

Systemdienstleistungserbringung durch intelligente Gebäude

Zur Erlangung des akademischen Grades eines
Doktors der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

von der KIT-Fakultät für Wirtschaftswissenschaften
des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT)

genehmigte

DISSERTATION

von

Dipl.-Ing. Sebastian Kochannek

Tag der mündlichen Prüfung: 19. Dezember 2018

Referent: Prof. Dr. Hartmut Schreck
Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried



Dieses Werk ist lizenziert unter einer Creative Commons Namensnennung -
Weitergabe unter gleichen Bedingungen 4.0 International Lizenz (CC BY-SA 4.0):
<https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/deed.de>

Abstract

Within the ongoing transition of energy systems, new technologies are integrated into electrical distribution systems—e. g. distributed generation, electrical storage, electric vehicles and automated building energy management—which transform buildings into actively participating components inside the grid.

This thesis analyses the influences of those *intelligent buildings*' capabilities of optimizing their in-house energy flows on low-voltage grids and discusses the usability of those capabilities to provide system services.

In order to minimize the limitations which arise for the economic acting on energy markets for the inhabitants of such buildings, the *traffic light concept* is shaped as an approach to provide necessary needed system services. Firstly, a *technical traffic light* is introduced to determine critical situations in the grid. Secondly, a *topological traffic light* identifies active components that can reasonably participate in the clearance of a critical situation. Thirdly, aspects of *coordination by the traffic light* are tackled by a closed-loop feedback mechanism that controls utility equipment and intelligent buildings by utilizing a two-staged mechanism for demand response. The three parts of the proposed traffic light approach are implemented in a *Regional Energy Management System* that utilizes a proposed *Extended Generic Observer/Controller-Architecture*.

For a close-to-reality evaluation three *reference grids* for a rural, village, and suburban residential low voltage grid are derived from literature as well

as three *scenarios* for the distribution of active components. In particular distributed generation, electrical storage and electric vehicles.

The simulation of intelligent buildings, utility equipment, and the low voltage grid as well as the Regional Energy Management System are implemented in a *Co-Simulation* environment that extends the *Organic Smart Home* to a microgrid simulation. Furthermore, this simulation is extended towards a *Software-in-a-Hardware-Loop-Environment* comprising the Co-Simulation and the *KIT Energy Smart Home Lab* as a real intelligent building, to comply with the necessity of evaluating the Regional Energy Management System with real hardware. Here, a loose coupling of software and hardware components is established by using event-based communication schemes utilizing a message bus and an artificial mains is used to align the environmental conditions between simulation and real building.

The capabilities of the Regional Energy Management System to stabilize low voltage systems, especially in future scenarios, are investigated in simulation studies and its operation is successfully demonstrated in the presented Software-in-a-Hardware-Loop-Environment during a six-day test phase in the real intelligent building.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand im Kontext meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Angewandte Informatik und Formale Beschreibungsverfahren (AIFB) des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT).

Vor allem möchte ich mich vielmals bei meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr. Hartmut Schreck für seine Unterstützung, sein Vertrauen und die Freiheit, die ich bei meinen Forschungsbemühungen genossen habe, bedanken. Weiter gilt mein Dank Herrn Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried für die Übernahme des Koreferats sowie Herrn Prof. Dr. Andreas Oberweis und Herrn Prof. Dr. Andreas Geyer-Schulz für ihr Interesse an meiner Arbeit.

Ferner danke ich meinen Kollegen, nicht nur am AIFB, sowie den Studenten, zu deren Ausbildung ich (hoffentlich) beitragen konnte, herzlich für die kurzweilige Zusammenarbeit und den (nicht-) fachlichen Austausch.

Abschließend möchte ich mich bei meiner Familie und meinen Freunden herzlich dafür danken, mich in meiner Zeit als Doktorand auch auf nicht-akademische Gedanken gebracht zu haben.

Karlsruhe, den 19. Dezember 2018

Sebastian Kochanek

Inhaltsverzeichnis

Tabellenverzeichnis	xiii
Abbildungsverzeichnis	xvii
Abkürzungsverzeichnis	xxi
Formelzeichen	xxiii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation	1
1.1.1 Gesellschaftliche und politische Beweggründe	1
1.1.2 Technischer Rahmen, die Energiewende	2
1.2 Problemstellung	4
1.2.1 Forschungsfragen	5
1.2.2 Beiträge	6
1.2.3 Abgrenzung	7
1.3 Herangehensweise und Übersicht	8
1.4 Entstehungskontext	8
1.4.1 Forschungsprojekte	9
1.4.2 Vorarbeiten	9

2	Grundlagen	11
2.1	Elektrotechnische Grundlagen	11
2.1.1	Aktuelle Elektroenergiesysteme	11
2.1.2	Stabilität von Elektroenergiesystemen	12
2.1.3	Netzschutz	13
2.1.4	Netzführung	14
2.1.5	Marktmechanismen in Elektroenergiesystemen	14
2.1.6	Tarifstrukturen für elektrische Energie	15
2.1.7	Zukünftige Energiesysteme	15
2.2	Simulation und Modellierung von Elektroenergiesystemen	17
2.2.1	Grundlagen einer Simulation	17
2.2.2	Kopplung von Simulationen – Co-Simulation	19
2.2.3	Kopplung von Simulation und Hardware – Hardware-in-the-Loop-Simulation	21
2.2.4	Modellierung von Elektroenergienetzen	22
2.2.5	Varianten der Komponentenmodellierung	25
2.3	Energiemanagement und Systemführung in Elektroenergiesystemen	27
2.3.1	Exemplarische regelungstechnische Ansätze	27
2.3.2	Exemplarische Optimierungsansätze	28
2.3.3	Koordinative Ansätze	29
2.3.4	Organic Computing und seine Anwendung in Energiesystemen	32
3	System- und Anforderungsanalyse	35
3.1	Aktuelle und zukünftige Herausforderungen in Niederspannungssystemen	35
3.2	Aktive Einheiten in Niederspannungssystemen	37
3.2.1	Lasten	37
3.2.2	Erzeugungsanlagen	40
3.2.3	Elektrische Speicher	42
3.2.4	Intelligente Gebäude	43
3.2.5	Netzaktorik	45
3.2.6	Sensorik	46
3.2.7	Zusammenfassung	47
3.3	Systemdienstleistungen in Niederspannungssystemen	47
3.3.1	Frequenzhaltung	47

3.3.2	Spannungshaltung	48
3.3.3	Betriebsführung	52
3.3.4	Versorgungswiederaufbau	52
3.3.5	Zusammenfassung	53
3.4	Anforderungen an ein regionales Energiemanagementsystem	54
3.4.1	Begriffsdefinitionen	54
3.4.2	Methodisches Vorgehen	55
3.4.3	Systemziele	55
3.4.4	Erweiterte Funktionalitäten	58
3.4.5	Nichtfunktionale Anforderungen	62
3.5	Anforderungen an eine Evaluationsumgebung	65
3.5.1	Modellierung von Elektroenergiesystemen	65
3.5.2	Anforderungen an den Simulator	67
3.6	Resümee der System- und Anforderungsanalyse	69
4	Verwandte Arbeiten	73
4.1	Systemdienstleistungserbringung in Niederspannungssystemen	73
4.2	Systemdienstleistungserbringung durch intelligente Gebäude	74
4.3	Architekturen und Strategien für den Betrieb von Elektroenergiesystemen	81
4.3.1	Rahmenwerke	81
4.3.2	Koordinationsstrukturen	82
4.4	Simulationsumgebungen für Niederspannungssysteme	83
4.5	Modellierung von Niederspannungssystemen	85
4.6	Hardwarebasierte Evaluation	87
4.6.1	Testumgebungen	87
4.6.2	Steuereinheitentests	88
4.6.3	Komponententests	88
4.6.4	Tests mit einem intelligenten Gebäude	88
4.6.5	Tests im Kontext von Microgrids	89
4.7	Forschungsprojekte	91
4.8	Identifikation und Begründung des Forschungsbedarfs	93
4.8.1	Stand der Wissenschaft und Technik	93
4.8.2	Forschungsbedarf im Kontext der Forschungsfragen	94

5	Regionales Energiemanagement	97
5.1	Interessenausgleich zwischen Netznutzung und -betrieb – Die Netzampel	97
5.1.1	Technische Gestaltung der Netzampel	98
5.1.2	Topologische Gestaltung der Netzampel	102
5.1.3	Koordinative Gestaltung der Netzampel	107
5.1.4	Zusammenfassung und Einordnung	117
5.2	Systemarchitektur	118
5.2.1	Interaktion von Energiemanagementsystemen	119
5.2.2	Entwurfsmuster	120
5.2.3	Erweiterte Observer/Controller-Architektur	120
5.2.4	Anforderungen an die erweiterte Observer/Controller-Architektur für das regionale Energiemanagementsystem	122
5.2.5	Zusammenfassung und Einordnung	123
5.3	Systementwurf	123
5.3.1	Kommunikationsschicht – Communication Abstraction Layer	124
5.3.2	Treiberschicht – Entity Abstraction Layer	125
5.3.3	Kontrollschicht – O/C-Layer	126
5.3.4	Zusammenfassung und Einordnung	128
6	Evaluationsumgebung	129
6.1	Referenzszenarien für Niederspannungssysteme	129
6.1.1	Methodik für die Modellerzeugung	129
6.1.2	Niederspannungsnetzmodellierung	131
6.1.3	Haushaltsmodellierung	135
6.1.4	Zusammenfassung und Einordnung	142
6.2	Simulator für Niederspannungssysteme	144
6.2.1	Simulation intelligenter Gebäude – Organic Smart Home	144
6.2.2	Aufbau der Co-Simulation	149
6.2.3	Regionales Energiemanagementsystem	151
6.2.4	Simulation Elektroenergienetz	151
6.2.5	Simulation Betriebsmittel	153
6.2.6	Simulationsverwaltung	153
6.2.7	Zusammenfassung und Einordnung	154
6.3	Umgebung zur Software-in-a-Hardware-Loop-Co-Simulation	154
6.3.1	Aufbau Versuchsumgebung	155

6.3.2	Anpassungen an Microgrid-Co-Simulation	156
6.3.3	Hardware – KIT Energy Smart Home Lab	158
6.3.4	Umgebungsnachbildung	159
6.3.5	Co-Simulation – Anpassungen an der Microgrid-Co-Simulation	160
6.3.6	Kommunikationsinfrastruktur – Internet of Things .	162
6.3.7	Zusammenfassung und Einordnung	164
6.4	Diskussion	166
7	Prototypische Evaluation	167
7.1	Versuchsplanung	167
7.1.1	Vorgehen	167
7.1.2	Simulationsszenarien	168
7.1.3	Messgrößen	169
7.1.4	Software-in-a-Hardware-Loop-Untersuchung	171
7.2	Verifikation der Lösungen	172
7.2.1	Regionales Energiemanagementsystem	173
7.2.2	Evaluationsumgebung – Microgrid Co-Simulation und Software-in-a-Hardware-Loop-Aufbau	174
7.3	Einfluss der Systemintelligenz auf den Netzzustand	175
7.3.1	Netzzustand mit konventionellen Gebäuden	176
7.3.2	Unkoordinierter Betrieb intelligenter Gebäude	177
7.3.3	Koordinierter Betrieb durch das regionale Energiemanagementsystem	179
7.4	Software-in-a-Hardware-Loop-Versuche	182
7.4.1	Berechnungsdauer Makrozeitschritte	182
7.4.2	Taktschwankungen Makrozeitschritte	183
7.4.3	Künstliche Netznachbildung	185
7.5	Bewertung und Einordnung der Ergebnisse	186
7.5.1	Auswirkungen automatisierter Gebäudeenergiemanagementsysteme auf Elektroenergienetze	187
7.5.2	Einflussmöglichkeiten des regionalen Energiemanagementsystems	187
7.5.3	Software-in-a-Hardware-Loop-Versuche	190
7.5.4	Einordnung der Systeme	191

8	Schlussfolgerungen	207
8.1	Zusammenfassung und Fazit	207
8.2	Ausblick	211
A	Grundlagenliteratur	213
B	Spezifikation Referenznetze	215
B.1	Ländliches Referenznetz	216
B.2	Dörfliches Referenznetz	217
B.3	Vorstädtisches Referenznetz	220
C	Reale Evaluationsumgebung - KIT Energy Smart Home Lab	227
C.1	Geräteausstattung	227
C.2	Elektrische Installation	229
C.3	Thermische Installation	230
C.4	Informationstechnische Übersicht	233
D	Erweiterte Parametrierung der Versuchsaufbauten	235
E	Zusätzliche Messdaten der durchgeführten Versuche	237
E.1	Aufgetretene kritische Situationen	237
E.2	Verteilung der Knotenspannungen	242
F	Liste der Nutzeraktivitäten während der Testphase im KIT Energy Smart Home Lab	247
G	Liste eigener Veröffentlichungen	251
	Literaturverzeichnis	257

Tabellenverzeichnis

2.1	Phasen der BDEW-Netzampel [23]	31
3.1	Abstraktes Anforderungsschema nach [233, Kap. 2]	56
3.2	Systemziele des regionalen Energiemanagements für Nieder- spannungssysteme	59
3.3	Anforderungsliste an das regionale Energiemanagementsystem für Niederspannungssysteme	60
3.4	Anforderungsliste an eine Simulationsumgebung	68
4.1	Übersicht über die Systemdienstleistungserbringung durch aktive Komponenten in Niederspannungsnetzen	75
4.2	Vergleich der Systemdienstleistungserbringung durch intelli- gente Gebäude	79
4.3	Vergleich der Komponenten- und Niederspannungsnetzmodel- lierung in der Literatur zur Systemdienstleistungserbringung durch intelligente Gebäude	80
4.4	Vergleich von Referenznetzen aus der Literatur	87
4.5	Vergleich von Versuchsaufbauten im Microgridkontext aus der Literatur	91
5.1	Technische Parameter für das Auslösen einer nicht-grünen Ampelphase	102
5.2	Maßnahmenkaskade für Niederspannungssysteme	110

6.1	Vergleich der Eignung von Methodiken zur Modellerzeugung von Netzen und angeschlossenen Komponenten (basierend auf [271])	131
6.2	Übersicht der Eigenschaften der Referenznetze	137
6.3	Statistischer Anteil der Haushaltsgrößen in den Referenzszenarien und deren Anzahl	138
6.4	Geräteausstattung deutscher Haushalte nach [283]	139
6.5	Haushaltsgerätenutzung pro Haushalt und Jahr [202, 281, 283]	139
6.6	Anteil der Photovoltaikanlagen nach Größe in den Referenzszenarien	141
6.7	Technologiedurchdringung in Niederspannungsnetzen	143
6.8	Verwendete Komponenten und Modelle für die Simulation und den Realbetrieb intelligenter Gebäude mit dem Organic Smart Home	148
7.1	Übersicht der zu untersuchenden Einflussgrößen	170
7.2	Übersicht der erfassten Messgrößen	192
7.3	Überprüfung der Anforderungen an den Prototypen des regionalen Energiemanagementsystems	193
7.4	Überprüfung der Anforderungen an eine Simulationsumgebung zur Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems	194
7.5	Durchschnittliche Häufigkeit der Netzampelphasen in Abhängigkeit zur Systemintelligenz (Anteil in %)	195
7.6	Durchschnittliche Häufigkeit (bedingt) kritischer Situationen in Abhängigkeit zur Systemintelligenz (Anteil in %)	195
7.7	Durchschnittliche technische Auswirkungen der Systemintelligenz	195
7.8	Ampelphasen Szenario <i>Heute</i> (Anteil in %) nach Netztyp und Jahreszeit	196
7.9	Ampelphasen Szenario <i>Morgen</i> (Anteil in %) nach Netztyp und Jahreszeit	197
7.10	Ampelphasen Szenario <i>Übermorgen</i> (Anteil in %) nach Netztyp und Jahreszeit	198
7.11	Technische Auswirkungen der Systemintelligenz im Szenario <i>Heute</i>	199
7.12	Technische Auswirkungen der Systemintelligenz im Szenario <i>Morgen</i>	200

7.13 Technische Auswirkungen der Systemintelligenz im Szenario <i>Übermorgen</i>	201
7.14 Übersicht der Experimente mit der Software-in-a-Hardware- Loop-Umgebung	202
7.15 Statistische Größen der durchgeführten Software-in-a-Hardware- Loop-Versuche	202
7.16 Überprüfung der Anforderungen an den Prototypen des re- gionalen Energiemanagementsystems	203
7.17 Einordnung des regionalen Energiemanagementsystems in die Literatur	204
7.18 Einordnung der verwendeten Komponenten- und Niederspan- nungsnetzmodellierung in die Literatur	205
A.1 Übersicht Grundlagenliteratur	213
C.1 Ausstattung des KIT Energy Smart Home Lab nach [159] . .	227
D.1 Auflistung der Parameter	235
E.1 Kritische Situationen im Versuch <i>Heute – Winter</i> (Anteil in %) nach Netztyp	237
E.2 Kritische Situationen im Versuch <i>Heute – Frühling</i> (Anteil in %) nach Netztyp	238
E.3 Kritische Situationen im Versuch <i>Heute – Sommer</i> (Anteil in %) nach Netztyp	238
E.4 Kritische Situationen im Versuch <i>Morgen – Winter</i> (Anteil in %) nach Netztyp	239
E.5 Kritische Situationen im Versuch <i>Morgen – Frühling</i> (Anteil in %) nach Netztyp	239
E.6 Kritische Situationen im Versuch <i>Morgen – Sommer</i> (Anteil in %) nach Netztyp	240
E.7 Kritische Situationen im Versuch <i>Übermorgen – Winter</i> (An- teil in %) nach Netztyp	240
E.8 Kritische Situationen im Versuch <i>Übermorgen – Frühling</i> (Anteil in %) nach Netztyp	241
E.9 Kritische Situationen <i>Übermorgen – Sommer</i> (Anteil in %) nach Netztyp	241

Tabellenverzeichnis

F.1	Liste der Nutzeraktivitäten während der Testphase vom 23.– 28. Juli 2018 im KIT Energy Smart Home Lab	247
G.1	Liste eigener Veröffentlichungen mit Einordnung zur vorlie- genden Arbeit	251

Abbildungsverzeichnis

2.1	Grundlegender Programmablaufplan einer Simulationsstudie nach [35, Kap. 1]	19
2.2	Klassifikation und Struktur von Simulationen nach [270]	20
2.3	Struktur einer zeitdiskreten Co-Simulation nach [286]	21
2.4	Schematische Darstellung eines „in-the-Loop“-Aufbaus	22
2.5	Zusammenspiel von Optimierung und Regelung (Vgl. [188, Kap. 1])	26
2.6	Aufbau der generischen Observer/Controller-Architektur [256, Kap. 4]	34
2.7	Varianten der generischen Observer/Controller-Architektur [256, Kap. 4]	34
3.1	Übersicht und Klassifizierung von aktiven Komponenten in einem Niederspannungssystem in Anlehnung an [163]	38
3.2	Herleitung der Systemziele des regionalen Energiemanagementsystems aus der Systemdienstleistungs-klassifikation aus [22]	61
3.3	Übersicht der Anforderungsanalyse für ein regionales Energiemanagementsystem und dessen Evaluationsumgebung	71
5.1	Programmablaufplan der topologischen Ausgestaltung der Netzampel	104

5.2	Schematische Darstellung der topologischen Ausgestaltung der Netzampel in einem Netzabschnitt	108
5.3	Regelschleife des regionalen Energiemanagementsystems	112
5.4	Sequenzdiagramm der koordinativen Ausgestaltung der Netzampel	113
5.5	Gestaltung der monetären Anreize zum Abruf von Lastverschiebung durch intelligente Gebäude	114
5.6	Veranschaulichung des zweistufigen Flexibilitätsabrufs mit exemplarischen Zahlenwerten	117
5.7	Makrostruktur der Interaktion von hierarchischen Energiemanagementsystemen im Netzampelkontext	119
5.8	Erweiterte generische Observer/Controller-Architektur in einem hierarchischen System	121
5.9	Abstrakte Architektur des regionalen Energiemanagementsystems eines Netzabschnitts mit den Schichten der erweiterten Observer/Controller-Architektur	123
5.10	Ausschnittansicht der Architektur des regionalen Energiemanagementsystems unter Verwendung der erweiterten generischen Observer/Controller-Architektur	124
5.11	Programmablaufplan der Umsetzung der Netzampel innerhalb der O/C-Schicht	127
6.1	Topologien der Niederspannungsreferenznetze aus [157]	136
6.2	Vereinfachtes Klassendiagramm der Multihaushaltssimulation	149
6.3	Sequenzdiagramm des Startvorgangs der Co-Simulation des Microgrids	152
6.4	Prinzipieller Aufbau der Software-in-a-Hardware-Loop-Umgebung zur Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems mit realer Hardware	155
6.5	Schematischer Aufbau der Informations- und Energieflüsse in der Software-in-a-Hardware-Loop-Co-Simulations-Umgebung nach [161]	156
6.6	Software-in-a-Hardware-Loop-Co-Simulation am ESHL	157
6.7	Start- und Stoppvorgang der Software-in-a-Hardware-Loop-Co-Simulation	157
6.8	Sequenzdiagramm des Ablaufs eines Makrozeitschritts in der HiL-Co-Simulation nach [161]	161

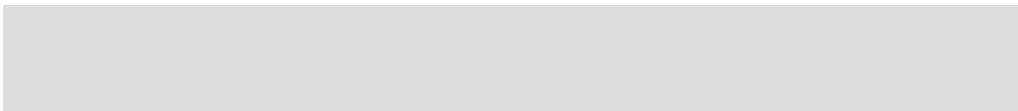
6.9	Anbindung benötigter Aktoren und Sensoren zur Integration des KIT Energy Smart Home Labs in die Architektur des regionalen Energiemanagements	162
6.10	Nachrichtenflüsse zwischen den Komponenten der Hardware-in-the-Loop-Co-Simulation nach [161]	165
6.11	Sequenzdiagramm der Nachrichtenflüsse der Hardware-in-the-Loop-Co-Simulation nach [161]	165
7.1	Berechnungsdauer von Makrozeitschritten in den Software-in-Hardware-Loop-Versuchen	184
7.2	Verlauf der Berechnungsdauer von Makrozeitschritten im Versuch <i>Vorstadt – Übermorgen</i>	184
7.3	Taktschwankungen der Makrozeitschritte	185
7.4	Spannungsversorgung und Rückwirkung des Energy Smart Home Lab im Software-in-Hardware-Loop-Versuch	186
C.1	Elektrische Teilnetze und Installationen im KIT Energy Smart Home Lab	229
C.2	Kaltwassersystem des KIT Energy Smart Home Lab	230
C.3	Warmwassersystem des KIT Energy Smart Home Lab	232
C.4	Aufbau der Microservicearchitektur im KIT Energy Smart Home Lab basierend auf [37]	233
E.1	Verteilung der Knotenspannungen im Versuch <i>Heute – Winter</i>	242
E.2	Verteilung der Knotenspannungen im Versuch <i>Heute – Frühling</i>	243
E.3	Verteilung der Knotenspannungen im Versuch <i>Heute – Sommer</i>	243
E.4	Verteilung der Knotenspannungen im Versuch <i>Morgen – Winter</i>	244
E.5	Verteilung der Knotenspannungen im Versuch <i>Morgen – Frühling</i>	244
E.6	Verteilung der Knotenspannungen im Versuch <i>Morgen – Sommer</i>	245
E.7	Verteilung der Knotenspannungen im Versuch <i>Übermorgen – Winter</i>	245
E.8	Verteilung der Knotenspannungen im Versuch <i>Übermorgen – Frühling</i>	246
E.9	Verteilung der Knotenspannungen im Versuch <i>Übermorgen – Sommer</i>	246

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
dena	Deutsche Energie-Agentur
DSM	<i>Demand-Side-Management</i>
EKFZ	Elektrofahrzeuge
EMS	Energiemanagementsystem
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPS	Energy Price Signal
ESHL	KIT Energy Smart Home Lab
EVU	Energieversorgungsunternehmen
HiL	Hardware-in-the-Loop
HH	Haushalt
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik

Abkürzungsverzeichnis

k. A.	keine Angabe
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
NB	Netzbetreiber
OC	Organic Computing
O/C- Architektur	Observer / Controller-Architektur
OSH	Organic Smart Home
PHiL	Power-Hardware-in-the-Loop
PLS	Power Limit Signal
PMU	Phasor-Measurement-Units
PV	Photovoltaik
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition
SuOC	System under Observation and Control
REMS	Regionales Energiemanagementsystem
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
u. d. N.	Unter den Nebenbedingungen
VDI	Verein Deutscher Ingenieure e. V.
VPP	Virtual Power Plant (virtuelles Kraftwerk)



Spezielle Variablen und Größen

c	Kosten, Preis / Cent (ct)
EPS	Preis für Energiebezug (E nergy P rice S ignal) / Cent (ct)
I	Elektrischer Strom / Ampere (A)
l	Zählvariable
L	Induktivität / Henry (H)
m	Zählvariable
n	Knotenzahl eines Netzes
P	Wirkleistung / Watt (W)
PLS	Lastbegrenzungssignal (P ower L imit S ignal) / var oder W
Q	Blindleistung / Voltampere Reaktiv (var)
s	Stufung eines regelbaren Ortsnetztransformators
S	Scheinleistung / Voltampere (VA)
t	Zeitschritt / Sekunden (s)
T	Zeitpunkt
U	Elektrische Spannung / Volt (V)
Y	Admittanz / Siemens (S)
Z	Impedanz / Ohm (Ω)
$\cos(\Phi)$	Leistungsfaktor $\cos(\Phi) = \frac{P}{S}$

Einführend in diese Arbeit werden auf Basis einer Motivation Problemstellungen und Forschungsfragen präsentiert und die Beiträge dieser Arbeit abgegrenzt und zusammengefasst (siehe Abschnitt 1.2 & 1.1). Anschließend wird eine Übersicht über den Inhalt des vorliegenden Dokuments gegeben (siehe Abschnitt 1.3) und sein Entstehungskontext dargelegt (siehe Abschnitt 1.4).

1.1 Motivation

Die im anschließenden Abschnitt 1.2 aufgestellten drei Forschungsfragen dieser Arbeit resultieren aus der folgenden gesellschaftlichen und technischen Motivation.

1.1.1 Gesellschaftliche und politische Beweggründe

Elektrische Energieversorgungssysteme befinden sich im Wandel. Bedingt durch begrenzte Primärenergieträger – Kohle, Erdöl, Erdgas und Uran – und vor dem Hintergrund eines unter anderem durch die Treibhausgase der Elektrizitätserzeugung verursachten sich abzeichnenden Klimawandels haben sich viele Staaten dazu entschlossen, ihre Klimaschutzziele deutlich zu straffen. So hat die Europäische Union mit den Zielen im *2030 Climate and Energy Framework* (die Nachfolger der „20-20-20-Ziele“ [70]) festgelegt,

dass ihre Mitgliedstaaten bis zum Ende des Jahres 2030 mindestens 27 % ihres Energiebedarfs aus erneuerbaren Energien decken werden und dass die Energieeffizienz um 27 % gesteigert werden wird [69]. Beide Indikatoren beziehen sich hierbei auf das Jahr 1990 als Vergleichsjahr. Die Ziele der Bundesrepublik Deutschland gehen im Bezug auf Elektrizität noch weiter: Neben einem gesetzlich verankerten Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis zum Ende des Jahres 2022 ist beabsichtigt, mit der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien – Wasser, Wind und Solarkraft, aber auch Biomasse – bis zum Jahr 2020 sogar 35 % des Gesamtelektrizitätsbedarfs zu decken und diesen Anteil bis zum Jahr 2050 auf 85 % weiter zu steigern [107].

Die hierdurch bedingte *Energiewende* hat weitgehende Auswirkungen auf das gesamte verknüpfte europäische Elektroenergiesystem.

1.1.2 Technischer Rahmen, die Energiewende

Ursprünglich sind Elektroenergienetze als hierarchische Systeme mit einem abwärtsgerichteten Leistungsfluss von den Höchst- und Hochspannungsnetzen hin zu den niederen Spannungsebenen konzipiert und realisiert worden. Sowohl durch den Anschluss der meisten großen Erzeuger an die oberen Spannungsebenen als auch den Anschluss von Verbrauchern mit abnehmender Größe an die niederen Spannungsebenen entstanden hierarchische Verteilsysteme. Diese räumlich begrenzten Systeme sind durch ein Höchstspannungsnetz miteinander verknüpft, das einen Energieaustausch zwischen den einzelnen Verteilsystemen ermöglicht. [277, Kap. 9]

Diese eindeutige Trennung zwischen Übertragungs- und Verteilnetzen wird durch die zunehmende Verbreitung von dezentralen Erzeugungsanlagen – insbesondere Photovoltaik, Windkraft und Kraft-Wärme-Kopplung – dahingehend aufgeweicht, dass die Leistungsflüsse nicht mehr entsprechend der ursprünglichen Planung verlaufen, da ein Großteil dieser Anlagen in den unteren Spannungsebenen, den Verteilnetzen, angeschlossen ist. Dies hat weitreichende Auswirkungen auf den Netzbetrieb, da nun die Leistungsflüsse nicht mehr ohne weiteres nachverfolgt werden können. Einerseits steigen durch die mit Ineffizienzen verbundene Steuerbarkeit dieser Anlagen die möglichen Einflussgrößen für den Netzbetrieb, andererseits erhöht sich durch die Volatilität und Dynamik der Erzeugung auch die Anzahl der Systemrandbedingungen. [239]

Neben der steigenden Verbreitung erneuerbarer und dezentraler Erzeugungsanlagen werden zunehmend weitere Systeme an die Versorgungsnetze angeschlossen, wie Batterien, Elektrofahrzeuge (EKFZ) und intelligente Gebäude, die auf gegebene Eingangsgrößen mit einem flexiblen Lastverhalten reagieren können. Die Gebäude können durch Last- und Erzeugungsverlagerung sowie durch Speichereinsatz ihr Energieprofil an gegebene Ziele, wie externe Anreize, Nutzerwünsche oder die lokale Erzeugung anpassen. Diese Möglichkeit bietet Potenzial für eine netzfreundliche Integration intelligenter Gebäude in Verteilnetze, wobei die durch die Gebäudenutzer und durch die verbundenen nicht-elektrischen Energiesysteme gegebenen Einschränkungen berücksichtigt werden müssen. [199]

Während die Erzeugung von elektrischer Energie zunehmend dezentralisiert wird, werden aktuelle Elektroenergienetze zentral durch Supervisory Control And Data Acquisition Systems (SCADA-Systeme) überwacht und beeinflusst. Hier werden alle verfügbaren Informationen eines unter Beobachtung und Kontrolle stehenden Netzabschnittes gebündelt und ausgewertet. Diese Systeme rekonstruieren mittels Schätzern die meist unvollständigen Zustandsinformationen über das Netz. Dies ist insbesondere in Verteilnetzen (Mittelspannung) von Bedeutung, da hier die Sensordichte deutlich niedriger ist als in Übertragungsnetzen. Werden zusätzlich die volatilen Eigenschaften von Erzeugung und Verbrauch berücksichtigt, so wird eine genaue Erfassung der Situation in den niederen Spannungsebenen der (Verteil-)Netze zunehmend schwerer festzustellen und somit ein stabiler Betrieb des Systems schwerer zu gewährleisten. [93]

Zur Lösung dieses Problems des stabilen Verteilnetzbetriebs werden zwei gegensätzliche Ansätze diskutiert: Dem Ausbau des Energie transportierenden Netzes steht der Auf- und Ausbau einer ausgedehnten parallelen Betriebsinfrastruktur neben dem Energienetz gegenüber.

Daneben besteht die Vision, dass zukünftige Energiesysteme (*Smart Grid*) durch die Ausstattung mit einem umfassenden Informations- und Kommunikationssystem bestehend aus Sensorik, Aktorik, einem Kommunikationsnetz und adäquater Software trotz der oben genannten Probleme zuverlässig stabil betrieben werden können. [93]

1.2 Problemstellung

Mit der Transformation und Digitalisierung der Energiesysteme ergibt sich eine Vielzahl von Fragestellungen, Herausforderungen und Problemen.

Diese umfassen unter anderem Organisation und Architektur sowie die Protokolle der Kommunikation in zukünftigen Energiesystemen und auch die damit verbundenen (informationstechnischen) Sicherheitsaspekte [31,93,204]. Daneben ist die Ausstattung von Komponenten der Energiesysteme mit zusätzlicher Systemintelligenz und die Berücksichtigung der Wechselwirkungen einzelner Teilsysteme zu betrachten [93].

Eine der dringlichsten Problemstellungen der Energiewende ist die Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen, insbesondere Photovoltaik, Windkraft und (biogasbetriebenen) Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, in die elektrischen Verteilnetze. Diese Komponenten sind die Ursache der Dezentralisierung von Elektroenergiesystemen und können durch ihre zunehmend hohe Verbreitung den zuverlässigen Betrieb von Niederspannungsnetzen – in denen diese zumeist verortet sind – und deren Komponenten gefährden sowie Netzengpässe hervorrufen. [307]

Verschiedene Ansätze sind in der Literatur vorgestellt worden, um dezentrale Erzeugungsanlagen in Elektroenergienetze zu integrieren, wobei nicht nur eine Anpassung der Energieerzeugung an den Bedarf, sondern auch die Nutzung von Speichern und eine Anpassung der Last an die Erzeugung diskutiert worden sind. Bei dieser Lastverschiebung (engl. *demand response*) werden nicht-elektrische Speicher von Heiz- und Kühleinrichtungen genutzt sowie begrenzter Diskomfort für die Systemnutzer bei der Verschiebung einer Dienstleistungserbringung in Kauf genommen, um ein Lastprofil anzupassen [226]. All diese Technologien werden in intelligenten Gebäuden eingesetzt, um deren Energieprofil an nutzergegebene, meist ökonomisch motivierte Ziele anzupassen (etwa in [245]).

Die vorliegende Arbeit befasst sich daher mit der netzdienlichen Nutzung intelligenter Gebäude als eine aggregierte aktive Komponente in Verteilnetzen, um den negativen Auswirkungen dezentraler Erzeugung auf Verteilnetze entgegenzuwirken und deren potentiellen Vorteile bestmöglich auszunutzen.

1.2.1 Forschungsfragen

Haushalte können als eine aggregierte Komponente Flexibilität durch die integrierte Optimierung der gebäudeeigenen Erzeuger, Verbraucher und Speicher bereitstellen. Die Energieflüsse innerhalb dieser intelligenten Gebäude sind in der Vergangenheit untersucht worden, die Auswirkungen dieser Technologie auf elektrische Netze jedoch bisher nur unzureichend:

Forschungsfrage 1 Welche Auswirkungen haben intelligente Gebäude auf elektrische Energienetze?

Über diese Analyse von unbeeinflussten intelligenten Gebäuden hinaus stellt sich die Frage, wie intelligente Gebäude zu einer stabilen und effizienten Energieversorgung in zukünftigen Energiesystemen beitragen können. Hierdurch können diese als aktive Komponenten in Verteilnetzen an einer stabilen und effizienten Energieversorgung mitwirken und zur netzfreundlichen Integration moderner Technologien in Niederspannungssystemen beitragen (siehe Abschnitt 1.2):

Forschungsfrage 2 Wie können intelligente Gebäude zur Stabilisierung von elektrischen Energienetzen genutzt werden?

Direkt mit dieser Fragestellung bezüglich der Koordination intelligenter Gebäude ist die Frage nach der Art und Weise der Realisierung der Erbringung von Beiträgen zur Stabilisierung verbunden:

Forschungsfrage 3 Welche Betriebsstrategien und Strukturen werden benötigt, um elektrische Netze mit intelligenten Gebäuden zu stabilisieren?

Die vorliegende Arbeit beantwortet Fragen zur zielgerichteten Koordination von intelligenten Gebäuden in Verteilnetzen und bewertet technisch zudem die Auswirkungen dieser aktiven Komponente auf die Netze. Das Arbeitsfeld der vorliegenden Arbeit ist somit:

Erbringung von *Systemdienstleistungen* durch *aktive Komponenten* (intelligente Gebäude) in *Niederspannungsnetzen*.

Um die gestellten Fragen zu beantworten, werden realitätsnahe Modelle von Niederspannungselektroenergiesystemen benötigt, die nicht nur über entsprechende Netzmodelle sondern auch über detaillierte Modelle für dezentrale Erzeugung und intelligente Gebäude mit ihren Komponenten verfügen. Diese Modelle müssen das Verhalten der Systeme so angemessen repräsentieren, dass eine Übertragbarkeit auf das (physisch) reale Energiesystem möglich ist.

1.2.2 Beiträge

Mit Beantwortung der aufgestellten Forschungsfragen werden durch diese Arbeit folgende Beiträge erbracht:

Beitrag – Forschungsfrage 1 Neben einer Bewertung der Auswirkungen intelligenter Gebäude auf elektrische Energienetze werden die dafür benötigten Modelle von Elektroenergienetzen und intelligenten Gebäuden in Form von Referenzszenarien entworfen und bereitgestellt. Zudem werden die Wechselwirkungen zwischen intelligenten Gebäuden und beeinflussbaren Netzbetriebsmitteln untersucht.

Beitrag – Forschungsfrage 2 Der Stand der Technik wird in dieser Arbeit dahingehend erweitert, dass nicht nur einzelne Komponenten Systemdienstleistungen erbringen, sondern dass situationsabhängig unterschiedliche Systemdienstleistungen durch zu intelligenten Gebäuden aggregierte aktive Komponenten bereitgestellt werden.

Beitrag – Forschungsfrage 3 Die vorgestellte Betriebsstrategie zur Systemdienstleistungserbringung mittels intelligenter Gebäude erweitert den Stand der Technik durch die Einführung eines geschlossenen Regelkreises, der die untergeordneten intelligenten Gebäude nur zurückhaltend beeinflusst. Hierdurch wird der Interessenkonflikt des Gebäudenutzers zwischen dessen Wunsch nach ökonomischem Handeln und einer netzdienlichen Nutzung der elektrischen Flexibilität des intelligenten Gebäudes entspannt. Hierzu wird das *Netzampelkonzept* des BDEW technisch, topologisch und koordinativ ausgestaltet.

Beitrag – Evaluation Zur Evaluation der drei Forschungsfragen wird eine Co-Simulation in Form von hierfür definierten Referenzszenarien für

Niederspannungssysteme aufgebaut, die erstmalig zusammen mit einem realen intelligenten Gebäude in *Software-in-a-Hardware-Loop-Versuchen* betrieben wird. Hierfür wird ein loses Kopplungsverfahren für Soft- und Hardwarekomponenten unter Verwendung eines Message Bus vorgestellt.

1.2.3 Abgrenzung

Folgende Abgrenzungen und Einschränkungen werden bei der Beantwortung der drei aufgestellten Forschungsfragen (siehe Abschnitt 1.2.1) getroffen:

Technische Betrachtungen Das Arbeitsfeld der vorliegenden Arbeit sind technische Betrachtungen von Niederspannungselektroenergiesystemen. Ökonomische Betrachtungen wie alternative regionale Markt- oder Abrechnungsmechanismen für die aktiven Komponenten im Netz rücken hierdurch aus dem Fokus. Weiterhin liefert diese Arbeit kein regulatorisches Rollenmodell für die dezentrale Erbringung von Systemdienstleistungen in entflehteten Energiemärkten.

Abstraktion höherer Netzebenen Durch die Fokussierung auf die Nutzung von Flexibilitäten in Niederspannungsnetzen werden höhere Spannungsebenen nur stark vereinfacht in die Analysen und Modellbildung mit einbezogen. Dies geschieht unter der Annahme, dass einzelne Niederspannungsnetze begrenzte bis nicht signifikante Einflüsse auf die übergeordneten Spannungsebenen haben.

Fokus auf Wohngebäude Die vorliegende Arbeit fokussiert auf intelligente Wohngebäude als aggregierte aktive Komponenten in Niederspannungsnetzen. Daher wird, auch mit Blick auf die im Verhältnis begrenzt vorhandene Literatur, auf eine dedizierte Betrachtung von Gewerbe, Industrie und landwirtschaftlichen Betrieben verzichtet.

Statische Systemdienstleistungen Da die vorliegende Arbeit die Koordination von aktiven Komponenten in Niederspannungsnetzen thematisiert, beschränkt sie sich auf die Erbringung von statischen Systemdienstleistungen. Dies liegt darin begründet, dass die benötigten Reaktionszeiten für dynamische Systemdienstleistungen wie etwa der Erbringung von Momentanreserve oder Kurzschlussleistung mit verteilten informationstechnischen Systemen nur schwer eingehalten werden können.

1.3 Herangehensweise und Übersicht

Die Herangehensweise an die aufgestellten drei Forschungsfragen (siehe Abschnitt 1.2) orientiert sich an technischer Problemlösungsmethodik (etwa [96, Teil II, Kap. 6]): Bevor die Fragestellungen dieser Arbeit auf Basis einer lösungsneutralen Problem- und Systemanalyse gelöst werden (siehe Abschnitt 3.1-3.3), werden für ein besseres Verständnis relevante Grundlagen zusammengefasst (siehe Abschnitt 2). Diese Darstellungen bilden den Ausgangspunkt einer Anforderungserstellung an ein System zur netzdienlichen Koordination intelligenter Gebäude, das *regionale Energiemanagementsystem* (siehe Abschnitt 3.4) sowie der benötigten Umgebung für dessen Evaluation (siehe Abschnitt 3.5). Auf Basis dieser Spezifikation von Anforderungen werden verwandte Arbeiten analysiert und klassifiziert sowie hieraus der Forschungsbedarf identifiziert und das Zielsystem validiert (siehe Abschnitt 4). Folgend wird der Lösungsentwurf für ein System zur Erbringung von Systemdienstleistungen aus intelligenten Gebäuden beschrieben, die Anforderungen an das Zielsystem umgesetzt, eine Architektur für Energiemanagement in Energienetzen abgeleitet und ein Entwurfsmuster für die Umsetzung ausgewählt und angepasst (siehe Abschnitt 5). Daran anschließend werden der Entwurf und die Realisierung der spezifizierten Komponenten beschrieben, die neben der Implementierung des regionalen Energiemanagementsystems und Referenzszenarien für Niederspannungselektroenergiesysteme auch die Verwendung eines realen intelligenten Gebäudes enthalten (Abschnitt 6). Die Auswirkungen von koordinierten und unkoordinierten intelligenten Gebäuden auf Niederspannungsnetze werden in einer Simulationsstudie untersucht und es werden Versuche mit einem realen intelligenten Gebäude durchgeführt (siehe Abschnitt 7). Die Beantwortung der Forschungsfragen wird beendet mit einer Schlussbetrachtung in Form von Zusammenfassung, Fazit und Ausblick (siehe Abschnitt 8).

1.4 Entstehungskontext

Folgend wird das Umfeld der Entstehung dieser Arbeit – die vorangegangenen Publikationen und Forschungsprojekte mit Beteiligung des Autors dieser Arbeit – dargelegt.

1.4.1 Forschungsprojekte

Die vorliegende Arbeit ist in Wechselwirkung mit folgenden Forschungsprojekten entstanden, deren Förderer benannt werden sowie deren Organisation und Inhalt folgend kurz zusammengefasst sind.

Helmholtz Energieallianz Im Rahmen der *Helmholtz Energieallianz – Technologien für das zukünftige Energienetz* sind von 2013 bis 2015 Fragen zukünftiger Elektroenergiesysteme mit Mitteln des Impuls- und Vernetzungsfonds der Helmholtz Gemeinschaft bearbeitet worden. Diese Fragen fokussieren auf die Systemführung von Verteilnetzen, die Systemführung und Stabilität von gekoppelten Gleich- und Wechselspannungstransportnetzen, die Integration von Gasspeichern und deren Konversionstechnologien in das zukünftige Energienetz, sowie eine vergleichende Technologiebewertung der erarbeiteten Ansätze [122].

Storage and Cross-linked Infrastructures Das Programm *Storage & Cross-linked Infrastructures* hat als ein Teil der Förderperiode 2015 – 2019 (POF 3) der Helmholtz Gemeinschaft zum Ziel, verschiedene auch nicht-elektrische Speichertechnologien (weiter-) zu entwickeln, um energiesektorenübergreifend Lösungen für die Integration erneuerbarer Energien zu ermöglichen. Neben der Komponentenentwicklung adressiert das Programm auch die Integration von Speichern in die bestehenden Energiesysteme mittels eines Portfolios aus Regelungs- und Automatisierungstechnik, Marktmechanismen sowie Informations- und Kommunikationstechnologien [121].

Advanced decentral grid control Gefördert aus der Förderinitiative *Zukunftsfähige Stromnetze* des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie werden in *grid-control – Advanced Decentral Grid Control* Hard- und Softwaretechnologien für den Betrieb elektrischer Verteilnetze entwickelt und deren Interaktion koordiniert. Gleichzeitig werden diese neuen Technologien auf ihre Praktikabilität in Labor- und Feldtests evaluiert [98].

1.4.2 Vorarbeiten

Teile der vorliegenden Arbeit sind vom Autor bereits vorab veröffentlicht worden. Dies wird jeweils zu Beginn eines Abschnittes mit einem Verweis

auf die relevanten Veröffentlichungen und einer kurzen Einordnung kenntlich gemacht. Gleichzeitig sind in Anhang G alle Veröffentlichungen des Autors zusammen mit einer Einordnung zu den Fragestellungen dieser Arbeit aufgelistet.

Bevor eine Antwort für die zuvor diskutierten Forschungsfragen erarbeitet wird, werden vorab erforderliche Grundlagen dargelegt. Hierzu werden in Abschnitt 2.1 elektrotechnische, in Abschnitt 2.2 simulationstheoretische sowie in Abschnitt 2.3 koordinative Grundlagen vorgestellt. Für weiterführende Informationen ist in Anhang A eine Auswahl an Standardwerken gegeben.

2.1 Elektrotechnische Grundlagen

Folgend werden die wichtigsten relevanten Aspekte von Elektroenergiesystemen eingeführt und kurz erläutert.

2.1.1 Aktuelle Elektroenergiesysteme

Zur Minimierung von Verlusten sind Elektroenergiesysteme hierarchisch in mehrere Netzebenen mit unterschiedlichen Spannungsniveaus unterteilt. Kommt den Hoch- und Höchstspannungsnetzen die Aufgabe der Verteilung und Übertragung großer Energiemengen über große geographische Entfernungen zu, so verbinden und versorgen Mittel- und Niederspannungssysteme kleinere Erzeuger und Verbraucher in geographisch begrenzten Gebieten. Dementsprechend sind Großkraftwerke und Großabnehmer direkt an Hoch- und Höchstspannungsnetze angeschlossen, wodurch ein zumeist unidirektionaler Energiefluss aus der Höchstspannung in die Niederspannung entsteht. [277, Kap. 2]

Weisen Übertragungsnetze und Verteilnetze mit hohen Leistungsdichten eine teils stark vermaschte Topologie auf, sind demgegenüber lastschwächere Verteilnetze i. d. R. in Ring- oder Strahlenform aufgebaut. Insbesondere die Ringtopologie stellt einen praxiserprobten Kompromiss aus niedrigen Kosten und Versorgungssicherheit dar, da im Fehlerfall der Ring an der kompromittierten Stelle getrennt und der Fehler freigeschaltet wird. Danach können die restlichen Anschlüsse weiter versorgt werden. [277, Kap. 11]

Je höher die Nennspannung und damit auch die Bedeutung des Netzes für das gesamte Verbundnetz ist, desto höher ist die Durchdringung mit Sensoren und Aktoren. Zu den Aktoren gehören u. a. Schaltanlagen, die eine Änderung der Netztopologie im Betrieb ermöglichen sowie regelbare Komponenten zur Beeinflussung des Blindleistungshaushalts oder Stufenschalter von Transformatoren, mit denen die Spannung in der untergeordneten Netzebene beeinflusst werden kann. [75, 220]

Sensoren erfassen erforderliche Größen für Stabilitätsüberwachung (siehe Abschnitt 2.1.2), Netzschutz (siehe Abschnitt 2.1.3) und Betriebsführung (siehe Abschnitt 2.1.4). Neben den (Schalt-)Zuständen der Aktoren werden insbesondere die Knotenspannungen als fundamentale Zustandsgrößen des Netzes mittels zeitsynchronisierter Zeigermessgeräte erfasst (siehe Abschnitt 3.2.6) [242].

Alle Sensorinformationen werden in einem *Supervisory Control And Data Aquisition* (SCADA)-System je Netzebene gebündelt und von diesem aus Stellbefehle an die Aktoren gegeben. Durch Verwendung dieses zentralisierten Steuersystems für eine Netzebene entsteht ein hierarchisches Gesamtsystem mit einer zur spannungsebenenübergreifenden Netztopologie äquivalenten Struktur. SCADA-Systeme werden bisher nur bis in die Mittelspannung umgesetzt, für Niederspannungsnetze existieren keine. [277]

2.1.2 Stabilität von Elektroenergiesystemen

Stabilität bezeichnet die Eigenschaft eines Elektroenergiesystems, nach einer Störung zurück zu einem Gleichgewicht aus Verbrauch und Erzeugung zurückzukehren. Sowohl für die Wirk- als auch für die Blindleistungsbilanz müssen Elektroenergiesysteme gegenüber kleinen (Kleinsignalstabilität) und großen Störungen (Großsignalstabilität) stabil sein [277, Kap. 20]. Hierbei wird in *Polrad-* und *Spannungsstabilität* unterschieden:

Polradstabilität Die abgegebene Leistung eines Synchrongenerators ist abhängig vom Phasenwinkel zwischen Erregerfeld und Polrad (Polradwinkel) und erreicht bei einem Winkel von 90° das Maximum, die statische Stabilitätsgrenze. An einem stabil laufenden Generator herrscht ein Gleichgewicht aus Turbinenmoment und magnetischem Bremsmoment, der Polradwinkel nimmt einen konstanten Arbeitspunkt an. Kleinsignalstabilität ist gegeben, wenn sich durch eine gegenüber der Netzfrequenz langsame Leistungsänderung der Arbeitspunkt nicht über einen vorgegebenen kritischen Polradwinkel hinaus verschiebt. [277, Kap. 20]

Ein Netz gilt als transient (großsignal-)stabil, wenn die Polradwinkel der Generatoren eines Netzes nach Klärung eines aufgetretenen Fehlers (z. B. ein Kurzschluss oder Kraftwerksausfall) automatisch einen stabilen neuen Arbeitspunkt angenommen haben. [277, Kap. 20]

Spannungsstabilität Mit zunehmender Last steigen in stabilen Netzen die Ströme an, während die Knotenspannungen sinken. Wird hierbei die Lastimpedanz größer als die Leitungsimpedanz, beginnt die übertragene Leistung zu sinken und lokal tritt der Verlust der Spannungsstabilität ein. Gleichzeitig steigen hierbei die Ströme weiter an, bis es zum Systemversagen kommt. Die Stabilitätsgrenze, ab der es zum Einknicken der Spannung kommt (Kippleistung), kann durch die Bereitstellung von Blindleistung beeinflusst werden, wobei insbesondere bei höherer, von der Last aufgenommener induktiver Blindleistung, ein Stabilitätsverlust droht. [75, Kap. 4], [277, Kap. 20]

2.1.3 Netzschutz

Neben der Wahrung der Stabilität müssen Netzkomponenten vor fehlerhaften Überspannungen und Strömen (z. B. Überstrom, Erdschluss oder Kurzschluss) geschützt werden. Hierbei wird zwischen präventiven Komponenten, die Schwell- und Grenzwertüberschreitungen detektieren und melden, und Komponenten zur instantanen Fehlerklärung unterschieden. Es gilt, die Anzahl der Eingriffe bei der automatisierten Fehlerklärung auf ein Minimum zu beschränken (Selektivität), um die Versorgungsqualität wenigstens möglich zu beeinträchtigen. Hiermit verbunden ist auch die Forderung nach einer angemessenen Auslegung, um ein Über- oder Unteransprechen von Schutzelementen (z. B. Leistungsschutzschalter) zu verhindern. [277, Kap. 14]

2.1.4 Netzführung

Die Netzführung ist die organisatorische Sichtweise auf die geschilderten Stabilitäts- und Schutzmechanismen eines Energiesystems (siehe Abschnitt 2.1.2 und 2.1.3). Ziel der Netzführung ist es, einen Normalbetrieb des Netzes zu gewährleisten: Es herrscht ein Leistungsgleichgewicht, es liegen ausreichende Regelleistungsreserven und keine Fehlerfälle vor, das System ist n-1 sicher¹. Ist das n-1 Kriterium nicht mehr erfüllt, ist ein korrigierendes Eingreifen in das gefährdete Netz erforderlich. Kommt es zu einem gestörten Betrieb oder zu Versorgungsausfällen, muss eine Netzaufspaltung bzw. eine Ausbreitung der Störung verhindert werden und das System muss wieder stabilisiert werden. [277, Kap. 17]

2.1.5 Marktmechanismen in Elektroenergiesystemen

Elektroenergienetze bilden aus ökonomischer Sicht ein natürliches Monopol. Gleichzeitig sind die Energiemärkte in industrialisierten Nationen wie den Staaten der Europäischen Union entflochten, d. h. den Aufgaben innerhalb der Wertschöpfungskette sind einzelne Rollen zugeordnet, deren Akteure Produkte und Leistungen auf dem Energiemarkt handeln [74, Kap. 3]. Die für „... die Funktionstüchtigkeit der elektrischen Energieversorgung unbedingt erforderlichen Leistungen werden als Systemdienstleistungen bezeichnet“ [22]. Diese werden großenteils auf nach Zeithorizonten unterteilten Märkten gehandelt, um somit die erforderliche Wirkleistungsbalance zu wahren:

Regelleistungsmärkte Zur Kompensation von kurzfristigen Lastungleichgewichten (siehe Abschnitt 2.1.2) ist ein mehrstufiges Regelungssystem umgesetzt, das die Turbinendrehzahl in Dampfkraftwerken kontrolliert [220, Kap. 6]. Hierzu sind Märkte für *Primär*-, *Sekundär*- und *Tertiärregelleistung* geschaffen worden, an denen die Vorhaltung von Regelleistung gehandelt wird. Nach § 6 der Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung – StromNZV, [6]) dürfen die leistungsempfangenden Übertragungsnetzbetreiber Nachweise der Anbieter über deren technische Befähigung zur Erbringung der Regelleistungsarten einholen, diese werden im Detail in [50] beschrieben.

¹n-1-Sicherheit: Beim Ausfall einer beliebigen Komponente bleibt das System nachweislich stabil.

Spotmarkt Auf dem *Spotmarkt* werden standardisierte Produkte zur Lieferung von Energie auf Basis von Stunden- oder Blockkontrakt (mehrere Stunden) geschlossen. Hierbei wird zwischen einem Auktionshandel, bei dem Energiemengen für den Folgetag gehandelt werden (*Day Ahead*) und einem kontinuierlichen Handel (*Intraday*) unterschieden. [165, Kap. 2]

Terminmarkt Bei Termingeschäften wird zwischen Verträgen zur Lieferung von Energie (*Futures*) und dem Handel mit Preiszusagen für Energie (*Options*) unterschieden. Beide haben Lieferperioden von mehreren Monaten und können zur Absicherung gegen Preisschwankungen verwendet werden. [165, Kap. 2]

Außerbörslicher Handel Neben dem Börsenhandel für Energie existiert ein außerbörslicher Handel (*Over The Counter*), bei dem frei verhandelbare Produkte und Mengen gehandelt werden. [165, Kap. 2]

2.1.6 Tarifstrukturen für elektrische Energie

Die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale für die Bepreisung von elektrischer Energie für Endkunden sind die unterschiedlichen Stufen im zeitlichen Verlauf meist eines Tages (keine Stufen – *flatrate*; wenige Stufen – *block pricing*; viele Stufen *time of use* (TOU)). Ein zweites Unterscheidungsmerkmal ist die Dauer zwischen Ankündigung und Änderung von geänderten Elektrizitätskosten. Während die Preise der eben genannten Tarifarten meist langfristig im Vorfeld bekannt gegeben werden, wird ein Preis beim *critical peak pricing* im Vorfeld von einigen Minuten bis Stunden zu einer prognostizierten kritischen Situation mittel- bis kurzfristig geändert. Eine dynamische Anpassung von Preisen ohne signifikante Vorlaufzeit wird als *real time pricing* bezeichnet. (siehe [199, Kap. 2.1] & [124, Kap. 3.3])

2.1.7 Zukünftige Energiesysteme

Nachdem in Abschnitt 1.2 die Herausforderungen in zukünftigen Elektroenergiesystemen dargelegt worden sind, bedürfen die folgenden Begriffe mit Bezug zu den Forschungsfragen dieser Arbeit einer näheren Betrachtung:

Prosumer Prosumer, ein Kofferwort aus *producer* und *consumer*, bezeichnet Konsumenten, die einen Beitrag zur Herstellung eines konsumierten Pro-

dukts leisten [261]. Im Kontext von Elektroenergiesystemen sind hiermit Netzanschlussnehmer gemeint, die durch die Verbreitung von dezentraler Erzeugung nun nicht mehr ausschließlich eine elektrische Last darstellen [145].

Intelligente Gebäude Durch die Vernetzung bestehender (intelligenter) Geräte und die Integration von Aktorik und Sensorik entstehen aus gewöhnlichen Gebäuden *intelligente Gebäude* (Smart Homes), die ihren Nutzern einen Mehrwert bieten. Hierbei werden bestehende Hausautomationssysteme (Steuerungs- und Regelungssysteme von Heiz- und Beleuchtungsanlagen) um weitere intelligente Geräte und um ein Kommunikationsnetzwerk erweitert. Das entstehende Gesamtsystem bietet seinen Bewohnern erhöhten Komfort und Sicherheit, unterstützt Bewohner mit Einschränkungen oder beeinflusst den Energieverbrauch des Gebäudes zielgerichtet. [140,257]

Microgrid Der Begriff *Microgrid* ist nach der *CIGRÉ C6.22 Working Group, Microgrid Evolution Roadmap* [193] wie folgt definiert:

Microgrids are electricity distribution systems containing loads and distributed energy resources, (such as distributed generators, storage devices, or controllable loads) that can be operated in a controlled, coordinated way either while connected to the main power network or while islanded.

Hiermit sind i. d. R. Niederspannungssysteme mit einigen 100 kW elektrischer Maximalleistung gemeint, die über eine hohe Durchdringung mit Sensoren und Aktoren verfügen und hierdurch eine wesentliche Voraussetzung zur Optimierung ihres Betriebs besitzen [176].

Intelligente Netze – Smart Grid Im Zuge der Umwälzungen innerhalb von Energiesystemen (siehe Abschnitt 1.1) wird regelmäßig von der Ausrüstung und Vernetzung von Energieversorgungsnetzen mit Informations- und Kommunikationstechnik (IKT) gesprochen, um so ein *intelligentes Netz* (*Smart Grid*) zu schaffen. Eine Definition für Anforderungen, Aufgaben, Komponenten und Fähigkeiten des Smart Grid ist durch den Kongress der Vereinigten Staaten gegeben, die für diese Arbeit im Folgenden verwendet wird [301, eigene Kürzungen und Anpassungen]:

[Aspects,] which together characterize a Smart Grid:
(1) *Increased use of digital information and controls technology*

to improve reliability, security, and efficiency of the electric grid.

(2) Dynamic optimization of grid operations and resources, with full cyber-security.

(3) Deployment and integration of distributed resources and generation, including renewable resources.

(4) Development and incorporation of demand response, demand-side resources, and energy-efficiency resources.

(5) Deployment of “smart” technologies [...] for metering, communications concerning grid operations and status, and distribution automation.

(6) Integration of “smart” appliances and consumer devices.

(7) Deployment and integration of advanced electricity storage and peak-shaving technologies, including plug-in electric and hybrid electric vehicles, and thermal-storage air conditioning.

[...]

Die hier genannten Themenbereiche werden in der Literatur mit Fokus auf unterschiedliche Aspekte konkretisiert, etwa Interoperabilität [221], Elektroenergienetze [93] oder Systemstabilität [31]. Eine Übersicht hierzu ist in [92] gegeben.

2.2 Simulation und Modellierung von Elektroenergiesystemen

Innerhalb dieses Abschnitts werden die Modellierung und Berechnung von Elektroenergienetzen umrissen und die benötigten Grundlagen von verwendeten Modellierungsansätze in Simulationen vorgestellt. Teile hiervon sind aus [161] entnommen.

2.2.1 Grundlagen einer Simulation

[Simulation is] an imitation (on a computer) of a system as it progresses through time. [263, Kap. 1, eigene Ergänzungen in eckigen Klammern]

Simulation wird insbesondere angewendet, um das Verhalten komplexer Systeme vorherzusagen und somit sowohl Kosten und Zeit bei der Evaluation zu sparen als auch um Zugriff auf die Umweltbedingungen des untersuchten Systems zu erlangen. Gleichzeitig müssen im Zuge einer Simulationsstudie die allgemeinen Nachteile eines nicht zu vernachlässigenden Aufwands – der Bedarf an Expertenwissen und Daten zur Parametrierung – in Kauf genommen werden. [263, Kap. 1]

Übliche Durchführung einer Simulationsstudie Das generelle Vorgehen zum Aufbau und zur Durchführung einer (zeit-diskreten) Simulation ist wie folgt zu beschreiben (siehe [35, Kap. 1] und Abbildung 2.1): Ausgehend von einer benötigten Problemstellung werden konkrete Ziele der aufzubauenden Simulation fixiert und das weitere Vorgehen geplant. Folgend werden bei der Modellkonzeption die essentiellen Merkmale des realen Systems basierend auf einfachen Modellen abstrahiert und soweit nötig verfeinert. Parallel dazu werden die benötigten Daten erfasst und bereitgestellt, wobei die Anforderungen an die benötigten Daten dynamisch mit der Modellkonzeption (siehe Abschnitt 2.2.4) weiterentwickelt werden. Nachdem das entstandene Modell in Software umgesetzt worden ist, werden die vorherigen Schritte verifiziert und validiert (siehe folgender Abschnitt). Ist dies erfolgt, werden die zur Beantwortung der eingangs formulierten Problemstellung erforderlichen Simulationsläufe geplant, durchgeführt und im Anschluss geprüft, ob zusätzliche Simulationen zur Lösung des gegebenen Problems nötig sind. Danach werden die Simulationen ausgewertet und der gesamte Prozess dokumentiert und die Simulation für eine Weiterverwendung veröffentlicht.

Validierung und Verifikation Verifikation und Validierung von Modellen erfolgen stets an realen Systemen [35, Kap. 10].

Verifikation ist die konzeptionelle Überprüfung eines Modells und dessen Komponenten hinsichtlich deren Fähigkeit, die abgebildete Realität angemessen repräsentieren zu können. Verifikation ist im Kern eine Plausibilitätsprüfung des Modellverhaltens unter Zuhilfenahme verschiedener Werkzeuge und Verfahren wie dem Erstellen einer Dokumentation mit Informationsflussdiagrammen oder dem Einbezug von Expertenwissen. [35, Kap. 10]

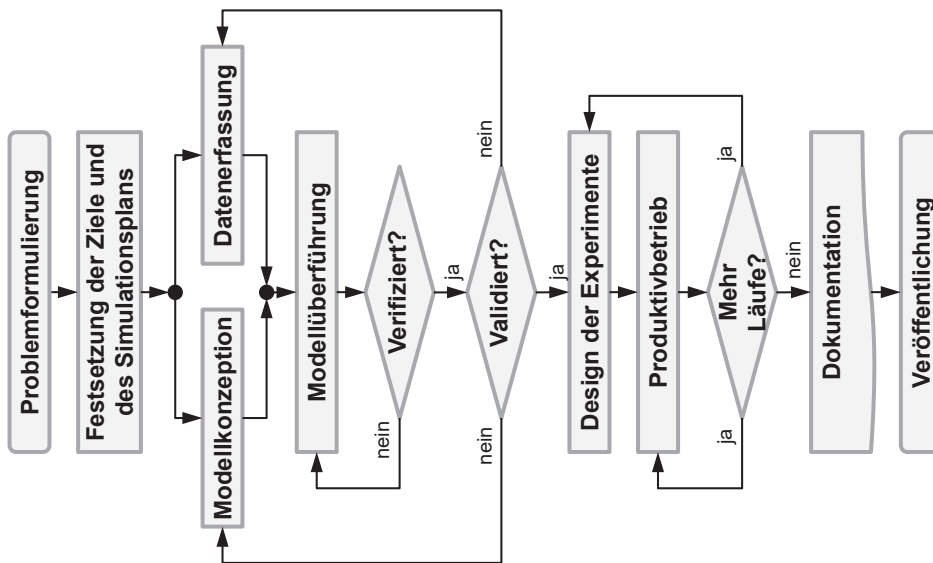


Abbildung 2.1 – Grundlegender Programmablaufplan einer Simulationsstudie nach [35, Kap. 1]

Dahingegen ist *formale Verifikation* Verifikation mittels Korrektheitsbeweis.

Validierung ist hingegen der Vergleich eines Modells und seines Verhaltens mit dem realen System, meist durch Tests. Eine erforderliche Anpassung von Modellparametern wird Kalibrierung genannt. Die Validierung eines Modells findet immer unter den Randbedingungen der Simulation – benötigte Genauigkeit, Zeit, Kosten – statt. Typische Ansätze zur Modellvalidierung sind eine augenscheinliche Validierung, eine systematische Evaluation der einzelnen strukturellen und datenbezogenen Modellannahmen sowie ein Vergleich des Eingangs-Ausgangs-Verhaltens des Modells mit dem Verhalten des originalen Systems. [35, Kap. 10]

2.2.2 Kopplung von Simulationen – Co-Simulation

Generell werden Simulationen anhand ihrer Anzahl an Modellen und der Anzahl an verwendeten Lösern für die (mathematische) Modellierung des Systemverhaltens klassifiziert (siehe Abbildung 2.2) [270]. Sind Systeme mit

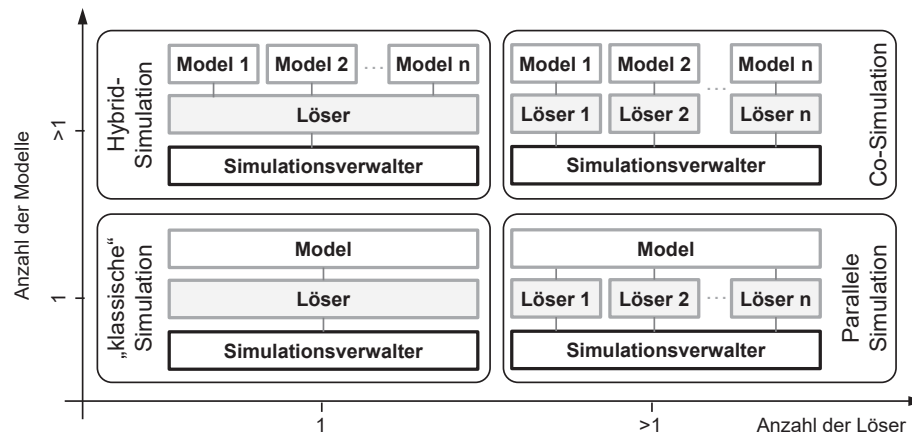


Abbildung 2.2 – Klassifikation und Struktur von Simulationen nach [270]

gänzlich unterschiedlichem Verhalten nachzubilden, ist dieses zumeist nicht in einem einzelnen Simulator realisierbar.

Eine *Co-Simulation* unterscheidet sich von einer „klassischen“ *Simulation* mit einem integrierten Modell und Simulator dadurch, dass im Rahmen einer verteilten Modellbildung unterschiedliche Simulatoren und Löser verwendet werden [104]. Zur Verknüpfung der einzelnen Komponenten wird ein *Simulationsverwalter* zur Verteilung von Zustandsvariablen und Ereignissen über Simulatorgrenzen hinweg und zur Zeitsynchronisation benötigt, wofür die Simulatoren entsprechende Schnittstellen bereitstellen müssen [228].

Beim Voranschreiten der Zeit ist die zeitdiskrete Simulation gegenüber der kontinuierlichen und ereignisbasierten Simulation der am einfachsten zu realisierende, wenn auch berechnungsmäßig ineffizienteste Ansatz zur Realisierung [263, Kap. 1].

Innerhalb einer zeitdiskreten *Simulation* (siehe Abbildung 2.3) wird das zeitliche Systemverhalten zwischen zwei diskreten *Mikrozeitschritten* approximiert. Hierbei bestimmt sich der aktuelle Systemzustand aus dem Anfangszustand und der Änderung des Systems im letzten Zeitschritt. Informationen zwischen (Teil-)Simulationen werden innerhalb eines *Makrozeitschritts* synchronisiert (*Synchronisation*), wobei die Wahl der Zeitspanne zwischen zwei Makrozeitschritten einer der kritischen Parameter im Design einer Co-Simulation ist, da er sowohl die Laufzeit der Simulation als auch

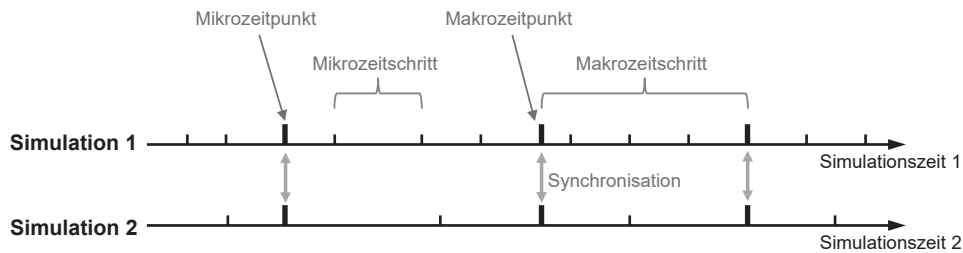


Abbildung 2.3 – Struktur einer zeitdiskreten Co-Simulation nach [286]

deren Ergebnisgüte gegenläufig beeinflusst [228, 286]. Ein Überblick über weitere Iterationsverfahren zur Simulationskopplung ist in [228] gegeben.

2.2.3 Kopplung von Simulation und Hardware – Hardware-in-the-Loop-Simulation

Der Ansatz, eine reale Komponente in einer virtuellen Umgebung zu evaluieren, wird als *Hardware-in-the-Loop-Simulation* (HiL-Simulation) bezeichnet. Hierdurch lassen sich sowohl die Komplexität von Systemen für die Entwicklung durch zusätzliche und reproduzierbare Freiheitsgrade bei dem Entwurf des Simulators reduzieren, als auch Extremsituationen und kritische Randbedingungen gezielt nachbilden. Durch den HiL-Ansatz wird auch die Entwicklungszeit eines Produkts und somit dessen Kosten reduziert [136]. Verwendung finden HiL-Simulationen vor allem im Luftfahrt- und Automobilsektor, aber auch in der Robotik oder der Entwicklung elektrischer Antriebe [53].

Zentrale Voraussetzung für den Aufbau einer HiL-Umgebung ist ein *Simulator*, der fest echtzeitfähig ist (siehe Abbildung 2.4)². Dieser Simulator ist eine Nachbildung der erwarteten Systemumgebung und dockt an die bestehenden Schnittstellen des *Systems* zu seiner Umwelt an. Die Reaktionszeit des Simulators muss den Trägheiten der nachgebildeten Umwelt entsprechen. Der Informationsaustausch zwischen beiden Komponenten geschieht über Aktor-Sensor-Paarungen. Das System wirkt mit seinen *Aktoren* auf den

²„Unter Echtzeit versteht man den Betrieb eines Rechensystems, bei dem Programme zur Verarbeitung anfallender Daten ständig betriebsbereit sind, derart, dass die Verarbeitungsergebnisse innerhalb einer vorgegebenen Zeitspanne verfügbar sind.“ [11]

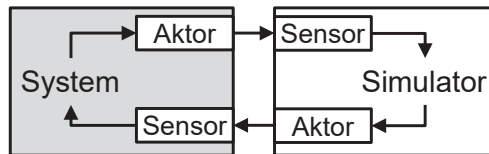


Abbildung 2.4 – Schematische Darstellung eines „in-the-Loop“-Aufbaus

Simulator ein, der dieses mit Sensoren erfasst. Gemäß seiner Modellierung reagiert der Simulator auf die Anregung und wirkt seinerseits auf das System ein. Das System erfasst dieses wiederum als Eingangsgröße und hat die Möglichkeit zu reagieren, ein Regelkreis (*in-the-Loop*) entsteht. [136]

Das Hauptunterscheidungsmerkmal zwischen verschiedenen *in-the-Loop-Ansätzen* ist die Art des Testobjekts (engl. *unit-under-test*, siehe [53]):

Software-in-the-Loop (SiL) ist die Evaluation einer Softwarekomponente an einem Simulator.

Controller-in-the-Loop (CiL) ist die Evaluation eines Steuergerätes an einer Umgebungsnachbildung. Beide Kopplungen zwischen System und Simulator bestehen aus Steuer- bzw. Messsignalen, die typischerweise niedrige Spannungen und einen vernachlässigbaren Leistungsfluss haben. Daher wird dieser Aufbau auch als *Kleinsignalkopplung* bezeichnet.

Hardware-in-the-Loop (HiL) ist die Evaluation einer Hardwarekomponente innerhalb einer Umgebungsnachbildung mit Kleinsignalkopplung.

Power Hardware-in-the-Loop (PHiL) sind HiL-Untersuchungen von elektrischen Systemen unter Verwendung einer *Großsignalkopplung*, bei der zwischen System und Simulator wesentlich größere Leistungen ausgetauscht werden [53, 253, 319].

2.2.4 Modellierung von Elektroenergienetzen

Elektroenergiesysteme sind zur Erhöhung der Versorgungssicherheit zu synchronen dreiphasigen Verbundnetzen zusammengeschlossen. Die hierdurch bedingte Komplexität des Systems muss für den jeweiligen Analysefall durch

geeignete Abstraktionen drastisch reduziert werden. Anhand der Darstellung in [277, Kap. 18] wird die Modellierung und Berechnung im Folgenden umrissen.

Theoretische Modellbildung Für eine mathematische Modellierung eines Energienetzes wird dessen Verhalten als eine Abfolge quasistatischer Zustände abgebildet. Unter der Annahme einer symmetrischen Belastung der drei Phasen des Netzes wird die Berechnung des Drehstromsystems zu einem einphasigen Ersatzsystem vereinfacht. Um nun aus einem realen System ein mathematisches Modell abzuleiten, werden zunächst die Topologie des Netzes erfasst und die elektrischen Parameter der Leiter bestimmt. Zusammen mit den Parametern von Netzbetriebsmitteln wie etwa Kondensatorbänken oder regelbaren Ortsnetztransformatoren (siehe Abschnitt 3.2.5) wird die Admittanzmatrix $\underline{\mathbf{Y}}$ aufgestellt. Mit dieser ist das Netzverhalten vollständig modelliert. Aus dem fertigen Netzmodell und dem Vektor der komplexen Knotenspannungen $\underline{\mathbf{U}}$ wird nach

$$\underline{\mathbf{Y}} \cdot \underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{I}} \quad (2.1)$$

der Vektor der anliegenden Knotenströme $\underline{\mathbf{I}}$ bestimmt. [277, Kap. 18]

Berechnungsgrundlagen Bei der Gleichung (2.1) handelt es sich um ein lineares Gleichungssystem, das bei n Netzknoten n Gleichungen hat. Die mittels der Kirchhoffschen Regeln (*Maschen-* und *Knotenregel*) und der Annahme eines dreiphasigen, symmetrischen Betriebs aufgestellte Admittanzmatrix $\underline{\mathbf{Y}}$ ist quadratisch, symmetrisch, schwach besetzt und singular. In ihr sind nur die Hauptdiagonalelemente mit den Umlaufadmittanzen $\underline{\mathbf{Y}}_{ll}$ der einzelnen Knoten und die Nebendiagonalelemente mit Admittanzen von verbundenen Knoten $\underline{\mathbf{Y}}_{lm} = \underline{\mathbf{Y}}_{ml}$ mit nicht null Elementen besetzt (Knotenindices: $l, m \in [1, n]$). Reale Elektroenergiesysteme können eine Spärlichkeit von 5% haben.

Um die singuläre Admittanzmatrix in eine reguläre Matrix zu überführen, wird als Bezugspotenzial ein Netzknoten statt eines willkürlichen Potentials gewählt. Hierdurch verkleinert sich das Gleichungssystem aus Gleichung (2.1) auf n Gleichungen, eine schlecht konditionierte Matrix entsteht. Um das Gleichungssystem für seine numerische Lösbarkeit weiter zu stabilisieren wird die Annahme getroffen, dass die Spannung an einem

Bilanzknoten (engl. *Slack(-bus)*) konstant ist, dieser also unbegrenzt Wirk- und Blindleistung bereitstellen kann. Hierfür wird ein starker Netzknoten gewählt, z. B. der Knoten, an den das größte Kraftwerk oder ein Transformator zu höheren Spannungsebenen angeschlossen ist.

Sind die Knotenströme $\underline{\mathbf{I}}$ aus Messungen bekannt, zeigt sich die Notwendigkeit einer regulären Admittanzmatrix: Zur Berechnung der Knotenspannungen $\underline{\mathbf{U}}$ muss die Admittanzmatrix zu einer Impedanzmatrix $\underline{\mathbf{Z}} = \underline{\mathbf{Y}}^{-1}$ invertiert werden. Die systembeschreibende Gleichung (2.2) erlaubt unter Verwendung der Inversen die direkte Berechnung der Knotenspannungen [277, Kap. 18]:

$$\underline{\mathbf{U}} = \underline{\mathbf{Z}} \cdot \underline{\mathbf{I}} \quad . \quad (2.2)$$

Leistungsflussrechnung Oft liegen keine Strommessungen sondern Leistungsmessungen vor, z. B. aus Messungen intelligenter Stromzähler (siehe Abschnitt 3.2.6), sodass zur Spannungsberechnung die Ströme aus den Leistungen abgeleitet werden müssen. Da die angeschlossenen Leistungen von der Spannung abhängen, werden im ersten Schritt die Ströme $\underline{\mathbf{I}}_0$ für eine geschätzte Spannung $\underline{\mathbf{U}}_0$ nach

$$\underline{\mathbf{I}}_0 = \frac{\underline{\mathbf{S}}^*}{\underline{\mathbf{U}}_0} \quad (2.3)$$

aus den komplex konjugierten Nennleistungen $\underline{\mathbf{S}}^*$ geschätzt. Nach dem Einsetzen von Gleichung (2.3) in (2.2) kann das nun quadratische Gleichungssystem gelöst und die Knotenspannungen können ermittelt werden. Dieser neue Spannungsvektor bildet die Grundlage für den nächsten Iterationsschritt der Ströme. Dieses Stromiterationsverfahren wird bis zum Erreichen des Abbruchkriteriums, meist eine hinreichende Genauigkeit der Spannungen, wiederholt.

Numerische Lösung von Lastflussproblemen Das Standardverfahren zur numerischen Lösung der nichtlinearen Lastflussgleichungen ist das *Newton-Raphson-Verfahren*. Hierbei wird das System um einen vorgegebenen Arbeitspunkt, das heißt einen geschätzten Spannungsvektor, mittels einer Taylor-Reihe erster Ordnung linearisiert. Hierzu wird die invertierte Jacobi-Matrix der partiellen Ableitungen der komplexen Leistungen nach

den komplexen Spannungen benötigt, um die Änderungen der Spannung berechnen zu können. Das Verfahren setzt für die Konvergenz einen hinreichend nahen initialen Spannungsvektor, den Startvektor, voraus. Es bietet sich die Annahme an, dass an allen Netzknoten Nennspannung herrscht, oder die Verwendung einer mittels alternativer Verfahren, wie einer Gleichstromlastflussrechnung, bestimmten Startlösung [220, Kap. 14].

Superpositionsprinzip Das Überlagerungsverfahren nach Helmholtz (*Superpositionsprinzip*) erlaubt die Zerlegung einer Gesamtwirkung in einem linearen (elektrischen) System in die Summe seiner Teilwirkungen. Dieses erlaubt etwa in Elektroenergiesystemen die isolierte Betrachtung der Spannungsauswirkungen einer einzelnen Last- oder Erzeugungseinheit. [234]

Zustandsschätzung Um aus einem Messdatensatz mit naturgemäß fehlerhaften und fehlenden Messwerten Aussagen über den wahrscheinlichsten Wert des überwachten Systems treffen zu können, werden bei einer Zustandsschätzung (engl. *state estimation*) Messdaten gefiltert und Wahrscheinlichkeitsdichten der Systemzustände ermittelt. Da insbesondere die Spannungsüberwachung aufgrund der Vielzahl von Netzknoten meist unvollständig ist, werden die fehlenden Zustandsgrößen geschätzt [277, Kap. 17]. In Niederspannungssystemen ist eine Zustandsschätzung ab einer Sensorabdeckung an einem Drittel der Knoten möglich [17].

2.2.5 Varianten der Komponentenmodellierung

Neben einem Netzmodell sind zur Abbildung eines Elektroenergiesystems auch Modelle der angeschlossenen Komponenten erforderlich. Deren unterschiedlichen Modellierungsansätze werden im Folgenden eingeführt.

Top-Down-Modellierung In einem Top-Down-Ansatz wird das Verhalten eines Systems durch sein aggregiertes äußeres Verhalten beschrieben und erst bei Bedarf in Teilkomponenten zerlegt. So lässt sich etwa das aggregierte Lastverhalten von einer großen Anzahl gleichartiger Verbraucher aus Landwirtschaft, Gewerbe und Haushalten mittels eines Standardlastprofils beschreiben. Diese synthetischen Profile werden zur Erstellung von Prognosen und Lastganglinien verwendet [74, Kap. 3].

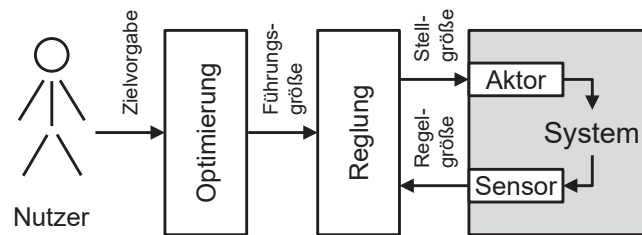


Abbildung 2.5 – Zusammenspiel von Optimierung und Regelung (Vgl. [188, Kap. 1])

Bottom-Up-Modellierung Die entgegengesetzte Herangehensweise ist die Komposition des Verhaltens einer Entität aus dem aggregierten Verhalten seiner Einzelkomponenten. In einer ersten Dekomposition werden elektrische Geräte in solche mit konstanter Impedanz, konstantem Strom und konstanter Leistung (bei veränderlicher Spannung) klassifiziert, deren Anschlussleistungen bei der Iteration der Lastflussgleichungen entsprechend angepasst werden müssen (siehe Abschnitt 2.2.4). Durch wiederholte Dekomposition lassen sich Komponenten bei Bedarf weiter in ihren elektrischen Bauteilen und deren Ersatzschaltungen darstellen [75, Kap. 1]. Limitiert wird die Praktikabilität dieses Modellierungsansatzes durch den hohen Wissensbedarf über das zu modellierende System [223].

Multiagentensysteme Ein *Agent* ist eine autonome entscheidungsfähige Einheit, die proaktiv ihre Umgebung beobachtet und diese beeinflussen kann und die gleichzeitig zur sozialen Interaktion mit anderen Agenten fähig ist [317]. Durch Einsatz mehrerer Agenten innerhalb einer Simulation entsteht ein *Multiagentensystem*, dessen Agenten durch Kooperation gegebene Aufgaben lösen können [138]. Hierzu gehören im Kontext intelligenter Energiesysteme beispielsweise die Bereitstellung von Sekundärregelleistung, Störungsdiagnostik oder der Betrieb von Microgrids [244].

2.3 Energiemanagement und Systemführung in Elektroenergiesystemen

Um ein dynamisches *System* (siehe Abbildung 2.5) und die darin ablaufenden Prozesse in einem vom *Nutzer* vorgegebenen Ablauf zu halten, hat sich eine Mehrebenensteuerung etabliert. Hierbei werden aus den nutzergegebenen *Zielvorgaben* in einer *Optimierung Führungsgrößen* ermittelt, die den Arbeitspunkt des Systems aus abgeleiteten Gütefunktionen für einen längerfristigen Entscheidungshorizont vorgeben. Die untergeordnete *Regelung* misst für die Erfüllung der Aufgabe die erforderliche Größe mittels *Sensoren*, vergleicht diese *Regelgröße* mit der Führungsgröße und gibt eine *Stellgröße* an einen *Aktor* im System. Der hierdurch entstehende geschlossene (Regel-)Kreis ermöglicht eine kurzfristige Anpassung der Stellgröße an das dynamische Systemverhalten. [188, Kap. 1]

Entsprechend dieser Trennung können die bereits angesprochenen Verfahren zur Stabilisierung von Elektroenergienetzen klassifiziert werden.

2.3.1 Exemplarische regelungstechnische Ansätze

Folgende regelungstechnische Ansätze sind im Kontext dieser Arbeit zu beschreiben.

Primär- und Sekundärregelung Zur schnellen Reaktion auf (größere) Laständerungen (inkl. Fehlerfälle) sind frequenzabweichungsabhängige Proportionalregler, deren Statik einstellbar ist, an Generatoren installiert. Diese dezentral agierenden Primärregler werden durch eine zentrale Sekundärregelung ergänzt. Durch das proportional-integrale Verhalten der Sekundärregelung wird die Primärregelung entlastet und gleichzeitig werden die Übergabeleistungen zu Nachbarnetzen wieder auf Sollwert gebracht. [220, Kap. 6]

Blindleistungsregelung Da die meisten dezentralen Stromerzeuger mittels Stromrichtern an das Versorgungsnetz angebunden sind, ergeben sich Möglichkeiten zur Spannungsregelung mittels Blindleistung (*Q(U)-Regelung*). Hierbei wird die Spannung U des Netzanschlusspunktes, die gleichzeitig als Regelgröße verwendet wird, durch die Bereitstellung von Blindleistung

Q beeinflusst ($Q(U)$ -Regelung). Dieser Zusammenhang ist für Photovoltaikwechselrichter in der VDE AR 4105 [12] mittels Kennlinien spezifiziert. Für den Anschluss aggregierter Anlagen wie Windparks sind hierarchische Koordinationsverfahren nötig, die sowohl die Eigenschaften der einzelnen Anlagen als auch die des Parks berücksichtigen [118]. Werden Maßnahmen zur spannungsabhängigen Wirkleistungsbegrenzung getroffen, wird von einer $P(U)$ -Regelung gesprochen.

2.3.2 Exemplarische Optimierungsansätze

Folgende exemplarische Optimierungsansätze sind im Kontext dieser Arbeit zu beschreiben.

Optimaler Lastfluss Als optimaler Lastfluss (engl. *optimal power flow*) wird die globale Minimierung der Verlustleistung im Netz bzw. die Minimierung der erforderlichen Wirk- (P_{gen}) und Blindleistungserzeugung (Q_{gen}) unter Wahrung der in Abschnitt 2.1.2 geforderten Stabilitätsbedingungen bezeichnet. Hierbei sind für alle m Kraftwerke zu jedem Optimierungszeit-schritt k die operativen Leistungsgrenzen der Generatoren zu berücksichtigen und die vorgeschriebenen Spannungsbänder einzuhalten [277, Kap. 15]:

$$\min \sum_k \sum_m P_{gen_{km}} + Q_{gen_{km}} \quad . \quad (2.4)$$

Eine Übersicht für Lösungsansätze dieses Problems ist in [224] gegeben.

Ökonomische Kraftwerkseinsatzplanung Die ökonomische Kraftwerkseinsatzplanung (engl. *unit commitment*) erweitert den Ansatz des optimalen Lastflusses und hat zum Ziel, die vorhandenen Kraftwerke eines Elektroenergiesystems innerhalb eines Planungshorizonts kosteneffizient einzusetzen. Dieses Problem wird als Minimierung der Erzeugungskosten c_{op} über alle Kraftwerke l über alle Zeitschritte k eines Planungshorizonts T der Elektrizität dargestellt:

$$\min c_{op} = \sum_{k=1}^T \sum_{m=1}^l c_{BS_{km}}(P_{km}) + c_{W_{km}}(P_{km}) + c_S(T_{km}) + c_E(T_{km}) \quad (2.5)$$

Diese Kosten setzen sich aus der Summe der Brennstoff- (c_{BS}), Wartungs- (c_W), Hochfahr- (c_S) und Abschaltkosten (c_E) zusammen, die wiederum

von der bereitgestellten Leistung P und der Einsatzdauer der Einheiten abhängig sind. Die Annahme eines homogenen Kraftwerksparks wird nicht mehr getroffen, für jedes der l Kraftwerke sind individuelle Kostensätze zu ermitteln. Hierbei müssen als Nebenbedingungen erweiterte technische Restriktionen der Kraftwerke – minimale Laufzeit, Pausen zwischen zwei Betriebsphasen, zulässige Betriebspunkte und Leistungsgradienten – sowie die Leistungsbalance des Systems berücksichtigt werden.

Arbeiten die Generatoren des Systems unabhängig voneinander, wie es in liberalisierten Energiemärkten der Fall ist, kann die Einsatzplanung auch als individuelle Maximierung der Erlöse aus der Stromerzeugung der Kraftwerke e_{op} ausgedrückt werden [224]:

$$\max e_{op} = \sum_{k=1}^T \sum_{m=1}^l (P_{km} \cdot p_{gen_m}) \cdot x_{km} - c_{op_m} \quad . \quad (2.6)$$

Diese setzen sich aus den Produkten des Leistungspreises p_{gen_m} und der erbrachten Einspeisung p_{km} der Kraftwerke je Zeitschritt zusammen und werden um die Betriebskosten c_{op} des jeweiligen Kraftwerks vermindert. Gleichzeitig ist binär zu entscheiden (x_{km}), ob eine Einheit zu einem Zeitschritt betrieben wird. Die Randbedingungen sind äquivalent zu denen von Gleichung 2.5. [224]

2.3.3 Koordinative Ansätze

Folgende koordinative Ansätze sind im Kontext dieser Arbeit zu nennen.

Virtuelles Kraftwerk Ein virtuelles Kraftwerk ist wie folgt definierbar:

A [virtual power plant] (VPP) is a flexible representation of a portfolio of [distributed energy resources] (DER). A VPP not only aggregates the capacity of many diverse DER, it also creates a single operating profile from a composite of the parameters characterising each DER and incorporates spatial (i.e. network) constraints into its description of the capabilities of the portfolio. The VPP is characterised by a set of parameters usually associated with a traditional transmission connected generator, such as scheduled output, ramp rates, voltage regulation capability, reserve and so on. Furthermore, as the VPP also

incorporates controllable demands, parameters such as demand price elasticity and load recovery patterns are also used for the characterisation of VPP. [248, Eigene Ergänzungen]

Hierbei werden zwei Ausprägungen eines virtuellen Kraftwerks definiert [248]: Die wirtschaftliche Ausprägung dient zur Überwindung von Marktbarrieren und zu einer Maximierung des Gewinns der Teilnehmer, wohingegen die technische Ausprägung zur lokalen Beeinflussung eines Netzes dient. Hierzu entspricht die Struktur des technischen virtuellen Kraftwerks der Hierarchie der Netzebenen.

BDEW-Netzampel Ein Ansatz, die Interessen von Netzbetreibern, die einen stabilen Netzbetrieb zu gewährleisten haben, und die Interessen von Marktakteuren, die ihre ökonomische Wohlfahrt maximieren möchten, auszugleichen, ist die vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) postulierte Netzampel [23]: Das Zusammenwirken der marktrelevanten und gesetzlich regulierten Rollen wird in drei Kategorien eingeteilt, die sich an einer Straßenverkehrsampel orientieren und die die in Deutschland gültigen regulatorischen Maßnahmen berücksichtigen (siehe Tabelle 2.1):

In der *grünen Ampelphase* ist das Netz mit ausreichender Sicherheitsmarge stabil. Der Markt hat freie Hand, alle Marktakteure dürfen ihre Produkte uneingeschränkt handeln. Dem Netzbetreiber kommt in dieser Phase nur eine beobachtende Funktion zu.

Da die Energiemärkte ein perfekt ausgebautes, aber unwirtschaftliches Energienetz (*Kupferplatte*) voraussetzen, wird es Situationen geben, in denen eine Koordination von Markt- und Netzakteuren erforderlich ist, die *gelbe Ampelphase*. Hierbei werden entstehende Instabilitäten oder kritische Zustände gemeinsam behoben, indem die Netzakteure den Markt dahingehend beeinflussen, dass dieser sich netzdienlich verhält. Mögliche Ausprägungen dieser freiwilligen Maßnahmen sind z. B. ein Redispatch im Verteilnetz (siehe Abschnitt 2.3.2) oder der Abruf von flexiblen Lasten mit Vergütung für Wirk- und Blindleistung. Direkte Kontrollmöglichkeiten über aktive Komponenten im Netz haben die Netzbetreiber hierbei nicht, sie dürfen lediglich Anreize für netzdienliches Verhalten schaffen.

Gerät das Energiesystem in einen kritischen, stabilitätsgefährdenden Zustand, wird dies durch eine *rote Ampelphase* abgebildet. Zur Wiederher-

Tabelle 2.1 – Phasen der BDEW-Netzampel [23]

Ampel-phase	Netz-zustand	Akteur	Maßnahmen
<i>rot</i>	kritisch	Netzbetreiber	direkte Beeinflussung von Komponenten
<i>gelb</i>	instabil	Markt & Netzbetreiber	Vergütung von netzdienlichem Verhalten
<i>grün</i>	stabil	Markt	- keine -

stellung einer ausreichenden Stabilitätsmarge muss der Netzbetreiber den Markt umgehen und direkt auf aktive Komponenten im System einwirken, wobei er sich [23] insbesondere auf den für Übertragungsnetzbetreiber geltenden § 13 (2) EnWG [2] beruft.

Abstimmungskaskade Der Abstimmungsprozess zwischen Netzbetreibern im Falle von kritischen Situationen im Netz, insbesondere die Kommunikation zwischen einem Netzbetreiber, in dessen Netzgebiet das Problem vorliegt, und dessen nachgelagerten Netzbetreibern ist in der *Abstimmungskaskade* abstrakt definiert [209, 241].

Diese gliedert sich in eine *operative Kaskade*, in der die rechtlichen Grundlagen für Eingriffe in Abhängigkeit zur Art der kritischen Netzsituation dargelegt sind und eine grundsätzliche Handlungsabfolge zur Problembeseitigung definiert ist, ohne jedoch konkrete technische Maßnahmen und Verfahren zu diskutieren. Zur Durchführung von Maßnahmen werden drei Bausteine vorgeschlagen: ein Einspeiseranking auf Basis der deutschen Rechtsprechung (EnWG, EEG und des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) [2–4]), eine Maßnahmenauswahl auf Basis einer Sensitivitätsanalyse und ein rollierendes Verfahren zur Einhaltung des vom EnWG geforderten diskriminierungsfreien Zugangs zu Energiemärkten. [209]

In der *informativischen Kaskade* werden die zu verwendenden Kommunikationsmittel definiert (u. a. Fax, Telefon und E-Mail) und ein abstrakter Kommunikationsprozess vor, während und nach einer Stabilisierungsmaßnahme festgelegt. [209]

2.3.4 Organic Computing und seine Anwendung in Energiesystemen

Die Realisierung der Konzepte des *Organic Computings* ist eine Möglichkeit, automatisiertes Energiemanagement (siehe Abschnitt 3.4.1) zu realisieren.

Grundlagen des Organic Computing Ziel des *Organic Computing* (OC) ist es, anpassungsfähige, robuste und flexibel handelnde technische Systemen zu schaffen [218]. Damit Entwurf, Entwicklung und Wartung dieser Systeme trotz ihrer Komplexität handhabbar bleiben, stellt das Organic Computing Konzepte zur Schaffung von *kontrollierter Selbstorganisation* bereit [274]. Durch Selbstorganisation können messbare globale Muster entstehen (*Emergenz*), die nicht allein aus dem lokalen Verhalten der einzelnen Systemkomponenten erklärbar sind. Organic Computing zielt auf eine durch den Nutzer gesteuerte Beeinflussung der Emergenz ab, um ungewollte Effekte zu unterbinden und gewollte zu verstärken [273]. Zu diesen gewünschten Effekten gehören die *self-X-properties* wie Selbstkonfiguration, Selbstheilung oder Selbstschutz, die in Summe ein selbstorganisierendes System charakterisieren [148].

Die Vision des Organic Computing ist eng verwandt mit der des *Autonomic Computing*, das zum Ziel hat, sich selbst verwaltende komplexe Rechensysteme ebenfalls unter Verwendung von self-x-properties zu gestalten [132]. Es kann gleichzeitig als ein Teil des *Ubiquitous Computing* verstanden werden [273], das eine für den Nutzer transparente Nutzung von Computern zum Ziel hat [310].

Anwendung gefunden hat das Organic Computing unter anderem bereits in der Verkehrssteuerung bei der Steuerung von Ampelsystemen [247], in der Robotik beim Betrieb von Produktionszellen [278] sowie in der Fahrzeugtechnik beim automatisierten Betrieb von Landmaschinen [147].

Observer/Controller-Architektur Ein generisches Entwurfsmuster zur Realisierung der Ziele des Organic Computing ist in *Richter (2009)* [256] mit der *generischen Observer/Controller-Architektur* (O/C-Architektur) beschrieben. Das zu entwerfende Gesamtsystem ist in drei Hauptkomponenten eingeteilt (siehe Abbildung 2.6):

Das zu kontrollierende *System under Observation and Control* (SuOC) umfasst alle Agenten, die der Kontrollschicht aus beobachtendem *Observer* (rot) und beeinflussendem *Controller* (grün) untergeordnet sind.

Die Agenten werden mit *Sensoren* überwacht, deren Rohdaten vom *Monitor* erfasst werden. Diese Rohdaten werden im *Log File* gespeichert und zum *Pre-Processor* weitergeleitet, wo deren Aufbereitung stattfindet, die Grundlage für die Erstellung von Prognosen (*Predictor*) ist. Gleichzeitig werden aus den aufbereiteten Daten im *Data Analyzer* Merkmale extrahiert und zusammen mit den Prognosen von einem *Aggregator* zu *situation parameters* zusammengefasst und an den Controller weitergereicht.

Im Controller wird ein zweistufiges Lernverfahren realisiert. Auf *Level 1* werden, basierend auf den Situationsinformationen, mittels Regeln Aktionen ausgewählt (*Mapping*) und an die Aktoren des SuOC gegeben. Parallel hierzu werden die Auswirkungen der Eingriffe von der *Rule Performance Evaluation* qualitativ bewertet. Sollte die Performanz der Regelauswahl nicht den gegebenen Anforderungen genügen, so werden in *Level 2* durch das *Rule Adaptation Model* neue Regeln entworfen, in einem internen Simulationsmodell des SuOC (*Simulation Model*) getestet und bei Erfolg wird dann die Regelbasis in Level 1 ausgetauscht. Kontrolliert wird diese Systemadaption mittels der aus Nutzerwünschen abgeleiteten *Objective Funktion*, aus der gleichzeitig Konfiguration und Parametrierung (*Model of Observation*) des Observers abgeleitet werden.

Durch das Zusammenwirken von System under Observation and Control, Observer und Controller entsteht im Verbund ein geschlossener Regelkreis, der über Lernfähigkeit verfügt.

Die Architektur ist eng verwandt mit der des Autonomic Computing wie dem *Monitor-Analyze-Plan-Execute* (MAPE) Paradigma [148], wobei die O/C-Architektur den Systemnutzer anstelle einer hohen Autonomie stärker mit einbezieht.

Als mögliche Designvarianten der generischen O/C-Architektur schlägt [256] vier prototypische Varianten vor: Neben dem Duopol aus einer zentralisierten Architektur, bei der alle Entitäten eines Systems dem SuOC einer O/C-Einheit³ zugewiesen werden (siehe Abbildung 2.7a),

³O/C-Einheit: Die einem SuOC zugewiesene Intelligenz aus Observer und Controller

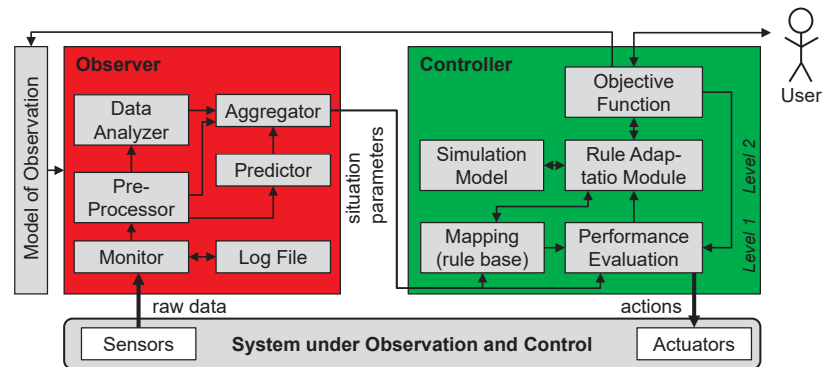


Abbildung 2.6 – Aufbau der generischen Observer/Controller-Architektur [256, Kap. 4]

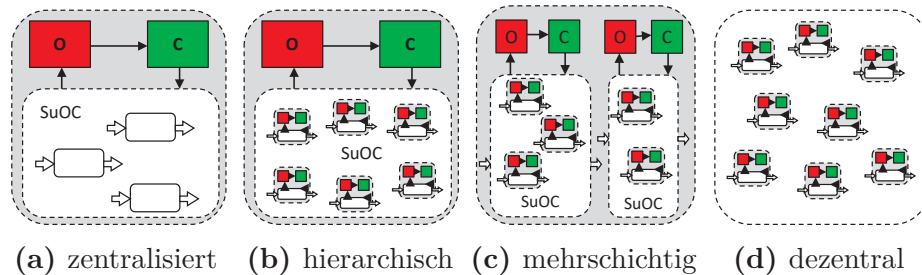


Abbildung 2.7 – Varianten der generischen Observer/Controller-Architektur [256, Kap. 4]

und einer dezentralen Architektur, bei der jede Entität von einer O/C-Einheit gesteuert wird (siehe Abbildung 2.7d), existieren eine Vielzahl von möglichen Strukturen wie etwa eine hierarchische (siehe Abbildung 2.7b) oder eine mehrschichtige (siehe Abbildung 2.7c) Architektur.

Anwendung in Energiesystemen Die generische Observer/Controller-Architektur ist bereits für fahrplanbasiertes Energiemanagement in Verteilnetzen [125,144] sowie für automatisiertes Gebäudeenergiemanagement [26,27] eingesetzt worden.

System- und Anforderungsanalyse

Nachdem die Herausforderungen in Niederspannungssystemen zusammengefasst dargelegt worden sind (Abschnitt 3.1) wird innerhalb dieses Kapitels die Rolle von aktiven Komponenten (Abschnitt 3.2) und von Systemdienstleistungen (Abschnitt 3.3) in Niederspannungssystemen analysiert. Hieraus werden Anforderungen an ein regionales Energiemanagementsystem abgeleitet (Abschnitt 3.4), das die in Forschungsfrage II geforderten Systemdienstleistungen erbringt. Darauf aufbauend werden Anforderungen an die Evaluationsumgebung und den Prototypen bestimmt (Abschnitt 3.5) und resümiert (Abschnitt 3.6).

3.1 Aktuelle und zukünftige Herausforderungen in Niederspannungssystemen

Beeinflusst durch die gegebenen gesellschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen (siehe Abschnitt 1.1) befinden sich Niederspannungssysteme in einem Umbruch von passiv agierenden hin zu zumeist in elektrischen Verbundnetzen aktiv partizipierenden Systemen (siehe auch Abschnitt 1.2). Hierbei sind insbesondere folgende Aspekte im Kontext dieser Arbeit zu nennen:

Integration dezentraler Erzeugung Dezentrale Erzeugung und die Volatilität der Einspeisung erneuerbarer Erzeuger verändern die Lastflüsse in

Niederspannungsnetzen soweit, dass bisherige Abschätzungen über den Systemzustand zunehmend ungenau sind. Dem hieraus resultierenden Bedarf an Sensorik wird durch die zunehmende Verbreitung von modernen Messeinrichtungen begegnet, die an ein Kommunikationsnetzwerk angeschlossen sind. Die Lastflüsse werden zudem anders als bisher zulässige Spannungsbänder verletzen sowie Komponenten überlasten und verlangen somit nach neuen Betriebsstrategien. [135]

Integration der Elektromobilität Mit der Verbreitung der Elektromobilität wird eine zusätzliche Last in Niederspannungssysteme integriert, die bei Wechselspannungs-Schnellladesäulen über Nennleistungen von bis zu 22 kW verfügt [246]. Dies betrifft insbesondere halböffentliche und öffentliche Ladesäulen aber zunehmend auch private Ladesäulen in Wohnquartieren. Die Dynamik von Lastflüssen in Niederspannungsnetzen und damit auch die Anforderungen an die Strategien für den stabilen Betrieb dieser Systeme werden durch das Aufkommen von Elektromobilität weiter erhöht [67].

Koordination Gleichzeitig schafft eine Steuerbarkeit von Erzeugern, Lasten und Speichern, die alle über Informations- und Kommunikationstechnik verbunden sind, Handlungsspielraum für das Agieren der Prosumer (siehe Abschnitt 2.1.7), etwa an lokalen Energiemärkten (z. B. [134]) oder zur Erbringung von Systemdienstleistungen. Diese Transformation von passiven Verteilnetzen hin zu aktiv agierenden und steuerbaren *Microgrids* [93,177] offenbart aber auch einen Koordinationsbedarf, um negative Auswirkungen – etwa eine unerwünschte Synchronisation von Lasten und Erzeugung steuerbarer Systeme – zu vermeiden (siehe z. B. [108]).

Weiterhin werden Niederspannungssysteme durch die im Rahmen der Vernetzung auftretenden Sicherheitsaspekte bedroht und die Privatsphäre von Systemnutzern durch die ausgebrachte Mess- und Kommunikationsinfrastruktur gefährdet [32, 205].

3.2 Aktive Einheiten in Niederspannungssystemen

Zur Konzeptionierung eines Systems für die koordinierte Systemdienstleistungsbereitstellung durch intelligente Gebäude ist eine Analyse aller im häuslichen Kontext vorkommenden aktiven Einheiten (*Entitäten*) erforderlich, die zur Erbringung von Systemdienstleistungen (siehe Abschnitt 3.3) geeignet sind. Dies bedeutet gemäß der in Abschnitt 1.2 geforderten Einschränkungen gleichzeitig, dass ausschließlich in Industrie, Gewerbe und Landwirtschaft vorkommende Komponenten im Folgenden nicht mit berücksichtigt werden.

Die mit einem Niederspannungsnetz verbundenen Gerätschaften von Haushalten werden nach [163] in folgende fünf Kategorien unterteilt: Neben nicht steuerbaren Geräten mit *stochastischer Arbeitsweise* (z. B. PV-Anlagen) gibt es zeitlich in Grenzen *verschiebbare Geräte* (z. B. Waschmaschinen), die hierdurch Freiheitsgrade für den Betrieb bereitstellen und deren Aktivität ebenfalls stochastisch geprägt ist. Darüber hinaus wird eine Gruppe von *frei betreibbaren Geräten* definiert (z. B. Dieselgeneratoren), die nicht wie die Gruppe der *elektrischen Speicher* Randbedingungen, wie einen Ladezustand, beachten müssen. Die letzte Gruppe umfasst Geräte, die *nicht-elektrische Energie* speichern, aber dennoch mit dem Elektroenergienetz verbunden sind. Durch die Energiespeicherung außerhalb des elektrischen Systems erlauben diese Systeme, etwa Blockheizkraftwerke, Brennstoffzellen oder Klimaanlageanlagen, ebenfalls eine begrenzte zeitliche Flexibilisierung des Betriebs.

In Abbildung 3.1 sind die häufigsten beeinflussbaren Komponenten in einem Niederspannungsnetz abgebildet und sowohl nach der in [163] gegebenen Klassifikation als auch nach ihrem elektrischen Verhalten klassifiziert: *Lasten*, *Speicher*, *Erzeuger*, *Netzaktorik* und *Sensoren*. Die einzelnen Geräte dieser Gruppen werden folgend in ihrer Rolle als aktive Komponente in einem Microgrid beschrieben.

3.2.1 Lasten

Neben unmittelbar vom Nutzer kontrollierten Lasten, die diesem eine Dienstleistung erbringen, z. B. Unterhaltungselektronik, Beleuchtung oder Kocheinrichtungen, gibt es in Haushalten zeitlich flexibel einsetzbare Lasten:

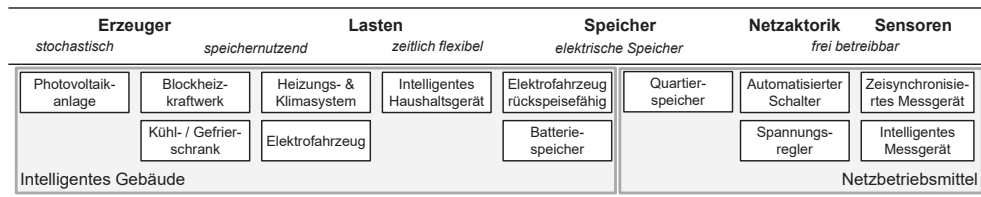


Abbildung 3.1 – Übersicht und Klassifizierung von aktiven Komponenten in einem Niederspannungssystem in Anlehnung an [163]

Haushaltsgeräte Den größten Anteil im häuslichen Kontext angeschlossener Geräte machen Elektrogroß- und Kleingeräte aus, von denen nur eine Teilmenge der Großgeräte für automatisiertes Energiemanagement nutzbar ist. Zeitlich verschiebbar sind mit Einverständnis des Nutzers Waschmaschine, Trockner und Spülmaschine. Deren Potenzial zur Lastverschiebung ist innerhalb von variablen Stromtarifen zur Kostenminimierung auch unter der Berücksichtigung des Diskomforts der Nutzer untersucht [211, 226, 279]. Die Nutzerakzeptanz und der ökonomische Nutzen von alleiniger Lastverschiebung in Haushalten ist begrenzt [267], aber nachweisbar [225].

Durch die Ausnutzung thermischer Speicher wird insbesondere durch Kühl- und Gefrierschränke Lastflexibilität bereitgestellt. Da die Solltemperatur im Innern der Geräte in einem vorgegebenen Bereich liegen muss, kann das Kälteaggregat innerhalb der vorgegebenen thermischen Grenzen flexibel betrieben werden [144, Kap. 5]. Diese flexiblen Lasten werden u. a. zur Reduktion von Lastspitzen und Niedriglastphasen [30] sowie zur Bereitstellung von Primärregelleistung [212, 280] genutzt.

Heizungs- und Klimasysteme Elektrisch betriebene Heizungs- und Klimaanlage stellen durch Nutzung von Heiß- oder Kaltwasserspeicher bzw. der thermischen Gebäudemasse ebenfalls Lastflexibilität bereit, wobei das Lastverschiebepotenzial deutlich größer als bei Kühl- und Gefrierschränken ist, aber auch stärker von der Umgebungstemperatur des Gebäudes abhängt [187]. So wird in [324] ein Regler für Klimaanlage zur zentralen, stochastischen Steuerung genutzt, um ein gegebenes Lastprofil abzufahren. Der Antrieb für die Optimierung der Betriebszeiten einer Wärmepumpe bei dezentraler Erzeugung und variablen Elektrizitätstarifen ist die Minimierung der Wärmeerzeugungskosten.

Elektrische Heizkörper mehrerer Haushalte werden genutzt, um mittels eines zentralen Ansatzes Spannungshaltung und Überlastvermeidung zu koordinieren. Hierzu wird mit einem gemischt ganzzahligen linearen Programm ein Fahrplan für die Heizelemente erstellt, der mittels einer Steuerung so modifiziert wird, dass kurzfristige Abweichungen korrigiert werden. [215]

Elektrofahrzeuge Elektrofahrzeuge sind Lasten mit hoher Nennleistung, deren Ladevorgänge stochastisch durch den Fahrzeugnutzer vorgegeben werden und somit (nutzerbereitgestelltes) Lastverschiebepotenzial bereitstellen.

Die Auswirkungen von Elektrofahrzeugen und ihren Ladestrategien auf Energienetze sind gut untersucht, etwa die Vermeidung von Lastspitzen durch Verschiebung von Ladevorgängen vom Abend in die Nacht [179] oder der Einhaltung von Spannungsbändern durch optimierte Ladeleistungsbegrenzung [254]. Weiterhin wird die Leistungselektronik der Ladeinfrastruktur dazu genutzt, um die Spannungsqualität zu verbessern [169]. Die maximale, ohne Netzausbau mögliche Durchdringung mit Elektrofahrzeugen unter Verwendung von optimiertem Laden wird in einem exemplarischen Simulationsszenario mit etwa 30 % angegeben [67].

In [79] werden die Auswirkungen unterschiedlicher Ladestrategien für Elektrofahrzeuge auf ein 449 Knoten großes Verteilnetz unter verschiedenen Elektrizitätstarifen untersucht. Das Verteilnetz besteht aus einem 31 Knoten großen IEEE-Mittelspannungstestnetz, an das 22 Niederspannungnetze mit je 19 Knoten angeschlossen sind. Während die Haushaltslasten als skalierte gemittelte Profile eines Netzabschnittes modelliert sind, werden unterschiedliche Durchdringungsraten an Elektrofahrzeugen auf Basis statistischer Fahrprofilinformationen modelliert. Ziel der vorgestellten Ladestrategien ist die Minimierung der Ladekosten für die Fahrzeuge, inklusive aller Verluste (vgl. *Optimal Power Flow* in Abschnitt 2.3.2). Basierend auf einer Analyse der Netzadmittanzmatrix werden Fahrzeuglasten mit dem größten Einfluss auf das Netz verschoben, bis die Grenzwertverletzung im Netz behoben ist. Hierbei werden auch zeitveränderliche, endkundenabhängige Stromtarife mit berücksichtigt. Die Simulationsergebnisse eines Tages zeigen, dass es bei unkoordiniertem Laden ab einer Fahrzeugdurchdringung von etwa 40 % zu Spannungsbandverletzungen,

zu einer Überschreitung thermischer Grenzen von Betriebsmitteln und einem überproportionalen Anstieg der Systemverluste kommt.

Demgegenüber werden die Auswirkungen von Elektromobilität auf Niederspannungsnetze mittels probabilistischer Netzplanung untersucht und als begrenzt kritisch bewertet. Nach aktuell gültigen Richtlinien ist vereinzelt ein Netzausbau erforderlich. Dieser ist jedoch durch eine spannungsabhängige Wirk- und Blindleistungsregelung der Elektrofahrzeugregelung vermeidbar. [246]

3.2.2 Erzeugungsanlagen

Dezentrale Erzeugungsanlagen sind im Verteilnetz angeschlossene Anlagen, die Wirkleistung einspeisen [18]. Hierzu gehören insbesondere:

Photovoltaikanlagen Basierend auf dem inneren photoelektrischen Effekt wird in Photovoltaikzellen eine Gleichspannung erzeugt. An einen Wechselrichter angeschlossen speist diese Solarenergie und bei Bedarf Blindleistung ein. Die Auswirkungen von Photovoltaikanlagen (PV-Anlage) auf Niederspannungsnetze ist weitreichend untersucht:

In [298] werden Analysen eines simulierten urbanen Verteilnetzes mit hoher Photovoltaikdurchdringung präsentiert. Basierend auf der Auswirkung unterschiedlicher Netz- und Transformatorimpedanzen sowie Netztopologien zeigt sich eine negative Auswirkung von dezentraler Erzeugung in Form von Spannungsbandverletzungen, die aber bei der erwarteten PV-Durchdringung von 2,5 kW Spitzenleistung pro Haushalt für das untersuchte Gebiet unkritisch sind.

Unterschiedliche dezentrale Betriebsstrategien für PV-Inverter (Wirkleistungsbegrenzung, adaptiver Leistungsfaktor, lokale Spannungshaltung) sind auf Kostenbasis untereinander, mit Netzausbaumaßnahmen und dem Einfluss eines regelbaren Ortsnetztransformators (siehe Abschnitt 3.2.5) in [287, 288] verglichen worden. Die Simulationsergebnisse bezüglich eines vermaschten Niederspannungsnetzes mit 122 Haushalten zeigen Kosteneinsparungen für die Photovoltaikintegration bei Anwendung von Verfahren zum aktiven Blindleistungsmanagement gegenüber dem Netzausbau und einer Wirkleistungsbegrenzung.

Ein Verfahren zur zentralen Optimierung von Photovoltaikinvertern in einem Niederspannungsnetz, das auf einem mittels sequentieller quadratischer Programmierung gelösten blindleistungsberücksichtigenden optimalen Leistungsfluss (siehe Abschnitt 2.3.2) basiert, ist in [291] vorgestellt worden.

Die Minimierung von Spannungsabweichungen in Niederspannungsnetzen unter Verwendung von Invertern im Verbund mit Batteriespeichern ist in [48] gegeben: In einem Szenario aus einem Netzstrang und Standardlastprofilen wurden die Einflüsse gezielter Blindleistungsbereitstellung und Batterieregelung zur Spannungshaltung untersucht und gezeigt, dass sich im Testfall die Spannungsschwankungen deutlich reduzieren lassen.

Um die durch Photovoltaikeinspeisung verursachte Spannungserhöhung zu begrenzen, wird in [297] eine spannungsabhängige Statik zur Wirkleistungsbegrenzung vorgeschlagen, deren Parameter knotenspezifisch aus der lokalen Spannungssensivität abgeleitet sind. Dies ermöglicht eine annähernde Gleichverteilung der auf Grund von Wirkleistungsbegrenzung nicht eingespeisten Energiemenge auf alle Anlagen, ohne gegebene Spannungsbänder zu verletzen.

Wärmegekoppelte Erzeuger *Blockheizkraftwerke* (BHKWs, auch Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)) sind Wärmekraftmaschinen (z. B. Stirling- oder Verbrennungsmotoren), die mit einem Generator gekoppelt sind. Diese erzeugen gleichzeitig nutzbare elektrische und thermische Energie, wodurch ein hoher Wirkungsgrad erreicht wird [123, Kap. 2]. Durch die einfache Speicherbarkeit von Wärme in Wasser und Nutzung dieser Möglichkeit, werden BHKW als flexible dezentrale Erzeugungseinheiten genutzt. So ist in [130] ein Ansatz zur Lastverschiebung mittels BHKW in Haushalten beschrieben, der basierend auf einem modellprädiktiven Regelungsansatz eine Betriebskostenreduktion durch die Ausnutzung von zeitvariablen Stromtarifen von bis zu 14 % gegenüber einem rein wärmegeführten Betrieb ermöglicht.

Äquivalent zu einem BHKW stellen *Brennstoffzellen* zeitgleich Elektrizität und Wärme bereit. Der Brennstoff wird nicht verbrannt, sondern an Elektroden zuerst ionisiert und dann oxidiert [123, Kap. 2]. Brennstoffzellen haben unterschiedliche An- und Abfahrzeiten, die im Subsekundenbereich liegen können [115]. Diese hohe Dynamik erlaubt die Kompensation von

Lastspitzen bei Inkaufnahme von Verlusten innerhalb der Brennstoffzelle [77].

3.2.3 Elektrische Speicher

Folgende elektrische Speicher sind im Kontext von Niederspannungssystemen zu erwähnen:

Batteriespeicher Batteriespeicher sind lange als Technologie zur Netzstabilisierung etabliert (siehe z. B. [172]), dennoch steigt ihre Bedeutung für die Stromversorgung in Netzen mit dem Siegeszug der Photovoltaik.

In [64] wird die Abhängigkeit des Eigenverbrauchs eines Solarmodellhauses zur installierten maximalen dezentralen Erzeugung unter Verwendung eines heuristischen Regelverfahrens untersucht, das primär die Gebäudeanschlussleistung regelt und gleichzeitig die Batterie vor Über- und Tiefenentladung schützt. Theoretische Abschätzungen zeigen, dass ein Batteriespeicher mit größerer Kapazität als ein durchschnittlicher Tagesverbrauch des Gebäudes nur noch zu geringen Steigerungen führt und sich für das reale Gebäude eine Verdopplung des Eigenverbrauchs auf $\sim 80\%$ ergibt.

Der Mehrwert von Batteriespeichern gegenüber einem netzdienlichen Einsatz von Photovoltaikinvertern wird in [293] in einem 65-Knotennetz untersucht. In einem multikriteriellen Ansatz wird die Fähigkeit eines Batteriespeichers in Abhängigkeit von seinen jährlichen Kosten und seiner Position evaluiert, gleichzeitig Lastspitzen zu reduzieren und Spannungsabweichungen zu minimieren. Hierbei zeigte sich eine weit vom Transformator entfernte Sammelschiene als nicht dominierte Lösung des Batteriestandorts. Es zeigt sich, dass mit zunehmender Spannungshaltung Leistungsspitzen steigen.

Unterschiedliche Regelstrategien für den gemeinsamen netzdienlichen Einsatz von Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern sind in [308] vorgestellt. Deren Evaluation in einem simulierten Niederspannungsnetz mit hoher Photovoltaikdurchdringung zeigt, dass eine Wirkleistungsbegrenzung der Einspeisung am Hausanschluss und ein einspeisungsabhängiges Batterieladen die Aufnahmefähigkeit des Netzes nur begrenzt steigern.

Es wird empfohlen, auf eine Abregelung von Photovoltaikanlagen zu verzichten.

Weiter ist die Fähigkeit von Batterien, den Autarkiegrad eines Microgrids zu maximieren, an Hand eines Feldtests in [295] demonstriert.

Rückspeisefähige Elektrofahrzeuge Die in Elektrofahrzeugen integrierten Batterien werden mit bidirektionalen Wechselrichtern an Wechselstromnetze angeschlossen und können hierdurch als mobile Speicher eingesetzt werden und gleichzeitig Blindleistung bereitstellen [151]. Bei dem flexiblen bidirektionalen Laden von Elektrofahrzeugen, etwa zur Reduktion von Lasttälern und -spitzen, gilt es, zusätzlich Nutzerpräferenzen und Alterungserscheinungen der Batterien innerhalb der Optimierung zu berücksichtigen [309].

Die Auswirkungen dieser *Vehicle-to-Grid* (V2G) Anwendungen sind an Hand verschiedener Strategien zur Minimierung der Energiebeschaffungskosten in [290] untersucht. Um das Auftreten von Lastspitzen durch die Kostenoptimierung zu verhindern, werden individuelle, auf der Netzauslastung basierende Anreize für die Nutzer vorgeschlagen.

3.2.4 Intelligente Gebäude

Intelligente Gebäude (auch *Smart Homes* oder *Automated Homes*) sind bewohnte Gebäude oder Liegenschaften, die über Automatisierungstechnik verfügen [257]. Durch diese Automation werden die Gebäudenutzer zu proaktiven Verbrauchern (*Prosumern*), die als intelligente Agenten in einem Netzwerk auftreten und mit ihrer Umgebung interagieren können [164]. Hierfür kommen folgende Komponenten zum Einsatz:

Automatisiertes Gebäudeenergiemanagementsystem Die zentrale Komponente eines intelligenten Gebäudes ist das Gebäudeenergiemanagementsystem, das Informationen von Sensoren aufnimmt und hieraus Handlungen ableitet. Diese werden von den Akteuren im Gebäude umgesetzt und beeinflussen das Gebäudeverhalten im Sinne gegebener Ziele (vgl. [264]).

Nutzerschnittstelle Zur Information des Gebäudenutzers über die Vorgänge im Gebäude und zur Aufnahme von Vorgaben, Zielen und Präferenzen der Nutzer verfügen intelligente Gebäude über eine grafische Nutzerschnittstelle [46, 245].

Externe Schnittstellen Zur Interaktion mit außerhäuslichen Systemen ist eine Schnittstelle erforderlich [257], die eine Anbindung an Energiemärkte [236, 299] oder an eine höhere technische Instanz realisiert [245].

Sensoren Zum zielgerichteten Handeln sind Zustandsinformationen über das Gebäude erforderlich. Hierzu gehören neben elektrischen und thermischen Größen auch interne Zustandsinformationen der Aktoren sowie Informationen über die Anwesenheit der Gebäudenutzer [20, 299].

Aktoren Eine Vielzahl von Aktoren wird durch das Gebäudeenergiemanagementsystem koordiniert, um dessen Ziele zu erreichen [140]. Hierzu gehören hauptsächlich die in Abschnitt 3.2 beschriebenen Komponenten, aber auch komfortorientierte Beleuchtungssteuerung [257], Lüftungsanlagen [292] oder Umwälzpumpen für Schwimmb Becken [236].

Netzwerkinfrastruktur Zur internen Kommunikation zwischen den oben beschriebenen Teilkomponenten eines intelligenten Gebäudes ist neben den externen Schnittstellen eine lokale Kommunikationsinfrastruktur erforderlich [257].

Ziele Automatisiertes Gebäudeenergiemanagement hat drei Zielkategorien:

Die intrinsische Motivation der Nutzer ist zumeist *ökonomischer* Natur in Form einer Kostenminimierung etwa durch Energieeinsparung oder durch die Ausnutzung flexibler Tarifstrukturen für den Leistungs- und Energiebezug. *Technische Ziele* beabsichtigen eine Veränderung des Gebäudeenergieprofils, um technische Netzrestriktionen einzuhalten. Hierzu gehören z. B. die Einhaltung von Lastgrenzen oder eine extern gefordertes Lastmanagement, (engl. *Demand Response*).

Daneben sind noch Ziele für den *werte-orientierten Betrieb* eines intelligenten Gebäudes wie größtmögliche Autarkie oder Umweltschutz in Form von Minimierung der CO₂-Emission denkbar. [199]

Viele der genannten Ziele sind voneinander abhängig, etwa der Erdgasbezug eines Gebäudes und dessen CO₂-Ausstoß, oder können meist durch Monetarisierung aufeinander abgebildet werden (vgl. [54]).

Darüber hinaus gibt es Ziele für Anwendungen in Smart Homes, die Energieflüsse nur bedingt beeinflussen, etwa Objektschutz oder Fernwirktechnik zur Gerätesteuerung. Diese stehen nicht im Fokus dieser Arbeit.

3.2.5 Netzaktorik

Folgende Aktoren sind im Kontext von Niederspannungsnetzen zu nennen:

Regelbare Ortsnetztransformatoren (RONTs, gelegentlich auch rONTs) sind Längsregler, die eine stufenweise Anpassung der Sekundärspannung unter Last durch eine Änderung des Wicklungsverhältnisses zwischen Primär- und Sekundärspule ermöglichen, wodurch niederspannungsseitige Spannungsschwankungen kompensiert werden [119]. Insbesondere bei geografisch weit vom Transformator entfernter Einspeisung, z. B. von Einsiedlerhöfen, erhöht ein RONT das mögliche Einspeisepotenzial dezentraler Erzeuger bei deren homogenen Verteilung im Netz deutlich [117].

Quartierspeicher Neben ihrem Einsatz hinter einem Netzanschlusspunkten (siehe Abschnitt 3.2.3) werden Batterien als Quartierspeicher als Netzbetriebsmittel eingesetzt:

Besonders in Inselnetzen lässt sich die hohe Dynamik von Batteriespeichern zur Bereitstellung von Momentanreserve nutzen [206]. Weiter analysiert [293] die optimale Platzierung eines Batteriespeichers in einem Netz mit hoher PV-Einspeisung zur gleichzeitigen Begrenzung von Lastspitzen und Minimierung von Spannungsabweichungen.

Leistungselektronische Netzbetriebsmittel (*Flexible AC Transmission System* (FACTS)) sind leistungselektronische Komponenten, die parallel oder seriell netzdienliche Ströme einprägen [277, Kap. 10].

Längsregler werden in einzelnen langen, kritischen Strängen (*Einzelstrangregler*) mit hoher Erzeugung installiert [285], um dort durch Entkopplung spannungshaltende Maßnahmen durchzuführen. Die Wechselwirkungen zwischen Position und Regelverfahren des Längsreglers sind in [171] untersucht. In [57] wird das hohe Potenzial zur Steigerung der Aufnahmekapazität an Erzeugungsanlagen durch einen Längsregler aufgezeigt und mit integrierten Maßnahmen aus RONT, sowie Wirk- und Blindleistungsmanagement verglichen.

Automatisierte Trennstellen Zur Minimierung der Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen werden Microgrids mit automatisierten Trennstellen ausgestattet, die im Fehlerfall die Netztopologie automatisch so

rekonfigurieren, dass nur ein kleines Teilnetz spannungsfrei geschaltet wird [153].

3.2.6 Sensorik

Folgende Sensoren für Niederspannungsnetze sind im Kontext dieser Arbeit zu erwähnen.

Intelligente Stromzähler sind nach § 2 (7) des Messstellenbetriebsgesetz (MsbG 2016) „eine über ein Smart-Meter-Gateway in ein Kommunikationsnetz eingebundene moderne Messeinrichtung zur Erfassung elektrischer Energie, das den tatsächlichen Energieverbrauch und die tatsächliche Nutzungszeit widerspiegelt und den besonderen Anforderungen nach den §§ 21 und 22 [MsbG] genügt, die zur Gewährleistung des Datenschutzes, der Datensicherheit und Interoperabilität in Schutzprofilen und Technischen Richtlinien festgelegt werden können“ [5, eigene Ergänzung]. Mit diesen Stromzählern, die nach § 21c des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) ab einem jährlichen Energiebezug von 6000 kWh verpflichtend sind, werden zeitlich höher aufgelöste Arbeitsmengen gemessen (meist im Rhythmus von 15 min), es besteht eine Tendenz zur Leistungsmessung. Erweiterte Funktionalität, die Kommunikation innerhalb der Liegenschaft nach Außen und zu meteorologischen Diensten, die Schaltmöglichkeit angeschlossener Geräte innerhalb des Haushalts oder die Bereitstellung von variablen Stromtarifen werden durch ein separates *Smart-Meter-Gateway* bereitgestellt, für das umfangreiche (sicherheits-)technische Vorgaben existieren [217]. Es ist geplant automatisiertes Energiemanagement (siehe Abschnitt 3.4.1) mit Controllable-Local-Systems (CLS) über die Home-Area-Network-Schnittstelle des Smart-Meter-Gateways zu realisieren.

Zeitsynchronisierte Zeigermessgeräte (engl. *phasor measurement units* (PMU)) sind Spannungsmessgeräte, die zeitsynchronisierte Messungen an verschiedenen Orten eines Netzes ausführen. Diese erfassen mit hoher Auflösung komplexe Spannungszeiger, wodurch der Zustand des gemessenen Netzknotens vollständig erfasst ist. [242]

Anwendung finden PMU insbesondere im Übertragungsnetz, wobei die Platzierung einer minimal erforderlichen Anzahl von PMU für eine robuste

Netzzustandsschätzung etwa in [109] untersucht ist. In Niederspannungsnetzen werden PMU-Daten in [190] erhoben, womit Analysen von Spannungsmerkmalen mit Leistungsdaten einer Liegenschaft korreliert und diese mit Netzinformationen zu einer Netzsimulation fusioniert werden.

3.2.7 Zusammenfassung

Innerhalb dieses Abschnitts ist die Rolle von aktiv steuerbaren Komponenten in Niederspannungssystemen basierend auf einer Klassifikation aus [163] vorgestellt, sowie deren Auswirkungen und Fähigkeit zur Beeinflussung von Netzen erörtert worden. Hierzu wurden Lasten, Erzeuger, Speicher, Sensorik und Aktorik von Niederspannungssystemen betrachtet.

Hierbei ist auch eine Definition für *intelligente Gebäude* abgeleitet worden, Gebäude, die mittels eines automatisierten Gebäudeenergiemanagementsystems ihr Energieprofil zielgesteuert verändern.

3.3 Systemdienstleistungen in Niederspannungssystemen

Die etablierten Verfahren zum Betrieb von Elektroenergiesystemen (siehe Abschnitt 2.1) werden nun im Kontext von Niederspannungssystemen untersucht: Hierbei unterscheidet die *dena-Verteilnetzstudie – Studie Systemdienstleistungen 2030* der Deutschen Energie-Agentur (*dena*) [22] vier verschiedene Arten von Systemdienstleistungen: *Frequenzhaltung*, *Spannungshaltung*, *Betriebsführung* und *Versorgungswiederaufbau*.

3.3.1 Frequenzhaltung

Zur Aufrechterhaltung der Wirkleistungsbalance muss die Netzfrequenz des europäischen Verbundnetzes konstant durch den Einsatz von Regelleistung innerhalb eines vorgeschriebenen Bandes von ± 0.2 Hz gehalten werden, wobei dessen leistungsdifferenzabhängiger Frequenzgradient 5–10 mHz/GW beträgt [91]. Die Erbringer einzelner Regelleistungsarten (siehe Abschnitt 2.1.5) haben eine *Präqualifikation* durch Übertragungsnetzbetreiber zu durchlaufen [50]: Hierbei sind insbesondere Mindestgebotgröße, eine mögliche Auftrennung in positive und negative Regelleistung, Anforderungen an die zeitliche

und leistungsmäßige Verfügbarkeit sowie die Reaktionszeit der Anlagen zu Aktivierung spezifiziert und erprobt. Zusätzlich wird die Zulässigkeit der Erbringung von Regelleistung durch ein Gruppe von Anlagen (*Pooling*) geregelt. Eine Länderübersicht über die Anforderungen an Regelleistung in den unterschiedlichen Ländern und Netzen ist in [251] gegeben.

Da die Anschlussleistung der größten in Niederspannungsnetzen angeschlossenen Lasten (z. B. schnellladende Elektrofahrzeuge) oder Erzeugern (z. B. PV-Anlagen) eine Größenordnung kleiner als die für Primärreserve geforderte Mindestleistung und eine gemeinschaftliche Erbringung nicht vorgesehen ist, kann Primärreserve aus Microgrids unter den gegebenen regulatorischen Randbedingungen nicht erbracht werden. Dagegen schlägt [322] einen *Aggregator* vor, der eine Ansammlung von dezentralen Erzeugungsanlagen mit einer Maximalleistung von 20 MW Primärreserve anbieten kann. Ein weiteres Beispiel ist die Erbringung von Primärregelleistung durch Lüftungsanlagen [?]. Eine Realisierung der Bereitstellung von Primärreserve mittels haushaltsüblicher Lasten ist in [85] geschildert: Das inselnetzfähige Microgrid der Insel Bornholm (56 MW Spitzenlast) wurde mit 300 Steuerboxen ausgestattet, welche die Flexibilität angeschlossener, insbesondere thermischer Systeme erfolgreich zur Bereitstellung von Primärreserve nutzen.

Für die Erbringung von Sekundär- und Minutenregelleistung aus einem Niederspannungssystem ist ein (zulässiges) Aggregieren von Anlagen zur Bereitstellung des Mindestgebots ebenfalls unerlässlich. Die Schwierigkeit, zuverlässig und nachweislich Beiträge mit aktiven Komponenten zu erbringen, wird in [76] am Beispiel der koordinierten Ladung von Elektrofahrzeugen verdeutlicht: Das stochastisch geprägte Nutzerverhalten lässt sich durch das Bilden eines *virtuellen Kraftwerks* mit 10 000 Fahrzeugen soweit reduzieren, dass die in Deutschland geforderten Präqualifikationsmaßnahmen von der Fahrzeugflotte erfüllt werden. Hierbei ist die Erbringung von negativer Sekundärleistung am lukrativsten.

3.3.2 Spannungshaltung

Parallel zur Frequenzhaltung muss die Spannungsstabilität im Regelbetrieb und im Fehlerfall (Kurzschlüsse) gewährleistet werden. Hierzu kann neben einer Spannungsregelung durch die Bereitstellung von Blindleistung auch ein Redispatch von Wirkleistung erforderlich sein, da in der Niederspannung keine Entkopplung zwischen Knotenspannungen und Leistungsflüssen herrscht.

Für die Stabilisierung im Kurzschlussfall ist weiterhin die Bereitstellung von Kurzschlussleistung, insbesondere durch Generatoren, nötig. [277]

Lokale Spannungshaltung

Die Anforderungen an die Spannungsgüte in Niederspannungsnetzen ist in der DIN EN 50160 [7] geregelt und in andauernde Phänomene und Spannungsereignisse unterteilt. Für lastabhängige, andauernde Phänomene sind zahlreiche Parameter der Netzspannung wie Effektivwerte, Oberschwingungsanteile, Flicker¹ oder Phasenunsymmetrien spezifiziert. Für Spannungsereignisse, die unvorhersehbar sind (insb. Fehler) oder die durch äußere Ursachen (z. B. Wetter) hervorgerufen werden, sind statt der Grenzwerte Richtwerte in Form von statistischen Werten für Spannungseinbrüche und -überhöhungen und transiente Spannungen vorgegeben.

Da Niederspannungsnetze bis zur Einführung von intelligenten Zählern über nahezu keine Messinfrastruktur verfügten bzw. noch nicht verfügen, existieren zur Sicherstellung des Betriebes technische Anschlussbedingungen [44]. Diese stellen eine Konkretisierung des § 13 („Elektrische Anlage“) der Verordnung über Allgemeine Bedingungen für den Netzanschluss und dessen Nutzung für die Elektrizitätsversorgung in Niederspannung (*Niederspannungsanschlussverordnung – NAV*) dar und sorgen für die Normeinhaltung [7]. Hierin werden insbesondere absolute, meldepflichtige oder zustimmungspflichtige Leistungsobergrenzen für unterschiedliche Gerätetypen festgelegt. Ein besonderes Augenmerk liegt dabei auf Anlagen mit erhöhtem Blindleistungsbedarf (z. B. Entladungslampen, Schweißgeräte), hohem Anlaufstrom (z. B. Motoren) und unsymmetrischen Lasten.

Anschlussbedingungen für dezentrale Erzeugungsanlagen sind in der VDE Anwendungsrichtlinie VDE-AR-N 4105 [12] festgelegt. Hierbei werden unter Hinweis auf [7, 44] Grenzwerte für die Netzzrückwirkungen, das heißt für statische und dynamische Spannungsänderungen, Flicker, Oberschwingungen und Spannungsunsymmetrien, der dezentralen Erzeugungsanlagen gegeben. Hervorzuheben ist hierbei, dass „[...] im ungestörten Betrieb des Netzes [...] der Betrag der von allen Erzeugungsanlagen mit Anschlusspunkt in einem Niederspannungsnetz verursachten Spannungsänderung an keinem Verknüpfungspunkt in diesem Netz einen Wert von 3 % gegenüber der Spannung

¹ „Bewertete spannungsbedingte Leuchtdichteänderung einer Glühlampe“ [123, Kap. 8]

ohne Erzeugungsanlagen überschreiten“ darf [12, eigene Kürzungen]. Hierzu müssen etwa größere Erzeugungsanlagen flexibel und gemäß einer Kennlinie Blindleistung bis zu einem Leistungsfaktor von $\cos \phi = 0,9_{\text{ind/kap}}$ bereitstellen und Lasten dürfen bestimmte Anschlussleistungen nicht überschreiten.

Die Maßnahmen zur Spannungsbeeinflussung sind [22]:

Wirkleistungsregelung Da die Knotenspannung durch den hohen ohmschen Belag der verwendeten Leiter nicht von den Wirkleistungsflüssen entkoppelt ist, lässt sich mittels *P(U)-Regelung* (Wirkleistungsregelung) die Spannung lokal beeinflussen, was insbesondere bei leistungselektronisch angebundenen Einspeiseanlagen (Photovoltaikanlagen) und Speichern angewendet wird (etwa in [297]).

In [80] wird die Abregelung von sechs Photovoltaikanlagen mit einer *P(U)*-Kennlinie in einem Niederspannungsstrang zur Einhaltung des geforderten Spannungsbands erfolgreich simuliert. Hierbei weisen die Autoren auf den großen Nachteil der Wirkleistungsregelung im Kontext von dezentraler Erzeugung hin: die nicht-diskriminierungsfreie ökonomische Ineffizienz des Verfahrens, da Anlagen, die weiter vom Ortsnetztransformator entfernt sind, stärker als solche in der Nähe zum Transformator abgeregelt werden. Weitere Beispiele zur Spannungshaltung mittels Wirkleistung sind in Abschnitt 3.2 besprochen.

Blindleistungsregelung Weiterhin werden Knotenspannungen auch mittels *Q(U)-Regelung* (Blindleistungsregelung) beeinflusst. Hierzu werden Stromrichter von Erzeugern und Speicher verwendet, die wirkleistungsunabhängig Blindleistung bereitstellen können, was für Photovoltaikanlagen nach VDE-AR-N 4105 [12] bereits gefordert wird. Weitere Anwendungen zur blindleistungsbasierten Spannungshaltung sind ebenfalls bereits in Abschnitt 3.2 gegeben worden.

Spannungsregler Die dritte Möglichkeit zur Spannungsbeeinflussung in der Niederspannung sind dezidierte Spannungsregler, die wahlweise auf Transformatorbasis (*regelbare Ortsnetztransformatoren*) oder mittels Leistungselektronik (*leistungselektronische Längsregler*) die Spannung eines Netzstrangs beeinflussen (siehe Abschnitt 3.2.5).

Blindleistungsbereitstellung für die übergeordnete Spannungsebenen

Ein Niederspannungssystem ist eine an ein übergeordnetes Mittelspannungsnetz angeschlossene komplexe Last, die sich mit diesem wechselseitig beeinflussen. Gleichzeitig gelten für Mittelspannungsnetze ähnliche Betriebs- und Stabilitätsanforderungen, wie etwa zulässige Spannungsbänder oder die Einhaltung von Betriebsmittelgrenzen. Analog zur anreizgesteuerten Wirkleistungsanpassung eines Niederspannungssystems, das als virtuelles Kraftwerk agiert (siehe Abschnitt 3.3.1), wird in [21] die Notwendigkeit zur spannungsebenenübergreifenden Blindleistungsbereitstellung auch aus Verteilnetzen erörtert.

In [22] werden die Voraussetzungen für eine Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz – also ein *virtuelles Blindleistungskraftwerk* – diskutiert. Hierbei wird der Konflikt zwischen wünschenswerter Nähe zur Ortsnetzstation und dem häufigen Anschluss der dezentralen Erzeugungsanlagen am Ende eines Netzstrangs – während einer hohen Wirkleistungseinspeisung ist hier die Möglichkeit, Blindleistung bereitzustellen, meist gering – beleuchtet und die Notwendigkeit der Interaktion der Steuerungssysteme von Erzeugungsanlagen mit bestehenden Betriebsmitteln betont, wie z. B. einem regelbaren Ortsnetztransformator.

Kurzschlussleistung

Die transienten Vorgänge beim Versagen der Isolation von Leitern werden als Kurzschlüsse bezeichnet [277, Kap. 19]. Bei einem Kurzschluss im Niederspannungsnetz fließt der maximale Strom nach etwa einer halben Periode (~ 10 ms) und die maximale Kurzschlussdauer liegt bedingt durch die standardisierten Leitungsschutzschaltern unter 0,1 s [220, Kap. 15].

Die im Kurzschlussfall benötigte Leistung zur Fehlerklärung wird aus den magnetischen Feldern großer Generatoren oder Transformatoren bezogen, die kurzzeitig ein Vielfaches ihrer Nennleistung an Kurzschlussleistung bereitstellen [12, 38, 177] (siehe auch Abschnitt 2.1.3). Auch tragen Stromrichter mittels spezieller überlastbarer Netzdrosseln und Regelverfahren zur Kurzschlussklärung bei [52].

3.3.3 Betriebsführung

Zur Aufrechterhaltung der Stabilität von Spannung und Frequenz (siehe Abschnitt 2.1.2) sind Dienstleistungen zum Netzbetrieb in Form von interagierenden Maßnahmen nötig. Diese umfassen neben passiver Überwachung und Analyse von Netzen die Koordination von Systemdienstleistungen und die Überwachung von Einspeisung und Betriebsmitteln. [22]

Das Erfassen, Übertragen und Verarbeiten von Sensordaten ist in Verteilnetzen auf Grund der geringen Sensordichte noch von untergeordneter Bedeutung. Vielmehr kommt bedingt durch die dezentrale Erzeugung einem Einspeise- oder Engpassmanagement eine steigende Bedeutung zu. Innerhalb eines geografisch abgegrenzten Niederspannungsnetzes ist die Einspeisung der Photovoltaikanlagen stark korreliert, sodass die nominal installierte Nennleistung bei entsprechender Witterung realistisch erreicht wird. Somit entstehen in betroffenen Netzen Leistungsflüsse an oder über der thermischen Belastbarkeit der Betriebsmittel. [204]

Die vorgestellten Richtlinien über die Eigenschaften von Niederspannungsnetzen und von angeschlossenen Anlagen [7, 12, 44] haben neben der Spannungshaltung auch das Ziel, eventuelle Überlastung von Komponenten zu verhindern. Zudem ist mit § 14 des Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014) [3] die Rechtsgrundlage für ein Einspeisemanagement im Falle von Netzengpässen, sprich der drohenden Überlastung von Betriebsmitteln, von dezentralen Erzeugungsanlagen durch den Verteilnetzbetreiber geschaffen worden. Die zuständige Norm [12] schlägt hierfür eine stufenweise Abregelung um 30 %, 60 % oder 100 % von Photovoltaikanlagen vor.

Die Vermeidung von Komponentenüberlastung durch einzelne Niederspannungsnetzentitäten ist bereits in Abschnitt 3.2 diskutiert worden.

3.3.4 Versorgungswiederaufbau

Die vierte Systemdienstleistungskategorie nach [22] ist der Versorgungswiederaufbau während und nach einer Störung (siehe auch Abschnitt 2.1.4). Hierzu sind Schalteingriffe im Netz zur Minimierung der Störungsausbreitung und Maßnahmen zur schrittweisen Inbetriebnahme von ausgefallenen Netzabschnitten nötig [22]. In diesem Zusammenhang wird die Abschaltung von dezentralen Erzeugungsanlagen im Falle einer Desynchronisation vom Verbundnetz gefordert. Dadurch soll aus Sicherheitsgründen eine Spannungs-

freiheit der abgetrennten Teilnetze sichergestellt werden. Zur Erkennung von solchen *Inselnetzen* fordert die DIN VDE V 0126 [13], dass die einspeisende Komponenten über eine Impedanz-, Frequenz- oder Spannungsüberwachung verfügen, die bei Abweichungen der Messgrößen aus einem Toleranzband oder starken Störungen den Erzeuger instantan vom Netz trennen und die Einspeisung stoppen [304, Kap. 9].

Soll hingegen das vom Verbundnetz getrennte Niederspannungsnetz selbstständig als Inselnetz weiterbetrieben werden, müssen alle bisher von den höheren Spannungsebenen bereitgestellten Systemdienstleistungen vom Microgrid selbst bereitgestellt werden. Neben der nur lokal zu erbringenden Spannungshaltung und Betriebsführung muss nun zusätzlich der Wirk- und Blindleistungshaushalt instantan ausgeglichen werden [235]. Für die Wirk- und Blindleistungsbereitstellung ist die Verwendung von Stromrichtern etabliert, die eine lineare frequenzabhängige Kennlinie für Wirk- und Blindleistungsbereitstellung (Kraftwerkskennlinie) verwenden, etabliert [90].

In [173] wird die Interaktion verschiedener Kennlinien in einem Microgrid mit 50 kVA Nennleistung evaluiert, in dem neben PV-Anlagen auch Batteriespeicher integriert sind. Die Simulationsergebnisse zeigen, dass insbesondere für die dynamischen Prozesse eines Microgrids im Inselnetzbetrieb im Verhältnis zur Nennanschlussleistung des Microgrids große installierte Inverterleistungen notwendig sind. So lassen sich Leistungssprünge und Resynchronisation an ein bestehendes Verbundsystem, realisieren.

3.3.5 Zusammenfassung

In diesem Abschnitt sind die in Niederspannungssystemen benötigten und bereitstellbaren Systemdienstleistungen aus [22, 277] hergeleitet und deren Erbringung mit Literaturbeispielen verdeutlicht worden.

Eine schematische Übersicht der Kategorisierung der verschiedenen Systemdienstleistungsarten, ihre Verortung im Energienetz sowie die zugehörigen Maßnahmen ist in Anlehnung an [277] in Abbildung 3.2a (siehe S. 61) gegeben.

3.4 Anforderungen an ein regionales Energiemanagementsystem

Nachdem die aktiven Komponenten (siehe Abschnitt 3.2) und die Systemdienstleistungen (Abschnitt 3.3) in Energiesystemen erörtert worden sind, werden hieraus nun die Anforderungen an ein regionales Energiemanagementsystem zur Systemdienstleistungserbringung abgeleitet.

3.4.1 Begriffsdefinitionen

Bei dem Begriff *Energiemanagement* ist zu unterscheiden in:

Energiemanagement Ein Energiemanagement nach ISO 50001 versetzt Unternehmen durch organisatorische Maßnahmen in die Lage, „[...] Systeme und Prozesse aufzubauen, welche zur Verbesserung der energiebezogenen Leistung, einschließlich Energieeffizienz, Energieeinsatz und Energieverbrauch erforderlich sind.“ [10, S. 7, eigene Kürzung].

Die Norm beschreibt insbesondere zugehörige kontinuierliche Verbesserungsprozesse für eine Zertifizierung.

Automatisiertes Energiemanagement Im Unterschied zum Energiemanagement nach ISO 50001 beschreibt *automatisiertes Energiemanagement* die Nutzung eines Energiemanagementsystems zur automatisierten Überwachung und Steuerung des Energiesystems unter Nutzung von Informations- und Kommunikationstechnik. Koordiniert dieses ein (bewohntes) Gebäude, so wird auch von *Gebäudeenergiemanagementsystem* (siehe Abschnitt 3.2.4) oder *Customer Energy Management System* gesprochen. [199]

Regionales Energiemanagement Im Kontext dieser Arbeit wird folgende Definition verwendet:

Ein regionales Energiemanagementsystem (REMS) ist ein automatisiertes Energiemanagementsystem, das ein Niederspannungssystem mit steuerbaren Komponenten in einem Netzgebiet überwacht und zielgerichtet beeinflusst.

In der Literatur werden für diese Systeme analog die Begriffe *Microgrid (Energy) Management System* (etwa in [139, 230]) und *Microgrid Central Controller* (etwa in [82, 146]) verwendet.

3.4.2 Methodisches Vorgehen

Anforderungen an ein technisches System müssen gemäß [233, Kap. 2] klassifizierbar, aktuell gültig, für den Leser verständlich und in Bezug auf ihre Eigenschaften bewertbar formuliert und beschrieben sein. Hierbei werden die aufgestellten und abgeleiteten Anforderungen in Anlehnung an [233, Kap. 2] wie folgt klassifiziert und sowohl in Textform als auch tabellarisch (siehe Schema in Tabelle 3.1) dargelegt:

Nummerierung Zur besseren Übersicht erhält jede Anforderung einen eindeutigen Identifikator (*Nr.*).

Bezeichnung Jeder Anforderung wird eine natursprachliche Benennung zur besseren Identifizierbarkeit gegeben.

Inhalt Hierbei wird nach den die Nutzerinteraktion konkretisierenden *Nutzungsanforderungen*, qualitativ messbaren *Leistungsanforderungen* und geforderter *Funktionalität* differenziert.

Verbindlichkeit Die Dringlichkeit und Bedeutung der einzelnen Anforderungen wird durch die Unterscheidung in *Pflicht-* (*muss*) und *Wunschanforderungen* (*soll*) sowie *Vorschläge* (*kann*) unterteilt.

Herkunft Anforderungen sind meist voneinander abhängig und bilden eine Abhängigkeitsstruktur, deren rückwärts gerichteter Teil angegeben wird. In Tabelle 3.1 ist also Anforderung A 0.1 von A 0.0 abhängig.

Beschreibung Die Beschreibung einer Anforderung konkretisiert deren Herkunft, Zweck und Nutzen. Gleichzeitig ist bei jeder Aufstellung einer Anforderung die Konsistenz zu anderen Anforderungen, ihre Eindeutigkeit und die mögliche Notwendigkeit weiterer Anforderungen zu prüfen. Dies geschieht sowohl in Text- als auch in Tabellenform.

3.4.3 Systemziele

Aus den in Abschnitt 3.3 beschriebenen Systemdienstleistungen in und aus Niederspannungsnetzen werden folgend sechs Systemziele des regionalen Energiemanagementsystems abgeleitet und konkretisiert. Es ist zu erwarten,

Tabelle 3.1 – Abstraktes Anforderungsschema nach [233, Kap. 2]

Nummer	Bezeichnung	Inhalt	Verb.	Herkunft	Beschreibung
A 0.1	Beispiel	Nutzung	Wunsch	A 0.0	Beispielanforderung

Verb.: Verbindlichkeit

dass ein regionales Energiemanagementsystem auf Grund seiner verteilt angeschlossenen Entitäten über eine Reaktionszeit verfügen wird, die über den benötigten Reaktionszeiten für dynamische und transiente Vorgänge (z. B. Kurzschlüsse) liegt. Daher wird für das REMS ausschließlich die Erbringung statischer Systemdienstleistungen spezifiziert (siehe Abschnitt 1.2.3).

Anforderung A 1.1 – Virtuelles Wirkleistungskraftwerk Die Einhaltung des netzfrequenzbestimmenden Wirkleistungsgleichgewichts eine der essentiellen Anforderungen an den stabilen Betrieb eines Elektroenergiesystems (siehe Abschnitt 3.3.1). Ein einzelnes Niederspannungssystem ist unter Aufrechterhaltung seines Normalbetriebes – dem heute gewöhnlichen Leben in Haushalten und Kleingewerbe – nicht in der Lage, die Präqualifikationsmaßnahmen für die verschiedenen Regelleistungsarten zu erbringen (vgl. Abschnitt 3.3.1). Dieser Konflikt wird durch virtuelle Kraftwerke (siehe Abschnitt 2.3.3) aufgelöst. Allerdings kann die gezielte Erhöhung oder Verringerung der Leistung negative Einflüsse auf die Spannung und die Betriebsführung im Netz haben.

Die Wirkleistungsbereitstellung aus einem Niederspannungssystem für dessen übergeordnete Spannungsebene (*technisches virtuelles Wirkleistungskraftwerk*, A 1.1) ist eine funktionale Anforderung, deren Verbindlichkeit auf Grund der zu erwartenden Wechselwirkungen mit anderen Anforderungen als Wunsch eingestuft wird.

Anforderung A 1.2 – Virtuelles Blindleistungskraftwerk Die Erbringung von spannungshaltenden Maßnahmen ist in zwei Kategorien einzuteilen (siehe Abschnitt 3.3.2), aus denen unabhängige Anforderungen abgeleitet werden: Analog zur Bereitstellung von Wirkleistung für übergeordnete Spannungsebenen (siehe A 1.1) bietet sich die Anpassung des Blindleistungsbedarfs an. Ähnlich zu virtuellen Wirkleistungskraftwerken übersteigt die in den höheren Spannungsebenen benötigte Blindleistung das Bereitstellungsvermögen eines einzelnen Niederspannungsnetzes. Somit

ist eine koordinierte Bereitstellung aus mehreren Niederspannungsnetzen erforderlich, um einen signifikanten Einfluss auf die übergeordnete Spannungsebene zu erzielen (vgl. [22]). Hierdurch entsteht ein *virtuelles Blindleistungskraftwerk* (A 1.2). Da der Blindleistungshaushalt des Niederspannungsnetzes die lokale Spannungshaltung (siehe A 1.3) negativ beeinflussen kann, wird die Verbindlichkeit dieser funktionalen Forderung analog zu Anforderung A 1.1 als Wunsch festgelegt.

Anforderung A 1.3 – Lokale Spannungshaltung Die zweite vom lokalen Blindleistungshaushalt abhängende Dienstleistung ist die lokale Spannungshaltung (A 1.3), deren Grenzwerte in [7, 12] festgelegt ist (vgl. 3.3.2). Zwar sind Knotenspannungen insbesondere in Niederspannungsnetzen, bedingt durch die hohen ohmschen Leitungswiderstände (siehe [277, Kap. 11]), stark von den herrschenden Wirkleistungsverhältnissen abhängig; dennoch wird eine Spannungshaltung mittels Blindleistung vorgezogen, um die Handlungsfreiheit der ans Netz angeschlossenen Kunden nicht einzuschränken. Auf Grund der klaren regulatorischen Vorgaben und der vielfältigen Eingriffsmöglichkeiten zur Spannungshaltung wird diese funktionale Anforderung als Pflichtanforderung für ein regionales Energiemanagementsystem betrachtet. Die Spannungsstabilität im Sinne der Definition in Abschnitt 2.1.2 ist in Niederspannungsnetzen nicht gefährdet, da Niederspannungsnetze elektrisch kurz sind.²

Anforderung A 1.4 – Überlastbegrenzung Alle Betriebsmittel eines Niederspannungsenergiesystems haben eine maximale Belastbarkeit, die nicht überschritten werden darf (vgl. Abschnitt 3.3.3). Da bei einer Verletzung dieser Grenzen die auslösende Schutztechnik Betriebsmittel und Umwelt vor den Gefahren des Versagens durch eine Einstellung der bereitgestellten Funktionalität schützt, wird die Einhaltung der zulässigen Betriebspunkte der Betriebsmittel (A 1.4) als verpflichtende funktionale Anforderung festgelegt.

Anforderung A 1.5 – Bilanzielle Autarkie Damit ein Niederspannungssystem bilanziell autark ist, muss im Rahmen der Versorgungssicherheit (siehe Abschnitt 3.3.4) dessen Leistungsbilanz mittel- und langfristig aus-

²Als *elektrisch kurz* gelten Leitungen, deren Spannungsamplitude längs der Leitung nahezu konstant ist. Es gilt für Kabel mit $\Delta u \leq 0,5\%$: $l_{max} < 50$ km [277, Kap. 10]

geglichen sein. Diese geforderte Funktionalität der Minimierung der Leistungsflüsse am Ortsnetztransformator (*bilanzielle Autarkie*) (A 1.5) trägt gleichzeitig zur Verringerung der auftretenden Netzverluste und der Erhöhung des Eigenverbrauchs bei. Da das Microgrid mit dem übergeordneten Verbundnetz im ungestörten Betrieb interagieren kann und soll (siehe A 1.1 und A 1.2), wird die bilanzielle Autarkie als Wunschforderung charakterisiert.

Anforderung A 1.6 – Inselnetzbetrieb Ist der Betrieb des Verbundnetzes gestört, besteht die Möglichkeit, dass ein Microgrid in einen *Inselnetzbetrieb* (A 1.6) übergeht. Hierfür ist neben der Wirk- und Blindleistungsausartik (siehe A 1.5) auch die Bereitstellung und Stabilisierung einer Netzfrequenz nötig. Zudem muss die unterbrechungsfreie De- und Resynchronisation des Microgrids an das Verbundnetz realisiert werden. Die Verbindlichkeit dieser funktionalen Anforderung wird auf Grund ihre Tragweite als Vorschlag eingestuft und die Realisierung eines echten Inselnetzes steht nicht im Fokus dieser Arbeit.

In Abbildung 3.2b sind die sechs Systemziele des regionalen Energiemanagements hinsichtlich ihrer Wirkungsabsicht und ihrer Wirkungsbereichs zusammenfassend dargestellt. Die Ähnlichkeit zu Abbildung 3.2a verdeutlicht die direkte Ableitung der Systemziele aus der Analyse der verschiedenen Dienstleistungsarten nach [22] in Niederspannungsnetzen. Alle Anforderungen sind in Tabelle 3.2 zusammengefasst.

3.4.4 Erweiterte Funktionalitäten

Aus den funktionalen Anforderungen (A 1.1-1.6, siehe Abschnitt 3.4.3 & Tabelle 3.2) werden nun Anforderungen an die erweiterte Funktionalität des regionalen Energiemanagements abgeleitet. Diese Funktionen bieten keinen direkten Mehrwert für Nutzer und Betreiber eines Niederspannungssystems, sind aber für die Erfüllung der Systemziele erforderlich.

Anforderung A 2.1 – Kommunikationsfähigkeit Unabdingbar für ein regionales Energiemanagementsystem ist die *Kommunikationsfähigkeit* (A 2.1) mit dessen untergeordneten Komponenten (siehe Abschnitt 3.2). Hierzu gehört die Aufnahme von Messdaten und Informationen von den aktiven Komponenten bzw. deren Sensoren, sowie die Weitergabe von

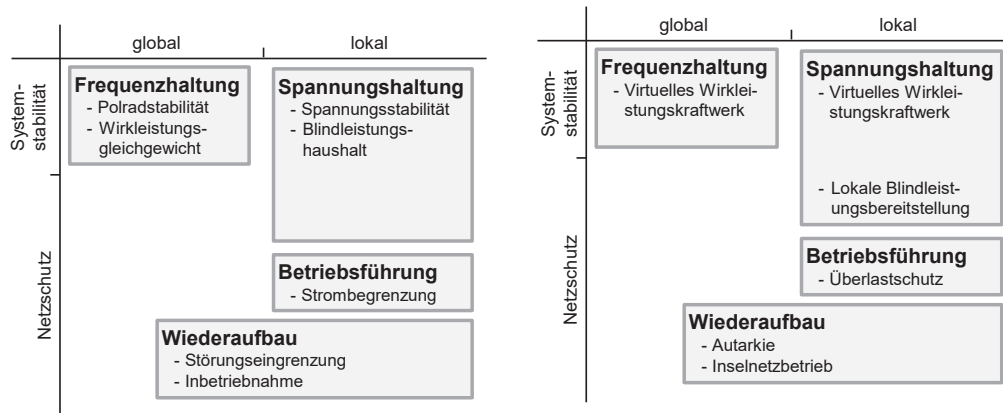
Tabelle 3.2 – Systemziele des regionalen Energiemanagements für Niederspannungssysteme

Nr.	Bezeichnung	Inhalt	Verb.	Herkunft	Beschreibung
<i>Systemziele</i>					
A 1.1	Virtuelles Wirkleistungs-kraftwerk	Funktion	Wunsch	Abschnitt 3.3.1, [22]	Wirkleistungsbereitstellung für übergeordnete Spannungsebene
A 1.2	Virtuelles Blindleistungs-kraftwerk	Funktion	Wunsch	Abschnitt 3.3.2, [22]	Blindleistungsbereitstellung für übergeordnete Spannungsebene
A 1.3	Lokale Spannungshaltung	Funktion	Pflicht	Abschnitt 3.3.2, [7, 12, 22]	Einhaltung der lokal gültigen Spannungsbänder
A 1.4	Überlastbegrenzung	Funktion	Pflicht	Abschnitt 3.3.3, [22]	Vermeidung von Komponentenüberlastung
A 1.5	Bilanzielle Antarkie	Funktion	Wunsch	Abschnitt 3.3.4, [22]	Minimierung des Leistungsfluss am Versorgungspunkt
A 1.6	Inselnetzbetrieb	Funktion	Vorschlag	Abschnitt 3.3.1, [22]	Andauernder Wirk- und Blindleistungsausgleich

Verb.: Verbindlichkeit

Table 3.3 – Anforderungsliste an das regionale Energiemanagementsystem für Niederspannungssysteme

Nr.	Bezeichnung	Inhalt	Verb.	Herkunft	Beschreibung
<i>Benötigte Basisfunktionalitäten</i>					
A 2.1	Kommunikationsfähigkeit	Funktion	Pflicht	A 1.1-1.6	Messdatenerfassung und Steuer-signal-ausgabe
A 2.2	Analysefähigkeit	Funktion	Pflicht	A 1.1-1.6, A 2.1	Wissensgenerierung
A 2.3	Erinnerungsfähigkeit	Funktion	Pflicht	A 1.1-1.6, A 2.1	Datenhaltung
A 2.4	Prognosefähigkeit	Funktion	Wunsch	A 2.2	Prognoseerstellung
A 2.5	Lernfähigkeit	Funktion	Vorschlag	A 2.1, A 2.2	Anpassung der Entscheidungsfindung zur Laufzeit
A 2.6	Entscheidungsfähigkeit	Funktion	Pflicht	A 1.1-1.6	Erzeugung von Steuer-signalen
<i>Nichtfunktionale Anforderungen</i>					
A 3.1	Dynamische Systemkonfiguration	Nutzung	Pflicht	Abschnitt 3.2	Anpassbarkeit der Gesamtsystemzusammensetzung
A 3.2	Wechsel-sei-ge Abstraktion	Nutzung	Pflicht	Abschnitt 3.2	Abstraktion von Komponenten und regionalen Energiemanagementsystem
A 3.3	Zeitkonstanten	Nutzung	Pflicht	Abschnitt 3.2, A 1.1-1.6	Berücksichtigung der Systemdynamik
A 3.4	Stabilität	Nutzung	Pflicht	A 1.1-1.6	Verminderung unerwünschten Verhaltens
A 3.5	Zurückhaltung	Nutzung	Pflicht	§§ 11 & 20 EnWG	Minimierung der Eingriffe
<i>Verb.: Verbindlichkeit</i>					



(a) Systemdienstleistungen in Elektroenergiesystemen basierend auf [22, 277]

(b) Ziele eines regionalen Energiemanagementsystems zur Systemdienstleistungserbringung

Abbildung 3.2 – Herleitung der Systemziele des regionalen Energiemanagementsystems aus der Systemdienstleistungsklassifikation aus [22]

Informationen und Steuersignalen an Aktoren, die diese umsetzen. Die Kommunikationsfähigkeit muss wechselseitig sein.

Anforderung A 2.2 – Analysefähigkeit Die Erfassung von Mess- und Zustandsdaten allein (siehe A 2.1) bietet keine ausreichende Entscheidungsgrundlage für die Ableitung von Handlungen durch ein regionales Energiemanagementsystem, da z. B. gegensätzliche Systemziele auftreten können (siehe Abschnitt 3.4.3). Daher müssen die verfügbaren Informationen mittels einer verpflichtend vorhandenen *Analysefähigkeit* des Systems aufbereitet und Wissen generiert werden (A 2.2).

Anforderung A 2.3 – Erinnerungsfähigkeit Damit die geforderte Analysefähigkeit nicht nur aktuell verfügbare Sensordaten als Eingangsgrößen zur Verfügung hat, ermöglicht die Speicherung von Sensordaten (*Gedächtnis*, A 2.3) die Nutzung von Vergangenheitsdaten. Gleichzeitig erlaubt diese Speichermöglichkeit auch Analyseergebnisse und vergangene Steuersignale abzulegen, wodurch sich die Daten- und Wissensgrundlage für Entscheidungen stetig vergrößert. Dies ermöglicht gleichzeitig eine Bewertung vergangener Eingriffe. Als ein zentraler Baustein eines regionalen

Energiemanagementsystems wird die Speicherfähigkeit als verbindliche Anforderung definiert.

Anforderung A 2.4 – Prognosefähigkeit Das zuvor gespeicherte Wissen (siehe A 2.3) kann zur Schätzung zukünftiger Systemzustände verwendet werden, um das System bei der Umsetzung der Systemziele zu unterstützen. Gleichzeitig ist das Lastverhalten von Einzelhaushalten (vgl. [325]) und die lokale dezentrale Erzeugung (vgl. [239]) je nach geforderten Prognoseeigenschaften auf Grund deren Volatilität schwer vorherzubestimmen. Daher wird die Verbindlichkeit der *Prognosefähigkeit* (A 2.4) des Systems als Wunsch festgelegt.

Anforderung A 2.5 – Lernfähigkeit Die geforderte Analyse- (siehe A 2.1) und Erinnerungsfähigkeit (siehe A 2.2) ermöglichen eine Bewertung vergangener Aktionen. Diese ermöglichen eine Anpassung der Entscheidungsfindung (siehe A 2.6) zur Systemlaufzeit, um die Effektivität der Umsetzung der Systemziele im Betrieb zu verbessern (siehe A 1.x) (*Lernfähigkeit*, A 2.5). Auf Grund der hohen Komplexität und des Prognosebedarfs wird dieser funktionalen Anforderung eine Wunschcharakteristik zugewiesen.

Anforderung A 2.6 – Entscheidungsfähigkeit Kernfunktion eines regionalen Energiemanagementsystems ist dessen Fähigkeit, aus den aktuellen Analyseergebnissen (siehe A 2.2), den vergangenen Handlungen, Analysen (siehe A 2.3) und erstellten Prognosen (siehe A 2.4) Steuersignale für untergeordnete Entitäten zu erzeugen (A 2.6). Dadurch können die geforderten Systemziele (siehe A 1.x) realisiert werden und die Umsetzung dieser Funktion ist folglich verpflichtend.

In Tabelle 3.3 sind die aus den Systemzielen (siehe Abschnitt 3.4.3 & Tabelle 3.3) abgeleiteten Anforderungen an das regionale Energiemanagementsystem unter Verwendung des Schemas aus Tabelle 3.1 zusammengefasst.

3.4.5 Nichtfunktionale Anforderungen

Neben den sich direkt aus der Analyse der Systemdienstleistungen in Niederspannungsnetz ableitenden Systemzielen (siehe A 1.x) und Basisfunktionalitäten (siehe A 2.x) des regionalen Energiemanagementsystems werden zusätzlich meist nichtfunktionale inhärente Anforderungen bestimmt.

Anforderung A 3.1 – Dynamische Systemkonfiguration Ein regionales Energiemanagementsystem muss gegenüber strukturellen Änderungen eines Microgrids adaptiv sein (A 3.1). Hierzu gehört zum einen die Skalierbarkeit des Systems, falls sich im Microgrid die Anzahl der beeinflussbaren Komponenten zur Laufzeit ändert, etwa durch Nutzerintervention oder Ausfall. Gleichzeitig muss aber auch einer sich ändernden inneren Konfiguration der Komponenten, etwa eine veränderte Haushaltsausstattung, Rechnung getragen werden.

Anforderung A 3.2 – Wechselseitige Abstraktion Wie aus der Systemanalyse von Niederspannungsnetzen hervorgegangen ist, haben die aktiven Komponenten (siehe Abschnitt 3.2) unterschiedliche Eigenschaften und Fähigkeiten. Um diese bestmöglich in ein Gesamtsystem zu integrieren, das Systemdienstleistungen erbringen kann (siehe A 1.x), sind diese Eigenschaften zu abstrahieren (A 3.2). Hierbei wird eine wechselseitige Abstraktion der Komponenten und des regionalen Energiemanagements benötigt, welche die Fähigkeiten der Komponenten gegenüber dem regionalen Energiemanagementsystem abstrahiert und gleichzeitig die erzeugten Signale des regionalen Energiemanagementsystems gemäß der Komponenteneigenschaften übersetzt. Diese die Nutzbarkeit des Systems betreffende Anforderung wird als verpflichtend festgelegt.

Anforderung A 3.3 – Dynamik der Komponenten Die Komponenten eines Niederspannungssystems weisen große Unterschiede in der Dynamik ihrer Leistungsänderung und der zeitlichen Abhängigkeit zwischen Betriebszyklen auf, die bei Lasten stochastisch geprägt sind (vgl. [43]). So hat das Zu- und Abschalten von Lasten Leistungsgradienten von mehreren Kilowatt pro Sekunde zur Folge, während frei betreibbare Erzeuger ihre Leistung in Form von An- bzw. Abfahrrampen abgeben. Neben diesem Leistungsänderungsvermögen von Komponenten müssen auch die Abhängigkeiten zwischen zwei Betriebszyklen einer Komponente (siehe Abschnitt 3.2) mitberücksichtigt werden: Eine frei betreibbare Erzeugungsanlage kann innerhalb kurzer Zeit an- oder abgeschaltet werden. Meist gibt ein gekoppelter (Wärme-) Speicher die maximale Betriebsdauer vor, während eine zeitlich verschiebbare Last (z. B. eine Spülmaschine) primär eine Dienstleistung für den Nutzer erbringt und daher starke zeitliche Einschränkungen aufweist. Dies betrifft vor allem die maximale zeitli-

che Verschiebung bis zum Start des Gerätes, aber auch die Häufigkeit der Nutzbarkeit der Komponente. Diese Eigenschaften der Komponenten sind mit den dynamischen Eigenschaften der geforderten Systemdienstleistungen (siehe Abschnitt 2.1.5) in Einklang zu bringen. Ein regionales Energiemanagementsystem muss alle beschriebenen Systemdynamiken für eine Umsetzung der geforderten Systemziele (siehe A 1.x) berücksichtigen und ausnutzen.

Anforderung A 3.4 – Stabilität Betriebsstrategien können zu unerwünschten Effekten führen. So beschreiben etwa [144, 250] ein *herding* (dt. Herdenverhalten) bzw. *Lawineneffekte*, das heißt hohe Maximallasten, wenn elektrische Verbraucher über einfache (Preis-) Signale gesteuert werden oder [62] ein Oszillieren von Systemzuständen.

In Anforderung A 3.3 ist der gezielte Abruf von Flexibilität zur Erfüllung der Systemziele mit Fokus auf die unterschiedlichen Dynamiken der Entitäten und Ziele gefordert worden. Die Dynamik von regionalem Energiemanagementsystem und beeinflussten Komponenten müssen zusammen ein Verhalten ergeben, welches das aktuelle Systemziel (siehe A 1.x) erfüllt, ohne andere kritische Systemzustände hervorzurufen (A 3.4).

Anforderung A 3.5 – Zurückhaltung Nach [2, § 11 (1) EnWG 2017] sind „Betreiber von Energieversorgungsnetzen [...] verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“ (eigene Kürzungen). Gleichzeitig haben die „Betreiber von Energieversorgungsnetzen [...] jedermann nach sachlich gerechtfertigten Kriterien diskriminierungsfrei Netzzugang zu gewähren [...]“ [2, § 20 (1) EnWG 2017, eigene Kürzungen] und die Sicherstellung eines wirksamen und unverfälschten Wettbewerbs bei der Versorgung mit Elektrizität zu ermöglichen [2, § 1 (2) EnWG 2017, eigene Kürzungen].

Aus diesem Spannungsfeld zwischen freiem Netzzugang und Aufrechterhaltung der Netzstabilität ergibt sich die verpflichtende nicht-funktionale Anforderung, den beeinflussbaren Komponenten im System größtmögliche Freiheiten für ihr Handeln einzuräumen und diese nur im Fall einer drohenden Systemgefährdung einzuschränken (A 3.5). Ist ein solches Handeln

erforderlich, so muss dieses eine Verhältnismäßigkeit zwischen Einschränkung und Gefährdung gewährleisten.

In Tabelle 3.3 sind die nichtfunktionalen Systemanforderungen an ein regionales Energiemanagement und deren Herkunft zusammengefasst.

3.5 Anforderungen an eine Evaluationsumgebung

Zur Evaluation des spezifizierten regionalen Energiemanagementsystems (siehe Abschnitt 3.4) wird eine Evaluationsumgebung benötigt, die dessen Einsatzgebiet nachbildet. Die Herangehensweise zur Anforderungsbestimmung gleicht derer in Abschnitt 3.4.

3.5.1 Modellierung von Elektroenergiesystemen

Für das vom regionalen Energiemanagementsystem überwachte Niederspannungssystem ergeben sich folgende Anforderungen:

Anforderung A 4.1 – Netztopologie Zur Evaluierung der Rolle intelligenter Gebäude und ihrer Fähigkeit zur Erbringung von Systemdienstleistungen müssen diese in Netztopologien untersucht werden, in denen diese Gebäude vorkommen (A 4.1).

Anforderung A 4.2 – Betriebsmittel Damit aus den erstellten Netztopologien (siehe A 4.1) voll parametrisierte Verteilnetze werden, müssen jedem Element der aufgestellten Netztopologiegraphen die Parameter eines Betriebsmittels, etwa eines (regelbaren) Ortsnetztransformators (siehe Abschnitt 3.2) oder von Kabeln und Freileitungen, zugewiesen werden (A 4.2, vgl. Abschnitt 2.2.4).

Anforderung A 4.3 – Mathematische Repräsentation Zur Analyse von (Blind-) Leistungseinflüssen im Netz und deren Auswirkungen auf die Knotenspannungen (siehe A 1.2 und A 1.3) ist eine Wechselstromlastflussrechnung (A 4.3 und siehe Abschnitt 2.2) erforderlich.

Eine statische Modellierung des Lastflusses, für die Effektivwerte der periodisch verlaufenden Strömen und Spannungen³ verwendet werden, ist die minimal erforderliche Modellierung zur Evaluierung der Systemziele A 1.1-1.5, da alle diese Forderungen statische Vorgänge sind.

Da Niederspannungsnetze nach den Anschlussbedingungen [44] symmetrisch zu belasten sind und Ortsnetztransformatoren auf Grund ihrer Stern-Zickzack-Schaltung („Dy5“ oder „Yz5“) Unsymmetrien unter Inkaufnahme von Zusatzverlusten kompensieren können [73, Kap. 10], wird ein einphasiges Ersatzschaltbild des Netzes als ausreichend für die Lastflussberechnung angesehen.

Anforderung A 4.4 – Lasten, Erzeuger und Speicher Analog zu der geforderten Netzmodellierung (siehe A 4.3) muss auch die Modellierung der aktiven Komponenten den Dynamikanforderungen (siehe A 3.3) genügen und eine entsprechend hohe Auflösungen (zeitlich, räumlich, numerisch) bereitstellen. Wiederum ist die Modellierung der Lasten, Speicher und Erzeuger (A 4.4) so zu wählen, dass diese kompatibel zu der quasistatischen Modellierung der Netze (siehe A 4.3) sind. Das elektrische Verhalten und die Nutzung der Komponenten muss den realen Gegebenheiten des erstellten Szenarios entsprechen, um realistische Evaluationsbedingungen für das regionale Energiemanagementsystem zu bieten.

Anforderung A 4.5 – Flexibilität Neben der Modellierung des elektrischen Verhaltens der Niederspannungssystemkomponenten ist zur Beantwortung der Forschungsfragen eine realitätsnahe Abbildung des Laständerungsvermögens der aktiven Komponenten verpflichtend erforderlich (A 4.5). Hierzu gehört insbesondere die Modellierung der Flexibilität nicht-elektrischer Speicher und zeitlich flexibler Komponenten (siehe Abschnitt 3.2, [163]) sowie das Verhalten von Gebäudenutzern als Quelle dieser zeitlichen Flexibilität.

Für eine realitätsnahe Evaluation des Verhaltens intelligenter Gebäude und des regionalen Energiemanagements in Niederspannungsnetzen werden realistische Topologie- und Betriebsmittelmodelle benötigt. Gleichzeitig ist die

³Der Effektivwert X einer periodischen diskret abgetasteten Größe x berechnet sich über den Zeitraum einer Periodendauer $t_2 - t_1$ nach $X = \frac{1}{t_2 - t_1} \int_{t_1}^{t_2} x(t) dt$.

mathematische Beschreibung so zu wählen, dass sie die Dynamik der Komponenten und geforderten Systemdienstleistungen angemessen repräsentiert. Auf dieser Basis können die Anforderungen für die Komponentenmodellierung und deren Flexibilität abgeleitet werden. Eine Übersicht über die Anforderungen an die Simulationsumgebung ist in Tabelle 3.4 gegeben.

3.5.2 Anforderungen an den Simulator

Folgend werden Anforderungen an die benötigte Infrastruktur zur Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems definiert.

Anforderung A 5.1 – Evaluation an realen Systemen Die Durchführung von Simulationen ist nur ein Teilschritt bei der Validierung eines regionalen Energiemanagementsystems. Durch die Evaluation mit (physisch) realen Komponenten eines Niederspannungssystems wird die Zulässigkeit der naturgemäßen Vereinfachungen der verwendeten Komponentenmodelle überprüft. Ein reales System dient somit als Kalibrierungswerkzeug für dessen korrespondierendes Simulationsmodell. Gleichzeitig ermöglicht die Steuerung von realen aktiven Komponenten durch das regionale Energiemanagementsystem die Evaluation der Robustheit des REMS gegenüber Modellabweichungen der Komponenten. Folglich ist die prototypische Einsatzfähigkeit des regionalen Energiemanagementsystems in einem physisch realen Microgrid zu prüfen. Erst nach dem positiven Ergebnis dieser Evaluation ist eine Bewertung der Fähigkeit des regionalen Energiemanagementsystems mit Blick auf seinen praktischen Einsatz (vgl. A 1.x) sinnvoll möglich. Diese Evaluation an realen Systemen (A 5.1) wird als eine die Nutzung betreffende, nichtfunktionale Pflichtenforderung klassifiziert.

Anforderung A 5.2 – Kopplung mit realen Systemen Die geforderte Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems (siehe A 5.1) in einem realen Niederspannungssystem ist aufwändig, da ein komplettes Microgrid (Netz, Betriebsmittel und intelligente Gebäuden) aufgebaut werden muss. Zudem stellen einige kritische Situationen, etwa Überspannungen, eine Gefährdung für Mensch und Technik dar. Ein paralleler, gekoppelter Betrieb von simulierten und realen Komponenten löst diesen Konflikt, erzwingt hierbei aber, dass die Simulation in Echtzeit und in gleicher Geschwindigkeit wie die natürliche Zeit (engl. *wall-clock time*) voranschreiten muss (A 5.2).

Tabelle 3.4 – Anforderungsliste an eine Simulationsumgebung

Nr.	Bezeichnung	Inhalt	Verb.	Herkunft	Beschreibung
<i>Anforderungen an die Komponentemodelle</i>					
A 4.1	Modellierung von Netztopologien	Nutzen	Pflicht	A 1.x, Abschnitt 3.2	Abbildung realer Strukturen
A 4.2	Modellierung von Betriebsmitteln	Nutzen	Pflicht	A 1.x, Abschnitt 3.2	Verwendung realer Komponenteparameter
A 4.3	Mathematische Repräsentation	Nutzen	Pflicht	A 1.1-1.5	1-phasige, statische Lastflussrechnung mit hoher zeitlichen Auflösung
A 4.4	Last-, Erzeuger- & Speichermodellierung	Nutzen	Pflicht	A 1.x & A 4.3, Abschnitt 3.2	Elektrisches- und Nutzungsverhalten
A 4.5	Angemessene Modellierung von Flexibilität	Nutzen	Pflicht	A 1.x & A 4.3, Abschnitt 3.2	Nutzerbereitgestelltes und Speicherbares Laständerungsvermögen
<i>Anforderungen an den Simulator</i>					
A 5.1	Evaluation an realen Systemen	Nutzen	Pflicht	A 1.1-1.5, & A 4.x	Bewertung der Simulationsumgebung
A 5.2	Realzeitfähigkeit	Nutzen	Pflicht	A 5.3	Vereinbarkeit von Simulation und realer Komponenten
A 5.3	Simulationskopplung	Nutzen	Pflicht	A 1.x & A 4.x	Integration von Teilmodellen
A 5.4	Einfache Konfigurierbarkeit	Nutzen	Pflicht	A 1.x & A 4.x	Parametrierung von Modellen und Verfahren
<i>Verb.: Verbindlichkeit</i>					

Anforderung A 5.3 – Kopplung von Simulationen Zur Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems sind für den Softwareteil der Evaluationsumgebung unterschiedliche Teilsimulationen der Komponenten und Systeme eines Niederspannungssystems sowie dessen Netz miteinander zu einer Gesamtsimulation zu verschmelzen (A 5.3). Dies verpflichtet zur Verwendung einer Co-Simulation (siehe Abschnitt 2.2.2), um Teilsimulationen nach den Anforderungen A 4.1-4.5 miteinander betreiben zu können.

Anforderung A 5.4 – Konfigurierbarkeit Um unterschiedliche Szenarien eines Microgrids effizient nachbilden zu können, ist eine einfache Konfigurierbarkeit des Simulators und der simulierten Systeme wünschenswert (A 5.4). Daher sollen der Simulator, die simulierten Komponenten und deren Interaktion mittels einfach zu bedienender Werkzeuge parametrierbar sein. Die Ergebnisse einzelner Simulationen sind in einer Form abzulegen, die eine einfache und automatisierte Auswertung ermöglicht.

Der für die Evaluation des regionalen Energiemanagements benötigte Simulator hat Anforderungen bezüglich seiner Benutzungsfreundlichkeit und stellt weitreichende Forderungen zur Verwendung realer Hardware. Die aufgestellten Anforderungen sind in Tabelle 3.4 zusammengefasst.

3.6 Resümee der System- und Anforderungsanalyse

Ausgehend von den drei in Abschnitt 1.2 aufgestellten Forschungsfragen und der Verortung dieser in die Arbeitsfelder *Systemdienstleistungen*, *Niederspannungsnetze* und *aktive Komponenten* in Niederspannungssystemen sind wie folgt Anforderungen aufgestellt worden: Aus der, auf höhere Spannungsebenen fokussierenden *dena-Studie Systemdienstleistungen* [22] sind sechs Systemziele für Niederspannungssysteme identifiziert worden, die lokal im Netzabschnitt die Spannung halten, Überlasten vermeiden und einen eventuellen Systemwiederaufbau erleichtern. Gleichzeitig soll ein Microgrid seinen übergeordneten Netzabschnitt mit gezielter Bereitstellung von positiver und negativer Wirk- und Blindleistung unterstützen. Um die genannten Systemziele umsetzen zu können, werden grundlegende Funktionalitäten

wie Messdatenerfassung oder Analysefähigkeit in einem regionalen Energiemanagementsystem benötigt. Darüber hinaus existieren nichtfunktionale Anforderungen, die das Systemverhalten näher konkretisieren.

Um das spezifizierte regionale Energiemanagementsystem realitätsnah zu evaluieren, ist die Verwendung eines realen Microgrids erforderlich. Für sicherheitskritische Tests und Vorevaluationen ist eine Simulationsumgebung nötig, welche die Eigenschaften der modellierten Komponenten von Niederspannungsnetzen hinreichend genau abbildet und dabei gleichzeitig die dynamischen Anforderungen der postulierten Systemziele berücksichtigt. Hierauf aufbauend lassen sich Anforderungen an den zugrunde liegenden Simulator und dessen Verknüpfung mit realer Hardware ableiten.

Zusammenfassend sind alle Anforderungen an das regionale Energiemanagementsystem, Systemziele, funktionale und nichtfunktionale Anforderungen sowie deren Abhängigkeiten zueinander in Abbildung 3.3 dargestellt.

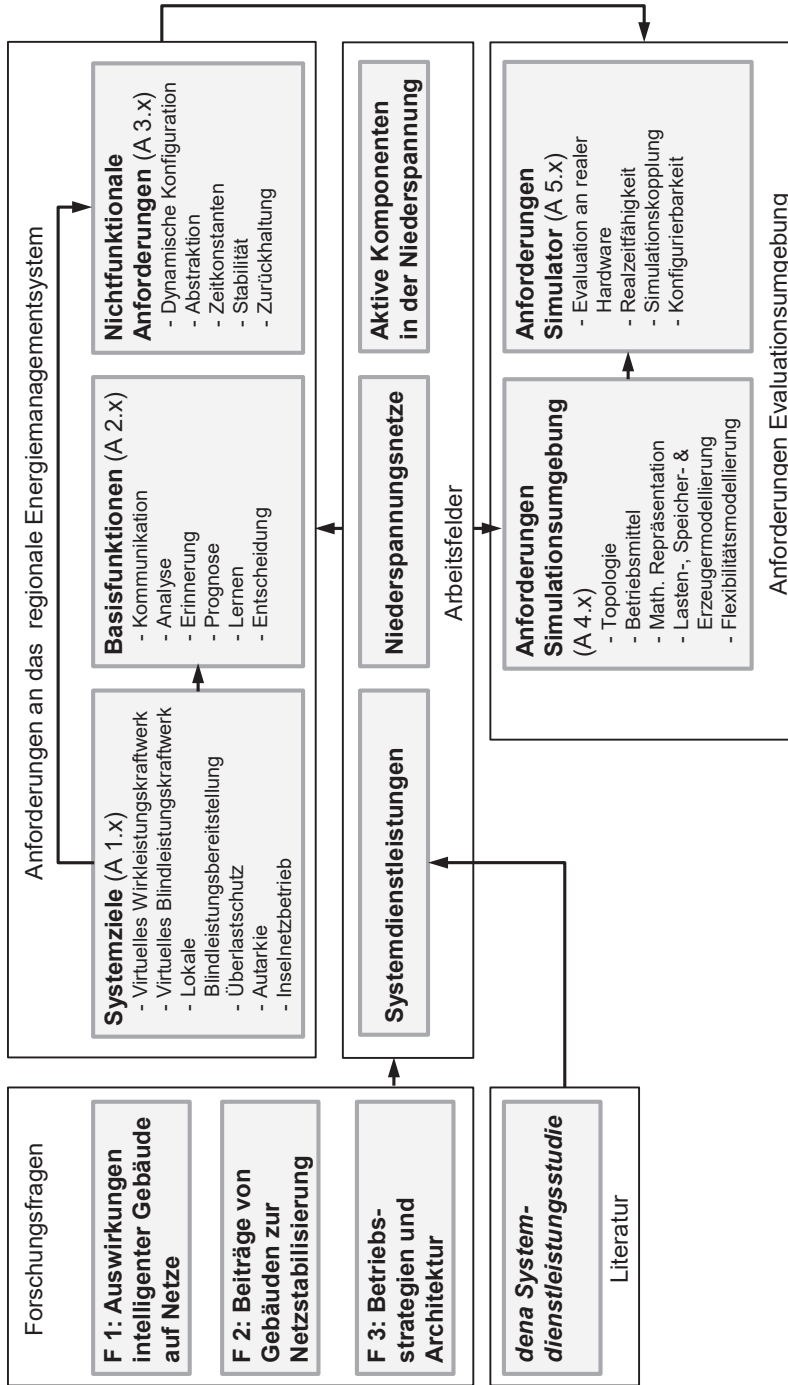


Abbildung 3.3 – Übersicht der Anforderungsanalyse für ein regionales Energiemanagementsystem und dessen Evaluationsumgebung

Verwandte Arbeiten

Nachdem die Anforderungen an ein System zur Systemdienstleistungserbringung durch intelligente Gebäude in Abschnitt 3.4 sowie an dessen zugehörige Evaluationsumgebung in Abschnitt 3.5 spezifiziert worden sind, wird nachfolgend die verwandte Literatur besprochen. Aus dieser Literaturanalyse (Abschnitte 4.1-4.6) werden in Abschnitt 4.8 der bestehende Forschungsbedarf identifiziert und die Forschungsfragen dieser Arbeit begründet.

4.1 Systemdienstleistungserbringung in Niederspannungssystemen

Die Erbringung von (statischen) Systemdienstleistungen in Niederspannungsnetzen (siehe Abschnitt 3.3) ist bei der Vorstellung der dort vorkommenden aktiven Komponenten (siehe Abschnitt 3.2) mit diskutiert worden. Die besprochene Literatur ist gemäß der identifizierten Systemdienstleistungen in Tabelle 4.1 klassifiziert und lässt sich wie folgt zusammenfassen:

Es existiert umfassende Literatur zur Bereitstellung von Wirkleistungsänderungen (engl. *demand response*), meist zur Maximierung der Wohlfahrt der eingesetzten aktiven Komponenten (siehe Abbildung 3.1), wohingegen über die Blindleistungsbereitstellung für höhere Spannungsebenen nur wenig Literatur existiert. Die in der Niederspannungsebene benötigten Maßnahmen zur Spannungshaltung und Überlastvermeidung werden wie die Blindleistungsbereitstellung an höhere Spannungsebenen, zumeist durch Entitäten

bereitgestellt, die über einen Stromrichter an das Netz angeschlossen sind (insbesondere PV-Anlagen, Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher). Eine Loslösung eines Microgrids von der übergeordneten Netzebene (Autarkie und Inselnetzbetrieb) geschieht zumeist unter Einbezug aller möglichen Komponenten im System.

4.2 Systemdienstleistungserbringung durch intelligente Gebäude

Folgende Quellen bedürfen im Rahmen der aufgestellten Forschungsfragen auf Grund ihrer inhaltlichen Nähe einer eingehenden Betrachtung:

Galus *et al.* (2011) untersuchen die Fähigkeit von in Gruppen aggregierten rückspeisefähigen Elektrofahrzeugen, Blockheizkraftwerken und Haushaltsgeräten mit thermischen Speichern, Regelleistung zu erbringen. Eine modellprädiktive Regelung kontrolliert Gerätegruppen von der Größe eines Bilanzkreises und hält vorgegebene Leistungsfahrpläne (Präqualifikationskurven) für unterschiedliche Regelleistungstypen ein, ohne hierbei Netzrestriktionen ausdrücklich zu beachten. Die präsentierten Simulationsergebnisse zeigen, dass 160 000 Haushalte mit 40 000 Elektrofahrzeugen ein durchschnittliches Lastverschiebungspotenzial von $250 \frac{\text{W}}{\text{HH}}$ aufweisen, das für Sekundärregelleistung angeboten werden kann. [103]

Gottwalt (2015) präsentiert Verfahren zum Lastmanagement mittels anreizbasierter indirekter Steuerung von intelligenten Haushalten. Hierbei werden Elektroheizungen, Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher als dominierende Einflussfaktoren auf die Energiekostenreduktion von Haushalten identifiziert. Weiterhin werden zwei Verfahren zur Unterdrückung der simulierten starken Leistungsschwankungen bei der Regelung einer Vielzahl von Haushalten eingeführt: ein leistungsbasierter Zuschlag für alle Haushalte sowie (randomisierte) Gruppentarife zur Segmentierung der beeinflussten Haushalte. Ohne die Auswirkungen der beiden Verfahren auf Niederspannungsnetze mitzubetrachten, unterdrücken beide Verfahren eine Synchronisation der Haushalte und führen somit zu einer Verringerung benötigter konventioneller Erzeugung. [108]

Tabelle 4.1 – Übersicht über die Systemdienstleistungserbringung durch aktive Komponenten in Niederspannungsnetzen

Aktive Komponente (siehe Abschnitt 3.2)	Virtuelles Wirkleistungs-kraftwerk	Virtuelles Blindleistungs-kraftwerk	Lokale Spannungshaltung	Überlastvermeidung	Autarkie	Inselnetzbe-trieb
Intelligente Haushaltsgeräte	[30, 144, 156, 211, 280]				[26]	[320]
Heizungs- & Klimasysteme	[154, 324]			[111]	[186]	
(Rückspeisefähige) Elektrofahrzeuge	[252, 290]		[79, 246, 254]	[79, 169, 179, 252]		[185]
PV-Anlagen	[237]	[112]			[189]	[173, 235]
Wärmegekoppelte Erzeuger	[130]		[215, 295]	[215]	[42]	[170]
Batteriespeicher	[206]		[293, 308]	[293, 308]	[141]	[173, 235]
Intelligente Gebäude	[103, 199, 245]		[259, 315]	[125, 272, 315]		[108, 152, 184, 197]
RONT	*	*	[285]	*	*	*
Spannungsregler	*	[171]	[57]	*	*	*

RONT: Regelbarer Ortsnetztransformator; *: entfällt

Hirsch (2015) stellt ein fahrplanbasiertes Energiemanagement zur Koordination von Last- und Erzeugungseinheiten unter Berücksichtigung von Netzrestriktionen vor. Hierbei bieten aktive Komponenten alternative zukünftige Energieprofile an, die vom Energiemanagement ausgewählt oder abgelehnt werden, wozu ein nichtlineares, gemischt ganzzahliges Optimierungsproblem mittels genetischer Algorithmen gelöst wird. Dabei wird zwischen den verursachten Zusatzkosten für die Vergütung der Last- und Erzeugungsverschiebung und der Abweichung vom Zielfahrplan abgewogen. Softwaretechnisch umgesetzt ist dies in einer hierarchischen Energiemanagementarchitektur, wobei die untergeordneten Komponenten mittels einer Treiberabstraktionsschicht von der übergeordneten Optimierung gekapselt und abstrahiert werden (vgl. Abschnitt 5.2.3 und [201, 258]).

Erprobt wird das vorgestellte Verfahren in einem Szenario aus einem Niederspannungsnetz mit 106 Knoten, dessen angeschlossene Haushalte und Photovoltaikanlagen mittels verrauschter Standardlastprofile abgebildet werden. Die betrachteten Szenarien belegen die Fähigkeit des Verfahrens, eine flexible Systemführung bei Berücksichtigung von Netzrestriktionen zu ermöglichen. [125]

Khodaei (2014) präsentiert ein Optimierungsverfahren für den Inselnetzbetrieb eines Microgrids mit elektrischen Speichern, steuerbaren thermischen Lasten und dezentraler Erzeugung. Das Verfahren minimiert die Kosten für die Energieversorgung des Microgrids unter Berücksichtigung der dauerhaften Fähigkeit zum Wechsel in den Inselnetzbetrieb für eine vorgegebene Zeitspanne im Stundenbereich. Die Mehrkosten für diesen Inselnetzbetrieb sind im vorgestellten Simulationsszenario mit einem verhältnismäßig großen Generatorpark gering gegenüber dem Betrieb im Verbundnetz. [152]

Logenthiran et al. (2012) stellen eine echtzeitfähige Multiagentensimulation für den Betrieb eines inselnetzfähigen Microgrids bestehend aus dezentralen Erzeugungsanlagen, elektrischen Speichern und beeinflussbaren thermischen Systemen vor. In einem hierarchischen Ansatz erstellt ein Managementagentsystem zunächst einen Fahrplan für einen Horizont von 24 Stunden für Last-, Speicher- und Erzeugungsagenten. Die bei der Fahrplanrealisierung auftretenden Abweichungen werden von einem untergeordneten Proportionalregler für die Anpassung der Erzeugerleistungen

ausgeglichen. Eventuell noch verbleibende Abweichungen werden von einem Speicheragenten kompensiert. Simulationen zeigen die Fähigkeit eines realisierten Systems aus sechs Agenten, für einen Tag im Inselnetzbetrieb zu bestehen. [184]

Marzband *et al.* (2013) stellen das abstrakte Szenario eines inselnetzfähigen Microgrids bestehend aus einem Haushalt mit PV, Windkraftanlage, Blockheizkraftwerk, Batteriespeicher und steuerbaren Lasten vor. Das Problem der Fahrplanerzeugung für die Systeme wird mit einer gemischt ganzzahligen nichtlinearen Problemformulierung für einen Horizont von 24 Stunden und unter Einbezug von Day-Ahead Tarifen für Wirkleistung aufgestellt und gelöst. Die optimierten Fahrpläne werden in einem Labortest mit sechs Simulatoren für Lasten, Erzeuger und Speicher evaluiert und die Vorteile des Ansatzes werden in Bezug auf eine Einsparung von Energiekosten mit einem regelbasierten Verfahren verglichen. [197]

Reiner *et al.* (2009) realisieren eine Begrenzung von Lastspitzen durch gesteuertes Elektrofahrzeugladen. Hiermit erreichen diese eine Verringerung der Leistungsspreizung einer Ortsnetzstation von 26 %. Der Evaluation liegt ein Niederspannungssystem mit 20 Elektrofahrzeugen und einem 630 kVA Ortsnetztransformator zugrunde, das auch für Analysen der Auswirkungen dezentraler Erzeugung und verschiebbarer Haushaltslasten verwendet wird. Ziel der Koordination ist hierbei die Minimierung von Leistungsschwankungen an einer Ortsnetzstation. [252]

Ringelstein (2010) stellt ein Energiemanagement zur kurzfristigen Wirkleistungsänderung durch das Verschieben von Haushaltslasten durch (Gebäude-) Energiemanagement im liberalisierten (deutschen) Energiemarkt vor. Dieses zentralisierte Energiemanagement fordert im Fall einer Spannungsbandverletzung von den angeschlossenen Haushalten Vorschläge für situationsklärende preisbasierte Anreize ein und bestimmt aus diesen den erforderlichen Bezugspreis zur Situationsklärung. Erprobt wird das Verfahren in einem simulierten ländlichen Verteilnetz mit vier Strängen, in dem 98 gleich konfigurierte Haushalte mit verschiebbaren Haushaltsgeräten und einer maximalen Photovoltaikerzeugung von insgesamt 500 kW angeschlossen sind. Ein Vergleich mit der Abregelung bzw. induktiver Blindleistungseinspeisung von PV-Anlagen zeigt, dass die vorgeschlagene

anreizbasierte Lastverschiebung die Aufnahmefähigkeit an Photovoltaikeinspeisung im Netz signifikant erhöht. [259]

Schlösser *et al.* (2014) untersuchen die Auswirkungen von Gebäudeenergiesystemen auf Niederspannungsnetze. Basierend auf einer thermischen Gebäudesimulation mit Blockheizkraftwerk, PV-Anlage und Wärmepumpe werden zusammen mit elektrisch unflexiblen Einzelprofilen von Haushaltsgeräten Haushaltlastprofile synthetisiert, die mit einer Niederspannungsnetzsimulation verbunden sind. An Hand eines vorstädtischen Niederspannungsnetzes mit 36 Knoten und einem 630 kVA-Transformator werden zwei Szenarien zur Evaluation des Netzzustandes betrachtet. Weder bei einem Szenario mit aktueller Durchdringung an dezentraler Erzeugung noch bei erhöhter Durchdringung konnten Komponentenüberlastungen oder Spannungsbandverletzungen festgestellt werden. [272]

Uhrig (2017) analysiert den ökonomisch-technischen Nutzen des Batteriespeichereinsatzes in Elektroenergiesystemen in verschiedenen Szenarien. Unter anderem wird die Verwendung von Batteriespeichern an Ladestationen für Elektrofahrzeuge untersucht, um verursachte Lastspitzen erfolgreich zu kompensieren. In diesem Zusammenhang werden die Netzzurückwirkungen der Ladevorgänge auf Mittelspannungsnetze als gering identifiziert. Eine weitere Analyse zeigt eine technische und wirtschaftliche Bewertung von Batteriespeichern als Betriebsmittel zur Kompensation der Konsequenzen hoher Photovoltaikeinspeisung (Betriebsmittelüberlastung und Spannungsschwankungen) und deren Konkurrenzfähigkeit gegenüber konventionellem Netzausbau bei hinreichender juristischer Planungssicherheit der Betreiber. [300]

Zusammenfassend sind die besprochenen Systeme zur Erbringung von Systemdienstleistungen aus den besprochenen Literaturbeiträgen in den Tabellen 4.2 und 4.3 aufgelistet und mit den aufgestellten Anforderungen an das regionale Energiemanagementsystem (A 1.x - A 5.x) verglichen.

Tabelle 4.2 – Vergleich der Systemdienstleistungserbringung durch intelligente Gebäude

Anforderung	Galus <i>et al.</i> 2011 [103]	Gottwalt 2015 [108]	Hirsch 2015 [125]	Khodaei 2014 [152]	Logenthiran <i>et al.</i> 2012 [184]	Marzband <i>et al.</i> 2013 [197]	Reiner <i>et al.</i> 2009 [252]	Ringelstein 2010 [259]	Schlösser <i>et al.</i> 2014 [272]	Uhlig 2017 [300]
Erbrachte Systemdienstleistungen										
Virtuelles Wirkleistungs-kraftwerk	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✗	✗
Virtuelles Blindleistungs-kraftwerk	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Spannungshaltung A 1.3	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✓
Überlastvermeidung A 1.4	✗	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✓	✗	✓
Autarkie A 1.5	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✓
Inselnetzbetrieb A 1.6	✗	✗	(✓)	✓	✓	(✓)	✗	✗	✗	✗
Nichtfunktionale Systemanforderungen										
Dynamische System-konfiguration A 3.1	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✗	(✓)	✗	✗
Abstraktion A 3.2	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗
Zeitkonstanten A 3.3	✓	(✓)	✗	(✓)	✓	✗	✗	✗	✗	✗
Stabilität A 3.4	(✓)	(✓)	(✓)	✗	(✓)	(✓)	✗	✗	✗	✗
Zurückhaltung A 3.5	(✓)	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗

✓: erfüllt; (✓): teilweise erfüllt; ✗: nicht erfüllt/keine Angaben

Tabelle 4.3 – Vergleich der Komponenten- und Niederspannungsnetzmodellierung in der Literatur zur Systemdienstleistungserbringung durch intelligente Gebäude

	Anforderung									
	Galus <i>et al.</i> 2011 [103]	Gottwalt 2015 [108]	Hirsch 2015 [125]	Khodaei 2014 [152]	Logenthiran et al. 2012 [184]	Marzband <i>et al.</i> 2013 [197]	Reiner <i>et al.</i> 2009 [252]	Ringelstein 2010 [259]	Schlösser <i>et al.</i> 2014 [272]	Uhrig 2017 [300]
Aktive Komponenten der intelligenten Gebäude										
Intelligente Haushaltsgeräte	A 4.4	X	✓	X	X	X	(✓)	✓	X	X
Heizungs- & Klimasyeme (Rückspeisefähige)	A 4.4	✓	✓	X	(✓)	✓	X	✓	✓	X
Elektrofahrzeuge	A 4.4	✓	✓	X	X	X	✓	X	X	✓
PV-Anlagen	A 4.4	X	X	X	(✓)	✓	✓	✓	✓	✓
(Wärmegekoppelte) Erzeuger	A 4.4	✓	X	X	(✓)	✓	X	✓	✓	✓
Batteriespeicher	A 4.4	X	✓	X	✓	✓	X	X	X	✓
Modellierung des Niederspannungsnetzes										
Netztopologie	A 4.1	X	X	✓	X	X	(✓)	✓	✓	X
Steuerbare Betriebsmittel	A 4.2	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Netzberechnung	A 4.3	✓	X	✓	✓	X	(✓)	✓	✓	✓
Flexibilitätsmodellierung	A 4.5	✓	✓	X	✓	✓	X	✓	✓	X
Reale Hardware	A 5.1	X	X	X	X	(✓)	(✓)	X	(✓)	X

✓: erfüllt; (✓): teilweise erfüllt; X: nicht erfüllt/keine Angaben

4.3 Architekturen und Strategien für den Betrieb von Elektroenergiesystemen

4.3.1 Rahmenwerke

Folgende Rahmenwerke für den Betrieb von Elektroenergiesystemen sind im Kontext der Fragestellungen dieser Arbeit zu erwähnen:

GRIP — Grids with Intelligent Periphery Ein Rahmenwerk für die verteilte Koordination in Energiesystemen stellt *GRIP — Grids with Intelligent Periphery* dar, das einen zuverlässigen Betrieb und lokal agierende Gemeinschaften in Energiesystemen unterstützt. Hierzu wird zwischen *Balanced Clustern* (Microgrids, siehe Abschnitt 2.1.7) und *Resource Clustern* unterschieden, die von einem Aggregator (*Cluster Coordinator*) betrieben werden, der zwischen den an Märkten agierenden Clustern und dem Verteilnetzbetreiber verortet ist und den Netzzustand als regionale Komponente für mehrerer Cluster abbildet. [34]

Smart Grid Reference Architecture (SGAM) Die *Smart Grid Reference Architecture* ist ein Rahmenwerk zur Entwicklung und Verortung von Lösungen für zukünftige Energiesysteme, welche die Interoperabilität und Konsistenz der Lösung auf (informations-) technischer und organisatorischer Ebene sicherstellt. Hierzu stellt SGAM ein Schema mit drei Hauptkomponenten (Dimensionen) vor [55]:

- In den *Interoperability Layers* sind fünf Abstraktionsschichten mit steigender Aggregation (Komponenten – Kommunikation – Information – Funktionen – Geschäftsmodell) vorgesehen.
- In der *Smart Grid Plane* sind die elektrischen Komponenten entlang der Energieumwandlungskette (Erzeugung – Transport – Verteilung – dezentrale Erzeugung – Verbrauch) (*Domains*) angeordnet.
- In den einzelnen Schichten ist die Kontrollinfrastruktur (Prozessebene – Feldebene – Stationsebene – operationelle Ebene – Unternehmensebene – Markt) (*Zones*) aufgetragen.

Universal Smart Energy Framework (USEF) Das *Universal Smart Energy Framework* unterstützt die Interoperabilität von Produkten und Dienst-

leistungen in zukünftigen Energiesystemen und stellt ein modular anpassbares Rahmenwerk zur Erzeugung von wiederholt einsetzbaren Lösungen vor. Hierzu sind Anwendungsfälle und Dienstleistungen für unterschiedliche Kunden (Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber, Bilanzkreisverantwortliche und Prosumer) identifiziert worden. Das *USEF Operations Scheme* definiert vier abstrakte Systemzustände, ähnlich zur BDEW-Netzampel (siehe Abschnitt 2.3.3):

- *Normal Operations* (grün): Es ist kein Eingriff nötig.
- *Capacity Management* (gelb): Das Netz ist möglicherweise kritisch. Ein Aggregator ruft Flexibilität ab, um das Netz stabil zu halten.
- *Graceful Degradation* (orange): Der Markt kann das Netz nicht stabilisieren, Netzbetreiber müssen direkt ins System eingreifen.
- *Power Outage* (rot): Ausfall der Energieversorgung.

Zudem wird ein abstrakter Prozess mit vier Phasen (*Plan – Validate – Operate – Settle*) als Schema zur Interaktion zwischen den Parteien vorgestellt. Innerhalb dieses Schemas sind die Abstimmungsprozesse zwischen allen Parteien in Abhängigkeit von Systemzustand, Prozessphase für mehrere Anwendungsfälle definiert. Diese Anwendungsfälle fokussieren auf Bilanzkreismanagement, also der prognosebasierten Optimierung an Spotmärkten (siehe Abschnitt 2.1.5) und dem kurzzeitigen Ausgleich von Last und Erzeugung zur Kompensation von Prognosefehlern. Ein eventuell erforderliches Engpassmanagement wird mit berücksichtigt, nicht aber Spannungshaltungsprobleme. [302]

4.3.2 Koordinationsstrukturen

Eine Übersicht über Betriebsstrategieansätze für Microgrids ist in [222] zusammengestellt und wird dabei in eine hierarchische dreischichtige Struktur unterteilt: Auf der untersten Ebene steht die autonome Regelung (*primary control*) einzelner Komponenten, die ausschließlich auf lokale Messwerte reagiert. Darüber steht die Koordination des Microgrids mit Fokus auf einer ökonomischen Einsatzplanung der dezentralen Erzeuger (siehe Abschnitt 2.3.2), die wahlweise zentral oder dezentral gelöst wird. Die dritte Schicht koordiniert die Langzeitwechselwirkungen zwischen mehreren Microgrids, etwa den Blindleistungsaustausch zwischen diesen. Eine gleiche Hierarchisierung,

die ebenfalls dem Gedanken eines *System of Systems* [19] folgt, wird in [146] mit folgenden Schichten vorgeschlagen:

1. *Local Controllers*
2. *Microgrid Central Controller*
3. *Distribution Network Operator*

Auf der mittleren Ebene, auf der ein regionales Energiemanagementsystem verortet ist, bieten sich insbesondere Multiagentensysteme an (siehe Abschnitt 2.2.1) und die Koordination kann wahlweise zentral oder dezentral ablaufen. Diese Multiagentensysteme sind wahlweise zentral organisiert, wenn ein Agent eine herausragende, koordinierende Aufgabe übernimmt (etwa in [84]), oder sind dezentral organisiert, wenn alle Agenten eine vergleichbare Rolle übernehmen (etwa in [45]). Als Mittelweg zwischen einer hierarchischen, zentralen und einer kollaborativen, dezentralen Systemführung besteht zudem die Möglichkeit, die Systemanalyse zentral durchzuführen und die Entscheidungsfindung zu dezentralisieren (z. B. durch indirekte, dezentrale Kommunikation (*Stigmergie*), etwa in [102, 260]). [222]

4.4 Simulationsumgebungen für Niederspannungssysteme

Da zur Evaluation von Verfahren zur Systemdienstleistungserbringung in Niederspannungsnetzen Simulatoren aus unterschiedlichen Domänen – Gebäudeenergiesysteme, Elektroenergiesysteme, Betriebsmittel und Betriebsstrategien (siehe Anforderungen A 4.x) – zu koppeln sind, wird eine Co-Simulationsplattform zur Integration dieser Modelle und der zu evaluierenden Verfahren benötigt. Nachdem in Abschnitt 2.2.2 die Grundlagen der Co-Simulation dargelegt worden sind, werden folgend hierzu relevante Werkzeuge vorgestellt. Eine Übersicht über existierende Co-Simulationsplattformen ist in [227] gegeben.

GridLAB-D ist eine Simulationsumgebung für (Elektro-) Energiesysteme, die den Kern einer Co-Simulation bilden kann, also eine Einbindung externer Simulatoren unterstützt. Durch die Eigenschaft, Zustandsgleichungen der angeschlossenen Subsysteme immer nur lokal zu lösen, ermöglicht

GridLAB-D den Aufbau von großen Multiagentensimulationen aus unterschiedlichen Agenten. [66]

Innerhalb eines Zeitschritts werden zyklisch drei Schritte abgearbeitet:

1. *Pre-Top-Down Pass*: Ermöglicht den Agenten, externe Informationen aufzunehmen.
2. *Bottom-Up Pass*: Erlaubt den Agenten, Informationen weiterzureichen.
3. *Post-Top-Down Pass*: Die Agenten passen ihre Zustände auf Basis der erhaltenen Informationen an.

Dieses Verfahren bietet zwar keine Konvergenzgarantie, erlaubt aber die parallele Berechnung der Zustandsänderungen der Agenten. [65]

In GridLAB-D sind Standardkomponenten für die Modellierung (z. B. Freileitungen, Transformatoren, Spannungsregler) und Berechnung von Elektroenergienetzen (Newton-Raphson-Löser) enthalten. [65]

Eine Simulation von Haushalten ohne Energiemanagement durch Aggregation von Gerätelastprofilen ist in [24] zur Untersuchung der Netzzrückwirkungen von ungesteuertem Elektrofahrzeugladen an Hand eines 13-Knoten Niederspannungssystems prototypisch dargelegt. Ein ähnlicher Ansatz wird in [128] zur Untersuchung der Auswirkung von Photovoltaikeinspeisung in der Niederspannung auf die Mittelspannungsebene verfolgt.

In [314] ist ein Beispiel für die Simulation der Auswirkungen eines Verfahrens zur Nutzung von Lastverschiebung gegeben: Haushaltsagenten bieten an einem Markt für Elektrizität Lastverschiebung in der nahen Zukunft an, wobei die Preissensitivitäten der Haushalte pauschal als gleich angenommen werden. Über eine Angebotsfunktion für die elektrische Energie, die zur Klimatisierung genutzt wird, wird der aktuelle Netzzustand in den Markt integriert und somit Engpässen vorgebeugt.

Ein Co-Simulationsansatz zur Untersuchung von Netzzrückwirkungen von gesteuertem Elektrofahrzeugladen ist in [229] mittels der Anbindung eines Batteriemodells in *OpenModelica* und einer Netzberechnung in *DIgSILENT PowerFactory* (bzw. PSAT [289]) an GridLAB-D beschrieben. In GridLAB-D ist neben der Modellierung des Nutzerverhaltens und des Lademanagements der Fahrzeuge der Simulationskern realisiert, der über

standardisierte Schnittstellen die angeschlossenen Simulatoren anbindet und verwaltet.

mosaik hat zum Ziel, eine Vielzahl existierender, unterschiedlicher Simulatoren für Energiesysteme zu integrieren, um somit eine Evaluationsplattform für Betriebsstrategien im Energiesystemkontext zu bieten. Hierzu stellt mosaik grundlegende Simulationsfunktionen in einer vierschichtigen Architektur bereit [265, 276]: Unter einer Kontrollschicht zur Verwaltung einer durchzuführenden Co-Simulation ist eine Definitionsschicht vorgesehen, in der die zu simulierenden Szenarien spezifiziert werden. Eine Abstraktionsschicht sorgt für den automatisierten Informationsaustausch zwischen Simulatoren durch Verwendung semantischer Datenmodelle, bevor in der syntaktischen Schicht die Simulationsmodelle direkt angebunden werden. Diese Anbindung erfolgt über eine eigens definierte Programmierschnittstelle, die eine programmiersprachenunabhängige Integration existierender Simulatoren und Betriebsstrategien ermöglicht. So wird etwa die Kopplung unterschiedlicher Netzberechnungswerkzeuge mit mosaik in [180] demonstriert.

MESCOS ist ein energieträgerübergreifender Co-Simulator für Stadtteilenergiesysteme, der verschiedene kommerzielle und freiverfügbare Simulationswerkzeuge integriert [213]: Ein Simulationskern verwaltet drei voneinander getrennte Schichten, in denen die Netze des Stadtteils, die angeschlossenen Gebäude und die Energiemanagementfunktionen verortet sind. Informationen werden zwischen Schichten entweder zyklisch ausgetauscht oder zur Beschleunigung der Simulation parallel berechnet und gleichzeitig weitergegeben.

In einem rein softwarebasierten Prototyp wird ein vermaschtes Niederspannungsnetz mit 795 intelligenten Gebäuden unter Verwendung von *Modelica* simuliert und mit diesen ein vorgegebenes Lastprofil abgefahren.

4.5 Modellierung von Niederspannungssystemen

Zur Evaluation von Betriebsstrategien greifen viele Autoren auf reale Netzpläne von Verteilnetzbetreibern zurück, präsentieren lediglich Topologiegrafiken (etwa in [208, 288, 296]) oder nutzen fiktive Netzpläne (etwa in [79, 293]).

Daneben ist als Alternative zu gegebenen Netzen die Modellierung einfacher Szenarien verbreitet. Diese bilden meist ein Netz mit einfachen Strängen ab, das über angenommene Leitungslängen und Leiterparameter parametrisiert wird (z. B. in [48, 137, 142]). Detaillierte Entwürfe von Referenznetzen sind in folgenden Arbeiten gegeben:

Gust (2014) untersucht einen Datensatz von Niederspannungsnetzen eines Schweizer Verteilnetzbetreibers, identifiziert Parameter zur Klassifikation von Netzen und wählt mittels dieser Referenznetze aus dem gegebenen Datensatz aus. Die vorgestellte Methodik wird am Beispiel von Referenznetzen für ein Dorf demonstriert. Auf die Präsentation von weiteren Referenznetzen wird aber mit Hinweis auf deren Vertraulichkeit verzichtet. [113]

Kerber (2011) stellt im Zuge seiner Analyse der Aufnahmefähigkeit von Photovoltaikstrom durch Niederspannungsnetze mehrere Referenzniederspannungsnetze auf. Hierbei werden umfangreiche Analysen zu Topologie und Betriebsmitteln von Netzen in unterschiedlichen Regionen präsentiert und sieben Netze für unterschiedliche Netzgebiete entworfen. Weiterhin wird ein Szenario für den PV-Zubau auf Basis einer Wirtschaftlichkeitsrechnung vorgestellt. [149]

Papathanassiou *et al.* (2005) haben ein Microgrid mit 13 Knoten in einem Strang für die Evaluation von Regelverfahren sowie Schutzkonzepte für dezentrale Erzeugungseinrichtungen vorgestellt. Das Szenario fokussiert auf die Integration unterschiedlicher Leitertypen, Schutzeinrichtungen und Erdungsschemata und hat nicht zum Ziel, reale Infrastruktur nachzubilden. [232]

Ying (2011) definiert bei seiner Analyse der Auswirkungen von ungesteuerter Photovoltaikeinspeisung und Ladevorgängen in Elektrofahrzeugen in städtischen Netzen jeweils zwei Netze für Ein- bzw. Mehrfamilienhaus-siedlungen und gibt deren Kenngrößen und Topologie an, ohne jedoch weiterverwendbare Datensätze bereitzustellen. [321]

Die vorgestellten Arbeiten zur Modellierung von Referenznetzen sind in Tabelle 4.4 zusammengefasst.

Tabelle 4.4 – Vergleich von Referenznetzen aus der Literatur

Anforderung	Gust 2014 [113]	Kerber 2011 [149]	Papathanassiou 2005 [232]	Ying 2011 [321]	
Detailspezifikation zugänglich	✗	✗	✓	✗	
<i>Modellierung des Niederspannungsnetzes nach Abschnitt 3.5</i>					
Netztopologie	A 4.1	✓	✓	✗	✓
(Steuerebare) Betriebsmittel	A 4.2	✗	✓	✓	✗
Netzberechnung	A 4.3	✓	✓	✓	✓

✓: erfüllt; ✗: nicht erfüllt/keine Angaben

4.6 Hardwarebasierte Evaluation

Bei der Einordnung der in Anforderung A 5.1 geforderten Evaluation von Betriebsstrategien an realer Hardware sind verschiedene Ausprägungen und Versuchsanordnungen zu unterscheiden, die nicht nur intelligente Gebäude als Testobjekt nutzen. Die Grundlagen der Versuchsaufbauten sind in Abschnitt 2.2.3 dargelegt worden.

4.6.1 Testumgebungen

Zur hardwarebasierten Evaluation von Technologien für zukünftige Energiesysteme sind in der Literatur unterschiedliche Testumgebungen beschrieben, die Komponenten (dezentrale Erzeuger, Speicher, Betriebsmittel, etc.) mit entsprechenden Automations- und Kommunikationssystemen vernetzen und integrieren. Diese Testumgebungen erlauben zumeist die Ergänzung der physischen Aufbauten um simulierte Komponenten und Kommunikationsmittel. Die beschriebenen Testumgebungen werden als Plattform für die Bewertung energie- und informationstechnischer Fragestellungen auf unter-

schiedlichen Abstraktionsebenen und Zeitskalen verstanden [47, 88, 114, 313]. Die zugehörigen Grundlagen sind in Abschnitt 2.2.3 gegeben.

4.6.2 Steuereinheitentests

Ein erster Schritt zur hardwarebasierten Evaluation eines Systems ist die Kopplung von dessen Steuereinheit mit einem realzeitfähigen Simulator, der die restlichen Komponenten und deren Umgebung nachbildet (*Controller-in-the-Loop*).

So ist der Steuerrechner eines Microgridmanagementsystems und dessen Betriebsstrategie (siehe Abschnitt 3.4.1) in einem solchen Aufbau in [139] getestet. Hier bildet ein Echtzeitsimulator ein Niederspannungssystem bestehend aus fünf Knoten, einem Transformator, zwei Lasten, zwei dezentralen Erzeugern und einem Batteriespeicher nach. Gleichzeitig emuliert der Simulator die Kommunikation zwischen den steuerbaren Komponenten und dem Steuerrechner, auf dem Verfahren zur Spannungs- und Frequenzhaltung im Inselnetzbetrieb umgesetzt sind.

4.6.3 Komponententests

Einen stärkeren Hardwarebezug hat der Test ganzer Komponenten in einer simulierten Umgebung: *Hardware-in-the-Loop*. Typisch im Kontext von Verteilnetzen ist hierbei der Test von Photovoltaikwechselrichtern in unterschiedlichen Netzbedingungen, etwa in [175]. Dort werden nicht nur Steuersignale zwischen Simulator und einer Testkomponente (*Device/Unit-Under-Test*) ausgetauscht, sondern auch Leistungen durch Nachbildung von Solarzellen und Solareinstrahlung sowie des einzuspeisenden Netzes ausgetauscht. Mit diesem Aufbau testen die Autoren einen Photovoltaikwechselrichter auf sein Verhalten in nicht-normkonformen Netzsituationen. Für einen ähnlichen Aufbau mit zwei Stromrichtern werden in [178] die Genauigkeitsvorteile eines *Power-Hardware-in-the-Loop*-Ansatzes gegenüber konventionellen Simulationen diskutiert.

4.6.4 Tests mit einem intelligenten Gebäude

Automatisierte Gebäudeenergiemanagementsysteme sind bereits in (realen) intelligenten Gebäuden hinsichtlich ihrer Fähigkeit untersucht worden, die

internen Energieflüsse des Gebäudes zu optimieren: Während in [26] nur eine Optimierung der elektrischen Energieflüsse unter Berücksichtigung externer Preissignale und in [303] ein modellprädiktiver Regler für thermische Gebäudetechnik in einem intelligenten Gebäude getestet wird, evaluiert [199] ein energieträgerübergreifendes Gebäudeenergiemanagementsystem in einem intelligenten Gebäude. Ein Beispiel für Untersuchungen an einem Mehrparteienwohnhaus ist in [71] gegeben: Die gewonnenen thermischen und elektrischen Messdaten des Gebäudes werden zur Parametrierung des zugehörigen Optimierungsproblems verwendet, allerdings wird die Optimierung nach erfolgreicher Simulation nicht dazu verwendet, das reale Gebäude zu betreiben.

4.6.5 Tests im Kontext von Microgrids

Der Einbezug von realen Komponenten eines Verteilnetzes ist ein weiterer Schritt hin zu einer realitätsnahen Technologieevaluation:

Barnes *et al.* (2005) beschreiben den Laboraufbau eines Microgrids mit sechs Komponenten (3 Erzeuger, 2 (steuerbare) Lasten, 1 Batterie) zur Evaluation eines Multiagentensystems [39]. Die Agenten der einzelnen Komponenten werden durch einen zentralen Koordinationsagenten gesteuert, der basierend auf einem Auktionsverfahren alle 15 Minuten die Energieflüsse für den kommenden Zeitschritt vorgibt [81].

Büscher *et al.* (2014 & 2015) stellen die Integration einer realen Photovoltaikanlage in die Simulationsumgebung *mosaik* (siehe Abschnitt 4.4) vor. Hierzu wird *mosaik* mit einem kommerziellen, realzeitfähigen Netzsimulator gekoppelt, wobei jeder Simulator einen Teil eines Niederspannungsnetzes mit insgesamt 52 Knoten nachbildet. Während für die angeschlossenen Haushalte historische Zeitreihendaten verwendet werden, wird die dezentrale Erzeugung aus aktuell gemessenen Leistungen einer Photovoltaikanlage bestimmt. Hauptfokus des Aufbaus ist die Langzeitsimulation von großen Elektroenergiesystemen, wobei die Integration von Systemintelligenz nur im Ausblick genannt wird. [59, 60]

Hillemacher (2014) analysiert die Ergebnisse eines Feldtests zur anreizbasierten Lastverschiebung unter Verwendung von Preissignalen, wobei

Haushaltsbewohner größtenteils manuell auf die gegebenen Signale reagierten. In der achtmonatigen Testphase wurde den Teilnehmern ein dreistufiger Stromtarif vorgegeben, der in vorab antizipierten Zeiträumen angespannter Märkte oder kritischer Netze eine Hochpreisphase und gegenteiligen Situationen eine Niedrigpreisphase hatte (engl. *critical-peak-pricing*). Bei dem Übergang zwischen zwei Tarifstufen wurde ein durchschnittliches Laständerungsvermögen von etwa 100 W je Haushalt beobachtet, wobei das Laständerungsvermögen von deutlichen täglichen und saisonalen Effekten (insbesondere der Abwesenheit von Probanden in den Sommermonaten) bestimmt ist. Darüber hinaus wurden Energieeinsparungen bei den Haushalten beobachtet, die nicht auf die dynamische Tarifsituation zurückzuführen sind. [124]

Palmintier et al. (2015) stellen einen Aufbau für die Evaluation der Systemdienstleistungserbringung aus Photovoltaikwechselrichtern vor. Diese sind mit einer gemeinsamen Netznachbildung und jeweils einer Gleichspannungsquelle zur Nachbildung der Photovoltaikerzeugung verbunden, die beide an eine Multiagentensimulation eines Verteilnetzes mit Solareinstrahlungssimulation angeschlossen sind. Neben den Wetterinformationen werden zwischen dem Simulationsteil und der zu testenden Hardware elektrische Zustandsinformationen ausgetauscht: Der Netzzustand am Anschlusspunkt wird kommuniziert und nachgebildet. Auf diesen reagieren die Wechselrichter autonom, ohne Interaktion mit dem Simulator. Lediglich die eingepprägten Ströme der Umrichter werden gemessen und dem Simulator kommuniziert. [231]

Thoma (2007) evaluiert in einem Feldtest einen Steuerrechner für den marktgeführten Betrieb eines Blockheizkraftwerks und eines Batteriespeichers. Das auf dem Rechner implementierte Betriebsverfahren führt eine fahrplanbasierte Minimierung der Energiebeschaffungskosten unter Berücksichtigung von Netznutzungskosten durch, erhöht also unter gängigen Kostenstrukturen den Eigenverbrauch des Netzabschnitts und senkt Lastspitzen. Bei dem Feldtestgebiet handelt es sich um ein Niederspannungssystem mit 101 angeschlossenen Haushalten, in dem sich eine Photovoltaikgroßanlage mit 28,8 kW Nennleistung, ein Blockheizkraftwerk ($P_{Nenn,el} = 30 \text{ kW}$) zur Speisung des lokalen Nahwärmenetz und einer Batterie mit 100 kWh Speichervermögen befinden. Das vorgestellte Steuersystem kann

Tabelle 4.5 – Vergleich von Versuchsaufbauten im Microgridkontext aus der Literatur

Eigenschaft	Barnes <i>et al.</i> 2005 [39]	Büscher <i>et al.</i> 2014 & 2015 [59, 60]	Hillemacher 2014 [124]	Palmintier 2015 [231]	Thoma 2007 [295]
Art des Versuchsaufbaus	Labor	Labor	Feldttest	Labor	Feldtest
Hardware	Simulatoren	PV-Anlage	(intelligente) Haushalte	PV-Anlage	Batterie & BHKW
Testobjekt	Betriebsstrategie	Aufbau	Haushalte	PV-Anlage	Betriebsstrategie
Simulation	✗	✓	✗	✓	✗
Betriebsstrategie	✓	✗	✗	✗	✓

✓: erfüllt; ✗: nicht erfüllt/keine Angaben

die auftretenden Lastspitzen unter Nutzung der ökonomischen Optimierung um über 40 % senken und ermöglicht zudem eine Leistungsautarkie des Feldtestsystems für einen Zeitraum von bis zu zwölf Stunden. [295]

Die vorgestellten Arbeiten über den Test von Komponenten und Verfahren in Microgrids sind in Tabelle 4.5 zusammengefasst. In den Aufbauten, die zur Evaluation einer Betriebsstrategie vorgestellt wurden, sind dieser nur wenige (reale) Komponenten untergestellt. Auf eine Ergänzung um simulierte Komponenten wurde verzichtet.

4.7 Forschungsprojekte

Aktuelle Forschungsvorhaben mit Bezug zu dieser Arbeit werden in der Forschungsinitiative *Zukunftsfähige Netze* durch die Bundesministerien für Wirtschaft und Energie (BMWi) und Bildung und Forschung (BMBF) gefördert. Hierbei sind folgende Projekte ergänzend zum beschriebenen Entste-

hungskontext dieser Arbeit (Abschnitt 1.4.1) auf Grund ihrer thematischen Nähe zu erwähnen [98]:

SyNErgie Die Interaktion von dezentralen Erzeugungsanlagen und Betriebsmitteln im Mittelspannungsnetz wird in *SyNErgie – Neues Blindleistungsmanagement für Verteilnetze* untersucht. Der Fokus liegt auf der Entwicklung unterschiedlicher Planungs- und Einsatzkonzepte zur Spannungshaltung mittels Kompensations- und dezentraler Erzeugungsanlagen. Die entworfenen Verfahren werden in einem Feldversuch erprobt. [98]

Verteilnetz 2020 Die Erhöhung der Aufnahmefähigkeit an erneuerbaren Energien und die Sicherung der Netzqualität in Verteilnetzen ist das Ziel von *Verteilnetz 2020*. Hierzu werden regelbare Einspeiser im Verbund mit Spannungslängsreglern und entsprechend dimensionierten Speichern miteinander über einen Leitstand automatisiert und integriert. Hierdurch wird die Spannungsqualität im Netz erhöht und weiterhin ein wirtschaftlicher Betrieb der verwendeten Anlagen ermöglicht. Zur Evaluation ist ein Labor- und Feldtest der Systeme angekündigt. [99]

Grid Commander Ein ganzheitliches Konzept für zukünftige Verteilnetze auf Basis einer aktiven Betriebsführung wird in *Grid Commander – Vernetzte, teilautarke Steuerung von Mittel- und Niederspannungsnetzen* erarbeitet. Nach einer Zustandserkennung in den einzelnen Spannungsebenen werden modulare Last- und Einspeiseprognosen abgeleitet, die die Grundlage für eine koordinierte Regelung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen bilden. Mit dem Ziel, ein Niederspannungsnetz als fernsteuerbaren Aktor einsetzen zu können, werden verschiedene Regelungsstrategien evaluiert. [166]

IRENE Die Bereitstellung von Lösungen für Verteilnetzbetreiber zum angemessenen Umgang mit Elektrizität aus dezentraler, erneuerbarer Erzeugung ist das Ziel von *Integration regenerativer Energien und Elektromobilität (IRENE)*. Bis zum Projektabschluss im Jahr 2013 wurden Technologien und Verfahren für die Integration von Photovoltaik und Elektromobilität in Feldtests erprobt. [28]

IREN2 Der Aufbau eines inselnetzfähigen Microgrids unter Einbezug erneuerbarer Energien und die prototypische Realisation eines topologischen

Kraftwerks waren von 2014 bis 2017 Ziele des Projekts *IREN2*. Für eine erfolgreiche Realisation dieser Technologien wurde eine sichere und robuste Informationstechnik als kritischer Erfolgsfaktor identifiziert. [29]

4.8 Identifikation und Begründung des Forschungsbedarfs

Nachdem in den vorherigen Abschnitten dieses Kapitels die Literatur über Systemdienstleistungserbringung durch intelligente Gebäude sowie erforderliche Koordinations-, Modellierungs- und Evaluationskonzepte diskutiert worden ist, werden die drei Forschungsfragen dieser Arbeit validiert und der sich ergebende Forschungsbedarf abgeleitet.

4.8.1 Stand der Wissenschaft und Technik

Der Stand der Wissenschaft stellt sich wie folgt dar:

Koordination von intelligenten Gebäuden Mit Ausnahme von [125] stellen die in Abschnitt 4.2 analysierten Systeme mehr als die Hälfte der geforderten Systemdienstleistungen (siehe Anforderung A 1.1-1.6) zur Verfügung, wobei die spannungsebenenübergreifende Blindleistungsbereitstellung (Anforderung A 1.2) – wie bereits in Tabelle 4.1 festgestellt – in der Literatur bisher wenig besprochen worden ist.

Hierbei sind die in Abschnitt 3.4.5 aufgestellten nichtfunktionalen Anforderungen (A 3.1-3.4) nur indirekt im Fokus der Literatur. Insbesondere die geforderte Zurückhaltung eines regionalen Energiemanagementsystems bei dessen Eingriffen in Niederspannungssysteme (siehe Anforderung A 3.5) ist in der Literatur nicht ausdrücklich zu finden.

Für die Architektur eines regionalen Energiemanagementsystems ist eine hierarchische Struktur der Stand der Technik. Die vorgestellten Quellen realisieren die Basisfunktionalitäten (siehe Anforderung A 2.1-2.4 & 2.6), die gewünschte Lernfähigkeit der Betriebsstrategie (siehe Anforderung A 2.5) wird nicht realisiert. Die etablierten Rahmenwerke berücksichtigen nur teilweise die geforderte integrierte Systemdienstleistungserbringung, etwa [302].

Evaluation der Verfahren Zur Evaluation von Betriebsstrategien für den Netzbetrieb sind entgegen Anforderung A 5.1 Simulationen der Stand der Technik. Nur vereinzelt werden Verfahren mit Hardware validiert, in denen entweder Laboraufbauten eines Gebäudes oder die ungezielte Beeinflussung von intelligenten Gebäude untersucht worden sind. Dennoch existieren in der Literatur Ansätze zum gleichzeitigen Betrieb von Hard- und Softwarekomponenten in einer Co-Simulation (siehe Anforderung A 5.2-5.4).

In Simulationsstudien werden die geforderten realitätsnahen Niederspannungsnetzmodelle (siehe Anforderungen A 4.1 & A 4.3) nur vereinzelt verwendet, wobei keine der Quellen gleichzeitig intelligente Haushalte und Netzbetriebsmittel (siehe Anforderung A 4.2) beeinflusst oder gar deren Wechselwirkungen untersucht. Allerdings nutzen die meisten betrachteten Quellen die geforderte Mehrzahl an steuerbaren aktiven Komponenten (siehe Anforderungen A 4.4), wobei in [125] intelligente Gebäude mittels gemessener Lastprofile sowie pauschalen Annahmen zur Last- und Erzeugungverschiebung abstrakt modelliert sind. Die Modellierung von Flexibilität der aktiven Komponenten entspricht zumeist der Anforderung A 4.5.

4.8.2 Forschungsbedarf im Kontext der Forschungsfragen

Werden die eben identifizierten Forschungslücken mit den drei Forschungsfragen aus Abschnitt 1.2 verknüpft, so ergibt sich folgender Forschungsbedarf:

Bedarf – Forschungsfrage 1 Zur Bewertung der Auswirkungen intelligenter Gebäude auf elektrische Energienetze werden neben umfassenden Modellen für Elektroenergienetze und intelligente Gebäude auch Aussagen über die Wechselwirkungen intelligenter Gebäude mit beeinflussbaren Netzbetriebsmitteln benötigt.

Bedarf – Forschungsfrage 2 Damit intelligente Gebäude sinnvoll zur Stabilisierung von elektrischen Energienetzen beitragen können, müssen diese bei Bedarf nicht wie bisher nur einzelne, sondern ein Bündel an unterschiedlichen Systemdienstleistungen bereitstellen.

Bedarf – Forschungsfrage 3 Kernforderung an eine Betriebsstrategie zur Systemdienstleistungserbringung mittels intelligenter Gebäude ist deren

Eigenschaft, nur zurückhaltend auf die untergeordneten Komponenten und intelligenten Gebäude einzuwirken.

Bedarf – Evaluation Die drei Forschungsfragen (siehe Abschnitt 1.2.1) sind mittels Evaluationen mit realen technischen Systemen zu beantworten. Zum einen um die erstellten und verwendeten Modelle zu verifizieren und zum anderen um die Robustheit der Betriebsstrategien gegenüber real vorkommenden Situationen und Modellabweichungen zu testen.

In den folgenden Kapiteln werden Beiträge und Lösungen für die identifizierten Forschungsbedarfe bei der Erbringung von Systemdienstleistungen durch intelligente Gebäude erarbeitet und vorgestellt.

Regionales Energiemanagement

Nachdem die Anforderungen an ein regionales Energiemanagementsystem spezifiziert worden sind (siehe Abschnitt 3.4) und der zugehörige Forschungsbedarf identifiziert wurde (siehe Abschnitt 4.8), wird in diesem Kapitel das regionale Energiemanagementsystem entsprechend den ermittelten Anforderungen und Bedürfnissen entworfen. Dieses löst insbesondere den Interessenkonflikt zwischen freier Netznutzung und sicherem Netzbetrieb unter Verwendung der BDEW-Netzampel (siehe Abschnitt 2.3.3) auf.

Hierzu wird eine Netzampel mit den drei Phasen rot, gelb und grün für Niederspannungssysteme technisch, topologisch und koordinativ ausgestaltet (siehe Abschnitt 5.1). Für die Umsetzung der Netzampel im regionalen Energiemanagementsystem (siehe Abschnitt 5.3) wird eine zugehörige Systemarchitektur hergeleitet (siehe Abschnitt 5.2).

5.1 Interessenausgleich zwischen Netznutzung und -betrieb – Die Netzampel

Der in Anforderung A 3.5 *Zurückhaltung* (siehe Abschnitt 3.4) herausgestellte Interessenkonflikt zwischen marktgetriebener Netznutzung und technischem Netzbetrieb impliziert die grundsätzliche Funktionsweise des regionalen Energiemanagementsystems. Dieses muss und darf erst bei Problemen im überwachten Netzabschnitt auf aktive Komponenten einwirken, um eine erkannte kritische Situation mit Hilfe von situationsabhängig ausgewähl-

ten Systemdienstleistungen (vgl. Systemziele A 1.x) zu bereinigen. Nach § 13 (4) EnWG gilt: „Eine Gefährdung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems [...] liegt vor, wenn örtliche Ausfälle des Übertragungsnetzes oder kurzfristige Netzengpässe zu besorgen sind oder zu besorgen ist, dass die Haltung von Frequenz, Spannung oder Stabilität [...] nicht im erforderlichen Maße gewährleistet werden kann“ [2, § 13 (4) EnWG, eigene Kürzungen].

Dies bedeutet, dass der Netzbetrieb, solange die Versorgung nicht gefährdet ist, eine untergeordnete Rolle gegenüber dem freien (marktwirtschaftlichen) Handeln der Netzanschlussnehmer inne hat. Somit sind andauernde und verpflichtende Eingriffe in Niederspannungsnetze, um etwa technische Betriebspunkte zu optimieren, nicht im Sinne eines zurückhaltenden Netzbetriebs. Dennoch bleibt ein Interessenkonflikt in Situationen bestehen, die für die Versorgungssicherheit eine begrenzte Gefahr darstellen: Das Netzampelkonzept des BDEW adressiert diesen Konflikt zwischen Markt und Netzbetrieb durch eine abstrakte Regelung der Rechte beider Parteien in Abhängigkeit vom Netzzustand (siehe Abschnitt 2.3.3). Die BDEW Netzampel definiert nur ein abstraktes Kommunikationsschema zwischen aktiven Komponenten im Netzgebiet und übergeordneten Systemen, gibt aber keine Handlungsanweisungen zur Identifikation und Klärung von kritischen Situationen (vgl. [23]).

Für eine Ausgestaltung der Netzampel ist eine *technische* Festlegung von Netzzustandsparametern der Ampelphasen (siehe Abschnitt 5.1.1), eine *topologische* Untersuchung der Ursachen einer kritischen Situation (siehe Abschnitt 5.1.2) und die Umsetzung eines Verfahrens zur *Koordination* von Systemdienstleistungen erforderlich (siehe Abschnitt 5.1.3).

5.1.1 Technische Gestaltung der Netzampel

Das Ziel der beiden nicht-grünen Ampelphasen ist der Abruf von Systemdienstleistungen von normalerweise an Energiemärkten agierenden aktiven Komponenten (z. B. intelligenten Gebäuden), um eine identifizierte kritische Situation zu bereinigen. Die benötigten statischen Systemdienstleistungen in Niederspannungssystemen sind in Abschnitt 3.3 erörtert und hieraus Systemziele (siehe Abschnitt 3.4.3 und Anforderungen A 1.x) für das regionale Energiemanagementsystem abgeleitet worden. Diese Systemziele dienen folgend zur technischen Ausgestaltung der Netzampel, wobei ein Vorschlag für

5.1 Interessenausgleich zwischen Netznutzung und -betrieb – Die Netzsampel

die benötigten Kennwerte für die Übergänge zwischen den Ampelphasen aus der Literatur abgeleitet wird.

Spannungsbandverletzung Lokale Spannungshaltung ist durch Normen und Richtlinien (DIN EN 50160 [7], VDE Anwendungsrichtlinie 4105 [12]), sowie technische Anschlussbedingungen [44]) geregelt (vgl. Abschnitt 3.3.2, Systemziel A 1.3), aus denen Grenzwerte für die Übergänge zwischen den Ampelphasen abzuleiten sind. Für Spannungserhöhungen sind hauptsächlich dezentrale Erzeugungsanlagen verantwortlich. Diese Anlagen dürfen eine maximal zulässige Spannungsüberhöhung von 3% verursachen (siehe Abschnitt 3.3.2) [12] und allgemein darf die Spannung nicht mehr als 10% von ihrem Nennwert, d. h. 230 Volt Effektivspannung in europäischen Niederspannungsnetzen, abweichen [7].

Für die technische Ausgestaltung der Netzsampel wird festgelegt, dass ab einer Knotenspannung von weniger als 0,92 pu eine kritische Situation herrscht, die eine rote Ampelphase hervorrufft¹. Zuvor hat der Spannungsabfall bereits ab 0,94 pu eine gelbe Ampelphase hervorgerufen. Für Spannungsüberhöhungen werden die Parameter auf 1,03 pu und 1,05 pu festgelegt, um einerseits der VDE AR 4105 [12] zu genügen und gleichzeitig die Rückspeisung von Speichern mit zu beachten. Die gewählten Kennwerte berücksichtigen nicht nur die vorgestellten Normen, sondern beziehen zudem eine Sicherheitsmarge mit ein, um der Trägheit von Systemen und beeinflussenden Mechanismen Rechnung zu tragen.

Komponentenüberlastung Bei der Parameterwahl für das Eintreten einer gelben oder roten Ampelphase zur Verhinderung von (thermischer) Überlastung (siehe Systemziel A 1.4) sind sowohl die Eigenschaften der Komponenten hinsichtlich ihres Verhaltens bei Überlast als auch die Konsequenzen eines Ausfalls zu berücksichtigen. Beispielsweise können Leiter aufgrund natürlicher Kühlung begrenzt überlastet werden, wobei analog zur Identifikation kritischer Spannungszustände wiederum eine Sicherheitsmarge miteinbezogen wird.

¹*Per-Unit-System*: Energietechnische Konvention Größen nicht in absoluten Werten anzugeben, sondern diese auf einen Bezugswert zu normieren [277]. So wird eine Spannung mit einem Effektivwert von $u = 253 \text{ V}$ bezogen auf eine Nennspannung von $u_{Nenn} = 230 \text{ V}$ nach $u_{pu} = \frac{u}{u_{Nenn}} = \frac{253 \text{ V}}{230 \frac{\text{V}}{\text{pu}}} = 1,1 \text{ pu}$ ausgedrückt.

Daher wird in dieser Arbeit festgelegt, dass bei 90 % Auslastung eines Betriebsmittels die Zuweisung einer gelben und bei 95 % die einer roten Ampelphase beginnt (vgl. [268]).

Sofern in einem Betriebsmittel Sensorik zur thermischen Überwachung vorhanden ist, werden die Ampelphasen über Temperaturgrenzwerte festgelegt, da sich insbesondere bei Transformatoren – die am ehesten über thermische Überwachung verfügen – die Überschreitung von Grenztemperaturen durch eine erhöhte Alterung des Kühllöls negativ auf die Lebensdauer auswirkt [238]. Vorschriften für die Berechnung von Temperaturen im Transformator, der Lebenszeitverkürzung und Grenzwerte für die Temperaturen sind der DIN IEC 60076-7 [83] zu entnehmen. Eine gelbe Ampelphase beginnt auf Basis der hier gegebenen Maximaltemperaturen für die Heißpunkttemperatur eines Transformators ab 70° C, eine rote ab 80° C.

Verletzung der lokalen Energiebilanz Das Systemziel bilanzielle Autarkie (siehe Systemziel A 1.5) ist dem freien Agieren von aktiven Komponenten an Energiemärkten potenziell gegenläufig, da die gegenwärtig umgesetzten Energiemärkte den Zustand von Verbundsystemen und nicht von einzelnen Netzabschnitten widerspiegeln (vgl. Abschnitt 2.1.5).

Ist bilanzielle Autarkie gewünscht, hat das regionale Energiemanagementsystem die Aufgabe, innerhalb eines zu spezifizierenden Bilanzintervalls für die ausgeglichene Energiebilanz zu sorgen. Allerdings kann ein gleichzeitiges Agieren von aktiven Komponenten an Energiemärkten weiterhin für deren Nutzer ökonomisch sinnvoll sein. Es drohen bei Nichteinhalten der bilanziellen Autarkie keine negativen technischen Konsequenzen, da ein Leistungsaustausch mit übergeordneten Netzebenen weiterhin möglich ist.

Daher gilt bei einer gewünschten bilanziellen Autarkie die gelbe Ampelphase für den zu bilanzierenden Netzabschnitt, die sowohl dem ökonomischen Handeln der aktiven Komponenten, dem gegebenen Systemziel und den technischen Konsequenzen angemessen Rechnung trägt.

Verletzung des lokalen Leistungsgleichgewichts Im Falle einer von Nutzern oder dem lokalen Netzbetreiber gewünschten oder eines technisch bedingten Verlustes des Anschlusses an ein Verbundnetz (Inselnetzbetrieb, siehe Systemziel A 1.6) stellt ein Leistungsungleichgewicht in dem

5.1 Interessenausgleich zwischen Netznutzung und -betrieb – Die Netzampel

betrachteten Netzabschnitt eine systemgefährdende kritische Situation dar.

Der Betrieb eines Inselnetzes erfordert die Bereitstellung einer Wechselspannungsquelle sowie Informationen über das momentane Leistungsgleichgewicht, etwa eine Kraftwerkskennlinie (engl. *droop*). Auf Grund der geringen Systemträgheit muss die Frequenzhaltung das Leistungsungleichgewicht kontinuierlich und mit hoher Dynamik ausgleichen. Hierbei trägt ein regionales Energiemanagementsystem auf Grund seiner begrenzten Dynamik nicht zur Netzbereitstellung und zum kurzfristigen Ausgleich des Leistungsungleichgewichts im Sekundenbereich bei. Zudem ist sicherzustellen, dass die von den aktiven Komponenten zur Entscheidungsfindung benötigte Zeit den dynamischen Anforderungen des Inselnetzbetriebs genügen. Weiterhin ist eine Interaktion von aktiven Komponenten mit Energiemärkten aufgrund fehlender Liefermöglichkeiten für elektrische Energie nicht sinnvoll.

Folglich ist einem als Inselnetz betriebenen Netzabschnitt komplett eine rote Ampelphase zuzuweisen.

Kritische Situation außerhalb der Systemgrenze Wird in einer übergeordneten Spannungsebene, die nicht zum betrachteten Netzgebiet gehört, eine kritische Netzsituation erkannt, zu deren Klärung eine Bereitstellung von Wirk- oder Blindleistung aus dem betrachteten Netzgebiet erforderlich ist (siehe Systemziele A 1.1 & A 1.2), so herrscht im Netzabschnitt ebenfalls eine kritische Situation vor. Die zugehörige Ampelphase wird vom Kontrollsystem der übergeordneten Netzebene festgelegt und weitergereicht. Hierdurch kann und darf der betrachtete Netzabschnitt einen Beitrag zur Klärung der kritischen Situation im übergeordneten Energiesystem leisten. Wird mittels Wirk- oder Blindleistungsänderungen die direkt übergeordnete Netzebene beeinflusst, wird von einem *Technical Virtual Power Plant* gesprochen, während die marktgetriebene Bereitstellung von Regelleistung für das Verbundsystem als *Commercial Virtual Power Plant* bezeichnet wird [198, 248].

Die vorgestellten Mechanismen zur Identifikation kritischer Netzsituationen sind in übergeordneten Netzebenen äquivalent anwendbar.

Zusammenfassend sind in Tabelle 5.1 die Parameter für die Übergänge zwischen den Ampelphasen bei kritischen Netzsituationen aufgelistet. Alle

Tabelle 5.1 – Technische Parameter für das Auslösen einer nicht-grünen Ampelphase

Kritische Situation	gelbe Ampelphase	rote Ampelphase
Verletzung des Spannungsbands (A 1.3)	$1,03 pu < U_{Knoten} < 1,07 pu \vee$ $0,92 pu < U_{Knoten} < 0,95 pu$	$U_{Knoten} \geq 1,07 pu \vee$ $U_{Knoten} \leq 0,92 pu$
Überlastung von Komponenten (A 1.4)	$0,90 < I_{Leiter} < 0,95 * I_{nenn}$ $70^\circ C < \theta_{Trafo} < 80^\circ C$	$I_{Leiter} \geq 0,95 * I_{nenn}$ $\theta_{Trafo} \geq 80^\circ C$
Verletzung der lokalen Energiebilanz (A 1.5)	Auf Nutzerwunsch	–
Verletzung des lokalen Leistungsgleichgewichts (A 1.6)	–	Automatisch bei Abtrennung von Verbundsystem
Kritische Situation außerhalb der Systemgrenze (A 1.1 & A 1.2)	Entsprechend der Schwere der externen Situation (Bestimmung mittels der für Niederspannungsnetze vorgeschlagenen Methodik (siehe Abschnitt 5.1.1))	

U_{Knoten} : Knotenspannung I_{Leiter} : Leiterstrom θ_{Trafo} : Heißpunkttemperatur eines Transformators (siehe Abschnitt 6.1.2)

vorgeschlagenen Zahlenwerte sind aus der Literatur abgeleitet worden und können bei Bedarf an lokale Besonderheiten einzelner Netze angepasst werden.

5.1.2 Topologische Gestaltung der Netzampel

Die zuvor definierten Auslöser einer nicht-grünen Ampelphase enthalten keine Informationen über deren Ursachen oder mögliche Gegenmaßnahmen (siehe Abschnitt 3.2.6). Um den Konflikt zwischen Netzbetrieb und freiem Marktgeschehen aufzulösen, ist daher die Identifikation der aktiven Komponenten innerhalb der Systemgrenzen notwendig, die zur Entspannung einer kritischen Situation beitragen können (siehe Abschnitt 5.1.1).

Hierbei kann auf die Daten intelligenter Messinstrumente (engl. *Smart Meter*) zurückgegriffen werden, die an Netzknoten Zustandsinformationen bereitstellen, aus denen eine zentrale Instanz mittels Zustandsschätzung (siehe Abschnitt 2.2.4) den Netzzustand für das überwachte Netzgebiet schätzt. Um die Anzahl der Verbindungspunkte zu anderen Teilnetzen,

5.1 Interessenausgleich zwischen Netznutzung und -betrieb – Die Netzampel

insbesondere bei vermaschten Niederspannungsnetzen, zu minimieren, wird als *überwachtes Netzgebiet* ein komplettes Niederspannungsnetz nebst seiner versorgenden Transformatoren definiert. Die Identifikation von Komponenten zur Klärung einer lokalisierbaren kritischen Situation erfordert die Zuweisung einer eigenen Netzampel an jeden Netzknoten des überwachten Netzgebiets, was eine Untersuchung der Netztopologie für die unterschiedlichen kritischen Situationen erforderlich macht (siehe Abschnitt 5.1.1)².

Diese Zuweisung von Netzampeln aus unterschiedlichen kritischen Situationen ist in Abbildung 5.1 zusammengefasst und wird folgend erörtert:

Durch Stromflüsse hervorgerufene nicht-grüne Netzampeln Tritt in einem Leiter eines Netzstrangs ein (bedingt) kritischer Strom auf (siehe Abbildung 5.2a, Seite 108, kritische Situationen sind jeweils durch ein Ausrufungszeichen gekennzeichnet), der eine gelbe oder rote Ampelphase hervorruft, so wird allen Knoten des Stranges, die durch die Engpassstelle vom Bilanzknoten³ abgetrennt werden, eine gelbe oder rote Ampelphase zugewiesen, da diese Netzknoten für die Überlastung verantwortlich sind. Auf gleiche Weise wird für Engpässe in Baumstrukturen oder Transformatoren (siehe Abbildung 5.2b & 5.2d) das Gebiet mit einer gelben oder roten Ampelphase festgelegt.

Algorithmisch wird die Zerteilung des Netzes mittels der transitiven Hülle der Adjazenzmatrix des Netzes bestimmt, aus der die Admittanz der kritisch belasteten Komponente entfernt wurde. Sind zwei getrennte Graphen entstanden, wird dem Graphen ohne den Bilanzknoten (dem abgetrennten Teilnetz) eine gelbe oder rote Ampelphase zugewiesen. Zeigt die transitive Hülle des modifizierten Netzes an, dass keine zwei getrennten Graphen entstanden sind, so liegt die kritische Überlast in einer Masche vor (siehe Abbildung 5.2c).

In einer Masche erfolgt die Identifikation der Netzknoten, denen eine nicht-grüne Ampelphase zugeteilt wird, über deren anteiligem Einfluss

²Die folgenden topologischen Untersuchungen nutzen die graphentheoretischen Begriffe *Strang*, *Baum* und *Masche*. Eine in der Energietechnik übliche Unterscheidung zwischen *Masche* und *Ring* (vgl. [277]) ist nicht erforderlich.

³Bilanzknoten: Zur Netzberechnung ist die Annahme erforderlich, dass an einem Knoten die Netzspannung konstant ist und dieser theoretisch unbegrenzt Leistung bereitstellen und aufnehmen kann (siehe Abschnitt 2.2.4).

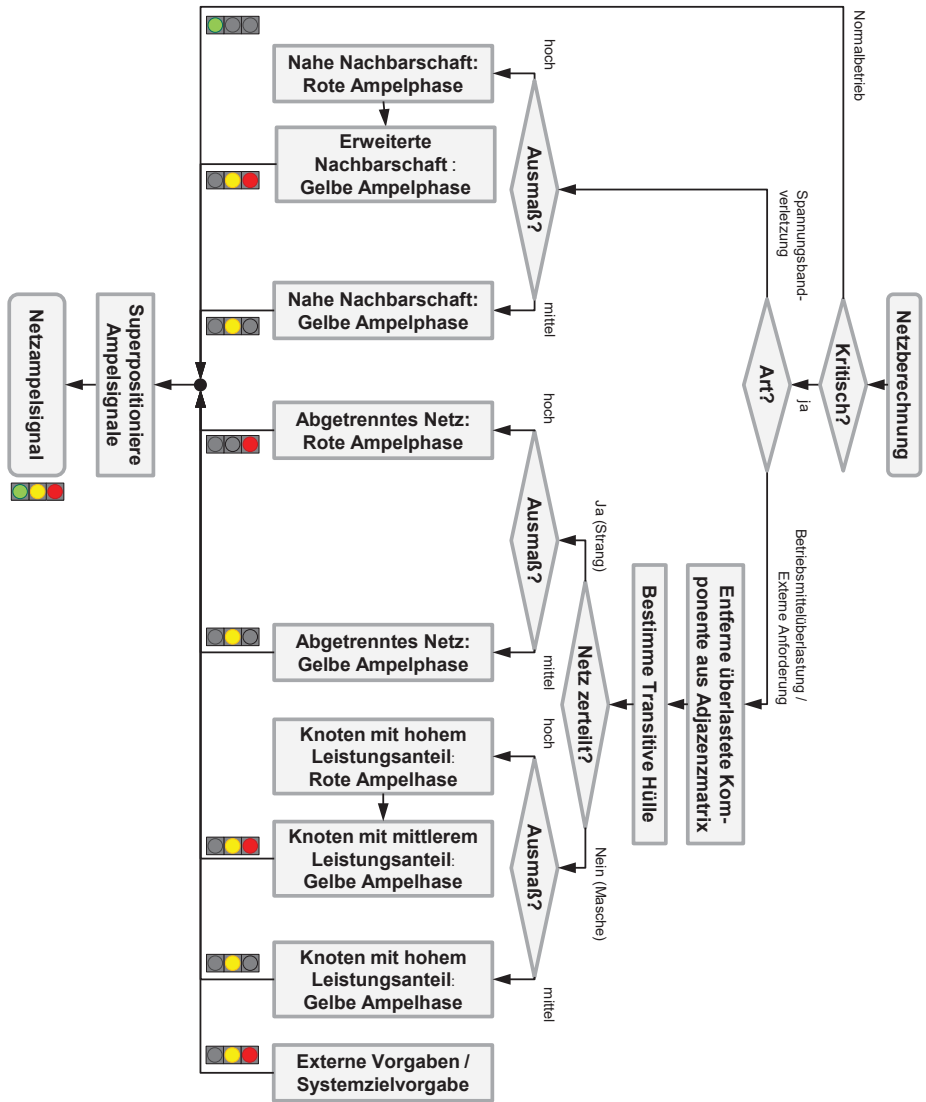


Abbildung 5.1 – Programmablaufplan der topologischen Ausgestaltung der Netzampel

5.1 Interessenausgleich zwischen Netznutzung und -betrieb – Die Netzampel

an der Überlast. Unter Ausnutzung des Superpositionsprinzips (siehe Abschnitt 2.2.4) wird der Einfluss eines Netzknotens mittels einzelner Lastflussrechnungen im unmodifizierten Netz bestimmt. Zur Einflussbestimmung wird mit den benachbarten Knoten der überlasteten Komponente begonnen und schrittweise weiter entfernte Knoten untersucht, bis der Einfluss der untersuchten Knoten einen definierbaren Anteil am kritischen Strom unterschritten hat und gleichzeitig eine Minstdistanz zur kritischen Stelle betrachtet worden ist. Hierbei sind Minstdistanz und Teilstrom iterativ zum überwachten Netzabschnitt festzulegen. Auf diese Art wird die Anzahl durchzuführender Lastflussberechnungen begrenzt. In einem aus mehreren Transformatoren gespeisten Netz wird zur Bestimmung des Knoteneinflusses auf einen überlasteten Transformator analog vorgegangen.

Bei einer begrenzt kritischen Überlastung wird ein Parameter für den Anteil am kritischen Stromfluss festgelegt, bis zu dem eine gelbe Ampelphase vergeben wird. Im Fall einer hochkritischen Überlast werden zwei Parameter für die Zuweisung von roter (signifikanter Anteil am kritischen Strom) und gelber Ampelphase (begrenzt signifikanter Anteil) festgelegt (siehe Abbildung 5.2e). Die Festlegung beider Parameter erfolgt wiederum iterativ unter Berücksichtigung der Knotenanzahl und der Topologie des Netzgebiets.

Durch Spannungsänderungen hervorgerufene nicht-grüne Netzampeln

Um die Auswirkungen von aktiven Komponenten auf eine Knotenspannung zu bestimmen, werden zumeist die arbeitspunktabhängigen partiellen Ableitungen der Lastflussgleichungen (siehe Abschnitt 2.2.4) für Wirk- und Blindleistungsänderungen bestimmt. Eine Berechnung dieser Sensivitäten ist für Niederspannungsnetze aufwändig, da auch aufgrund der hohen resistiven Leitungsbeläge keine Entkopplung zwischen Wirkleistungsflüssen und Knotenspannungen mehr angenommen werden darf (siehe [277, Kap 18]).

Um den Berechnungsaufwand für die Zuweisung von Ampelphasen zu reduzieren und somit eine großflächige Realisation von regionalen Energiemanagementsystemen zu ermöglichen, wird die (vereinfachende) Annahme getroffen, dass die Nachbarschaft um einen Knoten mit kritischer Span-

nung einen hohen Durchgriff auf diese kritische Spannung hat. Hiermit werden ähnliche Lasten und Leitungsdmittanzen im Netz angenommen.

Im Fall bedingt kritischer Spannungsabweichungen (siehe Abschnitt 5.1.1) wird über die Festlegung einer Nachbarschaft mit einer festgelegten maximalen topologische Distanz zum kritischen Knoten eine gelbe Ampelphase zugewiesen (siehe Abbildung 5.2f). Ruft die Spannungsabweichung eine rote Ampelphase hervor, wird um die nahe Nachbarschaft (der nun eine rote Ampelphase zugewiesen worden ist) eine erweiterte Nachbarschaft mit höherer topologischer Distanz bestimmt, der zusätzlich eine gelbe Ampelphase zugewiesen wird. Dieses von der kritischen Situation weiter entfernte Netzgebiet hat immer noch einen Einfluss auf die kritische Netzspannung, der Handlungseinschränkungen rechtfertigt.

Die maximalen topologischen Distanzen für die Zuweisung von roten und gelben Ampelphasen sind in Abhängigkeit der Netzgröße und der Knotenanzahl der Stränge und Maschen einstellbare Parameter. Als Schätzung wird im Rahmen dieser Arbeit für die Distanzen jeweils 5% der Knotenanzahl des Netzgebiets verwendet.

Extern hervorgerufene nicht-grüne Netzampeln Liegt in einer übergeordneten Netzebene eine kritische Situation vor, wegen der wahlweise die Bereitstellung von Wirk- oder Blindleistung aus dem beobachteten Netzabschnitt benötigt wird (siehe Systemziele A 1.1 & A 1.2), wird dem gesamten beobachteten Netzgebiet das gleiche Ampelsignal zugewiesen. Je nach Bedeutung der kritischen Situation in der übergeordneten Netzebene ist es gelb oder rot (siehe Abbildung 5.2d).

Vom Nutzer vorgegebene nicht-grüne Netzampeln Geben die Nutzer des überwachten Netzabschnitts eine bilanzielle Autarkie für das überwachte Netzgebiet vor (siehe Systemziele A 1.5 & A 1.6), so wird allen Netzanschlusspunkten des Netzgebietes eine gelbe Ampelphase zugewiesen. Ist ein Inselnetzbetrieb gewünscht oder durch einen Fehler in übergeordneten Netzebenen erforderlich, so wird allen Netzanschlusspunkten eine rote Ampelphase zugewiesen.

Superposition von Netzampelsignalen Treten in einem beobachteten Netzabschnitt zeitgleich mehrere kritische Situationen auf, sind für diese separat

5.1 Interessenausgleich zwischen Netznutzung und -betrieb – Die Netzampel

die betroffenen Gebiete zu identifizieren und im Anschluss knotenweise die zugewiesenen Netzampeln miteinander zu fusionieren.

Hierbei entspricht das zusammengefasste Ampelsignal eines Netzknotens immer dem meist kritischen Teilsignal. Ein super-positioniertes Ampelsignal ist *rot*, wenn mindestens ein Teilsignal eine rote Phase identifiziert hat. Liegt keine rote Phase und mindestens eine *Gelbe* vor, so ist das super-positionierte Ampelsignal gelb, im Rest der Fälle ist es *grün*.

Mit der beschriebenen topologischen Ausgestaltung der Netzampel erfolgt für ein Koordinationsverfahren zur Systemdienstleistungserbringung eine deutliche Einschränkung der Auswahl an vorhandenem und nutzbarem Laständerungsvermögen im überwachten Netzgebiet und damit einhergehend eine Komplexitätsreduktion gegenüber einem Optimalen Lastfluss (siehe Abschnitt 2.3.2). Zudem ist das vorgestellte Verfahren auf höhere Spannungsebenen übertragbar.

5.1.3 Koordinative Gestaltung der Netzampel

Die angedeutete Betriebsstrategie des regionalen Energiemanagementsystems hat die Aufgabe, die einzelnen aktiven Komponenten in Abhängigkeit der für diese gültigen Ampelphase zu beeinflussen, so dass alle benötigten Systemdienstleistungen zur Klärung einer aufgetretenen kritischen Situationen erbracht werden. Diese Betriebsstrategie gestaltet den koordinativen Teil der Netzampel aus.

Maßnahmenkaskade für Niederspannungssysteme

Die *Abstimmungskaskade* [209] (siehe Abschnitt 2.3.3) regelt die Abstimmung zwischen verschiedenen Netzbetreibern und erläutert die in Deutschland rechtlich zulässigen Eingriffe auf angeschlossene steuerbare Lasten und Erzeuger nachgelagerter Netzbetreiber, integriert diese aber nicht in ein Gesamtsystem mit steuerbaren Betriebsmitteln. Da der Fokus der Abstimmungskaskade auf Transport- und Hochspannungsnetzen liegt, werden die Besonderheiten von Niederspannungssystemen, insbesondere deren im Verhältnis zur Reaktanz X hohen ohmschen Leitungsbeläge R (R/X -Verhältnis), nur unzureichend mitberücksichtigt.

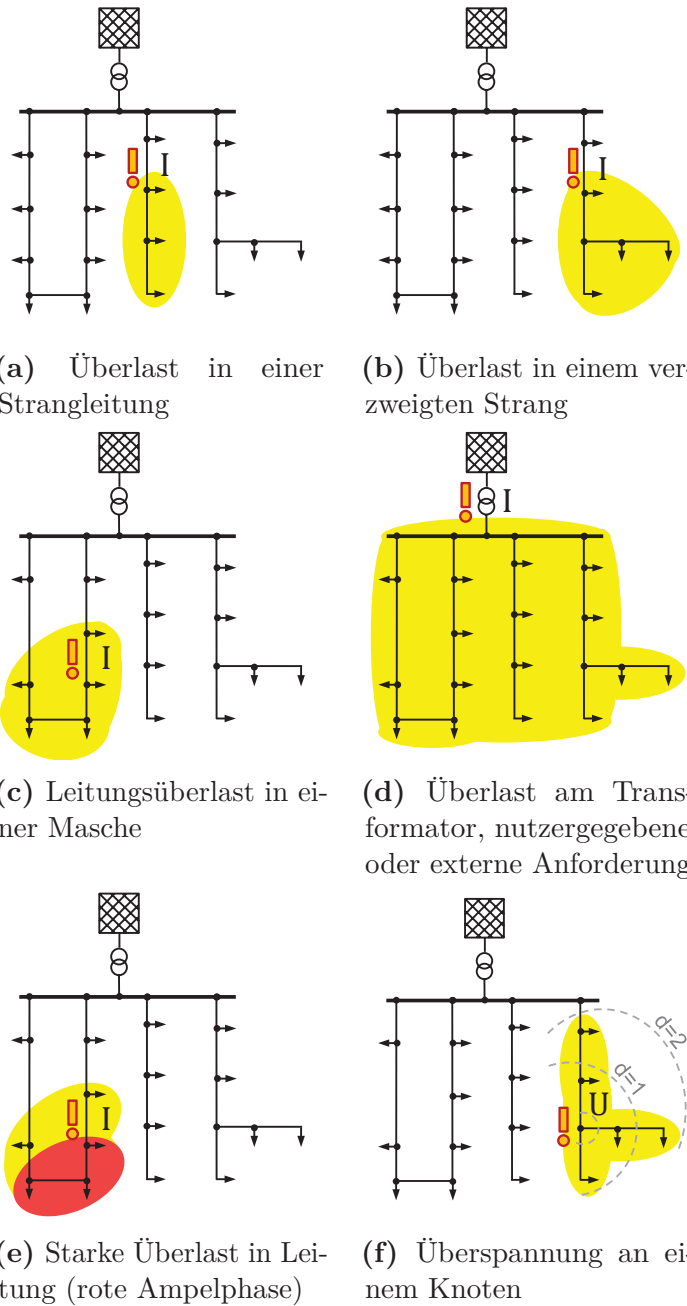


Abbildung 5.2 – Schematische Darstellung der topologischen Ausgestaltung der Netzampel in einem Netzabschnitt

5.1 Interessenausgleich zwischen Netznutzung und -betrieb – Die Netzampel

Zur Bestimmung der Reihenfolge der Auswahl von Maßnahmen zur Erbringung von Systemdienstleistungen ergeben sich aus den Anforderungen an das regionale Energiemanagementsystem (siehe Abschnitt 3.4) und den technischen Besonderheiten von Niederspannungsnetzen (siehe Abschnitt 3.3) folgende Regeln:

Priorität von Netzbetriebsmitteln Um die Handlungsfreiheit der angeschlossenen aktiven Komponenten (z. B. intelligente Gebäude) möglichst wenig einzuschränken (siehe Anforderung A 3.5), ist der Einsatz von Betriebsmitteln, die direkt einem lokalen Netzbetreiber unterstehen, dem Abruf von Systemdienstleistungen von Netzanschlussnehmern vorzuziehen.

Spannungs- vor Leistungsreglung Der Einsatz von Spannungsreglern ist soweit möglich einer Leistungsregelung (Quer- und Schrägregelung, vgl. Abschnitt 3.2.5) vorzuziehen (siehe Abschnitt 3.3.2), da diese die Leistungsbilanz des Systems weitestgehend unbeeinflusst lassen und somit das Netz genau wie die Netzanschlussnehmer nicht zusätzlich belasten.

Blindleistungs- vor Wirkleistungsregelung Sofern möglich, ist eine Problemlösung mittels Blindleistungseinsatz zu bevorzugen, da Blindleistung von Stromrichtern dezentraler Erzeugungsanlagen und Speichern mit geringen Einflüssen auf deren eigentliche Funktionalität bereitgestellt werden kann (siehe Abschnitt 3.4.3). Somit werden Netznutzer wie intelligente Gebäude gemäß der geforderten Zurückhaltung eines regionalen Energiemanagementsystems möglichst wenig eingeschränkt (siehe A 3.5). Die durch den Blindleistungseinsatz entstehende erhöhte Auslastung des Netzes wird hierbei bewusst in Kauf genommen.

Die aus den drei Regeln entstehende Maßnahmenkaskade zur Interaktion mit aktiven Komponenten ist für die in Niederspannungssystemen erforderlichen Systemdienstleistungen (siehe Systemziele A 1.x) in Tabelle 5.2 zusammengefasst.

Im Zuge der Maßnahmenauswahl zur Klärung einer kritischen Situation ist zu beachten, dass die bereitstellbaren Systemdienstleistungen gegenläufige Auswirkungen haben. So hat etwa eine extern geforderte Wirkleistungsrückspeisung potenziell negative Auswirkungen auf die Auslastung von Betriebsmitteln. Ebenfalls sind in der Niederspannungsebene die Leistungsflüsse nicht wie in höheren Spannungsebenen weitgehend von den Knotenspannungen

Tabelle 5.2 – Maßnahmenkaskade für Niederspannungssysteme

Systemziel (A 1.x)	Komponente	Stellgröße	aufsteigende Priorität ←					
			Lokale Spannungshaltung	Überlastvermeidung	Autarkie	Inselnetzbetrieb	Virtuelles Blindleistungskraftwerk	Virtuelles Wirkleistungskraftwerk
Reihenfolge ↓ Maßnahmen	Spannungsregelung	U	✓					
	Leistungsregelung durch Netzbetreiber	Q P	✓	✓		✓	✓	
	Leistungsregelung durch Anschlussnehmer	Q P	✓	✓		✓	✓	
			✓	✓	✓	✓		✓

U : Spannung; P : Wirkleistung; Q : Blindleistung

entkoppelt. Einerseits bietet dies die Chance, auch mit Wirkleistungsänderungen Knotenspannungen zu beeinflussen, andererseits schränkt es den Handlungsspielraum angeschlossener aktiver Komponenten ein und kann gleichzeitig Betriebsmittel überlasten.

Aus diesem Grunde dürfen Reaktionen auf bedingt kritische Situationen (gelbe Ampel) keine neuen kritischen Situationen erzeugen, wohingegen zur Klärung hoch kritischer Situationen (rote Ampel) bedingt kritische Situationen in Kauf genommen werden dürfen. Hierdurch werden rote gegenüber gelben Ampelsignalen bevorzugt behandelt. Weiterhin können zeitgleich kritische Situationen auftreten, deren Klärungen gegenläufige Anforderungen stellen. Dieses macht eine Priorisierung der Bereitstellung von Systemdienstleistungen mit gleicher Ampelphase notwendig.

Hierzu sind von Nutzern gegebene Ampelsignale externen Anforderungen vorzuziehen. Beide müssen sich wiederum lokalen, technisch kritischen Situationen unterordnen (siehe Tabelle 5.2). Die hierdurch entstehende Abrufenfolge bildet die Grundlage für die Koordination der aktiven Komponenten während einer nicht-grünen Ampelphase.

Koordination steuerbarer Betriebsmittel

Betriebsmittel verfügen über lokale Zielvorgaben und dazugehörige Regelungen. Bei Bedarf wird einem Betriebsmittel eine Freigabe durch das regionale Energiemanagementsystem erteilt und diesem Systemzustandsinformationen übermittelt. Das Betriebsmittel leitet nun Handlungen ab, führt diese aus und teilt dem regionalen Energiemanagementsystem mit, ob es zur Klärung der aktuellen kritischen Situation beitragen kann. Verfügen diese über Energiespeichermöglichkeiten, so ist in Abhängigkeit der Ampelphasen die Nutzung des Betriebsmittels festzulegen [52].

Koordination intelligenter Gebäude

Können steuerbare Betriebsmittel eine kritische Situation nicht (mehr) klären, ist eine Anpassung von Last und Erzeugung der angeschlossenen aktiven Komponenten, also intelligenten Gebäuden, erforderlich. Dies geschieht bei intelligenten Gebäuden in der Regel als Reaktion auf preis- und anreizbasierte Signale [326]. Dabei wird wie durchgängig in der Literatur angenommen (siehe etwa [26, 108, 125, 199]), dass Gebäudenutzer rational handeln und ihren Wohlstand mittels eines Gebäudeenergiemanagementsystems (GEMS) maximieren (*Homo Oeconomicus* [240]). Nicht-monetäre Beweggründe für Lastverschiebung werden bei Bedarf monetarisiert [326]. Somit erfolgt die Koordination intelligenter Gebäude über *monetäre Anreize und Signale*, womit eine Monetarisierung nicht-monetärer Ziele des Gebäudenutzers angenommen wird.

Die aus den Zuständen eines Niederspannungsnetzes abgeleitete topologische Gestaltung der Netzampel (siehe Abschnitt 5.1.2) impliziert, dass die Signale und Anreize nicht für das gesamte Netz einheitlich sind, sondern sich sowohl lokal unterscheiden als auch im Zeitverlauf ändern (vgl. *nodal pricing*, siehe Abschnitt 2.1.6, [72]).

Die bisher unzureichend genauen Prognosen von Last (Nutzerverhalten) und dezentraler Erzeugung einzelner Haushalte (siehe Anforderung A 2.3, [239, 295, 325]) erfordern eine andauernde Überwachung und gegebenenfalls eine Anpassung des Abrufs von Flexibilität von den intelligenten Gebäuden. Demnach muss das zugehörige Koordinationsverfahren als *Regelung* ausgelegt sein (siehe Abbildung 5.3), die als *modellprädiktive Regelung* von Prognosen (siehe Anforderung A 2.4) profitieren kann.

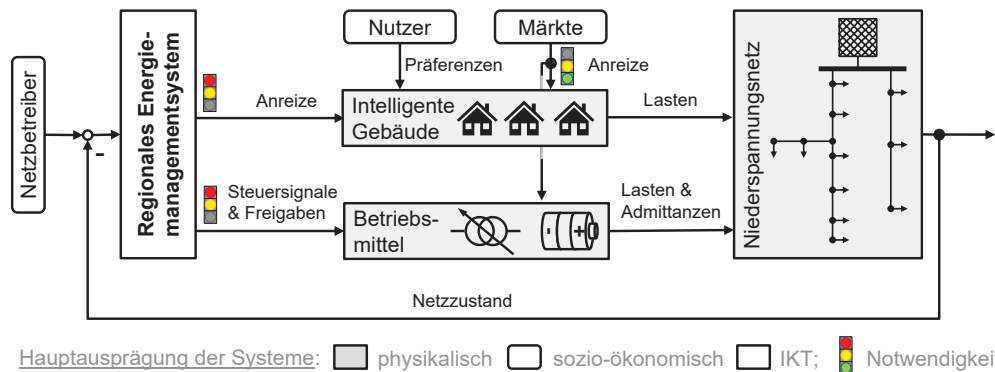


Abbildung 5.3 – Regelschleife des regionalen Energiemanagementsystems

Die inneren Zusammenhänge in intelligenten Gebäuden sind für ein regionales Energiemanagementsystem nicht ohne Kenntnis privatsphärenverletzender Informationen nachvollziehbar und somit auch nicht die Änderung von Erzeugung und Last des Gebäudes als Reaktion auf einen Anreiz. Dies macht einen zweistufigen Abstimmungsprozess erforderlich (vgl. [184], *two-way-handshake* [203]), damit das regionale Energiemanagementsystem Informationen über die Reaktion der untergeordneten intelligenten Gebäude auf die Anreize erhält und die prognostizierte Nützlichkeit des Verhaltens bei der Klärung einer kritischen Situation bewerten kann (siehe Abbildung 5.4).

Erzeugung von Anreizsignalen Reale Gebäude reagieren bei der Verschiebung von Energiemengen ohne automatisiertes Energiemanagement unelastisch auf Preissignale [124, 266]. Weiterhin zeigt eine Analyse von Feldstudien zur anreizbasierten Lastverschiebung, dass insbesondere *Critical Peak Pricing* (siehe Abschnitt 2.1.6) in Verbindung mit Automationstechnik zu Reaktionen führt [94, 95]. Dennoch können preisbasierte Anreize zu instabilem Systemverhalten führen, wie in Simulationen gezeigt wurde [62]. Diesem kann durch die Nutzung von Lastbegrenzungssignalen vorgebeugt werden, die zusätzliche Kosten für Elektrizität beim Über- oder Unterschreiten von Grenzwerten hervorrufen (vgl. [26, 199, 202]). Hierdurch wird die als Reaktion auf einen Anreiz verschobene Energiemenge begrenzt.

Durch eine Analyse der kritischen Situationen (siehe Abschnitt 5.1.1) wird für jeden Netzanschlusspunkt mittels Laständerungssensitivitäten bestimmt, ob an diesem eine Erhöhung oder Absenkung von Wirk- und/oder

5.1 Interessenausgleich zwischen Netznutzung und -betrieb – Die Netzpampel

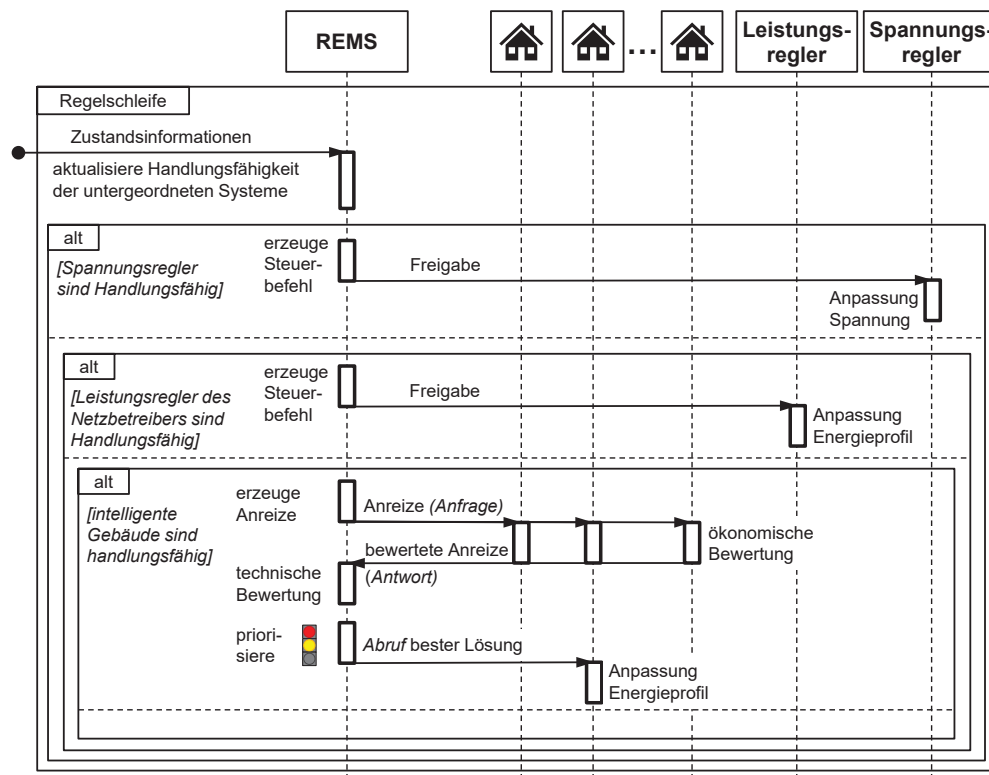


Abbildung 5.4 – Sequenzdiagramm der koordinativen Ausgestaltung der Netzpampel

Blindleistung nötig ist. Bei gewünschter Autarkie (oder Inselnetzbetrieb) wird die benötigte Änderung der Last- und Erzeugungssituation aus dem Vorzeichen der lokalen Energiebilanz in der (nahen) Vergangenheit bestimmt, bei externen Laständerungsanforderungen wird die Änderungsrichtung mitgeteilt. Zusammen mit der bekannten Preiselastizität intelligenter Gebäude wird hieraus die grundsätzliche Änderung des Energiebedarfs ΔE_{soll} festgelegt.

Die Zusammenhänge der Reaktionsbildung eines intelligenten Gebäudes auf einen Anreiz sind nichtlinear (vgl. [199]), insbesondere sind Lastverschiebungsabrufe mit Nachholeffekten verbunden [226]. Dieses nichtlineare Verhalten innerhalb einer modellprädiktiven Betriebsstrategie umzusetzen ist aufwändig (vgl. [101]). Um diesen Aufwand zu vermeiden, werden

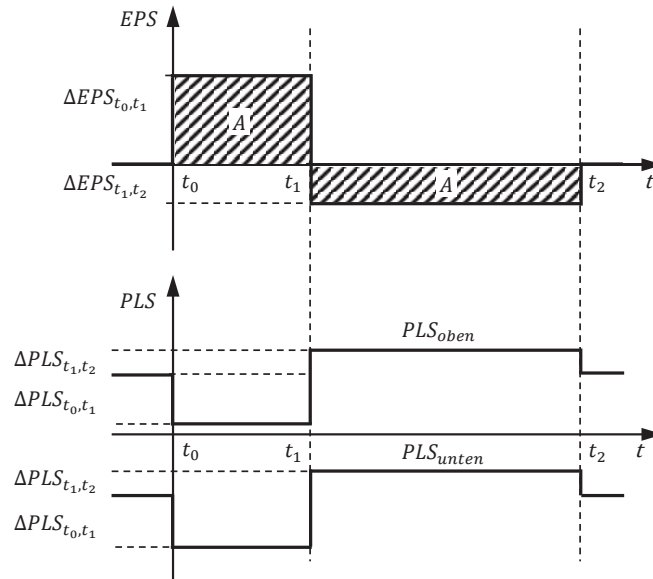


Abbildung 5.5 – Gestaltung der monetären Anreize zum Abruf von Lastverschiebung durch intelligente Gebäude

stattdessen mehrere Anreize mit dem beschriebenen Vorwissen über das Verhalten intelligenter Gebäude erzeugt. Die Gestaltung des Ablaufs ist in Abbildung 5.5 dargestellt: Das regionale Energiemanagementsystem erstellt für die nahe Zukunft t_0 bis t_2 Änderungen für die Kosten des Energiebezugs aus dem Netz ΔEPS und der Lastbegrenzungssignale PLS , bei deren Verletzung in Folge eines zu hohen Verbrauchs/zu niedriger Einspeisung (PLS_{oben}) bzw. einer zu hohen Erzeugung/zu niedrigem Verbrauch (PLS_{unten}) zusätzliche Kosten anfallen (siehe [26, 199, 202]). Der zeitliche Verlauf eines Anreizes wird in eine *Abrufphase* für die gewünschte Laständerung t_0 bis t_1 und in eine *Nachholphase* t_1 bis t_2 aufgeteilt, in der die beeinflussten Gebäude zeitnah ihren Nachholbedarf an Energie ausgleichen können.

Um die Anzahl an freien Parametern zur Festlegung der Kurvenform für die Energiebezugskosten einzuschränken, wird festgelegt, dass die Tarifänderung über die Beeinflussungszeit null ist (die Flächen A in Abbildung 5.5 gleich groß sind) (siehe [203]):

$$\Delta EPS_{t_0,t_1} * (t_1 - t_0) = \Delta EPS_{t_1,t_2} * (t_2 - t_1) \quad (5.1)$$

5.1 Interessenausgleich zwischen Netznutzung und -betrieb – Die Netzampel

Eine nicht-grüne Netzampel ist ein Indikator für sofortigen Systemdienstleistungsbedarf, bei relativer Zeitrechnung ist $t_0 = 0$. Freie Parameter für die Gestaltung eines Arbeitspreisanreizes sind die initiale Preisänderung $\Delta EPS_{t_0, t_1}$, deren Dauer t_1 sowie das Verhältnis der Dauer der beiden Phasen $\alpha = \frac{t_2 - t_1}{t_1 - t_0} = \frac{EPS_{t_0, t_1}}{EPS_{t_1, t_2}}$. Zudem wird von einem intelligenten Gebäude sein unbeeinflusstes Verhalten als Referenz für die Bewertung der Anreize abgefragt.

Die Höhe der beiden Lastbegrenzungssignale für Energiebezug aus dem Netz wird mittels eines Parameters c an die Preiskurve für Leistungsbezug gekoppelt, wobei sich in $c < 0$ die negative Preiselastizität intelligenter Gebäude widerspiegelt.

$$\begin{aligned} PLS_{oben/untent_0, t_1} &= PLS_{oben/untent} + c * \Delta EPS_{t_0, t_1} \\ PLS_{oben/untent_1, t_2} &= PLS_{oben/untent} + c * \Delta EPS_{t_1, t_2} \end{aligned} \quad (5.2)$$

Ökonomische Bewertung Nachdem ein intelligentes Gebäude i Anreize durch das regionale Energiemanagementsystem erhalten hat, führt es mit den Anreizsignalen Optimierungen seines Energieprofils durch und erstellt hierbei Prognosen über mögliche zukünftige Verhaltensweisen. Die aus den Optimierungsergebnissen geschätzten Energiekosten c_i , die für ein Anreizsignal geplanten Scheinleistungsprofile $S_i(t)$ und das unbeeinflusste Lastprofil werden dem regionalen Energiemanagementsystem mitgeteilt.

Technische Bewertung Das regionale Energiemanagementsystem vergleicht jeden an ein intelligentes Gebäude gegebenen Anreiz mit dessen unbeeinflussten Verhalten und bestimmt hieraus die Änderung der zur Klärung der kritischen Situation benötigten Energiemenge (Wirk- oder Blindenergie) in naher Zukunft $[t_0 - t_1]$: $\Delta E_i = \int_{t_0}^{t_1} \Delta S_i dt$.

Priorisierung Aus der technischen und ökonomischen Bewertung eines Anreizes wird dessen Gesamtbewertung g in Abhängigkeit der gültigen Ampelphase und deren Parameter k_1, k_2 des intelligenten Gebäudes bestimmt:

$$g_i = k_1 * \Delta E_{i, t_0 - t_1} + k_2 * \frac{\Delta E_{i, t_0 - t_1}}{c_i}. \quad (5.3)$$

Hierbei gilt die Nebenbedingung, dass nur Anreize mit einer Lastverschiebung entsprechend des Bedarfs berücksichtigt werden:

$$\text{sign}(\Delta E_{i, t_0 - t_1}) \stackrel{!}{=} \text{sign}(\Delta E_{soll})$$

Die aktuell gültige Ampelphase am Netzknoten des intelligenten Gebäudes hat hierbei folgende Auswirkungen:

Grüne Ampelphase Ein Eingriff ist nicht erforderlich und nicht erlaubt. Es werden keine Anreize erstellt und an ein intelligentes Gebäude gegeben.

Gelbe Ampelphase Das regionale Energiemanagementsystem wählt aus Anreizen aus, die für das intelligente Gebäude vorteilhaft gegenüber seinem unbeeinflussten Tarif sind: $c_i < 0$. Den Kosten für die Umsetzung eines Anreizes wird gleichzeitig eine hohe Bedeutung zugemessen. In dieser Arbeit: $k_1 = 0,3$ und $k_2 = 0,7$.

Rote Ampelphase Aufgrund der Schwere der kritischen Situation darf das regionale Energiemanagementsystem jede mögliche Flexibilität der intelligenten Gebäude nutzen. Dadurch, dass auch nachteilige Anreize ausgewählt werden dürfen, entsteht ein Zwang für die Gebäude, zur Netzstabilität beizutragen, sollte die bestbewertete Lösung Mehrkosten für den Gebäudenutzer erzeugen. Zur schnelleren Situationsklärung werden zudem die Parameter für die Gesamtbewertung verändert, sodass größere zu verschiebende Energiemengen stärker gewichtet werden: $k_1 = 0,9$ und $k_2 = 0,1$. Die Wahl von $k_1 > 0$ beugt Ineffizienzen bei der Anreizauswahl vor, die durch das nichtlineare und begrenzte Laständerungsvermögen entstehen.

Aus den besten Lösungen für die einzelnen intelligenten Gebäude wird mit gleicher Metrik eine Abrufreihenfolge für die angefragten intelligenten Gebäude erstellt.

Abruf Um die Systemstabilität – etwa durch Nachholeffekte und Oszillationen – nicht zu gefährden (siehe Anforderung A 3.4), ruft das regionale Energiemanagementsystem die ausgewählten Laständerungen durch die Bestätigung eines Anreizes an die intelligenten Gebäude in Gruppen ab. Der Anteil gleichzeitig abzurufender Optionen und die Unterbrechungen zwischen den Abrufen orientieren sich anteilig an der Knotenzahl des überwachten Netzgebiets und an der Dynamik der aktiven Komponenten in intelligenten Gebäuden (siehe Abschnitt 3.2). Die Parameterwahl der technischen Netzampel und die Robustheit von Niederspannungsnetzen erlaubt dieses schrittweise, zurückhaltende Eingreifen. Die Abrufreihenfolge wird solange befolgt, bis entweder eine Änderung der kritischen

5.1 Interessenausgleich zwischen Netznutzung und -betrieb – Die Netzsampel

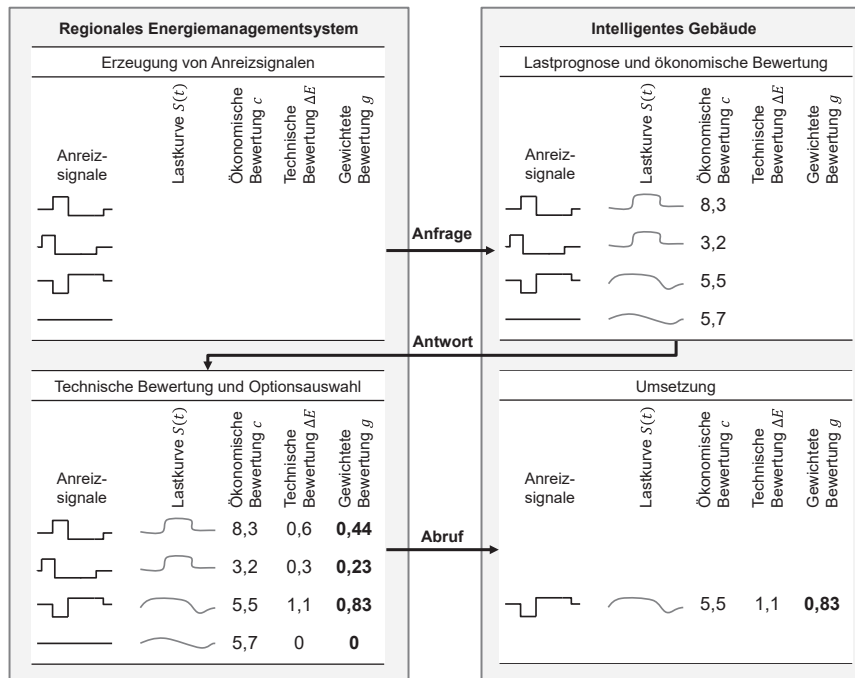


Abbildung 5.6 – Veranschaulichung des zweistufigen Flexibilitätsabrufs mit exemplarischen Zahlenwerten

Situationen im Netzgebiet eingetroffen ist oder alle Lastverschiebungen der Gebäude abgerufen worden sind.

Zusammenfassend ist der geschilderte Prozess zur Anfrage, Antwort und Abruf von Laständerung zwischen dem regionalen Energiemanagementsystem und einem intelligenten Gebäude in Abbildung 5.6 dargestellt.

5.1.4 Zusammenfassung und Einordnung

In diesem Abschnitt ist die in der *BDEW-Roadmap* [23] eingeführte, von (unter anderem) *Dauer et al., 2014* [78] und *Drayer et al., 2015* [87] angesprochene und durch *Schall et al., 2016* [268] ergänzte BDEW-Netzsampel technisch, topologisch und koordinativ ausgestaltet worden, um koordiniert Systemdienstleistungen in und aus Niederspannungssystemen mittels Einsatz eines regionalen Energiemanagementsystems bereitzustellen.

Die Feststellung der knotenscharf zu bestimmenden Ampelphasen und die Koordination der aktiven Komponenten im Netzgebiet obliegen einer Entität, dem lokalen Netzbetreiber als Betreiber des regionalen Energiemanagementsystems. Die aus technischen Zustandsgrößen ermittelten Phasen der Netzampel legen keine Handlungsanweisungen, sondern die aktiven Komponenten für einen Lastverschiebungsabruf sowie die Randbedingungen für das zweistufige Abrufverfahren (siehe Abbildung 5.4) für die Lastverschiebung fest.

Das vorgestellte Netzampelkonzept hält hierdurch die Annahme eines starken Netzes, das den Energiehandel kaum einschränkt, der sogenannten *Kupferplatte*, weitgehend aufrecht und nimmt ein reguliertes System ohne destruktives Verhalten einzelner an, in dem die Rolle des Netzbetreibers entgegen der Ansätze im *Universal Smart Energy Framework* [302] ausgestaltet ist. Das regionale Energiemanagementsystem nutzt einen Regler anstelle eines gesteuerten Planungsverfahrens in *Schlögel et al., 2016* [269], der (entgegen zu [87]) knotenweise Anreize anfragt, auswählt und abrufen und somit das in [23] angesprochene Problem einer koordinierten Bereitstellung von Systemdienstleistungen löst (siehe Abschnitt 4.8.2). Durch den Verzicht auf Detailinformationen über die untergeordneten Komponenten ist das vorgestellte Verfahren auch mit anderen aktiven Komponenten als intelligenten Gebäuden einsetzbar.

Ein Ansatz zur Realisierung der Systemdienstleistungserbringung in der Niederspannung ist durch die *Koordinierungsfunktion des Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN)* gegeben [100]. Ähnlich zum vorgeschlagenen regionalen Energiemanagementsystem dieser Arbeit vermittelt diese zwischen den verschiedenen Parteien, die Interesse an einem Zugriff auf aktive Komponenten haben. Diese werden in [100] durch die *FNN Steuerbox* koordiniert, die eine ähnliche Funktionen wie das Gebäudeenergiemanagementsystem intelligenter Gebäude (siehe Abschnitt 6.2.1) in dieser Arbeit realisiert.

5.2 Systemarchitektur

Zur Umsetzung der ausgestalteten Netzampel in einem regionalen Energiemanagementsystem ist eine Systemarchitektur nötig, die im Folgenden hergeleitet und beschrieben ist. Vorarbeiten zu dieser Systemarchitektur

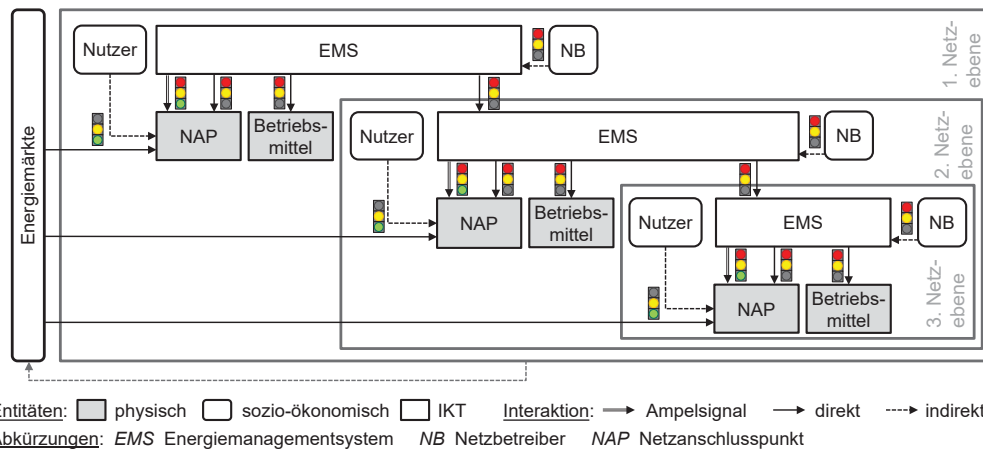


Abbildung 5.7 – Makrostruktur der Interaktion von hierarchischen Energiemanagementsystemen im Netzampelkontext

sind vom Autor bereits in [201, 258] veröffentlicht worden und erweitern die generische Observer/Controller-Architektur (siehe Abschnitt 2.3.4).

5.2.1 Interaktion von Energiemanagementsystemen

Aus der technischen Gestaltung der Netzampel (siehe Abschnitt 5.1.1) folgt die hierarchische Makrostruktur für die Interaktion von Energiemanagementsystemen, die durch die geforderte Reaktion auf kritische Situationen außerhalb der Systemgrenzen vorgegeben ist. Diese hierarchische Struktur, siehe Abbildung 5.7, zur Kopplung von Energiemanagementsystemen (*EMS*) orientiert sich an den Spannungsebenen (*Netzebene X*) des zu überwachenden Elektroenergiesystems⁴.

Ein Energiemanagementsystem überwacht seinen Netzabschnitt, eine Netzebene, bestimmt die knotenscharfen Ampelsignale (siehe Abschnitt 5.1), informiert die *Nutzer* seiner Netzanschlusspunkte (*NAP*) über deren Ampelsignal und legt somit die aktuell gültigen Kommunikationskanäle für einen Netzanschlusspunkt fest. Im Fall einer kritischen Situation (gelbe oder

⁴Zur Wahrung der Übersichtlichkeit ist statt der existierenden 1:n-Beziehung zwischen einem übergeordnetem EMS und seinen untergeordneten Entitäten (EMS, Netzanschlusspunkte mit eigener Intelligenz und Betriebsmitteln) den EMS jeweils nur eine Entität untergeordnet worden.

rote Ampel) darf das EMS seine untergeordneten Entitäten beeinflussen. Gleichzeitig kann der Netzbetreiber (*NB*) einer jeweiligen Netzebene aus seinen Systemzielen (z. B. Autarkie) zusätzliche Ampelsignale generieren, die von untergeordneten EMSs berücksichtigt werden. Der *Nutzer* eines Netzanchlusspunktes gibt zumeist durch *Energiemärkte* getriebene Ziele vor, die von den aktiven Komponenten, etwa ein intelligentes Gebäude, umgesetzt werden. Gleichzeitig haben die Laständerungen aller Netzanchlusspunkte (begrenzte) Rückwirkungen auf Energiemärkte (siehe Abschnitt 3.3.1).

5.2.2 Entwurfsmuster

Ziel für ein regionales Energiemanagementsystem ist es, als lernfähiges System das Einwirken auf die untergeordneten Komponenten fortlaufend zu verbessern (siehe Anforderung A 2.6). Hierbei bilden Niederspannungssysteme eine heterogene Systemlandschaft (siehe Abschnitt 3.2), die eine Abstraktion von Systemen und Zielen unabdingbar macht (siehe Anforderung A 3.2). Gleichzeitig sind Elektroenergiesysteme eine kritische Infrastruktur, die effiziente, sichere und vertrauenswürdige Verfahren und Strukturen benötigt (vgl. Forschungsfrage II). Für solche Einsatzzwecke sind die Verfahren des *Organic Computing* entwickelt worden (siehe Abschnitt 2.3.4). Da diese Verfahren und Methoden bereits in anderen Systemen erfolgreich eingesetzt wurden (siehe Abschnitt 2.3.4), wird für das regionale Energiemanagementsystem die *generische Observer/Controller-Architektur* als Entwurfsmuster verwendet, auch wenn die Lernfähigkeit des Systems nur als Vorschlag (siehe Anforderung A 2.6) klassifiziert ist.

5.2.3 Erweiterte Observer/Controller-Architektur

Die generische Observer/Controller-Architektur (O/C-Architektur, siehe Abschnitt 2.3.4) ist in [201, 258] erweitert worden, um den Anforderungen einer heterogenen Systemlandschaft im Kontext automatisierter und hierarchisch strukturierter (Energie-) Systeme gerecht zu werden. Eine schematische Darstellung einer hierarchischen, erweiterten O/C-Architektur mit ihren drei Schichten je Hierarchieebene ist in Abbildung 5.8 dargestellt. Zur Erfüllung der Anforderungen sind der generischen O/C-Architektur zwei zusätzliche Schichten hinzugefügt worden:

tiert, von denen der *Data-Custodian* [258] zur Wahrung von Privatsphäre eine spezielle Ausprägung ist [201].

Innerhalb einer hierarchischen Systemarchitektur ist jedem EALDriver ein ComDriver zugeordnet, um die Informationsflüsse zwischen zwei O/C-einheiten umzusetzen [201].

Die erweiterte O/C-Architektur ist bereits für die energieträgerübergreifende Energieflussoptimierung in Gebäuden [199, 201] und für fahrplanbasiertes Energiemanagement in Niederspannungssystemen [125] angewendet worden, wobei bei letzterem nur die EAL-Schicht realisiert worden ist.

5.2.4 Anforderungen an die erweiterte Observer/Controller-Architektur für das regionale Energiemanagementsystem

Die beschriebene Makrostruktur (siehe Abschnitt 5.2.1) von Energiemanagementsystemen in Elektorenergiesystemen ist hierarchisch (siehe auch Abbildung 5.7), die Intelligenz zur zielgerichteten Beeinflussung einer Netzebene zentral an einer Stelle verortet. Der abstrakte Entwurf des regionalen Energiemanagementsystems (*REMS*) für eine Netzebene ist in Abbildung 5.9 dargestellt. Hierbei ist das regionale Energiemanagementsystem an ein Mittelspannungsenergiemanagementsystem (*MS-EMS*) angebunden und besteht aus den drei Schichten der erweiterten Observer/Controller-Architektur. Aus dieser Struktur des Energiemanagementsystems im Kontext der Netzampel resultieren die Anforderungen an dessen Komponenten:

Die *CAL-Schicht* muss sowohl Ampelsignale und Steuersignale von einem übergeordneten System als auch Zielvorgaben von seinen Nutzern empfangen können, während die *EAL-Schicht* die in der *OC-Schicht* bestimmten Steuersignale für die untergeordneten Systeme (intelligente Gebäude und Betriebsmittel) weiterleiten und zudem Ampelphasen kommunizieren muss. In der *OC-Schicht* ist die Netzampel mit ihrer technischen, topologischen und koordinativen Ausgestaltung umzusetzen. Diese Ampel- und Steuersignale müssen von untergeordneten aktiven Komponenten (intelligenten Gebäuden und aktiven Betriebsmitteln) empfangen und verarbeitet werden können.

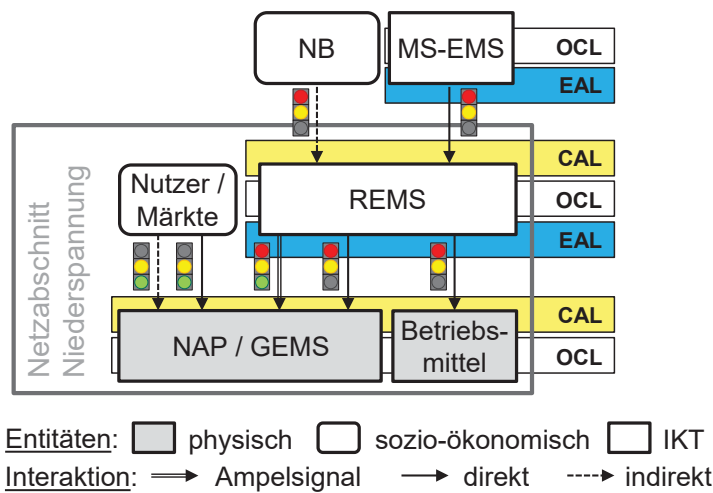


Abbildung 5.9 – Abstrakte Architektur des regionalen Energiemanagementsystems eines Netzabschnitts mit den Schichten der erweiterten Observer/Controller-Architektur

5.2.5 Zusammenfassung und Einordnung

Aus der Gestaltung der Netzampel ist eine abstrakte Architektur für ein regionales Energiemanagementsystem hergeleitet worden, das die Implementierung der vorgeschlagenen Ausgestaltung der Netzampel ermöglicht. Als zugehöriges Entwurfsmuster ist die *generische Observer/Controller-Architektur* gewählt worden, um dem Fernziel eines lernfähigen Systems (siehe Wunschanforderung A 2.5) gerecht zu werden. Nachdem das Entwurfsmuster an die Gegebenheiten von Niederspannungssystemen angepasst worden ist, sind die benötigten Komponenten einer Implementierung der Netzampel innerhalb der erweiterten generischen Observer/Controller-Architektur festgelegt worden.

5.3 Systementwurf

Wird die erweiterte Observer/Controller-Architektur (siehe Abschnitt 5.2) auf die Anforderungen der abstrakten Systemarchitektur des regionalen Energiemanagements angewendet, resultiert hieraus der Systementwurf für das regionale Energiemanagementsystem (siehe Abbildung 5.10, die an das

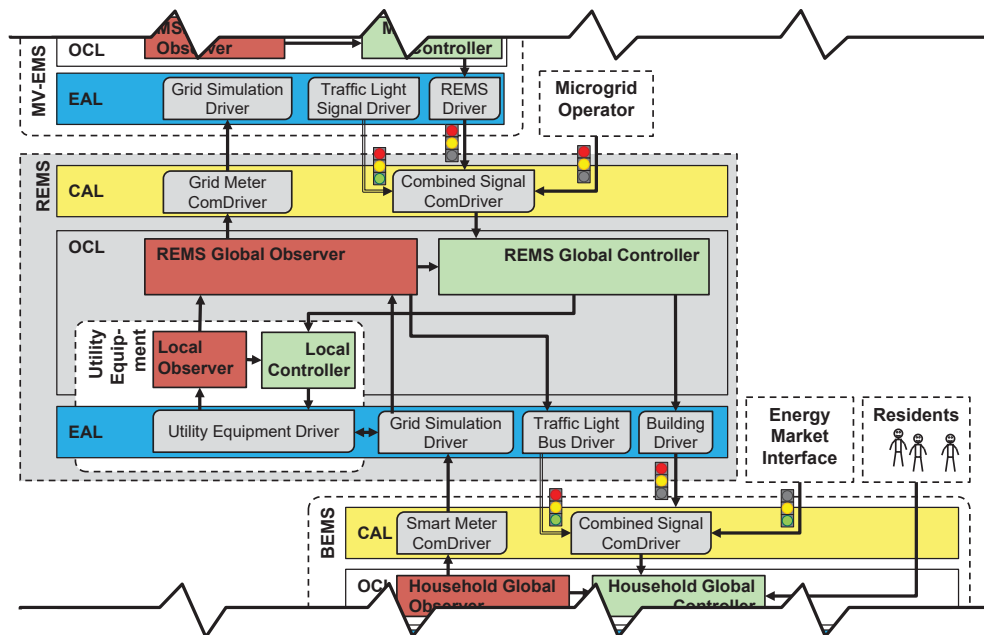


Abbildung 5.10 – Ausschnittansicht der Architektur des regionalen Energiemanagementsystems unter Verwendung der erweiterten generischen Observer/Controller-Architektur

regionale Energiemanagementsystem angrenzenden Schichten sind der Übersichtlichkeit halber nur unvollständig dargestellt)). Folgend wird für den Gesamtentwurf die Architektur mit ihren drei Schichten spezifiziert. Dabei wird angenommen, dass sowohl das Mittelspannungsmanagementsystem (*MV-EMS*) als auch das Gebäudeenergiemanagementsystem (*BEMS*) in der erweiterten O/C-Architektur realisiert sind. So setzt das automatisierte Gebäudeenergiemanagementsystem *Organic Smart Home* die erweiterte Observer/Controller-Architektur um (siehe Abschnitt 6.2.1).

5.3.1 Kommunikationsschicht – Communication Abstraction Layer

Die Anbindung des regionalen Energiemanagementsystems an seine übergeordneten Entitäten erfolgt mittels *ComDriver* in der *CAL*-Schicht.

Repräsentation übergeordnete Netzebenen Vom regionalen Energiemanagementsystem erfasste und verarbeitete Messwerte, die für die Zustandsbestimmung in der Mittelspannungsebene benötigt werden, werden mittels des *Grid Meter ComDrivers* auf REMS-Seite aggregiert, versandt sowie seitens des Mittelspannungsenergiemanagementsystems von dessen *Grid Simulation Driver* empfangen und in dessen Netzüberwachung integriert. Innerhalb des Systems werden somit auch die Wechselwirkungen zwischen der betrachteten Netzebene (Niederspannung) und der Spannung am Anschlusspunkt im übergeordneten Netz (Mittelspannung) abgebildet (vgl. Abschnitt 6.1.2).

Kommunikation mit übergeordneten Systemen Die Anbindung des regionalen Energiemanagementsystems an übergeordnete Steuer- und Überwachungssysteme geschieht mittels des *Combined Signal ComDriver*. Dieser empfängt Ampelsignale vom *Traffic Light Driver* des übergeordneten Energiemanagementsystems und dessen Steuersignale in gelben und roten Ampelphasen vom *REMS Driver*, wodurch die virtuellen Wirk- und Blindleistungskraftwerke (siehe Anforderungen A 1.1 & A 1.2) umgesetzt werden. Gleichzeitig werden über den *Combined Signal Driver* dem REMS die Ziele des optionalen *Microgrid Operators* (Netzbetreiber) mitgeteilt und die Forderungen nach Autarkie oder Inselnetzbetrieb (vgl. Systemziele A 1.5 & A 1.6) mitgeteilt. Der *Combined Signal ComDriver* aggregiert alle eingehenden Informationen übergeordneter Entitäten und gibt diese an den *REMS Global Controller* weiter.

5.3.2 Treiberschicht – Entity Abstraction Layer

Der *Entity Abstraction Layer* (*EAL*) realisiert die Signalflüsse zu untergeordneten Entitäten (siehe Abschnitt 5.2.3), Betriebsmitteln und Netzanschlusspunkten (insbesondere intelligenten Gebäuden).

Netzzustandsinformationen Der *Grid Simulation Driver* empfängt Zustandsinformationen von den *Smart Meter ComDrivern* der Gebäudeenergiemanagementsysteme (engl. *building energy management system*, *BEMS*) und Betriebsmittel und bestimmt hieraus den Netzzustand.

Im *simulativen Einsatz* kommt dem *Grid Simulation Driver* auch die Aufgabe der Netzberechnung (siehe Abschnitt 2.2.4) unter Verwendung

der übergebenen Sensordaten sowie von Topologie- und Leiterdaten zu. Im *realen Einsatz* wird an dieser Stelle eine Zustandsschätzung (siehe Abschnitt 2.2.4) durchgeführt, um auch bei unvollständiger Sensorabdeckung im überwachten Netzabschnitt den Netzzustand identifizieren zu können.

Kommunikation der Netzampelsignale Der *Traffic Light Signal Driver* teilt die vom *REMS Global Observer* bereitgestellten Ampelinformationen den mit dem regionalen Energiemanagementsystem verbundenen Haushalten mit. Gegenstück zu diesem sind die *Combined Signal Driver* in der CAL-Schicht der Gebäudeenergiemanagementsysteme.

Steuersignale Der *Building Driver* des regionalen Energiemanagementsystems leitet die vom *REMS Global Controller* erzeugten Anreizsignale (siehe Abschnitt 5.1.3) an die mit dem REMS verbundenen Gebäudeenergiemanagementsysteme weiter. Hier werden sie vom *Combined Signal Driver* in der CAL-Schicht der Haushalte empfangen, auf Legitimation durch das Ampelsignal geprüft und an den *Household Global Controller* weitergereicht. Die Antwort auf angefragte Anreize wird danach über diesen Kanal an den *Building Driver* des regionalen Energiemanagements zurückgegeben, dieser teilt bei Bedarf den finalen Anreiz mit.

Betriebsmittelintegration Die Betriebsmittel eines Netzabschnitts werden nicht als eigenständige Komponente betrachtet, sondern an das regionale Energiemanagement angebunden. Hierdurch kann die Entkopplung mittels EAL- und CAL-Schicht entfallen. Angesteuert werden die Betriebsmittel von einem *Utility Equipment Driver*, der die Kommunikation des Betriebsmittels mit dessen *Local Observer* realisiert sowie Steuerbefehle im *Local Controller* erzeugt.

5.3.3 Kontrollschicht – O/C-Layer

Die Kernfunktionalität des regionalen Energiemanagements, die Umsetzung der technischen, topologischen und koordinativen Netzampel, ist in der O/C-Schicht (*OCL*) realisiert und in *Global Observer* und *Global Controller* aufgeteilt (siehe Abbildung 5.11).

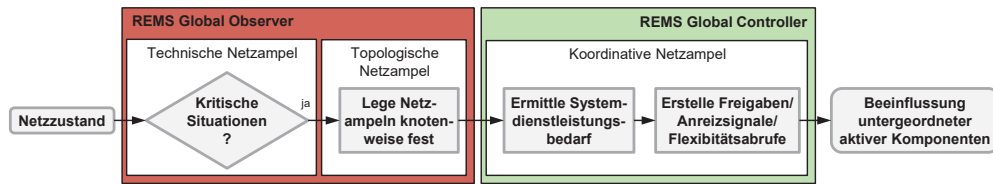


Abbildung 5.11 – Programmablaufplan der Umsetzung der Netzampel innerhalb der O/C-Schicht

Beobachtung – REMS Global Observer

Gemäß der erweiterten O/C-Architektur (siehe Abschnitt 2.3.4) kommt einem Observer die Aufgabe der Informationsaufbereitung für eine Entscheidungsfindung im Controller zu. Innerhalb eines REMS sind hierzu drei Funktionen notwendig:

Netzanalyse In einem ersten Schritt werden die vom *Grid Simulation Driver* gelieferten Netzzustandsinformationen auf kritische Situationen im Netzabschnitt untersucht und die technische Ausgestaltung der Netzampel nach Abschnitt 5.1.1 realisiert.

Bestimmung der Netzampelsignale Im Falle einer Existenz von kritischen Situationen im Netzgebiet werden die Netzampelsignale für die Knoten des Netzabschnitts gemäß Abschnitt 5.1.2 topologisch ausgestaltet.

Informationsbereitstellung Zuletzt werden alle gewonnenen Erkenntnisse über den Netzzustand und die Ampelsignale aggregiert und zur Entscheidungsfindung an den *REMS Global Controller* weitergereicht.

Steuerung – REMS Global Controller

Im *Global Controller* des regionalen Energiemanagementsystems werden bei Bedarf die koordinative Netzampel umgesetzt und die Eingriffe in das untergeordnete System festgelegt und ausgeführt.

Zielermittlung Aus der Analyse der kritischen Situationen (technische Netzampel) werden die benötigten Last- und Erzeugungsänderungen an den zulässigen Knoten (topologische Netzampel) sowie erforderliche Schalt-handlungen bestimmt.

Umsetzung der Maßnahmenkaskade Die einzelnen kritischen Situationen werden priorisiert und die ermittelten Gegenmaßnahmen nach den Vorgaben der Maßnahmenkaskade (siehe Abschnitt 5.1.3) nacheinander umgesetzt. Bei Bedarf wird das zweistufige Abrufverfahren für anreizgetriebene Laständerung von intelligenten Gebäuden (*Anfrage-Antwort-Abruf*) durchgeführt und die Laständerung schrittweise abgerufen.

Steuerung – Lokale O/C-Einheiten

Bei direkt dem Netzbetreiber unterstellten Betriebsmitteln wird auf eine Abtrennung mittels CAL- und EAL-Schicht analog zum Einsatz der erweiterten O/C-Architektur innerhalb intelligenter Gebäude verzichtet [199]: Die steuerbaren Betriebsmittel werden direkt mittels *lokaler O/C-Einheiten* an die OC-Schicht des regionalen Energiemanagementsystems angebunden. Analog zur globalen O/C-Einheit überwacht ein *lokaler Observer* das untergeordnete Betriebsmittel, der *lokale Controller* führt erteilte Steuerbefehle aus und der *Utility Equipment Driver* implementiert die Kommunikation mit dem Betriebsmittel.

5.3.4 Zusammenfassung und Einordnung

In diesem Abschnitt wurde aus der Ausgestaltung der Netzampel und der damit verbundenen Makrostruktur von Energiemanagementsystemen (siehe Abschnitt 5.2.1) sowie aus dem ausgewählten und angepassten Entwurfsmuster – die erweiterte generische Observer/Controller-Architektur – das regionale Energiemanagementsystem entworfen. Hierbei sind die benötigten Systemfunktionen sowohl der technischen, topologischen und koordinativen Netzampel als auch die Kommunikationsmodule für die Anbindung über- und untergeordneter Entitäten spezifiziert worden. Die vorgestellte Netzampel systematisiert und vervollständigt die Ansätze zur technischen Netzampel aus [268] und erweitert den Stand der Literatur (z. B. [305]) Verfahren für die topologische Ausgestaltung bereit. Um der bedingten knotenscharfen Prognostizierbarkeit von Last- und Erzeugung Rechnung getragen wird statt eines fahrplanbasierten Ansatzes (siehe [306]) in der koordinativen Netzampel ein Regelkreis verwendet.

Evaluationsumgebung

Nachdem im vorherigen Kapitel das regionale Energiemanagementsystem für die zurückhaltende Systemdienstleistungserbringung in Niederspannungsnetzen entworfen worden ist, werden nun die Umsetzung eines zugehörigen Prototypen (Abschnitt 6.2), die Definition von benötigten Referenzszenarien (Abschnitt 6.1) und der Aufbau einer Testumgebung mit realer Hardware (Abschnitt 6.3) beschrieben.

6.1 Referenzszenarien für Niederspannungssysteme

Zur Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems wird gemäß der Anforderungsanalyse (siehe Abschnitt 3.5) eine Evaluationsumgebung benötigt. Lösungen für die hierfür aufgestellten Anforderungen A 4.1-4.5 werden in diesem Abschnitt vorgestellt.

Teile dieses Abschnittes sind vom Autor bereits in [106, 157] veröffentlicht worden und werden an dieser Stelle weiter konkretisiert und ausgestaltet. Erste Arbeiten über den Entwurf von Referenzszenarien sind zuvor in [158] veröffentlicht worden.

6.1.1 Methodik für die Modellerzeugung

In [271] werden vier Wege zur Erzeugung von Netzmodellen diskutiert:

Reale Netzpläne *Reale Netzwerkpläne* von Niederspannungsnetzen sind Betriebsgeheimnis von Verteilnetzbetreibern und somit in aller Regel nicht im Detail zugänglich. Demzufolge sind sie als Grundlage für die Evaluation von Technologien und Verfahren nur bedingt geeignet, da sie eine Reproduzierbarkeit und Vergleichbarkeit von Ergebnissen erschweren. Gleichzeitig unterliegen detaillierte Messwerte, insbesondere beim Anschlussnehmer gemessene Lastprofile, als personenbezogene Daten dem Datenschutz.

Nachkonstruktion Die Extraktion von Netzplänen aus öffentlich verfügbaren Informationen (*Reverse Engineering*) beschränkt sich großteils auf die Hoch- und Höchstspannungsebene. Grundlage der Extraktion sind häufig kollaborativ gepflegte Kartendienste (z. B. *OpenStreetMap*¹), in denen die zumeist oberirdisch gelegenen Netze eingetragen sind. Zusammen mit Informationen über die Komponenten (Leitertypen, Transformatoren, usw.) können Netzpläne automatisiert extrahiert werden. [61, 114, 262]

Synthetische Netzstrukturen Die Vielfalt von Niederspannungsnetzen wird durch *synthetische Netzstrukturen* repräsentiert, bei denen auf Basis von Häufigkeitsverteilungen von Netzcharakteristika Netze zufällig und automatisiert generiert, simuliert und analysiert werden [51, 271]. Durch diesen statistischen Ansatz wird eine Vielzahl von Simulationsläufen benötigt, um aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten. Dieser Ansatz macht die Verwendung von detaillierten Komponentenmodellen, hohen zeitlichen Auflösungen und rechenintensiven Betriebs- und Optimierungsstrategien aufwändig und schwer realisierbar.

Referenzszenarien Der vierte Modellierungsweg ist die Erstellung von *Referenzszenarien*. Hierbei werden – nach einer Analyse von Netzstrukturen – exemplarische Szenarien definiert, die eine große Bandbreite existierender Netze nachbilden [271]. Vorgestellte Referenzszenarien für Microgrids fokussieren hauptsächlich auf die Untersuchung von dynamischen Vorgängen zwischen elektrischen Komponenten und nicht auf die Bereitstellung realistischer Szenarien für Niederspannungssysteme (siehe [181, 232]).

Bei Betrachtung der vier Modellierungswege im Kontext des Verhaltens intelligenter Gebäude in Niederspannungssystemen ist die Verwendung von

¹www.openstreetmap.org

Tabelle 6.1 – Vergleich der Eignung von Methodiken zur Modellerzeugung von Netzen und angeschlossenen Komponenten (basierend auf [271])

<i>Anforderungen an Evaluationsumgebung</i> (siehe Abschnitt 3.5.1 und Tabelle 3.4)		Reale Netzpläne	Nachkon- struktion	Synthetische Netzstrukturen	Referenz- szenarien
Modellierung von Topologien	A 4.1	(✓)	(✓)	✓	(✓)
Modellierung von Betriebsmitteln	A 4.2	(✓)	(✓)	(✓)	(✓)
Mathematische Repräsentation	A 4.3	✓	✓	✓	✓
Last-, Erzeuger- und Speichermodellierung	A 4.4	(✓)	(✓)	✓	✓
Modellierung von Flexibilität	A 4.5	✓	(✓)	✗	✓
Wissenschaftliche Weiterverwendbarkeit		✗	✓	✓	✓

✓: gut geeignet (✓): geeignet ✗: nicht geeignet

Referenzszenarien am besten geeignet, insbesondere da in Anforderung A 4.5 detaillierte und damit aufwändige Gebäudemodelle zur angemessenen Modellierung von Flexibilität gefordert werden (siehe Tabelle 6.1), die deutlich über den Stand der Literatur hinausgehen.

Folgend werden daher Referenzszenarien für Niederspannungssysteme auf Basis einer Literaturanalyse entworfen und parametrisiert. Hierzu werden nicht nur Niederspannungsnetze definiert, sondern auch Konfigurationen für die angeschlossenen Haushalte gegeben.

6.1.2 Niederspannungsnetzmodellierung

Als Arbeitshypothese wird die in der Literatur gebräuchliche Klassifikation von Niederspannungsnetzen in ländliche, dörfliche und (vor-)städtische Systeme verwendet (siehe [113, 149, 150]), um drei Referenznetze (*Land*, *Dorf* und *Vorstadt*) zu entwerfen.

Topologie Der Großteil deutscher Niederspannungsnetze hat eine baumförmige Topologie, lediglich in Gebieten mit hoher Lastdichte werden vermaschte Netze oder (offene) Ringstrukturen betrieben [150, 277]. Somit werden für das Szenario *Land* und *Dorf* strahlenförmige Strukturen gewählt sowie für das Szenario *Vorstadt* eine (offene) Ringstruktur.

Für die Anzahl der Abgänge von der Transformatorsammelschiene existieren differierende Angaben: Eine vom Netztyp unabhängige Anzahl an Abgängen wird in [56, 271] beschrieben, die Mittelwerte liegen zwischen 3 - 4,9 Abgängen je Transformator. Dahingegen werden von [113, 149] die Anzahl der Abgänge für Netze in ländlichen Streusiedlungen ≤ 3 , in Dörfern 5–6 und in Vorstädten ≥ 7 angegeben. Um die Diversität von Niederspannungsnetzen in den Referenzszenarien abzubilden, werden 2 (Land), 5 (Dorf) und 7 Abgänge (Vorstadt) von der Sammelschiene für die Referenzszenarien festgelegt (siehe auch Tabelle 6.2 (S. 137)).

In Niederspannungsnetzen werden Verzweigungen abseits der Sammelschiene durch Kabelverteilerschränke realisiert. Nach [149] hat jeder zweite von einer Sammelschiene ausgehende Hauptstrahl 1–3 Verzweigungen, die sich in weniger als 10 % der Fälle wiederum weiterverteilen [210]. Für die Referenzszenarien werden 1 (Land) und 5 (Dorf, Vorstadt) Nebenstränge modelliert.

Anschlusspunkte Für die Anzahl der Hausanschlusspunkte werden meist die Mittelwerte oder Mediane der Verteilungen einzelner Netzklassen angegeben: Diese liegen für ländliche Netze bei 8–14 Anschlüssen, 38–64 für Dorfnetze und für Netze in Vorstädten bei 42–146 Anschlüssen [56, 113, 149]. Auf Basis dieser Informationen wird festgelegt, dass das Szenario *Land* 11, *Dorf* 55 und *Vorstadt* 130 Hausanschlüsse hat. Durch die Kabelverteilerschränke und den Ortsnetztransformator ist die Anzahl der Netzknoten geringfügig höher, sodass das ländliche Netz über 14 Knoten, das Dorfnetz über 62 Knoten und das Vorstadtnetz über 136 Knoten verfügen.

Die Verteilung der Abstände zwischen den Hausanschlusspunkten ist stark streuend und kann näherungsweise mit einer Weibullverteilung angegeben werden [149, 150]. Die Mediane werden mit 54 m für ländliche, 32 m für dörfliche und 17 m für vorstädtische Netze angegeben. Die angegebenen Verteilungen wurden zur Festlegung der Abstände in den Referenzsze-

narien verwendet, eine zufällige Ziehung aus den Verteilungen hat einen durchschnittlichen Abstand von 53 m, 34 m und 17 m ergeben.

Leiter In Deutschland liegt der Anteil der erdverkabelten Niederspannungsnetze bei 89 % [123, Kap. 4], [56]. Gleichzeitig gelten Freileitungen in dünn besiedelten Gegenden als eine kostengünstige Alternative [219, Kap. 2]. Hier ist etwa die Hälfte der Leitungslänge als Freileitung ausgeführt [149].

Verkabelte Netze werden meist einheitlich mit einem Leitertyp ausgestattet, dessen Querschnitt sich primär an der erforderlichen Kurzschlussleistung am Ende des Kabels orientiert. Hierbei ist das Aluminiumkabel *NAYY 4x150SE* nach DIN EN 60228 [8] mit einem Querschnitt von 150 mm^2 der mit Abstand häufigste Typ [123, 149, 150, 287, 295]. Für Freileitungen sind in Deutschland stahlverstärkte Aluminiumseile nach EN 50182 [9] mit einem Querschnitt von $50\text{--}95 \text{ mm}^2$ üblich, wobei der verwendete Typ *70-AL1/11-ST1A* mit 70 mm^2 am häufigsten vorkommt [150].

Es wird für die Referenznetze festgelegt, dass das ländliche Netz einheitlich mit Freileitern (*70-AL1/11-ST1A*) und das dörfliche bzw. vorstädtische Netz einheitlich mit Erdkabeln (*NAYY 4x150SE*) verbunden ist.

Ortsnetztransformator Die Versorgung eines Niederspannungsnetzes geschieht meist über einen Ortsnetztransformator, der auf Basis der Anzahl zu versorgender Anschlüsse dimensioniert wird. Anschließend wird aus Wirtschaftlichkeitsgründen eine Standardgröße gewählt [277, Kap. 11], [210]. Entsprechend der steigenden Anschlusszahl von Netzen in dichter besiedelten Gebieten steigt auch die Nennleistung der Ortsnetztransformatoren, sodass in ländlichen Netzen typischerweise Ortsnetztransformatoren mit einer Nennleistung von $50\text{--}400 \text{ kVA}$ vorkommen, wobei Typen mit $100\text{--}160 \text{ kVA}$ am häufigsten sind. In dörflichen Netzen sind Transformatornennleistungen von $100\text{--}630 \text{ kVA}$ im Einsatz, die üblichen Größen sind $250\text{--}400 \text{ kVA}$. Größen von $400\text{--}630 \text{ kVA}$ sind in vorstädtischen Netzen üblich, wobei die Bandbreite zwischen $160\text{--}800 \text{ kVA}$ liegt. [113, 150]

Aus der Anzahl der Netzanschlusspunkte und der Transformatornennleistung können durchschnittliche Anschlussleistungen für die Referenzszenarien berechnet werden. Durch die Festlegung auf einen 250 kVA Transformator für das ländliche, einen 400 kVA Transformator für das dörfliche und einen 630 kVA Transformator für das vorstädtische Szenario

können die in [150] angegebenen 95 %-Konfidenzintervalle für die heutigen mittleren Hausanschlussleistungen eingehalten werden, wobei hier die Verbreitung der Elektromobilität nicht berücksichtigt wird.

Heute werden in kritisch belasteten Verteilnetzen regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT) eingesetzt, deren Übersetzungsverhältnis im Betrieb automatisiert verändert werden kann. Hierdurch wird die Spannung im gesamten Niederspannungsnetz beeinflusst (siehe Abschnitt 3.2.5) [41, 117, 119]. Da die drei Referenznetze als schwache Netze entworfen sind, werden regelbare Ortsnetztransformatoren in diesen verwendet.

Die elektrische Repräsentation des RONT erfolgt über das Netzmodell als vereinfachtes Kurzschlussersatzschaltbild (siehe Abschnitt 2.2.4). Zudem wird für die Transformatoren eine Temperaturüberwachung angenommen, die eine thermische Modellierung nach DIN IEC 60076-7 [83] erlaubt. Dies ermöglicht eine Berechnung des Lebensdauerverbrauchs und der maximalen Temperatur im Transformator (*Heißpunkttemperatur*) auf Basis der Außentemperatur und dessen Auslastung. Als lokale Betriebsstrategien sind eine Weitbereichsregelung, eine abgesetzte Messung und eine Stromkompoundierung als Stand der Technik vorzusehen. [105, 106]

Mittelspannungsnetz Bei der Analyse von Niederspannungsnetzen sind auch die Spannungsschwankungen im versorgenden Mittelspannungsnetz mit zu modellieren, da sich die in der Mittelspannung verortete dezentrale Erzeugung und spannungshaltende Maßnahmen auch auf die angeschlossenen Niederspannungsnetze auswirken [49, 275]. Nach [89] kann die Spannung am Mittelspannungsabgriff eines Ortsnetztransformators u_{MS} in Abhängigkeit des Wirkleistungsflusses P_{Trafo} über diesen und einer normal verteilten Zufallskomponente u_{Zufall} beschrieben werden:

$$u_{\text{MS}} = u_{\text{nenn}} - P_{\text{Trafo}} * \frac{du}{dP} + u_{\text{zufall}} \quad (6.1)$$

Elektrische Repräsentation Allgemein wird betont, dass Niederspannungsnetze für genaue Ergebnisse dreiphasig zu berechnen sind, etwa im Zuge von Lastflussanalysen und Optimierungen [194, 207]. Gleichzeitig lassen sich Niederspannungssysteme bei symmetrischer Belastung der drei Phasen mittels eines einphasigen Ersatzschaltbildes repräsentieren (siehe Abschnitt 2.2.4 und [277, Kap. 18]). Der Anschluss der Phasen einzelner

Entitäten erfolgt zufällig an die Phasen des Netzes, sodass eine Mittelung der Last und Erzeugung über die Phasen eintritt. Die verbleibende Unsymmetrie wird durch spezielle Transformatortypen („Yz5“) mit *Zick-Zack-Schaltung* [277, Kap. 9] kompensiert. Weiterhin führen Unsymmetrien in Niederspannungsnetzen nur in Ausnahmefällen zu einem Ausbau des Netzes [246], sodass für die Referenzszenarien eine einphasige Modellierung für die Bewertung von intelligenten Gebäuden als ausreichend im Sinn von Anforderung A 4.3 (siehe Abschnitt 3.5) erachtet wird.

Darüber hinaus kann die Berechnung von Niederspannungsnetzen durch die Vernachlässigung der Stickleitungen zu den einzelnen Hausanschlusspunkten, sowie der Modellierung von Muffen und Kabelendverschlüssen weiter vereinfacht werden, da die Spannungsabfälle über diese Betriebsmittel ebenfalls vernachlässigbar klein sind. [149]

Zusammenfassend sind, angelehnt an die in [149] vorgestellte Untersuchung und Modellierung von Niederspannungsnetzen, drei Referenznetze für ein *ländliches*, *dörfliches* und *vorstädtisches* Netz unter Verwendung weiterer Quellen im Sinne der Anforderungen A 4.3–4.4 definiert worden.

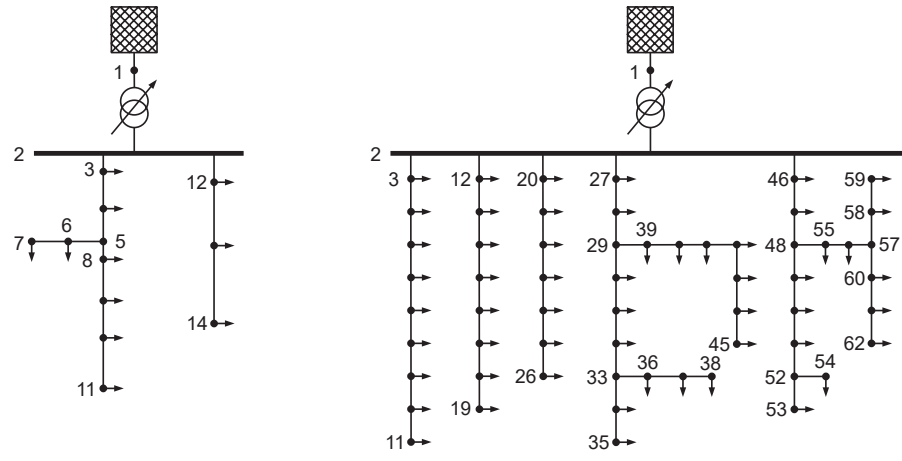
Das ländliche Referenzsystem bildet eine Streusiedlung, die auf Grund ihrer hohen verfügbaren Dachfläche, etwa auf Scheunen, hohes PV-Potenzial bietet und somit potenziell kritisch („sensitiv“ nach [271]) ist. Das dörfliche Referenzsystem repräsentiert einen Ort mit lockerer Bebauung, wohingegen die Bebauung im Vorstadtszenario großteils aus Reihenhäusern besteht.

Die wichtigsten Eigenschaften der Netze sind in Tabelle 6.2 zusammengefasst und die Topologien in Abbildung 6.1 dargestellt. Im Gegensatz zu den Netzen in der verwendeten Literatur sind die Referenznetze der Öffentlichkeit frei verfügbar gemacht². Zur Dokumentation der vollständigen Parametrierung ist das *IEEE Common Data Format* verwendet worden (siehe auch Anhang B), ein Textdateiformat für den Vergleich von Lastflussberechnungen, dessen Spezifikation in [318] einzusehen ist.

6.1.3 Haushaltsmodellierung

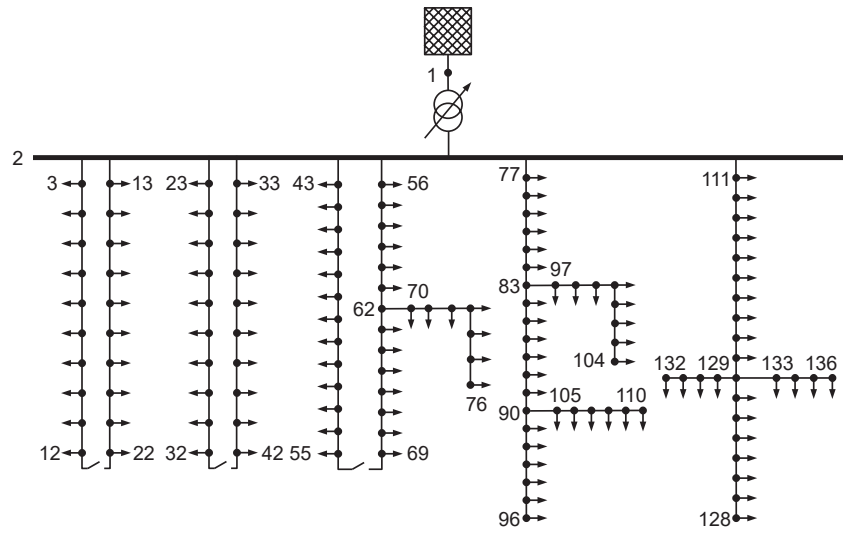
Neben Modellen für repräsentative Niederspannungsnetze werden für vollständige Referenzszenarien auch Szenarien für die Parametrierung und

²<https://github.com/aifb/lv-grids>



(a) Ländliches Referenznetz

(b) Dörfliches Referenznetz



(c) Vorstädtisches Referenznetz

Abbildung 6.1 – Topologien der Niederspannungsreferenznetze aus [157]

Tabelle 6.2 – Übersicht der Eigenschaften der Referenznetze

	Ländliches Netz	Dorfnetz	Vorstadtnetz
<i>Topologie</i>			
Topologie	Strahlen	Strahlen	(offene) Ringe, Strahlen
Abgänge von Sammelschiene	2	5	8
Knotenzahl	14	62	136
Anschlusspunkte	11	55	130
Verteilerschranke	1	5	4
Nebenstränge	1	5	5
<i>Leiter</i>			
Verbindungen	Freileitung	Erdkabel	Erdkabel
Leitertyp	70-AL1/11-ST1A	NAYY 4x150 SE	NAYY 4x150 SE
Mittlere Länge	53 m	34 m	15 m
<i>Ortsnetztransformator</i>			
Typ	RONT	RONT	RONT
Nennleistung	250 kVA	400 kVA	630 kVA

Ausstattung der Haushalte benötigt (siehe Anforderung A 4.4-4.5). Entsprechende Szenarien sind in der Literatur über Referenznetze nur unzureichend ausgestaltet und fokussieren meist auf einzelne Komponenten (z. B. Photovoltaik in [113, 321]).

Haushaltsgröße Die durchschnittliche Haushaltsgröße lag in Deutschland im Jahr 2015 durchschnittlich bei etwa zwei Bewohnern pro Haushalt, wovon der größte Anteil auf Ein- und Zweipersonenhaushalte entfiel [284]. Gleichzeitig ist die durchschnittliche Haushaltsgröße in ländlichen Räumen im Gegensatz zu der in Innenstädten höher. Beispielsweise streute die durchschnittliche Bewohnerzahl in Landkreisen in Baden-Württemberg in 2014 zwischen 1,9 und 2,5 Einwohnern pro Haushalt, wobei in einzelnen Gemeinden im Mittel mehr als 2,6 Menschen lebten. [126]

Die Festlegung der Haushaltsgröße der einzelnen Szenarien ist durch Ziehung aus den angepassten Verteilungen der Haushaltsgrößen entstanden, berücksichtigt die Verschiebung in ländlichen Gegenden und ist in

Tabelle 6.3 – Statistischer Anteil der Haushaltsgrößen in den Referenzszenarien und deren Anzahl

Haushaltsgröße	Deutschland	Land	Dorf					Vorstadt
			Anteile nach [284], Anzahl					
1 Person	41,4 %	0,0 %	0	10,9 %	6	21,5 %	28	
2 Personen	34,2 %	27,3 %	3	27,3 %	15	27,7 %	36	
3 Personen	12,1 %	36,4 %	4	25,5 %	6	25,4 %	33	
4 Personen	9,0 %	18,2 %	2	30,9 %	17	20,7 %	27	
≥ 5 Personen	3,2 %	18,2 %	2*	5,5 %	3*	4,6 %	6*	
Durchschnitt	1,98	3,27	11	2,93	55	2,59	130	

*: modelliert mit 5 Personen

Tabelle 6.3 zusammengefasst. Weiterhin wird für die – auf Elektrizität fokussierten – Szenarien vereinfachend festgelegt, dass alle Haushalte Einfamilienhäuser sind. Diese Festlegung ist dadurch vertretbar, dass in Deutschland 66 % der Haushalte Einfamilienhäuser sind und lediglich 18 % der Haushalte in Mehrparteienhäusern zu finden sind zumal Einfamilienhäuser eher der Bebauungsstruktur im ländlichen Raum entsprechen [174].

Geräteausstattung und -nutzung Mit Blick auf die festgelegte, überdurchschnittliche Anzahl an Bewohnern je Haushalt in den Szenarien (siehe Tabelle 6.3) und unter der Annahme, dass potenziell wohlhabende Bürger die ersten Nutzer von intelligenten Gebäuden sind, wird aus den gegebenen Daten für den Ausstattungsgrad deutscher Haushalte [283] und den Arbeiten aus [199] eine Gerätekonfiguration der Haushalte in den Szenarien festgelegt.

Für die Szenarien wird gemäß Tabelle 6.4 angenommen, dass in jedem modellierten Haushalt jedes der genannten Geräte einmal vorhanden ist.

Daten über das Gerätenutzungsverhalten von Bewohnern sind in [202, 281, 283] gegeben, wobei sowohl die jährlichen Nutzungshäufigkeiten der Geräte (siehe Tabelle 6.5), als auch deren zeitliche Flexibilität analysiert wurde. In [281] wird als Ergebnis einer Umfrage angegeben, dass etwa zwei von drei Haushalten bereit sind, ihre Benutzung der Wasch- und Spülmaschine um bis zu drei Stunden für Energiemanagementzwecke zu verschieben und dass ein Viertel der Haushalte Verschiebungen um bis zu

Tabelle 6.4 – Geräteausstattung deutscher Haushalte nach [283]

Gerätetyp	Ausstattungsgrad			Geräte pro Haushalt		
	ges.	Fam.	ver.	ges.	Fam.	ver.
Kühlschrank	99,9 %	100,0 %	100,0 %	1,23	1,27	1,58
Gefrierschrank	50,8 %	60,5 %	69,0 %	1,12	1,10	1,17
Geschirrspülmaschine	69,5 %	91,4 %	93,7 %	1,02	1,01	1,07
Mikrowellengerät	73,3 %	82,8 %	77,6 %	1,03	1,02	1,12
Waschmaschine	93,9 %	99,8 %	99,3 %	1,03	1,03	1,10
Wäschetrockner	39,5 %	60,9 %	67,0 %	1,01	1,00	1,03
Kaffeemaschine	84,6 %	90,9 %	92,8 %	1,41	1,47	1,66
Elektroherd [282]	94,0 %	-	-	1,05	-	-

ges.: gesamt; Fam.: Familien; ver.: vermögend; - : keine Angaben

Tabelle 6.5 – Haushaltsgerätenutzung pro Haushalt und Jahr [202, 281, 283]

Nutzungen pro Jahr Gerät	Haushaltsgröße / Personen				
	1	2	3	4	5
Waschmaschine	100	180	250	320	360
Trockner	40	70	100	130	150
Spülmaschine	120	200	280	350	410
Backofen	100	150	180	210	240
Kochfeld	150	250	360	420	480

sechs Stunden in Betracht zieht. Für Wäschetrockner ist anzunehmen, dass dieser unmittelbar nach Abschluss des Waschvorgangs der Waschmaschine gestartet wird [281, Kap. 3.2].

Bei der Nutzung von Geräten ist auch die Nutzung von Warmwasser mit zu beachten. Hierzu sind in der Norm VDI 6002 Blatt 1 [14, Anhang D] nach Monat, Wochentag und Uhrzeit aufgeschlüsselte Profile für Wohngebäude gegeben.

Photovoltaik Unter der Randbedingung eines Gelingens der Energiewende gehen Prognosen von einem weiteren Anstieg der installierten PV-Erzeugungskapazität aus. Zudem sind heute 98 % der PV-Anlagen in der Niederspannungsebene angeschlossen und erbringen 85 % der PV-Erzeugung. [316]

Der erwartete weitere Ausbau der installierten Erzeugungskapazität aus Photovoltaik macht eine weitere Differenzierung der Referenzszenarien erforderlich, welche die Ver- und Ausbreitung von dezentralen Erzeugungsanlagen in Zukunft berücksichtigt. Dies wird durch die Ausprägungen der Referenzszenarien in die Situation von *Heute*, *Morgen* und *Übermorgen*³ berücksichtigt.

Da die maximale PV-Installationsleistung eines Gebäudes stark mit dessen Grundfläche korreliert ist, unterscheidet sich die maximal installierbare Photovoltaikleistung (PV-Potenzial) der Referenznetze: 23,8 kW für ländliche, 13,9 kW für dörfliche und 5,9 kW für vorstädtische Netze [183].

In vielen Gemeinden Süddeutschlands betrug die PV-Durchdringung bereits 2011 25 % des PV-Potenzials [207]. Dieser Wert wird für die durchschnittliche PV-Durchdringung der *heutigen* Szenarien festgelegt. Zudem hat im Jahr 2012 die PV-Durchdringung in einigen Gemeinden 60 % überschritten [116], was als Durchdringung für das Szenario *Morgen* angenommen wird. Für das dritte Szenario *Übermorgen* wird entsprechend dem übergeordneten Ziel einer möglichst regenerativen Energieversorgung eine vollständige PV-Durchdringung angenommen.

Für eine vollständige Ausgestaltung der Haushalte in den Szenarien wird eine Verteilung der PV-Anlagengröße benötigt, die aus dem Anlagenregister der Bundesnetzagentur nach Anlagenregisterverordnung [1] abgeleitet ist, in dem Anlagen bis zu einer Größe von 30 kW gelistet sind. Unter Berücksichtigung der mit zunehmender Anlagengröße stufenweise steigenden Anforderungen für Steuerungs- und Kommunikationstechnik nach § 9 EEG [3], der Analysen aus [182], sowie des maximal verfügbaren Potentials nach Referenznetz (*Land*, *Dorf*, *Vorstadt*), sind die Verteilungen der PV-Anlagengröße in Tabelle 6.6 gegeben.

Blockheizkraftwerke Heute gibt es in Deutschland weniger als ein Blockheizkraftwerk (BHKW) pro 1000 Haushalte [58]. Für deren zukünftige Verbreitung als dezentrale Erzeuger in Wohnhäusern wird einerseits als Beschleuniger die bereits heute gut ausgebaute Erdgasversorgung in Deutschland angenommen, andererseits auf die Konkurrenz aus Nah- und

³Zwar sind alle Angaben für die Technologiedurchdringungen in zukünftigen Szenarien der Literatur entnommen, dennoch muss auf die Unsicherheit der Prognosen, insbesondere für das Szenario *Übermorgen*, verwiesen werden.

Tabelle 6.6 – Anteil der Photovoltaikanlagen nach Größe in den Referenzszenarien

Maximale PV-Einspeisleistung $P_{PV_{max}}$ / kW	4	5	6	7	10	15	20	30	\varnothing / kW
Anteil vorstädtisches Netz / %	20	40	20	10	10	0	0	0	5,9
Anteil dörfliches Netz / %	1	3	1	10	33	26	21	5	13,9
Anteil ländliches Netz / %	0	0	0	0	5	15	30	50	23,8

Fernwärmesystemen und Wärmepumpen hingewiesen [33, 68, 155]. Auf Basis der dort prognostizierten Verbreitungsgrade wird für die nahe Zukunft eine Verbreitung von 5 % und für das transformierte Energiesystem (*übermorgen*) eine Verbreitung von 20 % angenommen.

Die typische Dimensionierung eines BHKW für ein zeitgemäß gedämmtes Einfamilienhaus ist eine elektrische Nennleistung von 1–2 kW [33].

Wärmepumpen Der sinkende Heizbedarf von Neubauten erlaubt die Verwendung von Wärmepumpen als Wärmequelle, sodass im Jahr 2015 jeder dritte Neubau eines Einfamilienhauses mit einer Wärmepumpe ausgestattet worden ist [294]. Die von Emissionszielen getriebene Elektrifizierung der Wärmebereitstellung wird Wärmepumpen zur wichtigsten Wärmequelle in Einzelgebäuden machen und dort einen Anteil von 80 % erreichen [120]. Deshalb wird für die Referenzszenarien eine Durchdringung von 5 % für *Heute*, 20 % für *Morgen* und 80 % für *Übermorgen* festgelegt.

Batteriespeicher Begünstigt durch sinkende Einspeisevergütungen von Photovoltaikstrom und durch sinkende Anschaffungskosten wurde im Jahr 2016 jede zweite neu installierte Photovoltaikanlage zusammen mit einem Batteriespeicher installiert [143].

Die heutige Verbreitung an Batteriespeichern beträgt in Einfamilienhäusern etwa 5 %. Für das transformierte Energiesystem (*Übermorgen*) wird angenommen, dass jeder Haushalt von dem erwarteten Preisverfall von Hausspeichern profitiert und über einen solchen verfügt. Hieraus wird die Durchdringung des Szenarios *Morgen* interpoliert. [1, 143]

Dimensionierungsregeln für die Batteriespeicherkapazität orientieren sich an der nominellen Leistung der installierten Photovoltaikanlage (siehe

z. B. [142]) und empfehlen eine Größe von 1 kWh pro 1 kW nomineller PV-Leistung für Systeme mit einer Maximalleistung < 7 kW, 7 kWh für PV-Maximalleistungen von 7-15 kW und für größere Anlagen pauschal eine Speichergröße von 10 kWh [143, 249, 311, 312]. Hierbei ist zu bemerken, dass das Dimensionierungsergebnis der Speicherkapazität stark von ökonomischen Randbedingungen, wie etwa der Gestaltung der Energiemärkte oder der Entwicklung von Elektrizitätspreisen abhängt [129].

Elektrofahrzeuge Die Verbreitung von Elektrofahrzeugen in Deutschland beträgt heute weniger als 1 Fahrzeug pro 1000 Einwohner [167]. Zukünftig wird die Verbreitung stark von regulatorischen Randbedingungen, Förderungen und nicht-monetären Anreizen abhängen, woraus sich eine Durchdringung von 15–97 % ergeben wird, die in Wechselwirkung zu Hybrid- und Brennstoffzellenfahrzeugen stehen wird [120].

Für die Referenzszenarien wird angenommen, dass die Verbreitung an Elektrofahrzeugen *Heute* 0 %, *Morgen* 10 % und *Übermorgen* 40 % beträgt.

Für die maximale Ladeleistung der Elektrofahrzeuge wird angenommen, dass 5 % der Fahrzeuge mit ≤ 22 kW (3-phasig, 32 A) geladen werden und 30 % mit ≤ 11 kW (3-phasig, 16 A). Die überwiegende Mehrheit der Fahrzeuge wird mit $\leq 3,7$ kW (1-phasig, 16 A) geladen werden. [246, 255]

Für die in Abschnitt 6.1.2 abgeleiteten Referenznetze sind in diesem Abschnitt Informationen für angeschlossene Haushalte präsentiert worden, um die Anforderungen A 4.4-4.5 an eine Evaluationsumgebung zu erfüllen. Der erwarteten steigenden Durchdringung an dezentraler Erzeugung, an Speichern und Elektrofahrzeugen (siehe Tabelle 6.7) wurde mit der Definition von drei Technologiedurchdringungen (*Heute – Morgen – Übermorgen*) Rechnung getragen. Hierdurch ist die Arbeit von [199] für die Konfiguration eines Niederspannungsnetzes mit (intelligenten) Gebäuden erweitert worden.

6.1.4 Zusammenfassung und Einordnung

Innerhalb dieses Abschnittes sind Referenzszenarien für Niederspannungselektroenergiesysteme aus der Literatur abgeleitet und parametrisiert worden (siehe Anforderungen A 4.1-4.5), deren Nutzung eine Analyse der Auswirkungen intelligenter Gebäude auf Netze (siehe Forschungsfragen F 1 & F 2)

Tabelle 6.7 – Technologiedurchdringung in Niederspannungsnetzen

Technologie	Heute	Morgen	Übermorgen
Photovoltaik	25 %	60 %	100 %
Blockheizkraftwerke	0 %	5 %	20 %
Wärmepumpen	10 %	25 %	80 %
Batteriespeicher	2,5 %	30 %	100 %
Elektrofahrzeuge	0 %	10 %	40 %

ermöglicht. Hierzu wurden ein *ländliches*, ein *dörfliches* und ein *vorstädtisches* Niederspannungsnetz auf Basis einer Literaturanalyse entworfen, für welche die angeschlossenen Haushalte parametrisiert worden sind. Dies umfasst neben deren Größe, Geräteausstattung und Nutzungsverhalten auch deren Ausstattung mit dezentraler Erzeugung und zukünftigen Technologien wie Elektrofahrzeugen und Batteriespeichern, deren erwarteter zukünftigen Verbreitung mit drei Ausprägungen *Heute*, *Morgen* und *Übermorgen* Rechnung getragen wird. Im Zuge dessen sind neun Modelle für Niederspannungssysteme mit Haushalten und Betriebsmitteln (siehe Anforderung A 4.2) entstanden, welche die erwarteten Veränderungen in einer Form repräsentieren, dass diese als Grundlage für die Beantwortung der Fragestellungen dieser Arbeit dienen.

Die Modellierung der Referenznetze erweitert die Arbeit von *Kerber 2011* [149] um zusätzliche Quellen, aktualisiert die Prognosen für die Technologiedurchdringung der Netze und stellt das Ergebnis frei zugänglich zur Verfügung⁴. Zudem werden für die angeschlossenen Haushalte Größe, Ausstattung und Nutzungsverhalten definiert, um diese anstatt mittels Standardlastprofilen mit *bottom-up* Haushaltssimulationen nachbilden zu können (siehe Abschnitt 2.2.5, [63]) und somit zum Stand der Technik der realitätsnahen Modellierung von Niederspannungssystemen beigetragen. Hierdurch wird die Arbeit von *Mauser 2017* [199] über die Konfiguration eines einzelnen Gebäudes auf ein Quartier intelligenter Gebäude erweitert. Dies ermöglicht die Modellierung von innerhäuslichen Energieflüssen sowie deren Optimierung im Gebäude (siehe Anforderung A 4.4) und erlaubt dem regionalen

⁴<https://github.com/aifb/lv-grids>

Energiemanagementsystem, diese Flexibilität zu nutzen (siehe Anforderung A 4.5).

6.2 Simulator für Niederspannungssysteme

Das entworfene regionale Energiemanagementsystem (siehe Abschnitt 5) wird in einem folgend beschriebenen Simulator (siehe Abschnitt 2.2.1) unter Verwendung der spezifizierten Referenzszenarien für Niederspannungssysteme (siehe Abschnitt 6.1) prototypisch implementiert.

6.2.1 Simulation intelligenter Gebäude – Organic Smart Home

Um der geforderten realitätsnahen Modellierung von Laständerungsvermögen intelligenter Gebäude nachzukommen (siehe Anforderung A 4.5) und die Referenzszenarien umzusetzen, ist eine bottom-up Modellierung von Gebäuden nötig, da nur so die Freiheitsgrade und Wechselwirkungen zwischen den Gebäudekomponenten abgebildet werden können. Dies ist bei der Verwendung gemessener Smart-Meter-Profile (etwa in [125, 246]) nicht möglich.

Als Simulationswerkzeug für die Modellierung intelligenter Gebäude innerhalb der geforderten Microgridsimulation (siehe A 4.4 & A 4.5) wird das *Organic Smart Home* (OSH) verwendet. Das System wurde erstmals in [27] vorgestellt und insbesondere durch [26, 199, 202] konkretisiert und ausgestaltet. In seiner verwendeten Version 4.0⁵, die in dieser Arbeit zur Version 5.0 erweitert wird, realisiert es automatisiertes und energieträgerübergreifendes Gebäudeenergiemanagement als eine Multiagentensimulation.

Folgend werden die wichtigsten Eigenschaften und Komponenten des Organic Smart Home vorgestellt, wobei in [199, Kap. 2-5] eine umfassende Darstellung von energieträgerübergreifendem Gebäudeenergiemanagement gegeben ist.

Architektur Das Organic Smart Home verwendet die in [201, 258] vorgestellte *erweiterte Observer/Controller-Architektur*, die auch für das regionale

⁵<https://github.com/organicsmarthome/>

Energiemanagementsystem verwendet wird (siehe Abschnitt 5.2.3). Innerhalb des Gebäudes ist eine zweischichtige, hierarchische Architektur aus einer Geräte- und einer Kontroll- und Optimierungsschicht realisiert, zwischen denen kein Communication bzw. Entity Abstraction Layer (CAL bzw. EAL) implementiert worden ist. Die (lokalen) Observer/Controller-Einheiten (O/C-Einheiten) der Geräte (-treiber) sind somit direkt an die übergeordnete (globale) O/C-Einheit angebunden, da innerhalb eines Gebäudes eine detaillierte Regelung der Sichtbarkeit und Wahrnehmung von Komponenten nicht zwingend erforderlich ist (siehe auch Abschnitt 5.3). [199, 200]

Zusammen mit dem regionalen Energiemanagementsystem entsteht bei der Verwendung des Organic Smart Home eine Gesamtarchitektur für den Netzabschnitt, die vollständig die erweiterte Observer/Controller-Architektur umsetzt.

Energiesimulation – Energy Simulation Core Die Simulation von einzelnen Geräte und Komponenten (Agenten) innerhalb eines Gebäudes wird vom *Energy Simulation Core* durchgeführt, der eine zeitdiskrete Simulation der Energieflüsse mittels Differenzgleichungen erster Ordnung durchführt. Die Festlegung der Zustandstrajektorien einzelner Agenten erfolgt schrittweise mittels *Interdependent Problem Parts*. Dies ist ein erweitertes Modell des Agenten, das neben seinem Gerätemodell auch seine Steuerbarkeit, lokale Entscheidungsfindung und seine Abhängigkeiten zu externen Größen abbildet. Zur Energieflusssimulation werden für jeden Agenten nach seiner Initialisierung zyklisch dessen Zustände berechnet: Nach einem Informationsaustausch zwischen den Agenten über die Zustandsänderungen im vorherigen Schritt passen die Agenten ihren aktuellen Zustand an und eine Energieflusssimulation wird durchgeführt. Hierbei sind die Abhängigkeiten und Verknüpfungen zwischen Agenten in den *Interdependency and Interconnection Information* zusammengefasst, in denen u. a. die Energienetze (Strom, Wärme, Gas) des Gebäudes abgelegt sind. [199, Kap. 5.3-5.4]

Simulationsverwaltung – Life Cycle Manager & Simulation Engine Im Organic Smart Home wird die Simulation eines (intelligenten) Gebäudes durch den *LifeCycleManager* verwaltet, der den Start, die Konfiguration der Simulatoren, die eigentliche Simulation sowie deren Beendigung um-

setzt. Diesem ist zur Verwaltung der zeitdiskreten Simulation der einzelnen Agenten (Gerätetreiber) eines Gebäudes eine *SimulationEngine* untergeordnet, die in jedem Zeitschritt zyklisch den Informationsaustausch, die Statusaktualisierung der Agenten und die anschließende Weitergabe von Informationen koordiniert. [199, Kap. 5.3]

Optimierung des Gebäudeenergieprofils Das Organic Smart Home hat nicht nur die Fähigkeit, Energieflüsse in Gebäuden zu simulieren, sondern diese auch zu optimieren und stellt somit die Funktionalität eines automatisierten Gebäudeenergiemanagementsystems bereit (siehe Abschnitt 3.4.1). Als Zielgröße der Optimierung ist eine Minimierung der Energiekosten für das Gebäude umgesetzt, die einen zeitvariablen Tarif aus Arbeits- und Leistungspreisen für unterschiedliche Energieträger (Strom, Gas, Wärme) und deren Quellen (etwa Einspeisevergütung für Strom aus Photovoltaik) berücksichtigt. [199, Kap 5.8]

Zur rollierenden Optimierung wird auf die Energieflusssimulation durch den Energy Simulation Core und die Interdependent Problem Parts zurückgegriffen: Als Optimierungsverfahren wird ein genetischer Algorithmus verwendet, der unterschiedliche, in Zukunft mögliche Trajektorien des Gesamtsystems evaluiert. Hierzu werden bei der Energieflusssimulation im Energy Simulation Core die Energiekosten schrittweise berechnet und über den Optimierungshorizont summiert. Gleichzeitig ist eine Schnittstelle zu einem Optimierer vorhanden, welcher in der aktuellen Version des OSH als genetischer Algorithmus umgesetzt ist (siehe auch [168]). Hierbei ist in den Interdependent Problem Parts eine Übersetzungsvorschrift der zukünftigen Gerätezustände in einen Bitstring integriert. Hierdurch kann der genetische Algorithmus Individuen (mögliche zukünftige Zustandstrajektorien) erzeugen, diese auf Kostenbasis bewerten, die Individuen mit den geringsten Energiekosten selektieren und neue Individuen rekombinieren, bis ein Abbruchkriterium erreicht ist. [199, Kap 5.8]

Konfiguration und Parametrierung eines intelligenten Gebäudes Die Konfiguration des Organic Smart Home, d. h. einer Gebäudesimulation und des automatisierten Energiemanagements, erfolgt über Konfigurationsdateien im *Extensible Markup Language (XML) Format* (siehe [26]). In diesen Dateien werden neben grundlegenden Parametern wie der Haushaltsgröße oder der Simulationsdauer die zu verwendenden Kommunikations- und

Optimierungskomponenten festgelegt und parametrisiert sowie die vorhandenen Geräte eines Gebäudes festgelegt [26, Kap. 4.3]. Die zur Simulation von intelligenten Gebäuden mit dem Organic Smart Home verwendeten Komponentenmodelle sind mit einer kurzen Beschreibung in Tabelle 6.8 gegeben.

Anbindung an das regionale Energiemanagementsystem Zur Interaktion mit dem regionalen Energiemanagementsystem sind der Gebäudesimulation im Organic Smart Home die in Abschnitt 5.3.2 geforderten Komponenten hinzugefügt worden.

Gerätetreiber – Intelligentes Messsystem Der *Smart Meter Com Driver* ist in der CAL-Schicht verortet und stellt für die Netzüberwachung des regionalen Energiemanagementsystems Messwerte der Scheinleistung am Netzanschlusspunkt bereit.

Kommunikationstreiber – Informations- und Signalaustausch Der in der CAL-Schicht des Gebäudes verortete *Combined Signal ComDriver* realisiert die wechselseitige Kommunikation mit dem regionalen Energiemanagementsystem, empfängt Ampelsignale und gegebenenfalls auch Anreize zur Lastverschiebung. Weiterhin leitet es die Antwort auf gegebene Anreize zurück an das regionale Energiemanagementsystem und empfängt Anforderungen zur Lastverschiebung (siehe Abschnitt 5.1.3).

Optimierungsmodul – Bewertung von Anreizen Die vom regionalen Energiemanagementsystem im Zuge einer nicht-grünen Ampelphase verteilten Anreize zur Lastverschiebung werden durch das *HandleFlexibilityRequestModule* geprüft (siehe Abschnitt 5.1.3). Dieses Modul des Global Controllers [168] eines intelligenten Gebäudes führt Optimierungen des Energieprofils für alle präsentierten Anreize durch, ohne aus den Ergebnissen Steuerbefehle abzuleiten. Aus den hypothetischen Planungen werden die zukünftigen Lastprofile und deren ökonomischen Bewertungen für die Antwort bestimmt. Bei einem Abruf von Lastverschiebung führt das Modul nochmals eine Optimierung durch und erzeugt einen Steuervektor für die aktiven Komponenten des Gebäudes. (siehe auch [196])

Alternative Simulationswerkzeuge Das Organic Smart Home ist das einzige verfügbare Simulationswerkzeug für (intelligente) Gebäude, das sowohl über hochaufgelöste Gerätemodelle als auch über eine Optimierung

Table 6.8 – Verwendete Komponenten und Modelle für die Simulation und den Realbetrieb intelligenter Gebäude mit dem Organic Smart Home

Komponente	Beschreibung der Flexibilität	Quelle	Einsatz	
			sim	real
Geschirrspülmaschine, Waschmaschine und Wäschetrockner	zeitlich verschiebbar; nutzergegebene Flexibilität (auch für Trockner)	[26, 199]	✓	✓
Kühlschrank	zeitlich verschiebbar; Ausnutzung des zulässigen Temperaturbereichs des therm. Speichers	[192]	✓	✗
Haushaltogeräte	Herd, Kochfeld, Infotainment, übrige Geräte	[26, 199]	✓	–
Batteriespeicher	Speichersystem; Hierarchische Betriebsstrategie: Regelung und Optimierung	nach [25, 195, 199, 202, 216]	✓	✓
Elektrofahrrad	zeitlich verschiebbar; Adaption der Batteriebetriebsstrategie; keine Rückspeisefähigkeit	[133]	✓	✗
Photovoltaikanlage	abregelbare Einspeisung; Blindleistungsbereitstellung	nach [195, 202]	✓	✓
Blockheizkraftwerk	zeitlich verschiebbar; Ausnutzung des zulässigen Temperaturbereichs des therm. Speichers;	[199]	✓	✓
Wärmepumpe	zeitlich verschiebbar; Ausnutzung des zulässigen Temperaturbereichs des therm. Speichers	[168]	✓	✗
Gasheizung	zeitlich verschiebbar; Ausnutzung des zulässigen Temperaturbereichs des therm. Speichers; therm. Leistung modulierbar	[168]	✓	✗
Klimaanlage	zeitlich verschiebbar; Nutzung der therm. Kapazität von Pufferspeicher, Kältedecke und Gebäude	[191]	✗	✓
restliches thermisches System	Gebäudemodell, Brauchwasserbedarf, etc.	[199]	✓	–

sim: Simulationstreiber inkl. Komponentennmodell; real: Realgerätetreiber; therm: thermisch; –: physisch gegeben

Hierarchisierung der Simulationsverwaltung Zur Hierarchisierung der Simulationsverwaltung werden von der Main-Methode in `runRemsModule` die zugehörigen Konfigurationsdateien (siehe Abschnitt 6.2.6) geladen und der `REMSLifecycleManager` erzeugt. Dieser lädt unter anderem für die untergeordneten Entitäten die Konfigurationsdateien und erzeugt jeweils einen `OSHLifecyclemanager` zur Verwaltung der Simulation intelligenter Gebäude.

Hierarchisierung der Energiesimulation An die jeweiligen Lifecyclemanager ist je eine `SimulationEngine` angeschlossen, wobei die `SubSimulationEngines` der Gebäude an die übergeordnete Engine der Co-Simulation gebunden sind. Die `SimulationEngine` verwaltet die globale Simulationsuhr und ruft die untergeordneten Engines sowie die Netzberechnung `AcLoadFlow` zyklisch auf. Zudem sind allen Engines jeweils *Registries* für den Informationsaustausch innerhalb der Entitäten zugeordnet (siehe [26, Kap. 4]).

Kommunikationsschicht zwischen Hierarchieebenen Innerhalb einer Entität können deren Komponenten Informationen über Registries austauschen, die korrespondierend zu den Schichten der O/C-Architektur umgesetzt sind (siehe [26, Kap. 4]). Damit die Entitäten der Co-Simulation Informationen über ihre Grenzen austauschen können, ist unter Verwendung der bestehenden Oberklassen die `SimRegistry` ergänzt worden. Diese wird zusammen mit den Registries des regionalen Energiemanagementsystems vom `RemsLifecyclemanager` verwaltet und ermöglicht auch den einzelnen Gebäudeinstanzen Zugang zu diesem Informationskanal.

Hierarchisierte Betriebsstruktur Neben einer `SimulationEngine` verfügt jede Entität der hierarchischen Co-Simulation zusätzlich über ein Objekt, in dem die Betriebs- und Optimierungsfunktionen – das regionale Energiemanagementsystem `REMS` und die Optimierung der Gebäudeenergieflüsse (`OSH`) – verortet sind. Gemäß Abschnitt 5.3 sind die Betriebsmittel (`UtilityEquipmentDriver`) an das regionale Energiemanagementsystem angeschlossen.

Simulationskopplung Durch Kopplung der Teilsimulatoren (intelligente Gebäude, Betriebsmittel, Netzberechnung und regionales Energiemanagementsystem) entsteht eine Co-Simulation (siehe Abschnitt 2.2.2, [228]).

Als deren Makrozeitschritt wird hierbei die Zeit zwischen zwei Simulationsschritten des Niederspannungsnetzes (Netzberechnungen) festgelegt. Zwischen diesen Zeitpunkten simulieren die intelligenten Gebäude und Betriebsmittel eine definierte und durch die Schrittweite des Organic Smart Home von 1 s eingeschränkte Anzahl an Mikrozeitschritten. Nach einer Simulation des Netzzustandes werden die Funktionen des regionalen Energiemanagementsystems ereignisbasiert aufgerufen. Da in einer Simulation keine Echtzeitbedingungen herrschen, wartet die Simulation bis zum Vorliegen der Ergebnisse der Teilsimulationen, kann aber wenn möglich schneller als Echtzeit (engl. *wall-clock-time*) voranschreiten.

6.2.3 Regionales Energiemanagementsystem

Das in Abschnitt 5.3 entworfene regionale Energiemanagementsystem nutzt die abstrakten Oberklassen der einzelnen Komponenten der erweiterten O/C-Architektur aus dem Organic Smart Home [26, 199]. Hierbei werden auch die vorhandenen Wege zur Kommunikation und zum Simulationsaufbau wiederverwendet. Die Microgridüberwachung erfolgt ereignisbasiert als Reaktion auf die Zustellung eines Datenaustauschobjektes, das von der Netzsimulation bzw. Zustandsschätzung versendet wird. Das zweistufige Ab-rufverfahren (siehe Abschnitt 5.3.3) für die Laständerung der intelligenten Gebäude reagiert bei Bedarf ebenfalls auf das Ergebnis der Überwachung, erzeugt die Anreize und reagiert auf die Antworten der intelligenten Gebäude (siehe Abschnitt 5.1.3). Um Nachrichten empfangen zu können, ist die O/C-Schicht des regionalen Energiemanagementsystems über *Bus-Manager* mit den Treibern in den umgebenden CAL- und EAL-Schichten verbunden (siehe Abschnitt 5.3.1 & 5.3.2 und [26, 199, 201, 258]).

6.2.4 Simulation Elektroenergienetz

Mit dem Start der Microgridsimulation wird das in der EAL-Konfiguration des regionalen Energiemanagementsystems spezifizierte Niederspannungsnetz aus der zugehörigen Konfigurationsdatei im *IEEE Common Data File* Format (siehe Abschnitt 6.1.2 und [318]) ausgelesen. Die Klasse zur Netzberechnung erzeugt daraufhin ein Objekt mit allen Informationen über das Netz (Admittanzmatrix, Kabeltypen, Transformatorübersetzungsverhältnis,

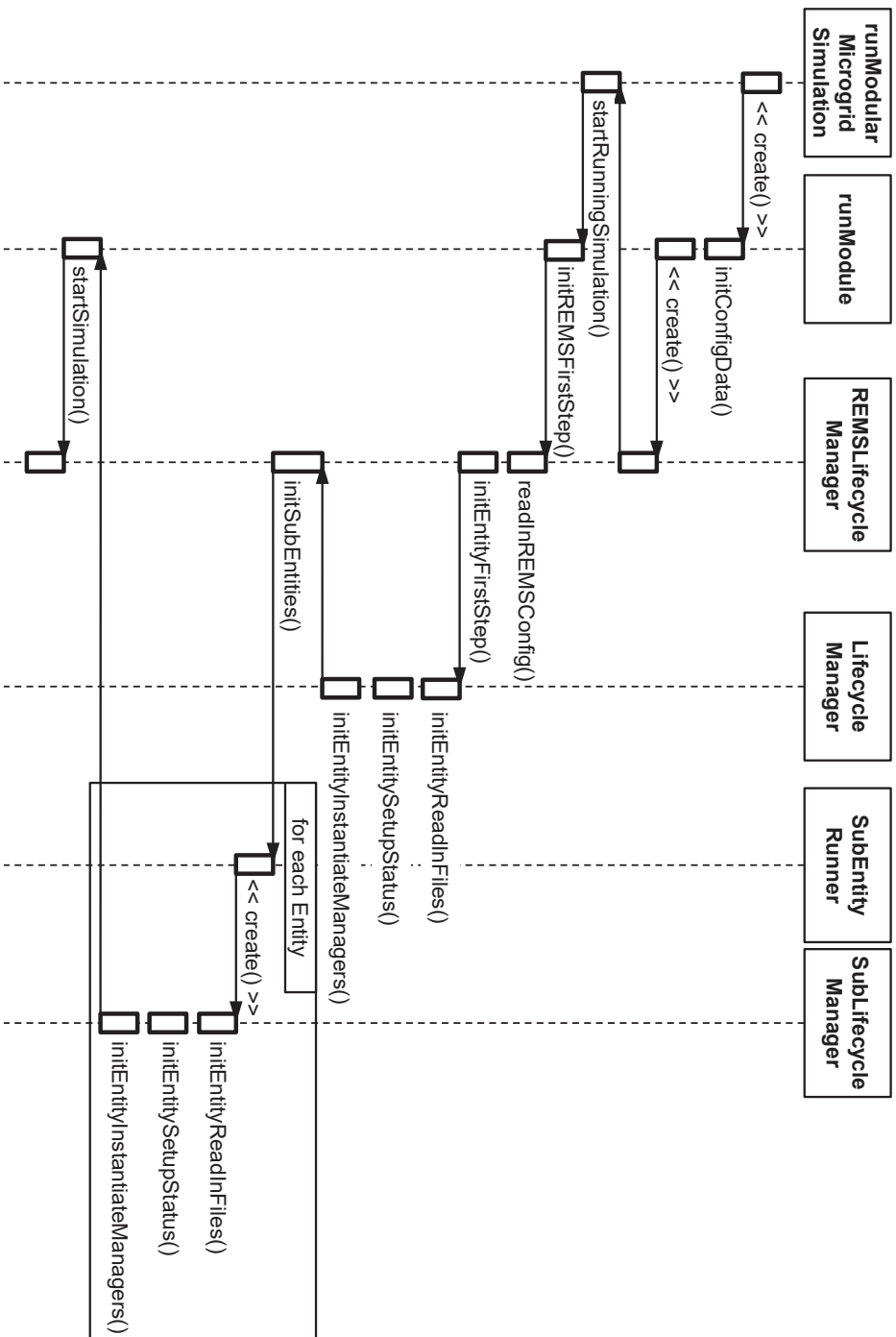


Abbildung 6.3 – Sequenzdiagramm des Startvorgangs der Co-Simulation des Microgrids

etc.), der bei Aufruf die Scheinleistungen der Lasten und Einspeisungen an den Netzknoten übergeben werden. Zusammen mit Informationen über das Mittelspannungsnetz (siehe Abschnitt 5.3.1) wird das Lastflussproblem mittels eines Newton-Raphson-Lösers (siehe Abschnitt 2.2.4) gelöst und das Ergebnis zusammen mit den Netzinformationen auf der EAL-Registry veröffentlicht.

6.2.5 Simulation Betriebsmittel

Da ein regelbarer Ortsnetztransformator bei Schalthandlungen die beschreibende Admittanzmatrix des Niederspannungsnetzes beeinflusst (siehe [220, Kap. 8] und Abschnitt 2.2.4), stehen der Zustand des Transformators und des Niederspannungsnetzes in Wechselwirkung. Die Zustandsaktualisierung des regelbaren Ortsnetztransformators wird durch das Ergebnis der Netzberechnung ausgelöst und der Transformator wird zudem zyklisch über seine Umgebungstemperatur und den Betrag der Mittelspannung informiert (siehe auch *Grid Meter ComDriver* in Abbildung 5.10, S. 124). Das Resultat der Schalthandlungen wird ereignisbasiert der Netzberechnung mitgeteilt.

6.2.6 Simulationsverwaltung

Folgende Hilfswerkzeuge stehen für die Simulationsverwaltung zur Verfügung:

Automatisierte Erzeugung von Konfigurationsdateien Zur erleichterten Durchführung einer Simulationsstudie werden das regionale Energiemanagementsystem und das Niederspannungsnetz analog zu einem einzelnen Gebäude mit Konfigurationsdateien parametrisiert. Die Komponenten einer Schicht der erweiterten Observer/Controller-Architektur (EAL, CAL, OCL) werden ebenfalls mittels einer Konfigurationsdatei parametrisiert (siehe [26]). Hinzu kommt eine *GridConfig*, in der das Niederspannungsnetz nebst Betriebsmitteln spezifiziert ist. Fundamentale Eigenschaften der Co-Simulation (z. B. Startzeit, Simulationsdauer oder initiale Zufallszahlen) werden in der *RemsConfig* festgelegt (vgl. *OSHConfig* in [26, 199]).

Alle benötigten XML-Dateien für die intelligenten Gebäude, das regionale Energiemanagementsystem und das Niederspannungsnetz (vgl. Szenarien in Abschnitt 6.1) werden automatisiert durch die Klasse *ConstructSimulationPackageREMS* erzeugt.

Protokollierung Die Co-Simulationsumgebung für Microgrids nutzt die bestehenden Funktionalitäten des Organic Smart Homes zur Protokollierung der zeitlichen Verläufe von Zustandsgrößen und Handlungen simulierter Komponenten und Systeme sowie zur Speicherung von Status- und Fehlermeldungen der Simulatoren. Dies geschieht wahlweise konfigurierbar in Textdateien oder in einer angeschlossenen MySQL-Datenbank⁶. [168,199]

6.2.7 Zusammenfassung und Einordnung

In diesem Abschnitt ist die Umsetzung einer Co-Simulationsumgebung für ein Microgrid mit intelligenten Gebäuden, einem regelbaren Ortsnetztransformator und einem regionalen Energiemanagementsystem dargelegt worden (siehe Anforderung A 5.3). Unter Verwendung der Konzepte und Werkzeuge aus [26,199] ist eine hierarchische Co-Simulation vorgestellt worden, welche die Simulatoren für intelligente Gebäude dem Simulator für Netz- und Betriebsmittel unterordnet. Das System erlaubt darüber hinaus eine flexible Konfiguration der verwendeten Simulatoren (siehe Anforderung A 5.4).

6.3 Umgebung zur Software-in-a-Hardware-Loop-Co-Simulation

Teile der folgenden Beschreibung des Aufbaus der Software-in-a-Hardware-Loop-Co-Simulation sind vom Autor bereits veröffentlicht worden. So sind der Hardwareaufbau in [159], die Informations- und Kommunikationsinfrastruktur in [36,37] und die Anpassungen der Multihauhaltssimulation in [161] vorgestellt worden. Die einzelnen Teilbeiträge werden in diesem Abschnitt konkretisiert und zu einem Versuchsaufbau zusammengefügt.

Die in Abschnitt 3.5 geforderte Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems an realen Systemen (siehe Anforderung A 5.1 und Abschnitt 4.8) verlangt je nach entworfenem Szenario über 100 intelligente Haushalte (siehe Abschnitt 6.2) und ist daher praktisch schwer umsetzbar. Als Kompromisslösung zwischen ausschließlichen Simulationen und einem Feldtest wird ein hybrider Ansatz aus Hard- und Software gewählt (siehe Abschnitt 2.2.3),

⁶<https://www.mysql.com/>

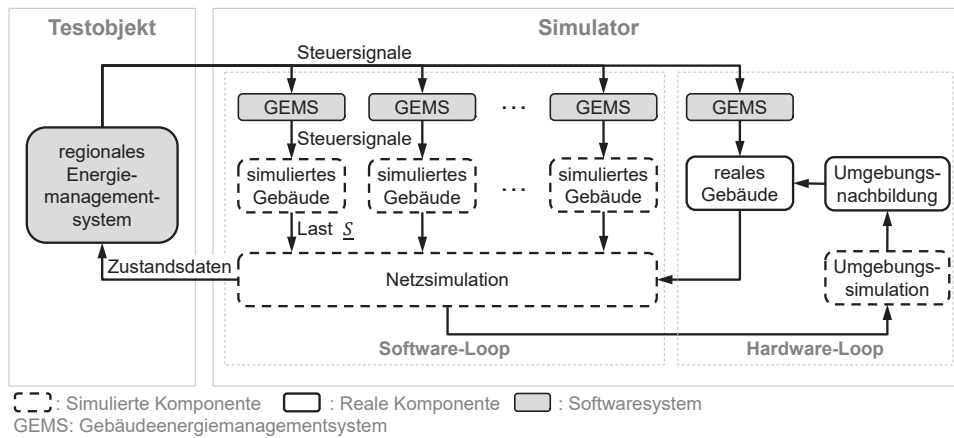


Abbildung 6.4 – Prinzipieller Aufbau der Software-in-a-Hardware-Loop-Umgebung zur Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems mit realer Hardware

bei dem das regionale Energiemanagementsystem das *Testobjekt* (engl. *unit-under-test*) darstellt, das an einen *Simulator* aus simulierten und einem realen Gebäude angeschlossen ist, die jeweils mit einem Gebäudeenergiemanagementsystem ausgestattet sind (siehe Abbildung 6.4) (siehe A 5.2-5.3). Gleichzeitig bildet der Simulator extern auf das regionale Energiemanagementsystem einwirkende Einflüsse und die Umgebung des realen Gebäudes nach, um Modellfehler zwischen Realität und Simulation zu kompensieren. Gemäß der Definitionen aus Abschnitt 2.2.3 kann von einem *Software-in-a-Hardware-Loop*-Versuch gesprochen werden.

6.3.1 Aufbau Versuchsumgebung

Zur Realisierung der Evaluationsumgebung mit realer Hardware wird folgender Versuchsaufbau benötigt (siehe Abbildung 6.4 & 6.5): Den hybriden Simulator bildet ein intelligentes Gebäude (*Smart Home*), das mit einer Instanz des *OSH* ausgestattet ist und dessen Leistungsflüsse von einer Messinfrastruktur (*Meter*) überwacht werden, die durch eine *Speicherprogrammierbare Steuerung* (*SPS*) zur Verfügung gestellt wird. Den Co-Simulationsteil bildet die *Microgrid-Simulation* aus Abschnitt 6.2, die aus den *simulierten Haushalten*, dem regionalen Energiemanagementsystem *REMS*, der *Netzberechnung*

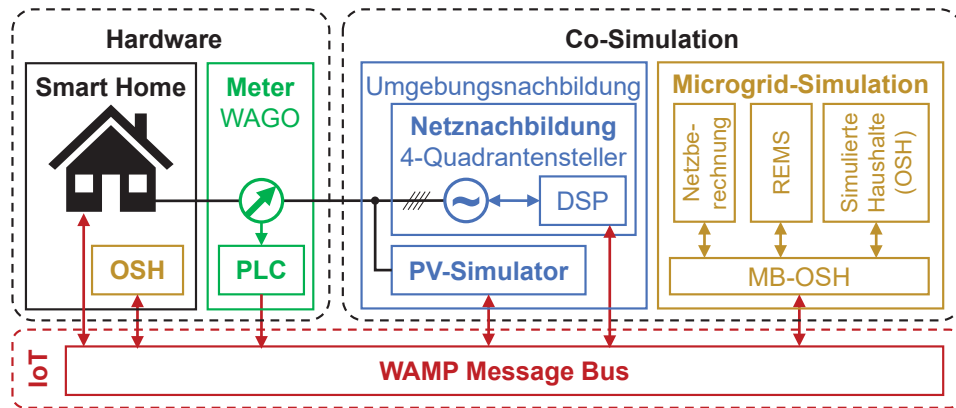


Abbildung 6.5 – Schematischer Aufbau der Informations- und Energieflüsse in der Software-in-a-Hardware-Loop-Co-Simulations-Umgebung nach [161]

sowie dem verbindenden Co-Simulator (*MB-OSH*) besteht. Hinzu kommt eine physischen *Umgebungsnachbildung* zur Angleichung der Bedingungen der Hardware an die Simulation bestehend aus einer *Netznachbildung* sowie einem *PV-Simulator*. Alle Komponenten sind über einen *Internet of Things* (*IoT*)-Ansatz unter Verwendung des *WAMP Messagebus* verbunden und werden folgend erläutert.

6.3.2 Anpassungen an Microgrid-Co-Simulation

Sollen mehrere Simulatoren gekoppelt werden, müssen *Makrozeitschritte* festgelegt werden, zu deren Beginn Informationen ausgetauscht werden (siehe Abschnitt 2.2.2 und [228]). Die *Mikrozeitschritte* der Hardware, also des realen Gebäudes, sind durch dessen natürliche *Zeit*⁷ festgelegt und äquidistant (siehe Abbildung 6.6). Es ist sicherzustellen, dass die *Simulation* zu den festgelegten Makrozeitschritten den zeitlichen Fortschritt seit dem letzten Makrozeitschritt simuliert hat, die Simulation also echtzeitfähig ist. Ziel jeder Co-Simulation ist es, den Abstand zwischen Makrozeitschritten so gering wie möglich zu machen, um den durch seltenen Informationsaustausch entstehende Fehler zu minimieren. Gleichzeitig schaffen längere Makrozeitschritte rechnergestützten Simulationen zusätzliche Flexibilität

⁷ „Zeit ist das, was man an der Uhr abliest.“ Albert Einstein

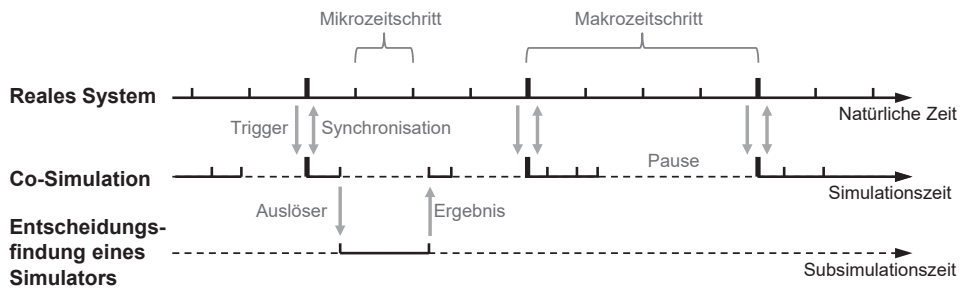


Abbildung 6.6 – Funktionsweise der Software-in-a-Hardware-Loop-Co-Simulation aus simuliertem Microgrid und KIT Energy Smart Home Lab

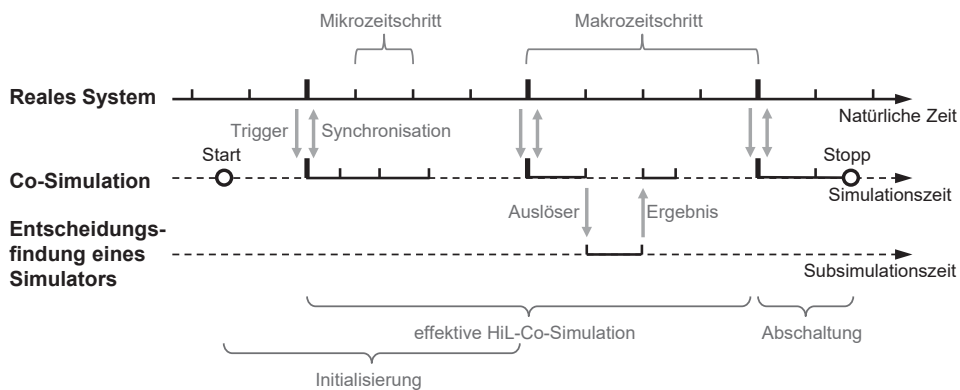


Abbildung 6.7 – Start- und Stoppvorgang der Software-in-a-Hardware-Loop-Co-Simulation

bei der Berechnung der Mikrozeitschritte (siehe Abbildung 6.6): Sollte ein einzelner Mikrozeitschritt überdurchschnittlich rechenaufwändig sein, etwa durch erforderliche gleichzeitige Optimierungen der Energieflüsse in vielen Gebäuden, kann dieser Zeitverlust, der sonst zu einem Zusammenbruch des Versuchs führen würde, in den Mikrozeitschritten des aktuellen Makrozeitschritts ausgeglichen werden.

Zur Initialisierung dieser Software-in-a-Hardware-Loop-Co-Simulation (Co-Simulation) muss nach deren Start zunächst ein kompletter Makrozeitschritt von beiden Komponenten absolviert werden, bevor erstmalig synchronisiert wird (siehe Abbildung 6.7). Analog werden bei einem Stopp der Simulation nur die bis zum letzten Makrozeitpunkt erhaltenen Informationen verwendet.

6.3.3 Hardware – KIT Energy Smart Home Lab

Der Aufbau zur Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems mit realer Hardware umfasst folgende Komponenten:

Reales Gebäude – Smart Home Als reale Komponente des hybriden Simulators wird das KIT Energy Smart Home Lab verwendet, ein Prototyp eines intelligenten Gebäudes (siehe Abschnitt 2.1.7 & 3.2.4), das bereits für die Evaluation von automatisierten Gebäudeenergiemanagementsystemen [26, 199] und hybriden elektrischen Speichersystemen [52] genutzt worden ist.

Das Energy Smart Home Lab ist mit einer Vielzahl aktiver Komponenten ausgestattet (siehe Tabelle C.1 und Abschnitt 3.2): dezentrale Erzeugungsanlagen (Photovoltaikanlage und Blockheizkraftwerk), steuerbare Lasten (Haushaltsgeräte, Klimasystem) und Speichersysteme (Batterien, Warm- und Kaltwasser). [160]

Das Gebäude wird über eine künstliche Netznachbildung, bestehend aus einem digitalen Signalprozessor mit Vierquadrantensteller versorgt. Hierdurch kann das Energy Smart Home Lab an einem simulierten Netzanschlusspunkt betrieben und als Testobjekt für Power-Hardware-in-the-Loop-Betrachtungen verwendet werden (siehe Abschnitt 2.2.3, [131]). Eine schematische Darstellung des elektrischen Aufbaus der Versuchsumgebung ist in Abbildung C.1 gegeben. [159]

Gebäudeenergiemanagementsystem – OSH Im Energy Smart Home Lab wird das Organic Smart Home als Gebäudeenergiemanagementsystem verwendet (siehe Abschnitt 6.2). Die Architektur des Systems und seine zentralen Komponenten werden quasi unverändert weiterverwendet, eine wesentliche Anpassung an den Betrieb mit einem realen Gebäude ist die Verwendung eines starren Zeitgebers (Uhr, *EALRealTimeDriver*) anstelle einer Simulationsengine (*SimEngine*). Dieser Zeitgeber löst Mikrozeitschritte wiederkehrend in einem festen Intervall aus, anstelle diese zyklisch mit maximaler Geschwindigkeit auszulösen. Dies erfordert eine nebenläufige Implementierung der Optimierung der Gebäudeenergieflüsse (siehe Abschnitt 6.2.1), um die benötigte Echtzeitfähigkeit des Systems zu gewährleisten. Zur Anbindung realer Geräte sind die Simulationstreiber der einzelnen (simulierten) Geräte durch Realgerätetreiber ausgetauscht,

die nicht das Geräteverhalten nachbilden, sondern die Kommunikation mit diesen realisieren. [26, Kap. 4.3], [199, Kap. 4 & 5]

Für die Anbindung an das regionale Energiemanagementsystem ist, um die Echtzeitforderung besser zu erfüllen, das Modul im Global Controller zur Anreizbewertung (siehe Abschnitt 5.1.3) nebenläufig implementiert.

Messinfrastruktur Eingangsdaten für die Netzberechnung der Microgrid-simulation (siehe Abschnitt 6.2.4) sind Leistungsdaten von intelligenten Gebäuden. Daher werden die Wirk- und Blindleistungsflüsse am Netzan-schlusspunkt, der dezentralen Erzeugung (Photovoltaik, Blockheizkraftwerk) und des Batteriespeichers im Energy Smart Home Lab mittels Leistungsmessklemmen sekundlich erfasst und in die Co-Simulation gespeist, wobei die dazugehörige Datenstruktur der eines simulierten Gebäudes entspricht.

6.3.4 Umgebungsnachbildung

Zur Annäherung der Werte der Umwelteinflüsse des realen Gebäudes an die Simulation sind die folgenden Leistungsnachbildungen in den Aufbau integriert.

Nachbildung der Solareinstrahlung Die Solareinstrahlung und damit das Profil der Photovoltaikerzeugung wird von der Co-Simulation an das reale Gebäude weitergegeben, da die Photovoltaikdurchdringung eine der dominierenden Einflussgrößen auf den Zustand von Niederspannungssystemen ist (siehe Abschnitt 6.1.3). Hierbei erfolgt keine Nachbildung von thermischen Umweltbedingungen (etwa der Außenluft- bzw. Brauchwassertemperatur). Eine Vorkonditionierung dieser Größen ist aufwändig und außerhalb von Klimakammern schwer realisierbar. Zur Kompensation dieses Fehlers ist alternativ die Weitergabe der aktuell gemessenen Werte (solar und thermisch) an die Simulation möglich, doch zugunsten einer höheren Flexibilität des Versuchsaufbaus wird hierauf verzichtet. Die kommunizierten Leistungen für die Photovoltaikeinspeisung werden von einem Gleichspannungsnetzteil aus dem Technikraumnetz an einen Solarwechselrichter bereitgestellt (siehe Tabelle C.1 und Abbildung C.1).

Künstliche Netznachbildung Um die Einflüsse der lokalen Knotenspannung auf das reale Gebäude entsprechend der Netzberechnung nachzu-

bilden, wird ein lokaler Netzzustand aus der Microgridsimulation an das Energy Smart Home Lab übermittelt. Hierzu wird eine zweite Netzberechnung durchgeführt, bei der die gemessene Last des realen Gebäudes jedoch nicht mit berücksichtigt wird. Eine Ersatzimpedanz wird aus der Differenzspannung zwischen Netzberechnung mit und ohne den Messwert der Last des realen Gebäudes und dem Laststrom des realen Gebäudes bestimmt (siehe Abschnitt 2.2.4 (Superpositionsprinzip)). Die berechnete Spannung und die Ersatzimpedanz des Netzanschlusspunkts dienen als Stellgröße für den Vierquadrantensteller, der das Gebäude versorgt. Durch diese Nachbildung der Netzimpedanz werden die Rückwirkungen des Leistungsaustausches des Gebäudes mit dem Netz kontinuierlich nachgebildet. Der Einfluss des Energy Smart Home Labs auf das (simulierte) Microgrid wird, wie auch in einer reinen Simulation, durch die Netzberechnung im nächsten Makrozeitschritt berücksichtigt (siehe *GridSimulationDriver*, Abschnitt 6.2.4).

6.3.5 Co-Simulation – Anpassungen an der Microgrid-Co-Simulation

Für den hybriden Simulator sind folgende Anpassungen an der Microgrid-Co-Simulation (siehe Abschnitt 6.2) erforderlich:

Umsetzung von Makro- und Mikrozeitschritten Der beschriebene Ansatz, der Co-Simulation eines Microgrids zwischen zwei Makrozeitschritten begrenzte zeitliche Flexibilität für die Berechnung von Mikrozeitschritten einzuräumen (siehe Abschnitt 6.3.2), wird durch die *PhilREMSSimulationEngine* realisiert. Diese enthält einen *Zeitgeber*, der in regelmäßigen Abständen die Simulation eines Makrozeitschritts auslöst (siehe Abbildung 6.8). Es wird zunächst eine Netzberechnung durchgeführt, sodass das regionale Energiemanagementsystem die Möglichkeit hat, auf die simulierten Gebäude (*OSH*) und Betriebsmittel einzuwirken. Danach simulieren die Gebäude die Mikrozeitschritte eines Makrozeitschritts und das System pausiert, bis der nächste Makrozeitschritt ausgelöst wird. [161, 243]

Realisierung von Schnittstellen Die Anbindung der Co-Simulation an den *Message Bus* ist mittels im Entity Abstraction Layer verorteter Treiber (*HiLBusDriver*) realisiert, die jeweils einen Akteur (PV-Simulator,

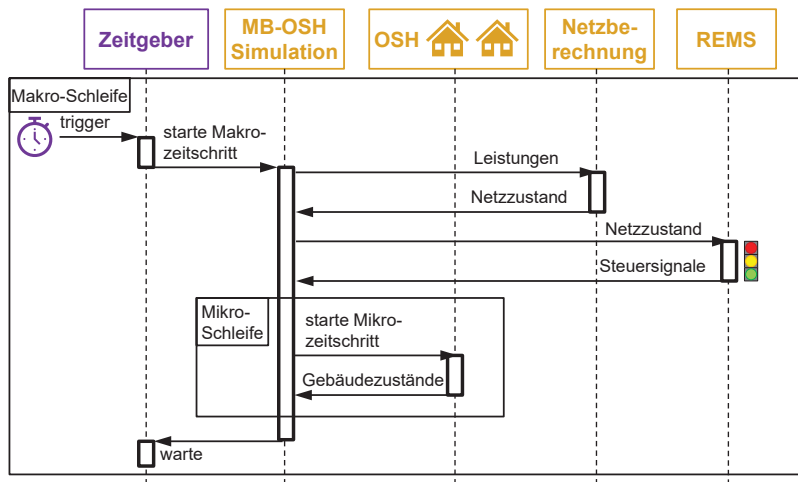


Abbildung 6.8 – Sequenzdiagramm des Ablaufs eines Makrozeitschritts in der HiL-Co-Simulation nach [161]

Netznachbildung) steuern oder Informationen eines Sensors (Leistungsmesswerte, Steuersignale) empfangen (siehe Abbildung 6.9). Die Treiber kommunizieren nicht direkt mit der Hardware, sondern über den *Message Bus*, von dem aus IoT-Modules die protokollspezifische Anbindung der Komponenten realisieren. Dies ermöglicht eine transparente Einbindung des realen intelligenten Gebäudes (*Electrical System*) in die Architektur des Netzabschnitts und erlaubt gleichzeitig dem Gebäudeenergiemanagementsystem des realen Gebäudes, unabhängig von der Co-Simulation in realen Mikrozeitschritten zu operieren (siehe [26, 161, 243]). Dieser Ansatz wird auch dazu verwendet, die koordinative Netzampel zu realisieren, also die Kommunikation zwischen regionalem Energiemanagementsystem und Gebäudeenergiemanagementsystem des realen Gebäudes (siehe Abschnitt 5.1.3).

Parallelisierung von Prozessen Da das Verfahren zur Zeitschrittverwaltung der Co-Simulation (siehe Abschnitt 6.3.2) keine Garantie über die Einhaltung der Echtzeitforderung, also einen Makrozeitschritt bis zur Auslösung des folgenden simuliert zu haben, gibt, sind Maßnahmen zur Verhinderung einer Verletzung des Kriteriums zu treffen. Hierzu werden die einzelnen Gebäudeinstanzen der Microgrid-Co-Simulation unter Ver-

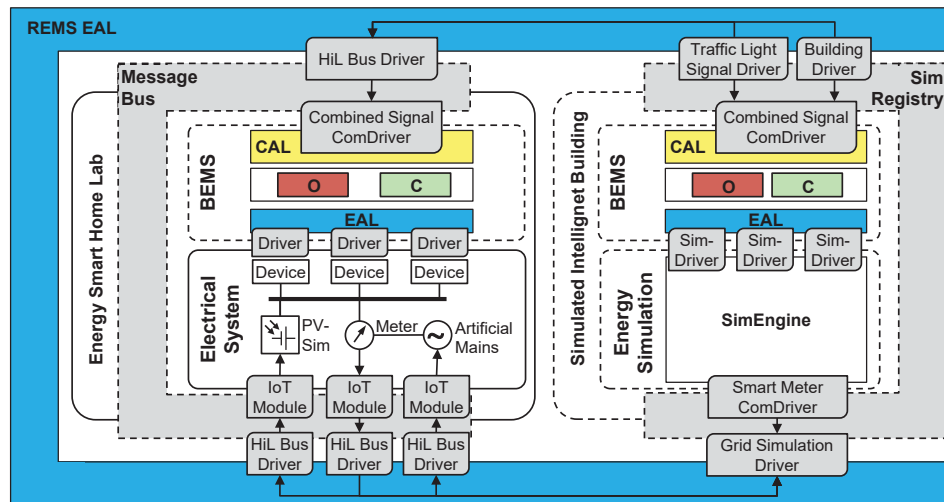


Abbildung 6.9 – Anbindung benötigter Aktoren und Sensoren zur Integration des KIT Energy Smart Home Labs in die Architektur des regionalen Energiemanagements

wendung der von *Java 8* bereitgestellten Funktionalitäten auf einzelnen parallelen Threads berechnet und für die Optimierung der Energieflüsse auf Gebäudeebene, die etwa 90 % der Simulationszeit in Anspruch nimmt [199], zusätzlich Threadpools eröffnet, um vorhandene Rechenressourcen von Rechnern mit vielen Kernen möglichst gut zu nutzen (siehe [168]).

6.3.6 Kommunikationsinfrastruktur – Internet of Things

Eine der Hauptherausforderungen im Energy Smart Home Lab ist die Integration von proprietären Sensoren, Aktoren und Systemen zu einem Gesamtsystem, das hierbei verfügbar, wartbar, skalierbar und untereinander kompatibel bleibt. Hierzu ist eine serviceorientierte Architektur mit vier Servicetypen realisiert worden, die die Ansätze des Internet of Things im Energy Smart Home Lab realisiert [36, 37] (siehe Abbildung C.4, S. 233):

Protokolladaption Der einfache Zugriff auf Sensordaten oder auf Aktoren wird durch eine Protokolladaption ermöglicht. Hierbei werden die Daten und Befehle in das programmiersprachenunabhängige Datenformat JavaScript Object Notation (JSON) [40] übersetzt und über den zentralen

Nachrichtenbus mittels des standardisierten Internetprotokolls (TCP/IP) übertragen. Hierdurch werden die bereitgestellten Funktionen von den gerätespezifischen Protokollen wie KNX, BACnet oder Modbus entkoppelt und in einem einheitlichen Format bereitgestellt.

Domänenspezifische Abstraktion Nach der Protokolladaptation werden bei Bedarf die Datenschemata der einzelnen Sensoren und Aktoren mittels Treibern in der IoT-Architektur zu einem einheitlichen Datenschema harmonisiert. Hierbei wird die parallele Nutzung mehrerer Abstraktionen unterstützt, um die Integration zusätzlicher Geräte zu erleichtern und gleichzeitig die Anbindung existierender Systeme ohne weitere Anpassungen zu ermöglichen.

Hilfsdienste Um die Wiederverwendbarkeit von Funktionalitäten zu ermöglichen und die Wartbarkeit des Gesamtsystems weiter zu erhöhen, sind die Funktionen des Gesamtsystems entsprechend einer Microservicephilosophie (siehe [86]) auf eigenständige Komponenten verteilt. Hilfsdienste, die Funktionalitäten bereitstellen, die nicht direkt vom Gebäudenutzer benötigt werden (z. B. Datenvorverarbeitung, Informationsfusion oder die Bereitstellung einer Prädiktion), sind in einer eigenen Schicht angesiedelt.

Anwendungen Anwendungen sind Dienste, die direkt mit den Gebäudenutzern interagieren und diesen einen Mehrwert bereitstellen. Diese Anwendungen, insbesondere das Gebäudeenergiemanagementsystem und die Energiedatenvisualisierung [46], nutzen Informationen einer Vielzahl von Sensoren und Hilfsdiensten, greifen auf Aktoren zu und interagieren miteinander.

Die Architektur wird durch zwei zentrale Komponenten ergänzt:

Zentraler Nachrichtenbus Um die beschriebene Schichtenarchitektur zu realisieren, wird eine zentrale Kommunikationsplattform für den Nachrichtenaustausch benötigt. Hierzu wird die TCP-basierte Implementation *crossbar.io* [15] des *Web Application Messaging Protocol* (WAMP) [16] verwendet. Der Server unterstützt unterschiedliche Kommunikationsschemata (u. a. Remote-Procedure-Calls und Publish-and-Subscribe) und erlaubt eine feingranulare Zugriffskontrolle auf einzelne Nachrichtentopics.

Konfliktlöser Um die Auflösung widersprüchlicher Anweisungen an einen Akteur (Zugriffskonflikte) auflösen zu können, ist ein Modul zur Konfliktlösung vorgesehen, in dem automatisierte Lösungsstrategien, wie etwa vom Nutzer vorgegebene Prioritäten, hinterlegt werden können.

Um einen einfachen Zugriff Dritter (etwa Logger) auf Informationen zu ermöglichen, werden alle Nachrichten innerhalb der HiL-Co-Simulation mittels *Publish* (P) and *Subscribe* (S), also 1-n-Kommunikationsschemata realisiert (siehe Abbildung 6.10 und Abbildung 6.11):

Die Gebäudemessstechnik (*Meter*) veröffentlicht (basierend auf ihrer eigenen Uhr) für jeden Mikrozeitschritt die aktuellen Leistungswerte am Hausanschlusspunkt (P, Q). Der *SmartMeterComDriver* eines intelligenten Gebäudes (siehe Abschnitt 6.2.1) bestimmt hiermit den gleitenden Mittelwert über die Dauer eines Makrozeitschritts und veröffentlicht diesen Wert (P, Q gemittelt). Zu Beginn des Makrozyklus verwendet die Microgrid-Simulation (*MB-OSH*) den letzten verfügbaren veröffentlichten Wert, wodurch eine lose Kopplung zwischen HiL- und Co-Simulation entsteht.

Die Werte dienen als Eingangsgrößen für die Netzberechnung, die Handlungen des regionalen Energiemanagementsystems *REMS* und zur Bestimmung der Parameter für die *Leistungsnachbildung* innerhalb der Microgrid-Simulation. Letztere bestehen aus einer Ersatzimpedanz Z und einem Spannungseffektivwert U für die künstliche Netznachbildung, sowie der mittleren PV-Einstrahlung P_{PV} im Microgrid. Bei Bedarf werden Steuersignale vom regionalen Energiemanagementsystem an das reale Gebäude unter Nutzung des Beobachtermusters (Publish-Subscribe) übertragen.

6.3.7 Zusammenfassung und Einordnung

Um der geforderten Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems an realen Systemen (siehe Anforderung A 5.1) teilweise – ein ganzes Microgrid aus intelligenten Gebäuden ist nicht aufgebaut worden – gerecht zu werden, ist in diesem Abschnitt der Aufbau einer Software-in-a-Hardware-Loop-Umgebung vorgestellt worden. Das regionale Energiemanagementsystem wird an einem hybriden Simulator aus einem realen intelligenten Gebäude und der Co-Simulation des Microgrids (siehe Abschnitt 6.2) evaluiert. Zur Kopplung von Hard- und Software und zum Angleich von Umgebungsbedingungen ist eine Leistungsnachbildung der Photovoltaikerzeugung und des Zu-

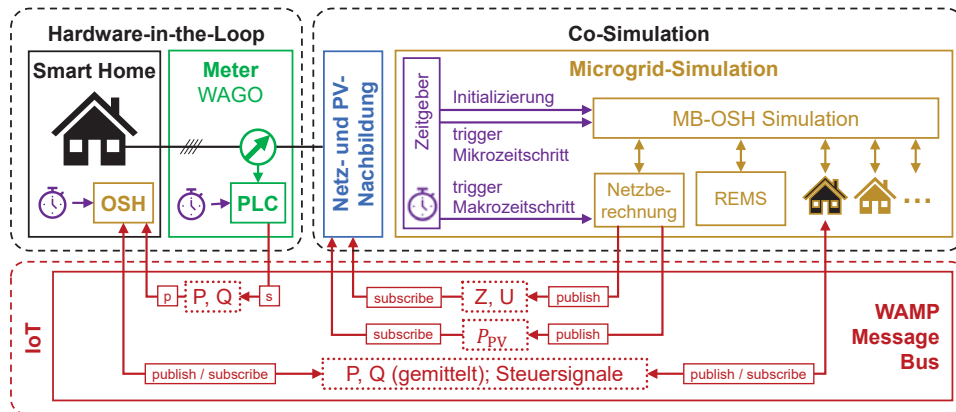


Abbildung 6.10 – Nachrichtenflüsse zwischen den Komponenten der Hardware-in-the-Loop-Co-Simulation nach [161]

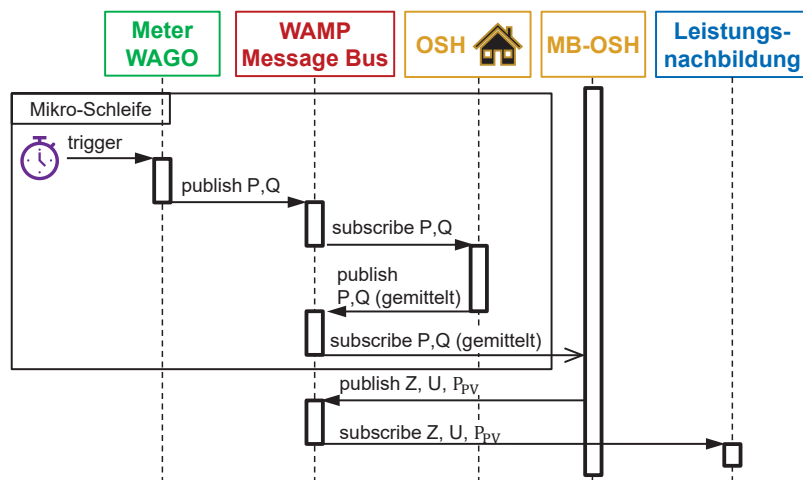


Abbildung 6.11 – Sequenzdiagramm der Nachrichtenflüsse der Hardware-in-the-Loop-Co-Simulation nach [161]

stands des Netzanschlusspunktes realisiert worden (siehe Anforderung A 5.3). Durch ereignisbasierte Kommunikation über einen Nachrichtenbus ist die Kommunikation zwischen einzelnen Komponenten umgesetzt worden. Hierbei wurde auch die benötigte Echtzeitfähigkeit der Microgrid-Co-Simulation umgesetzt (siehe Anforderung A 5.2).

Der vorgestellte Aufbau vereint und erweitert die in der Literatur vorgestellten Ansätze und realisiert eine Simulation mit einer zeitlichen Auflösung von einer Minute, wodurch realitätsnähere Ergebnisse ermöglicht werden (siehe Abschnitt 4.6.5, [59, 60, 231]). Gleichzeitig erweitert der beschriebene Aufbau den Stand der Technik dahingehend, dass der vorgestellte Ansatz erstmalig den Betrieb eines realen intelligenten Gebäudes zusammen mit einer Co-Simulation eines Niederspannungssystems ermöglicht.

6.4 Diskussion

Innerhalb von Abschnitt 6 ist die Definition und der Aufbau einer Evaluationsumgebung für das regionale Energiemanagementsystem dargelegt worden und die Umsetzung aller Komponenten beschrieben worden.

Die hierfür aufgestellten Niederspannungsreferenzszenarien erweitern die dem Stand der Literatur entsprechenden Netzmodelle um Konfigurationen für Haushalte und deren Technologiedurchdringung mit aktiven Komponenten (siehe Abschnitt 6.1). Solche Szenarien sind essentiell, um die zukünftige Dezentralisierung der Energieerzeugung und die „Aktivierung“ der Endabnehmer angemessen untersuchen zu können. Basierend auf dem Referenzwerkzeug für die Simulation und den Betrieb von intelligenten Gebäuden, dem *Organic Smart Home*, ist auf Basis der *erweiterten Observer/Controller-Architektur* eine Co-Simulation eines Microgrids mit einer Netzberechnung und mit dem regionalen Energiemanagementsystem umgesetzt worden (siehe Abschnitt 6.2), die die definierten Referenzszenarien nachbildet und als Werkzeug für die Beantwortung der Forschungsfragen dieser Arbeit (siehe Abschnitt 1.2) dient. Um der aufgestellten Forderung nach einer Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems an realer Hardware weitestgehend nachzukommen (siehe A 5.1), ist die Microgrid-Simulation zu einer Software-in-a-Hardware-Loop-Simulation erweitert worden, womit ein reales intelligentes Gebäude in die Simulation eingebunden wurde (siehe Abschnitt 6.3).



Prototypische Evaluation

Nachdem die Evaluationsumgebung für das regionale Energiemanagementsystem vorgestellt worden ist, wird diese im Folgenden dazu verwendet, das regionale Energiemanagementsystem zu evaluieren. Hierzu wird zunächst eine Versuchsplanung durchgeführt (siehe Abschnitt 7.1), bevor die geschaffenen Systeme verifiziert werden (siehe Abschnitt 7.2). Diesem schließen sich eine Validierung (siehe Abschnitt 7.3 & 7.4) und Bewertung der Systeme an (siehe Abschnitt 7.5).

7.1 Versuchsplanung

Im Folgenden wird die Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems (siehe Abschnitt 5) unter Verwendung der Referenzszenarien (siehe Abschnitt 6.1), der Co-Simulationsumgebung (siehe Abschnitt 6.2) und eines realen intelligenten Gebäudes (siehe Abschnitt 6.3) geplant und begründet.

7.1.1 Vorgehen

Bevor die Forschungsfragen dieser Arbeit (siehe Abschnitt 1.2.1) beantwortet werden (können), ist es nötig, die hierfür geschaffenen Modelle und Systeme zu verifizieren und zu validieren (vgl. Abschnitt 2.2.1). Hierzu sind die Erfüllung der Anforderungen an das regionale Energiemanagementsystem (siehe Abschnitt 3.4, Anforderungen A 2.x – A 3.x) und die zugehörige

Evaluationsumgebung (siehe Abschnitt 3.5, Anforderungen A 4.x – A 5.x) zu überprüfen (siehe Abschnitt 7.2).

Aus der Prüfung auf Erfüllung der Systemziele des regionalen Energiemanagementsystems (siehe Anforderungen A 1.x) werden danach die Forschungsfragen I und II beantwortet. Hierzu werden Untersuchungsszenarien festgelegt (siehe Abschnitt 7.1.2). Zuletzt wird Forschungsfrage III indirekt über die Beantwortung von Forschungsfrage II und die Validierung des regionalen Energiemanagementsystems beantwortet (siehe Abschnitt 7.3). Dies geschieht unter der Annahme, dass die vorgeschlagene Architektur und das Koordinationsverfahren des regionalen Energiemanagementsystems dann geeignet sind, wenn beide die definierten Anforderungen erfüllen.

7.1.2 Simulationsszenarien

Folgende Haupteinflussgrößen sind zur Beantwortung der drei Forschungsfragen zu betrachten:

Systemintelligenz Zur Beantwortung der Forschungsfragen I und II sind unterschiedliche Stufen der Systemintelligenz zu untersuchen. Als Referenz ist dabei ein System ohne Intelligenz (*keine*) zu betrachten. In einer zweiten Ausprägung werden die intelligenten Gebäude mit *lokaler* Systemintelligenz betrieben, bevor diese Intelligenz zusammen mit den aktiven Betriebsmitteln durch das regionale Energiemanagementsystem *koordiniert* wird. Hierdurch können Aussagen zu Forschungsfrage I durch den Vergleich von keiner und von lokaler Systemintelligenz und Aussagen zu Forschungsfrage II durch den Einbezug des koordinierten Systems getroffen werden (siehe Abschnitt 1.2). Somit sind die aktiven Betriebsmittel in der Ausprägung *koordiniert* mitzubetrachten.

Technologiedurchdringung Um die identifizierten Veränderungen in Niederspannungssystemen mitzuberücksichtigen, sind die eingeführten Szenarien für die Durchdringung mit aktiven Komponenten zu betrachten (siehe Abschnitt 6.1.3: *heute, morgen, übermorgen*).

Netztyp Um die Vielfalt an existierenden Niederspannungssystemen bei der Beantwortung der Forschungsfragen mit einzubeziehen, sind die entworfenen Referenznetze zu verwenden (siehe Abschnitt 6.1.2: *ländlich, dörflich, vorstädtisch*).

Jahreszeit Die dominierende zyklische Einflussgröße auf das Energieprofil eines Gebäudes sind dessen Umgebungseinflüsse, wie etwa die Außentemperatur oder die Solareinstrahlung. Aus diesem Grund sind die saisonalen Einflüsse von *Sommer*, *Winter* und einer Übergangszeit (*Frühling*) zu untersuchen.

Neben den Einflussgrößen der Untersuchungsszenarien sind folgende Kernparameter für die Simulatoren festzulegen:

Initiale Zufallszahlen Um die Auswirkungen der zufälligen Ziehung von Ereignissen – Startzeit von Haushaltsgeräten, Brauchwasserbedarf oder zurückgelegte Fahrstrecke von Elektrofahrzeugen – und der Zufälligkeit des evolutionären Algorithmus zur Optimierung der Gebäudeenergieflüsse Rechnung zu tragen, wird jedes Experiment mit jeweils neu gezogenen initialen Zufallszahlen (engl. *random seeds*) durchgeführt.

Simulationsdauer Um innerhalb eines einzelnen Experiments mehrere Wiederholungen zu erzielen und um Wechselwirkungen zwischen einzelnen zyklischen Vorgängen (Tagen) abzubilden, ist jedes einzelne Experiment über mehrere zusammenhängende Tage durchzuführen.

Konfiguration der Haushalte Die Parametrierung der einzelnen Haushalte, deren Ausstattung mit Haushaltsgeräten und deren Nutzung hat die Realität möglichst gut abzubilden. Hierzu wird die in Abschnitt 6.1.3 dargelegte Ausstattung verwendet.

Eine Zusammenfassung der zu untersuchenden Versuche ist in Tabelle 7.1 gegeben. Zur Bewertung des regionalen Energiemanagementsystems sind insgesamt 405 Versuche durchzuführen, was bei den definierten Szenarien die Simulation von etwa 1500 Jahren eines Einzelhaushalts und etwa 4 Millionen Netzberechnungen zur Folge hat.

7.1.3 Messgrößen

Zur Beantwortung der Forschungsfragen sind bei der Versuchsdurchführung folgende Messgrößen zu erfassen und nach Simulation der festgelegten Szenarien auszuwerten:

Tabelle 7.1 – Übersicht der zu untersuchenden Einflussgrößen

Einflussgröße	Ausprägungen	Anzahl	Beschreibung
Technologie- durchdringung	<i>heute – morgen – übermorgen</i>	3	Verbreitung von dezentraler Erzeugung, Elektrofahrzeugen und elektrischen Speichern (siehe Abschnitt 6.1.3)
Systemintelligenz	<i>keine – lokal – koordiniert</i>	3	Betrachtung von keiner Koordination, automatisiertem Gebäudeenergiemanagement und regionalem Energiemanagement
Netztyp	<i>ländlich – dörflich – vorstädtisch</i>	3	Niederspannungsreferenznetze (siehe Abschnitt 6.1.2)
Jahreszeit	<i>Sommer – Winter – Übergangszeit</i>	3	Temperatureinflüsse und Solareinstrahlung
Haushalts- konfiguration	<i>Referenzszenarien</i>	1	Haushaltsgrößen und Ausstat- tung (siehe Abschnitt 6.1.3)
Zufall	-	5	Nutzung unterschiedlicher initialer Zufallszahlen (siehe [199, Kap. 5.2])
Simulationsdauer	-	1	1 Woche

Technische Messgrößen Grundlegende Kenngrößen, die Aussagen über den Zustand eines Netzes erlauben und die Grundlage für die technische Ausgestaltung der Netzampel liefern (siehe Abschnitt 5.1), sind die Knotenspannungen des Netzes U , die Ströme durch die Leitungen des Netzes I , die an das Netz angelegten Wirk- und Blindleistungen P, Q , sowie die daraus resultierenden eingespeisten oder verbrauchten Energiemengen E . Darüber hinaus sind für die (regelbaren Ortsnetztransformatoren) (ONT/RONT), deren Heißpunkttemperaturen $\Theta_{\text{Heißpunkt}}$ und gegebenenfalls deren aktuelle Stufungen s zu erfassen.

Technische Netzampel Zur Bewertung des Netzzustandes im Rahmen der technischen Ausgestaltung der Netzampel – also der Identifikation von kritischen Situationen, die eine nicht-grüne Ampelphase hervorgerufen – sind Anzahl und Art der kritischen Situationen zu erfassen (siehe Abschnitt 5.1.1).

Topologische Netzampel Der Verlauf der für die an das überwachte Netzgebiet angeschlossenen aktiven Komponenten geltenden Kommunikationskanäle – also die für einen Netzknoten gültige Ampelphase – ist knotenweise zu erfassen (siehe Abschnitt 5.1.2).

Koordinatorische Netzampel Zur Evaluation der geforderten Zurückhaltung (siehe Anforderung A 3.5, Abschnitt 5.1.3) des regionalen Energiemanagementsystems (REMS) sind die Anzahl seiner Eingriffe in das überwachte Niederspannungssystem zu erfassen.

Alle zu erfassenden Messgrößen sind in Tabelle 7.2 zusammengefasst.

7.1.4 Software-in-a-Hardware-Loop-Untersuchung

Da der Aufwand einer Evaluation mit Hardware meist höher ist als eine Evaluation auf Basis einer Simulation, ist deren Mehrwert vorab zu begründen und die zusätzlich erforderlichen Messgrößen sind ebenfalls vorab festzulegen.

Mehrwert gegenüber Simulationen Neben der Möglichkeit der Validierung der Gebäudemodellierung, wie sie bereits in [26, 199] durchgeführt worden ist, bietet der vorgestellte Software-in-a-Hardware-Loop-Aufbau (siehe Abschnitt 6.3) die Möglichkeit zu evaluieren, ob das regionale Energiemanagementsystem auf (unvermeidliche) Abweichungen zwischen modelliertem und realem Gebäude angemessen reagiert und ob es weiterhin zielgerichtet Einfluss nehmen kann.

Der vorgestellte Aufbau ist ebenfalls für die Erzeugung realistischer statischer Sollwertvorgaben für dynamische und transiente Power-Hardware-in-the-Loop-Untersuchungen verwendbar (siehe auch Abschnitt 2.2.3), die hierzu an einen Echtzeitsimulator weiterzureichen sind (siehe auch [131]).

Szenarioauswahl Bei der Auswahl eines Szenarios für die Evaluation der Software-in-a-Hardware-Loop-Umgebung ist einerseits die Performanz des vorgestellten Aufbaus (siehe Abschnitt 6.3) mittels einer Abschätzung für den maximalen Simulationsaufwand zu evaluieren. Diese Abschätzung wird aufgrund eines Versuchs mit beeinflussbaren Betriebsmitteln, einer Vielzahl intelligenter Gebäude (Referenznetz *suburban*) sowie aktiver

Komponenten (Szenario *Übermorgen*) getroffen, die durch das regionale Energiemanagement gesteuert werden.

Andererseits ist bei der Auswahl einer Technologiedurchdringung mit Blick auf ein konsistentes Gesamtszenario eine Ausprägung zu wählen (siehe Anhang 6.1.3 & Tabelle 6.7), bei der die Ausstattung des realen Gebäudes der der simulierten Gebäude ähnelt (siehe Abschnitt C). Insbesondere die nominelle (mit dem PV-Simulator nachbildbare) Photovoltaikerzeugung ist im realen Gebäude deutlich kleiner als die durchschnittliche Durchdringung in dem definierten Szenario *Übermorgen*.

Um ein möglichst umfassendes Bild über die Leistungsfähigkeit des Aufbaus zu bekommen, sind die Konfigurationen *Dorf – Heute*, *Vorstadt – Morgen* und *Vorstadt – Übermorgen* zu testen.

Validierung Zur Validierung des vorgestellten Co-Simulationsansatzes (siehe Abschnitt 2.2.1) sind neben den aufgestellten Anforderungen A 5.x (siehe Abschnitt 3.5.2) die realisierten Kommunikationskanäle zwischen Hard- und Softwaresystemen sowie die berechneten Parameter der Umgebungsnachbildung zu prüfen.

Zusätzliche Messgrößen Auf Grund der Verwendung von unsynchronisierten Zeitgebern innerhalb des Software-in-a-Hardware-Loop-Aufbaus (siehe Abschnitt 6.3.6 & Abbildung 6.10) können Zeitmessungen zur Evaluation nur innerhalb einer Komponente des Aufbaus erfolgen. Hierbei sind in der Co-Simulation des Microgrids die Dauer der Makrozeitschritte und die darin verwendete Zeit für die Simulation der Komponenten und der Netzberechnung zu erfassen (siehe Tabelle 7.2). Gleichzeitig sind die Zeitgeber des Aufbaus auf eventuelle Taktschwankungen zu prüfen.

Weitere Details zur Konfiguration der Versuchsaufbauten sind in Ergänzung zu den Angaben in Abschnitt 5.1 und 6.1 & Anhang D gegeben.

7.2 Verifikation der Lösungen

Gemäß des in Abschnitt 2.2 vorgestellten generellen Ablaufs einer Simulationsstudie sind die geschaffenen Lösungen auf Basis der gestellten Anforderungen zu verifizieren.

7.2.1 Regionales Energiemanagementsystem

Während Aussagen über die Fähigkeit zur Systemdienstleistungserbringung durch intelligente Gebäude (siehe Anforderungen A 1.x) erst nach Auswertung der Simulationsstudien getroffen werden können, sind die übrigen Anforderungen an das regionale Energiemanagementsystem (siehe A 2.x-A 3.x) vorab verifizierbar (siehe Tabelle 7.3).

Basisfunktionalitäten Die verpflichtenden („*muss*“) Basisfunktionalitäten *Analysefähigkeit* (siehe Anforderung A 2.2), *Gedächtnis* (siehe Anforderung A 2.3) und *Entscheidungsfähigkeit* (siehe Anforderung A 2.6) werden durch die Ausgestaltung der technischen, topologischen und koordinativen Netzampel (siehe Abschnitt 5.1) erfüllt. Deren Implementierung in der erweiterten generischen Observer/Controller-Architektur (siehe Abschnitt 5.2.3) erfüllt die verpflichtend geforderte *Kommunikationsfähigkeit* mit untergeordneten aktiven Komponenten (siehe Anforderung A 2.1). Die gewünschte („*soll*“) *Prognosefähigkeit* (siehe Anforderung A 2.4) des regionalen Energiemanagementsystems wird indirekt durch die Kommunikation der geplanten Laständerungen der intelligenten Gebäude erfüllt (siehe Abschnitt 5.1.3), wohingegen die gewünschte *Lernfähigkeit* (siehe Anforderung A 2.5) zwar in der Systemarchitektur vorgesehen, aber nicht umgesetzt worden ist (siehe Abschnitt 5.2.2).

Nicht-funktionale Anforderungen Die nicht-funktionalen Anforderungen werden, mit Ausnahme der nicht bewiesenen *Stabilität* der koordinativen Ausgestaltung der Netzampel (siehe Anforderung A 3.4), voll erfüllt. Hierbei wird durch die koordinative Netzampel die *Abstraktion* von Systemen und Zielen (siehe Anforderung A 3.2) und die Berücksichtigung von *Zeitkonstanten* (siehe Anforderung A 3.3) umgesetzt. Die verpflichtend geforderte *dynamische Systemkonfiguration* (siehe Anforderung A 3.1) wird durch die untere Abstraktionsschicht (*EAL-Layer* siehe Abschnitt 5.2.3) der erweiterten generischen Observer/Controller-Architektur realisiert. Ein *zurückhaltender* Netzbetrieb ist durch die Reglerstruktur der koordinativen Netzampel umgesetzt (siehe Anforderung A 3.5).

7.2.2 Evaluationsumgebung – Microgrid Co-Simulation und Software-in-a-Hardware-Loop-Aufbau

Analog zur Verifikation des regionalen Energiemanagementsystems ist auch dessen Evaluationsumgebung hinsichtlich der Erfüllung der aufgestellten Anforderungen (siehe Abschnitt 3.5, Anforderungen A 4.x & A 5.x) zu verifizieren.

Modellierung Die entworfenen Referenzszenarien für Niederspannungssysteme erfüllen die gestellten Anforderungen an die Komponentenmodelle. Die geforderten *Netztopologien* (siehe Anforderung A 4.1) werden durch die Referenznetze (siehe Abschnitt 6.1.2) bereitgestellt, in denen auch steuerbare *Betriebsmittel* (siehe Anforderung A 4.2) in Form von regelbaren Ortsnetztransformatoren integriert sind. Durch die Nutzung der Szenarien für die Haushaltsausstattung und die Technologiedurchdringung (siehe Abschnitt 6.1.3) werden die Forderungen an die *Komponentenmodelle* (siehe Anforderungen A 4.4 & A 4.5) erfüllt. Durch die begrenzte Verfügbarkeit von Informationen über die Komponentenzuteilung an die einzelnen Phasen des Elektroenergiesystems (siehe Abschnitt 6.1.2) ist auf eine drei-phasige *Netzberechnung* verzichtet worden, wodurch Anforderung A 4.3 nur mit Einschränkungen erfüllt ist.

Simulator In der Microgrid *Co-Simulation* (siehe Abschnitt 6.2) sind mehrere Simulatoren gekoppelt worden (siehe Anforderung A 5.1), die sich über *Konfigurationsdateien* im XML-Format parametrieren lassen (siehe Anforderung A 5.2). Durch die Integration des KIT Energy Smart Home Lab in die Co-Simulation ist die Forderung nach Evaluation an *realen Systemen* (Anforderung A 5.3) nur teilweise erfüllt worden, da statt eines ganzen realen Microgrids nur ein einzelnes reales intelligentes Gebäude an das regionale Energiemanagementsystem angebunden worden ist. Um das reale Gebäude in die Co-Simulation zu integrieren, ist eine *echtzeitfähige* Software-in-a-Hardware-Loop-Umgebung geschaffen worden (siehe Anforderung A 5.4 und Abschnitt 6.3.2).

7.3 Einfluss der Systemintelligenz auf den Netzzustand

Folgend werden die Ergebnisse der geplanten Simulationsstudie (siehe Abschnitt 7.1) dargelegt und erläutert, wobei zunächst ein Überblick über die Ergebnisse gegeben wird bevor Detailbetrachtungen durchgeführt werden.

Die über alle definierten Versuche (siehe Tabelle 7.1) gemittelten Häufigkeiten der Netzampelphasen (siehe Tabelle 7.5¹) zeigen, dass die betrachteten Referenzszenarien für Niederspannungselektroenergiesysteme weitgehend stabil sind: In den durchgeführten Versuchen hat eine ungesteuerte Optimierung der Energieflüsse in Gebäuden eine begrenzt positive Auswirkung auf alle untersuchten Netze und alle Szenarien. Erst durch die Koordination der intelligenten Gebäude und der regelbaren Ortsnetztransformatoren mittels des regionalen Energiemanagementsystems wird der Anteil an hoch kritischen Netzzuständen, die eine rote Ampelphase hervorrufen, deutlich auf 0,21 % verringert. Der Anteil gelber Ampelphasen aus bedingt kritischen Situationen sinkt mit zunehmender Koordination von 9,40 % auf 7,00 % ab.

Die Ursachen der nicht-grünen Ampelphasen sind hauptsächlich Spannungsbandverletzungen, gefolgt von Überhitzung der Transformatoren (siehe Tabelle 7.6). Die Koordinationsmaßnahmen verhindern hierbei hauptsächlich auftretende kritische und bedingt kritische Spannungsbandverletzungen.

Diese Verbesserungen des Systemzustands werden durch durchschnittlich 7,8 Eingriffe des regionalen Energiemanagementsystems hervorgerufen. Diese haben durchschnittlich 5,1 Schalthandlungen der regelbaren Ortsnetztransformatoren pro Tag sowie Lastverschiebung, Blindleistungsbereitstellung und eine Begrenzung Photovoltaikerzeugung um 10,4 kWh pro Tag zur Folge (siehe Tabelle 7.7).

In den folgenden Unterabschnitten werden die Auswirkungen der Koordination auf den Netzzustand im Detail erörtert, wobei eine Auflistung der Häufigkeiten kritischer Situationen und der Knotenspannungen in Anhang E gegeben ist. Die Häufigkeiten der Ampelphasen in den durchgeführten Versuchen sind in Tabelle 7.8–7.10 gegeben.

In zwei Schritten werden zunächst die Auswirkungen der Optimierung der Energieflüsse innerhalb der intelligenten Gebäude (*hhOpt*) mit dem

¹Eventuell bei den Tabellen dieses Kapitels auftretende Abweichungen der Summen der Anteile von 100 % ergeben sich durch Rundung.

unoptimierten Verhalten (*noOpt*) verglichen und danach die Auswirkungen des regionalen Energiemanagementsystems (*REMS*) auf den Netzzustand untersucht. Hierbei sind die Analysen nach den Szenarien *Heute – Morgen – Übermorgen* unterteilt.

7.3.1 Netzzustand mit konventionellen Gebäuden

Folgende Beobachtungen sind bei den Versuchen über den Netzzustand mit Gebäuden ohne Intelligenz gemacht worden.

Szenario Heute Niederspannungssysteme sind *heute* weitgehend stabil (siehe Tabelle 7.8), im Sommer stellt sich ein Anteil von etwa 7-14 % an nicht grünen Netzampeln ein. Dazu kommt es im vorstädtischen Netz zu einem Anteil von bis 20,5 % an gelben Netzampeln im Winter und Frühjahr. Im dörflichen Netz stellen sich zudem rote Ampelphasen mit einem Anteil von 0,4 % ein.

Hervorgerufen werden diese nicht-grünen Ampelphasen ausschließlich durch Spannungsabweichungen (siehe Tabelle E.1 – E.3).

Im ländlichen und dörflichen Netz sind diese bedingt kritischen Spannungsverletzungen auf ein Überschreiten der festgelegten Spannungsgrenzen (also durch zu hohe Einspeisung) zurückzuführen, wohingegen im vorstädtischen Netz Unterschreitungen des Grenzwertes (also einen zu hohen Verbrauch) dominieren (siehe Abbildung E.1 – E.3).

Szenario Morgen Die Belastung der Netze steigt im Szenario *Morgen* besonders im Sommer an, der Anteil an grünen Ampelphasen sinkt unter 80 %, bis zu 3,6 % der Netzampeln sind rot (siehe Tabelle 7.9).

Analog zum Szenario *Heute* sind hierfür in allen Netzen wieder Spannungsschwankungen verantwortlich (siehe Tabelle E.4 – E.6).

Die Ursache der kritischen Spannungen sind besonders in den kälteren Jahreszeiten im vorstädtischen Netz Grenzwertunterschreitungen, im ländlichen und dörflichen Netz liegen in den wärmeren Jahreszeiten hauptsächlich Grenzwertüberschreitungen vor (siehe Abbildung E.4 – E.6).

Szenario Übermorgen Der Zustand des vorstädtischen Netzes verhält sich im Szenario *Übermorgen* ähnlich zu dem Szenario *Morgen*, insbesondere

die Belastung des dörflichen und ländlichen Netzes steigt weiter. Mit zunehmend wärmeren Jahreszeiten erhöht sich die Belastung der Netze, bis nur noch etwa 70 % der Netzapeln grün und über 10 % rot sind. (siehe Tabelle 7.10)

Beim ländlichen und vorstädtischen Netz sind für diese roten Netzapeln Spannungsschwankungen und für die gelben Ampelphasen zusätzlich Verletzungen der definierten maximalen Heißpunkttemperatur des regelbaren Ortsnetztransformators durch Überlastung verantwortlich. Im Dorfnetz werden die roten Netzapeln hauptsächlich durch Spannungsbandverletzungen und eine Überhitzung des Transformators hervorgerufen (siehe Tabelle E.7 – E.9).

Die aufgetretenen Spannungsbandverletzungen sind in den wärmeren Jahreszeiten insbesondere im ländlichen und dörflichen Netz durch Überschreitungen der vorgegebenen Grenzwerte durch dezentrale Erzeugung bedingt (siehe Abbildung E.7 – E.9).

7.3.2 Unkoordinierter Betrieb intelligenter Gebäude

Im Folgenden werden die Auswirkungen des unkoordinierten Betriebs intelligenter Gebäude auf Niederspannungsnetze im Vergleich zu Netzen ohne Systemintelligenz dargelegt (vgl. Forschungsfrage I, Abschnitt 1.2.1).

Szenario Heute Auswirkungen der unkoordinierten Optimierung der Gebäude sind im ländlichen Referenznetz nicht gemessen worden. Die Auswirkungen sind im dörflichen Referenznetz ebenfalls klein, führen aber im Winter zu einer geringen Verbesserung des Netzzustands. Im Sommer erhöht sich die Anzahl gelber Netzapeln um 0,3 Prozentpunkte ohne hierbei die Anteile an roten Netzapeln zu beeinflussen. In der Vorstadt sinkt im Winter und Frühjahr der Anteil gelber Netzapeln um 4,1 bzw. 1,6 Prozentpunkte, um im Sommer um jeweils 0,9 Prozentpunkte anzusteigen. (siehe Tabelle 7.8)

Die von der unkoordinierten Gebäudeoptimierung erzeugten zusätzlichen gelben Netzapeln im Sommer werden im Dorf- und Vorstadtnetz durch Spannungsabweichungen hervorgerufen (siehe Tabelle E.1 – E.3).

Hierbei resultieren die bedingt kritischen Spannungsbandverletzungen im vorstädtischen Netz hauptsächlich aus zu niedrigen Spannungen, wäh-

rend im ländlichen und dörflichen Netz Überschreitungen der Grenzwerte überwiegen (siehe Abbildung E.1 – E.3).

Der Eigenverbrauch von Photovoltaikeinspeisung steigt um durchschnittlich etwa 6 % an, wobei die anteilige Nutzung in den wärmeren Jahreszeiten abnimmt. Die Eigennutzung von Elektrizität aus Blockheizkraftwerken (soweit vorhanden) nimmt hingegen mit zunehmender Außentemperatur um etwa 10 Prozentpunkte ab und die Netzverluste werden um durchschnittlich 4,6 % gesenkt. (siehe Tabelle 7.11)

Szenario Morgen Die Auswirkungen der Gebäudeoptimierung im Szenario Morgen sind durchgängig schwach positiv: Der Anteil roter Netzampeln wird um bis zu 0,3 Prozentpunkte auf einen Maximalwert von 3,4 % gesenkt und der Anteil gelber Netzampeln um bis zu 3,4 Prozentpunkte auf einen Maximalwert von 21 % verringert. (siehe Tabelle 7.9)

Dies ist bedingt durch eine Verringerung der Anteile (bedingt) kritischer Situationen aller Art um durchschnittlich etwa 0,6 Prozentpunkte. Die deutlichsten Rückgänge traten in den Versuchen *Morgen – Winter – Vorstadt* und *Morgen – Frühling – Vorstadt* von 5,1 und 2,8 Prozentpunkten auf. (siehe Tabelle E.4 – E.6)

Die Auslöser der (bedingt) kritischen Spannungen sind analog zum Szenario Heute in den wärmeren Jahreszeiten hauptsächlich Überschreitungen der vorgegebenen Spannungsgrenzen. Eine Ausnahme bildet das vorstädtische Netz, in dem insbesondere im Winter Unterschreitungen der Grenzwerte dominieren. (siehe Abbildung E.4 – E.6)

Die unkoordinierte Optimierung erhöht die Ausnutzung der Photovoltaikeinspeisung um durchschnittlich etwa 12 %, die Ausnutzung von Einspeisung aus Blockheizkraftwerken um durchschnittlich etwa 28 % und verringert die Netzverluste um etwa 11 %. Hierbei zeigen sich die gleichen Abhängigkeiten von den Jahreszeiten wie im Szenario *Heute*. (siehe Tabelle 7.12)

Szenario Übermorgen Im Szenario *Übermorgen* ergibt sich ein ähnliches Bild zum Szenario *Morgen*: Wieder verringert die Optimierung in den Gebäuden die Anzahl nicht grüner Netzampeln. Der Anteil roter Netzampeln wird gegenüber den Versuchen ohne Systemintelligenz um durchschnittlich

0,5 Prozentpunkte, der Anteil gelber Netzampeln durchschnittlich 0,6 Prozentpunkte gesenkt.

Ursache hierfür ist eine gleichmäßige Verringerung der kritischen Situationen aller Art in allen Netzen (siehe Tabelle E.7 – E.9).

Die Ursachen für die bedingt kritischen Spannungsabweichungen entsprechen derer im Szenario Morgen (siehe Abbildung E.7 – E.9).

Die durchschnittliche Photovoltaikeinspeisung sinkt durch Eigenverbrauch um durchschnittlich etwa 21 %, die Einspeisung aus Blockheizkraftwerken um etwa 37 %, wobei wiederum die Abhängigkeiten von der Jahreszeit analog zum Szenario *Heute* und *Morgen* bestehen. Die Netzverluste sinken um 21 %. (siehe Tabelle 7.13)

7.3.3 Koordinierter Betrieb durch das regionale Energiemanagementsystem

Im zweiten Schritt werden die Auswirkungen des regionalen Energiemanagementsystems auf den Netzzustand in Bezug zum unkoordinierten Verhalten intelligenter Gebäude (vgl. Forschungsfrage II, Abschnitt 1.2.1) dargelegt.

Szenario Heute Durch die Koordination der intelligenten Gebäude mittels des regionalen Energiemanagementsystems und den Einsatz der regelbaren Ortsnetztransformatoren wird der Anteil der aufgetretenen roten Ampelphasen weitgehend aufgelöst. Hiermit geht auch eine Verringerung des Anteils an gelben Ampelphasen um durchschnittlich etwa 2,6 Prozentpunkte einher. In Versuchen ohne rote aber mit hohem Anteil gelber Netzampeln führt der Einsatz des regionalen Energiemanagementsystems zu einer Verringerung des Anteils an gelben Ampelphasen um bis zu 12,7 Prozentpunkte. Allerdings führt der Einsatz des regionalen Energiemanagementsystems in Versuchen mit einer geringen Anzahl nicht-grüner Ampelphasen zu einer Erhöhung deren Anzahl. So kommt es im Versuch *Heute – Frühling – Vorstadt* zu einem Anstieg der Anzahl gelber Netzampeln um 7,1 Prozentpunkte. Im Versuch *Heute – Vorstadt – Winter* hat das regionale Energiemanagementsystem trotz des hohen Anteils von 17,7 % nur minimale Auswirkungen auf den Netzzustand. (siehe Tabelle 7.8)

Hierbei beeinflusst das regionale Energiemanagementsystem die Anteile der einzig aufgetretenen kritischen Spannungsbandverletzungen (siehe Tabelle E.1 – E.3).

Diese Spannungsbandverletzungen sind großteils Überschreitungen der Grenzwerte, zumal durch den Einsatz der regelbaren Ortsnetztransformatoren eine durchschnittliche Anhebung der Knotenspannungen erfolgt. (siehe Abbildung E.1 – E.3)

Der Einsatz des regionalen Energiemanagementsystems hat fast keinen Einfluss auf die dezentrale Einspeisung. Die erzielten Verbesserungen der Netzzustände werden durch durchschnittlich 4,8 Schalthandlungen zur Spannungsanpassung der regelbaren Ortsnetztransformatoren erzielt und die Netzverluste um einen weiteren Prozentpunkt gesenkt (siehe Tabelle 7.11).

Szenario Morgen Die Auswirkungen des regionalen Energiemanagementsystems auf die Anteile der Netzampelphasen verhalten sich im Szenario *Morgen* ähnlich zu denen im Szenario *Heute*. Wiederum zeigen sich die positiven Auswirkungen insbesondere in den wärmeren Jahreszeiten, wobei das regionale Energiemanagementsystem den Anteil roter Netzampeln bis auf 0,1 % reduziert. Im Referenznetz *Land* geht hiermit eine Erhöhung des Anteils gelber Netzampeln um bis zu 7,1 Prozentpunkte einher. Analog zu den Versuchen *Heute* führt der Einsatz des regionalen Energiemanagementsystems insbesondere im *Winter* zu einer Erhöhung des Anteils gelber Netzampeln. (siehe Tabelle 7.8)

Ebenfalls verhalten sich die Anteile der kritischen Situationen ähnlich zu denen im Szenario *Morgen*: Das regionale Energiemanagementsystem verursacht im *Winter* und *Frühjahr* zusätzliche bedingt kritische Spannungsbandverletzungen, kompensiert aber die kritischen Verletzungen im *Frühjahr* und *Sommer*. (siehe Tabelle E.4 – E.6)

Wie beim Szenario *Heute* hat das regionale Energiemanagementsystem fast keinen Einfluss auf die dezentrale Einspeisung. Durch eine mit Netzgröße und Durchschnittstemperatur der Jahreszeit steigende Anzahl an Schalthandlungen der regelbaren Ortsnetztransformatoren werden die Netzverluste um durchschnittlich 11 Prozentpunkte gesenkt. Zudem ruft das regionale Energiemanagementsystem im Versuch *Morgen – Dorf* –

Sommer im Durchschnitt etwa 2,2 kVarh Blindleistung pro Tag ab. (siehe Tabelle 7.12)

Szenario: Übermorgen Bei den Referenznetzen *Land* und *Dorf* im stark belasteten *Sommer* wird der Anteil roter Netzsampeln von maximal 11,4 % auf maximal 4,9 % gesenkt, wobei hier auch die Anteile gelber Netzsampeln um durchschnittlich 2,4 Prozentpunkte gesenkt werden. Im Versuch *Übermorgen – Vorstadt – Sommer* verringert der Einsatz des regionalen Energiemanagementsystems den Anteil gelber Netzsampeln um 16,9 Prozentpunkte. In den übrigen Versuchen mit Anteilen grüner Netzsampeln über 90 % führt der Einsatz des regionalen Energiemanagementsystems zu einer Erhöhung des Anteils an gelben Netzsampeln um durchschnittlich 1 Prozentpunkt. (siehe Tabelle 7.10)

Der Einfluss des regionalen Energiemanagementsystems auf die Anteile bedingt und hoch kritischer Situationen ist ähnlich zu dem in den Szenarien *Morgen* und *Heute*. So sinkt der maximale Anteil (hoch-) kritischer Situationen aus Spannungsbandverletzungen um bis zu 7,1 Prozentpunkte. Hierbei kann das regionale Energiemanagementsystem die kritischen Situationen aus Überhitzung des Transformators nur um 0,5 Prozentpunkte auf 3,0 % verringern. Auch bleibt ein Anteil an kritischen Situationen aus Kabelüberlastungen in Höhe von 0,2 % bestehen. Gleichzeitig ist eine leichte Erhöhung bedingt kritischer Spannungsschwankungen bei Versuchen mit (weitestgehend) unkritischen Netzen (*Winter*) zu beobachten. (siehe Tabelle E.7 – E.9)

Zudem ist die durchschnittliche Spannung durch gegenüber den Versuchen ohne zentrale Koordination erhöht (siehe Abbildung E.7 – E.9).

In den Netzen *Dorf* und *Land* kommt es zu einer Verringerung der Einspeisung aus Photovoltaik, wobei insbesondere die Verringerung im Versuch *Dorf – Sommer – Übermorgen* mit einer Verringerung von 6,9 Prozentpunkten ($280 \frac{\text{kWh}}{\text{d}}$) hervorsticht. Daneben verringert sich die Photovoltaikeinspeisung in den Versuchen *Land – Sommer – Übermorgen* und *Dorf – Frühling – Übermorgen* um etwa 10,2 bzw. $26,7 \frac{\text{kWh}}{\text{d}}$. Die Änderungen der Einspeisungen aus Blockheizkraftwerken ist außer im Versuch *Übermorgen – Dorf – Winter*, wo es zu einer Erhöhung der Einspeisung um etwa $0,6 \frac{\text{kWh}}{\text{d}}$ kommt, klein.

Die Stabilisierung der Netze verlangt nach bis zu 140 Eingriffen auf die Gebäude pro Tag, wodurch das regionale Energiemanagementsystem bis zu $9,1 \frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$ Blindleistung pro Gebäude abrufen und täglich etwa 10 Schaltaktionen des regelbaren Ortsnetztransformators auslöst (Versuch *Dorf – Übermorgen – Sommer*). Gleichzeitig verringert die Spannungsanhebung durch etwa 1 Stufung pro Tag der regelbaren Ortsnetztransformatoren im *Winter* die Netzverluste um durchschnittlich 3,5 Prozentpunkte. (siehe Tabelle 7.13)

7.4 Software-in-a-Hardware-Loop-Versuche

Innerhalb einer sechstägigen Testphase im KIT Energy Smart Home Lab (siehe Abschnitt 6.3.3) wurden vier unterschiedliche Versuche mit je einem Tag Dauer durchgeführt (siehe Tabelle 7.14). Die Co-Simulation lief hierbei auf einer virtuellen Maschine mit *Microsoft Windows 10 Education* (64-Bit, Version 1803) als Betriebs- und mit *Proxmox Virtual Environment* als Hostsystem. Der virtuellen Maschine wurden 14 Prozessorkerne mit 28 Threads á 2,6 GHz (*Intel Xeon E5-2697v3*) sowie 128 GB Arbeitsspeicher zugewiesen.

Während dieser Testphase vom 23. bis 29. Juli 2018 war das prototypische intelligente Gebäude vom Autor dieser Arbeit bewohnt, eine Auflistung der Aktivitäten des Bewohners ist in Anhang F gegeben.

Wesentliches Bewertungskriterium für den vorgestellten Ansatz zur Kopplung von Simulation und Hardware (siehe Abschnitt 6.3) ist die Einhaltung der geforderten Echtzeitfähigkeit (siehe Anforderung A 5.2), die rechtzeitige Berechnung der Mikrozeitschritte eines Makrozeitschritts (siehe Abbildung 2.3).

7.4.1 Berechnungsdauer Makrozeitschritte

Für die Berechnung eines Makrozeitschrittes existiert ein von Technologie-durchdringung und Netzgröße abhängiger verhältnismäßig geringer Grundaufwand von bis zu 6 s (siehe Abbildung 7.1). Bei allen Versuchen wurden Ausreißer gemessen, bei denen die Berechnungsdauer über dem 5 bis 25-fachen des Durchschnitts liegt (siehe Tabelle 7.15). In den durchgeführten Versuchen wird die Realzeitforderung in 2 von 5760 Fällen nicht eingehalten.

Der Aufwand für die Netzberechnungen ist mit einer durchschnittlichen Dauer von unter 200 ms und einer Maximaldauer <500 ms im Vergleich zu den übrigen Prozessen in der Co-Simulation klein (siehe Tabelle 7.15).

Eine genauere Betrachtung des Versuchs mit den längsten Berechnungsdauern (*Vorstadt – Übermorgen*) erlaubt zusammen mit dem verwendeten Programmcode eine detaillierte Analyse der Berechnungsaufwände:

Um 10:00, 18:00 und 02:00 Uhr kommt es zu einer Erhöhung der Berechnungsdauer für etwa 30 min, da in diesen Zeiträumen seitens des Energiemarktes (siehe Abschnitt 5.3) neue Preissignale mit Zeitversatz an die intelligenten Gebäude verteilt werden.

Der erhöhte Aufwand gegen 06:00 Uhr ist auf eine beginnende Solareinstrahlung und eine damit verbundene Prognoseerstellung sowie auf einen erhöhten Warmwasserbedarf zurückzuführen.

Die über den Nachmittag und Abend verteilten Ausreißer sind auf Eingriffe des regionalen Energiemanagements zurückzuführen, das bei Bedarf auf die intelligenten Gebäude einwirkt und zeitgleich eine Vielzahl von Optimierungen der Gebäude auslöst.

Da die thermischen Systeme der Gebäude alle vier Stunden eine Neuoptimierung erzwingen, kommt es in den Abendstunden zu Synchronisationseffekten. Die beiden Verletzungen der Realzeitbedingung werden durch eine zeitgleiche Auslösung von Optimierungen in allen intelligenten Haushalten der Co-Simulation ausgelöst. Die verwendete Modellierung der gebäudeinternen Grundlastprognose, der Photovoltaikprognose und des Elektrofahrzeugs erzwingen eine Optimierung um 00:00 Uhr. Die zeitgleiche Erzeugung von Fahrprofilen für Elektrofahrzeuge und die dadurch hervorgerufenen Optimierungen (siehe [133]) erzeugen die zweite Verletzung der Echtzeitanforderung um 04:00 Uhr. Die durch die Verletzungen entstandene Desynchronisation von Simulations- und Echtzeit wurde nach einem Zeitraum von einer bzw. zwei Minuten – da die Berechnungsdauer eines Zeitschritts größer 120 s war – wieder aufgehoben.

7.4.2 Taktschwankungen Makrozeitschritte

Die Abweichung zwischen dem Zeitgeber zum Start der Makrozeitschritte (siehe Abbildung 6.10) und der Systemzeit der virtuellen Maschine gibt Aufschlüsse über die Genauigkeit und Langzeitstabilität des Aufbaus. Der Mittelwert dieser Abweichung von durchschnittlich etwa 8 ms ist der zusätz-

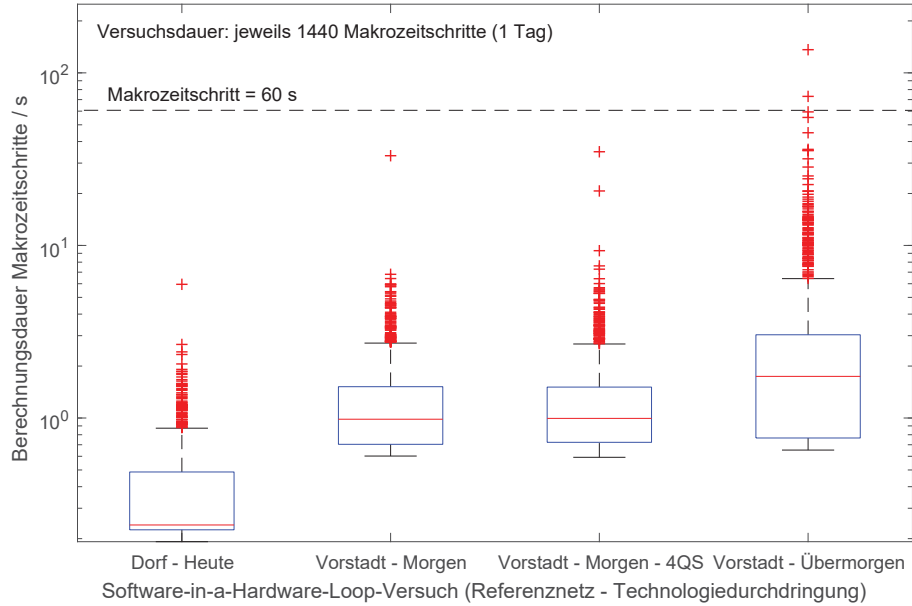


Abbildung 7.1 – Berechnungsdauer von Makrozeitschritten in den Software-in-Hardware-Loop-Versuchen

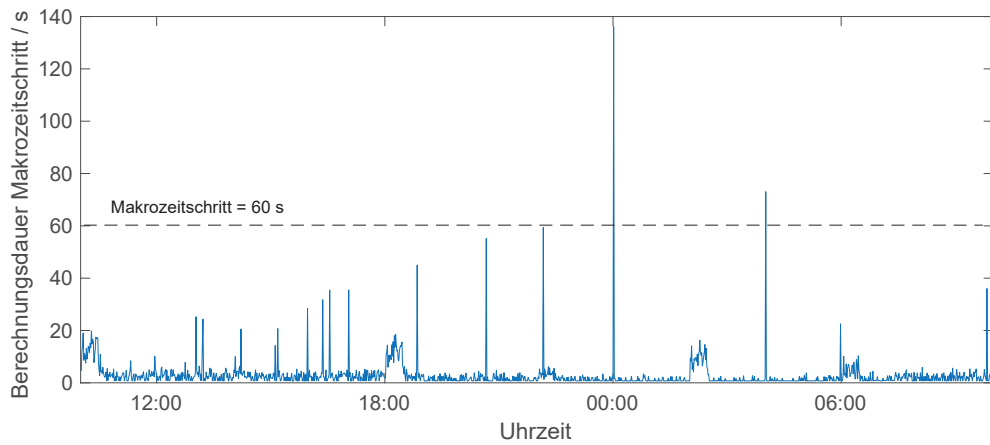


Abbildung 7.2 – Verlauf der Berechnungsdauer von Makrozeitschritten im Versuch *Vorstadt - Übermorgen*

liche Aufwand zur Simulationsverwaltung zwischen zwei Makrozeitschritten (siehe Tabelle 7.15 und Abbildung 7.3). Hieraus resultiert ein Abweichung der Simulation um etwa 12s pro Tag. Gleichzeitig kommt es auch zu Fällen, in denen die Simulation der Echtzeit voreilt.

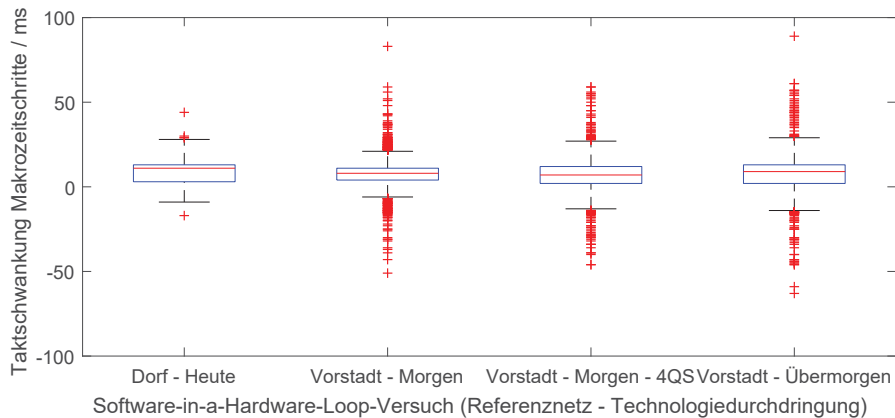


Abbildung 7.3 – Taktschwankungen der Makrozeitschritte

7.4.3 Künstliche Netznachbildung

Die in Abbildung 7.4 rot dargestellten Abweichungen zwischen den Spannungssollwerten der künstlichen Netznachbildung (u_{4QS_L1-3} , blau) und an den drei Phasen des Hausanschlusspunktes gemessenen Effektivwerten der Spannung verdeutlichen die Auswirkungen einer Innenimpedanz der künstlichen Netznachbildung. So ist etwa der Ladevorgang des Elektrofahrzeugs (etwa 20:30 – 22:30 Uhr) genauso zu erkennen wie der Betrieb des dreiphasigen Blockheizkraftwerks gegen Mitternacht (siehe Abbildung 7.4). Zu Ausreißern kommt es auf Grund von Schalthandlungen (Spannungssprünge von etwa 5 V (blau)) des regelbaren Ortsnetztransformators. Zusammen mit der stark fluktuierenden Photovoltaikeinspeisung kommt es zu Fehlern von bis zu 10 Volt. Der für die (gewollten) Spannungsabweichungen verantwortliche Innenimpedanzwiderstand liegt im Mittel bei $0,09 \Omega$ und einer Induktivität $0,138 \text{ mH}$ (Standardabweichungen $0,003 \Omega$ und $0,005 \text{ mH}$).

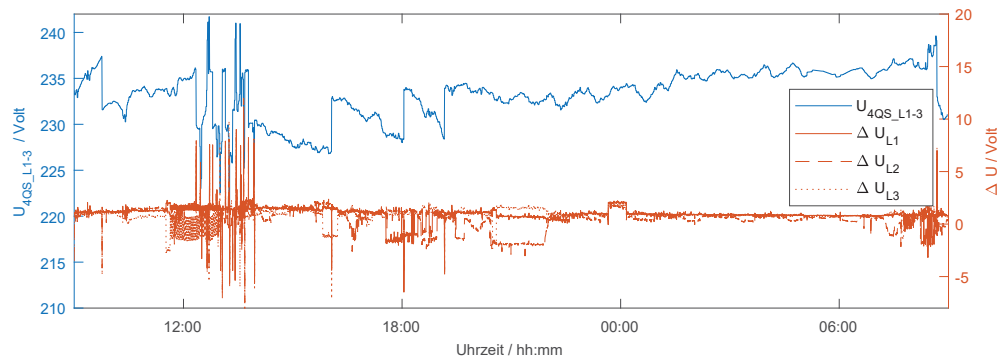


Abbildung 7.4 – Spannungsversorgung und Rückwirkung des Energy Smart Home Lab im Software-in-Hardware-Loop-Versuch

7.5 Bewertung und Einordnung der Ergebnisse

Nachdem die erfassten Messwerte analysiert worden sind, werden diese nun im Kontext der drei Forschungsfragen dieser Arbeit (siehe Abschnitt 1.2.1) bewertet und eingeordnet.

Generell sind das ländliche und das dörfliche Referenznetz stärker von (hoch) kritischen Situationen betroffen als das vorstädtische Netz. Insbesondere sind im dörflichen Netz (Szenario *Übermorgen*) deutliche Überlastungen des Transformators festgestellt worden. Daneben dominieren in den Versuchen aus Spannungsbandverletzungen hervorgerufene nicht-grüne Netzampeln. Aus der Verteilung der Knotenspannungen (siehe Abbildung E.1 – E.9) ist ersichtlich, dass das vorstädtische Netz bis in nahe Zukunft lastdominiert ist, wohingegen das ländliche und das dörfliche Netz schon heute von Erzeugung dominiert werden. Somit ist der Einfluss der für die Szenarien erwarteten Durchdringung an dezentraler Erzeugung deutlich größer als der Einfluss neuer Lasten und Speicher.

7.5.1 Auswirkungen automatisierter Gebäudeenergiemanagementsysteme auf Elektroenergienetze

Die Beobachtungen der Auswirkungen von unkoordiniertem automatisiertem Gebäudeenergiemanagement auf den beschriebenen Zustand der untersuchten Elektroenergienetze sind wie folgt zusammenzufassen:

Forschungsfrage 1 Welche Auswirkungen haben intelligente Gebäude auf elektrische Energienetze?

Beantwortung Unter dem angenommenen (aktuellen) Tarif für Elektrizität hat eine unkoordinierte Optimierung der Energieflüsse begrenzte positive Auswirkungen auf den Zustand von Niederspannungsnetzen. Diese Auswirkungen sind insbesondere in Netzen und Szenarien zu beobachten, in denen die dezentrale Erzeugung gering ist. In den Zukunftsszenarien mit hoher dezentraler Erzeugung wird aus Netzsicht der Einfluss der unkoordinierten Last- und Erzeugungsverschiebung sowie des Speichereinsatzes zunehmend unbedeutender, da der relative Anteil dezentraler Erzeugung (insb. der Photovoltaik) deutlich größer als der flexibler aktiver Komponenten sein wird.

Weiterhin erhöht der unkoordinierte Einsatz intelligenter Gebäude die Eigennutzung dezentraler Erzeugung (siehe auch [26, 199]).

7.5.2 Einflussmöglichkeiten des regionalen Energiemanagementsystems

In stabileren Netzen, meist im *Winter*, minimiert der durch das regionale Energiemanagementsystem koordinierte Einsatz der regelbaren Ortsnetztransformatoren die Netzverluste durch eine Erhöhung der durchschnittlichen Knotenspannung, wodurch auch die Häufigkeit an gelben Ampelphasen ansteigt. Diese sind bedingt durch kritische Überschreitungen des zulässigen Spannungsbandes. Dagegen sind in den stärker von Einspeisung dominierten Versuchen (*Frühling* und *Sommer*) die auftretenden Spannungsanstiege so groß, dass der Handlungsspielraum des Transformators zur Vermeidung dieser kritischen Knotenspannungen genutzt werden muss. Zusammen mit

der hohen dezentralen Erzeugung resultiert hieraus eine unvermeidbare Erhöhung der Netzverluste (siehe Tabelle 7.11 – 7.13). Insbesondere im Versuch *Dorf – Sommer – Übermorgen* ist die dezentrale Einspeisung so hoch, dass der Handlungsspielraum des regelbaren Ortsnetztransformators nicht mehr zur Klärung der kritischen Situationen ausreicht. Daher werden vom regionalen Energiemanagementsystem Laständerungen abgerufen, die neben der Bereitstellung von Blindleistung und der Inkaufnahme erhöhter thermischer Verluste durch Umplanungen von Blockheizkraftwerken auch zu einer Begrenzung der Einspeisung aus Photovoltaikanlagen führen (siehe Tabelle 7.13). Da die angewandte *Maßnahmenkaskade* (siehe Tabelle 5.2) Spannungshaltung gegenüber der Vermeidung von Komponentenüberlastung priorisiert, stagniert der Anteil an kritischen Überlastungen des Transformators, das Niederspannungsnetz bleibt kritisch belastet.

Forschungsfrage 2 Wie können intelligente Gebäude zur Stabilisierung von elektrischen Energienetzen genutzt werden?

Beantwortung Die koordinierte Beeinflussung von intelligenten Gebäuden mit automatisiertem Gebäudeenergiemanagement und aktiven Betriebsmitteln durch ein regionales Energiemanagementsystem führt zu einer deutlichen Verbesserung des Netzzustandes. Hierbei werden insbesondere als kritisch definierte Situationen in Netzen unter Nutzung aller verfügbaren Aktoren im Netzabschnitt stark verringert und behoben.

Das regionale Energiemanagementsystem verringert den Anteil gelber und roter Ampelphasen meist deutlich (siehe Tabelle 7.5) und erfüllt dadurch die verpflichtend geforderte lokale Spannungshaltung (siehe Anforderung A 1.3) und Überlastvermeidung (siehe Anforderung A 1.4).

Die verbleibenden Anteile an roten und gelben Ampelphasen sind durch begrenzt vorhandene Flexibilität in den Gebäuden sowie durch einen nicht ausreichenden Flexibilitätsabruf zu begründen. Letzteres ist mittels Anpassungen der Parameter für die Zuweisung von Ampelphasen und Anreizsignalen zu beeinflussen (etwa größere Nachbarschaften (siehe Abschnitt 5.1.2) oder durch stärkere Anreize (siehe Abschnitt 5.1.3)), wobei hier zwischen der vorgesehenen Sicherheitsmarge bei der Bestimmung von Netzampeln (siehe Abschnitt 5.1.1) und der geforderten Zurückhaltung bei den Systemeingriffen (siehe Anforderung A 3.5) abzuwägen ist.

Mit Blick auf die deutliche Begrenzung der Photovoltaikeinspeisung und die hohe erforderliche Blindleistungsbereitstellung im besonders kritischen Versuch *Dorf – Sommer – Übermorgen* wird gleichzeitig deutlich, dass der Koordination von intelligenten Gebäuden auf Basis von Anreizen Grenzen gesetzt sind und in manchen Szenarien ein Netzausbau in Betracht gezogen werden muss.

Die Bereitstellung von Wirk- und Blindleistung für übergeordnete Spannungsebenen (siehe Anforderung A 1.1 & A 1.2) ist in Architektur und Betriebsstrategie des regionalen Energiemanagementsystems vorgesehen und umgesetzt worden (siehe Abschnitt 5.1.3 & 5.3). Diese ist mit Blick auf die gewählte Repräsentation der übergeordneten Mittelspannungsebene (siehe Abschnitt 6.1.2) dabei nicht evaluiert worden, da die Modellierung keine realitätsnahen Aussagen über den Systemdienstleistungsbedarf des Mittelspannungsnetzes zulässt.

Ein bilanziell autarker Betrieb oder Inselnetzbetrieb (siehe Anforderungen A 1.5 & A 1.6) erfordert eine entsprechende Dimensionierung von Erzeugern und Speichern des Microgrids, wobei hier auch thermische Komponenten mitzuberücksichtigen sind. Da die vorgestellten Referenzszenarien nicht unter dieser Fragestellung entworfen worden sind, können neben den Aussagen zur Erhöhung der Nutzung an dezentraler Erzeugung keine weiteren Aussagen zur Eignung des regionalen Energiemanagementsystems für autarken oder Inselnetzbetrieb getroffen werden (siehe Tabelle 7.16).

Zusammen mit der Verifikation des regionalen Energiemanagementsystems (siehe Abschnitt 7.2.1) kann die Bewertung der Eignung der Systemarchitektur und der Betriebsstrategie erfolgen:

Forschungsfrage 3 Welche Betriebsstrategien und Strukturen werden benötigt, um elektrische Netze mit intelligenten Gebäuden zu stabilisieren?

Beantwortung Die auf Basis der *erweiterten generischen Observer/Controller-Architektur* entworfene Architektur und die zurückhaltend agierende Regelstrategie des regionalen Energiemanagementsystems sind für den lokalen Betrieb von Microgrids, die an ein Verbundsystem angeschlossen sind, geeignet.

Gemäß der getroffenen Abgrenzungen dieser Arbeit (siehe Abschnitt 1.2.3) sind die Kosten (insb. für Installation, Betrieb und Wartung) des Einsatzes

des vorgeschlagenen regionalen Energiemanagementsystem und dessen regulatorische Ausgestaltung nicht untersucht worden. Bei dem vorgestellten und untersuchten System handelt es sich somit um einen funktionalen technischen Prototypen, der bei Verwendung von realistischen Komponenten-, Netz- und Flexibilitätsmodellen Aussagen über die Eignung intelligenter Gebäude als aktive Komponente zur Systemdienstleistungserbringung erbracht hat.

7.5.3 Software-in-a-Hardware-Loop-Versuche

Die durchgeführten Messungen mit dem Software-in-the-Hardware-Loop-Aufbau (siehe Abschnitt 7.4) zeigen, dass dieser für die Evaluation der statischen Eigenschaften von Hard- und Softwarekomponenten zukünftiger Energiesysteme geeignet ist. Alle Kommunikationskanäle haben während der Durchführung der Versuche ohne Einschränkungen funktioniert. Da keine Langzeitstudien mit dem real existierenden intelligenten Gebäude durchgeführt worden sind, können keine umfassenden Aussagen über Wechselwirkungen zwischen regionalem Energiemanagementsystem und realem intelligenten Gebäude getroffen werden.

Bewertung Evaluationsumgebung Der vorgestellte *Software-in-a-Hardware-Loop-Aufbau* realisiert die Forderung nach der Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems an realer Hardware weitgehend. Zwar ist keine Evaluation an einem kompletten Microgrid mit einer Vielzahl realer intelligenter Gebäude durchgeführt worden, dennoch bieten die vorgestellten Referenzszenarien eine angemessene Nachbildung realer Niederspannungssysteme. Zudem ist der vorgestellte Versuchsaufbau durch den Ansatz zur losen Kopplung der Komponenten um weitere Hardwarebausteine ergänzbar.

Für Folgeversuche ergeben sich aus den durchgeführten Experimenten (siehe Abschnitt 7.4) folgende Anpassungsmaßnahmen:

Um die gemessenen, durch die Komponentenmodellierung hervorgerufenen Synchronisationseffekte zu minimieren, ist für ausgedehntere Simulationen, wie etwa der mehrerer Niederspannungssysteme, eine Anpassung aller verwendeten Simulationskomponenten dahingehend erforderlich, dass auf eine zeitgebundene Ereignisauslösung verzichtet wird. Allerdings ist bei der Umsetzung der hierzu erforderlichen Anpassungen zu prüfen, ob eine gelegentliche Überschreitung der zulässigen Berechnungsdauer eines Makrozeitschritts

akzeptabel ist. Durch den losen Kopplungsansatz von Hard- und Software entsteht hierbei nur ein kurzzeitiger Fehler, der je nach Anwendungsfall gegenüber einem entstehenden Anpassungsaufwand abzuwägen ist.

Weiterhin sind die für den Software-in-a-Hardware-Loop-Aufbau verwendeten Komponenten keine echtzeitfähigen Systeme, somit sind die gemessenen mittleren Taktabweichungen unvermeidbar und es ist lediglich die mittlere Abweichung (engl. *drift*) des Taktgebers des Simulators gegenüber der Systemzeit nach Voruntersuchungen kompensierbar.

7.5.4 Einordnung der Systeme

Der Vergleich des evaluierten regionalen Energiemanagementsystems (siehe Abschnitt 7.3) mit dem Stand der Technik (siehe Abschnitt 4) zeigt, dass dieses überdurchschnittlich viele Systemdienstleistungen vorsieht und anbietet. Das regionale Energiemanagementsystem ist für die lokale Stabilisierung von Niederspannungselektroenergiesystemen evaluiert (siehe Tabelle 7.17), die optional geforderten („kann“) virtuellen Kraftwerke sowie die bilanzielle Autarkie zwar im System vorgesehen, aber nicht demonstriert.

Bei den nicht-funktionalen Anforderungen ist das vorgestellte regionale Energiemanagementsystem das einzig betrachtete System, das diese mit der Einschränkung eines nicht erbrachten Stabilitätsnachweises vollständig erfüllt. Insbesondere ein zurückhaltender Netzbetrieb ist in der Literatur sonst nur in Ansätzen vorgesehen.

Weiterhin ist ein weiteres Alleinstellungsmerkmal des regionalen Energiemanagementsystems, dass dieses alle Anforderungen an die Modellierung der aktiven Komponenten sowie von Niederspannungssystemen erfüllt (Tabelle 7.18). Eine kleine, aber in der Literatur übliche Einschränkung ist bei der begrenzten Verwendung realer Hardware gegeben, da in dieser Arbeit anstatt eines aufwändigen Feldtests in einem kompletten Netzabschnitt nur ein einzelnes reales Gebäude zur Evaluation verwendet wurde (siehe Abschnitt 7.4),

Demnach ist in der vorliegenden Arbeit mit dem regionalen Energiemanagementsystem ein System zum Betrieb von Niederspannungsnetzen geschaffen worden, das den Stand der Technik insbesondere durch seine zurückhaltende Beeinflussung und seine Evaluationsumgebung mit realer Hardware erweitert.

Tabelle 7.2 – Übersicht der erfassten Messgrößen

Messgröße	Einheit	Beschreibung
<i>Technische Messgrößen</i>		
Wirkleistung P	kW	Last und Erzeugung an den Netzknoten
Blindleistung Q	kVar	Last und Erzeugung an den Netzknoten
Knotenspannungen U	p.u.	
Leiterströme I	A	Belastung der Leiter und Kabel
Energiemenge E	kWh	vom Netzabschnitt bezogene Energiemengen
Heißpunkttemperatur des RONT $\Theta_{\text{Heißpunkt}}$	°C	Maximaltemperatur nach DIN IEC 60076-7 [83]
Stufung des RONT s		Übersetzungsverhältnis
<i>Abgeleitete Messgrößen</i>		
Anzahl kritischer Situationen	#	technische Netzampel (siehe Abschnitt 5.1.1)
Anteile der Ampelphasen	%	topologische Netzampel (siehe Abschnitt 5.1.2)
Eingriffe des REMS	#	koordinative Netzampel (siehe Abschnitt 5.1.3)
<i>Messgrößen der Software-in-a-Hardware-Loop-Umgebung</i>		
Dauer von Makrozeitschritten	s	Software-in-a-Hardware-Loop-Simulation (siehe Abschnitt 6.3.2)
Berechnungsdauer von Makrozeitschritten	s	“
Berechnungsdauer von Netzberechnungen	s	“

Tabelle 7.3 – Überprüfung der Anforderungen an den Prototypen des regionalen Energiemanagementsystems

#	Anforderung	Verb.	Lösung	Abschnitt	Erfüllung
<i>Benötigte Basisfunktionalitäten (siehe Abschnitt 3.4.4)</i>					
A 2.1	Kommunikationsfähigkeit	Pflicht	Kommunikationstreiber	Abschnitt 5.3.1 & Abschnitt 5.3.2	✓
A 2.2	Analysefähigkeit	Pflicht	technische & topologische Netz-ampel	Abschnitt 5.1.1 & Abschnitt 5.1.2	✓
A 2.3	Gedächtnis	Pflicht	koordinative Netzampel	Abschnitt 5.1.3	✓
A 2.4	Prognosefähigkeit	Wunsch	Erbringung durch intelligente Gebäude	Abschnitt 5.1.3	(✓)
A 2.5	Lernfähigkeit	Wunsch	in Observer/Controller-Architektur vorgesehen	Abschnitt 5.3	✗
A 2.6	Entscheidungsfähigkeit	Pflicht	koordinative Netzampel	Abschnitt 5.1.3	✓
<i>Nichtfunktionale Anforderungen (siehe Abschnitt 3.4.5)</i>					
A 3.1	Dynamische Systemkonfiguration	Pflicht	Untere Treiberschicht (EAL-Layer)	Abschnitt 5.3.2	✓
A 3.2	Wechselseitige Abstraktion	Pflicht	Maßnahmenkaskade	Abschnitt 5.1.3	✓
A 3.3	Zeitkonstanten	Pflicht	koordinative Netzampel	Abschnitt 5.1.3	✓
A 3.4	Stabilität	Pflicht	koordinative Netzampel	Abschnitt 5.1.3	(✓)
A 3.5	Zurückhaltung	Pflicht	Ausgestaltung der Netzampel	Abschnitt 5.1.1	✓

Verb.: Verbindlichkeit

Tabelle 7.4 – Überprüfung der Anforderungen an eine Simulationsumgebung zur Evaluation des regionalen Energiemanagementsystems

#	Anforderung	Verb.	Lösung	Abschnitt	Erfüllung
<i>Anforderungen an die Komponentennmodelle (siehe Abschnitt 3.5.1)</i>					
A 4.1	Netztopologie	Pflicht	Referenznetze (<i>Land – Dorf – Vorstadt</i>)	Abschnitt 6.1.2	✓
A 4.2	Betriebsmittel	Pflicht	regelbarer Ortsnetztransformatoren (elektrisch, thematisch, Betriebsstrategien)	Abschnitt 6.1.2	✓
A 4.3	Mathematische Repräsentation	Pflicht	einphasige Lastflussberechnung	Abschnitt 6.2.4	(✓)
A 4.4	Last- Erzeuger- und Speichermodellierung	Pflicht	Referenzszenarien und Bottom-Up-Gebäudemodellierung mit dem Organic Smart Home	Abschnitt 6.1.3	✓
A 4.5	Modellierung von Flexibilität	Pflicht	Referenzszenarien und Bottom-Up-Gebäudemodellierung mit dem Organic Smart Home	Abschnitt 6.1.3 & Abschnitt 6.2.1	✓
<i>Anforderungen an den Simulator (siehe Abschnitt 3.5.2)</i>					
A 5.1	Simulationskopplung	Pflicht	Co-Simulationsumgebung für Niederspannungssysteme	Abschnitt 6.2.2	✓
A 5.2	Einfache Konfigurierbarkeit	Pflicht	Konfigurationspakete mit XML-Dateien für die Referenzszenarien und das REMS	Abschnitt 6.2.6	✓
A 5.3	Evaluation an realen Systemen	Wunsch	Software-in-a-Hardware-Loop Versuchsgebung mit einem realen intelligenten Gebäude	Abschnitt 6.3.3 & Abschnitt 6.3.4	(✓)
A 5.4	Realzeitfähigkeit	Wunsch	fixe Makrozetschritte und flexible Mikrozeitschritte	Abschnitt 6.3.2 & Abschnitt 6.3.5	✓
Verb.: Verbindlichkeit					

Tabelle 7.5 – Durchschnittliche Häufigkeit der Netzampelphasen in Abhängigkeit zur Systemintelligenz (Anteil in %)

Systemintelligenz	noOpt	HhOpt	REMS
rote Ampelphase	1,36	1,21	0,21
gelbe Ampelphase	9,40	8,57	7,00
grüne Ampelphase	89,24	90,22	92,79

Tabelle 7.6 – Durchschnittliche Häufigkeit (bedingt) kritischer Situationen in Abhängigkeit zur Systemintelligenz (Anteil in %)

Systemintelligenz	noOpt			HhOpt			REMS		
	U	I	θ_h	U	I	θ_h	U	I	θ_h
kritisch	0,93	0,02	0,21	0,85	0,01	0,13	0,01	0,01	0,11
bedingt kritisch	8,48	0,00	0,77	7,71	0,00	0,51	6,02	0,00	0,62
unkritisch	90,58	99,98	99,01	91,44	99,98	99,36	93,96	99,99	99,27

Tabelle 7.7 – Durchschnittliche technische Auswirkungen der Systemintelligenz

	noOpt	HhOpt	REMS
Einspeisung PV	850,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-9,0 %	-10,4 %
Einspeisung BHKW	8,7 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-46,6 %	-40,8 %
Netzverluste	20,8 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-13,0 %	-6,7 %
# Eingriffe REMS/d	-	-	7,8
# Stufungen RONT/d	-	-	5,1
Blindleistungseinsatz Q	175,3 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-61,1 %	-35,2 %

Tabelle 7.8 – Ampelphasen Szenario *Heute* (Anteil in %) nach Netztyp und Jahreszeit

Jahreszeit	Winter			Frühling			Sommer		
	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS
Systemintelligenz	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS
	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,0	0,0	0,4	4,1	4,1	1,7	14,1	14,1	1,4
<i>Land</i>	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS
	100,0	100,0	99,6	95,9	95,9	98,3	85,9	85,9	98,6
	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,0	0,4	0,4	0,0
<i>Dorf</i>	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS
	0,1	0,0	1,5	3,1	3,1	2,6	11,4	11,7	0,6
	100,0	100,0	98,5	96,8	96,8	97,4	88,2	87,9	99,4
<i>Vorstadt</i>	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS
	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	20,5	16,4	16,3	4,4	2,8	10,7	7,0	7,9	1,8
	79,5	83,6	83,7	95,6	97,2	89,3	93,0	92,1	98,2

Tabelle 7.9 – Ampelphasen Szenario Morgen (Anteil in %) nach Netztyp und Jahreszeit

Jahreszeit	Winter			Frühling			Sommer		
	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS
<i>Land</i>	0,0	0,0	0,0	0,8	0,6	0,1	3,6	3,4	0,1
	0,1	0,0	2,4	7,9	7,6	17,9	19,3	18,8	25,9
	100,0	100,0	97,6	91,4	91,8	82,0	77,2	77,8	74,0
<i>Dorf</i>	0,0	0,0	0,0	0,7	0,6	0,0	2,6	2,4	0,0
	0,1	0,1	0,4	6,6	6,2	5,9	18,9	18,5	3,3
	99,9	100,0	99,6	92,7	93,2	94,1	78,6	79,1	96,7
<i>Vorstadt</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,1	0,0
	15,2	9,7	22,0	9,5	6,1	10,0	22,2	21,0	3,5
	84,8	90,3	78,0	90,4	93,9	90,0	77,4	78,9	96,5

Tabelle 7.10 – Ampelphasen Szenario *Übermorgen* (Anteil in %) nach Netztyp und Jahreszeit

Jahreszeit	Winter			Frühling			Sommer		
	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS
Land	0,0	0,0	0,0	2,8	2,4	0,1	9,3	8,9	0,1
	0,4	0,1	1,5	10,1	9,6	9,5	20,6	20,4	17,5
	99,6	99,9	98,5	87,1	88,0	90,4	70,1	70,7	82,4
Dorf	0,0	0,0	0,0	3,1	2,4	0,4	13,0	11,4	4,9
	0,3	0,0	0,6	10,2	9,8	6,3	18,8	19,3	16,2
	99,7	100,0	99,4	86,7	87,8	93,3	68,1	69,3	78,9
Vorstadt	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0
	0,6	0,0	0,3	6,5	4,5	6,0	21,7	19,6	2,7
	99,4	100,0	99,7	93,5	95,5	94,0	78,1	80,4	97,3

Tabelle 7.11 – Technische Auswirkungen der Systemintelligenz im Szenario Heute

	Winter			Frühling			Sommer		
	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS
<i>Land</i>									
Einspeisung PV	13,3 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-20,7 %	-20,7 %	173,8 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-4 %	-4 %	353,7 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-2,2 %	-2,2 %
Einspeisung BHKW	0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-0 %	-0 %	0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-0 %	-0 %	0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-0 %	-0 %
Netzverluste	0,4 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-7,1 %	-11,4 %	1,8 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-2,8 %	-2,8 %	4,82 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-1,4 %	+2,8 %
# Eingriffe Gebäude/d	0	0	0	0	0	0	0	0	0
# Stufen RONT/d	0	0	0,4	0	0	5,3	0	0	5,9
Blindleistungseinsatz Q	26,1 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-25,1 %	-25,2 %	22,4 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-25,2 %	-25,0 %	20,4 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-22,2 %	-21,2 %
<i>Dorf</i>									
Einspeisung PV	27,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-9,6 %	-9,3 %	427,0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-2,4 %	-2,4 %	899,8 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-1,0 %	-1,0 %
Einspeisung BHKW	0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-0 %	-0 %	0,0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-0 %	-0 %	0,0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-0 %	-0 %
Netzverluste	2,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-7,2 %	-11,7 %	6,6 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-3,2 %	-1,5 %	15,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-0,9 %	+4,2 %
# Eingriffe Gebäude/d	0	0	0	0	0	0	0	0	0
# Stufen RONT/d	0	0	0,7	0	0	4,4	0	0	9,1
Blindleistungseinsatz Q	101,1 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-26,9 %	-27,0 %	89,8 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-26,7 %	-26,6 %	76,0 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-24,5 %	-23,9 %
<i>Vorstadt</i>									
Einspeisung PV	21,7 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-6,8 %	-6,8 %	441,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-4,5 %	-4,5 %	983,8 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-2,7 %	-2,7 %
Einspeisung BHKW	2,4 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-18,1 %	-18,1 %	1,2 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-13,7 %	-13,7 %	0,8 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-7,9 %	-7,9 %
Netzverluste	6,9 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-7,0 %	-15,0 %	4,1 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-6,5 %	-11,5 %	4,2 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-4,3 %	-3,2 %
# Eingriffe Gebäude/d	0	0	0	0	0	0	0	0	0
# Stufen RONT/d	0	0	2,9	0	0	5,9	0	0	8,3
Blindleistungseinsatz Q	262,2 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-26,1 %	-26,4 %	209,7 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-26,5 %	-26,7 %	159,8 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-26,9 %	-26,8 %

Tabelle 7.12 – Technische Auswirkungen der Systemintelligenz im Szenario *Morgen*

	<i>Winter</i>			<i>Frühling</i>			<i>Sommer</i>		
	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS
<i>Land</i>									
Einspeisung PV	23,1 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-20,6%	-19,8%	313,8 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-5,1%	-5,1%	645,8 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-3,0%	-3,0%
Einspeisung BHKW	4,6 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-49,6%	-49,6%	1,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-34,3%	-34,3%	0,6 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-22,5%	-22,5%
Netzverluste	0,6 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-10,7%	-14,9%	7,2 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-7,2%	-5,6%	18,6 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-3,0%	+0,1%
# Eingriffe Gebäude/d	0	0	0	0	0	0	0	0	0
# Stufungen RONT/d	0	0	0,1	0	0	3,3	0	0	7,0
Blindleistungseinsatz Q	38,1 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-47,9%	-48,0%	22,4 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-25,2%	-25,0%	159,8 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-26,9%	-26,8%
<i>Dorf</i>									
Einspeisung PV	64,3 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-21,9%	-21,8%	954,1 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-6,6%	-6,6%	2019,3 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-3,7%	-3,7%
Einspeisung BHKW	12,0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-53,6%	-52,8%	3,4 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-18,6%	-18,6%	1,3 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-27,6%	-27,6%
Netzverluste	3,7 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-16,0%	-19,8%	16,9 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-12,9%	-9,4%	43,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-6,4%	-0,4%
# Eingriffe Gebäude/d	0	0	0	0	0	0	0	0	0
# Stufungen RONT/d	0	0	0,5	0	0	5,9	0	0	9,6
Blindleistungseinsatz Q	156,5 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-49,9%	-49,9%	128,6 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-47,2%	-46,8%	122,4 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-37,9%	-36,1%
<i>Vorstadt</i>									
Einspeisung PV	38,4 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-26,2%	-26,2%	733,1 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-13,6%	-13,6%	1724,6 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-8,3%	-8,3%
Einspeisung BHKW	17,2 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-33,5%	-33,5%	6,6 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-6,7%	-6,7%	3,6 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-7,6%	-7,6%
Netzverluste	9,6 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-13,3%	-20,5%	7,4 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-18,8%	-20,3%	12,0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-13,2%	-8,2%
# Eingriffe Gebäude/d	0	0	0	0	0	0	0	0	0
# Stufungen RONT/d	0	0	2,5	0	0	6,8	0	0	14,3
Blindleistungseinsatz Q	330,0 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-42,6%	-42,9%	250,7 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-44,4%	-44,4%	198,0 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-43,8%	-43,3%

Tabelle 7.13 – Technische Auswirkungen der Systemintelligenz im Szenario *Übermorgen*

Land	Winter			Frühling			Sommer		
	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS	noOpt	HhOpt	REMS
Dorf	Einspeisung PV	42,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-31,7, %	-32,4, %	603,4 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-8,2, %	1273,0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-4,6, %	-5,4, %
	Einspeisung BHKW	12,8 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-47,0, %	-47,4, %	3,9 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-28,0, %	1,9 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-29,1, %	-34,3, %
	Netzverluste	1,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-32,8, %	-36,3, %	17,0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-13,7, %	43,0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-5,0, %	2,9, %
	# Eingriffe Gebäude/d	0	0	0	0	0	0	0	1,3
	# Stufen RONT/d	0	0	0,9	0	0	7,2	0	10,4
Vorstadt	Blindleistungseinsatz Q	66,2 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-98,4, %	-98,5, %	61,7 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-71,7, %	79,0 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-38,1, %	-3,1, %
	Einspeisung PV	128,7 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-40,2, %	-40,3, %	1908,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-13,0, %	4056,2 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-6,6, %	-13,5, %
	Einspeisung BHKW	35,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-56,9, %	-21,7, %	9,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-17,6, %	3,6 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-24,1, %	-7,8, %
	Netzverluste	8,2 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-31,2, %	-34,5, %	59,0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-20,8, %	152,9 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-8,5, %	+0,2, %
	# Eingriffe Gebäude/d	0	0	0	0	0	24,0	0	139,9
Land	# Stufen RONT/d	0	0	0,9	0	6,6	0	0	11,0
	Blindleistungseinsatz Q	286,4 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-98,3, %	-98,4, %	240,5 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-80,5, %	276,2 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-49,1, %	+131,6, %
	Einspeisung PV	75,0 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-37,2, %	-37,2, %	1599,1 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-21,2, %	3689,6 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-13,7, %	-13,6, %
	Einspeisung BHKW	80,8 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-63,5, %	-63,5, %	22,4 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-29,4, %	10,5 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-39,5, %	-34,8, %
	Netzverluste	14,7 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-23,1, %	-26,9, %	28,3 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-37,1, %	70,2 $\frac{\text{kWh}}{\text{d}}$	-19,7, %	-11,6, %
Dorf	# Eingriffe Gebäude/d	0	0	0	0	0	0	0	46,3
	# Stufen RONT/d	0	0	0,0	0	3,2	0	0	5,7
	Blindleistungseinsatz Q	628,1 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-97,4, %	-97,5, %	440,6 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-93,4, %	388,8 $\frac{\text{kVarh}}{\text{d}}$	-76,4, %	-5,8, %

Tabelle 7.14 – Übersicht der Experimente mit der Software-in-a-Hardware-Loop-Umgebung

Versuch	Dorf- Heute	Vorstadt- Morgen	Vorstadt- Morgen- 4QS	Vorstadt- Übermorgen
Referenznetz	Dorf	Vorstadt	Vorstadt	Vorstadt
Technologie- durchdringung	Heute	Morgen	Morgen	Übermorgen
Systemintelligenz	Gebäudeoptimierung & regionales Energiemanagementsystem			
Netznachbildung	✗	✗	✓	✗
Künstliche Solareinstrahlung	✗	✗	✓	✗

Tabelle 7.15 – Statistische Größen der durchgeführten Software-in-a-Hardware-Loop-Versuche

Versuch	Dorf- Heute	Vorstadt- Morgen	Vorstadt- Morgen- 4QS	Vorstadt- Übermorgen
<i>Berechnungsdauer Makrozeitschritt</i>				
Maximum	5,95 s	33,1 s	34,9 s	136 s
Durchschnitt	0,38 s	1,30 s	1,32 s	29,2 s
Minimum	0,19 s	0,60 s	0,59 s	0,65 s
Standard- abweichung	0,36 s	1,19 s	1,34 s	5,82 s
<i>Dauer Netzberechnung</i>				
Durchschnitt	18 ms	150 ms	156 ms	161 ms
<i>Taktschwankungen Makrozeitschritt</i>				
Maximum	44 ms	83 ms	113 ms	89 ms
Durchschnitt	8,29 s	7,50 ms	7,23 ms	8,05 ms
Minimum	-17 ms	-51 ms	-119 ms	-63 ms
Standard- abweichung	5,56 ms	10,4 ms	12,6 ms	12,6 ms

Tabelle 7.16 – Überprüfung der Anforderungen an den Prototypen des regionalen Energiemanagementsystems

#	Anforderung	Verb.	Bemerkung	Erfüllung
<i>Systemziele</i>				
A 1.1	Virtuelles Wirkleistungs-kraftwerk	Wunsch	in REMS vorgesehen, Mittelspannungssystemmodelle zur Bestimmung der Anforderungen erforderlich	(✓)
A 1.2	Virtuelles Blindleistungs-kraftwerk	Wunsch	in REMS vorgesehen, Mittelspannungssystemmodelle zur Bestimmung der Anforderungen erforderlich	(✓)
A 1.3	Lokale Spannungshaltung	Pflicht	Abruf von Flexibilität und Koordination der regelbaren Ortsnetztransformatoren durch das regionale Energiemanagementsystem	✓
A 1.4	Überlastvermeidung	Pflicht	Abruf von Flexibilität durch regionales Energiemanagementsystem	✓
A 1.5	Bilanzielle Autarkie	Wunsch	Dimensionierung des Netzabschnitts erforderlich; Beiträge durch Gebäudeoptimierung	(✓)
A 1.6	Inselnetzbetrieb	Vorschlag	Dimensionierung des Netzabschnitts erforderlich; untergeordnete Regler erforderlich	✗
Verb.: Verbindlichkeit				

Tabelle 7.17 – Einordnung des regionalen Energiemanagementsystems in die Literatur

Anforderung	Erbrachte Systemdienstleistungen										
	Galus <i>et al.</i> 2011 [103]	Gottwalt 2015 [108]	Hirsch 2015 [125]	Khodaei 2014 [152]	Logenthiran et al. 2012 [184]	Marzband <i>et al.</i> 2013 [197]	Reiner <i>et al.</i> 2009 [252]	Ringelstein 2010 [259]	Schlösser <i>et al.</i> 2014 [272]	Uhrig 2017 [300]	diese Arbeit
Virtuelles Wirkleistungskraftwerk	A 1.1	✓	✗	✓	✗	✗	✓	✓	✗	✗	✓
Virtuelles Blindleistungskraftwerk	A 1.2	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
Spannungshaltung	A 1.3	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✓	✗	✓	✓
Überlastvermeidung	A 1.4	✗	✓	✓	✗	✗	✓	✓	✗	✓	✓
Antarkie	A 1.5	✓	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✓
Inselnetzbetrieb	A 1.6	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗	✗
Nichtfunktionale Systemanforderungen											
Dynamische Systemkonfiguration	A 3.1	✗	✗	✓	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✓
Abstraktion	A 3.2	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
Zeitkonstanten	A 3.3	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✓
Stabilität	A 3.4	✓	✓	✓	✗	✓	✗	✗	✗	✗	✓
Zurückhaltung	A 3.5	✓	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓

✓: erfüllt; ✓: teilweise erfüllt; ✗: nicht erfüllt/keine Angaben

Tabelle 7.18 – Einordnung der verwendeten Komponenten- und Niederspannungsnetzmodellierung in die Literatur

Anforderung	Galus <i>et al.</i> 2011 [103]	Gottwalt 2015 [108]	Hirsch 2015 [125]	Khodaei 2014 [152]	Logenthiran <i>et al.</i> 2012 [184]	Marzband <i>et al.</i> 2013 [197]	Reiner <i>et al.</i> 2009 [252]	Ringelstein 2010 [259]	Schlösser <i>et al.</i> 2014 [272]	Uhrig 2017 [300]	diese Arbeit
Aktive Komponenten der intelligenten Gebäude											
Intelligente Haushaltsgeräte	A 4.4	✓	✗	✗	✗	✗	(✓)	✓	✗	✗	✓
Heizungs- & Klimasysteme	A 4.4	✓	✗	(✓)	(✓)	✓	✗	✗	✓	✗	✓
(Rückspeisefähige) Elektrofahrzeuge	A 4.4	✓	✗	✗	✗	✗	✓	✗	✗	✓	✓
PV-Anlagen	A 4.4	✗	✗	(✓)	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
(Wärmegekoppelte) Erzeuger	A 4.4	✓	✗	(✓)	✓	✓	✗	✓	✓	✓	✓
Batteriespeicher	A 4.4	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✓	✓
Modellierung des Niederspannungsnetzes											
Netztopologie	A 4.1	✗	✓	✗	✗	✗	(✓)	(✓)	✓	✗	✓
Steuerbare Betriebsmittel	A 4.2	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✗	✓
Netzberechnung	A 4.3	✓	✓	✗	✓	✗	(✓)	✓	✓	✓	✓
Flexibilitätsmodellierung	A 4.5	✓	✓	✓	(✓)	✓	(✓)	✓	✓	✗	✓
Reale Hardware	A 5.1	✗	✗	✗	(✓)	(✓)	✗	(✓)	✗	✗	(✓)

✓: erfüllt; (✓): teilweise erfüllt; ✗: nicht erfüllt/keine Angaben

Schlussfolgerungen

Nachdem das vorgestellte regionale Energiemanagementsystem für die zurückhaltende Systemdienstleistungserbringung durch intelligente Gebäude im vorherigen Kapitel evaluiert wurde, wird abschließend die vorliegende Arbeit resümiert (siehe Abschnitt 8.1) und ein Ausblick auf offen gebliebene Aspekte und weitergehende Forschungsfragen gegeben (siehe Abschnitt 8.2).

8.1 Zusammenfassung und Fazit

In Zuge der Energiewende finden neue Komponenten, insbesondere dezentrale Erzeugung, Elektromobilität, sowie Technologien, wie automatisiertes Energiemanagement, zunehmend Anwendung in Niederspannungssystemen. Diese lassen aus Gebäuden *intelligente Gebäude* werden, die ihr Energieprofil automatisiert an extern und von Nutzern vorgegebene Ziele anpassen können. Dabei sind jedoch die Auswirkungen von intelligenten Gebäuden auf ihre verbindende und versorgende Infrastruktur sowie die Nutzung dieser Gebäude zur Erbringung von Systemdienstleistungen wenig untersucht.

In der vorliegenden Arbeit werden daher im beschriebenen Spannungsfeld folgende drei Forschungsfragen systematisch untersucht und beantwortet (siehe Abschnitt 1.2):

Forschungsfrage 1 Welche Auswirkungen haben intelligente Gebäude auf elektrische Energienetze?

Forschungsfrage 2 Wie können intelligente Gebäude zur Stabilisierung von elektrischen Energienetzen genutzt werden?

Forschungsfrage 3 Welche Betriebsstrategien und in welchen Strukturen werden benötigt, um elektrische Netze mit intelligenten Gebäuden zu stabilisieren?

Zur Beantwortung dieser Fragen wird wie folgt vorgegangen:

Nach der Zusammenfassung erforderlicher Grundlagen und Begrifflichkeiten (siehe Abschnitt 2) wird das Problem der Netzstabilität bei hoher dezentraler Einspeisung als Herausforderung in Niederspannungssystemen erläutert (siehe Abschnitt 3.1) und die Rolle der aktiven Komponenten im Kontext von automatisiertem Energiemanagement und Flexibilität (engl. *demand response*) klassifiziert und diskutiert (siehe Abschnitt 3.2). Diesem schließt sich eine Darstellung der (statischen) Systemdienstleistungen in Niederspannungsnetzen an (siehe Abschnitt 3.3), die gleichzeitig die lokalen, globalen und nutzergegebenen Systemziele des regionalen Energiemanagementsystems bilden. Auf Basis dieser Ziele wird eine Anforderungsanalyse für die Basis der Bewertung der Qualität der benötigten Lösungen und Systeme durchgeführt. Hierin wird unter anderem hergeleitet, dass primär der Interessenskonflikt zwischen marktgetriebener und netzdienlicher Nutzung der Freiheitsgrade aktiver Komponenten aufzulösen ist. Zudem werden weitere Basisfunktionalitäten sowie Lösungen für nicht-funktionale Anforderungen benötigt (siehe Abschnitt 3.4). In der zugehörigen Evaluationsumgebung sind hierbei realitätsnahe Szenarien einzusetzen, die reale intelligente Gebäude enthalten (siehe Abschnitt 3.5).

Die Anforderungsanalyse dient zur Identifikation von Forschungslücken in der Literatur (siehe Abschnitt 4): Stand der Technik ist, dass meist nur ausgewählte Systemdienstleistungen durch einzelne Komponententypen erbracht werden. Damit aber intelligente Gebäude zur Stabilisierung von elektrischen Energienetzen beitragen können, müssen diese aus heterogenen Komponenten bestehenden Systeme mehrere unterschiedliche Systemdienstleistungen bereitstellen. Hierbei müssen auch die in der Literatur nur wenig behandelten Wechselwirkungen zu Netzbetriebsmitteln wie regelbaren Ortsnetztransformatoren mitberücksichtigt werden. Der Netzbetrieb hat auf Grund der marktgetriebenen Interessen der Nutzer angeschlossener intelligenter Gebäude zurückhaltend zu erfolgen, sodass netzdienliche Eingriffe nur

bei Bedarf und der Situation angemessen erfolgen. Weiterhin hat die Evaluation der Verfahren unter der Verwendung realer Hardware zu erfolgen, um den (naturgemäßen) Vereinfachungen bei der Modellierung Rechnung zu tragen. Dies ist in der Literatur bisher nur mit einzelnen aktiven Komponenten wie etwa einer Photovoltaikanlage geschehen.

Folgende Beiträge in Form von Lösungen und Analysen werden in dieser Arbeit präsentiert, die zur Beantwortung der Forschungsfragen nötig sind:

Netzampelkonzept Zur Lösung des Interessenkonfliktes zwischen Netzbetrieb und freiem, marktgetriebenem Handeln der Nutzer intelligenter Gebäude wird das BDEW-Netzampelkonzept [23] ausgestaltet, erweitert und detailliert spezifiziert, um den identifizierten Bedarf an einem zurückhaltenden Netzbetrieb zu erfüllen (siehe Abschnitt 5.1). Die Netzampel legt hierbei die Wechselwirkungen zwischen Prosumer, Markt und Netzbetreiber in Abhängigkeit des Netzzustandes fest. In einem ersten Schritt wird mit der *technischen Netzampel* definiert, ob eine technisch kritische Situation vorliegt, die eine teilweise (gelbe Ampelphase) oder starke (rote Ampelphase) Beeinträchtigung des Marktes erfordert und erlaubt. Hierauf aufbauend werden mittels der *topologischen Netzampel* Netzanschlüsse identifiziert, die signifikant zur Klärung einer kritischen Situation beitragen können. Die *koordinative Netzampel* realisiert den zurückhaltenden Netzbetrieb durch bedarfsgerechte Eingriffe in das überwachte Netzgebiet. Hierbei regelt die *Maßnahmenkaskade* situationsabhängig die Abrufreihenfolge von Komponenten im Netz. Bei Bedarf stellen intelligente Gebäude dem Netz in einem zweistufigen, anreizbasierten Verfahren Flexibilität bereit.

Systemarchitektur Aus der Ausgestaltung der Netzampel wird die hierarchische Systemarchitektur für das regionale Energiemanagementsystem abgeleitet (siehe Abschnitt 5.2). Die generische Observer/Controller-Architektur wird auf Basis der Anforderungen an das regionale Energiemanagementsystem als geeignetes Entwurfsmuster ausgewählt und um zwei Abstraktionsschichten zur *erweiterten generischen Observer/Controller-Architektur* ergänzt. Hierauf erfolgt die Konzeption, Entwurf und Umsetzung eines regionalen Energiemanagementsystems innerhalb des Entwurfsmusters mit der technischen, der topologischen und der koordinativen Netzampel für den zurückhaltenden Netzbetrieb.

Referenzszenarien für Niederspannungselektroenergiesysteme Das Evaluationsgebiet für das regionale Energiemanagementsystem sind die aus der Literatur abgeleiteten *Niederspannungsreferenzszenarien*, die jeweils drei Niederspannungsnetze (*Land – Dorf – Vorstadt*) und drei Technologiekonfigurationen (*heute – morgen – übermorgen*) für Niederspannungssysteme der Öffentlichkeit zur Verfügung stellen. Hierbei sind die Topologie, die Leiter, die Betriebsmittel und die Mittelspannungsanbindung spezifiziert. Die zugehörige Modellierung von (intelligenten) Gebäuden definiert sowohl Bewohnerzahl und Geräteausstattung, insbesondere die von dezentralen Erzeugern, Elektrofahrzeugen und Speichern, als auch die Nutzung von Haushaltsgeräten. (siehe Abschnitt 6.1)

Co-Simulation und Software-in-a-Hardware-Loop-Umgebung Eine Umgebung zur *Co-Simulation* wird aus dem *Organic Smart Home* für intelligente Gebäude und einer Netzsimulation aufgebaut, in der die entworfenen Referenzszenarien implementiert sind (siehe Abschnitt 6.2). Hierbei werden die einzelnen Simulatoren für intelligente Gebäude, Betriebsmittel und Niederspannungsnetze auf Basis der Simulationsfunktionalitäten des Gebäudeenergiemanagementsystems *Organic Smart Home* hierarchisch aufgebaut. Der benötigten Evaluation mit realen Komponenten wird durch die Integration eines realen intelligenten Gebäudes nebst einer Umgebungsnachbildung in die Co-Simulationsumgebung entsprochen, wodurch eine Software-in-a-Hardware-Loop-Umgebung entsteht (siehe Abschnitt 6.3). Hierbei werden die einzelnen Komponenten mittels eines Message Bus lose gekoppelt, was zusätzlich eine Nutzung des Aufbaus in dynamischen und transienten Power-Hardware-in-the-Loop-Versuchen erlaubt. Die durchgeführten Versuche in der Software-in-a-Hardware-Loop-Umgebung zeigen das Potenzial des Ansatzes und die Fähigkeit des regionalen Energiemanagementsystems, reale Komponenten zu beeinflussen.

Auswirkungen intelligenter Gebäude Die durchgeführten Versuche mit den vorgestellten Referenznetzen und Szenarien zeigen zunächst die grundsätzliche Robustheit von Niederspannungssystemen. Während die unkoordinierte Optimierung der Energieflüsse in intelligenten Gebäuden nur einen begrenzten aber positiven Einfluss auf den Netzzustand hat (siehe Forschungsfrage I), wird dieser bei Einsatz des *regionalen Energiemanagementsystems* deutlich verbessert (siehe Forschungsfrage II). Hierbei werden

insbesondere die kritischen Systemzustände in der roten Ampelphase weitgehend behoben, wobei dies auch unter Begrenzung der eingespeisten dezentralen Erzeugung geschieht. Die Häufigkeit begrenzt kritischer Situationen wird im Mittel reduziert. Der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators verringert bei stabilen Netzen die Systemverluste, erhöht allerdings auch die Anzahl bedingt kritischer Spannungsverletzungen und ruft zusätzliche gelbe Ampelphasen hervor. Demnach ist die vorgeschlagene erweiterte generische Observer/Controller-Architektur für den Betrieb eines Microgrids geeignet (siehe Forschungsfrage III).

Die ausführliche und systematische Einordnung der präsentierten Beiträge unter Nutzung des aufgestellten Anforderungskatalogs in die Literatur zeigt, dass die Beiträge dieser Arbeit deutliche Fortschritte schafft: Neben der technischen Bewertung der Fähigkeit intelligenter Gebäude Systemdienstleistungen zur Stabilisierung von Niederspannungssystemen zu erbringen, werden zusätzlich Modelle und Verfahren für die Evaluation von Technologien in Niederspannungssystemen mit realer Hardware geschaffen, verwendet und bereitgestellt.

8.2 Ausblick

Aus der Beantwortung der Forschungsfragen dieser Arbeit und der zugehörigen Verifikation (siehe Abschnitt 7.2, Tabelle 7.3 & 7.4) und Bewertung (siehe Abschnitt 7.5 & Tabelle 7.16) des regionalen Energiemanagementsystems und seiner Evaluationsumgebung ist der weitergehende Forschungsbedarf zu bestimmen. Dieser wird im Folgenden kurz dargelegt.

Bilanzielle Autarkie und Inselnetze Kurz- und mittelfristig ausgeglichene Energiesysteme erfordern eine an Klima und Nutzer angepasste Dimensionierung der lokal verfügbaren Erzeuger und Speicher eines Netzabschnitts. Dies erfolgt über eine Anpassung der Referenzszenarien. Mit der vorgestellten Umgebung zur Co-Simulation für automatisiertes Energiemanagement in Verteilnetzen ist hierfür eine Evaluationsplattform bereitgestellt worden.

Lernfähigkeit Eine volatile Erzeugung vieler dezentraler Erzeugungsanlagen, schwer zu prognostizierendes Nutzerverhalten und sich ändernde

Systemkonfigurationen fordern eine lernfähige Betriebsstrategie. Die vorgestellte erweiterte generische Observer/Controller-Architektur ermöglicht eine Modifikation oder einen Austausch des entworfenen modellprädiktiven Reglers durch eine lernfähige Betriebsstrategie.

Modellverfeinerungen Naheliegende Weiterentwicklungen an den erarbeiteten Niederspannungssystemmodellen sind eine Datenerhebung der Geräteverteilung über die elektrischen Phasen zur Erweiterung der Netzbeurteilung auf drei Phasen und die Integration eines Nahwärmenetzes zur Untersuchung von Betriebsstrategien für eine Sektorenkopplung. Beides ist mit dem vorgeschlagenen Aufbau der Co-Simulationsumgebung möglich.

Zusätzliche Hardwarekomponenten Der vorgestellte Software-in-a-Hardware-Loop-Aufbau enthält nur ein reales intelligentes Gebäude als physische Komponente. Es ist naheliegend, zusätzliche Hardware dem Aufbau hinzuzufügen, etwa einen zusammenhängenden Teil eines der vorgestellten Referenzszenarien inklusive Leitungen in Hardware aufzubauen oder einen regelbaren Ortsnetztransformator zu integrieren. Ebenfalls ist die Integration des vorgestellten Aufbaus in eine größere Laborinfrastruktur realisierbar. Dies wird durch den in dieser Arbeit realisierten Kopplungsansatz mittels eines Message Bus unterstützt.

Über die offenen Punkte hinaus ergibt sich aus den für diese Arbeit getroffenen Abgrenzungen (siehe Abschnitt 1.2.3) zusätzlicher Forschungsbedarf: Dieser betrifft nicht nur ökonomische Betrachtungen des finanziellen Aufwands für den Einsatz des vorgeschlagenen Netzampelkonzepts, sondern auch dessen Einsetzbarkeit im Kontext existierender regulatorischer Bedingungen.

Es ist außerdem naheliegend, die vorgestellten Referenzszenarien um Modelle für Gewerbe-, (Industrie-) und landwirtschaftliche Betriebe zu erweitern sowie Modelle höherer Netzebenen zu integrieren, um noch realitätsnähere Simulationen von Spannungsebenen-übergreifender Systemdienstleistungserbringung durchführen zu können.

Grundlagenliteratur

Tabelle A.1 – Übersicht Grundlagenliteratur

Titel	Referenz	Hinweis
A. J. Schwab: <i>Elektroenergiesysteme</i>	[277]	Grundlagen von Elektroenergiesystemen
V. Crastan: <i>Elektrische Energieversorgung 1-3</i>	[73–75]	1: Netzberechnung; 2: Energiewirtschaft; 3: Netzplanung und -führung
C. Müller-Schloer, H. Schmeck & T. Ungerer: <i>Organic computing—A paradigm shift for complex systems</i>	[218]	Grundlagen des Organic Computing
U. Richter: <i>Controlled self-organisation using learning classifier systems</i>	[256]	Generische Observer/Controller-Architektur
I. Mauser: <i>Multi-modal Building Energy Management</i>	[199]	Automatisiertes Gebäudeenergiemanagement
B. P. Zeigler, H. Praehofer & T. G. Kim: <i>Theory of Modeling and Simulation</i>	[323]	Simulationstheorie
D. C. Montgomery: <i>Design and analysis of experiments</i>	[214]	Systematische Versuchsplanung



Spezifikation Referenznetze

Folgend sind die drei in Abschnitt 6.1.2 entworfenen Referenznetze für Niederspannungssysteme aus [106,157] unter Nutzung des *IEEE Common Date Format* [318] spezifiziert. Diese sind unter <https://github.com/aifb/lv-grids> verfügbar.

B.2 Dörfliches Referenznetz

03/11/17 KIT_AIFB	0.63	2017 S KIT_AIFB 62 BUS	LV_VILLAGE_ROMT
BUS DATA FOLLOWS 62 ITEMS			
0001 BUS_0000001	1	3 1.000 0.0	0.0 0.0 0.4
0002 BUS_0000002	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.0
0003 BUS_0000003	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0004 BUS_0000004	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0005 BUS_0000005	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0006 BUS_0000006	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0007 BUS_0000007	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0008 BUS_0000008	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0009 BUS_0000009	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0010 BUS_0000010	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0011 BUS_0000011	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0012 BUS_0000012	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0013 BUS_0000013	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0014 BUS_0000014	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0015 BUS_0000015	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0016 BUS_0000016	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0017 BUS_0000017	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0018 BUS_0000018	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0019 BUS_0000019	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0020 BUS_0000020	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0021 BUS_0000021	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0022 BUS_0000022	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0023 BUS_0000023	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0024 BUS_0000024	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0025 BUS_0000025	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0026 BUS_0000026	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0027 BUS_0000027	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0028 BUS_0000028	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0029 BUS_0000029	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0030 BUS_0000030	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0031 BUS_0000031	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0032 BUS_0000032	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0033 BUS_0000033	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0034 BUS_0000034	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0035 BUS_0000035	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0036 BUS_0000036	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0037 BUS_0000037	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0038 BUS_0000038	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0039 BUS_0000039	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0040 BUS_0000040	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0041 BUS_0000041	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0042 BUS_0000042	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0043 BUS_0000043	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0044 BUS_0000044	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0045 BUS_0000045	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0046 BUS_0000046	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0047 BUS_0000047	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0048 BUS_0000048	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0049 BUS_0000049	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4
0050 BUS_0000050	1	0 x.xxx x.xxx	xxx.xx 0.0 0.4


```

37 38 1 1 1 00.0303 0.01166 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
39 40 1 1 1 00.02048 0.007875 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
40 41 1 1 1 00.01966 0.00756 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
41 42 1 1 1 00.02048 0.007875 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
42 43 1 1 1 00.02621 0.01008 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
43 44 1 1 1 00.04341 0.0167 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
44 45 1 1 1 00.04914 0.0189 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
46 47 1 1 1 00.02457 0.00945 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
47 48 1 1 1 00.02867 0.01103 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
48 49 1 1 1 00.00819 0.00315 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
48 55 1 1 1 00.03112 0.01197 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
49 50 1 1 1 00.03276 0.0126 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
50 51 1 1 1 00.02375 0.009135 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
51 52 1 1 1 00.01638 0.0063 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
52 53 1 1 1 00.02457 0.00945 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
52 54 1 1 1 00.03849 0.01481 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
55 56 1 1 1 00.02048 0.007875 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
56 57 1 1 1 00.02048 0.007875 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
57 59 1 1 1 00.02048 0.007875 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
57 60 1 1 1 00.02211 0.008505 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
59 58 1 1 1 00.03604 0.01386 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
60 61 1 1 1 00.02867 0.01103 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
61 62 1 1 1 00.04504 0.01733 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
-999
LOSS_ZONE FOLLOWS 1 ITEMS
1 LV_VILLAGE
-99
INTERCHANGE DATA FOLLOWS 0 ITEMS
-9
TIE_LINES FOLLOWS 0 ITEMS
-999
END OF DATA

```


B.3 Vorstädtisches Referenznetz

```

121 122 1 1 1 00.01474 0.00567 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
121 129 1 1 1 00.02048 0.007875 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
121 133 1 1 1 00.01392 0.005355 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
122 123 1 1 1 00.01556 0.005985 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
123 124 1 1 1 00.01147 0.00441 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
124 125 1 1 1 00.01474 0.00567 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
125 126 1 1 1 00.01602 0.00693 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
126 127 1 1 1 00.01556 0.005985 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
127 128 1 1 1 00.01638 0.0063 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
129 130 1 1 1 00.00819 0.00315 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
130 131 1 1 1 00.00652 0.00252 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
131 132 1 1 1 00.00928 0.00378 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
133 134 1 1 1 00.01474 0.00567 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
134 135 1 1 1 00.01147 0.00441 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
135 136 1 1 1 00.01065 0.004095 0.0 0.187 0.187 0.187 0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0 0.0
-999
LOSS_ZONE FOLLOWS 1 ITEMS
1 LV_SUBURBAN
-99 INTERCHANGE DATA FOLLOWS 0 ITEMS
-9 TIE LINES FOLLOWS 0 ITEMS
-999
END OF DATA

```




Reale Evaluationsumgebung - KIT Energy Smart Home Lab

C.1 Geräteausstattung

Tabelle C.1 – Ausstattung des KIT Energy Smart Home Lab nach [159]

Verteilte und erneuerbare Energieerzeuger		
PV Zellen	24x <i>Sovello SV-T-195</i>	4,7 kW _{peak}
PV Inverter	<i>SMA Sunny Tripower STP 10000TL-10</i>	10,0 kVA (3 phasig)
PV Simulator	<i>ET System LAB/SMS3100</i> mit <i>SMA Mini Central</i>	3,0 kW _{DC}
μBlockheizkraftwerk	<i>SenerTec Dachs G 5.5 standard</i>	5,5 kW _{electrisch} (3 phasig), 12,5 kW _{thermisch}
Batteriespeichersystem		
Batterie	<i>BYD B-Box 10.0</i>	10,24 kWh
Netzanbindung	<i>SMA Sunny Island SI6.0-H12</i>	6 kW (1 phasig)
Hybrides elektrisches Speichersystem		
Batterien	12x <i>Hoppecke HC122000</i>	7,92 kWh (3 h Entladung)
Superkondensatoren	1-4x <i>Nesscap EMHSR-0006C0-150R0C</i>	67,32 kWh (per Modul)
Netzanbindung	Entwicklung des ETI	22 kW (3 phasig)

Haushaltsausstattung

Haushaltsgeräte	<i>Miele</i> : Kaffee-, Spül-, & Waschmaschine, Wäschetrocker, Kochfeld, Backofen <i>Liebherr</i> : Kühlschrank, Gefrierschrank <i>Andere</i> : Mikrowelle, Wasserkocher, Toaster	
Geräte Gateway	<i>Miele XGW 3000</i> & <i>Miele XGW 2000</i>	Kommunikation: GEMS - Haushaltsgeräte

Heizungs- und Klimasystem

Systemcontroller	<i>Kieback</i> & <i>Peter BMR410</i> & <i>FBU410</i>	Modbus Gateway
Heißwassertank	<i>SenerTec SE 750</i>	750 Liter (≈ 25 kWh bei $\Delta\theta = 30$ K)
Einschraubheizkörper	<i>Eltra 2NP 5635-290</i>	9 kW
Klimainverter	<i>Mitsubishi PUAZ-RP60VHA4</i>	6 kW Kühlleistung
Kaltwassertank	Sonderanfertigung	200 Liter
Phasenwechselmaterial	<i>DeltaSystems DELTA-COOL 24</i>	Schmelztemperatur: 24°C 10,9 kWh (bei 22–28°C)

Messsysteme und Sensoren

Elektrisches Messsystem	<i>WAGO 750-8204</i>	<i>WAGO-I/O-SYSTEM 750</i> Controller
Multimeter	<i>WAGO 750-494</i> und <i>750-495</i>	3 und 4 phasige Leistungsmessklemmen
Thermisches Messsystem	<i>Ling</i> & <i>Janke eibSOLO</i>	KNX Gateway
Wärmemengenzähler	<i>Kamstrup MULTICAL 601</i>	KNX
VOC Sensoren	<i>AppliedSensor AS-MLV-P</i>	USB VOC Sensoren
Nahbereichsfunk	<i>blukii SmartSensor / S</i>	Bluetooth Low Energy Sensor Beacons
Anwesenheitserkennung	<i>EnOcean</i>	Bewegungsmelder, Tür- & Fenstersensoren

Netznachbildung

4-Quadranten Verstärker	<i>Spitzenberger</i> & <i>Spies</i> ; <i>3x PAS 10000/RL 4000</i>	+30,0 kVA/-15,0 kW (≤ 270 V _{rms})
Digitale Signalprozessoren	<i>Spitzenberger</i> & <i>Spies</i> <i>SyCore</i> <i>OPAL-RT</i> <i>TECHNOLOGIES OP5031</i> und <i>HYPERSIM</i>	statische Kurvengenerierung dynamische und transiente Kurvengenerierung unterbrechungsfreie Umschaltung
Netzumschaltung	Entwicklung IEH	

C.2 Elektrische Installation

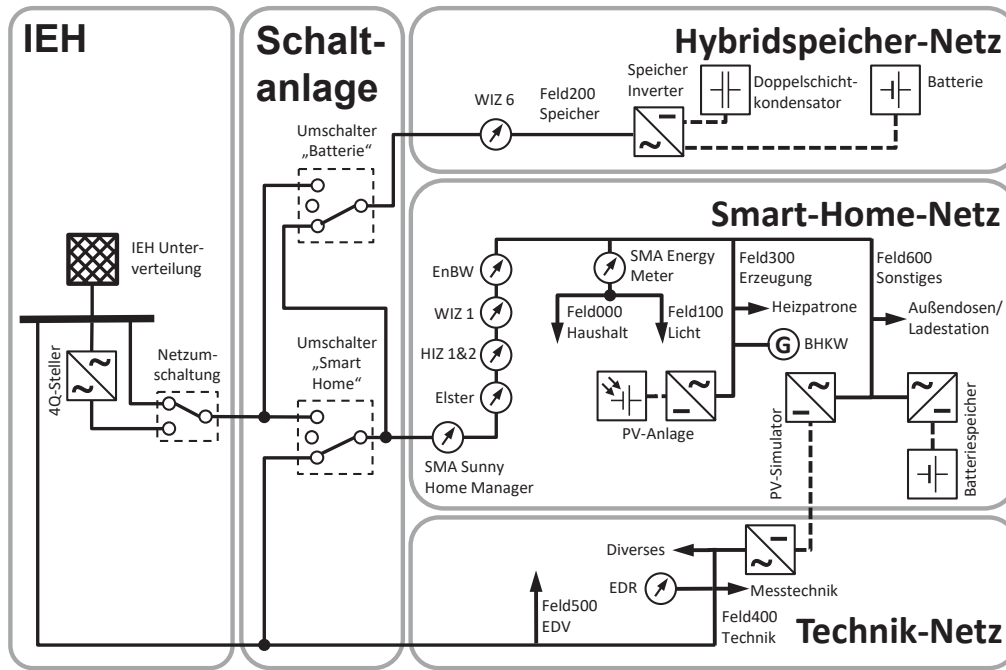
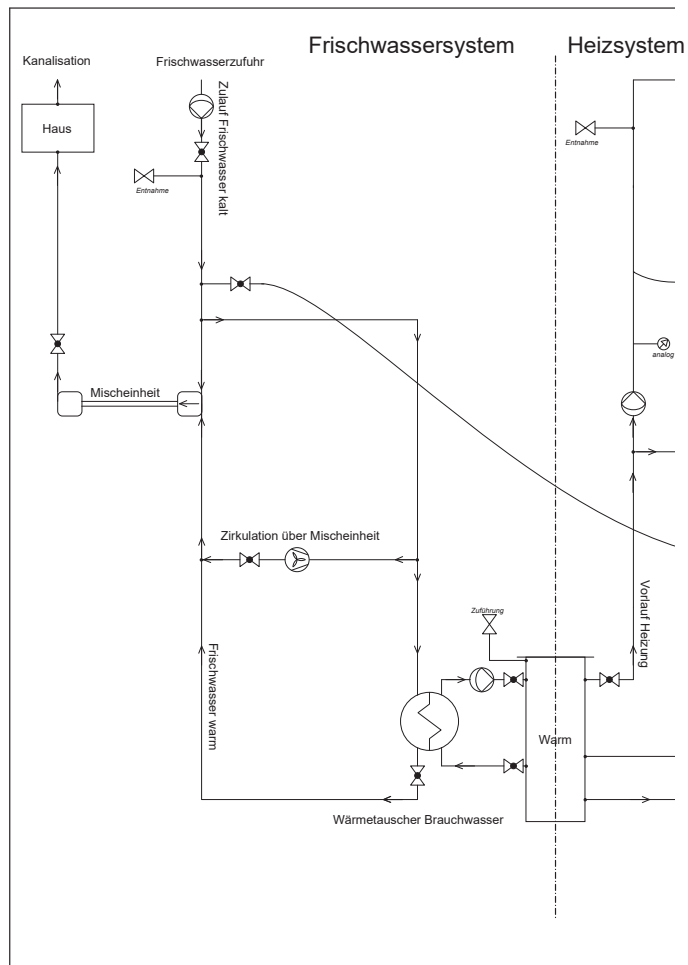


Abbildung C.1 – Elektrische Teilnetze und Installationen im KIT Energy Smart Home Lab

Detailpläne über die elektrischen Installationen vor den in [159] beschriebenen Anpassungen sind in [127] gegeben.



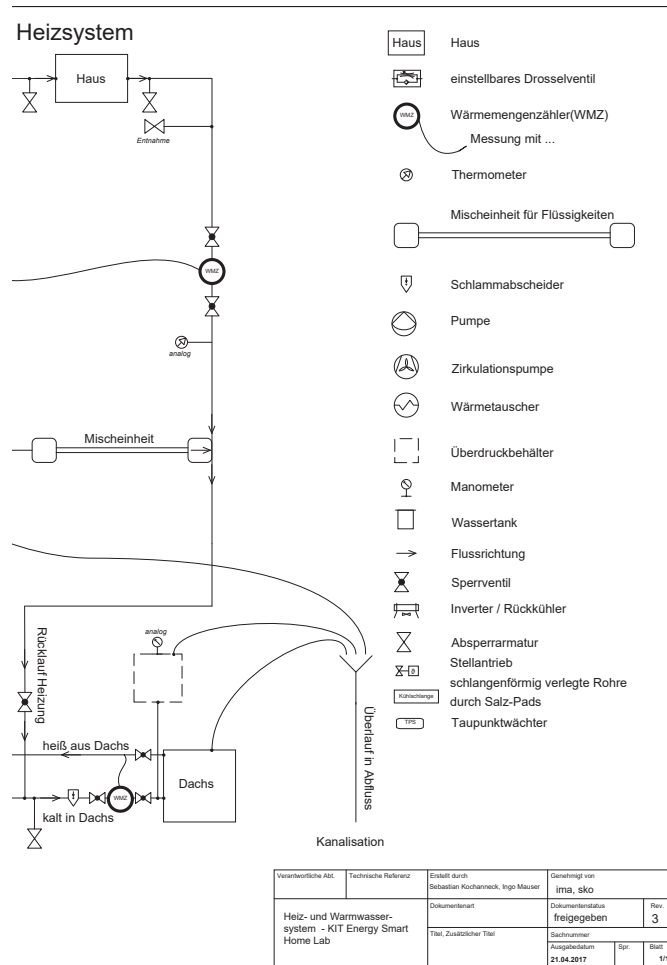


Abbildung C.3 – Warmwassersystem des KIT Energy Smart Home Lab

C.4 Informationstechnische Übersicht

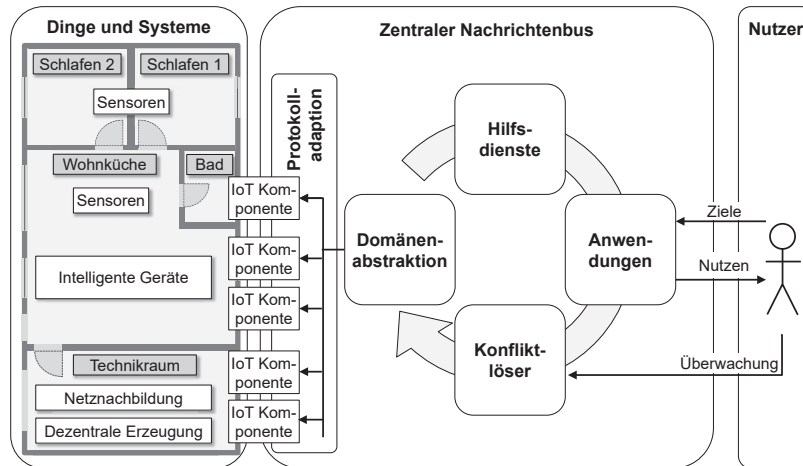


Abbildung C.4 – Aufbau der Microservicearchitektur im KIT Energy Smart Home Lab basierend auf [37]



Erweiterte Parametrierung der Versuchsaufbauten

Tabelle D.1 – Auflistung der Parameter

Parameter	Wert	Bemerkung
<i>Regionales Energiemanagementsystem</i>		
<i>Technische Netzampel</i> (siehe Abschnitt 5.1.1)		
siehe Tabelle 5.1		
<i>Topologische Netzampel</i> (siehe Abschnitt 5.1.2)		
Einfluss Komponenten- überlastung	$0.05 * n$	signifikanter (rot), begrenz- ter (gelb) Anteil
Nachbarschaft Spannungs- bandverletzung	$0.5 * \sqrt{n}$	nahe (rot), erweiterte (gelb) Nachbarschaft
<i>Koordinatorische Netzampel</i> (siehe Abschnitt 5.1.3)		
Initialer Anreiz $\Delta EPS_{t_0, t_1}$	5, 10, 20 ct	relative Änderung
Beginn Anreiz t_0	0	relative Zeit
Beginn Nachholphase t_1	1800, 3600 s	relative Zeit
Ende Nachholphase t_2	5400, 10800 s	relative Zeit
Faktor Kopplung PLS c	$[250, 500] \frac{\text{W}}{\text{ct}}$	Kopplung an Anreiz

Anhang D Erweiterte Parametrierung der Versuchsaufbauten

<i>Intelligente Gebäude (aus [199])</i>		
Thermischer Speicher	7501	Heißwassertank
Optimierungsverfahren	<i>Genetischer Algorithmus</i>	Binäres Encoding
Populationsgröße	100	Individuen
Maximalanzahl an Evaluationen	20000	10000 bei Anreizen durch das REMS
<i>Markt</i>		
Strompreis Strombezug	30 ct	flach
Strompreis Photovoltaikeinspeisung	10 ct	flach
Strompreis Einspeisung aus Batterie	5 ct	flach
Strompreis Einspeisung aus Blockheizkraftwerk	9 ct	flach
Gaspreis	8 ct	flach
<i>Regelbarer Ortsnetztransformator (aus [105])</i>		
Stufenzahl	9	Abgriffe auf Sekundärseite
Stufung	0,025 p.u.	Änderung des Wicklungsverhältnis je Stufe
Betriebsstrategie	<i>Dynamischer Sollwert</i>	$U_{\text{soll}}-P_{\text{Trafo}}$ -Kennlinie
<i>Netzberechnung</i>		
Verfahren	<i>Newton-Raphson</i> (siehe Abschnitt 2.2.4)	
Obergrenze Iterationen	100	Abbruchkriterium
Fehlertoleranz	10^{-5}	Abbruchkriterium



Zusätzliche Messdaten der durchgeführten Versuche

E.1 Aufgetretene kritische Situationen

Tabelle E.1 – Kritische Situationen im Versuch *Heute – Winter* (Anteil in %) nach Netztyp

Systemintelligenz	noOpt			HhOpt			REMS		
	U	I	θ_h	U	I	θ_h	U	I	θ_h
<i>Land</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	99,7	100,0	100,0
<i>Dorf</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	98,2	100,0	100,0
<i>Vorstadt</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	17,8	0,0	0,0	14,2	0,0	0,0	11,7	0,0	0,0
	82,2	100,0	100,0	85,8	100,0	100,0	88,3	100,0	100,0

Tabelle E.2 – Kritische Situationen im Versuch *Heute – Frühling* (Anteil in %) nach Netztyp

Systemintelligenz	noOpt			HhOpt			REMS		
Ursache	U	I	θ_h	U	I	θ_h	U	I	θ_h
<i>Land</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3,5	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0	1,5	0,0	0,0
	96,5	100,0	100,0	96,5	100,0	100,0	98,5	100,0	100,0
<i>Dorf</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	2,3	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0
	97,7	100,0	100,0	97,6	100,0	100,0	98,3	100,0	100,0
<i>Vorstadt</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	3,5	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0	9,3	0,0	0,0
	96,5	100,0	100,0	97,8	100,0	100,0	90,7	100,0	100,0

Tabelle E.3 – Kritische Situationen im Versuch *Heute – Sommer* (Anteil in %) nach Netztyp

Systemintelligenz	noOpt			HhOpt			REMS		
Ursache	U	I	θ_h	U	I	θ_h	U	I	θ_h
<i>Land</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	12,3	0,0	0,0	12,4	0,0	0,0	1,2	0,0	0,0
	87,7	100,0	100,0	87,6	100,0	100,0	98,8	100,0	100,0
<i>Dorf</i>	0,1	0,0	0,0	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	9,3	0,0	0,0	9,7	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0
	90,5	100,0	100,0	90,2	100,0	100,0	97,8	100,0	100,0
<i>Vorstadt</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	5,9	0,0	0,0	6,7	0,0	0,0	1,6	0,0	0,0
	94,1	100,0	100,0	93,3	100,0	100,0	98,4	100,0	100,0

Tabelle E.4 – Kritische Situationen im Versuch *Morgen – Winter* (Anteil in %) nach Netztyp

Systemintelligenz	noOpt			HhOpt			REMS		
Ursache	U	I	θ_h	U	I	θ_h	U	I	θ_h
<i>Land</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,2	0,0	0,0
	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	97,8	100,0	100,0
<i>Dorf</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,6	0,0	0,0
	99,9	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	99,4	100,0	100,0
<i>Vorstadt</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	12,5	0,0	0,0	7,4	0,0	0,0	15,4	0,0	0,0
	87,5	100,0	100,0	92,6	100,0	100,0	84,6	100,0	100,0

Tabelle E.5 – Kritische Situationen im Versuch *Morgen – Frühling* (Anteil in %) nach Netztyp

Systemintelligenz	noOpt			HhOpt			REMS		
Ursache	U	I	θ_h	U	I	θ_h	U	I	θ_h
<i>Land</i>	0,5	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	7,2	0,0	0,0	6,8	0,0	0,0	16,1	0,0	0,0
	92,3	100,0	100,0	92,8	100,0	100,0	83,9	100,0	100,0
<i>Dorf</i>	0,5	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	5,8	0,0	0,0	5,4	0,0	0,0	4,8	0,0	0,0
	93,7	100,0	100,0	94,2	100,0	100,0	95,2	100,0	100,0
<i>Vorstadt</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	8,5	0,0	0,0	5,7	0,0	0,0	9,0	0,0	0,0
	91,5	100,0	100,0	94,3	100,0	100,0	91,0	100,0	100,0

Tabelle E.6 – Kritische Situationen im Versuch *Morgen – Sommer* (Anteil in %) nach Netztyp

Systemintelligenz	noOpt			HhOpt			REMS		
Ursache	U	I	θ_h	U	I	θ_h	U	I	θ_h
<i>Land</i>	2,4	0,0	0,0	2,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
	18,4	0,0	0,0	17,9	0,0	0,0	23,1	0,0	0,0
	79,2	100,0	100,0	79,9	100,0	100,0	76,8	100,0	100,0
<i>Dorf</i>	1,8	0,0	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	17,4	0,0	0,0	17,0	0,0	0,0	6,8	0,0	0,0
	80,8	100,0	100,0	81,3	100,0	100,0	93,1	100,0	100,0
<i>Vorstadt</i>	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	21,6	0,0	0,0	20,4	0,0	0,0	3,5	0,0	0,0
	78,1	100,0	100,0	79,5	100,0	100,0	96,5	100,0	100,0

Tabelle E.7 – Kritische Situationen im Versuch *Übermorgen – Winter* (Anteil in %) nach Netztyp

Systemintelligenz	noOpt			HhOpt			REMS		
Ursache	U	I	θ_h	U	I	θ_h	U	I	θ_h
<i>Land</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,3	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	1,3	0,0	0,0
	99,7	100,0	100,0	99,9	100,0	100,0	98,7	100,0	100,0
<i>Dorf</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0
	99,8	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	99,5	100,0	100,0
<i>Vorstadt</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	0,0	0,0
	99,6	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	99,5	100,0	100,0

Tabelle E.8 – Kritische Situationen im Versuch *Übermorgen – Frühling* (Anteil in %) nach Netztyp

Systemintelligenz	noOpt			HhOpt			REMS		
Ursache	U	I	θ_h	U	I	θ_h	U	I	θ_h
<i>Land</i>	2,1	0,0	0,0	1,8	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0
	8,9	0,0	0,0	8,4	0,0	0,0	7,8	0,0	0,0
	89,0	100,0	100,0	89,8	100,0	100,0	92,1	100,0	100,0
<i>Dorf</i>	2,3	0,1	0,0	1,7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	9,4	0,0	2,0	8,9	0,0	0,6	4,4	0,0	0,5
	88,3	99,9	98,0	89,4	99,9	99,4	95,6	99,9	99,5
<i>Vorstadt</i>	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	5,4	0,0	1,3	3,6	0,0	0,0	5,0	0,0	0,0
	94,6	100,0	98,7	96,4	100,0	100,0	95,0	100,0	100,0

Tabelle E.9 – Kritische Situationen *Übermorgen - Sommer* (Anteil in %) nach Netztyp

Systemintelligenz	noOpt			HhOpt			REMS		
Ursache	U	I	θ_h	U	I	θ_h	U	I	θ_h
<i>Land</i>	7,5	0,0	0,0	7,2	0,0	0	0,1	0,0	0,0
	18,9	0,0	0,5	18,7	0,0	0,2	13,7	0,0	0,2
	73,5	100,0	99,5	74,1	100,0	99,8	86,2	100,0	99,8
<i>Dorf</i>	7,6	0,4	5,8	7,1	0,3	3,5	0,1	0,2	3,0
	21,2	0,1	6,8	20,8	0,1	7,3	9,1	0,1	8,3
	71,1	99,5	87,4	72,1	99,6	89,1	90,8	99,7	88,7
<i>Vorstadt</i>	0,1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
	18,1	0,0	10,3	16,2	0,0	5,7	7,4	0,0	7,8
	81,8	100,0	89,7	83,8	100,0	94,3	92,6	100,0	92,2

E.2 Verteilung der Knotenspannungen

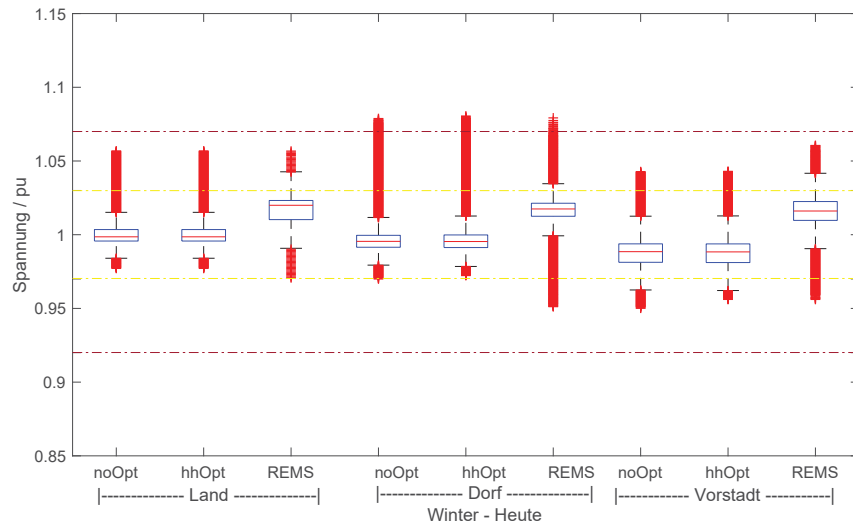


Abbildung E.1 – Verteilung der Knotenspannungen im Versuch *Heute* – *Winter*

E.2 Verteilung der Knotenspannungen

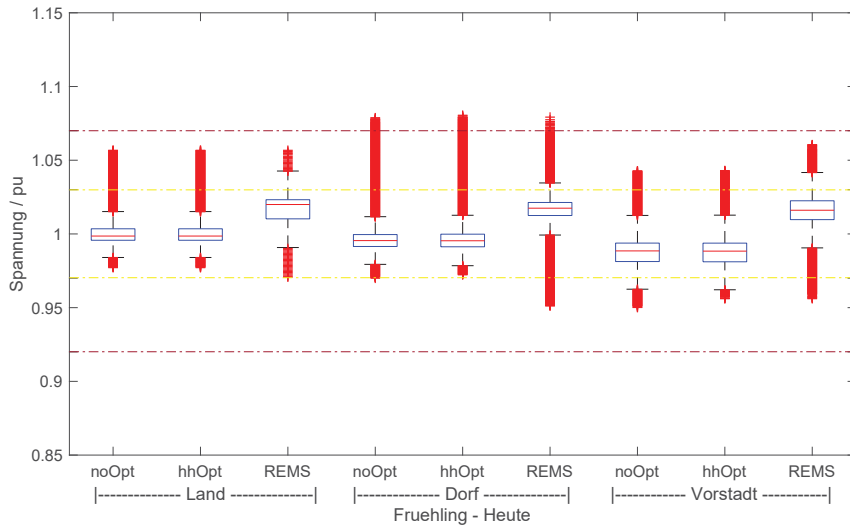


Abbildung E.2 – Verteilung der Knotenspannungen im Versuch *Heute – Fruehling*

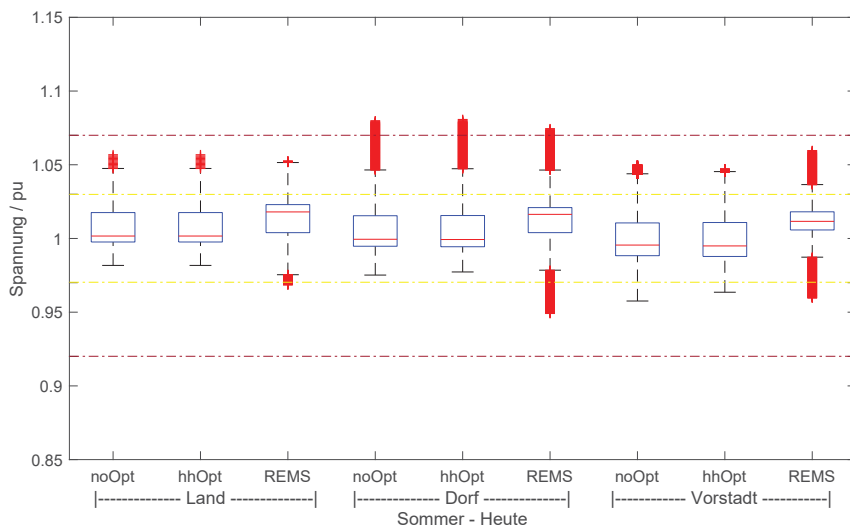


Abbildung E.3 – Verteilung der Knotenspannungen im Versuch *Heute – Sommer*

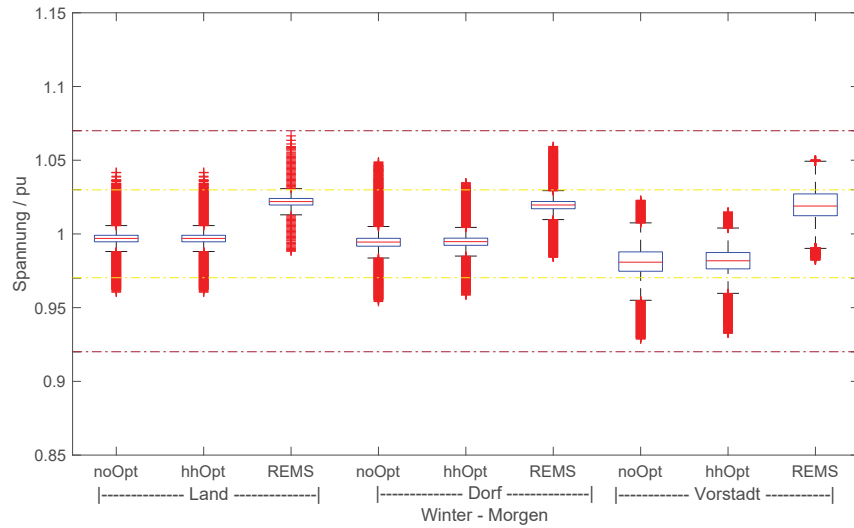


Abbildung E.4 – Verteilung der Knotenspannungen im Versuch *Morgen – Winter*

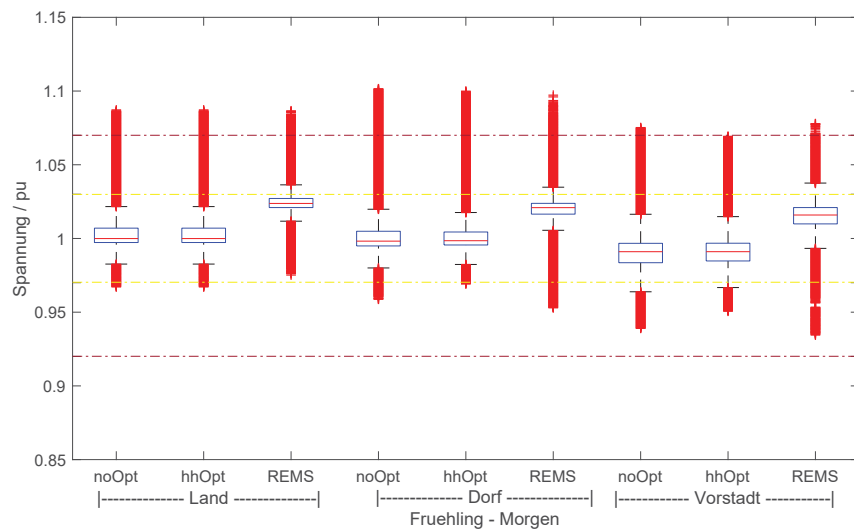


Abbildung E.5 – Verteilung der Knotenspannungen im Versuch *Morgen – Fruehling*

E.2 Verteilung der Knotenspannungen

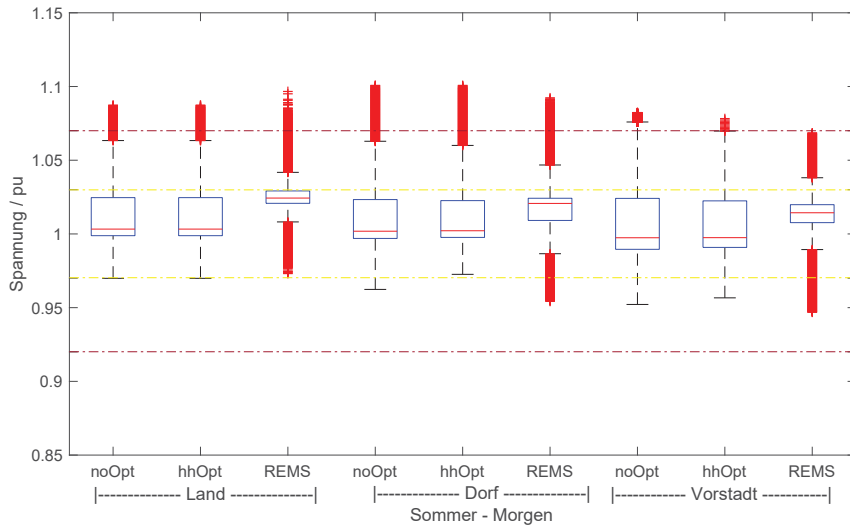


Abbildung E.6 – Verteilung der Knotenspannungen im Versuch *Morgen – Sommer*

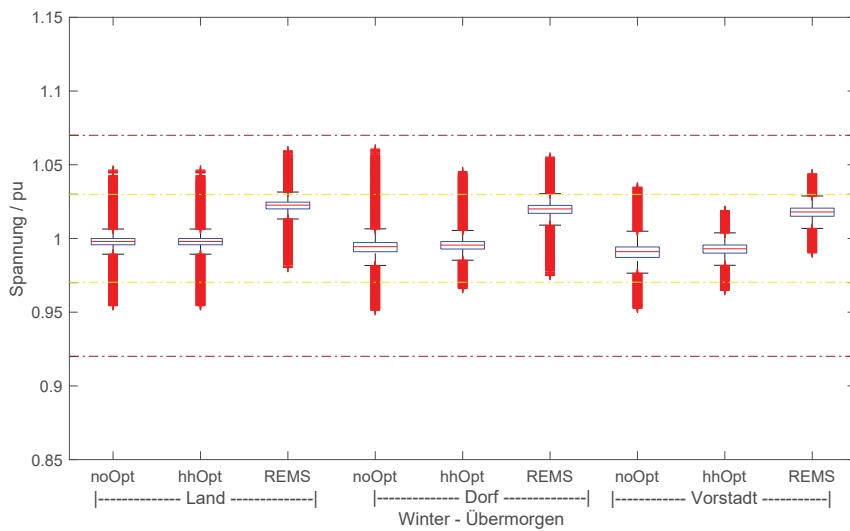


Abbildung E.7 – Verteilung der Knotenspannungen im Versuch *Übermorgen – Winter*

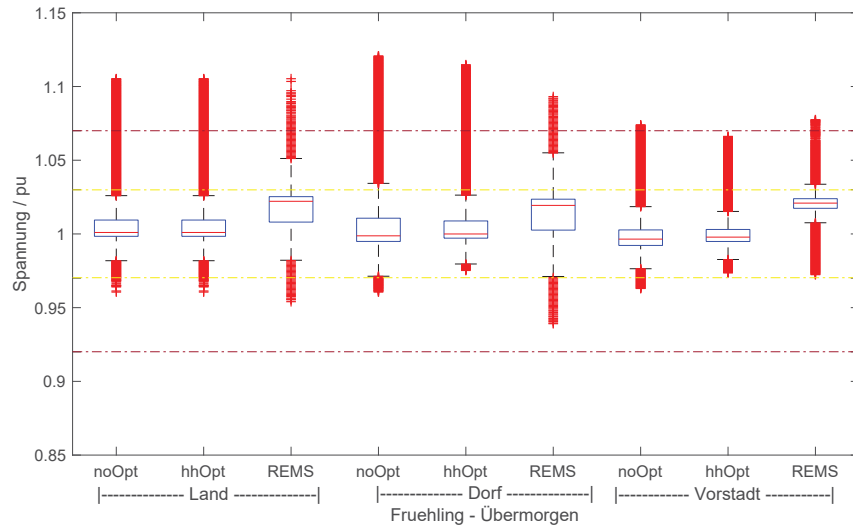


Abbildung E.8 – Verteilung der Knotenspannungen im Versuch *Übermorgen – Frühling*

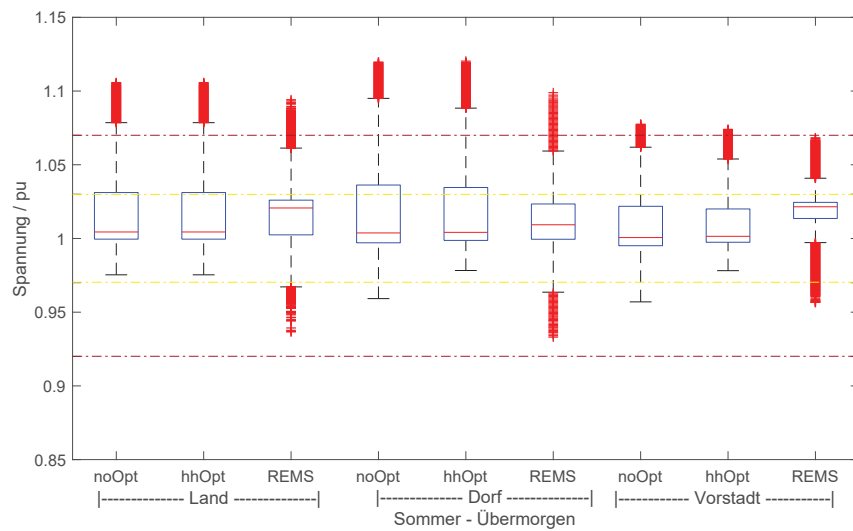


Abbildung E.9 – Verteilung der Knotenspannungen im Versuch *Übermorgen – Sommer*



Liste der Nutzeraktivitäten während der Testphase im KIT Energy Smart Home Lab

Tabelle F.1 – Liste der Nutzeraktivitäten während der Testphase vom 23. – 28. Juli 2018 im KIT Energy Smart Home Lab

Uhrzeit	Aktivität
Montag, 23. Juli 2018	
00:00	Versuchsbeginn, schlafen
07:15	aufstehen, Bad (duschen)
07:45	Frühstück
08:05	außer Haus
08:30	Home Office
08:55	Klimaanlage eingeschaltet
09:00	Start Versuch <i>Dorf – Heute – REMS</i> (für 24 h)
11:30	kochen
11:45	Mittagessen
12:15	Homeoffice
17:30	außer Haus (EKFZ: 25 km, Wocheneinkauf, anschließende Ladung)
19:30	kochen
20:20	Abendessen
21:00	TV Konsum
22:30	schlafen

Anhang F Liste der Nutzeraktivitäten während der Testphase im KIT
Energy Smart Home Lab

Dienstag, 24. Juli 2018

00:00 schlafen
07:15 aufstehen, Bad (duschen)
07:45 Frühstück
08:00 Home Office
11:00 außer Haus
11:45 kochen
12:00 Start Versuch *Vorstadt – Morgen – REMS* (für 24 h)
12:10 Mittagessen
12:45 Küche aufräumen, Spülmaschine (TDOF bis 19:50)
13:00 Home Office
18:15 kochen
18:30 Abendessen
18:45 aufräumen
19:15 außer Haus (EKfZ: 5 km, anschließende Ladung)
20:00 Waschmaschine (Expressprogramm, start jetzt)
20:45 Trockner (start jetzt)
21:00 Home Office
22:30 schlafen

Mittwoch, 25. Juli 2018

00:00 schlafen
06:50 aufstehen, Bad (duschen)
07:00 Frühstück
07:15 außer Haus
10:00 Home Office
12:45 kochen
13:00 Mittagessen
13:45 Führung im ESHL (5 Gäste)
14:45 außer Haus
17:10 ESHL aufräumen
18:00 außer Haus
19:20 Sport (außer Haus)
20:30 Bad (duschen)
20:45 Abendessen
21:00 TV Konsum
22:00 schlafen

Donnerstag, 26. Juli 2018

00:00 schlafen
07:00 aufstehen, Bad (duschen)
07:30 Frühstück
08:00 Home Office

09:00	Start Versuch <i>Vorstadt – Morgen – REMS</i> (für 24 h, incl. Leistungsnachbildung (4QS))
10:30	Zweites Frühstück
10:45	Home Office
11:30	kochen
12:30	Mittagessen (2 Gäste)
13:15	Besprechung (2 Gäste)
14:30	Home Office (2 Gäste)
16:00	Waschmaschine (Expressprogramm, Start jetzt)
17:15	Trockner (start jetzt)
18:30	Spülmaschine (start jetzt)
19:30	außer Haus (EKfZ: 18 km, anschließende Ladung)
20:30	Freizeit
22:00	schlafen

Freitag, 27. Juli 2018

00:00	schlafen
07:15	aufstehen, Bad (duschen)
07:30	Waschmaschine (Expressprogramm, Start jetzt)
07:50	Frühstück
08:30	Trockner (TDOF bis 13:00)
08:40	außer Haus
11:45	Home Office
12:00	Start Versuch <i>Vorstadt – Übermorgen – REMS</i> (für 24 h)
13:15	Mittagessen
13:45	außer Haus
14:30	Stromausfall bis 16:05(Überlastung Vierquadrantensteller)
16:00	Home Office
18:50	kochen
19:10	Abendessen
19:30	Home Office
21:00	Freizeit
22:00	schlafen

Samstag, 28. Juli 2018

00:00	schlafen
09:00	aufstehen, Bad (duschen)
09:15	Frühstück
09:20	Waschmaschine (Start jetzt)
09:30	Spülmaschine (Start jetzt)
10:40	Trockner (Start jetzt)
10:45	Waschmaschine (Start jetzt)
10:50	aufräumen
13:00	außer Haus
23:59	Versuchsende

Liste eigener Veröffentlichungen

Tabelle G.1 – Liste eigener Veröffentlichungen mit Einordnung zur vorliegenden Arbeit


<i>Requirements for Power Hardware-in-the-Loop Emulation of Distribution Grid Challenges</i>	2018 [131]
Hubschneider, S., Kochanneck, B., Bohnet, B., Suriyah, M., Mauser, I., Leibfried, T., Schmeck, H., Braun, M. 53rd Int. Universities Power Engineering Conference (UPEC)	
Anforderungen für Power-Hardware-in-the-Loop-Umgebungen in der Niederspannung und Anwendungsfälle mit einem elektrischen Energiespeicher werden vorgestellt. (vgl. Abschnitt 6.3)	
<i>Hardware-in-the-Loop Co-simulation of a Smart Building in a Low-voltage Distribution Grid</i>	2018 [161]
Kochanneck, S., Mauser, I., Phipps, K., Schmeck, H. IEEE Innovative Smart Grid Technologies (ISGT) – Europe	
Der Aufbau einer Hardware-in-the-Loop-Co-Simulation aus einem intelligenten Gebäude und einer Microgridsimulation wird beschrieben und der vorgestellte asynchrone Ansatz wird über eine Messung der Berechnungszeiten validiert. (vgl. Abschnitt 6.3)	

Hybrid Energy Storage System Control for the Provision of Ancillary Services **2017**
[52]

Bohnet, B., Kochanneck, S., Mauser, I., Hubschneider, S., Braun, M., Schmeck, H., Leibfried, T.
ETG Congress 2017, S. 393-398, VDE, ETG-Fachberichte


Die Erbringung von Systemdienstleistungen mittels eines hybriden elektrischen Speichers aus Batterien und Superkondensatoren wird demonstriert. Diese Dienstleistungserbringung wird in den Kontext einer Netzampel gesetzt. (vgl. Abschnitt 5.1)

Detecting occupancy in smart buildings by data fusion from low-cost sensors **2017**
[97]

Fiebig, F., Kochanneck, S., Mauser, I., Schmeck, H. 
e-Energy 2017 - Proceedings of the 8th International Conference on Future Energy Systems, S. 259-261

Messdaten eines intelligenten Gebäudes werden zur dortigen Anwesenheitserkennung von Personen verwendet. Die Informationsfusion geschieht mittels mehrerer maschineller Lernverfahren.

Reference scenarios for low voltage power systems **2017**


Geis-Schroer, J., Kochanneck, S., Mauser, I., Schmeck, H. [106]
e-Energy 2017 - Proceedings of the 8th International Conference 
on Future Energy Systems, S. 256-258

Reference Scenarios for the Evaluation of the Traffic Light Concept in Low-voltage Power Systems **2017**
[157]

Kochanneck, S., Geis-Schroer, J., Mauser, I., Schmeck, H.
ETG Congress 2017, S. 330-335, VDE, ETG-Fachberichte

Die Veröffentlichungen definieren Referenzszenarien für Niederspannungsenergiesysteme mit den dafür benötigten Netzen als auch Haushaltskonfigurationen und Technologiedurchdringungen, detaillieren diese und skizzieren den Einsatz einer Netzampel für den Netzbetrieb. (vgl. Abschnitt 6.1)

Establishing a hardware-in-the-loop research environment with a hybrid energy storage system **2016**
[159]


Kochanneck, S., Mauser, I., Bohnet, B., Hubschneider, S., Schmeck, H., Braun, M., Leibfried, T. 
IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, S. 497-503

KIT Energy Smart Home Lab - Hardware-in-the-Loop Research Environment with Hybrid Energy Storage System **2016**
[160]

Kochanneck, S., Mauser, I., Bohnet, B., Hubschneider, S., Schmeck, H., Braun, M., Leibfried, T.
5th D-A-CH+ Energy Informatics Conference 2016 Managing Data and Complexity in Energy Systems in conjunction with ComForEn 2016 7th Symposium Communications for Energy Systems, S.: 30

Der Aufbau eines Hardwar-in-the-Loop-Teststands für die Evaluation von Hard- und Software für Niederspannungssysteme wird beschrieben und dessen Verwendung prototypisch beschrieben. (vgl. Abschnitt 6.3.3)

A microservice architecture for the Intranet of Things and energy in smart buildings **2016**
[37]

Bao, K., Mauser, I., Kochanneck, S., Xu, H., Schmeck, H. 
Proceedings of the 1st International Workshop on Mashups of Things and APIs, MOTA 2016

Smarter Energy by an Intranet of Things in Buildings **2016**

Bao, K., Fiebig, F., Frank, L., Kochanneck, S., Mauser, I., Schmeck, H. [36]

VDE Kongress 2016: Internet der Dinge, VDE

Die Veröffentlichungen behandeln den Entwurf und die Umsetzung einer serviceorientierte Architektur zur Realisierung eines Internet der Dinge in einem intelligenten Gebäude. Der Prototyp umfasst u. a. Services zur Anwesenheitserkennung, Visualisierung und Energiemanagement. (vgl. Abschnitt 6.3.6)

Response of smart residential buildings with energy management systems to price deviations **2016**
[162]

Kochanneck, S., Schmeck, H., Mauser, I., Becker, B.



IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia, S. 497-503

In den Veröffentlichungen werden die Netzzrückwirkungen von unbeeinflussten intelligenten Gebäuden auf ein exemplarisches Niederspannungsnetz unter Nutzung von bottom-up erzeugten Modellen untersucht. (vgl. Forschungsfrage I)

Using VOC Sensors and the Internet of Things to Improve the Energy Efficiency in Smart Buildings **2016**

Grabowski, M., Kochanneck, S., Mauser, I., Henning, H.-M., Schmeck, H. [110]

VDE-Kongress 2016: Internet der Dinge, VDE


Die Veröffentlichung untersucht die Möglichkeit in intelligenten Gebäuden Anwesenheit von Personen mittels Raumluftqualitäts-sensoren und maschinellen Lernverfahren zu schätzen, um Anwesenheit für ein Energiemanagementsystem zu schätzen.


Bottom-up simulation of suburban power grids **2015**

Kochanneck, S., Hirsch, C., Mauser, I., Schmeck, H., Schröder, M. [158]

International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the New Energy Age

Zur Untersuchung der Auswirkungen ungesteuerter intelligenter Gebäude wird ein Niederspannungssystemscenario aus Haushalten und einem 106 Knoten Netz definiert. An Hand unterschiedlicher Preissignale für die Gebäude werden die positiven Netzauswirkungen von Eigenverbrauchsmaximierung gezeigt. (vgl. Forschungsfrage I & Abschnitt 6.1)

Organic architecture for energy management and smart grids **2015**
Mauser, I., Hirsch, C., Kochanneck, S., Schmeck, H. [201]
IEEE International Conference on Autonomic Computing, ICAC 
2015, S. 101-108

A Privacy-Aware Architecture for Energy Management Systems in Smart Grids **2014**
Rigoll, F., Hirsch, C., Kochanneck, S., Schmeck, H., Mauser, I. [258]
2014 IEEE Int. Conference on Autonomic and Trusted Computing 

Die Veröffentlichungen beschreiben die Erweiterung der generischen Observer/Controller-Architektur um zwei Abstraktionsschichten, die auch Privatsphärenaspekte berücksichtigen, ordnet diese in die Literatur ein, beschreibt deren Anwendung in intelligenten Netzen und demonstriert deren Einsatz in einem Gebäudeenergiemanagementszenario. (vgl. Abschnitt 5.2)

 : Referierte Veröffentlichung (nach Scopus)

Literaturverzeichnis

- [1] Anlagenregisterverordnung vom 1. August 2014 (BGBl. I S. 1320), die zuletzt durch Artikel 10 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- [2] Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808) geändert worden ist.
- [3] Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- [4] Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498), das zuletzt durch Artikel 3 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist.
- [5] Messstellenbetriebsgesetz vom 29. August 2016 (BGBl. I S. 2034), das durch Artikel 15 des Gesetzes vom 22. Dezember 2016 (BGBl. I S. 3106) geändert worden ist.
- [6] Stromnetzzugangsverordnung vom 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), die zuletzt durch Artikel 1 der Verordnung vom 19. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3988) geändert worden ist.
- [7] DIN EN 50160:2011-02, Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Corrigendum: 2010, 2011.

- [8] DIN EN 60228:2005-09, Leiter für Kabel und isolierte Leitungen (IEC 60228:2004); Deutsche Fassung EN 60228:2005 + Corrigendum: 2005, 2011.
- [9] EN 50182:2001–12, Leiter für Freileitungen – Leiter aus konzentrisch verseilten runden Drähten; Deutsche Fassung, 2011.
- [10] EN ISO 50001:2001, Energiemanagementsysteme – Anforderungen mit Anleitung zur Anwendung; Deutsche Fassung, 2011.
- [11] ISO/IEC 2382:2015-05 Information technology – Vocabulary, 2011.
- [12] VDE-AR-N 4105:2011-08, Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz – Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz, 2011.
- [13] DIN VDE V 0126-1-1:2013-08, Selbsttätige Schaltstelle zwischen einer netzparallelen Eigenerzeugungsanlage und dem öffentlichen Niederspannungsnetz, 2013.
- [14] VDI 6002-Blatt 1:2014-3 – Solare Trinkwassererwärmung – Allgemeine Grundlagen – Systemtechnik und Anwendung im Wohnungsbau, 2014.
- [15] Crossbar.io – Networking for Apps & Devices. online, 2017. Abgerufen am 11.06.2018: <https://crossbar.io/>.
- [16] The Web Application Messaging Protocol (WAMP). online, 2017. abgerufen am 10.06.2018: <http://wamp-protocol.org/>.
- [17] A. Abdel-Majeed und M. Braun. Low voltage system state estimation using smart meters. In *47th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, S. 1–6. IEEE, 2012.
- [18] T. Ackermann, G. Andersson und L. Söder. Distributed generation: a definition. *Electric Power Systems Research*, 57(3):195 – 204, 2001.
- [19] R. L. Ackoff. Towards a system of systems concepts. *Management science*, 17(11):661–671, 1971.

- [20] Y. Agarwal, B. Balaji, R. Gupta, J. Lyles, M. Wei und T. Weng. Occupancy-driven Energy Management for Smart Building Automation. In *Proceedings of the 2nd ACM Workshop on Embedded Sensing Systems for Energy-Efficiency in Building*, BuildSys '10, S. 1–6. ACM, New York, NY, USA, 2010.
- [21] A.-C. Agricola, B. Höflich, P. Richard, J. Völker, C. Rehtanz, M. Greve, B. Gwisdorf, J. Kays, T. Noll, J. Schwippe, A. Seack, J. Teuwsen, G. Brunekreeft, R. Meyer und V. Liebert. *dena-Verteilnetzstudie – Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in deutschland bis 2030*. Technischer Bericht, Deutsche Energie-Agentur (dena), 2012.
- [22] A.-C. Agricola, H. Seidl, S. Mischinger, C. Rehtanz, M. Greve, U. Häger, D. Hilbrich, S. Kippelt, A. Kubis, V. Liebenau, T. Noll, S. Rüberg, T. Schlüter, J. Schwippe, C. Spieker und J. Teuwsen. *dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien*. Technischer Bericht, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), 2014.
- [23] E. Ahlers, Y. Aniol und B. Scholz. *BDEW-Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland*. Technischer Bericht, BDEW – Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2013.
- [24] F. Ahourai und M. A. Al Faruque. *Grid impact analysis of a residential microgrid under various EV penetration rates in GridLAB-D*. Technischer Bericht, Center for Embedded Computer Systems, University of California, Irvine, 2013.
- [25] M. Ahrens. Optimization of Battery Energy Storage Systems in Smart Buildings. Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017.
- [26] F. Allerding. *Organic Smart Home – Energiemanagement für Intelligente Gebäude*. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2014.
- [27] F. Allerding und H. Schmeck. Organic smart home: architecture for energy management in intelligent buildings. In *Proceedings of the 2011 workshop on Organic computing*, S. 67–76. ACM, 2011.

- [28] Allgäuer Überlandwerk GmbH. Für das Stromnetz der Zukunft - Integration regenerativer Energien und Elektromobilität (IRENE) . online, 2013. Abgerufen am 5.5.2018: <http://www.projekt-irene.de/> .
- [29] Allgäuer Überlandwerk GmbH. IREN2 – Für das Stromnetz der Zukunft . online, 2017. Abgerufen am 5.5.2018: <http://www.projekt-irene.de/> .
- [30] M. M. Almenta, J. Morrow, R. Best, B. Fox und A. Foley. A smart load appliance application using a single compressor fridge-freezer to support grid operations. In *49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, S. 1–5. 2014.
- [31] S. Amin und B. Wollenberg. Toward a smart grid: power delivery for the 21st century. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 3(5):34–41, 2005.
- [32] G. W. Arnold. Challenges and Opportunities in Smart Grid: A Position Article. *Proceedings of the IEEE*, 99(6):922–927, 2011.
- [33] A. Bachor, W. Binde, M. Buller, M. Fischer, J. Matics, E. Schmieder, W.-H. Scholz, P. Selzam, B. Thomas, D. Weisenberger und R. Zilch. *Mikro-Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen. Status quo und Perspektiven. Statusreport 2013*. Technischer Bericht, 2013.
- [34] D. Bakken, A. Bose, K. Chandy, P. Khargonekar, A. Kuh, S. Low, A. von Meier, K. Poolla, P. Varaiya und F. Wu. GRIP – Grids with intelligent periphery: Control architectures for Grid 2050. In *2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, S. 7–12. 2011.
- [35] J. Banks. *Discrete-event system simulation*. Pearson Education, 1984.
- [36] K. Bao, F. Fiebig, L. Frank, S. Kochannek, I. Mauser und H. Schmeck. Smarter Energy by an Intranet of Things in Buildings. In *VDE-Kongress: Internet der Dinge: Technologien, Anwendungen, Perspektiven - Mannheim, 7.-8. November 2016*. 2016.
- [37] K. Bao, I. Mauser, S. Kochannek, H. Xu und H. Schmeck. A Microservice Architecture for the Intranet of Things and Energy in Smart

- Buildings: Research Paper. In *Proceedings of the 1st International Workshop on Mashups of Things and APIs*, MOTA '16, S. 3:1–3:6. ACM, 2016.
- [38] P. P. Barker und R. W. D. Mello. Determining the impact of distributed generation on power systems. Part1 – Radial distribution systems. In *Power Engineering Society Summer Meeting, 2000. IEEE*, Band 3, S. 1645–1656 vol. 3. 2000.
- [39] M. Barnes, A. Dimeas, A. Engler, C. Fitzer, N. Hatziargyriou, C. Jones, S. Papathanassiou und M. Vandenbergh. Microgrid laboratory facilities. In *International Conference on Future Power Systems*, S. 1–6. IEEE, 2005.
- [40] T. Bary. Request for Comments (RFC): 7159 - The JavaScript Object Notation (JSON) Data Interchange Format, 2014.
- [41] R. Bäsman, O. Brückl, A. Hinz und A. Vielhauer. Der Regelbare Ortsnetztransformator zur Steigerung des Integrationspotenzials von Erneuerbaren Energien – Ergebnisse aus Simulationen und Felderprobungen. In *ETG-Fachbericht-Internationaler ETG-Kongress 2011*. VDE VERLAG GmbH, 2011.
- [42] A. K. Basu. Microgrids: planning of fuel energy management by strategic deployment of CHP-based DERs—an evolutionary algorithm approach. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 44(1):326–336, 2013.
- [43] K. Basu, L. Hawarah, N. Arghira, H. Joumaa und S. Ploix. A prediction system for home appliance usage. *Energy and Buildings*, 67:668–679, 2013.
- [44] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Technische Anschlussbedingungen TAB 2007 für den Anschluss an das Niederspannungsnetz, 2011.
- [45] J. Beal, J. Berliner und K. Hunter. Fast Precise Distributed Control for Energy Demand Management. In *2012 IEEE Sixth International Conference on Self-Adaptive and Self-Organizing Systems*, S. 187–192. 2012.

- [46] B. Becker. *Interaktives Gebäude-Energiemanagement*. Dissertation, 2014. Karlsruher Institut für Technologie (KIT).
- [47] B. Becker, F. Kern, M. Lösch, I. Mauser und H. Schmeck. Building energy management in the FZI house of living labs. In *D-A-CH Conference on Energy Informatics*, S. 95–112. Springer, 2015.
- [48] B. Becker, I. Mauser, H. Schmeck, S. Hubschneider und T. Leibfried. Smart grid services provided by building energy management systems. In *Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM), 2015 IEEE PES*, S. 851–856. 2015.
- [49] M. Bendrat. *Analyse der Spannungsqualität in Verteilnetzen auf der Niederspannungsebene sowie Realisierung geeigneter Kompensationsmaßnahmen*. Dissertation, Fern-Universität Hagen, 2010.
- [50] H. Berndt, M. Hermann, H. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer und J. Vanzetta. *TransmissionCode 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, 2007.
- [51] M. Blank, M. Gandor, A. Nieße, S. Scherfke, S. Lehnhoff und M. Sonnenschein. Regionally-specific scenarios for smart grid simulations. In *Power Engineering, Energy and Electrical Drives (POWERENG), 2015 IEEE 5th International Conference on*, S. 250–256. IEEE, 2015.
- [52] B. Bohnet, S. Kochanneck, I. Mauser, S. Hubschneider, M. Braun, H. Schmeck und T. Leibfried. Hybrid Energy Storage System Control for the Provision of Ancillary Services. In *ETG-Fachberichte – ETG Congress 2017*, S. 393–398. 2017.
- [53] A. Bouscayrol. Different types of Hardware-In-the-Loop simulation for electric drives. In *IEEE International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, S. 2146–2151. 2008.
- [54] M. C. Bozchalui, S. A. Hashmi, H. Hassen, C. A. Canizares und K. Bhattacharya. Optimal Operation of Residential Energy Hubs in Smart Grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4):1755–1766, 2012.

- [55] J. Bruinenberg, L. Colton, E. Darmois, J. Dorn, J. Doyle, O. Elloumi, H. Englert, R. Forbes, J. Heiles, P. Hermans *et al.* *Smart Grid Reference Architecture*. Technischer Bericht, CEN-CENELEC-ETSI Smart Grid Coordination Group, 2012.
- [56] J. Buechner, J. Katzfey, O. Floercken, A. Moser, H. Schuster, S. Dierkes, T. van Leeuwen, L. Verheggen, M. Uslar und M. van Amelsvoort. *Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)*. Technischer Bericht, E-Bridge, IAEW, OFFIS, 2014.
- [57] T. Bülo, D. Mende, D. Geibel, T. Degner, J.-P. da Costa, W. Kruschel, K. Boldt, F. Sutter, T. Hug, B. Engel *et al.* Spannungshaltung in aktiven, intelligenten Niederspannungsnetzen. In *VDE-Kongress 2012*. VDE VERLAG GmbH, 2012.
- [58] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrollen (BAFA). Statistik „Zugelassene KWK-Anlagen 2009 bis 2016“. online. Abgerufen am 26.04.2017.
- [59] M. Büscher, A. Claassen, M. Kube, S. Lehnhoff, K. Piech, S. Rohjans, S. Scherfke, C. Steinbrink, J. Velasquez, F. Tempez und Y. Bouzid. Integrated Smart Grid simulations for generic automation architectures with RT-LAB and mosaik. In *2014 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, S. 194–199. 2014.
- [60] M. Büscher, K. Piech, S. Lehnhoff, S. Rohjans, C. Steinbrink, J. Velasquez, F. Andrén und T. Strasser. Towards Smart Grid system validation: Integrating the SmartEST and the SESA laboratories. In *2015 IEEE 24th International Symposium on Industrial Electronics (ISIE)*, S. 1144–1150. 2015.
- [61] H. K. Çakmak, H. Maass, F. Bach, U. Kühnapfel und V. Hagenmeyer. Ein Ansatz zur automatisierten Erstellung umfangreicher und komplexer Simulationsmodelle für elektrische Übertragungsnetze aus OpenStreetMap-Daten. *at-Automatisierungstechnik*, 63(11):911–925, 2015.
- [62] D. S. Callaway und I. A. Hiskens. Achieving controllability of electric loads. *Proceedings of the IEEE*, 99(1):184–199, 2011.

- [63] A. Capasso, W. Grattieri, R. Lamedica und A. Prudenzi. A bottom-up approach to residential load modeling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 9(2):957–964, 1994.
- [64] M. Castillo-Cagigal, E. C. no Martín, E. Matallanas, D. Masa-Bote, A. Gutiérrez, F. Monasterio-Huelin und J. Jiménez-Leube. PV self-consumption optimization with storage and Active DSM for the residential sector. *Solar Energy*, 85(9):2338–2348, 2011.
- [65] D. P. Chassin, J. C. Fuller und N. Djilali. GridLAB-D: An agent-based simulation framework for smart grids. *Journal of Applied Mathematics*, 2014, 2014.
- [66] D. P. Chassin, K. Schneider und C. Gerkenmeyer. GridLAB-D: An open-source power systems modeling and simulation environment. In *2008 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, S. 1–5. 2008.
- [67] K. Clement-Nyns, E. Haesen und J. Driesen. The Impact of Charging Plug-In Hybrid Electric Vehicles on a Residential Distribution Grid. *IEEE Transactions on Power Systems*, 25(1):371–380, 2010.
- [68] CODE2 – Cogeneration Observatory and Dissemination Europe. *KWK-Roadmap Deutschland*. Technischer Bericht, 2014.
- [69] E. Commission. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030, 2014.
- [70] Commission of the European Communities. Package of Implementation measures for the EU’s objectives on climate change and renewable energy for 2020, 2008.
- [71] G. Comodi, A. Giantomassi, M. Severini, S. Squartini, F. Ferracuti, A. Fonti, D. N. Cesarini, M. Morodo und F. Polonara. Multi-apartment residential microgrid with electrical and thermal storage devices: Experimental analysis and simulation of energy management strategies. *Applied Energy*, 137(Supplement C):854–866, 2015.
- [72] R. L. Conkling. *Energy Pricing: economics and principles*. Springer Science & Business Media, 2011.

- [73] V. Crastan. *Elektrische Energieversorgung 1*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 3. Auflage, 2012.
- [74] V. Crastan. *Elektrische Energieversorgung 2*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 3. Auflage, 2012.
- [75] V. Crastan und D. Westermann. *Elektrische Energieversorgung 3*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 3. Auflage, 2012.
- [76] D. Dallinger, D. Krampe und M. Wietschel. Vehicle-to-Grid Regulation Reserves Based on a Dynamic Simulation of Mobility Behavior. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(2):302–313, 2011.
- [77] T. Das und R. Weisman. A feedback based load shaping strategy for fuel utilization control in SOFC systems. In *2009 American Control Conference*, S. 2767–2772. 2009.
- [78] D. Dauer, S. Gottwalt, W. Schweinfort und G. Walker. Lademanagement für Elektrofahrzeuge am Beispiel der Netzsammel. In *VDE-Kongress 2014*. VDE VERLAG GmbH, 2014.
- [79] S. Deilami, A. S. Masoum, P. S. Moses und M. A. S. Masoum. Real-Time Coordination of Plug-In Electric Vehicle Charging in Smart Grids to Minimize Power Losses and Improve Voltage Profile. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(3):456–467, 2011.
- [80] E. Demirok, D. Sera, R. Teodorescu, P. Rodriguez und U. Borup. Clustered PV inverters in LV networks: An overview of impacts and comparison of voltage control strategies. In *Electrical Power Energy Conference (EPEC), 2009 IEEE*, S. 1–6. 2009.
- [81] A. Dimeas und N. Hatziargyriou. A multiagent system for microgrids. In *Power Engineering Society General Meeting 2004*, S. 55–58. IEEE, 2004.
- [82] A. L. Dimeas und N. D. Hatziargyriou. Operation of a Multiagent System for Microgrid Control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 20(3):1447–1455, 2005.

- [83] DIN IEC 60076-7:2008-02 (VDE 0532-76-7:2008-02), Leistungstransformatoren – Teil 7: Leitfadens für die Belastung von ölgefüllten Leistungstransformatoren (IEC 60076-7:2005), 2008.
- [84] C. X. Dou und B. Liu. Multi-Agent Based Hierarchical Hybrid Control for Smart Microgrid. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(2):771–778, 2013.
- [85] P. J. Douglass, R. Garcia-Valle, P. Nyeng, J. Østergaard und M. Tøgeby. Demand as frequency controlled reserve: implementation and practical demonstration. In *2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies (ISGT Europe)*, S. 1–7. 2011.
- [86] N. Dragoni, S. Giallorenzo, A. L. Lafuente, M. Mazzara, F. Montesi, R. Mustafin und L. Safina. Microservices: yesterday, today, and tomorrow. In *Present and Ulterior Software Engineering*, S. 195–216. Springer, 2017.
- [87] E. Drayer, J. Hegemann, M. Lazarus, R. Caire und M. Braun. Agent-based distribution grid operation based on a traffic light concept. In *CIREN 2015–The 23rd International Conference on Electricity Distribution*. 2015.
- [88] C. Döpmeier, K.-U. Stucky, R. Mikut und V. Hagenmeyer. A Concept for the Control, Monitoring and Visualization Center in Energy Lab 2.0. In S. Gottwalt, L. König und H. Schmeck (Hrsg.), *Energy Informatics: 4th D-A-CH Conference (EI 2015)*, S. 83–94. Springer International Publishing, 2015.
- [89] S. Eilenberger, G. Kayser, S. Tenbohlen, M. Schöllhorn, M. Sojer und T. Smolka. Probabilistische Netzsimulation zur Bewertung von regelbaren Transformatoren. In *Internationaler ETG-Kongress 2013*. VDE, 2013.
- [90] A. Engler. Applicability of droops in low voltage grids. *International Journal of Distributed Energy Resources*, 1(1):1–6, 2005.

- [91] ENTSO-E - European Network of Transmission System Operators for Electricity. Frequency Stability Evaluation Criteria for the Synchronous Zone of Continental Europe. online, abgerufen am 16.07.2018, 2016.
- [92] X. Fang, S. Misra, G. Xue und D. Yang. Smart Grid—The New and Improved Power Grid: A Survey. *IEEE Communications Surveys and Tutorials*, 14(4):944–980, 2012.
- [93] H. Farhangi. The path of the smart grid. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 8(1):18–28, 2010.
- [94] A. Faruqui und S. George. Quantifying customer response to dynamic pricing. *The Electricity Journal*, 18(4):53–63, 2005.
- [95] A. Faruqui und S. Sergici. Household response to dynamic pricing of electricity: a survey of 15 experiments. *Journal of regulatory Economics*, 38(2):193–225, 2010.
- [96] J. Feldhusen und K.-H. Grote. *Pahl/Beitz Konstruktionslehre: Methoden und Anwendung erfolgreicher Produktentwicklung*. Springer-Verlag, 2013.
- [97] F. Fiebig, S. Kochanneck, I. Mauser und H. Schmeck. Detecting Occupancy in Smart Buildings by Data Fusion from Low-cost Sensors: Poster Description. In *Proceedings of the Eighth International Conference on Future Energy Systems (ACM eEnergy)*, S. 259–261. ACM, 2017.
- [98] FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH. Stromnetz–Forschungsinitiative der Bundesregierung. Online, abgerufen am 19.04.2018, 2016.
- [99] FIZ Karlsruhe – Leibniz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH. Projekt Verteilnetz 2020. online, abgerufen am 19.04.2017, 2017.
- [100] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN). FNN-Konzept: Koordinierter Steuerzugriff, 2018.

- [101] K. Förderer, M. Ahrens, K. Bao, I. Mauser und H. Schmeck. Towards the Modeling of Flexibility Using Artificial Neural Networks in Energy Management and Smart Grids. In *e-Energy '18*. ACM, 2018.
- [102] S. Frey, A. Diaconescu, D. Menga und I. M. Demeure. A Holonic Control Architecture for a Heterogeneous Multi-Objective Smart Micro-Grid. In *IEEE 7th International Conference on Self-Adaptive and Self-Organizing Systems (SASO)*, S. 21–30. 2013.
- [103] M. D. Galus, S. Koch und G. Andersson. Provision of Load Frequency Control by PHEVs, Controllable Loads, and a Cogeneration Unit. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(10):4568–4582, 2011.
- [104] M. Geimer, T. Krüger und P. Linsel. Co-Simulation, gekoppelte Simulation oder Simulationskopplung? Ein Versuch der Begriffsvereinheitlichung. *O+P Zeitschrift für Fluidtechnik-Aktorik, Steuerelektronik und Sensorik*, 50:572–576, 2006.
- [105] J. Geis-Schroer. Integration eines regelbaren Ortsnetztransformators in Multi-Haushalt-Simulationen mit dem Organic Smart Home. Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017.
- [106] J. Geis-Schroer, S. Kochanneck, I. Mauser und H. Schmeck. Reference Scenarios for Low Voltage Power Systems: Poster Description. In *Proceedings of the Eighth International Conference on Future Energy Systems (ACM eEnergy)*, S. 256–258. ACM, 2017.
- [107] German Federal Ministry of Economics and Technology (BMWi). Germany’s new energy policy – Heading towards 2050 with secure, affordable and environmentally sound energy. Broschüre, 2012.
- [108] S. Gottwalt. *Managing Flexible Loads in Residential Areas*. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015.
- [109] B. Gou. Generalized Integer Linear Programming Formulation for Optimal PMU Placement. *IEEE Transactions on Power Systems*, 23(3):1099–1104, 2008.
- [110] M. Grabowski, S. Kochanneck, I. Mauser, H.-M. Henning und H. Schmeck. Using VOC Sensors and the Internet of Things to

- Improve the Energy Efficiency in Smart Buildings. In *VDE-Kongress 2016: Internet der Dinge*, VDE. 2016.
- [111] J. Gratenau, W. Schweinfort *et al.* *Ergebnisbericht - Modellversuch „Flexibler Wärmestrom“*. Technischer Bericht, EnBW Energie Baden-Württemberg AG, Netze BW GmbH, 2015.
- [112] M. Greve. Vertikale Blindleistungsbereitstellung aus dem Verteilnetz. Dissertation, Technische Universität Dortmund, 2016.
- [113] G. Gust. *Analyse von Niederspannungsnetzen und Entwicklung von Referenznetzen*. Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie, 2014.
- [114] V. Hagenmeyer, H. Kemal Çakmak, C. Döpmeier, T. Faulwasser, J. Isele, H. B. Keller, P. Kohlhepp, U. Kühnapfel, U. Stucky, S. Waczowicz *et al.* Information and Communication Technology in Energy Lab 2.0: Smart Energies System Simulation and Control Center with an Open-Street-Map-Based Power Flow Simulation Example. *Energy Technology*, 4(1):145–162, 2016.
- [115] J. Hamelin, K. Agbossou, A. Laperriere, F. Laurencelle und T. Bose. Dynamic behavior of a {PEM} fuel cell stack for stationary applications. *International Journal of Hydrogen Energy*, 26(6):625 – 629, 2001.
- [116] M. Haseneder und M. Garhamer. Einspeiseprognose für Photovoltaik im Netz der Eon Bayern-Forschungsprojekt. *EW-das Magazin für die Energie Wirtschaft*, 111(19):50, 2012.
- [117] W. Haslbeck, M. Sojer, T. Smolka und O. Brückl. Mehr Netzanschlusskapazität durch regelbare Ortsnetztransformatoren. *etz*, 9:2–7, 2012.
- [118] M. Hau. Robuste Spannungsregelung von Windparks mit Q(U)-Kennlinie. *at-Automatisierungstechnik Methoden und Anwendungen der Steuerungs-, Regelungs-und Informationstechnik*, 61(5):359–373, 2013.

- [119] M. Hennig, C. Körner, R. Schmid und K. Handt. Erfahrungen mit dem regelbaren Ortsnetztransformator im Netz der EnBW Regional AG. In *VDE-Kongress 2012*. VDE VERLAG GmbH, 2012.
- [120] H.-M. Henning und A. Palzer. Was kostet die Energiewende? – Wege zur Transformation des Deutschen Energiesystems bis 2015. Report, 2015.
- [121] Hermann von Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren e.V. Das Programm „Storage and Cross-linked Infrastructures“. online, abgerufen am 19.04.2017, 2017.
- [122] Hermann von Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren e.V. Helmholtz-Energie-Allianz: Technologien für das zukünftige Energienetz. online, abgerufen 19.04.2017, 2017.
- [123] K. Heuck, K.-D. Dettmann und D. Schulz. *Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*. Vieweg+Teubner, 8. Auflage, 2010.
- [124] L. Hillemacher. *Lastmanagement mittels dynamischer Strompreissignale bei Haushaltskunden*. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2014.
- [125] C. Hirsch. Fahrplanbasiertes Energiemanagement in Smart Grids. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015.
- [126] B. Hochstetter. Neues Datenangebot ab Gemeindeebene: Zahl der Haushalte nach Personenzahl. *Statistisches Monatsheft Baden-Württemberg*, 11:14–20, 2015.
- [127] C. Hofmann. Elektrotechnische Konzeptionierung und Aufbau eines Smart Home Labors. Studienarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2011.
- [128] A. Hoke, R. Butler, J. Hambrick und B. Kroposki. Steady-State Analysis of Maximum Photovoltaic Penetration Levels on Typical Distribution Feeders. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(2):350–357, 2013.

- [129] J. Hoppmann, J. Volland, T. S. Schmidt und V. H. Hoffmann. The economic viability of battery storage for residential solar photovoltaic systems – A review and a simulation model. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 39:1101–1118, 2014.
- [130] M. Houwing, R. R. Negenborn und B. D. Schutter. Demand Response With Micro-CHP Systems. *Proceedings of the IEEE*, 99(1):200–213, 2011.
- [131] S. Hubschneider, S. Kochanneck, B. Bohnet, I. Suriyah, Michael Mau-ser, T. Leibfried, H. Schemck und M. Braun. Requirements for Power Hardware-in-the-Loop Emulation of Distribution Grid Challenges. In *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2018 53rd International*, S. 1–6. IEEE, 2018.
- [132] M. C. Huebscher und J. A. McCann. A Survey of Autonomic Computing: Degrees, Models, and Applications. *ACM Computing Surveys*, 40(3):7:1–7:28, 2008.
- [133] G. Hummel. Integration von Elektrofahrzeugen in ein Gebäudeenergiemanagementsystem. Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2016.
- [134] F. Hvelplund. Renewable energy and the need for local energy markets. *Energy*, 31(13):2293–2302, 2006. Double Special Issue: 2nd Dubrovnik Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems/PRES 03 and PRES 2004 Process Integration, Modelling and Optimisation for Energy Saving and Pollution Reduction.
- [135] A. Ipakchi und F. Albuyeh. Grid of the future. *IEEE Power and Energy Magazine*, 7(2):52–62, 2009.
- [136] R. Isermann, J. Schaffnit und S. Sinsel. Hardware-in-the-loop simulation for the design and testing of engine-control systems. *Control Engineering Practice*, 7(5):643–653, 1999.
- [137] J. Jargstorf, C. D. Jonghe und R. Belmans. Assessing the reflectivity of residential grid tariffs for a user reaction through photovoltaics and

- battery storage. *Sustainable Energy, Grids and Networks*, 1:85–98, 2015.
- [138] N. R. Jennings. Agent-based Computing: Promise and Perils. *Proceedings of the 16th International Joint Conference on Artificial Intelligence*, 2:1429–1436, 1999.
- [139] J. H. Jeon, J. Y. Kim, H. M. Kim, S. K. Kim, C. Cho, J. M. Kim, J. B. Ahn und K. Y. Nam. Development of Hardware In-the-Loop Simulation System for Testing Operation and Control Functions of Microgrid. *IEEE Transactions on Power Electronics*, 25(12):2919–2929, 2010.
- [140] L. Jiang, D.-Y. Liu und B. Yang. Smart home research. In *Proceedings of 2004 International Conference on Machine Learning and Cybernetics*, Band 2, S. 659–663 vol.2. 2004.
- [141] Q. Jiang, M. Xue und G. Geng. Energy management of microgrid in grid-connected and stand-alone modes. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(3):3380–3389, 2013.
- [142] M. Kabir, Y. Mishra, G. Ledwich, Z. Xu und R. Bansal. Improving voltage profile of residential distribution systems using rooftop {PVs} and Battery Energy Storage systems. *Applied Energy*, 134:290–300, 2014.
- [143] K. Kairies, D. Haberschusz, J. van Ouwerkerk, J. Strebel, O. Wessels und D. Magnor. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher, Jahresbericht 2016. Report, 2016.
- [144] A. Kamper. *Dezentrales Lastmanagement zum Ausgleich kurzfristiger Abweichungen im Stromnetz*. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie, 2010.
- [145] H. Kanchev, D. Lu, F. Colas, V. Lazarov und B. Francois. Energy Management and Operational Planning of a Microgrid With a PV-Based Active Generator for Smart Grid Applications. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(10):4583–4592, 2011.

- [146] F. Katiraei, R. Iravani, N. Hatziargyriou und A. Dimeas. Microgrids management. *IEEE Power and Energy Magazine*, 6(3):54–65, 2008.
- [147] T. Kautzmann, M. Geimer, M. Wünsche, S. Mostaghim und H. Schmeck. Organic Computing lernt nie aus – Flexibles Gesamtmaschinenmanagement in Traktoren. *Mobile Maschinen*, 4:36–38, 2012.
- [148] J. O. Kephart und D. M. Chess. The vision of autonomic computing. *Computer*, 36(1):41–50, 2003.
- [149] G. Kerber. *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilstnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen*. Dissertation, Technische Universität München, 2011.
- [150] G. Kerber und R. Witzmann. Statistische Analyse von NS-Verteilnetzen und Modellierung von Referenznetzen. *EW-Magazin für die Energiewirtschaft*, 3:22–26, 2008.
- [151] M. Kesler, M. C. Kisacikoglu und L. M. Tolbert. Vehicle-to-Grid Reactive Power Operation Using Plug-In Electric Vehicle Bidirectional Offboard Charger. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 61(12):6778–6784, 2014.
- [152] A. Khodaei. Microgrid optimal scheduling with multi-period islanding constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, 29(3):1383–1392, 2014.
- [153] M. E. Khodayar, M. Barati und M. Shahidehpour. Integration of High Reliability Distribution System in Microgrid Operation. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4):1997–2006, 2012.
- [154] O. Kilkki, A. Alahäivälä und I. Seilonen. Optimized control of price-based demand response with electric storage space heating. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 11(1):281–288, 2015.
- [155] E.-M. Klotz, M. Koeppe, F. Peter, N. Thamling, M. Wunsch, I. Ziegenhagen, B. Eikmeier, M. Fette, K. Janßen, E. Jochem, F. Reitze, M. Schön, F. Toro und M. Gailfuß. Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung

- (Umsetzung der EU-Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht zum BMWI-Projekt I C 4 - 42/13, 2014.
- [156] S. Koch, M. Zima und G. Andersson. Potentials and applications of coordinated groups of thermal household appliances for power system control purposes. In *2009 IEEE PES/IAS Conference on Sustainable Alternative Energy (SAE)*, S. 1–8. 2009.
- [157] S. Kochanneck, J. Geis-Schroer, I. Mauser und H. Schmeck. Reference Scenarios for the Evaluation of the Traffic Light Concept in Low-voltage Power Systems. In *ETG-Fachberichte – ETG Congress 2017*, S. 330–335. 2017.
- [158] S. Kochanneck, C. Hirsch, I. Mauser, H. Schmeck und M. Schröder. Bottom-up simulation of suburban power grids. In *International ETG Congress 2015; Die Energiewende-Blueprints for the new energy age; Proceedings of*, S. 1–6. VDE, 2015.
- [159] S. Kochanneck, I. Mauser, B. Bohnet, S. Hubschneider, H. Schmeck, M. Braun und T. Leibfried. Establishing a hardware-in-the-loop research environment with a hybrid energy storage system. In *Innovative Smart Grid Technologies-Asia*, S. 497–503. IEEE, 2016.
- [160] S. Kochanneck, I. Mauser, B. Bohnet, S. Hubschneider, H. Schmeck, M. Braun und T. Leibfried. KIT Energy Smart Home Lab – Hardware-in-the-Loop Research Environment with Hybrid Energy Storage System. In *5th D-A-CH+ Energy Informatics Conference 2016 Managing Data and Complexity in Energy Systems in conjunction with ComForEn 2016 7th Symposium Communications for Energy Systems*, S. 30. IEEE, 2016.
- [161] S. Kochanneck, I. Mauser, K. Phipps und H. Schmeck. Hardware-in-the-Loop Co-simulation of a Smart Building in a Low-voltage Distribution Grid. In *Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), 2018 IEEE PES*, S. 1–6. IEEE, 2018.
- [162] S. Kochanneck, H. Schmeck, I. Mauser und B. Becker. Response of smart residential buildings with energy management systems to price

- deviations. In *Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT ASIA), 2015 IEEE*, S. 1–6. IEEE, 2015.
- [163] J. Kok, C. Warmer und I. Kamphuis. PowerMatcher: Multiagent Control in the Electricity Infrastructure. In *Proceedings of the Fourth International Joint Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems, AAMAS '05*, S. 75–82. ACM, 2005.
- [164] K. Kok, S. Karnouskos, D. Nestle, A. Dimeas, A. Weidlich, C. Warmer, P. Strauss, B. Buchholz, S. Drenkard, N. Hatziargyriou und V. Lioliou. Smart houses for a smart grid. In *CIREN 2009 – 20th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution – Part 1*, S. 1–4. 2009.
- [165] P. Konstantin. *Praxisbuch Energiewirtschaft*. Springer Berlin Heidelberg, 2013.
- [166] K. Korotkiewicz, M. Stötzel, M. Zdrallek, T. Braje und W. Friedrich. Grid Commander – Vernetzte, teilautarke Steuerung von Mittel- und Niederspannungsnetzen. online, abgerufen am 19.12.2016, 2016.
- [167] Kraftfahrt-Bundesamt. *Fahrzeugzulassungen (FZ) – Bestand an Kraftfahrzeugen nach Umwelt-Merkmalen FZ 13*. Technischer Bericht, Kraftfahrt-Bundesamt, 2016.
- [168] S. Kramer. Multikriterielle Optimierung einer Stadtvilla. Masterarbeit, voraussichtliche Einreichung in 2018 am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) , 2018.
- [169] P. Krasselt, S. Frank, M. R. Suriyah und T. Leibfried. High Power DC Chargers with Extended Negative-Sequence Current Control for Load Balancing in Low-Voltage Networks. In *Vehicle Power and Propulsion Conference (VPPC), 2015 IEEE*, S. 1–6. IEEE, 2015.
- [170] B. Kroposki, R. Lasseter, T. Ise, S. Morozumi, S. Papatlianassiou und N. Hatziargyriou. Making microgrids work. *IEEE Power and Energy Magazine*, 6(3), 2008.
- [171] W. Kruschel, J. P. d. Costa, B. Sahan, P. Zacharias, T. Bülo und B. Engel. Dezentrale Spannungsregelung in intelligenten

- Niederspannungsnetzen-Leistungselektronische Komponenten zur Erhöhung der Aufnahmekapazität für erneuerbare Erzeugungseinheiten. In *ETG-Fachbericht-Internationaler ETG-Kongress 2011*. VDE VERLAG GmbH, 2011.
- [172] H. J. Kunisch, K. G. Kramer und H. Dominik. Battery Energy Storage Another Option for Load-Frequency-Control and Instantaneous Reserve. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, EC-1(3):41–46, 1986.
- [173] H. Laaksonen, P. Saari und R. Komulainen. Voltage and frequency control of inverter based weak LV network microgrid. In *2005 International Conference on Future Power Systems*, S. 6–pp. IEEE, 2005.
- [174] Landesamt für Statistik Niedersachsen (LSN). *Zensus 2011 – Gebäude und Wohnungsbestand in Deutschland – Endgültige Ergebnisse*. Technischer Bericht, Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2015.
- [175] J. Langston, K. Schoder, M. Steurer, O. Faruque, J. Hauer, F. Bogdan, R. Bravo, B. Mather und F. Katiraei. Power hardware-in-the-loop testing of a 500 kW photovoltaic array inverter. In *IECON 2012–38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society*, S. 4797–4802. IEEE, 2012.
- [176] R. Lasseter. MicroGrids. In *Power Engineering Society Winter Meeting, 2002*. IEEE, Band 1, S. 305–308 Vol.1. 2002.
- [177] R. Lasseter und P. Paigi. Microgrid: a conceptual solution. *25th annual IEEE Power Electronics Specialists Conference (PESC)*, 6:4285–4290 Vol.6, 2004.
- [178] G. Lauss, F. Lehfuß, B. Bletterie, T. Strasser und R. Bründlinger. Examination of LV grid phenomena by means of PHIL testing. In *38th Annual Conference on IEEE Industrial Electronics Society (IECON)*, S. 4771–4776. IEEE, 2012.
- [179] N. Leemput, F. Geth, B. Claessens, J. V. Roy, R. Ponnette und J. Driesen. A case study of coordinated electric vehicle charging for

- peak shaving on a low voltage grid. In *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, S. 1–7. 2012.
- [180] S. Lehnhoff, O. Nannen, S. Rohjans, F. Schlogl, S. Dalhues, L. Robitzky, U. Hager und C. Rehtanz. Exchangeability of power flow simulators in smart grid co-simulations with mosaik. In *Modeling and Simulation of Cyber-Physical Energy Systems (MSCPES), 2015 Workshop on*, S. 1–6. IEEE, 2015.
- [181] N. Lidula und A. Rajapakse. Microgrids research: A review of experimental microgrids and test systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1):186 – 202, 2011.
- [182] S. Lindner. *Räumliche Diffusion von Photovoltaik-Anlagen in Baden-Württemberg*. Institut für Geographie und Geologie der Universität Würzburg, 2013.
- [183] M. Lödl, G. Kerber, R. Witzmann, C. Hoffmann und M. Metzger. Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland. In *11. Symposium Energieinnovation*. 2010.
- [184] T. Logenthiran, D. Srinivasan, A. M. Khambadkone und H. N. Aung. Multiagent System for Real-Time Operation of a Microgrid in Real-Time Digital Simulator. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(2):925–933, 2012.
- [185] P. Lopes, R. Almeida und F. Soares. Using vehicle-to-grid to maximize the integration of intermittent renewable energy resources in islanded electric grids. In *International Conference on Clean Electrical Power*, S. 290–295. IEEE, 2009.
- [186] M. Lössch, D. Hufnagel, S. Steuer, T. Faßnacht und H. Schmeck. Demand side management in smart buildings by intelligent scheduling of heat pumps. In *Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), 2014 IEEE International Conference on*, S. 1–6. 2014.
- [187] N. Lu. An Evaluation of the HVAC Load Potential for Providing Load Balancing Service. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(3):1263–1270, 2012.

- [188] J. Lunze. *Regelungstechnik 1: Systemtheoretische Grundlagen, Analyse und Entwurf einschleifiger Regelungen*. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 8. Auflage, 2010.
- [189] R. Luthander, J. Widén, D. Nilsson und J. Palm. Photovoltaic self-consumption in buildings: A review. *Applied Energy*, 142:80–94, 2015.
- [190] H. Maass, H. K. Cakmak, W. Suess, A. Quinte, W. Jakob, K. U. Stucky und U. G. Kuehnappel. First Evaluation Results Using the New Electrical Data Recorder for Power Grid Analysis. *IEEE Transactions on Instrumentation and Measurement*, 62(9):2384–2390, 2013.
- [191] S. Maier. Integration eines Gebäudekühlsystems mit Phasenwechselmaterial in ein Gebäudeenergiemanagementsystem. Diplomarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017.
- [192] S. Maier. Modellierung und Integration eines Kühlschranks in ein Gebäudeenergiemanagementsystem. Studienarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017.
- [193] C. Marnay, S. Chatzivasileiadis, C. Abbey, R. Iravani, G. Joos, P. Lombardi, P. Mancarella und J. von Appen. Microgrid Evolution Roadmap. In *International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*, S. 139–144. 2015.
- [194] J. R. Martí, H. Ahmadi und L. Bashualdo. Linear power-flow formulation based on a voltage-dependent load model. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(3):1682–1690, 2013.
- [195] M. März. Optimierung der Betriebsstrategie einer Batterie in einem Energiemanagementsystem. Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015.
- [196] M. März. Quartiere als virtuelle Kraftwerke im Kontext einer Netzampel. Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2018.
- [197] M. Marzband, A. Sumper, J. L. Domínguez-García und R. Gumara-Ferret. Experimental validation of a real time energy management

- system for microgrids in islanded mode using a local day-ahead electricity market and MINLP. *Energy Conversion and Management*, 76:314–322, 2013.
- [198] E. Mashhour und S. M. Moghaddas-Tafreshi. Bidding strategy of virtual power plant for participating in energy and spinning reserve markets—Part I: Problem formulation. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(2):949–956, 2011.
- [199] I. Mauser. Multi-modal Building Energy Management. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017.
- [200] I. Mauser. Organic Smart Home (OSH) version 4.0. online, abgerufen am 15.07.2018, 2017.
- [201] I. Mauser, C. Hirsch, S. Kochannek und H. Schmeck. Organic architecture for energy management and smart grids. In *2015 IEEE International Conference on Autonomic Computing (ICAC)*, S. 101–108. IEEE, 2015.
- [202] I. Mauser, J. Müller, F. Allerdig und H. Schmeck. Adaptive building energy management with multiple commodities and flexible evolutionary optimization. *Renewable Energy*, 87, Part 2:911–921, 2016. Optimization Methods in Renewable Energy Systems Design.
- [203] I. Mauser und H. Schmeck. Tarife zur Flexibilisierung des Stromverbrauchs in Haushalten mit Energiemanagementsystemen. In *VDE-Kongress 2014*, S. 1–6. VDE VERLAG GmbH, 2014.
- [204] C. Mayer und C. Dänekas. Smart Grids – die Bedeutung der Informatik für die zukünftige Energieversorgung. *Informatik-Spektrum*, 36(1):78–89, 2013.
- [205] P. McDaniel und S. McLaughlin. Security and Privacy Challenges in the Smart Grid. *IEEE Security Privacy*, 7(3):75–77, 2009.
- [206] P. Mercier, R. Cherkaoui und A. Oudalov. Optimizing a Battery Energy Storage System for Frequency Control Application in an Isolated Power System. *IEEE Transactions on Power Systems*, 24(3):1469–1477, 2009.

- [207] M. Metzger, J. Bamberger, R. Köberle und E.-P. Meyer. Herausforderungen und Lösungskonzepte für Verteilnetze im ländlichen Raum. In *ETG-Fachbericht-Internationaler ETG-Kongress 2011*, S. 1–6. VDE VERLAG GmbH, 2011.
- [208] B. Meyer, H. Mueller, R. Koeberle, M. Fiedeldey, C. Hoffman und J. Bamberger. Impact of large share of renewable generation on investment costs at the example of AÜW distribution network. In *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, S. 1–4. IET, 2013.
- [209] N. Meyer, M. Koch und S. Risch. *Praxis-Leitfaden für unterstützende Maßnahmen von Stromnetzbetreibern*. Technischer Bericht, BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 2012.
- [210] M. Mohrmann, C. Reese, L. Hofmann und J. Schmiesing. Untersuchung von Niederspannungsverteilstellen anhand von synthetischen Netzstrukturen. In *VDE-Kongress 2012*, S. 1–6. VDE VERLAG GmbH, 2012.
- [211] A. H. Mohsenian-Rad und A. Leon-Garcia. Optimal Residential Load Control With Price Prediction in Real-Time Electricity Pricing Environments. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(2):120–133, 2010.
- [212] A. Molina-Garcia, F. Bouffard und D. S. Kirschen. Decentralized Demand-Side Contribution to Primary Frequency Control. *IEEE Transactions on Power Systems*, 26(1):411–419, 2011.
- [213] C. Molitor, S. Gross, J. Zeitz und A. Monti. MES-COS—A multienergy system cosimulator for city district energy systems. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 10(4):2247–2256, 2014.
- [214] D. C. Montgomery. *Design and analysis of experiments*. John Wiley & Sons, 2017.
- [215] D. Müller, A. Monti, S. Stinner, T. Schlösser, T. Schütz, P. Matthes, H. Wolisz, C. Molitor, H. Harb und R. Streblov. Demand side management for city districts. *Building and Environment*, 91:283–293, 2015.

- [216] J. Müller, M. Ahrens, I. Mauser und H. Schmeck. Achieving Optimized Decisions on Battery Operating Strategies in Smart Buildings. In *International Conference on the Applications of Evolutionary Computation*, S. 205–221. Springer, 2018.
- [217] K. J. Müller. Verordnete Sicherheit – das Schutzprofil für das Smart Metering Gateway. *Datenschutz und Datensicherheit - DuD*, 35(8):547–551, 2011.
- [218] C. Müller-Schloer, H. Schmeck und T. Ungerer. *Organic computing—A paradigm shift for complex systems*. Springer Science & Business Media, 2011.
- [219] N. Neusel-Lange. *Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze: Neue Energie aus Wuppertal*. Dissertation, Bergischen Universität Wuppertal, 2013.
- [220] D. Oeding und B. R. Oswald. *Elektrische Kraftwerke und Netze*, Band 8. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2016.
- [221] Office of the National Coordinator for Smart Grid Interoperability. *NIST Framework and Roadmap for Smart Grid Interoperability Standards, Release 1.0*. Technischer Bericht, National Institute of Standards and Technology (NIST), 2010.
- [222] D. E. Olivares, A. Mehrizi-Sani, A. H. Etemadi, C. A. Cañizares, R. Iravani, M. Kazerani, A. H. Hajimiragha, O. Gomis-Bellmunt, M. Saeedifard, R. Palma-Behnke, G. A. Jiménez-Estévez und N. D. Hatziargyriou. Trends in Microgrid Control. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(4):1905–1919, 2014.
- [223] J. V. Paatero und P. D. Lund. A model for generating household electricity load profiles. *International Journal of Energy Research*, 30(5):273–290, 2006.
- [224] N. P. Padhy. Unit commitment—a bibliographical survey. *IEEE Transactions on Power Systems*, 19(2):1196–1205, 2004.
- [225] A.-G. Paetz, B. Becker, W. Fichtner und H. Schmeck. Shifting electricity demand with smart home technologies—an experimental study

- on user acceptance. In *30th United States Association for Energy Economics (USAEE/IAEE) North American conference*, Band 19, S. 1–19. 2011.
- [226] P. Palensky und D. Dietrich. Demand Side Management: Demand Response, Intelligent Energy Systems, and Smart Loads. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, 7(3):381–388, 2011.
- [227] P. Palensky, A. van der Meer, C. Lopez, A. Joseph und K. Pan. Applied Cosimulation of Intelligent Power Systems: Implementing Hybrid Simulators for Complex Power Systems. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 11(2):6–21, 2017.
- [228] P. Palensky, A. A. Van der Meer, C. D. Lopez, A. Joseph und K. Pan. Cosimulation of intelligent power systems: Fundamentals, software architecture, numerics, and coupling. *IEEE Industrial Electronics Magazine*, 11(1):34–50, 2017.
- [229] P. Palensky, E. Widl, M. Stifter und A. Elsheikh. Modeling Intelligent Energy Systems: Co-Simulation Platform for Validating Flexible-Demand EV Charging Management. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(4):1939–1947, 2013.
- [230] R. Palma-Behnke, C. Benavides, F. Lanas, B. Severino, L. Reyes, J. Llanos und D. Sáez. A Microgrid Energy Management System Based on the Rolling Horizon Strategy. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 4(2):996–1006, 2013.
- [231] B. Palmintier, B. Lundstrom, S. Chakraborty, T. Williams, K. Schneider und D. Chassin. A Power Hardware-in-the-Loop Platform with Remote Distribution Circuit Cosimulation. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 62(4):2236–2245, 2015.
- [232] S. Papathanassiou, N. Hatziargyriou und K. Strunz. A Benchmark Low Voltage Microgrid. In *Proceedings of the CIGRE Symposium: Power Systems with Dispersed Generation*, S. 1–8. 2005.
- [233] H. Partsch. *Requirements-Engineering systematisch: Modellbildung für softwaregestützte Systeme*. Springer-Verlag, 2010.

- [234] S. Paul und R. Paul. *Grundlagen der Elektrotechnik und Elektronik 1 – Gleichstromnetzwerke und ihre Anwendungen*. 5. Auflage, 2014.
- [235] M. A. Pedrasa und T. Spooner. A Survey of Techniques used to Control Microgrid Generation and Storage during Island Operation. In *Proceedings of the 2006 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC'06)*, S. 1–6. 2006.
- [236] M. A. A. Pedrasa, T. D. Spooner und I. F. MacGill. Coordinated Scheduling of Residential Distributed Energy Resources to Optimize Smart Home Energy Services. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 1(2):134–143, 2010.
- [237] M. Peik-Herfeh, H. Seifi und M. Sheikh-El-Eslami. Decision Making of a Virtual Power Plant under Uncertainties for Bidding in a Day-Ahead Market using Point Estimate Method. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 44(1):88–98, 2013.
- [238] M. Peitz, M. Poppen, A. Schnettler, A. Hinz und A. Kurz. Untersuchung der Anwendbarkeit thermischer Modelle für ölgefüllte Verteilungstransformatoren. In *ETG-Fachbericht 134: Diagnostik elektrischer Betriebsmittel 2012*. VDE, 2012.
- [239] G. Pepermans, J. Driesen, D. Haeseldonckx, R. Belmans und W. D’Haeseleer. Distributed Generation: Definition, Benefits and Issues. *Energy Policy*, 33(6):787 – 798, 2005.
- [240] J. Persky. Retrospectives: The Ethology of Homo Economicus. *The Journal of Economic Perspectives*, 9(2):221–231, 1995.
- [241] R. Pflaum und T. Egeler. *Smartes System für die Energiewende – der Übertragungsnetzbetreiber in der digitalen Zukunft*, S. 149–179. Springer Fachmedien Wiesbaden, 2017.
- [242] A. G. Phadke, J. S. Thorp und M. G. Adamiak. A New Measurement Technique for Tracking Voltage Phasors, Local System Frequency, and Rate of Change of Frequency. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-102(5):1025–1038, 1983.

- [243] K. Phipps. Hardware-in-the-Loop Simulation of a Smart Building in a Multiple Building Simulation. Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017.
- [244] M. Pipattanasomporn, H. Feroze und S. Rahman. Multi-agent systems in a distributed smart grid: Design and implementation. In *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE '09)*, S. 1–8. 2009.
- [245] M. Pipattanasomporn, M. Kuzlu und S. Rahman. An Algorithm for Intelligent Home Energy Management and Demand Response Analysis. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4):2166–2173, 2012.
- [246] A. Probst. *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*. Dissertation, Universität Stuttgart, 2015.
- [247] H. Prothmann. *Organic Traffic Control*. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2011.
- [248] D. Pudjianto, C. Ramsay und G. Strbac. Virtual power plant and system integration of distributed energy resources. *IET Renewable Power Generation*, 1(1):10–16, 2007.
- [249] V. Quaschnig, J. Weniger und T. Tjarden. Chancen des photovoltaischen Eigenverbrauchs für die Energiewende in Deutschland. In *29. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. 2014.
- [250] S. D. Ramchurn, P. Vytelingum, A. Rogers und N. Jennings. Agent-based Control for Decentralised Demand Side Management in the Smart Grid. In *The 10th International Conference on Autonomous Agents and Multiagent Systems – Volume 1 (AAMAS '11)*, S. 5–12. Richland, SC, 2011.
- [251] Y. G. Rebours, D. S. Kirschen, M. Trotignon und S. Rossignol. A Survey of Frequency and Voltage Control Ancillary Services: Part I: Technical Features. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(1):350–357, 2007.
- [252] U. Reiner, T. Leibfried, F. Allering und H. Schmeck. Potenzial rückspeisefähiger Elektrofahrzeuge und steuerbarer Verbraucher im

- Verteilnetz unter Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems. In *ETG-Fachbericht-Internationaler ETG-Kongress 2009*. VDE VERLAG GmbH, 2009.
- [253] W. Ren, M. Steurer und T. L. Baldwin. Improve the Stability and the Accuracy of Power Hardware-in-the-Loop Simulation by Selecting Appropriate Interface Algorithms. *IEEE Transactions on Industry Applications*, 44(4):1286–1294, 2008.
- [254] P. Richardson, D. Flynn und A. Keane. Optimal Charging of Electric Vehicles in Low-Voltage Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 27(1):268–279, 2012.
- [255] J. Richter und D. Lindenberger. *Potenziale der Elektromobilität bis 2050 – Eine szenarienbasierte Analyse der Wirtschaftlichkeit, Umweltauswirkungen und Systemintegration*. Technischer Bericht, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), 2010.
- [256] U. M. Richter. *Controlled self-organisation using learning classifier systems*. Dissertation, Universität Karlsruhe (TH), Karlsruhe, 2009.
- [257] V. Ricquebourg, D. Menga, D. Durand, B. Marhic, L. Delahoche und C. Loge. The Smart Home Concept: Our Immediate Future. In *2006 1st IEEE International Conference on E-Learning in Industrial Electronics*, S. 23–28. 2006.
- [258] F. Rigoll, C. Hirsch, S. Kochanneck, H. Schmeck und I. Mauser. A privacy-aware architecture for energy management systems in smart grids. In *IEEE 11th International Conference on and Autonomic and Trusted Computing*, S. 449–455. IEEE, 2014.
- [259] J. Ringelstein. *Betrieb eines übergeordneten dezentral entscheidenden Energiemanagements im elektrischen Verteilnetz*. Dissertation, Universität Kassel, 2010.
- [260] F. Rios. Stigmergy-based load scheduling in a demand side management context. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2016.

- [261] G. Ritzer und N. Jurgenson. Production, Consumption, Prosumption: The Nature of Capitalism in the Age of the Digital Prosumer. *Journal of Consumer Culture*, 10(1):13–36, 2010.
- [262] J. Rivera, J. Leimhofer und H.-A. Jacobsen. OpenGridMap: towards automatic power grid simulation model generation from crowdsourced data. *Computer Science - Research and Development*, 32(1):13–23, 2017.
- [263] S. Robinson. *Simulation: the practice of model development and use*. Palgrave Macmillan, 2014.
- [264] R. J. Robles und T.-H. Kim. Applications, Systems and Methods in Smart Home Technology: a review. 2010.
- [265] S. Rohjans, S. Lehnhoff, S. Schütte, S. Scherfke und S. Hussain. mosaik – A Modular Platform for the Evaluation of agent-based Smart Grid Control. In *IEEE PES ISGT Europe 2013*, S. 1–5. 2013.
- [266] M. Ruppert, M. Hayn, V. Bertsch und W. Fichtner. Impact of residential electricity tariffs with variable energy prices on low voltage grids with photovoltaic generation. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 79:161 – 171, 2016.
- [267] H. Sæle und O. S. Grande. Demand response from household customers: Experiences from a pilot study in Norway. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 2(1):102–109, 2011.
- [268] S. Schall und L. Glotzbach. Netzzustände als Steuerungsindikator des Marktmechanismus einer Handelsplattform für Energieflexibilität. In *14. Symposium Energieinnovation*. 2016.
- [269] F. Schloegl, M. Buescher, K. Diwold, S. Lehnhoff, L. Fischer, F. Zeilinger und T. Gawron-Deutsch. Performance testing Smart Grid applications using a distributed co-simulation approach. In *42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society (IECON)*, S. 6305–6310. 2016.
- [270] F. Schloegl, S. Rohjans, S. Lehnhoff, J. Velasquez, C. Steinbrink und P. Palensky. Towards a classification scheme for co-simulation

- approaches in energy systems. In *2015 International Symposium on Smart Electric Distribution Systems and Technologies (EDST)*, S. 516–521. 2015.
- [271] G. Schlömer, C. Reese und L. Hofmann. Methode zur automatisierten Bewertung des zukünftigen Ausbaubedarfs in der Niederspannungsebene unter Berücksichtigung verschiedener technischer Konzepte. In *13. Symposium Energieinnovation*. 2014.
- [272] T. Schlösser, S. Stinner, A. Monti und D. Müller. Analyzing the impact of home energy systems on the electrical grid. In *2014 Power Systems Computation Conference*, S. 1–7. 2014.
- [273] H. Schmeck. Organic computing – a new vision for distributed embedded systems. In *Eighth IEEE International Symposium on Object-Oriented Real-Time Distributed Computing (ISORC'05)*, S. 201–203. 2005.
- [274] H. Schmeck, C. Müller-Schloer, E. Çakar, M. Mnif und U. Richter. Adaptivity and self-organization in organic computing systems. *ACM Transactions on Autonomous and Adaptive Systems (TAAS)*, 5(3):10–32, 2010.
- [275] R. Schnieder, E.-A. Wehrmann und H.-P. Beck. Einsatzmöglichkeiten regelbarer Ortsnetztransformatoren zur Spannungshaltung und Netzverlustreduzierung in Niederspannungsverteilstnetzen. In *Tagungsband zur Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern (NEIS 2015)*, S. 64–69. Springer Vieweg, 2015.
- [276] S. Schütte, S. Scherfke und M. Tröschel. mosaik: A framework for modular simulation of active components in Smart Grids. In *IEEE First International Workshop on Smart Grid Modeling and Simulation (SGMS)*, S. 55–60. IEEE, 2011.
- [277] A. J. Schwab. *Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*. Springer-Verlag, 2017.
- [278] H. Seebach, F. Ortmeier und W. Reif. Design and construction of organic computing systems. In *2007 IEEE Congress on Evolutionary Computation (CEC)*, S. 4215–4221. 2007.

- [279] D. Setlhaolo, X. Xia und J. Zhang. Optimal scheduling of household appliances for demand response. *Electric Power Systems Research*, 116:24–28, 2014.
- [280] J. Short, D. Infield und L. Freris. Stabilization of Grid Frequency Through Dynamic Demand Control. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 22(3):1284–1293, 2007.
- [281] R. Stamminger, G. Broil, C. Pakula, H. Jungbecker, M. Braun, I. Rüdener und C. Wendker. *Synergy Potential of Smart Domestic Appliances in Renewable Energy Systems*. Technischer Bericht, Universität Bonn, 2008.
- [282] Statistisches Bundesamt. Ausstattung privater Haushalte mit elektrischen Haushalts- und sonstigen Geräten – Deutschland. online, abgerufen am 18.04.2017, 2013.
- [283] Statistisches Bundesamt. Wirtschaftsrechnungen – Laufende Wirtschaftsrechnungen – Ausstattung privater Haushalte mit ausgewählten Verbrauchsgütern, 2014. Online, abgerufen am 05.03.2017.
- [284] Statistisches Bundesamt. Bevölkerung – Haushalte nach Haushaltsgrößen. online, abgerufen am 15.02.2017, 2015.
- [285] P. Steffens, S. Harnisch, H. Thies, M. Zdrallek, L. Martin, C. Boese, T. Noske und J. Hache. Cost Optimized Planning and Operation of Rural Distribution Grids. In *Proceedings of the International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age*, S. 1–8. 2015.
- [286] G. Stettinger, J. Zehetner, M. Benedikt und N. Thek. *Extending co-simulation to the real-time domain*. Technischer Bericht, Society of Automotive Engineers (SAE) Technical Paper, 2013.
- [287] T. Stetz und M. Braun. Dezentrale Verfahren zur Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen – Eine Fallstudie. *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik*, 128(4):105–109, 2011.

- [288] T. Stetz, F. Marten und M. Braun. Improved Low Voltage Grid-Integration of Photovoltaic Systems in Germany. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(2):534–542, 2013.
- [289] M. Stifter, E. Widl, F. Andren, A. Elsheikh, T. Strasser und P. Palensky. Co-simulation of components, controls and power systems based on open source software. In *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, S. 1–5. IEEE, 2013.
- [290] P. Stroehle, S. Becher, S. Lamparter, A. Schuller und C. Weinhardt. The impact of charging strategies for electric vehicles on power distribution networks. In *2011 8th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, S. 51–56. 2011.
- [291] X. Su, M. A. S. Masoum und P. J. Wolfs. Optimal PV Inverter Reactive Power Control and Real Power Curtailment to Improve Performance of Unbalanced Four-Wire LV Distribution Networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 5(3):967–977, 2014.
- [292] B. Sun, P. B. Luh, Q. S. Jia, Z. Jiang, F. Wang und C. Song. Building Energy Management: Integrated Control of Active and Passive Heating, Cooling, Lighting, Shading, and Ventilation Systems. *IEEE Transactions on Automation Science and Engineering*, 10(3):588–602, 2013.
- [293] J. Tant, F. Geth, D. Six, P. Tant und J. Driesen. Multiobjective Battery Storage to Improve PV Integration in Residential Distribution Grids. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 4(1):182–191, 2013.
- [294] S. Tenbohlen, M. Brunner, M. Schmidt und T. Henzler. Be- und Entlastung elektrischer Verteilnetze durch Wärmepumpen bei der Wärmeerzeugung in Wohngebäuden. Technischer Bericht, 2015.
- [295] M. C. Thoma. *Optimierte Betriebsführung von Niederspannungsnetzen mit einem hohen Anteil an dezentraler Erzeugung*. Dissertation, Eidgenössische Technische Hochschule ETH Zürich, 2007.
- [296] M. Thomson und D. Infield. Impact of widespread photovoltaics generation on distribution systems. *IET Renewable Power Generation*, 1:33–40(7), 2007.

- [297] R. Tonkoski, L. A. C. Lopes und T. H. M. El-Fouly. Coordinated Active Power Curtailment of Grid Connected PV Inverters for Overvoltage Prevention. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 2(2):139–147, 2011.
- [298] R. Tonkoski, D. Turcotte und T. H. M. EL-Fouly. Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(3):518–527, 2012.
- [299] K. M. Tsui und S. C. Chan. Demand Response Optimization for Smart Home Scheduling Under Real-Time Pricing. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 3(4):1812–1821, 2012.
- [300] M. Uhrig. *Aspekte zur Integration stationärer und mobiler Batteriespeicher in die Verteilnetze*. Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017.
- [301] United States Congress. Energy Independence and Security Act of 2007. Pub. L. No. 110-140, 121 Stat. 1492, 2007.
- [302] USEF Foundation. USEF: The Framework Specifications 2015, 2015.
- [303] V. Velvelidis, R. Hollinger und C. Wittwer. Hardware-in-the-Loop Testing of Control Strategies for Distributed Generation in the Smart Grid. *Energy Technology*, 2(1):100–106, 2014.
- [304] B. Verhoeven. *Utility aspects of grid connected photovoltaic power systems*. International Energy Agency, 1998.
- [305] K. Volk, C. Lakenbrink, C. Kurka und L. Rupp. Grid-Control-An Overall Concept for the Distribution Grid of the "Energiewende". In *International ETG Congress 2017; Proceedings of*, S. 1–6. VDE, 2017.
- [306] K. Volk, L. Rupp und M. Konermann. grid-control – Optimiertes Engpassmanagement durch dynamischen-quotenbasierten Netzampelansatz. In *Tagungsband Otti-Konferenz Zukünftige Stromnetze*. 2017.
- [307] J. von Appen, M. Braun, T. Stetz, K. Diwold und D. Geibel. Time in the Sun: The Challenge of High PV Penetration in the German Electric Grid. *IEEE Power and Energy Magazine*, 11(2):55–64, 2013.

- [308] J. von Appen, T. Stetz, M. Braun und A. Schmiegel. Local Voltage Control Strategies for PV Storage Systems in Distribution Grids. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 5(2):1002–1009, 2014.
- [309] Z. Wang und S. Wang. Grid Power Peak Shaving and Valley Filling Using Vehicle-to-Grid Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 28(3):1822–1829, 2013.
- [310] M. Weiser. Hot topics—ubiquitous computing. *Computer*, 26(10):71–72, 1993.
- [311] J. Weniger, J. Bergner, T. Tjaden, J. Kretzer, F. Schnorr und V. Quaschnig. Einfluss verschiedener Betriebsstrategien auf die Netzeinspeisung räumlich verteilter PV-Speichersysteme. In *Symposium Photovoltaische Solarenergie*. 2015.
- [312] J. Weniger und V. Quaschnig. Begrenzung der Einspeiseleistung von netzgekoppelten Photovoltaiksystemen mit Batteriespeichern. In *28. Symposium Photovoltaische Solarenergie*. 2013.
- [313] D. Westermann und M. Kratz. A Real-Time Development Platform for the Next Generation of Power System Control Functions. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 57(4):1159–1166, 2010.
- [314] S. Widergren, K. Subbarao, D. Chassin, J. Fuller und R. Pratt. Residential real-time price response simulation. In *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, S. 1–5. 2011.
- [315] J. Widén. Improved photovoltaic self-consumption with appliance scheduling in 200 single-family buildings. *Applied Energy*, 126:199–212, 2014.
- [316] H. Wirth und K. Schneider. Recent facts about photovoltaics in Germany. Report, 2015.
- [317] M. Wooldridge. Agent-based software engineering. In *Software Engineering. IEE Proceedings*, Band 144, S. 26–37. IET, 1997.
- [318] Working Group on a Common Format for Exchange of Solved Load Flow Data. Common Format For Exchange of Solved Load Flow Data.

- IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-92(6):1916–1925, 1973.
- [319] X. Wu, S. Lentijo, A. Deshmukh, A. Monti und F. Ponci. Design and implementation of a power-hardware-in-the-loop interface: a nonlinear load case study. In *Twentieth Annual IEEE Applied Power Electronics Conference and Exposition, 2005 (APEC 2005)*, Band 2, S. 1332–1338 Vol. 2. 2005.
- [320] Z. Xu, J. Ostergaard und M. Tøgeby. Demand as frequency controlled reserve. *IEEE Transactions on power systems*, 26(3):1062–1071, 2011.
- [321] S. Ying. *Auswirkungen auf die Niederspannungsnetze bei hoher Penetration von innerstädtischen Photovoltaikanlagen und Elektrofahrzeugen*. Dissertation, Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus, 2011.
- [322] C. Yuen, A. Oudalov und A. Timbus. The Provision of Frequency Control Reserves From Multiple Microgrids. *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, 58(1):173–183, 2011.
- [323] B. P. Zeigler, H. Praehofer und T. G. Kim. *Theory of modeling and simulation: integrating discrete event and continuous complex dynamic systems*. Academic Press, 2000.
- [324] W. Zhang, J. Lian, C. Y. Chang und K. Kalsi. Aggregated Modeling and Control of Air Conditioning Loads for Demand Response. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(4):4655–4664, 2013.
- [325] H.-X. Zhao und F. Magoulès. A review on the prediction of building energy consumption. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(6):3586–3592, 2012.
- [326] B. Zhou, W. Li, K. W. Chan, Y. Cao, Y. Kuang, X. Liu und X. Wang. Smart home energy management systems: Concept, configurations, and scheduling strategies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 61:30 – 40, 2016.