4>. – DOI 10.1007/978-3-658-16911-4. ISBN 978-3-658-16910-7
- [82] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN: *Flexibilität im Stromversorgungssystem: Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität: Diskussionspapier*. (03. April 2017). https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungUndSmartGrid/BNetzA_Flexibilitaetspapier.pdf?__blob=publicationFile&v=1
- [83] TJARKO TJADEN ; JOSEPH BERGNER ; JOHANNES WENIGER ; VOLKER QUASCHNING: *Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis: Datensatz*. (2015). <http://dx.doi.org/10.13140/RG.2.1.5112.0080>. – DOI 10.13140/RG.2.1.5112.0080
- [84] THOMANN, R. ; SCHUBERT, M. ; SELLKE, P.: *Abschlussbericht Strombank*. (03.2016). https://www.mvv.de/fileadmin/user_upload/Ueber_uns/de/Strombank_Abschlussbericht_2016.pdf
- [85] SCHNABEL, Frieder ; KREIDEL, Katrin: *Ökonomische Rahmenbedingungen für Quartierspeicher: Analyse der ökonomisch relevanten Kenngrößen für Energiedienstleistungen: Arbeitspapier zum AP 1 "Analyse der technischen, ökonomischen und sozialen Rahmenbedingungen"*. (2018). https://www.esquire-projekt.de/data/esquire/Dateien/Schnabel_Arbeitspapier_%C3%B6konom._Rahmenbedingungen_Esquire.pdf
- [86] KOIRALA, Binod P. ; VAN OOST, Ellen ; VAN DER WINDT, Henny: *Community energy storage: A responsible innovation towards a sustainable energy system?* In: *Applied Energy* 231 (2018), S. 570–585. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.09.163>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2018.09.163
- [87] ROBERTS, Bradford P. ; SANDBERG, Chet: *The Role of Energy Storage in Development of Smart Grids*. In: *Proceedings of the IEEE* 99 (2011), Nr. 6, S. 1139–1144. <http://dx.doi.org/10.1109/JPROC.2011.2116752>. – DOI 10.1109/JPROC.2011.2116752
- [88] WENIGER, Johannes ; BERGNER, Joseph ; TJADEN, Tjarko ; QUASCHNING, Volker: *Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende*, 1. Aufl., Berlin, Berliner Wissenschafts-Verlag, 2020. (2015). <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2015/05/HTW-Berlin-Solarspeicherstudie.pdf>. ISBN 9783830535485
- [89] EASE – EUROPEAN ASSOCIATION FOR STORAGE OF ENERGY ; EERA - EUROPEAN ENERGY RESEARCH ALLIANCE: *European Energy Storage Technology Deve-*

- lopment Roadmap: 2017 Update. (2017). <https://ease-storage.eu/publication/ease-eera-energy-storage-technology-development-roadmap-2017/>
- [90] U.S. DEPARTMENT OF ENERGY: Energy Storage Grand Challenge Energy Storage Market Report. (December 2020). https://www.energy.gov/sites/prod/files/2020/12/f81/Energy%20Storage%20Market%20Report%202020_0.pdf
- [91] ZANDER, Wolfgang ; LEMKENS, Stephan ; MACHAREY, Uwe ; LANGROCK, Thomas ; NAILIS, Dominic ; ZDRALLEK, Markus ; SCHAEFER, Karl F. ; STEFFENS, Phillip ; KORNRUMPF, Tobias ; HUMMEL, Konrad ; SCHALLE, Heidrun: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz-und Marktanwendungen in der Stromversorgung: Teil 1: Ergebniszusammenfassung der Projektsteuergruppe: dena-NETZFLEXSTUDIE. (03/2017). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9191_dena_Netzflexstudie.pdf
- [92] ZAFIRAKIS, Dimitrios ; CHALVATZIS, Konstantinos J. ; BAIOCCHI, Giovanni ; DASKALAKIS, Georgios: The value of arbitrage for energy storage: Evidence from European electricity markets. In: *Applied Energy* 184 (2016), 971–986. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.047>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2016.05.047
- [93] KOUSKSOU, T. ; BRUEL, P. ; JAMIL, A. ; EL RHAFIKI, T. ; ZERAOULI, Y.: Energy storage: Applications and challenges. In: *Solar Energy Materials and Solar Cells* 120 (2014), S. 59–80. <http://dx.doi.org/10.1016/j.solmat.2013.08.015>. – DOI 10.1016/j.solmat.2013.08.015
- [94] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN: Bedarfsermittlung 2019-2030: Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom: Dezember 2019. (Dezember 2019), Nr. 04. https://data.netzausbau.de/2030-2019/NEP/NEP2019-2030_Bestaetigung.pdf
- [95] ZIDAR, Matija ; GEORGILAKIS, Pavlos S. ; HATZIARGYRIOU, Nikos D. ; CAPUDER, Tomislav ; ŠKRLEC, Davor: Review of energy storage allocation in power distribution networks: applications, methods and future research. In: *IET Generation, Transmission & Distribution* 10 (2016), Nr. 3, S. 645–652. <http://dx.doi.org/10.1049/iet-gtd.2015.0447>. – DOI 10.1049/iet-gtd.2015.0447
- [96] SABOORI, Hedayat ; HEMMATI, Reza ; GHIASI, Seyyed Mohammad S. ; DEHGHAN, Shahab: Energy storage planning in electric power distribution networks – A state-of-the-art review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 79 (2017), S. 1108–1121. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.171>. – DOI 10.1016/j.rser.2017.05.171
- [97] FAN, Xiayue ; LIU, Bin ; LIU, Jie ; DING, Jia ; HAN, Xiaopeng ; DENG, Yida ; LV, Xiaojun ; XIE, Ying ; CHEN, Bing ; HU, Wenbin ; ZHONG, Cheng: Battery Technologies for Grid-Level Large-Scale Electrical Energy Storage. In: *Transactions of Tianjin University* 26 (2020), Nr. 2, 92–103. <http://dx.doi.org/10.1007/s12209-019-00231-w>. – DOI 10.1007/s12209-019-00231-w

- [98] SARDI, Junainah ; MITHULANANTHAN, N. ; GALLAGHER, M. ; HUNG, Duong Q.: Multiple community energy storage planning in distribution networks using a cost-benefit analysis. In: *Applied Energy* 190 (2017), S. 453–463. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.144>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2016.12.144
- [99] KANGRO, Walther: Verfahren zur Speicherung von elektrischer Energie: Patentnummer DE914264C. (28.06.1949)
- [100] KANGRO, Walther: Verfahren zur Speicherung von elektrischer Energie in Flüssigkeiten: Patentnummer DE1006479B. (14.07.1954)
- [101] THALLER, Lawrence H.: Electrically rechargeable REDOX flow cell: Patentnummer US3996064A. (22.08.1975)
- [102] MARIA, Skyllas-Kazacos ; MIRON, Rychich ; ROBERT, Robins: All-vanadium redox battery: Patentnummer US4786567A. (11.02.1986)
- [103] DUUN-HENRIKSEN, Anne K. ; SCHMIDT, Signe ; RØGE, Rikke M. ; MØLLER, Jonas B. ; NØRGAARD, Kirsten ; JØRGENSEN, John B. ; MADSEN, Henrik: Model identification using stochastic differential equation grey-box models in diabetes. In: *Journal of diabetes science and technology* 7 (2013), Nr. 2, S. 431–440. <http://dx.doi.org/10.1177/193229681300700220>. – DOI 10.1177/193229681300700220
- [104] LJUNG, Lennart: System identification: Theory for the user, 2. ed., Upper Saddle River NJ, Prentice Hall. (1999). ISBN 0–13–656695–2;
- [105] TROVÒ, Andrea ; ALOTTO, Piergiorgio ; GIOMO, Monica ; MORO, Federico ; GUARNIERI, Massimo: A validated dynamical model of a kW-class Vanadium Redox Flow Battery. In: *Mathematics and Computers in Simulation* (2019). <http://dx.doi.org/10.1016/j.matcom.2019.12.011>. – DOI 10.1016/j.matcom.2019.12.011
- [106] PUGACH, M. ; KONDRATENKO, M. ; BRIOLA, S. ; BISCHI, A.: Zero dimensional dynamic model of vanadium redox flow battery cell incorporating all modes of vanadium ions crossover. In: *Applied Energy* 226 (2018), S. 560–569. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.05.124>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2018.05.124
- [107] TURKER, Burak ; ARROYO KLEIN, Sebastian ; HAMMER, Eva-Maria ; LENZ, Bettina ; KOMSIYSKA, Lidiya: Modeling a vanadium redox flow battery system for large scale applications. In: *Energy Conversion and Management* 66 (2013), S. 26–32. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enconman.2012.09.009>. – DOI 10.1016/j.enconman.2012.09.009
- [108] BACCINO, Francesco ; MARINELLI, Mattia ; NØRGÅRD, Per ; SILVESTRO, Federico: Experimental testing procedures and dynamic model validation for vanadium redox flow battery storage system. In: *Journal of Power Sources* 254 (2014), S. 277–286. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.12.078>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2013.12.078
- [109] DAGOSTINO, Riccardo ; BAUMANN, Lars ; DAMIANO, Alfonso ; BOGGASCH, Ekkehard: A Vanadium-Redox-Flow-Battery Model for Evaluation of Distributed Storage Implementation in Residential Energy Systems. In: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 30

- (2015), Nr. 2, S. 421–430. <http://dx.doi.org/10.1109/TEC.2014.2369437>. – DOI 10.1109/TEC.2014.2369437
- [110] BHATTACHARJEE, Ankur ; SAHA, Hiranmay: Design and experimental validation of a generalised electrical equivalent model of Vanadium Redox Flow Battery for interfacing with renewable energy sources. In: *Journal of Energy Storage* 13 (2017), S. 220–232. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2017.07.016>. – DOI 10.1016/j.est.2017.07.016
- [111] KURZWEIL, Peter ; DIETLMEIER, Otto: Elektrochemische Speicher: Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, rechtliche Grundlagen, Wiesbaden, Springer Vieweg, 2019. (2015). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-658-10900-4>. – DOI 10.1007/978-3-658-10900-4. ISBN 978-3-658-10899-1
- [112] KÖNIG, Sebastian: *Model-based Design and Optimization of Vanadium Redox Flow Batteries*. Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie, Dissertation, 2017. <http://dx.doi.org/10.5445/IR/1000070670>. – DOI 10.5445/IR/1000070670
- [113] WANDSCHNEIDER, F. T. ; FINKE, D. ; GROSJEAN, S. ; FISCHER, P. ; PINKWART, K. ; TÜBKE, J. ; NIRSCHL, H.: Model of a vanadium redox flow battery with an anion exchange membrane and a Larminie-correction. In: *Journal of Power Sources* 272 (2014), S. 436–447. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2014.08.082>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2014.08.082
- [114] SKYLLAS-KAZACOS, M. ; CHAKRABARTI, M. H. ; HAJIMOLANA, S. A. ; MJALLI, F. S. ; SALEEM, M.: Progress in Flow Battery Research and Development. In: *Journal of The Electrochemical Society* 158 (2011), Nr. 8, S. R55. <http://dx.doi.org/10.1149/1.3599565>. – DOI 10.1149/1.3599565
- [115] KIM, Ki J. ; PARK, Min-Sik ; KIM, Young-Jun ; KIM, Jung H. ; DOU, Shi X. ; SKYLLAS-KAZACOS, M.: A technology review of electrodes and reaction mechanisms in vanadium redox flow batteries. In: *Journal of Materials Chemistry A* 3 (2015), Nr. 33, S. 16913–16933. <http://dx.doi.org/10.1039/C5TA02613J>. – DOI 10.1039/C5TA02613J
- [116] LI, Xianfeng ; ZHANG, Huamin ; MAI, Zhensheng ; ZHANG, Hongzhang ; VANKELECOM, Ivo: Ion exchange membranes for vanadium redox flow battery (VRB) applications. In: *Energy Environ. Sci.* 4 (2011), Nr. 4, S. 1147. <http://dx.doi.org/10.1039/C0EE00770F>. – DOI 10.1039/C0EE00770F
- [117] SCHAFNER, Katharina: *Modellierung der Crossover-Prozesse und Entwicklung von Kapazitätsausgleichsstrategien zur Betriebsoptimierung von Vanadium-Redox-Flow-Batterien*. Clausthal, Technische Universität Clausthal, Dissertation, 29.11.2019. https://dokumente.ub.tu-clausthal.de/servlets/MCRFileNodeServlet/clausthal_derivate_00000924/Db114332.pdf
- [118] PRIFTI, Helen ; PARASURAMAN, Aishwarya ; WINARDI, Suminto ; LIM, Tuti M. ; SKYLLAS-KAZACOS, Maria: Membranes for redox flow battery applications. In: *Membranes* 2

- (2012), Nr. 2, S. 275–306. <http://dx.doi.org/10.3390/membranes2020275>. – DOI 10.3390/membranes2020275
- [119] KNEHR, K. W. ; AGAR, Ertan ; DENNISON, C. R. ; KALIDINDI, A. R. ; KUMBUR, E. C.: A Transient Vanadium Flow Battery Model Incorporating Vanadium Crossover and Water Transport through the Membrane. In: *Journal of The Electrochemical Society* 159 (2012), Nr. 9, S. A1446–A1459. <http://dx.doi.org/10.1149/2.017209jes>. – DOI 10.1149/2.017209jes
- [120] WEBER, Adam Z. ; MENCH, Matthew M. ; MEYERS, Jeremy P. ; ROSS, Philip N. ; GOSTICK, Jeffrey T. ; LIU, Qinghua: Redox flow batteries: a review. In: *Journal of Applied Electrochemistry* 41 (2011), Nr. 10, 1137–1164. <http://dx.doi.org/10.1007/s10800-011-0348-2>. – DOI 10.1007/s10800-011-0348-2
- [121] PARASURAMAN, Aishwarya ; LIM, Tuti M. ; MENICTAS, Chris ; SKYLLAS-KAZACOS, Maria: Review of material research and development for vanadium redox flow battery applications. In: *Electrochimica Acta* 101 (2013), S. 27–40. <http://dx.doi.org/10.1016/j.electacta.2012.09.067>. – DOI 10.1016/j.electacta.2012.09.067
- [122] YANG, Xiao-Guang ; YE, Qiang ; CHENG, Ping ; ZHAO, Tim S.: Effects of the electric field on ion crossover in vanadium redox flow batteries. In: *Applied Energy* 145 (2015), 306–319. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.02.038>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2015.02.038
- [123] CORCUERA, Sara ; SKYLLAS-KAZACOS, Maria: State-of-Charge Monitoring and Electrolyte Rebalancing Methods for the Vanadium Redox Flow Battery: 511-519 Pages / European Chemical Bulletin, Vol 1, No 12 (2012): European Chemical Bulletin. (2012). <http://dx.doi.org/10.17628/ECB.2012.1.511-519>. – DOI 10.17628/ECB.2012.1.511-519
- [124] HUDAK, Nicholas S.: Practical thermodynamic quantities for aqueous vanadium- and iron-based flow batteries. In: *Journal of Power Sources* 269 (2014), S. 962–974. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2013.12.089>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2013.12.089
- [125] BARD, Allen J. ; FAULKNER, Larry R.: *Electrochemical methods: Fundamentals and applications*. 2. edition. New York and Weinheim : Wiley, 2001. – ISBN 0-471-04372-9
- [126] GUIDELLI, Rolando ; PICCARDI, Giovanni ; MONCELLI, Maria R.: Mechanism of electrohydrodimerization of deactivated olefins in aqueous media. In: *Journal of Electroanalytical Chemistry and Interfacial Electrochemistry* 129 (1981), Nr. 1-2, S. 373–378. [http://dx.doi.org/10.1016/S0022-0728\(81\)80031-9](http://dx.doi.org/10.1016/S0022-0728(81)80031-9). – DOI 10.1016/S0022-0728(81)80031-9
- [127] RATKJE, Signe K. ; BEDEAUX, Dick: *Series on advances in statistical mechanics*. Bd. 16: *Non-equilibrium thermodynamics of heterogeneous systems*. Hackensack, NJ : World Scientific, 2008. – ISBN 978-981-277-913-7

- [128] QIU, Xin ; NGUYEN, Tu A. ; GUGGENBERGER, Joe D. ; CROW, M. L. ; ELMORE, A. C.: A Field Validated Model of a Vanadium Redox Flow Battery for Microgrids. In: *IEEE Transactions on Smart Grid* 5 (2014), Nr. 4, S. 1592–1601. <http://dx.doi.org/10.1109/TSG.2014.2310212>. – DOI 10.1109/TSG.2014.2310212
- [129] CHAHWAN, J. ; ABBEY, C. ; JOOS, G.: VRB Modelling for the Study of Output Terminal Voltages, Internal Losses and Performance. In: *IEEE Canada Electrical Power Conference* (2007), S. 387–392. <http://dx.doi.org/10.1109/EPC.2007.4520363>. – DOI 10.1109/EPC.2007.4520363
- [130] FATHIMA, Amjed H. ; PALANISMAY, Kaliannan: Modeling and Operation of a Vanadium Redox Flow Battery for PV Applications. In: *Energy Procedia* 117 (2017), S. 607–614. <http://dx.doi.org/10.1016/j.egypro.2017.05.157>. – DOI 10.1016/j.egypro.2017.05.157
- [131] SHIN, Kyung-Hee ; JIN, Chang-Soo ; SO, Jae-Young ; PARK, Se-Kook ; KIM, Dong-Ha ; YEON, Sun-Hwa: Real-time monitoring of the state of charge (SOC) in vanadium redox-flow batteries using UV–Vis spectroscopy in operando mode. In: *Journal of Energy Storage* 27 (2020), 101066. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2019.101066>. – DOI 10.1016/j.est.2019.101066
- [132] YANG, W. W. ; YAN, F. Y. ; QU, Z. G. ; HE, Y. L.: Effect of various strategies of soc-dependent operating current on performance of a vanadium redox flow battery. In: *Electrochimica Acta* 259 (2018), S. 772–782. <http://dx.doi.org/10.1016/j.electacta.2017.10.201>. – DOI 10.1016/j.electacta.2017.10.201
- [133] SKYLLAS-KAZACOS, Maria ; MCCANN, John ; LI, Yifeng ; BAO, Jie ; TANG, Ao: The Mechanism and Modelling of Shunt Current in the Vanadium Redox Flow Battery. In: *ChemistrySelect* 1 (2016), Nr. 10, S. 2249–2256. <http://dx.doi.org/10.1002/slct.201600432>. – DOI 10.1002/slct.201600432
- [134] KUHN, A. T. ; BOOTH, J. S.: Electrical leakage currents in bipolar cell stacks. In: *Journal of Applied Electrochemistry* (1980), Nr. 10, 233–237. <https://link.springer.com/content/pdf/10.1007/BF00726091.pdf>
- [135] ONTIVEROS, Leonardo J. ; MERCADO, Pedro E.: Modeling of a Vanadium Redox Flow Battery for power system dynamic studies. In: *International Journal of Hydrogen Energy* 39 (2014), Nr. 16, S. 8720–8727. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijhydene.2013.12.042>. – DOI 10.1016/j.ijhydene.2013.12.042
- [136] MENCH, Matthew M.: *Fuel cell engines*. [Elektronische Ressource]. Hoboken, NJ : Wiley, 2008. <http://dx.doi.org/10.1002/9780470209769>. <http://dx.doi.org/10.1002/9780470209769>. – ISBN 978–0–471–68958–4
- [137] AARON, Doug ; TANG, Zhijiang ; PAPANDREW, Alexander B. ; ZAWODZINSKI, Thomas A.: Polarization curve analysis of all-vanadium redox flow batteries. In: *Journal*

- of Applied Electrochemistry* 41 (2011), Nr. 10, 1175–1182. <http://dx.doi.org/10.1007/s10800-011-0335-7>. – DOI 10.1007/s10800-011-0335-7
- [138] BLANC, Christian ; RUFER, Alfred: Understanding the Vanadium Redox Flow Batteries. Version: 2010. <http://dx.doi.org/10.5772/13338>. In: NATHWANI, Jatin (Hrsg.) ; NG, Artie (Hrsg.): *Paths to Sustainable Energy*. London United Kingdom : IntechOpen, 2010. – DOI 10.5772/13338. – ISBN 978-953-307-401-6
- [139] ARICO, A. S. ; ANTONUCCI, P. L. ; ANTONUCCI, V.: Comparison of Ethanol and Methanol Oxidation in a Liquid-Feed Solid Polymer Electrolyte Fuel Cell at High Temperature. In: *Electrochemical and Solid-State Letters* (1998), Nr. 1, S. 66–68
- [140] FINK, Holger: *Untersuchung von Verlustmechanismen in Vanadium-Flussbatterien*. München, Technische Universität München, Dissertation, 25.07.2019. <https://mediatum.ub.tum.de/doc/1471866/1471866.pdf>
- [141] TROVÒ, Andrea ; PICANO, Francesco ; GUARNIERI, Massimo: Comparison of energy losses in a 9 kW vanadium redox flow battery. In: *Journal of Power Sources* 440 (2019), S. 227144. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2019.227144>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2019.227144
- [142] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION: Electrical Energy Storage: White Paper. (01.12.2011). <https://www.iec.ch/whitepaper/pdf/iecWP-energystorage-LR-en.pdf>
- [143] THIELMANN, Axel ; SAUER, Andreas ; SCHNELL, Mario ; ISENMANN, Ralf ; WIETSCHEL, Martin: Technologie-Roadmap Stationäre Energiespeicher 2030. (2015). <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/lib/TRM-SES.pdf>
- [144] BUNDESNETZAGENTUR FÜR ELEKTRIZITÄT, GAS, TELEKOMMUNIKATION, POST UND EISENBAHNEN: Regelungen zu Stromspeichern im deutschen Strommarkt. (März 2021). https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/Speicherpapier.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- [145] EUROPÄISCHES PARLAMENT, RAT DER EUROPÄISCHEN UNION: Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Text von Bedeutung für den EWR. 2019/ 944: 2016/0380/COD. (5.06.2019). <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=celex:32019L0944>
- [146] BDEW BUNDESVERBAND DER ENERGIE- UND WASSERWIRTSCHAFT E.V.: Definition des Begriffes „Energiespeicher“: Begriffsdefinition und Vorschlag für eine Befreiung von Letztverbraucherabgaben. (06.06.2014). https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20140606_Definition-Energiespeicher.pdf

- [147] BUNDESREPUBLIK DEUTSCHLAND: Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021): EEG-2021: Zuletzt geändert durch Art. 11 G vom 16. Juli 2021. (21.07.2014)
- [148] CHEN, Yong-Song ; HO, Sze-Yuan ; CHOU, Han-Wen ; WEI, Hwa-Jou: Modeling the effect of shunt current on the charge transfer efficiency of an all-vanadium redox flow battery. In: *Journal of Power Sources* 390 (2018), S. 168–175. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2018.04.042>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2018.04.042
- [149] THE MATHWORKS, INC.: MATLAB fmincon: Find minimum of constrained nonlinear multivariable function. (2021). <https://www.mathworks.com/help/optim/ug/fmincon.html>
- [150] SCHREIBER, Martha ; HARRER, Martin ; WHITEHEAD, Adam ; BUCSICH, Herbert ; DRAGSCHITZ, Matthias ; SEIFERT, Ernst ; TYMCIW, Peter: Practical and commercial issues in the design and manufacture of vanadium flow batteries. In: *Journal of Power Sources* 206 (2012), S. 483–489. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2010.12.032>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2010.12.032
- [151] ENEROX GMBH: Blockschaltbild FB10-100, aus dem Archiv des Technologiezentrums Energie der Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut. (04.12.2019)
- [152] CELLSTROM GMBH: Betriebsanleitung: Vanadium Redox Durchfluss Batterie: FB 10-100; aus dem Archiv des Technologiezentrums Energie der Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut. (2012)
- [153] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG: Inselnetz-Wechselrichter SUNNY ISLAND 5048: Technische Beschreibung. (2011). www.sma.de
- [154] VOLTERION GMBH: Datenblatt Redox- Flow-Batterie VRFB: aus dem Archiv des Technologiezentrum Energie der Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut. (2018)
- [155] TRUMPF HUETTINGER GMBH + CO. KG: TruConvert AC3020 Power conversion system: Betriebsanleitung. (2017)
- [156] TRUMPF HUETTINGER GMBH + CO. KG: TruConvert DC 1008, TruConvert System Control: TruConvert Modular: Betriebsanleitung. (11.07.2018)
- [157] LABUS, Robert: *Teststandoptimierung für eine Vanadium-Redox-Flow-Batterie unter Einbezug der Erfassung thermischer und elektrischer Systemparameter*. Landshut, Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut, Masterarbeit, 2021
- [158] KÖNIG, S. ; SURIYAH, M. R. ; LEIBFRIED, T.: Innovative model-based flow rate optimization for vanadium redox flow batteries. In: *Journal of Power Sources* 333 (2016), S. 134–144. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.09.147>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2016.09.147

- [159] MORO, Federico ; TROVÒ, Andrea ; BORTOLIN, Stefano ; DEL COL, Davide ; GUARNIERI, Massimo: An alternative low-loss stack topology for vanadium redox flow battery: Comparative assessment. In: *Journal of Power Sources* 340 (2017), S. 229–241. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2016.11.042>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2016.11.042
- [160] PUGACH, M. ; VYSHINSKY, V. ; BISCHI, A.: Energy efficiency analysis for a kilo-watt class vanadium redox flow battery system. In: *Applied Energy* 253 (2019), S. 113533. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113533>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2019.113533
- [161] TE HEESSEN, Henrik ; HERBORT, Volker ; RUMPLER: Studie zum Ertrag von Photovoltaikdachanlagen 2019 in Deutschland. (Februar 2019). https://www.umwelt-campus.de/fileadmin/Umwelt-Campus/User/HteHeessen/research/pv/Ertragsstudie_2019.pdf
- [162] LANGE, Tatjana ; MOSLER, Karl C.: Statistik kompakt: Basiswissen für Ökonomen und Ingenieure, Berlin, Heidelberg, Springer-Verlag GmbH, 2021. (2017). <http://dx.doi.org/10.1007/978-3-662-53467-0>. – DOI 10.1007/978-3-662-53467-0. ISBN 978-3-662-53466-3
- [163] VERBAND DER ELEKTROTECHNIK ELEKTRONIK INFORMATIONSTECHNIK E. V. (VDE): Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz (VDE-AR-N 4105): Richtlinie für Anschluß und Parallelbetrieb von Eigenerzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz ; mit VDN-Ergänzungen, Frankfurt am Main, 2018-08. (2005)
- [164] INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY: The Power to Change: Solar and Wind Cost Reduction Potential to 2025. (2016). www.irena.org/publications
- [165] MÜLLER, Marc ; ZUGSCHWERT, Christina (Hrsg.): *Kosten eines Wechselrichters für Batterieanwendungen: E-Mail an Christina Zugschwert Mitarbeitern in des Technologiezentrums Energie der Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut*. 20.09.2021
- [166] RAN FU, David F. ; MARGOLIS, Robert: U.S. Solar Photovoltaic System Cost Benchmark: Q1 2018. (November 2018). <https://www.nrel.gov/docs/fy19osti/72399.pdf>
- [167] SMA SOLAR TECHNOLOGY AG: Sunny Central 400HE / 500 HE / 630HE: Datenblatt. (2021). https://www.sma-wechselrichter.de/Datenblatt/SMA/pdf/SMA_SC_400-630HE.pdf
- [168] MUNDING, Simon: *Untersuchung eines Niederspannungsnetzes im ländlichen Raum mit volatiler Erzeugung unter den Aspekten Integration einer zentralen Redox-Flow-Batterie sowie weiterer PV-Zubau-Szenarien*. Landshut, Hochschule für angewandte Wissenschaften Landshut, Bachelorarbeit, 2021
- [169] NOACK, Jens ; ROZNYATOVSKAYA, Nataliya ; HERR, Tatjana ; FISCHER, Peter: The Chemistry of Redox-Flow Batteries. In: *Angewandte Chemie (International ed. in English)* 54 (2015), Nr. 34, 9776–9809. <http://dx.doi.org/10.1002/anie.201410823>. – DOI 10.1002/anie.201410823

- [170] LOURENSSEN, Kyle ; WILLIAMS, James ; AHMADPOUR, Faraz ; CLEMMER, Ryan ; TASNIM, Syeda: Vanadium redox flow batteries: A comprehensive review. In: *Journal of Energy Storage* 25 (2019), S. 100844. <http://dx.doi.org/10.1016/j.est.2019.100844>. – DOI 10.1016/j.est.2019.100844
- [171] ALOTTO, Piergiorgio ; GUARNIERI, Massimo ; MORO, Federico: Redox flow batteries for the storage of renewable energy: A review. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 29 (2014), S. 325–335. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.001>. – DOI 10.1016/j.rser.2013.08.001
- [172] CUNHA, Álvaro ; MARTINS, Jorge ; RODRIGUES, Nuno ; BRITO, F. P.: Vanadium redox flow batteries: a technology review. (2015), Nr. 7. <http://dx.doi.org/10.1002/er.3260>. – DOI 10.1002/er.3260
- [173] CHALAMALA, Babu R. ; SOUNDAPPAN, Thiagarajan ; FISHER, Graham R. ; ANSTEY, Mitchell R. ; VISWANATHAN, Vilayanur V. ; PERRY, Michael L.: Redox Flow Batteries: An Engineering Perspective. In: *Proceedings of the IEEE* 102 (2014), Nr. 6, S. 976–999. <http://dx.doi.org/10.1109/JPROC.2014.2320317>. – DOI 10.1109/JPROC.2014.2320317
- [174] LIU, Tao ; LI, Xianfeng ; ZHANG, Huamin ; CHEN, Jizhong: Progress on the electrode materials towards vanadium flow batteries (VFBs) with improved power density. In: *Journal of Energy Chemistry* 27 (2018), Nr. 5, S. 1292–1303. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jechem.2018.07.003>. – DOI 10.1016/j.jechem.2018.07.003
- [175] SCHWENZER, Birgit ; ZHANG, Jianlu ; KIM, Soowhan ; LI, Liyu ; LIU, Jun ; YANG, Zhenguo: Membrane development for vanadium redox flow batteries. In: *ChemSusChem* 4 (2011), Nr. 10, 1388–1406. <http://dx.doi.org/10.1002/cssc.201100068>. – DOI 10.1002/cssc.201100068
- [176] CHOI, Chanyong ; KIM, Soohyun ; KIM, Riyul ; CHOI, Yunsuk ; KIM, Soowhan ; JUNG, Ho-young ; YANG, Jung H. ; KIM, Hee-Tak: A review of vanadium electrolytes for vanadium redox flow batteries. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 69 (2017), S. 263–274. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.188>. – DOI 10.1016/j.rser.2016.11.188
- [177] XING, Feng ; ZHANG, Huamin ; MA, Xiangkun: Shunt current loss of the vanadium redox flow battery. In: *Journal of Power Sources* 196 (2011), Nr. 24, S. 10753–10757. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2011.08.033>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2011.08.033
- [178] LE LIU ; LI, Zhaohua ; XI, Jingyu ; ZHOU, Haipeng ; WU, Zenghua ; QIU, Xinping: Rapid detection of the positive side reactions in vanadium flow batteries. In: *Applied Energy* 185 (2017), S. 452–462. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.10.141>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2016.10.141
- [179] AGAR, Ertan ; DENNISON, C. R. ; KNEHR, K. W. ; KUMBUR, E. C.: Identification of performance limiting electrode using asymmetric cell configuration in vanadium redox flow batteries. In: *Journal of Power Sources* 225 (2013), S. 89–94. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2012.10.016>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2012.10.016

- [180] WEI, L. ; ZHAO, T. S. ; XU, Q. ; ZHOU, X. L. ; ZHANG, Z. H.: In-situ investigation of hydrogen evolution behavior in vanadium redox flow batteries. In: *Applied Energy* 190 (2017), S. 1112–1118. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.01.039>. – DOI 10.1016/j.apenergy.2017.01.039
- [181] MAZUR, P. ; MRLIK, J. ; POCEDIC, J. ; VRANA, J. ; DUNDALEK, J. ; KOSEK, J. ; BYSTRON, T.: Effect of graphite felt properties on the long-term durability of negative electrode in vanadium redox flow battery. In: *Journal of Power Sources* 414 (2019), S. 354–365. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2019.01.019>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2019.01.019
- [182] FETIAN, Abdulmonem ; EL-NAGAR, Gumaa A. ; LAUERMANN, Iver ; SCHNUCKLAKE, Maike ; SCHNEIDER, Jonathan ; ROTH, Christina: Detrimental role of hydrogen evolution and its temperature-dependent impact on the performance of vanadium redox flow batteries. In: *Journal of Energy Chemistry* 32 (2019), S. 57–62. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jechem.2018.06.010>. – DOI 10.1016/j.jechem.2018.06.010
- [183] SKYLLAS-KAZACOS, Maria ; KAZACOS, Michael: State of charge monitoring methods for vanadium redox flow battery control. In: *Journal of Power Sources* 196 (2011), Nr. 20, S. 8822–8827. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jpowsour.2011.06.080>. – DOI 10.1016/j.jpowsour.2011.06.080

A. Anhang

A.1. Richtlinien für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz

Normative Richtlinien für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz sind in Tabelle A.1 zusammengefasst.

Tabelle A.1: Normative Richtlinien für Erzeugungsanlagen im Niederspannungsnetz

Abkürzung	Beschreibung
VERORDNUNG (EU) 2016/1388 DER KOMMISSION vom 17. August 2016	Festlegung eines Netzkodex für den Lastanschluss
DIN IEC 60038 (VDE 0175)	CENELEC-Normspannungen
VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel: 2018-11	Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
VDE-AR-N 4100	Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Niederspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Niederspannung)
DIN VDE V 0124-100 (VDE V 0124-100): 2020-06	Netzintegration von Erzeugungsanlagen
VDE-AR-N 4141-1 Anwendungsregel: 2019-01	Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen, Teil 1: Schnittstelle Übertragungs- und Verteilnetze
VDE-AR-N 4141-2 Anwendungsregel: 2021-10	Technische Regeln für den Betrieb und die Planung von elektrischen Netzen, Teil 2: Schnittstellen zwischen Verteilnetzen
DistributionCode 2007	Regeln für den Zugang zu Verteilungsnetzen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz: Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung

A.2. Zusammenfassender Literaturüberblick der Redox-Flow-Batterie

Einen umfassenden Einblick verwendeter bzw. identifizierter Literaturquellen der Redox-Flow-Batterie, gegliedert nach spezifischen Themengebieten bietet Tabelle A.2. Die Tabelle ist nach bestem Wissen angefertigt, wobei keine Gewähr zur Vollständigkeit zitierter Quellen gegeben wird.

Tabelle A.2: Wissenschaftliche Publikationen im Bereich der RFB Forschung

Themengebiet	Weiterführende Literaturquellen
VRFB Allgemein	[113, 114, 120, 121, 138, 169–173]
Elektroden	[115, 120, 174]
Membrane und Crossover	[113, 116, 116–122, 175]
Elektrolyt	[176]
Strömungskonzepte	[173]
Shunt Currents	[120, 133, 134, 177]
Nebenreaktionen	[23, 178–182]
SOC Monitoring	[123, 131, 183]
Kostenüberblick	[27, 28, 28–50]

A.3. Wirkungsebenen von Energiespeichern im Stromnetz

Tabelle A.3 zeigt eine Auflistung potentieller Wirkungsebenen im Stromnetz, deren Beschreibung sowie Vorkommen in ausgewählten Quellen.

Tabelle A.3: Wirkungsebene SYSTEM und zugehörige Dienstleistungen von elektrischen Energiespeichern im Stromnetz.

Wirkungsebene	Dienstleistung	Beschreibung
SYSTEM	Engpassmanagement	Regelleistungsprodukte (Primär-, Sekundär-, Tertiärregelleistung) werden verwendet, um in definierten Zeitintervallen Energieerzeugung und –verbrauch bei auftretenden Störungen jeglicher Art auszugleichen und somit das Netz zu stützen. Weitere Optionen zum Engpassmanagement sind abschaltbare Lasten sowie der Eingriff in die Erzeugungsleistung durch Redispatch / Countertrading. Ab Oktober 2021 werden erstmals auch Speicher ab einer installierten Leistung von 100 kW nach Energiewirtschaftsgesetz (EnWG§13a) am Engpassmanagement / Redispatch 2.0 teilnehmen und jederzeit vom Netzbetreiber fernsteuerbar sein [54, 79]. [15, 35, 55, 86, 89, 97]
	Frequenzhaltung / Momentanreserve	EES können je nach Reaktionszeit kurzfristige Frequenzschwankungen kompensieren und als virtuelle rotierende Massen Momentanreserve erbringen. [35, 55, 89, 90, 97]
	Kapazitätsreserve	Gemischte Kapazitätsreserve aus Speichern, Kraftwerken und regelbaren Lasten, welche nach Kapazitätsreserveverordnung 2020 außerhalb des Marktes im Falle von Ausnahmesituationen z.B. falls kein Strompreis am Markt entsteht welcher Angebot und Nachfrage decken kann, zum Einsatz kommen [54, 89, 90, 95, 97].
	Netzbooster	Ermöglichung einer reaktiven, das heißt nach Fehlerfall beginnenden Systemführung innerhalb weniger Sekunden wird derzeit in Pilotprojekten untersucht [94].
	Unterbrechungsfreie Stromversorgung, Schwarzstartfähigkeit	Durch den Einsatz eines EES kann bei einem Versorgungsausfall die unterbrechungsfreie Stromversorgung sichergestellt werden, insofern die Steuerung und Leistungselektronik der Batterie schwarzstartfähig ist. Dies betrifft ebenfalls die Versorgung kritischer Infrastruktur, wie bspw. Krankenhäusern, bei Netzschwankungen. [15, 35, 55, 86, 89, 90, 95]

Tabelle A.4: Wirkungsebene NETZ und zugehörige Dienstleistungen von elektrischen Energiespeichern im Stromnetz.

Wirkungsebene	Dienstleistung	Beschreibung
NETZ	Verhinderung von Störübertragung	EES können die Netzstabilität im Allgemeinen verbessern. Dadurch kann verhindert werden, dass potentielle Störungen bspw. durch harmonische Schwingungen in überlagerte Netzebenen transportiert werden. [89]
	Vermeidung von Netzausbaumaßnahmen	Durch den Ausgleich zwischen Last und Erzeugung in Verteilnetzen mit hohem Anteil EE können durch EES Netzausbaumaßnahmen vermieden werden. [35, 89, 90, 95]
	Blindleistungskompensation	Der Wechselrichter eines EES kann theoretisch beliebige Blindleistungsbedarfe eines Netzgebiets kompensieren. [15, 89]
	Lokale Spannungsregelung	EES können durch Wirk- oder Blindleistungsmodulation, die Netzspannung im vorgeschriebenen Spannungsband halten. [15, 35, 89, 95]
	Reduktion der Trafobelastung	Durch netzstützende Betriebsstrategien kann die Rück- und Einspeiseleistung am Trafo reduziert werden. [15, 89, 97]
	Flexibilitätsoption	EES bieten Flexibilitätsoptionen sowie Engpassmanagement in zukünftigen Energiesystemen. Hierdurch können Strombezugskosten sowie Netzausbaukosten gesenkt werden. [89, 95, 97]
	Integration EE	Ein höherer Anteil EE kann dezentral genutzt und die fluktuative Erzeugung EE kann ausgeglichen werden. Hierdurch kann der ökologische Impact der Energiesystems sowie der Eigenversorgungsanteil erhöht werden. [35, 86, 89, 95, 97]

Tabelle A.5: Wirkungsebene MANAGE und zugehörige Dienstleistungen von elektrischen Energiespeichern im Stromnetz.

Wirkungsebene	Dienstleistung	Beschreibung
MANAGE	Eigenverbrauchserhöhung	Der Eigenverbrauch eines Endkunden sowie die Nutzung EE kann erhöht werden, wodurch höhere Systemstabilität, geringerer ökologischer Impact sowie ein lokaler Ausgleich von Last und Erzeugung bestärkt wird. [15, 35, 86, 89, 90, 97]
	Lastausgleich (Load Levelling)	Energieverbräuche (Lasten) können von Spitzenlast- in Schwachlastzeiten zu verschoben werden. [15, 35, 89, 90, 95, 97]
	Lastspitzenkappung (Peak Shaving)	Kurzfristig auftretende Lastspitzen treten meist hinter dem Netzananschlusspunkt eines Verbrauchers auf und könnten durch den Einsatz eines EES mit inkludierter Lastvorhersage vermieden werden. Potentielle positive Auswirkungen auf das überlagerte Netz können reduzierte Netzbetriebs- sowie Netzausbaukosten sein. [15, 35, 86, 89, 90, 95, 97]
	Energy Trading, Arbitrage	Durch EES können Preisschwankungen am Energiemarkt theoretisch genutzt und dadurch ökonomische Gewinne erzielt werden. [15, 86, 89, 90, 92, 95]

A.4. Eingangsparameter der Energiesystemssimulation

Tabelle A.6 zeigt sämtliche Eingangsparameter, Übergabeparameter sowie Annahmen der Sub-Modelle der Energiesystemssimulation.

Tabelle A.6: Eingangsparameter sowie Annahmen der Sub-Modelle der Energiesystems simulation.

Komponente	Eingangsparameter	Übergabeparameter	Annahmen
Energiespeicher (VRFB)	Kapazitätsäquivalent C_{Stor}		
	Verluststrom I_{loss}		Nebestromverbräuche bspw. durch
	Leerlaufspannung U'_0	Out: Lade-Leistung $P_{batt,charge}$	Pumpen werden nicht betrachtet
	Zellwiderstand R_i	Out: Ist-Leistung $P_{batt,DC}$	Konstante Containertemperatur
	SoC-Fenster $dSOC_{max}=20\%-80\%$	Out: Nutzungsgrad τ_T	Lediglich Zeitshift bis zu 12 Stunden,
	Start-SoC $SOC_0=50\%$	Out: $SOC(T)$	keine mehrtägige bzw. saisonale
	Leistungsäquivalent $P_{batt,q}=10$ kW		Speicherbetrachtung.
	Anzahl Zellen $n_{cell}=40$		Annahmen des Batteriemodells aus
	Durchschnittliche Temperatur		[25].
	Elektronenwertigkeit $n=1$		
Wirkleistungs- regelung	Faraday-Konstante F		
	Gaskonstante R		
Wechselrichter	Wirkleistungsanforderung $P(t)$	Out: Lade-Leistung $P_{batt,charge}$	Verdopplung der PV-Erzeugung im Zielnetzgebiet.
	Wirkleistungsregelung $\lambda_{ind}, \lambda_{cap}$	In: Ist-Leistung $P_{batt,DC}$	
		In: SOC	
		In: Nutzungsgrad τ_T	
Wechselrichter	Leistungsäquivalent $S_{batt,q}=15$ kVA	Out: Scheinleistung S_{System}	
	Batterieleistung $P_{batt,DC}$	Out: Blindleistung Q_{System}	
	Blindleistungsregelung ξ_{ind}, ξ_{cap}	Out: $\cos\varphi$	
	Blindleistungsanforderung $Q(t)$		

A.5. Leistungs- und Kapazitätsäquivalente der Optimierung

Tabelle A.7 zeigt die Variationen der Designparameter verwendet mit der Abkürzungsnomenklatur $@CxxxPy$ für die Beschreibung der jeweiligen Kombination. Ein beispielhafter Betrachtungsfall mit dem Leistungsäquivalent $P_{batt,q} * 50 \text{ kW} = 500 \text{ kW}$ und dem Kapazitätsäquivalent $100 * C_{Stor,q}$ wird als $@C100P500$ abgekürzt. Für die Wirkleistung wird in der Abkürzungsnomenklatur stets die tatsächliche Leistung verwendet. In vorangegangenen Beispiel unter Verwendung von $P_{batt,q}=10 \text{ kW}$, wird daher $P_{batt} = 500 \text{ kW}$ ($@P500$) angegeben. Für die Kapazität wird jeweils nicht die tatsächliche Kapazität sondern das Kapazitätsäquivalent $@C100$ angegeben. Die Variation der Wechselrichterscheinleistung wird in Relation zur optimierten Batterieleistung $P_{batt,opti}$ beschrieben. Die Abkürzungsnomenklaturen sind ebenfalls für jede Variation in untenstehender Tabelle beschrieben.

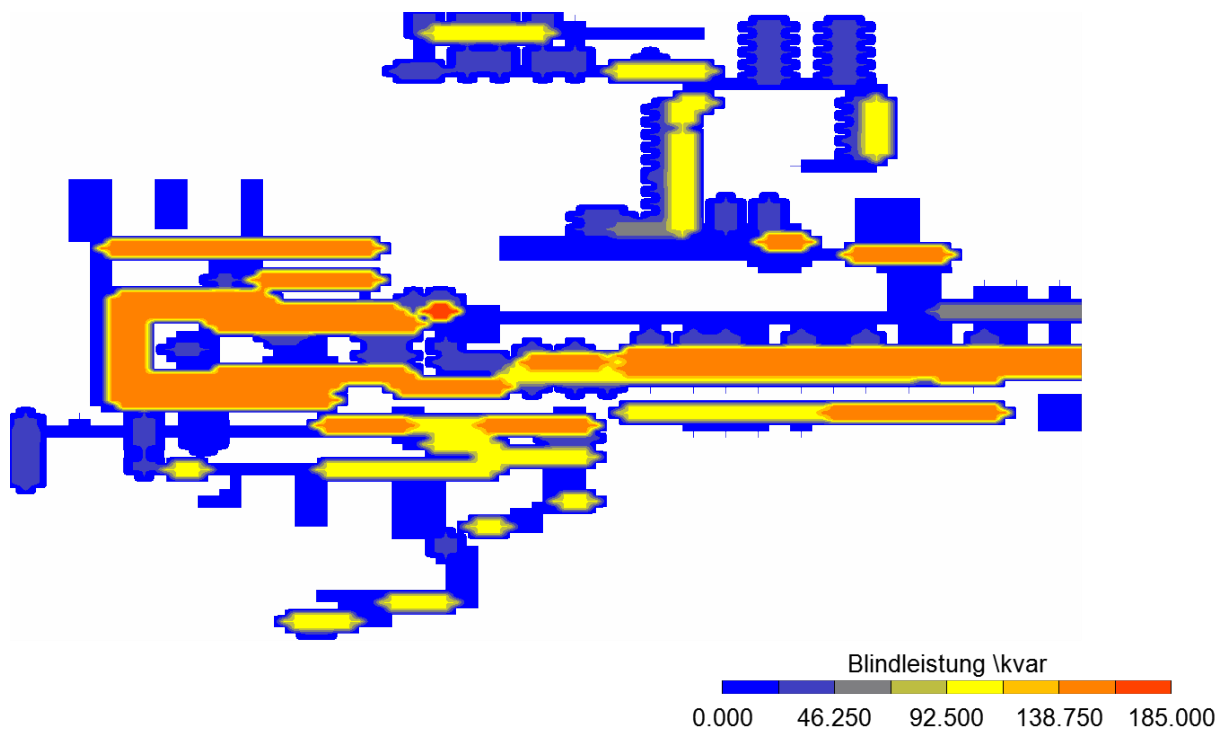
Tabelle A.7: Leistungs- und Kapazitätsäquivalente der Optimierung für die Betriebsstrategie BasisMod sowie Scheinleistungsäquivalente der Optimierung für die Betriebsstrategie BasisMod+.

Designparameter	Äquivalent	Abkürz.
Speicherleistung	Äquivalent einer $P_{batt,q} = 10 \text{ kW}$ VRFB:	@P10
	$P_{batt,q} * 10 \text{ kW}$	@P100
	$P_{batt,q} * 20 \text{ kW}$	@P200
	$P_{batt,q} * 30 \text{ kW}$	@P300
	$P_{batt,q} * 40 \text{ kW}$	@P400
	$P_{batt,q} * 50 \text{ kW}$	@P500
Speicherkapazität	Äquivalent einer $C_{Stor,q}=2386 \text{ Ah}$ VRFB:	@C10
	$10 * C_{Stor,q}$	@C20
	$20 * C_{Stor,q}$	@C30
	$30 * C_{Stor,q}$	@C40
	$40 * C_{Stor,q}$	@C50
	$50 * C_{Stor,q}$	@C60
	$60 * C_{Stor,q}$	@C70
	$70 * C_{Stor,q}$	@C80
	$80 * C_{Stor,q}$	@C90
	$90 * C_{Stor,q}$	@C100
	$100 * C_{Stor,q}$	@C200
	$200 * C_{Stor,q}$	@C300
	$300 * C_{Stor,q}$	@C400
	$400 * C_{Stor,q}$	@C500
	$500 * C_{Stor,q}$	@C1000
	$1000 * C_{Stor,q}$	
Wechselrichterleistung	Äquivalent eines $S_{System,q} = P_{batt,opti}$ WR:	@S400
	$P_{batt,opti} \text{ kVA}$	@S405
	$P_{batt,opti} + 5 \text{ kVA}$	@S410
	$P_{batt,opti} + 10 \text{ kVA}$	@S415
	$P_{batt,opti} + 15 \text{ kVA}$	@S420
	$P_{batt,opti} + 20 \text{ kVA}$	@S440
	$P_{batt,opti} + 40 \text{ kVA}$	@S460
	$P_{batt,opti} + 60 \text{ kVA}$	@S480
	$P_{batt,opti} + 80 \text{ kVA}$	@S500
	$P_{batt,opti} + 100 \text{ kVA}$	@S550
	$P_{batt,opti} + 150 \text{ kVA}$	@S600
	$P_{batt,opti} + 200 \text{ kVA}$	

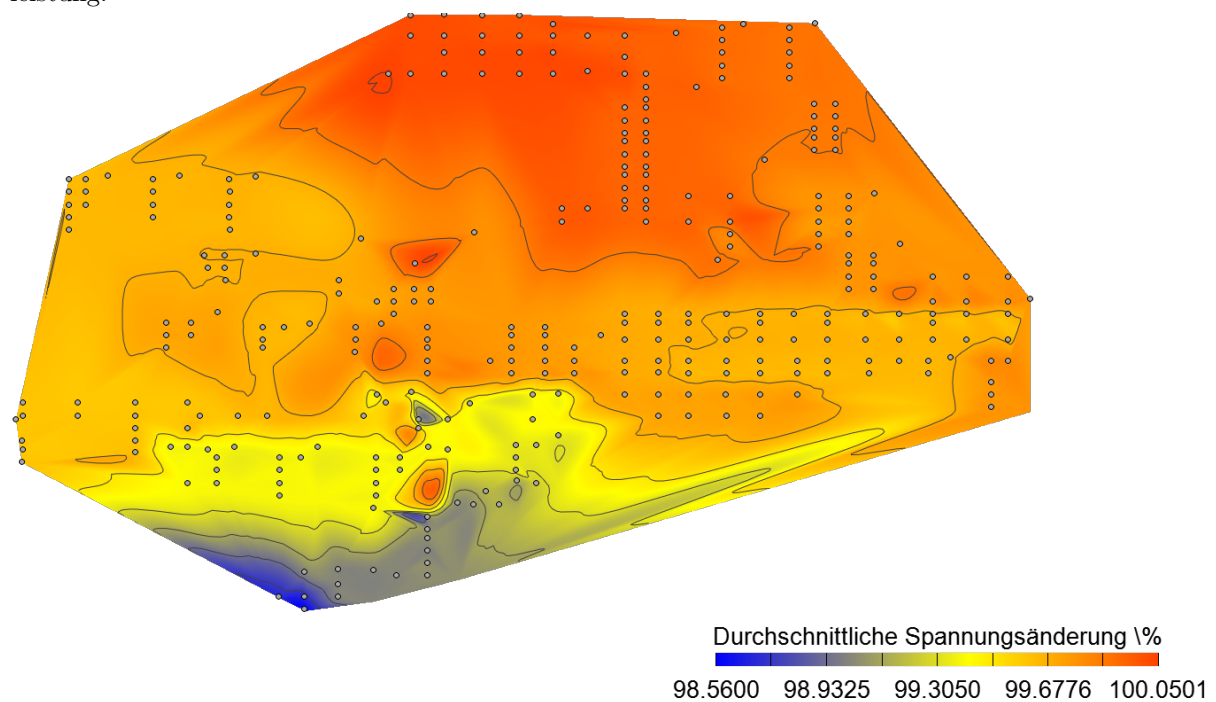
A.6. Weiterführende Ergebnisse der Lastflussrechnung

A.6.1. Blindleistung und Kabelauslastung

Zusätzlich zu den in Kapitel 6.2 vorgestellten Ergebnissen wird nachfolgend die Blindleistungsverteilung über die Betriebsmittel in Abbildung A.1a ohne Speichersystem bei dreifacher PV-Erzeugung für Typtag 1 beschrieben. Zusätzlich zeigt Abbildung A.1b die durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für Typtag 1 bei 3-facher PV-Leistung.



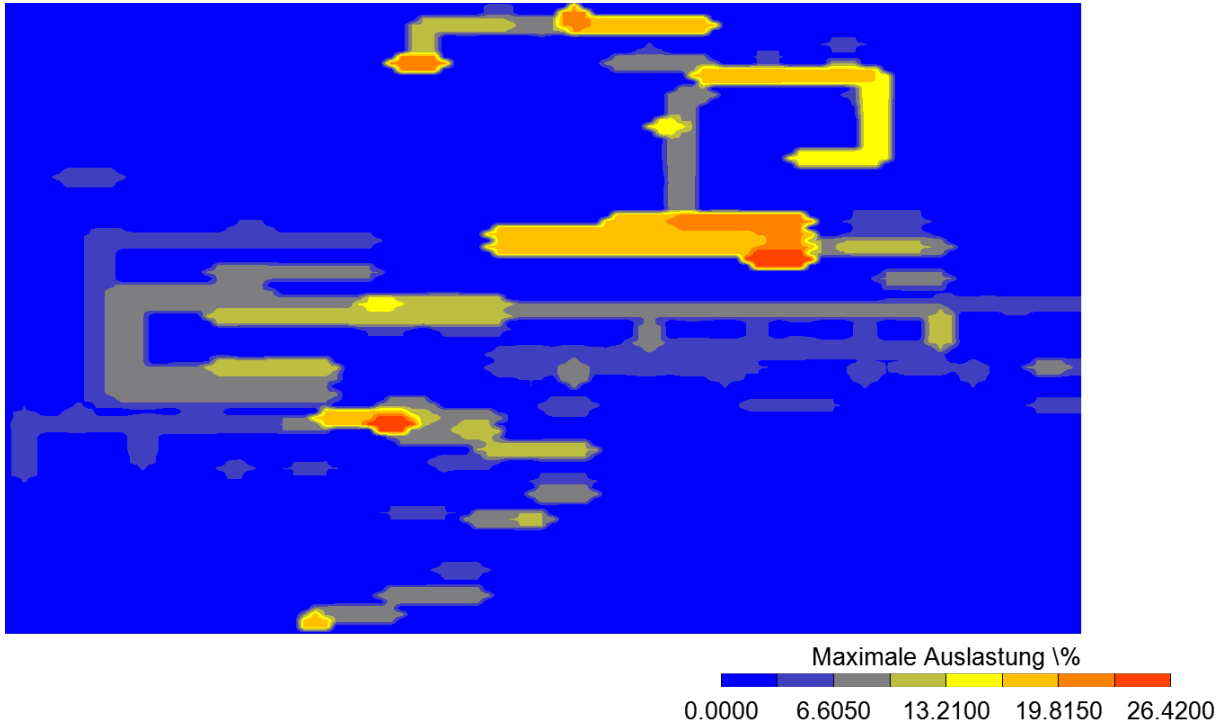
(a) Blindleistung aller Netzbetriebsmittel ohne Speichersystem für Typtag 1 mit dreifacher Erzeugungsleistung.



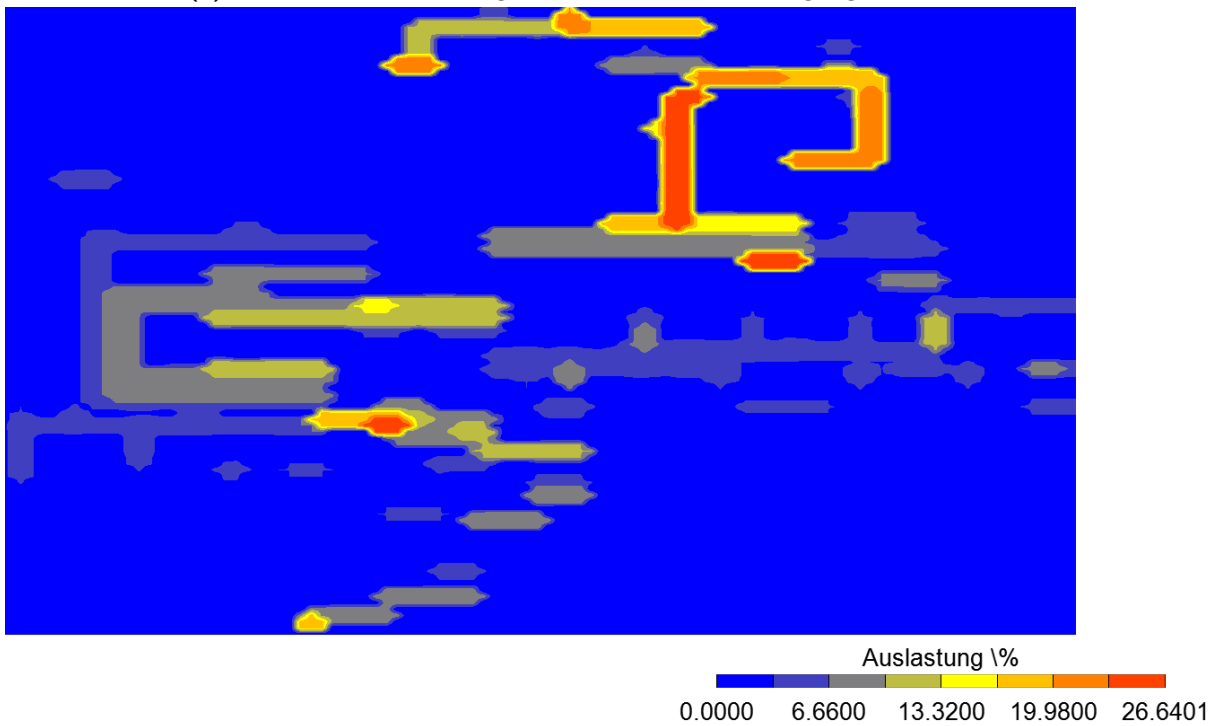
(b) Durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für Typtag 1 bei 3-facher PV-Leistung.

Abbildung A.1: Blindleistung aller Netzbetriebsmittel sowie durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung ohne Speichersystem für Typtag 1 mit dreifacher Erzeugungsleistung.

Nachfolgende Abbildungen zeigen die Auslastung der Kabel ohne Speichersystem für dreifache PV Erzeugung sowie mit Speichersystem für die Platzierung @POM und @PUL.



(a) Prozentuale Auslastung mit dreifacher PV Erzeugung ohne Batterie.



(b) Prozentuale Auslastung mit dreifacher PV Erzeugung für die Platzierung @POM.

Abbildung A.2: Prozentuale Auslastung aller Kabel ohne und mit Speichersystem bei Platzierung @POM mit dreifacher Erzeugungsleistung. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.

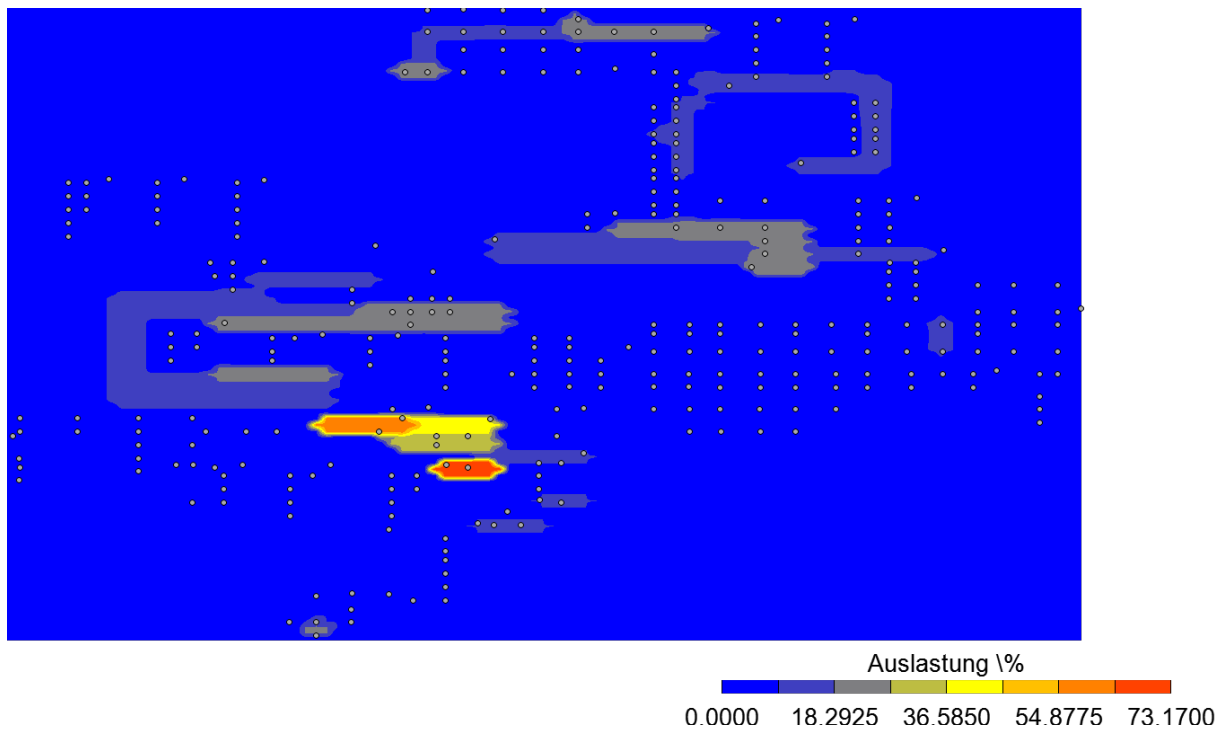
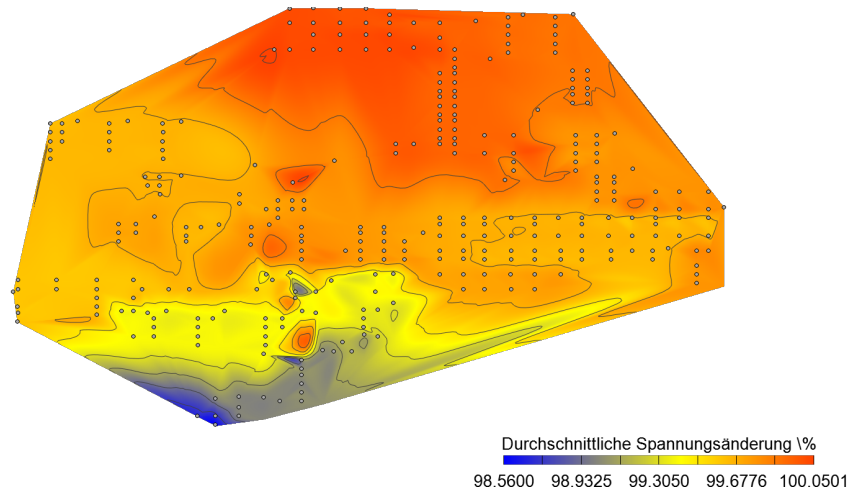


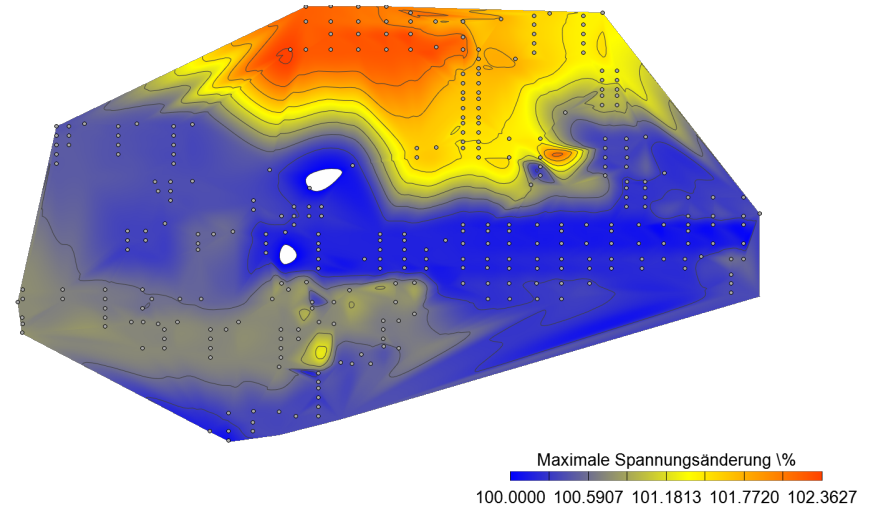
Abbildung A.3: Prozentuale Auslastung aller Kabel mit Speichersystem bei Platzierung @*PUL* mit dreifacher Erzeugungsleistung. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.

A.6.2. Sensitivitätsanalyse der Spannungsänderungen

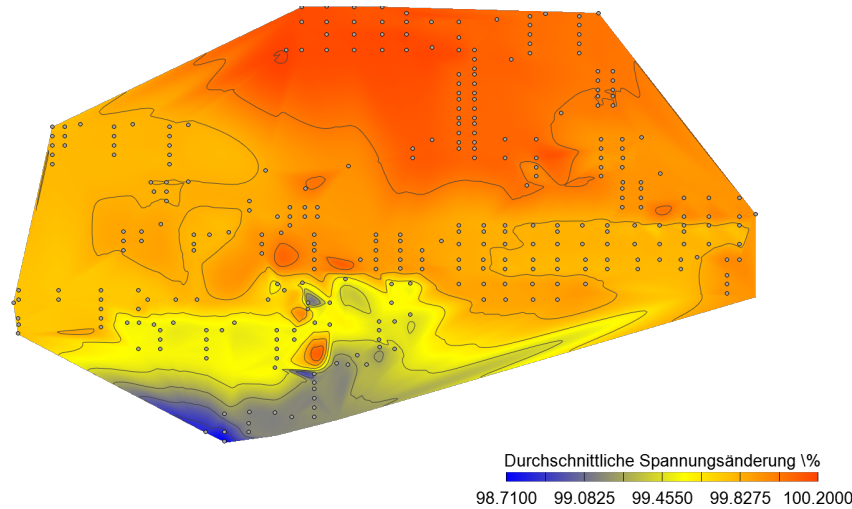
Nachfolgende Abbildungen zeigen jeweils nebeneinander stehend die Auswertungsparameter durchschnittliche oder maximale Spannungsänderung einer der Platzierungen @*Trafo*, @*POM*, @*PUL* und @*PMR*. Untereinander platziert sind jeweils Grafiken für die durchschnittliche bzw. maximale, relative Spannungsänderung für verschiedene Platzierungen im Vergleich. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.



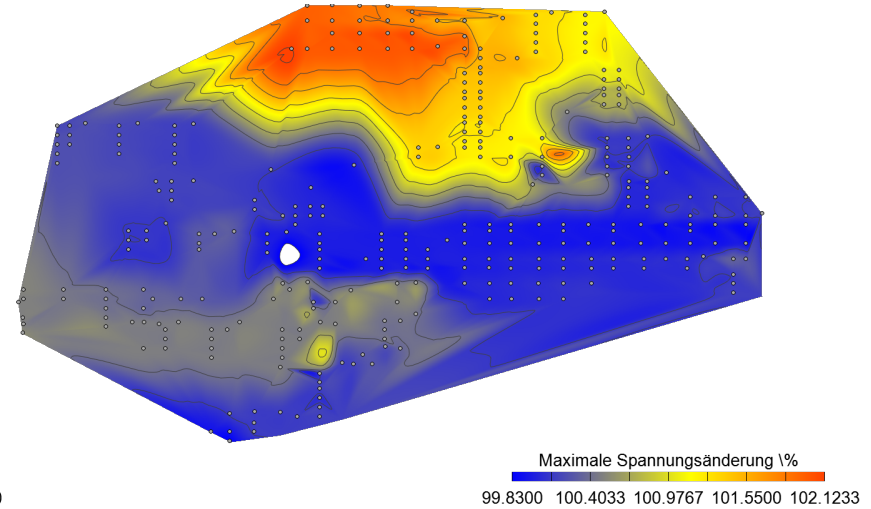
(a) Durchschnittliche Spannung ohne Speicher.



(b) Maximale Spannung ohne Speicher.



(c) Durchschnittliche Spannung *Trafo*.



(d) Maximale Spannung *Trafo*.

Abbildung A.4: Relative maximale sowie durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent ohne Speicher sowie für die Speicherplatzierungen @*Trafo*. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.

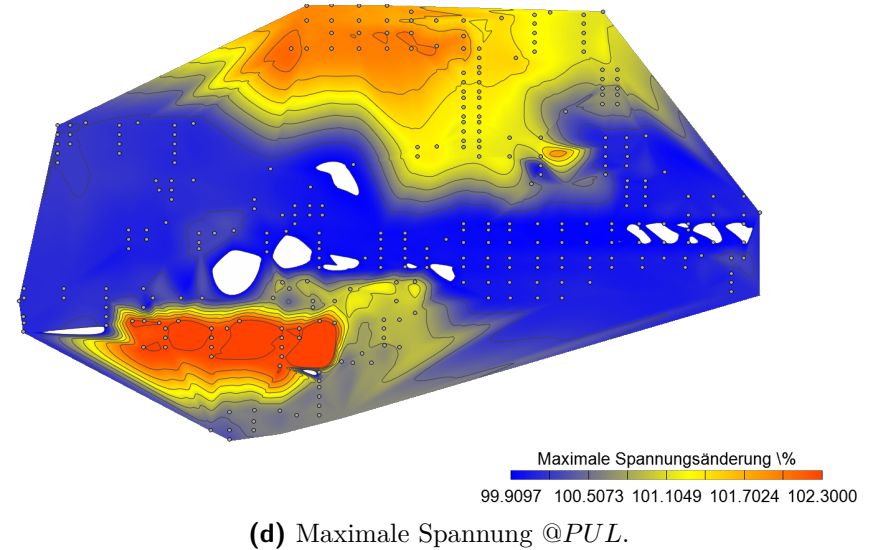
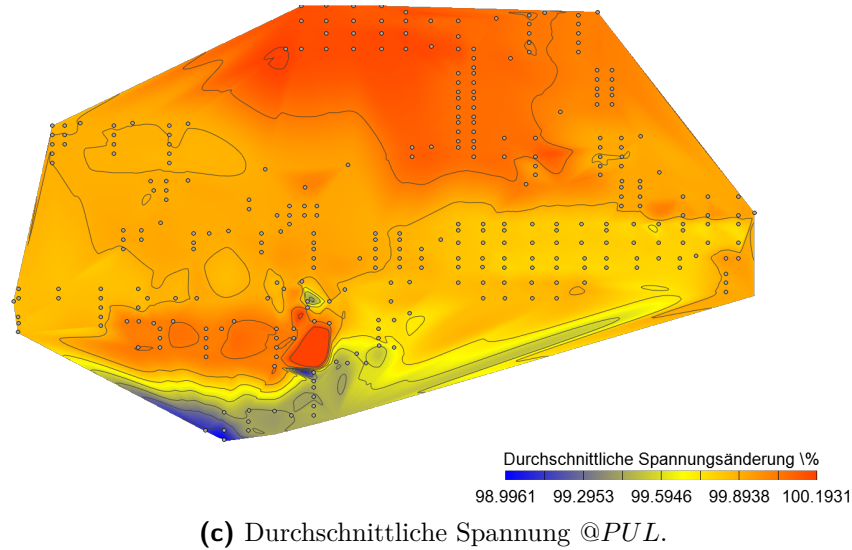
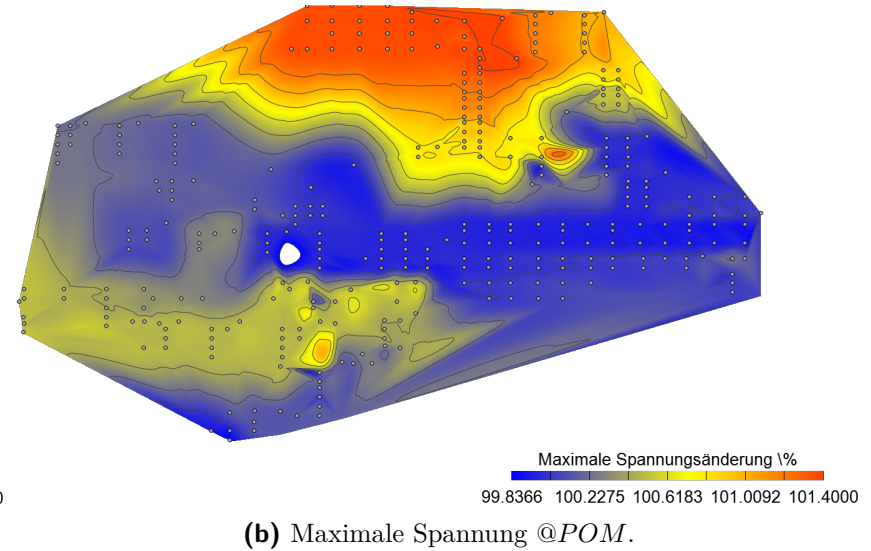
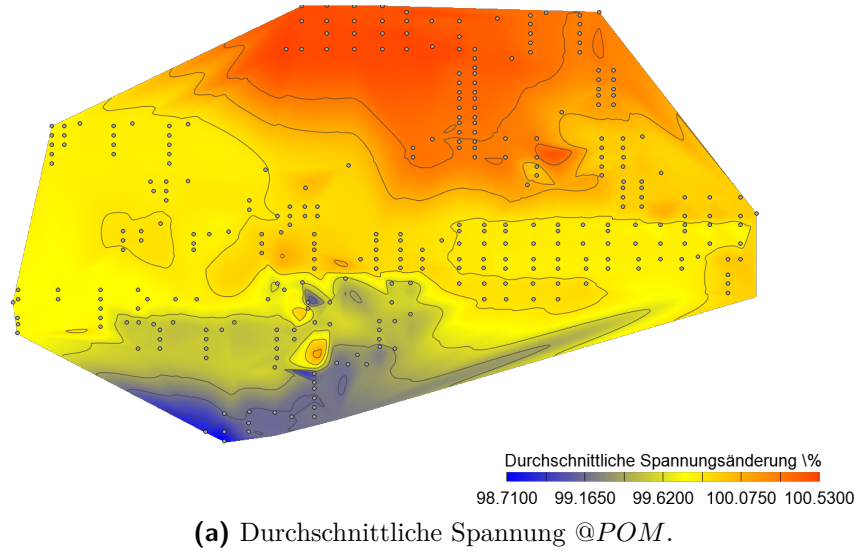
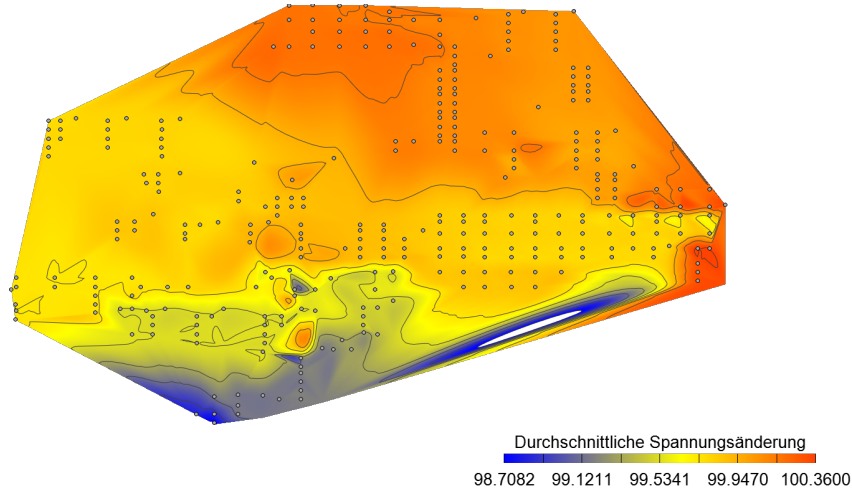
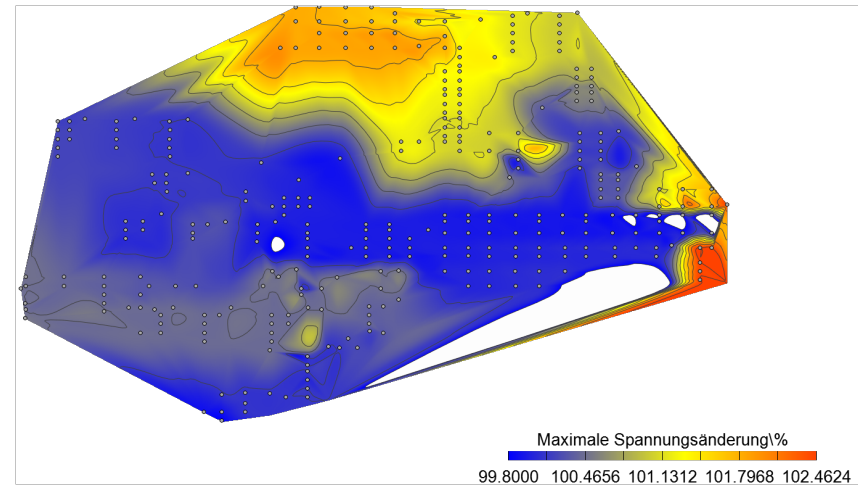


Abbildung A.5: Relative maximale sowie durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für die Speicherplatzierungen @POM und @PUL. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.



(a) Durchschnittliche Spannung @PMR.



(b) Maximale Spannung @PMR.

Abbildung A.6: Relative maximale sowie durchschnittliche Spannungsänderung im Bezug zur Normspannung in Prozent für die Speicherplatzierungen @PMR. Farb- und Werteskalen sollten für jede Abbildung separat betrachtet werden.