

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

STROMNETZE

Forschungsinitiative der Bundesregierung

Gemeinsamer Abschlussbericht

zum Verbundvorhaben

grid-control – Advanced Decentral Grid Control

Juli 2015 – Dezember 2018



Zuwendungsempfänger	Förderkennzeichen	Autoren
Netze BW GmbH Verbundkoordination	03ET7539A	Katharina Volk, Christian Lakenbrink, Linda Rupp
Landis+Gyr GmbH	03ET7539B	Joe Imfeld
Fichtner IT Consulting GmbH	03ET7539C	Peter Stolle, Dr. Daniel Zech
Seven2one Informationssysteme GmbH	03ET7539D	Florian Wellmann
ads-tec GmbH	03ET7539E	Steffen Pfendtner
Karlsruher Institut für Technologie (KIT)	03ET7539F	Dr. Sebastian Kochanek
FZI Forschungszentrum Informatik	03ET7539G	Kevin Förderer
Universität Stuttgart	03ET7539H	Dr. Pascal Wiest, Daniel Groß, Simon Eberlein, Daniel Contreras
PREdistribuce, a.s.	assoziiertes Partner	Dr. Tobias Mirbach, Jakub Vancura

Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Berichtsdatum: 19.06.2019



Kurzfassung

Durch die Abschaltung von konventionellen Kraftwerken in den Übertragungsnetzen verlagern sich die Erzeugungskapazitäten nach und nach in die Verteilnetze. Hinzu kommen neue dezentrale Anlagen wie beispielsweise Ladepunkte für Elektromobilität und Speicher. In der Folge kommt es zu einer erhöhten Belastung von Netzbetriebsmitteln im Verteilnetz und einer zeitweisen Umkehr des Lastflusses. Gleichzeitig wird eine zunehmende marktorientierte Steuerung von flexiblen Verbrauchern, Speichern und Erzeugungsanlagen erwartet. Diese Entwicklungen machen es für den Verteilnetzbetreiber zunehmend komplexer das Netz innerhalb seiner technischen Grenzen zu betreiben. Somit gewinnt die Möglichkeit des steuernden Eingriffs durch den Netzbetreiber und eine Interaktion mit anderen Akteuren an Bedeutung.

Vor diesem Hintergrund hat sich das Forschungsvorhaben „grid-control: Advanced Decentral Grid Control“ (grid-control) die Entwicklung, Integration und Erprobung von Konzepten und Systemlösungen in einem übergreifenden Gesamtlösungsansatz für zukünftige Verteilnetze zur Aufgabe gesetzt. Im Mittelpunkt steht dabei das Zusammenspiel von Verteilnetz, Markt sowie lokaler Stromerzeugung, Speichern und Verbrauchern. Wesentlicher Bestandteil des verfolgten Gesamtlösungsansatzes ist eine quotenbasierte Umsetzung des Netzaampelkonzepts. Das Forschungsvorhaben grid-control startete im Juli 2015 und wurde im Dezember 2018 erfolgreich beendet. Dem Projektkonsortium wurde dabei insgesamt eine Fördersumme von rund 4,8 Mio. EUR vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie bewilligt.

Der entwickelte Gesamtlösungsansatz adressiert die folgenden Themenfelder: Stützung vorgelagerter Netze (Lastflussregelung am Referenzknoten), Netzzustandsüberwachung und Eingriffe des Netzbetreibers (Kapazitätsmanagement), koordinierte Spannungshaltung, Lastflussprognosen und proaktives Engpassmanagement, probabilistische Netzplanung sowie Momentanreserve und Kurzschlussleistung.

Zur Umsetzung bzw. zur Erprobung der Konzepte wurden entsprechend den genannten Themenfeldern unterschiedliche Systemlösungen entwickelt. Dazu zählt u.a. das Regionale Energie Management System (REMS – Netzzustandsüberwachung, Kapazitätsmanagement, Lastflussregelung), das Grid Load Management System (GLMS – Lastflussprognose, Engpass- und Quotenbestimmung), das Flexibilitäts Management System (FMS), ein Gebäude Energie Management System (GEMS) und ein Hybrides Elektrisches Speichersystem (HESS).

Die Erprobung der entwickelten Konzepte und Systemlösungen erfolgte im Rahmen eines Feldtests in der Gemeinde Freiamt (südlicher Schwarzwald) und eines Labortests am Karlsruher Institut für Technologie (KIT). Im Rahmen des Labortests wurde in einer aufgebauten Power Hardware-in-the-Loop-Umgebung prototypische Hardware evaluiert. Das Feldtestgebiet umfasst das Gebiet eines Mittelspannungsstrangs. Im Mittelspannungs- und Niederspannungsnetz sowie bei ausgewählten Kundenanlagen wurde entsprechende Mess- und Steuerungs- als auch Kommunikationstechnik installiert. Darüber hinaus wurden vier Batteriespeicher und eine Ladesäule in Betrieb genommen. Die wesentlichen Ergebnisse sind nachfolgend zusammengefasst:

Kapazitätsmanagement/ Lastflussregelung am Referenzknoten/ Koordinierte Spannungshaltung	> Eine Überwachung des Netzgebietes und Umsetzung adäquater Regulationsmaßnahmen sowie gezielte Beeinflussung des Lastflusses an einem vordefinierten Netzknoten wurde erfolgreich umgesetzt.
	> Die entwickelten Systeme erlauben die Umsetzung einer koordinierten Spannungshaltung im Niederspannungsnetz.
Lastflussprognose/ Proaktives Engpassmanagement	> Die Wirksamkeit und Funktionalität eines quotenbasierten Netzaampelkonzepts wurde erfolgreich nachgewiesen und demonstriert.
	> Durch das Zusammenspiel von GEMS, FMS und GLMS konnten Flexibilitätspotentiale von Endverbrauchern/Speichern ermittelt, bereitgestellt und zur Behebung von Engpässen erfolgreich eingesetzt werden.
Zustandsschätzung	> Die entwickelte Methode der Zustandsschätzung ermöglicht die Überwachung von Verteilnetzen bei einem Minimalmaß an Sensorik.
Probabilistische Netzplanung	> Die entwickelte Methode der probabilistischen Netzplanung in Verteilnetzen erlaubt die planerische Bewertung als auch die planerische Berücksichtigung des quotenbasierten Netzaampelkonzepts.
Momentanreserve und Kurzschlussleistung	> Ein HESS, einschließlich der erforderlichen Evaluationsumgebung zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und netzdienlichen Maßnahmen, wurde erfolgreich aufgebaut und evaluiert.

Labor- und Feldtest demonstrieren und belegen die Wirksamkeit und Funktionalität der entwickelten Konzepte und Technologien. Insbesondere ermöglicht der verfolgte Ansatz einer quotenbasierten Umsetzung des Netzaampelkonzepts eine weitere Integration erneuerbarer Energien und die marktorientierte Steuerung von Verbrauchern unter Vermeidung von Überlastungen im Netz.

Die Gesamtsystembetrachtung führt dabei durch die funktionsübergreifende Nutzung der rollengerechten Systemlösungen zu technischen Synergieeffekten. Dies ermöglicht eine effiziente Nutzung der Verteilnetze sowie der vorhandenen Flexibilitäten bei gleichzeitiger Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit und unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit.

Eine Umsetzung der technischen Konzepte aus grid-control erfordert jedoch eine hohe technische Aufrüstung des Verteilnetzes mit Mess-, Steuerungs- und Kommunikationstechnik sowie eine ausreichende Robustheit der Algorithmen der Systemlösungen beispielsweise gegenüber unerwarteten Regelverhalten von Anlagen. Eine Übertragbarkeit der Lösungsansätze auf andere Netzgebiete und -strukturen ist möglich und wurde am Beispiel der tschechischen Hauptstadt Prag untersucht und bewertet.

In Hinblick auf eine mögliche Umsetzung der verfolgten Lösungsansätze im Regelbetrieb sind diese bezüglich Ihrer Praxistauglichkeit und Anwendungsreife weiterzuentwickeln und weiterführend zu untersuchen. Ein weiterer offener Punkt, der jedoch nicht Bestandteil des Projekts war, ist die Untersuchung der Akzeptanz und Ausgestaltung möglicher Anreize für Marktakteure, bestehende Flexibilität netzdienlich bereitzustellen. Es wird angestrebt, ausgewählte Fragestellungen in einem Nachfolgeprojekt aufzugreifen und so auch die erfolgreiche Zusammenarbeit im Rahmen der Labor- und Feldtests fortzusetzen.

Abstract

Due to the phase-out of conventional power plants at transmission level, power generation is shifted to distribution grid level. In addition, new decentral entities such as charging points for electrical vehicles and storage devices are installed. This causes a higher load of grid components and a temporary shift of the load flow. Furthermore, a concurrent market focused operation of flexible consumption, storage and generation is expected. Therefore, the complexity to operate the distribution grid within its technical limits is increasing. The ability for interventions by the grid operator and the interaction between grid operator and market players is getting more important.

The project „grid-control: Advanced Decentral Grid Control“ (grid-control) aimed at the development, integration and evaluation of concepts and systems for future distribution grids which are integrated into one overall system. The project focuses on the interaction of distribution grids, energy markets as well as local consumption, storage and generation. Besides new electrical equipment and automation systems, one essential part of the overall solution is the quota-based implementation and evaluation of a traffic light concept for distribution grids. The research project grid-control started in July 2015 and was completed in December 2018. The German Federal Ministry for Economic Affairs and Energy approved a total funding of 4,8 Mio. EUR.

The overall solution addresses the following topics: Support of high voltage grids (load flow control at a reference node), grid monitoring and interventions by the grid operators (capacity management), coordinated voltage control, load flow prognosis and congestion management, probabilistic grid planning, as well as spinning reserve and short circuit power.

In order to implement and evaluate the proposed concepts several systems have been developed. Among others, these are: A Regional Energy Management System (REMS – grid monitoring, capacity management, load flow control), a Grid Load Management System (GLMS – load flow control, a congestion identification, calculation of quota), a Flexibility Management System (FMS), a Building Energy Management Systems (BEMS) and a Hybrid Electrical Storage System (HESS).

The developed concepts, solutions, and systems were evaluated by means of a field test in Freiamt (close to Freiburg, Germany) as well as a laboratory test at the Karlsruhe Institute of Technology (KIT) (Karlsruhe, Germany). During the laboratory test a Power Hardware-in-the-Loop environment was set up and hardware prototypes were evaluated. The field test area covers basically the area of one selected medium voltage feeder with underlying low voltage grids that were equipped with required control, measurement and communication devices. In addition, four battery storage units and an electric vehicle charger was installed in one selected low voltage grid.

The main results are as follows:

Capacity management, load flow control at a reference node, coordinated voltage control	<ul style="list-style-type: none"> > A grid monitoring and automated control by applying appropriate mitigation measures as well as an automated load flow control at a predefined reference grid node was demonstrated successfully. > The developed systems enable a coordinated voltage control in low voltage grids.
Load flow prognosis, congestion management	<ul style="list-style-type: none"> > The effectiveness and functionality of a quota-based grid traffic light concept was approved and demonstrated. > The interaction of GEMS, FMS and GLMS allowed to determine and provide flexibility of client units and to use this flexibility in terms of congestion management.
State Estimation	<ul style="list-style-type: none"> > The developed state estimation methodology enables the monitoring of distribution grids by using a minimum number of sensors.
Probabilistic grid planning	<ul style="list-style-type: none"> > The developed methodology of probabilistic distribution grid planning offers to evaluate the impact of the quota-based grid traffic light concept in grid planning.
Spinning reserve, short circuit power	<ul style="list-style-type: none"> > A Hybrid Energy Storage System was successfully installed and evaluated including the required test environment for providing ancillary services and other grid supporting services.

The effectiveness and functionality of the developed concepts and technologies were successfully demonstrated and validated by the laboratory and field tests. In particular, the approach of the quota-based grid traffic light concept supports the further integration of renewable energy sources and the market-oriented operation of loads while preventing the violation of distribution grid's technical limits.

The overall solution enables the creation of technical synergies by using a cross-functional application of role the specific concepts. This allows for an efficient operation of distribution grids and existing flexibility while maintaining a high security of supply.

An implementation of the technical concepts developed in grid-control requires an intensive upgrade of measurement, control and communication technologies in distribution grids. Furthermore, implemented algorithms need to be robust against unscheduled performance of load and generation. In addition, an implementation of such concepts in other distribution grid is basically possible and was investigated for the distribution grid in Prague (Czech Republic).

Regarding a possible implementation of the developed solutions, further investigation and development is required regarding the suitability for daily use respective the applicability in real time operation. Although not part of this project, a further issue is the investigation and arrangement of incentives for market player to provide available flexibility for grid supporting purpose. Selected questions should be addressed in a follow-up project. The intended project will enable to continue the successful cooperation during laboratory and field test.

Adressen und Ansprechpartner der Verbundpartner

Partner	Anschrift	Kontaktperson
Netze BW GmbH (Verbundkoordinator)	Schelmenwasenstr. 15 70567 Stuttgart	Dr. Bartholomäus Wasowicz b.wasowicz@netze-bw.de +49 711 289- 87857
ads-tec Energy GmbH	Heinrich-Hertz-Str. 1 72622 Nürtingen	Ali Natour a.natour@ads-tec.de +49 7022 2522 2812
Fichtner IT Consulting GmbH	Sarweystraße 3 70191 Stuttgart	Dr. Albrecht Reuter Albrecht.Reuter@fit.fichtner.de +49 711 8995-10
FZI Forschungszentrum Informatik	Haid-und-Neu-Str. 10–14 76131 Karlsruhe	Dr. Birger Becker Birger.Becker@fzi.de +49 721 9654-558
Karlsruher Institut für Technologie (KIT) Institute AIFB, ETI, IEH & IIP	Kaiserstraße 12 76131 Karlsruhe	Prof. Dr. Hartmut Schmeck schmeck@kit.edu +49 721 608-44242
Landis+Gyr GmbH	Humboldtstraße 64 90459 Nürnberg	Jürgen Schönwälder Juergen.Schoenwaelder@landisgyr.com +49 9117237190
PREdistribuce a.s.	Na Hroude 1492/4 100 05 Praha 10 Czech Republic	Dr. Tobias Mirbach t.mirbach@enbw.com +49 175 1904022
SevenZone Informationssysteme GmbH	Waldstr. 41-43 76133 Karlsruhe	Dr. Christoph Schlenzig christoph.schlenzig@sevenzone.de +49 721 62714-111
Universität Stuttgart Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH)	Pfaffenwaldring 47 70569 Stuttgart	Prof. Dr. Krzysztof Rudion rudion@ieh.uni-stuttgart.de +49 711 685-67872

Inhaltsverzeichnis

Glossar	1
1. Inhaltliche und organisatorische Rahmenbedingungen des Projekts	1
1.1 Aufgabenstellung – Herausforderungen und Ziele.....	1
1.2 Struktur dieses Berichts	3
1.3 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	4
1.4 Planung und Ablauf des Vorhabens	6
1.5 Ausgangssituation – Wissenschaftlicher und technischer Entwicklungsstand	8
1.6 Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	11
2. grid-control Gesamtkonzept	12
2.1 Das Netzaampelkonzept	12
2.2 Quotenbasierte Umsetzung der Netzaampel in „grid-control“	13
2.3 „grid-control“ Systemlösungen im Gesamtkonzept	16
3. Entwickelte Systemlösungen	20
3.1 Regionales Energie Management System (REMS)	20
3.1.1 Konzeptbeschreibung	20
3.1.2 Schnittstellen des Systems	20
3.1.3 Funktionen des REMS	21
3.1.4 System Architektur - Hardware	23
3.2 Gebäude Energie Management System (GEMS)	24
3.2.1 Konzeptbeschreibung	24
3.2.2 Schnittstellen des Systems nach Außen.....	25
3.2.3 Systemaufbau	26
3.2.4 Funktionen der Komponenten.....	26
3.3 Flexibilitäts Management System (FMS)	27
3.3.1 Konzeptbeschreibung	27
3.3.2 Schnittstellen des Systems nach Außen.....	28
3.3.3 Systemaufbau	29
3.3.4 Funktionen der Komponenten.....	29
3.4 Grid Load Management System (GLMS)	30
3.4.1 Konzeptbeschreibung	30
3.4.2 Schnittstellen des Systems nach Außen.....	31
3.4.3 Systemaufbau	32
3.4.4 Funktionen der Komponenten.....	32
3.5 Zustandsschätzung	34
3.5.1 Konzeptbeschreibung	34
3.5.2 Schnittstellen des Systems nach Außen.....	35
3.5.3 Systemaufbau und Funktionen der Komponenten	35
3.6 Netzplanungsumgebung	36
3.6.1 Konzeptbeschreibung	36
3.6.2 Systemaufbau und Funktionen der Komponenten	37
3.7 Inselnetzbetrieb.....	39
3.7.1 Konzeptbeschreibung	39
3.7.2 Eingangsdaten	39
3.7.3 Systemaufbau und Funktion der Komponenten.....	39
3.8 Hybrides Speichersystem.....	41
3.8.1 Konzeptbeschreibung	41

3.8.2	Schnittstellen des Systems nach Außen	41
3.8.3	Systemaufbau	41
3.8.4	Funktionen der Komponenten	42
4.	Erprobung und Bewertung der entwickelten Konzepte und Systemlösungen	44
4.1	Aufbau Labor- und Feldtest	44
4.1.1	Labortest	44
4.1.1.1	Referenzszenarien für Niederspannungssysteme	45
4.1.1.2	Kommunikationsarchitektur zur Komponentenkopplung im Labortest	45
4.1.1.3	Co-Simulationsplattform für statische Something-in-the-Loop-Untersuchungen	45
4.1.1.4	Modelle für dynamische und transiente Power Hardware-in-the-Loop-Versuche	46
4.1.2	Feldtest	47
4.1.2.1	NETZlabor Freiamt	47
4.1.2.1.1	Komponenten im Feldtest	48
4.1.2.2	Testkonzept und Testfälle	50
4.2	Ergebnisse	52
4.2.1	Simulationen	52
4.2.1.1	Zustandsschätzung	52
4.2.1.2	Netzplanung	54
4.2.1.3	Inselnetzbetrieb	56
4.2.2	Labortest	58
4.2.2.1	Validierung und Verifikation der Co-Simulations-Plattform	58
4.2.2.2	Systemdienstleistungserbringung durch das hybride Speichersystem	58
4.2.3	Feldtest	63
4.2.3.1	Kapazitätsmanagement	63
4.2.3.2	Lastflussregelung an Referenzknoten	65
4.2.3.3	Spannungshaltung	67
4.2.3.4	Lastflussprognose	69
4.2.3.5	Engpassmanagement	77
4.2.4	Weiterführende Ergebnisse	82
4.2.4.1	Systemübertragbarkeit	82
4.2.4.2	Visualisierung für Feldtestteilnehmer	84
4.2.4.3	Flexibilitätsmodelle	85
5.	Eingehende Darstellung	86
5.1	Abgleich der erreichten Ergebnisse und Ziele	86
5.2	Zahlenmäßiger Nachweis	94
5.3	Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	94
5.4	Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse	95
5.5	Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens	95
5.6	Erfolgte Veröffentlichungen	97
6.	Fazit und Ausblick	100
6.1	Fazit	100
6.2	Ausblick	102
	Literaturverzeichnis	103

Glossar

Begriff	Verständnis im Kontext von grid-control
Datenaustauschplattform	Plattform zum Austausch von Daten im Projekt. Die Daten werden in Form von Dateien abgelegt und abgerufen, beispielsweise per SFTP
Flexibilität	Veränderbarkeit von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) (vgl. [bnetza2017flexibilität]) <ul style="list-style-type: none"> Die Eigenschaft flexibel zu sein: eine Anlage kann in sinnvoller Weise von einem geplanten Handlungspfad abweichen Die Beschreibung der Abweichungsmöglichkeiten
Flexibilitäts Management System (FMS)	Automatisiertes System zur marktorientierten und netzkompatiblen Optimierung des Einsatzes von Flexibilitätspotentialen im Netz
Gebäude Energie Management System (GEMS)	Automatisiertes System zur intelligenten Steuerung von Anlagen und Geräten in Gebäuden entsprechend der Präferenzen von Benutzern bzw. Bewohnern
Grid Load Management System (GLMS)	Automatisiertes System zur Lastflussprognose und zur Berechnung und Übermittlung von Quoten an das Flexibilitäts Management System zur Vermeidung von Überlastungen im Netz
Hybrides Speichersystem (HESS)	Leistungselektronisch angebundenes Speichersystem aus Superkondensatoren und Batterien zur Erbringung von netzdienlichen und Systemdienstleistungen
Kapazitätsmanagement	Vermeidung der unzulässigen Auslastung von Betriebsmitteln durch kurative Maßnahmen des Netzbetreibers (z.B. Steuerung von Kundenanlagen) im Rahmen des Echtzeitbetriebs
Kapazitätsgrenze	Betriebsgrenze des Betriebsmittels, i.d.R. bestimmt durch den thermischen Grenzstrom
Lastflussregelung am Referenzknoten	Steuerung von Kundenanlagen (Erzeugung- und Last) um einen vorgegebenen Lastfluss zu einem bestimmten Knoten (z.B. Umspannwerk) zu bewirken. Anwendung z.B. zur Stützung vorgelagerter Spannungsebenen
Pseudomesswerte	Ersatzwerte für fehlende Messwerte welche das Verhalten von Erzeugern und Verbrauchern nachbilden sollen
Probabilistische Netzplanung	Kombinierte Netzplanungsmethode zur statistischen Analyse der Netzbelastung. Hierbei findet eine probabilistische Betrachtung der Häufigkeitsverteilungen der auf Basis von zeitreihenbasierten Last- und Erzeugermodellen auftretenden Knotenspannungen bzw. Leistungsströmen statt
Prosumer	Überbegriff für Betreiber von Einspeiseanlagen oder/und Verbrauchsanlagen (Zusammensetzung aus Producer & Consumer)
Proaktives Engpassmanagement	Beherrschung von Engpässen durch Definition und Umsetzung präventiver Maßnahmen (day-ahead) wie beispielsweise die Übermittlung von Quoten

Quote	Anteil von flexiblen Anlagen in einem Netzsegment der zu einem Zeitpunkt aktiviert werden kann, ohne dass es zur Verletzung von Netzrestriktionen kommt. (Lastquote und Einspeisequote)
Regionales Energie Management System (REMS)	Dezentrales Automatisierungssystem zur Überwachung des Mittel- und Niederspannungsnetzes und zur automatisierten Steuerung von Anlagen und Betriebsmitteln im Netz im Rahmen der Kapazitätsgrenzen
Zustandsschätzung (ZS)	Verfahren zur Ermittlung des wahrscheinlichsten Systemzustandes im betrachteten Netzgebiet, basierend auf allen verfügbaren Messwerten unter Berücksichtigung der entsprechenden Messfehler

1. Inhaltliche und organisatorische Rahmenbedingungen des Projekts

Kapitel 1 beschäftigt sich mit den inhaltlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen des Projekts. Dabei werden die Aufgabenstellung (Abschnitt 1.1) sowie die Voraussetzungen des Projekts (Abschnitt 1.3) beschrieben und die Ausgangssituation (Abschnitt 1.5) wird dargestellt. Zu den organisatorischen Rahmenbedingungen zählen die Planung und der Ablauf des Projekts (Abschnitt 1.4) sowie die Zusammenarbeit mit Dritten (Abschnitt 1.6). In Abschnitt 1.2 wird die Struktur des gesamten Berichts dargestellt.

1.1 Aufgabenstellung – Herausforderungen und Ziele

Rund 95% der installierten Leistung der erneuerbaren-Energien-Anlagen sind ebenso wie die Mehrheit der Verbraucher dezentral in den Verteilnetzen angeschlossen [bdew2017erneuerbare]. Durch die dezentrale Stromerzeugung kehrt sich die Richtung des Lastflusses im Verteilnetz bereits heute vermehrt zeitweise um. Darüber hinaus verändern neue und steuerbare Verbraucher wie Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Batteriespeicher die Leistungsflüsse in Verteilnetzen. Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze sind bisher planerisch auf die Erfüllung der Versorgungsaufgabe bei zentraler Einspeisung und dezentralen Verbrauchern ausgelegt. Ein zunehmender Anteil an dezentralen, volatilen Erzeugungsanlagen sowie hohe Spitzenlasten durch eine hohe Gleichzeitigkeit im Strombezug der lokalen Verbraucher – insbesondere bei hohen Leistungen wie beispielsweise bei Ladestationen und Wärmepumpen – führen dabei zu einer erhöhten thermischen Belastung der Netzbetriebsmittel und möglichen Spannungsbandverletzungen. Darüber hinaus werden dezentrale, steuerbare Anlagen zunehmend marktorientiert gesteuert, was mit einer hohen Gleichzeitigkeit dieser Anlagen bei Strombezug oder -einspeisung einhergeht. Damit können Netzbetriebsmittel zeitweise entsprechenden Last-/Einspeisespitzen ausgesetzt sein.

Verschiedenen Verteilnetzstudien (u.a. [dena2012verteilnetzstudie], [rehtanz2014verteilnetzstudie]) haben aufgezeigt, dass ein immenser Netzausbaubedarf besteht, der durch Überwachung sowie Steuerung im Netz und unter Nutzung neuer Technologien und Konzepte verringert werden kann. Entsprechend ist ein Konzept für ein **intelligentes Zusammenspiel von Netz, Markt, lokaler Stromerzeugung, Speichern und Verbrauchern** notwendig, um eine zuverlässige **Versorgungssicherheit** gewährleisten zu können und gleichzeitig eine **Bezahlbarkeit der Energiewende** zu ermöglichen. Dabei sind zudem neue Planungs- und Überwachungsmethoden für Nieder- und Mittelspannungsnetze notwendig, sodass zukünftige Verteilnetze **ressourceneffizient** und unter Berücksichtigung bzw. Nutzung der Flexibilität auf der Marktseite geplant und betrieben werden können.

Gleichzeitig nimmt mit dem Wandel hin zu einer dezentralen Energieversorgung die Bedeutung der Verteilnetze hinsichtlich der **Gewährleistung der Stabilität des Gesamtsystems** zu. Einhergehend mit dem Wegfall heutiger konventioneller Kraftwerke im Netz müssen zukünftig die dezentralen Anlagen aus den unteren Netzebenen deren Aufgaben wie die Erbringung von Systemdienstleistungen übernehmen.

Zusammengefasst wurden folgende Herausforderungen identifiziert und adressiert:

- **Erhöhung der Beobachtbarkeit des Netzzustandes:** Die Beobachtbarkeit des Netzzustands in Echtzeit ist eine grundlegende Voraussetzung für den Einsatz dezentraler Automatisierungssysteme, die eine optimierte Netznutzung und Gewährleistung der Versorgungssicherheit ermöglichen sollen. Insbesondere im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit müssen Lösungen entwickelt werden, die die erforderliche Beobachtbarkeit mit einem Minimalmaß an benötigter Sensorik herstellen.
- **Einhaltung von Systemstabilität und Versorgungssicherheit bei fluktuierender Einspeisung durch erneuerbare Energien:** Zur Gewährleistung einer weiterhin hohen Systemstabilität und Versorgungssicherheit in der Zukunft müssen neue Netzregelungsverfahren entwickelt werden, die die volatile, dezentrale Energieeinspeisung insbesondere in systemkritischen Zuständen koordinierbar und beherrschbar machen. Dabei müssen in Zukunft dezentrale Anlagen die Aufgaben der Großkraftwerke übernehmen und beispielsweise als Flächenkraftwerk wirken.
- **Koordination von Spannungshaltungsmaßnahmen:** Zur Vermeidung von ungewollten Wechselwirkungen spannungshaltender Maßnahmen sowie für einen optimierten Einsatz dieser

Maßnahmen sind Verfahren und Automatisierungstechniken zur koordinierten Spannungshaltung zu entwickeln.

- **Last- und Einspeiseprognosen:** Für einen sicheren und proaktiven Netzbetrieb werden zuverlässige Last- und Einspeiseprognosen benötigt. Künftige Direktvermarktungsmodelle erfordern dabei neue Konzepte für die Prognose der Lastflüsse, die auch Informationen der Marktseite berücksichtigen. Insbesondere für Konzepte zur Engpassbewirtschaftung in den unteren Spannungsebenen müssen diese Prognosen künftig Ortsnetz- oder sogar anlagenscharf aufgelöst sein.
- **Vermeidung lokaler, temporärer Netzüberlastungen:** Zur volkswirtschaftlich optimierten und ressourceneffizienten Bewirtschaftung der Verteilnetze sind Konzepte zum proaktiven Engpassmanagement zu entwickeln, die es ermöglichen, die Flexibilität auf der Marktseite netzdienlich/netzkompatibel einzusetzen.
- **Ressourceneffizienter Netzausbau:** Um Verteilnetze volkswirtschaftlich und ressourceneffizient auszubauen und um neuartige Konzepte zur Engpassbewirtschaftung anwenden zu können, müssen neue Netzplanungsverfahren entwickelt werden.
- **Bereitstellung von Momentanreserve und Kurzschlussleistung aus dem Verteilnetz:** Durch die Dezentralisierung des Energiesystems und dem damit verbundenen möglichen Rückbau an rotierenden Massen wird erwartet, dass in Zukunft Momentanreserve und Kurzschlussleistung bis 2030 zeitweise nicht mehr in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen werden [dena2014systemdienstleistung]. Um die Systemsicherheit weiterhin zu gewährleisten, sind alternative Lösungen zur Erbringung und Erprobung dieser Systemdienstleistungen zu entwickeln und zu evaluieren.

Übergeordnetes Ziel des vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geförderten Forschungsvorhabens „grid-control: Advanced Decentral Grid Control“ - im Folgenden kurz „grid-control“ genannt - war die Entwicklung, Integration und Erprobung von Konzepten und Systemlösungen zur Adressierung der genannten Herausforderungen in einem übergreifenden Gesamtlösungsansatz für zukünftige Verteilnetze.

Dies soll eine optimale Nutzung der Verteilnetze bei gleichzeitiger **Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit** und unter Berücksichtigung von **Nachhaltigkeit** und **Bezahlbarkeit** ermöglichen. Neben diesen drei Aspekten (energiwirtschaftliches Dreieck) stand zudem die Erhöhung der **Akzeptanz** der Energiewende durch Partizipation der Bürger im Fokus des Projekts.

Über die Anforderungen zur Lösung der technischen Herausforderungen hinaus sollen die zu entwickelnden Lösungen den Anforderungen der **Rollen der Netzbetreiber-, Energiemarkt- und Prosumerseite** gerecht werden (siehe Abbildung 1). Der Begriff Prosumer wird dabei als Überbegriff für Betreiber von Einspeiseanlagen oder/und Verbrauchsanlagen verwendet.

Gleichzeitig war es Ziel des Projekts, durch die Interaktion der Akteure **Synergieeffekte** und einen volkswirtschaftlichen Mehrwert zu generieren. Somit wurden rollenspezifische Systemlösungen entwickelt und erprobt, sodass sich eine komplexe Anordnung verschiedener Komponenten und Systemlösungen ergibt, die in ihrer Gesamtheit im Gesamtkonzept zuverlässig zusammenwirken müssen.

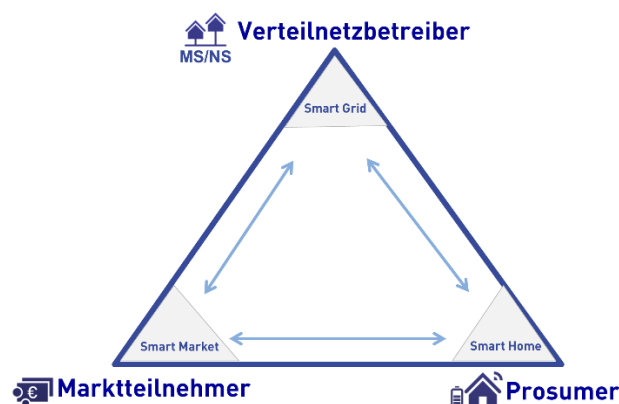


Abbildung 1: Akteure, für die rollengerechte Systemlösungen entwickelt wurden

Ein Ziel des Projekts grid-control war es ein System zu entwickeln und zu erproben, welches im Falle von systemkritischen Netzzuständen mithilfe von **Lastflussregelungsmethoden an Referenzknoten¹**, **Kapazitätsmanagement und Koordination spannungshaltender Maßnahmen²** einen sicheren Netzbetrieb gewährleistet. Um dies umzusetzen, müssen die Lastflüsse im Verteilnetz überwacht werden können. Aufgrund fehlender Sensorik im Verteilnetz wurden daher Verfahren entwickelt, die eine **Zustandsschätzung** in der Mittel- und Niederspannungsebene ermöglichen.

Im Rahmen eines Labortests wurden alternative Möglichkeiten zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie etwa **Momentanreserve und Kurzschlussleistung** durch Wechselrichter mit Leistungskondensatoren und Batterien entwickelt und erprobt. Dabei wurde evaluiert, inwieweit eine leistungselektronische Komponente in einem dezentral gesteuerten Netzabschnitt sinnvoll zur Stabilisierung des Netzes, etwa mit der Bereitstellung von Momentanreserve und Kurzschlussleistung, eingesetzt werden kann.

Für die Ermöglichung eines **proaktiven Engpassmanagements³** wurden neben den notwendigen rollenspezifischen Systemlösungen auch Verfahren zur **Lastflussprognose** implementiert und erprobt. Um schließlich die neu entwickelten innovativen Betriebskonzepte und die Nutzung der Flexibilität auf Marktseite in eine ressourceneffiziente Netzplanung zu integrieren, wurden **probabilistische Netzplanungsmethoden** entwickelt.

Zusammengefasst wurden in den folgenden in Tabelle 1 dargestellten, Themengebieten Lösungsansätze entwickelt und erprobt. Eine detaillierte Beschreibung der Systemlösungen sowie die Darstellung des Zusammenwirkens erfolgt in den Kapiteln 2 und 3.

Tabelle 1: Themengebiete im Projekt grid-control

Systemdienstleistungen und Versorgungssicherheit	Ressourceneffizienz und Bezahlbarkeit
Lastflussregelung an Referenzknoten	Zustandsschätzung
Kapazitätsmanagement	Lastflussprognosen
Koordinierte Spannungshaltung	Proaktives Engpassmanagement
Momentanreserve und Kurzschlussleistung	Probabilistische Netzplanung

1.2 Struktur dieses Berichts

In den folgenden Abschnitten des Kapitel 1 werden die Rahmenbedingungen des Projekts dargestellt. Hierzu gehören die Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde sowie der wissenschaftliche und technische Entwicklungsstand, an den angeknüpft wurde. In Abschnitt 1.4 erfolgt zudem die Darstellung der Planung sowie des Ablaufs des Projekts.

In Kapitel 2 wird das Gesamtkonzept von grid-control und die Interaktion der entsprechend entwickelten Systemlösungen vorgestellt. Dabei werden unter anderem das Netzampelkonzept im Allgemeinen sowie dessen Umsetzung dargestellt.

In Kapitel 3 werden darauf aufbauend die entwickelten Systemlösungen erläutert. Hierzu gehört neben der Darstellung von dem Aufbau und den Funktionen der Systeme auch eine Beschreibung der Schnittstellen.

Kapitel 4 befasst sich mit der Erprobung und Bewertung der entwickelten Konzepte und Systemlösungen im Rahmen von Simulationen, Labor- und Feldtests sowie der Diskussion der Ergebnisse.

¹ In der Vorhabenbeschreibung ist die Funktion „Lastflussregelung an Referenzknoten“ ehemals als „Power Balancing“ bezeichnet worden.

² Die Funktion „Koordinierte Spannungshaltung“ war in der Vorhabenbeschreibung als „dezentrale Blindleistungsregelung“ bezeichnet worden.

³ In der Vorhabenbeschreibung ist die Funktion „Proaktives Engpassmanagement“ ehemals als „Kapazitätsmanagement in der gelben Netzampelphase“ bezeichnet worden.

In Kapitel 5 erfolgt eine eingehende Darstellung der Zielerreichung, der Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeiten sowie der Verwertbarkeit der Ergebnisse. Zudem werden die Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens beschrieben und die erfolgten Veröffentlichungen werden dargestellt.

1.3 Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Die im folgenden beschriebenen Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde, beziehen sich insbesondere auf den technischen aber auch auf den regulatorischen Rahmen zu Projektbeginn. Der Schwerpunkt liegt hierbei in der Beschreibung der gängigen Praxis im Sinne eines Standes der Technik in den jeweiligen Themenfeldern des Projekts. Wesentliche Punkte sind die fehlende Beobachtbarkeit der Mittel- und Niederspannungsnetze und sowie die heutige Umsetzung der Ansteuerung dezentraler Anlagen im Verteilnetz.

Zustandsschätzung im Verteilnetz

Im Gegensatz zur Höchst- und Hochspannungsebene ist in der Mittel- und Niederspannungsebene der Grad der Überwachung und Steuerung von Anlagen und Betriebsmitteln über Informations- und Kommunikationstechnik heutzutage größtenteils noch sehr gering. Die leittechnische Erfassung des Netzzustands endet meist an der Mittelspannungssammelschiene im Umspannwerk [crastan2015energieversorgung1]. Um zukünftig eine bedarfsgerechte und automatisierte Steuerung von Betriebsmitteln und Anlagen im Netz umsetzen zu können, müssen die Lastflüsse und Spannungsprofile im Verteilnetz jedoch beobachtbar sein. Die in der Höchst- bzw. Hochspannungsebene verwendete Zustandsschätzung (engl. State Estimation) ist auf die Verarbeitung einer hohen Anzahl an Messdaten ausgelegt. Die Bestimmung des wahrscheinlichsten Systemzustandes wird hierbei unter Redundanzaspekten optimiert. Durch den Rollout von Smart Metern in Deutschland wird zwar die Anzahl an Messpunkten in der Mittel- und Niederspannung steigen, eine flächendeckende Messwerterfassung (kontinuierlich und permanent) wie in den höheren Spannungsebenen ist jedoch in naher Zukunft nicht absehbar. Das Fehlen von Messdaten in der Mittel- und Niederspannungsebene verhindert daher eine direkte Übertragung des Konzeptes aus der Höchst- bzw. Hochspannungsebene auf diese Spannungsebenen. Somit sind im Rahmen des Projekts entsprechende angepasste Verfahren zu entwickeln und zu erproben. Da zudem der Rollout von Smart Metern während der Projektlaufzeit noch nicht erfolgen wird, sind alternative Sensorik- und Kommunikationslösungen im Netz zu verwenden.

Engpassmanagement in Verteilnetzen

(grid-Control Themen Kapazitätsmanagement und proaktives Engpassmanagement)

Ein aktives Engpassmanagement in elektrischen Verteilnetzen beschränkt sich vor allem auf die 110 kV Netze und die Mittelspannungsnetze (Mittelspannungsfeld im Umspannwerk). Die hier auftretenden Engpässe sind vorwiegend einspeisegetrieben. Ein aktives Engpassmanagement in der Peripherie der Mittelspannungsnetze oder aber in der Niederspannung erfolgt im Allgemeinen nicht bzw. war aufgrund der Dimensionierung der bestehenden Netzinfrastruktur nicht erforderlich.

Zur Beherrschung einspeiseseitiger Engpässe kommt das Einspeisemanagement - also die Reduzierung der Einspeiseleistung – i.S.v. §13 EnWG und §14 EEG zum Einsatz⁴. Die Fernsteuerbarkeit von EE-Anlagen wird über §9 EEG geregelt. Welche Technologie für welche Leistungsklasse zur Umsetzung der Fernsteuerbarkeit eingesetzt wird, ist von Netzbetreiber zu Netzbetreiber verschieden. Insbesondere bei Anlagen größer 1 MW kommt in erster Linie Fernwirktechnik zum Einsatz, während bei kleineren Anlagen oft Rundsteuertechnik Anwendung findet. Kleinere Anlagen im Versorgungsgebiet eines HS/MS-Umspannwerks, insbesondere solche kleiner 100 kW, sind dabei größtenteils zu Rundsteuergruppen zusammengefasst. Eine bidirektionale Kommunikation und somit eine Rückmeldung über die Umsetzung des Steuerbefehls ist bei der Rundsteuertechnik nicht gegeben.

⁴ Am 04.04.2019 hat der Bundestag die Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG 2.0) verabschiedet. Hieraus folgen auch Änderungen des EEG und EnWG. Insbesondere entfällt §14 EEG und das EnWG wird entsprechend geändert und die Möglichkeit des Redispatch auch auf Anlagen kleiner 10 MW ausgeweitet.

Die Gleichzeitigkeit von in der Niederspannung angeschlossenen unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen i.S.v. §14a EnWG wird bei vielen Netzbetreibern durch die Vorgabe von Fahrplänen bzw. Sperr- und Freigabezeiten beeinflusst. Im Kontext eines aktiven Engpassmanagements spielen diese in der täglichen Praxis daher eher eine untergeordnete Rolle.

Insbesondere sämtliche Wärmestromanwendungen, bei denen das „Zielprodukt“ Wärme zwischengespeichert werden kann, eignen sich theoretisch für einen flexiblen Betrieb. Ein Flexibilitätspotential besteht hier in einer gezielten Lastaktivierung und in der Verschiebung der Last „von Viertelstunden bis hin zu mehreren Stunden“ [dena2012verteilungsnetzstudie]. Nach [ecofys2017market] stellen Nachtspeicher im Bereich der Lasten ein theoretisches Flexibilitätspotential von bis zu 26 Gigawatt in Deutschland dar. Hinzu kommen Wärmepumpen mit einer zuschaltbaren Last von bis zu 2,5 Gigawatt. Die zeitliche Verschiebbarkeit bzw. Flexibilität variiert jedoch in Abhängigkeit der Jahreszeit.

Lastflussprognose im MS- und NS-Netz

Lastflussprognosen im Kontext des Projekts grid-control beziehen sich vor allem auf eine „day-ahead“-Prognose des Lastflusses im Verteilnetz. Insbesondere in der Systemführung von Übertragungsnetzen ist diese gängige Praxis und basiert u.a. auf vorliegenden Fahrplänen des Kraftwerkseinsatzes, Erzeugungsprognosen für erneuerbare Energien und Lastprognosen. Die Prognose des Lastflusses in Mittel und Niederspannungsnetzen ist heutzutage nicht (flächendeckend) üblich. Aufgrund der höheren Granularität der Prognose der Einspeisung und Last in den unteren Spannungsebenen ändern sich auch dementsprechend die Ansprüche an die Qualität der Lastflussprognose und ihrer Eingangsdaten sowie die Masse der zu verarbeitenden Daten.

Lastflussregelung an Referenzknoten

Unter Lastflussregelung am Referenzknoten im Kontext des Projekts grid-control versteht man die koordinierte und gezielte Regelung steuerbarer Anlagen eines Netzgebiets mit dem Ziel eines vorgegebenen Verhaltens von Wirk- und Blindleistung an einem Referenzknoten im Netz. Ein typischer Anwendungsfall wäre die Stützung einer vorgelagerten Spannungsebene. Im Rahmen des Einspeisemanagements nach §13 EnWG und §14 EEG gibt es in den Leitsystemen der Netzbetreiber integrierte Funktionen, die den Operator bei der Auswahl der erforderlichen Anlagen und Durchführung des Einspeisemanagements unterstützen. Eine vollautomatisierte Regelung von Anlagen auch der Niederspannung beispielsweise mit dem Ziel einem bestimmten Sollwert an einem vorgegeben Referenzpunkt kontinuierlich einzuhalten wird nicht standardmäßig eingesetzt.

Spannungshaltung in der Niederspannung

Die Spannungshaltung in der Niederspannung erfolgt heutzutage in der Regel durch die Einhaltung eines gewissen Spannungsbandes unter der Vorgabe eines festen Verschiebefaktors $\cos(\varphi)$ oder einer $\cos(\varphi)$ (P) – Kennlinie der in der Niederspannung angeschlossenen Erzeugungsanlagen. Die inzwischen gültige VDE-AR-N 4105:2011-08 sieht darüber hinaus die Q(U)-Kennlinie als weitere Wahlmöglichkeit für den Netzbetreiber bei über Umrichter angeschlossenen Erzeugungsanlagen vor. Weitere spannungsregelnde Betriebsmittel wie regelbare Ortsnetztransformatoren oder Spannungslängsregler kommen nur vereinzelt zum Einsatz. Eine Echtzeitkoordination zur Vermeidung potentiell möglicher Wechselwirkungen zwischen den Reglern erfolgt nicht.

Probabilistische Netzplanung

Die konventionelle Netzplanung in elektrischen Verteilnetzen erfolgt vor allem auf Basis deterministischer Berechnungen und vordefinierten netzbetreiberspezifischen Planungsgrundsätzen. Die Dimensionierung des Netzes erfolgt dabei vor allem auf Basis last- und einspeiseseitiger Extremsituation. Im Falle von unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung i.S.v. §14a EnWG besteht zu dem die Möglichkeit beispielsweise durch die Zuweisung entsprechender (starrer) Sperr- und Freigabezeiten die maximal gleichzeitig auftretende Last eines Niederspannungsnetzes aktiv zu beeinflussen. Zeitreihenbasierte Ansätze in der Netzplanung erlauben die Berücksichtigung des zeitabhängigen Verhaltens von Lasten und Erzeugungsanlagen wie z. B. PV- und Windkraftanlagen. Dieses Verfahren ist u.a. Voraussetzung zur Umsetzung der Spitzenkappung nach §11 Abs. 2 EnWG im Rahmen der Netzplanung. Die Spitzenkappung ermöglicht dem Netzbetreiber bis zu 3 % der Jahresenergiemenge aus erneuerbaren Energien in einem Netzgebiet zu reduzieren, um so einen bedarfsgerechten Netzausbau zu ermöglichen. Während zeitreihenbasierte Ansätze in der Netzplanung zunehmend Anwendung finden, sind insbesondere probabilistische Methoden noch Gegenstand der Forschung. Diese erlauben die Berücksichtigung des

stochastischen Verhaltens von Lasten und Einspeisern und stellen somit eine weitere Optimierung der Netzplanung dar. Über die genannten Ansätze hinaus (Spitzenkappung, unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG mit starren Sperr- und Freigabezeiten) erfolgt derzeit keine gezielte Berücksichtigung des Einsatzes von Flexibilitäten zu Optimierung des Netzausbaus.

Momentanreserve und Kurzschlussleistung

Traditionell erfolgt die Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch Großkraftwerke in der Hoch- und Höchstspannungsebene. Zu diesen Systemdienstleistungen zählen u. a. Frequenzhaltung (Regelleistung und Momentanreserve) und Spannungshaltung (Kurzschlussstrom und Blindleistung) [dena2014systemdienstleistung]. Insbesondere Kurzschlussleistung und Momentanreserve sind technisch vorgegebene Eigenschaften rotierender Maschinen wie etwa Synchrongeneratoren. Dagegen sind dezentrale Erzeugungsanlagen größten Teils über Wechselrichter an das Netz angebunden, so dass diese nicht zu diesen Systemdienstleistungen beitragen. Insbesondere in der Mittel- und Hochspannung wurden jedoch in den letzten Jahren Regelungen zur dynamischen Spannungsstützung im Kurzschlussfall und zur Bereitstellung von Blindleistung getroffen. Ziel des Vorhabens ist es daher zu untersuchen, ob und wie dezentrale Anlagen zur Erbringung von netzdienlichen Maßnahmen und Systemdienstleistungen beitragen können und somit dem zu erwartenden Wegfall an rotierenden Massen in den oberen Spannungsebenen zu begegnen.

1.4 Planung und Ablauf des Vorhabens

Im Projekt grid-control wurden verschiedene rollenspezifische Systemlösungen entwickelt und im Labor- bzw. Feld erprobt, die in ihrer Gesamtheit in einem Gesamtkonzept entsprechend zusammenwirken. Dies wurde mittels zehn Teilprojekten umgesetzt. Dabei orientieren sich acht Teilprojekte an den Phasen des Projekts: Spezifikation (TP 100), Entwicklung (TP 200-500) sowie Installation, Systemtests und Evaluation (TP 600-700). Im Rahmen der Teilprojekte 000, 800 und 900 wurden phasenübergreifende Themen umgesetzt. Abbildung 2 zeigt den Phasenplan inklusive der Meilensteine sowie die Zeitplanung der Teilprojekte.

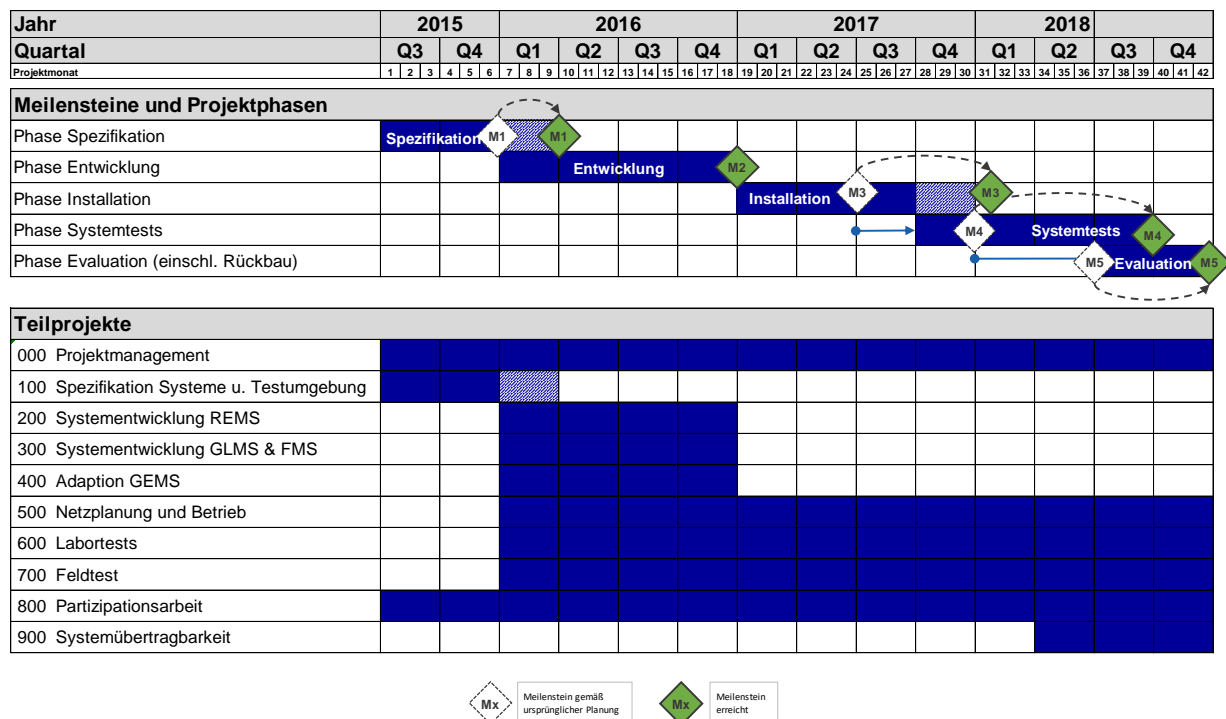


Abbildung 2: Phasenplan

Das Projekt startete mit der **Spezifikationsphase**, in der das Teilprojekt 100 „Spezifikation der Systeme und Testumgebungen“ umgesetzt wurde. Im Rahmen dieses Teilprojekts wurden die verschiedenen Funktionen

und Schnittstellen der zu entwickelnden Systemlösungen spezifiziert und aufeinander abgestimmt. Weiterhin wurden in diesem Teilprojekt die Testumgebungen und -verfahren für den Labortest sowie für den Feldtest definiert und dokumentiert.

Im Rahmen der **Entwicklungsphase** wurde dann aufbauend auf diesen Spezifikationen in den Teilprojekten 200, 300 400 und 500 die entsprechende Hard- und Software entwickelt bzw. adaptiert, sodass die spezifizierten Funktionen und Schnittstellen prototypisch betriebsbereit vorlagen. Dies ist in Abbildung 3 dargestellt. Die Funktionen „Lastflussregelung an Referenzknoten“, „Kapazitätsmanagement“ und „Koordinierte Spannungshaltung“ wurden in einem Regionalen Energie Management System (REMS) (TP 200) umgesetzt. Für die Themen „Lastflussprognosen“ und „Proaktives Engpassmanagement“ wurden ein Grid Load Management System (GLMS) sowie ein Flexibilitäts Management System (FMS⁵) entwickelt und ein Gebäude Energie Management System (GEMS) adaptiert (TP 300 und TP 400). Dabei wurde die Entwicklung von GLMS und FMS bereits in der Spezifikationsphase in einer agilen Vorgehensweise angegangen, sodass sich die Spezifikation dieser Systeme entsprechend in die Entwicklungsphase verlängerte. Ein Grund hierfür war, dass Abhängigkeiten zwischen den Spezifikationen der verschiedenen Systeme festgestellt wurden und somit die Notwendigkeit zur teilweisen Überlappung und agilen Implementierung der spezifizierten Funktionen und Schnittstellen entstand. Durch die agile Vorgehensweise gab es jedoch keine negativen Auswirkungen auf den gesamten Zeitplan des Projekts.

Des Weiteren startete in der Entwicklungsphase die Entwicklung von Zustandsschätzungsalgorithmen sowie einer Umgebung zur probabilistischen Netzplanung (TP 500). Im KIT Energy Smart Home Lab wurde in TP 600 „Labortests“ die prototypische Umsetzung und Zusammenführung von Soft- und Hardwarekomponenten für die Labortests, u.a. zur Untersuchung von Lösungen zur Bereitstellung von Momentanreserve und Kurzschlussleistung durchgeführt.

Das Feldtestnetzgebiet wurde mit Sensorik (Messungen in Ortsnetzstationen) und Telekommunikationstechnik (LTE und Breitbandpowerline) ertüchtigt und die Realisierungsplanung des Feldtests sowie die Vorbereitung von Vortests in Laborumgebung (Werkstatttests) erfolgte im Zählerlabor der Netze BW. Damit startete TP 700 „Feldtest“ ebenfalls in der Entwicklungsphase.

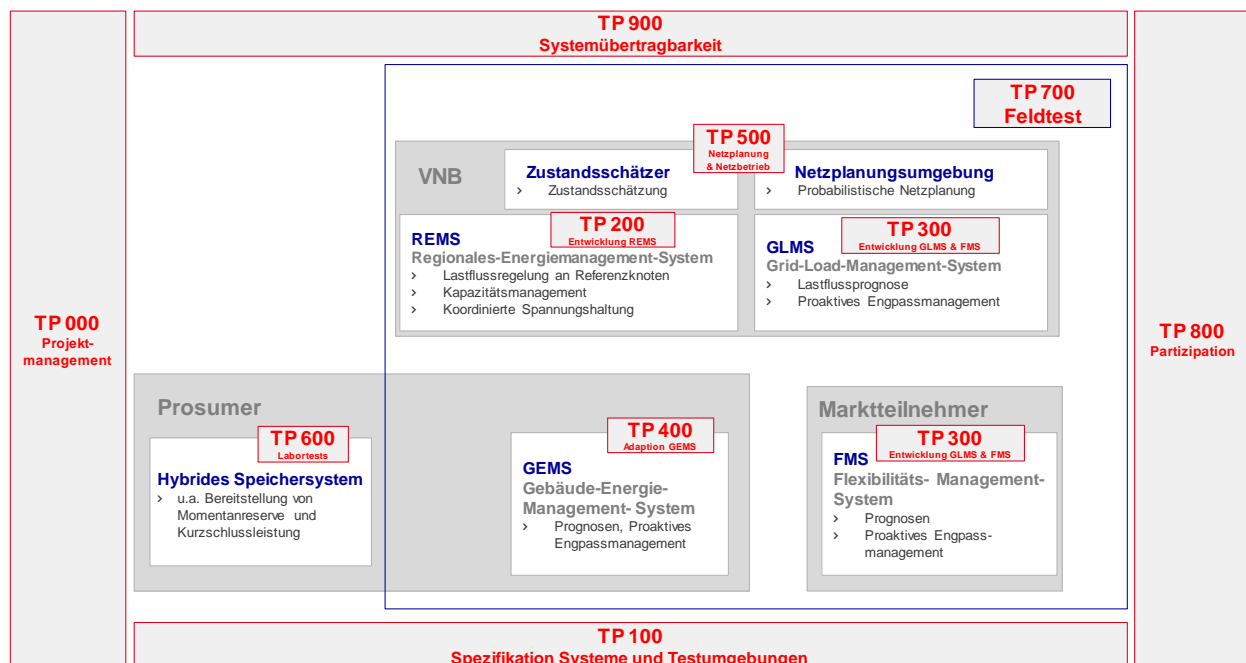


Abbildung 3: grid-control Teilprojekte

⁵ In der Vorhabenbeschreibung sind GLMS und FMS ehemals als „zwei Active-Business Intelligence Systeme (Active-BI Systeme)“ bezeichnet worden.

Der Entwicklungsphase folgte die **Installationsphase** zur Vorbereitung der Testphase. In der Installationsphase wurden im Rahmen der Teilprojekte 600 „Labortests“ und 700 „Feldtest“ die entwickelten Systeme und Komponenten für den Labortest im KIT Energy Smart Home Lab sowie für den Feldtest im NETZlabor Freiamt der Netze BW schrittweise installiert und in Betrieb genommen. Dabei wurden die Hardwarekomponenten des REMS, sowie Funktionen wie die Ansteuerung eines Batteriespeichers durch das REMS und ein GEMS im Rahmen von Vortests in Laborumgebung (Werkstatttests) im Zählerlabor der Netze BW in Feldtestkonfiguration getestet. Hierbei konnten erfolgreich bestehende Probleme identifiziert und behoben, sowie Schnittstellen angepasst und verbessert werden, sodass die Systeme anschließend in die Haushalte der Netzkunden sowie in das Feldtestnetzgebiet überführt werden konnten.

Nach Installation und Inbetriebnahme der Systeme und Komponenten folgten im Rahmen der Teilprojekte 600 „Labortests“ und 700 „Feldtest“ die **Systemtests**. Dabei wurden je nach Inbetriebnahme-Zeitpunkt der einzelnen Systeme sukzessive Funktionstests (z.B. Engpasserkennung durch das REMS) durchgeführt und bei Bedarf Anpassungen/ Optimierungen an den Systemen vorgenommen. Es folgten Tests in Gesamtsystemkonfiguration (Tests des Gesamtsystems).

Im Rahmen der **Evaluierungsphase** wurden (teilweise parallel zu Labor- und Feldtest) die Ergebnisse ausgewertet, dokumentiert und veröffentlicht. Im Rahmen von TP 900 „Systemübertragbarkeit“ wurde die Übertragbarkeit der entwickelten Lösungsansätze auf das Verteilnetz der PREdistribuce a.s. überprüft.

Parallel zu den Projektphasen erfolgte im Rahmen von TP 000 „Projektmanagement“ die Gesamtkoordination der Teilprojekte. Im Rahmen von TP 800 „Partizipationsarbeit“ wurden die Netzkunden im NETZlabor Freiamt u.a. im Rahmen von Informationsveranstaltungen in das Projekt miteinbezogen und die Lösungsansätze sowie Ergebnisse des Projekts aufbereitet und veröffentlicht.

Verzögerungen und Laufzeitverlängerung

Bei der Erreichung des Meilensteins M3 „Installationen abgeschlossen“ ergaben sich bedingt durch den Aufbau des Feldtests Verzögerungen von sechs Monaten. Ursachen waren u.a. eine hohe Anzahl an nötigen Sonderlösungen, Lieferschwierigkeiten auf Lieferantenseite und Verzögerungen bei den Tests der Feldtestkomponenten in Laborumgebung (Werkstatttest) aufgrund von notwendigen Anpassungen an einigen Systemen, die erst durch den Test in der Gesamtsystemkonfiguration erkennbar waren.

Für die Systemtests zu den Funktionen „Lastflussregelung an Referenzknoten“ und „Kapazitätsmanagement“, bei denen die Einspeisung von PV-Anlagen im Feldtestgebiet aktiv geregelt werden sollte, war eine ausreichende Sonneneinstrahlung Voraussetzung für aussagekräftige Testergebnisse. Aufgrund der Verzögerungen war die Durchführung dieser Systemtests jedoch nicht in den Hochsommermonaten 2017 möglich.

Es wurde somit gemeinsam ein entsprechender Antrag einer budgetneutralen Laufzeitverlängerung um sechs Monate gestellt. Die Laufzeitverlängerung wurde von allen Partnern mitgetragen, um so das Projekt gemeinsam zu einem erfolgreichen Abschluss zu führen. Dies ermöglichte es die genannten Tests in den Monaten hoher PV-Einspeisung im Frühjahr/Sommer 2018 durchzuführen. Gegenüber der ursprünglichen Planung umfassten die Systemtests 12 Monate und überschritten sich mit den Projektphasen „Installation“ und „Evaluation“. Damit konnten Meilenstein M4 „Labor- und Feldtests abgeschlossen“ sowie Meilenstein M5 „Projekt abgeschlossen“ nach der Neuplanung erfolgreich erreicht werden. Die Projektverlängerung ermöglichte zudem eine durchgängige Erfassung netz- und kundenseitiger Messwerte zu unterschiedlichen Jahreszeiten. Diese trägt zu einer höheren Qualität und Weiterverwendbarkeit der Ergebnisse aufgrund der umfangreicheren Datengrundlage bei. Dies gilt insbesondere für die Beurteilung der Robustheit und Güte der entwickelten Systeme in den Bereichen Netzplanung, Zustandsschätzung und Lastflussprognose.

1.5 Ausgangssituation – Wissenschaftlicher und technischer Entwicklungsstand

Die Ausgangssituation für das Projekt grid-control bezieht sich auf den wissenschaftlichen Stand und konkrete technische Lösungen bzw. Entwicklungsstände, an welche zu Projektbeginn angeknüpft wurde. Dabei stellt insbesondere die aktuelle Diskussion einer Ausgestaltung des Netzaampelkonzepts zur Interaktion von Netz und Markt einen Anknüpfungspunkt dar. Im Unterschied zu bisherigen Projekten, bei denen entweder die

Entwicklung und Erprobung von innovativen Betriebsmitteln und Betriebsführungskonzepten oder die Untersuchung der Interaktion von Netzbetreiber und Marktteilnehmern im Vordergrund stand, wurde im Projekt grid-control ein ganzheitlicher Lösungsansatz angestrebt. Dabei können die Konsortialpartner von grid-control auf den Erkenntnissen und Erfahrungen vergangener Forschungsprojekte und Dienstleistungen aufbauen.

Zustandsschätzung im Verteilnetz

Die Herausforderung der Zustandsschätzung in der Mittel- und Niederspannung liegt in der Zustandsbestimmung eines in Bezug auf die Messdaten unterbestimmten Systems. Die Integration zusätzlicher Messtechnik in diesen Netzen muss aufgrund der hohen Anzahl an Mittel- und Niederspannungsnetzen zielgerichtet in Bezug auf die minimal benötigten Messpunkte erfolgen. Es gibt einige Pilotprojekte zur Überwachung von Mittel- und Niederspannungsnetzen, welche auf unterschiedlichen Umsetzungen und Schwerpunkten basieren. Während die Ausrichtungen der Zielsetzung in der Regel verteilt auf die Messwerterfassung, Datenkommunikation oder Algorithmen gelegt wird, fand eine kombinierte Betrachtung dreiphasiger Messungen mit einem dreiphasigen Zustandsschätzer für die Mittel- und Niederspannung bisher nur ansatzweise statt. Aus diesem Grund wird an die Umsetzung einer dreiphasigen Zustandsschätzung auf Basis von [abdel2016threephase] angeknüpft.

Kapazitätsmanagement, Lastflussregelung an Referenzknoten und Spannungshaltung

Die Funktionen Kapazitätsmanagement, Lastflussregelung an Referenzknoten und Spannungshaltung wurden im Projekt auf der Plattform eines „Regionalen Energie Management System“ (REMS) umgesetzt. Als Ausgangsbasis für die Entwicklung des REMS diente ein bestehendes „Mirco Energy Management System“ welches in [takeda2011management] beschrieben ist. Die Ausgangssituation für die einzelnen Funktionalitäten ist wie folgt:

- Ausgangspunkt für Umsetzung des Kapazitätsmanagements und der Lastflussregelung am Referenzknoten bilden die bestehenden Funktionalitäten im Netzleitsystem, welche heute den Operator bei der Auswahl der entsprechenden Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements unterstützen. Die in grid-control angestrebte Umsetzung grenzt sich jedoch durch einen höheren Automatisierungsgrad und das Monitoring kompletter Mittel- und Niederspannungsnetze von der heutigen Technik ab.
- Wesentliches Merkmal des in grid-control verfolgten Ansatzes zur Spannungshaltung ist die Koordination verschiedener zur Spannungsregelung beitragender Betriebsmittel bzw. Maßnahmen. Konzeptionell angelehnt ist dieser Ansatz an die Funktion von Parkreglern großer Windparks.

Lastflussprognosen und Proaktives Engpassmanagement

Ein wesentliches Merkmal des proaktiven Engpassmanagements im Kontext des Projekts grid-control ist die erforderliche Interaktion von Netzbetreibern und Marktteilnehmern. Einen Rahmen für die Ausgestaltung des proaktiven Engpassmanagements bietet das sogenannte Netzaampelkonzept [bnetza2011smart], [bdew2013roadmap]. Bisherige Forschungsvorhaben (z.B. aus dem E-Energy Förderprogramm) fokussieren in Bezug auf ein proaktives Engpassmanagement meist zentrale zeitvariable Stromtarife oder eine Marktplattform zur Koordination von Erzeugung und Verbrauch im Stromnetz. Darüber hinaus werden (regionale) Flexibilitätsmärkte [vde2014flexibilitätsmärkte] diskutiert. Abbildung 4 gibt eine Übersicht über die wichtigsten diskutierten Ansätze. Eine detaillierte, vollumfängliche Beschreibung und Implementierung der gelben Ampelphase gab es jedoch zu Projektanfang noch nicht. Zudem fehlen für die Bereitstellung von Flexibilität durch Anlagenbetreiber sowie für die Nutzung von Flexibilität auf Seiten des Verteilnetzbetreibers die notwendigen rechtlichen Rahmenbedingungen.

Im Rahmen des Modellversuchs „Flexibler Wärmestrom“ ([enbw2015wärmestrom], [koopmann2015netzkompatibles]) wurde erstmalig eine quotenbasierte Umsetzung des Netzaampelkonzepts entwickelt und erprobt. Das Quotenmodell von grid-control baut auf dem dort angewandten Quotenmodell auf.

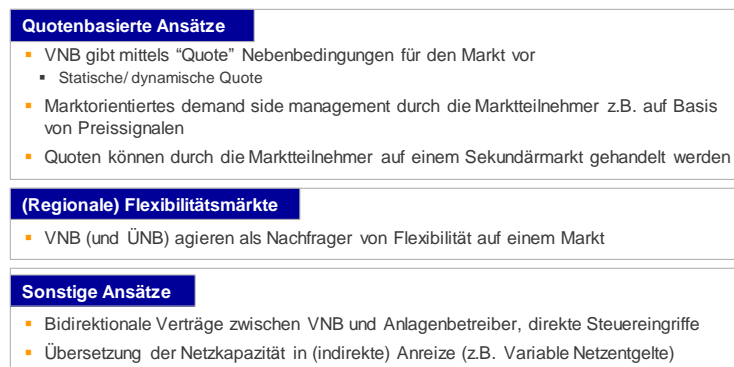


Abbildung 4: Übersicht von Ansätzen für ein netzkompatibles/ netzdienliches Flexibilitätsmanagement

Voraussetzung für die Umsetzung eines Netzauslastungskonzepts und insbesondere des Quotenansatzes ist eine funktionierende Lastflussprognose. Ausgangsbasis für die Umsetzung der Lastflussprognosen in grid-control bildeten unter anderem bestehende Standardlastprofile [bdew2017standardlastprofile] sowie Netze BW vorliegende, anonymisierte Smart-Meter-Profile. Standardlastprofile werden als repräsentative Lastprofile für Kunden ohne registrierende Lastgangmessung mit niederspannungsseitiger Versorgung für die Belieferung und Abrechnung verwendet. Dabei existieren verschiedene „Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland“ ([vdew2000lastprofilverfahren] [fuenfgeld2000anwendung]). Verschiedene Arbeiten haben jedoch gezeigt, dass Standardlastprofile erst bei einer Aggregation einer gewissen Anzahl von Kunden mit gemessenen Profilen vergleichbar seien [engels2000bewertung]. Zudem berücksichtigen SLPs momentan keine neuen Verbraucher wie beispielsweise Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher. Aus diesem Grund sollen im Projekt grid-control zusätzlich auf der Basis von Smart-Meter Profilen Lastprognosen für Anlagen in der Niederspannung erstellt werden. Dabei werden unter anderem bewährte k-means Verfahren zur Clusterung der Profile herangezogen.

Grundlage für das eingesetzte Gebäude Energie Management System bildet das "Organic Smart Home" aus [allering2011organic], welches in den Forschungsprojekten MeRegioMobil und iZEUS entwickelt und erprobt wurde. Fokus in der Entwicklung des Organic Smart Homes war das Energiemanagement im Haushalt und in privaten Wohngebäuden.

Probabilistische Netzplanung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien, vorwiegend im Verteilnetz, verändert den Betrieb der Verteilnetze, weg von einem passiven Betrieb bei dem nicht steuernd eingegriffen wird, hin zu einem aktiven Betrieb [pilo2014planning]. Bei der Planung der elektrischen Verteilnetze muss dieser aktive Betrieb zukünftig berücksichtigt werden, woraus die Anforderung nach zeitreihenbasierten und probabilistischen Methoden in der Verteilnetzplanung resultiert [pilo2014planning], [kays2014agend], [seack2016time-series], [schwippe2015potential], [wiest2017rapid], [probst2014emob]. Bisherige Ansätze zur probabilistischen Verteilnetzplanung betrachten die relevanten Teilaspekte getrennt. So erfolgen getrennt Untersuchungen zur Optimierung der Rechenmethode von probabilistischen Lastflüssen [schwippe2009probabilistic], [schwippe2015potential], [zhang2004probabilistic] oder zur stochastischen, zeitreihenbasierten Modellierung von Haushaltslasten [labeeuw2013], [labeeuw], [chen2013probabilistic]. Ein wesentlicher Aspekt im Projekt grid-control ist die Zusammenführung dieser Ansätze und die erforderliche Berücksichtigung des Netzauslastungskonzepts ([bnetza2011smart], [bdew2013roadmap]). Im Projekt RegModHarz⁶ basiert die Verteilnetzplanung auf Standardlastprofilen, welche mit regionalen Strukturdaten aggregiert wurden. Im vorliegenden Projekt basiert der Ausgangspunkt der Verteilnetzplanung auf historisch gemessenen Daten sowie auf synthetischen Verbraucher- und Erzeugerprofilen [groß2017parametrisation].

Inselnetzbetrieb

Die Möglichkeit des Übergangs zum stabilen Inselnetzbetrieb könnte zukünftig in definierten Netzgebieten mit dezentralen Erzeugungsanlagen eine Maßnahme zur Stützung der Versorgungssicherheit darstellen. Aus heutiger Sicht ist jedoch eine Inselnetzbildung im Normalfall nicht erwünscht, weshalb dezentrale Erzeuger

⁶ Internetseite: <http://www.regmodharz.de>. Stand: 14.06.2019

eine Inselnetzerkennung besitzen, um sich in diesem Fall vom Netz zu trennen. Unter aktuellen Gesichtspunkten könnten in Netzen bei nicht Abschaltung dezentrale Erzeuger Netzspannungen vorherrschen, welche eine Gefährdung für Personen darstellt. Fehlende Kurzschlussleistung sowie phasenverschobene Spannungen sind weitere Aspekte die diesbezüglich für Probleme sorgen können [dena2017inselnetsbildung]. Zur Beurteilung inwiefern der Inselnetzbetrieb zur Versorgungssicherheit beitragen und einen stabilen Netzbetrieb gewährleisten kann, müssen dynamische Analysen des betrachteten Netzgebietes durchgeführt werden. Hierzu wird im Projekt grid-control ein aggregiertes Modell eines Niederspannungsnetzes aufgebaut und in Bezug auf einen stabilen Netzbetrieb hinsichtlich der Frequenzhaltung im Inselbetrieb untersucht.

Momentanreserve und Kurzschlussleistung

Ein Überblick über die Nutzung hybrider Speichersysteme zur Integration erneuerbarer Energien, deren Regelkonzepte und meist mittelgroße Pilotanwendungen ist in [nehr2011review] gegeben. Eine Gegenüberstellung der Eigenschaften und Kosten verschiedener elektrischer Energiespeichertechnologien sowie ein Konzept für ein hierarchisches Speichersystem aus Lithium-Ionen-Batterien, Blei-Akkus und Superkondensatoren mit separater Anbindung ist in [pedram2010hybrid] vorgestellt. Abstrakte Untersuchungen bzgl. der Flexibilität, Modularität und Skalierbarkeit von hybriden Speichersystemen sind in [kim2014hybrid] gegeben und eine Pareto-optimale Dimensionierung ist in [ghiassi2016joint] vorgestellt. Basierend auf einem RC-Modell und stündlich aufgelösten Lastprofilen werden die optimalen Größen der Speicher für die Maximierung des Eigenverbrauchs von lokal erzeugter Photovoltaikenergie ermittelt. Unter Nutzung einer einfachen Heuristik für die Energieverteilung auf die Speichertechnologien ergibt sich ein Speicherbedarf von einigen kWh für den Superkondensator und mehreren hundert kWh für die Batterie in einem Haushaltszenario. Auch der Einsatz hybrider Speicher zur Ausnutzung zeitvariabler Tarife ist im häuslichen Kontext bereits diskutiert [wang2013optimal]. Die Nutzung von Brennstoffzellen in Kombination mit Batteriespeichern wird in [vosen1999hybrid] zur Maximierung der Photovoltaikeigennutzung in einem häuslichen Szenario diskutiert. Hierbei zeigen Simulationen eines Jahres, dass ein vorgestellter Regler auf Basis eines neuronalen Netzes die Kosten für die Energiespeicherung deutlich reduziert.

1.6 Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen des Projekts erfolgte ein umfassender Austausch mit anderen Forschungsprojekten sowie nationalen und internationalen Gremien.

- VDE DKE: Das DKE K901 „System Komitee Smart Energy“ informierte sich über das Projekt und besuchte das NETZlabor Freiamt.
- Proaktives Verteilnetz (PaVn) (FKZ 03ET7521): Das ebenfalls öffentlich geförderte Projekt wies eine große Überdeckung mit grid-control auf. Das vom Projekt PaVn umgesetzte Konzept einer „Flexibilitätseinschränkungsliste“ ähnelt in großem Maße dem Quotenmodell. Beide Projekte verfolgen den Ansatz, dass der Abruf von netzdienlicher Flexibilität durch den VNB mittels einer Grenzwertvorgabe zur maximal zulässigen, zeitgleichen Flexibilitätsnutzung erfolgt. Es gab daher gemeinsame Workshops zu Flexibilitätsanreizen und Preisbildungsmechanismen für Flexibilität.
- “Universal Smart Energy Framework“ (USEF): Das von grid-control verfolgte Konzept wurde ebenso wie das von PaVn in eine Studie der VNB-Arbeitsgruppe von USEF eingebracht. Diese ermöglicht unter Berücksichtigung der individuellen nationalen Herausforderungen einen Vergleich unterschiedlicher Projekte zur Flexibilitätsnutzung [usef2018introduction].
- E.DSO for Smart Grids: Im Rahmen des Projects Committee erfolgte ein entsprechender Austausch mit anderen Verteilnetzbetreibern zur Flexibilitätsnutzung im und aus dem Verteilnetz.
- SINTEG-Projekt C/sells (FKZ 03SIN100-153): Aufgrund der Beteiligung mehrerer Partner sowohl in C/sells als auch in grid-control war ein Wissens- und Erfahrungsaustausch zwischen den Projekten sichergestellt. Insbesondere wurden die Lösungsansätze und Erkenntnisse von grid-control erläutert und diskutiert.

2. grid-control Gesamtkonzept

Ziel des Forschungsvorhabens grid-control war die Entwicklung und Erprobung von Konzepten und Systemlösungen zur Adressierung einer Vielzahl an Herausforderungen in einem übergreifenden Gesamtlösungsansatz für zukünftige Verteilnetze. Diese Gesamtsystembetrachtung und Gesamtkonzeptentwicklung ermöglicht durch die funktionsübergreifende Nutzung rollengerechter Systemlösungen für verschiedene Anwendungsfälle sowohl technische als auch volkswirtschaftliche Synergieeffekte. Dabei werden unter anderem die Rolle des Markts und der Endverbraucher/Anlagenbetreiber mit der Rolle des Netzbetriebs in Interaktion gebracht. Einen Rahmen für die Ausgestaltung der entstehenden Interaktion von Netzbetreiber und Marktteilnehmern bietet das *Netzampelkonzept*, welches das Herzstück des Projekts bildet.

2.1 Das Netzampelkonzept

Das Netzampelkonzept wurde 2011 erstmals als „Kapazitätsampel“ von der Bundesnetzagentur vorgestellt [bnetza2011smart], [bdew2013roadmap]. Es beschreibt im Allgemeinen einen Rahmen für die Interaktion aller marktrelevanten Rollen (Lieferanten, Händler, Erzeuger, Speicherbetreiber etc.) und der gesetzlich regulierten Rollen (Netzbetreiber, Messstellenbetreiber etc.) und regelt diese anhand von Systemzuständen: „grün“, „gelb“ und „rot“ (siehe Abbildung 5). Für die Umsetzung des Konzepts ermittelt der verantwortliche Netzbetreiber den aktuellen bzw. den prognostizierten Zustand des betrachteten Netzgebiets und ordnet diesen einer der drei Ampelphasen zu. Je nach Ampelphase gelten dann im jeweiligen Netzgebiet bestimmte Regeln für die Interaktion und die Nutzung der Flexibilität von dezentralen Anlagen. Ziel dabei ist einerseits die Vermeidung von Netzüberlastungen durch die netzdienliche Nutzung der Flexibilität dezentraler Anlagen und andererseits ein möglichst freier Markt durch klare Abgrenzungen zwischen den Phasen. Im Vergleich zum heutigen Netzbetrieb liegt der zentrale Unterschied des Ampelkonzepts in der Einführung einer dritten Phase, der gelben Ampelphase.

	Netzengpass in Echtzeit Der Netzbetreiber greift mit bedarfsgerechten Notfallmaßnahmen durch die direkte Steuerung von Anlagen umgehend in den Markt ein („Netzphase“). (z.B. heutiges Einspeisemanagement)
	Netzengpass prognostiziert Interaktion von Netz & Markt : Der Netzbetreiber nutzt Flexibilitäten zur Vermeidung des Netzengpasses. Die Marktseite passt die Fahrpläne für den Strommarkt entsprechend an. („Interaktionsphase“) (neue Phase)
	Kein Netzengpass prognostiziert Flexibilitäten werden ausschließlich marktdienlich durch die Marktteilnehmer genutzt. („Marktphase“) (heutiger Normalbetrieb)

Abbildung 5: Netzampelphasen nach [bnetza2011smart] und [bdew2013roadmap]

2.2 Quotenbasierte Umsetzung der Netzpampel in „grid-control“

Die Eignung eines Lösungsansatzes für die Vermeidung konkreter Netzüberlastungen hängt von verschiedenen Faktoren ab. Hierzu gehören unter anderem:

- Typ/ Ursache/ Spannungsebene des Netzengpasses (lastseitig (z.B. Elektromobilität, Power2Heat) oder einspeiseseitig (z.B. Wind oder PV Einspeisung))
- Technisches Potential der vorhandenen flexiblen Anlagen zur Vermeidung der Überlastung
- Technische Anforderungen des Lösungsansatzes (z.B. Prognosedetailgrad, Beobachtbarkeit im Netz)
- Liquidität eines möglichen Flexibilitätsmarktes, Marktmacht einzelner Marktakteure, spieltheoretische Freiräume
- Marktintegration (effizientes Zusammenwirken mit bestehenden Märkten (z.B. Day -ahead/ Intraday-Markt))
- Technische/ volkswirtschaftliche Effizienz und Effektivität bei der Bewirtschaftung von Netzengpässen
- Zuverlässigkeit der langfristigen Flexibilitätserbringung (Verteilnetzbetreibersicht) vs. Geschäftsmodellpotential für Flexibilitätsanbieter (Marktsicht)
- (Transaktions-)Kosten
- Kompatibilität zum regulatorischen Rahmen
- Diskriminierungsfreiheit
- Akzeptanz der Kunden/Prosumer

[ecofys2017market] unterscheidet aus diesem Grund zwischen verschiedenen Typen von Netzregionen, die jeweils vor unterschiedlichen Herausforderungen beispielsweise in Bezug auf Umfang und Typ von Netzengpässen stehen. Demnach eignen sich jeweils unterschiedliche Lösungsansätze je nach Netzregion. Dabei eignen sich laut [ecofys2017market] in last- und photovoltaikdominierten Regionen wie dem grid-control Feldtestgebiet Quotenmodelle, die perspektivisch mit einem Sekundärmarkt ausgestaltet werden können. Dieser Ansatz wurde im Projekt grid-control umgesetzt.

Ziel des grid-control Konzepts ist es, lokale Netzüberlastungen zu vermeiden und gleichzeitig möglichst viel Freiraum für beispielsweise Lastverlagerungen durch Lieferanten/Aggregatoren zu ermöglichen. Dabei können Netzengpässe zum einen einspeiseseitig und zum anderen lastseitig induziert sein. Grundsätzlich ist der Netzbetreiber indifferent, ob zur Netzentlastung innerhalb der Kapazitätsgrenzen die Einspeise- oder die Verbrauchsseite ihr Verhalten verändert. Um die Marktteilnehmer möglichst wenig einzuschränken und der Diskriminierungsfreiheit gerecht zu werden, wird somit im grid-control Konzept durch den Netzbetreiber ein Opportunitätsraum übermittelt, innerhalb dessen sich die Marktteilnehmer frei und perspektivisch unter Verwendung eines zusätzlichen Flexibilitätsmarktes bzw. Quotenmarktes untereinander optimieren können. Die Grenzen dieses Opportunitätsraums repräsentieren dabei die maximale Verbrauchs- bzw. Einspeiseleistung, die durch flexible Lasten bzw. Einspeiseanlagen im jeweiligen Netzsegment bezogen bzw. eingespeist werden dürfte, ohne eine Überlastung zu verursachen. Dieser Opportunitätsraum wird in Form von Quoten durch den Netzbetreiber an die im jeweiligen Netzsegment beteiligten Marktteilnehmer übermittelt. [volk2017engpassmanagement], [volk2019managing].

Lastaktivierungsquote (kurz Lastquote)

Eine Lastquote (auch Lastaktivierungsquote genannt) repräsentiert den Anteil von flexiblen Lasten in einem Netzsegment, der zu einem Zeitpunkt aktiviert werden kann, ohne dass es zur Verletzung von Netzrestriktionen kommt. Entsprechendes gilt analog für flexible Einspeiseanlagen bei der Einspeiseaktivierungsquote.

Ein Netzsegment – im Folgenden Netzcluster genannt - repräsentiert dabei einen Netzabschnitt, der einem bestimmten Netzbetriebsmittel mit einer bestimmten Kapazität unterlagert ist und dessen Lastflüsse somit durch die jeweilige Netzkapazität beschränkt sind. Als Clusterebenen werden zunächst grundlegend die folgenden Betriebsmittel (siehe Abbildung 6) herangezogen.

- Δ Umspannwerkstransformator
- Δ MS-Strang
- Δ Ortsnetztransformator
- Δ NS-Strang

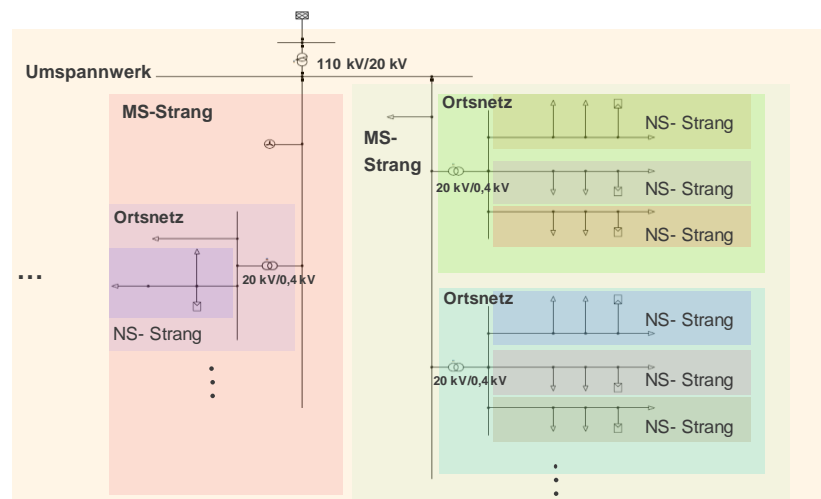


Abbildung 6: Netzclusterebenen

Für eine Anlage in der Niederspannungsebene (Cluster NS-Strang) wird folglich für mehrere Netzclusterebenen eine Quote als Nebenbedingungen für die Fahrplanoptimierung an den Marktteilnehmer übermittelt. Während des grid-control Feldtests wurde neben den (Aktivierungs-)quoten für die gelben Ampelphasen zudem für die grünen Ampelphasen eine Abweichungsquote übermittelt. Diese diente den Marktteilnehmern als Information über den zur Verfügung stehenden Opportunitätsraum. Auf diese Weise wurde vermieden, dass durch die Fahrplananpassungen Überlastungen in den zuvor mit einer grünen Ampelphase gekennzeichneten Zeiträumen auftreten. Dabei wurde jedoch festgestellt, dass eine Übermittlung der Aktivierungsquoten auch für diese Zeiträume als Information über den Opportunitätsraum und als Rahmenbedingung für die Fahrplanoptimierungen ausreicht. Auf diese Weise wird eine möglichst effiziente Nutzung der zur Verfügung stehenden Netzkapazität ermöglicht. Der Netzbetreiber agiert dabei nicht als Nachfrager auf einem Markt und gibt keine Vorgaben für einzelne Anlagen vor. In Abbildung 7 sind die entsprechenden Interaktionen zwischen den beteiligten Akteuren dargestellt.

Sollte die Netzkapazität durch die unflexiblen Anlagen im Netzcluster überschritten werden, werden flexible Anlagen in diesem Zeitabschnitt durch eine „negative“ Quote dazu veranlasst, die Überschreitung auszugleichen. Beispielsweise könnten Batteriespeicher durch eine „negative“ Quote dazu veranlasst werden zur Mittagszeit Strom einzuspeichern, wenn durch die Einspeisung unflexibler EEG-Anlagen die Netzkapazität überschritten werden würde. Gelingt dies nicht, so kann der Netzbetreiber im Rahmen der roten Netzampelphase eingreifen.

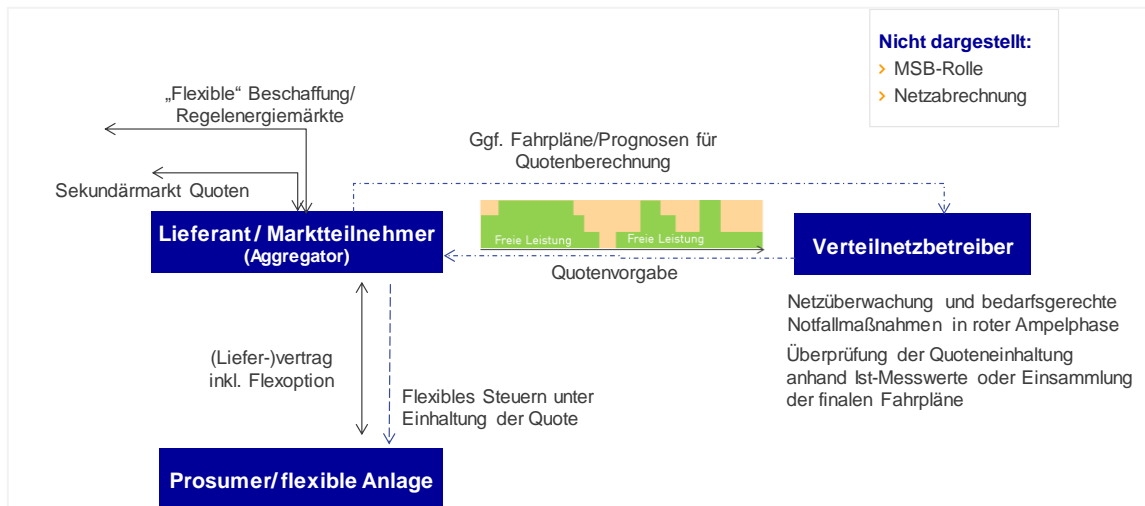


Abbildung 7: Interaktionen zwischen den beteiligten Akteuren

Abbildung 8 und Formel 1 veranschaulichen die Berechnung der Lastquote, siehe auch [geschermann2018integration]. Von der Netzkapazität des Betriebsmittels K_L lastseitig bzw. K_E einspeiseseitig (z.B. Nennscheinleistung eines Ortsnetztransformators) werden zunächst die unflexible Last sowie die unflexible Einspeisung und ggf. ein Puffer für Prognoseungenauigkeit abgezogen und es verbleibt ein entsprechender Opportunitätsraum (blauer Balken in Abbildung 8) für die flexiblen Lasten. Hierbei wird Last als positive und Einspeisung als negativer Wert definiert. Dieser Opportunitätsraum wird anschließend auf die installierte Leistung an flexiblen Lasten bezogen, sodass sich ein entsprechender Prozentwert als Aktivierungsquote, eine Art Gleichzeitigkeitsfaktor, ergibt. Diese Berechnung erfolgt viertelstundenscharf (Index t) für die verschiedenen Netzcluster (Index c), wobei die Berechnung langfristig (z.B. Zeithorizont 1- mehrere Jahre) oder kurzfristig (z.B. day-ahead, intraday) erfolgen kann.

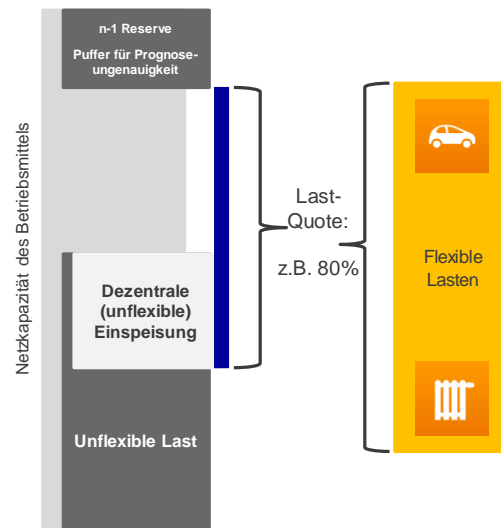


Abbildung 8: Veranschaulichung Berechnung Lastquote

$$q_{L,c,t} = \frac{OG_{L,c,t}}{|P_{L,flex,inst}|} = \frac{K_{L,c} - P_{L,unflex,c,t} - P_{E,unflex,c,t} - Puffer_{L,c,t}}{|P_{L,flex,inst}|} \quad (1)$$

$$q_{E,c,t} = \frac{OG_{E,c,t}}{|P_{E,flex,inst}|} = \frac{K_{E,c} - P_{E,unflex,c,t} - P_{L,unflex,c,t} - Puffer_{E,c,t}}{|P_{E,flex,inst}|} \quad (2)$$

Formel 1: Berechnung der Quoten

Abbildung 9 veranschaulicht einen exemplarischen Tag mit viertelstundenscharfen Opportunitätsgrenzen.

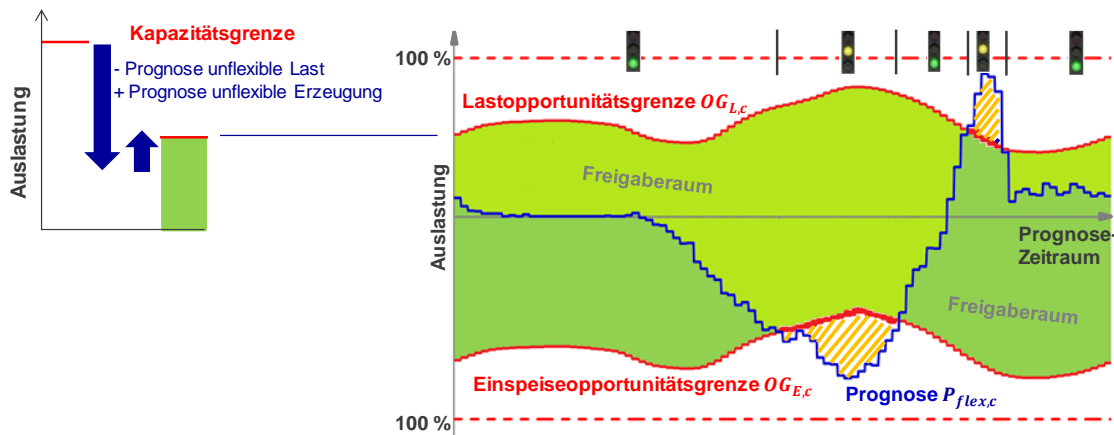


Abbildung 9: Beispielhafter Verlauf der Opportunitätsgrenzen

Der in grid-control entwickelte und erprobte Netzampelansatz baut auf dem quotenbasierten Konzept eines netzkompatiblen Lastmanagements aus [enbw2015wärmestrom] sowie [koopmann2015netzkompatibles] auf. Dabei wurde in grid-control der Quotenansatz um die Berücksichtigung von Einspeiseanlagen erweitert und in einen day-ahead Prozess integriert. Auf diese Weise wurde die Quote zu einer dynamischen Quote. Ziel ist es hierdurch die Effizienz der Netznutzung zu erhöhen – zugleich steigt jedoch die Komplexität der Quotenberechnung. Je nach Quotenberechnungsmethodik und um die Netzkapazität möglichst effizient auszunutzen werden neben den Systemen und Schnittstellen zur Quotenberechnung und -verarbeitung zudem eine online-Überwachung des Netzzustands sowie Eingriffsmöglichkeiten durch den Netzbetreiber in der roten Ampelphase notwendig.

Mögliche Anreize für Flexibilitätsanbieter/ Marktteilnehmer, im Rahmen eines Quotenmodells Flexibilität bereitzustellen, werden in verschiedenen Studien untersucht (z.B. [gruber2018anreizmechanismen]). Eine Untersuchung dieser Aspekte war jedoch kein Bestandteil in grid-control – ebenso Bilanzierungsverfahren für flexible Tarife auf Marktseite. Darüber hinaus wurde das Thema Pönalisierung nur am Rande betrachtet. Vorstellbar ist hier beispielsweise eine verursachergerechte Kostenzuordnung, bei der der Verursacher eines Eingriffs durch den Netzbetreiber aufgrund eines Fehlverhaltens (z.B. Nichteinhaltung der Quote) für die nichteingespeiste/nichtbezogene Energie des anderen Netzteilnehmers aufkommt.

2.3 „grid-control“ Systemlösungen im Gesamtkonzept

In Abbildung 10 sind die grid-control Arbeitsgebiete und die entsprechend entwickelten Systemlösungen sowie deren Zusammenhänge dargestellt. Die Systemlösungen sind dabei den Rollen Verteilnetzbetreiber, Marktteilnehmer und Prosumer zugeordnet. Die in den einzelnen Systemen implementierten Funktionen greifen dabei teilweise auf Daten/Funktionen mehrerer anderer Systeme zu. Nicht dargestellt sind unflexible Prosumer, deren Anlagen nicht gesteuert werden können sowie Industriebetriebe und flexible Anlagen, die durch Marktteilnehmer z.B. im Rahmen eines virtuellen Kraftwerks direkt gesteuert werden. Neben dem GEMS ist bei den Prosumern eine **Grid-Control Unit (GCU)** (bzw. die künftige Smart Meter Infrastruktur [bundesregierung2017digitalisierung]) installiert, die eine Steuerung der für den Netzbetrieb relevanten Anlagen durch den Verteilnetzbetreiber ermöglicht.

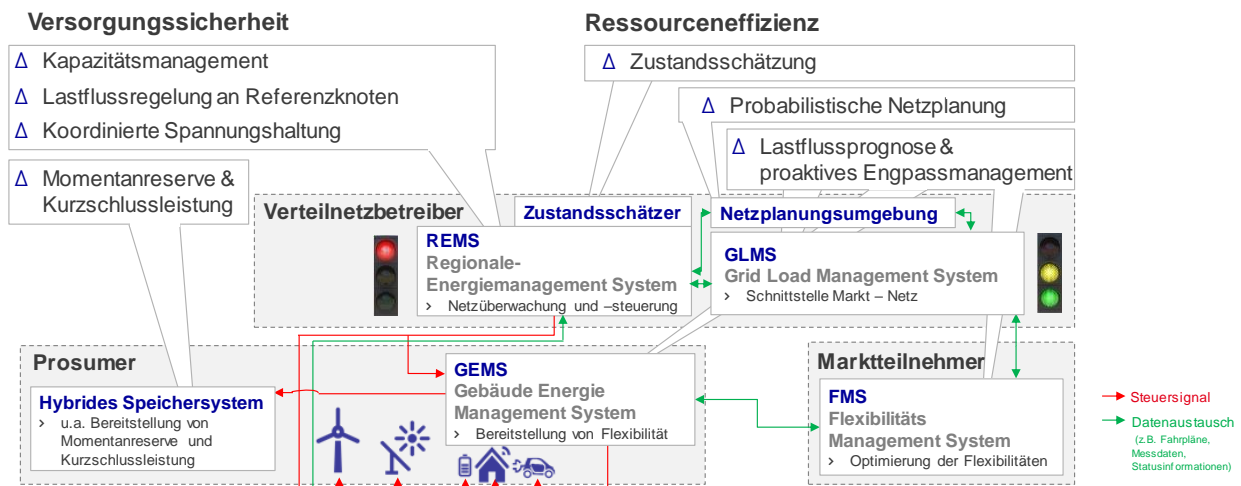


Abbildung 10: grid-control Themengebiete und rollengerechte Systemlösungen

Die entstehende Interaktion der verschiedenen Akteure bzw. die rollenüberreifende Nutzung dezentraler Anlagen bei der quotenbasierten Umsetzung der Netzzampel führt dabei zu Zusammenhängen bzw. Abhängigkeiten der verschiedenen Themengebiete wie beispielsweise Netzbetrieb (z.B. Kapazitätsmanagement), Netzbetriebsplanung (z.B. Lastflussprognosen) und Netzplanung. Demzufolge lassen sich einige übergreifende Fragestellungen und Schnittstellen in Bezug auf die verschiedenen grid-control Arbeitsgebiete und die Systemlösungen ableiten. Auf Basis dieser Fragestellungen wird im Folgenden das Gesamtkonzept beschrieben.

Zustandsschätzung für eine effiziente Anlagensteuerung: Wie kann die für die Anlagensteuerung (Kapazitätsmanagement) erforderliche Beobachtbarkeit des Netzzustands mit einem Minimalmaß an benötigter Sensorik hergestellt werden?

Die ressourceneffiziente Erfassung von Spannung-, Strom- und Leistungsmesswerten im Verteilnetz stellt eine Grundvoraussetzung für die Anwendung von Kapazitätsmanagement-Systemen, wie sie im Projekt grid-control untersucht wurden, dar. Daher wurden im Projekt Verfahren für die Zustandsschätzung im Verteilnetze entwickelt und in einem Prototyp implementiert. Konzeptionell hat die Zustandsschätzung eine Schnittstelle zum Regionalen Energie Management System, um die Beobachtbarkeit des Verteilnetzes mit einem Minimalmaß an Sensorik zu ermöglichen. Eine detaillierte Beschreibung des entwickelten Zustandsschätzers erfolgt in Kapitel 3.5 sowie in [groß2017konzept] und [groß2019validierung].

Lastflussprognosen für ein proaktives Engpassmanagement: Wie erfolgt die Erstellung der Prognosen/ die Ermittlung der Engpässe für die Umsetzung eines proaktiven Engpassmanagements?

Der Trend der Direktvermarktung von erneuerbaren Energien und mögliche unbekannte Effekte auf der Lastseite beispielsweise durch den Einsatz von smarterer Steuertechnik lassen erahnen, dass es künftig schwierig sein wird, den Netzzustand im Verteilnetz ohne Kenntnis dieser Vorgänge zu prognostizieren. Aus diesem Grund wurde in grid-control vorgesehen, Informationen und Daten der Marktseite bzw. der Anlagenbetreiber für eine Lastflussprognose im jeweiligen Verteilnetz und somit zur Ermittlung des nötigen Flexibilitätsbedarfs zu verwenden.

Entsprechend dieser Anforderungen kommt zur Ermittlung des Netzzustandes und der Identifikation von Engpässen das Grid Load Management System (GLMS) zum Einsatz, welches eine Schnittstelle zwischen Energiemarktteilnehmern und dem Netzbetreiber schafft. Zudem wirken im Prozessschritt „Engpassprognose“ (Lastflussprognose), der in Abbildung 11 dargestellt ist, sowohl Gebäude Energie Management Systeme (GEMS) auf Prosumerseite als auch das Flexibilitäts Management System (FMS) des Marktteilnehmers mit. Die GEMS erstellen lokal Prognosen über Verbrauch und Erzeugung für den nächsten Tag und bestimmen und übermitteln einen initialen

Fahrplan auf Basis einer lokalen Energieoptimierung. Auch die zur Verfügung stehende Flexibilität der angeschlossenen flexiblen Anlagen, z.B. Batteriespeicher, werden mitgeteilt. Das FMS sammelt die Informationen über die Flexibilität/Fahrpläne von den GEMS ein, optimiert diese Fahrpläne und stellt diese Daten zusammen mit weiteren Prognosen über weitere Netznutzer dem GLMS zur Verfügung. Das Einsammeln der Zeitreihen durch das GLMS sowie die Lastflussprognose erfolgt dabei morgens jeweils für den Folgetag, damit die daraufhin rückgemeldeten Quoten noch an der Day-Ahead- bzw. Intraday-Auktion berücksichtigt und Energiemengen zeitlich verschoben werden können. Eine detaillierte Beschreibung der erwähnten Systemlösungen erfolgt in den Kapiteln 3.2 (GEMS), 3.3 (FMS) sowie 3.4 (GLMS). Des Weiteren wurden die Methodiken in [volk2018evaluation] veröffentlicht.

Proaktives Engpassmanagement: Wie erfolgt die Kommunikation zwischen VNB, Marktteilnehmern und Anlagenbetreibern?

In Abbildung 11 sind der Ampelprozess sowie die beteiligten Systeme dargestellt. Am Prozessschritt „Vermeidung der Überlastung“ (proaktives Engpassmanagement) sind GLMS, FMS und GEMS ebenso beteiligt. Das FMS optimiert die Fahrpläne der GEMS unter Berücksichtigung der vom GLMS übermittelten Quoten am Markt und stellt den GEMS einen entsprechenden Zielfahrplan bereit. Die GEMS haben dann die Aufgabe, diese Zielfahrpläne umzusetzen und bei zu großen unerwarteten Abweichungen gemeinsam mit dem Marktteilnehmer die Vermeidung von Netzüberlastungen zu koordinieren. Dies kann beispielsweise durch einen Intraday-Update Prozess zwischen GEMS und FMS ggf. mit einer erneuten Quotenberechnung erfolgen. Diese Intradayschritte wurden jedoch in grid-control nicht umgesetzt. Eine detaillierte Beschreibung der Systemlösungen erfolgt in den Kapiteln 3.2 (GEMS), 3.3 (FMS) sowie 3.4 (GLMS).

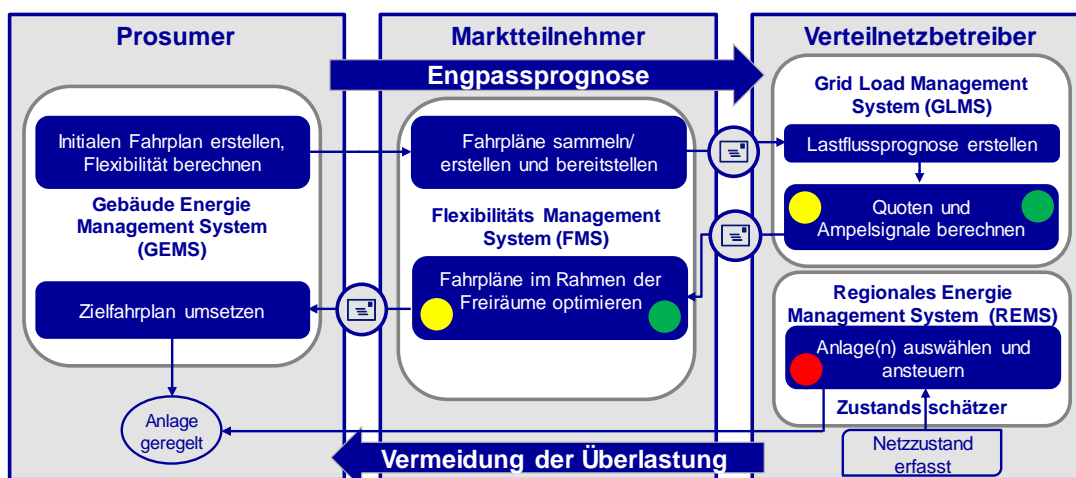


Abbildung 11: grid-control Ampelprozess

Kapazitätsmanagement: Wie greift der Netzbetreiber durch eine direkte Anlagensteuerung im Falle einer (trotz Quotenübermittlung) eintretender Überlastung in Echtzeit ein?

Für den Fall auftretender Überlastungen, die zuvor nicht richtig prognostiziert wurden bzw. mit den im Rahmen der gelben Ampelphase zur Verfügung stehenden Maßnahmen nicht vermieden werden konnten, ist weiterhin eine rote Ampelphase erforderlich. Hierfür wurde ein entsprechendes Automatisierungssystem, das Regionale Energie Management System (REMS), entwickelt und erprobt. Dieses stellt ein dezentrales Netzregelungssystem dar, das dem Netzeitsystem untergeordnet ist. Es kommuniziert sowohl mit den Erzeugungsanlagen und steuerbaren Verbrauchern/Speichern als auch mit der im Verteilnetz befindlichen Sensorik in der Mittel- und Niederspannungsebene. Es übernimmt die Überwachung der Mittel- und Niederspannungsnetze sowie die bedarfsgerechte, automatisierte Ansteuerung dezentraler Anlagen. Dabei können über Steuersignale zum einen die einzelnen Anlagen (z.B. Photovoltaik) direkt geregelt werden. Zum anderen können Steuersignale an die lokalen Gebäude Energie Management Systeme (GEMS)

übermittelt werden, welche dann den Anlagenbetrieb entsprechend anpassen. Eine detaillierte Beschreibung des REMS erfolgt in Abschnitt 3.1. Perspektivisch können zudem die Messwerte und notwendig gewordenen Steuereingriffe des REMS als Erfahrungswerte für eine Verbesserung der Lastflussprognosen im GLMS dienen.

Koordinierte Spannungshaltung: Wie können Spannungsbandverletzungen effektiv koordiniert behoben werden?

Um das Netz in seinen zulässigen Spannungsgrenzen zu betreiben, stehen dem Verteilnetzbetreiber verschiedene Maßnahmen wie z.B. regelbare Ortsnetztransformatoren oder Vorgabe eines Verschiebefaktors $\cos(\varphi)$ für die an das Netz angeschlossenen Anlagen zur Verfügung. Somit erfolgt im grid-control Konzept eine Behebung möglicher im GLMS prognostizierter Spannungsbandverletzungen nicht über die Einschränkung der Wirkleistungseinspeisung/-bezug. Um die Effizienz des Einsatzes spannungshaltender Maßnahmen zu steigern, wurden dabei im REMS Algorithmen zur koordinierten Spannungshaltung umgesetzt. Dafür berechnet das REMS jeweils den Einfluss einer Maßnahme und sendet koordiniert Befehle an den regelbaren Ortsnetztransformator oder an dezentrale Anlagen bzw. oder an GEMS.

Lastflussregelung an Referenzknoten: Wie kann der Verteilnetzbetreiber die flexiblen Anlagen für die Bereitstellung eines Lastflusses an Referenzknoten nutzen?

Das REMS kann neben dem Kapazitätsmanagement den Lastfluss an vorgegebenen Referenzknoten erfassen und bei Vorgabe eines Soll-Wertes, beispielsweise durch die Netzleitstelle, diesen durch Ansteuerung der dezentralen Anlagen auf den Vorgabewert regeln. Dies dient insbesondere der Unterstützung des vorgelagerten Netzes zur Beherrschung systemkritischer Zustände (z.B. bei einer Überlastung durch zu hohe Rückspeisung). Das REMS stellt somit ein wichtiges Werkzeug für den stabilen und sicheren Netzbetrieb dar und es werden Synergieeffekte geschaffen.

Probabilistische Netzplanung: Wie lässt sich das proaktive Engpassmanagement (der quotenbasierte Netzaampelansatz) als Betriebsoption in die Netzplanung integrieren? Wie können Mess- und Prognosewerte bzw. Zeitreihen zukünftig in die Netzplanung integriert werden?

Die bisher beschriebenen Systeme und Betriebskonzepte ermöglichen eine Steigerung der Ressourceneffizienz beim Netzausbau. Zur Nutzung dieser Potentiale wurden im Projekt grid-control neue probabilistische Netzplanungsverfahren entwickelt, die sowohl die Präzision der Netzplanung erhöhen als auch die Anwendung der proaktiven sowie reaktiven Engpassmanagementmethoden berücksichtigen. Die entwickelten Verfahren wurden in eine prototypischen Planungsumgebung implementiert und Schnittstellen zu den verschiedenen Datenquellen (REMS, GLMS) umgesetzt. Eine detaillierte Beschreibung erfolgt in Kapitel 3.6 sowie in [wiest2018diss].

Momentanreserve und Kurzschlussleistung: Wie können Wechselrichter, mit denen erneuerbare Energieanlagen größtenteils mit dem Netz verbunden sind, zusammen mit Speichern einen Beitrag zu Systemdienstleistungen wie etwa Momentanreserve und Kurzschlussleistung leisten?

Neben der Bereitstellung von Flexibilität für markt- sowie netzdienliche Zwecke wird die Erbringung von Systemdienstleistungen wie Momentanreserve und Kurzschlussleistung durch dezentrale Anlagen diskutiert. Für diese Anwendungsfälle wurde im Rahmen eines Laboraufbaus ein hybrides Batteriespeichersystem mit entsprechenden Regelalgorithmen realisiert und erprobt. Das System wird in Kapitel 3.7 erläutert. Auf Grund der (versorgungs-) sicherheitskritischen Eigenschaften der zur Evaluation erforderlichen Versuche, wird das hybride Speichersystem nicht zusammen mit den anderen Systemen in einem Feldtest evaluiert, sondern mittels einer Power Hardware-in-the-Loop-Umgebung in einem Labortest. Hierdurch können die erforderlichen kritischen Netzsituationen realistisch, reproduzierbar und sicher nachgestellt werden.

3. Entwickelte Systemlösungen

In diesem Kapitel werden die entwickelten Systemlösungen näher beschrieben.

3.1 Regionales Energie Management System (REMS)

3.1.1 Konzeptbeschreibung

Das REMS bildet im Gesamtkonzept von grid-control ein dezentrales Automatisierungssystem für die Nieder- und Mittelspannung und erfüllt grundsätzlich die folgenden Aufgaben:

- Überwachung des Netzzustandes und automatisierte Erkennung von Überlastungen aufgrund vorgegebener Kriterien (Spannungsband, thermischer Grenzstrom, Wirkleistungsvorgabe an Referenzpunkt)
- Definition der zielgerichteten Regelungsmaßnahmen einschließlich Auswahl der zu regelnden Kundenanlagen
- Automatisierte Ausführung zielgerichteter Regelungsmaßnahmen z.B. Einspeisemanagement oder Lastmanagement. (Einschließlich Auswahl der zu steuernden Kundenanlagen)

Zur Überwachung des Netzzustandes und zur automatisierten Umsetzung und Regelungsmaßnahmen ist im REMS ein Netzmodell mit Angaben zur thermischen Belastbarkeit der Betriebsmittel und den angeschlossenen steuerbaren Kundenanlagen hinterlegt. Tabelle 2 beschreibt die Anwendungsfälle für die einzelnen Funktionen und gibt einen Überblick der im Projekt implementierten Maßnahmen.

Tabelle 2: Im REMS implementierte Anwendungsfälle und Maßnahmen

Funktion	Anwendungsfall	Maßnahmen
Kapazitätsmanagement	Überlastung aufgrund von Einspeisung Rückspeisung über Kabel/Transformator aus dem Niederspannungsnetz	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung PV-Leistung • Reduzierung Batterieeinspeisung (hier: Batterieentladung stoppen)
	Überlastung aufgrund von zu hoher Last Einspeisung über Kabel/Transformator aus dem Niederspannungsnetz	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung EV Laden • Reduzierung Laden Batteriespeicher
Lastflussregelung am Referenzpunkt	Vorgabe für Netzabschnitt Lastflussregelung an Referenzpunkt	<ul style="list-style-type: none"> • Reduzierung PV-Leistung • Reduzierung Batterieeinspeisung (hier: Batterieentladung stoppen) • Reduzierung EV Laden • Reduzierung Laden Batteriespeicher
Koordinierte Spannungshaltung	Spannungsbandverletzung im Niederspannungsnetz:	<ul style="list-style-type: none"> • Stufung rONT • Blindleistung PV/Batterie • Wirkleistung PV/Batterie

3.1.2 Schnittstellen des Systems

Konzeptionell ist das REMS ein System des Verteilnetzbetreibers und befindet sich daher in dessen IT-Umgebung. Anstelle der konzeptionell vorgesehenen Schnittstelle zum Leitsystem wurde im Projekt eine separate Benutzeroberfläche umgesetzt. Diese beinhaltet eine Visualisierung des Netzzustands sowie der ausgeführten Maßnahmen. Weiterhin können Maßnahmen durch den Benutzer manuell ausgeführt und sowie Rahmenbedingungen für Tests parametrisiert werden.

Abbildung 12 gibt einen Überblick über die Schnittstellen des Systems. Eingangsdaten für das REMS sind vor allem Informationen aus im Netz und bei Kunden installierte Messungen. Dies beinhaltet Angaben zum Messort, Zeitstempel, die Messwerte selbst und Informationen zu deren Gültigkeit. Die Messwerte werden von den im Netz verbauten GCUs über Modbus Protokoll abgerufen und umfassen Strom, Spannung, Spannungswinkel sowie Wirk- und Blindleistung. Weiterhin werden die Messwerte minütlich in einer csv. Datei auf einer Datenaustauschplattform über sftp Protokoll gespeichert. Um die Beobachtbarkeit auch bei unzureichender Messwertdurchdringung zu gewährleisten, wurde konzeptionell eine Schnittstelle zu den

Ergebnissen einer Zustandsschätzung spezifiziert. Ausgangsdaten des REMS sind insbesondere die Steuerbefehle an die Kundenanlagen sowie an Netzbetriebsmittel.

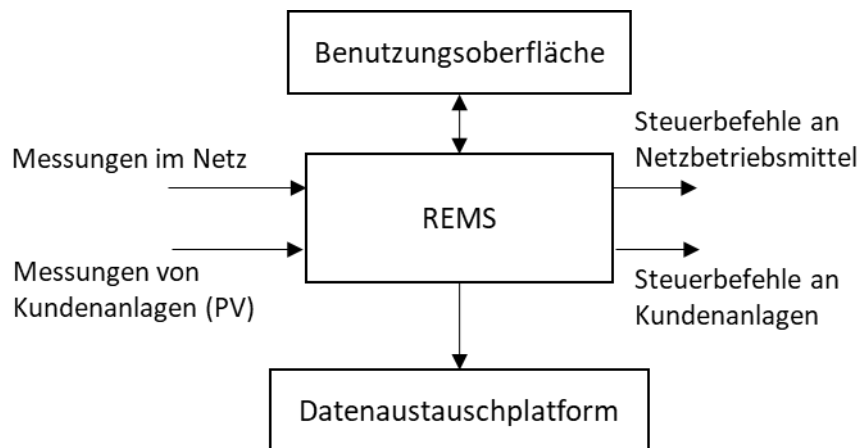


Abbildung 12: Schnittstellen des REMS

3.1.3 Funktionen des REMS

Kapazitätsmanagement

Die Netzzustandsüberwachung des REMS ist zwingende funktionale Voraussetzung zur Umsetzung seiner Kernfunktionen (Lastflussregelung an Referenzknoten, Kapazitätsmanagement, Koordinierte Spannungshaltung) und basiert auf den erhaltenen Messwerten. Grundlage für die Erkennung von Engpässen im Rahmen des Kapazitätsmanagement sind im REMS hinterlegte Angaben zur thermischen Belastbarkeit der Betriebsmittel (Kapazitätsgrenze) im Netz. Diese können z.B. zur Durchführung der Systemtests auch während des Betriebes noch manuell durch den Nutzer angepasst werden. Tabelle 3 gibt einen Überblick über die Grenzwerte, welche im Kapazitätsmanagement überwacht werden.

Tabelle 3: Überwachte elektrische Grenzwerte für das Kapazitätsmanagement

Referenzpunkt	Kapazitätsgrenze	Funktion
MS/NS Transformator/Schaltwerk	S_{\max}	Kapazitätsmanagement
MS/NS Kabel	I_{\max} , U_{\max}	Kapazitätsmanagement, Spannungshaltung

Die Erkennung einer Überlastung und das Ergreifen entlastender Gegenmaßnahmen erfolgt, wie in Abbildung 13 dargestellt, nach einem zweistufigen Ansatz. Neben der eigentlichen (oberen) Kapazitätsgrenze ist zudem eine untere bzw. interne Kapazitätsgrenze (z.B. 80 % der eigentlichen Kapazitätsgrenze) definiert. Bei Überschreiten der internen Kapazitätsgrenze werden die Gegenmaßnahmen (Versendung der Steuerbefehle an ausgewählte Anlagen) erst nach einer vorgegebenen Zeit umgesetzt. Wird die obere Kapazitätsgrenze überschritten, werden die Gegenmaßnahmen unmittelbar umgesetzt. Dies ermöglicht, dass bei einer stetigen Annäherung (wie z.B. in einem PV-geprägten Ortsnetz) eine Abregelung schon kurz vor dem Erreichen des Grenzwertes stattfindet bzw. eine Zeitreserve für eine Verzögerung in der Reaktion der Wechselrichter besteht.

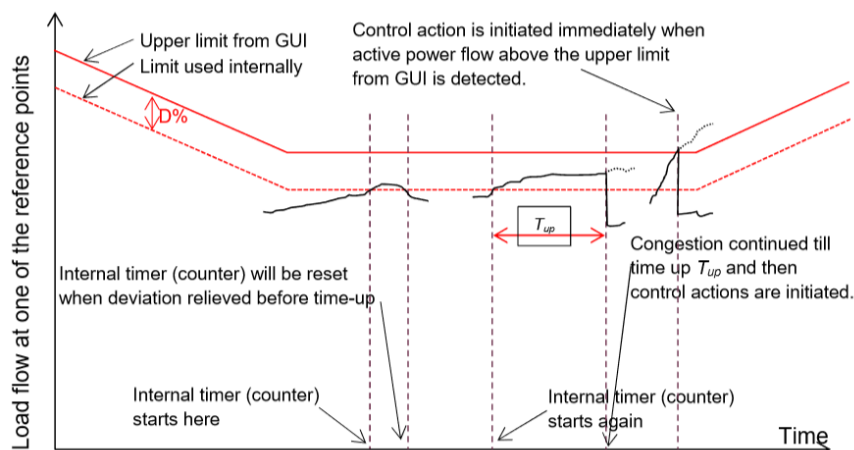


Abbildung 13: Grenzwerterkennung REMS

Die Auswahl der zu steuernden Anlagen erfolgt aufgrund deren netztopologischer Lage bzw. deren Wirksamkeit auf den Engpass. Des Weiteren werden Lastflussrichtung und Höhe der Überschreitung der Kapazitätsgrenzen berücksichtigt. Zudem erfolgt eine Priorisierung der Anlagen aufgrund der folgenden Kriterien:

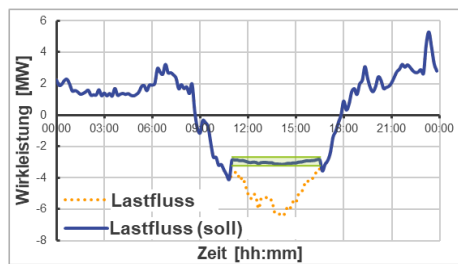
- Verfügbarkeit der Anlagen: Es kann eine Kommunikationsverbindung aufgebaut werden
- Anlagentyp: Bei Erzeugungsanlagen kann zudem eine Priorisierung anhand Anlagengröße und Primärenergieträger entsprechend der gesetzlichen Vorgaben wie in §14a EEG erfolgen
- Diskriminierungsfrei: Eine Priorisierung erfolgt anhand der bisher abgeregelten Energiemenge der Einzelanlagen. So soll sichergestellt werden, dass nicht immer die identische Anlage gesteuert wird.

Nach erfolgter Priorisierung berechnet der Algorithmus aus der aktuellen Einspeiseleistung, der installierten Leistung und der hinterlegten Stufen das Potential jeder Anlage zur Behebung der Überlastung und leitet die Regelungsstufe ab. Für jede Anlage (PV, Wind, Batterie, Wärmepumpe, Elektrofahrzeug) wird hinterlegt, ob die Steuerung stufenlos oder mit bestimmten Stufen (100%, 60%, 30%, 0%) erfolgt. Nach erfolgreicher Begrenzung des Lastflusses findet eine kontinuierliche Überprüfung statt, ob die Überlastung bei Wiedereinschalten der Anlage noch vorherrschen würde. Der Algorithmus berechnet aus dem Messwert an dem Betriebsmittel, der Regelungsstufe sowie der gemessenen Leistung der Anlage, ob die Überlastung bei Wiedereinschalten der Anlage immer noch bestehen würde. Liegt rechnerisch kein Engpass mehr vor, werden die Anlagen in umgekehrter Reihenfolge zur Abregelung zunächst auf 80% und dann auf 100% geregelt. Damit soll verhindert werden, dass die Leistung sprunghaft ansteigt (Soft Landing). Das Wiedereinschalten der Anlagen erfolgt vollautomatisiert. Nachdem sich alle Anlagen wieder auf voller Leistung befinden, wird die Netzsampel auf grün gesetzt und dem Nutzer das Ende der Maßnahme signalisiert. Die abgeregelte Energie wird anlagenscharf zu Abrechnungszwecken gespeichert.

Lastflussregelung am Referenzknoten

Zur Regelung des Lastflusses an einem Referenzpunkt z.B. an einem Knotenpunkt zur vorgelagerten Netzebene wurden zwei Regelalgorithmen implementiert (vgl. Abbildung 14).

Lastflussregelung auf Sollwert



Lastflussregelung um Vorgabewert

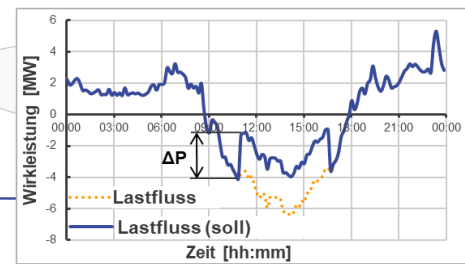


Abbildung 14: Im REMS umgesetzte Lastflussregelung auf einen Sollwert und um einen Vorgabewert

Bei der Lastflussregelung auf einen Sollwert wird vom Benutzer der geforderte Zielwert sowie ein Toleranzbereich und eine Zeit, nach der die Regelung umgesetzt sein soll, vorgegeben. Die Auswahl und Priorisierung der Anlagen erfolgt analog zum Kapazitätsmanagement. Im Algorithmus findet minütlich der Abgleich zwischen Sollwert und Istwert statt. Die abzuregelnde Leistung wird aus dem Anteil der einzelnen Anlagen zusammengesetzt, die Adaption erfolgt minütlich.

Weiterhin wurde eine Lastflussregelung um einen Vorgabewert ΔP realisiert. Dies ermöglicht ein aggregiertes Einspeisemanagement. Der Benutzer hat die Möglichkeit die gesamte abzuregelnde Leistung sowie einen Grenzwert, ab dem die Regulationsmaßnahme eingeleitet werden soll, vorzugeben. Sobald der Grenzwert überschritten wird, wird das geforderte ΔP aus den Anteilen der Anlagen umgesetzt. Im Gegensatz zur vorherigen Variante wird eine Anpassung solange vorgenommen, bis die geforderte Leistung abgeregelt wurde.

Koordinierte Spannungshaltung

Für die Priorisierung der Maßnahmen zur Gewährleistung der geforderten Spannung wird eine Sensitivitätsmatrix herangezogen. Für verschiedene Lastfälle (Hochlast-Schwachlast, Einspeisefall) wird über eine Lastflussrechnung im Hintergrund der Einfluss der einzelnen regelbaren Betriebsmittel auf den Engpass ermittelt. Die errechnete Wirksamkeit der Maßnahme fließt in die Priorisierung der Anlagen mit ein.

Stellgrößen zur Spannungshaltung im Rahmen des Projekts sind insbesondere

- Stufenstellung des regelbaren Ortsnetztransformators
- Wirk- und Blindleistung von Batteriespeichern
- Wirkleistung von PV-Anlagen (Einspeisemanagement)

3.1.4 System Architektur - Hardware

Das dezentrale Automatisierungssystem REMS ist in vier Ebenen aufgebaut (vgl. Abbildung 15). Das REMS-Hub ist ein zentraler Rechner, welcher alle entwickelten Algorithmen ausführt und die Kommunikation zu den einzelnen dezentralen Controllern organisiert. Die REMS_C (Controller) befinden sich konzeptionell dezentral im Mittel- und Niederspannungsnetz z.B. an Ortsnetzstationen oder Umspannwerken. Dies bietet zum einen den Vorteil, dass bei Ausfall der Kommunikationsstrecke oder im Fehlerfall die Kommunikation zu den Anlagen aufrechterhalten werden kann. Im Projekt wurden zwei Controller im Feld eingesetzt, weitere sechs befanden sich in räumlicher Nähe des Hubs. Die dritte Ebene enthält die Mess- und Steuergeräte. Diese wiederum erheben die Messwerte im Netz und bilden die Schnittstelle zu den Wechselrichtern der PV-Anlagen, Gebäude Energie Management Systemen, Ladeinfrastruktur und dem regelbaren Ortsnetztransformator.

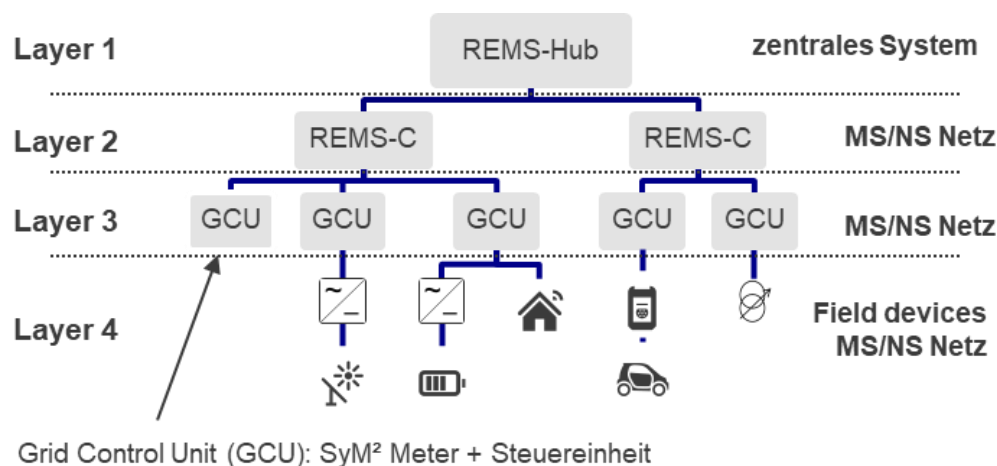


Abbildung 15: Aufbau und Anordnung der REMS Hardware

3.2 Gebäude Energie Management System (GEMS)

3.2.1 Konzeptbeschreibung

Das Gebäude Energie Management System (GEMS) ermöglicht durch die Koordination von Erzeugern, Verbrauchern und Speichersystemen nicht nur eine lokal optimierte Energienutzung, sondern auch die Erstellung von Einspeise- und Verbrauchsprognosen, sowie die Bereitstellung von Flexibilitätspotentialen für die Marktseite. In einer zukünftigen Anwendung wird das GEMS entweder durch die Prosumer selbst erworben und betrieben, z.B. mit dem Ziel Energiekosten zu sparen, oder von der Energiemarktseite zur Verfügung gestellt.

Die primäre Aufgabe des im Rahmen von grid-control adaptierten GEMS ist die Steuerung der im Gebäude oder auch Haushalt verfügbaren Geräte unter Einhaltung der lokalen Restriktionen von Gebäude, Marktteilnehmer und Bewohner. Im Folgenden wird der Einfachheit wegen nur noch von Gebäuden gesprochen. Die Flexibilität, welche sich aus den Möglichkeiten zur Steuerung der flexiblen Anlagen ergibt, wird für zweierlei Ziele genutzt. Zunächst werden in der Planung lokale Ziele, welche beispielsweise durch den Prosumer vorgegeben sind, möglichst gut erfüllt. Im Rahmen des Projekts wurde im Sinne des Prosumers der Eigenverbrauch als Zielgröße gewählt, was bei einem fixen Stromtarif im Zusammenhang mit den eingesetzten Anlagen (Erzeugungsanlagen, Speicher, Verbraucher) die Energiekosten minimiert. Das sich aus dieser Planung ergebende Lastprofil des gesamten Gebäudes, dient dann als Referenz für das Angebot der Flexibilität. Die angebotene Flexibilität ergibt sich aus der in der Planung verfügbaren Flexibilität. In Abhängigkeit der Verträge zwischen Prosumer und Marktteilnehmer kann dieses Angebot durch das GEMS beschränkt werden, so dass in den beiden Extremfällen dem Marktteilnehmer entweder die komplette Flexibilität oder keine Flexibilität angeboten wird. Die Erbringung der Flexibilität wird gemessen am tatsächlich realisierten Lastprofil des Gebäudes. Findet kein Abruf statt, so wird das Lastprofil entsprechend der Planung realisiert, um Planungssicherheit im Verteilnetz zu gewährleisten. Der Austausch von Informationen zur Flexibilität findet möglichst generisch statt. Es ist daher möglich beliebige Geräte im Gebäude zu integrieren. Im Projekt beschränkte sich das Flexibilitätsangebot jedoch nur auf einzelne Batteriespeicher verteilt auf verschiedene GEMS. Lokal vorhandene Flexibilität wird nur als Aggregat an den Marktteilnehmer kommuniziert. Bei einem Angebot aus einem Gerätepool wird so die gezielte Steuerung von Geräten durch den Marktteilnehmer erschwert und somit die Autonomie des Gebäudes erhöht. Um Eingriffe durch den Netzbetreiber bei einer roten Ampelphase zu ermöglichen, bietet das GEMS eine Schnittstelle an, über die Steuerbefehle entgegengenommen werden können. Auf Verlangen des Netzbetreibers wird dann, durch das GEMS, der planmäßige Betrieb unterbrochen und die Steuerung entsprechend der Vorgabe umgesetzt. Das GEMS gibt jedoch zu keinem Zeitpunkt die Kontrolle auf.

Um dem Prosumer auch abseits der Steuerung von Geräten einen Mehrwert zu bieten und somit auch die Akzeptanz zu erhöhen, bietet das GEMS eine simple Nutzeroberfläche zum Betrachten der Stromflüsse an, auf die per Einwahl in ein geschütztes WLAN zugegriffen werden kann.

3.2.2 Schnittstellen des Systems nach Außen

Die folgende Abbildung 16 illustriert die Architektur des GEMS und dessen Schnittstellen zu anderen Systemen sowie den Prosumern. Im Folgenden wird der Prosumer auch Nutzer genannt.

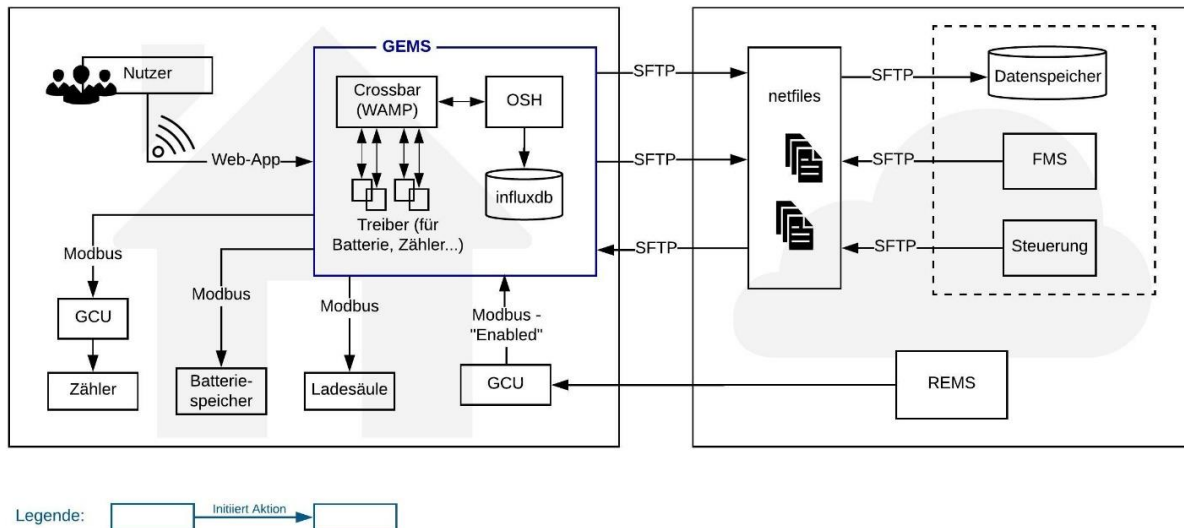


Abbildung 16: Architektur und Schnittstellen des GEMS

Die Nutzerschnittstelle dient als Dankeschön an die Nutzer, damit diese über die Vorgänge im Haus aufgeklärt werden, um so die Transparenz und auch die Akzeptanz zu erhöhen. Die aktuelle elektrische Leistung der Photovoltaik-Anlage, die Netzeinspeisung, der Stromverbrauch und die Leistungsaufnahme des Speichers können in kW abgerufen werden. Zusätzlich wird der aktuelle Ladungszustand des Speichers in kWh dargestellt. Diese Messwerte können außerdem über den Zeitraum der letzten 24 Stunden angezeigt werden.

Das GEMS liest die Zählerwerte von der GCU über das Modbus-Protokoll aus. Die GCU wiederum liest dafür die Daten aus dem Zähler aus. Diese Daten sind unter anderem die Wirkleistung, Blindleistung und positive bzw. negative Wirkenergie. Das Auslesen der Informationen aus bzw. das Schreiben in den Batteriespeicher erfolgt ebenso über das Modbus-Protokoll. Die Kommunikation von Informationen zwischen dem Regionalen Energie Management System (REMS) und GEMS erfolgt über das Modbus-Protokoll mittels einer GCU.

Um das GEMS für Testzwecke beeinflussen zu können, wurde eine Steuerungsschnittstelle geschaffen. Diese kann mit Hilfe der Datenaustauschplattform *netfiles* angesprochen werden. Der Zugriff auf die Datenaustauschplattform erfolgt über das SFTP Protokoll. Steuerbefehle werden durch eine Steuerdatei („execute.csv“) auf der Datenaustauschplattform abgelegt. Das GEMS überprüft alle 5 Minuten, ob eine neue Datei vorhanden ist.

Die Kommunikation zwischen dem Flexibilitäts Management System (FMS) und GEMS erfolgt ebenso über die Datenaustauschplattform und das SFTP-Protokoll. Die Daten werden als Dateien im Datenformat „DataLink Format 4“ aus dem Hause Sevenzone ausgetauscht. Indem die gegebenenfalls vorhandene alte Datei mit gleichem Namen überschrieben wird, legt das GEMS folgende Dateien ab:

- Den initialen Fahrplan und Flexibilität als „schedule_initial.csv“
- Ein Update des Fahrplans und Flexibilität als „schedule_update.csv“
- Den Trigger „Wunschfahrplan abgelehnt“ als „schedule_request_denied.csv“

Das GEMS prüft alle 5 Minuten in folgender Reihenfolge, ob eine dieser Dateien vom FMS abgelegt wurde:

- Der Zielfahrplan als „schedule_target.csv“
- Ein Update des Zielfahrplans als „schedule_target_update.csv“
- Ein Wunschfahrplan „schedule_request.csv“

Das GEMS speichert die von den Zählern erfassten Messwerte gemäß dem hinterlegten Abfrageintervall von einer Sekunde in eine Influxdb. Bei Influxdb handelt es sich um eine Datenbank speziell für die Verarbeitung von Zeitreihen.

Zur Archivierung und Verfügbarmachung der Messwerte wird ebenfalls die Datenaustauschplattform genutzt, wobei der Zugriff über das SFTP Protokoll erfolgt. In jeder Nacht, zu einer zufälligen Zeit zwischen 3 und 4 Uhr, um Überlastungen im Funknetz zu vermeiden, werden die Messdaten aus der Influxdb in 1-minütiger Auflösung an den Datenspeicher übertragen.

3.2.3 Systemaufbau

Als Hardware-Plattform wird ein RaspberryPi Model 3B verwendet. Dieser verfügt über eine 1.2GHz 64-bit quad-core CPU, 1GB RAM, Ethernet Port und 802.11n Wireless LAN. Die Software umfasst die InfluxDB und die Kommunikation mit Crossbar.io (WAMP Router). Der Watchdog und die GEMS Komponenten, welche die Bibliotheken OSGI, Jawampa, RxJava, Jackson, Netty, Gson, Jamod, Jsch, Netty nutzen, basieren auf der Java Version 1.8. Der Fernzugriff erfolgt per ssh.

3.2.4 Funktionen der Komponenten

Der Optimierungsprozess im GEMS besteht aus zwei Stufen (siehe Abbildung 17):

1. Eigenverbrauchs-Optimierung
2. Zielerreichungs-Optimierung.

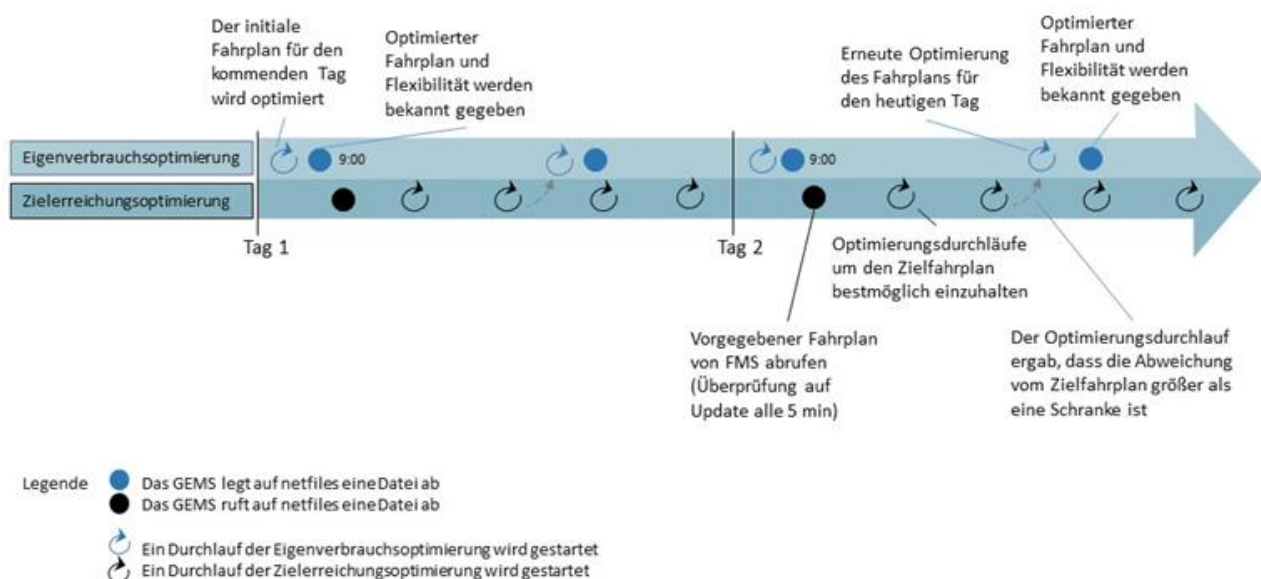


Abbildung 17: Optimierungsprozess im GEMS

Die Eigenverbrauchs-Optimierung erfolgt am Vortag für den kompletten Folgetag und als Ergebnis werden der initiale Fahrplan und die Flexibilität als „schedule_initial.csv“ in der Datenaustauschplattform für das FMS abgelegt. Die Eigenverbrauchs-Optimierung kann außerdem gestartet werden, wenn die Abweichung vom aktuell vorgegebenen Fahrplan größer als eine vordefinierte Schranke ist. Diese Optimierung findet (in der im Feld genutzten Konfiguration) frühestens alle 12 Stunden statt und als Ergebnis wird ein Update des Fahrplans als „schedule_update.csv“ abgelegt. Das Ziel dieser Optimierung ist stets die Maximierung des Eigenverbrauchs. Außerdem dienen die resultierenden Fahrpläne für die einzelnen Geräte zur Festlegung der aggregierten Flexibilität, welche zur Kommunikation mit dem FMS genutzt wird. Die Zielerreichungsoptimierung hat zum Ziel, den vorgegebenen Fahrplan „schedule_target.csv“ oder gegebenenfalls das Update des Fahrplans „schedule_target_update.csv“ möglichst exakt einzuhalten.

Währenddessen wird die erwartete maximale Abweichung vom Zielfahrplan ausgewertet. Falls sich der Betrag der maximalen Abweichung über einer vordefinierten Schranke befindet, wird eine erneute

Eigenverbrauchsoptimierung gestartet, um ein Update des Zielfahrplans an das FMS zu schicken. Diese Updatefunktion wurde nicht im Feldtest genutzt.

Es ist zwischen der internen und der externen Flexibilitätsmodellierung zu unterscheiden. Bei der internen Modellierung wird die Flexibilität jedes Treibers einzeln gesammelt und möglichst genau abgebildet. Aufgrund von Vorhersagen wird der Eigenverbrauch maximiert und durch die bereitgestellten Fahrpläne wird eine aggregierte Flexibilität erstellt. Zur externen Kommunikation mit dem FMS dient diese aggregierte Flexibilität.

Die Grundlage für das Flexibilitätsmodell bilden zwei Korridore, deren Werte im Abstand von maximal 15 Minuten aktualisiert werden und den minimalen und maximalen Grenzen entsprechen

- Leistungskorridor, der dem realisierbaren Leistungsverbrauch abhängig von der Zeit entspricht, abgebildet durch das Intervall
- Energiekorridor, der dem realisierbaren Energieverbrauch abhängig von der Zeit entspricht, abgebildet durch das Intervall

Für weitere und detailliertere Informationen zum GEMS verweisen wir auf das github Repository <https://github.com/kfoerderer/gridcontrol-bems>, welches neben dem vollständigen Quellcode eine ausführliche Systembeschreibung beinhaltet.

3.3 Flexibilitäts Management System (FMS)

3.3.1 Konzeptbeschreibung

Im Projekt grid-control sollen die Flexibilitätspotentiale der Prosumer bzw. des Marktteilnehmers in gelben Ampelphasen netzdienlich eingesetzt werden können, um lokale Betriebsmittelüberlastungen zu vermeiden. Das zu diesem Zweck entwickelte Flexibilitäts Management System (FMS) optimiert den Einsatz der Flexibilitätspotentiale in einem Netzcluster. Dabei berücksichtigt es die diskriminierungsfreien Knappheitssignale (Quoten) des Verteilnetzbetreibers. Das FMS des Marktteilnehmers dient als Schnittstelle zwischen den GEMS der Prosumer und dem Grid Load Management System (GLMS) des Verteilnetzbetreibers. Im FMS wird täglich die Vermarktung der Flexibilitätspotentiale der teilnehmenden Prosumer und Kundenanlagen optimiert. Das FMS erhält zunächst einen initialen Fahrplan von den GEMS, der Prognosen zu unflexibler Last und Erzeugung sowie die von den GEMS geplante Nutzung der Flexibilitätspotentiale umfasst. Für weitere Haushalte, die über kein GEMS verfügen, werden eigene Last- und Erzeugungsprognosen erstellt.

Die Fahrplandaten werden auf verschiedenen Aggregationsebenen gehalten und verarbeitet, um sensible Daten wie den hochaufgelösten Stromverbrauch einzelner Haushalte nur dort zu nutzen, wo sie notwendig sind. Jeder Haushalt verfügt über einen oder mehrere Zählpunkte für den Stromverbrauch, die Einspeisung der PV-Anlage oder den Speicher. Diese Zählpunkte werden pro Haushalt in einen virtuellen Zählpunkt zusammengeführt. Ein oder mehrere Haushalte sind wiederum an einen Knoten im Verteilnetz angeschlossen, der wiederum einem Cluster zugeordnet ist (siehe Abbildung 18).

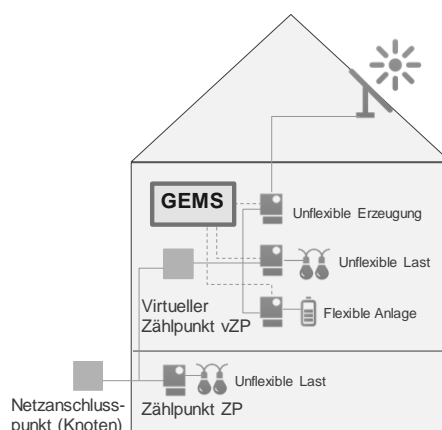


Abbildung 18: Knoten und virtueller Zählpunkt

Es erfolgen zwei Optimierungsläufe für die Fahrpläne auf Knotenebene, bevor sie an die GEMS zurückgegeben werden. Nach der ersten, rein marktwirtschaftlichen Optimierung werden die Fahrpläne an das GLMS übergeben. Das GLMS prüft für den Verteilnetzbetreiber auf Basis dieser Fahrpläne, ob es zu Engpässen, also Verletzungen der Kapazitätsgrenzen des Stromnetzes, kommen würde und bestimmt die Quoten und das Ampelsignal. Unter Berücksichtigung dieser Quoten wird daraufhin das zweite Mal optimiert. Nach der zweiten Optimierung werden die finalen Fahrpläne an die GEMS und GLMS zurückgegeben. Eine Übermittlung an das GLMS erfolgte im Projekt grid-control insbesondere zu Evaluationszwecken im Rahmen des Feldtests. Der komplette Ablauf findet dateibasiert und in einer viertelstündlichen Auflösung statt.

Die Ampelsignale und Quoten können zukünftig in die bestehenden Portfoliomanagementsysteme und Bilanzkreismanagementsysteme der Marktteilnehmer eingebunden werden. Die Möglichkeit dieser Integration war nicht Gegenstand des Forschungsvorhabens. Eine Rückkopplung des FMS in die vorhandenen Systeme (z.B. Aggregation der Fahrpläne auf Regelzonen oder der Export an das Portfoliomanagementsystem) war ebenfalls nicht vorgesehen. Im Projekt wurde eine Instanz des FMS implementiert, um das Konzept in der Umsetzung zu evaluieren. Über das FMS können mehrere Marktteilnehmer angebunden werden, im Rahmen des Feldtests wurde lediglich ein Marktteilnehmer betrachtet. Die Erweiterung auf mehrere Marktteilnehmer oder auch mehrere FMS, stellt insbesondere in Hinblick auf den nachgelagerten Handel von Quoten eine interessante Erweiterung dar, war aber nicht Teil des Projekts grid-control.

3.3.2 Schnittstellen des Systems nach Außen

GEMS

Die Schnittstelle zum GEMS ist bidirektional. Morgens werden die initialen Fahrpläne vom GEMS als CSV-Dokument über eine Datenaustauschplattform zur Verfügung gestellt. Der Download findet um 9:15 Uhr statt. Die berechneten Zielfahrpläne werden am Ende des täglichen Prozesses wieder als CSV-Dokument auf die Datenaustauschplattform hochgeladen. Inhalt der Zielfahrpläne sind Zeitreihen für flexible Einspeisung, flexible Last, unflexible Einspeisung und unflexible Last für jedes GEMS in viertelstündlicher Auflösung.

GLMS

Nach der marktdienlichen Optimierung werden die Fahrpläne in ein vom GLMS überwacht Verzeichnis exportiert. Die Daten werden mit dem *Seven2one-Plattform Add-In DataLink* in die GLMS-Datenbank geschrieben.

ENTSO-E

Für die tägliche Optimierung der Fahrpläne werden die Day-Ahead Strompreise des Vortages als Annahme für die Strompreise am Folgetag verwendet. Die *ENTSO-E* stellt die Preise auf ihrer Webseite kostenlos zur Verfügung. Der *Seven2one-Plattform Add-In Konverter* kann Daten einer beliebigen Struktur importieren. Mit dem Konverter entfällt der Schritt, die Daten in ein zum Importieren lesbares Standardformat zu überführen. Es können alle Dokumentformen importiert werden, welche sich von *MS Excel* öffnen lassen (z.B. .xls, .xlsx, .csv, .txt, .html). Zuvor wird ein *Excel-Template* erstellt, in welchem die zu importierenden Zellen definiert werden.

UBIMET

Das FMS bezieht täglich sowohl PV- als auch Wetterprognosen vom Wetterdienst *UBIMET*. Diese beinhalten prognostizierte Einspeiseleistung der einzelnen PV-Anlagen, Bewölkung, Luftdruck, Niederschlag, Sonnenscheindauer, Globalstrahlung, Temperatur, Windböen und Windgeschwindigkeit. *UBIMET* legt die Prognosen auf ihren eigenen Servern ab, wo sie das FMS über SFTP mit einem *PowerShell* Skript herunterlädt und in einem überwachten Verzeichnis ablegt. Von dort werden sie über das *Seven2one-Plattform Add-In DataLink* in die Datenbank des FMS geschrieben.

3.3.3 Systemaufbau

Das FMS wurde in einer virtuellen Maschine mit 4 vCPU, 8 GB RAM, 70 GB Festplattenspeicher und Microsoft Windows Server auf einem Terminalserver betrieben. Softwareseitig wurde eine Seven2one-Plattform in Kombination mit einer SQL-Datenbank eingesetzt. Der Zugriff erfolgte über eine Remote-Desktop-Verbindung. Neben den Plattform-Clients als GUI kamen einige Komponenten der Seven2one-Plattform zum Einsatz: *DataLink* und *Konverter* zum Datenimport, *ExecuteCmd* zum Ausführen von Skripten, *QualityCheck* und *QualityLogBrowser* zur Überprüfung der Daten auf Vollständigkeit und Plausibilität, *Analyst* und *AnalystExporter* zum Erstellen von Berichten und Export von Daten, *CalQlator* zur Durchführung von Zeitreihenberechnungen und *Job-Management* sowie *ScheduleService* zur Automatisierung. Die FMS-Datenbank hat einen multidimensionalen Baum als Struktur und orientiert sich an den o.g. Hierarchieebenen, auf denen Daten verarbeitet werden: *Cluster/Knoten/virtueller Zählpunkt/Zählpunkt*.

3.3.4 Funktionen der Komponenten

Prognosen

Neben Prognosen zur Erzeugung der PV-Anlagen werden für eine Prognose des Lastflusses im Netz auch Prognosen für den Netzbezug an den einzelnen Knoten benötigt. Hierzu wurden zwei Verfahren für die Lastprognose für die Haushalte eingesetzt.

SLP-basierende Prognosen

Für die SLP basierenden Prognosen wurden die Standardlastprofile H0 (Haushalte), G0 (Gewerbebetriebe) und L0 (Landwirtschaftsbetriebe) auf den jeweilige Jahresenergiebedarf skaliert, auf den zu betrachtenden Tag gerechnet und zur Weiterverwendung bereitgestellt. Das Vorgehen wird in [volk2018evaluation] detailliert beschrieben.

Smartmeter basierende Prognose

Als alternative Prognosemethode wurde eine Prognose auf Basis von Jahresmessreihen (Smartmeter-Messreihen, 15 Minuten Auflösung) entwickelt.

Nachdem außer den Messreihen keine weiteren Informationen (z.B.: geografische Lage der Messung, Referenz-Temperaturen) zur Verfügung standen, wurde die Prognose auf Basis der Jahresenergiemengen mittels k-Means Verfahren berechneten Prognose-Clustern durchgeführt.

Fahrplanerstellung

Die initialen Fahrpläne bzw. Prognosen für Haushalte ohne GEMS werden direkt im FMS berechnet. Diese setzen sich aus den Prognosen zu Last (s.o.) und Erzeugung zusammen. Die einzigen unflexiblen Erzeugungsanlagen im betrachteten Netzabschnitt im Feldtestgebiet stellten PV-Anlagen dar. Diesen Anlagen wird die Prognose von *Ubimet* zu Grunde gelegt. Bis die *Ubimet*-Daten ins System geladen werden, wird die Erzeugung der PV-Anlagen mit dem Standardprofil EV0 prognostiziert. Die Berechnung der Fahrpläne wird mit der *Seven2one-Plattform Komponente CalQlator* durchgeführt. Der gesamte Workflow im FMS ist in Abbildung 19 dargestellt.

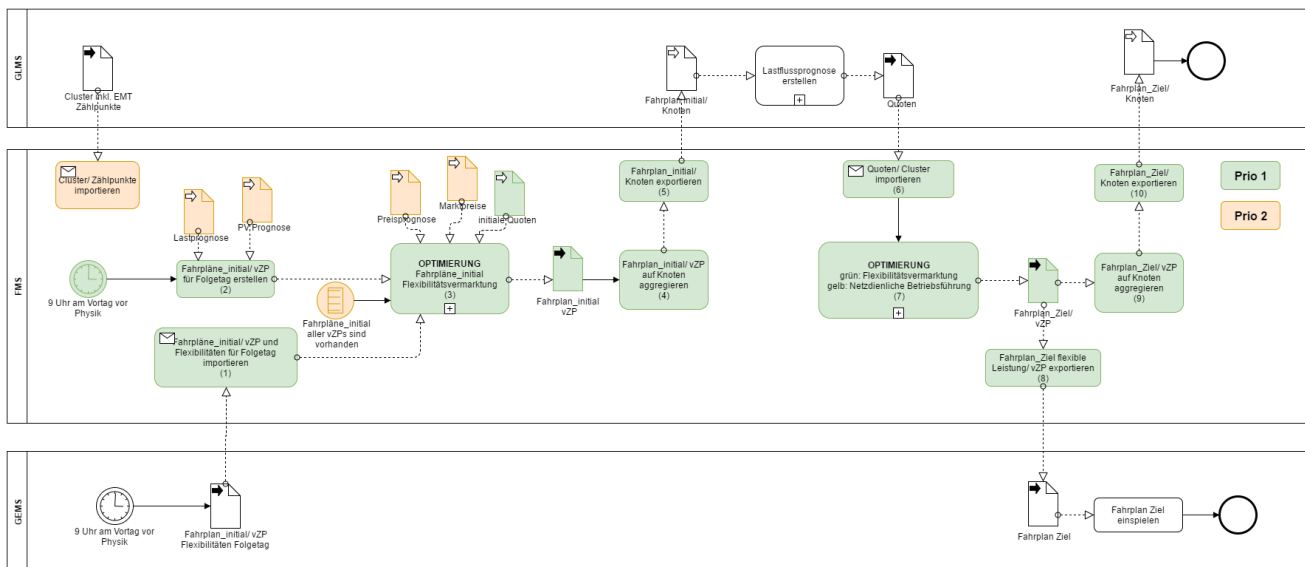


Abbildung 19: Workflow des FMS im Prozess des proaktiven Engpassmanagements

Bei Haushalten, die über ein GEMS verfügen, erstellt dieses die Prognosen und übergibt sie dem FMS. Bei Haushalten mit einem Batteriespeicher wird pro Haushalt ein initialer Fahrplan mit den Ausprägungen unflexible Erzeugung, unflexible Last, flexible Erzeugung, flexible Last vom GEMS übermittelt. Zusätzlich werden für die Flexibilitätspotentiale jeweils Minimum- und Maximum-Zeitreihen für den Leistungs- und Energiekorridor übermittelt. In diesem Fall werden demnach acht Zeitreihen an den Marktteilnehmer übermittelt.

Optimierung

Im FMS kommt ein gemischt ganzzahliges, quadratisches Optimierungsmodell zum Einsatz. Ein Optimierungslauf wird über einen CPLEX-Solver mit einer Java-Schnittstelle durchgeführt, und wird über das *Seven2one-Plattform Add-In ExecuteCmd* aufgerufen. Die vom Optimierungsmodell benötigten Eingangsgrößen werden als CSV-Dokument in einem Verzeichnis zur Verfügung gestellt. Neben den gesammelten und erstellten initialen Fahrplänen sind dies Preisprognosen und Quoten. Die Optimierung wird zweimal täglich durchgeführt. Die (optimierten) initialen Fahrpläne sind das Ergebnis der marktdienlichen Optimierung, die Zielfahrpläne sind das Ergebnis der netzdienlichen Optimierung. Beide werden zur Weiterverarbeitung durch GLMS bzw. GEMS wieder als CSV-Dokument auf die Datenaustauschplattform exportiert.

Da in der ersten Optimierung noch keine Quoten vom GLMS vorhanden sind, wird eine initiale Quote von 100 % verwendet. Nach der ersten Optimierung liegen die optimierten Fahrpläne für die einzelnen virtuellen Zählpunkte, also Haushalte, vor. Vor dem Übermitteln an das GLMS werden sie auf Knoten aggregiert, an denen mehrere Haushalte angeschlossen sein können. Dies erfolgt täglich nach der ersten Optimierung mit einem „Zeitreihen-Aggregationstask“. Auf Basis der übermittelten optimierten initialen Fahrpläne werden vom GLMS die Quoten ermittelt. Die Quoten werden in die FMS-Datenbank importiert und dienen als Input für die zweite Optimierung. Befindet sich das System in einer grünen Ampelphase, wird das Flexibilitätspotential vermarktet. Befindet sich das System in einer gelben Ampelphase, wird die Flexibilität netzdienlich optimiert.

3.4 Grid Load Management System (GLMS)

3.4.1 Konzeptbeschreibung

Das Grid Load Management System (GLMS) hat die Aufgabe für den Verteilnetzbetreiber potentielle Engpässe im Verteilnetz auf Basis der Erzeugungs- und Lastprognosen der Marktteilnehmer vorherzusagen. Im Fall eines prognostizierten Engpasses soll das GLMS evaluieren, wie die Marktteilnehmer mit ihrem Flexibilitätspotential bei der Vermeidung der Überlastung unterstützen können, und schließlich den Marktteilnehmern über Ampelsignale und diskriminierungsfreie Quoten Informationen geben, wie der prognostizierte Engpass von den Marktteilnehmern bewirtschaftet werden kann.

Die zentralen Aufgaben des GLMS sind folglich die Lastflussprognose, um Engpässe vorhersagen zu können, die Festlegung des Ampelsignals und die Quotenberechnung. Die Quoten und zugehörigen Ampelsignale werden jeweils für Cluster festgelegt. Für die Berechnung werden die folgenden Eingabedaten verwendet:

- Vom VNB
 - Zuordnung der Knoten zu den Clustern
 - Kapazitätsgrenzen der Cluster
 - Installierte flexible Leistungen je Cluster
 - Topologischer Zusammenhang im Cluster
- Vom FMS
 - Initiale Fahrpläne auf Knotenebene, darin enthalten (s. Abschnitt 3.3):
 - Lastprognose (GEMS, SLP, Smart-Meter-basiert)
 - Erzeugungsprognose
 - Verfügbare Flexibilität (Energie, Leistung)

Das GLMS erhält die initialen Fahrpläne und erstellt die Quoten unter dem Wissen der Kapazitätsgrenzen des Stromnetzes. Der komplette Ablauf ist dateibasiert und findet täglich morgens für den darauffolgenden Tag in viertelstündlicher Auflösung statt. Die resultierenden Quoten und Ampelsignale werden an das FMS übermittelt. Das GLMS ist damit das verbindende Glied zwischen den Marktteilnehmern und dem VNB.

Für die Implementierung des GLMS wurden im Projekt zwei Lösungsansätze gewählt und erprobt:

- GLMSbySeven2one - Implementierung des GLMS unter Verwendung der Seven2one-Plattform
- GLMSonHANA - Implementierung des GLMS unter Verwendung einer HANA in Memory Datenbank (Fichtner)

3.4.2 Schnittstellen des Systems nach Außen

VNB

Alle Informationen des VNB wurden im Projekt initial in das GLMS eingepflegt. Ein regelmäßiges Update der Daten wurde nicht vorgesehen. Alle für den GLMS-Prozess benötigten Informationen wurden als strukturierte csv-Dateien übergeben und im GLMS eingepflegt. Die folgende Abbildung 20 zeigt schematisch die im Feldtest verwendeten Cluster.

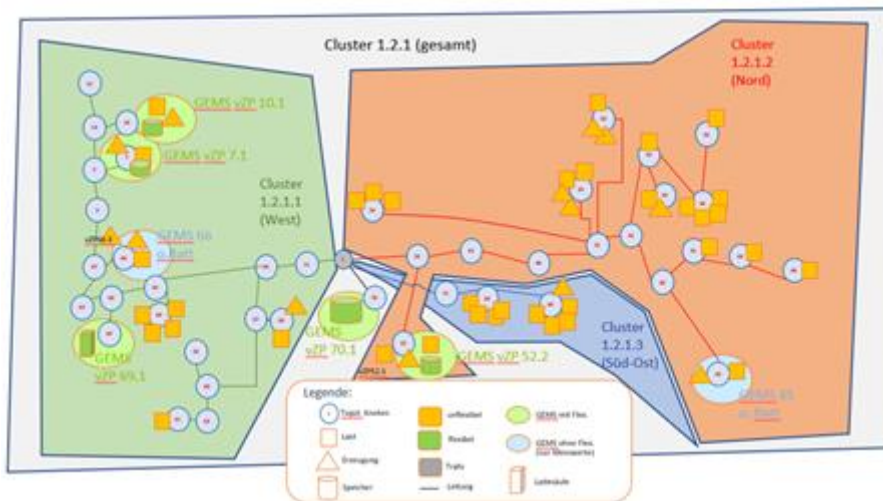


Abbildung 20: Clusterstruktur Ortsnetz Allmend

FMS

Dem GLMS werden die initialen Fahrpläne nach der marktdienlichen Optimierung vom FMS übergeben. Außerdem dient die Schnittstelle zum FMS dem Versenden der Quoten (Modell_1, Modell_2a, Modell_2b, siehe Abschnitt 3.4.4) und der Ampelsignale für den Einsatz der netzdienlichen Optimierung. Die Quoten werden in drei einzelnen Dateien mit Werten für den Folgetag exportiert.

Die Quoten und Ampelsignale für die netzdienliche Optimierung werden täglich um 11:00 Uhr an das FMS exportiert. Der Datenaustausch mit dem FMS wird über die Ablage von CSV-Dateien in ein vom *Seven2one-Plattform Add-In DataLink* überwachtes Verzeichnis des jeweils anderen Systems realisiert.

3.4.3 Systemaufbau

GLMSbySeven2one

Seven2one hat ein GLMS auf Basis der Seven2one-Plattform entwickelt (Modell 1, siehe Abschnitt 3.4.4). Auf der Plattform werden mithilfe verschiedener Komponenten alle anfallenden Aufgaben wie Lastflussprognose und Quotenberechnung erfüllt. Dabei werden alle Zwischenergebnisse und Ergebnisse in der Datenbank persistiert. Die SQL-Datenbank hat einen multidimensionalen Baum als Struktur und richtet sich nach dem hierarchischen Aufbau Cluster/Knoten/Zählpunkt.

Das GLMS wurde in einer virtuellen Maschine mit 4 vCPU, 8 GB RAM, 70 GB Festplattenspeicher und Microsoft Windows Server auf einem Terminalserver betrieben. Der Zugriff auf das GLMS erfolgte über RDP. Neben den Plattform-Clients als GUI kamen einige Komponenten der Seven2one-Plattform zum Einsatz: *DataLink* und *Konverter* zum Datenimport, *ExecuteCmd* zum Ausführen von Skripten, *QualityCheck* und *QualityLogBrowser* zur Überprüfung der Daten auf Vollständigkeit und Plausibilität, *Analyst* und *AnalystExporter* zum Erstellen von Berichten und Export von Daten, *CalQlator* zur Durchführung von Zeitreihenberechnungen und *Job-Management* sowie *ScheduleService* zur Automatisierung.

GLMSonHANA

Fichtner berechnete im GLMSonHANA Quoten nach Modell 2 (siehe Abschnitt 3.4.4). Diese werden in der HANA Datenbank (Code to data) deklarativ berechnet. Das Datenmodell des GLMSonHANA ist vollständig in der Datenbank-Kern implementiert. Diese Daten-nahe Implementierung lässt eine deklarative Implementierung zu. Dadurch müssen weder Ergebnisse noch Zwischenergebnisse abgespeichert werden. Die Bestimmung der Quoten und Ampelphasen erfolgen durch einfache Abfrage der zu Grunde liegenden Calculation-Views. Der Datenaustausch erfolgt auf Basis von (Zeit gesteuert) generierten csv-Dateien, die auf der Datenaustauschplattform netfiles.de zur Weiterverarbeitung durch andere. Es werden 2 unterschiedliche Ergebnisdateien (pro Cluster, pro Knoten) zur weiteren Verarbeitung bereitgestellt.

GLMSonHANA ist bei einem Provider installiert. Durch das Hosting bei einem professionellen Provider ist sichergestellt, dass die gängigen Sicherheitsvorschriften eingehalten werden. Der Zugang zum System ist nur einem autorisierten Personenkreis über abgesicherte VPN-Verbindungen möglich. Der Datenaustausch mit dem virtuellen Datenraum ist durch Proxy und Firewall abgesichert. Als Betriebssystem kommt eine SUSE Linux Enterprise Server 11 zum Einsatz. Die InMemory-Datenbank verfügt über 128 GB Arbeitsspeicher und 15 CPUs.

Interne Schnittstellen

Die beiden GLMS teilen Daten wie Quoten, Fahrpläne und Lastprognosen in viertelstündlicher Auflösung als CSV-Dokument über die Datenaustauschplattform Netfiles. Der Im- und Export der Dateien über netfiles läuft auf dem GLMSbySeven2one skriptbasiert und automatisiert über die *Seven2one-Plattform Add-Ins DataLink*, *ExecuteCmd* und *Analyst-Export*.

Die Quoten aus dem GLMSon HANA werden als CSV-Dokument (semikolongetrennt) in Viertelstundenauflösung dem GLMSbySeven2one zur Verfügung gestellt. Ein PowerShell-Skript lädt immer alle vorhandenen Dokumente herunter. Die Quoten werden täglich um 5:30 Uhr auf Netfiles hochgeladen.

3.4.4 Funktionen der Komponenten

Lastflussprognose

Eine Voraussetzung für die Engpassprognose ist die Lastflussprognose. Im GLMS wurden hierfür zwei verschiedene Verfahren eingesetzt. Im GLMSbySeven2one kam Modell 1 zum Einsatz, das GLMSonHANA hat die Lastflussprognose über Modell 2 durchgeführt.

Modell 1

Das GLMSbySeven2one hat einen vereinfachten Ansatz zur Schätzung der Lastflüsse in einem Cluster umgesetzt. Über die vom FMS übermittelten initialen Fahrpläne auf Knotenbasis wurden pro Cluster jeweils die Summen der unflexiblen und flexiblen Lasten und Erzeugung an allen Knoten im Cluster gebildet. Im Ergebnis hat jedes Cluster eine aggregierte unflexible Last, unflexible Einspeisung sowie eine aggregierte flexible Last bzw. Einspeisung je Viertelstunde.

Zudem wurden lediglich die Kapazitätsgrenzen des Verteilnetzes auf Clusterebene betrachtet. Die Kapazitätsgrenzen je Cluster wurden einmalig als Viertelstundenwert importiert. Dieser wird in die Zukunft fortgeschrieben. Sobald sich die Kapazitätsgrenze ändert, kann der Wert angepasst werden.

Die Kapazitätsgrenzen werden in Last und Erzeugung unterschieden. Diese sind invers zueinander (bspw. Einspeisung/Rückspeisung -150 kW und Last +150 kW).

Die installierten flexiblen Leistungen und Lasten wurden ebenfalls einmalig importiert und in die Zukunft fortgeschrieben. Diese werden ebenfalls auf Clusterebene aggregiert.

Über die Erzeugung, Last und Kapazitätsgrenze im Cluster werden für jedes Cluster Opportunitätsgrenzen (vgl. Abschnitt 2.2) für die Last- und Erzeugungsseite in viertelstündlicher Auflösung berechnet.

Modell 2

Im Rahmen des Modell 2 werden die importierten initialen Fahrpläne hierarchisch aggregiert. Für jeden Knoten im topologischen Netz eines Clusters wird die aggregierte Last berechnet. Alle Berechnungsschritte sind deklarativ in „Calculation-Views“ implementiert und entsprechen denselben Algorithmen wie in Modell 1.

Das Verfahren von Modell 2 rechnet darüber hinaus für jeden Knoten im Netz Quote und Ampelphase auf Basis der Lastaggregation an diesem Netzknoten. Die zur Berechnung genutzten Kapazitätsgrenzen werden dabei aus den Kabelparametern am jeweiligen Wurzelknoten abgeleitet. Von einer knotenscharfen Übermittlung von Quoten wurde mit Blick auf das Prinzip der Diskriminierungsfreiheit abgesehen.

Die berechneten Ergebnisse werden als csv-Dateien auf der Austauschplattform Netfiles zu definierten Zeitpunkten veröffentlicht.

Quotenberechnung

Wie in Abschnitt 2.3 beschrieben, wurde im Projekt grid-control ein dynamisches Quotenkonzept umgesetzt. Das bedeutet, dass die Quoten kurzfristig (day-ahead) und unter Berücksichtigung von sowohl lokaler Erzeugung als auch lokalem Verbrauch berechnet und übermittelt werden.

Zunächst wird überprüft, ob und in welcher Viertelstunde der prognostizierte Lastfluss der flexiblen Anlagen die Opportunitätsgrenzen verletzt. Wenn die Opportunitätsgrenze auf Last bzw. auf Erzeugungsseite in einer Viertelstunde voraussichtlich verletzt wird, gilt für diese Viertelstunde die Aktivierungsquote, die über den Quotienten aus Opportunitätsgrenze und installierter flexibler Leistung auf Last- bzw. Erzeugungsseite berechnet wird (siehe Abschnitt 2.2). Während des Feldtests wurde zudem für die grüne Ampelphase eine Abweichungsquote übermittelt, die den Marktteilnehmern als Information über den Opportunitätsraum dient. Dabei wurde jedoch festgestellt, dass die Übermittlung der Aktivierungsquote auch für diese Zeiträume als Rahmenbedingung für Fahrplanoptimierungen ausreicht. Den zur Verfügung stehenden Opportunitätsraum kann jeder Marktteilnehmer anhand der übermittelten Aktivierungsquote selbständig bestimmen.

Die Berechnungsverfahren bezogen auf Modell 1 und Modell 2 unterscheiden sich nur in der Vorgehensweise. Während in Modell 1 die Lastflussprognose mit einer Gesamtcluster-Aggregation gerechnet wird, bestimmt Modell 2 die Ergebniswerte über den topologischen Zusammenhang des Netzes - für jeden Knoten im Netz. Dies ist möglich in nicht-vermaschten Netzen, die eine hierarchische Baumstruktur besitzen. Das Ergebnis am Wurzelknoten (dem Trafo-Abgang) ist dabei identisch mit dem Ergebnis aus Modell 1.

Bestimmung des Ampelsignals

Im Projekt wurden zwei Ampelsignale erzeugt: Je eines für die Einspeise- und eines für die Lastseite. Die Signale wurden als Zeitreihe mit viertelstündlicher Auflösung mit binären Werten gespeichert. Die Wertausprägung 0 steht hierbei für eine grüne Ampel und 1 für eine gelbe Ampel. Das Ampelsignal auf Last- bzw. Erzeugungsseite wird 1, wenn die entsprechende Opportunitätsgrenze zu diesem Zeitpunkt verletzt wird.

Automatisierung/Prozess

Alle Schritte und Berechnungen sind in den Workflow des GLMS integriert, der im Projekt einmal täglich ausgeführt wurde und in Abbildung 21 dargestellt ist. Alle Berechnungen werden mit der *Seven2one-Plattform Komponente CalQlato*r automatisiert durchgeführt. Sind keine Werte in den Leistungszeitreihen und keine Kapazitätsgrenzen vorhanden, so wird in die Ergebniszeitreihe eine Null geschrieben.

Die initialen Fahrpläne werden vom FMS täglich um 9:45 Uhr an das GLMS übergeben. Nach dem Berechnen der Lastflussprognose, den Opportunitätsgrenzen und der Quoten sowie dem Bestimmen des Ampelsignals wird für die Erzeugungs- und Lastseite je eine finale Quotenzeitreihe erstellt, die in Verbindung mit dem Ampelsignal täglich um 11:00 an das FMS übermittelt wird.

Mit dem deklarativen Ansatz, auf Basis von CalculationViews, stehen die Berechnungsergebnisse direkt nach Einspielen der initialen Fahrpläne zur Verfügung. Mit einer Abfrage werden die Daten in die vereinbarte csv-Struktur exportiert und über netfiles dem Prozess zur weiteren Verarbeitung bereitgestellt.

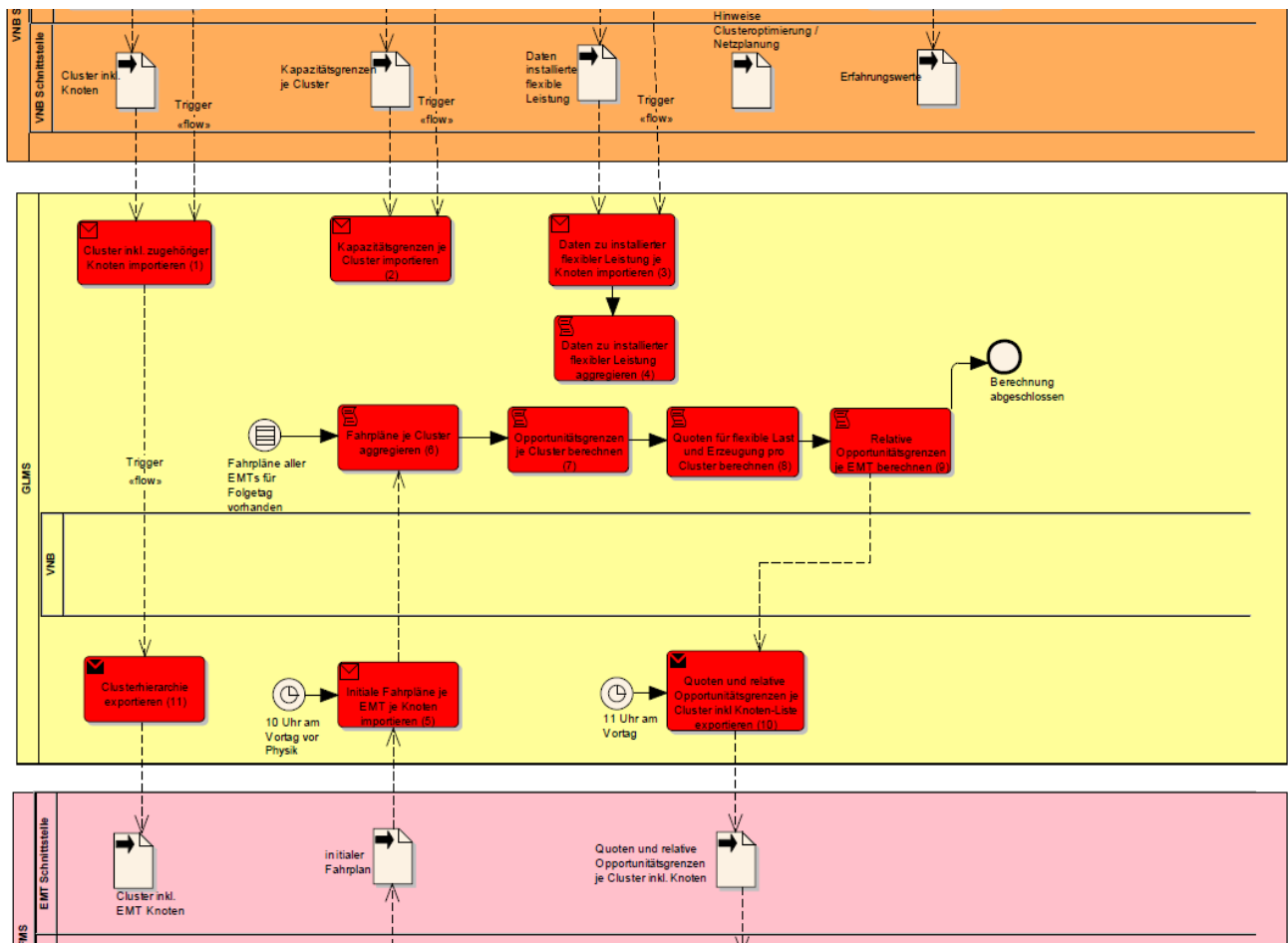


Abbildung 21: GLMS Workflow

3.5 Zustandsschätzung

3.5.1 Konzeptbeschreibung

Die Verwendung einer Zustandsschätzung (ZS) unter den Rahmenbedingungen wie sie im Mittel- und Niederspannungsnetz herrschen, setzt voraus, mit einer minimalen, nicht redundanten Anzahl an realen Messwerten auszukommen und dabei gleichzeitig der hohen Volatilität der Erzeuger und Verbraucher gerecht zu werden [groß2017konzept]. Das Ziel einer ZS ist dabei die Ermittlung des wahrscheinlichsten Systemzustandes unter Einbeziehung von Messwerten sowie die statistische Berücksichtigung der Messabweichungen. Um die Gleichungssysteme auch bei fehlenden Messwerten lösen zu können, benötigt man Ersatzwerte, so genannte Pseudomesswerte, welche das Verhalten von Erzeugern und Verbrauchern nachbilden sollen. Das Einbinden von Ersatzwerten ist dabei ein Vorgehen, dass sich bereits in einigen Untersuchungen als gangbarer Weg herausgestellt hat [echternacht2012optimized], [abdel2016threephase]. Der Lösungsansatz für die ZS im Projekt grid-control besteht aus der Implementierung einer ZS für den operativen Einsatz in Mittel- und Niederspannungsnetzen. Hierbei steht unter anderem die Schaffung einer

vollständigen Beobachtbarkeit im betrachteten Netzgebiet mit einem Minimalmaß an Sensorik im Vordergrund. Die Analyse der Güte der ZS ist hierzu maßgeblich und wird durch den Aufbau einer nahezu flächendeckende Messwerterfassung im Feldtest im Netzgebiet Freiamt ermöglicht. Die Reduzierung der Messdaten als reale Eingangsdaten in die ZS bei gleichzeitiger Adaption mit Pseudomesswerten ermöglicht die Bewertung der Beeinflussung der Genauigkeit der ZS durch synthetische Ersatzwerte. Als Maß für die Güte wird die Differenz zwischen den berechneten Beträgen der Knotenspannungswerte der ZS und den erfassten Beträgen der Knotenspannungsmesswerte im Netzgebiet Freiamt bewertet. Ziel der beschriebenen Analyse ist es die optimale Platzierung der Messtechnik um auch bei nicht vollständiger Messwerterfassung an allen Netzknoten eine vollständige Beobachtbarkeit herstellen zu können.

3.5.2 Schnittstellen des Systems nach Außen

Abbildung 22 zeigt die Input- und Output-Schnittstellen der ZS. Voraussetzung für die Umsetzung einer validen ZS ist ein rechenfähiges Netzmodell des betrachteten Netzes, welches anhand der Input-Schnittstelle für die Topologiedaten der ZS übergeben wird. Ausgehend davon können die erfassten Messwerte topologisch korrekt den einzelnen Messpunkten im Netzmodell zugeordnet werden. Hierbei sind bei der Input-Schnittstelle der Messdatenerfassung neben den Informationen über die real gemessenen Messwerte auch Informationen über nicht vermessenen Anschlussobjekte nötig, um entsprechende Ersatzprofile, Pseudomesswerte, zu generieren. Betrachtet man bspw. eine nicht gemessene Ortsnetzstation (ONS), sind Informationen über die Verbraucher- und Erzeugersituation im darunterliegenden Ortsnetz vorteilhaft, da auf Grund dieser Informationen realistischere Pseudomesswerte erstellt werden können, welche als Ersatzwert in der ZS verwendet werden.

Die Ergebnisse der ZS werden zunächst zur Netzüberwachung mittels einer Visualisierung des aktuellen Systemzustandes verwendet. Hierbei werden auf Basis der ermittelten Zustandsvariablen (komplexe Knotenspannungen) die Leistungsflüsse, sowie die Betriebsmittelauslastungen ermittelt und über die Output-Schnittstelle der Netzüberwachung zur Verfügung gestellt. Weiterführende Berechnungen in Bezug auf Planungs- oder Ausfallsimulationen können auf Basis der ermittelten Zustandsvariablen ebenfalls erfolgen. Hierfür steht die Output-Schnittstelle Netzsicherheit zur Verfügung. Anhand der Auswertung der historischen Messwerte und Rechenergebnisse kann über die Output-Schnittstelle Betriebsprotokoll der Betrieb des Netzes dokumentiert und als Eingangsdaten für Netzplanung verwendet werden.

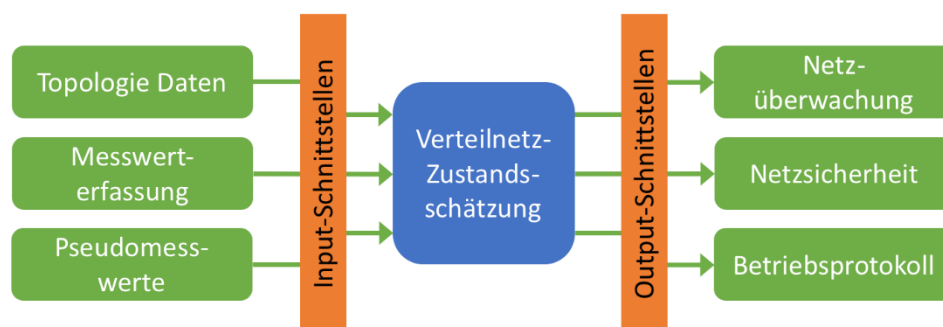


Abbildung 22: Input- und Output-Schnittstellen der Zustandsschätzung

3.5.3 Systemaufbau und Funktionen der Komponenten

Die ZS in grid-control kann, wie in Abbildung 23 dargestellt, in vier Hauptpunkte untergliedert werden. Neben der eigentlichen ZS erfolgt eine Plausibilitätsprüfung der Messdaten, eine Bad-Data-Detection der Ergebnisse und abschließend eine Visualisierung des ermittelten Systemzustandes. Ziel ist es, den Systemzustand durch die ZS minütlich zu ermitteln. Um dies sicherzustellen, muss die Softwarestruktur der Zustandserkennung so aufgebaut sein, dass sie in Kombination mit der internen Datenbank große Mengen an Messdaten in kurzer Zeit analysieren, aufbereiten und verarbeiten kann.

Plausibilitätsprüfung

Die Plausibilitätsprüfung kann als Eingangsdatenprüfung der erfassten Messwerte betrachtet werden und zielt in erster Linie darauf ab, offensichtlich fehlerhafte Messwerte in den Rohdaten zu ermitteln und diese adäquat zu ersetzen. Die Entscheidung welche Messdaten als offensichtlich falsch deklariert werden, wird kontinuierlich überprüft. Für die jeweiligen Messwerte, welche durch die Plausibilitätsprüfung abgefragt

werden, sind je nach Messwerttyp unterschiedliche Grenzwerte definiert. Sollte bei der Überprüfung ein Grenzwert überschritten werden, wird dieser als offensichtlich falsch identifizierte Messwert durch den letzten korrekt angenommenen Messwert in der jeweiligen Zeitreihe ersetzt.

Zustandsschätzung

Die Zustandsschätzung kann in drei Teile untergliedert werden. Eine Modellauswahl ermöglicht je nach betrachtetem Netz die entsprechenden Leitungs- und Transformatormodelle auszuwählen. Stehen lediglich Messwerte zur Verfügung, welche die Beschreibung einer einphasigen Netzmodellbetrachtung erlauben, so ist die Berechnung der Zustandsschätzung anhand eines einphasigen Modells ohne Betrachtung der Kopplung zwischen den einzelnen Leitern ausreichend. Stehen Messwerte zur Verfügung, welche für die einzelnen Phasen ermittelt werden, kann je nach Netzebene (Mittel- oder Niederspannung) ein dreiphasiges Modell mit oder ohne Berücksichtigung des Neutralleiters verwendet werden. Die Kopplung unterschiedlicher Netzebenen ist mittels der Betrachtung der Verluste über den Transformator sowohl für die einphasigen als auch für die dreiphasigen Modelle möglich. Der verwendete Algorithmus basiert für die einphasige Betrachtung auf der Verwendung polarer Knotenspannungen. Für die dreiphasige Dreileiter bzw. Vierleiter Betrachtung basiert der Algorithmus auf der Verwendung kartesischer Knotenspannungen.

Bad Data Detection

Nach der Bestimmung der Zustandsvariablen durch die ZS, werden diese anhand einer Bad Data Detection (BDD) auf möglich Fehler hin untersucht. Die Analyse erfolgt dabei unter Betrachtung der statistischen Eigenschaften der Messwertabweichungen. Der Prozess der BDD ist dabei zweistufig aufgebaut und gliedert sich in Bad-Data-Detektion und Bad-Data-Identifikation.

Visualisierung

Die Visualisierungsumgebung dient zur Darstellung der berechneten Ergebnisse. Zum einen sollen hierbei die errechneten Zustandsvariablen als auch die daraus resultierenden Leistungsflüsse kontinuierlich dargestellt werden, um den Systemzustand für den Netzbetrieb zu verdeutlichen.

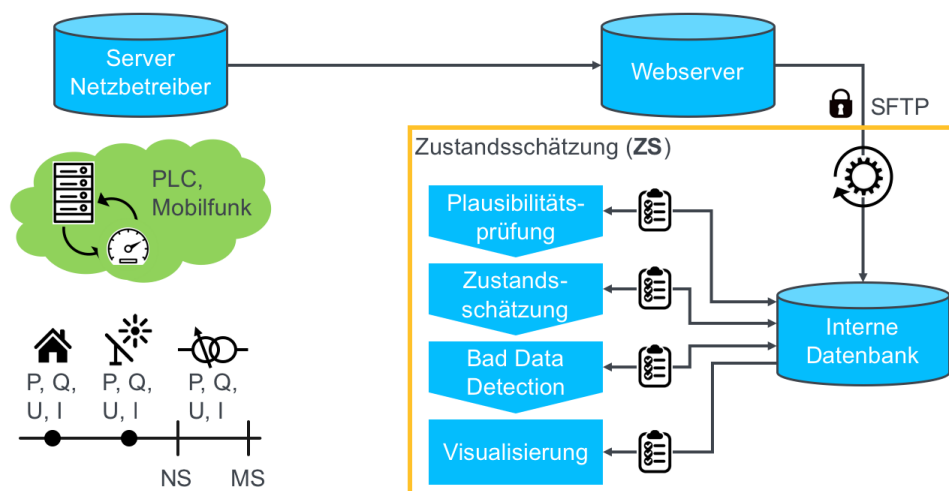


Abbildung 23: Systemaufbau der Zustandsschätzung in grid-control

3.6 Netzplanungsumgebung

3.6.1 Konzeptbeschreibung

Im Mittelpunkt des Projekts grid-control steht die Entwicklung und Erprobung eines Netzampelkonzepts, welches die marktorientierte und netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten kombiniert. Die Nutzung der Flexibilitäten im Projekt grid-control erfolgt dabei stets unter der Berücksichtigung der Kapazitätsgrenzen der Netzbetriebsmittel. Neben dem wirtschaftlichen Vorteil auf Endkundenseite, durch die marktorientierte Nutzung von Flexibilitäten, ist ein weiterer Nutzen die Optimierung des notwendigen Netzausbaus, da mithilfe des Netzampelkonzepts Netzüberlastungen vermieden werden können. Bezogen auf die Netzplanung hat dies zur Folge, dass die Steuerung im Rahmen des Netzampelkonzepts bereits im Rahmen der Netzplanung

berücksichtigt werden muss, da ansonsten keine zielgerichtete Dimensionierung der Verteilnetze möglich ist. Dabei besteht einerseits die Möglichkeit, dass die Verteilnetze unterdimensioniert werden, wodurch keine bzw. stark begrenzte marktorientierte Nutzung der Flexibilitäten möglich wird, oder dass die Verteilnetze überdimensioniert werden, wodurch eine netzdienliche Nutzung nicht notwendig ist. Für eine Bewertung des Netzampelkonzepts in der Verteilnetzplanung ist insbesondere eine Ermittlung der Auftrittshäufigkeiten der einzelnen Netzampelphasen interessant. Dabei bietet die zeitreihenbasierte Betrachtung die Möglichkeit das Netzampelkonzept zu modellieren und anschließend deren Auswirkungen auf den Netzausbau zu bewerten. Der Lösungsansatz im Projekt grid-control ist die Entwicklung einer probabilistischen Methode zur Planung der elektrischen Verteilnetze. Darin erfolgt eine Kombination zwischen Zeitreihen und Probabilistik, in dem zunächst eine zeitreihenbasierte Modellierung der Lasten und Erzeuger sowie eine zeitreihenbasierte Berechnung der Knotenspannungen und Leistungsströme. Erst in einem weiteren Schritt erfolgt eine statistische Analyse der Netzbelastungen, um die Auftrittswahrscheinlichkeiten detailliert zu analysieren. Da die probabilistische Verteilnetzplanung detaillierter als der konventionelle Ansatz ist, erfolgt zusätzlich eine Überprüfung der Abbildungsgenauigkeit der konventionellen Auslegungsfälle.

3.6.2 Systemaufbau und Funktionen der Komponenten

In Abbildung 24 ist ein schematischer Ablauf der probabilistischen Verteilnetzplanung dargestellt. Wie darin gezeigt ist, erfolgt zunächst eine zeitreihenbasierte Modellierung der Eingangsdaten. Anschließend findet eine probabilistische Analyse der Netzbelastung auf Basis der Lastflussberechnung mittels Zeitreihen statt. Der Vorteil der Zeitreihen als Eingangsdaten liegt in der Verwendung von historischen Messdaten, sofern diese aus dem zu untersuchenden Netzgebiet vorhanden sind. Alternativ dazu können die Eingangsdaten aus unterschiedlichen Datenquellen genutzt werden. Beispielsweise können die Lastprofile von Haushalten auch synthetisch, auf Basis von Smart Meter Messdaten, generiert werden [groß2017comparison], [groß2017parametrization], oder die Erzeugungsleistung von PV mittels klimatischen Daten, wie der Globalstrahlung errechnet werden. Zusätzlich dazu bietet die Zeitreihenmodellierung den Vorteil, dass neue Lastarten, bei denen nur geringe Betriebserfahrungen vorhanden sind, wie z.B. Elektromobilität, im Detail modelliert werden können. Hierbei lässt sich auf Statistiken über das Mobilitätsverhalten, wie z.B. in der Studie Mobilität in Deutschland 2008 im Auftrag des Bundesministeriums für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung erfasst [infas2010mobilität], zurückgreifen. Auf Basis der Statistiken über die zurückgelegten Wegstrecken, sowie die Abfahrts- und Ankunftszeiten lassen sich Modelle entwickelt, welche dem elektrischen Ladeprofil für das Heimladen entsprechen [wiest2018probabilistische].

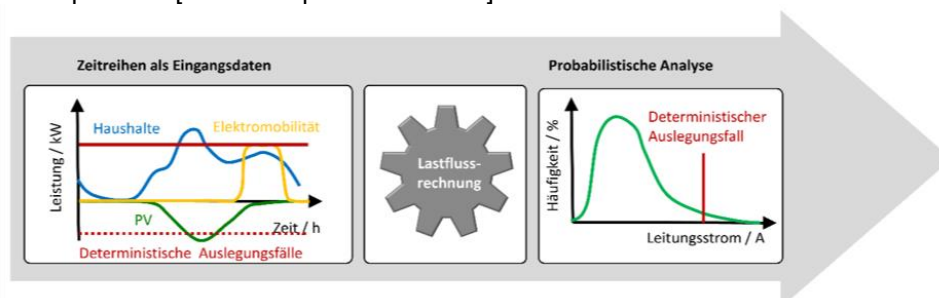


Abbildung 24: Schematischer Ablauf der probabilistischen Verteilnetzplanung

Zusätzlich sind bei den Eingangsdaten in Abbildung 24 die deterministischen Auslegungsfälle, getrennt nach Starklast- und Einspeisefall, schematisch dargestellt. Wie darin bereits deutlich wird, bilden die deterministischen Auslegungsfälle nicht für jede Lastart, wie z.B. Haushalte, das Maximum des elektrischen Energieverbrauchs ab. Dabei liegt die Annahme zu Grunde, dass nicht jede Last gleichzeitig seinen maximalen Verbrauch hat. Zusammengefasst wird dies in Gleichzeitigkeitsfaktoren, welche einen Skalierungsfaktor der maximalen Last für die Gleichzeitigkeit von z.B. der Haushalte beschreiben. Wie in [kippelt2017consideration] gezeigt nehmen die Gleichzeitigkeitsfaktoren mit zunehmender Anzahl an Lasten ab. Für die Netzplanung bedeutet dies, dass der elektrische Verbrauch pro Haushalt mit zunehmender Anzahl an Haushalten in einem Netz geringer angesetzt wird. Im Gegensatz dazu, erfolgt in der probabilistischen Verteilnetzplanung keine Analyse der Gleichzeitigkeitsfaktoren, sondern die einzelnen Zeitreihen werden individuell modelliert und die Netzbelastung wird im zeitlichen Verlauf betrachtet. Dadurch kann sichergestellt werden, dass jede Leitung auf ihre individuelle Transportkapazität dimensioniert wird und Unter- bzw. Überdimensionierungen verhindert werden. Die probabilistische Analyse ist insbesondere für die Analyse des Netzampelkonzepts von Interesse, weil damit die Auftrittswahrscheinlichkeiten der einzelnen Ampelphasen bestimmt werden können.

Im Projekt grid-control erfolgt ein Feldtest, bei dem Messungen der elektrischen Verbräuche einzelner Endkunden erfolgen. Diese Daten werden in der probabilistischen Verteilnetzplanung als Eingangsinformationen herangezogen. Eine detailliertere Darstellung der Datenflüsse und Berechnungen erfolgt in Abbildung 25.

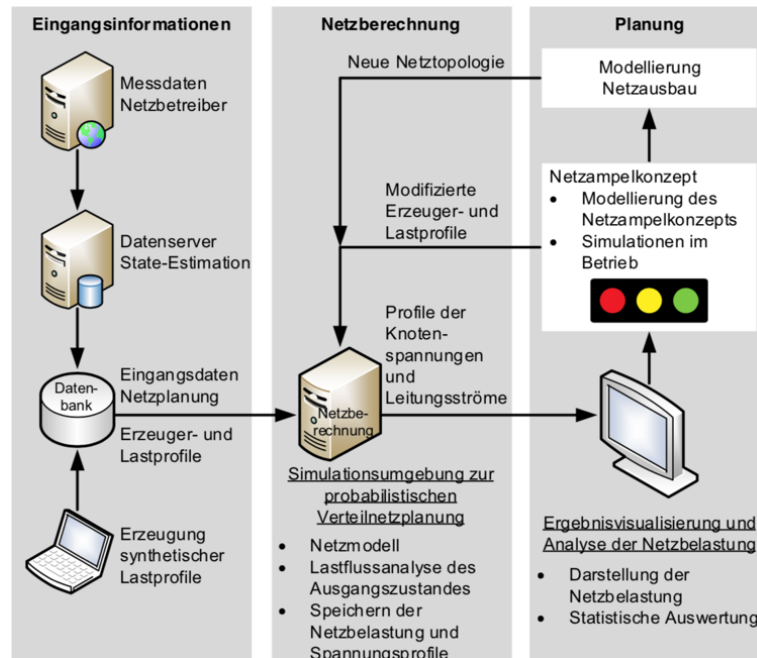


Abbildung 25: Datenflüsse in der probabilistischen Verteilnetzplanung

Wie in [wiest2018diss] beschrieben, kann der technische Netzplanungsprozess in 3 Phasen unterteilt werden. Diese Phasen sind auch in Abbildung 25 dargestellt. Für die probabilistische Verteilnetzplanung im Projekt grid-control wurde vorgesehen, dass die Messdaten über den Netzbetreiber zwischen den Projektpartnern ausgetauscht werden. Diese Daten werden zunächst für die Zustandsschätzung zur Untersuchung des Netzbetriebes verwendet und abgelegt. Für die probabilistische Verteilnetzplanung werden diese Messdaten, sofern der Aufzeichnungszeitraum ausreichend ist, verwendet. Wie in Abbildung 25 gezeigt, werden fehlende Eingangsdaten durch synthetische Last- und Erzeugerprofile ersetzt. Damit wird es möglich, einen vollständigen Satz an Eingangsdaten aufzubauen. Dieser besteht aus den Last- und Erzeugerprofilen sämtlicher Endkunden und Erzeuger.

Anschließend zur Aufbereitung der Eingangsinformationen erfolgt die Berechnung der Knotenspannungen und Leitungsströme mithilfe der Newton – Raphson Methode. Aufgrund des iterativen Lösungsverfahrens und der Betrachtung von Zeitreihen mit 15-minütiger Auflösung über die Dauer eines Jahres, steigt bei der probabilistischen Verteilnetzplanung der Rechenaufwand signifikant gegenüber der deterministischen Netzplanung an [wiest2018probabilistische]. Wie in [brunner2017powertoheat] gezeigt, erfolgt für Mittel- und Niederspannungsnetze bei der Newton-Raphson Lastflussrechnung in der ersten Iteration die stärkste Annäherung an die Lösung. Eine Linearisierung der Lastflussrechnung kann daher mithilfe der Jacobi-Matrix aus der ersten Iteration der Lastflussrechnung erfolgen. Für die probabilistische Verteilnetzplanung kann damit der Rechenaufwand reduziert werden, bei gleichzeitig hoher Abbildungsgenauigkeit [brunner2017powertoheat]. Zusätzlich dazu kann mithilfe einer Linearisierung auch eine Anwendung der dynamischen Spitzenkappung umgesetzt werden [wiest2018diss]. Wie aus Abbildung 25 hervorgeht, erfolgt eine Modellierung des Netzausbaus in der Planungsphase gefolgt von weiteren zeitreihenbasierten Lastflussberechnungen. Die Eingangsdaten stellen die Last- und Erzeugerprofile der unflexiblen Lasten und Erzeuger dar. Aufbauend darauf, werden die initialen Fahrpläne für die flexiblen Lasten ermittelt. Im Rahmen des Feldtestes von grid-control bestehen diese aus den installierten Batteriespeichern. Es können weitere Lasten und Erzeuger als flexibel definiert werden, wie z.B. PV-Anlagen oder E-Fahrzeuge. Damit kann untersucht werden, welchen Einfluss weitere flexible Lasten und Erzeuger auf die Auftrittshäufigkeit der Netzausbauphasen haben. Es besteht beispielsweise die Möglichkeit, durch die Anwendung des Netzausbaubegriffs Überlastungen, welche durch ein gleichzeitiges Laden von E-Fahrzeugen hervorgerufen werden, zu vermeiden.

3.7 Inselnetzbetrieb

3.7.1 Konzeptbeschreibung

Um Analysen der dynamischen Vorgänge bei der Inselnetzbildung eines Niederspannungsnetzes durchführen zu können, müssen zunächst Modelle des Netzes und der enthaltenen Anlagen in Bezug auf die dynamische Stabilitätsuntersuchungen erstellt werden. Um die Inselnetzfähigkeit eines Niederspannungsnetzes zu gewährleisten, sind einige Modifikationen an den bestehenden Anlagen notwendig. Ein erster Schritt ist dabei die Anpassung der Regelung der Batteriespeicher an den Inselbetrieb. Um die Modellierung zu vereinfachen werden einige Annahmen getroffen. Es werden nur symmetrische Systemzustände betrachtet. Es werden keine Harmonischen betrachtet. Die Wirk- und Blindleistung der Verbraucher und PV-Anlagen ist über den betrachteten Simulationszeitraum konstant, außer dies wird explizit anders angegeben. In die Betrachtung fließt nur die Primärregelung der Anlagen ein, eine Sekundärregelung oder ein Energiemanagementsystem ist nicht implementiert. Die Leistungselektronik der Anlagen wird vereinfacht als ideale Spannungsquelle, nach dem „Averaged Switching Model“, nachgebildet. Dies ist zulässig, da keine Harmonischen betrachtet werden. Abschalteneinrichtungen, welche z.B. bei Überlast oder Abweichungen der Netzparameter von den zulässigen Werten auslösen, werden nicht modelliert. Das Verhalten der Anlagen in Bezug auf die Stabilität und eventuell auftretende Überlastungen wird mittels Simulation im Zeitbereich evaluiert. Dazu werden jeweils mehrere Szenarien für den größten Rückspeisefall (hohe Erzeugung) und Fall der höchsten Last des Jahres simuliert.

3.7.2 Eingangsdaten

Für die Simulationen werden die Daten des Niederspannungsnetzes Allmend mit allen Verbrauchern, Erzeugern und Speichern verwendet. Zudem werden die Leistungsdaten der Erzeuger und Verbraucher für den Zeitpunkt der maximalen Rückspeisung und den Zeitpunkt der maximalen Last des Jahres genutzt.

3.7.3 Systemaufbau und Funktion der Komponenten

Für die Regelung der Batteriespeicher wird die Droop-Regelung herangezogen. Diese Regelart ist der Primärregelung von Synchrongeneratoren nachempfunden. Sie ermöglicht es, Änderungen von Last und Erzeugung anhand von Droop-Koeffizienten auf die Batteriespeicher aufzuteilen. Es ist keine Kommunikation zwischen den Anlagen notwendig.

In einem Inselnetz muss mindestens eine Anlage als netzbildende Einheit agieren, um die Spannungsreferenz, welche sonst durch das Verbundsystem bereitgestellt wird, vorzugeben. Bei der netzbildenden Droop-Regelung regelt die Anlage ihre Spannungsfrequenz und –amplitude anhand der von ihr eingespeisten Wirk- bzw. Blindleistung. Dies wird durch folgende Gleichungen (Formel 2) dargestellt:

$$f = f_0 - n_p(P_0 - P_{mess}) \quad (1)$$

$$U = U_0 - n_q(Q_0 - Q_{mess}) \quad (2)$$

Formel 2: Berechnung der Spannungsfrequenz und -amplitude

Hierbei sind f und U die Vorgaben für Spannungsfrequenz und –amplitude der Anlage, f_0 und U_0 sind die Leerlauf Frequenz und Leerlaufspannungsamplitude, n_p ist der Droop-Koeffizient der Frequenz, n_q ist der Droop-Koeffizient der Amplitude, P_0 und Q_0 sind die von der Sekundärregelung vorgegebenen Werte für die Wirk- und Blindleistung (z.B. durch das Energiemanagementsystem vorgegeben) und P_{mess} und Q_{mess} sind die gemessene Wirk- und Blindleistung der Anlage.

Bei einer Änderung der Erzeugung oder der Last im Inselnetz stellen die mit netzbildendem Droop geregelten Anlagen eine neue Frequenz bzw. Amplitude in Abhängigkeit der von Ihnen eingespeisten Leistung und der Droop-Koeffizienten ein. Dadurch kommt es zu einem stabilen Gleichgewicht, bei welchem die Laständerung anhand der Droop-Koeffizienten auf die verschiedenen Anlagen aufgeteilt wurde. Es ist anzumerken, dass die exakte Aufteilung der Blindleistung durch den Spannungsabfall über den Leitungen verfälscht wird.

Ein Schema des Modells des Batteriespeichers und dessen netzbildender Primärregelung ist in Abbildung 26 dargestellt. Der LCL-Filter wird durch das einphasige Ersatzschaltbild repräsentiert. Der elektrochemische Teil des Batteriespeichers, der DC-Zwischenkreis und die Leistungselektronik werden zu einer idealen Spannungsquelle vereinfacht. Harmonische, welche durch die hochfrequenten Schaltheftungen der

Leistungselektronik entstehen, werden durch die Umsetzung als ideale Spannungsquelle nicht betrachtet. Es wird außerdem vereinfacht davon ausgegangen, dass der elektrochemische Teil der Batterie stets genügend Wirkleistung zur Verfügung stellen kann, um die Spannung am DC-Zwischenkreis nahezu konstant zu halten. Aus der gemessenen Spannung am Kondensator des Filters und dem Strom über der Koppelinduktivität wird die Wirk- und Blindleistung berechnet, welche als Eingangsgröße für die Droop-Regelung dient. Mit Hilfe der bereits vorgestellten Droop-Gleichungen wird die Spannungsamplitude und -frequenz berechnet. Aus der Frequenz bzw. der Winkelgeschwindigkeit kann durch Integration der Winkel θ der Spannung berechnet werden. Im Spannungsregler wird die Differenz zwischen Soll- und Istwert der Spannung am Kondensator durch einen PI-Regler ausgeregelt. Der Ausgang des Spannungsreglers ist der Sollwert des Stromes über der Filterinduktivität. Im Stromregler wird die Differenz zwischen Soll- und Istwert durch einen zweiten PI-Regler ausgeregelt. Der Ausgang des Stromreglers dient als Eingang für die ideale Spannungsquelle.

Als weitere Form der Regelung von Wechselrichtern sei hier die netzspeisende Regelung genannt. Diese wird für die PV-Anlagen verwendet. Ihr Einfluss auf dynamische Vorgänge im Inselnetz ist im Vergleich zu den Droop-geregelten Anlagen relativ gering, weshalb auf deren Regelung nicht genauer eingegangen wird. Die Regelung bewirkt, dass die Anlage mit relativ hoher Genauigkeit eine vorgegebene Wirk- und Blindleistung einspeist. Der Wechselrichter wird hierzu durch eine Phasenregelschleife an die Spannung an seinem Anschlusspunkt synchronisiert.

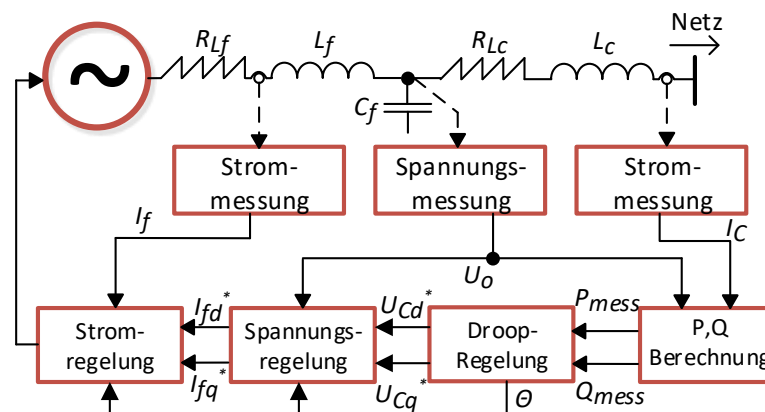


Abbildung 26: Modell und der Regelung eines netzbildenden Batteriespeichers

3.8 Hybrides Speichersystem

Mit dem hybriden Speichersystem (HESS) ist im Projekt ein Konzept zur dezentralen Erbringung eines Portfolios an Systemdienstleistungen und netzdienlicher Funktionen prototypisch realisiert worden, das hierfür mehrere unterschiedliche elektrische Speichertechnologien in ein Gesamtsystem integriert.

3.8.1 Konzeptbeschreibung

Eine dezentrale Erbringung dieses Portfolios an Systemdienstleistungen in Niederspannungssystemen stellt hohe Anforderungen an die Leistungs- und Energiedichte der hierzu erforderlichen Speicher. Da diese Anforderungen von Batterien allein üblicherweise nicht gleichzeitig erfüllt werden können, wurde in grid-control ein hybrides Speichersystem aufgebaut, welches eine Bleibatterie mit relativ hoher Energiedichte und einen Doppelschichtkondensatorspeicher mit großer Leistungsdichte in ein Gesamtsystem integriert. Das HESS erfüllt so die Anforderung nach gleichzeitiger hoher Leistungs- und Energiedichte. Die Speicher sind mittels eines Active Front Ends (siehe Abbildung 27) mit vier Halbbrückenstromrichtern an das Niederspannungsnetz angebunden. Durch die Verwendung einer vierten Halbbrücke können hierbei die Netzströme entkoppelt voneinander eingestellt werden, wodurch der Grundstein für einen netzdienlichen Betrieb gelegt worden ist. [bohnet2017hybrid]

Zusätzlich zeichnen sich die entwickelten Stromrichter durch eine überlastfähige Auslegung gegenüber dem Stand der Technik aus. Mit dieser Überlastfähigkeit der Komponenten entstehen zusätzliche regelungstechnische Anforderungen bei der Umsetzung der Verfahren zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Diesen Anforderungen wurde hierbei sowohl bei der Netzanbindung als auch bei den DC-Stellern zur Speicheranbindung mit neuen Regelverfahren Rechnung getragen. [bohnet2016direct, bohnet2016grid]

3.8.2 Schnittstellen des Systems nach Außen

Aufgrund der benötigten kurzen Reaktionszeit auf dynamische Ereignisse wie insbesondere Kurzschlüsse und Frequenzeinbrüche reagiert das hybride Speichersystem auf Basis einer Strom- und Spannungsmessung am Hausanschlusspunkt autonom. Die Aktivierung von Systemdienstleistungen, wie beispielsweise eine Lastflussglättung oder der aktive Beitrag zur Klärung eines Fehlers (Fault Ride Through), wird jedoch mittels eines am Karlsruher Institut für Technologie (KIT) entwickelten und im Projekt weiterentwickelten Monitorprogramms extern gesteuert. Darüber hinaus ermöglicht eine REST-Schnittstelle einer übergeordneten Steuereinheit die Aktivierung von Systemdienstleistungen.

3.8.3 Systemaufbau

Das hybride Speichersystem besteht neben den eigentlichen Speichern aus einem Leistungsteil und einer eigenen Signalverarbeitung, der lokalen Intelligenz. Der Leistungsteil des hybriden Speichersystems besteht aus vier Einplatinenstromrichtern aus eigener Entwicklung. Jeder Einplatinenstromrichter besteht aus einer Drehstrombrücke (drei Halbbrücken) einer Einheit zur Ansteuerung der Leistungshalbleiter, zur analogen Fehlererkennung von Überströmen und Überspannungen sowie zur Messung der DC-Zwischenkreisspannung und der drei Phasenströme.

Das Active Front End mit vier Halbbrücken wird hierbei mit zwei Einplatinenstromrichtern realisiert, um jeden Netzstrom unabhängig von den anderen Strömen einstellen zu können. Die Batterien und die Doppelschichtkondensatoren sind mit jeweils einem Einplatinenstromrichter an das Active Front End angebunden. Die Signalverarbeitung des hybriden Speichersystems erfolgt mit einer hauseigenen digitalen Signalprozessor (DSP)-Einheit und Regelung („ETI-DSP-System“). Zur Anbindung der Analog/Digital-Wandlerkarten und der Sigma-Delta-Spannungsmessung der Ansteuerung der Halbleiter, Schütze und weiterer Komponenten wird eine Hochleistungsmodulatorkarte mit einem Field Programmable Gate Array (FPGA) verwendet. Auf dieser Modulatorkarte wurden die im Projekt entwickelten Verfahren zur Systemdienstleistungserbringung umgesetzt. Hierzu wurde auch eine breitbandige potentialgetrennte Sigma-Delta-Messung der Spannungen von Netz, Batterien und Doppelschichtkondensatoren entwickelt und umgesetzt.

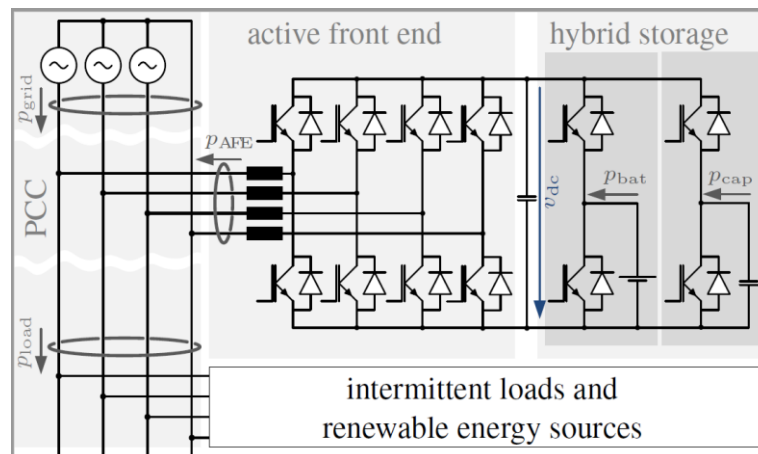


Abbildung 27: Aufbau des Hybriden Speichersystems mit Active Front End [bohnet2017hybrid]

3.8.4 Funktionen der Komponenten

Das Active Front End ist die netzirksame Komponente des hybriden Speichersystems. Es stellt alle Netzdienstleistungen zur Verfügung und besteht aus einer Netzdrossel, vier Halbbrücken und Zwischenkreiskondensatoren (siehe Abbildung 27). Die Netzdrossel glättet die Eingangsströme bzw. begrenzt den Stromrippel, die Halbbrücken stellen die zu bildende Spannung und die Doppelschichtkondensatoren (DSK) dienen als kleine Energiespeicher für transiente Leistungsänderungen.

Die Anbindung der Batterien und Doppelschichtkondensatoren erfolgt ebenfalls über Halbbrückenstromrichter mit Drossel und Kapazität (LC-Filter). Durch dieses Filter wird die getaktete Ausgangsspannung der Halbbrücken nicht an der Batterie oder dem DSK wirksam. Im Projekt grid-control wurden hierbei Eisenpulverdrosseln eingesetzt, deren Induktivität sich linear zum Strom verhält. Diese Eigenschaft ermöglicht zusammen mit den entworfenen Regelverfahren (siehe Abschnitt 3.7.4.2) die benötigte Überlastfähigkeit des Gesamtsystems. [bohnet2016grid]

Modularer Multi Level Umrichter

Im Rahmen des Labortests wurde zusätzlich ein Modularer Multilevel Umrichter (engl. modular multi-level converter (MMC)) an die Anforderungen zur Einspeisung in ein Energieversorgungsnetz angepasst und gleichspannungsseitig für den Einsatz von Doppelschichtkondensatormodulen vorbereitet. Dies bedingte die Verwendung einer MMC-Topologie mit variabler Zellspannung. Hierzu wurde ein bestehender Modularer Multilevel-Matrix-Umrichter entsprechend angepasst, sodass dieser nun als Vollbrücken-Multilevelumrichter arbeitet. Zudem wurde die zugehörige Signalverarbeitung für eine netzdienliche Ausgangsstromregelung in Niederspannungssystemen angepasst. [bräckle2018modular]

Regelverfahren

Im Projekt grid-control wurden zwei neuartige Regelverfahren für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen mit einem hybriden Speichersystem entworfen und implementiert.

Dies ist zum einen die Regelung des Active Front End (AFE)-Regelung [bohnet2016direct], zum anderen die Interleaving-Methode zur Regelung der Zwischenkreisspannung [bohnet2016grid]. Diese beiden Verfahren bilden die Grundlage zur Erbringung von Systemdienstleistungen, d.h. aktive Powerfilterung, Momentanreserve, Primär- und Sekundärregelleistung, Lastflussglättung, Fault Ride Through oder Spannungshaltung und prägen hierbei deren Leistungsfähigkeit. [bohnet2017hybrid]

Die AFE-Regelung nutzt einen Ringspeicher zur Identifikation von Netzfehlern. Es wird geprüft, ob die Abweichung eines aktuellen Messwerts zum vergangenen Regeltakt innerhalb vorgegebener Toleranzen liegt (siehe Abbildung 28). Auf Basis des aktuellen Messwerts wird unter Nutzung eines gemessenen Kennfelds für die Netzdrosseln und des vorgegebenen Stromsollwerts die zu stellende Spannung des AFE bestimmt.

Durch die Interleaving-Methode der Zwischenkreisregelung konnten eine dynamische Lastflussglättung und aktive Powerfilterung realisiert werden. Durch versetztes Takten der Halbbrücken wurden Reaktionszeit, sowie

Strom- und Spannungsrippel verringert, sodass ein dynamischer Leistungsausgleich im System hergestellt werden kann.

Eine der wichtigsten Systemdienstleistungen des HESS ist die aktive Powerfilterung. Diese sorgt dafür, dass der Netzstrom sinusförmig und symmetrisch dreiphasig ist. Dazu speist das AFE genau den gegenphasigen Stromverlauf auf den einzelnen Phasen ein, der zu einem Sinusverlauf fehlt. Mit dem gleichen Systemansatz wurde anstelle von symmetrischen, dreiphasigen Strömen ein Stromverlauf zum Netz eingestellt, der dafür sorgt, dass die Netzspannung am Netzanschlusspunkt möglichst sinusförmig wird.

Als weitere Systemdienstleistung ist die Lastflussglättung hervorzuheben. Es wurde ein Prinzip zur Aufteilung der Leistungsänderungen im Frequenzspektrum auf die unterschiedlichen Energiespeicher implementiert (siehe Abbildung 29), da mit sinkender Frequenz der Leistungsänderungen der notwendige Energiegehalt der Speicher steigt. Für die Dimensionierung der Energiespeicher sind somit die Grenzen der Frequenzen gemessen an der Nennleistung für die Dimensionierung ausschlaggebend.

Darüber hinaus prägt das HESS bei einem Netzfehler gezielt Kurzschlussströme ein, wobei je nach Bedarf gezielt Wirk- und Blindströme eingepreßt werden.

Weiterhin wurde unter Nutzung der integrierten Speicher Momentanreserve, die wie bei einem Synchrongenerator auf die Frequenzänderung des Netzes reagiert, zur Verfügung gestellt. Zudem wurde Primärregelung, proportional zur Abweichung von der Nennfrequenz, bei nachgebildeten kritischen Netzsituationen eingespeist.

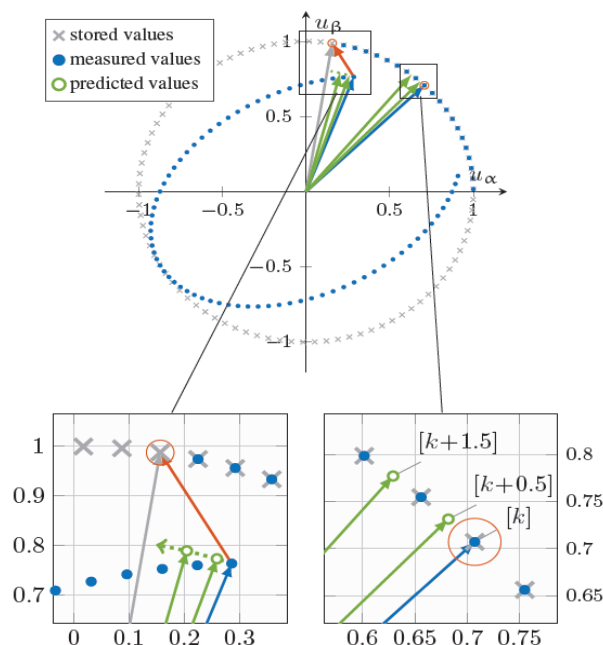


Abbildung 28: Prinzip zur Netzidentifikation der Active Front End -Regelung des hybriden Speichersystems

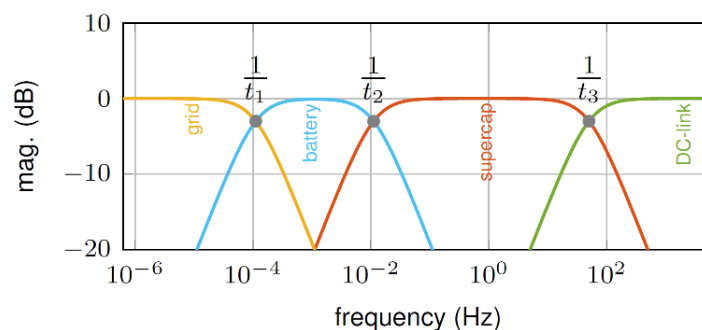


Abbildung 29: Prinzip der Frequenzweiche für die Leistungsaufteilung auf die Speichertechnologien des hybriden Speichersystems [bohnet2017hybrid]

4. Erprobung und Bewertung der entwickelten Konzepte und Systemlösungen

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Erprobung und Bewertung der entwickelten Konzepte und Systemlösungen dargestellt. Dabei erfolgt zunächst eine Beschreibung des Aufbaus der Testumgebungen (Labor- und Feldtest) (Abschnitt 4.1). Anschließend werden die Ergebnisse der Simulationen (Abschnitt 4.2.1) des Labortests (Abschnitt 4.2.2) sowie des Feldtests (Abschnitt 4.2.3) zusammenfassend vorgestellt. Im Anschluss daran folgen in Abschnitt 4.2.4 weiterführende Ergebnisse wie die Ergebnisse der Prüfung der Systemübertragbarkeit, die umgesetzte Visualisierungsumgebung für Feldtestteilnehmer sowie das verwendete Flexibilitätsmodell.

4.1 Aufbau Labor- und Feldtest

4.1.1 Labortest

Zur Durchführung des Labortests (TP 600) wurde das KIT Energy Smart Home Lab zu einer Power Hardware-in-the-Loop Umgebung ausgebaut (siehe Abbildung 30). Hierzu wurde das intelligente Gebäude mit seiner dezentralen Erzeugung und dem automatisierten Gebäudeenergiemanagementsystem um das hybride Speichersystem und eine künstliche Netznachbildung ergänzt [kochanneck2016establishing, kochanneck2016kit]. Die Softwaresysteme wurden hierbei mittels einer Message-Bus-Architektur gekoppelt [bao2016microservices, bao2016smarter]. Die im Folgenden beschriebenen Lösungen wurden im Rahmen von grid-control geschaffen und neben dem hybriden Speichersystem (siehe Kapitel 3.7) in das Labor integriert.

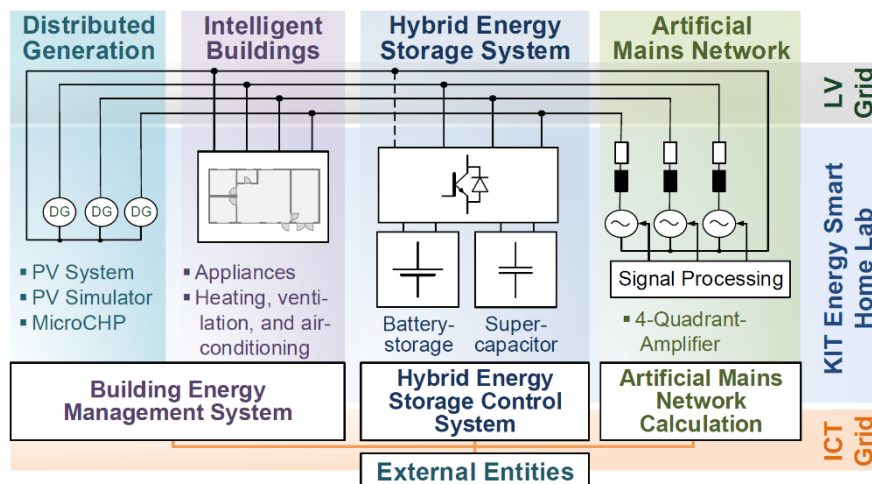


Abbildung 30: Übersicht Aufbau des Labortests im KIT Energy Smart Home Lab [kochanneck2016establishing]

Power-Hardware-in-the-Loop-Netznachbildung

Um die Systemumgebung des Energy Smart Home Lab (ESHL) einerseits für gezielte Nachstellungen von im Feldtest aufgetretenen Problemen sowie andererseits für systematische Tests zur Erbringung von Systemdienstleistungen zu erweitern, wurde im Rahmen des Projekts eine Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) Versuchsumgebung aufgebaut und in Betrieb genommen. Diese umfasst softwareseitig einen Echtzeitsimulator des Herstellers OPAL-RT TECHNOLOGIES, der die (hoch-) schnelle und exakt getaktete Simulation von Energienetzen, elektrischen Komponenten und (logischen) digitalen Elementen realisiert. Hardwareseitig besteht der PHIL Aufbau aus einem vierphasig (3 Phasen + 1 Neutralleiter) betreibbaren Vierquadrantensteller mit 30 kVA Leistung der Spitzenberger & Spies GmbH & Co. KG als Leistungsinterface sowie einer Koppereinheit für das unterbrechungsfreie Umschalten zwischen dem versorgenden realen Niederspannungsnetz und der künstlichen Netzumgebung (siehe Abbildung 31). Die Koppereinheit schaltet dabei die Phasen nacheinander im Nulldurchgang über Solid State Relais mit einer Unterbrechungszeit von

ca. 3 ms zwischen realem Netz und Netznachbildung um. Vervollständigt wird der Aufbau durch umfangreiche Mess-, Leit- und Schutztechnik. [hubschneider2018requirements, kochanneck2016establishing]

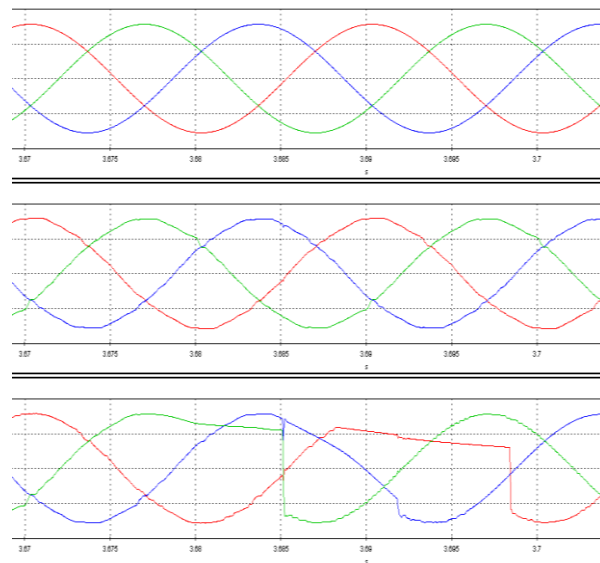


Abbildung 31: Messung des unbelasteten Umschaltvorgangs

4.1.1.1 Referenzszenarien für Niederspannungssysteme

Zur Analyse und Bewertung der im Teilprojekt entstandenen Technologien sind auf Basis einer Literaturrecherche Referenzszenarien für Niederspannungselektroenergiesysteme entstanden. Diese umfassen neben drei Referenznetzen für ein ländliches, dörfliches und vorstädtisches Niederspannungsnetz auch drei Konfigurationen für die Technologiedurchdringung. Hierfür ist für die Szenarien „Heute“, „Morgen“ und „Übermorgen“ die Durchdringung von Netzen mit aktiven Komponenten definiert. Dies sind insbesondere die Verbreitung und Größe von dezentralen Erzeugungsanlagen und elektrischen Speichern, aber auch die Häufigkeit von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen. [kochanneck2017reference, geis2017reference]

4.1.1.2 Kommunikationsarchitektur zur Komponentenkopplung im Labortest

Zur besseren Integration der geschaffenen Lösungen und einer leichteren zukünftigen Erweiterung der Laborumgebung wurde eine Kommunikationsarchitektur auf Basis eines Message Bus entworfen und umgesetzt. Diese adaptiert die von den Komponenten verwendeten Protokolle und abstrahiert die Datenschemata. Die so bereitgestellten Schnittstellen werden von modularen Hilfsdiensten (etwa einer Messdatenerfassung) und Services (etwa dem automatisierten Gebäudeenergiemanagementsystem oder der Regelungseinheit des hybriden Speichersystems) genutzt. [bao2016microservices, bao2016smarter]

4.1.1.3 Co-Simulationsplattform für statische Something-in-the-Loop-Untersuchungen

Die künstliche Netznachbildung wird durch eine echtzeitfähige Co-Simulation eines Microgrids ergänzt. In dieser wurden die entworfenen Referenzszenarien unter Nutzung des automatisierten Gebäudeenergiemanagement- und Simulationssystems Organic Smart Home umgesetzt. Das KIT Energy Smart Home Lab ist unter Nutzung des implementierten Message Bus in die Co-Simulation eingebunden, aus der statische Spannungswerte und Admittanzen für die künstliche Netznachbildung bestimmt werden (siehe Abbildung 32). In der Co-Simulation ist zudem ein regionales Energiemanagementsystem zur Ausgestaltung einer Netzapfel umgesetzt, welches simulierte und das reale Gebäude sowie einen regelbaren Ortsnetztransformator bei Bedarf zielgerichtet beeinflusst. [kochanneck2019systemdienstleistungserbringung, kochanneck2018hardware, mauser2017multimodal]

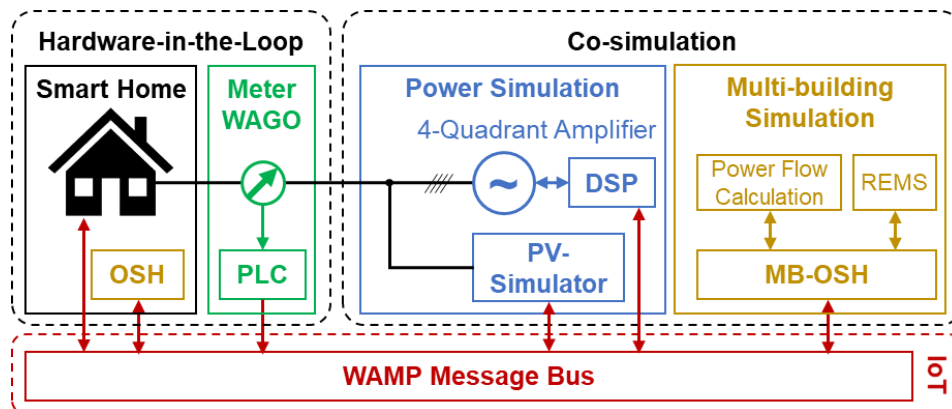


Abbildung 32: Aufbau der Hardware-in-the-Loop-Co-Simulation [kochanneck2018hardware]

4.1.1.4 Modelle für dynamische und transiente Power Hardware-in-the-Loop-Versuche

Für schnell ablaufende Vorgänge in Energienetzen, also im Subsekundenbereich, ist die zeitliche Auflösung der zuvor beschriebenen Co-Simulationsumgebung nicht mehr ausreichend. Für dynamische (bspw. Fehlerverhalten von Betriebsmitteln, Harmonische) und für transiente (bspw. Schalthandlungen, aktive Fehlerklärung) Vorgänge in Energienetzen sind deutlich höhere zeitliche Auflösungen notwendig. Zu diesem Zweck wurden in der Simulationssoftware HYPERSIM (OPAL-RT TECHNOLOGIES) einfache und damit schnell zu berechnende Teilnetze modelliert, in welche das Energy Smart Home Lab mit seinen intelligenten Betriebsmitteln eingebunden wurde.

Im Speziellen wurde dieser dynamische Power Hardware-in-the-Loop Aufbau zur Nachbildung spezifischer, in realen Netzen aufgetretener Situationen genutzt, die zu einem normabweichenden Betriebszustand des Netzes führten. So wurde die Fähigkeit zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen durch den Stromrichter ermöglicht und in einer kontrollierten Versuchsumgebung getestet. Die Herausforderungen lagen hierbei insbesondere bei der Stabilität der dynamischen Rückkopplung des Verhaltens der realen Systeme, welche sich gegengleich zur maximalen Auflösung (Loop-Geschwindigkeit) verhält. Zur Realisierung dieser Rückkopplung und damit zur Stabilisierung des Gesamtsystems wurden, abhängig von dem zu untersuchenden Szenario Interface Algorithmen verwendet, die je nach Ausgestaltung verschiedene Eigenschaften und Besonderheiten haben. Im Rahmen der Power Hardware-in-the-Loop Versuche während der Projektbearbeitung wurden sowohl verschiedene Interface Algorithmen näher beleuchtet und testweise realisiert als auch gängige, in der Literatur veröffentlichte Laboraufbauten betrachtet und eingeordnet. [hubschneider2018requirements]

4.1.2 Feldtest

4.1.2.1 NETZlabor Freiamt

Der Feldtest (TP 700) erfolgte auf dem Gebiet der Gemeinde Freiamt – dem sogenannten NETZlabor Freiamt. Seit 2009 werden im NETZlabor Freiamt der Netze BW neue Betriebsmittel und Betriebsführungskonzepte erprobt. Die Gemeinde Freiamt liegt im Schwarzwald ca. 20 km nördlich Freiburg und umfasst etwa 4000 Einwohner. Die Energieerzeugung aus PV, Wind und Biogas auf dem Gebiet der Gemeinde Freiamt übersteigt den Energieverbrauch um bis Faktor sieben. Die Rückspeiseleistung übersteigt die maximale Last um bis zu Faktor drei. Die elektrische Energieversorgung ist ausgehend vom Schaltwerk Sexau über zwei 20 kV-Stränge sichergestellt (siehe Abbildung 34). In den Feldtest wurde der „blauen“ Strang einbezogen. Über diesen ist der größte Teil der vorhandene EE-Anlagen mit rund 3,8 MW (PV: 2 MW, Wind: 1,8 MW) angebunden.



Abbildung 33: NETZlabor Freiamt

Neben einer technischen Aufrüstung des Stromnetzes wurden für den Feldtest 25 Feldtestteilnehmer mit rund 680 kW_p installierter PV-Anlagenleistung gewonnen. Darüber hinaus wurden in einem NS-Netz im Ortsteil Allmend Batteriespeicher sowie eine Ladesäule gebaut. Bei den Feldtestteilnehmern im genannte Niederspannungsnetz wurde zudem auch jeweils ein GEMS verbaut.

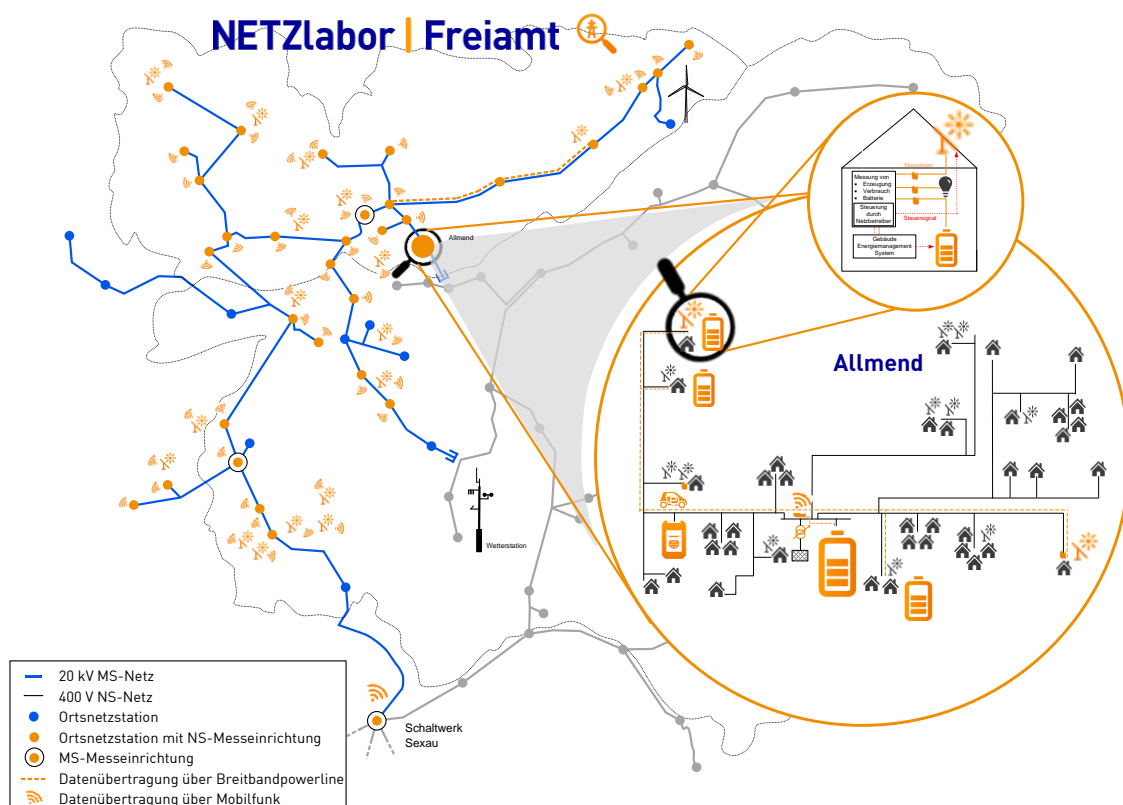


Abbildung 34: Feldtestgebiet des Projekts grid-control

Tabelle 4 gibt einen Überblick über die installierte Technik sowie die erprobten Konzepte/Systeme.

Tabelle 4: Feldtestkomponenten und erprobte Konzepte/Systeme

	Blauer MS-Strang	NS-Netz Allmend
Erprobte Konzepte	<ul style="list-style-type: none"> > Kapazitätsmanagement, Lastflussregelung > Zustandsschätzung 	<ul style="list-style-type: none"> > Spannungshaltung > Lastflussprognosen > Proaktives Engpassmanagement
Genutzte Systeme	> REMS, Zustandsschätzer	> REMS, GEMS, GLMS, FMS
Verbaute Technik in Netz	<ul style="list-style-type: none"> > 31 x NS-Messung in Ortsnetzstationen (jeweils Trafo NS-Seite) > 3 x MS-Messung 	<ul style="list-style-type: none"> > Regelbarer Ortsnetztransformator 250 kVA > Abgangsscharfe NS-Messung in Ortsnetzstation > Quartierspeicher: 120 kWh/120 kW > Ladestation 2x20 kW
Verbaute Technik bei Feldtestteilnehmern	> 25 x Mess- und Steuerungstechnik an PV-Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> > 1 x Haushaltsspeicher 19 kWh/ 19 kW > 2 x Haushaltsspeicher 9 kWh / 4,6 kW > Erforderliche Mess- und Steuerungstechnik

1.1.1.1 Komponenten im Feldtest

NS-Messung in Ortsnetzstationen

Die Messungen erfassen dreiphasig den Netzzustand an der NS-Sammelschiene in den Ortsnetzstationen sowie an allen im Feldtest beteiligten Komponenten. Bei der verwendeten Messtechnik handelt es sich um einen E750 (Sym²) modular aufgebauten Zähler in Kombination mit einer Grid-Control-Unit (GCU).

Die GCU speichert die Messdaten in einem Rundspeicher und übersetzt diese von SML (Smart Message Language) in das MODBUS TCP Format. Dies ist Voraussetzung für die Integration der Messtechnik in die Feldtestinfrastruktur.

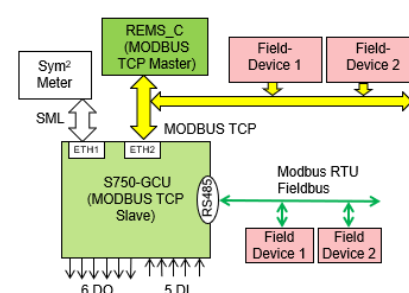
Abbildung 35 zeigt die verbaute Messtechnik und gibt einen Überblick über die Schnittstellen. Für die hier beschriebenen NS-Messung ist seitens der GCU die Modbus Schnittstelle relevant. Auf die übrigen Schnittstellen wird im Rahmen der MS-Messung und der Mess- und Steuerungstechnik an PV-Anlagen eingegangen.



Smart Meter E750 (Sym²) mit Grid Control Unit (GCU)



Vor Ort installierte Messtechnik



Schnittstellen mit Messtechnik vor Ort

Abbildung 35: im Feld installierte Messtechnik

Mess- und Steuerungstechnik an Kundenanlagen/PV-Anlagen

Die zur Messung an den PV-Anlagen verbaute Technik ist identisch mit der oben Beschriebenen Technik zu NS-Messung (E750 und GCU). Die GCU zu dem die Schnittstelle zum Wechselrichter zu Übermittlung der Steuerbefehle (Schnittstelle GCU/Wechselrichter: 5 digital inputs (DI)/6 outputs (DO)).

Die Messtechnik wurde je nach Gegebenheiten und Platzverhältnissen vor Ort entweder parallel oder seriell zu bereits bestehender zur Abrechnung eingesetzter Technik eingebaut. Bei großer räumlicher Entfernung zwischen Zählerplatz und Wechselrichter wurde eine zweite GCU am Wechselrichter eingesetzt, welche über eine Modbus tcp Verbindung an den Zählerplatz gekoppelt ist.

Die stufenweise Steuerung erfolgt je nach Konfiguration und technischen Eigenschaften (baujahrabhängig) wie folgt:

- > Stufung 100% / 60% / 30% / 0% der installierten Leistung
- > Stufung 100% / 0% der installierten Leistung
- > Sonderfall: Anschluss PV-Anlagen mit 3 unabhängigen 1-phasigen Wechselrichtern – im Einzelfall ist das gestufte Abregeln durch sukzessives Abschalten der einzelnen Wechselrichter umgesetzt

Mittelspannungsmessung



Die Mittelspannungsmessung besteht aus einer dreiphasigen Strom- und Spannungsmessung an den drei MS-Abgängen sowie des Transformators. Die Anbindung an die GCU erfolgt über eine Modbus RTU RS485 Schnittstelle (siehe z.B. Abbildung 36).

Abbildung 36: Ortsnetzstation mit MS-Messung

Batteriespeicher

Im Feldtest wurden vier Batteriespeicher (Lithium-NMC) drei unterschiedlicher Größen (2x9 kWh, 19kWh, 120 kWh) des Projektpartners ads-tec eingesetzt (siehe Abbildungen 35-37). Ein Phasenschieberbetrieb der Speicher ist möglich. Die Ansteuerung (Wirk- und Blindleistung) erfolgt über ein integriertes Modbus Interface. Die Wirkleistungsvorgaben erfolgt in der grünen/gelben Netzampelphase über das GEMS. Im Falle einer eintretenden roten Ampelphase wird die Kommunikation des GEMS unterbunden und der Speicher wird über die GCU durch das REMS gesteuert.



*Abbildung 37: Batteriespeicher
120kWh/ 120 kW*



*Abbildung 38: Batteriespeicher
19 kWh / 19 kW*



*Abbildung 39: Batteriespeicher
9 kWh / 4,6 kW*

Ortsnetzstation Allmend: rONT und Abgangsmessung

In der Ortsnetzstation Allmend wurde ein regelbarer Ortsnetztransformator (rONT) sowie eine messtechnische Erfassung der Niederspannungsabgänge einschließlich Transformator eingesetzt. Der regelbare Ortsnetztransformator (250 kVA, 21 kV / 420 V) wird überspannungsseitig über 4x2,5% Stufen geregelt. Die Stufung des rONT kann sowohl automatisch, manuell sowie per Fernzugriff erfolgen. Zu diesem Zweck ist der rONT über Modbus tcp an das REMS angebunden.

Ladestation



Die für den Feldtest errichtete 2x22kW AC Ladestation (siehe Abbildung 40) wurde im NS-Netz Allmend angeschlossen und eine Schnittstelle zur Steuerung über Modbus tcp umgesetzt. Die Leistungsreduzierung erfolgt durch die Vorgabe eines maximal zulässigen Stroms. Zudem erfolgte eine Integration in das Kapazitätsmanagement des REMS. Die Steuerung erfolgte analog zu den Batteriespeichern, über REMS und GEMS.

Abbildung 40: Ladestation im Ortsnetz Allmend

Kommunikationstechnik

Auswertungen der Mobilfunkpegel im Feldtestgebiet zeigten, dass eine ausreichende Erreichbarkeit über Mobilfunk nicht flächendeckend gegeben ist. Für die Kommunikation zwischen der im Feldtest installierten Komponenten und zentralen Systemen wurden daher sowohl Mobilfunklösungen als auch Breitband-Powerline (BPL) Komponenten eingesetzt. Dies ermöglicht zudem einen direkten Vergleich dieser beiden Kommunikationstechnologien. Gebiete bzw. Verbindungen wo BPL zum Einsatz gekommen ist sind in Abbildung 34 entsprechend markiert. Unter anderem wurde auch eine BPL-Strecke in der Mittelspannung aufgebaut.

Im Niederspannungsnetz Allmend wurde zwischen allen Komponenten eine Breitbandpowerline-Kommunikation über das Niederspannungsnetz realisiert. Über ein Headend-Gerät an der Ortsnetzstation Allmend erfolgt dann die weitergehende kommunikationstechnische Anbindung über Mobilfunk.

4.1.2.2 Testkonzept und Testfälle

Die Umsetzung des Feldtests erfolgte in drei Phasen (siehe Abbildung 41). In der ersten Phase wurden die Komponenten aller im Feldtest verbauten Komponenten in einem Werkstatttest im Zählerlabor der Netze BW zusammengeführt und schrittweise auf Funktionalität der Schnittstellen Ende-zu Ende getestet. Parallel wurden bereits erfolgreich getestete Komponenten in die IT-Architektur integriert bzw. bei bestehenden Betriebsmitteln (z.B. Wechselrichter der PV-Anlagen) installiert. Die Fehlersuche und Fehlerbehebung in Feld ließen sich damit deutlich reduzieren. In der Integrationsphase erfolgte die Überführung und Inbetriebnahme der einzelnen Komponenten im Feld. Der Fokus der Integrationsphase lag somit in Ende-zu Ende Test aller Prozesse, Komponenten und Schnittstellen in der finalen IT-Architektur. In der eigentlichen Testphase erfolgte dann die Erprobung der entwickelten Systeme im Netzbetrieb in Hinblick auf Funktionalität sowie Wirksamkeit und Praxistauglichkeit.

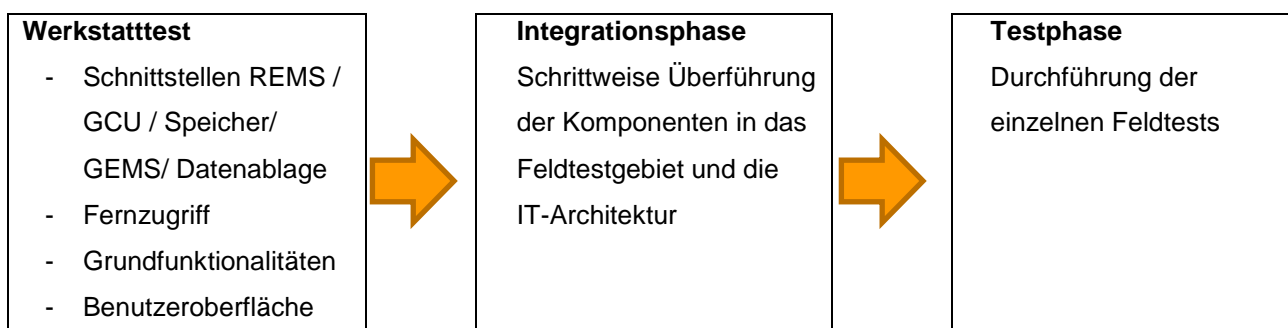


Abbildung 41: Phasen der Umsetzung des Feldtests

Bei denen im Projekt entwickelten Systemen handelt es sich um nicht erprobte Neuentwicklungen bzw. Prototypen. Um eine die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden wurde davon abgesehen die Konzepte und Systeme anhand von realen Engpässen bzw. Überlastungen zu testen.

Im Rahmen des Feldtests wurde daher die in den Systemen hinterlegte Bemessungsgrenze der Betriebsmittel herabgesetzt und so künstlich ein Engpass bzw. die Überlastung eines Betriebsmittels herbeigeführt, ohne jedoch dessen reale technische Grenzen zu überschreiten. Die Bestimmung der künstlichen Bemessungsgrenzen erfolgte anhand der Messungen im Netz sowie der eingebundenen PV-Anlagen. Äquivalent dazu wurde auch bei der Planung der einzustellenden Grenzwerte der Spannung und Sollwerte für die Lastflussregelung vorgegangen.

4.2 Ergebnisse

4.2.1 Simulationen

4.2.1.1 Zustandsschätzung

Auf Basis der in grid-control entwickelten Methode der Zustandsschätzung für Verteilnetze wird die Möglichkeit der Schaffung einer vollständigen Beobachtbarkeit mit einem Minimalmaß an Sensorik ermöglicht. Die Reduzierung der Messdaten als reale Eingangsdaten in die ZS bei gleichzeitiger Adaption mit Pseudomesswerten ermöglicht dabei die Bewertung der Einflüsse nicht gemessener Eingangsdaten auf das Ergebnis der ZS. Im vorliegenden Abschlussbericht werden daher zwei Ergebnisse genauer betrachtet. Zum einen die Güte der erstellten synthetischen Ersatzwerte der Wirkleistung im Vergleich zu den real gemessenen Wirkleistungswerten. Zum anderen wird der Einfluss auf die Ergebnisse der ZS anhand reduzierter realer Eingangsdaten analysiert. Die Betrachtungen werden für das Mittelspannungsnetz des Netzgebietes in Freiamt dargestellt.

Die Aggregation für die Ortsnetze erfolgt durch Mitteln der einzelnen synthetischen Last- oder Einspeisungsprofile anhand ihrer entsprechenden Anzahl. Abbildung 42 zeigt ein Beispiel für die Aggregation anhand eines beispielhaften Ortsnetzes im betrachteten 20kV Abgang. Das Ortsnetz besteht aus 59 Haushalten, 3 landwirtschaftlichen und 8 gewerblichen Lasten. Die ersten drei Graphen zeigen die Charakteristik der verwendeten synthetischen Wirkleistungsdaten für die einzelnen Lastarten über eine Woche im Winter. Die Zeitaufösung der gezeigten synthetischen Wirkleistungsdaten beträgt 1 Minute. Die Wirkleistung wird in normierten Werten zwischen 0 und 1 angegeben, was sich durch den in [groß2017comparison] beschriebenen Modellierungsprozess ergibt. Der Bereich der auftretenden standardisierten synthetischen Wirkleistungswerte für die drei Lastarten werden durch die Hüllkurven in Abbildung 42 beschrieben. Zusätzlich wird der Mittelwert für jeden Zeitpunkt dargestellt. Die Hüllkurve des untersten Graphen in Abbildung 42 zeigt den Bereich für die aggregierte Lastkurve. Die abgebildete resultierende Lastkurve (rote gestrichelte Linie) ergibt sich durch die Mittelwertbildung der Leistungswerte aller synthetischen Lastkurven in jedem Zeitschritt. Für das ausgewählte Ortsnetz wird der Mittelwert in jedem Zeitschritt daher durch 70 standardisierte synthetische Wirkleistungswerte bestimmt.

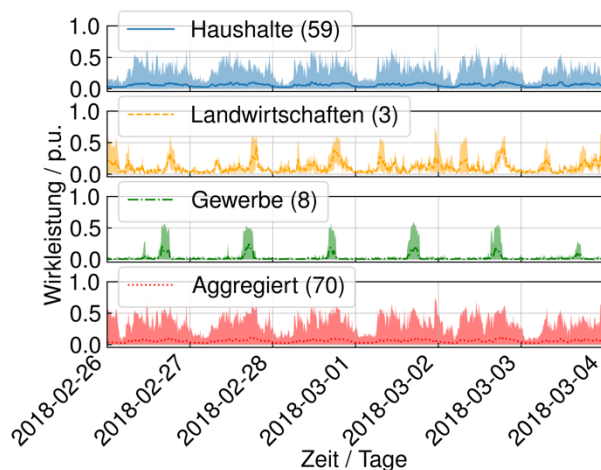


Abbildung 42: Beispiel für die Aggregation eines Ortsnetzes mit unterschiedlichen Lasttypen. Der Hüllkurve beschreibt die auftretenden standardisierten synthetischen Wirkleistungswerte



Abbildung 43: Vergleich der real gemessenen und synthetisch erzeugten Residuallastkurven

Da die Leistungswerte bisher in normierter Form gegeben sind, müssen sie noch an die Leistungs- und Energiewerte des Ortsnetzes mittels der PED-Methode aus [groß2017parametrisation] angepasst werden. Für die Pseudomesswerte der PVA wird eine Referenzanlage verwendet. Das Ergebnis des Aggregationsprozesses ist in Abbildung 43 dargestellt. Die blaue durchgezogene Linie zeigt die gemessene Wirkleistung der Residuallast. Die orange gestrichelte Linie ist das Ergebnis der beschriebenen Methode für

die aggregierten synthetischen Leistungswerte der Verbraucher. Des Weiteren sind die Wirkleistungswerte der synthetischen Einspeisung der 9 PVA im Ortsnetz (grüne strichpunktierte Linie) dargestellt. Die resultierende synthetische Residuallastkurve ist durch die rote gestrichelte Linie dargestellt. In der Tag-Nacht-Unterscheidung beschreibt die synthetische Kurve die Messkurve annähernd gut. Zu den Tageszeiten sind Abweichungen insbesondere im Bereich der auftretenden maximalen Leistungen deutlich sichtbar. Die durch die PVA hervorgerufene Rückspeisung erfolgt in der synthetischen Kurve zu den gleichen Zeitpunkten wie sie auch in der Messkurve auftritt. Die Höhe der Rückspeisung entspricht dabei annähernd dem Wert der gemessenen Kurve. In Anbetracht der Tatsache, dass die synthetische Residuallastkurve keinerlei Messinformation aus dem betrachteten Ortsnetz enthält, beschreibt sie das Verhalten innerhalb eines akzeptablen Bereiches.

Die Fehlerbereiche der einzelnen Eingangsdaten haben einen großen Einfluss auf die Ergebnisse der ZS. Der Fehlerbereich beschreibt die Schwankungsbreite um einen Erwartungswert, was wiederum der Genauigkeit der jeweiligen Eingangsdaten entspricht. Bei realen Messwerten hängt der Fehlerbereich bzw. die Genauigkeit eines Messwertes von der Messeinrichtung (Messgerät, Wandler) ab. Um eine gleiche Aussage in Bezug auf den maximalen Fehler für die Pseudomesswerte treffen zu können, werden die erstellten synthetischen Profile für Verbrauch und Einspeisung mit den realen Daten in Bezug auf deren Abweichung zueinander verglichen. Für die einzelnen Verbraucher- und Einspeisetypen werden die Abweichungen zwischen den synthetischen und den gemessenen Wirkleistungswerten auf Basis des symmetrischen mittleren absoluten prozentualen Fehlers bewertet. Beim Vergleich der synthetischen Residuallastprofile mit den zugrundeliegenden Messdaten ergeben sich Abweichungen im Bereich von bis zu 150%. Diese Abweichung wird für die Pseudomesswerte als Messfehler verwendet. In Bezug auf die verwendete Methode der kleinsten Fehlerquadrate für die ZS, ist die Normalverteilung der Fehler eine wichtige Voraussetzung für die Verwendung der synthetischen Eingangsdaten in der ZS. Aus diesem Grund wurde eine visuelle Überprüfung auf Normalverteilung der Abweichungen mittels Histogramme durchgeführt. Dabei hat sich gezeigt, dass die Verteilung der Abweichungen als ausreichend normalverteilt betrachtet werden können. Anhand der beschriebenen Analyse der synthetischen Verbraucher- bzw. Erzeuger-Profile konnten die benötigten Eckdaten für die Verwendung in der ZS bestimmt werden. Darüber hinaus konnte durch den Vergleich mit real gemessenen Daten nachgewiesen werden, dass die statistischen Eigenschaften der synthetischen Ersatzwerte die Anforderungen für die uneingeschränkte Anwendung in der ZS erfüllen.

Abbildung 44 zeigt die topologische Anordnung des Mittelspannungsabgangs des Netzgebietes in Freiamt. Zur Validierung des Einflusses unterschiedlicher Eingangsdaten auf die Ergebnisse der ZS werden die Messpunkte wie in Abbildung 44 gezeigt, verwendet. Am Schaltwerk wird die gemessene Spannung als Eingangsinformation der ZS vorgegeben. An den gemessenen Ortsnetzstationen (ONS) werden die realen Leistungswerte (Wirk- und Blindleistung) als Eingangsdaten der ZS vorgegeben. Das Ergebnis ist in Abbildung 45 anhand der relativen Auftrittshäufigkeit des Schätzfehlers des Spannungsbetrags an allen gemessenen ONS im Mittelspannungsabgang anhand der blau durchgezogenen Kurve gegeben. Hierbei wurde eine Woche im Winter mit Minutenwerten simuliert, wobei die einzelnen gezeigten Kurven der relativen Auftrittshäufigkeiten des Spannungsschätzfehler aus ca. je 340.000 Datenpunkten ermittelt wurden. Die maximale Abweichung aller durch die ZS ermittelten Knotenspannungen unter Verwendung der realen Leistungsmesswerte im Vergleich zu den realen Messwerten der Knotenspannungen liegt bei +4%. Dies bedeutet, dass die durch die ZS bestimmten Knotenspannungen über den tatsächlich gemessenen Knotenspannungen liegen. Der grau markierte Bereich beschreibt die als akzeptabel angenommene Abweichung der berechneten Knotenspannungen von $\pm 1\%$ vom Messwert. Im betrachteten Fall liegen somit ca. 38% aller Abweichungen im Toleranzband. Der Grund für die Überschätzung liegt an der Spannungsmessung im Schaltwerk. Die Spannungsmessung bestand bereits vor dem Projekt und wurde daher übernommen. Die Messgenauigkeit der Spannungsmessung im Schaltwerk scheint im Vergleich zu den Spannungsmessungen an den ONS schlechter zu sein, wofür das Ergebnis der rot gepunkteten Kurve in Abbildung 45 spricht. Hierbei wurde eine zusätzliche Spannungsmessung der Ortsnetzstation Allmend als zusätzliche reale Messung der ZS vorgegeben. Hierbei reduzieren sich die Schätzfehler des Spannungsbetrages an allen gemessenen ONS, was durch die deutlich höhere Zahl der Abweichungen im Toleranzband ersichtlich wird. Mit der zusätzlichen Spannungsmessung liegen nun ca. 73% anstatt ca. 38% aller Abweichungen im Toleranzband. Der maximal auftretende Schätzfehler reduziert sich ebenfalls auf ca. +3%. Ein ähnliches Verhalten ist bei reiner

Verwendung der synthetischen Leistungswerte sowie der Leistungswerte basierend auf Standardlastprofilen⁷ (SLP) zu erkennen. In diesem Fall werden für alle in Abbildung 44 dargestellten ONS die gemessenen Leistungen durch Pseudomesswerte (synthetisch bzw. SLP) ersetzt um den Einfluss auf die Ergebnisse der ZS zu untersuchen. Die orange gestrichelte Kurve in Abbildung 42 entspricht dem Ergebnis der Schätzfehler des Spannungsbetrages beim Einsatz der synthetischen Wirkleistungswerte und die grün strichpunktierte Kurve den Ergebnissen bei Parametrierung mit den SLP-Leistungswerten. Die Schätzfehler der Knotenspannungsbeträge bei der Verwendung der beiden Ersatzwerte sind im Vergleich zu den Schätzfehlern bei der Vorgabe der gemessenen Leistungswerten deutlicher ausgeprägt. Der maximal auftretende Schätzfehler liegt in beiden Fällen bei +4% und befindet sich damit im gleichen Bereich wie der Schätzfehler bei Vorgabe der gemessenen Leistungswerte. Betrachtet man die Anzahl der Abweichungen im grauen Toleranzband wird jedoch deutlich, dass die Schätzgenauigkeit bei Verwendung der beiden Ersatzwerte schlechter ist als bei der Vorgabe der realen Messwerte. Die Abweichungen im grauen Toleranzband sind mit ca. 6% bzw. ca. 11% deutlich geringer ausgeprägt als bei den realen Messdaten als Eingangsinformationen bei denen für alle Abweichungen ca. 38% der Werte im Toleranzband liegen. Eine zusätzliche reale Spannungsmessung der ONS Allmend verringert, ebenfalls wie im Fall reiner realer Eingangsdaten, die Abweichungen zu den Messwerten. In beiden Fälle ist eine deutliche Verschiebung der Schätzfehler in das Toleranzband zu erkennen, wobei sich ca. 71% bzw. ca. 73% aller Abweichungen im Toleranzband befinden. Die Anzahl der Abweichungen liegt somit in derselben Größenordnung wie bei der Verwendung realer Leistungsdaten in Kombination mit einer zusätzlichen realen Spannungsmessung. Die maximal auftretenden Schätzfehler reduzieren sich in beiden Fällen ebenfalls auf ca. +3%. Die Ergebnisse sind in der lila durchgezogenen Kurve für die synthetischen Werte und in der braun gestrichelten Kurve für die SLP Werte dargestellt.

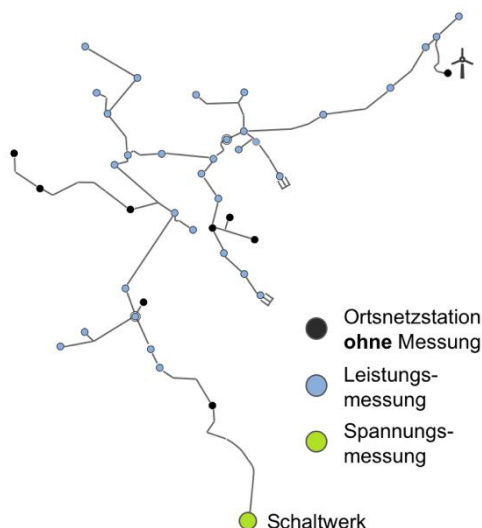


Abbildung 44: Netzmodell Freiamt [Zustandsschätzung]

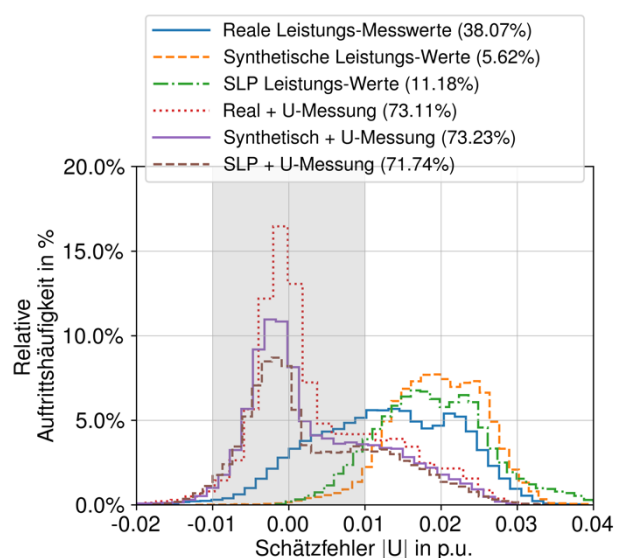


Abbildung 45: Schätzfehler des Spannungsbetrages bei unterschiedlichen Eingangsdaten der ZS

4.2.1.2 Netzplanung

Mithilfe der in grid-control entwickelten Methode zur probabilistischen Verteilnetzplanung kann die Auswirkung von neuen Verbrauchern, wie z.B. Elektromobilität, oder neuen Netzregelungskonzepten, wie z.B. dem Netzampelkonzept, auf die zukünftige Netzbelastung analysiert werden. Zusätzlich dazu bietet die Methode die Möglichkeit, derartige Konzepte in die Netzplanung zu integrieren. In diesem Abschlussbericht werden zwei Ergebnisse hervorgehoben.

⁷ Standardlastprofile stellen im Bereich der elektrischen Energieversorgung Annahmewerte für nicht-leistungsgemessenen Verbraucher und Erzeuger dar (vgl. [slp2000]).

Zunächst werden die Auswirkungen der Elektromobilität gezeigt, sowie ein Vergleich zur deterministischen Netzplanung dargestellt. Hierzu werden als Eingangsdaten Lastprofile nach dem Modell aus [infas2010] für E-Fahrzeuge erstellt und jedem Haushalt ein Fahrzeug mit einer Ladeleistung von 3,7 kW zugeordnet. Anschließend erfolgt ein Vergleich der Netzbelastung zwischen einer deterministischen und probabilistischen Planungsmethode. Dabei werden für die deterministische Methode die Gleichzeitigkeitsfaktoren für die einzelnen Lasten aus den Summenlastspitzen der einzelnen Verbraucher zur Summe der Einzellastspitzen aller Verbraucher aus den synthetischen Last- bzw. E-Fahrzeugprofilen berechnet und daraus die Netzbelastung ermittelt [wiest2018probabilistische]. In Abbildung 46 ist als Ergebnis die Transformatorauslastung über der Tageszeit statistisch dargestellt. Die Datengrundlage bildet hier ein Simulationszeitraum eines Jahres. Insbesondere zeigt der Vergleich mit der deterministischen Netzplanung beim Starklastfall deutliche Unterschiede.

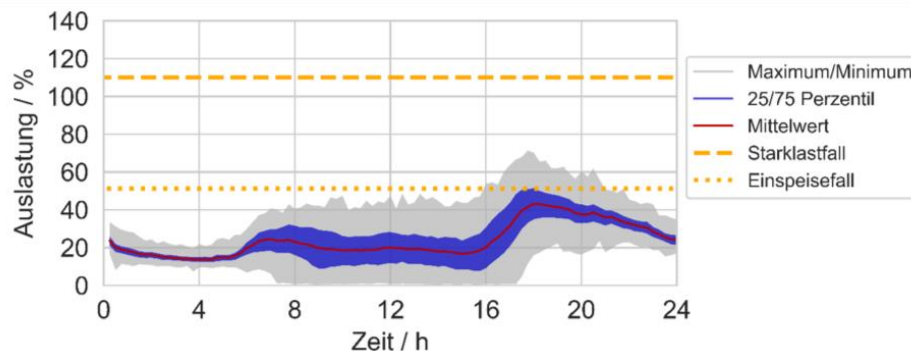


Abbildung 46: Vergleich der Transformatorauslastung zwischen deterministischer und probabilistischer Verteilnetzplanung wenn jeder Haushalt ein E-Fahrzeug mit einer Ladeleistung von 3,7 kW besitzt

Wie Abbildung 46 zeigt, wird mit der deterministischen Netzplanung eine deutlich höhere Netzbelastung abgebildet, welche in diesem Fall eine Erhöhung der planerischen Dimensionierung der Transformatorleistung zur Folge hätte. Wie jedoch mit der deutlich detaillierteren probabilistischen Methode gezeigt wird, tritt eine derart hohe Auslastung unter den gegebenen Belastungsannahmen nicht auf. Die Gründe für diese deutliche Überdimensionierung, im Falle der deterministischen Netzplanung, liegen in der für jeden Lasttyp, wie z. B. Haushalte oder E-Fahrzeuge, getrennt ermittelten Gleichzeitigkeitsfaktoren. Da die Prämisse angesetzt wird, dass alle Lasttypen zur gleichen Zeit ihre maximale Leistung aufweisen können, resultiert eine Überdimensionierung wie in Abbildung 46 gezeigt. Wie in [kippelt2017consideration] beschrieben, wird die Gleichzeitigkeit zusätzlich noch maßgeblich von der Betriebsweise beeinflusst. Die Ergebnisse zeigen, dass durch die probabilistische Verteilnetzplanung ein deutlich detaillierteres Abbild der Netzbelastung für die Netzplanung ermittelt werden kann und Betriebskonzepte im Detail berücksichtigt werden können. Gleichzeitig dazu, wird die Gefahr einer Über- bzw. Unterdimensionierung durch Anwendung der probabilistischen Verteilnetzplanung wesentlich minimiert.

Als Beispiel für die Auswirkungen des Netzampelkonzepts sind in Abbildung 47 wiederum die statistischen Analysen der Transformatorauslastung über die Tageszeit dargestellt. In den in Abbildung 47 gezeigten Simulationen, wurde ein Ausbau der Haushaltspeicher angesetzt. Dabei optimieren die Speicher sich stets wirtschaftlich nach Börsenpreisen, wobei in der linken Grafik in Abbildung 47 keine Aktivierungsquoten vorgegeben wurden und in der rechten eine Begrenzung auf 60% Auslastung festgelegt wurde. Wie in Abbildung 47 zu sehen ist, laden bzw. entladen die Speicher ohne Aktivierungsquoten stets gleichzeitig, wodurch eine hohe Auslastung des Ortsnetztransformators resultiert. Dahingegen erfolgt eine wirksame Begrenzung durch die Aktivierungsquoten, wie in der rechten Grafik in Abbildung 47 gezeigt. Die probabilistische Verteilnetzplanung bietet bei der Analyse des Netzampelkonzepts nun die Möglichkeit die Häufigkeit der einzelnen Netzampelphasen zu analysieren. In dem gezeigten Beispiel befindet sich das Niederspannungsnetz zu 97,2% der Zeitpunkte in der grünen Phase und lediglich zu 2,8% der Zeitpunkte tritt die gelbe Phase auf. Wie diese Ergebnisse zeigen, eignet sich die probabilistische Verteilnetzplanung, um Betriebskonzepte, wie z.B. das Netzampelkonzept, zu integrieren und deren Auswirkungen auf die Netzbelastung, und somit auch auf die notwendigen Netzverstärkungen zu analysieren.

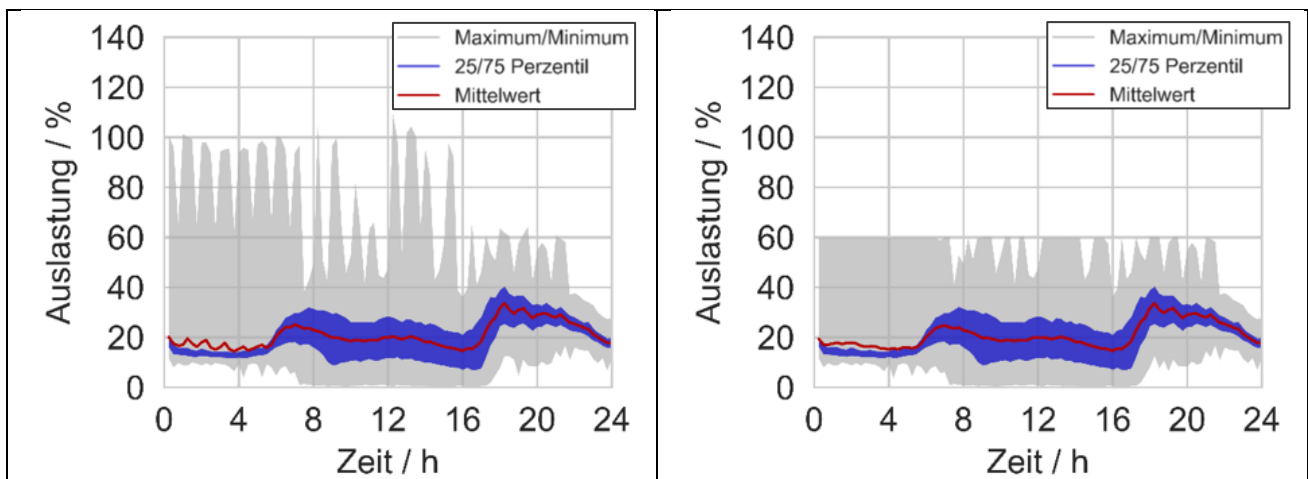


Abbildung 47: Vergleich der Transformatorauslastung bei Anwendung des Netzampelkonzepts wenn links keine Aktivierungsquoten verwendet werden und rechts mit Aktivierungsquoten

4.2.1.3 Inselnetzbetrieb

Im Verbundbetrieb wird durch das Verbundsystem eine Spannungsreferenz vorgegeben, da sich das Verbundsystem dynamisch wie eine nahezu starre Spannungsquelle mit relativ konstanter Frequenz und Amplitude verhält. Diese Spannungsreferenz fällt im Inselnetzbetrieb weg und muss durch vorhandene Batteriewechselrichter bereitgestellt werden, damit die Erzeugungsanlagen nicht vom Netz getrennt werden. Für die Simulationen zum Inselnetzbetrieb wird das Niederspannungsnetz Allmend herangezogen. In diesem befinden sich zahlreiche Verbraucher und Erzeuger sowie fünf Batteriespeicher. Die Verbraucher werden als statische Lasten modelliert. Die Modellierung und Regelung der Erzeuger ist in Abschnitt 3.7 beschrieben. Um einen stabilen Inselnetzbetrieb hinsichtlich der Frequenzhaltung zu ermöglichen, wurden in grid-control nach eingehender Analyse des Netzgebietes Modifikationen der Regelmodelle der Batteriespeicher vorgenommen, um Untersuchungen zur dynamischen Stabilität durchführen zu können. Hierbei wurde überprüft, ob ein stabiler Betrieb bei Last- und Einspeisesprüngen möglich ist und ob die Änderungen gleichmäßig auf die Batterien aufgeteilt werden. Als Ergebnis zeigt Abbildung 48 den Zeitpunkt eines Jahres mit einer hohen Rückspeisung im Niederspannungsnetz Allmend. Darüber hinaus wurde in grid-control auch der Zeitpunkt der Jahreshöchstlast betrachtet. Die durchgezogenen Linien stehen für den Ausfall der größten Last und die gestrichelten für den Ausfall des zweitgrößten Batteriespeichers (Batterie B). Zusätzlich ist der Ausfall der größten PV-Anlagen dargestellt (gepunkteter Verlauf). Zunächst ist zu erkennen, dass die Speicher Wirkleistung aufnehmen und bereits im stationären Zustand, vor den Ereignissen bei $t = 3$ s, bereits ihre Nennwirkleistung erreichen. Beim Ausfall der größten Last (durchgezogene Verläufe) kommt es zu Überlastungen aller Batteriespeicher, insbesondere der Batterie B. Dies ist auf ihre kleine Nennleistung und die elektrische Nähe (kleine Leitungsimpedanz) zum Lastsprung zurückzuführen. Noch gravierender machen sich diese Faktoren im Fall des Ausfalls von Batterie A (gestrichelt) bemerkbar, wo es zu einer kurzzeitigen Überlastung von bis zu 1.8 p. u. kommt. Der Ausfall der größten PV-Anlage (gepunktet) hat den größten Sprung in der Nennleistung der Batterie B zur Folge. Die Richtung des Leistungssprungs sorgt allerdings für keine Überlastung. In den Fällen des Ausfalls der größten Last und der Batterie A kommt es weiterhin zu einer dauerhaften Überlastung der verbleibenden Anlagen. Dies äußert sich auch in den Frequenzen, welche dauerhaft über 50,2Hz liegen.

Die simulierten Szenarien zeigen, dass ein stabiler Betrieb des Inselsystems für die Fälle des Jahreshöchstverbrauchs und der größten Rückspeisung möglich sind, auch wenn die Betriebsmittel kurzzeitig überlastet werden. Das System ist auch dann stabil, wenn entscheidende Komponenten mit hoher Leistung ausfallen, wobei bei der untersuchten Primärregelung keine Kommunikation zwischen Anlagen notwendig ist. Allerdings kann es in diesen Situationen zu temporären oder dauerhaften Überlastungen von Batteriespeichern kommen. Abhilfe könnte hier das Abregeln von PV-Anlagen oder Lasten bieten [eberlein2019smallsignal]. Die betrachteten Stabilitätsuntersuchungen dienen in Bezug auf die Gewährleistung eines sicheren Inselnetzbetriebes im betrachteten Netzgebiet lediglich als erster Schritt. Diesbezüglich sind weiterführende Konfigurationen im Netzgebiet durchzuführen wobei an dieser Stelle zunächst anzumerken ist, dass die Eignung der Batteriewechselrichter für die netzbildende Droop-Regelung

gegeben sein muss. Da sich die netzbildende Droop-Regelung wesentlich von der herkömmlichen PQ-Regelung, bei welcher lediglich eine bestimmte Wirk- und Blindleistung eingespeist und keine Spannungsreferenz vorgegeben wird, unterscheidet, sind Modifikationen an den inneren Regelkreisen (Spannungs- und Stromregelung) notwendig. Es ist sicherzustellen, dass dies mit der installierten Hardware kompatibel ist. Weitere Aspekte des Inselnetzbetriebes benötigen eingehendere Untersuchungen. Zu nennen sind hier beispielhaft die Synchronisation beim Übergang vom Insel- in den Verbundnetzbetrieb und der Entwurf eines Schutzkonzepts. Diese haben wiederum Einfluss auf die Regelkreise der einzelnen Batteriewechselrichter, da sich beispielsweise netzbildende Wechselrichter im Kurzschlussfall völlig anders verhalten als PQ-geregelte Wechselrichter.

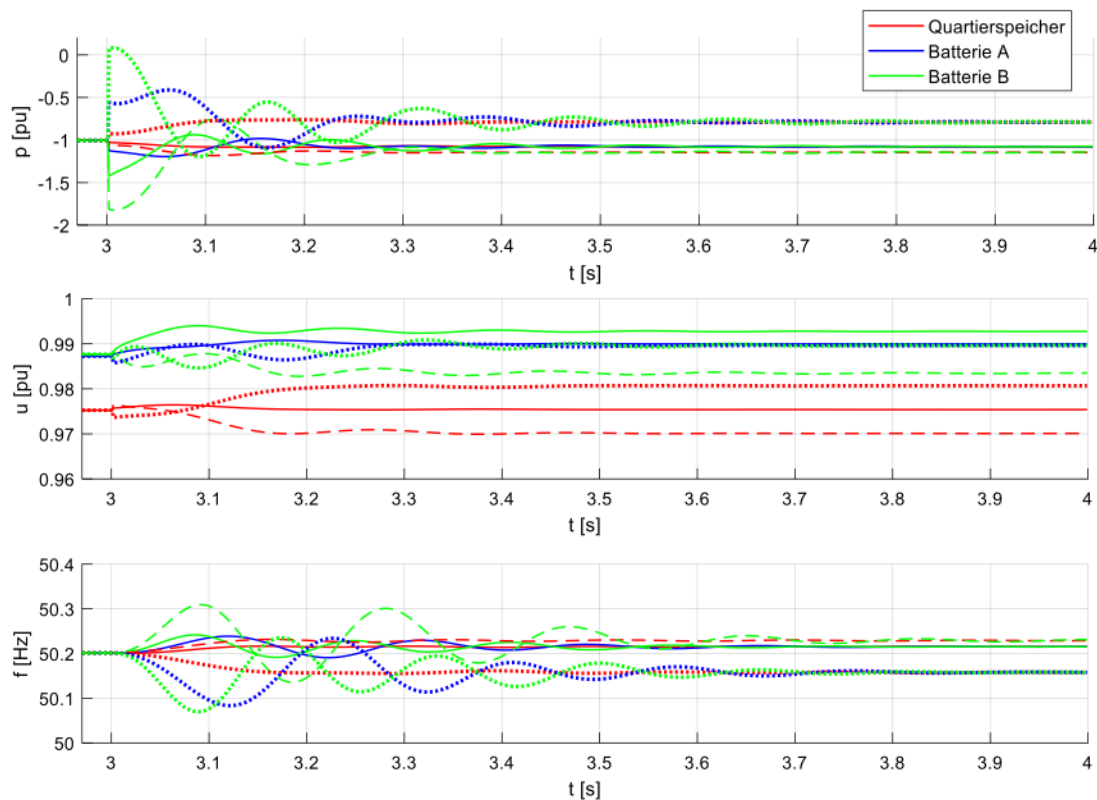


Abbildung 48: Ergebnisse für den Zeitpunkt höchster Rückspeisung; Durchgezogene Linien: Ausfall der größten Last; Gestrichelte Linien: Ausfall der Batterie A; Gepunktete Linien: Ausfall der größten PV-Anlage

4.2.2 Labortest

Zur Evaluation der geschaffenen Komponenten, Verfahren und Methoden wurde der Labortest am KIT Energy Smart Home Lab durchgeführt. Die wichtigsten Ergebnisse sind folgend zusammengefasst, Details sind den entsprechenden Veröffentlichungen (siehe Abschnitt 6.5 bzw. Literaturverzeichnis) zu entnehmen.

4.2.2.1 Validierung und Verifikation der Co-Simulations-Plattform

Zur erfolgreichen Validierung der aufgebauten Co-Simulationsumgebung wurde diese umfangreichen Tests unterzogen [kochanneck2019systemdienstleistungserbringung], [kochanneck2018hardware].

Zur Minimierung der Auswirkungen von Verletzungen der bestehenden Echtzeitanforderung wurde für die Komponenten der Co-Simulation ein asynchroner Kopplungsmechanismus gewählt. Messungen sind daher nur innerhalb eines Zeitsystems möglich. Hierbei ist die kritische Größe die Dauer der Simulation eines Microgrids zwischen zwei Informationssynchronisationszeitpunkten (Makrozeitpunkte). Zur Bewertung wurde unter anderem ein Versuch mit der Simulation eines vorstädtischen Referenzszenarios mit 130 intelligenten Haushalten durchgeführt. Bei dieser oberen Abschätzung für den Simulationsaufwand wurden zwar keine Verletzungen der Echtzeitanforderung von 60 Sekunden (siehe Abbildung 49) gemessen, dennoch schwankt der Aufwand für die Berechnung eines Makrozeitschritts erheblich. Die erheblichen Schwankungen sind durch den Aufwand für die Entscheidungsfindung der intelligenten Gebäude und deren Synchronisation durch ähnliche bis gleichartige Modellierung begründet. Trotz dieses Anpassungsbedarfs, der erst bei sehr großen Versuchsaufbauten zu Einschränkungen führt, ist der vorgestellte Co-Simulationsansatz für die Untersuchungen im Projekt hinreichend geeignet.

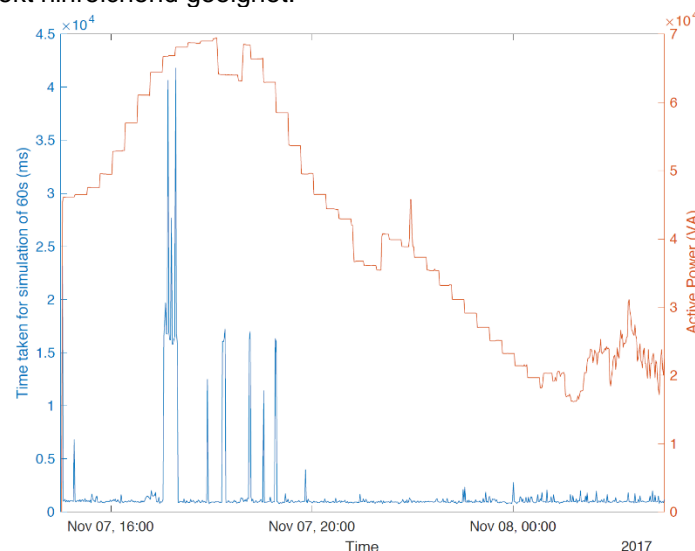


Abbildung 49: Berechnungsaufwand für einen Makrozeitschritt in der Co-Simulationsumgebung [blau] und simuliertes Wirkleistungsprofil [rot] [kochanneck2018hardware]

4.2.2.2 Systemdienstleistungserbringung durch das hybride Speichersystem

Folgende Systemdienstleistungen wurden auch unter Nutzung der geschaffenen Power Hardware-in-the-Loop-Versuchsumgebung durch das hybride Speichersystem erbracht.

- Versorgungsqualität – Symmetrierung von Strömen und Kompensation von Oberschwingungen:** Da insbesondere in schwächeren Niederspannungsnetzen Spannungsbandverletzungen und steigende Systemverluste durch Unsymmetrien drohen, symmetriert das im Projekt geschaffene hybride Speichersystem die Netzströme und kompensiert Oberschwingungen. Durch die aktive Leistungsfilterung verhält sich die Einheit aus Wohnbereich des KIT Energy Smart Home Lab und hybridem Speichersystem wie eine symmetrisch-dreiphasige Last (siehe Abbildung 50, ab $t=0s$). Der Unsymmetriefaktor der Ströme nach IEC 60060 wurde hierbei von 87,7 % auf 0,7 % verringert. Gleichzeitig wird der Anteil der Oberschwingungsströme am Netzanschlusspunkt von durchschnittlich 58,2 auf 6,5 % gesenkt (siehe auch Abbildung 51). Somit trägt das hybride Speichersystem zur Erhöhung der Versorgungsqualität am Netzanschlusspunkt bei. [bohnet2017hybrid]

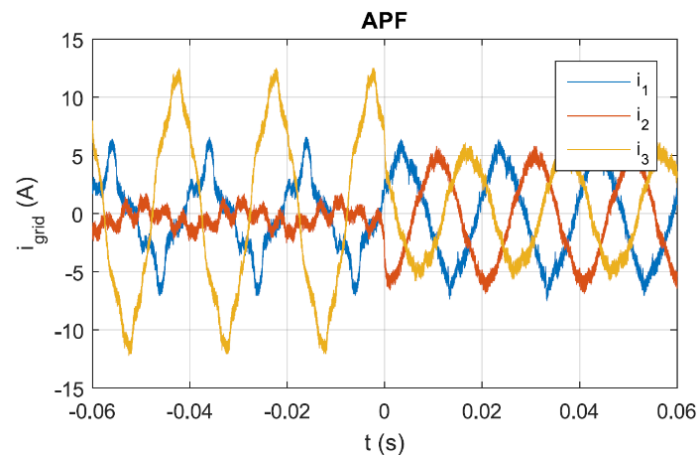


Abbildung 50: Symmetrierung und Oberschwingungskompensation von Netzströmen durch das hybride Speichersystem [bohnet2017hybrid]

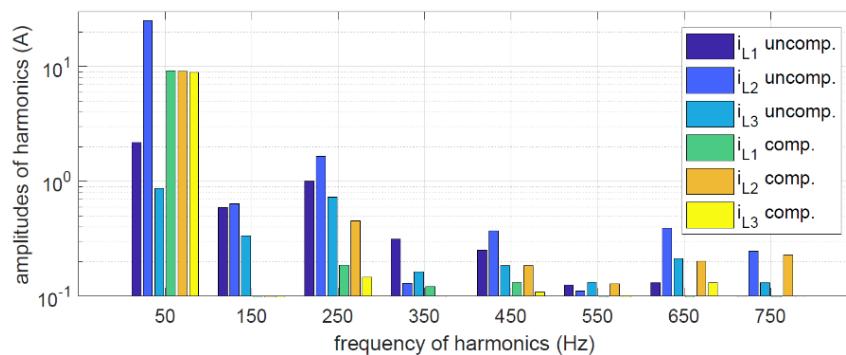


Abbildung 51: Oberschwingungsanteile vor und nach der Kompensation durch das hybride Speichersystem [bohnet2017hybrid]

- Lastflussglättung:** Das beschriebene Regelverfahren zur Leistungsaufteilung nach Frequenzen der Leistungsänderungen auf die unterschiedlichen Energiespeicher wurde im KIT Energy Smart Home Lab diversen Tests unterzogen (siehe Abbildungen 52-54). Durch eine entsprechende Reglerparametrierung wird die hoch dynamische Last des KIT Energy Smart Home Labs geglättet und die Energie gleichzeitig auf die Speicher entsprechend ihrer Dynamik aufgeteilt. Die Entwickelte DC-Regelung für die Speicher wurde dabei ebenfalls erfolgreich getestet (siehe Abbildung 58).

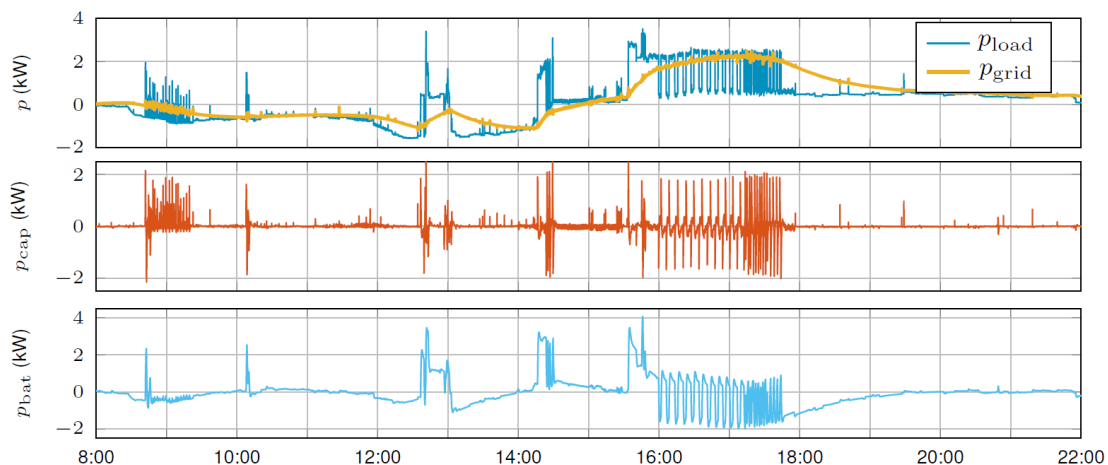


Abbildung 52: Lastflussglättung am Netzanschlusspunkt des KIT Energy Smart Home Lab durch das hybride Speichersystem (oben) und Leistungsaufteilung auf Batterie (unten) und Doppelschichtkondensatoren (mittig) [bohnet2017hybrid]

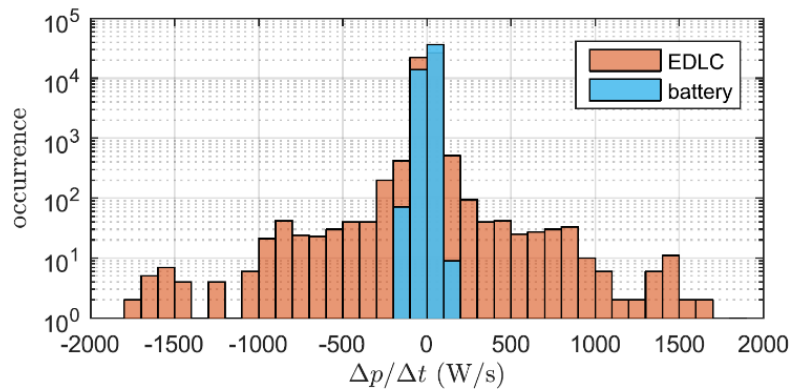


Abbildung 53: Histogramm der Leistungsgradienten von Superkondensatoren und Batterien [bohnet2017hybrid]

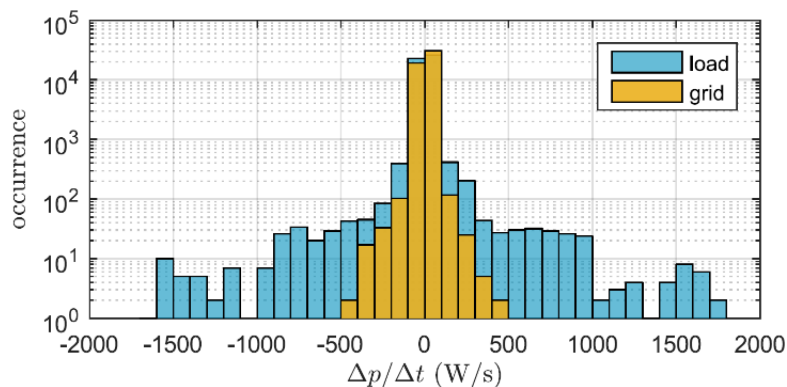


Abbildung 54: Histogramm der Leistungsgradienten der Gebäudelast und am Netzanschlusspunkt [bohnet2017hybrid]

- Erbringung von Kurzschlussströmen:** Zur Evaluation der Fähigkeit des hybriden Speichersystems, aktiv zur Klärung eines Fehlerfalls beizutragen (Fault Ride Through), wurde ein am 22. Oktober 2017 im Feldtest aufgetretener und gemessener Kurzschluss mittels Power Hardware-in-the-Loop nachgebildet (siehe Abschnitt 4.1.1). Bei dem aufgetretenen Fehlerfall handelte es sich um einen 1-phasigen Erdschluss auf Mittelspannungsebene, der nach ca. 100 ms geklärt wurde und der sich zuvor in die Niederspannungsebene ausgebreitet hatte. Hier äußerte sich der Fehler in einer Absenkung der Effektivwerte der Spannungen sowie deutlichen Phasenverschiebungen, die durch die Dreieck-Stern-Schaltung des verbauten Ortsnetztransformators hervorgerufen wurden. Die gemessenen realen Spannungsverläufe wurden vor dem Fehler sowie während der gesamten Fehlerdauer von ca. 100 ms bei simuliertem starkem Netz (Open-Loop-Umgebung) nachgebildet (siehe Abbildung 55). Hierbei wurden die dynamische Erkennung des Netzfehlers in der Spannung sowie die robuste und zuverlässige Ausgangsstromregelung zur netzdienlichen Erbringung von Kurzschlussströmen erfolgreich nachgewiesen. Somit trägt das hybride Speichersystem durch die Bereitstellung dieser Systemdienstleistung aktiv zum Auslösen von Sicherungen und zu einer Abschaltung des Fehlers bei.

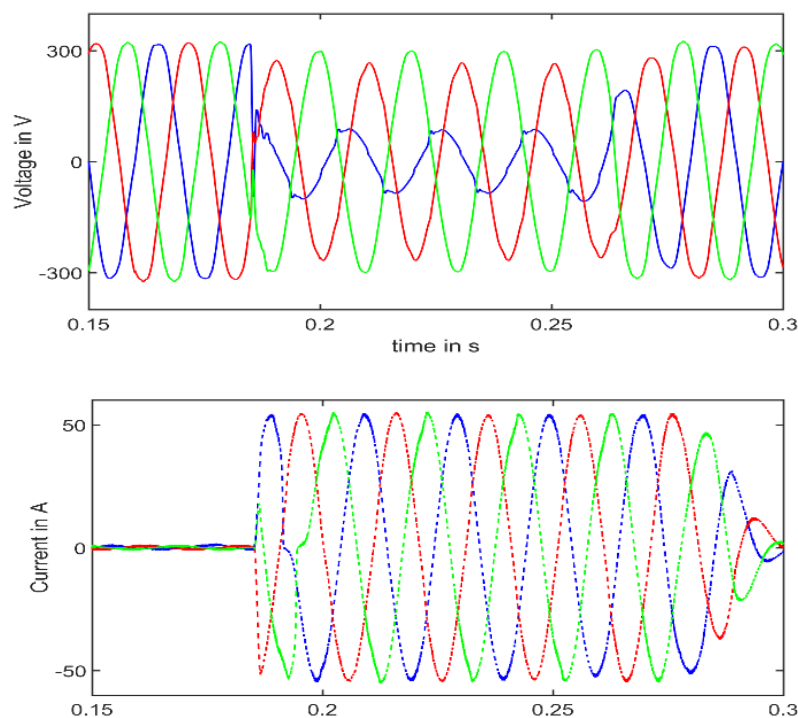


Abbildung 55: Spannungsverlauf des nachgebildeten Kurzschlusses (oben) sowie eingeprägte Kurzschlussströme des hybriden Speichersystems (unten)

- Momentanreserve und Kurzschlussleistung:** Zur Evaluation der Fähigkeit des hybriden Speichersystems zur globalen Stabilität des Verbundsystems beizutragen, wurde der europaweite Netzausfall vom 4. November 2006 an einem starken Netz nachgebildet (siehe Abbildung 56). Bei diesem Netzausfall zerfiel das europäische Verbundsystem in drei asynchrone Zonen. Die Regelung des hybriden Speichersystems identifiziert dynamisch die Netzfrequenz und Netzspannung und reagiert auf Frequenzabweichungen mit Einspeisung von Primärregelleistung abhängig von der absoluten Frequenzabweichung. Gleichzeitig reagiert der Umrichter auf Frequenzänderung durch Nachbildung bzw. Bereitstellung von virtueller Schwungmasse, also einer Leistungseinspeisung abhängig von der Frequenzänderungsrate. Die Blindleistungsbereitstellung bleibt hierbei unberührt, wodurch sich nochmals die Robustheit der Netzidentifikation gegenüber Frequenzschwankungen zeigt.

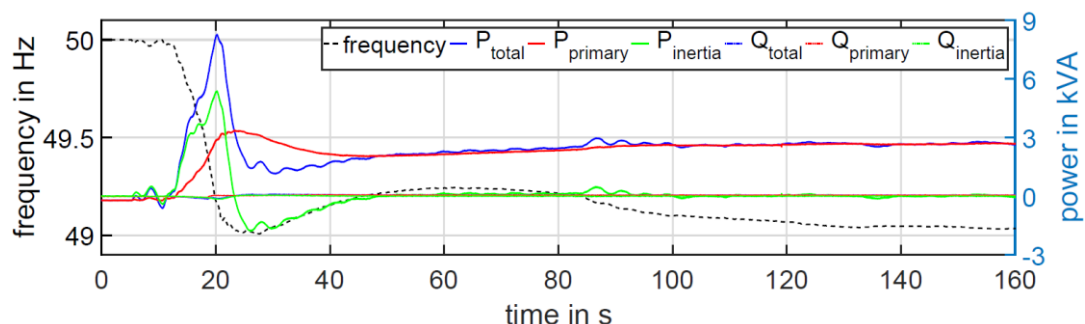


Abbildung 56: Erbringung von Momentan- (grün) und Primärreserve (rot) durch das hybride Speichersystem [hubschneider2018requirements]

- Modularer Multilevelumrichter als Netzfilter:** Im Rahmen des Aufbaus des modularen Multilevelumrichters (MMC) wurde ein Netzfilter für die 5., 7. und 11. Harmonische implementiert (siehe Abbildung 57). Ebenso wurde eine Symmetrierung des Leistungsflusses, also eine Kompensation der ersten negativen Harmonischen, umgesetzt. Die Regelung wird auf dem digitalen

Signalprozessor gemeinsam mit der eigentlichen MMC-Regelung ausgeführt. Da im Laboraufbau keine Strommessung des Netzstroms existiert, wurde der Strom der Harmonischen über die resultierende Spannungsverzerrungen identifiziert. Durch eine geschätzte Netzimpedanz werden die Spannungsverzerrungen zu einem Strom umgerechnet und zu null geregelt, sofern der Umrichter dies leistungsmäßig stellen kann. Darüber hinaus gibt es die Möglichkeit, eine eigene Kommunikation mit Harmonischen zwischen den Umrichtern aufzubauen. Eine Besonderheit des Laboraufbaus gegenüber der Installation im ESHL ist die bedeutend größere Netzimpedanz. In Abbildung 58 wird gezeigt, dass der MMC sich auf Grund der hohen Dynamik der Zwischenkreisregelung sehr gut als Netzfilter eignet. Aufgrund der gut sinusförmigen Ausgangsspannung ist das notwendige passive Ausgangsfilter klein gegenüber denen in Zweipunktstromrichtern, wodurch bei gleicher Regelfrequenz eine größere Dynamik erreicht werden kann. [bräcke2018modular]

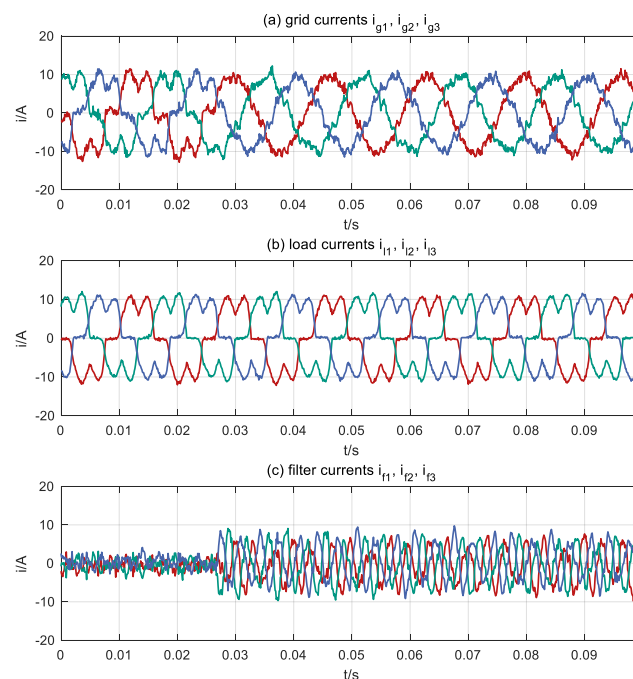


Abbildung 57: MMC als Netzfilter mit Kompensation von Oberschwingungsströmen [bräcke2018modular]

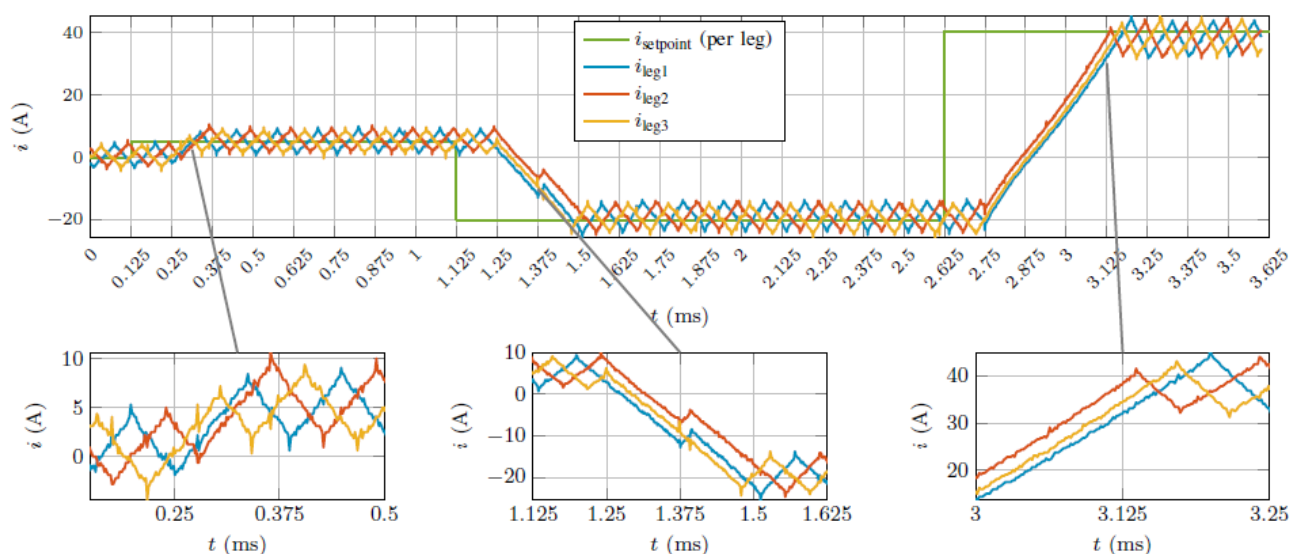


Abbildung 58: Messungen zur Genauigkeit und Dynamik der Stromregelung für den modularen Multilevelumrichter

4.2.3 Feldtest

Zur Evaluation der entwickelten Verfahren und Methoden sowie Komponenten und deren Zusammenspiel, wurde ein Feldtest im NETZlabor Freiamt der Netze BW durchgeführt. Die wichtigsten Ergebnisse sind folgend zusammengefasst, Details sind den entsprechenden Veröffentlichungen (siehe Abschnitt 6.5 bzw. Literaturverzeichnis) zu entnehmen.

4.2.3.1 Kapazitätsmanagement

Anhand zweier ausgewählter Beispiele werden im Folgenden die Tests und Erkenntnisse zum Kapazitätsmanagement erläutert.

Beispiel 1: Automatisierte Überlasterkennung, Priorisierung von Anlagen, Versenden des Steuerbefehls

Um das automatisierte Erkennen sowie eine effiziente Behebung von Überlastungen zu validieren, wurden im vorliegenden Beispiel die im REMS hinterlegte Kapazitätsgrenze eines Ortsnetztransformators herabgesetzt.

Abbildung 59 zeigt für einen ausgewählten Testtag die Wirkleistung über den Ortsnetztransformator sowie den steuerbaren PV-Anlagen. Die durch Überschreiten der Kapazitätsgrenze entstehende Überlastung wird durch das REMS erkannt und die betreffenden PV- Anlagen automatisiert ausgewählt und abgeregelt.

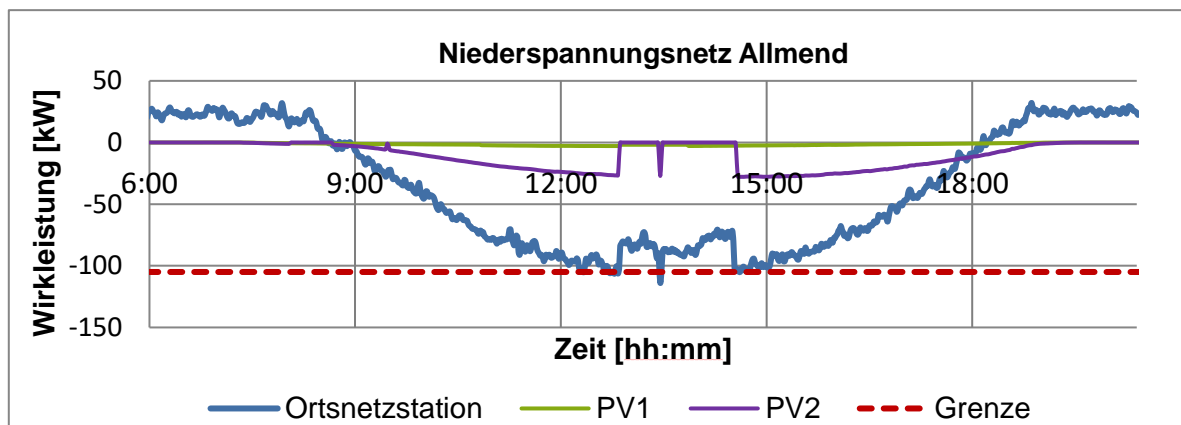


Abbildung 59: Test zum Kapazitätsmanagement (Thermische Überlastung am Transformator) im NS-Netz Allmend

Da die Einspeisung in diesem Ortsnetz maßgeblich von einer Anlage bestimmt ist, die keine stufenweise Abregelung zulässt, erfolgt eine unmittelbare Reduktion der Leistung auf 0%. Nach errechnetem Ende des Engpasses wird die Abregelung der Anlage automatisiert aufgehoben.

Im vorliegenden Fall konnte die Überlastung des Transformators auf weniger als 5 min beschränkt werden. Die prognostizierte Überlastung lag bei etwa 1,6h. Mit steigender Durchdringung von steuerbaren Anlagen bzw. neueren Wechselrichtertypen ist zu erwarten, dass eine gezieltere bzw. feingranulare Steuerung und damit eine effizientere Reduzierung der Einspeiseleistung möglich sein wird.

Beispiel 2: Wirksamkeit: Rückführung der Anlagen in den Normalzustand

In Abbildung 60 wurde ein automatisiertes Kapazitätsmanagement in einem weiteren Ortsnetz demonstriert. Hierbei lässt sich ein häufiges Ab – und Wiederzuschalten der PV-Anlagen erkennen. Nach erfolgreicher Erkennung der Überlastung werden die priorisierten Anlagen automatisiert angesteuert. Der Algorithmus überprüft anhand der Leistung der PV-Anlagen und der eingestellten Regelstufe nach Senden des Steuerbefehls, ob die Überlastung rechnerisch noch anliegen würde. Im Feldtest wurde festgestellt, dass der Erfolg des Wiederzuschaltens der Anlage maßgeblich davon abhängt, ob sich die Anlagen wie geplant

verhalten. In der Praxis haben sich abweichende Umsetzungsvarianten der Leistungsreduzierung am Wechselrichter gezeigt.

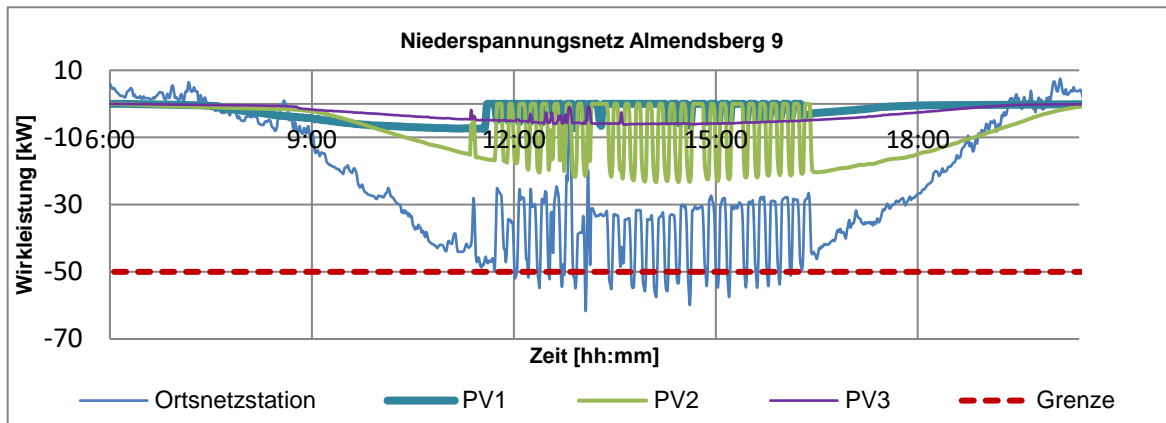


Abbildung 60: Test zum Kapazitätsmanagement (Thermische Überlastung am Transformator) in Almendsberg

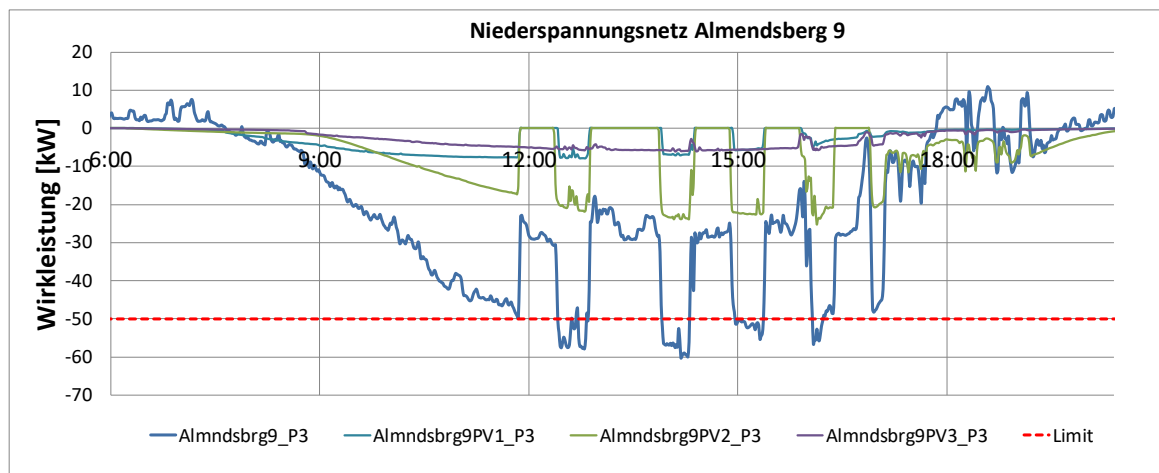


Abbildung 61: Test zum Kapazitätsmanagement in Almendsberg 9 mit einer verlängerten Totzeit zwischen den Regelsmaßnahmen von 30 min

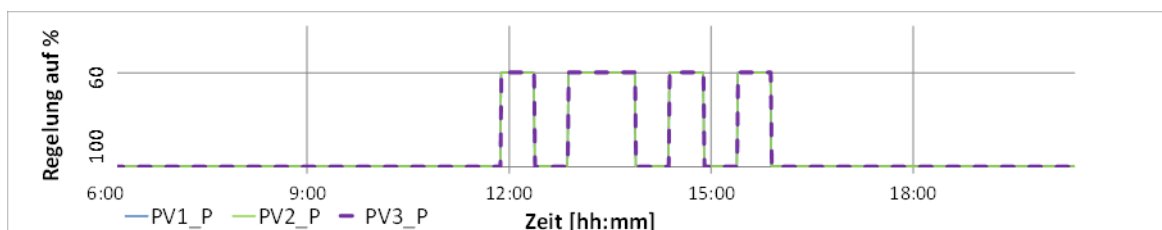


Abbildung 62: Regelsignal der PV-Anlagen, Test Kapazitätsmanagement

Abbildung 60 zeigt dabei, wie sich ein unerwartetes Verhalten der Anlage auf die Regelgüte auswirken kann. Für PV2 wurde der Steuerbefehl zur Abregelung der Wirkleistung auf 60% versendet. Die Reaktion des Wechselrichters auf den Steuerbefehl zeigt eine Reduzierung der Einspeiseleistung auf 0%. Bei der folgenden Berechnung, ob bei einem Wiedereinschalten der Anlage eine erneute Grenzwertverletzung stattfindet, muss das System davon ausgehen, dass die Sonneneinstrahlung zurückgegangen ist. Folglich wird die Anlage wieder hochgeregelt, wobei der Grenzwert erneut verletzt wird und ein erneuter Befehl zur Begrenzung der Wirkleistung gesendet wird. Eine konservative Möglichkeit, die im Projekt als Verbesserung angesetzt wurde, ist die Einführung einer Totzeit nach Versenden des Steuerbefehls. Diese Totzeit kann z.B. zum nächsten Tag andauern oder sich auf mehrere Minuten begrenzen. Abbildung 61 und Abbildung 62 zeigen eine weitere Ergebniskurve sowie die entsprechenden Regelsignale der PV Anlagen im selben Ortsnetz mit einer eingestellten Totzeit von 30 min. Damit erfolgt das Auf- und Abregeln der Anlage in längeren Zeitabständen, das eigentliche Problem wird aber nicht behoben. Bei Verlängerung der Totzeit nimmt auch gleichzeitig die

Effizienz der Regelmaßnahme ab. Die Anlagen bleiben abgeregelt, obwohl der Engpass auch beim Wiederhochfahren nicht mehr bestehen würde.

Im Projekt wurden weitere Möglichkeiten identifiziert dieser Herausforderung zu begegnen. Zum einen kann für das Abschätzen des Netzzustandes eine Referenzanlage herangezogen werden, welche keiner Steuerung unterliegt. Diese gemessene Anlage bleibt von der Regelmaßnahme unberührt, die eigentliche Leistung der Anlagen beim Wiedereinschalten lässt sich über die Referenzanlage skalieren. Eine weitere Möglichkeit ist die Verarbeitung von Prognosen zur Abschätzung der Dauer von Engpässen. Diese sollten bei einspeiseseitigen Engpässen ortsscharfe Solar- und Windprognosen enthalten. Weiterhin kann der Einsatz von selbstlernenden Algorithmen Fehlverhalten von Anlagen aufdecken. Der Einfluss von Fehlverhalten einzelner Anlagen nimmt mit der Gesamtanzahl und installierten Leistung der Anlagen, die zur Vermeidung der Überlastung beitragen, ab. Dennoch zeigt sich wie durch eine Automatisierung des Einspeisemanagements erweiterte Anforderungen an das Wissen über Subsysteme oder der Einsatz von selbstlernenden Algorithmen ergeben.

4.2.3.2 Lastflussregelung an Referenzknoten

Für die Überprüfung der Wirksamkeit von Maßnahmen zur Regelung eines Lastflusses auf einen Sollwert bzw. um eine definierte Leistung wurde das Schaltwerk Sexau als Referenzknoten zum vorgelagerten Netz definiert.

Anwendungsfall „Regelung auf Sollwert“

Abbildung 63 zeigt die Wirkleistung am Schaltwerk Sexau unter Vorgabe des Sollwerts von 1600kW Rückspeisung. Zusätzlich zum Sollwert wurde ein Toleranzband von 6% vorgeben, in welchem sich die Leistung bewegen darf. Es lässt sich zeigen, dass nach Überschreiten des Vorgabewertes, das System Anlagen stufenweise zu reduzieren beginnt. Der Lastfluss wurde konstant im vorgegebenen Toleranzband gehalten bis die Maßnahme vom Benutzer quittiert und in den Ausgangszustand zurückgeführt wurde.

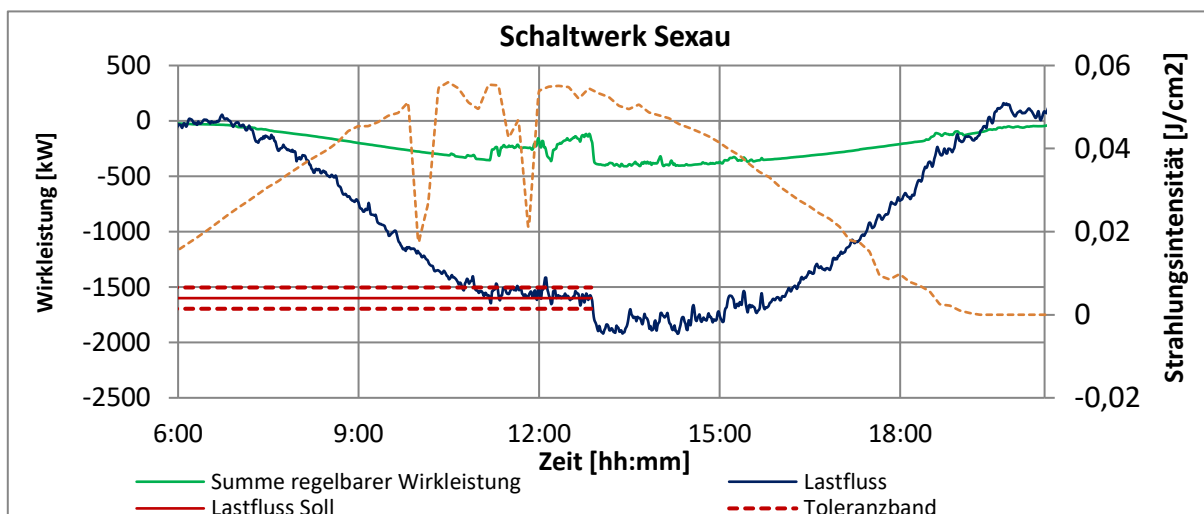


Abbildung 63: Demonstration der Lastflussregelung an einem Referenzknoten im Feldtest (I)

Eine Abweichung vom geforderten Zielbereich konnte an zwei Zeitpunkten festgestellt werden. Anhand der Messwerte der Solarstrahlung an einer Wetterstation im Feldtestgebiet (orangene Kurve), lässt sich zeigen, dass der sprunghafte Wirkleistungsrückgang (Verletzung des Toleranzbandes) auf Einbrüche der Solarstrahlung zurückzuführen ist, ausgelöst z.B. durch Wolkendurchzüge. Die Wirkleistung wurde aber in allen Fällen bereits zum nächsten Zeitschritt in den Toleranzbereich zurückgeführt. Der Einfluss des Wetters zeigt hier einen erheblichen Einfluss auf das benötigte Abfrageintervall.

Abbildung 64 zeigt ein weiteres ausgewähltes Beispiel der automatisierten Regelung auf einen definierten Sollwert am Schaltwerk Sexau. Die Einhaltung des Sollwertes konnte nur bei ausreichend hoher Solareinspeisung im Feldtest umgesetzt werden. In dem gezeigten Fall in Abbildung 64 ist eine Verletzung des Sollwertbandes aufgrund einer Windflaute (Reduktion der Einspeiseleistung der im MS-Strang angeschlossenen Windkraftanlage) oder einer sprunghaften Erhöhung der Last eingetreten (kein Einbruch der Solarstrahlung). Auch hier wurde der Lastfluss innerhalb einer Minute wieder in das geforderte Band geführt. Um die Regelabweichung bei der Regelung auf einen Zielwert an einem Übergabepunkt zu verbessern, muss die Messwerterfassung und Versendung von Regelbefehlen in deutlich kürzeren Zeitabständen als eine Minute erfolgen, um ausreichend auf fluktuierende Lastflüsse reagieren zu können.

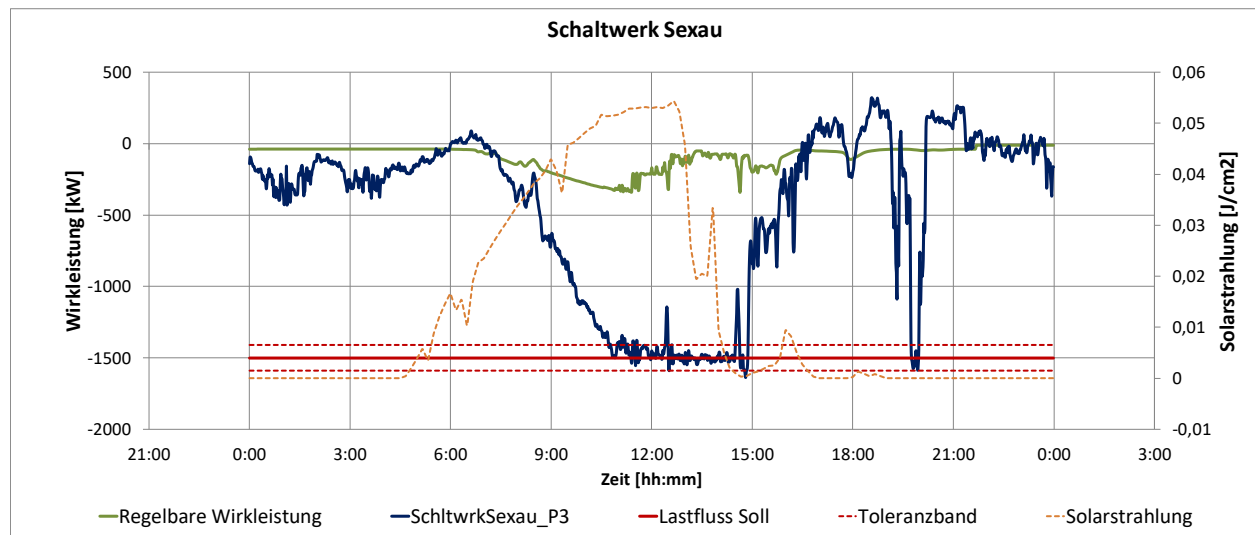


Abbildung 64: Lastflussregelung an Referenzknoten auf einen definierten Sollwert (II)

Anwendungsfall: Umsetzung einer vorgegebenen Wirkleistungsdifferenz

Als weiterer Anwendungsfall wurde die Regelung um einen vorgegebenen Wirkleistungswert erprobt. Ein aggregiertes Einspeisemanagement kommt vor allem beim Durchführen der Abstimmungskaskade aufgrund von Überlastungen in vorgelagerten Netzgebieten zum Einsatz. Der Operator hat dadurch die Möglichkeit eine Anfrage zur Reduzierung der Einspeisung automatisiert für ein bestimmtes Netzgebiet umzusetzen. In Abbildung 65 ist das Ergebnis eines Testtages gemäß der Anforderung „Reduzierung der Leistung am Schaltwerk Sexau um 200 kW“ abgebildet. Es lässt sich zeigen, dass das System bei Überschreiten der eingestellten Grenze, die Wirkleistungsreduzierung einleitet. Im ersten Zeitschritt nach der Reduzierung wurde die Einspeiseleistung um 210 kW reduziert, nach dem fünften Zeitschritt pendelt sich der Wert auf 203 kW ein. Ab diesem Zeitpunkt findet keine Regelungsmaßnahme mehr statt, da sich die Regelstufen bei den meisten Wechselrichtern auf die installierte Anlagenleistung beziehen.

Die Nachbesserung der abgeregelten Leistung kann wie bereits im Falle vom Kapazitätsmanagement aufgrund großer Lastsprünge oder aufgrund einer unerwarteten Umsetzung des Einspeisemanagements auf der Kundenseite erfolgen. Die berechnete Menge an abgeregelter Leistung passt nicht mit dem tatsächlich abgeregelten Wert überein, der Algorithmus muss durch Anpassen von einzelnen Regelungsstufen nachbessern.

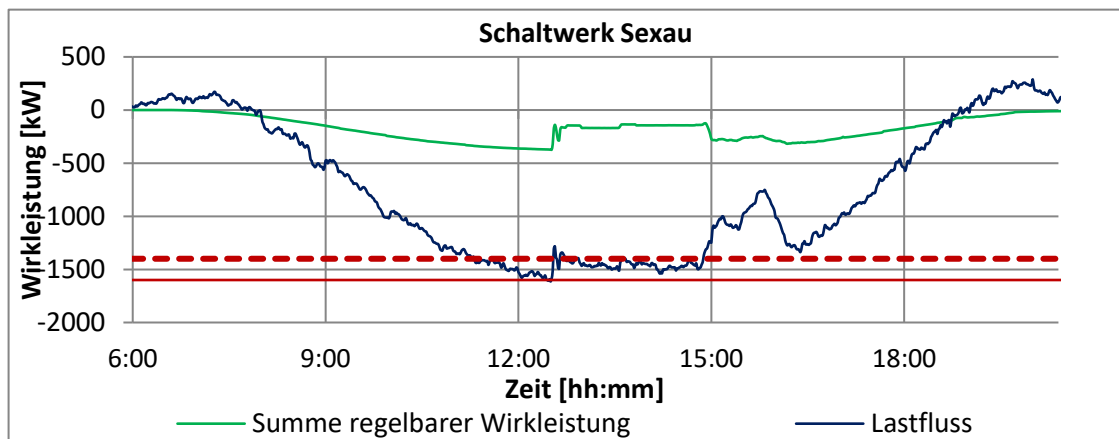


Abbildung 65: Demonstration der Lastflussregelung um einen Sollwert

4.2.3.3 Spannungshaltung

Eine koordinierte Spannungshaltung in der Niederspannung hat das Ziel die Spannung im Verteilnetz in seinen technischen Grenzen zu betreiben. Mögliche Maßnahmen zur Steuerung der Spannung in der Niederspannung sind die Stufung eines regelbaren Ortsnetztransformators, die Blindleistungsregelung sowie eine Beeinflussung der Wirkleistung. Abbildung 66 zeigt die in die Spannungshaltung aktiv eingebunden Anlagen (Batteriespeicher und regelbarer Ortsnetztransformator) im Feldtest.

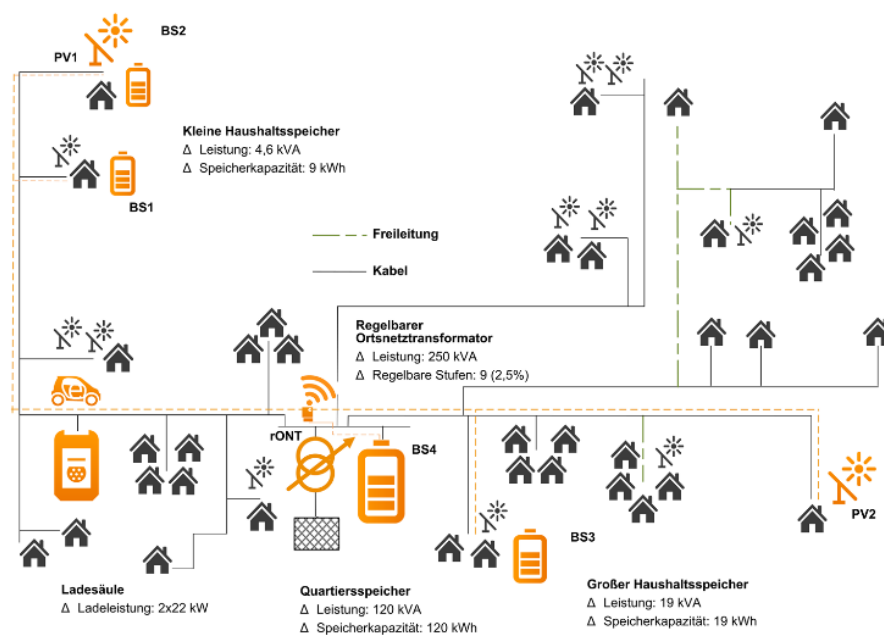


Abbildung 66: Testsetup zur koordinierten Spannungshaltung im Niederspannungsnetz

Abbildung 67 zeigt eine Auswertung der Spannungsmessungen im Ortsnetz Allmend für August 2017. Berücksichtigt sind Messungen (1-Minutenwerte) an der Ortsnetzstation (NS-Seite) sowie an den Batteriespeichern. Die höchste gemessene Abweichung von der Nennspannung (230 V) liegt bei annähernd 4%.

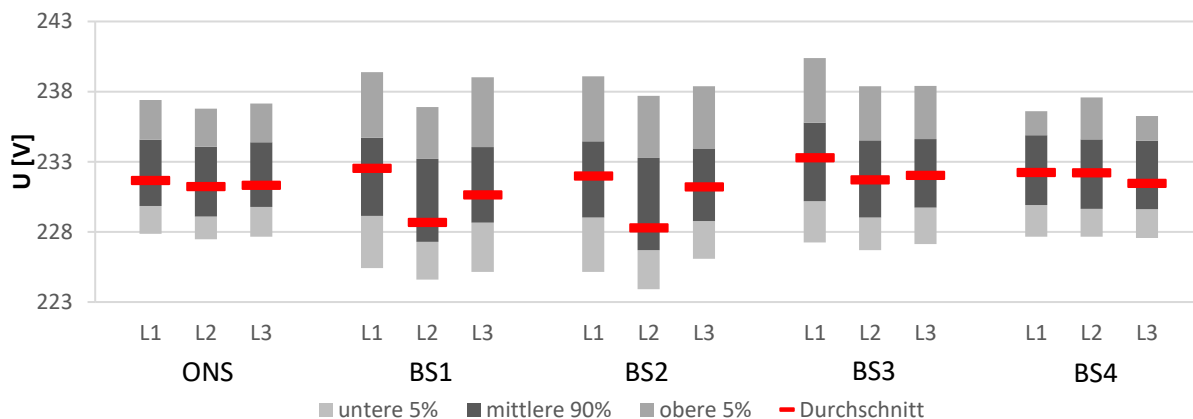


Abbildung 67: Auswertung der gemessenen Spannungen im Ortsnetz Allmend im August 2017 ohne koordinierte Spannungshaltung

Die im REMS umgesetzte koordinierte Spannungshaltung basiert auf zuvor ermittelten Sensitivitäten der Spannung auf verschiedene spannungshaltende Maßnahmen. Zu diesen gehören neben der Stufung des Ortsnetztransformators auch die Wirk- und Blindleistungseinspeisung der installierten Speicher. Die Sensitivitäten sind im REMS in Form einer Matrix hinterlegt. Exemplarisch sind in Abbildung 68 Sensitivitäten für ausgewählte Maßnahmen dargestellt. Die Sensitivität der Batteriespeicher beziehen sich jeweils auf 100 kW Wirkleistung bzw. 100 kVar Blindleistungseinspeisung.

- › Eine Stufung des regelbaren Ortsnetztransformators bewirkt eine Spannungsänderung an den drei betrachteten Knoten um ca. 2% pro Stufe. Die Wirk- und Blindleistungseinspeisung von BS4 (Quartierspeicher) hebt jeweils die Spannung an den drei Netzknoten gleichmäßig. Der Effekt der Blindleistungseinspeisung ist dominierend (Spannungshub um ca. 2,5 %)
- › Während der BS 4 direkt an der NS-Sammelschiene der Ortsnetzstation angeschlossen ist, ist BS2 (Haushaltsspeicher) am Ende eines Niederspannungsstrangs angeschlossen. Die Wirkleistungseinspeisung wirkt sich vor allem auf den Netzanschlusspunkt aus (Spannungshub um ca. 3%), während der Effekt auf die anderen Netzknoten eher gering ist. Der Effekt einer Blindleistungseinspeisung am Strangende wirkt sich hingegen weitestgehend gleichmäßig auf die Spannung an allen beobachteten Netzknoten aus.
- › Die unterschiedlichen Sensitivitäten der Batteriespeicher auf die Spannung sind vor allem bedingt durch die Unterschiede der Impedanz bzw. des R/X-Verhältnisses an unterschiedlichen Punkten des Netzes. Das R/X-Verhältnis an der NS-Sammelschiene ist im Allgemeinen kleiner 1 während dieses in peripheren Teilen des NS-Netzes größer 1 ist. Dementsprechend ist die Impedanz in den peripheren Teilen stark durch den ohmschen Widerstand bestimmt, so dass dort lokal eingespeiste Wirkleistung eine größere Wirkung auf die Spannung hat.

Das REMS erlaubt die Umsetzung einer koordinierten Spannungshaltung im Niederspannungsnetz durch eine gezielte Auswahl spannungsregelnder Betriebsmittel.

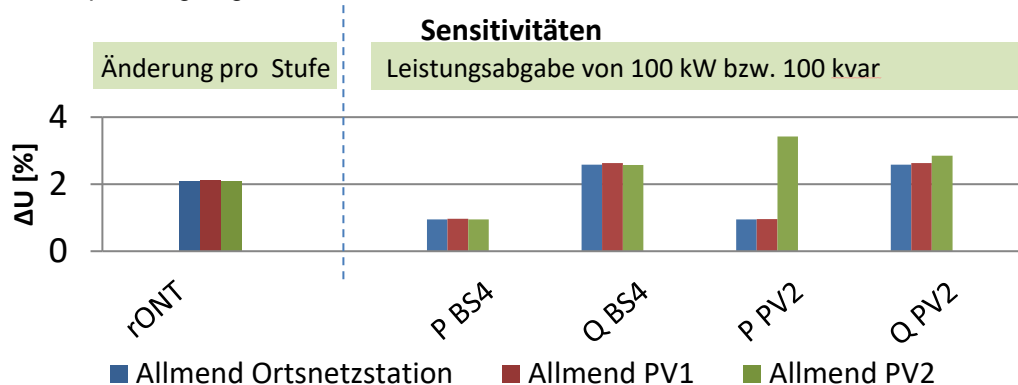


Abbildung 68: Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse der Maßnahmen zur Spannungshaltung

4.2.3.4 Lastflussprognose

Bei der Implementierung eines effizienten, proaktiven Engpassmanagements ist es wichtig, den Markt so wenig wie möglich einzuschränken. Zugleich ist es ein Ziel Engpässe mit einer hohen Zuverlässigkeit vorherzusagen, damit Notfallmaßnahmen durch den VNB (z.B. Abregeln von PV-Anlagen) möglichst vermieden werden. Folglich hängt die Effizienz des Engpassmanagements maßgeblich von der Prognosequalität ab.

Wie in [volk2018evaluation] sowie Kapitel 3.4 beschrieben, flossen in die Lastflussprognose im Ortsnetz Allmend verschiedene Eingangsdaten ein. Hierzu gehören die Prognosen auf GEMS-Seite (flexible Anlagen) sowie Prognosen für die unflexiblen Verbraucher und Prognosen für die im Ortsnetz angeschlossenen PV-Anlagen. Dabei wurden die Prognosen für die unflexiblen Verbraucher mit zwei verschiedenen Methoden parallel erstellt (SLP basiert, Smart Meter basiert, siehe Abschnitt 3.3.4).

Im Folgenden erfolgt zunächst eine Bewertung der Prognose des Lastflusses an der Niederspannungssammelschiene des Transformators des betrachteten Ortsnetzes. Anschließend werden die Prognosen auf GEMS Ebene sowie die Lastprognosen (unflexible Lasten) betrachtet.

Lastfluss an der Niederspannungssammelschiene des Ortsnetztransformators

Zur Bewertung der Qualität der Lastflussprognose werden der Fehler E – u.a. zur Unterscheidung zwischen Über- und Unterschätzung des Lastflusses – sowie der relative mittlere absolute Fehler (RMAE) herangezogen. Der RMAE bezieht dabei den mittleren absoluten Fehler (MAE) auf einen Referenzwert. Im Rahmen der folgenden Bewertung wird die Netzkapazität des MS/NS Transformators im Feldtest als Referenzwert verwendet. Für das Messintervall T , die prognostizierten Werte $P_{prog,t}$, die gemessenen Werte $P_{mess,t}$ und dem Referenzwert P_{ref} berechnen sich die Parameter wie folgt (Formel 3):

$$E_t = P_{prog,t} - P_{mess,t} \quad (1)$$

$$RMAE_T = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^T \frac{|P_{prog,t} - P_{mess,t}|}{P_{ref}} \quad (2)$$

Formel 3: Berechnung der verwendeten Parameter für die Bewertung der Güte der Lastflussprognose

Abbildung 69 zeigt die Messung (dunkelblau dargestellt) und die Prognosen (SLP basiert hellblau dargestellt, Smart Meter basiert orange dargestellt) des Lastflusses am betrachteten MS/NS Transformator für zwei beispielhafte Wochen (sonnig und weniger sonnig) in viertelstündlicher Auflösung. Hierfür wurden die minütlichen Messungen am Transformator auf 15-Minuten-Werte gemittelt. Während der letzten drei Tage in der dargestellten sonnigen Woche wurden die Fahrpläne der Batteriespeicher sichtbar marktorientiert optimiert. Hieraus resultierten Leistungsspitzen in Höhe von 140kW, welche sowohl in den Prognosen als auch in der Messung zu sehen sind. Auf den ersten Blick sind für die meisten Tage Messung und Prognose ähnlich, vor allem an Tagen mit hoher Sonneneinstrahlung. Während der gesamten sonnigen Woche lässt sich die typische PV-Glockenkurve erkennen. Die deutlich geringere Spitze am dritten Tag der Woche lässt sich beispielsweise auf einen stark bewölkten Tag zurückführen. Die resultierenden Abweichungen zwischen Messung und Prognose zeigt den starken Einfluss der Prognose der PV-Einspeisung auf die Vorhersagequalität des Lastflusses im betrachteten Netzgebiet. Bei einer Betrachtung der Woche mit schwacher Sonneneinstrahlung (siehe Abbildung 69 unten) fällt eine Unterschätzung der Einspeisung bei einer Mehrheit der exemplarisch betrachteten Tage auf.



Abbildung 69: Lastfluss am Ortsnetztransformator (Prognosen und Messung) während einer sonnigen Woche (oben) und einer weniger sonnigen Woche (unten)

In Abbildung 70 wird der berechnete Fehler E der Lastflussprognosen in kW in einem Histogramm dargestellt (SLP basiert hellblau dargestellt, Smart Meter basiert orange dargestellt). Dabei wird der Zeitraum von Anfang Oktober 2017 bis Ende August 2018 betrachtet. In den Fehlern sind auch jene enthalten, die auf die Nichteinhaltung der vorgegebenen Zielfahrpläne für die flexiblen Anlagen (Batteriespeicher) durch die GEMS zurückzuführen sind. Dafür kann es verschiedene Gründe geben, z.B. eine Fehlfunktion des Batteriespeichers. Außerdem führt die Einhaltung des Zielfahrplans bei einem prognostizierten Netzengpass (d.h. Fahrplananpassungen zur Vermeidung der Überlastung) ebenfalls zu einer Abweichung zwischen Prognose und Messung. Die Viertelstunden mit einem aktiven Engpassmanagement sind im Vergleich mit der Gesamtdauer der Evaluation jedoch sehr gering, lediglich bei knapp 2% der Betrachtungszeit wurde ein Engpass prognostiziert. 42,77 % (SLP basierende Lastprognose) bzw. 40,51 % (Smart Meter basierende Lastprognose) der dargestellten Fehler liegen im Bereich zwischen -10 kW und 10 kW. Es wird zudem davon ausgegangen, dass die Ausreißer von ± 50 kW und ± 120 kW von der Fahrweise des 120 kW-Batteriespeichers stammen. In einigen Fällen ist dessen geplante Fahrweise von ± 120 kW (z.B. aufgrund einer Fehlfunktion) nicht eingehalten worden, in weiteren Fällen wurde ein (fiktionaler) Netzengpass mit einer Kapazitätsgrenze von 50 kW am Niederspannungsabgang des Transformators, an dem dieser Batteriespeicher angeschlossen ist, erfolgreich verhindert.

Basierend auf der Lastprofilerstellung mit Smart Meter Daten wurde der Lastfluss mit ähnlicher Häufigkeit über- bzw. unterschätzt (50,01 % Überschätzung ($P_{\text{prog},t} > P_{\text{mess},t}$) d.h. Überschätzung des Verbrauchs). SLP-basierende Lastprofile neigen eher zu einer Überschätzung (53,8 %). Die gleichmäßige Verteilung erschwert es jedoch, beispielsweise einen allgemeinen Puffer für die Prognoseunschärfe einzuführen, der genutzt werden könnte um die Engpassprognose zuverlässiger zu machen.

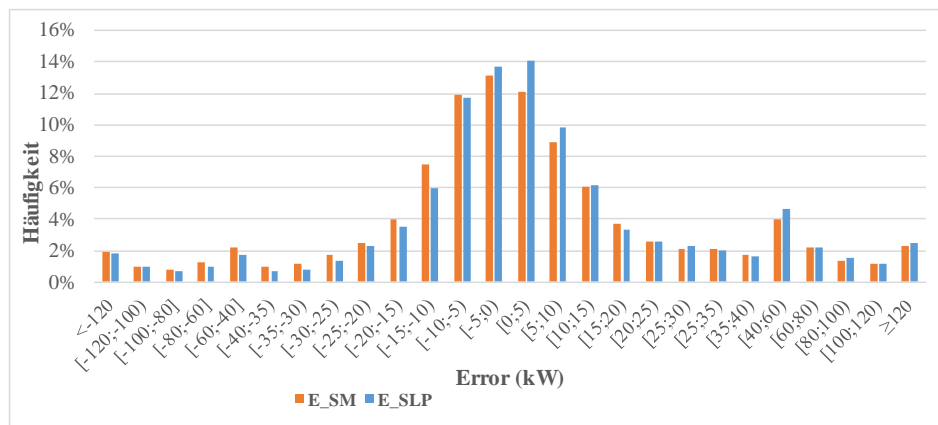


Abbildung 70: Error (E) der Lastflussprognose am Ortsnetztransformator für den Zeitraum von Oktober 2017 bis Ende August 2018

Abbildung 71 zeigt den relativen mittleren absoluten Fehler RMAE, für dessen Berechnung dieselben Werte des oben genannten Betrachtungszeitraums mit einem Referenzwert von 250 kW und einem Messintervall T von einem Tag ausgewertet wurden. Der RMAE liegt bei 58% der betrachteten Tage im Bereich zwischen 0% bis 10% der Bezugsgröße. Eine Bewertung basierend auf den mittleren absoluten prozentualen Fehler (MAPE) wurde nicht betrachtet, da dieser Fehler nahe 0 kW unverhältnismäßig stark gewichtet.

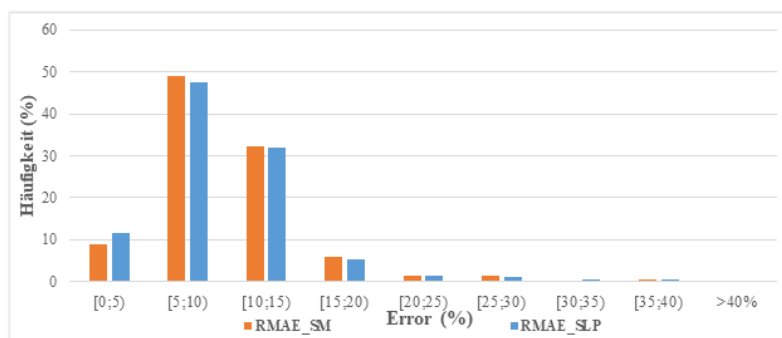


Abbildung 71: RMAE der Lastflussprognose am Ortsnetztransformator für den Zeitraum von Oktober 2017 bis Ende August 2018

Zusammenfassend ist mit den entwickelten Methoden der Lastflussprognose und dem realisierten Prozess die Umsetzung eines proaktiven Engpassmanagements grundsätzlich möglich. Mit einer steigenden Zahl von marktorientiert gesteuerten flexiblen Anlagen im Niederspannungsnetz wird es wichtig, Informationen der Marktteilnehmer bzw. Gebäude Energie Management Systeme für die Prognose des Lastflusses zu nutzen. Die Messungen zeigen, dass Schwarmeffekte von flexiblen Anlagen zu beachtlichen Last- und Einspeisespitzen und somit zu Netzüberlastungen führen können. Eine Verbesserung der Prognosequalität durch den Einsatz von Smart Meter Daten im Vergleich zu SLP-basierenden Lastprofilen konnte im betrachteten Feldtestgebiet weder bestätigt noch widerlegt werden. Dies kann darauf zurückgeführt werden, dass der Lastfluss im Ortsnetz Allmend stark einspeisegeprägt ist (rund 200 kWp PV Anlagen). Aufgrund dieser Tatsache sind die entwickelten Methoden weiterführend in anderen Ortsnetzen mit weniger oder keinen lokalen Erzeugungsanlagen zu evaluieren. Zudem ist die Gültigkeit der SLP für verschiedene Typen von Netzgebieten weiterführend zu untersuchen. Eine Möglichkeit, um die Prognosequalität zu verbessern, ist zudem eine untertägige Aktualisierung der Prognose.

Prognosen auf GEMS Ebene

Der Feldtest zeigt, dass die durch dezentrale, private Energiemanagementsystem verwaltete Flexibilität gezielt durch übergeordnete Systeme gelenkt werden kann. Durch die Vorgabe von Ziel-Fahrplänen an das GEMS besteht eine erhöhte Planungssicherheit, sofern diese auch zuverlässig eingehalten werden. Die folgenden Box-Plots (Abbildung 72) zeigen exemplarisch die Verteilung der tagesweise berechneten mittleren absoluten Fehler (MAE) von Ziel-Fahrplan und erbrachtem Lastprofil für den Zeitraum von August 2017 bis August 2018.

Die Gebäude 7.1 und 10.1 (benannt nach dem virtuellen Zählpunkt), wurden mit einem Batteriespeicher ausgestattet, der mit bis zu 4,6kW Leistung (ent-)laden kann.

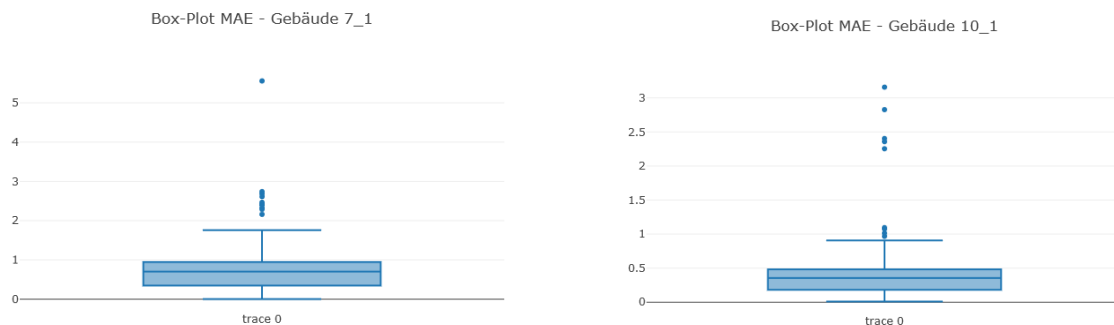


Abbildung 72: Tageweise berechnete mittlere absolute Abweichung von erbrachtem und Ziel-Lastprofil in den vZPs 7.1 und 10.1

Wie Abbildung 72 entnommen werden kann, kann (tageweise betrachtet) das Lastprofil der Gebäude vergleichsweise exakt beeinflusst werden, denn in über 75% der Tage konnte ein MAE von 1 kW oder weniger erreicht werden. Nur für wenige Tage überschreitet die mittlere absolute Abweichung 2 kW. Die Ergebnisse für die nicht aufgelisteten Gebäude und den Quartierspeicher sind bei Betrachtung der Abweichung in Relation zur Nennleistung des genutzten Speichers vergleichbar. Als Hauptgründe für Abweichungen wurden Prognoseungenauigkeiten und Regelungsfehler identifiziert. Regelungsfehler können vielseitige Gründe haben. Unter anderem konnten manche Batteriespeicher wiederholt nicht angesprochen werden, aber auch Fehler in der im GEMS implementierten Regelung können nicht vollkommen ausgeschlossen werden. Da es mit den aufgezeichneten Messwerten nicht möglich ist solche Tage zu filtern, sind diese in den Auswertungen enthalten. In der überwiegenden Anzahl der Tage zeigt sich jedoch, dass durch ungenaue Prognosen große Abweichungen hervorgerufen können. Bei einer fehlerhaften Prognose steht im Laufe des Tages dementsprechend Flexibilität nicht im erwarteten Maß zur Verfügung. Verbesserungen können jedoch durch mehrere Maßnahmen erzielt werden: Zunächst würde durch eine später und dadurch zeitnäher durchgeführte Prognose die Unsicherheit über den Anfangszustand reduziert werden. Im Feldtest wurden die Prognosen bereits am Morgen des Vortages erzeugt, sodass die Prognose des Anfangszustandes um 0 Uhr in der Nacht mit einer deutlichen Unsicherheit belastet ist. Ein zeitnäheres Angebot (wenige Minuten bis Stunden) wäre durchaus denkbar. Ein weiterer Faktor ist die Länge des Prognosehorizonts, entweder kann dieser verkürzt werden, oder es sollte ein Mechanismus eingesetzt werden, der Aktualisierungen ermöglicht. Das GEMS verfügt bereits über einen solchen Mechanismus, welcher aber mangels Unterstützung anderer Systeme im Rahmen des grid-control Feldtests nicht genutzt wurde.

Um Fahrpläne und die Flexibilität prognostizieren zu können, benötigt das GEMS Prognosen von Verbrauch und PV-Erzeugung. Beide Prognosen werden auf Basis historischer Daten generiert. Hierzu werden die letzten n typgleichen Tage aus der Vergangenheit herangezogen. Typen können beispielsweise Wochentag, Samstag und Sonntag sein. An einem Samstag ist der zu prognostizierende Tag ein Sonntag und die vergangenen n Sonntage werden in die Prognose mit einfließen. Bei der Bewertung der Prognosen wurde für den Stromverbrauch jeder Wochentag als eigener Typ gewählt. Da hinsichtlich der Sonneneinstrahlung keine direkte Abhängigkeit vom Wochentag existiert, werden in der PV-Prognose schlicht die letzten n Tage berücksichtigt. Falls nicht alle notwendigen Daten vorliegen, nutzt das GEMS die letzten $k < n$ vollständig vorliegenden Tage. In der Bewertung werden nur Tage berücksichtigt, für die eine vollständige Datenbasis vorhanden ist.

Im Folgenden wird exemplarisch der virtuelle Zählpunkt 66 betrachtet, da die zugehörigen Daten hier nur eine Lücke im Juni aufweisen. Für die anderen Zählpunkte ergibt sich ein sehr ähnliches Bild. Es sei angemerkt, dass der zum vZP gehörige Haushalt nicht mit einem Batteriespeicher ausgestattet war, was aber für die Evaluation des Prognosealgorithmus unerheblich ist.

Beginnend mit der Verbrauchsprognose sind in Abbildung 73 ein Histogramm und ein Boxplot zur Verteilung der viertelstündlichen Fehler über den betrachteten Zeitraum von 21.09.2017 bis 26.08.2018 (fehlende Messwerte und Tage mit unvollständiger Datenbasis ausgenommen) dargestellt.

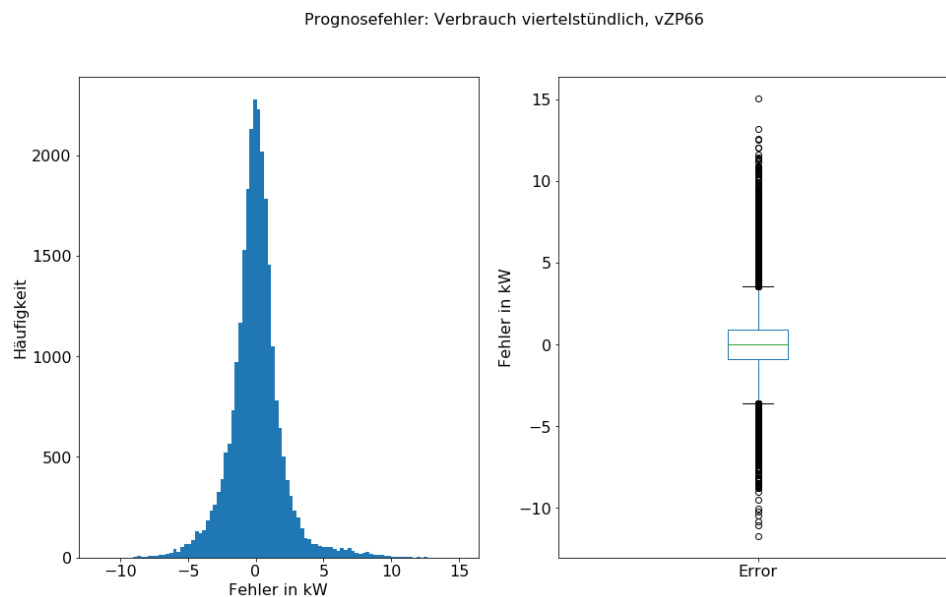


Abbildung 73: Viertelstündliche Prognosefehler für den Verbrauch von September 2017 bis August 2018 im vZP 66

Im Median liegt der Fehler bei etwa 0% und 50% der Fehler befinden sich im Intervall -0.91 bis 0.88 kW. Auch ist die Fehlerverteilung eher symmetrisch um die 0. Bei einigen vZP ergibt sich eine leichte schiefe Verteilung mit Median 0 und einem im Vergleich zum unteren Quartil weiter von der 0 entfernten oberen Quartil. Das bedeutet, dass falls der Stromverbrauch unterschätzt wurde, er tendenziell etwas stärker unterschätzt wurde als er im entgegengesetzten Fall überschätzt wurde. Insgesamt ist aber keine systematische Verzerrung zu erkennen. Mit dem MAE der einzelnen Tage im betrachteten Zeitraum ergibt sich folgendes Bild (Abbildung 74):

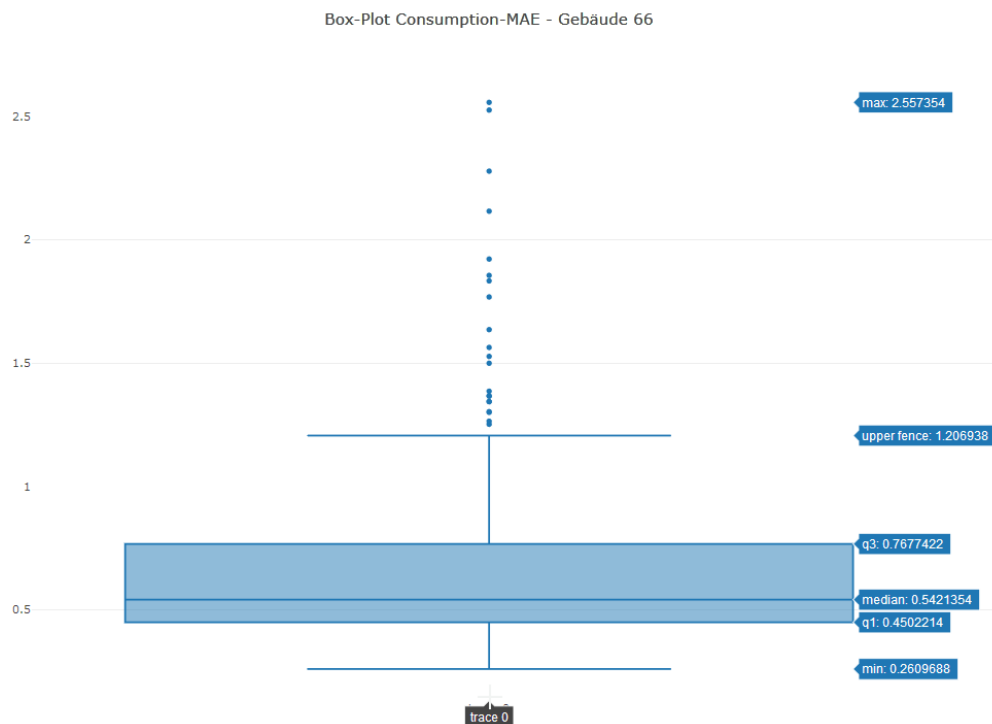


Abbildung 74: Tageweise berechneter mittlerer absoluter Fehler (MAE) der Verbrauchsprognose von September 2017 bis August 2018 im vZP 66

Der mittlere absolute Fehler im Tagesablauf überschreitet in 75% der Tage nicht 0.77kW. Es gibt jedoch Ausreißer, mit bis zu 2.6kW. Diese sind durch ein stark verändertes Verbrauchsverhalten verursacht. Die beiden größten im Bild zu sehenden Ausreißer sind beispielsweise durch eine starke Überschätzung der Nachfrage entstanden, da in den beiden vorherigen Referenztagen deutlich mehr Strom verbraucht wurde. Alleine aus den Messwerten lässt sich jedoch keine direkte Aussage darüber treffen, wie das Modell potentiell verbessert werden kann, abseits von einer genaueren Erfassung des Nutzerverhaltens. Bezüglich der PV Produktion ergibt sich folgendes Bild (Abbildung 75):

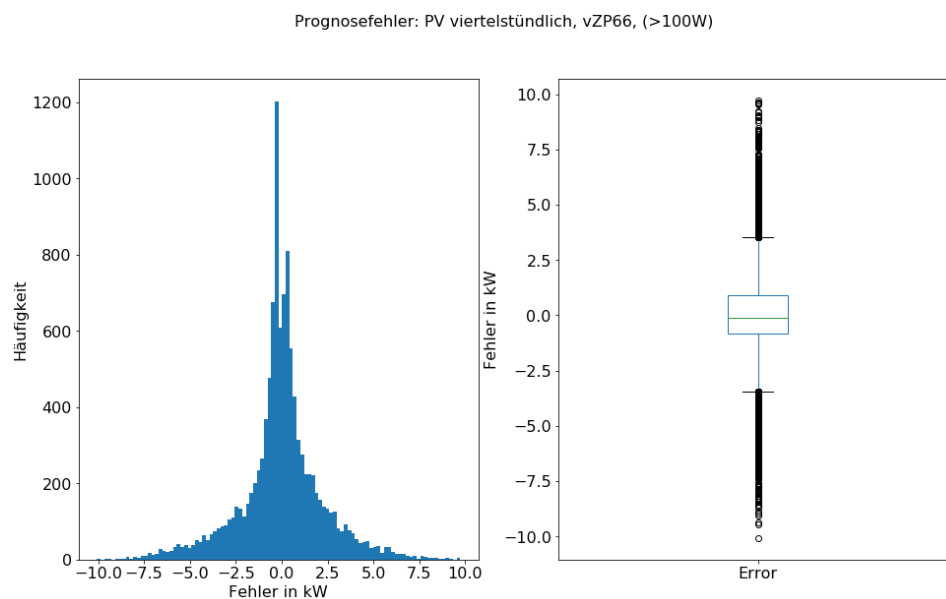


Abbildung 75: Viertelstündliche Prognosefehler der gemessenen Stromerzeugung aus PV für den Zeitraum von September 2017 bis August 2018 im vZP 66

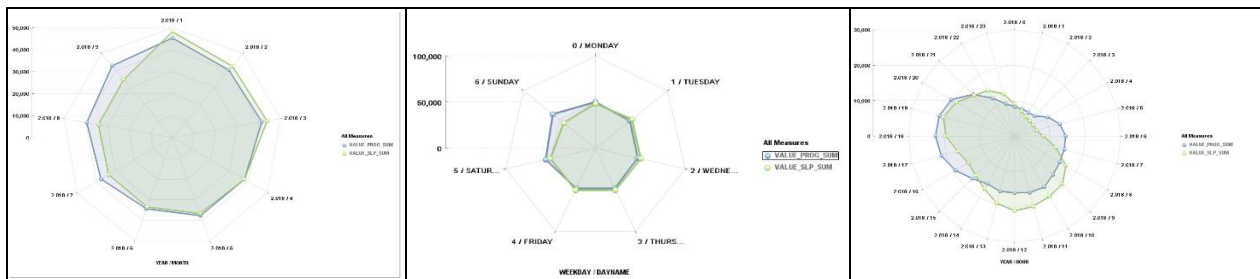
In Abbildung 75 sind 18.556 Prognosen mit einem Fehler kleiner 100 Watt nicht enthalten, da diese ansonsten die Verteilung stark dominieren und so das Bild verzerren. Die hohe Anzahl ist darin begründet, dass die korrekte Vorhersage bei Nacht trivial ist. Durch das Filtern sind außerdem die Stromflüsse von bis zu 28 W, welche nachts in entgegengesetzter Richtung aufgetreten sind, aus der Auswertung herausgenommen. Der Median-Fehler beträgt -0.124 kW, was auf eine geringe, aber systematische Unterschätzung der tatsächlichen Stromerzeugung hinweist. Das untere und obere Quartil sind in diesem Fall bei -0.83 kW und 0.92 kW. Dies bedeutet, dass über 50% der Prognosen einen Fehler von weniger als 0.92kW aufweisen. Die größte gemessene Einspeisung lag bei 11,74 kW. Die größten Fehler bei etwa 10kW entsprechen somit einer extrem starken Fehlprognose und sind durch Wetterumbrüche (Verdunklung durch Wolken) zu erklären. Hierzu muss nicht zwangsläufig durchgehend schlechtes oder gutes Wetter vorherrschen, es genügt, wenn wenige zerstreute Wolken an mehreren Tagen zufällig zur gleichen Zeit die Anlage stark verdunkeln. Dies ist z.B. für die hier betrachtete Anlage Enge August 2018 wiederholt geschehen. Folglich könnte die PV Prognose stark davon profitieren Wetterprognosen, insbesondere bezüglich der Bewölkung, mit einzubeziehen.

Zusammenfassend können beide Prognosen mit dem genutzten Verfahren lediglich eine ungefähre Basis zur Prognose der tatsächlich vorhandenen Flexibilität bilden. Für zukünftige Anwendungen ist dringend empfohlen mindestens eine der folgenden Weiterentwicklungen vorzunehmen:

1. Prognosealgorithmen verbessern
2. Prognoseungenauigkeit in der Planung berücksichtigen
3. Größere Puffer, um trotz unvorhergesehener Ereignisse wie erwartet reagieren zu können

Vergleich der Lastprognosen (unflexible Lasten)

Für eine Gegenüberstellung der beiden Prognoseverfahren (a) SLP-basierend, b) basierend auf historischen Smart Meter Profilen) sind die Verteilungen der Lasten bezogen auf menschliche Lebens- und Arbeits-Rhythmen im Tages-, Wochen- und Jahresverlauf ein gutes Maß. Die folgenden Grafiken (Abbildung 76) stellen die SLP-basierenden (grün dargestellt) und die Smart Meter-basierenden aggregierten Verbräuche (blau dargestellt) in diesen Rhythmen gegenüber.



Verteilung der Lasten auf Monate (oben zentral Januar im Uhrzeigersinn bis September)

Verteilung der Lasten auf Wochentage (oben zentral Montag im Uhrzeigersinn bis Sonntag)

Verteilung der Lasten auf Stunden (oben zentral 0 Uhr im Uhrzeigersinn bis 23 Uhr)

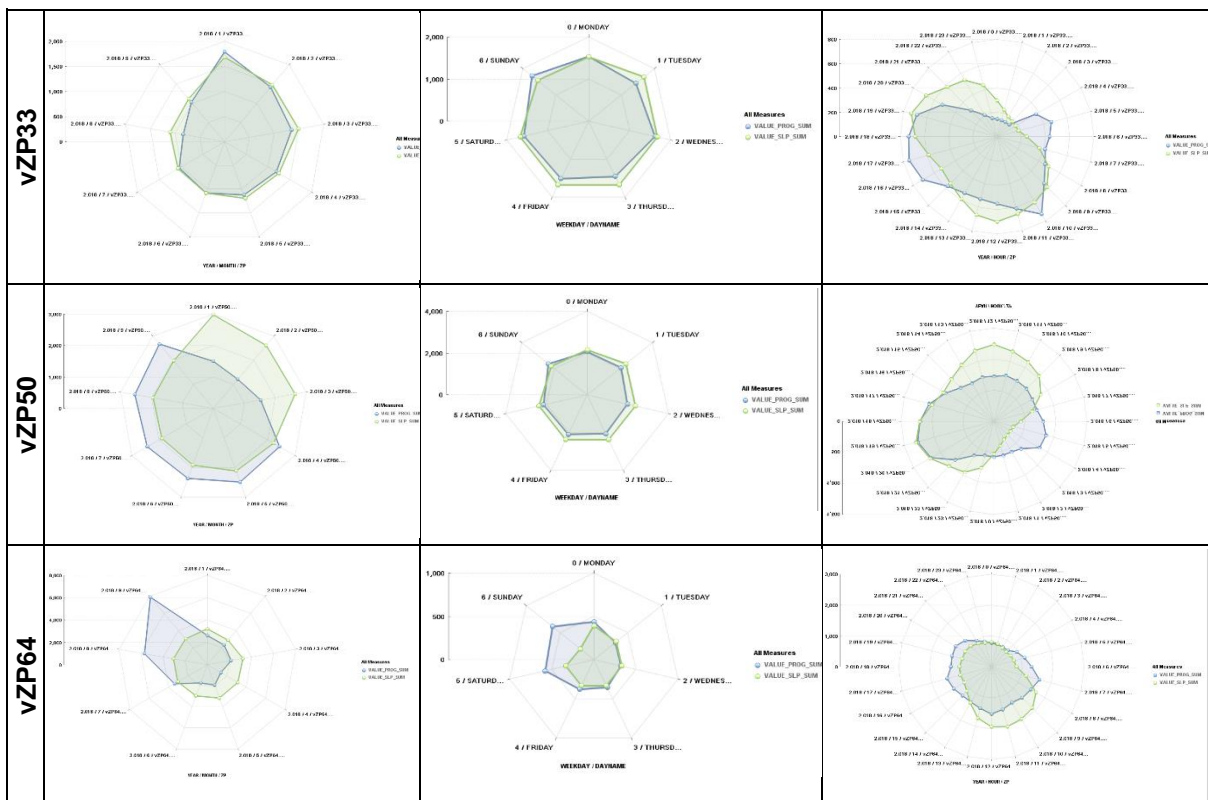
➤ Die SLP-basierende Lastprognose liefert in der 2. Jahreshälfte geringere Durchschnittsverbräuche als in der ersten.

➤ Die SLP basierende Lastprognose liefert von Samstag bis Montag geringere Durchschnittsverbräuche.

➤ Die SLP basierende Lastprognose liefert von zwischen 8:00 und 14:00 Uhr signifikant höhere Durchschnittsverbräuche.

Abbildung 76: Aggregierter Verbrauch über alle Zählpunkte aller Cluster im Monats-, Wochentags- und Stundenrhythmus

Betrachtet man die Verteilung der Verbräuche über die Cluster eines Trafos, so scheinen die Unterschiede nicht allzu groß zu sein. Verringert man die Menge der aggregierten Zählpunkte, so dass immer kleinere Datenmengen verglichen werden, so werden die Unterschiede immer größer. Die folgenden Grafiken (Abbildung 77) stellen den SLP-basierenden (grün dargestellt) und den Smart Meter-basierenden Verbrauch (blau dargestellt) für drei verschiedene virtuelle Zählpunkte in Monats-, Wochentags- und Stundenrhythmen gegenüber.



Verteilung der Lasten auf Monate (oben zentral Januar im Uhrzeigersinn bis September)

Verteilung der Lasten auf Wochentage (oben zentral Montag im Uhrzeigersinn bis Sonntag)

Verteilung der Lasten auf Stunden (oben zentral 0 Uhr im Uhrzeigersinn bis 23 Uhr)

Abbildung 77: Gegenüberstellung des Verbrauchs über einzelne Zählpunkte im Monats-, Wochentags- und Stundenrhythmus für drei virtuelle Zählpunkte

Es wird deutlich, dass bei höherem Detaillierungsgrad (hier auf einen Zählpunkt) die Unterschiede zwischen den Prognoseverfahren größer werden. Dies hat zur Folge, dass die Ergebnisse einer hierarchischen Aggregation umso mehr Prognosefehler aufweisen können je kleiner der betrachtete Subcluster ist.

Eine Bewertung der Genauigkeit der beschriebenen Lastprognosen für unflexible Anlagen erfolgte im Rahmen des Feldtests nicht. Eine für eine derartige Bewertung notwendige Anzahl an gemessenen unflexiblen Anlagen lag nicht vor. Die Prognose des Verhaltens der unflexiblen Lasten wurde aufgrund der kleinen Menge an betrachteten unflexiblen Anlagen jedoch als schwierig bewertet.

Für die Erstellung von Prognosen für unflexible Haushalte ist eine höhere Messtechnik-Dichte im Verteilnetz notwendig. Die Situation wird sich in den nächsten Jahren durch die zu erwartende Verbreitung von Smart Metern ändern. Dabei ist zu klären, inwieweit diese Messdaten für entsprechende Prognosen verwendet werden können. Darüber hinaus bieten Verfahren aus dem „Machine Learning“ in Kombination mit Messtechnik die Möglichkeit, „selbstlernende Cluster“ zu bilden, die über die Zeit die Prognose-Güte verbessern können. Hierzu gibt es allerdings noch Forschungsbedarf.

4.2.3.5 Engpassmanagement

Um das in den vorherigen Kapiteln beschriebene quotenbasierte Engpassmanagementkonzept sowie die entwickelten Systemlösungen zu erproben, wurde im Feldtest-Ortsnetz Allmend die Kapazitätsgrenze der Netzcluster (primär Clusterebene Ortsnetztransformator) fiktiv herabgesetzt. Dabei war vor Feldtestbeginn der 160 kVA-Transformator durch einen Leistungsstärkeren (250 kVA) ersetzt worden. Auf diese Weise konnte sichergestellt werden, dass es während des Feldtests zu keiner Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit kommt.

Abbildung 78 zeigt den prognostizierten Wirkleistungsfluss am Transformator für einen exemplarischen Tag. Es ist zu erkennen, dass der prognostizierte Leistungsfluss ohne Quotenberücksichtigung ($P_{\text{prog,Markt}}$, dunkelblau dargestellt) die dargestellten Kapazitätsgrenzen (lastseitig und einspeiseseitig, jeweils grau dargestellt) überschreitet – zum einen aufgrund von Speicherbe- bzw. entladung (morgens/abends) und zum anderen aufgrund von PV-Einspeisung (nachmittags). Zusätzlich ist in orange der auf Basis der nach der Quotenübermittlung angepassten Fahrpläne berechnete Lastfluss $P_{\text{prog,Quoten}}$ dargestellt. Dieser überschreitet die Kapazitätsgrenzen nicht mehr.

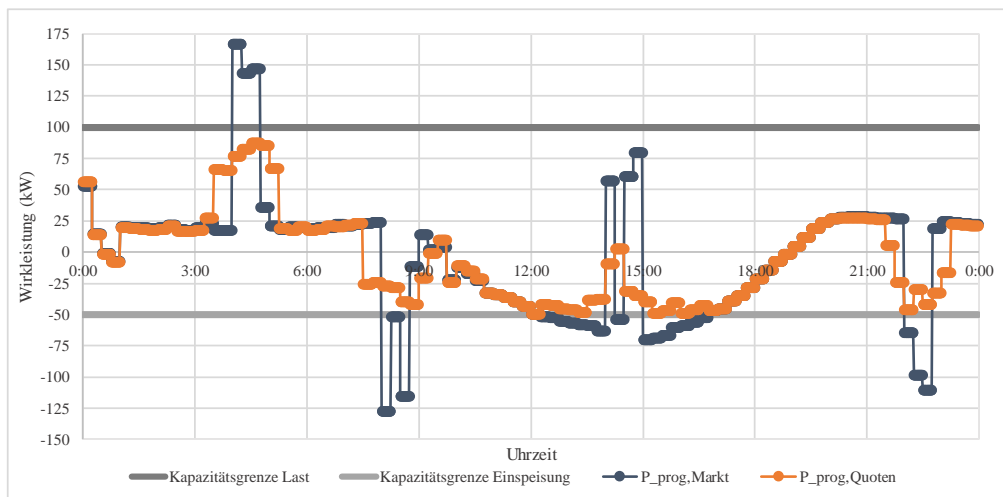


Abbildung 78: Prognostizierter Lastfluss am Ortsnetztransformator vor und nach der Quotenübermittlung für einen exemplarischen Tag

Abbildung 79 zeigt entsprechend die initialen ($P_{\text{Fahrplan, Markt}}$, grün dargestellt) sowie die Ziel-Fahrpläne ($P_{\text{Fahrplan, Quoten}}$, blau dargestellt) der Batteriespeicher im Zusammenhang mit den Opportunitätsgrenzen. Auch hier ist ersichtlich, dass die Zielfahrpläne nach der Optimierung unter Berücksichtigung der übermittelten Quoten die Opportunitätsgrenzen einhalten.

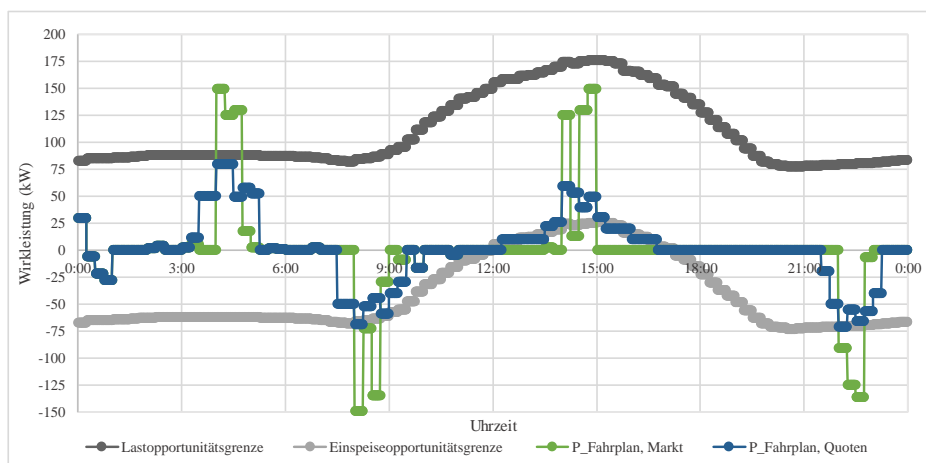


Abbildung 79: initiale und Ziel-Fahrpläne der Batteriespeicher vor und nach der Übermittlung der Quoten

Abbildung 80 zeigt darauf aufbauend neben dem prognostizierten Lastfluss am Transformator den im Feldtest gemessenen Lastfluss (P_{mess} , hellblau dargestellt). Der gemessene Lastfluss überschreitet im Vergleich zum prognostizierten Lastfluss trotz Fahrplananpassungen die (fiktiven) Kapazitätsgrenzen. Ein Grund hierfür sind Prognoseungenauigkeiten. Teilweise konnten Überschreitungen der Kapazitätsgrenzen zudem nicht vermieden werden, weil GEMS aufgrund fehlerhafter interner Prognosen nicht die versprochene Flexibilität bereitstellen konnten. In solchen Fällen würde dann das REMS durch direkte, bedarfsgerechte Notfallmaßnahmen Steuersignale an die GEMS schicken oder über Grid Control Units beispielsweise PV-Anlagen ohne GEMS im Netz direkt abregeln. (siehe Abschnitt 4.3.2.1 Kapazitätsmanagement). Bei dem in Abbildung 80 dargestellten Szenario war das REMS absichtlich nicht aktiviert um das proaktive Engpassmanagement zu evaluieren.

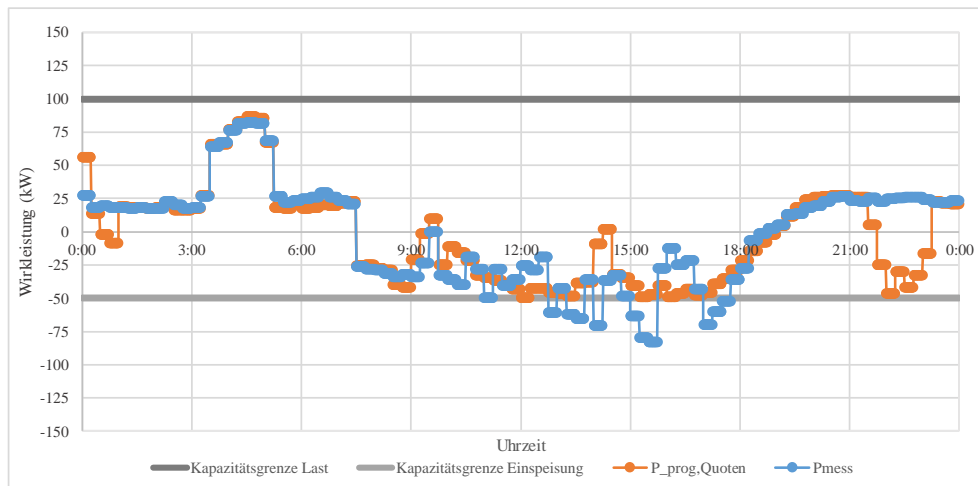


Abbildung 80: prognostizierter und gemessener Lastfluss am Transformator im Rahmen des proaktiven Engpassmanagements

In Bezug auf die gesamte Feldtestdauer werden für das proaktive Engpassmanagement in Abbildung 81 35620 Viertelstunden analysiert. Unvollständige Zeiträume, bei denen Datensätze fehlten, wurden nicht berücksichtigt. Hierbei sei zu erwähnen, dass während der betrachteten Viertelstunden das Kapazitätsmanagement des REMS deaktiviert war. Zu Evaluationszwecken wurden nach der zweiten Fahrplanoptimierung im FMS (d.h. unter Berücksichtigung der Quoten) die finalen Fahrpläne wieder an das GLMS zurückzugeben um im Rahmen des Feldtests den resultierenden Lastfluss zu ermitteln.

In Abbildung 81 werden die betrachteten Daten (d.h. der prognostizierte bzw. gemessene Lastfluss am Ortsnetztransformator) in acht Kategorien eingeteilt, wobei eine dreistufige Unterscheidung vorgenommen wird. Zunächst wird zwischen dem Lastfluss nach der ersten Optimierung (marktorientiert) und dem Lastfluss nach der zweiten Optimierung (marktorientiert unter Berücksichtigung der Quoten) unterschieden. Die Schnittmenge dieser Unterscheidungen wird wiederum unterteilt: Dabei wird zwischen Überschreitung bzw. Nicht-Überschreitung der Kapazitätsgrenzen an der Ortsnetzstation differenziert. Im zweiten Quadranten sind die Viertelstunden aufgeführt, in denen weder nach der ersten noch bei der zweiten Optimierung Engpässe prognostiziert wurden.

In 96,67% der betrachteten Viertelstunden wurden weder nach der rein marktorientierten Fahrplanoptimierung noch nach der Optimierung unter Berücksichtigung der Quoten ein Engpass prognostiziert bzw. ermittelt (Quadrant II). In 0,89% aller Viertelstunden ist jedoch trotz der Prognose einer grünen Ampelphase eine Überschreitung der Kapazitätsgrenzen aufgetreten. Dies kann sowohl durch fehlerhafte Prognosen, als auch durch Überschreitung der Opportunitätsgrenzen aufgrund von zeitweisen Fehlern in der Optimierung im FMS verursacht worden sein. Der Lastfluss in den Viertelstunden, in denen eine gelbe Ampelphase ermittelt wurde (Quadranten drei und vier), konnte mit der zweiten Fahrplanoptimierung (d.h. unter Berücksichtigung der Quoten), durch die netzdienliche Anpassung der Fahrpläne in 70% der Fälle in die Kapazitätsgrenzen (Quadrant drei) verlagert werden. Die 30% der Fälle, in denen die Fahrpläne nicht optimal angepasst wurden resultieren aus zeitweisen Fehlern in der Optimierung des FMS, die während des Feldtests behoben wurden. Nach der Fehlerbehebung wurden alle prognostizierten Überlastungen durch Fahrplananpassungen vermieden.

Von den nachoptimierten Viertelstunden (d.h. Quadrant III) konnten in 90% der Fälle messbar Überlastungen erfolgreich vermieden werden. Die 60 Viertelstunden, im rechten Feld des dritten Quadranten dargestellten, gemessenen Überlastungen (d.h. Überschreitungen der eingestellten Kapazitätsgrenzen), wurden durch eine schlechte Prognose der Last oder durch Abweichungen der Flexibilität von ihren Zielfahrplänen verursacht. Des Weiteren führte teilweise alleine die rein marktorientierte Fahrweise der Batteriespeicher zu einer Vermeidung von Überlastungen (z.B. Einspeicherung der PV Mittagsspitze zur Eigenverbrauchsoptimierung).

Eine Untersuchung des Zusammenhangs von gemessenen Überschreitungen der Kapazitätsgrenzen mit der Globalstrahlung ergab zudem, dass bei erhöhter Sonneneinstrahlung die Vermeidung von Überlastungen schwieriger war. Dabei sind knapp 80% der gemessenen Überlastungen aufgetreten, wenn die Temperatur bei über 18°C lag.

		Zweite Optimierung			
		Kein Engpass prognostiziert		Engpass prognostiziert	
		Nein	Ja	Nein	Ja
Gemessene Überschreitung Kapazitätsgrenzen an ONS		Nein	Ja	Nein	Ja
Erste Optimierung	Kein Engpass prognostiziert	34114 95,77% II	317 0,89%	124 <0,35% I	41 <0,15%
	Engpass prognostiziert	646 1,8% III	60 <0,2%	165 <0,5% IV	168 <0,5%

Abbildung 81: dreistufige Kategorisierung des Lastflusses an der Ortsnetzstation

Zusammenfassend konnte das Potential eines quotenbasierten Engpassmanagements inklusive des entwickelten Prozesses im Rahmen des Feldtests nachgewiesen werden. Engpässe im Ortsnetz Allmend konnten erfolgreich prognostiziert und Überlastungen durch proaktive Maßnahmen vermieden werden – wenngleich es auch einige Zeitpunkte gab, bei denen das REMS hätte eingreifen müssen. Prinzipiell kann durch die Nutzung der Quoten und damit beispielsweise durch eine lokale Speicherung/ lokalen Verbrauch mehr Strom aus erneuerbaren Energien in das Netz integriert werden bzw. eine Abregelung von erneuerbaren Energienanlagen kann vermieden werden. Zugleich kann der marktorientierte Einsatz dezentraler, flexibler Anlagen netzkompatibel gestaltet werden was beispielsweise eine Flexibilisierung der heutigen Sperr- und Freigabezeiten ermöglicht ohne Netzüberlastungen erwarten zu müssen. Dies leistet einen Beitrag dazu, das Energiesystem so weiterzuentwickeln, dass Flexibilität effizient sowie nicht nachteilig für das Netz eingesetzt werden können.

Es ist zudem auch zu erwähnen, dass die im Projekt umgesetzte quotenbasierte Variante des Netzampelkonzepts auf einer hohen technischen Aufrüstung im Netz und bei Kunden sowie auf einem automatisierten Prozess zwischen Netz, Markt und Gebäude Energie Management Systemen basiert. Für eine Umsetzung eines Quotenansatzes ist jedoch mit einer schrittweisen Einführung zu rechnen – beispielsweise unter Nutzung statischer Quoten, bei denen die netzseitigen Nebenbedingungen für einen langfristigeren Zeitraum ausgetauscht werden oder diese mit einfacheren Mitteln berechnet werden. Zudem sind die im Freiamt gesammelten Erkenntnisse in anderen Netzgebieten (z.B. weniger einspeisegeprägt) zu validieren.

Hierarchische Clusteraggregation

Im GLMS wurde neben dem im Feldtest verwendeten Modell 1 (Aggregation der Leistungswerte je Cluster) eine alternative Quotenbestimmung über den topologischen Zusammenhang des Netzes bzw. die hierarchische Aggregation im Cluster implementiert (Modell 2). Diese ermöglicht die Lokalisierung von Engpässen innerhalb eines Netzclusters (z.B. zwischen Kabelsegmenten innerhalb eines Abgangs) und eine

Eingrenzung der verursachenden Einspeiser/Lasten. Im Gegensatz zur Quotenbestimmung über eine vollständige Clusteraggregation werden für die Quoten der einzelnen Netzsegmente nicht die Cluster-Kapazitätsgrenze (z.B. Übertragungskapazität der Leitung am Trafo oder des „schwächsten“ Elements im Cluster) sondern die Kapazitätsgrenzen der jeweiligen Netzsegmente herangezogen. Die Vorhersage von Engpässen ist in diesem Fall höher detailliert, da der Engpass nicht nur auf dem Cluster selbst bestimmt wird, sondern auch auf jedem Teilcluster. In Abbildung 82 sind exemplarisch Teilcluster dargestellt. Aggregation und Quotenberechnung werden für alle Teilcluster hierarchisch durchgeführt:

- Cluster 1 und 2 bestehen aus der Aggregation der Lasten und Einspeisungen an diesem Knoten
- Cluster 3 aggregiert Knoten 3 und Cluster 2
- Cluster 4 aggregiert Knoten 4 und Cluster 3
- Cluster 5 aggregiert Cluster 1 und Cluster 4
- etc.

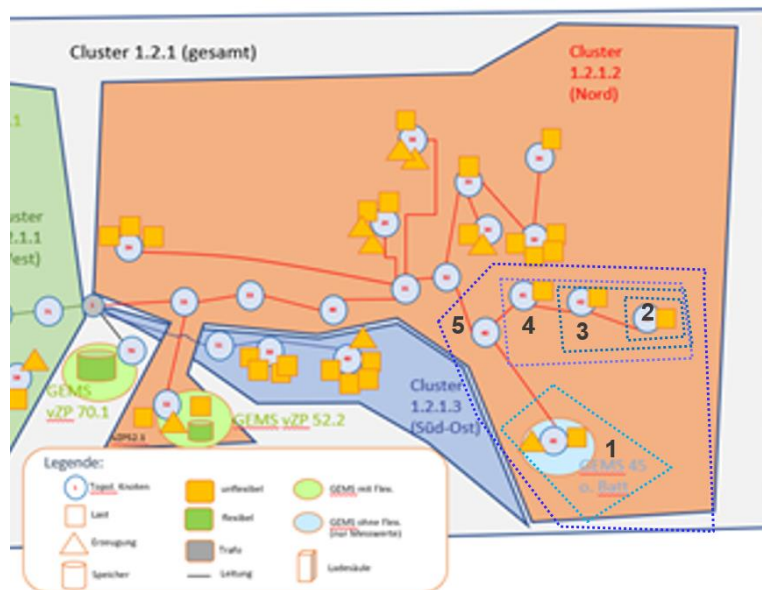


Abbildung 82: Cluster 1.2.1.2 mit Teilclustern 1, 2, 3, 4, 5

Bei einer Quotenberechnung kann es beispielsweise zu der folgenden Situation kommen, welche in Abbildung 83 mit zwei Subclustern dargestellt ist.

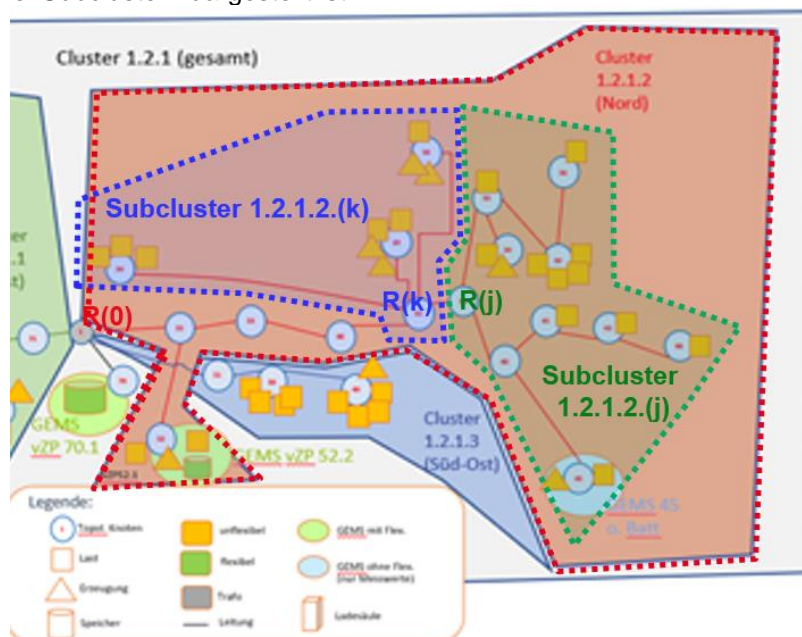


Abbildung 83: Beispielhafte Subcluster-Aufteilung

Cluster:

- Subcluster 1.2.1.2.(k) mit dem Wurzelknoten R(k)
- Subcluster 1.2.1.2.(j) mit dem Wurzelknoten R(j)
- Cluster 1.2.1.2 (Trafo-Abgang) mit dem Wurzelknoten R(0)

Situation:

- In Subcluster 1.2.1.2.(k) wird aufgrund einer hohen installierten PV-Leistung sehr viel eingespeist
- In Subcluster 1.2.1.2.(j) ist sehr viel Last vorhanden (mehr als in 1.2.1.2(k) eingespeist wird)
- Die fehlende Last (Delta zwischen 1.2.1.2(k) und 1.2.1.2.(j) wird aus dem Abgang des Trafos gespeist

Quotenberechnung:

- Bei einer Quote rein auf Basis des Gesamtclusters R(0) wäre die Ampel grün, da die geringe Residuallast die Leitungskapazität nicht überschreitet (Modell 1)
- An den Knoten R(k) und R(j) ist die Ampel gelb, da zu hoher Bezug bzw. zu hohe Einspeisung (Modell 2)
- Bei einer Quote rein auf Basis des Gesamtclusters ist die Gefahr einer Überlastung nicht behoben, da diese nicht erkannt wird

Bei den im Rahmen des Feldtests betrachteten Clustern konnte die beschriebene Problematik nicht beobachtet werden. Die dafür notwendigen Messwerte an den Knoten der Teilcluster konnten aus den zur Verfügung stehenden Daten nicht abgeleitet werden. Das Beispiel zeigt jedoch, dass je höher die Durchmischung eines Clusters mit Einspeisern im topologischen Zusammenhang ist, desto unpräziser kann die Ermittlung der Quote über eine Gesamtcluster-Aggregation sein. Folglich sollten bei einer Quotenberechnung möglichst immer auch die Teilcluster betrachtet werden. Um der Diskriminierungsfreiheit möglichst gerecht zu werden, wurde dabei im Projekt diskutiert, jeweils die Quote des Teilclusters mit der geringsten Quote auf das Gesamtcluster anzuwenden. Dies muss jedoch nicht immer zu einer erfolgreichen Korrektur der Fahrpläne führen, da ggf. an der falschen Stelle optimiert wird. Zudem könnte dies dazu führen, dass eine Quote dann auch auf Lasten/Einspeiseanlagen angewandt wird, die nicht für den Engpass verantwortlich sind. Folglich besteht bei der Ermittlung der optimalen Clustergröße noch Forschungs- bzw. Diskussionsbedarf.

Beitrag von GEMS zur Flexibilitätsbereitstellung

Wie im Punkt Lastflussprognose schon gezeigt, kann das GEMS durch die Einhaltung von vorab bekannten Fahrplänen helfen Überlastungen zu vermeiden. In Abhängigkeit davon, wie viel Flexibilität durch das GEMS freigegeben wird, kann ein erhebliches Potential zur Auflösung gelber Ampelphasen zur Verfügung gestellt werden. Der Nutzen steht und fällt, wie bereits zuvor erläutert jedoch mit der Prognosegüte. Für geeignete Maßnahmen diese zu steigern, verweisen wir auf den Punkt Lastflussprognose.

Abgesehen von den Vorteilen bezüglich der Lastflussprognose können GEMS ganz entscheidend dazu beitragen, dass in Zukunft die Flexibilität privater Anlagen verfügbar wird. Besteht der Wunsch auf Zwang zu verzichten, so ist die Akzeptanz einer Steuerung oder Beeinflussung durch Außenstehende (hier das FMS oder der VNB) ein zentraler Faktor. Selbst bei einer möglichen Zwangsanbindung ist die Akzeptanz von Bedeutung, um keinen oder zumindest weniger Unmut in der Bevölkerung zu erzeugen. Die Akzeptanz kann in unseren Augen durch den Einsatz von Gebäude Energie Management Systemen gesteigert werden. Durch ein GEMS können lokale Anlagen gekapselt werden, sodass diese nach außen nicht offenliegen. Somit wird die Privatsphäre gewahrt und auch die Autonomie im Sinne der letzten Entscheidungsinstanz bleibt lokal bestehen. Ein direktes Durchgreifen ist nicht notwendig, wenn das GEMS die Anlagen entsprechend der externen Vorgaben steuert. Das jeweilige Gebäude bleibt somit jederzeit selbst unter eigener Kontrolle. Das REMS in grid-control greift beispielsweise nicht direkt auf den Speicher zu, sondern nutzt das GEMS als Vermittler. Der Verzicht auf eine direkte Steuerung erzeugt jedoch wiederum neue Anforderungen an das GEMS, insbesondere in Bezug auf die Zuverlässigkeit. Hier müssen zukünftige Forschungsprojekte ansetzen, um diese zu gewährleisten. Weitere Vorteile, die Prosumern den Einsatz eines GEMS schmackhaft machen können, sind unter anderem Kosteneinsparungen durch das Energiemanagement, da beispielsweise lokal erzeugter Strom besser genutzt wird und die Eigenverbrauchsquote gesteigert wird, sowie Möglichkeiten zur Gebäudeautomation.

Aus Sicht des GEMS und insbesondere im Hinblick auf private Haushalte wurden folgende Aspekte identifiziert, um die entwickelten Systeme und Abläufe zu verbessern:

- Eine zeitnahe Erzeugung von Prognosen um Flexibilität für kürzere Zeiträume anzubieten
- Ein Update-Mechanismus für Prognosen und Flexibilitätsabrufe, um auf neue Zustände reagieren zu können
- Eine zentrale Plattform zur Kommunikation der relevanten Systeme anstelle einer online Datenablage
- Eine hohe Fehlertoleranz der eingesetzten Systeme und ausreichend Daten und Funktionen zur Fehlerdiagnose (auch im Fehlerfall)
- Vorsehen eines Updatemechanismus für die eingesetzte Software von Beginn an

4.2.4 Weiterführende Ergebnisse

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse des TP 900 (Systemübertragbarkeit) sowie weiterführende Ergebnisse wie die umgesetzte Visualisierungsumgebung für Feldtestteilnehmer sowie das verwendete Flexibilitätsmodell dargestellt.

4.2.4.1 Systemübertragbarkeit

Im Rahmen von TP 900 erfolgte eine Bewertung der Systemübertragbarkeit der Konzepte und Entwicklungen auf das Netzgebiet der PREdistribuce a.s. (PREdi). Die PREdi ist der Verteilnetzbetreiber der tschechischen Hauptstadt Prag mit ca. 800.000 Netzkunden. Im Gegensatz zum Netze BW Gebiet, welches größtenteils ländliche Verteilnetzstrukturen mit langen Leitungen und geringen Versorgungsdichten aufweist, ist das Stromnetz der PREdi mit einer Gesamtlänge von 12.100 km ein dichtes, vorwiegend über Kabel gespeistes Netz. Abbildung 84 veranschaulicht die Größenunterschiede der beiden Netzgebiete. Weitere Unterschiede sind die jeweiligen rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen in Deutschland und Tschechien. Vor allem das Gesetz zum Vorrang von Erneuerbaren Energien hat in Deutschland die Herausforderungen für ländliche Verteilnetzbetreiber geprägt. Im Gegensatz dazu liegt die Herausforderung im städtischen Netz von Prag eher auf der Lastseite, heutzutage z.B. getrieben durch Klimaanlage und Wärmepumpen, perspektivisch zunehmend durch den Anstieg von Elektrofahrzeugen, was im Falle einer Gleichzeitigkeit von Ladevorgängen temporär auch zu Engpässen führen könnte.

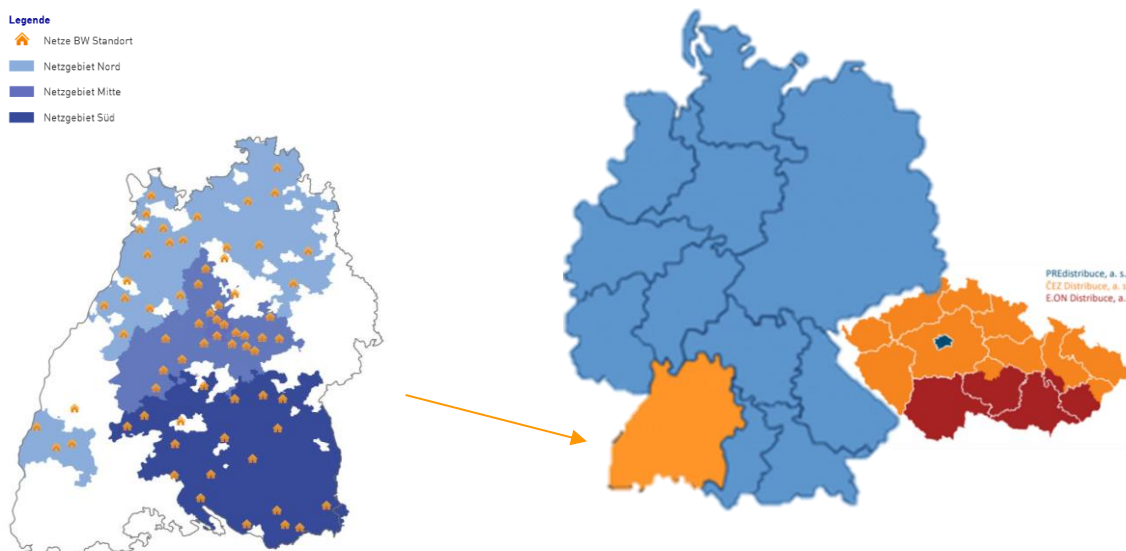


Abbildung 84: Netzgebiet der Netze BW in Baden-Württemberg und Prager Netzgebiet der PREdistribuce

Eine Übertragbarkeit des im Projekt entwickelten Gesamtlösungsansatzes auf Tschechien ist grundsätzlich möglich. Es gibt jedoch verschiedene Unterschiede und Aspekte, die die Einführung erschweren könnten.

Hierzu zählt - als eine der wichtigsten Voraussetzungen für die Umsetzung der grid-control Konzepte - z.B. die Messung und ein Monitoring des Niederspannungsnetzes. Die Einführung und der konkrete Rollout-Plan von intelligenten Messsystemen, die eine höhere Transparenz im Niederspannungsnetz ermöglichen würden, sind in Tschechien noch nicht final entschieden. Zudem gibt es rechtliche und regulatorische Unterschiede und Entwicklungen im Energiesektor zwischen den beiden Ländern. Das Ampelkonzept wird grundsätzlich als eine innovative Lösung gesehen, die das aktive Eingreifen des Netzbetreibers bei Netzüberlastungen unterstützt und somit zur Netzstabilität beitragen sowie den konventionellen Netzausbau in Teilen reduzieren könnte.

Die unterschiedlichen Herausforderungen im Hinblick auf eine mögliche Übertragbarkeit erfordern daher konzeptionelle Ergänzungen zu den in grid-control entwickelten Lösungen. Eine sinnvolle Ergänzung für eher städtisch geprägte Verteilnetze ist die Erweiterung des Konzeptes zur Lastflussregelung an Referenzknoten um die Blindleistung. Als eine zukünftige Herausforderung wird die Bereitstellung von Blindleistung am Übergabepunkt zwischen Verteilnetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber gesehen. Darüber hinaus bietet die Einbindung von Klimaanlage bei der Umsetzung eines Netzampelkonzeptes ein zusätzliches Flexibilisierungspotential. Der Einsatz von Konzepten zur koordinierten Spannungshaltung bietet aufgrund der gegebenen Netzstruktur und Versorgungsaufgabe in Prag einen begrenzten Mehrwert. Abbildung 85 gibt einen Überblick über mögliche Ergänzungen zu den grid-control Lösungsansätzen auf Basis der durchgeführten Bewertung.

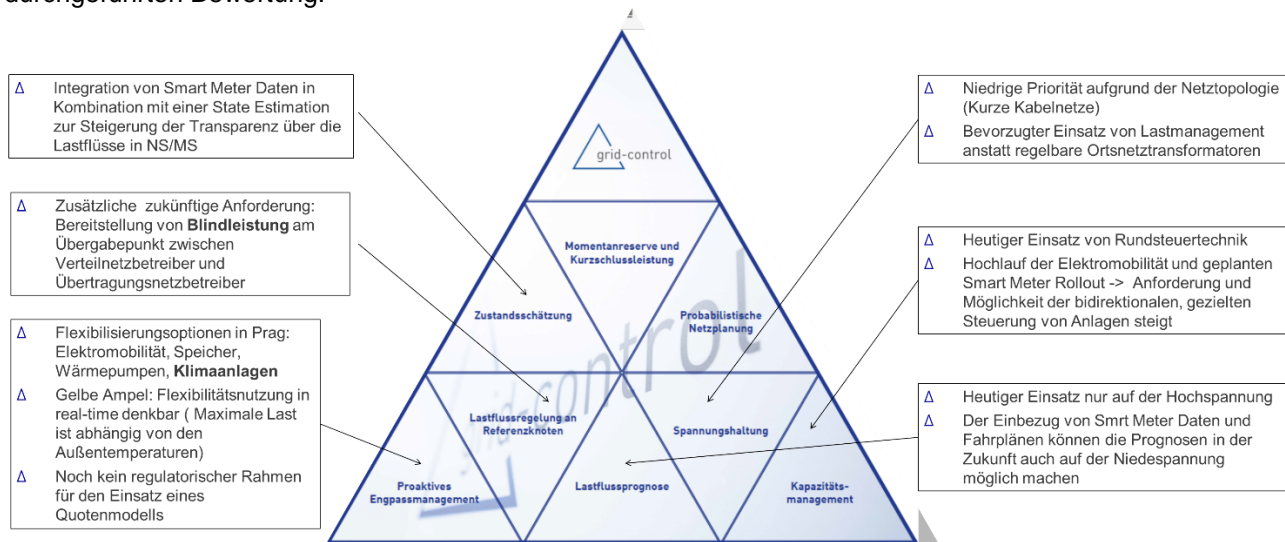


Abbildung 85: Ergänzungen der Konzepte in grid-control aus Sicht des Prager Netzbetreibers PREdi

4.2.4.2 Visualisierung für Feldtestteilnehmer

Während des Feldtests wurden Messdaten und berechnete Kennwerte für das Feldtestgebiet Freiamt und für teilnehmende Prosumer in einer Weboberfläche dargestellt. Die Daten sind nur für registrierte und angemeldete Nutzer mit den für die jeweilige Sicht benötigten Rechten einsehbar. In der Ansicht „Dashboard Freiamt“ werden Messdaten und Kennwerte für das Schaltwerk Sexau und das Ortsnetz Allmend dargestellt. Diese Ansicht dient der Information der Feldtestteilnehmer und der interessierten Öffentlichkeit in Freiamt. Die angezeigten Kennwerte sind summierte Messdaten der Messpunkte von PV-Anlagen, Batteriespeicher und der Ortsnetzstation Allmend sowie abgeleitete Kennwerte.

Vom Schaltwerk Sexau wurden Messwerte für Schein-/Wirkleistung in minütlicher Auflösung über das REMS abgefragt (siehe Abbildung 86 links). Im „Dashboard Schaltwerk Sexau“ werden der aktuellste Wert und der zeitliche Verlauf angezeigt. Im „Dashboard Ortsnetz Allmend“ (Abbildung 86 rechts) werden verschiedene Messwerte erfasst und Kennwerte abgeleitet. Es werden jeweils aggregierte Werte des Vortages oder weiter zurückliegende Tageswerte angezeigt. Alternativ dazu können auch aggregierte Monatswerte angezeigt werden. In der Übersicht erhalten die Portalnutzer einen schnellen Überblick mit Messwerten zur PV-Erzeugung, zum gesamten Stromverbrauch, zur Ortsnetzstation mit Verbrauch und Rückspeisung, zum Quartierspeicher mit Beladung, Entladung und Füllstand sowie berechnete Kennwerte zum Selbstversorgungsgrad des Ortsnetzes und zu den CO₂-Einsparungen durch den im Ortsnetz selbst genutzten PV-Strom gegenüber dem deutschen Strommix. Durch Anklicken der interaktiven Grafiken kann der zeitliche Verlauf dieser Größen nachvollzogen werden.

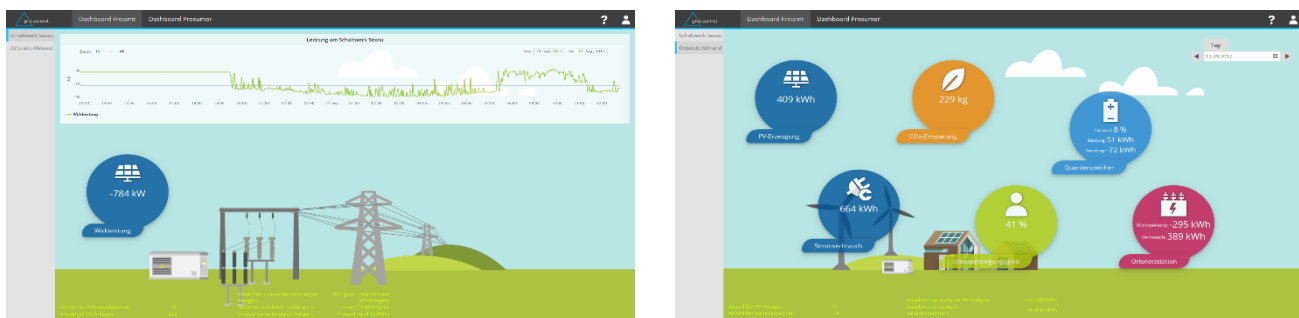


Abbildung 86: Links: Dashboard Schaltwerk Sexau, Rechts: Dashboard Ortsnetz Allmend

In der Ansicht „Dashboard Prosumer“ (Abbildung 87) werden Messdaten und Kennwerte für den Haushalt mit PV-Anlage und Batteriespeicher in einem zugriffsgeschützten Portal dargestellt. Die angezeigten Kennwerte sind Messdaten des GEMS, summiert als Tages- oder Monatswerte. Beim Start werden die Werte des Vortages angezeigt.

Die Bedienelemente in der Oberfläche erlauben eine zeitliche Navigation. Der Prosumer erhält übersichtliche Informationen zum produzierten Strom der PV-Anlage, zum Batteriestand, Stromverbrauch sowie zum Netzbezug und zur Netzeinspeisung. Er kann zudem nachvollziehen, wie hoch sein Selbstversorgungsgrad an dem jeweiligen Tag war. Analog zur Sicht im Ortsnetz kann er auch sich den zeitlichen Verlauf der Messwerte durch einen Klick auf die interaktiven Grafiken anzeigen lassen.



Abbildung 87: Dashboard Prosumer

4.2.4.3 Flexibilitätsmodelle

Im Rahmen des Projekts war es notwendig die Flexibilität derart zu modellieren, dass diese an den Marktteilnehmer (MT) mittels des FMS kommuniziert werden kann. Um die Übertragbarkeit auf andere Anwendungsfälle zu gewährleisten, wurde ein möglichst generischer Ansatz gesucht. Diese Suche mündete in dem im Projekt genutzten Flexibilitätsmodell.

Jedoch wurden auch neue, alternative Ansätze identifiziert und im Rahmen von [foerderer2018towards] und [foerderer2018modelling] evaluiert und veröffentlicht. Die veröffentlichte Idee beruht auf der Nutzung von maschinellen Lernverfahren, um die Flexibilität von einzelnen Anlagen oder Aggregaten mehrerer Anlagen abzubilden. Im konkreten wurden dazu mehrere Muster (in der Abbildung A bis E genannt) identifiziert, mit deren Hilfe, mittels Künstlicher Neuronaler Netze, Anlagen und ganze Gebäude gezielt beeinflusst werden können. Die folgende Abbildung 88 gibt einen Überblick über die kommunizierten Daten, wobei dem Demand Side Manager (im Falle von grid-control der MT) die neuronalen Netze bereits vorher bekannt gemacht wurden:

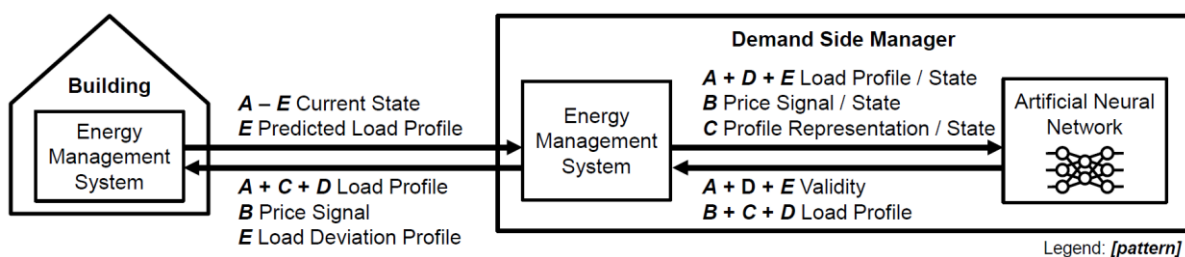


Abbildung 88: Überblick über die kommunizierenden Daten im Flexibilitätsmodell

Die Muster wurden dann evaluiert, mit dem Ergebnis, dass es möglich ist hieraus neue Verfahren für die Steuerung von verteilten Anlagen zu entwickeln. Da hierzu jedoch noch weitere Forschung notwendig ist, war der Ansatz im Rahmen von grid-control nicht mehr umsetzbar. Die Arbeiten werden jedoch aktuell und auch in Zukunft im Rahmen anderer Forschungsprojekte weitergeführt. Für weiterführende Informationen sei auf [foerderer2018towards] und [foerderer2018modelling] verwiesen.

5. Eingehende Darstellung

In diesem Kapitel erfolgt ein Abgleich der erreichten Ergebnisse mit den Zielen (Abschnitt 5.1) sowie eine Erläuterung der Notwendigkeit, der Angemessenheit (Abschnitt 5.3) und des voraussichtlichen Nutzens (Abschnitt 5.4) der geleisteten Arbeiten. Darüber hinaus werden die Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens durch Dritte (Abschnitt 5.5) und die erfolgten Veröffentlichungen des Projekts (Abschnitt 5.6) dargestellt.

5.1 Abgleich der erreichten Ergebnisse und Ziele

Alle in der Gesamtvorhabenbeschreibung spezifizierten Arbeitsschritte wurden, sofern in der folgenden Tabelle 5 nicht weiter ausgeführt, erfolgreich umgesetzt.

Tabelle 5: Abgleich der erreichten Ergebnisse und Ziele

Ziel laut GVB	Beschreibung	Referenz/ Verweis
TP 100 Spezifikation Systeme und Testumgebung		
AP 110 Spezifikation für ein Regionales Energie Management System (REMS) mit den folgenden Funktionen: <ul style="list-style-type: none"> • Kapazitätsmanagement • Lastflussregelung an Referenzknoten • Koordinierte Spannungshaltung Spezifikation der erforderlichen Schnittstellen. Abstimmung mit den Spezifikationen der anderen Systeme.	Die zu spezifizierenden Funktionen des REMS sowie die erforderlichen Schnittstellen wurden erfolgreich definiert. Es wurden die Komponenten und die Architektur des REMS sowie das Datenformat spezifiziert, ebenso die Use-Cases/Prozessschritte, aus denen sich die Funktionen zusammensetzen. Die Spezifikation wurde dann an TP 200 zur Umsetzung übergeben.	Kapitel 2.3 und 3.1
AP 120 Spezifikation für ein Grid Load Management System (GLMS) sowie ein Flexibilitäts Management System (FMS) zur Ermöglichung der Funktionen: <ul style="list-style-type: none"> • Lastflussprognose • Proaktives Engpassmanagement Spezifikation der erforderlichen Schnittstellen.	Die Spezifikation von GLMS, FMS und den entsprechenden Schnittstellen erfolgte agil in Überlappung mit der Entwicklung der genannten Systeme sowie des GEMS. Bei der Komplexität bzw. der Vorgehensweise der Lastflussberechnung und der Quotenberechnung wurde zwischen den Modellen 1, 2a, 2b und 3 differenziert.	Kapitel 2.3 und 3.3 und 3.4
AP 130 Spezifikation für ein Gebäude Energie Management System (GEMS) zur Ermöglichung der Funktionen: <ul style="list-style-type: none"> • Bereitstellung von Einspeise und Lastprognosen • Proaktives Engpassmanagement (durch Generierung von Flexibilität und Ansteuerung dezentraler Anlagen) Spezifikation der erforderlichen Schnittstellen.	Die zu spezifizierenden Funktionen des GEMS wurden insbesondere in Abstimmung mit der Spezifikation des FMS definiert. Zudem wurde ein Konzept zur Priorisierung von Steuerbefehlen von GEMS und REMS entwickelt. Das GEMS gibt dabei in der roten Ampelhase die Steuerbefehle des REMS priorisiert an die Batteriespeicher weiter.	Kapitel 2.3 und 3.2
AP 140 Spezifikation der Testumgebung des Labortests, d.h. Spezifikation von Schnittstellen und Funktionalitäten.	Alle in der Vorhabenbeschreibung spezifizierten Arbeitsschritte wurden erfolgreich umgesetzt: <ul style="list-style-type: none"> - Anforderungen an statische, dynamische und transiente Power-Hardware-in-the-Loop-Versuche wurden ermittelt und dokumentiert. - Die erforderlichen Anpassungen im KIT Energy Smart Home Lab (ESHL) wurden ermittelt und dokumentiert. 	Kapitel 4.1.1

Ziel laut GVB	Beschreibung	Referenz/ Verweis
AP 150 Spezifikation der Testumgebung und -verfahren für die Erprobung der Systeme und Funktionen im Feld. Spezifikation der Messkampagnen und Bewertungskriterien. Ableitung von Anforderungen an die benötigte Infrastruktur und die IT-Systeme.	Die Testumgebung (Ist-Situation) wurde analysiert und die Soll-Situation für die Durchführung des Feldtests wurde definiert. Dementsprechend wurden Anforderungen an die zu installierende Infrastruktur abgeleitet und das Zusammenwirken der Testkomponenten wurde entwickelt. Zudem wurden die Testverfahren definiert.	Kapitel 4.1.2
TP 200: Systementwicklung REMS		
AP 210 Entwicklung der Funktion „Lastflussregelung an Referenzknoten“, die einen bestimmten Teil des Netzes als Mikronetz in 3 Modi – Verbrauch, Rückspeisung oder selbstversorgend – steuert (Ansteuerung von dezentralen Einspeiseanlagen und Verbrauchseinrichtungen). Prototypische Implementierung in ein REMS. Validierung der Algorithmen.	Die Funktion „Lastflussregelung“ wurde entworfen und in das REMS integriert. Hierbei wurden die Funktionen Regelung auf einen Wirkleistungswert und Regelung um einen Wirkleistungswert entwickelt und erfolgreich im Feldtest validiert. Alle drei Modi wurden im REMS implementiert. Aufgrund der technischen Gegebenheiten wurde der Modi Rückspeisung erfolgreich getestet.	Kapitel 3.1.3 und 4.2.3.2
AP 220 Entwicklung einer Funktion, die spannungshaltende Maßnahmen koordiniert, um Spannungsschwankungen im Netz zu vermeiden oder zu kompensieren. Es wird Blindleistung injiziert oder verbraucht oder es werden regelbare Ortsnetztransformatoren gesteuert. Prototypische Implementierung im REMS. Steuerung von Energiespeicher-Wechselrichter über Kommunikation mit GEMS. Validierung der Funktion.	Die Funktion Spannungshaltung wurde entworfen, integriert und erfolgreich angewendet. Für die Auswahl der spannungshaltenden Maßnahme wurde eine Sensitivitätsanalyse implementiert. Ein rOnt sowie Blind- und Wirkleistung an vier Batteriespeichern wurden im Feldtest koordiniert angesteuert.	Kapitel 3.1.3 und 4.2.3.3
AP 230 Entwicklung einer Funktion, die die Netzkapazität im Falle von Engpässen im Netz kontrollieren kann und dezentrale Anlagen entsprechend ansteuert. Prototypische Implementierung im REMS. Steuerung von Energiespeicher-Wechselrichter über Kommunikation mit GEMS. Test der Funktionsfähigkeit der Algorithmen.	Die Funktion Kapazitätsmanagement wurde entworfen, integriert und erfolgreich angewendet. Fiktive Engpässe im Feldtest wurden erfolgreich erkannt und die Engpässe durch gezielte, automatisierte Steuerung von Anlagen behoben. Im Falle einer Steuerung von Batteriespeichern aufgrund eines Engpasses wurde der Steuerbefehl des REMS gegenüber des GEMS priorisiert.	Kapitel 3.1.3 und 4.2.3.1
AP 240 Entwurf, Anwendung und Validierung von Schnittstellen der verschiedenen REMS-Systemkomponenten sowie zu anderen Systemen, die zur Vervollständigung der Arbeitspakete AP 210, 220 und 230 benötigt werden: <ul style="list-style-type: none"> REMS 1: Eingabe von Messwerten Netzknoten-Sensorik REMS 2: Eingabe von Messwerten von Smart Metern REMS 3: Ausgabe von Echtzeit Lastflusswerten an BI-VNB REMS4: Ausgabe von Informationen über Abregelung von Anlagen 	Alle notwendigen Schnittstellen unter den verschiedenen REMS Komponenten sowie anderer Systeme wurden entworfen, integriert und erfolgreich angewendet und validiert. Dies beinhaltet eine Schnittstelle zur Eingabe von Messwerten aus dem Netz (Sym2Meter+GCU), MS Messgeräte, Ausgaben von Steuerbefehlen zur Abregelung von Anlagen. Für den Austausch mit anderen Systemen (z.B. State Estimation, GLMS) wurde eine Schnittstelle zur Datenablage geschaffen. Eine Rückkopplung der Ergebnisse der State Estimation wurde nicht realisiert. Für den Anwender wurde eine grafische Oberfläche zur Visualisierung der Messdaten und Einstellung von Testparametern geschaffen.	Kapitel 3.1.2 und 3.2.3

Ziel laut GVB	Beschreibung	Referenz/ Verweis
<ul style="list-style-type: none"> REMS 5: Ausgabe von Steuerbefehlen zur Abregelung von Anlagen REMS 6: Ausgabe Messdaten, Eingabe State Estimation (Systemzustand)		
TP 300: Systementwicklung GLMS und FMS		
AP 310 Entwicklung, Implementierung, prototypischer Aufbau und Test eines GLMS. Dynamische Integration und Aufbereitung aller relevanten Daten und Bereitstellung für Reporting Funktionen. Integration von orts aufgelösten Prognosen (Erzeugung, Last, Engpass). Umsetzung und Test einer Businesslogik zur Bewertung der Netzsituation und Generierung der Ampelsignale.	Das GLMS wurde entwickelt, implementiert und im Feldtest eingesetzt und getestet. Dabei wurden alle relevanten Daten integriert und Prognosen zu Last und Erzeugung eingebunden. Daraus konnte das GLMS über eine Businesslogik die Netzsituation bewerten und Engpassprognosen ableiten. Die Umsetzung des Quotenmodells und der Ampelsignale in der Businesslogik des GLMS hat im sich Feldtest bewährt und zur Vermeidung von Überlastungen beigetragen. Die gesammelten Informationen wurden im GLMS aufbereitet und in Berichten zur weiteren Analyse zur Verfügung gestellt.	Kapitel 3.4, 4.2.3.4 und 4.2.3.5
AP 320 Entwicklung und prototypische Umsetzung eines FMS für ein exemplarisches Geschäftsmodell des Energiehandels. Integration der benötigten Schnittstellen und Daten u.a. für die Anbindung von Optimierungs- und Prognosemodelle. Entwicklung einer Businesslogik für die Anbindung eines Geschäftsmodells des Energiehandels. Test der Schnittstellen.	Das FMS wurde entwickelt und implementiert. Dabei wurden alle relevanten Daten integriert und ein Optimierungsmodell und Prognosemodelle über Schnittstellen angebunden. Eine generische Businesslogik zum Anbinden von Geschäftsmodellen wurde umgesetzt und ein beispielhaftes Geschäftsmodell (Direktvermarktung über Aggregator) angebunden. Das FMS wurde im Feldtest im Zusammenspiel mit den anderen Systemkomponenten eingesetzt und getestet.	Kapitel 3.3, 4.2.3.4, 4.2.3.5
AP 330 Installation, Konfiguration und Inbetriebnahme von GLMS und FMS. Evaluation der Systeme und Identifikation von Verbesserung- und Erweiterungsmöglichkeiten. Optimierung der Systeme auf Grundlage der Testergebnisse.	GLMS und FMS wurden auf der durch SevenZone und Fichtner bereit gestellten Hardware und Infrastruktur installiert und notwendige Konfigurationen vorgenommen. Nach der Inbetriebnahme erfolgten die vorgesehene Evaluation sowie Optimierung der beiden Systeme.	Kapitel 3.3 und 3.4
AP 340 Entwicklung und Implementierung eines agentenbasierten Energiesystemmodells zur Entscheidungsfindung im FMS mit einem Beispiel-Geschäftsmodell. Simulative Tests und Sensitivitätsanalyse mit den Daten aus GLMS und FMS.	Alle in der Vorhabensbeschreibung spezifizierten Arbeitsschritte wurden erfolgreich umgesetzt: - Ein Beispiel-Geschäftsmodell wurde entwickelt und implementiert. - Ein integriertes Modellkonzept entwickelt und in einer agentenbasierten Simulationsumgebung implementiert. - Eine umfangreiche Aufbereitung verschiedener Eingangsdaten wurde durchgeführt. - Szenarien zur Bewertung der Handlungsmöglichkeiten des FMS wurden identifiziert und im Simulationsmodell umgesetzt. - Diese Szenarien wurden im Simulationsmodell entwickelten Geschäftsmodelle umgesetzt. Hierfür wurden die Preiselastizitäten aus dem Feldversuch verwendet. - Auswirkungen der Variation der Eingangsparameter und -daten (u.a. aus der BI-	Kapitel 3.3

Ziel laut GVB	Beschreibung	Referenz/ Verweis
	Plattform) wurden identifiziert und anhand der Simulationsergebnisse plausibilisiert. - Aus den Simulationsergebnissen wurden Handlungsempfehlungen abgeleitet. Aufbauend hierauf konnten Handlungsempfehlungen für die Nutzung des FMS entwickelt werden.	
TP 400: Systemadaption GEMS		
AP 410 Konfiguration eines vorhandenen GEMS (Organic Smart Home) und dessen Optimierungsstrategien im grid-control Szenario. Adaption bestehender Hardware als GEMS Plattform für den Feldtest. Simulative Evaluation der Optimierungsalgorithmen. Übertragung der Konfiguration auf die Hardware im ESHL.	Adaption für den Feldtest durchgeführt und das resultierende GEMS durch Simulationen und im Labor für Feldtest vorbereitet. - Anbindung des Organic Smart Home (OSH) an die geschaffene Message-Bus-Kommunikationsarchitektur (siehe AP 610). Erweiterung des OSH zu einer echtzeitfähigen Co-Simulation für Niederspannungssysteme (siehe AP 630). Integration zusätzlicher Gerätemodelle in das OSH (u.a. Klimaanlage und Wärmepumpen).	[bao2016micro-service], [foerderer2017demo], [kochanneck-2019systemdienstleistungserbringung], [mauser2017multimodal]
AP 420 Definition und Implementierung von Kommunikationsschnittstellen für das GEMS zur Anbindung an das REMS sowie FMS. Simulative Funktionstests der Kommunikation. Potentialanalyse für das GEMS zur hinsichtlich des Mehrwerts der Integration des GEMS in Verbindung mit REMS, GLMS und FMS. Sukzessive Anpassung/ Optimierung des GEMS.	Alle genannten Schnittstellen wurden definiert, implementiert und sowohl in Simulation als auch mit echter Hardware erprobt. Die Funktion wurde im Feldtest unter Beweis gestellt und auch das Potential aufgezeigt. Im Laufe des Feldtests wurden diverse Probleme identifiziert und behoben und auch Verbesserungen vorgenommen, sowie neue Funktionen nachgeliefert (z.B. Ladesäule).	Kapitel 3.2 und 4.2.3.4, 4.2.3.5, 4.2.4.3
TP 500: Netzplanung		
AP 510 Entwicklung, Implementierung, Parametrierung, Bewertung und Optimierung eines einphasigen Zustandsschätzers für das betrachtete MS-Netz sowie eines dreiphasigen Zustandsschätzers für die betrachteten NS-Netze. Entwicklung einer Schnittstelle zur Kopplung der NS- und MS-Zustandsschätzer. Entwicklung der notwendigen Komponentenmodelle. Aufbereitung von Messdaten und Erzeugung von Pseudo-Messwerten. Implementierung einer Visualisierungsumgebung. Analyse der Algorithmen für Topologie(änderungs-)erkennung.	Bis auf die Topologieerkennung wurden alle in der Gesamtvorhabensbeschreibung spezifizierten Arbeitsschritte erfolgreich umgesetzt: - Auf Grund der dreiphasigen Messwerterfassung wurde sich für die Umsetzung der ZS im MS-Netz für eine dreiphasige ZS entschieden. - Für das NS-Netz wurde eine dreiphasige ZS unter Berücksichtigung des Neutralleiters implementiert. - Zur Kopplung der Netzebenen wurde einerseits Transformatorkomponentenmodelle entwickelt. Andererseits wurde eine entsprechende Aggregationsmethode entwickelt, welche die Erstellung adaptierbarer synthetischer Residuallastprofile auf Basis der Informationen aus den Ortsnetzen (Leistung/Energie) ermöglicht. Somit ist es möglich, NS-Netze mittels aggregierter Lasten und Erzeuger als Eingangsdaten für die MS-ZS zu verwenden.	[groß2017konzept] [groß2019-validierung] Kapitel 3.5 und 4.2.1.1
AP 520 Analyse verschiedener Methoden zur probabilistischen Netzplanung und Bewertung auf die Anwendung im	Alle in der Gesamtvorhabensbeschreibung spezifizierten Arbeitsschritte wurden erfolgreich umgesetzt:	[wiest2018diss] [groß2017-comparison]

Ziel laut GVB	Beschreibung	Referenz/ Verweis
<p>Verteilnetz mit hoher Durchdringung erneuerbarer Energien. Entwicklung eines Konzepts zur Berücksichtigung des Netzampelprinzips in der probabilistischen Verteilnetzplanung.</p> <p>Entwicklung zeitreihenbasierter, stochastischer Modelle für Lasten und Erzeuger.</p> <p>Entwicklung und Umsetzung probabilistischer Netzplanungsprozesse für Verteilnetze.</p> <p>Bewertung des Einflusses von Netzbetriebsführungsstrategien und Flexibilisierungsoptionen auf die Netzplanung.</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Es wurden unterschiedliche Methoden zur probabilistischen Netzplanung mit MS- und NS-Netz untersucht. - Hierbei wurde insbesondere auf neue Verbrauchertypen wie Elektromobile und Speicher eingegangen. - Für planerische Zwecke wurden hierzu synthetische Last- und Erzeugerprofile entwickelt um die Volatilität im Verteilnetz besser nachbilden zu können. - Die einzelnen Schritte der probabilistischen Verteilnetzplanung wurden in einem Planungsprozess zusammengefasst. 	<p>[groß2017-parametrisation] Kapitel 3.6 und 4.2.1.2</p>
<p>AP 530</p> <p>Identifikation von Ansätzen zur optimalen Platzierung von Messpunkten.</p> <p>Untersuchung und Bestimmung einer minimal notwendigen Messinfrastruktur für eine ausreichend genaue Zustandsschätzung für die betrachteten Netzabschnitte im Feldtestgebiet.</p> <p>Spezifikation einer Schnittstelle zum Einsatz von Zustandsdaten in der Netzplanung.</p>	<p>Alle in der Gesamtvorhabensbeschreibung spezifizierten Arbeitsschritte wurden erfolgreich umgesetzt:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Es wurden unterschiedliche Verfahren zur Platzierung von Messpunkten in Verteilnetzen untersucht. - Die Bestimmung der minimal notwendigen Messinfrastruktur wurde in ersten Untersuchungen begonnen und ist Bestandteil aktueller Forschungsarbeit - Die Schnittstelle zur Verwendung der Ergebnisse der ZS in der Netzplanung wurde umgesetzt. 	<p>[groß2019-validierung] Kapitel 4.2.1 Dissertation Groß (in Vorbereitung)</p>
<p>AP 540</p> <p>Implementierung eines dynamischen, aggregierten Modells der betrachteten Verteilnetzregion im Feldtestgebiet.</p> <p>Entwicklung eines Tools zur fortlaufenden Bestimmung des Wirk- und Blindleistungspotenzials des betrachteten Netzes. Untersuchung der Inselfähigkeit des betrachteten Netzes und Identifikation notwendiger Erweiterungen.</p>	<p>Alle in der Gesamtvorhabensbeschreibung spezifizierten Arbeitsschritte wurden erfolgreich umgesetzt:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Das NS-Netz Allmend in gc wurde für die dynamische Betrachtung anhand eines aggregierten Modells nachgebildet. - Anhand des Modells wurde der Übergang zum stabilen Inselbetrieb analysierten, welche als mögliche Maßnahme zur Stützung der Versorgungssicherheit dienen kann. - Dabei wurden simulative Modifikationen der Regelung der Batteriespeicher vorgenommen, um Untersuchungen zur dynamischen Stabilität durchzuführen. Hierfür wurde geprüft, ob ein stabiler Betrieb bei Last- und Erzeugungssprüngen möglich ist und ob die Änderungen gleichmäßig auf die Batterien aufgeteilt werden. - Zur Ermittlung des Flexibilitätspotentials wurde eine prototypische Berechnungsumgebung zur Festlegung des Wirk- und Blindleistungspotenzials des betrachteten Netzes implementiert. 	<p>[leberlein2019-smallsignal] Kapitel 4.2.1.3</p>
TP 600: Labortest		
<p>AP 610</p> <p>Zusammenführung der Software- und Hardwarekomponenten für den Labortest im ESHL</p>	<p>- Zur Kopplung der Soft- und Hardwarekomponenten des Labortests wurde eine Kommunikationsarchitektur auf Basis eines Message-Bus entworfen implementiert und der Öffentlichkeit zugänglich gemacht: https://github.com/aifb/eshl-iot-bus .</p>	<p>[bao2016microservice], [bao2016smarter], [bohnet2017-hybrid], [kochanneck-2018hardware],</p>

Ziel laut GVB	Beschreibung	Referenz/ Verweis
	<ul style="list-style-type: none"> - Die geschaffenen Bausteine zur netzdienlichen Nutzung von Komponenten in intelligenten Gebäuden, insbesondere das hybride Speichersystem, wurden in mehreren Testphasen im Labor im Kontext einer Netzampel evaluiert. 	[kochanneck-2019system-dienstleistung], [mauser2017-multimodal]
AP 620 Bereitstellung von Momentanreserve und Kurzschluss-leistung durch dezentrale Anlagen	<ul style="list-style-type: none"> - Konzeption, Umsetzung, Aufbau, Inbetriebnahme und Evaluation eines hybriden Energiespeichersystems (HESS) aus vier Halbbrückenwechselrichtern, Doppelschichtkondensatoren und Bleibatterien. - Anpassung eines MMC und einer Signalverarbeitungseinheit für dessen Anwendung zur Netzdienstleistungserbringung in Niederspannungsnetzen unter Nutzung von DC-Speichern - Zur Netzanbindung der Speicher bei hohen Leistungen wurde ein Regelverfahren für die Leistungselektronik entwickelt, umgesetzt und im ESHL mit den installierten Speichern erprobt. - Mittels eines Kleinrechners wurde eine Schnittstelle zwischen der Regelungseinheit des hybriden Speichers und dem angepassten Gebäudeenergiemanagementsystem Organic Smart Home unter Nutzung des entworfenen Kommunikationssystems (siehe AP 610) hergestellt. - Das hybride Speichersystem wurde in das ESHL integriert und in Betrieb genommen. - Zur Ausnutzung der vollen Leistungsfähigkeit der Speicher wurde eine netzdienliche Active-Front-End-Regelung entwickelt, implementiert und evaluiert. Folgende Systemdienstleistungen wurden am PHIL-Aufbau erbracht und erfolgreich evaluiert: aktive Leistungsfilterung am Haus-anschluss, Frequenzstabilisierung (Momentan- und Primärreserve), Spannungsstabilisierung mittels Blindleistung, Erbringung von Kurzschlussströmen (Fault-Ride-Trough (FLRT)), Kom-pensation von Oberschwingungen und unsymmetrischen Lasten, Glättung von Leistungsspitzen - Die entworfene Hard- und Software wurde in Testläufen erfolgreich validiert. 	[bräckle2018modular], [bohnet2016direct], [bohnet2016grid], [bohnet2017hybrid]
AP 630 (Power) Hardware-in-the-Loop-Simulation im Energy Smart Home Lab zur Evaluation entwickelter Hard- und Software-komponenten in der gelben und roten Ampelphase	<ul style="list-style-type: none"> - Energie- und Informationstechnische Erweiterung des KIT Energy Smart Home Labs (ESHL) zu einem konfigurierbaren Power-Hardware-in-the-Loop-Teststand. - Aufbau einer Co-Simulationsumgebung für die Untersuchung von Microgrids mit aktiven Komponenten und Anbindung an des ESHL mittels künstlicher Netz- und Photovoltaiknachbildung. - <u>Statische Modellierung</u> von drei Niederspannungsreferenznetze und Technologiedurchdringungen auf Basis einer umfangreichen Literaturrecherche. 	[bao2016-microservice], [bao2016-smarter], [bohnet2016-hybrid], [bohnet2016-grid], [geis2017-reference], [hubschneider-2018requirements], [kochanneck-2016establishing], [kochanneck-

Ziel laut GVB	Beschreibung	Referenz/ Verweis
	<ul style="list-style-type: none"> - <u>Dynamische Modellierung</u> von 4-Leiter-Niederspannungsnetzen mit veränderlichem Frequenzverhalten und realen Netzfehlern in OPAL-RT Technologies HYPERSIM inklusive (ab-)schaltbarer Komponenten. - Implementierung und Weiterentwicklung verschiedener Rückkopplungsmethoden. - <u>Nachbildung von Systemintelligenz</u>: Entwicklung und Implementierung eines Netzaampelkonzepts innerhalb eines regionalen Energiemanagementsystems zum zurückhaltenden Systemdienstleistungsabruf mit der Ausgestaltung einer technischen, topologischen und koordinativen Netzaampel. - Ableitung einer Maßnahmenkaskade für den Abruf von Systemdienstleistungen in der Niederspannung. - <u>Evaluation und Versuchskampagnen</u>: - Durchführung umfangreicher Simulationsstudien mit Co-Simulationsumgebung und regionalem Energiemanagementsystem - Durchführung einer Testphase zur Evaluation des entwickelten Co-Simulationsansatzes der Microgridsimulation im bewohnten ESHL. - Durchführung systematischer Tests mit dem hybriden Speichersystem zur Validierung und Verifikation dessen Einzelkomponenten und des Gesamtsystems. 	2016kit], [kochanneck-2017reference], [kochanneck-2018hardware], [kochanneck-2019systemdienstleistung], [mauser2017-multi]
TP 700 Feldtest		
<u>AP 710</u> Ertüchtigung der Infrastruktur des Feldtestgebietes für die Durchführung des Feldtests. Dies umfasst die Planung, Projektierung, Installation und Inbetriebsetzung geeigneter Telekommunikationstechnik sowie Sensorik im Mittel- und Niederspannungsnetzen. Rückbau der Komponenten, die nicht im Netzgebiet verbleiben.	Die Infrastruktur wurde für die Durchführung des Feldtests mit Mess- Steuer- Telekommunikationstechnik ertüchtigt und es wurde eine IT-Umgebung aufgebaut. Für die Nachhaltigkeit der Feldtestergebnisse wurde eine Weiternutzungskonzept entwickelt.	Kapitel 4.1.2
<u>AP 720</u> Realisierungsplanung, Projektierung, Installation und Inbetriebsetzung aller Komponenten des Regionalen Energie Management Systems (REMS) im Feldtestgebiet. Funktionsprüfung des Zusammenwirkens der Sensorik- und Aktorik-Systeme in Laborumgebung (REMS, GEMS). Anbindung des REMS an die Leittechnik und die dezentrale Sensorik und Aktorik im Feldtestnetzgebiet. Rückbau der Komponenten.	Alle Schnittstellen und Funktionen des REMS wurden nach erfolgreicher Prüfung unter Laborumgebungen schrittweise in die für den Feldtest errichtete IT-Umgebung integriert. Messungen in Ortsnetzstationen (MS bzw. NS-seitig) sowie 25 steuerbare Anlagen von Feldtestteilnehmern, vier Batteriespeicher und eine Ladesäule wurden an das REMS angebunden. Eine Verbindung zum zentralen Leitsystem wurde im Feldtest nicht realisiert.	Kapitel 4.1.2
<u>AP 730</u>	Grid Load Management und Flexibilitäts Management System wurden in die für den	Kapitel 3 und 3.3

Ziel laut GVB	Beschreibung	Referenz/ Verweis
Realisierungsplanung, Installation und Inbetriebsetzung aller Komponenten von Grid Load Management System und Flexibilitäts Management System. Integration in die IT-Systeme und Anbindung an das REMS und an die im Feldtestgebiet eingesetzten GEMS.	Feldtest errichtete IT-Umgebung integriert. Der Datenaustausch mit REMS/ GEMS wurde über eine Datenaustauschplattform realisiert.	
AP 740 Realisierungsplanung, Projektierung, Installation und Inbetriebsetzung von Hardwarekomponenten bei Endkunden im Feldtestgebiet (Grid-Control Units) inkl. Einbindung in die IT-Systeme des Netzbetreibers. Rückbau der Komponenten.	Grid Control Units wurden bei 25 Haushalten installiert und über geeignete Mobilfunktechnik in die IT-Systeme integriert. Die Komponenten werden nach Zustimmung der Endkunden in ein Folgeprojekt eingebunden.	Kapitel 4.1.2
AP 750 Realisierungsplanung, Projektierung, Installation und Inbetriebsetzung von Batteriespeichersystemen und Gebäude Energie Management Systemen (GEMS) bei Endkunden. Rückbau der Komponenten.	Es wurden 3 Haushaltsspeicher sowie ein 120 kWh- Quartierspeicher in einem Ortsnetz installiert und betrieben. Diese wurden sowohl über das GEMS als auch über das REMS gesteuert. Es wurde ein Weiternutzungskonzept entwickelt.	Kapitel 4.1.2
AP 760 Durchführung der Messkampagnen/Evaluation <ul style="list-style-type: none"> • Lastflussregelung an Referenzknoten • koordinierte Spannungshaltung im Verteilnetz • Kapazitätsmanagements • Engpassmanagement • State Estimation • Auswertung und Dokumentation der Ergebnisse • Kompensation der Anlagenbetreiber. • Wartung und Instandhaltung der Anlagen im Feldtest. 	Alle geplanten Messkampagnen wurden während der Feldtestphase erfolgreich durchgeführt, ausgewertet, dokumentiert. Wesentliche Ergebnisse wurden veröffentlicht. Die Anlagenbetreiber wurden für ihre entgangenen Einspeisevergütungen und Aufwände finanziell kompensiert.	Kapitel 4.2.3
TP 800 Partizipation & TP 900 Systemübertragbarkeit		
AP 810 Kommunikative Begleitung des Projekts zur Information der Öffentlichkeit über die Herausforderungen und technischen Zusammenhänge. Partizipation von Bürgern im Projekt u.a. durch lokale Veranstaltungen	Zur Einbindung der Bürger im Feldtestgebiet wurden eine Projekt-Homepage, eine Visualisierungsumgebung der Messdaten sowie eine Projekt-Broschüre erstellt. In den Feldtest waren rund 30 Teilnehmer eingebunden, die aktiv mit ihren Anlagen an den Tests teilgenommen haben. Folgende Veranstaltungen wurden dabei vor Ort in Freiamt durchgeführt: <ul style="list-style-type: none"> • Jährliche Informationsveranstaltung • Eröffnungsveranstaltung des Feldtests • Teilnahme des Projekts an den Energiewendetagen Baden-Württemberg • Abschlussveranstaltung und Präsentation der Ergebnisse 	Kapitel 5.6, Literaturverzeichnis

Ziel laut GVB	Beschreibung	Referenz/ Verweis
	Weiterhin wurden eine Feldtestteilnehmer-Hotline sowie ein Feldtest-Newsletter eingerichtet. Während des Feldtests fand ein regelmäßiger Austausch zwischen den Bürgern und den Projektverantwortlichen statt.	
AP 820 Wissenschaftliche Veröffentlichungen z.B. auf Kongressen und Messen, Verbandsarbeit	Die Lösungsansätze, das Gesamtkonzept sowie Ergebnisse der Labor- und Feldtests wurden im Rahmen verschiedener wissenschaftlicher Veröffentlichungen zusammengetragen. Zudem wurde das Projekt mit einem Exponat im Rahmen der Hannover Messe vom VDI für „Ingenieurinnen und ihre Leistungen“ ausgezeichnet.	Kapitel 5.6 (erfolgte Veröffentlichungen)
AP 910 Überprüfung des Systemübertragbarkeitspotentials der Lösungsansätze/ des Gesamtkonzepts auf das Verteilnetz der PREdistribuce	Die entwickelten Konzepte und Lösungen wurden auf ihre Übertragbarkeit im Verteilnetz des Prager Netzbetreibers PREdi überprüft. Die Potentiale der einzelnen Lösungen wurden erarbeitet und weiterführende Bedarfe aufgrund unterschiedlicher Netztopologie beleuchtet.	Kapitel 4.2.4.1

5.2 Zahlenmäßiger Nachweis

Siehe Anlagen der Konsortialpartner (Zahlenmäßiger Nachweis gem. 19.3 NKBF 98).

5.3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Fehlende regulatorische Rahmenbedingungen, wirtschaftliche Risiken (bzw. eine fehlende Wirtschaftlichkeit) sowie fehlendes technisches Know-How stellen Herausforderungen dar, neue Konzepte und Lösungsansätze insbesondere zum proaktiven Engpassmanagement und automatisierter Netzführung kurzfristig in den heutigen Betrieb von Verteilnetzen zu überführen. Insbesondere das Projekt grid-control hat in diesem Zusammenhang die Wichtigkeit einer praktischen Erprobung neuer Konzepte und Systemlösungen im Feld bzw. im Labor deutlich gemacht. Dabei ist es erforderlich, die beteiligten Netzkunden aktiv in das Projekt einzubinden, um unter anderem die Wirkung dezentraler Anlagen auf das Stromnetz sowie Wechselwirkungen zwischen Netz- und Nutzerinteressen sowie die Nutzerakzeptanz untersuchen zu können.

Darüber hinaus bestehen bei einer hohen Komplexität der Systemlösungen sowie hoher Anforderungen an deren Interoperabilität und an die Infrastruktur im Feldtestgebiet, wie z.B. Telekommunikationssysteme technische Risiken. Das Fortschreiten der Transformation von Elektroenergiesysteme steigert zudem die Dringlichkeit des Bedarfs zur dezentralen Bereitstellung von dynamischen Systemdienstleistungen wie Momentanreserve und Kurzschlussleistung, obwohl in naher Zukunft kein Markt hierfür absehbar ist.

Die Durchführung von Simulationen, Labor- und Feldtests durch ein interdisziplinäres Konsortium im Rahmen von grid-control als gefördertes Forschungsvorhaben war daher erforderlich und angemessen, um die Wirksamkeit und das Potential der zu einer Gesamtlösung orchestrierten Komponenten und Systeme darzustellen. Dies trägt zu einer kosteneffizienten Weiterentwicklung von Verteilnetzen bei, erlaubt eine Netzintegration weiterer dezentraler Erzeugungsanlagen, Speicher und Verbraucher und erhält eine Interaktion mit Märkten aufrecht. Zudem wurde die Akzeptanz bei den Anwendern und der Öffentlichkeit durch die intensive Einbindung von Bürgern vor Ort, die ihre Anlagen für Testzwecke zur Verfügung stellten, gesteigert und die Qualität der Ergebnisse zudem erhöht werden.

In grid-control wurden komplexe fachliche und technische Fragestellungen untersucht und neue Anwendungslösungen geschaffen. Der Einsatz hochinnovativer Informations- und Kommunikationstechnologien war dabei sowohl konzeptionell als auch softwaretechnisch anspruchsvoll und mit Unwägbarkeiten behaftet. Dies zeigen die in Kapitel 1.3 beschriebenen Verzögerungen. Gleichzeitig ist festzustellen, dass einzelne Partner nicht alleine in der Lage gewesen wären, dieses Vorhaben durchzuführen,

weder aus finanztechnischen Gründen noch im Hinblick auf das erforderliche Fachwissen sowie die erforderliche Infrastruktur.

Aufgrund dieser Erfordernisse, Risiken und des erheblichen Investitionsbedarfs war eine finanzielle Zuwendung notwendig, damit die Antragsteller das Vorhaben durchführen konnten. Alle laut Gesamtvorhabensbeschreibung bewilligten und vereinbarten Lösungen wurden geschaffen und evaluiert, sodass die geleistete Arbeit notwendig und der Zuwendung angemessen war.

5.4 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Bei den beteiligten Konsortialpartnern konnte durch das Projekt großes Wissen aufgebaut werden. Für jedes beteiligte Wirtschaftsunternehmen ergibt sich durch die Entwicklung neuer Systemlösungen und Konzepte und insbesondere die organisationsübergreifende Kooperation im Projekt eine Kompetenzschärfung und ein Aufbau von Fachwissen. Aus den Erkenntnissen zur technischen Umsetzung des Netzaampelansatzes werden zudem entsprechende Anforderungen an die Datensysteme und Datengrundlagen für die Realisierung solcher Konzepte abgeleitet. Auf Seiten der Forschungseinrichtungen bzw. Universitäten werden die Ergebnisse der erfolgten industrie- und umsetzungsnahen Forschung zudem in die Lehre, d.h. insb. Vorlesungen und Abschlussarbeiten, sowie weitere Forschungsaktivitäten, d.h. Nachfolgeprojekte, integriert. Zusammen mit den im Rahmen des Projekts entstandenen Forschungsergebnisse wurde somit die wissenschaftlichen Konkurrenzfähigkeit im Feld der Energietechnik gesteigert und zum Technologietransfer zwischen Universitäten, Forschungseinrichtungen und (kleinen und mittleren) Unternehmen beigetragen.

Die Zusammenarbeit bzw. Kooperation der Konsortialpartner wurde durch das Projekt intensiv gestärkt. Die erarbeiteten Lösungsansätze, Funktionen und Ergebnisse der Labor- bzw. Feldtests werden darauf aufbauend in weiteren Forschungsvorhaben der Konsortialpartner wie etwa „flexQgrid“ (FKZ 03EI4002), „SeKo“ (Zuwendung aus dem Sondervermögen „Energie- und Klimafonds“, FKZ 03EK3059) und „C/sells“ (FKZ 03SIN100-153) genutzt. Hier fließen auch die im Rahmen von grid-control identifizierten Forschungsfragen und Weiterentwicklungsbedarfe ein. Dabei werden die Aktivitäten aus grid-control beispielsweise derart fortgesetzt, dass die in grid-control entwickelten Technologien zur Produktreife geführt werden können oder ähnlich geartete Lösungen entwickelt werden. Hieraus ergeben sich Möglichkeiten für weitere Kooperationen insbesondere zwischen den Konsortialpartnern.

Die intensive Beteiligung mehrerer leistungsstarker Unternehmen stellt zudem sicher, dass die Ergebnisse in zukünftige Produkte und Dienstleistungen einfließen werden, die erfolgreich am Markt angeboten werden können. Durch den Technologietransfer von Universitäten und Forschungseinrichtungen können sich für die Industriepartner Möglichkeiten zur Umsatzsteigerung durch Schaffung neuer Absatzmöglichkeiten von Produkten bzw. Produkterweiterungen ergeben.

Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass weitere Forschungsvorhaben auf den gewonnenen Erkenntnissen und Lösungsansätzen aus grid-control aufbauen und beispielsweise die im Projekt entwickelte quotenbasierte Umsetzung der Netzaampel weiter untersuchen oder entwickeln. Hierzu wurden und werden zahlreiche wissenschaftliche Publikationen auf Fachkonferenzen eingebracht und präsentiert (siehe Literaturverzeichnis). Weiterhin ist geplant, die Konzepte und Erkenntnisse in Fachgremien einzubringen um die Erkenntnisse und Ergebnisse aus dem Projekt in reale Anwendungen zu überführen. Die hohe Sichtbarkeit des Projekts nach außen führte zudem zu einem großen überregionalen Interesse woraus dementsprechend Weiterentwicklungen der Lösungsansätze jenseits des Projektkonsortiums erwartet werden.

5.5 Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens

Die im Projekt grid-control adressierten Problemstellungen bzw. Arbeitsgebiete wurden teils auch in anderen Projekten adressiert. Diese verfolgten jedoch teils andere Lösungsansätze oder behandelten nur Teilaspekte. Insbesondere die ganzheitliche Betrachtung von Lösungsansätzen für zukünftige Verteilnetze und die Entwicklung eines Gesamtlösungsansatzes und dessen Erprobung im Labor und Feld ist ein Alleinstellungsmerkmal von grid-control.

Während der Projektlaufzeit sind dem Projektteam keine Forschungsergebnisse bekannt geworden, die sich in irgendeiner Form negativ auf die Zielerreichung des Projekts auswirkten. Im Folgenden (Tabelle 6) werden die wesentlichen Anknüpfungspunkte zu Vorhaben bzw. wissenschaftlichen Erkenntnissen auf dem Gebiet des Vorhabens zusammengefasst.

Tabelle 6: wissenschaftliche Erkenntnisse auf dem Gebiet des Vorhabens

Themengebiet	Relevante Forschungsergebnisse
GEMS	Eine zentrale Frage im Projekt war die nach einem Datenmodell, um die Flexibilität zu kommunizieren. Diese stellt sich auch in aktuellen Projekten wie C/sells (FKZ 03SIN100-153). In den letzten Jahren gab es auf diesem Gebiet Fortschritte in Bezug auf den IEC 61850, z.B. in den Projekten Open System for Energy Services (OS4ES) und CLS-App BW. [dethlefs2016energy], [clsappbw] Auch zur Steuerung vieler verteilter Speicher wurden in der Zwischenzeit weitere Forschungsarbeiten publiziert. Im Hinblick darauf, dass in grid-control durch das GEMS in erster Linie nur Batteriespeicher gesteuert werden wird insbesondere auf [abgottspon2018scaling] verwiesen.
FMS	Bei der Modellierung der Entscheidungsfindung für das proaktive Engpassmanagement sind insbesondere Analysen zum Entwurf dezentraler Energiemärkte und deren Wechselwirkungen mit dem Nutzerverhalten zu nennen [ringler2016agent], [parag2016electricity], [ramos2016realizing], [eid2016managing], [mengelkamp2018blockchain].
hybride Speichersysteme	Parallel zur Entwicklung und Aufbau des hybriden Speichersystems wurden Regelverfahren zur Netzreglung von Stromrichtern [fehr2018trajectory], [nguyen2017modeling], [fischer2018current] präsentiert, weiterhin wurden alternative Ansätze zur Netzbeeinflussung mittels Transformatoren und einer Kombination aus Batteriespeicher und Photovoltaikanlage vorgestellt. [zurmühlen2017grid], [decarne2018load].
Hardware-in-the-Loop-Test	Der Stand der Technik für Power Hardware-in-the-Loop-Aufbauten hat sich während der Projektlaufzeit dahingehend verändert, dass insbesondere die Interface-Verfahren zum Test von Erzeugern und Betriebsmitteln auf Niederspannungsebene weiterentwickelt worden sind [zhang2016power], [serban2017phil], [decarne2016power], [huo2017power].
Spannungsregelung	Das Forschungsprojekt U-Control (FKZ 03ET7518) bewertete u.a. unterschiedliche Ansätze zur Spannungsregelung in der Niederspannung und untersuchte die Wechselwirkung zwischen diesen. Es wurden keine kritischen Wechselwirkungen zwischen rONT und Q(U)-Regelung festgestellt. Darüber hinaus wurde der Einsatz der Q(U)-Regelung empfohlen. [ucontrol2018bericht]
Netzampelkonzept	„Das proaktive Verteilnetz“ (PaVn) (FKZ 03ET7521) entwickelte und erprobte ebenfalls eine Ausgestaltung des Netzampelkonzepts. Das vom Projekt PaVn umgesetzte Konzept einer „Flexibilitätseinschränkungsliste“ ähnelt in großem Maße dem Quotenmodell. [proaktiv2018bericht]
Zustandsschätzung	Die unterschiedlichen Eigenschaften der einzelnen Netzebenen legen nahe, dass die Anforderungen für den Einsatz einer Zustandsschätzung maßgeblich von den Rahmenbedingungen der einzelnen Spannungsebenen abhängen. Daher konzentrierte sich die Forschung in diesem Bereich zunächst auf die Adaption vorhandener Zustandsschätzalgorithmen an die im Verteilnetz vorherrschenden technischen Rahmenbedingungen wie bspw. die Netzimpedanz oder die Netztopologie. Die dabei gewonnenen Erkenntnisse legten den Grundstein zur Realisierung von Zustandsschätzern in Verteilnetzen. In bisherigen Untersuchungen wurden mangels rechenfähige Netzmodelle realer Netzgebiete sowie Messdaten die Untersuchungen überwiegend mit Testnetzen und synthetischen Daten durchgeführt. Da sich die Datenlage gerade in Bezug auf reale Messdaten aus den Verteilnetzen in den letzten Jahren verbessert hat, werden diese Daten nun für die aktuelle Forschung herangezogen [guo2018data-quality], [dehghanpour2019game], [liu2019three-phase], [bernal2019voltage-control].

Probabilistische Verteilnetzplanung	Die Aufteilung des Forschungsfeldes auf die unterschiedlichen Spannungsebenen adressiert letztendlich eine einheitliche Fragestellung für das gesamte Verteilnetz. In der modernen Verteilnetzplanung findet die Weiterentwicklung der konventionellen Netzplanung statt. Hierbei zeigt sich, dass vermehrt zeitreihenbasierte Ansätze verfolgt werden. Ein besonderes Augenmerk wird hierbei aktuell auf die Integration von Flexibilitätsoptionen in die Verteilnetzplanung gelegt [kays2014agend], [roehrig2014smart], [koopmann2016planung], [seack2016time-series].
-------------------------------------	--

5.6 Erfolgte Veröffentlichungen

Während der Projektlaufzeit entstanden diverse Publikationen, Fachartikel und wissenschaftliche Arbeiten (siehe Abbildung 89). Zudem wurde das Projekt mit einem Exponat im Rahmen der Hannover Messe vom VDI für „Ingenieurinnen und ihre Leistungen“ ausgezeichnet. Als Highlights des Projekts sind die Feier zum Start des Feldtests am 11. Oktober 2017 sowie die Abschlusskonferenz des Projekts am 14. Dezember 2018 zu erwähnen.

Publikationen

Die erfolgten Publikationen (z.B. Paper) können dem Literaturverzeichnis entnommen werden und sind entsprechend gekennzeichnet.



Abbildung 89: Einblick in die erfolgten Veröffentlichungen

Artikel Fachmedien

„Netze BW erforscht Smart-Grid-Konzept“; energate Messenger vom 22.12.2015
„Netzkapazität intelligent regeln“; stadt + werk; 23.12.2015
„Nicht gleich abregeln“; E&M Powernews; 4.2.2016
„Grid-control- Ein Gesamtlösungsansatz für das Stromnetz der Energiewende“; energate; 26.5.2016
„Die Last folgt der Einspeisung“; E&M Powernews; 26.7.2016
„Achtung, Ampell“; ZfK; 16.8.2016
„Die Ampel im Netz“; 50komma2; 5.12.2016
„grid-control – Ein Gesamtkonzept für das Stromnetz der Energiewende“; Netzpraxis; 1.3.2017
„grid-control: Intelligente Lösungsansätze für das Verteilnetz“; Katharina Volk; Dialog.Energie.Zukunft.; Stiftung Energie & Klimaschutz; 26.4.2017
„Frauen im Ingenieurberuf: Preisträgerin gekürt“; VDI Homepage, April 2017
„Ampeln für das Stromnetz“; energy 4.0 Energietechnik. Vernetzt. 8.5.2017
„Eine Ampel soll Stau auf der Stromautobahn verhindern“; MBI Energy 4.0; 15.5.2017
„Der Last auf der Spur“; ZfK Zeitung für kommunale Wirtschaft, Ausgabe 11/17
„Reserven für stabile Netze“; 50komma2; Ausgabe 7 2017
„Grid Control: The Future of the Smart Grid, Made in Germany“; Landis+Gyr Blog, 16.1.2018
„In Freiamt steigt die Spannung“; KommPlus; 1.10.2018
„grid-control: Automatisiert Netzengpässe vermeiden“; PV Magazin; 14.12.2018
„Wie sich Netzengpässe automatisch vermeiden lassen“; ZfK; 17.12.2018
„Schwarzwälder Netzaampel: Grün, gelb, grün!“; Erneuerbare Energien; 20.12.2018
„Kontrolle im Netz“; 50komma2; 30.1.2019
„Automatisierte Umsetzung der Netzaampel-Logik“; ew; 4.2.2019
„Speicher sind reif für den Einsatz“; E&M special Store-Age; 1.3.2019
„Steuern mit der Netzaampel“; stadt+werk; 4.3.2019
„Mit einer Ampel gegen Engpässe im Stromnetz“; KOMMUNAL topinform; 1.3.2019

Studien-/ Abschlussarbeiten

J. Leppert; „Entwicklung von Messkampagnen für Feldtests im Forschungsvorhaben grid-control“; Forschungsarbeit; Universität Stuttgart; Stuttgart; 2015
K. Volk; „Entwicklung von Messverfahren zur Evaluation eines Netzaufstellkonzepts im Rahmen eines Feldtests in Mittel- und Niederspannungsnetzen“; Masterarbeit; RWTH Aachen University; Aachen; 2016
S. Bobka; „Evaluation des Einsatzes einer rollenübergreifenden Speichernutzung im Niederspannungsnetz“; Forschungsarbeit; Universität Stuttgart; Stuttgart; 2017
C. Linz; „Entwicklung, Durchführung und Auswertung von Testfällen zur koordinierten Spannungshaltung im Rahmen des Forschungsprojektes grid-control“; Bachelorarbeit; Hochschule Esslingen, Stuttgart 2018
P. Gutknecht, Inbetriebnahme eines Hochleistungsstromrichtersystems für die Netzeinspeisung auf Basis eines prädiktiven Stromregelverfahrens, Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015.
T. Jambor, Optimierung der Regelung eines Stromrichters zur flexiblen Netzeinspeisung ins Niederspannungsnetz, Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2016
R. Schwendemann, Inbetriebnahme eines Stromrichters mit Siliziumkarbid-MOSFET-Sechspulsbrücke, Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2015
D. Nass, Erweiterung eines Modulare Multilevel Matrix Umrichters zum Betrieb als Modularer Multilevel Umrichter mit Vollbrücken, Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2016
S. Mersche, Aufbau eines Inselnetzes auf Basis Modularer Multilevel Umrichter, Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017
J. Geis-Schroer, Integration eines regelbaren Ortsnetztransformators in Multi-Haushalt-Simulationen mit dem Organic Smart Home, Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017
S. Maier, Integration eines Gebäudekühlsystems mit Phasenwechselmaterial in ein Gebäudeenergiemanagementsystem, Diplomarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017
M. Mahler, Co-Simulation von intelligenten Gebäuden im Smart Grid, Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2018
K. Phipps, Hardware-in-the-Loop Simulation of a Smart Building in a Multiple Building Simulation, Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017
M. Ahrens, Optimization of Battery Energy Storage Systems in Smart Buildings, Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017
S. Droll, Erbringung von Netzdienstleistungen durch ein Quartier intelligenter Gebäude, Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2016
A. Vetter, Stabilisierung eines Niederspannungsnetzes mit intelligenten Haushalten unter Verwendung von Künstlichen Neuronalen Netzen, Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2016
M. März, Quartiere als Virtuelle Kraftwerke im Kontext einer Netzaufstellung, Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2018
G. Hummel, Integration von Elektrofahrzeugen in ein Gebäudeenergiemanagementsystem, Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2016
J. Liu, Analyse des Übersprechens der Energiemesssignale im KIT Energy Smart Home Lab, Bachelorarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017
A. Nickel, Auswirkungen von Elektrofahrzeugen auf die Verteilnetze, Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2018
F. Wellmann, Masterarbeit, Short-term Forecasting of Electricity Prices on the German Intraday Call Auction, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2018
P. Brutschin, Implementierung und Entwicklung von Rückkopplungsverfahren für Power Hardware-in-the-Loop Systeme, Masterarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017
S. Maier, Modellierung und Integration eines Kühlschranks in ein Gebäudeenergiemanagementsystem, Studienarbeit, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), 2017
L. Bühler, Implementierung einer Methode zur Platzierung von Messstationen im Mittelspannungsverteilnetz, Forschungsarbeit, IEH, Uni Stuttgart, 2016.
J. Zoll, Entwicklung und Validierung eines Zustandsschätzalgorithmus auf Basis von Strommesswerten in Python, Forschungsarbeit, IEH, Uni Stuttgart, 2016.

T. Deß, Entwicklung eines Prototyps zur Berechnung der Freigabequoten zur Erprobung des Netzaampelkonzepts der Netze BW, Forschungsarbeit, IEH, Uni Stuttgart, 2016.
M. Salzer, Analyse historischer Messdaten als Basis für Pseudomessdaten in der Zustandsschätzung, Masterarbeit, IEH, Uni Stuttgart, 2017.
T. Streubel, Bad Data Detection and Identification, Masterarbeit, IEH, Uni Stuttgart, 2017.
J. Martens, Entwicklung einer dreiphasigen Lastflussberechnung und Komponentenmodellen, Masterarbeit, IEH, Uni Stuttgart, 2018.
F. Kaufmann, Entwicklung eines dreiphasigen Zustandsschätzers mit und ohne Betrachtung des Neutralleiters in Python, Masterarbeit, IEH, Uni Stuttgart, 2017.
N. Kaiser, Erstellung synthetischer Profile und deren Validierung mittels Lastflussrechnungen, Masterarbeit, IEH, Uni Stuttgart, 2018.
L. Berenbach, Wirtschaftliche und netzdienliche Bewertung eines Photovoltaik-Batteriespeichersystems für ein Schulgebäude, Bachelorarbeit, FZI, 2018

Präsentationen/ Vorträge

„grid-control - Über die Intelligenz in Verteilnetzen“; M. Konermann; Fichtner Talks 2016; Stuttgart; 15.9.2016
„grid-control – Gesamtlösungsansatz für das Stromnetz der Zukunft“; W. Kehrer; Statuskonferenz Zukunftsfähige Stromnetze 2016; Berlin; 23.9.2016
„Project grid-control - Future Grid-Management of a DSO 2.0“; K. Volk; European Utility Week 2016; Barcelona; 16.11.2016
“Power system operation support by active distribution grids using a dynamic-quota-based grid traffic-light approach”, D. Groß, K. Rudion, IEEE PES General Meeting (GM), Chicago, USA, 16.-21.7.2017
„grid-control Ein Gesamtlösungsansatz für das Stromnetz der Energiewende“; K. Volk; Smart Grids Kongress Fellbach; 5.12.2016
„grid-control – Optimiertes Engpassmanagement durch dynamischen-quotenbasierten Netzaampelansatz“, Katharina Volk; Otti-Konferenz 2017, Berlin, 31.1.2017
„grid-control - Ein Gesamtkonzept für das Stromnetz der Zukunft“; Katharina Volk; Life needs Power; Energieforum der Hannover Messe 2017
„grid-control - Intelligente Lösungen für zukünftige Verteilnetze“; Katharina Volk; Frauentag der Netze BW GmbH; 15.11.2017
„grid-control - Ein Gesamtkonzept für das Stromnetz der Energiewende“; Katharina Volk; VDI Arbeitskreis Energietechnik; 18.7.2018
„grid-control : Ein Gesamtkonzept für das Stromnetz der Energiewende“; Katharina Volk; Statusseminar Zukunftsfähige Stromnetze; 20.11.2018
„Praxisbeispiel zur Umsetzung der Netzaampel“; Katharina Volk; bdew Regulierungstag; 22.11.2018
„grid-control - Ergebnisse aus dem Feldtest im NETZlabor Freiamt“ Katharina Volk; PV Symposium 2019; 19.3.2019
“grid-control - Implementation of the grid traffic light concept in a field test”; Kilian Geschermann; ETG Congress 2019
“grid-control – Intelligentes Gesamtkonzept für Verteilnetze“; Katharina Volk; Eurosolar Stadtwerke Konferenz; 15.5.2019
„grid-control - Ergebnisse aus dem Feldtest im NETZlabor Freiamt“; Linda Rupp; Mainzer Netztagung 2019

6. Fazit und Ausblick

Abschließend werden die in grid-control entstandenen Beiträge resümiert (siehe Abschnitt 6.1) und ein kurzer Ausblick auf mögliche weiterführende Arbeiten gegeben (siehe Abschnitt 6.2).

6.1 Fazit

Die steigende dezentrale Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und neue steuerbare Verbraucher und Speicher sowie eine marktorientierte Steuerung flexibler Anlagen führen zu einer zeitweisen erhöhten Strombelastung der Netzbetriebsmittel und möglichen Spannungsbandverletzungen im Verteilnetz. Um diese und weitere Herausforderungen zu adressieren, wurde im Projekt grid-control ein Gesamtkonzept für ein intelligentes Zusammenspiel von Netz, Markt, lokaler Stromerzeugung, Speichern und Verbrauchern entwickelt und im Labor bzw. Feld praktisch umgesetzt und erprobt.

Labor- und Feldtest demonstrieren und belegen die Wirksamkeit und Funktionalität der entwickelten Lösungen. Eine mögliche Umsetzung der technischen Konzepte aus grid-control erfordert jedoch eine hohe technische Aufrüstung des Verteilnetzes mit Mess-, Steuerungs- und Kommunikationstechnik sowie eine ausreichende Robustheit der Algorithmen der Systemlösungen beispielsweise gegenüber unerwarteten Regelverhalten von Anlagen. Die Ergebnisse und eine abschließende Bewertung der einzelnen Bausteine des Gesamtkonzeptes sind im Folgenden zusammengefasst:

Kapazitätsmanagement, Lastflussregelung an Referenzknoten, Koordinierte Spannungshaltung

Die drei Funktionen Kapazitätsmanagement, Lastflussregelung an Referenzknoten und Spannungshaltung wurden entwickelt und in einem dezentralen Automatisierungssystem, dem Regionalen Energie Management System (REMS), implementiert. Die Funktionen wurden im realen Netzbetrieb und unter Einbezug von Kundenanlagen im NETZlabor Freiamt evaluiert. Es konnte eine vollständige Überwachung des Verteilnetzes sowie eine automatisierte und gezielte Ausführung von Regelungsmaßnahmen, z.B. Reduktion der Einspeiseleistung dezentraler Erzeugungsanlagen, erfolgreich nachgewiesen werden. Zur Unterstützung bei Überlastungen im vorgelagerten Netz konnte mit den dezentralen Anlagen im betrachteten Netzgebiet ein definierter Lastfluss an einem Referenzknoten bereitgestellt werden. Zudem erlaubt das REMS die Umsetzung einer koordinierten Spannungshaltung im Niederspannungsnetz durch eine gezielte Auswahl spannungsregelnder Betriebsmittel.

Es wurden somit Funktionen entwickelt und erprobt, die es ermöglichen durch den Einsatz von Automatisierung in der Netzführung das Verteilnetz auch bei steigender Komplexität in seinen technischen Grenzen zu betreiben. Im Feldtest hat sich gezeigt, dass eine höhere Messdatenauflösung zur Beeinflussung stark fluktuierender Lastflüsse, z.B. bei Wolkendurchzügen, erforderlich ist.

Lastflussprognosen und proaktives Engpassmanagement

Im Rahmen des Feldtests konnte das Potential einer Umsetzung der Netzaufstellung auf Basis von dynamischen Quoten erfolgreich nachgewiesen werden. Durch die Prognose des Lastflusses und die Anwendung von Quoten kann eine lokale Speicherung bzw. ein lokaler Ausgleich von Verbrauch und Erzeugung proaktiv erreicht werden, sodass mehr Strom aus Erneuerbaren Energien in das Netz integriert werden kann. Zugleich kann der marktorientierte Einsatz dezentraler, flexibler Anlagen netzkompatibel gestaltet werden, was beispielsweise eine Flexibilisierung der heutigen Sperr- und Freigabezeiten ermöglicht, ohne Überlastungen erwarten zu müssen. Die im Flexibilitäts Management System (FMS) implementierten Verfahren können hierfür grundsätzlich in die bestehenden Portfoliomanagementsysteme und Bilanzkreismanagementsysteme der Marktteilnehmer eingebunden werden, um Anlagenfahrpläne unter Berücksichtigung von Quoten zu optimieren. Durch den Einsatz von Gebäude Energie Management Systemen (GEMS) können Flexibilitätspotentiale, sowie Prognosen für die Erzeugung und den Verbrauch von Gebäuden und Haushalten detailliert ermittelt und kommuniziert werden. Hiervon kann nicht nur die Lastflussprognose profitieren, sondern auch zukünftig erwartete Überlastungen können durch gezielte Lenkung der Flexibilität bereits vor der Entstehung vermieden werden. Hierzu erhält das jeweiligen GEMS, in Form eines Lastprofils, Vorgaben zur Nutzung der Flexibilität, die an den Marktteilnehmer mit Hilfe des FMS angeboten wird.

Zustandsschätzung

Auch wenn das Feldtestgebiet des Projekts grid-control eine nahezu flächendeckenden Messwerterfassung bereitstellt, ist dies in den meisten Netzgebieten auf Mittel- und Niederspannungsebene nicht der Fall. Die im Projekt grid-control entwickelte Methode der Zustandsschätzung (ZS) für Verteilnetze wurde daher unter dem Fokus einer lückenhaften Messinfrastruktur aufgebaut, wobei die Rahmenbedingungen in grid-control eine optimale Bewertungsgrundlage für die Validierung der Zustandsschätzung darstellen. Hierbei stand unter anderem die Schaffung einer vollständigen Beobachtbarkeit im betrachteten Netzgebiet mit einem Minimalmaß an Sensorik im Vordergrund. Die Reduzierung der Messdaten als reale Eingangsdaten in die ZS bei gleichzeitiger Adaption von Pseudomesswerten ermöglichte dabei die Bewertung der Einflüsse nicht gemessener Eingangsdaten auf die Güte der Ergebnisse der ZS. Als Maß für die Güte wurde dabei die Differenz zwischen den berechneten Beträgen der Knotenspannungswerte der ZS und den erfassten Beträgen der Knotenspannungsmesswerte im Netzgebiet Freiamt bewertet. Im vorliegenden Abschlussbericht wurde für die Analyse zum einen die Güte der erstellten Pseudomesswerte im Vergleich zu den real gemessenen Wirkleistungswerten betrachtet und zum anderen der Einfluss auf die Ergebnisse der ZS anhand reduzierter realer Eingangsdaten analysiert. Auf Basis der in grid-control entwickelten Methode der Zustandsschätzung für Verteilnetze wird eine vollständige Beobachtbarkeit mit einem Minimalmaß an Sensorik ermöglicht.

Probabilistische Netzplanung

Mit der im Projekt grid-control entwickelten Umsetzung des Netzaampelkonzepts ändern sich auch die Voraussetzungen bei der Planung elektrischer Verteilnetze, beispielsweise in Bezug auf die Berücksichtigung neuer Verbraucher sowie neuer Betriebskonzepte. Mithilfe der in grid-control entwickelten Methode der probabilistischen Verteilnetzplanung lässt sich das im Projekt umgesetzte Konzept, welches die marktorientierte und netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten kombiniert, planerisch bewerten. Für die Analyse des Netzaampelkonzepts in der Verteilnetzplanung wurde auf Basis der entwickelten Netzplanungsmethode die Möglichkeit gegeben, die Auftrittshäufigkeiten der einzelnen Netzaampelphasen auszuwerten. Hierbei bietet die zeitreihenbasierte Betrachtung die Möglichkeit das Netzaampelkonzept zu modellieren und dessen Auswirkungen auf den Netzausbau detailliert zu bewerten. Im vorliegenden Abschlussbericht wurden die Auswirkungen auf die Netzbelastung durch Elektromobilität sowie einen Einsatz von Speichern analysiert. Dabei hat sich gezeigt, dass durch den Einsatz der neuen Planungsmethode die Präzision der Netzplanung erhöht und die Anwendung der proaktiven sowie reaktiven Engpassmanagementmethoden berücksichtigen werden können.

Dezentrale Erbringung von Momentanreserve und Kurzschlussleistung

Das Portfolio an Systemdienstleistungen wird abgerundet durch die dezentrale Erbringung von Momentanreserve und Kurzschlussleistung. Hierzu wurde ein hybrides Speichersystem (HESS) aufgebaut, das mehrere Speichertechnologien unterschiedlicher Dynamik und Speicherdichte zusammen mit speziell angepassten Stromrichtern und neuartigen Regelverfahren in ein Gesamtsystem integriert. Für die Evaluation der Bereitstellung von Systemdienstleistungen und netzdienlichen Maßnahmen wurden Lastflussglättung, Spannungshaltung, Stromsymmetrierung, Kompensation von Oberschwingungen sowie Primärregelleistung bereitgestellt und im Rahmen des Labortests das KIT Energy Smart Home Lab zu einer Power Hardware-in-the-Loop (PHIL) Umgebung ausgebaut. Zu diesem Zweck wurden statische, dynamische und transiente Netz- und Komponentenmodelle erstellt. Hierdurch wurde eine konfigurierbare, reproduzierbare und sichere Evaluationsumgebung für das HESS geschaffen und dieses erfolgreich evaluiert.

Gesamtkonzept zur Interaktion von Systemen zur netz- und marktdienlichen Flexibilitätsnutzung

Die vorgestellten Bausteine sind in einem übergreifenden Gesamtkonzept für zukünftige Verteilnetze zusammengeführt. Diese Gesamtsystembetrachtung ermöglicht durch die funktionsübergreifende Nutzung der rollengerechten Systemlösungen für verschiedene Anwendungsfälle technische Synergieeffekte. Beispielsweise unterstützt das Gebäude Energie Management System die Erstellung von Lastflussprognosen sowie eine Vermeidung von Überlastungen im Netz und ermöglicht gleichzeitig eine marktorientierte Nutzung der Flexibilitäten. Dies ermöglicht eine effiziente Nutzung der Verteilnetze sowie der Flexibilitäten bei gleichzeitiger Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit und unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit.

6.2 Ausblick

Die im Projekt umgesetzte Variante einer quotenbasierten Umsetzung des Netzausgleichskonzepts basiert auf einer hohen technischen Aufrüstung im Netz und bei Kunden sowie auf automatisierten Prozessen zwischen Netz, Markt und Gebäude Energie Management Systemen. Für eine Umsetzung eines Quotenansatzes ist jedoch mit einer schrittweisen Einführung zu rechnen – beispielsweise unter Nutzung statischer Quoten, bei denen die netzseitigen Nebenbedingungen für einen langfristigeren Zeitraum ausgetauscht werden oder diese mit einfacheren Mitteln berechnet werden.

Weiterentwicklung quotenbasiertes Netzausgleichskonzept

Im Rahmen des Projekts wurden an verschiedenen Stellen Potentiale für eine Weiterentwicklung der quotenbasierten Umsetzung der Netzausgleich identifiziert. Hierzu zählen beispielsweise die Implementierung eines Intraday Update-Prozesses für die Quotenberechnung und -übermittlung. Darüber hinaus wird in einem Sekundärhandel von Quoten Potential zur wirtschaftlichen Optimierung auf Marktseite gesehen. Marktteilnehmer können dann die vom Verteilnetzbetreiber übermittelten Quoten durch andere Flexibilitätsanbieter „erfüllen“ lassen, solange die Quoten insgesamt eingehalten werden.

Akzeptanz bzw. Anreize zur Flexibilitätsbereitstellung

Ein weiterer offener Punkt, der jedoch nicht Bestandteil des Projekts war, ist die Untersuchung der Akzeptanz und Ausgestaltung möglicher Anreize für Marktakteure bestehende Flexibilität netzdienlich bereitzustellen. Dazu zählen Preisanreize und Marktmechanismen für die Flexibilitätsbereitstellung bzw. -nutzung sowie eine Weiterentwicklung der gesetzlichen Rahmenbedingungen.

Infrastruktur intelligente Messsysteme (iMSys)

Da intelligente Messsysteme noch nicht vollständig ausgerollt worden sind, wurde im Projekt eine parallele Mess-, Steuerungs- und Kommunikationsinfrastruktur verwendet. In zukünftigen Arbeiten sind die Interaktion und Wechselwirkungen zwischen den im Projekt entstandenen Systemen und den iMSys zu untersuchen.

Automatisierung von Netzzustandsüberwachung und -steuerung

Zur automatisierten Überwachung der Mittel- und Niederspannung sowie einer bedarfsgerechten Steuerung von Anlagen durch den Netzbetreiber ließen sich im Projekt grid-control verschiedene Forschungsfelder für die Weiterentwicklung der Methodiken und Algorithmen ableiten. Zudem sind die entwickelten Methodiken in die heutige Netzleittechnik sowie in die Prozesse zur Netzführung zu integrieren. Zum anderen ist der entwickelte Zustandsschätzer beim Einsatz in anderen Netztopologien (z.B. in schwach vermaschten Netzen) zu untersuchen wobei Weiterentwicklungspotential hinsichtlich einer schnelleren Berechnung des Systemzustandes auf Basis einer Linearisierung und einer automatisierten Topologieerkennung besteht.



Dynamisches Verhalten





In Bezug auf die durchgeführte Power Hardware-in-the-Loop Versuche wurden offene Forschungsfragen bei der Abbildung des dynamischen Verhaltens von Verteilnetzen sowie bei einer Untersuchung von Wechselwirkungen zwischen Betriebsmittel und deren Betriebsstrategien identifiziert.



Weiterführende Erprobung mit Blick auf Praxistauglichkeit und Anwendungsreife










In Hinblick auf eine mögliche Umsetzung der verfolgten Lösungsansätze im Regelbetrieb sind diese bezüglich Ihrer Praxistauglichkeit und Anwendungsreife weiterzuentwickeln und weiterführend zu untersuchen. Ein weiterer offener Punkt, der jedoch nicht Bestandteil des Projekts war, ist die Untersuchung der Akzeptanz und Ausgestaltung möglicher Anreize für Marktakteure, bestehende Flexibilität netzdienlich bereitzustellen. Es wird angestrebt ausgewählte Fragestellungen im geplanten Nachfolgeprojekt flexQgrid (FKZ 03EI4002), aufzugreifen und so auch die erfolgreiche Zusammenarbeit im Rahmen der Labor- und Feldtests fortzusetzen. Aufgrund der positiven Zusammenarbeit mit der Gemeinde Freiamt sowie den Feldtestteilnehmern und der dort installierten Infrastruktur spricht vieles für einen erneuten Feldtest im NETZlabor Freiamt.






Literaturverzeichnis







Kürzel	Referenz	Im Projekt entstanden
[abdel2016threephase]	A. Abdel-Majeed, Three-Phase State Estimation for Low- Voltage Grids. Stuttgart, Deutschland, Sierke-Verlag, 2016.	
[abgottspon2018scaling]	Hubert Abgottspon et al. "Scaling: managing a large number of distributed battery energy storage systems", 2018	
[abur2004psse]	A. Abur, A. G. Exposito, Power System State Estimation - Theory and Implementation, Marcel Dekker, 2004.	
[allerding2011organic]	Allerding, F. & Schmeck, H. Organic Smart Home: architecture for energy management in intelligent buildings Proceedings of the 2011 workshop on Organic computing, 2011, 67-76	
[bao2016microservice]	Bao, Kaibin; Mauser, Ingo; Kochannek, Sebastian; Xu, Huiwen; Schmeck, Hartmut: A Microservice Architecture for the Intranet of Things and Energy in Smart Buildings. In: <i>MOTA '16: Proceedings of the 1st International Workshop on Mashups of Things and APIs, Middleware '16 17th International Middleware Conference</i> , ACM, 2016.	
[bao2016smarter]	Bao, Kaibin; Fiebig, Florian; Frank, Lukas; Kochannek, Sebastian; Mauser, Ingo; Schmeck, Hartmut: Smarter Energy by an Intranet of Things in Buildings. In: <i>VDE-Kongress 2016 - Internet der Dinge</i> , VDE, 2016.	
[bdew2013roadmap]	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013). BDEW-Roadmap – Realistische Schritte zur Umsetzung von Smart Grids in Deutschland	
[bdew2017erneuerbare]	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2017). Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken.	
[bdew2017konkretisierung]	[BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.; Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz, 2017	
[bdew2017standardlastprofile]	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft; Standardlastprofile Strom; https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/	
[bernal2019voltage-control]	E. Bernal, M. Bueno-Lopez, J. Xie, K. Strunz, „Distribution System State Estimation to Support Coordinated Voltage-Control Strategies by Using Smart Meters,, IEEE Transactions on Power Systems (Early Access), 2019.	
[bnetza2011smart]	Bundesnetzagentur. (2011). „Smart Grid“ und „Smart Market“ – Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems.	
[bnetza2017flexibilität]	Bundenetzagentur; Flexibilität im Stromversorgungssystem. Bestandaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität; Diskussionspapier. 3. April 2017	




[bohnet2016direct]	Bohnet, Bernd; Axtmann, Christian; Schwendemann, Rüdiger; Braun, Michael: Direct Flux Linkage Control Scheme for Highly Utilized DC/DC Converters with Simple Interleaving Method. In: <i>2nd IEEE Southern Power Electronics Conference (SPEC)</i> , IEEE, 2016.	
[bohnet2017grid]	Bohnet, Bernd; Jambor, Thomas; Thomas Gutknecht, Philipp; Braun, Michael: Grid Side Inverter Control Scheme for Robust Fault Ride Through with Enhanced Overload Capabilities. In: <i>IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society</i> , IEEE, 2016.	
[bohnet2017hybrid]	Bohnet, Bernd; Kochannek, Sebastian; Mauser, Ingo; Hubschneider, Sebastian; Braun, Michael; Schmeck, Hartmut; Leibfried, Thomas: Hybrid Energy Storage System Control for the Provision of Ancillary Services. In: <i>ETG-Fachberichte 155: International ETG Congress 2017</i> , VDE, 2017.	
[bräckle2018modular]	Bräckle, Daniel; Mersche, Stefan; Schnarrenberger, Mathias; Himmelmann, Patrick; Hiller, Marc: Modular Multilevel Converters as active Filters to mitigate low frequency current harmonics in converter fed grid applications. In: <i>PCIM Europe 2018</i> , VDE, 2018.	
[brunner2017powertoheat]	M. Brunner, Auswirkungen von Power-to-Heat in elektrischen Verteilnetzen, Stuttgart, Deutschland: sierke-verlag, 2017.	
[bundesregierung2016 digitalisierung]	Bundesregierung (2016) Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende.	
[bundesregierung2016 energiewirtschaftsgesetz]	Bundesregierung (2016) Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)) http://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005/index.html	
[bundesregierung2017eeg]	Bundesregierung. (2017) Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/index.html	
[chen2013probabilistic]	J. Wen und S. Cheng, „Probabilistic Load Flow Method Based on Nataf Transformation and Latin Hypercube Sampling,“ <i>IEEE Transactions on Sustainable Energy</i> , pp. 294-301, April 2013.	
[clsappbw]	Projekt CLS-App BW, Abschlussbericht	
[crastan2015energieversorgung1]	V. Crastan, „Elektrische Energieversorgung 1 - Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik,“ Springer Verlag, 4. Auflage, 2015.	
[decarne2016power]	e Carne, Giovanni; Buticchi, Giampaolo; Kerekes, Tamas; Liserre, Marco: Power-Hardware-In-Loop harmonic analysis of a Smart Transformer-fed distribution grid. In: <i>IECON 2016 - 42nd Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society</i> , IEEE, 2016.	
[decarne2018load]	De Carne, Giovanni; Buticchi, Giampolo; Liserre, Marco; Vournas, Constantine: Load Control Using Sensitivity Identification by Means of Smart Transformer. In: <i>IEEE Transactions on Smart Grid</i> , 9 (2018), Nr. 4, S. 2606-2615.	
[dehghanpour2019game]	K. Dehghanpour, Y. Yuan, Z. Wang, F. Bu, „A Game-Theoretic Data-Driven Approach for Pseudo-	






	Measurement Generation in Distribution System State Estimation,„ IEEE Transacti- ons on Smart Grid (Early Access), 2019.	
[dena2012verteilungsnetzstudie]	Deutsche Energie-Agentur GmbH. (2012). dena-Verteilnetzstudie: Ausbau und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030	
[dena2014systemdienstleistung]	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.	
[dena2017inselnetsbildung]	dena-STUDIE „Ausgestaltung robuster und sicherer Regelungssysteme zur Vermeidung ungewollter Inselnetzbildung,“ Analyse der dena-Plattform Systemdienstleistungen, Berlin, 2017.	
[dethlefs2016energy]	Tim Dethlefs et al. “Energy Service Description for Capabilities of Distributed Energy Resources”, 2016	
[eberlein2019smallsignal]	Simon Eberlein, Marius Radloff, Krzysztof Rudion, „Small-Signal Stability Optimization of LV Microgrids with Grid-Forming and Grid-Supporting Inverters.“ Cired - 25th International Conference on Electricity Distribution, Madrid, 3-6 June 2019, Paper Nr. 1766.	
[echternacht2012optimized]	D. Echternacht, C. Linnemann, A. Moser, Optimized Positioning of Measurements in Distribution Grids. 2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe), Berlin, 2012.	
[ecofys2017market]	Ecofys, Fraunhofer IWES; Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2017.	
[eid2016managing]	Eid, Cherrelle; Codani, Paul; Perez, Yannick et al. (2016). Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 64 (2016), S. 237-247.	
[enbw2015wärmestrom]	EnBW; Ergebnisbericht – Modellversuch “Flexibler Wärmestrom“, Karlsruhe, Juni 2015	
[engels2000bewertung]	Engels, K.; Probabilistische Bewertung der Spannungsqualität in Verteilungsnetzen, Dissertation, RTWH Aachen, 2000.	
[fehr2018trajectory]	Fehr, Hendrik; Gensior, Albrecht: On Trajectory Planning, Backstepping Controller Design and Sliding Modes in Active Front-Ends. In: IEEE Transactions on Power Electronics 33 (2018), Nr. 8, S. 26-35.	
[fischer2018current]	Fischer, Manuel; Petzner, Sven; Ruthardt, Johannes et al.: Current Control for a Multiphase Interleaved-Switched Inverter Using Field Oriented Coordinates. In: 20th European Conference on Power Electronics and Applications (EPE'18 ECCE Europe), IEEE, 2018.	
[foerderer2017demo]	Förderer, Kevin and Schmeck, Hartmut, Demo abstract: a building energy management system in the context of the smart grid traffic light concept, Computer Science - Research and Development, 2017, https://doi.org/10.1007/s00450-017-0376-1	



[foerderer2018modeling]	Förderer, K., Ahrens, M., Bao, K., Mauser, I., Schmeck, H.: Modeling flexibility using artificial neural networks. <i>Energy Informatics</i> 1(1), 21 (2018)	
[foerderer2018towards]	Förderer, K., Ahrens, M., Bao, K., Mauser, I., Schmeck, H.: Towards the modeling of Flexibility using artificial neural networks in energy management and smart grids: Note. In: <i>Proceedings of the Ninth International Conference on Future Energy Systems. e-Energy '18</i> , pp. 85{90. ACM, New York, NY, USA (2018)	
[fuenfgeld2000anwendung]	Fünfgeld, C.; Tiedemann, R.; Anwendung der R�representativen VDEW-Lastprofile step by step ; 2000	
[geis2017reference]	Geis-Schroer, Johanna; Kochannek, Sebastian; Mauser, Ingo; Schmeck, Hartmut: Reference Scenarios for Low Voltage Power Systems: Poster Description. In: <i>Proceedings of the Eighth International Conference on Future Energy Systems (ACM eEnergy)</i> , ACM, 2017.	
[geschermann2018integration]	K. Geschermann, K. Volk, C. Lakenbrink, M. Konermann; PV integration with flexible generation and consumption units, 8th Solar Integration Workshop, Stockholm, 2018	
[geschermann2019im-plementation]	Kilian Geschermann, Linda Rupp, Katharina Volk, Christian Lakenbrink ; "grid-control - Implementation of the grid traffic light concept in a field test"; ETG Congress 2019	
[ghiassi2016joint]	Y. Ghiassi-Farrokhfal, C. Rosenberg, S. Keshav, and M. B. Adjaho, "Joint optimal design and operation of hybrid energy storage systems," <i>IEEE Journal on Selected Areas in Communications</i> , vol. 34, no. 3, pp. 639–650, 2016. [jin2011coordinated] C. Jin, N. Lu, S. Lu et al., "Coordinated control algorithm for hybrid energy storage systems," in <i>IEEE PES Gen. Meeting</i> , July 2011, pp. 1–7.	
[gro�2017comparison]	D. Gro�, P. Wiest und K. Rudion, „Comparison of Stochastic Load Profile Modeling Approaches for Low Voltage Residential Consumers,“ in <i>IEEE Powertech</i> , Manchester, Gro�britannien, 2017.	
[gro�2017konzept]	D. Gro�, P. Wiest, K. Rudion, L. Rupp, Konzept einer praktikablen, stabilen und �bertragbaren Zustandssch�tzung f�r Verteilnetze. Internationaler ETG Kongress 2017, Bonn, Deutschland, 2017.	
[gro�2017parametrisation]	D. Gro�, P. Wiest, K. Rudion und A. Probst, „Parametrization of Stochastic Load Profile Modeling Approaches for Smart Grid Simulations,“ in <i>IEEE ISGT Europe</i> , Turin, Italien, 2017.	
[gro�2019evaluation]	Daniel Gro�, Heiner Fr�h, Pascal Wiest, Daniel Contreras, Krzysztof Rudion, „Evaluation of a Three-Phase Distribution System State Estimation for Operational Use in a Real Medium Voltage Grid.“ <i>IEEE International Conference on Innovative Smart Grid Technologies IEEE ISGT Europe 2019</i> , Bucharest, RO, 2019, akzeptiert.	

[groß2019validierung]	D. Groß, H. Früh, P. Wiest, K. Rudion, L. Rupp, C. Lakenbrink, „Validierung einer Verteilnetz-Zustandsschätzung in einem realen Mittelspannungsnetz.“ Internationaler ETG Kongress 2019, Stuttgart, Deutschland, 2019, Paper akzeptiert.	
[gruber2018anreizmechanismen]	Joachim Gruber et al; Anreizmechanismen für Bereitstellung von Flexibilität, ew Magazin für die Energiewirtschaft, ew 5/2018	
[guo2018data-quality]	Y. Guo, Y. Zhang, A. K. Srivastava, „Data-Quality Aware State Estimation in Three-Phase Unbalanced Active Distribution System,“, 2018 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting (IAS), Portland, OR, USA, Sept. 2018.	
[hubschneider2018requirements]	Hubschneider, Sebastian; Kochannek, Sebastian; Bohnet, Bernd; Suriyah, Michael; Mauser, Ingo; Leibfried, Thomas; Schmeck, Hartmut; Braun, Michael: Requirements for Power Hardware-in-the-Loop Emulation of Distribution Grid Challenges. In: <i>Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2018 53rd International</i> , IEEE, 2018.	
[huo2017power]	Huo, Yujia; Gruosso, Giambattista; Piegari, Luigi: Power hardware in the loop simulator of photovoltaic plant for smart grid interation analysis. In: 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), IEEE, 2017	
[infas2010]	infas Institut für angewandte Sozialwissenschaft GmbH, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Institut für Verkehrsforschung, „Mobilität in Deutschland 2008,“ Berlin, Deutschland, 2010.	
[jin2014coordinating]	C. Jin, N. Lu, S. Lu et al., “A coordinating algorithm for dispatching regulation services between slow and fast power regulating resources,” IEEE Trans. on Smart Grid, vol. 5, no. 2, pp. 1043–1050, 2014.	
[kays2014agend]	J. Kays, Agend-based Simulation Environment for Improving the Planning of Distribution Grids, Dortmund, Deutschland: Sierke-Verlag, 2014.	
[kehrer2016gesamtkonzept]	W. Kehr, F. Tilger, A. Berger; „grid-control- Ein Gesamtkonzept zur Technisch-Wirtschaftlichen Verteilnetzbewirtschaftung“; Tagungsband OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“; Berlin; 27.1.2016	
[kehrer2016zusammenspiel]	W. Kehr, K. Volk, L. Rupp, C. Kurka; „grid-control - Zusammenspiel von Smart Grid, Smart Market und Smart Home“; VDE Kongress 2016: Internet der Dinge; Mannheim; 7.11.2016	
[kippelt2017consideration]	S. Kippelt, C. Wagner und C. Rehtanz, „Consideration of New Electricity Applications in Distribution Grid Expansion Planning and the Role of Flexibility,“ in International ETG Congress, Bonn, Deutschland, 2017.	
[kochannek2016establishing]	Kochannek, Sebastian; Mauser, Ingo; Bohnet, Bernd; Hubschneider, Sebastian; Schmeck, Hartmut; Braun, Michael; Leibfried, Thomas: Establishing a hardware-in-the-loop research environment with a hybrid energy storage system. In: <i>Innovative Smart Grid Technologies - Asia</i> , IEEE, 2016.	

[kochanneck2016kit]	Kochanneck, Sebastian; Mauser, Ingo; Bohnet, Bernd; Hubschneider, Sebastian; Schmeck, Hartmut; Braun, Michael; Leibfried, Thomas: KIT Energy Smart Home Lab - Hardware-in-the-Loop Research Environment with Hybrid Energy Storage System. In: <i>Proceedings of the 5th D-A-CH+ Energy Informatics Conference in conjunction with 7th Symposium on Communications for Energy Systems (ComForEn)</i> , 2016.	
[kochanneck2017reference]	Kochanneck, Sebastian; Geis-Schroer, Johanna; Mauser, Ingo; Schmeck, Hartmut: Reference Scenarios for the Evaluation of the Traffic Light Concept in Low-voltage Power Systems. In: <i>ETG-Fb. 155: International ETG Congress 2017</i> , VDE, 2017.	
[kochanneck2018hardware]	Kochanneck, Sebastian; Mauser, Ingo; Phipps, Kaleb; Schmeck, Hartmut: Hardware-in-the-Loop Co-simulation of a Smart Building in a Low-voltage Distribution Grid. In: <i>8th IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe</i> , IEEE, 2018	
[kochanneck2019system-dienstleistung]	Kochanneck, Sebastian: <i>Systemdienstleistungserbringung durch intelligente Gebäude</i> , Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Dissertation, 2019.	
[koopmann2015netzkompatibles]	Koopmann, Simon; Sowa, Torsten; Schnettler, Armin; Schweinfurt, Willi; Hillenbrand, Sascha: Netzkompatibles Lastmanagement von Wärmestromanlagen auf Basis von Freigabequoten, VDE ETG Fachtagung 2015 „Von Smart Grids zu Smart Markets“	
[koopmann2016planung]	S. Koopmann, Planung von Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen, Aachen, Deutschland: Verlagshaus Mainz GmbH, 2016.	
[labeeuw2013]	W. Labeeuw und G. Deconinck, „Residential Electrical Load Model Based on Mixture Model Clustering and Markov Models,“ <i>IEEE Transactions on Industrial Informatics</i> , pp. 1561-1569, August 2013.	
[liu2019three-phase]	Y. Liu, J. Li, L. Wu, „State Estimation of Three-Phase Four-Conductor Distribution Systems with Real-Time Data from Selective Smart Meters,“ <i>IEEE Transactions on Power Systems (Early Access)</i> , 2019.	
[mauser2017definition]	Mauser, I., Müller, J., Förderer, K., Schmeck, H.: Definition, modeling, and communication of flexibility in smart buildings and smart grids. In: <i>ETG-Fb. 155: International ETG Congress 2017</i> , pp. 605-610. VDE, Berlin, Germany (2017)	
[mauser2017multimodal]	Mauser, Ingo: <i>Multi-modal Building Energy Management</i> , Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Dissertation, 2017.	
[mengelkamp2018blockchain]	Mengelkamp, Esther; Notheisen, Benedikt; Beer, Carolin; Dauer, David; Weinhardt, Christof: A blockchain-based smart grid: towards sustainable local energy markets. In: <i>Computer Science - Research and Development</i> 33 (2018), Nr. 1, S. 207-214.	
[merkel2018flexibilität]	Merkel, M., Wittenberg, P. Schuster, H., (2018) Flexibilität im Verteilungsnetz zukunftsfähig koordinieren. ew 3-4/2018	
[nehir2011review]	M. H. Nehrir, C. Wang, K. Strunz et al., „A review of hybrid renewable/alternative energy systems for electric power generation: Configurations, control, and	

	applications,” IEEE Trans. on Sustainable Energy, vol. 2, no. 4, pp. 392–403, 2011.	
[netzebw2015stromnetze]	Netze BW GmbH; gemeinsame Pressemitteilung: Zukunftsfähige Stromnetze; 18.12.2015	
[netzebw2018konsortium]	Netze BW GmbH; gemeinsame Pressemitteilung: Konsortium um Netze BW erprobt erstmals automatisierte Vermeidung von Netzengpässen Abschluss von ‚grid-control‘ im südbadischen Freiamt; 14.12.2018	
[nguyen2017modeling]	Nguyen, Thanh Linh; Phung, Van Trang; Griepentrog, Gerd: Modeling and Control of DAB Converter with Two Control Loops and Output Filter. In: IECON17, IEEE, 2017.	
[parag2016electricity]	Parag, Yael; Sovacool, Benjamin: Electricity market design for the prosumer era. In: Nature Energy, 1 (2016), S. 16032 ff.	
[pedram2010hybrid]	M. Pedram, N. Chang, Y. Kim, and Y. Wang, “Hybrid electrical energy storage systems,” in Proc. o. t. 16th ACM/IEEE Int. Symp. on Low Power Electronics and Design. ACM, 2010, pp. 363–368. [kim2014hybrid] Y. Kim and N. Chang, Hybrid Electrical Energy Storage Systems Design. Springer International Publishing, 2014, pp. 19–25.	
[pilo2014planning]	F. Pilo, S. Jupe, F. Silvestro, C. Abbey, A. Baitch, B. Bak-Jensen, C. Carter-Brown, G. Celli, K. El Bakari, M. Fan, P. Georgilakis, T. Hearne, L. N. Ocho, G. Petretto und J. Taylor, Planning and Optimization Methods for Active Distribution Systems - Working Group C6.19, CIGRE, 2014.	
[proaktiv2018bericht]	Verbundvorhaben „Das proaktive Verteilnetz“; Abschlussbericht, 2018	
[probst2014emob]	A. Probst, Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung, Stuttgart, Deutschland: Sierke-Verlag, 2014.	
[ramos2016realizing]	Ramos, Ariana; De Jonghe, Cedric; Gómez, Virginia; Belmans, Ronnie: Realizing the smart grid's potential: Defining local markets for flexibility. Utilities Policy, 40 (2016), S. 26-35.	
[rehtanz2014verteilnetzstudie]	C. Rehtanz, M. Greve, B. Gwisdorf und et. al., „EnBW-Verteilnetzstudie,“ TU Dortmund, Dortmund, 2014	
[ringler2016agent]	Ringler, Philipp; Keles, Dogan; Fichtner, Wolf: Agent-based modelling and simulation of smart electricity grids and markets – A literature review. In: Renewable and Sustainable Energy Reviews, 57 (2016), S.205-215.	
[roehrig2014smart]	C. Röhrig, Smart Distribution Planung unter Berücksichtigung von residualen Lasten, Magdeburg, Deutschland: Res Electricae Magdeburgenses, 2014.	
[rupp2018enhanced]	L. Rupp et. al, Enhanced feed-in management in low and medium voltage distribution grids for PV integration and ancillary service provision, 8th Solar Integration Workshop, Stockholm, 2018	

[schlenzig2017engpassbewirtschaftung]	Christoph Schlenzig, Ulrich Schellmann; Optimierte Engpassbewirtschaftung in Verteilnetzen durch regionale Flexibilitätsnutzung; Internationaler ETG Kongress 2017, Bonn, Deutschland, 2017	
[schwippe2009probabilistic]	J. Schwippe, O. Krause und C. Rehtanz, „Probabilistic Load Flow Calculation Based on an Enhanced Convolution Technique,“ in IEEE Bucharest Power Tech Conference, Bucharest, Rumänien, 2009.	
[schwippe2015potential]	J. Schwippe, Das Potential der probabilistischen Lastflussrechnung in der Planung, Dortmund, Deutschland: Sierke-Verlag, 2015.	
[seack2016time-series]	A. Seack, Time-series based distribution grid planning considering interaction of network participants with a multi-agent system, Dortmund, Deutschland: sierke Verlag, 2016.	
[serban2017phil]	Serban, Ioan; Ion, Catalin Petrea: A PHIL system designed for testing the dynamic response of microgrid units. In: 2017 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2017 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), IEEE, 2017.	
[slp2000]	VDEW Bericht, „Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland,“ M-02/2000, VDEW Materialien, Jan. 2000.	
[takeda2011management]	D. Takeda, T. Kajihara, Y. Yoshimura, et al, 'Smart Grid Management Using Micro Energy Management System', 21, rue d'Artois, F-75008 CIGRE Bologna 2011	
[ucontrol2018bericht]	Abschlussbericht Verbundvorhaben U-Control (FKZ 09ET7518), 24.09.2018	
[usef2018introduction]	USEF workstream; An introduction to EU market-based congestion management models A shared engineering perspective on Europe's energy flexibility markets; April 2018	
[vde2014flexibilitätsmärkte]	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V; VDE-Studie „Regionale Flexibilitätsmärkte“, 2014	
[vde2015potentiale]	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (2015). Potentiale für Strom im Wärmemarkt bis 2050.	
[vdew2000lastprofilverfahren]	VDEW Bericht „Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland“. M-02/2000. 20. Januar 2000	
[volk2017engpassmanagement]	Katharina Volk, Linda Rupp, Dr. Martin Konermann; grid-control – Optimierte Engpassmanagement durch dynamischen-quotenbasierten Netzampelansatz; Otti-Konferenz, Berlin, 2017	
[volk2017gesamtlösungsansatz]	Katharina Volk, Christian Lakenbrink, Christiane Kurka, Linda Rupp; grid-control – Ein Gesamtlösungsansatz für das Verteilnetz der Energiewende; Internationaler ETG Kongress 2017, Bonn, Deutschland, 2017	
[volk2018evaluation]	K. Volk, C. Lakenbrink, N. Hatje, P. Stolle, F. Sivorotka, K. Förderer; Evaluation of Power Flow Prognosis Methods for Congestion Management in Low Voltage Grids, 8th Solar Integration Workshop, Stockholm, 2018	
[volk2019ergebnisse]	Katharina Volk; „grid-control - Ergebnisse aus dem Feldtest im NETZlabor Freiamt“; Tagungsband PV Symposium 2019; 19.3.2019	

[volk2019managing]	Katharina Volk, Linda Rupp, Kilian Geschermann, Christian Lakenbrink; „Managing local flexible generation and consumption units using a quota based grid traffic light approach“; CIRED 2019	
[vosen1999hybrid]	S. Vosen and J. Keller, “Hybrid energy storage systems for stand-alone electric power systems: optimization of system performance and cost through control strategies,” Int. Journal of Hydrogen Energy, vol. 24, no. 12, pp. 1139–1156, 1999.	
[wang2013optimal]	Y. Wang, X. Lin, M. Pedram et al., “Optimal control of a grid-connected hybrid electrical energy storage system for homes,” in 2013 Design, Automation Test in Europe Conf. Exhibition (DATE), 2013, pp. 881–886.	
[wiechmann2008betriebsführung]	H. Wiechmann, “Neue Betriebsführungsstrategien für unterbrechbare Verbrauchseinrichtungen“, Ph.D./ Dissertation, Fakultät der Wirtschaftswissenschaften, Universität Karlsruhe, 2008	
[wiest2015hybrid]	P. Wiest, K. Rudion und A. Probst, „New Hybrid Planning Approach for Distribution Grids with a high Penetration of RES,“ in CIRED - The 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution, Lyon, Frankreich, 2015.	
[wiest2017rapid]	P. Wiest, D. Groß, K. Rudion und A. Probst, „Rapid identification of worst-case conditions: improved planning of active distribution grids,“ IET Generation, Transmission & Distribution, pp. 2412-2417, 22 06 2017.	
[wiest2018diss]	P. Wiest, Probabilistische Verteilnetzplanung zur optimierten Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher, Stuttgart, Deutschland: Sierke-Verlag, 2018.	
[wiest2018probabilistische]	P. Wiest, D. Groß und K. Rudion, „Probabilistische Verteilnetzplanung zur Analyse der Gleichzeitigkeit von Elektromobilität,“ in Tagung Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, Deutschland, 2018.	
[zhang2004probabilistic]	P. Zhang und S. T. Lee, „Probabilistic Load Flow Computation Using the Method of Combined Cumulants and Gram-Charlier Expansion,“ IEEE Transactions on Power Systems, pp. 676-682, Feb. 2004.	
[zhang2016power]	Zhang, Ziquian; Fickert, Lothar; Yongming, Zhang: Power hardware-in-the-loop test for cyber physical renewable energy infeed: Retroactive effects and an optimized power Hardware-in-the-Loop interface algorithm. In: 17th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), IEEE, 2016.	
[zurmühlen2017grid]	Zurmühlen, Sebastian; Angenendt, Georg; Heinrich, Marcel et al.: Grid-Relieving Effects of PV Battery Energy Storage Systems with Optimized Operation Strategies; In: 3rd European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, 2017.	