

Gemeinsamer Abschlussbericht

ZUM VERBUNDVORHABEN

flexQgrid – Praxisorientierte Umsetzung des quotenbasierten Netzampelkonzeptes zur Flexibilitätsnutzung im und aus dem Verteilnetz

NOVEMBER 2019 – MÄRZ 2023

Zuwendungsempfänger	Förderkennzeichen	Autoren
Netze BW GmbH (Verbundkoordinator)	03EI4002A	Carmen Exner, Alix von Haken, Marc-Aurel Frankenbach
BlockInfinity GmbH	03EI4002B	Alexander Kaiser, Matthias Stumpp, Christoph Michelbach, Esther Mengelkamp
Entelios AG	03EI4002C	Florian Hirsch
FICHTNER IT CONSULTING GmbH	03EI4002D	Lukas Ketterer, Paul Eitel, Peter Stolle
FZI Forschungszentrum Informatik	03EI4002E	Ariane Höck
Karlsruher Institut für Technologie (KIT)	03EI4002F	Frederik Gielnik, Philip Kiehle, Daniel Sloom, Nico Lehmann, Armin Ardone, Wolf Fichtner, Marc Hiller, Thomas Leibfried
PSI Software AG	03EI4002G	Nico Hübner, Jan Peter Kemper, Julian Kemper, Daniel Mayorga González
Universität Stuttgart	03EI4002H	Sharon Müller, Krzysztof Rudion
PREdistribuce, a. s.	assoziierter Partner	

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

Berichtsdatum: 19.04.2023



Kurzfassung

Um die Klimaschutzziele zu erreichen und unabhängig von fossilen Energieimporten zu werden, hat die Bundesregierung 2021 mit dem geänderten Klimaschutzgesetz beschlossen, die gesamte Energieversorgung bis 2045 auf 100 % regenerative Energieträger umzustellen. Deutschlandweit steigen die Anträge auf Einspeiseanfragen für erneuerbare Energien oder Lademöglichkeiten für Elektrofahrzeuge stark an.

Diese Entwicklung - in Folge der Energiewende - stellen die Verteilnetze vor große Herausforderungen, da sie ursprünglich nicht für die neuen Erzeuger und Verbraucher ausgelegt waren. Um diese Herausforderungen zu meistern, sind neben dem Netzausbau auch intelligente Lösungen gefragt. Gleichzeitig sind die intelligenten Haushalte der Zukunft mit ihren flexiblen Anlagen, Energiemanagementsystem und intelligenten Messsystemen ein grundlegender Baustein der Lösung.

Das Projekt flexQgrid hat sich von 2019 bis 2023 zum Ziel gesetzt, die Energiewende voranzutreiben und erneuerbare Energien maximal nutzbar zu machen. Netzkunden möchten möglichst viel ihres Energiebedarfs - auch für Mobilität oder Wärme - selbst, lokal und klimafreundlich erzeugen. Auch wenn der Netzausbau nicht überall und sofort Schritt halten kann, wird die schnelle Integration neuer Erzeugungsanlagen oder Verbraucher in das Verteilnetz ermöglicht, indem flexQgrid resultierende Engpässe im Niederspannungsnetz erkennt und zielgerichtet behebt. So wird auch im Verteilnetz der Zukunft ein wirtschaftlicher und sicherer Netzbetrieb erreicht.

Die Smart Grid Lösung basiert dabei auf mehreren Bausteinen. Die Grundlage ist die Kenntnis des Netzzustands durch Messungen und Prognosen. Wird ein Engpass im Netz erkannt, müssen Systeme automatisiert reagieren und den Engpass schnell und sicher lösen. Dafür sind auch aktive Prosumer notwendig, deren flexible Anlagen intelligent koordiniert werden können. Für ein gutes Zusammenspiel müssen alle beteiligten Komponenten und Systeme vernetzt und koordiniert werden.

Damit sich die Lösungen aus flexQgrid auch in der Praxis beweisen, testete flexQgrid die Smart Grid Lösung im Rahmen eines 17-monatigen Feldtests in Zusammenarbeit mit 41 Bürger:innen der Gemeinde Freiamt im realen Betrieb. Dabei wurden 2,1 MW installierte Anlagenleistung an die Systeme angebunden.

Dieser Bericht beschreibt den Aufbau des Smart Grids sowie alle gesammelten Erkenntnisse während der Projektlaufzeit. Im Fazit finden sich Kernaussagen des Projekts zu erforderlichen Schnittstellen, Kommunikationstechnologien, intelligenten Messsystemen, kurativem und präventivem Engpassmanagement sowie der Akzeptanz zur Steuerung.

Abstract

To achieve climate protection targets and become independent of fossil energy imports, the German government decided in 2021 with the amended Climate Protection Act to convert the entire energy supply to 100 % renewable energy sources by 2045. Throughout Germany, applications for feed-in requests for renewable energies or charging options for electric vehicles are rising sharply.

This development - as a result of the energy transition - poses major challenges for distribution grids, as they were not originally designed for the new generators and consumers. To meet these challenges, smart solutions are needed in addition to grid expansion. At the same time, the smart homes of the future, with their flexible units, energy management system and smart metering systems, are a fundamental part of the solution.

From 2019 to 2023, the flexQgrid project has set itself the goal of driving forward the energy transition and making maximum use of renewable energies. Grid customers want to generate as much of their energy needs as possible - including for mobility or heat - themselves, locally and in a climate-friendly way. Even if grid expansion cannot keep pace everywhere and immediately, the rapid integration of new generation units or consumers into the distribution grid is made possible by flexQgrid recognizing resulting grid congestions in the low-voltage grid and resolving them in a targeted manner. In this way, economical and secure grid operation will also be achieved in the distribution grid of the future.

The smart grid solution is based on several modules. The basis is knowledge of the grid status through measurements and forecasts. If a congestion is detected in the grid, systems must react automatically and solve the congestion quickly and safely. This also requires active prosumers whose flexible units can be intelligently coordinated. For good interaction, all components and systems involved must be networked and coordinated.

To ensure that the solutions from flexQgrid also prove themselves in practice, flexQgrid tested the smart grid solution in real operation as part of a 17-month field test in cooperation with 41 citizens of the municipality of Freiamt. In the process, 2.1 MW of installed capacity was connected to the systems.

This report describes the setup of the smart grid as well as all collected findings during the project period. In the conclusion, you will find key statements of the project on required interfaces, communication technologies, smart metering systems, curative and preventive congestion management as well as the acceptance for control.

Adressen und Ansprechpartner der Konsortialpartner

Partner	Anschrift	Kontaktperson
Netze BW GmbH (Verbundkoordinator)	Schelmenwasenstr. 15 70567 Stuttgart	Carmen Exner c.exner@netze-bw.de
BlockInfinity GmbH	BlockInfinity GmbH Ludwig-Erhard- Allee 10 D-76131 Karlsruhe	Alexander Kaiser alexander.kaiser@blockinfinity.com
Entelios AG	Werinherstr 81, Gebäude 31 81541 München	Florian Hirsch Florian.hirsch@entelios.com
FICHTNER IT CONSULTING GmbH	Sarweystraße 3 70191 Stuttgart	Dr. Albrecht Reuter Albrecht.Reuter@FIT.Fichtner.de
FZI Forschungszentrum Informatik	Haid-und-Neu-Str. 10-14 76131 Karlsruhe	Ariane Heling hoeck@fzi.de
Karlsruher Institut für Technologie Elektrotechnisches Institut	Engelbert-Arnold- Str. 5 76131 Karlsruhe	Prof. Dr. Marc Hiller Marc.Hiller@kit.edu
Karlsruher Institut für Technologie Institut für Elektroenergiesysteme und Hochspannungstechnik	Engesserstr. 11, Geb. 30.36 76131 Karlsruhe	Prof. Dr. Thomas Leibfried Thomas.Leibfried@kit.edu
Karlsruher Institut für Technologie Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Institut für Industriebetriebslehre und Industrielle Produktion	Hertzstr. 16, Geb. 06.33 76187 Karlsruhe	Prof. Dr. Wolf Fichtner Wolf.Fichtner@kit.edu
PSI Software AG Geschäftsbereich PSI Energie-EE	Joseph-von- Fraunhofer-Str. 20 44227 Dortmund	Dr. Andreas Kubis akubis@psi.de
Universität Stuttgart Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik	Pfaffenwaldring 47 70569 Stuttgart	Prof. Dr. Krzysztof Rudion rudion@ieh.uni-stuttgart.de
PREdistribuce, a. s. (assoziierter Partner)	PREdistribuce Katerinska 9 120 00 Praha 2 Czech Republic	Pavel Glac pavel.glac@pre.cz

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	5
Abkürzungsverzeichnis.....	8
1. Inhaltliche und organisatorische Rahmenbedingungen des Projekts.....	9
1.1. Aufgabenstellung – Herausforderungen und Ziele	9
1.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde	10
1.3. Wissenschaftlicher und technischer Stand zum Projektstart	11
1.4. Planung und Ablauf des Vorhabens.....	14
1.5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen.....	15
1.6. Aufbau des Berichtes	15
2. Quotenbasiertes Netzampelkonzept	16
2.1. Überblick über die Netzampel in flexQgrid	16
2.2. Übersicht über die beteiligten Systeme und Komponenten	21
3. Detailbeschreibung beteiligter Systeme.....	24
3.1. GEMS	24
3.1.1. Rolle und Funktionalitäten im quotenbasierten Netzampelkonzept.....	24
3.1.2. Anforderungen	25
3.1.3. Entwickelte Lösungen	26
3.2. PSIngo.....	33
3.3. Aggregator.....	34
3.4. Netzbetreiber.....	34
3.5. Sekundärmarkt.....	35
3.6. Enterprise Service Bus	35
4. Rote Ampelphase.....	37
4.1. Flexibilitätspotential	37
4.2. Netztransparenz und Zustandsschätzung	37
4.3. Engpasserkennung.....	40
4.4. Sollwertumsetzung durch GEMS	42
4.5. Flexibilitätskennfelder.....	42
5. Gelbe Ampelphase	46
5.1. Zeitlicher Ablauf der gelben Ampelphase	46
5.2. Aggregierte Prognosen.....	47
5.3. Fahrplan-Prognosen der Haushalte	49
5.4. Netzberechnung und Quotenermittlung.....	50
5.4.1. Grundlegende Berechnungsmethode der Quote	50
5.4.2. Erweiterte Berechnungsmethode der Quote.....	51

5.4.3.	Vergleich der beiden Berechnungsmethoden.....	52
5.4.4.	Mehrstufige Berechnung der erweiterten Quotenberechnung.....	53
5.5.	Einhaltung der Quoten.....	56
5.6.	Handeln am Sekundärmarkt.....	58
6.	Feldtestumsetzung und praktische Erkenntnisse – Ein Smart Grid in der Praxis.....	61
6.1.	Feldtestgebiet in Freiamt.....	61
6.2.	Flexible Anlagen im Feldtest.....	62
6.2.1.	Auswahl und Anlagenlandschaft der Fokus-Ortsnetze.....	64
6.2.2.	Rolle der verteilten PV-Anlagen.....	66
6.3.	Smart Grid in der Praxis.....	66
6.3.1.	Messen und Steuern über intelligente Messsysteme.....	70
6.3.2.	Schnittstellen und Anbindung dezentraler Anlagen in der Niederspannung.....	76
6.3.3.	Kommunikationstechnik im Netz.....	77
6.3.4.	Monitoring und Fehlererkennung.....	81
6.4.	Eingesetzte Systeme zur Visualisierung.....	87
6.4.1.	Visualisierung für Operatoren in der Leitstelle.....	87
6.4.2.	Visualisierung für Feldtestteilnehmende (inkl. Lade-App).....	91
6.5.	Gebäudeenergiemanagementsystem (GEMS).....	93
6.5.1.	Feldtestspezifische Implementierungen.....	93
6.5.2.	Infrastruktur.....	94
6.5.3.	Praktische Erkenntnisse.....	96
6.6.	Netzregler PSIngo.....	98
6.7.	Daten und Kommunikation.....	98
6.7.1.	Schnittstellen und Prozessdefinitionen.....	99
6.7.2.	Zentrale Datenkommunikation (ESB).....	104
7.	Erprobung und Bewertung der entwickelten Lösungen im Feldtest.....	107
7.1.	Rote Ampelphase.....	107
7.1.1.	Ergebnisse der Zustandsschätzung.....	107
7.1.2.	Sollwertumsetzung durch GEMS.....	109
7.1.3.	Wirksamkeit der roten Ampelphase.....	116
7.2.	Gelbe Ampelphase.....	118
7.2.1.	Einschränkungen und Unsicherheiten.....	121
7.2.2.	Spezifische Maßnahmen.....	125
7.2.3.	Sicherheitspuffer.....	126
7.2.4.	Fazit gelbe Ampelphase.....	129
8.	Weiterdenken – Theoretische und Simulative Betrachtungen.....	131

8.1. Einordnung im aktuellen regulatorischen Rahmen	131
8.2. Fahrplantreue und Pönalisierung	138
8.3. Präferenzen von gewerblichen und privaten Verbrauchern	142
8.3.1. Gewerbe & Industrie	143
8.3.2. Private Haushalte	151
8.3.3. Feldtestteilnehmende	160
8.4. Sekundärmarkt	162
8.4.1. Marktdesign	162
8.4.2. Beschreibung der Implementierung	167
8.4.3. Markt in der roten Ampelphase	170
8.5. Bewertung aus Sicht eines Aggregators	171
8.6. Weiterentwicklung der Quote	171
8.6.1. Methodik der iterativen Quotenberechnung	171
8.6.2. Unterschiede zum konventionellen Ansatz	173
8.6.3. Vergleich der Quotenkonzepte	174
8.7. Nutzung der Flexibilitätskennfelder zur Systemdienstleistungserbringung	176
8.7.1. Spannungsebenenübergreifende Aggregation	177
8.7.2. Aggregation mit mehreren Übergabestellen	182
8.8. Labortest am KIT	186
8.8.1. Nachbildung von Netzsituationen	186
8.8.2. Power-Hardware-in-the-Loop	188
8.8.3. Modularer Multilevel-Umrichter (MMC)	190
9. Eingehende Darstellung	194
9.1. Abgleich der erreichten Ergebnisse und Ziele	194
9.2. Zahlenmäßiger Nachweis	198
9.3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit	198
9.4. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse	199
9.5. Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens	199
9.6. Erfolgte Veröffentlichungen	200
10. Fazit und Ausblick	203
10.1. Fazit	203
10.2. Ausblick	204
Literaturverzeichnis	207

Abkürzungsverzeichnis

DLT	Distributed Ledger Technologie
DR	Demand Response
EE	Erneuerbare Energien
EMS	Energiemanagementsystem (allgemein)
ESB	Enterprise Service Bus
FOR	Feasible Operation Region
GEMS	Gebäudeenergiemanagementsystem (Projektumsetzung)
HEMS	Heimenergiemanagementsystem
HS	Hochspannung
iMSys	Intelligentes Messsystem
IQC	engl. Iterative Quota Calculation
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MMC	engl. Modular Multilevel Converter
MS	Mittelspannung
MSB	Messstellenbetreiber
MsbG	Messstellenbetriebsgesetz
NABEG	Netzausbaubeschleunigungsgesetz
NAP	Netzanschlusspunkt
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
PHIL	engl. Power-Hardware-in-the-Loop
PV	Photovoltaik
SMGW	Smart Meter Gateway
SOA	Serviceorientierte Architektur
SPOF	Single Point of Failure
STB	Steuerbox
TAF	Tarifanwendungsfall

1. Inhaltliche und organisatorische Rahmenbedingungen des Projekts

Dieses Kapitel beschäftigt sich mit den inhaltlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen des geförderten Konsortialprojekts flexQgrid. Dabei werden die Aufgabenstellung und die Voraussetzungen, unter denen das Projekt durchgeführt wurde, sowie der wissenschaftliche und technische Stand zum Projektstart beschrieben. Anschließend werden die Planung und der Ablauf des Projekts und die Zusammenarbeit mit Dritten dargestellt.

1.1. Aufgabenstellung – Herausforderungen und Ziele

Um die Klimaschutzziele zu erreichen und unabhängig von fossilen Energieimporten zu werden, hat die Bundesregierung 2021 mit dem geänderten Klimaschutzgesetz beschlossen, die gesamte Energieversorgung bis 2045 auf 100 % regenerative Energieträger umzustellen. Doch bereits heute kommt immer mehr Strom aus erneuerbaren und dezentralen Energiequellen.

Die Zahl der Anmeldungen von Photovoltaik(PV)-Anlagen und Wallboxen sind bei der Netze BW, dem größten Verteilnetzbetreiber Baden-Württembergs, im Jahr 2022 im Vergleich zum Vorjahr 2021 um bis zu 80 Prozent gestiegen, d.h. pro Monat sind rund 3.400 PV-Anfragen, bei Wallboxen etwa 2.300 Anfragen eingegangen. Dieser Trend ist auch deutschlandweit zu beobachten. Hervorgerufen ist der Hochlauf in Baden-Württemberg insbesondere durch die im Mai 2022 eingeführte PV-Pflicht für neue Wohngebäude, ab Januar 2023 greift diese auch bei allen grundlegenden Dachsanierungen. Abbildung 1 verdeutlicht dies auch nochmals im Gebiet der Netze BW.

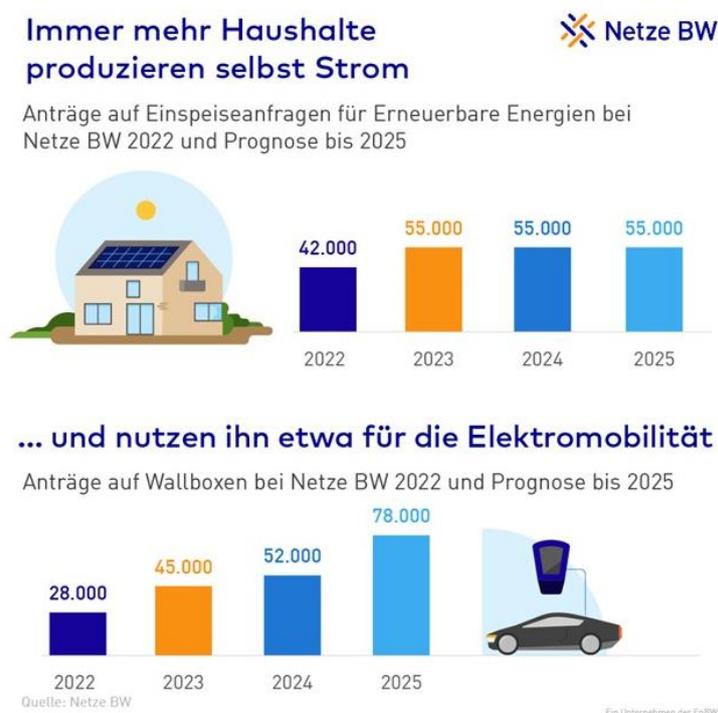


Abbildung 1: Prognosen für die starke Nachfrage nach Erneuerbaren und Wallboxen bei der Netze BW

Der „Haushalt der Zukunft“ verfügt aber nicht nur über eine PV-Anlage auf dem Dach und eine Lademöglichkeit für das Elektroauto, sondern ist auch im Besitz einer Wärmepumpe sowie eines Batteriespeichers. All diese Elemente werden zunehmend an das Niederspannungsnetz angeschlossen.

Wenn jedoch zukünftig jeder Haushalt damit ausgestattet ist, gibt es bestimmte Zeitpunkte, an denen das Stromnetz stark belastet sein kann, da es ursprünglich für die neuen Verbraucher und Erzeuger gar

nicht ausgelegt war. Wetterbedingte Spitzen bei der Erzeugung stehen Verbrauchsspitzen gegenüber, die sich aus dem alltäglichen Tagesablauf der Menschen oder aufgrund marktlicher Steuerungssignale ergeben. Abbildung 2 zeigt den Leistungsverlauf an einem Ortsnetztransformator an einem Sommer- und Wintertag mit der Kapazitätsgrenze des Betriebsmittels in Rot.

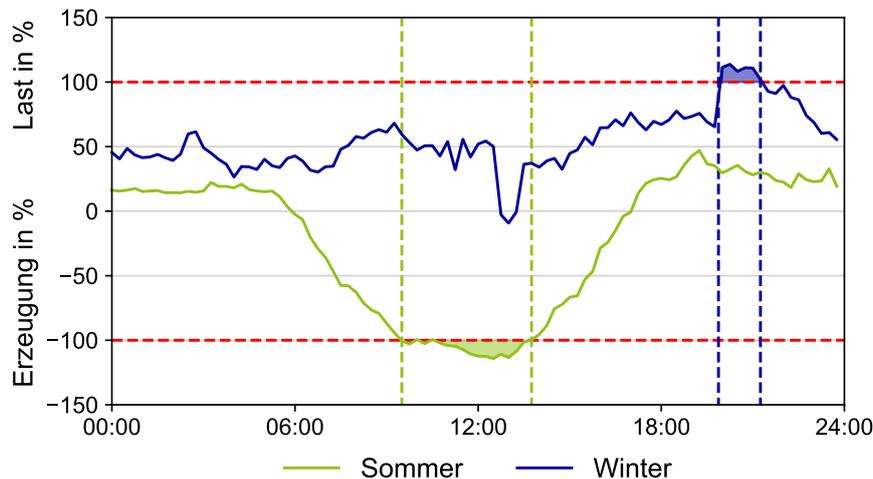


Abbildung 2: Verlauf an einem Ortsnetztransformator an einem Sommertag und einem Wintertag

Unter diesen Herausforderungen war das Ziel des Projekts flexQgrid die Entwicklung und Erprobung einer Smart-Grid-Lösung unter Realbedingungen. Diese Smart-Grid-Lösung soll Überlastungen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen erkennen, automatisiert lösen oder bereits durch vorausschauende Handlungen proaktiv vermeiden. Dadurch können auch bei verzögertem Netzausbau neue Anlagen schnell und sicher an das Bestandnetz angeschlossen werden.

Dabei soll auf die Erkenntnisse aus dem Vorgängerprojekt grid-control aufgebaut, bestehende Ansätze für ein quotenbasiertes Netzampelkonzept weiterentwickelt und hinsichtlich eines praxistauglichen Einsatzes erprobt sowie offene Fragestellungen zu folgenden Themenbereichen bearbeitet werden:

- Marktintegration eines Sekundärhandels mit geeigneten Marktmechanismen und der Evaluation für eine Umsetzung über Distributed Ledger Technologien
- Regulatorischer Rahmen
- Akzeptanz der Teilnehmer und Anreize für eine netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung
- Einbindung der Infrastruktur der intelligenten Messsysteme
- Integration in die Netzführung
- Dynamisches Verhalten von Flexibilitäten

Auf Basis der erzielten Ergebnisse und Erkenntnisse sollen abschließend Handlungsempfehlungen erarbeitet und eine Roadmap mit den erforderlichen Schritten für einen Einsatz des quotenbasierten Netzampelkonzeptes im realen Netzbetrieb konzipiert werden.

1.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Als wesentliche Vorarbeit eines Großteils des Konsortiums ist das Projekt grid-control zu nennen, auf dessen Ergebnisse und Erkenntnisse flexQgrid unmittelbar aufbauen konnte. Insbesondere konnte aus grid-control abgeleitet werden, welche Potentiale in den Ansätzen zum Netzampelkonzept stecken und in welchen Bereichen weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf besteht. Das Konsortium hat sich im Vergleich zu grid-control leicht verändert. Mit dem Projektpartner PSI wurde die Netzführung und mit Entelios die Sicht eines Aggregators in das Projekt eingebunden. Durch BlockInfinity wurde ein Partner

mit Expertise in Distributed Ledger Technologie für einen Sekundärhandel in das Konsortium aufgenommen.

Darüber hinaus konnte die bestehende Feldtestumgebung und -infrastruktur in der Gemeinde Freiamt aufgegriffen werden, um diese für die neuen Anforderungen in flexQgrid anzupassen und zu erweitern. Dies ermöglichte flexQgrid eine rasche Umsetzung der neu zu entwickelnden Konzepte und Systeme im Feldtest.

Die Laufzeit des Projekts war außerdem durch viele Unsicherheiten geprägt. Regulatorisch gesehen war der Rechtsrahmen im Wandel und die Novellierung des §14a EnWG zur Steuerung von Verbrauchseinrichtungen wurde stark diskutiert. Ein Gesetzesentwurf wurde im letzten Moment von Bundesminister Altmaier Anfang 2021 wieder zurückgezogen. Zum Projektende wurde im Dezember 2022 ein neues Eckpunktepapier vorgeschlagen. Die konkrete Umsetzung bleibt jedoch noch abzuwarten. Dies beeinflusste die Ausgestaltung der flexQgrid Lösung sowie die Bewertung deren Vereinbarkeit mit dem regulatorischen Rahmen. 4 Monate nach Projektstart wurde durch die Corona-Pandemie die Projektzusammenarbeit, Termine und Veranstaltungen (auch mit den Feldtestteilnehmer:innen) sowie mehrere Lieferketten auf den Kopf gestellt. Innerhalb kürzester Zeit mussten neue Wege der Zusammenarbeit etabliert und die Feldtestteilnehmerakquise umgestaltet werden (s. auch Verlängerung in Kapitel 1.4).

Ab Februar 2022 kam mit dem Krieg in der Ukraine noch eine Energiekrise dazu. Diese Krise führte zu einem steigenden Autarkie-Gedanken bei Kunden und zu einem sprunghaften Anstieg an Netzanschlusswünschen von PV-Anlagen (meist mit einem Batteriespeicher) und Wärmepumpen. Durch diese enormen Hochlaufzahlen gewann das Projekt an Relevanz.

1.3. Wissenschaftlicher und technischer Stand zum Projektstart

Die Nutzung von Flexibilitäten auf den unteren Spannungsebenen kann einen wichtigen Beitrag zur Ermöglichung der hohen Netzanschlusszahlen sowie einer effizienten Netznutzung leisten. Hierzu gibt es bereits verschiedene Ansätze und Konzepte. Für PV-geprägte Netzabschnitte eignet sich dabei insbesondere ein quotenbasiertes Netzampelkonzept (Agora, März 2017). Das Quotenmodell wurde in seinen Grundzügen bereits entwickelt und in ersten Tests, u. a. im Projekt grid-control, bzgl. seiner Anwendbarkeit erprobt (Volk, 2019). Bisher wurde diesbezüglich jedoch noch keine umfassende und praxistaugliche Umsetzung entwickelt und getestet, insbesondere nicht im Zusammenhang mit einem Sekundärhandel von Quoten und einer vollständigen Einbindung in die Netzführung.

Marktintegration:

Eine weitgehende Marktintegration, zu welcher einerseits ein sekundärer Handel von Quoten zwischen den Marktteilnehmern zur Hebung weiterer Effizienzpotentiale zu zählen wäre, andererseits aber auch die Ausgestaltung von Marktprozessen in Einklang mit den bestehenden Märkten, z. B. der Regelleistungsvermarktung, ist bisher nicht erfolgt. Ebenso besteht die Voraussetzung für einen praktischen Einsatz, die Vereinbarkeit des quotenbasierten Netzampelkonzepts mit den bestehenden rechtlichen bzw. regulatorischen Rahmenbedingungen, noch nicht bzw. ist noch nicht geklärt.

Weiterhin könnte sich für die Umsetzung einer sekundären Handelsplattform für Quoten aufgrund der Anforderungen (Diskriminierungsfreiheit, Transparenz, zensurfreie Kommunikation, hohe Verfügbarkeit) insbesondere eine dezentrale Ausgestaltung mit Distributed Ledger Technologie (DLT) eignen. Eine konkrete praktische Umsetzung mit Blockchain-Technologie ist jedoch erst seit wenigen Jahren möglich, insbesondere durch die seit 2014 bestehenden Möglichkeiten der Turing-vollständigen Smart Contracts in Ethereum. Für einen produktiven Einsatz sind in der Praxis jedoch weitere Technologien notwendig,

etwa um Probleme bei Skalierung, Datenschutz oder der Rechtevergabe zu lösen. Diese Technologien befinden sich derzeit erst in der Entwicklung und Erprobung.

Stützung vorgelagerter Spannungsebenen und Steuern in der Niederspannung:

Eine aktive Stützung vorgelagerter Spannungsebenen findet nach heutigem Stand nicht statt bzw. ist beschränkt auf das konventionelle Einspeisemanagement im Sinne von §14 EEG und §13 EnWG. Dieses erfolgt in der Niederspannung vorwiegend mit Rundsteuertechnik. Zielgerichtete Maßnahmen sind praktisch nicht möglich. Daher erfolgt aktuell bezogen auf die Nieder- und Mittelspannung auch keine (Echtzeit-) Abschätzung der zur Verfügung stehenden last- und erzeugungsseitigen Flexibilität.

Die Regelungen zum Steuern von Erneuerbare Energien (EE) sowie Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlagen im Rahmen des Einspeisemanagements wurden mit dem Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG) 2019 aufgehoben und ab dem 01.10.2021 in ein einheitliches Redispatch-Regime (Redispatch 2.0) eingeführt. Alle Anlagen größer als 100 kW müssen im Rahmen des Redispatch steuerbar sein, perspektivisch waren auch Anlagen zwischen 30 kW und 100 kW geplant.

Die Novellierung des §14a EnWG zur Steuerung der steuerbaren Verbrauchseinrichtungen war bereits in der Diskussion, es gab jedoch noch keine Details über die konkrete Ausgestaltung. Die Diskussionen zogen sich über die gesamte Projektlaufzeit (s. Kapitel 1.2).

Infrastruktur der intelligenten Messsysteme zum Messen und Steuern:

Mit dem Messtellenbetriebsgesetz (MsbG) aus dem Jahr 2016 hat der Gesetzgeber die Grundlage zur Einführung von intelligenten Messsystemen und den Aufbau der erforderlichen Infrastruktur geschaffen. Die Infrastruktur für die intelligenten Messsysteme befand sich zum Zeitpunkt des Projektstart allerdings noch im Aufbau und es gab noch keine gesetzliche Verpflichtung zum Rollout (diese kam erst im Frühjahr 2020). Somit standen dem Projekt keine bereits installierten Geräte in der Feldtestregion zur Verfügung und viele benötigten Funktionen mussten noch entwickelt bzw. angepasst werden oder wurden im Projekt (teils mit Testsystemen) erstmalig getestet.

Integration in die Netzführung:

Die heutige Netzführung elektrischer Verteilnetze ist ausgerichtet auf die Überwachung des Hochspannungs(HS)-Netzes und des Mittelspannungs(MS)-Netzes, letzteres oftmals beschränkt auf die entsprechenden MS-Felder im Umspannwerk. Im peripheren MS-Netz sind oft nur ausgewählte Punkte messtechnisch in das Leitsystem integriert. Diese Struktur ist bedingt durch die in der Vergangenheit erfolgte Auslegung der Netze zum Transport von Leistung zum Verbraucher, nicht jedoch Leistung durch dezentrale Erzeugung aufzunehmen. Für die gezielte Nutzung von Flexibilität aus dem Verteilnetz und eine höhere Auslastung des bestehenden MS- und Niederspannungs(NS)-Netzes ist daher eine höhere Transparenz des aktuellen Netzzustandes der unteren Spannungsebenen in der Netzführung unverzichtbar. Eine Darstellung des Netzzustandes im peripheren MS-Netz oder gar im NS-Netz ist heute ebenso wenig gegeben wie die Darstellung der aktuell zur Verfügung stehenden Wirk- und Blindleistungspotentiale bezogen auf einen bestimmten Netzknoten.

Verteilnetzautomatisierung:

In den letzten Jahren wurden bereits verschiedene Ansätze der Regelung von Verteilnetzen auf Mittel- und Niederspannungsebene entwickelt und in ersten Demonstratoren Erfahrungen hinsichtlich eines Einsatzes solcher Systeme für das Einspeisemanagement dezentraler Erzeugungsanlagen gesammelt. Eine praxistaugliche Umsetzung dieser Systeme abseits der meistens idealtypischen Rahmenbedingungen in Forschungsprojekten ist bisher nicht in dem geplanten Maße erfolgt. Bisherige Forschungsarbeiten werden häufig unter der Annahme fehlerfreier und zuverlässiger Kommunikation

durchgeführt. Ebenso laufen die bisherigen Forschungsansätze und –systeme immer parallel zu den operativen Systemen der Netzführung und werden in den meisten Fällen nicht in den Betrieb integriert bzw. mit diesen Systemen eng verzahnt. Wichtig ist zudem die Berücksichtigung von Kommunikationsausfällen und die Integration der Netzzustandsdaten aus den intelligenten Messsystemen in eine kostengünstige und zuverlässige Netzzustandsschätzung.

Aggregation der Flexibilität in Verteilnetzen:

Unterschiedliche Ansätze wurden bereits in den letzten Jahren entwickelt, um das Potential an Wirk- und Blindleistungsflexibilität eines Verteilnetzes am Verknüpfungspunkt zur überlagerten Netzebene zu aggregieren und darzustellen. Diese Ansätze konnten bisher in der Praxis nicht umgesetzt werden, da die Rechenzeiten zu lang waren. Durch einen neuen Ansatz basierend auf linearen Optimierungsverfahren, kann die Rechenzeit von derartigen Aggregationsverfahren stark reduziert werden. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit das Flexibilitätspotential kontinuierlich auf Basis von realen Messdaten über mehrere Spannungsebenen hinweg zu aggregieren und eine solche Methode in die Betriebsführung eines Netzbetreibers einzubinden.

Dynamisches Verhalten:

In der dynamischen Simulation von Netzen zur Untersuchung von Netzstabilität und Netzzurückwirkungen existieren unterschiedliche Verfahren. Dabei ist die transiente Betrachtung von Spannungs- und Stromverläufen entscheidend, um Rückschlüsse auf Netzzurückwirkungen durch Verbraucher sowie die Beeinflussung des Verbrauchers ziehen zu können. Dafür werden einerseits zu entwickelnde, detaillierte Modelle der Verteilnetze benötigt, die eine hochauflösende Nachstellung verschiedener Dynamiken und Störemissionen bzw. -übertragungen ermöglichen und analysierbar machen. Während solche Modelle auf den Transportnetzebenen bereits existieren, sind die Anforderungen der auch unsymmetrisch belasteten und im Niederspannungsbereich mit Rückleiter ausgeführten Verteilnetze anders ausgestaltet. Andererseits wird die Entwicklung komplexer Modelle der Netzbetriebsmittel benötigt. Für die heutigen Betriebsmittel wie Synchronmaschinen, Transformatoren, FACTS und Schaltanlagen gibt es diese Modelle. Für neue Betriebsmittel wie netzdienliche modulare Stromrichter gibt es bisher keine entsprechend detaillierten Modelle, da die bisher eingesetzten Zwei- oder Drei-Level-Umrichter komplexere Übertragungsfunktionen aufweisen. Die Auswirkungen dieser Umrichter im Niederspannungsnetz beim Einsatz in größerem Maße sind bisher nicht dynamisch betrachtet, da der Anteil an aktiv gesteuerter Leistungselektronik im Netz bisher eher gering und somit nicht stabilitätsrelevant ist.

Gebäudeenergiemanagement:

In verschiedensten Forschungsvorhaben wurden in der Vergangenheit Energiemanagementsysteme für unterschiedliche Hierarchieebenen (Wohnung, Gebäude, Lokal, Regional, etc.) beschrieben und häufig auch implementiert. Im simpelsten Fall steuern diese den Einsatz von elektrischen Anlagen beliebiger Größe bezogen auf einen extern vorgegebenen Strompreis, um so beispielsweise die Stromkosten oder Emissionen zu reduzieren oder den Komfort von Bewohnern zu steigern. Aber auch komplexere Mechanismen zur Nutzbarmachung von Flexibilität sind möglich (vergleiche (Mauser, 2017)). Neben diesem indirekten Ansprechen von Lastflexibilität, kann ein Energiemanagementsystem auch explizit die verfügbare Flexibilität beschreiben (wie beispielsweise in grid-control geschehen) oder selbständig an einem Markt agieren.

Zum Zeitpunkt der Abfassung dieser Gesamtvorhabenbeschreibung wurden in Bezug auf die im Projekt flexQgrid geplanten Aktivitäten keine entgegenstehenden Schutzrechte identifiziert.

1.4. Planung und Ablauf des Vorhabens

Die im Projekt behandelten Themenfelder wurden in 9 Arbeitspakete (AP) aufgeteilt:

- AP 1: Projektkoordination sowie die interne und externe Kommunikation (Koordination durch Netze BW)
- AP 2: Methoden für die stationäre Aggregation des Flexibilitätpotentials nachgelagerter Netze sowie die prädiktive Ermittlung der Potentiale mittels einer Netzzustandsschätzung (Koordination durch Universität Stuttgart)
- AP 3: Entwicklung eines modularen netzdienlichen Stromrichters zur Anbindung an einen Netzemulator für die Simulation des dynamischen Netzverhaltens sowie labortechnische Nachstellung des Feldtestgebietes (Koordination durch Karlsruher Institut für Technologie)
- AP 4: Weiterentwicklung Quotenmodell mit einem sekundären Quotenhandel, Last- und Erzeugungsprognosen und lokaler Verwaltung der Flexibilität, Untersuchung der Anreize für die Flexibilitätsbereitstellung sowie des regulatorischen Rahmens (Koordination durch FZI Forschungszentrum Informatik)
- AP 5: Kommunikations- und Prozesssteuerungs-Plattform zur Integration aller beteiligten Software-Systeme, Nutzung der Infrastruktur der intelligenten Messsysteme (Koordination durch Fichtner IT Consulting)
- AP 6: Integration des Netzampelkonzepts in die Netzbetriebsführung und Leitsystemumgebung, Anbindung der Quotenberechnung an die operativen Prognose- und Lastflussberechnungssysteme (Koordination durch Netze BW)
- AP 7: Spannungsebenenübergreifendes Automatisierungssystem für Mittel- und Niederspannungsnetze (Koordination durch PSI GridConnect)
- AP 8: Anforderungsspezifikation der Feldtestumgebung und Installation sowie Betrieb der Feldtestinfrastruktur, Koordination der Feldtests der einzelnen Arbeitspakete (Koordination durch Netze BW)
- AP 9: Zusammenführung der gewonnenen Forschungsergebnisse und praktischen Erfahrungen zu einem Gesamtergebnis und Ableitung von Handlungsempfehlungen sowie einer Roadmap (Koordination durch Netze BW)

Die einzelnen Arbeitspakete waren jedoch nicht strikt voneinander abgegrenzt, sondern erforderten einen umfangreichen Austausch und eine intensive Zusammenarbeit mit den anderen Arbeitspaketen.

Gestartet wurde im November 2019 in fast allen Arbeitspaketen mit einer Spezifikationsphase und der Anforderungsanalyse. Diese Phase überlappte sich mit der Implementierung und der Installation mehrerer Systeme.

Die Phasen der Implementierung und Installation der Komponenten verzögerten sich jedoch stark aufgrund folgender Entwicklungen:

- Beschaffungsschwierigkeiten mehrerer Komponenten für den Feldtest aufgrund der Corona-Pandemie und der KfW-Förderung für Wallboxen
- Höherer Aufwand bei der Feldtestteilnehmerakquise und der Installationsarbeiten unter Pandemie-Bedingungen
- Hohe Anzahl an unterschiedlichen Anlagen im Feldtest, verbunden mit Herausforderungen in der Steuerung aller Anlagen und vielen verschiedenen Installationsvarianten
- Schwankender Mobilfunkempfang trotz besserer Antennentechnik und roamingfähigen Geräten erforderte viele Sonderlösungen im Feldtest
- Hoher zeitlicher Aufwand bis zu einem stabilen Messdatenversand über die gesamte Architektur der intelligenten Messsysteme

Der Feldtest wurde zwar im August 2021 offiziell eröffnet und erste Funktionstests im Feld durchgeführt, bis Ende des Jahres 2021 wurden jedoch weiterhin Installationsarbeiten, Funktionstests und Fehlerbehebungen durchgeführt. Somit konnte erst zu Beginn des Jahres 2022 mit den eigentlichen wissenschaftlichen Feldtestszenerien und Erprobungen des Engpassmanagements begonnen werden. Daher wurde das Projekt um 5 Monate bis 31.03.2023 verlängert. In Abbildung 3 sind die unterschiedlichen Projektphasen mit der ursprünglichen Zeitplanung sowie der angepassten Zeitplanung nach der Verlängerung dargestellt.

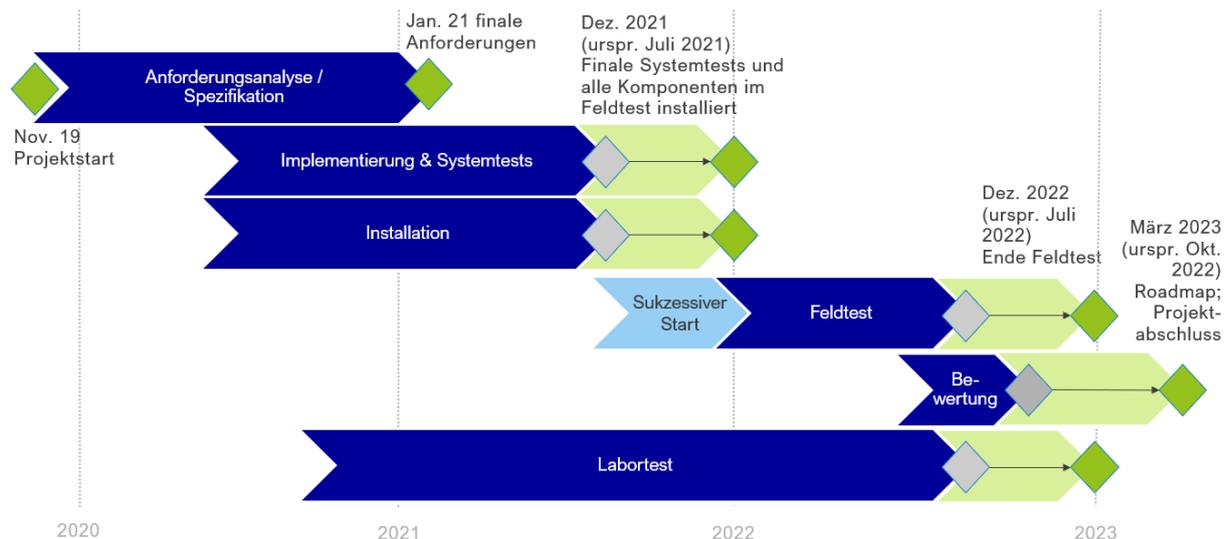


Abbildung 3: Projektphasen flexQgrid

1.5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Im Rahmen der Nutzung der Infrastruktur der intelligenten Messsysteme arbeitete die Netze BW intensiv mit der EnBW AG zusammen im Rahmen eines Unterauftrags.

1.6. Aufbau des Berichtes

Kapitel 2 gibt zuerst einen theoretischen Überblick über die Netzampel und beschreibt im Anschluss in Kapitel 3 die beteiligten Akteure sowie in Kapitel 4 und 5 die Konzepte der roten und der gelben Ampelphase im Projekt flexQgrid.

In Kapitel 6 wird die Umsetzung eines realitätsnahen Smart Grid im Feldtest mit der Feldtestinfrastruktur in Freiamt sowie allen Schnittstellen und Prozessen detailliert beschrieben und alle praktischen Erkenntnisse dargestellt. Dies betrifft Themen wie Messdaten, Kommunikation, Schnittstellen, Monitoring und Erkenntnisse der einzelnen Akteure. Kapitel 7 berichtet über die Erprobung der Ampelphasen im Feldtest und bewertet die Wirksamkeit der roten und gelben Ampelphase.

In Kapitel 8 folgen Themen, die über den Feldtest hinausgehen. Dies betrifft die Einordnung in den regulatorischen Rahmen, den Umgang mit der Nichteinhaltung der Quote, Präferenzen der Feldtestteilnehmenden, den Sekundärmarkt, Weiterentwicklungen der Quote, Flexibilitätskennfelder und den Labortest am KIT. In Kapitel 9 werden die Ziele des Projekts aus der Antragsphase mit den erreichten Zielen verglichen, der Projektnutzen beschrieben sowie die Veröffentlichungen im Rahmen des Projekts gelistet. In Kapitel 10 sind das Fazit und Ausblick beschrieben.

2. Quotenbasiertes Netzampelkonzept

In diesem Kapitel wird zuerst ein Überblick über die Problematik der Engpässe und die zur Lösung im Projekt verwendete Netzampel gegeben und die beteiligten Akteure vorgestellt. Im Anschluss werden die unterschiedlichen Phasen der Netzampel detailliert erläutert.

2.1. Überblick über die Netzampel in flexQgrid

Wie bereits in Kapitel 1.1 beschrieben steigt die Anzahl an neuen Anlagen in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen rasant an. Dies betrifft Anlagen in Haushalten und Gewerben, aber auch größere erneuerbare Energieanlagen in Direktvermarktung, die in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen angeschlossen sind. Durch die hohe Anlagenzahl im Bestandsnetz gibt es bestimmte Zeitpunkte, an denen das Stromnetz überlastet sein kann, da es ursprünglich für die neuen Verbraucher und Erzeuger nicht ausgelegt war. Diese sogenannten Engpässe sollen durch die flexQgrid Lösung automatisiert und durch die Steuerung von Flexibilitäten schnell behoben werden oder bereits vorausschauend prognostiziert und vermieden werden. Im Folgenden wird beschrieben, wie das Projekt flexQgrid einen Engpass und Flexibilität definiert:

Engpass: Ein Engpass entsteht, wenn eine Betriebsmittelgrenze, z.B. die Bemessungsleistung, überschritten wird. Die Transportkapazität reicht dann nicht aus, um den Strom zu transportieren, da sonst die Betriebsmittelauslastung größer als 100 % ist. Wenn keine Maßnahmen getroffen werden, kann es zu einer Beschädigung oder einem Ausfall des Netzbetriebsmittel kommen, was die Versorgungssicherheit gefährden könnte. Im Projekt flexQgrid werden bei prognostizierten Engpässen (s. weiter unten im Kapitel, gelbe Ampelphase) ausschließlich thermische Engpässe durch die Wirkleistung berücksichtigt. Bei auftretenden Engpässen (s. weiter unten im Kapitel, rote Ampelphase) berücksichtigt der Netzregler am Transformator die Gesamt-Scheinleistung und auf den Leitungen den Phasenstrom. Zusätzlich wird an jedem Netzknoten die Spannung mitberücksichtigt.

Flexibilität: In (Lehmann K. D., 2019) wird Flexibilität beschrieben als die Änderung der Einspeisung oder des Bezugs einer energietechnischen Komponente, die durch ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) ausgelöst wird, um damit Dienstleistungen erbringen zu können. Energietechnische Komponenten werden hier als Erzeuger, Speicher, Verbraucher oder deren Verbund verstanden. Im Rahmen dieses Projekts und dieses Berichts wird Flexibilität nach dem Potential, Flexibilität erbringen zu können, definiert. Dies bedeutet, dass es bei Bedarf möglich ist, die Einspeisung in das Netz oder den Bezug aus dem Netz der Anlage zu verändern. Im Rahmen des Projekts beinhaltet diese Definition PV-Anlagen, Batteriespeicher, Wallboxen für Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen.

Dabei gilt jedoch nicht die komplette Leistung am Netzanschlusspunkt (NAP) als steuerbare Flexibilität. Wie in Abbildung 4 dargestellt, wird zwischen der Einspeisung und dem Bezug unterschieden.

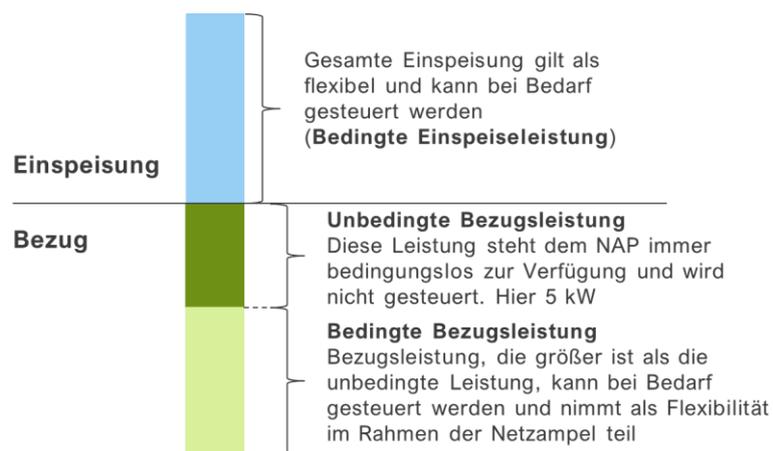


Abbildung 4: Unbedingte und bedingte Leistung in flexQgrid

Bei der Einspeisung gilt die gesamte Einspeiseleistung als bedingte Leistung. Das heißt, die gesamte Einspeiseleistung kann bei Bedarf gesteuert werden und gilt damit als Flexibilität in flexQgrid. Beim Bezug gibt es wie bereits in (Zander, Rosen, Nolde, Patzack, & Boesche, 2018) genannt die unbedingte und bedingte Leistung. Auf die unbedingte Leistung kann ein Verbraucher stets in vollem Umfang zugreifen, dieser Anteil wird nie gesteuert und gilt damit auch nicht als flexibel. Die bedingte Leistung hingegen kann gesteuert werden und ermöglicht dem Netzbetreiber eine zeitlich beschränkte Reduzierung des individuellen Leistungsbezuges und erlaubt so, Netzengpässen vorzubeugen bzw. sie zu beheben („Spitzenglättung“). Dieser bedingte Anteil der Leistung nimmt als Flexibilität am Netzampelkonzept, das im Folgenden beschrieben wird, teil.

Zur Beherrschung der Flexibilität im Verteilnetz wird in der Branche das **Netzampelkonzept** diskutiert (e.V., 2017), das auch bereits im Vorgängerprojekt grid-control verwendet wurde (Volk, 2019). Dabei 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 der Akteure und die Nutzung der Flexibilität von dezentralen Anlagen. Im aktuellen regulatorischen Rahmen existieren für den Netzbetrieb bereits die Phasen grün und rot.

Normalerweise befindet sich das Netz in der **grünen Ampelphase**. Befindet sich das Netz in dieser Phase, können die Anlagen hinter einem Netzanschlusspunkt und damit der Strombezug sowie die Einspeisung von den Netzkunden gemäß dem geplanten Einsatz genutzt werden (s. Abbildung 5). Eine Leistungsverschiebung bei flexiblen Anlagen findet rein freiwillig, z.B. zu Zwecken der Kostenoptimierung statt (zur Nutzung marktlicher Vorteile, Erhöhung der Eigenverbrauchsquote).

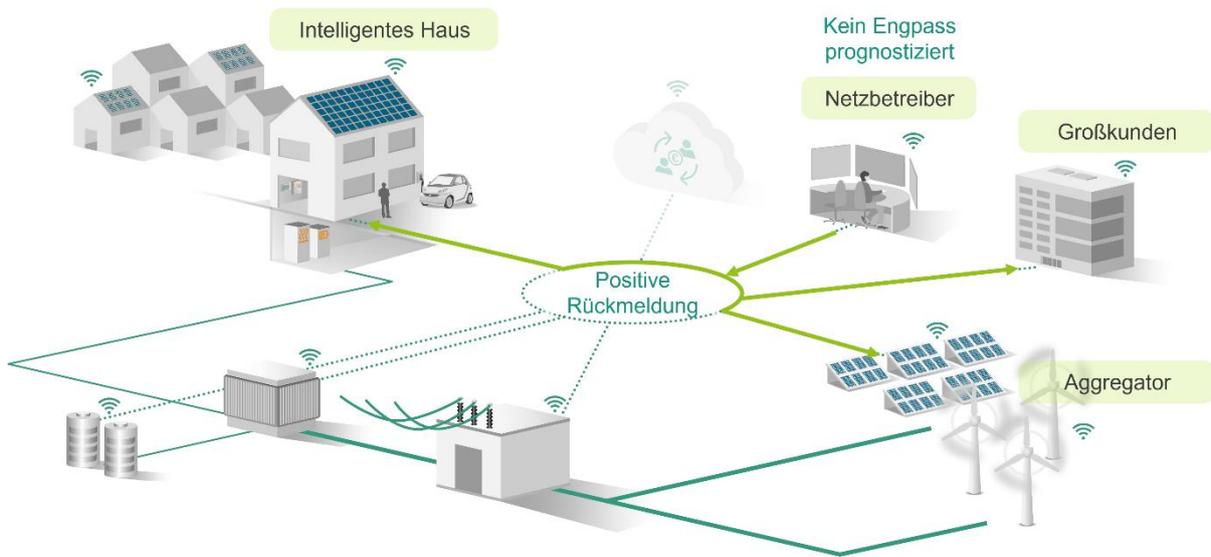


Abbildung 5: Grüne Ampelphase im quotenbasierten Netzampelkonzept

Kann ein Netzbetriebsmittel (z.B. Transformator oder Leitungen) zu einem Zeitpunkt die hohe Leistung nicht übertragen, liegt ein Netzengpass in Echtzeit und damit die **rote Ampelphase** vor. Der Netzbetreiber greift nun mit bedarfsgerechten Notfallmaßnahmen durch die direkte Steuerung von Anlagen umgehend ein. Diese Möglichkeit wurde früher im Rahmen des Einspeisemanagements bei größeren Anlagen mithilfe der Steuerung von Schaltgruppen umgesetzt und wurde dann in das Redispatch 2.0 Regime überführt. In flexQgrid wird das heutige Modell weiterentwickelt und optimiert: Die Netzregler „PSI Intelligent Grid Operator“ (PSIngo) führen in ihren überwachten Netzclustern mit einer regelmäßigen Zykluszeit Netzzustandsschätzungen durch, bei der auf Basis aller zur Verfügung stehenden Messungen die Ströme und Spannungen aller Knoten und Leitungen gemessen oder berechnet werden. Werden Grenzwerte verletzt, so sendet der Netzregler an die Flexibilitäten im überwachten Netzgebiet eine Leistungsanforderung, sodass die Überlastungssituation behoben wird (s. Abbildung 6).

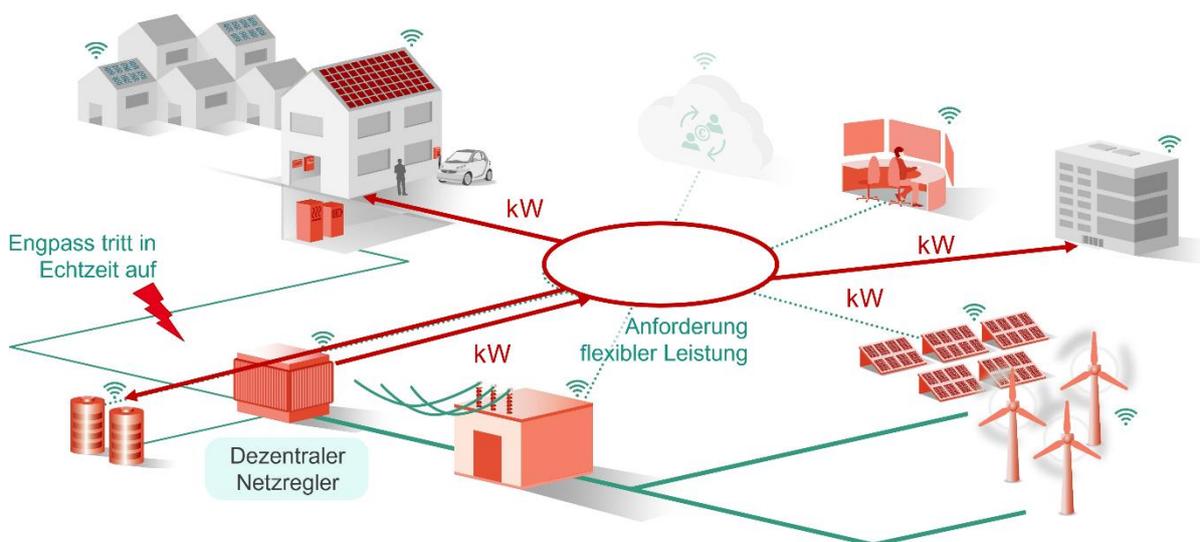


Abbildung 6: Rote Ampelphase im quotenbasierten Netzampelkonzept

Im Gegensatz zu der heutigen Steuerung einer großen Schaltgruppe über Funkrundsteuerempfänger wird nun gezielter gesteuert und werden nur Anlagen angesprochen, die einen Einfluss auf den Netzengpass haben. Die Netzregler geben den Netzanschlusspunkten (z.B. GEMS) automatisiert

Sollwerte (Leistungsanforderungen) vor, die sofort eingehalten werden müssen, um den Engpass zu beheben. Diese gezielte Steuerung ermöglicht so die maximale Nutzung erneuerbarer Energien. Eine ausführliche Beschreibung der Prozesse in der roten Ampelphase ist in Kapitel 4 zu finden.

Im Vergleich zum heutigen Netzbetrieb liegt der zentrale Unterschied des Ampelkonzepts in der Einführung einer dritten Phase, der **gelben Ampelphase**. In dieser Phase soll die Flexibilität genutzt werden, um die Entstehung eines vorab prognostizierten Netzengpasses zu vermeiden.

Die Umsetzung dieser Netzampelphasen in flexQgrid richtet sich nach der Vision des Haushaltes der Zukunft in Abbildung 7.

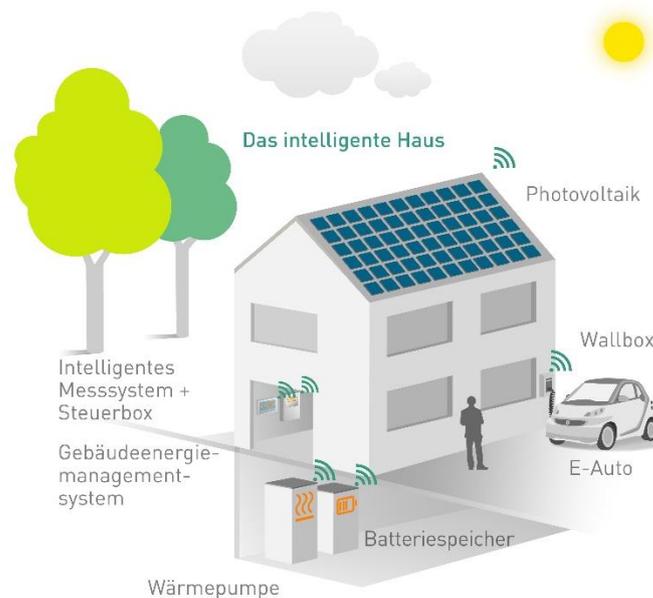


Abbildung 7: Vision des Haushaltes der Zukunft von flexQgrid

Der Haushalt der Zukunft ist nicht nur reiner Konsument, sondern Prosumer und produziert mithilfe einer PV-Anlage einen Teil seines benötigten Stroms selbst. Aufgrund der geringen Einspeisevergütung für Neuanlagen werden die meisten PV-Anlagen an einen eigenen Batteriespeicher angeschlossen, um den produzierten Strom auch in den Abendstunden selbst nutzen zu können. Hinzu kommen eine eigene Lademöglichkeit (Wallbox) für ein Elektrofahrzeug sowie eine Wärmepumpe, um elektrisch zu heizen. Diese vier Anlagentypen werden von einem Gebäudeenergiemanagementsystem (GEMS) optimiert und gesteuert. Dieses kann entweder ein integriertes System im Batteriespeicher oder ein externes System sein, um den Speicher zu steuern oder den externen Strombedarf des Haushaltes zu minimieren. Insbesondere bei Neuinstallationen ist der Einsatz solcher Systeme bereits heute üblich. Weiterhin stehen detaillierte Messdaten am Netzanschlusspunkt des Haushaltes über die intelligenten Messsysteme zur Verfügung. Ein intelligentes Messsystem besteht aus einer modernen Messeinrichtung und einem Smart Meter Gateway (SMGW), das die moderne Messeinrichtung kommunikationsfähig macht. Weiterhin wird am SMGW eine Steuerbox verwendet.

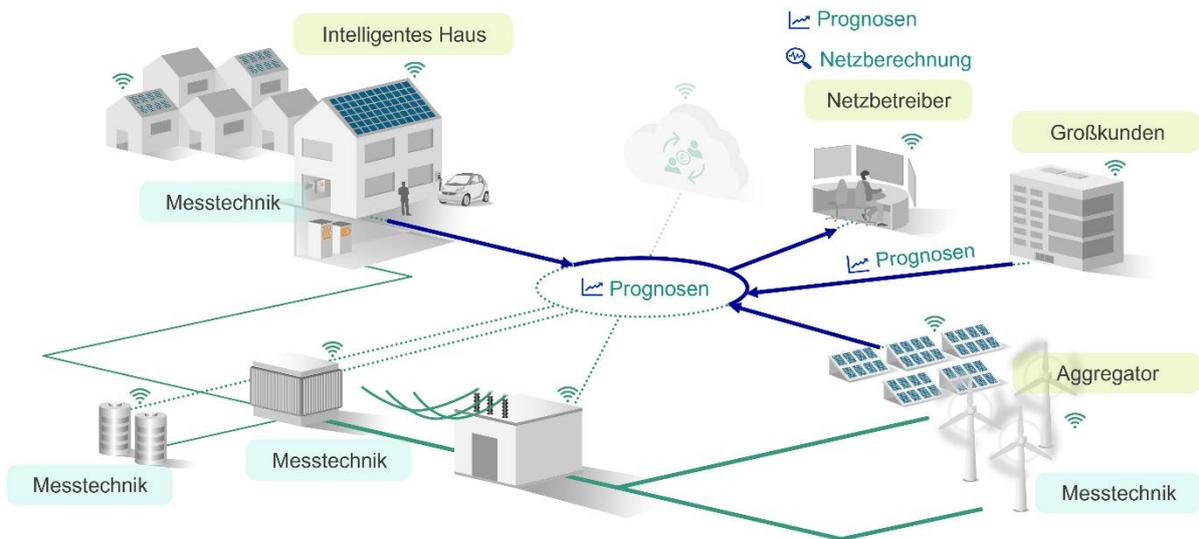


Abbildung 8: Überblick über Komponenten der Netzampel und den Weg der Prognosen

Das GEMS erstellt auf Basis historischer Messdaten und (optional) Wetterprognosen Prognosen für die Einspeisung oder den Netzbezug am Netzanschlusspunkt und stellt diese dem Netzbetreiber für die Bestimmung des Netzzustands zur Verfügung (s. Abbildung 8). Wenn diese Prognosen einen Engpass im Netz für die nahe Zukunft erkennen lassen, springt die Ampel auf gelb. Für die Ausgestaltung der **gelben Netzampelphase** zur Vermeidung von Netzengpässen bei hoher Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung oder Last eignet sich in photovoltaik- oder lastdominierten Regionen insbesondere ein **Quotenmodell** (Agora, März 2017). Bei einem Quotenmodell wird durch den Netzbetreiber eine Quote ermittelt, die festlegt, welcher Anteil der in einem Netzcluster (bspw. einem Niederspannungsabgang) befindlichen flexiblen Anlagenleistung gleichzeitig aktiviert werden kann, um eine Überlastung von Leitungen und Transformatoren vorausschauend zu vermeiden. Diese Quote wird jedem GEMS in dem betreffenden Netzcluster übermittelt und gilt zunächst diskriminierungsfrei (s. Abbildung 9).

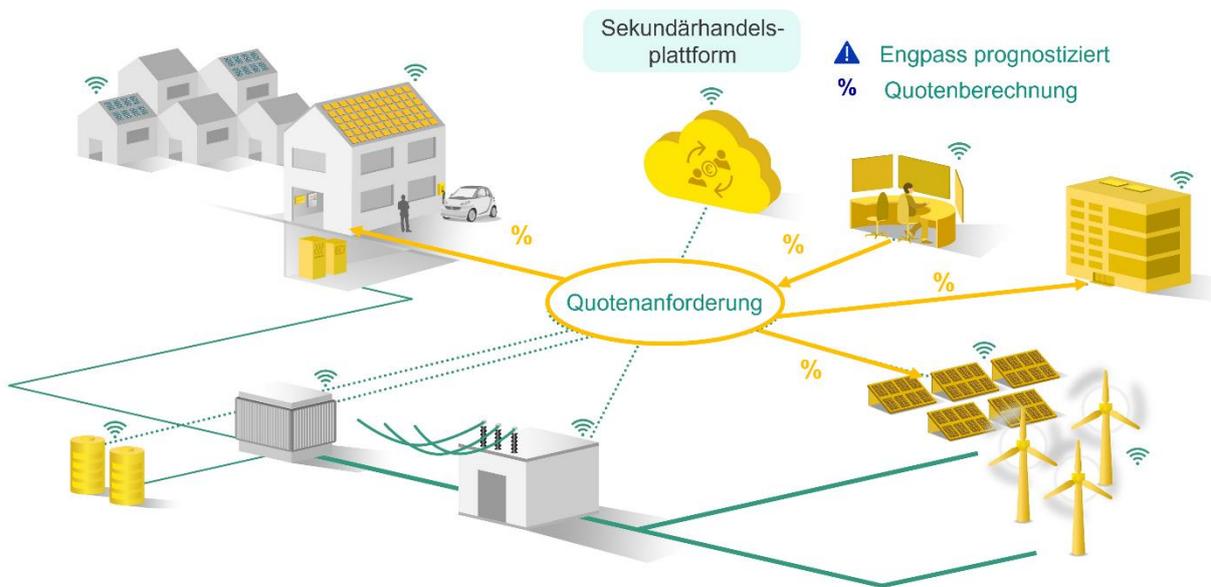


Abbildung 9: Gelbe Ampelphase im quotenbasierten Netzampelkonzept

Der Quote entsprechend ändern Marktteilnehmer (Aggregatoren und Prosumer) den geplanten Einsatz ihrer flexiblen Anlagen, um die vorgegebene Quote, die für alle flexiblen Anlagen im jeweiligen Netzcluster gilt, einhalten zu können. Betrifft die Quote die Einspeisung, gilt diese auf die gesamte

bedingte Einspeiseleistung. Betrifft die Quote den Bezug, gilt sie ausschließlich auf den Anteil der bedingten Bezugsleistung. Der unbedingte Anteil bleibt hiervon unberührt.

Ein Beispiel: Die Prognosen sagen einen Engpass von 20 bis 20:30 Uhr voraus, da eine zu hohe Leistung aus dem Netz benötigt wird. Alle Netzanschlüsse, die einen Einfluss auf den Engpass haben (die z.B. hinter dem engpassbetroffenen Transformator ans Netz angeschlossen sind; ein „Cluster“), müssen in diesem Zeitraum ihren Netzbezug auf 80 % (= Quote) reduzieren. Diese Information bekommt das GEMS bereits vorab.

Da das GEMS die flexiblen Anlagen im Haushalt zu jedem Zeitpunkt optimiert und steuert, hat das Projekt flexQgrid aufgrund der Akzeptanz der Steuerung diese auf den Netzanschlusspunkt umgesetzt. Hat ein Kunde alle Anlagen über ein GEMS in einen Optimierungsalgorithmus eingebunden, ist es nicht gern gesehen, wenn der Netzbetreiber in Engpasszeiten ausschließlich die Wallbox steuert. Somit gilt die Quote auf den Netzanschlusspunkt. Wie die Anlagen gesteuert werden, um die Anforderung am Netzanschlusspunkt zu erfüllen, liegt in der Verantwortung des GEMS. So wird zum Beispiel der Ladevorgang vorausschauend zu einer anderen Zeit geplant oder es wird in diesem Zeitraum die Ladeleistung reduziert, sofern nicht mehr Leistung aus dem Batteriespeicher bezogen werden kann.

Wenn ein Anwohner die ihm zugewiesene Strommenge (Netzkapazität) nicht ausschöpft, kann diese Netzkapazität dem Nachbarn perspektivisch über den Sekundärmarkt für eine Gegenleistung zur Verfügung gestellt werden. Je nach Angebot des Anwohners muss der Nachbar dann weniger als die geforderten 80 % oder gar nicht reduzieren. Hiermit können die steuernden Eingriffe weiter optimiert und Einschränkungen der beteiligten Akteure minimiert werden.

Der Gedanke liegt nahe, dass bei einer perfekten Umsetzung der gelben Ampelphase keine rote Ampelphase mehr erforderlich wäre, weil keine Engpässe in Echtzeit mehr auftreten. Dies ist aber leider in der Praxis nicht möglich: Abweichungen der Prognosen zu den Messdaten und unvorhergesehenes Anlagenverhalten können ebenso zu einem Engpass führen, wie Störungen oder Ausfälle von Betriebsmitteln, welche dann kurzfristig durch die Mechanismen der roten Ampelphase behoben werden müssen.

Detailliertere Beschreibungen zur Umsetzung der Prognosen, der Ermittlung der Quote durch den Netzbetreiber oder der Umsetzung durch das GEMS oder des Sekundärhandels befinden sich in Kapitel 5.

flexQgrid hat sich außerdem das Ziel gesetzt, wo möglich Standard-Prozesse zu nutzen und möglichst wenig eigene Projektinfrastruktur aufzubauen, die zum Projektende wieder rückgebaut wird. Durch den von Dr. Robert Habeck, Bundesminister für Wirtschaft und Klimaschutz, verkündeten Neustart für den Smart-Meter-Rollout werden die intelligenten Messsysteme (iMSys), auch Smart Meter genannt, eine große Rolle im digitalen Energiesystem der Zukunft spielen. Dadurch wurden die iMSys inklusive der nötigen Backendsysteme neben dem Messen auch zum Steuern verwendet. Die Steuerung über die Steuerboxen der iMSys konnte jedoch nur in der roten Ampelphase umgesetzt werden. In der gelben Ampelphase ist weiterhin eine gesonderte Projektinfrastruktur notwendig gewesen.

2.2. Übersicht über die beteiligten Systeme und Komponenten

Bevor die Prozesse der einzelnen Ampelphasen detailliert vorgestellt werden, werden hier die einzelnen beteiligten Akteure sowie ihre Funktionen und Rollen kurz beschrieben.

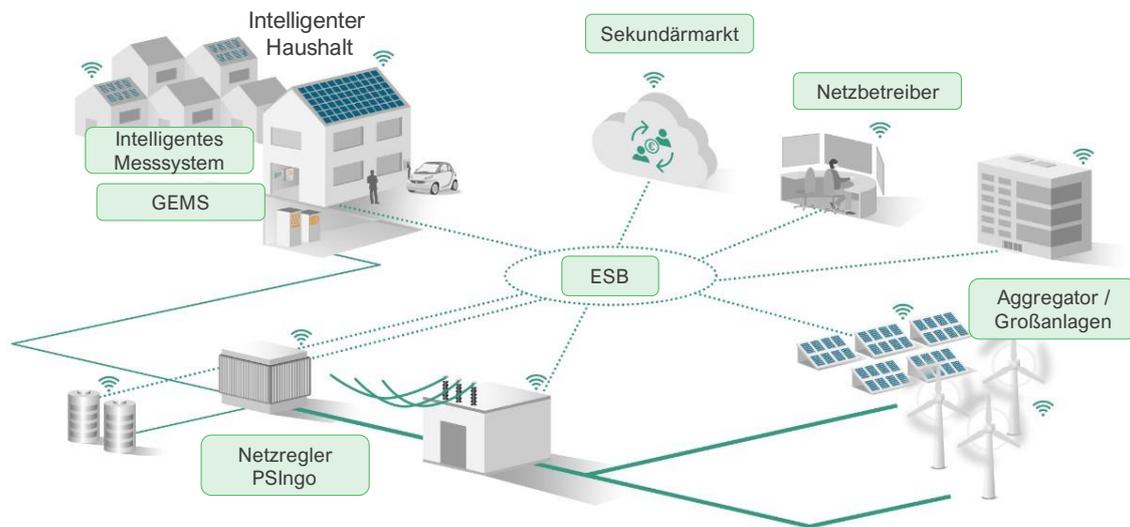


Abbildung 10: Vereinfachtes Prozessschaubild und Zusammenhang der Komponenten

iMSys: Die iMSys sind im Haushalt oder an einzelnen Anlagen verbaut und an die Backendsysteme des Messstellenbetreibers (MSB) angebunden. Ihre Aufgaben:

- Stellen minütlich TAF10-Daten (Dreiphasige Momentanwerte von Strom, Spannung, Phasenwinkel und Wirkleistung) aus dem Haushalt oder der Anlage zur Verfügung. Neben diesen Messdaten stehen zudem weitere Messdaten zur Verfügung (z.B. aus SyM²-Zählern an einzelnen PV-Anlagen sowie Messungen an den Ortsnetzstationen – für mehr Details zum Feldtestgebiet s. Kapitel 6.1)
- Ermöglichen über die Steuerbox die Weitergabe der Sollwerte an die Anlage oder das GEMS in der roten Ampelphase

Detaillierte Informationen zu den verwendeten iMSys und deren Funktionalitäten sind in Kapitel 6.3.1 zu finden.

GEMS (detaillierte Beschreibung in Kapitel 3.1): Die GEMS sind ebenfalls im Haushalt verbaut, haben jedoch keinen direkten Zugriff auf die Daten aus den iMSys, sondern müssen die Messdaten aus zentralen Systemen beziehen. Sie sind lediglich mit der Steuerbox des iMSys verbunden und bekommen so in der roten Ampelphase die Sollwerte. Mit den Anlagen im Haushalt sind sie direkt verbunden und können lokal weitere Anlagenmesswerte abrufen. Aufgaben des GEMS:

- Anlagen im Haushalt steuern und optimieren
- Prognostizierte Fahrpläne über die Anlagen erstellen und den resultierenden Fahrplan am Netzanschlusspunkt an den Netzbetreiber weitergeben
- Einhaltung der Quote in der gelben Ampelphase durch deren Berücksichtigung in der Erstellung neuer Fahrpläne
- Handeln der Flexibilität zur weiteren Optimierung der Fahrpläne am Quoten-Sekundärmarkt
- Berechnung des Flexibilitätspotentials für den Netzregler PSIngo (zur Berechnung der Sollwerte in der roten Phase)
- Umsetzung der Sollwerte des PSIngo in der roten Ampelphase

Netzregler PSIngo (detaillierte Beschreibung in Kapitel 3.2 und Kapitel 4): Der PSIngo könnte als dezentraler Regler in Netzbetriebsmitteln (wie Ortsnetzstationen) installiert werden. Dies macht vor allem Sinn, wenn er lokalen Zugriff auf Messdaten hat. Da dies in flexQgrid jedoch nicht gegeben war, war der PSIngo in flexQgrid als Cloud-Lösung aufgebaut. Messdaten, die über zentrale Systeme empfangen wurden, wurden genutzt, um mittels einer Zustandsschätzung das Netz zu überwachen. Die Aufgaben des PSIngo sind:

- Stetige Überwachung des Netzes mittels Zustandsschätzung
- Im Falle der roten Ampelphase (Engpasssituation) Berechnung der Sollwerte, um den Engpass schnellstmöglich zu lösen (unter Berücksichtigung der Flexibilitätspotentiale an Netzanschlusspunkten)
- Darstellung der Daten im PSIcontrol für das Benutzer- und Visualisierungskonzept

Aggregator (detaillierte Beschreibung in Kapitel 3.3): Die Entelios AG tritt im Forschungsprojekt als Aggregator und Vermarkter von Flexibilitäten wie größere PV-Anlagen und Quartierspeicher in Sekundärmärkten (Regelreserve oder Intraday-Markt) auf.

Netzbetreiber (detaillierte Beschreibung in Kapitel 3.4): Der Netzbetreiber ist verantwortlich für sein Netz und hat im Rahmen des Netzampelkonzeptes folgende Aufgaben:

- Empfang der Netzzustandsdaten vom MSB und Weitergabe an die anderen Komponenten und Akteure
- Erstellung von aggregierten Prognosen für die unflexible Leistung hinter einem Netzbetriebsmittel (da nicht die gesamte über das Betriebsmittel übertragene Leistung vom GEMS prognostiziert wird)
- Durchführung einer Netzberechnung mit den gesamten Fahrplänen der GEMS und Prognosen zur Engpassprognose
- Berechnung und Übermittlung der Quote im Falle eines prognostizierten Engpasses (gelbe Ampelphase)
- In der roten Phase ausschließlich beobachten und nur im Problemfall über das Benutzer- und Visualisierungskonzept eingreifen

Sekundärmarkt (detaillierte Beschreibung in Kapitel 3.5): Der Sekundärmarkt erhält Gebote, um vom angepassten Fahrplan aufgrund der Quote abweichen zu können. Diese Gebote werden gematcht und ein angepasster Fahrplan an die entsprechende Partei zurückgesendet. Über den Abgleich mit den Daten aus den iMSys kann die Einhaltung der Quote überprüft werden.

ESB (detaillierte Beschreibung in Kapitel 3.6): Fast die gesamte Kommunikation läuft über den Enterprise Service Bus (ESB). Bei flexQgrid ist der ESB in seiner Funktion als Kommunikations- und Prozess-Steuerungsplattform auf dessen Tauglichkeit hin untersucht und entwickelt worden. Dieser bindet die Komponenten mit unterschiedlichen Schnittstellen an und kann Datenformate in gewünschte Formate umwandeln. Dabei bildet der ESB die Datendrehscheibe im Kern des Energiesystems, die eine kontinuierliche Integration der Teilsysteme und Energiedaten ermöglicht. Des Weiteren ermöglicht er ein übergreifendes Monitoring, um allen beteiligten Akteuren einen ganzheitlichen Überblick über die Prozesse sowie die ausgetauschten Daten zu ermöglichen.

3. Detailbeschreibung beteiligter Systeme

In diesem Kapitel sind ausführliche Beschreibungen der Aufgaben, Schnittstellen zu anderen Systemen sowie Funktionsbeschreibungen der Komponenten aus Kapitel 2.2 zu finden.

3.1. GEMS

In Kapitel 2.1 wurde der Haushalt der Zukunft vorgestellt: Ein Prosumer, welcher neben einer Photovoltaikanlage mit elektrischen Verbrauchsanlagen wie Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen einschließlich Ladestation sowie elektrischen oder thermischen Speichern ausgestattet ist. Zur gezielten Koordinierung der Energieflüsse wird ein intelligentes Gebäude-Energiemanagementsystem (GEMS) eingesetzt. Im Allgemeinen ist die Hauptaufgabe des GEMS die Optimierung des Betriebs der steuerbaren Anlagen einschließlich deren Ansteuerung und Überwachung. Bei privaten Prosumer-Haushalten ist das Optimierungsziel in der Regel die Minimierung der Betriebskosten, was heutzutage durch die niedrige Einspeisevergütung neuerer PV-Anlagen meist der Maximierung des Eigenverbrauchs des lokal erzeugten PV-Stroms gleichkommt. Dieser Ansatz berücksichtigt jedoch nicht den Zustand des angeschlossenen Netzes und kann folglich zu einspeisebedingten Engpässen zu sonnenreichen Zeiten und lastbedingten Engpässen in den sonnenarmen oder verbrauchsdominierten Zeiten beitragen. Wichtiger Bestandteil des quotenbasierten Netzampelkonzepts in der Niederspannung sind daher Prosumer-Gebäude, welche mittels des GEMS elektrische Flexibilität am Netzanschlusspunkt bereitstellen können. Das hierfür entwickelte GEMS wird in diesem Kapitel vorgestellt. Dabei wird zunächst ein Einblick in dessen Rolle und Funktionalitäten im Rahmen des quotenbasierten Netzampelkonzepts gegeben, bevor die Anforderungen aufgezeigt werden, die sich aus dem Konzept und dem Feldtest (vgl. Kapitel 6) ergeben. Im Anschluss werden die entwickelten Lösungen vorgestellt.

3.1.1. Rolle und Funktionalitäten im quotenbasierten Netzampelkonzept

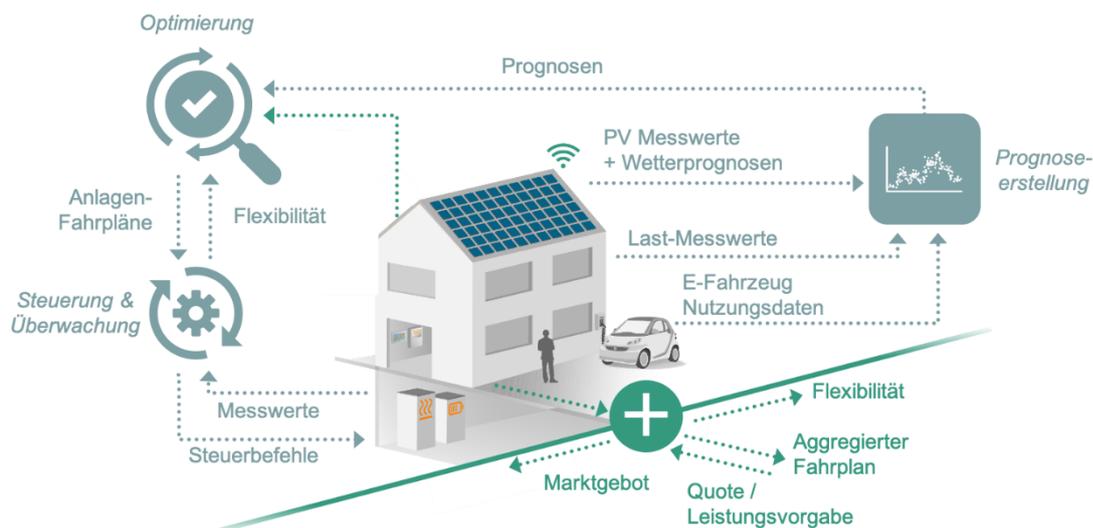


Abbildung 11: Prozesse und Datenflüsse des GEMS im Prosumer-Haushalt

Abbildung 11 stellt schematisch neben den regelmäßig ablaufenden Hauptprozessen des GEMS (Prognoseerstellung, Optimierung, Steuerung und Überwachung) die Informationsflüsse dar – sowohl innerhalb des Gebäudes als auch über den Netzanschluss hinaus mit den anderen Systemen wie dem Netzbetreiber, dem Netzregler und der Marktplattform.

Im Quotenmodell kommuniziert das GEMS die – zunächst nur kostenoptimierten – Fahrpläne an den Netzbetreiber und erhält daraufhin Rückmeldung über mögliche Leistungsbegrenzungen in Form der Quoten. Dabei wird dem Netzbetreiber lediglich der Fahrplan am Netzanschlusspunkt mitgeteilt, sprich die Bilanz aller prognostizierten und geplanten Leistungswerte je Zeitperiode. Die Quoten beziehen sich entsprechend ebenfalls auf den Netzanschlusspunkt. Das GEMS entscheidet autonom, wie der Betrieb der Anlagen anzupassen ist, um die Leistungsbeschränkung am Netzanschlusspunkt einzuhalten. Der Netzbetreiber hat zu keinem Zeitpunkt die Möglichkeit, die im Haushalt installierten Anlagen direkt anzusteuern.

Analog zur gelben Ampelphase erhalten Haushalte in der roten Phase über das GEMS- Leistungssollwerte für den Netzanschlusspunkt. Diese setzt das GEMS so schnell und exakt wie möglich um, indem es die aktuellen Anlagenfahrpläne mit sofort geltenden Leistungsbefehlen überschreibt. Diese Leistungsbefehle sind ebenfalls das Resultat einer Optimierung, welche sich jedoch in Ziel, Restriktionen und zeitlichen Parametern von der Optimierung der Fahrpläne in der grünen und gelben Ampelphase unterscheidet. Details zu den Optimierungsalgorithmen und zugehörigen Modellen und Prozessen werden in Kapitel 3.1.3 beschrieben.

Allgemeine Voraussetzung für die Optimierung der Fahrpläne für die steuerbaren Anlagen wie Batteriespeicher und Ladestation ist die Prognose aller nicht steuerbaren Energieflüsse wie die PV- Erzeugung, die Summe der nicht-steuerbaren Lasten oder auch der Verfügbarkeit des E-Fahrzeugs. Auf die Prognosen des GEMS wird ebenfalls in Kapitel 3.1.3 näher eingegangen.

In flexQgrid wurde als Teil des Quotenkonzepts der Sekundärmarkt für Quoten eingeführt. Daher kommt dem GEMS eine weitere Rolle im Quotenmodell zu, nämlich die eines Marktagenten, welcher stellvertretend für den jeweiligen Haushalt Marktgebote bestimmt und handelt. Die Herausforderungen, die sich für die Entwicklung eines solchen Modells aus dem in flexQgrid gewählten Marktdesigns ergeben, werden in Kapitel 8.4.1 erläutert.

3.1.2. Anforderungen

Neben den erforderlichen Funktionalitäten des GEMS im Rahmen des quotenbasierten Netzampelkonzepts selbst ergeben sich aus dem Projektablauf sowie dem umfassenden Feldtest bestimmte Anforderungen, die bei der Entwicklung des GEMS berücksichtigt werden mussten. Die folgende Tabelle stellt eben diese Zuordnung von Funktionalitäten oder Rahmenbedingungen und abgeleiteter Anforderung dar und weist zudem den betroffenen Bereich der Software-Entwicklung (A=Architektur, P=Prozesse, M=Modelle, I=Infrastruktur) aus. Manche Einträge werden durch Erläuterungen unterhalb der Tabelle ergänzt.

Tabelle 1: Technische Anforderungen an das GEMS

	Funktionalität/Rahmenbedingung	Anforderung	Bereich
(1)	Früher Start des Labor- & Feldtests mit erster Version des GEMS, die laufend angepasst und weiterentwickelt werden muss	Parametrierbarkeit	P, M
		Aktualisierbarkeit	I
(2)	Einsatz des GEMS in 23 Haushalten mit jeweils unterschiedlichen Anlagen, Schnittstellen, Messkonzepten/Zählerinfrastruktur, Kommunikationsanbindung und Kosten-/Preisinformationen	Modularität	A
		Portabilität	A
		Konfigurierbarkeit	A
(3)	Einhaltung der Quoten und Sollwerte	Schnelle Reaktion auf Abweichungen am NAP	P
		Hohe Güte der Prognosen	M
		Exakte Ermittlung der Anlagenzustände und Flexibilität	M
(4)	Koordination der Vorgaben aus Ampelphasen	Priorisierung Sollwerte in roter Phase, sonst stets Berücksichtigung Quoten	P
(5)	Auswertungen verschiedener Tests und Feldtestszenarien	Datenpersistenz & -integrität, Nachvollziehbarkeit	A, I
(6)	Ausführung vieler paralleler aber auch gekoppelter Prozesse	Max. Asynchronität, min. erforderliche Synchronität	A, P
(7)	Instabile Systemumgebung	Robustheit	P

Erläuterungen zu Tabelle 1

(1) Die Ausgestaltung der Ampelphasen einschließlich Prozessabläufe, der Systemschnittstellen und der Labor- und Feldtestumgebung einschließlich Geräte-Schnittstellen erfolgte parallel zur Entwicklung und Erprobung der GEMS-Software.

(2) Siehe Kapitel 6 für Details und Herausforderungen des Feldtests allgemein und im Speziellen Kapitel 6.3.2 mit Ausführungen zur Integration und Steuerung dezentraler Anlagen in der Praxis.

(5) Bei Fehlerbehebungen und Auswertungen muss nachvollziehbar sein, unter welchen Einstellungen/Szenarien die Daten generiert wurden oder Ereignisse auftraten.

(7) Da alle Partnersysteme und die iMSys - sowie Kommunikationsinfrastruktur ebenfalls erst im Feldtest erprobt werden mussten, waren Ausfälle dieser sowie zugehöriger Daten wahrscheinlich und entsprechend handzuhaben.

3.1.3. Entwickelte Lösungen

Im Folgenden wird die Software-Architektur des GEMS sowie die implementierten Modelle, Algorithmen und Prozesse vorgestellt. Dabei wird jeweils kurz erläutert, wie diese entwickelten Lösungen auf die Umsetzung der zuvor definierten Anforderungen abzielen.

Architektur

Abbildung 12 veranschaulicht die modulare Architektur und die externen Schnittstellen des GEMS. Der zentrale, blau schattierte Bereich umfasst dabei alle *Services* der GEMS-Software, während links und rechts davon die Systeme dargestellt sind, zu denen das GEMS externe Schnittstellen unterhält.

Die linke Seite der externen Schnittstellen des GEMS repräsentiert die Schnittstellen zum Netz, das heißt zur an das SMGW angeschlossenen Steuerbox (Kapitel 3), zum ESB (Kapitel 3.6) und zur Quoten-

Sekundärhandelsplattform (Kapitel 3.5). Die rechte Seite hingegen repräsentiert die Schnittstellen zu den flexiblen Anlagen im Haushalt.

Alle Services des GEMS sind als *Docker* (Merkel, 2014) Container basierend auf Python 3.8 umgesetzt und nutzen – mit Ausnahme der *Connector* und *Controller* Services (s. unten) – außerdem das Framework *Celery* (Celery - Distributed Task Queue, 2022), welches zur Verteilung von Aufgaben an die zuständigen Services und der Parallelisierung von Prozessen dient. Neben der „Beauftragung“ von sofort auszuführenden Aufgaben ermöglicht Celery insbesondere die Definition und entsprechend zeitlich koordinierte Ausführung periodisch wiederkehrender Aufgaben (siehe Funktionalität des *Orchestration* Service unten). Zudem kann jede Aufgabe wahlweise asynchron oder, falls Abhängigkeiten zu anderen Aufgaben bestehen, parallel oder verkettet zu anderen Aufgaben ausgeführt werden. Neben der Berücksichtigung zeitlicher Vorgaben an bestimmte Prozesse wird hierdurch folglich die Anforderung erfüllt, die Synchronität von Prozessen auf ein erforderliches Minimum zu beschränken.

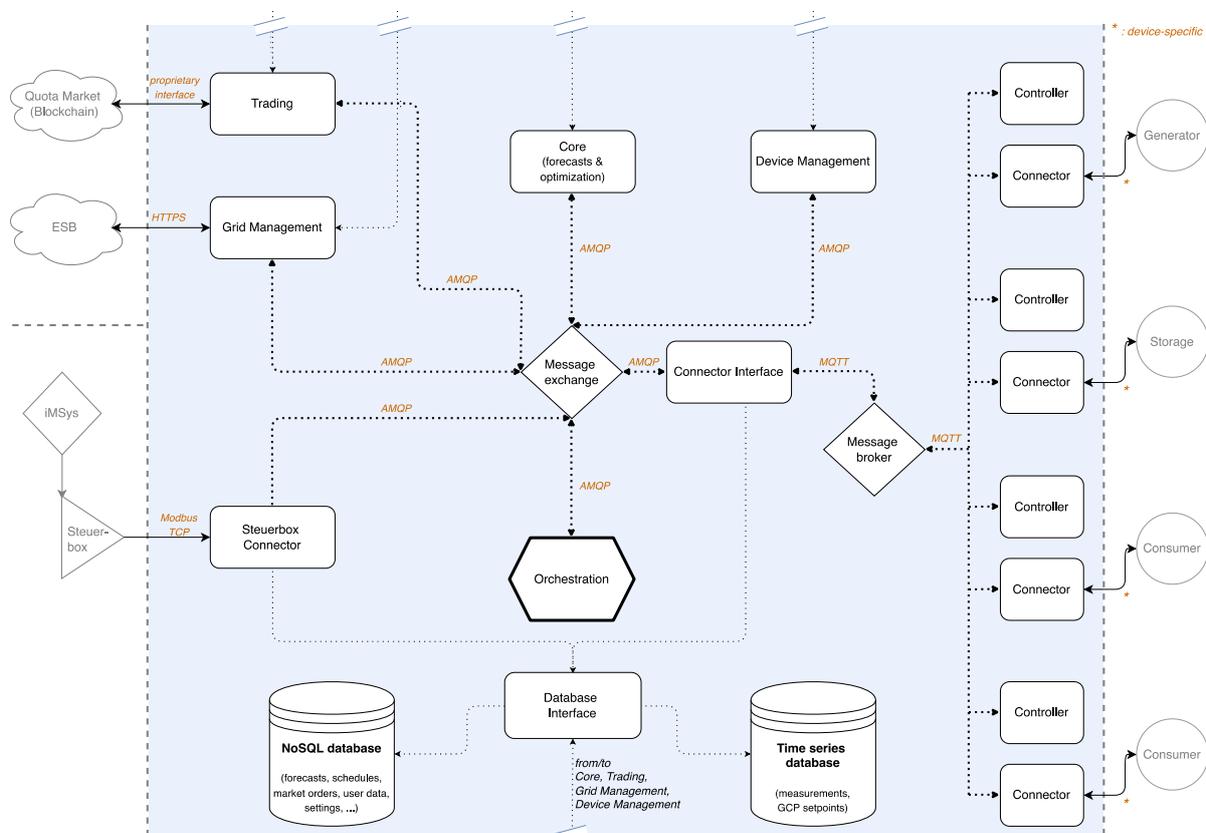


Abbildung 12: Service-Architektur des GEMS

Die Kommunikation der Aufgaben findet wie auch jeglicher sonstiger Nachrichtenaustausch zwischen den Services über den Message Broker *RabbitMQ* (RabbitMQ – Messaging that just works, 2022) statt, welcher das Protokoll *AMQP* (Advanced Message Queuing Protocol, kein Datum) nutzt.

Die verschiedenen Services des GEMS besitzen die folgenden jeweiligen Funktionalitäten:

Core

- Zeit- oder eventbasierte Erstellung von ...
 - Prognosen (PV-Erzeugung, unflexible Last, Verfügbarkeit des Elektrofahrzeugs)
 - Optimierte Anlagen-Fahrpläne
- Koordination von Quoten und Sollwerten (s. Kapitel 4.4)

Device Management

- Modellierung der zu integrierenden Anlagen basierend auf Konfigurationsdateien
- Speicherung der Modelle
- Berechnung der Flexibilität der Anlagen
- Koordination des E-Fahrzeug-Ladevorgangs (s. Kapitel 6.5.1)

Trading

- Schnittstelle zum Quoten-Sekundärmarkt
- Abgabe Marktgebote
- Empfang und interne Veröffentlichung des Marktergebnisses

Steuerbox Connector

- Schnittstelle zur Steuerbox
- Empfang von Leistungssollwerten in der roten Ampelphase
- Speicherung und Veröffentlichung der Sollwerte

Grid Management

- Schnittstelle zum Netz
- Versand, Empfang und Verarbeitung aller von den anderen Systemen benötigten Nachrichten (z.B. Fahrpläne, Quoten, Flexibilität, iMSys-Messwerte)
- Berechnungen von unflexibler Last oder Leistung am NAP aus iMSys-Messwert und Anlagenmesswerten
- Abgleich NAP-Messwert und -Fahrplan
- Berechnung der Flexibilität am NAP
- Berechnung der geltenden Leistungsbeschränkung am NAP (s. Kapitel 5.5)

Orchestration

- Setzen von allgemeingültigen Parametern und Szenarien basierend auf Konfigurationsdateien sowie Speicherung dieser Einstellungen
- Koordination aller periodischen Prozesse des GEMS durch Auslösen der zugehörigen Funktionen mittels Nachricht an den zuständigen Service zum korrekten Zeitpunkt

Die Services auf Seite der Schnittstellen zu den Anlagen bauen auf dem Framework *BEMCom* (Wölfle, Lösch, & Schmeck, 2022) auf. Es dient zur beschleunigten Entwicklung von Hardwareschnittstellen (den sogenannten *Connectors*) für die Anbindung von Sensorik und Aktorik im Kontext des Gebäudeenergiemanagements, z.B. einer Wallbox oder Temperatursensoren. Dafür stellt es unter anderem eine Vorlage zur Verfügung, welche einige generische Funktionalitäten einer Kommunikationsschnittstelle seitens eines EMS bereits implementiert. Zudem standardisiert es das Kommunikationsprotokoll (*MQTT* (Banks & Gupta, 2015)) und Format der Nachrichten, die zwischen Services eines EMS ausgetauscht werden, wie beispielsweise ausgelesene Messwerte oder umzusetzende Befehle.

Bei der Entwicklung eines spezifischen Connectors sind die generischen Funktionalitäten außerdem weitestgehend abstrahiert, sodass der Fokus auf die Umsetzung des Kommunikationsprotokolls der Anlagen und dessen Eigenschaften gelegt werden kann. Für Ausführungen zu den integrierten Anlagenschnittstellen im Feldtest sei auf Kapitel 6.3.2 verwiesen. Beim Einsatz des GEMS in einem bestimmten Gebäude ist folglich für jedes dort einzubindende Gerät (Wallbox, Wechselrichter usw.) ein individueller Connector Service aktiv. Dieses 1:1-Verhältnis gilt ebenfalls zwischen den Controller Services und zu steuernden Geräten. Im Gegensatz zu einem Connector ist der Controller jedoch eine vollständig generische, parametrisierte Implementierung und kann somit durch entsprechende Anpassung einer Konfigurationsdatei für jedes beliebige Gerät eingesetzt werden. Für die Integration der Connectors und Controllers mit den anderen Services des GEMS wurde das *Connector Interface* entwickelt. Zum einen ist es die Schnittstelle beziehungsweise Übersetzung zwischen den Protokollen AMQP und MQTT. Zum anderen erfolgt über diesen Service und einen entsprechenden Eintrag in dessen Konfigurationsdatei die Zuordnung der jeweiligen Anlage zu dessen Connector und Controller.

Im Folgenden werden die Funktionen der eben beschriebenen drei Services zusammengefasst:

Connector(s)

- Spezifische Geräteschnittstelle(n)
- Kommunikation mit dem Gerät:
Auslesen/Empfangen von Messwerten und Senden/Schreiben von Befehlen über dessen Kommunikationsprotokoll
- Kommunikation mit dem GEMS:
Empfang von weiterzuleitenden Befehlen und Versand von ausgelesenen Messwerten via MQTT
- Übersetzung zwischen MQTT und dem Kommunikationsprotokoll des Geräts

Controller(s)

- Empfang und Umsetzung von Fahrplänen durch zeitlich passenden Versand des Befehls (via MQTT)
- Empfang und Umsetzung von sofort gültigen Sollwerten durch Abbruch laufender Fahrpläne sowie Weiterleitung des Befehls (via MQTT)
- Kontrolle der Einhaltung der Befehle durch Empfang von und Abgleich mit Gerätemesswerten
- Meldung von Abweichungen (via MQTT)

Connector Interface

- Schnittstelle zwischen AMQP und MQTT zur Integration des BEMCom Frameworks
- Zuordnung von Anlage zu Connector und Controller über Eintrag in Konfigurationsdatei

Zusammengenommen werden durch die Nutzung von Docker und BEMCom sowie die Anpassung des GEMS an die individuellen Systemumgebungen und Szenarien über Konfigurationsdateien die Anforderungen Modularität, Portabilität und Konfigurierbarkeit erfüllt.

Zur Speicherung von Daten werden im GEMS zwei verschiedene Arten und Instanzen von Datenbanken eingesetzt: Messdaten von Anlagen und Zählern sowie Sollwerte für den Netzanschlusspunkt werden in der Zeitreihendatenbank *InfluxDB* (InfluxDB 1.7 documentation, 2023) gespeichert. Alle anderen Arten von Daten (Fahrpläne, Prognosen, Szenarioparameter wie bspw. die Länge der Quotenblöcke, Anlageneigenschaften, Fahrplanabweichungen, usw.) werden in einer Instanz des nicht-relationalen, dokumentenorientierten Datenbankmanagementsystems *MongoDB* (MongoDB, 2023) gespeichert, da dies eine hohe Flexibilität bezüglich der Struktur der zu speichernden Daten ermöglicht. Zusammen mit der Speicherung aller aktuellen Konfigurationen bei jedem Start des GEMS (mit Zeitstempel) erfüllt das

wiederum die Anforderung an Nachvollziehbarkeit und Datenintegrität. Denn auf diese Weise kann zusätzlich zu den Messwerten jegliche Art von Daten zeitlich zugeordnet persistiert werden, um im Bedarfsfall Hintergrundinformationen für Analysen zu erhalten.

Modelle

Im Folgenden wird die Modellierung der Anlagen, des Optimierungsproblems sowie der Prognosen des GEMS beschrieben. In allen Implementierungen wurde auf einen hohen Grad der Parametrisierung geachtet, sodass zeitliche Definitionen, technische Eigenschaften, Bezeichnungen oder Datenquellen über Änderungen in den Konfigurationsdateien anstatt im Programmcode einfach und schnell angepasst werden können.

Modellierung der Anlagen und des Netzanschlusspunkts

Um die verschiedenen Arten von Anlagen in die Fahrplan-Optimierung des GEMS zu integrieren, sind deren Eigenschaften und Verhaltensweisen über die zur Kategorie passende Klasse modelliert. Folgende Anlagenklassen sind implementiert: Batteriespeicher, Elektrofahrzeug mit Ladestation, Photovoltaikanlage mit Wechselrichter, Wärmepumpe, Wärmespeicher. Für jede zu integrierende Anlage muss ein Eintrag in der Konfigurationsdatei des Device Management Service mit Angabe eines eindeutigen Bezeichners (Name), der Anlagenkategorie und der technischen Eigenschaften erfolgen. Beim Start des GEMS wird für jede eingetragene Anlage ein Modell der angegebenen Kategorie mit den konfigurierten Eigenschaften erstellt und gespeichert. Dieser Vorgang, einschließlich Parametrierung über eine Konfigurationsdatei, erfolgt analog für das Modell des Netzanschlusspunkts im Grid Management Service. Neben einer eindeutigen Kennnummer, die vom Messstellenbetrieb für den zugehörigen iMSys vergeben wird, besitzt der Netzanschlusspunkt die folgenden zu konfigurierenden Eigenschaften: unbedingte Leistung (Last, s. Kapitel 2.1), Einspeisevergütung, Stromtarif, absolute und relative Toleranz für Leistungsabweichungen, Messkonzept.

Optimierungsmodelle

Die Optimierung der Anlagenfahrpläne ist als Gemischt-ganzzahliges lineares Optimierungsproblem formuliert. Es gilt stets das Ziel, die variablen Kosten zu minimieren unter Berücksichtigung der technischen Restriktionen der Anlagen und Präferenzen wie beispielweise ein Mindestladestand der E-Fahrzeug-Batterie. In der gelben und roten Ampelphase wird die Lösung zusätzlich durch eine Restriktion der Leistung am Netzanschlusspunkt eingeschränkt. Mit Ausnahme der Optimierung in der roten Ampelphase beträgt der Optimierungshorizont stets 24 Stunden aufgeteilt in Zeitschritte von 5 Minuten. Folgende Ereignisse lösen einen neuen Optimierungsdurchgang aus: Start des GEMS, anstehende Quotenberechnung (vgl. Kapitel 5.1), Empfang der Quoten, Empfang des Marktergebnisses, Ankunft und Abfahrt des E-Fahrzeugs, Fahrplanabweichungen, Empfang des Sollwerts. Auf die Details zur Fahrplanoptimierung und Umsetzung der Vorgaben an den Netzanschlusspunkt in den jeweiligen Ampelphasen wird in Kapitel 4.4 (rote Ampelphase) und Kapitel 5.3 und 5.5 (gelbe Ampelphase) eingegangen.

Das Optimierungsproblem ist mittels der Bibliothek *Pyomo* (Bynum, et al., 2021) (Hart, Watson, & Woodruff, 2011) implementiert und wird durch Einsatz des Solvers *GLPK* (GNU Linear Programming Kit, 2012) gelöst.

Prognosemodelle

Im GEMS kommen mehrere verschiedene Prognosemodelle zum Einsatz, um die PV-Erzeugung, unflexible Last und Verfügbarkeit (Anschlussstatus) des E-Fahrzeugs vorherzusagen.

Die unflexible Last eines Haushalts wird mithilfe eines referenzbasierten Modells für die nächsten 24 Stunden mit einer Auflösung von einer Minute vorhergesagt. Die Referenzdaten bestehen aus Messwerten der unflexiblen Last (Wirkleistung) der letzten 30 Tage. Bei größeren Datenlücken in diesem Zeitraum werden weitere Tage einbezogen. Das referenzbasierte Modell funktioniert wie folgt: Aus den Referenzdaten werden drei verschiedene Tageslastkurven generiert. Sie basieren auf den Durchschnittswerten aller 30 Tage, der vorangegangenen 7 Tage und der Tage mit dem gleichen Wochentag wie die prognostizierten Tage. Die endgültige Prognose ergibt sich schließlich aus dem Mittelwert dieser drei Lastkurven.

Um zu wissen, wann das Elektrofahrzeug verfügbar ist und geladen werden kann, wird prognostiziert, in welchen Zeiträumen es an der Ladestation angeschlossen ist. Im Allgemeinen wird für die Vorhersage dasselbe referenzbasierte Modell verwendet wie für die Lastprognose. Anstelle von Messwerten der Leistung bestehen die Referenzdaten jedoch aus historischen Werten des binären Anschlussstatus, wobei 1 bedeutet, dass das Ladekabel am Fahrzeug und an der Ladestation angeschlossen ist und der Ladevorgang autorisiert ist. Jeder andere Zustand ist gleichbedeutend mit „nicht angeschlossen“ und ist mit 0 kodiert.

Es gibt jedoch zwei Fälle, in denen das referenzbasierte Modell nicht ausschließlich angewendet wird. Wenn das Fahrzeug mit der Ladestation verbunden wird, löst das GEMS einen neuen Prognose- und Optimierungsdurchlauf aus, um die Fahrpläne entsprechend zu aktualisieren. In diesem Fall wird zunächst die durchschnittliche Dauer der beiden Anschlusszustände basierend auf allen verfügbaren Werten der letzten sechs Monate berechnet. Daraufhin wird vorhergesagt, dass das Fahrzeug für die sich daraus ergebende durchschnittliche Dauer angeschlossen bleibt und dann für die entsprechende durchschnittliche Dauer abwesend ist. Nur die verbleibenden Zeiträume des Prognosehorizonts werden von dem referenzbasierten Modell vorhergesagt. Andernfalls könnte das Modell auf der Grundlage der historischen Daten für die kommenden Perioden fälschlicherweise "nicht angeschlossen" vorhersagen, wodurch das Elektrofahrzeug nicht geladen werden würde. Der zweite Fall betrifft die Trennung des Fahrzeugs von der Ladestation während eines aktiven Ladevorgangs. In diesem Fall wird angenommen, dass das Fahrzeug zunächst für die entsprechende durchschnittliche Dauer nicht angeschlossen bleibt und der Rest des Prognosehorizonts wird wieder durch das referenzbasierte Modell vorhergesagt.

Im Rahmen des Projekts wurde den Feldtestteilnehmenden eine einfache Benutzeroberfläche (s. Kapitel 6.4.2) zur Verfügung gestellt, in der sie bei Anschluss ihres Fahrzeugs ihre geplante Abfahrtszeit eingeben konnten. War dies der Fall, so wurde diese Information anstelle der durchschnittlichen Anschlussdauer verwendet.

Für die Vorhersage der PV-Erzeugungsleistung wurden zwei Modelle entwickelt: ein Kurzzeitmodell und ein 24-Stunden-Modell. Bei beiden Modellen handelt es sich um neuronale Netze mit zwei versteckten Schichten, welche als Eingangsdaten PV-Wirkleistungsmesswerte, normiert auf die Nennleistung, und die stündliche Vorhersage der Sonnenscheindauer erhalten. Die Prognose des 24-Stunden-Modells ist auf die zeitlichen Abläufe rund um die Quotenberechnung (s. Kapitel 5.1) angepasst und wird entsprechend mit einer Vorlaufzeit von mehr als einer Stunde erstellt. Mit dem Kurzzeitmodell hingegen wird stündlich die Wirkleistung für die folgende Stunde mit einer Vorlaufzeit von nur fünf Minuten prognostiziert, um die Erzeugungsprognose häufig und zeitnah zu aktualisieren und dabei die allerneuesten PV-Messwerte sowie Wettervorhersagedaten zu berücksichtigen.

Weitere Details zu allen beschriebenen Prognosemodellen, wie etwa zur Wahl und Entwicklung der Modelle und den verwendeten Trainingsdaten, sind in (Frankenbach, et al., 2022) veröffentlicht.

Prozesse

Im GEMS laufen verschiedenste Prozesse parallel ab, welche entweder zeit- oder ereignisbasiert ausgelöst werden. Die folgende Tabelle 2 gibt einen Überblick, welche periodisch wiederkehrenden Prozesse in welchem Intervall und durch welchen Service des GEMS ausgeführt werden. Alle Intervalldefinitionen können jederzeit über die Konfigurationsdatei geändert werden. Die hier aufgeführten Werte entsprechen der finalen Umsetzung im Feldtest.

Tabelle 2: Zeitbasierte periodische Prozesse des GEMS

Prozess	Ausführender Service	Intervall / Zeitpunkt
Flexibilitätsberechnung und -kommunikation	Device Management & Grid Management	30 s
PV-Kurzzeitprognose	Core	1 h
Fahrplanoptimierung für Quotenberechnung	Core	6 h (75 min vor Beginn einer Quotenperiode, s. Kapitel 5.1)
Versand Fahrplan für Quotenberechnung	Grid Management	6 h (60 min vor Beginn einer Quotenperiode, s. Kapitel 5.1)
Abfrage Quoten vom Netzbetreiber	Grid Management	6 h (58 min vor Beginn einer Quotenperiode s. Kapitel 5.1)
Abfrage iMSys-Messwerte	Grid Management	30 s
Abfrage nach Update der Nutzereingabe im Ladeplaner	Grid Management	5 min
Check Ladevorgang E-Fahrzeug	Device Management	15 min
Versand Anlagenmesswerte (1-min-Mittelwerte)	Grid Management	15 min

Eventbasierte Prozesse werden jeweils durch ein bestimmtes Ereignis beziehungsweise dessen Meldung durch einen Service innerhalb des GEMS ausgelöst. Tabelle 3 ordnet die Prozesse den Ereignissen zu, durch dessen Meldung sie ausgelöst werden.

Tabelle 3: Ereignisbasierte Prozesse des GEMS

Prozess	Ausführender Service	Auslösendes Ereignis	Meldender Service
Verarbeitung der finalen Quoten	Grid Management	Empfang Quoten-Handelsergebnis	Trading
Fahrplanoptimierung	Core	Empfang der finalen Quoten	Grid Management
		Empfang eines Sollwerts oder Freigabe	Grid Management
		Fahrplanabweichung (Anlage oder NAP)	Controller / Grid Management
		Neue Nutzereingabe im Ladeplaner / Ankunft E-Fahrzeug	Grid Management
Ermittlung und Abgabe Marktgebote	Trading	Überschreitung der max. Standzeit ohne Ladung des E-Fahrzeug	Device Management
		Empfang der Quoten des Netzbetreibers	Grid Management
Versand Sollwert-Empfangsbestätigung	Grid Management	Empfang eines Sollwerts für den NAP	Grid Management
Versand Sollwert-Umsetzung (Planleistung am NAP)	Grid Management	Nach Optimierung entsprechend des Sollwerts	Core
Abgleich Messwert mit Fahrplan am NAP	Grid Management	Empfang/Berechnung des Messwerts für den NAP	Grid Management

Die zur roten Ampelphase gehörenden Prozesse (Flexibilitätsberechnung, Sollwertempfang und Sollwertumsetzung) werden in Kapitel 4 detailliert beschrieben. Weitere Details zu Prozessen rund um das Quotenmodell werden – falls nicht bereits in diesem Kapitel eingeführt – in Kapitel 5 beschrieben. Die Koordination des Elektrofahrzeug-Ladevorgangs und die Kommunikation von Messwerten sind Prozesse, die hauptsächlich für den Feldtest implementiert wurden. Folglich werden diese in Kapitel 6.5.1 näher erörtert.

3.2. PSIngo

Die implementierten Netzregler-Module von PSIngo überwachen das Netz kontinuierlich mittels einer Zustandsschätzung (detaillierte Abläufe zum PSIngo sind in Kapitel 4.2 zu finden). Im Falle der roten Ampelphase (Engpass-Situation) werden unter Berücksichtigung des Flexibilitätspotentials an den Netzanschlusspunkten Sollwerte berechnet, um den Engpass schnellstmöglich zu lösen. Abbildung 13 zeigt eine vereinfachte Darstellung der in flexQgrid umgesetzten Systemlandschaft zur Überwachung, Regelung und Steuerung. Die für flexQgrid bereitgestellte Leitsystemumgebung (in grün dargestellt) besteht aus dem Leitsystem PSIcontrol, der Smart Grid Plattform PSIngo (PSI Intelligent Grid Operator) und der Datendrehscheibe und Integrationsplattform PSIconnect. Des Weiteren werden Zustandsdaten aus dem Leitsystem der Netze BW an die Leitsystemumgebung des Projekts weitergeleitet, sodass die

Erweiterungen ohne Beeinflussungen des Hauptsystems mit realen Prozessdaten getestet werden konnten.

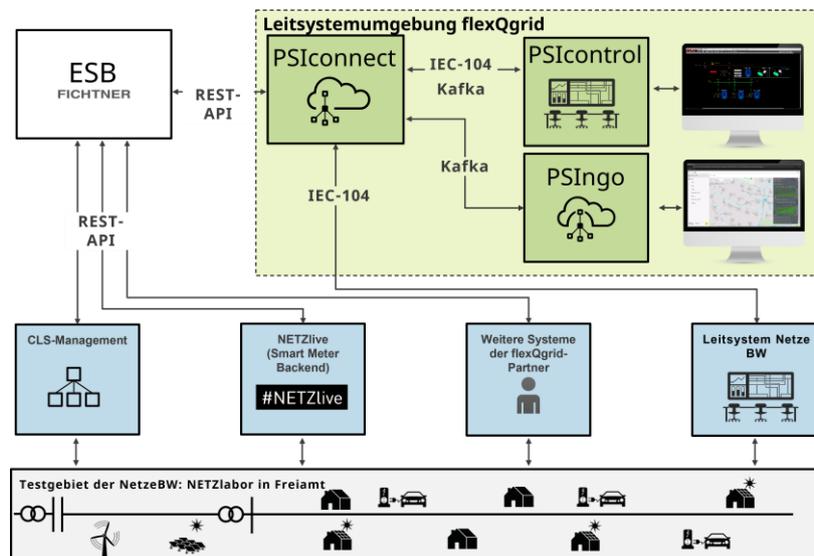


Abbildung 13: Systemlandschaft PSIngo und PSControl

Die detaillierte Umsetzung des Benutzer- und Visualisierungskonzept im PSControl ist in Kapitel 6.4.1 beschrieben.

3.3. Aggregator

Die Entelios AG tritt im Forschungsprojekt als Aggregator und Vermarkter von Flexibilitäten in Sekundärmärkten (Regelreserve oder Intraday-Markt) auf. Das allgemeine Ziel war hier die Untersuchung der technischen Durchführbarkeit von Regeleingriffen im Anlagenportfolio und die qualitative Bewertung der Wirtschaftlichkeit solcher Eingriffe. Zwei Szenarien sollen in flexQgrid untersucht werden:

- Szenario 1 - Energieneutrale Portfoliooptimierung: Die Fahrpläne einzelner Anlagen werden in gleicher Weise gegeneinander gefahren, so dass am Netzbetriebsmittel keine Abweichung erkennbar und kein Energiehandel erforderlich ist. Ziel ist, wenn ein Netzknoten in der Niederspannung z.B. durch hohe PV-Einspeisung überlastet ist, dort die Last gezielt zu reduzieren und an anderer Stelle auf gleicher Weise die Einspeisung zu erhöhen.
- Szenario 2 - Energiewirksamer Intraday-Handel: Entelios möchte demonstrieren, dass aus einem größeren Quartierspeicher eine Intraday-relevante Energiemenge entnommen oder diesem zugeführt werden kann. Für den Intraday-Handel gelten gewisse Mindest-Handelsmengen. Daher beteiligen sich kleine dezentrale Anlagen normalerweise nicht am Intraday-Handel. Die Vermarktung einer produzierten Menge aus der Niederspannung würde zeigen, dass dies sowohl technisch als auch aus ökonomischen Gründen möglich ist.

3.4. Netzbetreiber

Der Netzbetreiber ist dafür verantwortlich, sein Netz sicher zu betreiben und den angeschlossenen Netzkunden Strom sicher und zuverlässig zur Verfügung zu stellen. Um Überlastungen von Netzbetriebsmitteln zu vermeiden und die Versorgungssicherheit aufrecht halten zu können, kann der Netzbetreiber auf Flexibilität zugreifen und steuernd eingreifen.

Die Aufgaben des Netzbetreibers im Rahmen des Netzampelkonzepts in flexQgrid sind:

- Schnittstelle für den Empfang der Messdaten aus dem Netz. Der Netzbetreiber ist zum einen für die Messdaten direkt aus dem Netz (z.B. Ortsnetzstationen) verantwortlich. Die Netzzustandsdaten aus den iMSys bekommt der Netzbetreiber vom Messstellenbetreiber. Die Zähler selbst wurden ebenfalls vom Netzbetreiber bei den Kunden bzw. Feldtestteilnehmenden installiert. Alle Messdaten werden den anderen Systemen und Komponenten in flexQgrid vom Netzbetreiber zur Verfügung gestellt.
- In der roten Ampelphase ist die Rolle des Netzbetreibers im Normalfall beobachtend. Sind die Parameter für das Eingreifen der Netzregler festgelegt, gibt es aufgrund der automatisierten Überwachung und Steuerung der Netzregler keinen aktiven Part. Im Problemfall kann der Operator über das Benutzer- und Visualisierungskonzept (s. Kapitel 6.4.1) eingreifen und bei Bedarf auch Regler deaktivieren.
- In der gelben Ampelphase hat der Netzbetreiber hingegen eine aktive Rolle. Da nicht jeder NAP von einem GEMS prognostiziert wird, gibt es auch Netzanschlussleistung, die in keiner bisherigen Prognose auftaucht. Da für eine Prognose der Auslastung der Netzbetriebsmittel jedoch die gesamte über die Betriebsmittel übertragene Leistung benötigt wird, wird für die unflexible Leistung eine aggregierte Prognose erstellt. Mehr Details zur Prognose sind in Kapitel 5.2 zu finden.

Mit den gesamten Prognosen (aggregierte Prognose und GEMS-Fahrpläne) führt der Netzbetreiber dann eine Netzberechnung durch, um zu prüfen, ob es zu einem Engpass kommt, wenn alle Anlagen sich entsprechend der Prognose oder dem Fahrplan verhalten. Wird ein Engpass prognostiziert, wird vom Netzbetreiber eine Quote berechnet und an die entsprechenden NAPs weitergegeben. Mehr zu der Netzberechnung und Quotenermittlung ist in Kapitel 5.4 zu finden.

3.5. Sekundärmarkt

Da immer mehr Energieendkunden an der Erzeugung beteiligt sind, wird Flexibilität zu einem immer wichtigeren Gut für die Energiemärkte und den Netzbetrieb (Torbaghan, 2016). Die zunehmende zeitliche und räumliche Ungleichheit von Nachfrage und (erneuerbarer) dezentraler Erzeugung führt zu höheren Flexibilitätsanforderungen (Kondziella, 2016). Kleine Prosumer und andere dezentrale Energieressourcen bieten erhebliche Möglichkeiten, ihre individuelle Flexibilität zu nutzen, wenn sie wertmaximierend eingesetzt werden (Mengelkamp, 2018). Marktmechanismen können die Nutzung individueller Flexibilität für ein wirtschaftlich effizientes Angebot und eine effiziente Nachfrage von Flexibilitätsdienstleistungen erleichtern (Eid, 2016).

Über den Markt wird die Einhaltung der Quote dadurch flexibilisiert, dass Marktteilnehmer ihre positive und negative Flexibilität handeln können. So wird die Quote, die der Netzbetreiber in der gelben Ampelphase ausruft, in einem Marktgebiet eingehalten, obwohl einzelne Teilnehmer bei Bedarf über der Quote liegen können, da sie flexibel Leistung am Markt handeln. Ein Marktgebiet ist durch einen oder mehrere Niederspannungsstränge spezifiziert. Mit der Etablierung eines Sekundärhandels von Quoten kann das Effizienzpotenzial hinsichtlich der Flexibilitätsnutzung erhöht werden.

3.6. Enterprise Service Bus

In flexQgrid wurde die Kommunikations- und Prozesssteuerungsplattform Fichtner EDDIE als Enterprise Service Bus (ESB) eingesetzt, um eine geordnete Integration der unterschiedlichen Komponenten auf Basis einer serviceorientierten Architektur (SOA) zu realisieren.

Die Basisfunktion des ESB besteht darin, Daten entgegenzunehmen und an die passende Stelle im passenden Format weiterzuleiten. So ist das vorrangige Ziel des ESB die Kommunikation zwischen sämtlichen im Feldtest eingesetzten Komponenten und Systemen. Schnittstellen und Prozessdefinitionen wurden dafür definiert, um die Kommunikation zwischen den verschiedenen Anwendungen und Systemen zu standardisieren und zu vereinfachen.

Während des Feldtests verfolgte der ESB zusätzlich das Ziel, sämtliche Vorgänge sowie alle übermittelten Daten zu persistieren, um sie im Anschluss von allen beteiligten Partnern nachvollziehen zu können und datenbasierte Auswertungen zu ermöglichen.

Zusätzlich konnte über das zentrale Monitoring des ESB ein ganzheitlicher Überblick über jedes Geschehnis im Feld ermöglicht werden. So konnten alle Partner in quasi Echtzeit die automatisierten Prozesse und Daten, die über den ESB transportiert wurden, verfolgen. Darauf aufbauend konnten Partner mittels der Alarming Funktionen des ESBs über ausgefallene Teilprozesse automatisiert informiert werden.

4. Rote Ampelphase

Nachdem in Kapitel 3 die einzelnen Systeme und Rollen vorgestellt wurden, werden in diesem Kapitel die Prozesse der roten Ampelphase näher erläutert.

Kommt es auf der Nieder- und Mittelspannungsebene zu einem Engpass in Echtzeit, muss der Netzbetreiber sofort reagieren, um eine Überlastung der Betriebsmittel zu verhindern und das Verteilnetz in einem sicheren Betriebszustand zu halten. Engpässe können durch Abweichungen vom Sollspannungswert eintreten, oder aber durch eine Überschreitung der Bemessungsleistung der Betriebsmittel (siehe Kapitel 2.1). Im Projekt flexQgrid lag der Fokus auf Engpässen durch Leistungsspitzen aufgrund hoher Leistungseinspeisung oder Leistungsbezug. Tritt ein solcher Engpass auf, springt die Netzampel auf Rot – in dieser Phase werden die beteiligten Kundenanlagen schnellstmöglich gesteuert, um die Überlastung zu beheben und das Netz in einen sicheren Betriebszustand zurückzuführen.

In der roten Ampelphase des Projekts flexQgrid oblag die Überwachung des Netzzustandes durch Messdaten und Zustandsschätzung ebenso wie die Ansteuerung der flexiblen Kundenanlagen einem Netzregler PSIngo pro Netzcluster. Im Feldtest wurde ein Mittelspannungsstrang sowie mehrere Ortsnetze und deren gemessene Niederspannungsabgänge als Netzcluster definiert. Der Netzregler erhält durch die GEMS der intelligenten Haushalte Kenntnis über das Flexibilitätspotential, sodass er nur erreichbare Arbeitspunkte der dezentralen Anlagen abrufen kann. Ist der Engpass gelöst, so kehrt die Netzampel in ihren vorherigen Zustand zurück, dies kann eine grüne oder eine gelbe Ampelphase sein.

Der folgende Abschnitt erläutert detailliert die notwendigen Prozesse der einzelnen Komponenten und deren Interaktion in der roten Ampelphase.

4.1. Flexibilitätspotential

Da die Momentanwerte der Energiedaten am Netzanschlusspunkt eines Gebäudes keine Aussagekraft über dessen Flexibilitätspotenzial besitzen, wird eben dieses vom GEMS regelmäßig ermittelt und an den Netzregler kommuniziert. Es gibt verschiedene Ansätze zur Bestimmung und Kommunikation energetischer Flexibilität (Mauser, 2017). In flexQgrid wird die Flexibilität eines Haushalts als kontinuierliches Leistungsband am Netzanschlusspunkt abgebildet. Hierzu wird für jede flexible Anlage die minimale und maximale Leistung über eine Minute auf Basis des aktuellen Zustands (z.B. Ladestand des Batteriespeichers) sowie der technischen Parameter (z.B. Nennleistung) berechnet. Die Flexibilität am Netzanschlusspunkt ergibt sich schließlich aus der Summe dieser Leistungsgrenzen aller Anlagen zuzüglich der gemessenen unflexiblen Erzeugung (negativ) und unflexiblen Last (positiv) des Gebäudes. Die Flexibilität wird alle 30 Sekunden neu berechnet und kommuniziert. Die Nachricht enthält zudem die aktuelle Fahrplanleistung am Netzanschlusspunkt.

4.2. Netztransparenz und Zustandsschätzung

Zur automatisierten Überwachung und Steuerung des Feldtestgebietes wurde der Netzregler der Smart Grid Plattform PSIngo weiterentwickelt. Dieser überwacht die Auslastung des Netzes auf Basis einer KI-basierten Netzzustandsschätzung. Hierfür stehen ihnen minütliche Messdaten aus den Ortsnetzstationen (bei den drei Niederspannungsnetzen auch abgangsscharf) sowie die Netzzustandsdaten aus den iMSys (TAF10, siehe auch 6.3.1) zur Verfügung. Die Daten aus den Ortsnetzstationen wurden mithilfe von SyM²-Zählern aufgezeichnet (siehe 6.3). Um einen zu langen Zeitverzug zwischen Messwert-Eingang und Regler-Start zu vermeiden, wird alle 30 Sekunden auf Basis dieser Messwerte eine dreiphasige Zustandsschätzung durchgeführt. Die Schätzung des gesamten

Netztes ermöglicht auch das Erkennen von Engpässen in der Tiefe des Netzes, z.B. eine Spannungserhöhung am Ende eines Stranges. In Abbildung 14 ist das Verfahren vereinfacht dargestellt.

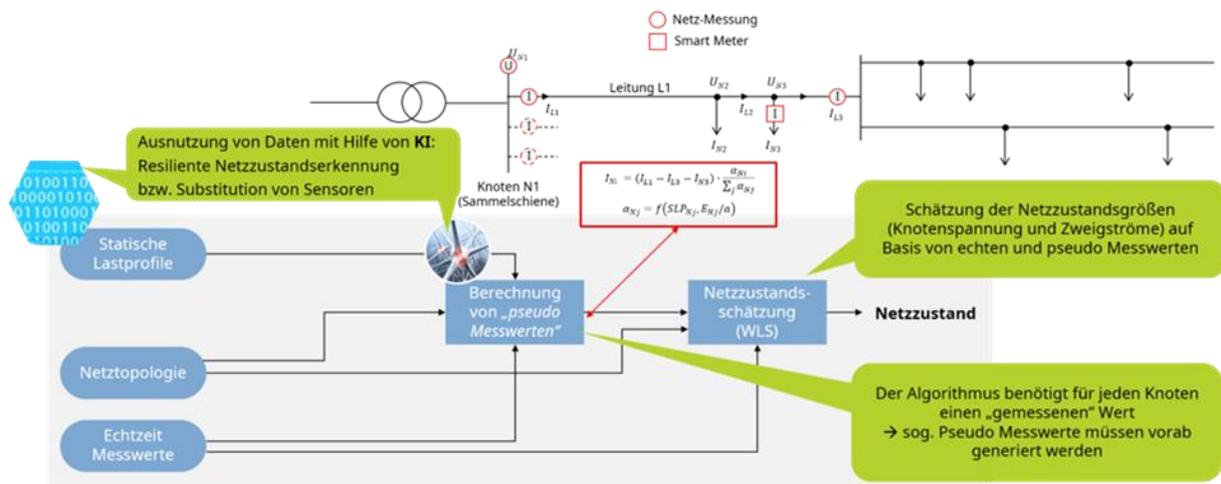


Abbildung 14: Verfahren der Zustandsschätzung in flexQgrid

Netztopologie, Messwerte und statische Informationen werden genutzt, um sogenannte Pseudo-Messwerte für jeden Knoten im Netz zu erzeugen. Hier wird beispielsweise in einem bestimmten Netzbereich der Anteil der gemessenen Netzlast, welcher auf ungemessene Lasten entfällt, anhand von statischen Informationen wie hinterlegten Standardlastprofilen und Jahresenergiebedarf verteilt. Mit einem Weighted-Least-Square-Verfahren werden im nächsten Schritt alle Messwerte und Pseudo-Messwerte mit dem elektrischen Modell abgeglichen und der wahrscheinlichste Zustand bestimmt. Somit erhält man für jeden Knoten und jeden Zweig im Netz eine Spannungs- bzw. Stromschätzung, auf deren Basis eine Grenzwert-Verletzung und somit ein Engpass erkannt werden kann.

In Abbildung 15 ist das Prinzip des entwickelten KI-Moduls sowie Ergebnisse der geschätzten Lastgänge an einzelnen Knoten zu sehen. Es werden zwei Ansätze verfolgt: im generischen Ansatz werden an gemessenen Knoten (Smart Meter) aus der Historie gelernt und es wird versucht, Ersatzwerte zu bilden, sollte die Messung einmal ausfallen. Im prädiktiven Ansatz wird anhand "fremder" Messwerte versucht, über die Korrelation von statischen Daten (Jahresenergieverbrauch, vorhandene Anlagentypen, etc.) eine Schätzung für den aktuellen Zeitpunkt zu treffen.

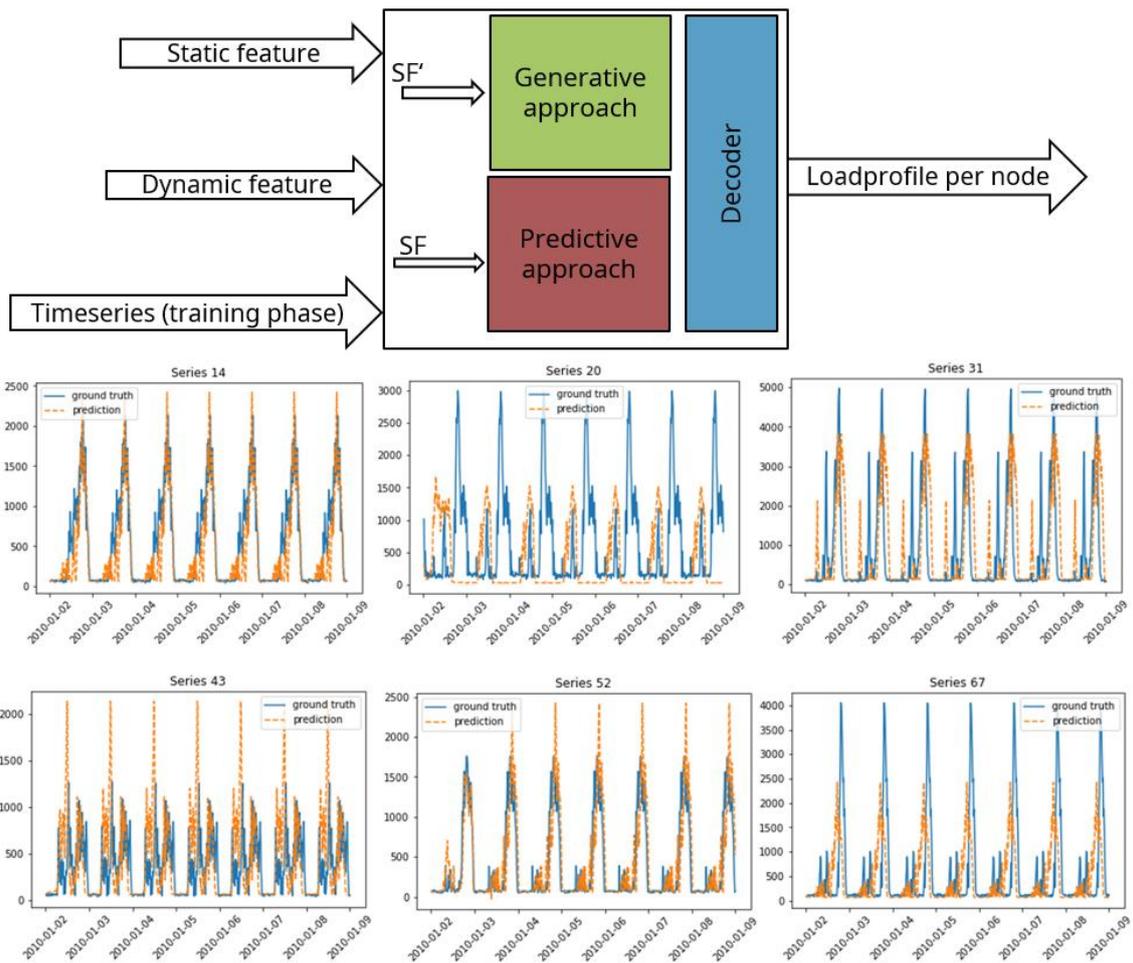


Abbildung 15: Prinzipieller Ansatz der KI-gestützten Lastverwerfung und geschätzte Lastgänge an einzelnen Knoten

Der korrekte Netzausschnitt wird jedem Netzregler automatisiert bereitgestellt und, sobald sich ein Schaltzustand ändert, automatisch neu berechnet (siehe Abbildung 16).

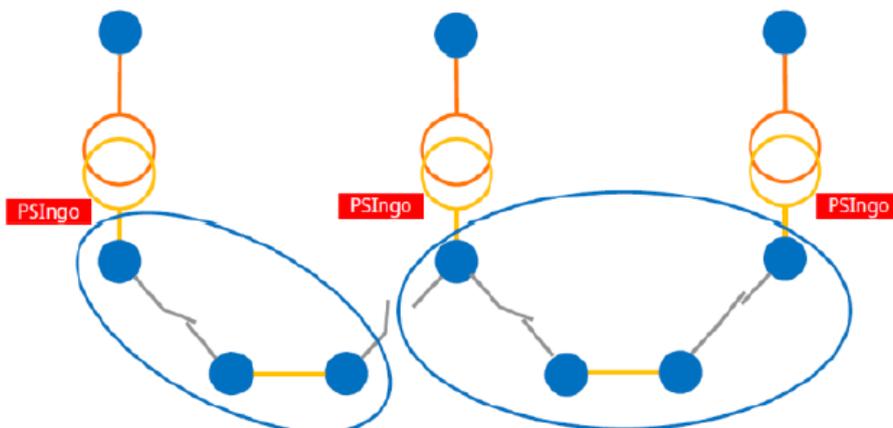


Abbildung 16: Darstellung einer automatischen Netzausschnitt-Berechnung anhand der aktuellen Schalterstellungen

4.3. Engpasserkennung

Wird ein Engpass erkannt, berechnet der Netzregler automatisiert Sollwerte für die dezentralen Anlagen auf Basis der Aktor-Sensitivitäten auf den betroffenen Engpass. Um möglichst viel erneuerbare Energie in das Netz aufzunehmen und die Netzkunden nicht zu stark einzuschränken, wird gerade genug Leistung abgeregelt, um den Engpass zu lösen. Umgekehrt wird die Leistung wieder schrittweise freigegeben, sobald die Netzreserve ausreichend ist. Eine Herausforderung im realen Betrieb sind unterschiedliche Reaktionszeiten von Anlagen. Werden in einem Zyklus ein oder mehrere Sollwerte verschickt, muss zunächst auf Umsetzungs-Bestätigungen gewartet werden. Da der Engpass durch die Reaktionszeiten nicht umgehend behoben ist, würden ansonsten weitere Sollwerte für andere Anlagen generiert werden und mehr Anlagen abgeregelt als notwendig. Die Sollwerte der Steuerung werden über das Controllable-Local-System-Management (CLS-M) an die im Projekt eingesetzten Steuerboxen der iMSys gesendet (s. auch Kapitel 6.3.1).

In Abbildung 17 ist das Ablaufdiagramm eines Regler-Zyklus zu sehen. Insbesondere wird deutlich, dass der Zyklus erst durchlaufen wird, wenn keine Aktor-Antworten mehr ausstehen. Nach einer gewissen Zeit kann jedoch ein nicht reagierender Aktor automatisch deaktiviert werden und die Antwort wird nicht weiter vorausgesetzt. Des Weiteren sind verschiedene Timer sichtbar. Der „Violation-Timer“ prüft, wie lange eine Grenzwertverletzung schon anliegt, um eine Vermeidung ungewollt schneller Reaktionen zu ermöglichen. Auf der anderen Seite ist der „No-Violation-Timer“ dafür verantwortlich, eine Hochregelung erst dann freizugeben, wenn das Netz lange genug Engpass-frei ist. Für die Erkennung der Engpass-Freiheit kann hier eine Hysterese parametrisiert werden, sodass die rote Ampel erst zurückgesetzt wird, wenn der kritische Wert beispielsweise auf 90% des Grenzwertes gefallen ist. Standardmäßig wurde für beide Zeitkonstanten eine Minute gewählt.

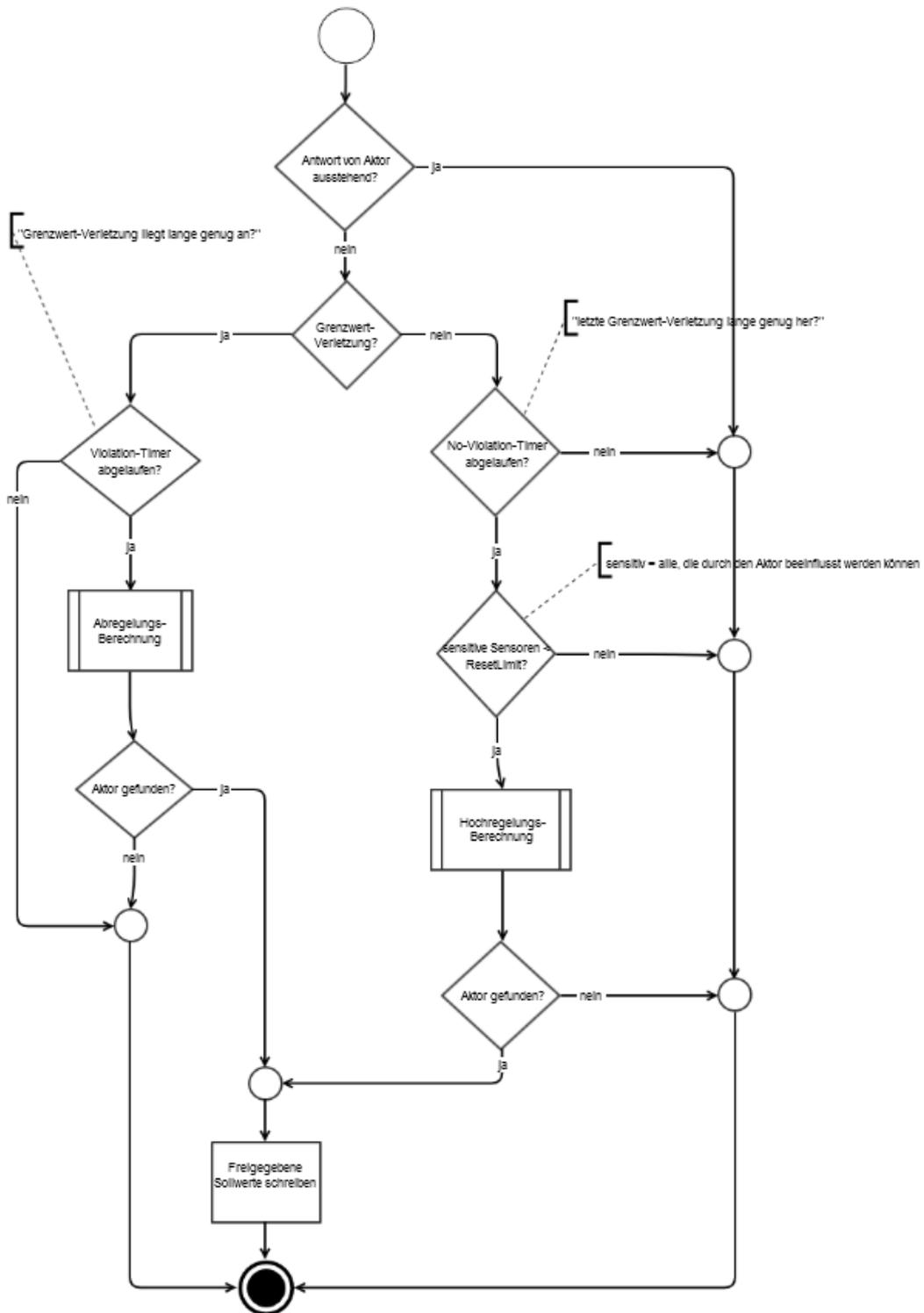


Abbildung 17: Ablaufdiagramm eines Netzregler-Zyklus in PSIngo

4.4. Sollwertumsetzung durch GEMS

Sollwertempfang und -umsetzung

Im Falle einer roten Phase erhält das GEMS als zentrale Schnittstelle zwischen dem Verteilnetz und den steuerbaren Flexibilitäten im Gebäude einen Sollwert von der Steuerbox. Dieser Sollwert gibt die Wirkleistung am Netzanschlusspunkt vor, welche so schnell und exakt wie möglich umzusetzen ist. Darüber hinaus gilt der Sollwert bis zum Erhalt eines neuen Sollwerts oder des Freigabesignals.

Nach Empfang und Verarbeitung des Sollwerts optimiert das GEMS die Leistungsvorgaben für die flexiblen Anlagen mit dem Ziel, durch die Summe der Leistungsflüsse am Netzanschlusspunkt den Sollwert zu treffen. Hierfür wird die beidseitige Abweichung zum Sollwert über den Horizont von einer Minute minimiert und anschließend die resultierenden Leistungsbefehle an die einzelnen Anlagen geschickt. Bereits existierende Fahrpläne und vorherige Leistungsbefehle werden dabei überschrieben. Wird innerhalb dieser Minute kein neuer Sollwert oder die Freigabe empfangen, wird derselbe Optimierungslauf wiederholt – mit dem bestehenden Sollwert, aber aktualisierten Zuständen der flexiblen Anlagen und Messwerten der unflexiblen Erzeuger und Verbraucher. Dies ergibt möglicherweise geänderte Leistungsbefehle, welche erneut an die Anlagen kommuniziert werden. Diese Prozesskette wird so lange mit alten oder neuen Sollwerten wiederholt, bis das GEMS bei Aufhebung der roten Phase schließlich das Freigabesignal erhält. Durch das Zurückfallen in die grüne oder gelbe Ampelphase wird in diesem Fall die in Kapitel 3.1.3 beschriebene standardmäßige Kostenminimierung unter Berücksichtigung der aktuellen Anlagenzustände und Quoten durchgeführt. Den flexiblen Anlagen werden wieder längerfristige Fahrpläne bereitgestellt und der zuletzt geltende Leistungsbefehl für eine Anlage aus der roten Phase wird dann mit Beginn des neuen Fahrplans abgelöst.

Rückmeldung Soll- und Zielwert

Um eine schnelle Rückmeldung an den Netzregler zu ermöglichen, wird auf den Erhalt eines Sollwerts mit zwei Meldungen reagiert. Zunächst wird direkt nach Empfang eine Bestätigungsnachricht vom GEMS an den Netzregler versandt, welche den empfangenen Wert spiegelt. Nach dem oben beschriebenen Optimierungslauf wird außerdem gemeldet, welcher Leistungswert am Netzanschlusspunkt planmäßig umgesetzt wird. Im Idealfall entspricht dieser Zielwert dem Sollwert. Durch den zeitlichen Abstand zwischen der letzten Flexibilitätsmeldung und dem Erhalt des Sollwerts können sich die Anlagenzustände sowie die unflexiblen Energieflüsse jedoch bereits geändert haben und eine exakte Erreichung des Sollwerts verhindern. Die Umsetzbarkeit der Sollwerte im Feldtest wird in Kapitel 7.1.2 ausgewertet und diskutiert.

4.5. Flexibilitätskennfelder

Um über mehrere Spannungsebenen hinweg die Nutzung betrieblicher Flexibilitäten zu vereinfachen, ist es möglich, die einzelnen Flexibilitätspotentiale der GEMSe aus Kapitel 4.1 zu einer Gesamtflexibilität zu aggregieren. Dabei werden alle flexiblen Leistungen innerhalb eines Netzgebiets, das heißt jeweils für die drei Fokus-Ortsnetze (siehe 6.1) sowie das überlagerte Mittelspannungsnetz, zusammengefasst. Tritt ein Engpass im Mittelspannungsnetz auf, kann dieser auf Basis der aggregierten Flexibilität der Fokus-Ortsnetze gelöst werden, ohne dass Kenntnis über die Netztopologie, den Netzzustand oder die Flexibilität der einzelnen Anlagen benötigt wird. Somit kann der Kommunikationsaufwand zwischen den verschiedenen Spannungsebenen erheblich reduziert werden, was für einen dezentralen Ansatz verschiedener Netzzellen, insbesondere unter Einbindung unterschiedlicher Netzbetreiber, einen erheblichen Mehrwert bietet.

Für die Aggregation aller Flexibilitäten im Netz können sowohl intelligente Haushalte am Netzanschlusspunkt als auch einzelne Anlagen wie PV, Wind, Batteriespeicher oder Ladeinfrastruktur berücksichtigt werden. Jede flexible Anlage wird über einen Bereich oder eine Funktion in der komplexen Wirk- und Blindleistungsebene beschrieben. Im Rahmen des Feldtests können die Flexibilitätpotentiale der Feldtestteilnehmenden integriert werden, indem die Wirkleistungswerte der kommunizierten Flexibilität der GEMSe mit der jeweiligen gemessenen Blindleistung am Netzanschlusspunkt verknüpft werden. Der gemessene Blindleistungsarbeitspunkt wird auch bei einem Flexibilitätsabruf als konstant angenommen, sodass ein linear beschreibbarer Flexibilitätsbereich ergibt. Um auch über den Feldtest hinausgehende Szenarien untersuchen zu können, wurde eine Aggregationsmethodik gewählt, die beliebige konvexe Flexibilitätsbereiche aggregieren kann. Typische Flexibilitätpotentiale innerhalb von Verteilnetzen finden sich beispielsweise in (Contreras & Rudion, 2018), (Contreras & Rudion, Time-Based Aggregation of Flexibility at the TSO-DSO Interconnection Point, 2019). Abbildung 18 zeigt eine schematische Darstellung der Flexibilitätsaggregation mit verschiedenen Anlagentypen und Flexibilitätpotentialen. Ergebnis der Aggregation ist die Flexibilität des Netzes, definiert durch alle einstellbaren, komplexen Leistungsflüsse über den Netzverknüpfungspunkt, in der Regel den Transformator. Werden alle Betriebspunktpaare aus Wirk- und Blindleistung gefunden, lässt sich die Flexibilität des Netzes als Polygon im PQ-Koordinatensystem darstellen.

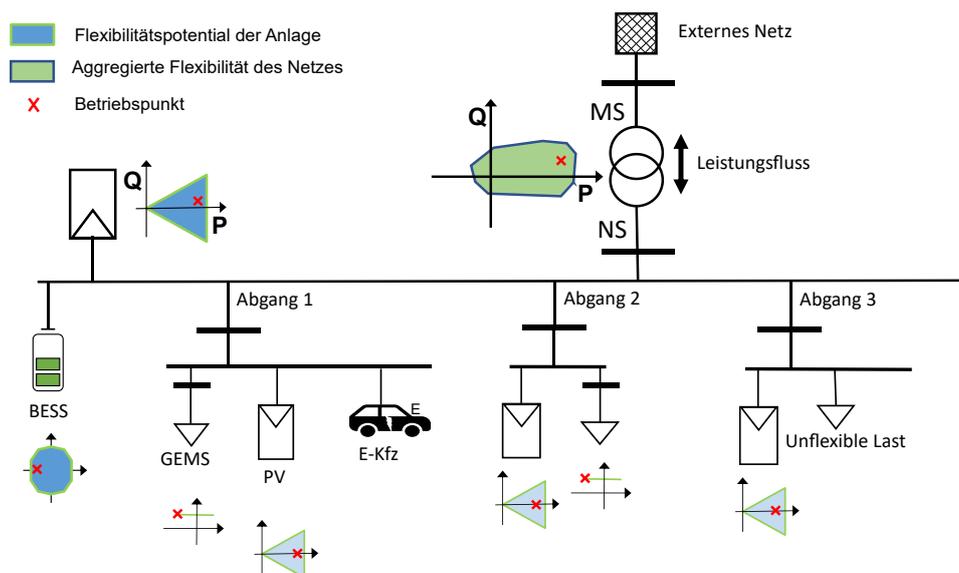


Abbildung 18: Schematische Darstellung der Aggregation verschiedener Flexibilitätpotentiale innerhalb eines Netzgebiets

Wird eine Flexibilität aus einem Fokusortsnetz für das überlagerte Netz benötigt und abgerufen, ist sicherzustellen, dass dieser Abruf nicht zu unzulässigen Netzzuständen, wie Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen im Fokusortsnetz führt. Um oben genannte Netzverletzungen auszuschließen, ist eine einfache Aggregation auf Basis der Minkowski-Summe aller Flexibilitätsbereiche daher nicht möglich, vielmehr ist der Flexibilitätsbereich unter Einbindung des aktuellen Neuzustandes kontinuierlich zu berechnen. (Müller, et al., 2021). So ist sichergestellt, dass das Fokusortsnetz seinen Betriebspunkt innerhalb der aggregierten Netzflexibilität variieren kann, ohne dass dies eine Verletzung der Netzbetriebsgrenzen bedingt.

Für die Aggregation ergibt sich somit die Notwendigkeit einer Quasi-Echtzeitfähigkeit des Systems, die in der Lage ist anhand der Messdaten und des Flexibilitätspotentials innerhalb weniger Sekunden die aggregierte Flexibilität des Netzes zu berechnen. Daher wurde innerhalb von flexQgrid die Aggregation auf Basis einer linearen Optimierung durchgeführt. Dafür wurde für im Rahmen des Feldtests minütlich das folgende Optimierungsproblem definiert und gelöst:

$$\begin{aligned} \min \quad & c = \alpha * P_{slack} + \beta * Q_{slack} \\ \text{Sodass:} \quad & V_{min} < V_n < V_{max} \text{ für } n \in N \\ & S_{ij} \leq S_{ij,max} \end{aligned} \quad \text{mit } N: \text{ Menge der Knoten im Netz}$$

Mit Hilfe der Zielfunktion wird explizit nach den Eckpunkten des Polygons (P_{slack}, Q_{slack}) gesucht, die Parameter α und β sind für die jeweilige Suchrichtung entsprechend anzupassen. Eine detaillierte Beschreibung des Optimierungsproblems und des dazugehörigen Lösungsalgorithmus findet sich in (Contreras & Rudion, 2018) und (Contreras D., 2021). Um die Optimierung durchführen zu können, muss die gesamte Netztopologie bekannt sein. Je nach verbauten Betriebsmitteln und Betriebsführung ist das Netzmodell in jedem Zeitschritt anzupassen, beispielsweise an die Stufenstellerposition regelbarer Ortsnetztransformatoren oder Änderungen der Netztopologie aufgrund von Ausfällen oder geplanten Schalthandlungen. Mit Hilfe der realen Messdaten und ergänzten Pseudo-Messdaten kann dann eine Netzzustandsschätzung durchgeführt werden (vgl. Kapitel 4.2). Außerdem sind die Flexibilitätspotentiale aller flexiblen Anlagen anhand der aktuellen Daten anzupassen. Im letzten Schritt kann die Aggregation durchgeführt werden und mit den entsprechenden Partnern geteilt werden. Das Verfahren der kontinuierlichen Flexibilitätsaggregation wurde in (Müller, et al., 2021) präsentiert, der Ablauf kann Abbildung 19 entnommen werden.

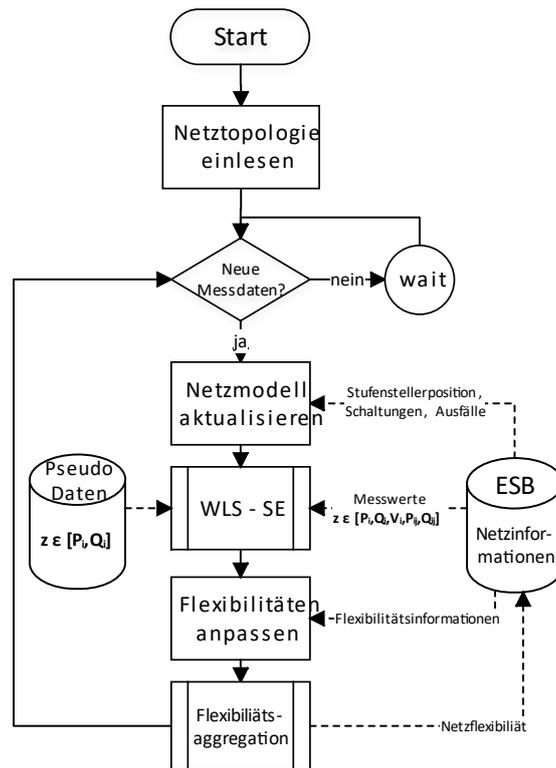


Abbildung 19: Ablaufdiagramm des Algorithmus zur kontinuierlichen Aggregation der Flexibilität auf Basis realer Messdaten

5. Gelbe Ampelphase

5.1. Zeitlicher Ablauf der gelben Ampelphase

Wie bereits in Kapitel 2.1 beschrieben, tritt die gelbe Ampelphase in Kraft, wenn ein Engpass in der Zukunft prognostiziert wird. Ohne weitere Maßnahmen käme es zu einer Überlastung von Betriebsmitteln. In diesem Fall bekommen die angeschlossenen NAPs eine sogenannte Quotenvorgabe als Rahmenbedingung, sprich welchen Anteil sie von der geplanten steuerbaren Leistung aus dem Netz beziehen oder einspeisen dürfen (s. auch Abbildung 20). Da die Quote für den Netzanschlusspunkt ausgesprochen wird anstatt auf Einzelanlagen, hat das GEMS die Entscheidungsfreiheit, wie die Anlagen im Haushalt entsprechend der Quote gesteuert werden. Die Quote gilt dabei wie in Kapitel 2.1 beschrieben nur für den Teil der bedingten Leistung am Netzanschlusspunkt. Durch einen Sekundärmarkt erhalten die Kunden weiteren Spielraum: Benötigen sie aufgrund der Flexibilität in Ihrem Haushalt nicht die gesamte Leistung nach Quote, können sie diese anderen Teilnehmenden im Netzcluster zur Verfügung stellen.

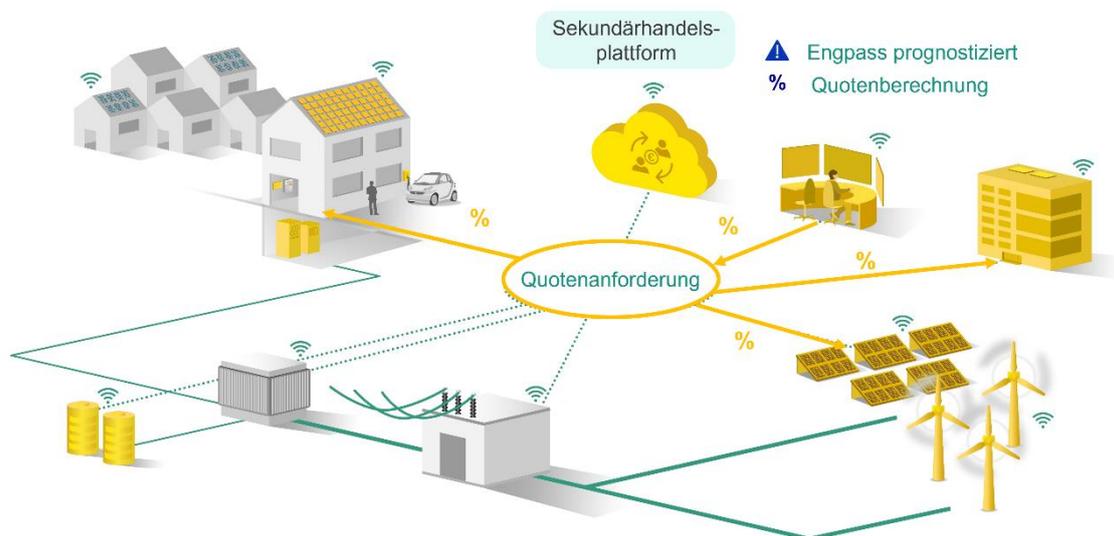


Abbildung 20: Schema gelbe Ampelphase

Abbildung 21 stellt den zeitlichen Ablauf der gelben Ampelphase grafisch dar. Die Quotenberechnung wird alle 6 Stunden durchgeführt. Auch wenn die Quoten für 18 Stunden kommuniziert wurden, waren nur die Quoten der nächsten 6 Stunden bindend, d.h. diese mussten eingehalten werden. Diese 6 Stunden werden Periodenblock genannt. Die nachfolgenden nicht bindenden Periodenblöcke dienen lediglich der Orientierung und optionalen Berücksichtigung in der Optimierung. Dieser Periodenblock wurde unterteilt in 24 Perioden mit einer Dauer von 15 min. Für jede dieser Perioden wurde eine Quote berechnet, sodass in einer Periode eine fixe Quote galt. In der Umsetzung in flexQgrid begannen die Periodenblöcke um 4 Uhr, 10 Uhr, 16 Uhr und 22 Uhr. Diese wurden so festgelegt, damit das GEMS zeitnah zum Beginn des Zeitraums mit der höchsten PV-Erzeugung die Prognosen und Fahrpläne aktualisieren kann, bevor diese in die Berechnung der verbindlichen Quoten einfließen. Bereits eine Stunde vor dem Start der Periodenblöcke empfängt der Netzbetreiber die Prognosedaten (s. Kapitel 5.3 und 5.2) und startet die Netzberechnung und die Quotenermittlung (s. Kapitel 5.3). Die berechneten Quoten wurden 2 Minuten später zurückgegeben und der Markt öffnet. Nun haben die Marktakteure 13 Minuten Zeit die Gebote einzustellen, bevor der Markt schließt und das Marktmatching startet (s. Kapitel 5.6). 15 Minuten vor Start des Periodenblocks werden die Marktergebnisse veröffentlicht und die

Marktakteure haben bis zum Start des Periodenblocks Zeit, die gehandelten Ergebnisse in die Fahrpläne mit einzubinden bzw. neu zu optimieren falls notwendig (s. auch Kapitel 5.5).

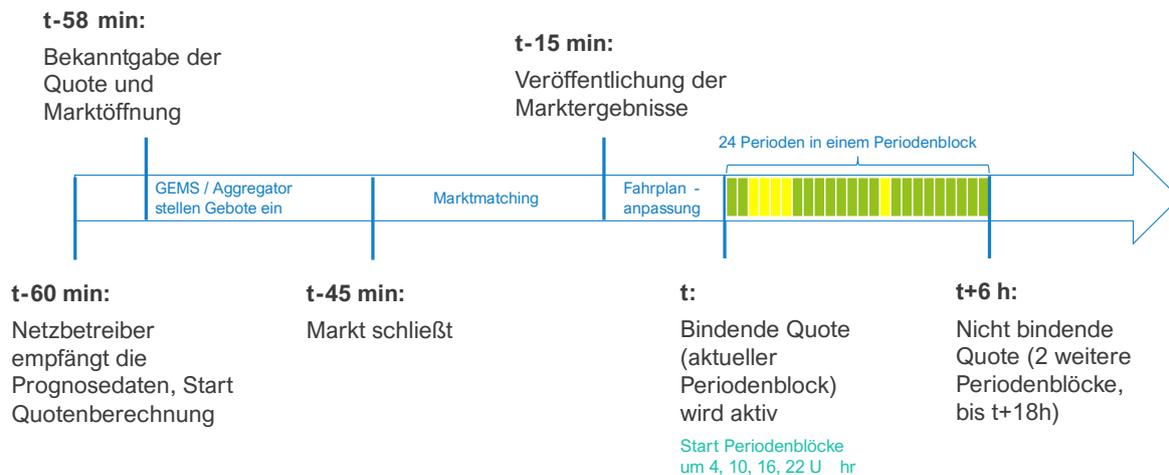


Abbildung 21: Grafische Darstellung des zeitlichen Ablaufs der gelben Ampelphase

5.2. Aggregierte Prognosen

Die folgende Beschreibung wurde in großen Teilen in (Frankenbach, 2022) veröffentlicht und teilweise angepasst oder aktualisiert.

Um Engpässe proaktiv zu vermeiden ist die Kenntnis des zukünftigen Netzzustandes essenziell. Dazu wurde im Projekt flexQgrid die Leistung prognostiziert, die über relevante Betriebsmittel wie Transformatoren und Kabel übertragen wird. Wie bereits in Kapitel 3.4 angedeutet, muss bei diesen Prognosen zwischen Prognosen der flexiblen und unflexiblen Leistung unterschieden werden.

Dies betrifft zum einen das GEMS, das in einem Haushalt eingesetzt wird, der sowohl flexible als auch unflexible Leistung hat. flexQgrid geht davon aus, dass die Genauigkeit der Prognose eines intelligenten Haushaltes höher ist, wenn die Vorhersage vom GEMS selbst und nicht von einer externen Partei vorgenommen wird. Dies liegt zum einen daran, dass das GEMS die technischen Parameter aller installierten flexiblen Verbrauchseinheiten kennt und direkten Kommunikationszugang zu diesen Einheiten hat. Dadurch kann das GEMS mithilfe der direkten Anlagenmessungen zwischen der unflexiblen und der flexiblen Last unterscheiden. Im Gegensatz zu einer externen Partei, die unter Umständen nur die Leistung am NAP kennt. Zum anderen muss das GEMS nur die unflexible Last des Haushalts vorhersagen, da es den Betrieb aller flexiblen Einheiten steuert. Aus diesen Gründen werden die Haushalte mit GEMS von den GEMS selbst prognostiziert und diese Fahrpläne an den Netzbetreiber gesendet. Mehr Infos zu den prognostizierten Fahrplänen des GEMS sind in Kapitel 5.3 zu finden.

Da jedoch nicht alle NAPs hinter einem engpassbehafteten Netzbetriebsmittel von einem GEMS gemanagt werden, muss im Fall von unflexiblen Haushalten (ohne GEMS) ein externes System die erforderlichen Lastprognosen für die Betriebsmittel erstellen. Diese Prognosen der unflexiblen Leistung sind aggregierte Prognosen an den engpassbehafteten Netzbetriebsmitteln – im Projekt Ortsnetztransformatoren und einzelne abgehende Leitungsstränge.

Die Messungen der flexiblen Haushalte wurden aggregiert und von der Gesamtmessung an den engpassbehafteten Netzbetriebsmitteln abgezogen. Das Ergebnis war die unflexible Leistung an den Netzbetriebsmitteln, die als Grundlage für die Prognose der unflexiblen Leistung diente. Die Prognosen der flexiblen Leistung an den Betriebsmitteln setzten sich aus der Aggregation der Einzelhaushaltsprognosen der flexiblen Haushalte zusammen.

Da bei der Netze BW bereits Prognosen für Mittel- und Hochspannungstransformatoren im Einsatz sind, wurde für die aggregierte Prognose die bestehende Technologie des EnBW DataLab verwendet. Die Übertragbarkeit der bestehenden Prognosemodelle auf die Niederspannungsebene, in der flexQgrid aktiv ist, musste jedoch vorab überprüft werden.

Diese aggregierten Prognosen der unflexiblen Leistung an den engpassbehafteten Netzbetriebsmitteln wurden in flexQgrid daher von kundenspezifischen Prognosebibliotheken berechnet, die auf der EnBW DataLab-Plattform laufen. Auf dieser Plattform werden bei Bedarf für eine beliebige Anzahl von gemessenen Netzobjekten (aktuell 1589), einschließlich Transformatoren und einer Vielzahl von Erzeugern erneuerbarer Energien, Day-Ahead- und Intraday-Prognosen erstellt. Die Leistungsflüsse sind jedoch um Größenordnungen kleiner als die bereits bekannten Prognosen in der Mittel- und Hochspannung: Um einen Faktor von etwa 63 für Transformatoren/Umspannwerke. Da alle angewandten maschinellen Lernalgorithmen skaleninvariant sind, stellt dies kein grundsätzliches technisches Problem dar. Es ist jedoch davon auszugehen, dass der geringere Aggregationsgrad der einzelnen Stromverbraucher/-erzeuger die Vorhersage dieser Objekte erschwert, was sich wiederum auf die optimale Wahl der Modellhyperparameter auswirken könnte.

Für die aggregierte Prognose an den Ortsnetztransformatoren wurden aktuelle Messungen als Variablen in das Prognosemodell aufgenommen.

Die Leistungsflüsse in den Ortsnetztransformatoren setzten sich aus heterogenen Erzeugern und Verbrauchern zusammen und ermöglichten eine große Vielfalt an Mustern. Daher wurden sie mit zusätzlichen Eingangsvariablen versehen, einschließlich einer Auswahl von Wettervariablen, wie Niederschlag und Windgeschwindigkeiten, und einer detaillierten Kodierung von Kalenderinformationen wie Jahreszeiten, Wochentagen und lokalen Feiertagen. Darüber hinaus wurden standard- und temperaturabhängige Lastprofile auf der Grundlage ihrer Definitionen durch den BDEW (BDEW, 2017) und lokale Wettervorhersagen berechnet und in den Satz der Variablen aufgenommen. Basierend auf den Erfahrungen und der empirischen Performance in Backtesting-Versuchen wurden weitere Variablen abgeleitet ("Feature Engineering").

Für eine große Menge heterogener Transformatoren wurde ein gemeinsames Prognoseverfahren verwendet. Daher ist die relevante Teilmenge der Eingangsinformationen für einzelne Netzobjekte nicht bekannt. Außerdem gab es kein allgemeines zuverlässiges Vorwissen über den funktionalen Zusammenhang zwischen Eingangs- und Zielgröße. Für PV-Anlagen sind die meisten relevanten Eingangsgrößen bekannt. Zum Beispiel kann mit einem Anstieg der Globalstrahlung immer auch ein Anstieg der Produktion vorausgesetzt werden. Doch selbst in diesem Fall ist die Zuordnung von Input zu Output aufgrund ungenauer Metadaten wie Ausrichtung und Dachneigung sowie anderer lokaler Bedingungen teilweise unbekannt. Schließlich ist es nicht immer möglich, sich auf die Verfügbarkeit aktueller Messungen zum Zeitpunkt der Vorhersage zu verlassen. Dies kann auf Verzögerungen bei der Lieferung von Messwerten zurückzuführen sein, die durch Ausfälle von IT-Komponenten verursacht werden können. Ein anderer Grund für fehlende aktuelle Daten ist die Einstufung des Messdatums als unplausibel oder als Ausreißer durch die Vorhersagebibliothek.

Für die Modelle wurden Gradient-Boosting-Algorithmen verwendet. Diese haben den Vorteil, dass sie robust gegenüber irrelevanten Eingangsvariablen und völlig flexibel in Bezug auf die funktionale Form sind. Neuere Implementierungen sind sowohl in Bezug auf die algorithmische Komplexität als auch auf den Speicherverbrauch sehr effizient. (Friedman J. H., 2001)

Da die Verfügbarkeit von 100 % zuverlässigen Messungen mit einer Latenzzeit von Null nicht gegeben ist, wurde die allgemeine Definition des Vorhersagehorizonts für die direkte mehrstufige Modellierung geändert. Der implementierte Prognosehorizont wurde definiert als die Differenz zwischen der letzten Messung und dem zu prognostizierenden Zeitstempel. Die Vorhersage der nächsten 24 Stunden

erforderte Modelle, die die Horizonte $[t + 1, t + 2, \dots, t + 24 * 4]$ abdecken, wobei jeder Schritt der angewandten Messfrequenz von 15 Minuten entsprach. Die Messungen können jedoch mit einer beliebigen Zeitverzögerung eintreffen. Daher mussten die von den maschinellen Lernmodellen abgedeckten Vorhersagehorizonte auf $[t + 1, t + 2, \dots, t + 24 * 4, \dots, t + 24 * 4 + \text{Verzögerung}]$ erweitert werden. Die Einbeziehung eines trivialen Modells für lange Horizonte, das nur von Kalenderdaten wie der Tageszeit oder dem Wochentag abhängt, gewährleistete die zuverlässige Rückgabe einer grundlegend plausiblen Vorhersage, unabhängig vom Zustand der Dateneingabepipelines.

Die Modelle für verschiedene Horizonte konnten unabhängig voneinander parallel trainiert werden. Ein alternativer rekursiver Ansatz war der direkten Modellierungsstrategie deutlich unterlegen, so dass die höhere Vorhersagegenauigkeit den höheren Rechenaufwand für die Ausbildung eines Modells für jeden Horizont anstelle eines einzigen Modells aufwiegt.

Algorithmen des maschinellen Lernens haben eine große Anzahl von Hyperparametern für das Lernverhalten der Beziehung zwischen Input und Output. Mittels eines Algorithmus zur zufälligen Suche wurde von allen Ortsnetztransformatoren in der Prognosedatenbank diejenigen ausgewählt, die die durchschnittliche Vorhersagegenauigkeit in Backtesting-Läufen maximierten. Um eine Überanpassung zu verhindern, wurde ein frühes Abbruchkriterium angewendet: Das Modelltraining wurde gestoppt, wenn weitere Modellverfeinerungen die Genauigkeit auf einer isolierten Teilmenge der Daten (dem "Validierungssatz") nicht erhöhen. Die Modelle des maschinellen Lernens wurden durch einen vollautomatischen Prozess auf dem neuesten Stand gehalten, der wöchentlich ein neues Training auslöst. Vorhersagen und Messungen sowie Metriken zur Vorhersagegenauigkeit und detaillierte Informationen aus dem Modelltrainingsprozess waren in einem benutzerdefinierten Dashboard leicht zugänglich, so dass im Falle von unerwartetem Verhalten oder schlechter Vorhersagequalität schnell reagiert werden konnte.

5.3. Fahrplan-Prognosen der Haushalte

Die intelligenten Haushalte werden durch ihr GEMS repräsentiert und gesteuert. Dessen Funktion wurde bereits in Kapitel 3.1.1 eingeführt. Wie darin beschrieben, führt das GEMS vor jeder anstehenden Quotenberechnung eine kostenminimierende Optimierung der Fahrpläne aller im Haushalt steuerbaren Anlagen durch. Hierbei gilt entsprechend noch keine Restriktion für den Bezug oder die Einspeisung von Leistung am Netzanschlusspunkt. Der Optimierungshorizont beträgt stets 24 Stunden. Die Prognosen der nicht-steuerbaren Anlagen und Parameter wie PV-Erzeugung, unflexible Last oder den Anschlussstatus des Elektrofahrzeugs erstellt das GEMS vor der Optimierung mittels eigener Prognosemodelle (s. Kapitel 3.1.3). Diese basieren wiederum auf gespeicherten historischen Messdaten und ausgewählten Parametern der Wetterprognose des Deutschen Wetterdiensts.

Da der Bezugspunkt der intelligenten Haushalte der Netzanschlusspunkt ist, erhält der Netzbetreiber für die Quotenberechnung lediglich die Bilanz aus geplanten und prognostizierten Leistungswerten am Netzanschlusspunkt. In der Nachricht mit dieser Fahrplan-Prognose, auch *Referenzfahrplan* genannt, wird neben der geplanten Gesamtleistung $P_{ref,t} \in \mathbb{Q}$ für jede Periode t zudem der flexible Leistungsteil $P_{ref,flex,t} \in \mathbb{Q}$ angegeben. Dieser berechnet sich nach folgender einfacher Formel:

$$P_{ref,flex,t} = P_{ref,t} - P_{NAP,unbedingt}$$

mit

$$P_{NAP,unbedingt} = \begin{cases} 5000, & P_{ref,flex,t} \geq 0 \\ 0, & P_{ref,flex,t} < 0 \end{cases}$$

$P_{NAP,unbedingt}$ bezieht sich auf die unbedingte Leistung am Netzanschlusspunkt wie in Kapitel 2.1 beschrieben.

5.4. Netzberechnung und Quotenermittlung

Die Beschreibungen in den folgenden Abschnitten und Unterkapiteln wurden zu großen Teilen in (Frankenbach, Exner, Koch, Eckl, & Wasowicz, 2021) veröffentlicht und teilweise angepasst oder aktualisiert.

Wie bereits in Kapitel 2.1 beschrieben, stellen Quoten den Anteil der Wirkleistung dar, der frei genutzt werden kann, ohne eine Überlastung zu verursachen. Diese Quote wird allen Netzanschlusspunkten mit bedingter Netzanschlussleistung mitgeteilt. In flexQgrid sind dies intelligente Haushalte mit GEMS oder Markttaggregatoren. Um die Akteure so wenig wie möglich einzuschränken und nicht zu diskriminieren und gleichzeitig die prognostizierte Netzüberlastung zu vermeiden, können die Akteure frei entscheiden, wie sie sich verhalten, um die Quote einzuhalten. Die Bekanntgabe dieser Quote erfolgt wie bereits in Kapitel 5.1 beschrieben alle sechs Stunden in Form von diskriminierungsfreien Quoten in 15-Minuten-Intervallen.

In flexQgrid werden mehrere Netzbetriebsmittel auf Engpässe geprüft. Dies resultiert in drei unterschiedlichen Clustern für die Quotenberechnung, die sich gegenseitig überlappen. In flexQgrid sind dies:

- Mittelspannungsabgang
- Ortnetztransformator (MS/NS)
- Niederspannungsabgang

Prognostizierte Netzengpässe, wie z.B. die prognostizierte Überschreitung von Kapazitätsgrenzen von Transformatoren oder Leitungen, können Quoten in dem entsprechenden Netzcluster verursachen. Ein Netzanschlusspunkt kann dabei von mehr als nur einer Quote betroffen sein, da sie Teil mehrerer sich überschneidender Cluster ist (z.B. kann es eine Quote für den Niederspannungsabgang und für den Ortsnetztransformator geben, hinter dem der NAP angeschlossen ist). Die Quote muss daher so gestaltet werden, dass ein NAP alle für ihn geltenden Quoten einhalten kann und keine widersprüchlichen Quotenanforderungen entstehen.

5.4.1. Grundlegende Berechnungsmethode der Quote

Die Berechnungsmethodik aus dem Vorgängerprojekt grid-control ist in (Geschermann, 2018) dokumentiert. Die Quoten geben dabei vor, welcher Anteil der installierten flexiblen Leistung in einem Cluster übertragen werden kann, ohne die Betriebsmittel zu überlasten. Mit der maximalen Kapazität der Betriebsmittel eines Clusters c im Lastfall $kBM_{Last,c}$, der prognostizierten unflexiblen Last eines Clusters zum Zeitpunkt t $Last_{unflex,c,t}$, der prognostizierten unflexiblen Einspeisung $Einspeisung_{unflex,c,t}$, eines ergänzenden Sicherheitspuffers sowie der installierten flexiblen Last eines Clusters $Last_{flex,inst,c}$ berechnet sich die Lastquote $q_{gc,L,c,t}$ bei einem lastbedingten Engpass nach grid-control mit der folgenden Formel. Dabei wird die Last (und damit auch die max. Lastkapazität) positiv und die Erzeugung (und damit auch die max. Erzeugungskapazität) negativ definiert.

$$q_{gc,L,c,t} = \frac{kBM_{Last,c} - Last_{unflex,c,t} - Einspeisung_{unflex,c,t} + Sicherheitspuffer}{|Last_{flex,inst,c}|}$$

Analog ergibt sich die Erzeugungsquote $q_{gc,E,c,t}$ bei einem erzeugungsbedingten Engpass nach folgender Formel.

$$q_{gc,E,c,t} = \frac{kBM_{Erzeugung,c} - Last_{unflex,c,t} - Einspeisung_{unflex,c,t} + Sicherheitspuffer}{|Einspeisung_{flex,inst,c}|}$$

Da Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten gleichzeitig zu mehreren Clustern gehören und somit von mehreren Quoten betroffen sein können, müssen sich die Einheiten immer an die niedrigste aktive Quote halten.

Die grundsätzliche Berechnung der Quote, wie sie im Projekt grid-control erprobt wurde, verwendet also die Differenz aus der Kapazität der Netzkomponente und der prognostizierten unflexiblen Leistung in einem Zeitintervall und ordnet die verbleibende Kapazität entsprechend der installierten Leistung aller flexiblen Einheiten zu.

Diese Berechnungsmethodik führt jedoch zu konservativen Annahmen und einer niedrigen Quote und berücksichtigt nicht die Gegengewichte von flexibler Last und Erzeugung. Daher wird die flexible Erzeugung oder der Verbrauch stärker reguliert, als es zur Vermeidung von Netzengpässen erforderlich ist, da die tatsächliche Residuallast in der Regel niedriger ist als die installierte Leistung. Batteriespeicher werden bei der Berechnung mit der gesamten installierten Kapazität in den Last- und Erzeugungsverbrauch einbezogen, ohne zu berücksichtigen, ob ihre Aktivierung geplant ist.

Ein weiterer Nachteil ist, dass die Berechnungsmethode keine Information darüber liefert, ob ein Netzengpass auftritt (gelbe Ampelphase) oder nicht (grüne Ampelphase). Sie zeigt nur, ob ein Engpass entstehen würde, wenn alle flexiblen Einheiten ihre installierte Leistung erzeugen oder verbrauchen würden. Daher muss zusätzlich geprüft werden, ob die prognostizierte flexible Restlast eines Clusters die maximal übertragbare flexible Leistung überschreitet, um die Ampelphase (grün oder gelb) zu bestimmen. flexQgrid hat diese Punkte im Rahmen des Projekts diskutiert und daher eine alternative Berechnung der Quote entwickelt.

5.4.2. Erweiterte Berechnungsmethode der Quote

Während die im Projekt grid-control verwendete Quote nur für Speichereinheiten galt, wird in flexQgrid eine größere Vielfalt an Flexibilitäten (z.B. Wärmepumpen, Elektrofahrzeuge und Photovoltaik) eingesetzt, weshalb die Zusammenarbeit verschiedener Flexibilitäten wichtiger wird. Außerdem steuerte flexQgrid auf den NAP. Die konkrete Reaktion auf das Quotensignal blieb somit dem GEMS überlassen.

Des Weiteren wird anstelle der installierten Leistung die prognostizierte flexible Last $Last_{flex,c,t}$ und die Erzeugung $Einspeisung_{flex,c,t}$ verwendet. Um das Gleichgewicht zwischen flexibler Last und Erzeugung zu berücksichtigen, wird die jeweils gegenläufige flexible Leistung in den Zähler aufgenommen, wie hier in der Formel für die Lastquote dargestellt.

$$q_{L,c,t} = \frac{kBM_{Last,c} - Last_{unflex,c,t} - Einspeisung_{unflex,c,t} + Sicherheitspuffer - Einspeisung_{flex,c,t}}{Last_{flex,c,t}}$$

Die Nutzung der prognostizierten Leistung sowie die Berücksichtigung des Ausgleichs von flexibler Last und Erzeugung führen zu einer besseren Auslastung des Netzes.

Abbildung 22 zeigt simulierte Zeitreihen eines Niederspannungstransformators an einem Beispieltag. Abbildung 22b zeigt die Zeitreihen der unflexiblen Last sowie des flexiblen Verbrauchs und der Erzeugung.

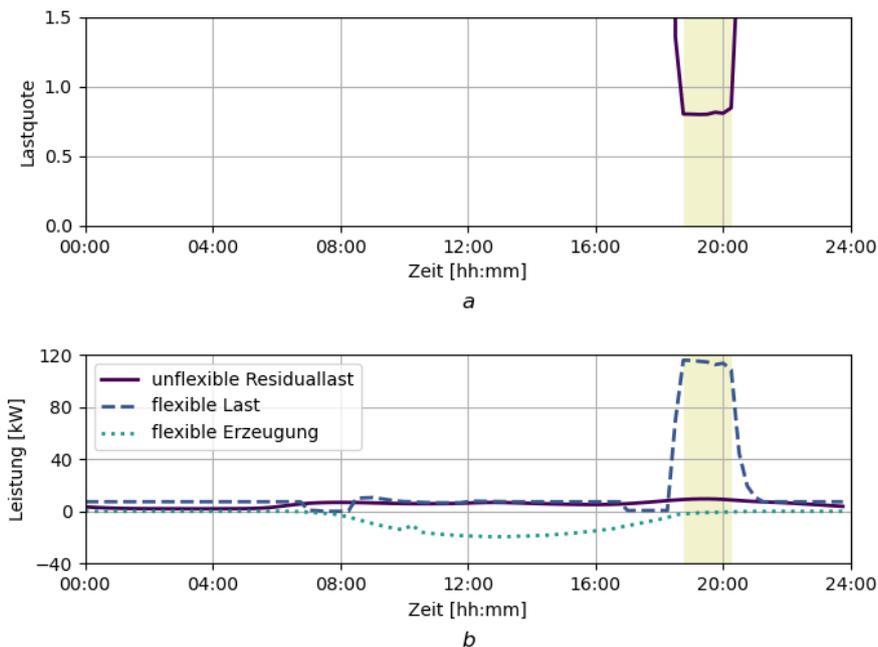


Abbildung 22: Simulierter Zeitverlauf mit Engpass (gelb markiert); (a) Simulierte Quoten mit der erweiterten Berechnungsmethode, (b) Simulierte Leistung am NS-Abgang

Abbildung 22a zeigt die Quote für die Erzeugung. Während der meisten 15-Minuten-Zeitschritte ist die Quote > 1 , was bedeutet, dass kein Eingriff in die prognostizierten Fahrpläne durch eine Quote erfolgt. Lediglich in den Abendstunden ist die Verbrauchsquote < 1 aufgrund des hohen gleichzeitigen Lastbedarfs durch das Laden von Elektrofahrzeugen. Bei einer Quote < 1 müssen die Akteure ihre Fahrpläne ändern und die Fahrpläne der einzelnen Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten anpassen oder die Sekundärmarktplattform nutzen, um die erforderliche Anpassung der Fahrpläne zu ändern.

Trotz der Vorteile der erweiterten Berechnung ergeben sich neue Herausforderungen. Durch die Nichtberücksichtigung des Ausgleichs von flexibler Erzeugung und Last in der grundlegenden Berechnungsmethode wurden die Quoten unabhängig von den Fahrplänen der Flexibilitäten berechnet und damit ein absolutes Maximum an erlaubter Leistung ermittelt. Durch die Berücksichtigung des Ausgleichs wird es nun entscheidend, dass die Akteure ihre prognostizierten Fahrpläne einhalten. Die stärkere Abhängigkeit von Prognosen und die Einhaltung der prognostizierten Fahrpläne, die auch für die durch die Quote angepassten Fahrpläne gilt, wird wichtig. Das Thema der sogenannten Fahrplantreue wird auch in Kapitel 8.2 kritisch diskutiert.

5.4.3. Vergleich der beiden Berechnungsmethoden

In Abbildung 23 ist derselbe simulierte Beispieltag wie in Abbildung 22 dargestellt, wobei die grundlegende Quotenberechnung aus dem Projekt grid-control und die erweiterte Quote zum Vergleich dargestellt sind.

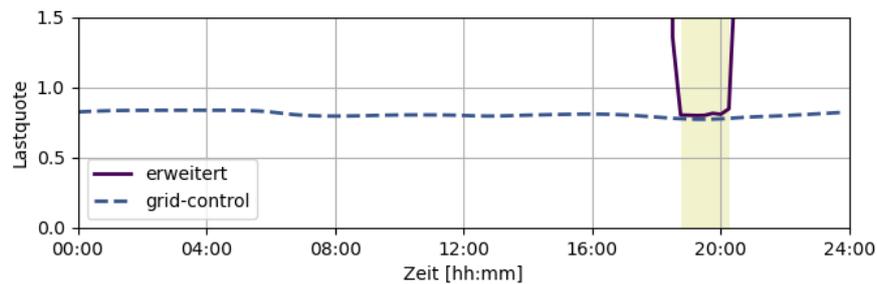


Abbildung 23: Vergleich von simulierten Quoten beider Berechnungsmethoden

In allen Zeitintervallen ist die Quote bei der grundlegenden Berechnung < 1 , auch wenn kein Engpass vorliegt. Im Vergleich dazu ist die Quote bei der erweiterten Berechnungsmethode nur in den Abendstunden, wenn viele GEMS das Laden der Elektrofahrzeuge planen, < 1 . Während des Engpasses ist die grundlegende Quote mit einem Minimum von 0,77 niedriger als die erweiterte Quote mit einem Minimum von 0,80, da selbst in Extremfällen die geplante Last immer maximal gleich der installierten Leistung ist. Generell zeigt sich, dass sich die erweiterte Quote viel besser an den prognostizierten Netzzustand anpasst und somit die Auslastung der Netzkapazität höher ist.

Somit unterstützt dieses Beispiel die aufgeführten Vorteile. Doch trotz dieser Vorteile ergibt sich noch eine weitere Herausforderung. Da die Quoten für verschiedene Netzcluster berechnet werden, die sich teilweise überlappen, müssen sich die NAP gleichzeitig an unterschiedliche Quoten halten. Die Lösung, die flexQgrid für diese Herausforderung entwickelt hat, wird im folgenden Unterkapitel beschrieben.

5.4.4. Mehrstufige Berechnung der erweiterten Quotenberechnung

Wie bereits erwähnt sind NAP gleichzeitig in mehreren Clustern enthalten und erhalten somit auch mehrere Quoten. Während die grundlegende Berechnungsmethode nur die maximale Leistung vorgibt, diese aber jederzeit unterschritten werden kann, wird bei der komplexeren Formel der gemeldete und gegebenenfalls auf Basis der Quote abgeregelte Leistungswert gefordert. Die in Kapitel 5.4.2 beschriebene Formel gilt daher lediglich für Niederspannungsabgänge.

Um die Herausforderung der Einhaltung unterschiedlicher Quoten zu lösen, werden bei der Berechnung der Quoten für überlagerte Netzcluster (z.B. auf der Ebene des Ortsnetztransformators) bereits berechnete Quoten berücksichtigt. Da bei der erweiterten Berechnung der Quote Fahrpläne berücksichtigt werden, führen Änderungen dieser Fahrpläne aufgrund einer Quote z.B. im Netzcluster NS-Abgang zu Änderungen der prognostizierten Netzauslastung der überlagerten Netzcluster, z.B. des Clusters Ortsnetztransformator, wie in Abbildung 24 zu sehen ist. Daher wird bei der Berechnung der MS/NS-Transformator-Quote die NS-Abgangsquote berücksichtigt.

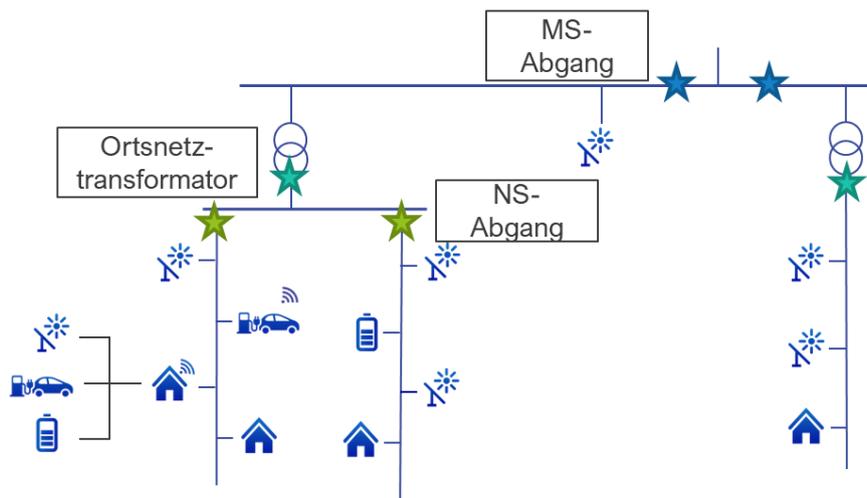


Abbildung 24: Überblick über die überlagerten Netzcluster

Wird im Cluster des Ortsnetztransformators (ONT) trotz Berücksichtigung der NS-Abgangsquote ein Engpass prognostiziert, wird die Ortsnetztransformator-Quote als Multiplikator für die NS-Abgangsquote verwendet. Der Ablauf dieser kaskadierten Berechnung ist in Abbildung 25 für die verschiedenen Netzcluster dargestellt.

Da die Quoten in den überlagerten Netzclustern als Multiplikatoren in den unteren Netzclustern verwendet werden, führt die kaskadierte Berechnung der Quoten zu einer einzigen Endquote für jeden Anschlusspunkt. Wenn es im überlagerten Netz keine Überlastung gibt, bleibt die Quote des unteren Netzclusters gleich (Multiplikator ist der Wert 1).

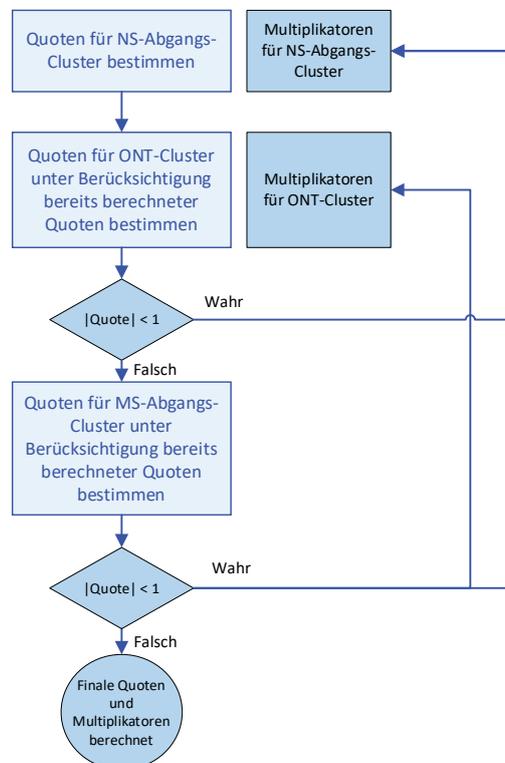


Abbildung 25: Prozess der kaskadierten Quotenberechnung mit überlappenden Netzclustern

Zur Verdeutlichung ist in Tabelle 4 ein Beispiel für ein Extremszenario dargestellt. In diesem Szenario haben alle Netzcluster eine Quote, obwohl die Quoten der unteren Netzcluster berücksichtigt werden.

Dies führt zu einer mehrstufigen Berechnung der Quote, um die einzelnen Endquoten für jeden Netzanschlusspunkt zu erhalten.

Tabelle 4: Beispiel der kaskadierten Berechnung in einem Extremszenario

NS-Abgang	0,9	$0,9 \cdot 0,94$	$0,9 \cdot 0,94 \cdot 0,92$
Ortsnetz- transformator		0,94	$0,94 \cdot 0,92$
MS-Abgang			0,92

Da sich alle Einheiten im NS-Abgang auch im Cluster Ortsnetztransformator befinden, verhalten sich das Abgangs-Cluster und das ONT-Cluster ähnlich, solange keine weiteren Abgänge mit dem ONT verbunden sind. Daher tritt im folgenden Szenario der Engpass im Abgang gleichzeitig mit dem Engpass im ONT auf.

Abbildung 26a zeigt den Einfluss der Berücksichtigung von über- und unterlagerten Clustern auf die jeweilige Quote. Im ersten Schritt wird ein Engpass und die entsprechende Quote im NS-Einspeisecluster berechnet. Abbildung 26b zeigt, dass der flexible Verbrauch auf der Ebene des ONT aufgrund der Regelung durch die NS-Abgangsquote geringer wird, was zu einer weniger starken Überlastung führt. Dies führt zu einer höheren ONT-Quote als ohne Berücksichtigung der NS-Abgangsquote. Dennoch reicht die Regelung durch die NS-Abgangsquote nicht aus, um die Überlastung im ONT-Cluster vollständig zu vermeiden. Daher müssen alle Einheiten im ONT-Cluster weiter reguliert werden. Dies führt zur Multiplikation der ONT-Quote mit der NS-Abgangsquote und folglich zur bereinigten Abgangsquote unter Berücksichtigung der ONT-Quote.

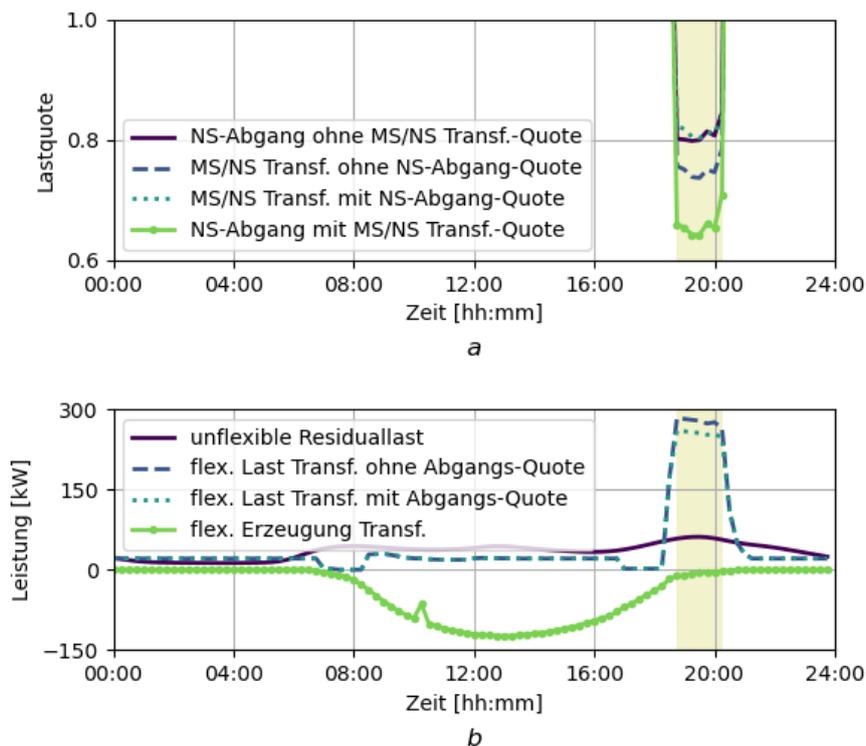


Abbildung 26: Simulierte Zeitreihen der kaskadierten Quotenberechnung, (a) Berechnete Quoten mit der mehrstufigen Berechnung, (b) Simulierte Leistung am Ortsnetztransformator

Die Berücksichtigung von überlagerten Clustern ist jedoch nicht allgemein gültig, sondern benötigt in bestimmten Fällen Ausnahmen. Da diese Fälle nicht realitätsnah sind, werden sie nur kurz erwähnt:

- Das unterlagerte Netzcluster (z.B. NS-Abgang) hat einen entgegengesetzten Engpass zum überlagerten Cluster. In diesem Fall kann das unterlagerte Cluster das überlagerte Cluster nicht unterstützen, da dies zu einer stärkeren Überlastung des unterlagerten Clusters führen würde. Das unterlagerte Cluster wird daher als unflexibel angesehen.
- Das unterlagerte Netzcluster ist nahe an einer gegenteiligen Überlastung als das überlagerte Cluster. In diesem Fall kann es das überlagerte Cluster unterstützen, bis es kurz vor der Überlastung steht. Der restliche Teil wird analog zum ersten Punkt als unflexibel betrachtet.

5.5. Einhaltung der Quoten

Interpretation der Quote

Wie in Kapitel 2.1 und Kapitel 5.1 beschrieben bezieht sich die Quote stets auf den flexiblen Teil der geplanten Leistung am Netzanschlusspunkt („flexible Referenzleistung“). Um den absoluten Grenzwert für die Gesamtleistung $P_{lim,NAP,t} \in \mathbb{Q}$ in einer Periode t zu erhalten, wird folglich die Quote $q_t \in [0,1]$ mit der flexiblen Referenzleistung $P_{ref,flex,t} \in \mathbb{Q}$ multipliziert und dieser Leistungswert dann auf die statische unbedingte Leistung $P_{NAP,unbedingt}$ addiert:

$$P_{lim,NAP,t} = (P_{ref,flex,t} * q_t) + P_{NAP,unbedingt}$$

Daraus ergibt sich für jede betrachtete Periode eine einseitige Obergrenze bezüglich der Leistung am Netzanschlusspunkt: Es darf in einer Periode entweder eine gewisse Einspeisung oder eine gewisse Last nicht überschritten werden, aber es sind niemals beide Seiten beschränkt. Diese Verrechnung der Quote wird zudem nur angewandt, wenn der Haushalt auch zum Engpass negativ beiträgt. Sprich, die Quote wird ignoriert, wenn eine Einspeisequote vorliegt, jedoch für den Haushalt in der betreffenden Periode ein Netzbezug geplant und gemeldet ist. Da jedoch der Netzbetreiber mit der gemeldeten Last geplant hat, wird der Netzbezug entsprechend auf die Referenzleistung beschränkt. Selbiges gilt für den umgekehrten Fall.

Durch das Prinzip der Fahrplantreue (s. Kapitel 5.4.2) werden Perioden ohne prognostizierten Engpass (Quote von 100% bzw. 1.0) dennoch als leistungsbeschränkt betrachtet. Auch für diese Perioden wird die obige Berechnung zur Bestimmung der Leistungsobergrenze angewendet. Dadurch wird die flexible Leistung am Netzanschlusspunkt auf die gemeldete flexible Referenzleistung beschränkt. Ist diese Null bei geplantem Netzbezug, so steht dem Haushalt demnach die unbedingte Leistung für den Netzbezug zur Verfügung. Die Einspeisung hingegen wird auf die geplante Einspeisung beschränkt, da die gesamte Einspeiseleistung als flexibel definiert ist. Das Konzept der Fahrplantreue resultiert folglich darin, dass ein Haushalt in jeder Periode einer einseitigen Leistungsbeschränkung am Netzanschlusspunkt unterliegt. Die höchste Obergrenze wird dabei durch die flexible Referenzleistung markiert und im Falle eines prognostizierten Engpasses durch die Quote weiter reduziert.

Umsetzung der Quote

Die Leistungsgrenzen fließen als Restriktionen in die kostenminimierende Fahrplan-Optimierung des GEMS ein. In Abhängigkeit der realen Steuerbarkeit der Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen ist eine Modellierung als harte oder weiche Restriktion möglich. Kann die Restriktion der Leistungsgrenze unter allen Umständen erfüllt werden, ist sie als harte Restriktion formulierbar. Ist dies jedoch nicht gegeben, beispielsweise weil die Erzeugungleistung nicht (vollumfänglich) steuerbar ist und aufgrund von Prognosefehlern in einer gegebenen Periode von der Leistung im Referenzfahrplan abgewichen werden muss, würde eine harte Restriktion zur Unlösbarkeit des Optimierungsproblems führen. In diesem Fall

muss die Leistungsgrenze als weiche Restriktion formuliert werden, wobei jede Überschreitung der Grenze bestraft wird. Die Priorität der Einhaltung kann zudem variiert werden, indem die Bestrafung durch Wahl eines entsprechenden Kosten- bzw. Gewichtungsfaktors unter- oder überproportional zur Leistungsdifferenz ausfällt. In flexQgrid wurde die Restriktion des Netzbezugs als harte Restriktion modelliert, da die Quote nur auf den flexiblen Teil des Verbrauchs angewendet wurde und die unbedingte Leistung stets ausreichend hoch ist, um die unflexible Last zu decken. Da die Einspeiseleistung hingegen vollständig als bedingt und flexibel definiert wurde, wurde die Einspeisungsgrenze wegen der oben genannten Gründe als weiche Restriktion formuliert.

Einhaltung der Quote

In der Praxis kommt es aufgrund von Prognosefehlern und unerwartetem Anlagenverhalten regelmäßig zu Abweichungen vom Fahrplan auf Anlagenebene oder am Netzanschlusspunkt. Wie bereits in Kapitel 3.1 erwähnt, wird dies durch einen regelmäßigen Abgleich der Messwerte mit dem Fahrplan schnell erkannt und darauf mit einer Aktualisierung der Fahrpläne reagiert. Neben Fahrplanabweichungen gibt es weitere Ereignisse, bei denen die Fahrplan-Optimierung neu durchgeführt wird wie beispielsweise die Ankunft des Elektrofahrzeuges. Dabei werden stets die aktuell geltenden Netzbeschränkungen berücksichtigt.

Die Prüfung der Einhaltung der Quote seitens des Netzbetreibers basiert auf dem viertelstündlichen Durchschnittswert der gemessenen Wirkleistung am Netzanschlusspunkt des Gebäudes. Durch die höherfrequente Überwachung der Einhaltung des Fahrplans am Netzanschlusspunkt durch das GEMS (bei jedem Erhalt des iMSys Messwerts) wird die Dauer der Quotenverletzung jedoch auf wenige Minuten reduziert – sofern die nötige Flexibilität zur Anpassung vorhanden ist. Somit führen kurzfristige Abweichungen nicht unmittelbar zur Verletzung der Quote aus Sicht des Netzbetreibers.

5.6. Handeln am Sekundärmarkt

Architektur-Komponenten

Der Marktmechanismus wird durch ein Blockchain-basiertes IT-System umgesetzt. Ein Entwurf bzgl. der benötigten Komponenten (on-chain: Smart Contracts, off-chain: Softwarekomponenten) ist in Abbildung 27 dargestellt. Die Abbildung zeigt neben der Integration des Marktmechanismus alle Blockchain-relevanten Kommunikationsflüsse im zeitlichen Zusammenhang.

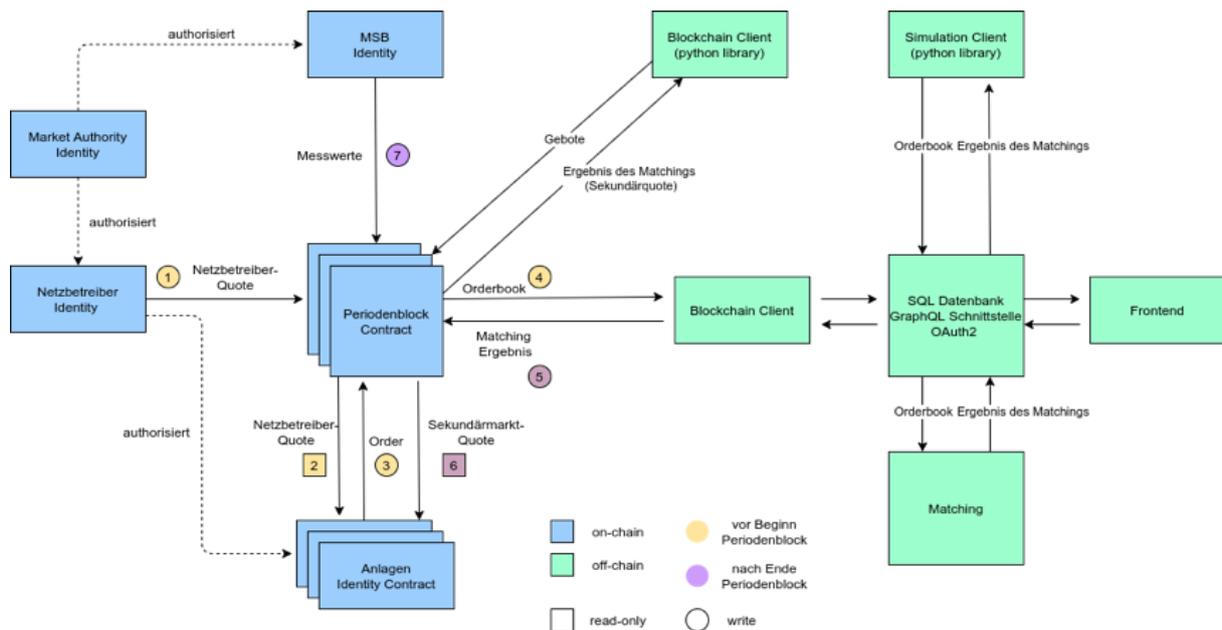
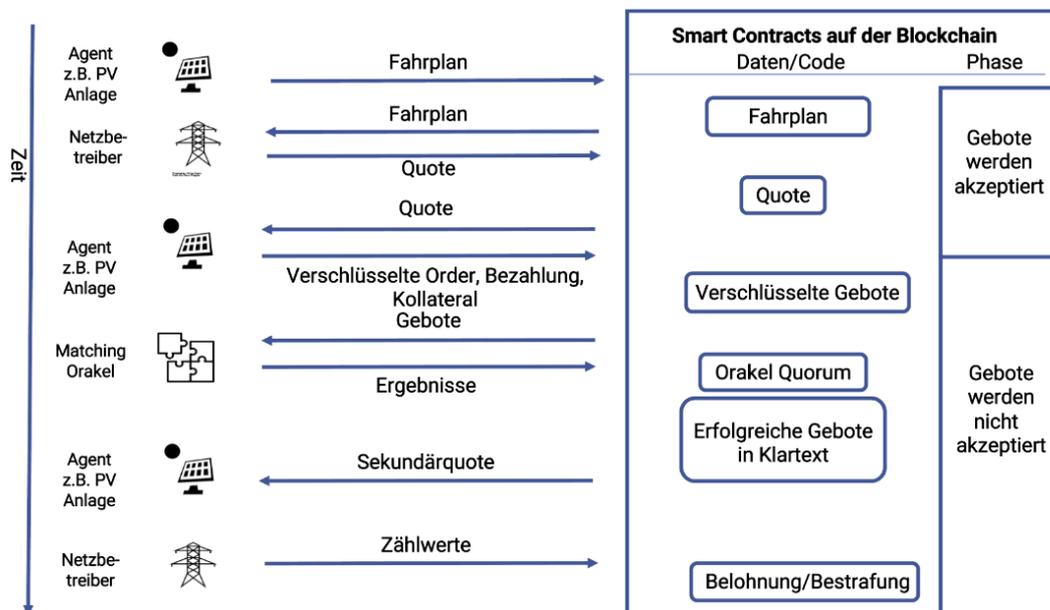


Abbildung 27: Architektur der Sekundärhandelsplattform



¹Solar panel by Vectors Market from the Noun Project, Power Lines by Nikita Kozin from the Noun Project, puzzle image: flaticon.com

Abbildung 28: Interaktionen mit den Smart Contracts

Grundsätzlich lassen sich die Softwarekomponenten danach unterscheiden, ob sie auf der Blockchain ausgeführt werden oder ob es sich um klassische, zentral ausgeführte Software handelt. Die blau

eingefärbten Boxen in Abbildung 27 stellen Blockchain Komponenten dar, die grün eingefärbten zentral ausgeführte Komponenten werden nicht auf einer Blockchain ausgeführt. Auf der Blockchain befinden sich Smart Contracts, um den Marktbetreiber, den Messstellenbetreiber, den Netzbetreiber und die einzelnen Anlagen abzubilden. Der Periodenblock Smart Contract stellt das Herzstück der Anwendung dar. Hier werden Fahrpläne, Angebote, Quoten, Messwerte und Marktergebnisse dokumentiert. Der Periodenblock Smart Contract verfügt über eine Anwendungslogik, die den korrekten zeitlichen Ablauf sicherstellt. Nach Ablauf des Zeitfensters für die Gebotsabgabe können keine weiteren Gebote mehr auf die Blockchain geschrieben werden.

Darüber hinaus erfolgt die Ermittlung des endgültigen Marktergebnisses durch den Periodblock Smart Contract, wenn mehrere "Oracle"-Ergebnisse berechnet wurden. Die Berechnung des Marktergebnisses selbst findet nicht auf der Blockchain statt. Dies ist eine sehr rechenintensive Aufgabe, die nicht auf einer Blockchain durchgeführt werden sollte. Um sich nicht auf einen einzelnen Server zur Berechnung des Ergebnisses verlassen zu müssen, kann eine Vielzahl von "Oracles" ein Ergebnis liefern und die Blockchain wählt über einen Abstimmungsmechanismus das am häufigsten berechnete Ergebnis aus. Oracles die immer wieder falsche Ergebnisse liefern werden langfristig niedriger gewichtet oder komplett ausgeschlossen. Die Frage wer als Oracle auftreten darf, kann losgelöst von der technischen Ausgestaltung erfolgen. Es sind mehrere Szenarien denkbar: Dienstleister, der Netzbetreiber, andere energiewirtschaftliche Rollen (Messstellenbetreiber o.ä.). Die Komponente "Blockchain Client (Python Library)" ist ein auf den Energiemanagementsystemen zu installierendes Softwarepaket, welches die Interaktion mit der Blockchain für den EMS-Entwickler vereinfacht. Insbesondere verwaltet der Client die privaten Schlüssel, die zum Signieren der Blockchain-Transaktionen benötigt werden.

Prozessualer Ablauf

Nach der initialen Einrichtung der beteiligten Identitäten (Netzbetreiber, Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen sowie Messstellenbetreiber) auf der Blockchain werden mehrere Prozessschritte pro 6-Stunden-Zeitblock durchlaufen:

Im 1. Schritt schreibt der Netzbetreiber mit der Blockchain-Identität des Netzbetreibers die Quoten für jede teilnehmende Anlage auf die Blockchain. Das die Anlagen steuernde Energiemanagementsystem bzw. der Aggregator liest dann in Schritt 2 unter Zuhilfenahme des Blockchain Clients die für ihn bestimmten Quoten aus dem Smart Contract des Periodenblocks aus. Für jede der 24 Perioden eines 6h Periodenblocks erhält jede Anlage eine neue Identität, so dass die Rekonstruktion einer anlagenspezifischen Zeitreihe von Quoten über mehrere Perioden nicht abgelesen werden kann.

Entscheidet sich das Energiemanagementsystem bzw. der Aggregator für die Teilnahme am Sekundärhandel, so hat es in Schritt 3 die Möglichkeit, Gebote verschlüsselt und damit für die anderen Teilnehmer nicht einsehbar auf die Blockchain zu schreiben. Die mit der Gebotsabgabe verbundenen Kosten (= Gebotspreise/Transaktionskosten) werden idealerweise durch digitale Token beglichen. Damit auch hier keine Rückschlüsse auf den Absender gezogen werden können, werden die Transaktionsgebühren zentral über einen Bezahlendienst abgewickelt. Damit wird sichergestellt, dass Gebote nicht über öffentlich einsehbare Zahlungsströme über mehrere Perioden miteinander verknüpft werden können. Zudem werden die Transaktionen nicht direkt auf die Blockchain geschrieben, sondern zunächst in einem Transaktionsmixer mit allen anderen Transaktionen gesammelt und von dort auf die Blockchain geschrieben. Dadurch kann die zeitliche Reihenfolge des Angebotseingangs nicht mehr auf der Blockchain rekonstruiert werden. Ohne diese Maßnahme könnte bei zeitgleich eingehenden Geboten darauf geschlossen werden, dass diese vom selben Marktteilnehmer stammen. Nach Eingang aller Gebote im Periodenblock Smart Contract wird das Orderbuch in Schritt 4 von den Oracles, die die Matching-Funktionalität bereitstellen, aus dem Smart

Contract ausgelesen, das Auktionsergebnis berechnet und in Schritt 5 dem Periodenblock Smart Contract mitgeteilt. Durch die Verwendung mehrerer Oracles und eines demokratischen Abstimmungsmechanismus können böswillige Oracles identifiziert und ausgeschlossen werden. Das Auktionsergebnis wird in Schritt 6 von den Anlagenbesitzern ausgelesen. Zu diesem Zeitpunkt steht die verpflichtende Quote für alle Anlagenbetreiber fest. Der 6h Periodenblock beginnt. Nach Ablauf des Periodenblocks wird durch die Veröffentlichung der durch Smart Meter Zählwerte der Anlagen in Schritt 7 die Einhaltung der Quote Smart Contract-seitig dokumentiert und ggf. die Auszahlung von Belohnungen und/oder Pönalen automatisch ausgelöst.

Damit die Transaktionen auf der Blockchain, die für das Forschungsprojekt genutzt wird, auch transparent betrachtet und nachvollzogen werden können, wurde dafür ein Blockchain-Explorer, wie in Abbildung 29 zu sehen, als Webseite bereitgestellt.

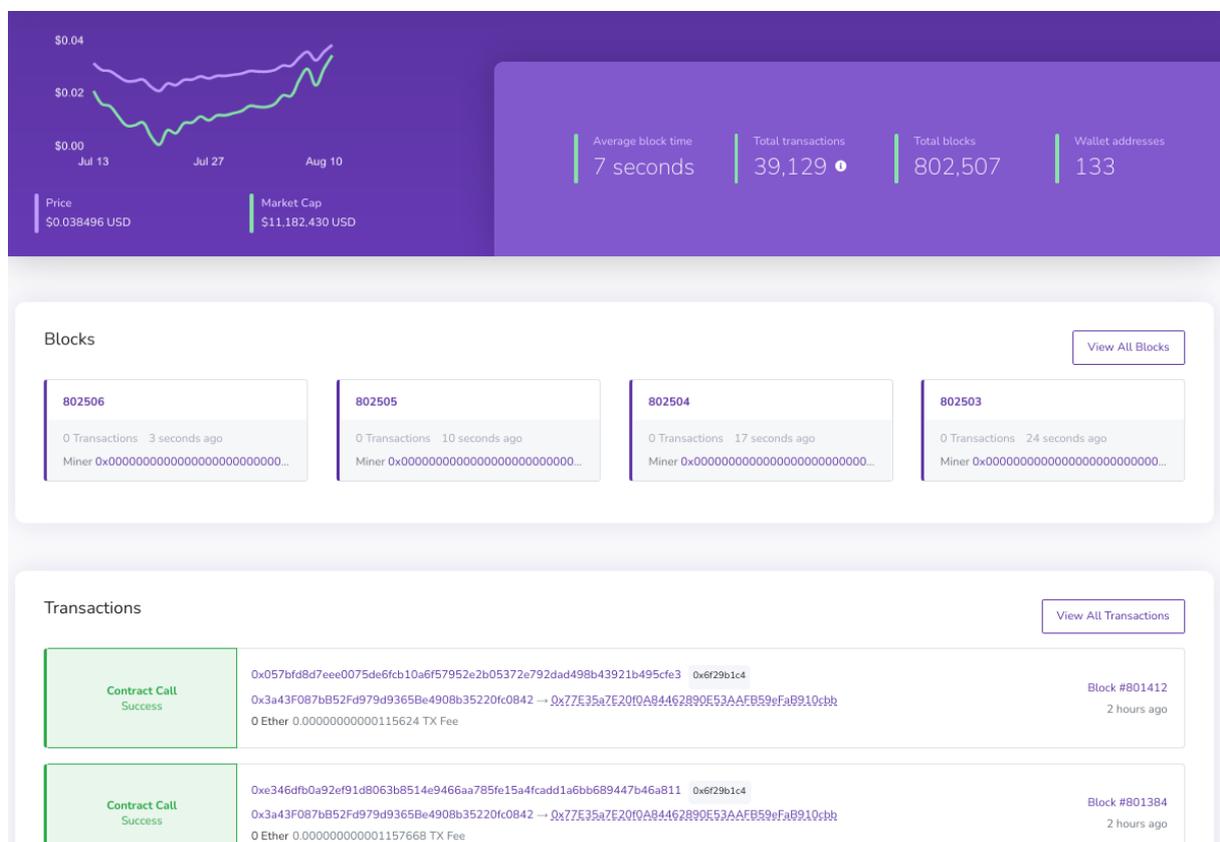


Abbildung 29: Screenshot des Blockexplorers

6. Feldtestumsetzung und praktische Erkenntnisse – Ein Smart Grid in der Praxis

Diese Kapitel beschreibt den Aufbau des Feldtestgebietes, die konkrete Umsetzung der Komponenten und Prozesse aus den Kapiteln 2 bis 5 in Freiamt, sowie praktische Erkenntnisse aus dem Feldtest.

6.1. Feldtestgebiet in Freiamt

Der Feldtest des Projekts flexQgrid fand von August 2021 bis Dezember 2022 (s. Kapitel 1.4 mit der Begründung für die Verlängerung) in einem Teil der Gemeinde Freiamt statt. In diesem sogenannten „NETZlabor Freiamt“ erprobt die Netze BW bereits seit 2009 Smart-Grid-Technologien, neue Betriebsmittel und innovative Betriebsführungskonzepte, u.a. auch im Vorgängerprojekt grid-control.

Die 4200-Einwohner-Gemeinde Freiamt liegt im Südschwarzwald ca. 20 km nördlich von Freiburg und gilt als eine Vorreitergemeinde mit einer großen Energiewende-Motivation. Das zeigt sich durch eine hohe Durchdringung mit erneuerbaren Energieanlagen, insbesondere Aufdach-PV-Anlagen, aber auch durch die große Anzahl an neuen Verbrauchsanlagen, wie privater Ladeinfrastruktur für Elektromobilität und Wärmepumpen. Zusätzlich zu diesen Bedingungen profitierte flexQgrid von einigen Installationen aus dem Projekt grid-control wie der Messtechnik in den Ortsnetzstationen sowie der sehr guten Kenntnis des Netzes vor Ort und Kontakten zu potenziellen Feldtestteilnehmenden. Zudem wurde das Projekt von der Gemeinde stark unterstützt. Eine hohe Anzahl an Sonnenstunden bei einem gleichzeitig gut für diesen Fall ausgebauten Verteilnetz stellte außerdem gute Bedingungen dar, zusätzliche Anlagen für Feldtest zu integrieren. Dies waren die entscheidenden Faktoren dafür, dass der Feldtest des Projekts flexQgrid erneut im NETZlabor Freiamt stattfand.

Das Feldtestgebiet besteht aus einem Mittelspannungsstrang ausgehend von einem Schaltwerk mit 41 unterlagerten strahlenförmigen Niederspannungsnetzen mit je einer Ortsnetzstation (ONS). Von diesen 41 ONS wurde an 27 dreiphasig der Strom, die Spannung sowie die Summen-Wirkleistung an der Niederspannungs-Sammelschiene des Transformators gemessen. Über den gesamten Mittelspannungsstrang ist in Summe eine Erzeugungsleistung von 6,03 MW angeschlossen und steht einer summierten gemeldeten Verbraucherleistung von 3,76 MW gegenüber. Wie in Abbildung 30 dargestellt, kommt mehr als die Hälfte der Erzeugungsleistung von PV-Anlagen.

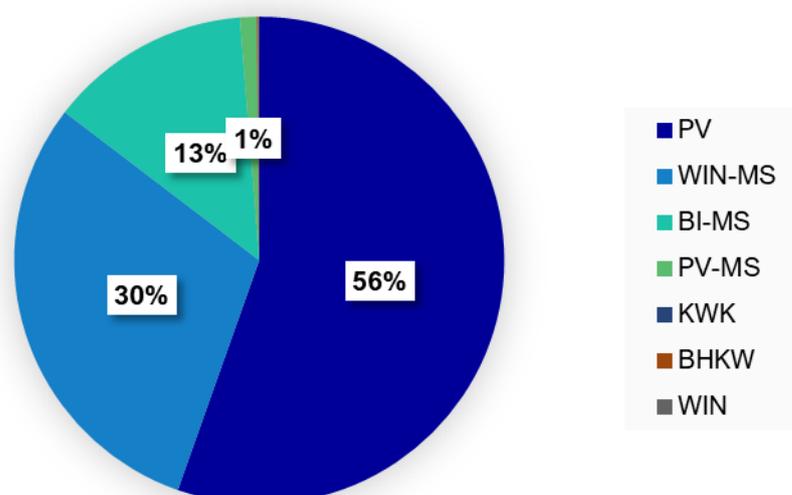


Abbildung 30: Verteilung der installierten Erzeugungsleistung im MS-Strang

Gemeldete Verbraucher sind Wärmestromanlagen (u.a. Nachtspeicherheizungen und Wärmepumpen), Batteriespeicher und Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge. In der Gemeinde Freiamt gibt es noch einen weiteren MS-Strang, der aber aufgrund einer niedrigeren installierten Erzeugungsleistung (1,55 MW) und geringerer Anzahl an potenziell teilnahmefähigen Haushalten je Ortsnetz im Feldtest nicht betrachtet wurde.

Im Projekt flexQgrid sollten in Freiamt Lösungen für das Verteilnetz der Zukunft entwickelt werden. Ein Gefühl für die zukünftigen Dimensionen gibt hier ein Ausblick auf die Anlagenzahlen in Freiamt im Jahre 2045. Bis 2045 soll die Leistung von PV in Freiamt von 6,13 MW auf 18,732 MW steigen. Bei gleichbleibender Anlagengröße und ohne Freiflächenanlagen würde das bedeuten, dass 2045 etwa 9 von 10 Haushalten eine PV-Anlage auf dem Dach haben. Die Leistung von Windenergie steigt in der gleichen Zeit um 31,18 % auf 12,749 MW. Die Anzahl der Wärmepumpen in Freiamt steigt bis 2045 um mehr als das Doppelte von 405 Wärmepumpen auf 973. Dabei steigt die gleichzeitige Leistung von Wärmepumpen von 3,611 MW auf 5,8991 MW. Die installierte Gesamtleistung für Elektrofahrzeuge steigt (um das vierzigfache) auf 25,15 MW, davon können 4,78 MW gleichzeitig genutzt werden.

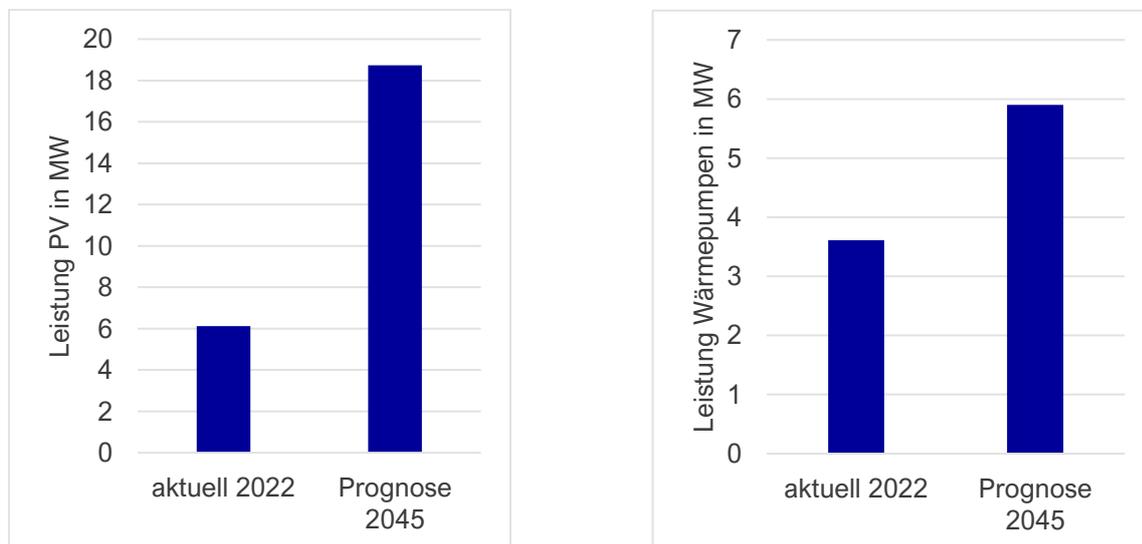


Abbildung 31: Leistung von Photovoltaikanlagen (links) und gleichzeitige Leistung von Wärmepumpen (rechts) in Freiamt

Der nächste Abschnitt erläutert, welche flexiblen Anlagen in flexQgrid eingebunden wurden, um sich dieser Zukunftsvision anzunähern.

6.2. Flexible Anlagen im Feldtest

Als Zielgröße für den Feldtest sollte mehr Leistung als im Vorgängerprojekt grid-control gesteuert werden, dessen Feldtest 700 kW installierte Leistung im Feldtest eingebunden hatte. Bei der Erzeugungsleistung fokussierte sich das Projekt flexQgrid auf PV-Anlagen in der Niederspannung, die bereits in einer hohen Anzahl vorhanden waren. Eine Recherche zur Flexibilität von Biogasanlagen ergab eine zeitliche Verschiebbarkeit sowie eine begrenzte flexible Leistungseinspeisung von Biogas-Anlagen mit bestimmter technischer Ausstattung, je nachdem ob die Anlage strom- oder wärmegeführt gefahren wird. Da für die Biogasanlagen Sonderlösungen im Feldtest notwendig gewesen wären und sich auch die Vergütung von den PV-Anlagen aufgrund einer Direktvermarktung unterscheidet, wurden wegen des hohen Aufwands Biogasanlagen nicht in den Feldtest einbezogen. Die Steuerung einer Windenergieanlage in Freiamt wurde aufgrund der vergleichsweise hohen Leistung (in diesem Fall 1,8 MW) ausgeschlossen. Eine fehlerhafte Steuerung, ein Ausfall oder eine ungeplante Einspeisung auf

voller Leistung stellten sowohl aus technischer als auch finanzieller Sicht ein zu hohes Risiko für das Projekt dar.

Als flexible Verbrauchsanlagen im Kontext des Feldtests werden Wärmepumpen, Batteriespeicher und private Ladeinfrastruktur betrachtet – wie bereits in Kapitel 2.1 im Haushalt der Zukunft beschrieben. Nachtspeicherheizungen haben Sperr- und Freigabezeiten, sodass ihre Steuerung über ein Relais erfolgt, das mechanisch mit einem Zweitarifzähler gekoppelt ist. Je nach Typ von Nachtspeicherheizungen (vorwärts oder rückwärts gesteuert) ließe sich eine flexible Steuerung unabhängig von den Sperr- und Freigabezeiten nur schwierig umsetzen. Die Nachtspeicherheizungen würden im Rahmen des Projekts eine eigene Steuerungstechnik erfordern und auch eine spezielle Behandlung bei Entschädigungszahlungen. Weiterhin werden in den nächsten 10 Jahren vermutlich ein Großteil der ineffizienten Nachtspeicherheizungen ersetzt werden durch Wärmepumpen. Daher wurden Nachtspeicherheizungen nicht in den Feldtest einbezogen. Ebenso wurde die Teilnahme öffentlicher Ladeinfrastruktur ausgeschlossen, da dort ein Elektrofahrzeug meist nur kurzzeitig angeschlossen ist. Würde die Leistungsaufnahme aufgrund einer Quote oder eines Engpasses in Echtzeit verringert oder verschoben werden, würde dies den Kunden stark beeinträchtigen. Klassische Haushaltsverbraucher (weiße Ware) wie z.B. Waschmaschinen, wurden ebenfalls nicht gesteuert.

Das Feldtestgebiet lässt sich in unterschiedliche Testbereiche untergliedern (s. Abbildung 32). Das Netz der Zukunft sollte im Feldtest in 3 Niederspannungsnetzen (den sogenannten Fokus-Ortsnetze/Fokus-ONS) mit den intelligenten Haushalten detailliert untersucht werden. Diese Haushalte wurden für die Tests der gelben und der roten Ampelphase eingesetzt. Zusätzlich zu diesen drei Fokus-ONS wurden weitere PV-Anlagen verteilt über den gesamten MS-Strang eingebunden, um damit auch das Engpassmanagement in der Mittelspannung testen zu können. Diese Anlagen wurden einzeln angesteuert und nahmen ausschließlich an Tests zur roten Ampelphase teil (siehe auch Abschnitt 6.2.2).

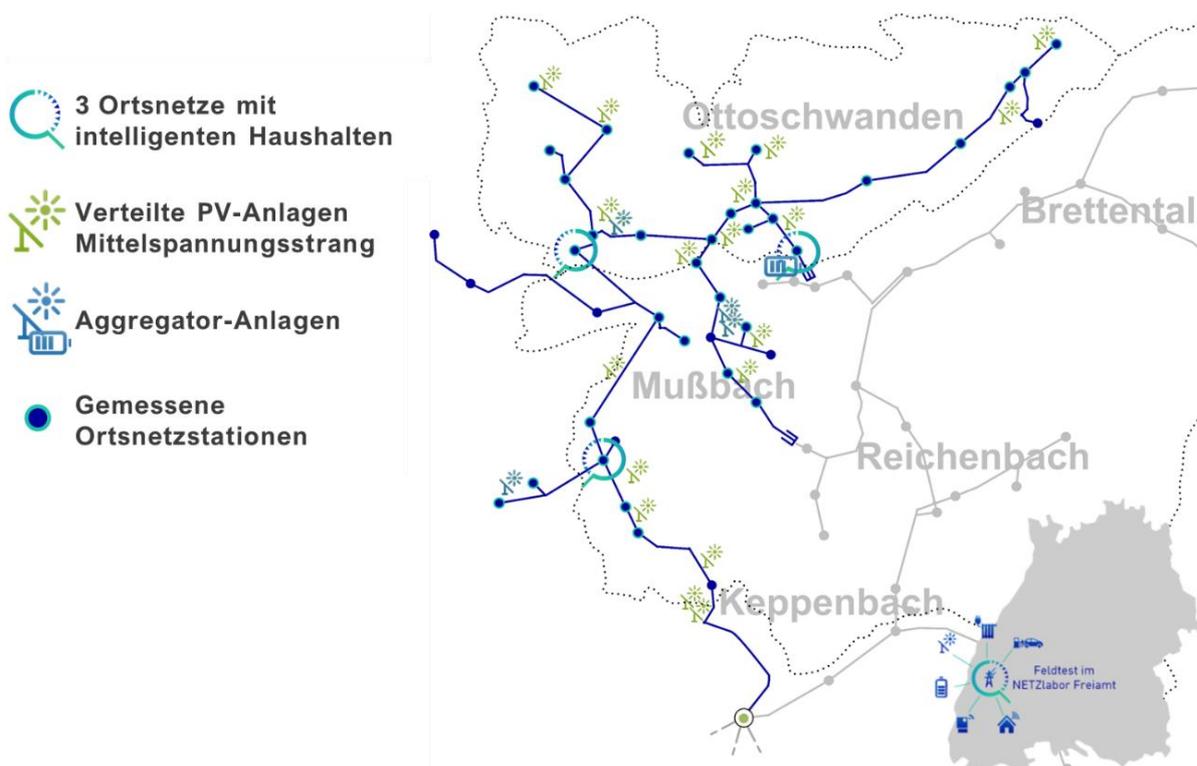


Abbildung 32: Übersicht über die unterschiedlichen Testbereiche des Feldtests

In Summe wurden über alle Anlagentypen hinweg rund 100 Anlagen mit einer installierten Anlagenleistung von ca. 2100 kW an die Steuerungstechnik des Feldtests angeschlossen, davon 64 Anlagen in intelligenten Haushalten und ca. 35 Anlagen verteilt über den Mittelspannungsstrang.

In den Fokus-Ortsnetzen wurden auch zusätzliche Anlagen installiert, um eine höhere Durchdringung mit flexiblen Anlagen zu erreichen und ein realistischeres Abbild der Erzeugungs- und Verbrauchslandschaft der Zukunft zu erhalten. So wurden zusätzlich zu den bereits vorhandenen Anlagen weitere Batteriespeicher und Wallboxen mit Elektrofahrzeugen in das Feldtestgebiet eingebracht und den Feldtestteilnehmenden zur Verfügung gestellt. Es wurden jedoch keine zusätzlichen Wärmepumpen oder PV-Anlagen verbaut. Die intelligenten Haushalte in den drei Fokus-Ortsnetzen wurden außerdem mit einem GEMS ausgestattet und auf den Netzanschlusspunkt gesteuert.

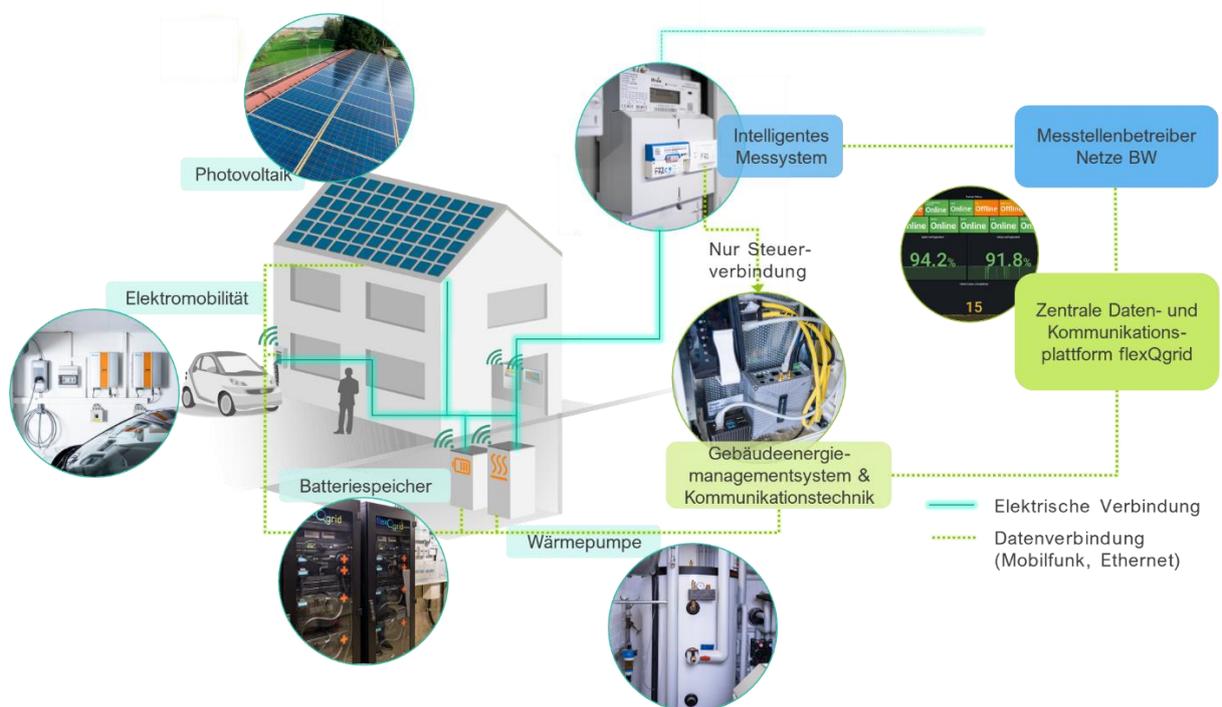


Abbildung 33: Installierte Anlagen und Geräte in intelligenten Haushalten der Feldtestteilnehmer

6.2.1. Auswahl und Anlagenlandschaft der Fokus-Ortsnetze

Die drei sogenannten Fokus-Ortsnetze wurden aufgrund einer hohen Zahl an bereits bei Netzkunden installierten flexiblen Anlagen für eine Feldtestteilnahme sowie einer gewissen Diversität zueinander ausgewählt, um eine Übertragbarkeit der Konzepte auf weitere Netzgebiete sicherzustellen. Wichtig war dabei auch das Verhältnis von Erzeugung und Verbrauch: Sind in einem Ortsnetz nur flexible Anlagen der „einen Sorte“ (z.B. nur Elektrofahrzeuge) vorhanden, ist wenig Liquidität auf dem Sekundärhandel zu erwarten. Die Transformatorauslastung war ebenfalls relevant, um einerseits Spielraum für den Einbau weiterer flexibler Anlagen zu haben, andererseits würde eine sehr niedrige Auslastung bei der Simulation eines Engpasses einen sehr geringen und damit unrealistischen fiktiven Grenzwert erfordern. Außerdem waren die Größe und Ausdehnung der Ortsnetze ein relevanter Faktor. Je höher die Anzahl der Haushalte und der flexiblen Anlagen, desto einfacher sollte es sein, interessierte Feldtestteilnehmer zu gewinnen. Besonders betrachtet wurde auch, ob in den Ortsnetzen bereits Feldtestteilnehmer aus grid-control sind, denn diese waren einer Feldtestteilnahme gegenüber aufgeschlossen, gut über das Thema informiert und konnten auch als Multiplikatoren für die Nachbarschaft wirken.

Folgende Kriterien bestimmten demzufolge die Auswahl der Fokus-Niederspannungsnetze:

- **Anzahl steuerbarer PV-Anlagen und aggregierte steuerbare PV-Leistung**
- **Anzahl flexible Verbraucher (ohne Nachtspeicherheizung) und aggregierte flexible Verbraucherleistung**
- Verhältnis zwischen Erzeugung/Verbrauch
- **Anzahl der bisherigen Feldtestteilnehmer aus grid-control**
- Charakteristik der Besiedlung im Ortsnetz: Wohngebiet, ländliche Besiedlung, gemischt
- Anzahl der Stränge im Ortsnetz
- Anzahl der NAP im Ortsnetz
- Auslastung und weitere Eigenschaften des Transformators
- Mobilfunkempfang
- Praktische Umsetzbarkeit z.B. Besichtigungen, Anfahrt, Schnee

Dabei wurden die fett markierten Kriterien, die von uns als besonders relevant betrachtet werden, gewichtet und in einem Punktesystem bewertet. Die weiteren Kriterien sind qualitativ eingeflossen. Mithilfe dieses Verfahrens wurden drei Fokus-ONS ausgesucht, die sich in Ihrer Struktur unterscheiden:

- Fokus-ONS 1: Viele flexible Anlagen, gemischte Bebauung aus Wohnhäusern und landwirtschaftlichen Gebäuden, Strahlennetz mit drei Abgängen
- Fokus-ONS 2: Vorstädtische Bebauung aus Ein- und Mehrfamilienhäusern, viele kurze Stränge mit einer großen Anzahl an Hausanschlüssen, offenes Ringnetz mit sieben Abgängen
- Fokus-ONS 3: Ländliches Ortsnetz mit wenigen langen Strängen, hohe installierte PV-Leistung, Strahlennetz mit acht Abgängen

Bei der Akquise der Feldtestteilnehmenden in den drei Fokus-ONS war es wichtig, dass bereits mindestens eine flexible Anlage vorhanden war. In Summe konnten 23 Haushalte für eine Teilnahme gewonnen werden. Die zu Projektbeginn geplanten Aufteilung der Haushalte sowie der flexiblen Anlagen auf die Fokus-Ortsnetze ist der folgenden Tabelle zu entnehmen.

Tabelle 5: Anzahl der vorhandenen Anlagen in den drei Fokus-Ortsnetzen in der Planungsphase des Feldtests

	Fokus-ONS 1	Fokus-ONS 2	Fokus-ONS 3	Summe
Anzahl an intelligenten Haushalten	7	11	5	23
Anzahl an angebundenen PV-Anlagen	9	10	10	29
Installierte angebundene PV-Leistung	156,37 kW	89,82 kW	297,66 kW	543,85 kW
Anzahl an angebundenen Batteriespeichern	4	6	4	14
Installierte Batteriespeicherkapazität	46,4 kWh	65,64 kWh	58,45 kWh	170,49 kWh
Batterieleistung	37,60 kW	35,5 kW	47,5 kW	120,6 kW
Anzahl an angebundenen Wärmepumpen	0	7	0	7
Anzahl an angebundenen Wallboxen	5	11	5	21
Anzahl an gesamten Netzanschlusspunkten (Feldtestteilnehmer und nicht beteiligte Netzkunden)	19	88	26	-

Die angebundenen Anlagen im Feldtest konnten jedoch nicht alle in der Feldtestzeit erfolgreich gesteuert werden. Der Grund hierfür wird in Kapitel 6.3.2 erläutert. In Fokus-ONS 1 existiert außerdem ein Quartierspeicher mit 120 kWh Speicherkapazität und 120 kW Leistung, der allerdings nur in den Tests des Aggregators (s. Kapitel 8.5) verwendet wurde.

In den drei Fokus-Ortsnetzen wurden zusätzlich zu den Messungen der Summengrößen an der Niederspannungssammelschiene auch dreiphasige Messungen der Abgänge installiert, siehe auch Abschnitt 6.3.

6.2.2. Rolle der verteilten PV-Anlagen

Zusätzlich zu den drei Fokus-ONS wurden weitere PV-Anlagen entlang des Mittelspannungsstrang angebunden, um die rote Ampelphase auch in der Mittelspannungsebene testen zu können. In Summe wurden 32 PV-Anlagen mit einer Gesamtleistung von 1009 kW angebunden. Diese Anlagen wurden direkt über die Prolan-Steuerbox gesteuert, ohne ein angeschlossenes GEMS (s. auch Kapitel 6.3.1). Im Unterschied zu den PV-Anlagen der Fokus-Ortsnetze, die größtenteils kleinere Aufdachanlagen um die 10 kW_{peak} installierte Leistung in der Überschusseinspeisung waren, war hier die Bandbreite an PV-Anlagen größer: Von direktvermarkteten Anlagen auf gewerblichen Gebäuden mit über 100 kW_{peak} installierter Leistung in der Volleinspeisung bis zu Anlagen in Überschusseinspeisung auf einem Einfamilienhaus von 6 kW_{peak}. Für die Versuche zur roten Ampelphase spielten die verteilten PV-Anlagen mit ihrer in Summe hohen Leistung eine große Rolle, denn nur so waren Effekte auf Mittelspannungsebene beobachtbar.

6.3. Smart Grid in der Praxis

Ein Smart Grid zeichnet sich durch die kommunikative Vernetzung von Netzkunden mit Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen und dem Netzbetreiber sowie weiteren marktlichen Akteuren aus. Smart Grids ermöglichen durch ihre neuen Fähigkeiten eine effizientere Nutzung der erneuerbaren Energien sowie eine Vergleichmäßigung der Netzauslastung. Für die Umsetzung des vorausschauenden Flexibilitätsmanagements im Projekt flexQgrid wurde in Freiamt ein reales Smart Grid aufgebaut, denn dieses ist nur auf Grundlage einer hohen Netztransparenz, einer übergreifenden Steuerung im Haushalt und einer stabilen Kommunikationsverbindung zwischen allen beteiligten Akteuren möglich. Bei der Umsetzung eines solchen Smart Grid in die Praxis war im Projekt flexQgrid ein wichtiges Ziel, möglichst nah an zukünftigen Standardtechnologien zu bleiben und so auch Aussagen zur deren Eignung und Kompatibilität zu treffen. So war flexQgrid das erste Projekt, das die aktuelle Gerätegeneration der iMSys in einem großen Umfang zum Messen und Steuern im Feld einsetzt.

Wie oben beschrieben, basierte das Smart Grid Freiamt auf drei Bausteinen: Transparenz im Netz, aktiven Prosumern und einer automatisierten Steuerung durch den Verteilnetzbetreiber. Im Folgenden wird die Umsetzung der aktiven Prosumer und der Netztransparenz in Freiamt beschrieben. Erläuterungen zum aktiven Verteilnetz sind in Abschnitt 6.6 zu finden.

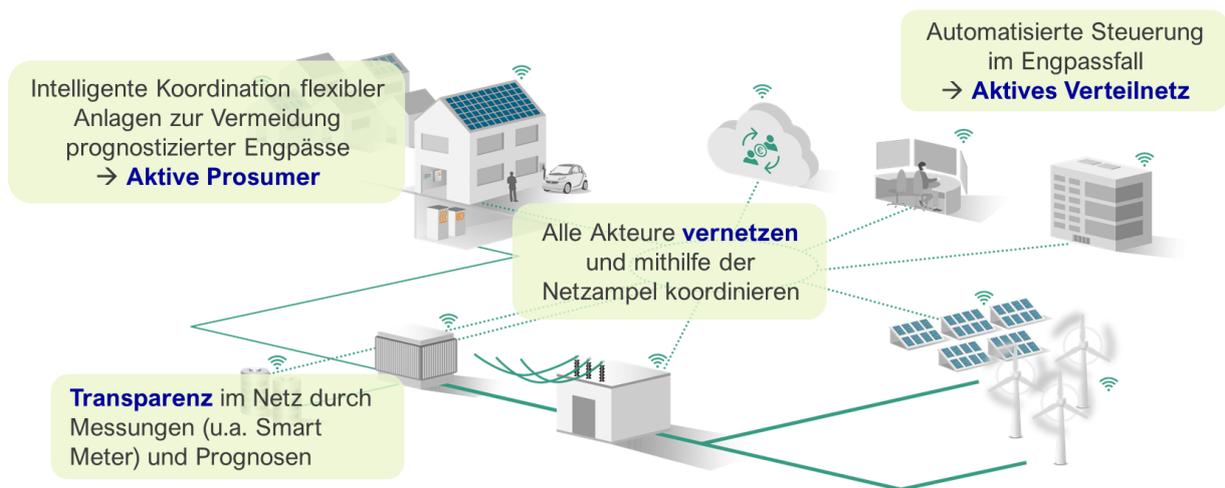


Abbildung 34: Die Bausteine des Smart Grid in Freiamt

Aktive Prosumer

Um die Feldtestteilnehmenden zu aktiven Prosumern zu machen, wurden zusätzlich zu den flexiblen Anlagen in deren Haushalten Energiemanagementsysteme sowie Mess-, Steuer- und Kommunikationstechnik verbaut.

In der untenstehenden Abbildung 35 sieht man den beispielhaften Aufbau der Feldtestinfrastruktur in einem intelligenten Haushalt eines Fokus-Ortsnetzes. Dabei sind die flexiblen Anlagen auf der linken Seite alle elektrisch hinter einem Zweirichtungszähler angeschlossen, der im Projekt eine moderne Messeinrichtung war. In dem hier abgebildeten Messkonzept ist die Photovoltaikanlage eine Überschusseinspeise-Anlage. Je nach Messkonzept können Überschusseinspeisungs-PV auch einen Unterzähler besitzen, trotzdem wird die Bilanz am Hausanschluss durch einen Hauptzähler gemessen. Der Basiszähler sowie die Steuerbox kommunizieren über ein SMGW. Die Steuerbox greift nicht auf die einzelnen Anlagen zu, sondern auf das Gebäudeenergiemanagementsystem (GEMS). Diese steuert wiederum idealerweise über Ethernetverbindungen und das Modbus-Protokoll, oder im Bedarfsfall über alternative Schnittstellen und Protokolle, die flexiblen Anlagen (siehe Kapitel 6.3.2). In einem realen intelligenten Haushalt würde das Energiemanagementsystem im Besitz des Kunden sein und über dessen WLAN oder per LAN an den DSL-Router angeschlossen und so mit dem Internet verbunden sein. Auf diese Weise wäre eine zuverlässige Kommunikationsverbindung vorhanden, um seine Daten mit anderen Akteuren oder Anlagenherstellern austauschen.

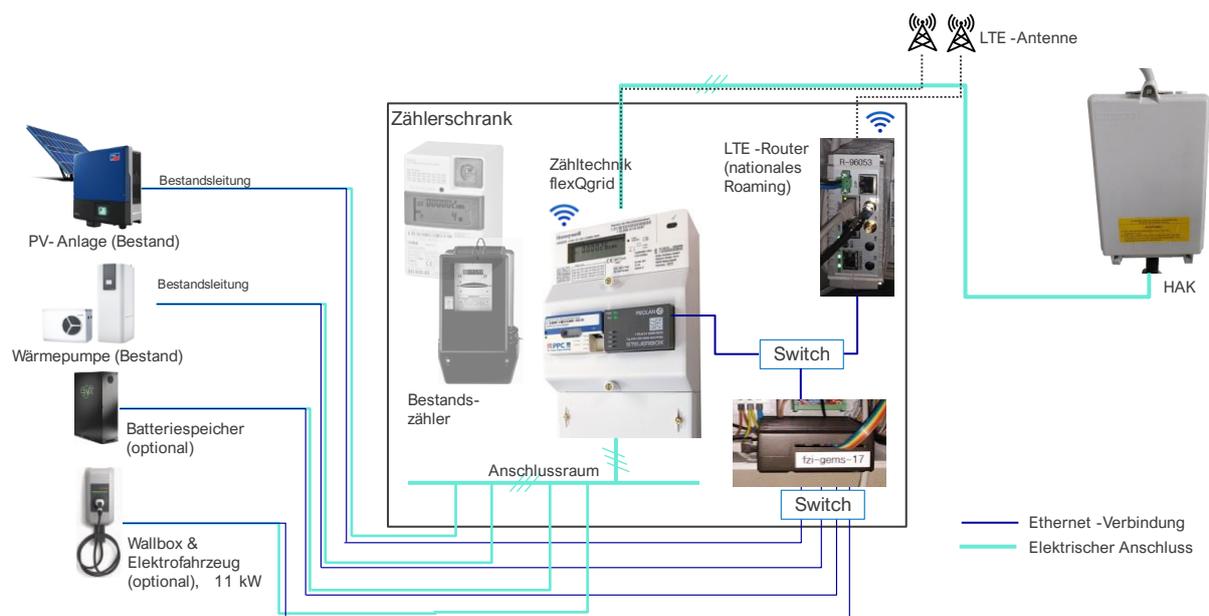


Abbildung 35: Schema der Feldtestinfrastruktur in intelligenten Haushalten der Fokus-ONS

Im Projekt wurde dagegen das GEMS nicht an das Kundennetz angeschlossen, sondern die Projektinfrastruktur wurde entkoppelt aufgebaut. Daher wurde ein extra LTE-Router installiert. Das SMGW kommunizierte zunächst über seine integrierte SIM-Karte im eigenen Kommunikationsmodul in eine getrennte IT-Umgebung und nicht über den Router. Daher hatten die beiden Komponenten zur Verbesserung der Sendeleistung auch getrennte Antennen. Mit dieser Feldtestinfrastruktur wurden alle drei Ampelphasen erprobt.

Eine direkte Steuerung einer der über den Mittelspannungsstrang verteilten, in der Niederspannung angeschlossenen Volleinspeisungs-PV-Anlage ist dagegen in Abbildung 36 dargestellt. Zunächst wird ein anderer Zähler genutzt, da iMSys zum aktuellen Entwicklungszeitpunkt noch nicht in der Lage sind, die Wandler für die Messung größerer PV-Anlagen (ab ca. 30 kW) anzuschließen. Aktuell sind Förderprogramme ausgeschrieben, um genau solche Entwicklungen bei dem SMGW voranzutreiben. Für den Feldtest von flexQgrid wurden daher Lastgangzähler des Typs „SyM²“ von Landis+Gyr gewählt, welche ebenso wie iMSys jede Minute minütliche Momentanwerte übermitteln konnten. Diese hatten im Bauchraum einen eigenen LTE-Router sowie ein Kommunikationsmodul für die Verbindung vom Zähler zu diesem. Die Steuerung der PV-Anlage fand direkt statt, als Einzelanlagensteuerung, mit einer analogen Steuerbox. Hierfür wurde ein extra SMGW benötigt. Die Steuerung wurde über die Verbindung der vier potentialfreien Ausgangskontakten der Steuerbox mit den Steuerungskontakten der PV-Anlage, oder aber denen eines zwischengeschalteten Steuergeräts (z.B. SolarLog) durchgeführt. Die Steuerbox ersetzen daher im Projekt häufig den Funkrundsteuerempfänger (FRE) bei größeren Anlagen, die entsprechend der gesetzlichen Grundlage steuerbar sein müssen. PV-Wechselrichter, die keinerlei Steuermöglichkeit besitzen, werden von der Kundenseite aus häufig mit Relais ausgestattet, die durch den FRE angesteuert werden und Wechselrichter abschalten können. Diese Technik wurde im Projekt erweitert: Um mehr Steuerungsstufen zu realisieren, hat das Projekt flexQgrid diese normalerweise nicht steuerbaren Wechselrichter einzeln mit Relais ausgestattet und mit den Steuerungskontakten der Steuerbox verbunden. Durch die Schaltung nach binärer Kombination mehrerer Wechselrichter unterschiedlicher Größe konnte so eine genauere Leistungsregelung erreicht werden als durch Ein- und Ausschalten der Gesamtanlage. Die so in den Feldtest eingebundenen PV-Anlagen wurden in Tests der roten Ampelphase und teilweise der Aggregator-Szenarien eingesetzt.

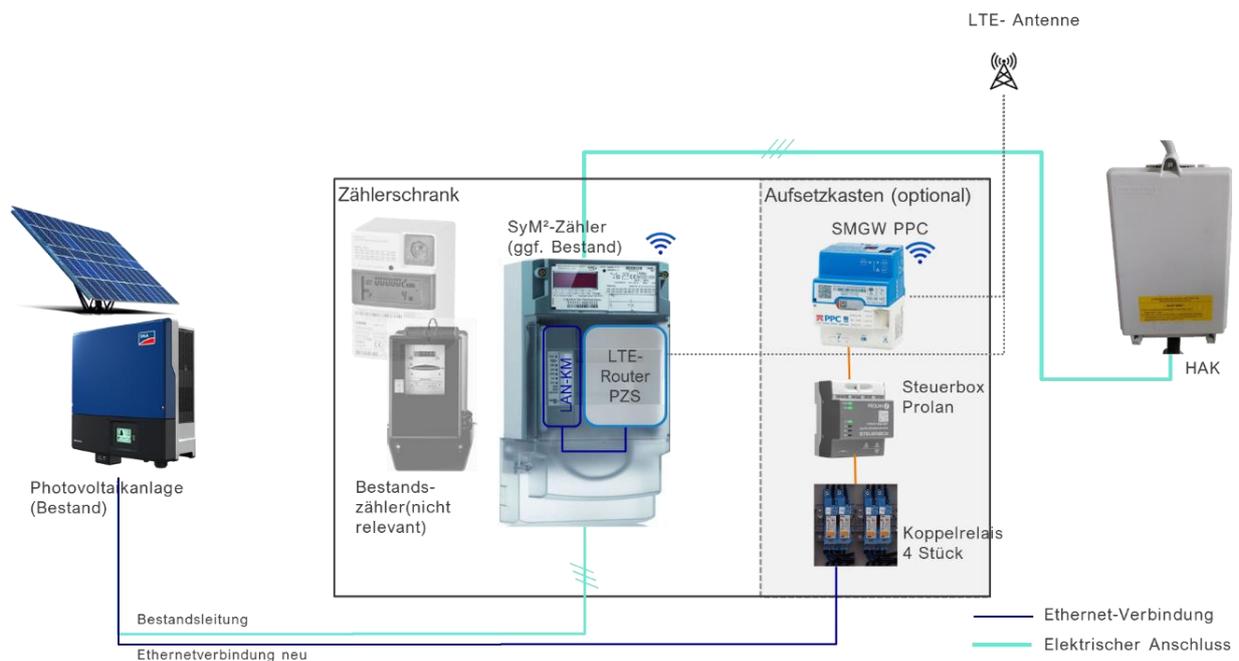


Abbildung 36: Schema Feldtestinfrastruktur verteilte PV-Anlagen

Transparenz im Netz

Um Engpässe in Echtzeit zu erkennen und eine ausreichende Datengrundlage für Zustandsschätzung und -prognose zu erreichen, wurde in Freiamt auch Messtechnik in den Ortsnetzstationen eingesetzt. Die Netztransparenz wurde dann durch die Verarbeitung der erfassten Messdaten erreicht, wie u.a. in 4.2 beschrieben. Von 41 Ortsnetzstationen im Feldtest-Mittelspannungsstrang wurde bei 27 Ortsnetzstationen an der Niederspannungsseite des Transformators die Summenwirkleistung sowie Strom, Spannung und Phasenwinkel dreiphasig gemessen. Zusätzlich wurden an der Schaltstation, dem Übergabepunkt des übergeordneten Netzes an die Mittelspannungsstränge der Gemeinde Freiamt, diese Werte auch am Anfang der beiden Mittelspannungsstränge gemessen. Das Mittelspannungsnetz in Freiamt ist als offenes Ringnetz ausgeführt. Weiterhin wurden in den Ortsnetzstationen der drei Fokus-Ortsnetze zusätzlich zu den elektrischen Größen am Transformator auch die Wirkleistung sowie Strom, Spannung und Phasenwinkel an den Niederspannungsabgängen mit Feldtestteilnehmern vermessen. So wurden auch alle Cluster, auf die später die Quote in der gelben Ampelphase bezogen wurde, messtechnisch erfasst.

Zum Zeitpunkt der Feldtestkonzeption war allerdings bei der Netze BW noch keine Standard-Messtechnik für die Vermessung von Niederspannungsbetriebsmitteln definiert. Dies hat sich in der Projektlaufzeit geändert. Mit dem Ziel, möglichst zukünftige Standardsysteme für alle Aspekte des Feldtests zu nutzen, um so auch praktische Erkenntnisse in allen Fachbereichen zu erzielen, musste die verwendete Messtechnik mit den vorhandenen Schnittstellen und Datenbanken für Messdaten aus der Niederspannung kompatibel sein. So fiel die Entscheidung auf die Nutzung von Standard-Lastgangzählern der Netze BW, den SyM²-Zählern des Herstellers Landis+Gyr, für die Messung von Niederspannungstransformatoren und -strängen. Die Technik ist die gleiche wie bei den PV-Anlagen verteilt über den Mittelspannungsstrang: Die Zähler können jeweils nur ein Betriebsmittel messen, übermitteln jedoch minütlich, analog zu den intelligenten Messsystemen, ein Set aus Momentanwerten pro Minute über Mobilfunk. Der Anschluss der SyM²-Zähler fand in Zähleranschlussssäulen neben den Ortsnetzstationen statt. Die Erfassung des Stroms erfolgte über Stromwandler, während die Spannung direkt gemessen werden konnte. Auch wenn diese Messtechnik nicht dem zukünftigen Standard für die Vermessung von Betriebsmitteln in der Niederspannung entspricht, ermöglichte sie jedoch die Nutzung

existierender Backend-Systeme und vermied die parallele Entwicklung von Schnittstellen und Datenbanken. Aus diesem Grund war allerdings diese Messtechnik kein Untersuchungsschwerpunkt im Feldtest, da erwartet wird, dass zukünftig spezifische Messtechnik für das Niederspannungsnetz eingesetzt werden wird. Zukunftsweisende Projekte mit während der Feldtestdauer neu definierten Standards der Netze BW nutzen bereits spezifische Niederspannungsmesstechnik mit Edge-Computing-Fähigkeiten und der Möglichkeit zum Anschluss mehrerer Sets an Wandlern.

Aus der realen Einbindung der Feldtestteilnehmer in das Smart Grid und der messtechnischen Erfassung der Niederspannung im Feldtestgebiet konnten zahlreiche Erkenntnisse gesammelt werden, die im Folgenden in Themenschwerpunkten erläutert werden.

6.3.1. Messen und Steuern über intelligente Messsysteme

Dieses Kapitel beschreibt die Umsetzung der Infrastruktur der intelligenten Messsysteme (iMSys) in flexQgrid und die praktischen Erkenntnisse bezüglich der Nutzung derer Netzzustandsdaten) für die Smart Grid Lösung, die Steuerung über die iMSys Architektur bis hin zu Parametrierung der Steuerboxen.

Umsetzung der iMSys-Infrastruktur in flexQgrid

Neben weiteren Messdaten (z.B. Sym²-Zählern an einzelnen PV-Anlagen sowie Messungen an den Ortsnetzstationen – für mehr Details zum Feldtestgebiet s. Kapitel 6.1) spielten im Projekt flexQgrid die Messdaten aus iMSys eine zentrale Rolle. Diese übermittelten die gemessenen elektrischen Größen von den Netzanschlüssen oder Einzelanlagen der Feldtestteilnehmer an das Projekt.

Ein iMSys besteht aus einer modernen Messeinrichtung (digitaler Zähler), das durch ein Smart Meter Gateway (SMGW) zu einem intelligenten Messsystem wird. Zudem kann eine Steuerbox im Bauchraum des Basiszählers (oder außerhalb) installiert werden, die über das SMGW-Grenzwerte für die Wirkleistung empfangen kann. Auskunft über den Netzzustand am Zählpunkt geben die iMSys über den Tarifierungsfall 10 (TAF10): Dreiphasige Momentanwerte von Strom, Spannung, Phasenwinkel und Wirkleistung werden minütlich durch das SMGW abgefragt und verschickt.

In den intelligenten Haushalten der drei Fokus-Niederspannungsnetze kamen 43 Basiszähler von Itron (Dreipunkt- und Steckzähler) und 28 SMGWs von PPC in den zu Feldteststart verfügbaren Gerätegenerationen zum Einsatz. Je nach Konstellation im Haushalt waren dies Messungen am Netzanschlusspunkt, extra PV-Zähler oder Wärmepumpenzähler und demnach auch die Kombination mehrerer digitaler Zähler mit einem SMGW. Diese 1:n-Konstellation wurde bei der Netze BW erstmalig durch flexQgrid in der Praxis umgesetzt und getestet. Dagegen kann zurzeit pro SMGW nur eine Steuerbox angebunden werden. Da im Projekt flexQgrid ein möglichst realitätsnahes Smart Grid der Zukunft aufgebaut wurde, entsprachen dabei alle Geräteausführungen den veröffentlichten aktuellen technischen Standards seitens FNN und den technischen Regeln des BSI. Bei den Smart-Meter-Gateway wurden nur identische Geräteausführungen aus der laufenden Zertifizierung, allerdings in der Test-PKI-Umgebung, eingesetzt. Weiterhin konnten auf Basis eigener vorhandener „IT-Linien“ für Gatewayadministration und für den Messwertempfang der Netzzustandsdaten TAF10, sowie einer externen CLS-Management-Teststellung, auch die zugehörigen Backendsysteme verwendet werden. Die im Projekt flexQgrid gewonnenen Erkenntnisse im Zusammenspiel aller benötigten IT-Systeme und Geräte spiegeln daher einen aktuellen Stand der Technik wieder.

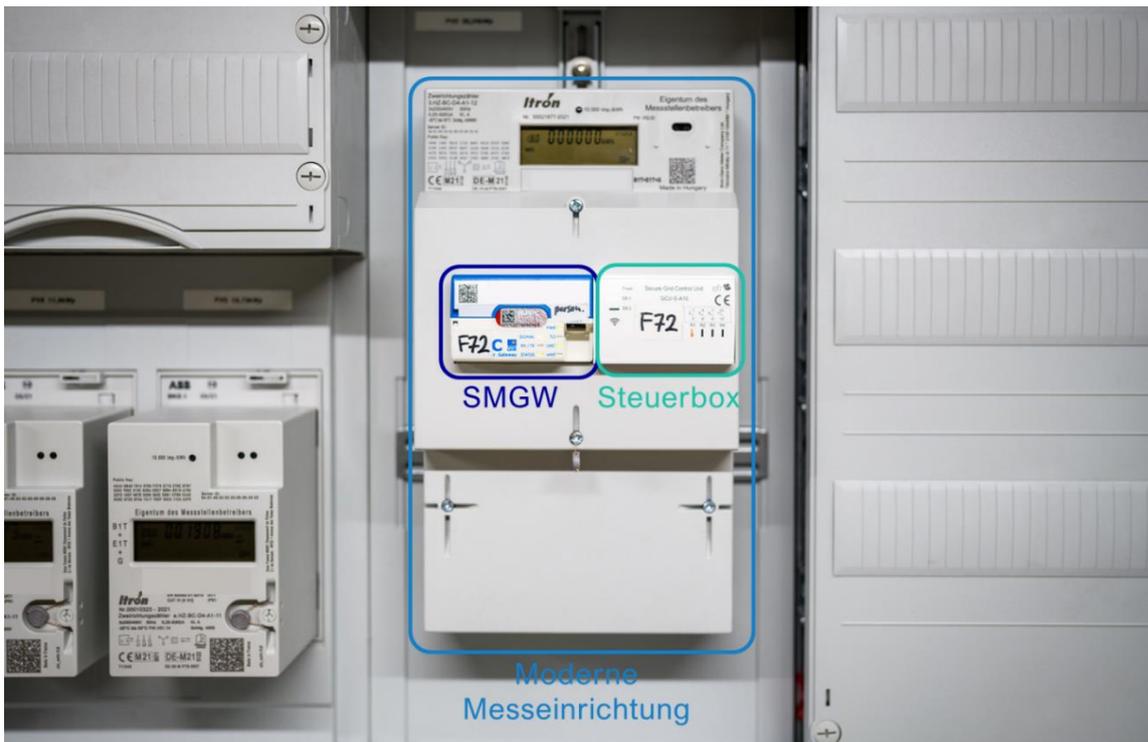


Abbildung 37: Foto eines iMSys-Aufbaus im Feldtest

Die Übermittlung an das Projekt flexQgrid erfolgte über mehrere interne Systeme der Netze BW, sowohl in den Rollen des Messstellenbetreibers als auch des Verteilnetzbetreibers, siehe Abbildung 38. Neben dem Übermittlungsweg der Daten entsprach auch die Parametrierung der iMSys den zukünftigen Vorgaben: Das Aufspielen des TAF 10 wie auch das Monitoring und Updates erfolgten über das Gateway-Administrationssystem (GWA-S) des Messstellenbetreibers Netze BW.

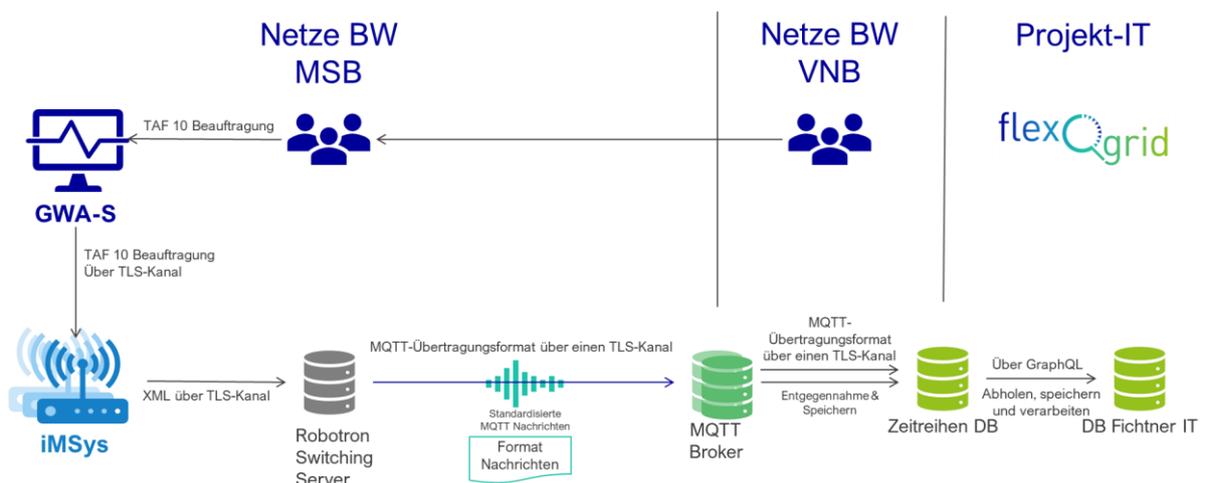


Abbildung 38: Systemlandschaft für die Übermittlung der TAF10-Messwerte der intelligente Messsysteme

Das Steuern über iMSys ist bisher ausschließlich im Labor oder kleineren Feldtests getestet worden und sollte nun großflächig im Feldtest mit insgesamt 53 Steuerboxen in intelligenten Haushalten und an PV-Einzelanlagen eingesetzt werden. Dabei wurde in flexQgrid nur in der roten Ampelphase (Eingriff durch Netzbetreiber in Echtzeit) über die iMSys-Infrastruktur gesteuert, in der gelben Ampelphase (vorausschauendes Engpassmanagement) wurde eine direkte Schnittstelle zwischen ESB und den GEMS genutzt. Dies hatte zwei Ursachen: Die Steuerboxen sind aktuell noch nicht in der Lage, neben

Schaltprogrammen und Direktschaltbefehlen weitere Daten wie Flexibilitätspotentiale oder Quoten zu übermitteln, welche für die gelbe Ampelphase wie in flexQgrid umgesetzt erforderlich ist. Zweitens ist nicht sicher, dass bei einem zukünftigen vorausschauenden Engpassmanagement die Übermittlung der Flexibilitätsanforderungen oder Quoten direkt durch den Netzbetreiber über intelligente Messsysteme erfolgen wird, es könnten auch Steuerungsbefehle durch Dritte oder über eine Vermittlungsplattform erfolgen.

In flexQgrid kamen für die rote Ampelphase zwei Konstellationen zum Einsatz, wie die Abbildung 39 zeigt. Die Steuerung einzelner Anlagen wie PV-Anlagen (s. Kapitel 6.1) erfolgte über eine Steuerbox (STB) von Prolan mit analoger Schnittstelle. Diese griff auf die potentialfreien Kontakte der Wechselrichter, auf externe Steuerungsgeräte (z.B. SolarLog) mit EVU-Kontakten, oder auf Schütze zu. Diese Konstellation kam 29-mal im Feldtest zum Einsatz. Die Steuerung der intelligenten Haushalte erfolgte über eine Steuerbox von EFR mit digitaler Schnittstelle, die den Sollwert an die GEMS weitergegeben hat. Die Steuerbox ist eine FNN-konforme Steuerbox, jedoch mit einer projektspezifischen Erweiterung der Schnittstelle zum GEMS. Die Entscheidungshoheit, welche Anlagen für die Umsetzung des Sollwerts auf Netzanschlusssebene genutzt werden, liegt dadurch beim GEMS und ermöglicht interne Optimierungen hinter dem Netzanschlusspunkt. Hiervon wurden im Feldtest 24 Steuerboxen eingesetzt.

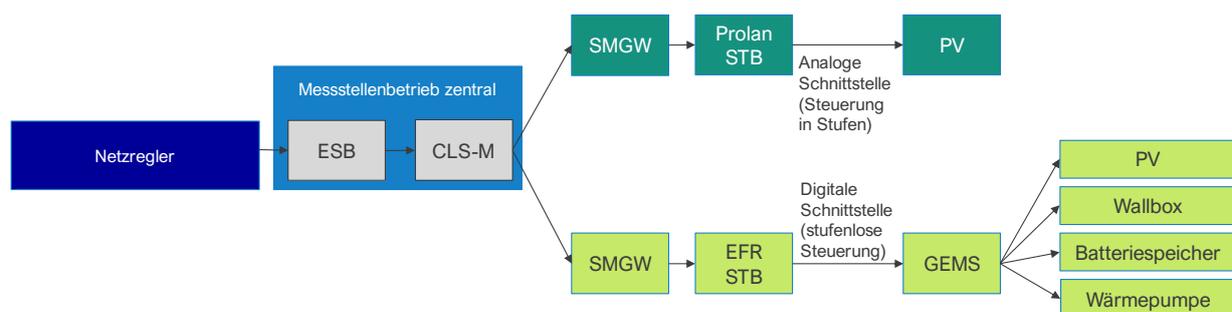


Abbildung 39: Wege der Steuerung in der roten Ampelphase flexQgrid

Die Grenzwerte des Netzreglers in kW durchliefen dabei die internen Backendsysteme des Messstellenbetreibers, wie das CLS-M des Herstellers robotron, welches diese Werte verarbeitet. Zum Zeitpunkt des Feldtests war durch verschiedene Umrechnungen und Rundungen in den Systemen die Genauigkeit der Leistungswerte beschränkt. Die resultierenden Sollwerte wurden über einen CLS-Kanal im SMGW an die einzelnen Steuerboxen weitergegeben. Bei den Prolan-Steuerboxen wurden die Sollwerte den vorhandenen Stufen der Anlage zugeordnet, während die EFR-Steuerboxen die Sollwerte über Modbus an die GEMSe übermittelten.

Entsprechend einer zukünftigen Priorisierung durch eine Koordinierungsfunktion wurde, falls ein Schaltprogramm von einem Direktvermarkter (in flexQgrid Entelios) auf der Steuerbox lief, in einer roten Ampelphase der Grenzwert des Netzreglers PSIngo vom CLS-M mit höherer Priorität weitergegeben und von den STB umgesetzt.

Interoperabilität der iMSys-Hardware

Ein intelligentes Messsystem besteht aus einem Basiszähler, auch moderne Messeinrichtung genannt, sowie einem SMGW und optional einer Steuerbox, wie im vorherigen Abschnitt erläutert. In der Spezifikation sollten diese Geräte in der zertifizierten Ausführung durch verschiedene Hersteller interoperabel sein, d.h. unabhängig vom Hersteller kombinierbar sein. In der Installationsphase des Feldtests wurden verschiedene Basiszähler unterschiedlicher Hersteller eingesetzt. Tests des TAF10-Versandes über das SMGW zeigten jedoch, dass noch nicht alle Basiszähler in der zu Feldteststart verfügbaren Gerätegeneration bzgl. des TAF10-Versands mit dem im Projekt verwendeten SMGW

kompatibel und nutzbar waren. Diese bereits existierende Kompatibilitätsanforderung muss in Zukunft auch praktisch umgesetzt werden, um einen effizienten Rollout und die nachhaltige Nutzung der Hardware zu ermöglichen.

Nutzung der TAF10 Daten

Die erstmalige reale Anwendung der im Projekt verwendeten TAF10-Daten für die Netztransparenz ebenso wie für die Eigenbedarfsoptimierung in den Haushalten war herausfordernd und erkenntnisreich. Die Daten des Tarifanwendungsfall 10 (TAF10) wurden in den verwendeten Geräten als minütliche Momentanwerte umgesetzt. Diese Werte (dreiphasige Spannung, Ströme, Wirkleistung und Phasenwinkel) wurden minütlich versendet. Im Detail bedeutet dies, dass die moderne Messeinrichtung (der digitale Zähler als Grundlage des iMSys) zyklisch mehrfach pro Sekunde seine Register mit den neuesten Werten beschreibt. Zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Minute fragt das SMGW ein Set dieser Werte ab und versendet diese über Mobilfunk. Allerdings ließen sich im Feldtest weder die Zeit der Erfassung des Messwerts in der Minute verändern noch der Versandzeitpunkt, der auf eine bestimmte andere Zeit festgelegt war. Zu dieser vorprogrammierten Latenz kamen unterschiedliche Verzögerungen durch die Kommunikationsanbindung über Mobilfunk hinzu. Diese Kombination führte im Projekt schon zu Latenzen von bis zu 40 Sekunden bei der Messwertübermittlung. Die Datenverarbeitung und -weitergabe durch die Backend-Systeme beim Messstellenbetreiber waren dagegen sehr schnell und trugen nur mit wenigen Sekunden zur Verzögerung bei. Für ein effektives Engpassmanagement sollten die Latenz deutlich verringert werden. Die Einstellung der Abfrage- und Versandzeitpunkte wird vom Hersteller zukünftig jedoch ermöglicht, sodass dieser Beitrag sich verringern sollte.

Dies war einer der Gründe, weshalb für die Zustandsschätzung des PSIngo die Messwerte nur schwierig verwendbar waren. Hinzu kam eine fehlende Zeitsynchronisation der im Projekt verwendeten TAF10-Daten. Die Aufzeichnung der Messdaten erfolgte zu unterschiedlichen Zeitpunkten innerhalb der Minute. Eine Zustandsschätzung betrachtet aber nicht nur einen Netzzustand, sondern verarbeitet die Daten verschiedener Netzzustände pro Minute. Eine Möglichkeit damit umzugehen ist, den Sekundenzeitstempel in der Datenbank mit abzuspeichern und die Zustandsschätzung mit der Kenntnis dieses Zeitstempels zu gewichten. Dieser Weg wurde in flexQgrid gewählt. Besser wäre jedoch eine Zeitsynchronisation oder die Nutzung eines minütlichen oder zeitlich höher aufgelösten Mittelwertes statt eines Momentanwertes. Diese Möglichkeit ist in der Standardisierung vorgesehen, bedarf aber noch einer konsequenten Umsetzung durch Gerätehersteller und der zugehörigen IT-Systeme.

Eine weitere Hürde in der Verwendung von Messdaten in der Niederspannung ist die Zuordnung der Phasemesswerte. Die korrekte Zuordnung ist im Niederspannungsnetz nicht immer gegeben, sodass die Phase 1 beim nächsten Messpunkt Phase 2 sein kann. War bisher ein Rechtsdrehfeld ausreichend, so ergeben sich nun neue Qualitätsanforderungen an die Phasenzuordnung. Eine Plausibilisierung der Daten vor der Nutzung und teilweise manuelle Parametrierung ist daher essenziell. Im Projekt wurde die Zuordnung manuell plausibilisiert, bei großflächiger Nutzung muss dies jedoch automatisiert geschehen. Je nach iMSys-Durchdringung wird, vor allem bei asynchronen Messwerten, eine automatische Erkennung ohne Validierungsmessung jedoch an ihre Grenzen stoßen.

Neben der Qualität der Daten spielte auch deren Verfügbarkeit eine große Rolle für den reibungslosen Betrieb des Netzampelkonzepts in Freiamt. Vor allem zu Beginn des Feldtests gab es häufige Probleme mit einem der Backendsysteme. Ein schlanker Prozess könnte dabei helfen, den Fehler schneller zu finden und zu beheben. Ein Monitoring der gesamten Kette ist hier ebenfalls wichtig (s. auch Kapitel 6.3.4.). Für die Datenverfügbarkeit ist auch die Stabilität der Kommunikationsanbindung entscheidend. Details hierzu sind im folgenden Kapitel 6.3.3 zu finden.

Steuern über die iMSys-Architektur

Alle Steuerbefehle durchlaufen die Kette der Backendsysteme der iMSys-Architektur (siehe Abbildung 39). Während des Feldtests, zwischen August 2021 und Dezember 2022, wurden insgesamt 57 334 Steuerbefehle durch das CLS-M weitergeleitet. Davon wurden 94,1 % erfolgreich übertragen. Durchschnittlich dauerte es dabei 02:38 min, von der Registrierung des Steuerbefehls im CLS-M bis zur Weiterleitung über die Steuerbox an das GEMS. Die Umsetzungsdauern der Befehle sind in einem Boxplot in Abbildung 40 dargestellt.

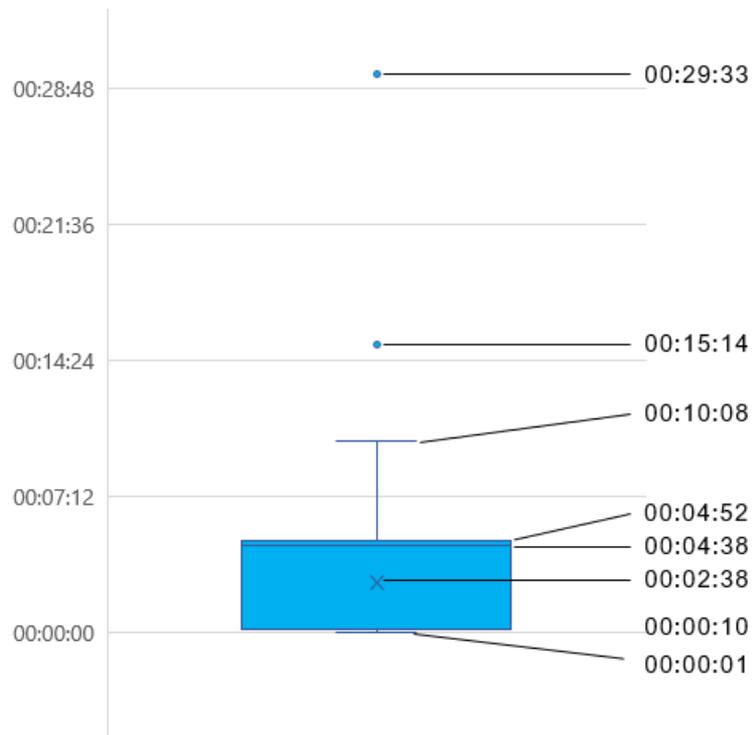


Abbildung 40: Dauer der Umsetzung eines Befehls im CLS-M (Zeitformat hh:mm:ss)

Nachfolgend wird die Auswertung der Umsetzung der Schaltbefehle einer Anlage an einem beispielhaften Tag dargestellt. Dazu wurde der komplette Weg vom Netzregler PSIngo bis zum GEMS betrachtet. Die blauen Quadrate zeigen die Befehle, die von PSIngo losgeschickt wurden, die grünen Rauten zeigen die Befehle, die im GEMS ankamen. Das rote Quadrat zeigt einen Befehl, bei dem die Abarbeitung im CLS-M fehlgeschlagen ist.

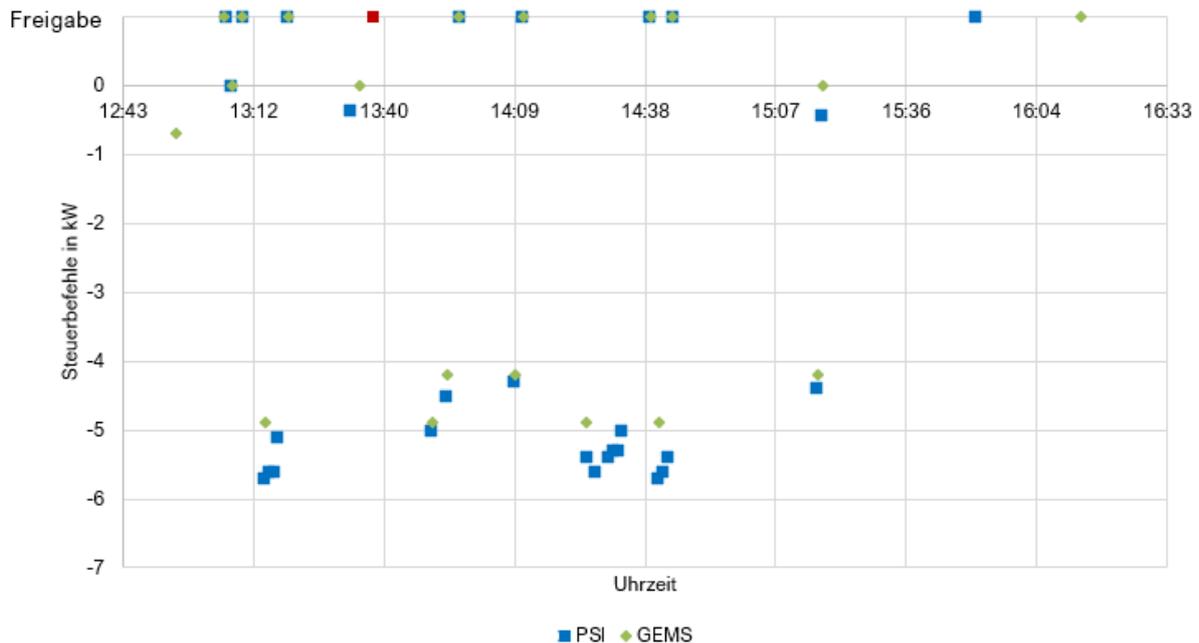


Abbildung 41: Gesendete Steuerbefehle von PSIngo und Umsetzung in GEMS für eine Anlage am 24.08.2022

Die durchschnittliche Abweichung zwischen den Befehlen, die im GEMS ankamen, und jenen, die vom Netzregler gesendet wurden, beträgt an diesem Tag für diese Anlage 260 W. Diese Abweichung entsteht durch die Weiterleitung und dazu gehörigen Umrechnungen der Befehle durch verschiedene Systeme. Der Befehl wird von PSIngo als Leistungswert in kW losgesendet, anschließend als ganze Zahl (integer Wert) in eine Prozentzahl umgerechnet und kommt als Leistungswert in Watt im GEMS an. Durch diese Umrechnungsschritte und damit einhergehenden Rundungen der Werte kommen die Abweichungen zustande.

Der Median der Übertragungsdauer von PSIngo zum GEMS beträgt an diesem Tag für die Anlage 19 s. Dabei dauert die Übertragung des letzten Befehls, der um 15:51 Uhr von PSIngo gesendet wurde mit 23 min und 26 s deutlich länger als die anderen Befehle an diesem Tag. Diese Latenz des letzten Befehls kann auch bei anderen Anlagen an diesem Tag beobachtet werden. Der Grund dafür liegt voraussichtlich an einem Fehler im CLS-M oder bei der Übertragung mit Mobilfunk.

Eine globale Auswertung der Kommunikation der Steuerbefehle war unter den Rahmenbedingungen der Beobachtbarkeit der Backend-Systeme im Projekt nicht möglich bzw. mit einem sehr hohen Zeitaufwand verbunden. Die einzelnen Befehle bekommen in jedem der Systeme eine andere ID, wodurch die Übertragung schwer nachvollziehbar ist. Durch die unterschiedlich langen Latenzen funktioniert auch ein automatisierter Abgleich der Befehle nach Uhrzeit und Anlage nur bedingt.

Parametrierung der Steuerboxen bei direkter Anlagensteuerung herausfordernd

Neben der Verfügbarkeit und Ausprägung der Netzzustandsdaten der Netzanschlüsse oder Anlagen spielen auch die Stammdaten und Schnittstellen der Kundenanlagen eine entscheidende Rolle für eine korrekte Steuerung. Eine gute und einheitliche Datengrundlage ist hier unerlässlich. Das umfasst unter anderem die Parametrierung der Steuerboxen mit der tatsächlichen Maximalleistung und den Leistungsstufen der PV-Anlagen. Welcher Wert sollte hier verwendet werden? Die maximale

Modulleistung oder die maximale Wechselrichterleistung? Sind die Werte auch einheitlich in den Datenbanken vorhanden?

Die gesammelten Erkenntnisse beweisen die Funktionsfähigkeit der iMSys Anwendungen für ein Smart Grid, zeigen aber auch die technisch noch vorhandenen Lücken und notwendigen Verbesserungen im Bereich Standardisierung, Vorgaben und technischen Regeln um ein Höchstmaß an Interoperabilität der Geräte künftig zu erreichen. Die gewonnenen Erkenntnisse aus flexQgrid finden Eingang in Vorschläge zur Verbesserung der Standardisierung und der Gerätetechnik bei Herstellern und werden auch bei der weiteren Ausgestaltung der IT-Systeme berücksichtigt.

6.3.2. Schnittstellen und Anbindung dezentraler Anlagen in der Niederspannung

Eine der Zielsetzungen im Feldtest von flexQgrid war die Erschließung einer hohen Anzahl und Vielfalt von Flexibilitäten in der Niederspannung. Insgesamt waren in den intelligenten Feldtesthaushalten (+ Quartierspeicher) 64 Anlagen über 84 Geräte installiert (eine PVA kann über mehrere Wechselrichter angeschlossen sein). Neben der Vielfalt der Art (z.B. PV-Wechselrichter, Batteriespeicher, Wärmepumpen, Ladestationen) und technischen Eigenschaften der Anlagen selbst (z.B. Nennleistung, Kapazität, Modularbarkeit), findet sich eine starke Heterogenität ihrer Schnittstellen. Diese unterscheiden sich unter anderen in den folgenden Merkmalen und deren Ausprägungen:

- Physische Datenübertragung: Ethernet, Seriell, Potentialfreie Kontakte, WLAN
- Transport-/Kommunikationsprotokoll: TCP, UDP, HTTP, Modbus, EEBus, KNX, proprietär
- Anwendungseigenschaften
 - Protokollparameter: Anzahl Stoppbits, Länge eines Datenframes, Request Timeouts
 - Zugriffsbedingungen: Abfrage- & Schreibfrequenz, Anzahl paralleler Verbindungen, Authentifizierung
 - Kommunikationsstrategie: Push/Broadcast oder Pull/Abfrage
 - Gültigkeit der Steuerbefehle: permanent, für vordefinierte oder einzustellende Dauer mit bestimmtem Rückfallwert
- Dateneigenschaften: lesbar und/oder schreibbar, Datentyp, Einheit, Kodierung, Skalierungsfaktor, Wertebereich

Insbesondere die Einbindung der Bestandsanlagen erwies sich als herausfordernd, da diese jeweils individuell auf die Verfügbarkeit einer Schnittstelle, ihrer Eigenschaften und möglicher Steuerbarkeit geprüft und schließlich für die Gegebenheiten eine Lösung gefunden werden musste. Folglich konnten nicht alle Anlagen erfolgreich eingebunden werden. Bei der Neuinstallation von Anlagen konnte bereits bei der Auswahl auf diese Aspekte geachtet und einfach zu integrierende Modelle ausgewählt werden. Allerdings kam es auch hier zu Herausforderungen bei Installation und Betrieb, wenn die tatsächliche Implementierung der Schnittstelle oder das Verhalten der Anlage von der Spezifikation abwich.

Die Mehrheit der in den Feldtesthaushalten installierten Anlagen konnte jedoch letztlich – teils unter erheblichem Aufwand – in die Gebäude-Energiemanagementsysteme integriert werden, wie die folgende Statistik zeigt:

- Lesende Schnittstelle realisiert: für 78/84 Geräte bzw. 58/64 Anlagen
- Lese- und Steuerungsschnittstelle realisiert: für 66/84 Geräte bzw. 49/64 Anlagen
- Keine Schnittstelle realisiert: für 6/84 Geräte bzw. 6/64 Anlagen (allesamt Wärmepumpen)

Dies wurde zunächst erreicht, indem vor Ort viele individuelle Lösungen für die physische Verbindung zwischen Gerät und GEMS umgesetzt wurden. Beispielsweise wurden PV-Wechselrichter ohne Schnittstelle über die Kombination von Relais und Schütz angesteuert. Durch gezieltes Ein- und Ausschalten einer Teilmenge aller Wechselrichter einer Anlage konnten so mehrere Leistungsstufen der

PV-Anlage erreicht werden. Des Weiteren wurden als Teil des GEMS 13 verschiedene, parametrierbare Schnittstellen entwickelt. Für den Einsatz in den Feldtesthaushalten wurden dann die für die anzubindenden Anlagen und Geräte jeweils geeigneten Schnittstellen verwendet und konfiguriert.

Der hohe Aufwand für die Anlagenintegration im Feldtest bestätigt, dass die Erschließung dezentraler Anlagen in der Niederspannung zur Bereitstellung ihrer Flexibilität skalierbar sein muss, um eine breite und schnelle Umsetzung zu ermöglichen. Eine Standardisierung der Anlagenschnittstellen sowie deren fehlerfreie und vollständige Spezifikation ist daher unumgänglich.

Des Weiteren beschränken diskrete Steuerungsstufen das Flexibilitätspotential und erschweren die Modellierung für eine Steuerungsoptimierung. Folglich sind Schnittstellen und Anlagenmodelle, die eine kontinuierliche Leistungsvorgabe ermöglichen, für eine umfassende Flexibilitätserschließung zusätzlich vorteilhaft.

6.3.3. Kommunikationstechnik im Netz

Ein Smart Grid zeichnet sich durch die Vernetzung der Systeme und Komponenten aus. Erst durch den Austausch von Daten werden die Fähigkeiten des intelligenten Netzes möglich. Vor allem wenn die Messdaten und Steuerbefehle für das Engpassmanagement verwendet werden und damit für die Netzsicherheit wichtig sind, ist eine stabile Kommunikationsverbindung essenziell. Um Engpässe zuverlässig erkennen zu können, ist die Verfügbarkeit der dafür notwendigen Daten essenziell. Insbesondere fehlende Messwerte führen zu zwei schwerwiegenden Folgen:

1. Ist ein Zähler über einen längeren Zeitraum außer Betrieb, kann das GEMS keinen Fahrplan erstellen und die entsprechenden Haushalte können nicht am Engpassmanagement teilnehmen.
2. Für die Prognose der unflexiblen Leistung am Transformator, die durch Subtraktion der flexiblen Haushalte von der Lastmessung am Transformator berechnet wird, werden Trainingsdaten benötigt. Um die unflexible Leistung am Transformator berechnen zu können, müssen also alle Messsysteme der flexiblen Haushalte vorhanden sein. Dies führt zu einem Mangel an Trainingsdaten für die unflexiblen Prognosen.

Fehlende Messungen können verschiedene Gründe haben. Abbildung 42 zeigt die Verfügbarkeit der intelligenten Messsysteme über den Feldtest für eines der betrachteten Ortsnetze.

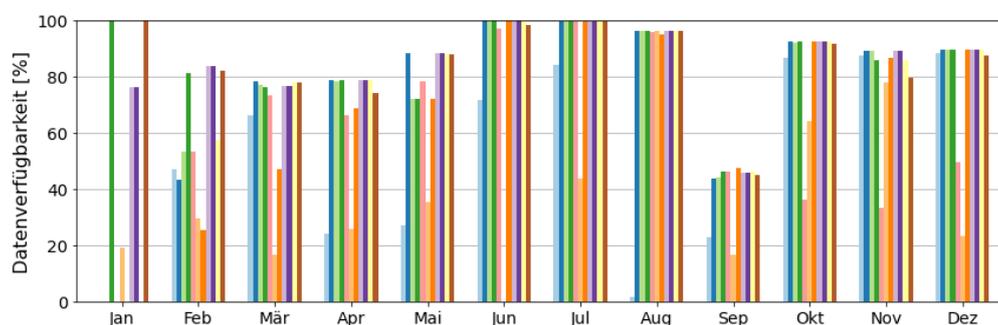


Abbildung 42: Monatliche Datenverfügbarkeit der intelligenten Messsysteme

In der Aufbauphase von Januar bis März werden die einzelnen Messgeräte Stück für Stück hinzugefügt. Danach ist zu beobachten, dass in einigen Monaten alle Messgeräte eine reduzierte Verfügbarkeit haben. Dies ist auf Ausfälle von Back-End-Systemen zurückzuführen. Darüber hinaus gibt es einzelne Messgeräte, die in einigen Monaten eine deutlich geringere Verfügbarkeit haben als die anderen Messgeräte, was auf eine schlechte Konnektivität der Messgeräte zurückzuführen ist. Die deutlich

unterdurchschnittliche Verfügbarkeit im September lässt sich durch eine Verlegung der Zähler in eine andere Versorgungsleitung erklären, die mit einem längeren Ausfall verbunden war.

Im Feldtest von flexQgrid mussten die iMSys und SyM²-Zählern bei Feldtestteilnehmern Ihre Messdaten und Steuerbefehle über die Infrastruktur des MSB mit der Projekt-IT zu jeder Zeit austauschen. Ebenso war das GEMS auf eine stabile Kommunikationsverbindung für den Austausch von Fahrplänen und den Erhalt von Quoten sowie von betrieblich relevanten Daten angewiesen. Weiterhin mussten die Batteriespeicher zu jeder Zeit Verbindung zu den Systemen der Hersteller haben für Garantiewahrung und Monitoringzwecke.

Bei der Datenübertragung zwischen den zentralen IT-Systemen und den lokal installierten GEMS bestand die Erwartung und Notwendigkeit einer hohen Verfügbarkeit dieser Kommunikationsverbindungen. Nichtsdestotrotz lag im Projekt kein Fokus auf der Optimierung oder Weiterentwicklung der Kommunikationstechnik. Aus diesem Grund wurde nur eine Kommunikationsvariante im Feldtest aufgebaut und es fand kein systematischer Vergleich mehrerer Technologien und Architekturen statt. Zu Beginn des Feldtests fand nahezu sämtliche Kommunikation über LTE-SIM-Karten in SMGW und Routern statt, die nationales Roaming zwischen den Netzen von Telekom, Vodafone und Telefónica ermöglichten. Ausnahme waren Kommunikationsverbindungen in einem der Fokus-Ortsnetze, wo aus dem Vorgängerprojekt noch ein Breitband-Powerline-Netz vorhanden war, an das fünf der Feldtestteilnehmer über Modems angeschlossen waren. Aber auch dort wurden die Daten dann über ein Modem in der Ortsnetzstation an den dort installierten Router übertragen und über Mobilfunk versendet. Es fand keine Nutzung der Kommunikationsnetze (DSL) der Feldtestteilnehmenden statt, sowohl aus Gründen der IT-Sicherheit als auch um keine unklaren Verantwortlichkeiten oder Reibungspunkte zu verursachen. Die Netzwerke von Kunden und Feldtest wurden daher entkoppelt. Um interne Router der Netze BW nutzen zu können, wurde die Kommunikation des Projekts zu den Feldtestkomponenten in Freiamt in einem geschlossenen Firmennetzwerk der Netze BW realisiert, mit Festlegung statischer IP-Adressen für alle Komponenten des Feldtests sowie Einrichtung von VPNs.

Während des Feldtests wurde deutlich, dass die Kommunikationsanbindung nicht den Anforderungen genügte. Dies lag vor allem an der fehlenden Qualität der Mobilfunkverbindung in die Zäblerschränke, die sich in Kellern befanden oder als Unterputzzählerschrank im Inneren von Häusern installiert waren. Sowohl in der Installationsphase als auch während des Feldtestbetriebs wurde dies durch Messungen des Mobilfunkpegels an den Installationsorten belegt. Dafür wurde ein eigens von der Netze BW entwickeltes „Pegelmeter“ genutzt. Dieses misst unter realen Bedingungen (z.B. im Zäblerschrank bei geschlossener Tür, unter Nutzung der installierten Antennen) bestimmte Kennwerte für die Bestimmung der Signalstärke (RSRP) sowie der Qualität (RSRQ) des Mobilfunkempfangs. Auch das Roamen der Geräte funktionierte nicht immer, gerne blieben die SIM-Karten im Netz des eigenen Providers, obwohl ein anderes Netz eine bessere Verbindung ermöglicht hätte. Beim Rückfall vom Roaming in das Netz des eigenen Providers ging so häufig die Verbindung zu den Routern verloren. Trotz der Verwendung von professionellen Industrie-Routern mit einer Vielzahl von Zusatzfunktionen führte die schlechte Mobilfunkverbindung auch zum „Aufhängen“ der Hardware. Bei den intelligenten Messsystemen waren die Probleme der Kommunikationsanbindung über Mobilfunk vergleichbar, da auch sie LTE-SIM-Karten mit nationalem Roaming verwendeten. Unter gleichen Bedingungen erwies sich die Kommunikationsverbindung der SMGW eher als schlechter als die der Router.

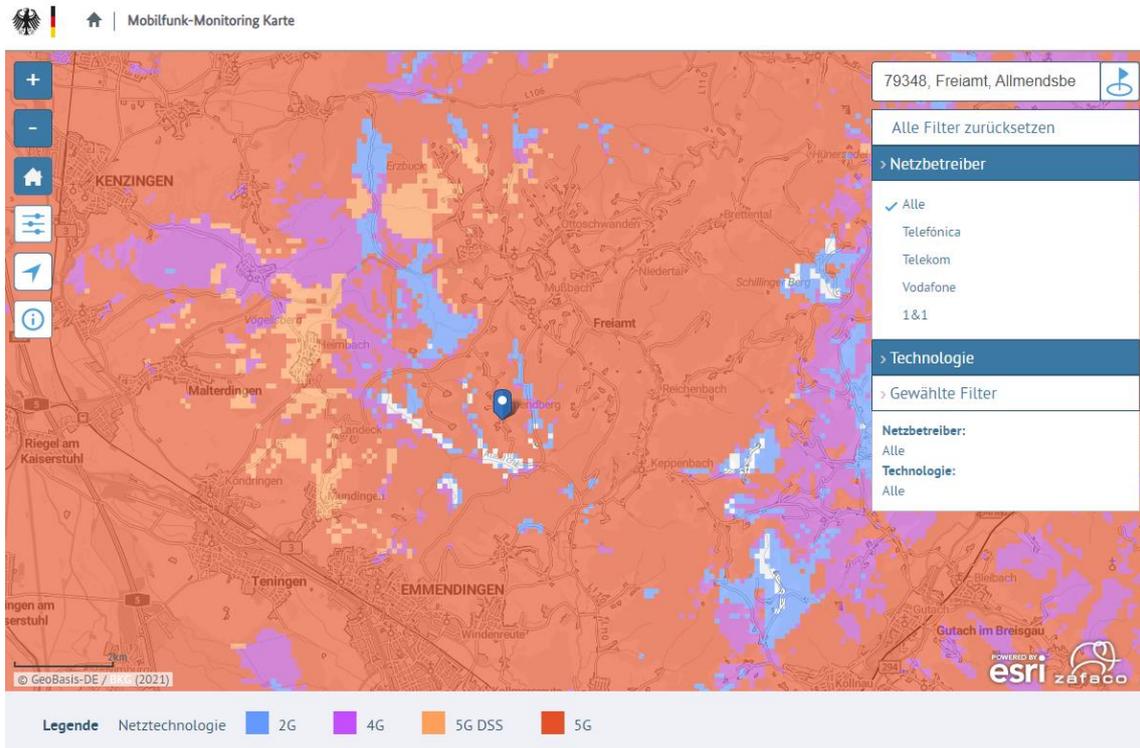


Abbildung 43: Mobilfunk-Monitoring-Karte der Bundesnetzagentur für alle Provider in Freiamt, Quelle: [Mobilfunk-Monitoring Karte \(bund.de\)](https://www.bundesnetzagentur.de), 18.04.2023

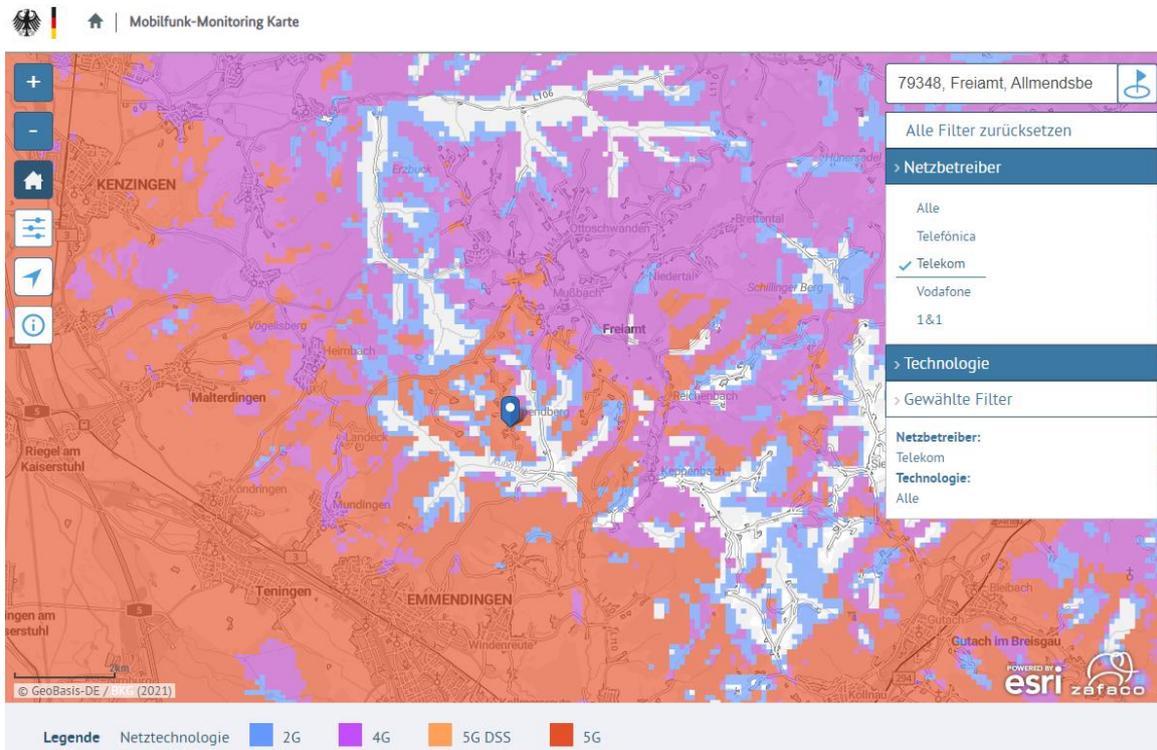


Abbildung 44: Mobilfunk-Monitoring-Karte der Bundesnetzagentur für das Telekom-Netz, Quelle: [Mobilfunk-Monitoring Karte \(bund.de\)](https://www.bundesnetzagentur.de), 18.04.2023

Um die schlechte Kommunikationslage zu verbessern, wurden während des Projekts zahlreiche Maßnahmen umgesetzt, die schließlich auch zu einer guten Erreichbarkeit aller Systeme führten:

- Einführung eines performanten Monitorings, um die Ursache für Datenausfälle eindeutig einer Ursache zuordnen zu können, denn nicht immer ist es die Kommunikationsverbindung einzelner Komponenten. Weitere Informationen zum aufgebauten Monitoring werden in Kapitel 6.3.4 beschrieben.
- Installation zusätzlicher, leistungsstärkerer Antennen an Kellerfenstern oder Außenfassaden mit teils langen Antennenkabeln
- Erzwungene Unterbindung des Roamings und Festlegung der SIM-Karten auf das beste Mobilfunknetz vor Ort entsprechend der Pegelmetermessungen
- Nutzung von Powerline-Kommunikation im Haus (DLAN), um aus dem Zählerschrank eine Verbindung an einen anderen Ort im Gebäude mit besserem Mobilfunkempfang zu erreichen
- Umstellung weiterer Feldtestteilnehmender auf eine BPL-Verbindung zur Kopfstation im Fokus-Ortsnetz 1
- Nutzung von Ethernet-SMGWs, die in der Lage waren, ihre Daten auch über den Router im Firmennetz an den Messstellenbetreiber zu übermitteln.
- Installation des Routers im Dachgeschoss oder Obergeschoss und Verbindung zum Switch im Keller durch eine existierende LAN-Verbindung des Kunden, die aber von dessen Netzwerk entkoppelt blieb.

All diese Maßnahmen waren aufgrund der iterativen Vorgehensweise zu einer geeigneten Lösung sehr zeitaufwändig. Für jeden Neustart des Routers war eine Person vor Ort erforderlich. Aus dieser Erfahrung kann das Projekt flexQgrid folgende Empfehlungen für die Kommunikationslösung eines zukünftigen Smart Grid aussprechen:

- Wenn möglich, die DSL-Verbindung (WLAN) im Haushalt der Kunden nutzen. Diese Anbindung an das öffentliche Internet ist meist kostengünstig, perfekt betrieben und die Kunden kümmern sich ganz nebenher um deren Betrieb. Die Datenmengen für das Netzampelkonzept sind neben den Datenmengen, die ein heutiger Haushalt für private Nutzung oder Home-Office generiert vernachlässigbar. Für diese Lösung bedarf es aber einer sicheren Verbindungsmöglichkeit mit der iMSys-Infrastruktur.
- Aus der exakten Bestimmung des Mobilfunkempfangs direkt bei Einbau der Kommunikationsmodule, z.B. anhand des Pegelmeters mit klaren Vorgaben der Grenzen der verschiedenen Kennwerte, aus einem „Werkzeugkasten“ die geeignete Technik auswählen, die bei den Gegebenheiten eine gute Verbindung ermöglicht (spezielle Antennen, alternative Kommunikationstechnologie, siehe nächster Punkt).
- Neben dem Mobilfunkempfang weitere kostengünstige, rolloutfähige Alternativen bereitstellen: DSL, Breitband-Powerline, 450 MHz. Mobilfunk kann nicht die alleinige Kommunikationstechnik für kritische Kommunikation sein – gerade im ländlichen Raum hat man hier große Empfangsprobleme bei Standard-Einbauorten. Eine Verbesserung des Mobilfunkempfangs in Deutschland im ländlichen Raum ist trotz allem erforderlich, da diese Technologie weiterhin die kostengünstigste bleibt.
- Remote-Zugriffe und Watchdogs für Router, um im Falle eines Problems von Hard- oder Software von Ferne einen Neustart zu erzwingen und so in den meisten Fällen die Verbindung wieder herzustellen
- Weiterentwicklung der Kommunikationsmodule in SMGW, die in der Performance hinter denen der SyM²-Zähler und der Industrierouter zurückblieben.
- Für große zu steuernde Anlagen oder bestimmte Messgeräte an strategischen Punkten könnte eine redundante Kommunikationsinfrastruktur erforderlich sein.

iMSys Zähler konnten nicht abgerufen werden

Seit 2022-12-01 22:40:00 UTC sind mehrere iMSys ausgefallen. Anteil der ausgefallenen iMSys Zähler beträgt 45% (23 von 51).

	BZ	SMGW
...		
...		
...		

Abbildung 46: Kurzfristiges Alerting eines Messgeräteausfalls

Nach einem einleitenden Satz mit der Anzahl der ausgefallenen Geräte folgt eine Übersicht der ausgefallenen Geräte, um Zusammenhänge erkennen oder direkt Maßnahmen ergreifen zu können.

Sobald wieder weniger als 45% der Geräte ausgefallen sind, also über 55% der Geräte die Daten übermitteln, wird automatisiert eine Auflösung in den Kanal geschrieben.

Monitoring Back-End-Systeme:

Wie in Abbildung 47 zu erkennen ist, erstreckt sich der Ausfall von Back-End-Systemen in manchen Monaten über mehrere Tage, was aus der hohen Komplexität dieser Systeme resultiert. Da die Zustandsdaten über mehrere Systeme laufen, bis sie schlussendlich in der Datenbank abgelegt werden, muss der Fehler in einem ersten Schritt lokalisiert werden, bevor er von den zuständigen Personen behoben werden kann. Um den Prozess der Fehlerlokalisierung zu beschleunigen, wurde daher für jedes Back-End-System ein weiteres Monitoring-System implementiert, wie hier exemplarisch am MQTT-Broker gezeigt.

Der MQTT-Broker erkennt eine Störung am 30.11.2022 um 20:30 Uhr und meldet diese in den Teams-Kanal mit der entsprechenden nicht eingehaltenen Regel – hier die Anzahl der eingehenden und ausgehenden Nachrichten auf der Produktivumgebung.



Abbildung 47: Alert-Meldung eines Backendsystems

Sobald die Störung wieder behoben ist, folgt eine Auflösung im Teams-Kanal, wie in Abbildung 48 dargestellt ist.

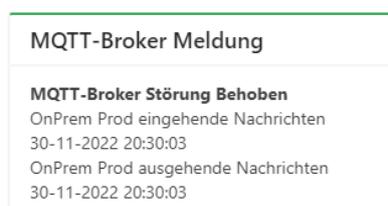


Abbildung 48: Aufhebung der Alert-Meldung eines Backendsystems

Umfassendes Monitoring der Projektinfrastruktur

In einem komplexen Energiesystem, wie es in flexQgrid getestet wurde, ist es schwierig den Überblick über das gesamte System zu wahren. Es zeigt sich, dass es für die meisten Akteure, die in einem solchen System involviert sind, von Vorteil ist, wenn alle durchlaufenen Prozesse und Kommunikationen an einer zentralen Stelle abgelegt und visualisiert werden. Mit diesem Vorgehen kann neben den vielen verteilten Überwachungsmechanismen ein zentraler und ganzheitlicher Überblick über die Geschehnisse des smarten Energiesystems aufgebaut werden.

Ziel eines zentralen Monitorings ist es, in einem verteilten System allen beteiligten Partnern eine einheitliche Informationsgrundlage über die Geschehnisse im Feld zu gewährleisten. Dadurch können Partner beispielsweise Rückschlüsse über ausgeführte Prozesse ziehen oder Datenflüsse überwachen, sowie die ausgetauschten Inhalte in Echtzeit mitverfolgen. Auswirkungen von Handlungsprozessen können live beobachtet und ausgewertet werden.

In Zuge dessen ist im Laufe des Projekts eine Mischung aus technischem und fachlichem Monitoring entstanden, das im Folgenden gezeigt und erläutert wird. Unter technischem Monitoring werden alle Prozessaktivitäten auf dem ESB verstanden. Beim fachlichen Monitoring hingegen werden die Inhalte der ausgetauschten Daten mit einbezogen und analysiert. Die nachstehende Abbildung 49 zeigt die Startseite des ESB-Monitors.

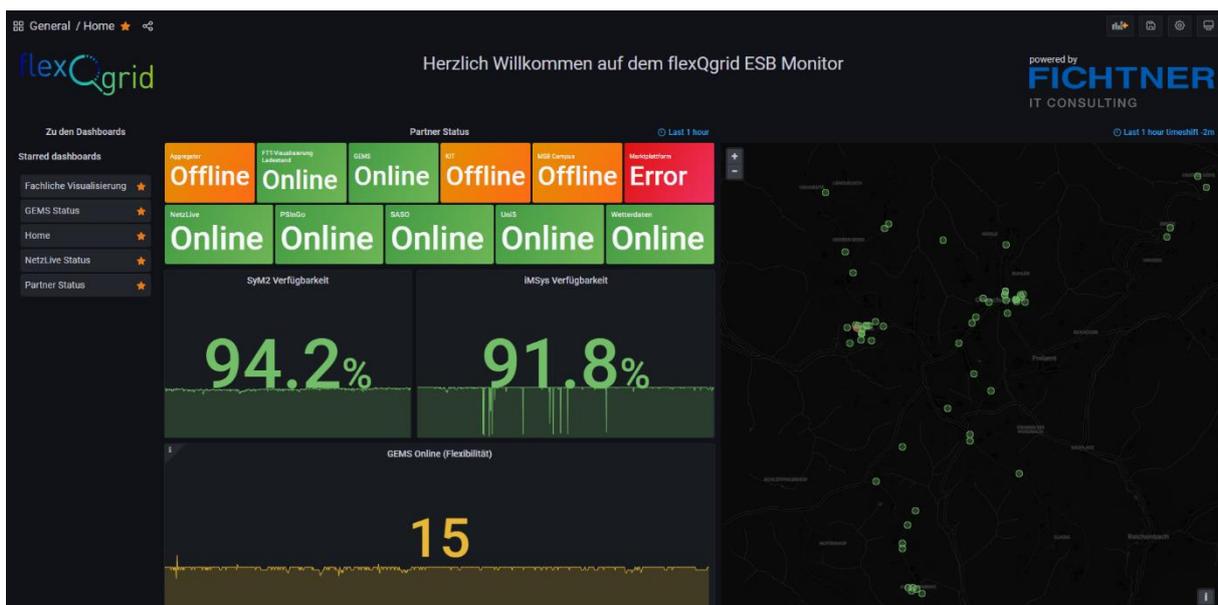


Abbildung 49: ESB-Monitor - Startseite

Die Startseite gibt einen ersten Überblick über die aktuellen Geschehnisse im Feld in Echtzeit. Dabei sind die dargestellten Informationen auf ein Minimum reduziert, um die Übersicht zu wahren. Neben einer Navigation zu den jeweiligen spezifischen Seiten, haben die Nutzer die Möglichkeit den Status der Partner, der Messsysteme sowie der GEMS zu beobachten. Der Partner Status zeigt, ob die letzte Aktion des jeweiligen Partners erfolgreich war (= „Online“), nicht erfolgreich war (= „Error“) oder nicht stattgefunden hat (= „Offline“). Dabei kann der Status „Offline“ geplant und somit korrekt sein oder auch einen ungeplanten negativen Ausfall bedeuten und muss somit individuell bewertet werden. Neben dem Partner Status wird auf der Startseite noch die Messdatenverfügbarkeit im Hinblick auf die Zeit sowie den jeweiligen geografischen Standort dargestellt. Dabei wird unterschieden zwischen den beiden Messsystemen „Sym2“ und „iMSys“, da diese durch die verschiedenen Übertragungsmethoden gesondert betrachtet werden (s. Kapitel 6.3). So lässt sich auf einen Blick erkennen, wie groß die Verfügbarkeit aller Messsysteme sowie GEMS aktuell (die letzte Minute) ist und ob es im Verlauf der

letzten 12 Stunden zu Ausfällen gekommen ist. Die Verfügbarkeit der Messstellen wird dabei prozentual betrachtet und die der GEMS absolut.

Navigiert der Nutzer auf der Startseite zur Unterseite „Partner Status“, bekommt er eine Ansicht angezeigt, wie sie in Abbildung 50 dargestellt ist.

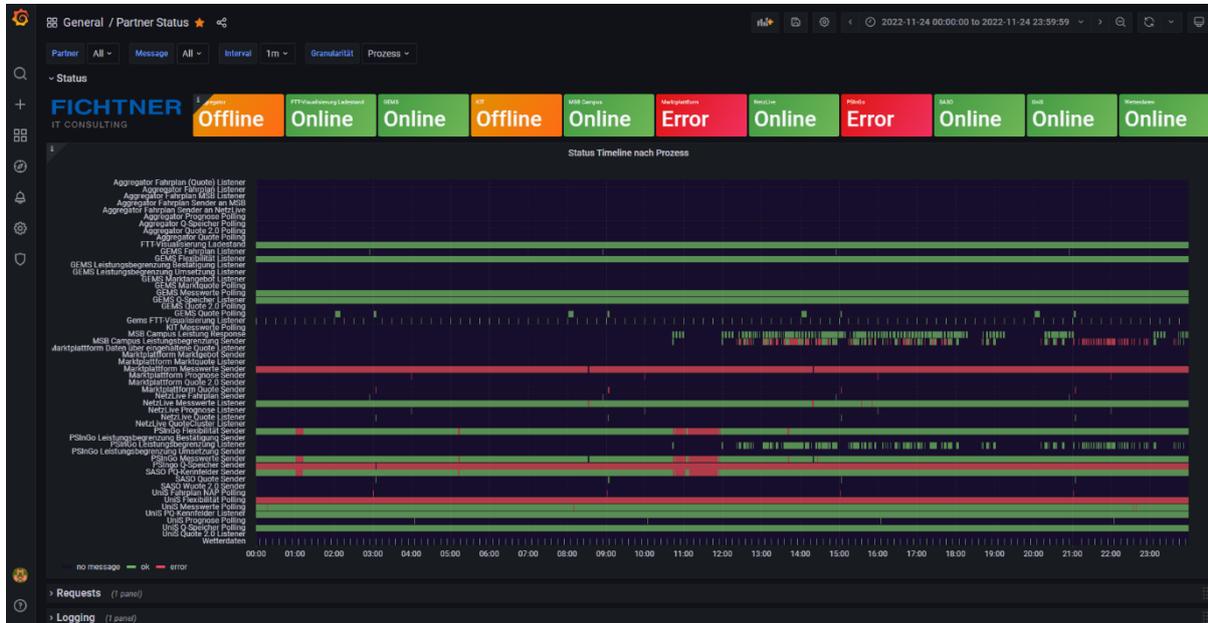


Abbildung 50: ESB-Monitor - Partner- und Prozessstatus

Abbildung 50 zeigt den Status der einzelnen Partner, wie schon auf der Startseite zu sehen. Darüber hinaus wird der Status der einzelnen Prozesse, die über den ESB laufen, dargestellt. Dabei lässt sich nach dem ausführenden Partner oder dem übergeordneten Prozess filtern. Aus dem Diagramm lässt sich ableiten, ob ein Prozess erfolgreich ausgeführt wurde oder auf einen Fehler läuft. Fehlernachrichten sowie die Nachrichteninhalte der erfolgreichen Nachrichten können im untenstehenden Logging detailliert in ihrer Rohform betrachtet werden. Zu den gängigsten Fehlern gehören Ausfälle aktiver Komponenten sowie fehlende oder falsche Dateninhalte. In einer Darstellung wie dieser lassen sich Muster in den Daten erkennen, aus denen Rückschlüsse auf Ausfälle ganzer Teilsysteme oder Netzwerke geschlossen werden können.

Eine sehr ähnliche Darstellung entsteht bei der Vermischung von technischen und fachlichen Prozessen, was in Abbildung 51 zu sehen ist. Hier wird die Messwertverfügbarkeit der einzelnen im Feld verbauten Komponenten über die Zeit visualisiert. Der Unterschied zum rein technischen Monitoring besteht darin, dass die übermittelten Daten bezüglich deren Inhalt analysiert werden. Gebündelte Messwerte werden hierbei entpackt, je einzelner Anlage analysiert und entsprechend visualisiert.

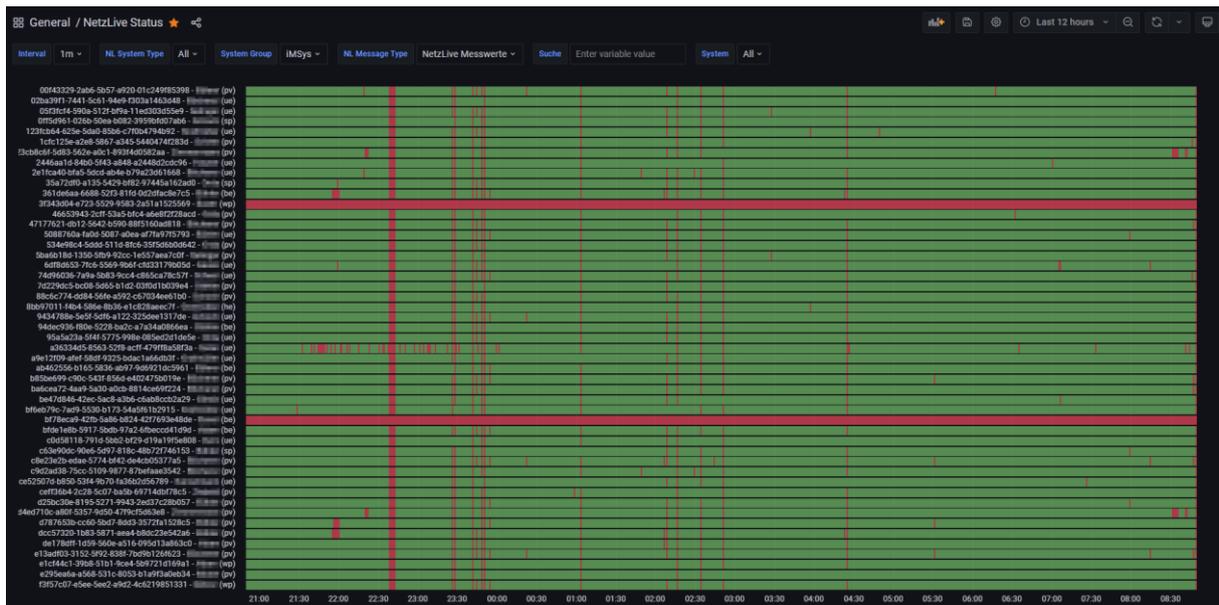


Abbildung 51: ESB-Monitor - Messdatenverfügbarkeit

Wie in Abbildung 51 zu sehen ist, lassen sich in einer solchen Darstellungsform zyklische oder gruppenweise Ausfälle erkennen. So deuten vertikale durchgezogene Linien den Ausfall ganzer Systeme auf dem Übertragungsweg an. Dabei können wiederkehrende Ausfälle schnell identifiziert werden. Des Weiteren kann unter den beiden im Feld verbauten Messtechniken SyM² und iMSys unterschieden und die Verfügbarkeit für jedes einzelne Messgerät analysiert werden. Dabei zeigen sich Unterschiede in den Übertragungstechniken Mobilfunk oder BPL. Werden beispielsweise kurze, gleichzeitige Ausfälle einer Gruppe an Komponenten identifiziert, können Rückschlüsse entweder auf die Übertragungswege oder den Ursprung für den Ausfall gezogen werden. Analysen wie diese ermöglichen in flexQgrid allen beteiligten Partnern ein einheitliches Verständnis und eine gemeinsame Informationsgrundlage über die aktuelle Messwertqualität im Feld.

Werden beispielsweise aufgrund von einem Akteur Handlungen anderer Akteure ausgeführt, können die Auswirkungen derer in Echtzeit über das ESB-Monitoring auf der Unterseite „Fachliche Visualisierung“ verfolgt werden. Diese Visualisierung ist in Abbildung 52 dargestellt und zeigt die Messdaten der im Feld verbauten Technik. Dabei werden die Messreihen in Untergruppen unterteilt. So wird u.a. zwischen Daten von iMSys, PV-Anlagen und Stationen unterschieden.

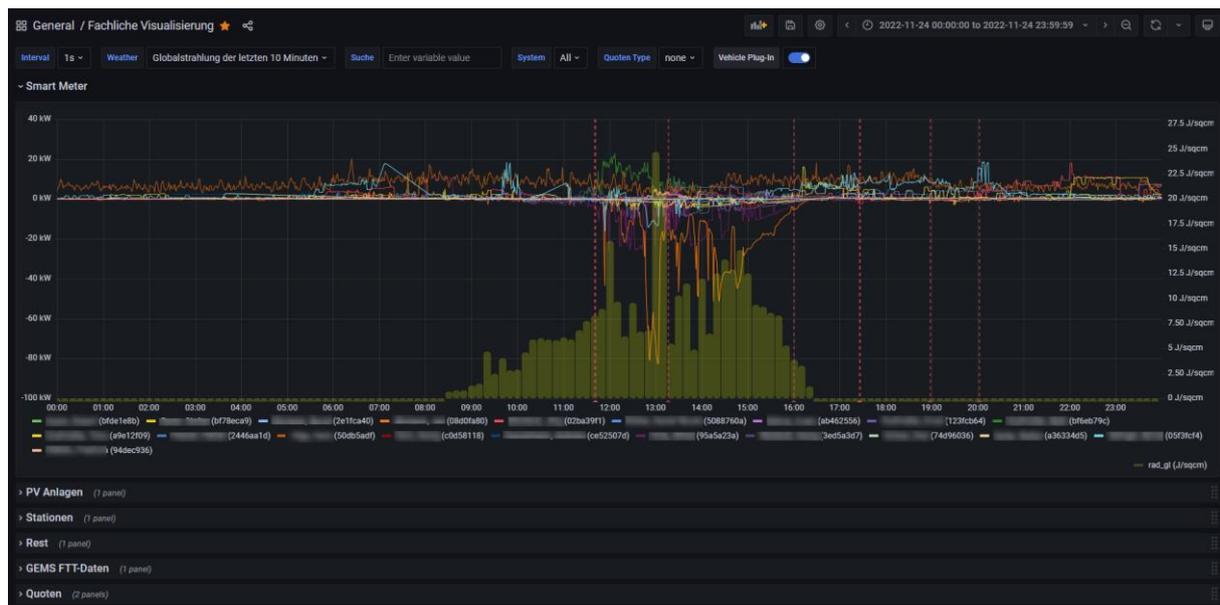


Abbildung 52: ESB Monitor - Fachliche Visualisierung

Die Daten der Messwerte können hier auf ihre fachliche Korrektheit und Plausibilität hin untersucht werden. Darüber hinaus bietet das Monitoring die Möglichkeit, unterschiedliche Wetterdaten bei Bedarf ein- oder auszublenden. In Abbildung 52 wird beispielhaft die Sonneneinstrahlung in Form der gelben Balken dargestellt. Darüber hinaus lassen sich die von den Feldtestteilnehmern eingetragenen „Plug-Ins“ ihrer Elektroautos als vertikale rote Linie in den Graphen darstellen.

Eine Überwachung der fachlichen Daten ermöglicht es allen Akteuren, die Auswirkungen von z.B. Steuerbefehlen oder Fahrplänen mitzuverfolgen. Auch zeigt sich, dass eine einheitliche Informationslage über die fachlichen Vorgänge in flexQgrid von großem Vorteil sind, um eine schnelle und effiziente Kommunikation zwischen den beteiligten Akteuren zu gewährleisten und mögliche Fehlerquellen schnell zu identifizieren. Bei einzelnen Feldtests wurde das fachliche Logging mit seiner „Live“-Funktion für die gemeinsame Sichtung der Auswirkungen der Testszenarien verwendet.

Für einen höheren Automatisierungsgrad sorgt die im Monitoring integrierte Alerting Funktion. Dabei wurde bei flexQgrid bei Ausfällen einzelner Teilprozesse automatisch eine Nachricht in einen gemeinsamen Teams Kanal gesendet. Eine solche Nachricht ist in Abbildung 53 dargestellt. In diesem Fall werden alle Partner über den Ausfall der Messdaten benachrichtigt. In der Folge fällt ebenfalls die automatische Weiterleitung an PSIngo aus, was ebenfalls in der Nachricht gekennzeichnet ist.

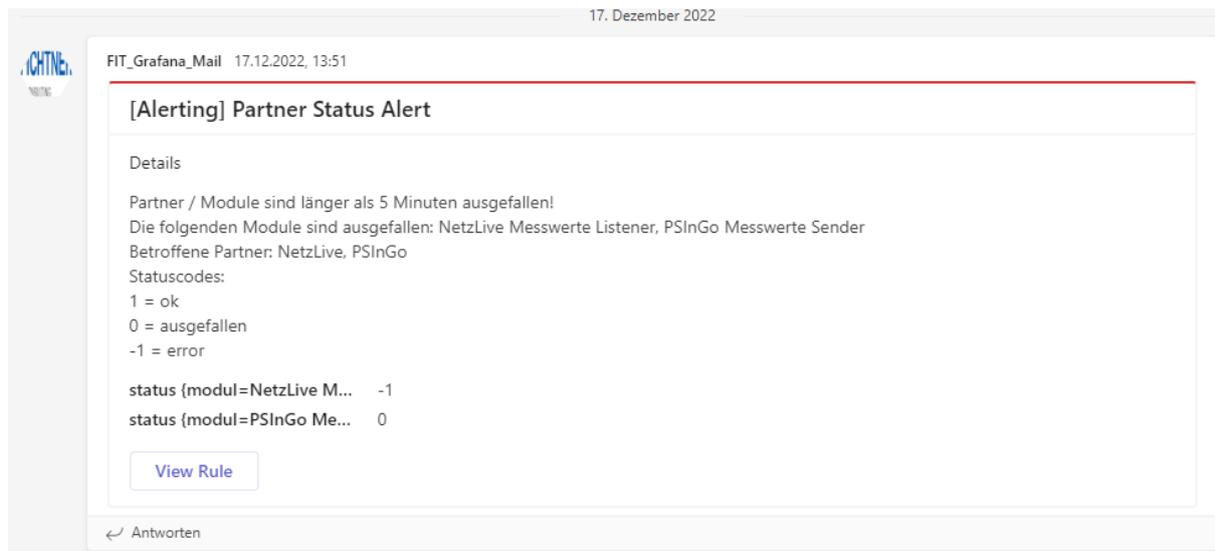


Abbildung 53: ESB-Monitor - MS Teams Alerting

Dabei werden Alerts nur verschickt, wenn ein Prozess länger als fünf Minuten ausgefallen ist. So konnte in flexQgrid das kollaborative Arbeiten der Partner optimiert werden. Ausfälle konnten direkt in der Antwort als Teams Chat diskutiert und zuständige Personen der beteiligten Systeme verlinkt werden.

Eine Erkenntnis aus der Verwendung automatisierter Benachrichtigungen wurde deutlich, als während des Feldtests zusätzlich die Ausfälle einzelner Messstellen benachrichtigt wurde. Dabei wurden plötzlich nachlassende Verfügbarkeiten gemessen und gemeldet. Jedoch kam ein solches Verhalten zu häufig vor (mind. 1x pro Stunde), was zu einer „Überflutung“ der Nachrichtenkanäle führte. Infolgedessen verlieren die Meldungen an Bedeutung und womöglich wichtige Nachrichten werden ignoriert. Somit empfiehlt es sich ein gezieltes automatisches Melden von Fehlern und Ausfällen schon in der Planungsphase zu berücksichtigen, um die Folgehandlungen so effizient wie möglich zu gestalten.

6.4. Eingesetzte Systeme zur Visualisierung

Um die Transparenz für die beteiligten Rollen und Personen zu erhöhen, wurden in flexQgrid auch mehrere Systeme zur Visualisierung entwickelt. Das erste System ist ein Benutzer- und Visualisierungskonzept für die Operatoren in der Leitstelle des Netzbetreibers (s. Kapitel 6.4.1). Für die teilnehmenden Haushalte wurde zudem eine Möglichkeit geschaffen, die im Haushalt aufgenommenen Messdaten über eine Online-Plattform abrufen zu können (s. Kapitel 6.4.2). Diese Oberfläche hatte weiterhin die wichtige Rolle, die Eingaben beim Start des Ladevorgangs des Elektrofahrzeugs aufzunehmen, die in die Optimierung beim GEMS eingeflossen sind.

6.4.1. Visualisierung für Operatoren in der Leitstelle

Die folgende Beschreibung wurde in großen Teilen in (Exner, et al., 2023) veröffentlicht und teilweise angepasst oder aktualisiert.

Die im Rahmen von flexQgrid entwickelte Leisystemumgebung ist in der Lage, den Netzzustand eines Netzgebietes zu überwachen und bedarfsgerecht durch korrektive Maßnahmen zu beeinflussen. Die Leisystemumgebung wurde weitestgehend autonom konzipiert. Es wurden auch semi-autonome Interaktionsmöglichkeiten für die Operatoren in der Leitstelle des Netzbetreibers geschaffen. Der Operator hat hier die Möglichkeit, bei Bedarf manuell einzugreifen und behält somit die Hoheit über den

operativen Netzbetrieb. Es wurde ein Benutzer- und Visualisierungskonzept entwickelt und eine entsprechende Benutzeroberfläche implementiert, welches für diese Zwecke geeignet ist.

Die Benutzeroberfläche besteht aus zwei Interaktionsumgebungen, die Informationen über die Integrationsplattform PSIconnect austauschen und sich gegenseitig ergänzen:

- U1: Interaktionsumgebung in der Leitsystemumgebung PSIconnect
- U2: Interaktionsumgebung in der Smart Grid Plattform PSIngo

Obwohl es sich um zwei getrennte Umgebungen handelt, können Operatoren auf die Interaktionsumgebung U2 über den integrierten Webbrowser von PSIconnect aus der Interaktionsumgebung U1 zugreifen. Dem Anwender werden somit eine vollflexible interaktive Kopplung beider Interaktionsumgebungen bereitgestellt, sodass die Interaktionsumgebung PSIconnect nicht temporär geschlossen werden muss, um die Interaktionsumgebung PSIngo aufzuschalten.

Interaktionsumgebung U1 (PSIconnect)

In der Leitsystemumgebung PSIconnect wurde eine SCADA-Interaktionsumgebung zur verdichteten Visualisierung der Netztopologie und Abbildung von betriebsrelevanten Prozessdaten des gesamten Testnetzes implementiert. In dieser Umgebung können Operatoren sich jederzeit einen Gesamtüberblick über die Situation im Mittelspannungsnetz verschaffen sowie auch die verdichteten Informationen einzelner Niederspannungsnetze betrachten. Dieses Konzept wurde gemeinsam mit Operatoren der Leitstelle erarbeitet und Feedback eingearbeitet.

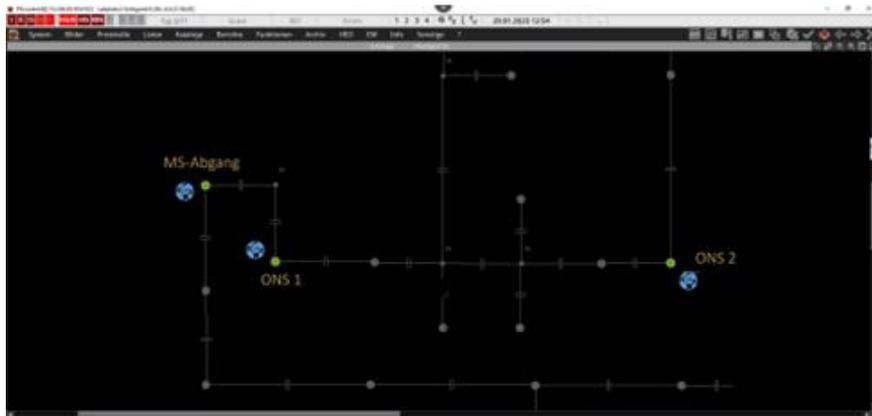


Abbildung 54: Grafische schematische Darstellung des Mittelspannungsnetzes des Feldtestgebietes in PSIconnect

In Abbildung 54 wird die Netztopologie der Mittelspannungsebene des zu betrachtenden Feldtestgebietes im PSIconnect dargestellt. Die relevanten Ortsnetzstationen sind farblich gekennzeichnet, sodass der Operator schnell erkennen kann, wo sich diese in der Mittelspannungstopologie befinden. Selektiert der Operator eine der dargestellten Ortsnetzstationen, gelangt dieser in eine Detailansicht (s. Abbildung 55). In dieser Darstellung werden neben den Messwerten am Ortsnetztransformator und an den Niederspannungsabgängen auch Interaktionstasten dargestellt, über welche weitere Features bedient werden können.

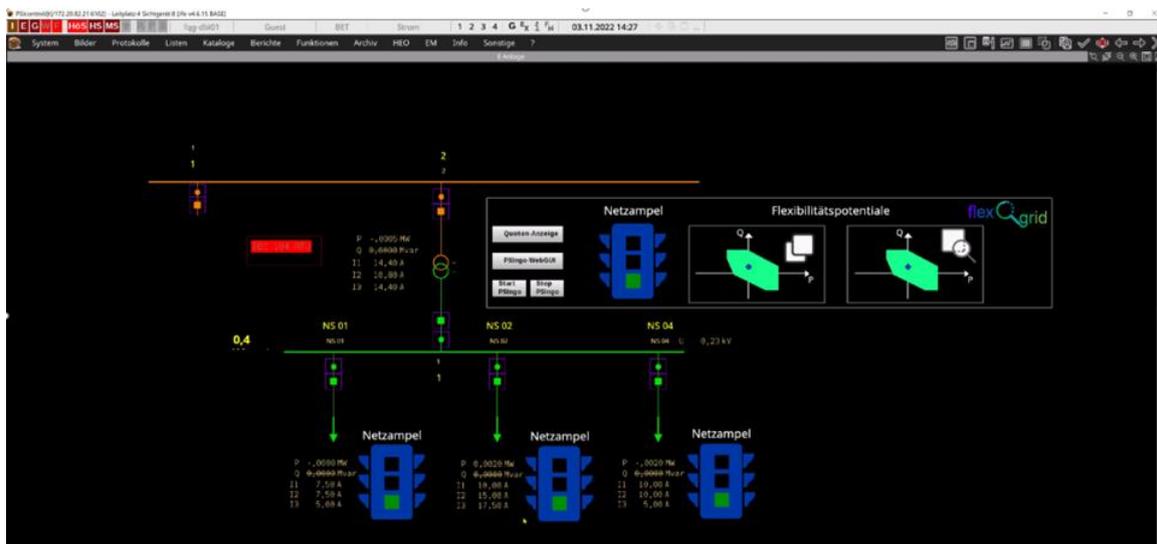


Abbildung 55: Grafische Darstellung eines der betrachteten Niederspannungsnetze in der Interaktionsumgebung U1

In Abbildung 55 ist exemplarisch die Detailansicht einer der betrachteten Ortsnetzstationen des Feldtestgebietes abgebildet. Die Messwerte an der Netzkopplung zwischen Mittelspannung und Niederspannung, sowie an den drei Niederspannungsabgängen, werden zyklisch vom PSIngo an PSIcontrol per IEC60870-5-104 Protokoll versendet. Des Weiteren versendet auch PSIngo Daten zur verdichteten Beschreibung der Engpasssituation im Feldtestgebiet an PSIcontrol, welche durch die drei unterschiedlichen Netzampelfarben für die Ortsnetzstation und jeden einzelnen NS-Abgang abgebildet werden. Ferner werden auch Daten zur Visualisierung der Quoten für den aktuellen Zeitpunkt und zukünftige Zeitintervalle übermittelt, welche in PSIcontrol dargestellt werden können. Dadurch bekommt der Operator einen Überblick über die prognostizierten Netzzustände und kann somit auf eine potenzielle Engpasssituation agieren und diese besser einschätzen. Dadurch wird ein gewisser Handlungsfreiheitsgrad geschaffen. Eine dynamische Darstellung der Flexibilitätspotentiale für alle Ortsnetzstationen und für das Flexibilitätspotential der zu betrachtenden Ortsnetzstation, werden anhand von PQ-Diagrammen in weiteren Dialogfenstern im PSIcontrol visualisiert. Zu guter Letzt kann der Netzregler des PSIngo je nach Bedarf aus dem PSIcontrol manuell ein- und ausgeschaltet werden, um beispielsweise während möglicher Netzumbaumaßnahmen ein ungewünschtes Verhalten des Netzreglers frühzeitig abzuwenden.

Interaktionsumgebung U2 (PSIngo)

Für die Interaktion mit der Smart Grid Plattform PSIngo wurde eine zusätzliche Interaktionsumgebung bereitgestellt. Dies ermöglicht es den Operatoren, detaillierte Informationen über die Niederspannungsnetze des Feldtestgebietes abzurufen und die automatische Netzsteuerung zu überwachen. Bei Bedarf können Operatoren Einstellungen in der Netzansicht ändern und manuelle Steuereingriffe vornehmen. Die Interaktionsumgebung ist als webbasierte grafische Oberfläche konzipiert und kann entweder in einem externen Browser oder direkt per Web-Client innerhalb von PSIcontrol (U1) in einem leitsystemintegrierten Webbrowser aufgerufen werden.

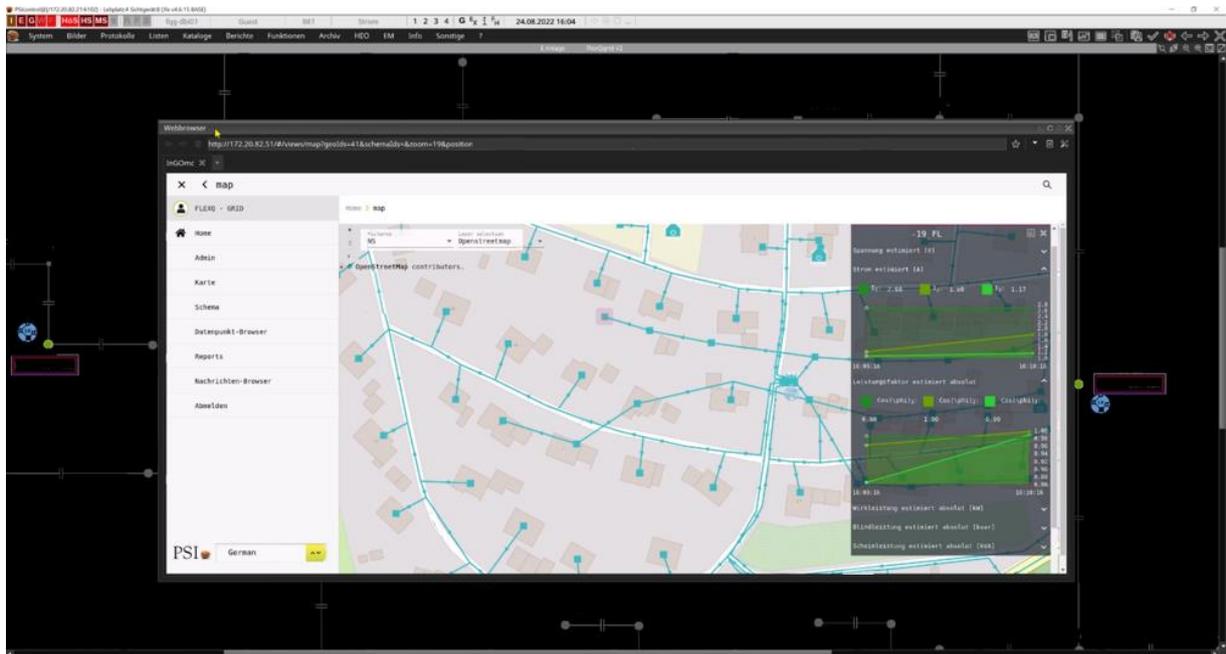


Abbildung 56: Anzeige der Interaktionsumgebung U2 (PSIngo) in dem integrierten Browser der Interaktionsumgebung U1 (PSIcontrol)

Abbildung 56 zeigt exemplarisch die Visualisierung eines der Niederspannungsnetze in der Interaktionsumgebung U2 (PSIngo). Die Interaktionsumgebung ermöglicht es den Operatoren, sich einen Gesamtüberblick über den aktuellen Netzzustand im Feldtestgebiet zu verschaffen. Darüber hinaus bildet die Umgebung das Verhalten der autonomen Steuerung in visualisierter Form ab, wenn diese während der roten Ampelphase aktiv ist, um frühzeitig Netzengpässen entgegenzuwirken. Für die visuelle Aufbereitung der Prozesswerte des Feldtestgebiets stehen zudem verschiedene zusätzliche Dashboards zur Verfügung, die nicht nur zur Darstellung des aktuellen Netzverhaltens dienen, sondern auch Archivdaten anzeigen können.

Learnings

Tabelle 6: SWOT-Analyse des Benutzer- und Visualisierungskonzepts

	Stärken	Schwächen
Chancen	<u>Aus welchen Stärken ergeben sich neue Chancen?</u> Durch die Kopplung zwischen der Smart Grid Plattform PSIngo und dem Netzleitsystem PSIconrol können auch Massendaten aus der Niederspannung angebunden und skaliert werden, sodass die Prozessankopplung im Netzleitsystem entlastet wird.	<u>An welchen Schwächen arbeiten, um Chancen zu nutzen?</u> Einige Übertragungslatenzen beim Senden von Messwerten zwischen PSIngo und PSIconrol können durch die Nutzung anderer Protokolle wie bspw. IEC61850 behoben werden. Des Weiteren könnte die Ausgestaltung der Netzaampel schlichter erfolgen und mit der SCADA-Standardumgebung visuell harmonisiert werden.
Risiken	<u>Welche Stärken minimieren mögliche Bedrohungen?</u> Durch die vollflexible und zeitgleiche Bedienung beider Interaktionsumgebungen, erfolgt die Engpassdarstellung und Engpassbehebung schneller und abgestimmter, als wenn man nur eine Interaktionsumgebung hätte.	<u>Was muss weiterentwickelt werden, damit Schwächen nicht zu mehr Risiken werden?</u> Die Darstellung der PQ-Diagramme sollte auch im Leitsystem ohne Zuhilfenahme der PSIngo erfolgen können, da somit auch der Implementierungsaufwand minimiert wird.

6.4.2. Visualisierung für Feldtestteilnehmende (inkl. Lade-App)

Für die Feldtestteilnehmenden (FTT) wurde während des Feldtests bei flexQgrid eine einfache und intuitive Applikation zur Visualisierung verschiedener Zustandsdaten von Geräten und Anlagen in smarten Haushalten bereitgestellt. Über eine Webanwendung konnten aktuelle Messdaten von PV-Anlagen, Batteriespeichern, Wärmepumpen oder E-Fahrzeugen in verschiedenen Graphen und Diagrammen dargestellt werden. Zum einen wurden die Zustandsdaten nahezu in Echtzeit visualisiert und zum anderen auch die Anzeige historischer Daten sowie Prognosedaten zur Auswahl gestellt. Darüber hinaus wurde den Anwendern die Möglichkeit geboten, individuell Einfluss auf den Ladevorgang ihres E-Fahrzeugs zu nehmen. Die Lösung wurde im Betrieb von ca. 25 Anwendern genutzt, die jeweils nur die Daten angezeigt bekommen haben, für deren Einsicht sie berechtigt sind.

Den Feldtestteilnehmenden steht dabei eine Übersicht wie in Abbildung 57 dargestellt zur Verfügung. Hier können sie die Messreihen der bei ihnen verbauten Komponenten einsehen. Dabei werden immer die letzten 24 Stunden als Zeitreihe dargestellt und jede der von ihnen genutzten Komponenten in einer separaten Kachel.

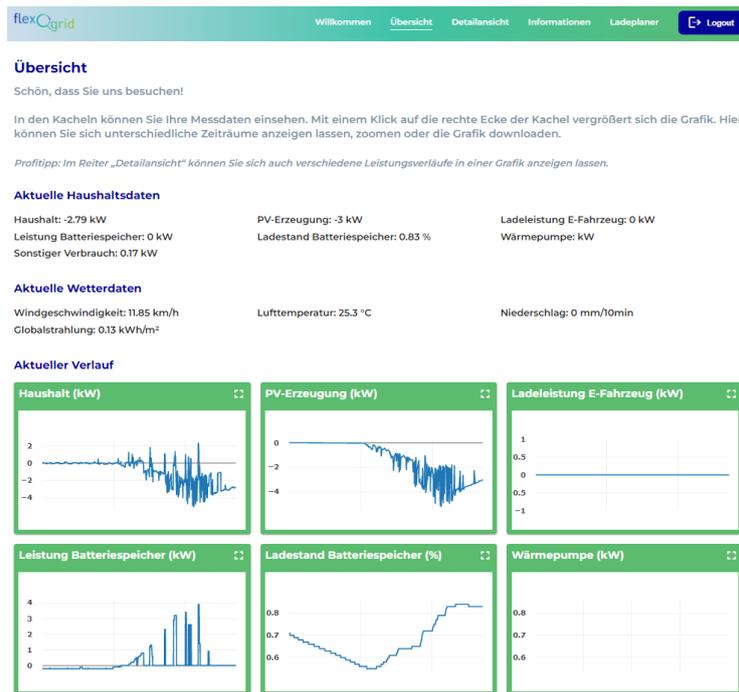


Abbildung 57: FTT-App - Übersicht über einzelne Messreihen

Die in Abbildung 57 dargestellten Messwerte, können in der Detailansicht (siehe Abbildung 58) von den Feldtestteilnehmenden detailliert analysiert werden. Dabei werden die von ihren Anlagen erzeugten Messwerte in einem Graphen gemeinsam visualisiert. Einzelne Messreihen lassen sich dabei über eine Schaltfläche aktivieren und deaktivieren. Als Zeitraum kann über bis zu 30 Tage in die Vergangenheit geschaut werden. So lassen sich u.a. Wetterdaten und Messwerte in einer Darstellung analysieren oder auch Rückschlüsse auf im Feld getestete Szenarien ziehen.

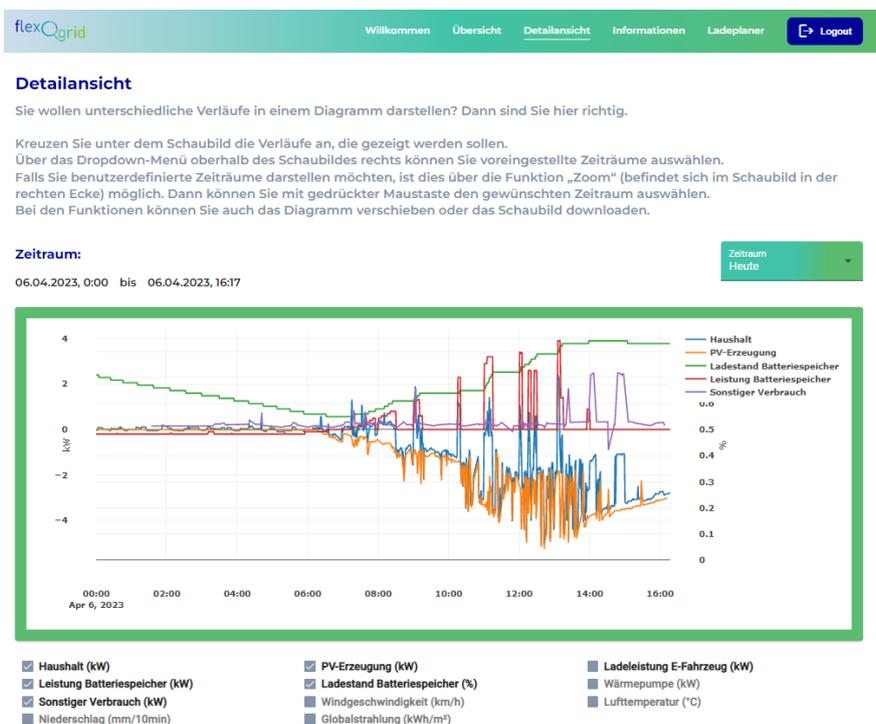


Abbildung 58: FTT-App - Detailansicht

Für die spätere Optimierung der Flexibilitäten wurde den Feldtestteilnehmenden ein Ladeplaner zur Verfügung gestellt. Die dabei benötigten Informationen sind in Abbildung 59 dargestellt. Die eingegebenen Werte werden bei „Speicherung“ direkt an den ESB gesendet. Von den GEMS werden die Informationen wiederum abgeholt und für die Optimierung der zu steuernden Anlagen verwendet (s. Kapitel 6.5.1). Abbildung 59 zeigt die Ansicht über ein Smartphone, mit dem die Feldtestteilnehmenden bequem ihre Eingaben interaktiv durchführen konnten.

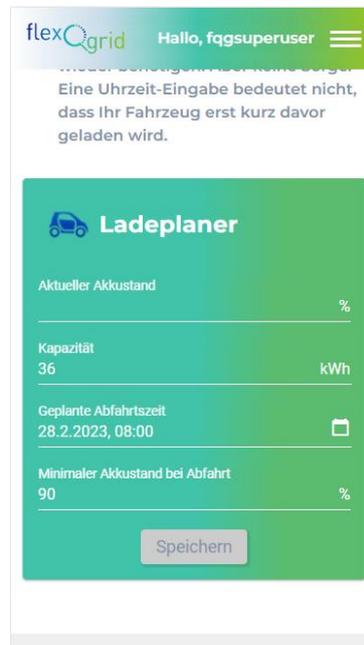


Abbildung 59: FTT-App - Smartphone Ansicht Ladeplaner

6.5. Gebäudeenergiemanagementsystem (GEMS)

Als Hardwareplattform des GEMS wurde der Einplatinencomputer Raspberry Pi Model 4B mit folgender Ausstattung gewählt: 1,5 GHz Quad-core ARMv8 64-bit CPU, 8 GB RAM, WLAN und Ethernet, 128 GB Flash Speicher (SD-Karte). Als Betriebssystem wurde Ubuntu 20.04 LTS installiert.

In den vorangegangenen Kapiteln wurde bereits die Rolle und Software des GEMS allgemein (Kapitel 3.1) und im Rahmen der roten (Kapitel 4.1 und 4.4) und gelben Ampelphase (Kapitel 5.3 und 5.5) beschrieben. Neben der Einbindung der flexiblen Anlagen im Feldtest (s. Kapitel 6.3.2) mussten weitere Lösungen speziell für den Feldtest entwickelt werden. Diese werden in den folgenden zwei Unterkapiteln präsentiert, bevor schließlich die praktischen Erkenntnisse vorgestellt werden.

6.5.1. Feldtestspezifische Implementierungen

Kommunikation und Berechnung von Messwerten

Durch die fehlende HAN-Schnittstelle des SMGW, über die ein EMS idealerweise hochauflösende Messdaten der Zähler im Gebäude erhalten würde, musste das GEMS alle Messwerte, welche nicht durch eine Anlagen-Schnittstelle zur Verfügung stand, über einen Umweg beziehen. Die minutlichen Momentanwerte der iMSys wurden alle 30 Sekunden über eine entsprechende Schnittstelle des ESB abgefragt und verarbeitet. Dabei musste für jeden Feldtest-Haushalt das jeweilige Messkonzept konfiguriert und berücksichtigt werden. Erfasste der Zähler lediglich den Verbrauch, so entsprach dieser

Wert der unflexiblen Last und wurde mit den Messwerten der Anlagen verrechnet, um die Bilanz der Leistung am Netzanschlusspunkt zu ermitteln. Umgekehrt musste im Falle eines Überschusszählers aus dessen Wert und den Anlagenmesswerten der Wert der unflexiblen Last berechnet werden. Teilweise waren zusätzliche Zähler für Wärmepumpen oder Elektroheizungen installiert, deren Messwerte ebenfalls abgefragt wurden und in die Berechnung der unflexiblen Last einfließen mussten.

Damit auch die Feldtestteilnehmenden alle eigenen Zähler- und Anlagenmessdaten in der Benutzeroberfläche (s. Kapitel 6.4.2) einsehen können, sendete das GEMS jede Viertelstunde die aktuellen Werte (minütliche Mittelwerte) an den ESB.

Ladung des Elektrofahrzeugs

Über eine weitere Schnittstelle des ESB fragte das GEMS die Eingaben der Feldtestteilnehmenden in den Ladeplaner der App ab. Insbesondere die Eingabe der geplanten Abfahrtszeit und des Ladestands des E-Fahrzeugs bei Anschluss an die Ladestation sind essentielle Informationen, um die korrekte Flexibilität der E-Fahrzeuggatterie und einen realisierbaren Fahrplan zu bestimmen. Da der Ladestand nicht über die Schnittstelle der Wallbox zur Verfügung stand, wurde im Projekt beschlossen, die Feldtestteilnehmenden zur Nutzung des Ladeplaners anzureizen: Wurde ein Eintrag vorgenommen, so wurde die Ladung des Fahrzeugs so bald wie möglich (i.d.R. wenige Minuten später) begonnen. Außerdem wurden zwei Schwellwerte für den Ladestand definiert, bis zu welchen mit der Nenn-Ladeleistung (20 %) bzw. mindestens halber Nenn-Ladeleistung (40 %) sofort geladen wurde, sofern die geltende Leistungsbeschränkung am Netzanschlusspunkt dies erlaubte. Wurde das Fahrzeug hingegen angeschlossen, ohne dass ein Eintrag in den Ladeplaner erfolgte, wurde mit dem Beginn der Ladung zwei Stunden gewartet. In diesem Fall nahm jedoch das GEMS einen initialen Ladestand von 20 % an, um schließlich eine gewisse Ladung der Batterie sicherzustellen. In jedem Fall wurde erst ab einem Ladestand von 40 % der Fahrplan für die Ladestation ohne Vorgabe optimiert.

6.5.2. Infrastruktur

Zusätzlich zu den oben vorgestellten Implementierungen mussten für den Feldtest mehrere Systeme und Prozesse für sicheren Fernzugriff, Update, Verwaltung und Überwachung der GEMS im Feldtest sowie Persistenz diverser Daten aufgebaut werden (vgl. Anforderungen in Kapitel 3.1.2). Aufgrund der hohen Anzahl der Feldtesthaushalte und häufigen Aktualisierung der jeweiligen GEMS mussten diese Prozesse zudem möglichst effizient und automatisiert gestaltet werden. Das Zusammenspiel der im Folgenden vorgestellten Systeme wird in Abbildung 60 schematisch dargestellt.

Sicherer Fernzugriff im Feld

Durch die in den Feldtesthaushalten eingesetzten LTE-Router der Netze BW besaßen die GEMS lediglich eine externe Kommunikationsverbindung in das private Firmennetzwerk. Um einen Fernzugriff von außerhalb des Firmennetzwerks auf die GEMS zu ermöglichen, musste ein sicherer Kommunikationskanal zwischen FZI und GEMS geschaffen werden. Hierfür wurde ein Peer-to-Peer VPN (*Wireguard* (Donenfeld, 2017)) zwischen einem Server im internen Netzwerk des FZI, im Folgenden „VPN-Server“ genannt, und allen GEMS eingerichtet. Der VPN-Server erhielt entsprechend eine Freischaltung in der Firewall des Netze BW Firmennetzwerks. Auf diese Weise konnte über den VPN per SSH aus dem FZI-Netzwerk heraus auf die GEMS im Feld zugegriffen werden. Durch die Beschränkung auf eine Public-Key-Authentifizierung (d.h. kein Login per Passwort) wurde zusätzlich sichergestellt, dass nur explizit autorisierte Personen Zugriff auf die GEMS erhalten.

Aktualisierung und Verwaltung

Auf dem Server, über den der VPN-Tunnel zu einem GEMS aufgebaut wurde, wurde zudem eine private Docker Registry eingerichtet. Wurden Softwarekomponenten des GEMS weiterentwickelt, so wurde über einen automatisierten Prozess das zugehörige Docker Image auf einen Raspberry Pi im Labor des FZI gebaut und in diese Registry hochgeladen. Die GEMS im Feld konnten sich schließlich das Image über den VPN-Tunnel aus der Registry laden.

Die Verwaltung aller Konfigurationsdateien der GEMS im Feld einschließlich Definition der zu verwendenden Docker Image-Versionen wurde über *GitLab* vorgenommen. Auf diese Weise konnten Änderungen nachverfolgt und zudem bei Bedarf einfach revidiert werden. Für die Verteilung der Konfigurationsdateien und die Ausführung von Aktionen auf allen oder ausgewählten GEMS wurden etliche Shell-Skripte geschrieben, die iterativ auf jedes (ausgewählte) GEMS die zugehörige Datei transferiert beziehungsweise dort die gewünschte Funktion ausführt.

Persistenz und Visualisierung von Daten

Die Sicherung aller im Feldtest anfallenden Daten und Logs der GEMS ist essenziell für die Feldtest-Auswertungen und die Nachvollziehbarkeit von Fehlerursachen. Zu diesem Zweck wurden entsprechende Prozesse zur Sicherung und Übertragung auf einen weiteren Server des FZI, im Folgenden „Backup-Server“ genannt, sowie Dashboards für die Anzeige und Analyse der Daten entwickelt. Die Erfassung der Lognachrichten aller Services auf jedem GEMS und Übertragung auf den Backup-Server wurde mittels *fluentd* (*fluentd*, 2023) umgesetzt. Die Lognachrichten werden dabei direkt an eine *Elasticsearch* (Elastic Stack, 2023) Instanz auf dem Backup-Server gesendet. Elasticsearch ist hauptsächlich eine hocheffiziente Suchmaschine, besitzt jedoch auch einen integrierten dokumentenbasierten Speicher. Die gespeicherten Logs können über die zugehörige Benutzeroberfläche *Kibana* (Elastic Stack, 2023) durchsucht, analysiert und visualisiert werden. Des Weiteren wurden regelmäßig Backups der Datenbanken auf jedem GEMS erstellt und zum Server am FZI übertragen. Die Backups der Messdaten wurden dort wiederum in eine zentrale InfluxDB Instanz geladen, um sie auch dauerhaft, ohne Zugriff auf die GEMS, in *Grafana* (*Grafana*, 2023) Dashboards visualisieren zu können.

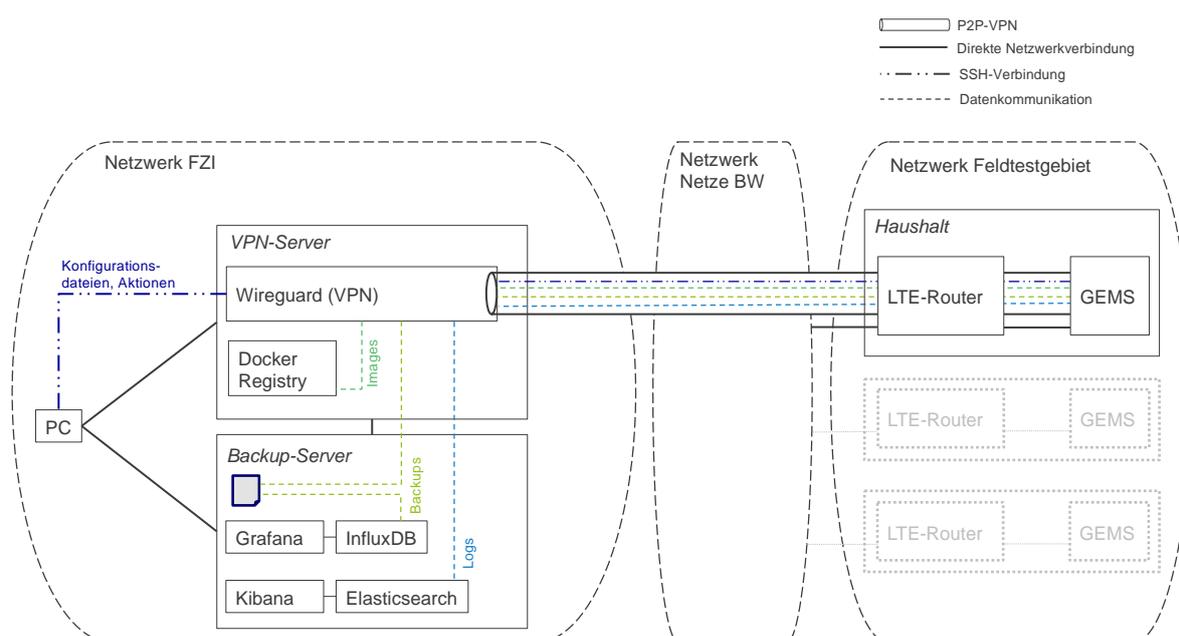


Abbildung 60: Infrastruktur für Kommunikation, Update und Datenpersistenz zwischen FZI und GEMS im Feldtest

6.5.3. Praktische Erkenntnisse

Während des Feldtests wurden einige Erfahrungen und Erkenntnisse rund um den Betrieb des GEMS in realer Umgebung gesammelt, welche nicht oder nicht ausschließlich mit der Erprobung der gelben und roten Ampelphasen zusammenhängt. Manche der hier aufgeführten Erkenntnisse wurden vorab in (von Haken, 2023) veröffentlicht.

Kommunikationsinfrastruktur

In Kapitel 6.3.1 wurden bereits die allgemeinen Herausforderungen und Erkenntnisse bei der Nutzung der TAF10-Daten über die SMGW-Infrastruktur und der Kommunikation über Mobilfunk beschrieben, welche im Folgenden aus der Sicht des GEMS ergänzt werden.

Durch den zusätzlichen Umweg über die Projektinfrastruktur erhielt das GEMS die TAF10-Daten in der Regel erst 1-2 Minuten nach Erfassung des Momentanwerts. Da erst mit diesem Messwert die Einhaltung der Quote in der gelben Ampelphase oder des Sollwerts in der roten Ampelphase überprüft werden kann, erfolgt eine Reaktion auf eine aufgetretene Abweichung entsprechend verzögert. Zudem ist die Berechnung der Flexibilität am Netzanschlusspunkt stets veraltet, da hierfür jeweils die zuletzt verfügbaren Messwerte einfließen. Neben der hohen Zeitverzögerung stellte sich vor allem der unzuverlässige Erhalt der Messwerte als problematisch heraus. Zum einen fehlt im Falle einer Messwertlücke die Leistung am Netzanschlusspunkt als Kontrollparameter, zum anderen stellt eine schlechte Messdatenqualität die Prognose der unflexiblen Lasten vor Herausforderungen. Die Modelle beziehungsweise die nötige Datenvorverarbeitung musste mehrmals während des Feldtests verbessert werden, um mit der Vielzahl und teils großen zeitlichen Spanne von Messdatenlücken umgehen zu können. Trotz verbesserter Robustheit der Modelle beeinträchtigt eine schlechte Datenqualität aber nach wie vor die Prognosegüte, welche wiederum Einfluss auf die Umsetzbarkeit der Fahrpläne und Quote hat.

Neben dem Austausch von Daten und Nachrichten mit den Systemen der Projektpartner im Rahmen des Engpassmanagements (Fahrpläne, Quoten, Flexibilität, Messdaten, usw.) erfolgte auch die Übertragung der Datenbank-Backups und Logs an den FZI-Server über die LTE-Router, d.h. über Mobilfunk. Bei stabilem und robustem Betrieb aller Systeme kumulierte sich das Datenvolumen pro GEMS auf insgesamt etwa 300 MB täglich beziehungsweise bis zu 10 GB monatlich. Während der Entwicklungsphase der Backup-Prozesse hingegen führten unterschiedlich bedingte Kommunikationsausfälle zu wiederholten (fehlschlagenden) Serveranfragen und dadurch zu Spitzen im Upload-Volumen des LTE-Routers und diese wiederum teilweise zur Erreichung der gebuchten Datenvolumengrenze und folgenden Abschaltung der SIM-Karte für den laufenden Monat. Neben der Vielzahl der in Kapitel 6.3.3 zum Thema Kommunikationstechnik genannten Aspekte unterstreicht diese Erfahrung die Notwendigkeit der Diskussion, ob oder in welcher Form Mobilfunk eine geeignete Kommunikationstechnologie im Smart Grid ist. Ebenfalls betont es die Bedeutung von umfassendem Monitoring, um auch solche Probleme frühzeitig zu erkennen und gegebenenfalls zu verhindern.

Intelligente Steuerung flexibler Anlagen

Im Feldtest wurden ausschließlich AC-Ladestationen eingesetzt, welche standardmäßig keine Kommunikation des Ladestands der Fahrzeugbatterie anbieten. Entsprechend war das GEMS darauf angewiesen, dass die Feldtestteilnehmenden diese Information bei Anschluss des Fahrzeugs an die Ladestation in den Ladeplaner eingeben. Während manche Feldtestteilnehmenden dies recht zuverlässig taten – insbesondere diese mit täglicher Nutzung des Fahrzeugs – versäumten es andere regelmäßig oder nutzten den Ladeplaner gar nicht. Da in diesen Fällen als Standardwert ein Ladestand von 20 % für die Optimierung der Fahrpläne angenommen wurde, brach der Ladevorgang des Fahrzeugs häufig früher ab als vom GEMS auf Basis der Annahme geplant und an die Ladestation

vorgegeben. Die Leistung am Netzanschlusspunkt veränderte sich entsprechend plötzlich und kann durch Wegfall der hohen Last zudem die Energieflussrichtung ändern. Somit beeinflusst auch die Verfügbarkeit des Ladestands die Einhaltung von Vorgaben am Netzanschlusspunkt und die korrekte Berechnung des Flexibilitätspotentials.

Allgemein wurden einige Fälle beobachtet, in denen die flexiblen Anlagen die Leistungsvorgaben des GEMS nicht oder nicht exakt umsetzten. Während manche Ladevorgänge nachvollziehbar aufgrund der Fehleinschätzung des Ladestands abgebrochen wurden, wurde gelegentlich der Ladebefehl durch die Ladestation verweigert, ohne dass ein Grund identifizierbar war. Des Weiteren wurde bei manchen Batteriespeichern Abweichungen vom Leistungsbefehl in Höhe von mehreren hundert Watt beobachtet. Hinzu kommen Anlagen, die sich entgegen ihrer Spezifikation nicht steuern ließen. Beispielsweise setzte ein PV-Wechselrichter im Feld keine Leistungsvorgaben des GEMS um, während dies bei einem anderen Gerät des identischen Modells mit derselben Einstellung, Software-Version und Schnittstelle wie erwartet funktionierte. Für weitere Ausführungen zu den Schnittstellen und der Einbindung der flexiblen Anlagen im Feldtest sei auf Kapitel 6.3.2 verwiesen.

Prognose und Steuerung von PV-Anlagen

Im Feldtest wurden einige ältere PV-Anlagen vom GEMS eingebunden, welche nur in wenigen diskreten Stufen steuerbar sind (z.B. 0, 30, 60 und 100 Prozent). Daraus ergaben sich zweierlei Herausforderungen für die Steuerung. Im Projekt wurde für die Kommunikation der Flexibilität am Netzanschlusspunkt durch das GEMS ein einfaches kontinuierliches Flexibilitätsband gewählt. Darin ist die Flexibilität eines in diskreten Stufen steuerbaren Erzeugers jedoch nicht korrekt abgebildet, da es vorgibt, jeden beliebigen (ganzzahligen) Leistungswert am Netzanschlusspunkt umsetzen zu können. Im Falle einer roten Phase kann somit vom GEMS ein Sollwert angefordert werden, welcher in der Realität nicht umsetzbar ist. Die zweite Herausforderung betrifft die mathematische Modellierung einer solchen Anlage für die Fahrplan-Optimierung. Die Abregelungsstufen der meisten dieser PV-Anlagen wurden durch gezieltes Ein- und Ausschalten einer Teilmenge der angeschlossenen Wechselrichter über Relais realisiert. Um die Wechselrichter nicht zu schädigen, sollte die Frequenz der Wechsel zwischen Ein- und Ausschaltung beschränkt werden. In Kombination mit den diskreten Stufen stellte sich diese Restriktion als Herausforderung bei der Modellierung als Teil des Gemischt-ganzzahligen linearen Optimierungsproblems des GEMS dar. Dadurch konnte ein entsprechendes Modell während der Laufzeit des Feldtests nicht mehr fertiggestellt und erprobt werden.

Während die Optimierung und Steuerung von kontinuierlich regelbaren PV-Wechselrichtern durch das GEMS im Feldtest erfolgreich erprobt werden konnte, wurde das verwendete datengetriebene Prognosemodell für die PV-Erzeugung als ungeeignet erkannt. Neben Wetterprognosen basiert es auf historischen Messwerten der Erzeugung der PV-Anlage des Haushalts. Wurde die PV-Anlage am Vortag abgeregelt, so fließen die reduzierten Leistungsmesswerte in die Prognose des Folgetags ein und senken damit die prognostizierte Erzeugung. Diese Problematik kann durch ein Prognosemodell gelöst werden, welches ausschließlich auf den physikalischen Eigenschaften der Anlage und der Einstrahlungsprognose basiert. Alternativ kann ein ungesteuertes Referenzmodell bei der Prognose herangezogen werden, sodass (normierte) Messwerte ohne Abregelung für die Prognose verwendet werden.

Einfluss der Feldtestteilnehmenden

Durch die Erprobung der Systeme des Projekts in realen Haushalten kam es unter bestimmten Umständen zu unerwünschten Eingriffen in den Betrieb des GEMS oder der flexiblen Anlagen durch die Feldtestteilnehmenden. Bei der Erprobung der Engpassvermeidung oder -behebung gab es Situationen, bei denen die Haushalte über mehrere Stunden bis wenige Tage hinweg fast durchgängig starke Einschränkungen des Netzbezugs oder Forderungen für Einspeisung erhielten. Wenn die PV-Erzeugung

nicht ausreichte und die Entladekapazität des Batteriespeichers – falls überhaupt vorhanden – erschöpft war, musste das GEMS die Vorgaben durch eine entsprechend langanhaltende oder häufige Sperrung der E-Fahrzeug-Ladung umsetzen. Manche Feldtestteilnehmende wollten diese Einschränkung nicht hinnehmen oder vermuteten einen Fehler und ergriffen eine der folgenden Gegenmaßnahmen, um die Ladestation wieder freizugeben:

- Trennung der Kommunikationsverbindung der Ladestation zum GEMS
- Abschaltung des GEMS und LTE-Router (über Sicherungsschalter)

Infolgedessen wurde das Fahrzeug mit maximaler Leistung geladen und die Vorgaben für den Netzanschlusspunkt weit überschritten, ohne dass das GEMS gegensteuern konnte. Des Weiteren wurden vereinzelt Änderungen an den Einstellungen der Anlagen durch Feldtestteilnehmende (über ein Display oder Webinterface) vorgenommen, z.B. des Mindestladestands des Batteriespeichers. Dadurch ergibt sich eine Diskrepanz zwischen der im GEMS hinterlegten Anlagenkonfiguration und den tatsächlichen Eigenschaften, was sich auf die korrekte Berechnung der Flexibilität und Fahrplanleistung auswirkt. Solches Verhalten stört die Durchführung des Feldtestbetriebs und erschwert die Auswertung. Zunächst müssen diese Vorfälle bemerkt werden, um sie anschließend aus dem Datensatz herauszufiltern, da sie sonst die Ergebnisse verzerren. Verhindert werden könnten solche Eingriffe möglicherweise durch noch intensivere Kommunikation mit den Feldtestteilnehmenden (z.B. zu anstehenden Tests) und deren Sensibilisierung für die Auswirkungen solcher Verhaltensweisen auf den Feldtest- und Projekterfolg. Alternativ kann von vornerein der physische Zugang zu den Systemen versperrt werden. Da die Möglichkeit zum Neustart des Routers und GEMS durch manche Feldtestteilnehmende während des Projekts jedoch auch zum Vorteil genutzt werden konnte, ist die erste Variante zu bevorzugen.

6.6. Netzregler PSIngo

Bei stetigen Schwankungen der Messdaten an den Betriebsmitteln (aufgrund von verschiedenen Lasten und Einspeisern, Wolkenzügen, ...) kam es im Feldtest zu sehr starken Steuerungsstufen. So hat der Netzregler zeitweise eine starke Leistungseinschränkung verschickt (auch da die Menge an steuerbarer Leistung im Feldtest zu einigen Zeitpunkten zu gering war im Verhältnis zur nicht steuerbaren Leistung), kurze Zeit später wieder eine Freigabe und kurz danach wieder eine starke Leistungseinschränkung. Hier muss die Reaktions-Totzeit (siehe Kapitel 4.2 und 4.3) aus Betreiber-Sicht vor allem unter Berücksichtigung folgender Frage gewählt werden: Welche Sicherungen werden eingesetzt und wie oft oder wie stark dürfen sie belastet werden, wenn große Ströme übertragen werden? Schmelzsicherungen lösen zwar nicht so schnell aus, altern bei einer Belastung deutlich schneller.

6.7. Daten und Kommunikation

Die im Projekt beteiligten Systeme und Komponenten (siehe Kapitel 3), stellen im Gesamtsystem voneinander unabhängige Elemente dar. Um diese dezentrale Herausforderung bewältigen zu können, benötigt es ein zentrales Element, welches in der Lage ist mit allen Akteuren zu kommunizieren und gleichzeitig die Persistenz der Daten sowie den laufenden Betrieb des Gesamtsystems sicherzustellen. Im Projekt wurde daher von der Fichtner IT Consulting GmbH ein Produkt verwendet, das genau diesen Herausforderungen gewachsen ist. Teile des Produktportfolios Fichtner Energy Data Digitalization - Integration - Empowerment (EDDIE) stellen im Projekt die zentrale Datendrehscheibe dar, die als Prozesssteuerungs- und Kommunikationsplattform agierte. Die technische Beschreibung der im Projekt benötigten Schnittstellen sowie Prozessdefinitionen der zentralen Datendrehscheibe werden in den folgenden Abschnitten beschrieben.

6.7.1. Schnittstellen und Prozessdefinitionen

In flexQgrid ist EDDIE in seiner Funktion als Kommunikations- und Prozess-Steuerungsplattform auf dessen Tauglichkeit hin untersucht und entwickelt worden. Dabei ist die geordnete Integration der unterschiedlichen Komponenten auf Basis einer serviceorientierten Architektur (SOA) bzw. Enterprise Service Bus (ESB) Architektur, realisiert worden. SOA und ESB sind Architekturmuster, die im Projekt eingesetzt werden, um die Kommunikation zwischen verschiedenen Anwendungen und Systemen zu erleichtern. Die Basisfunktion des ESB liegt somit darin, Daten entgegenzunehmen und an die passende Stelle im passenden Format weiterzuleiten oder zur Verfügung zu stellen. Diese Basisfunktion wird als Flussdiagramm in Abbildung 61 dargestellt.

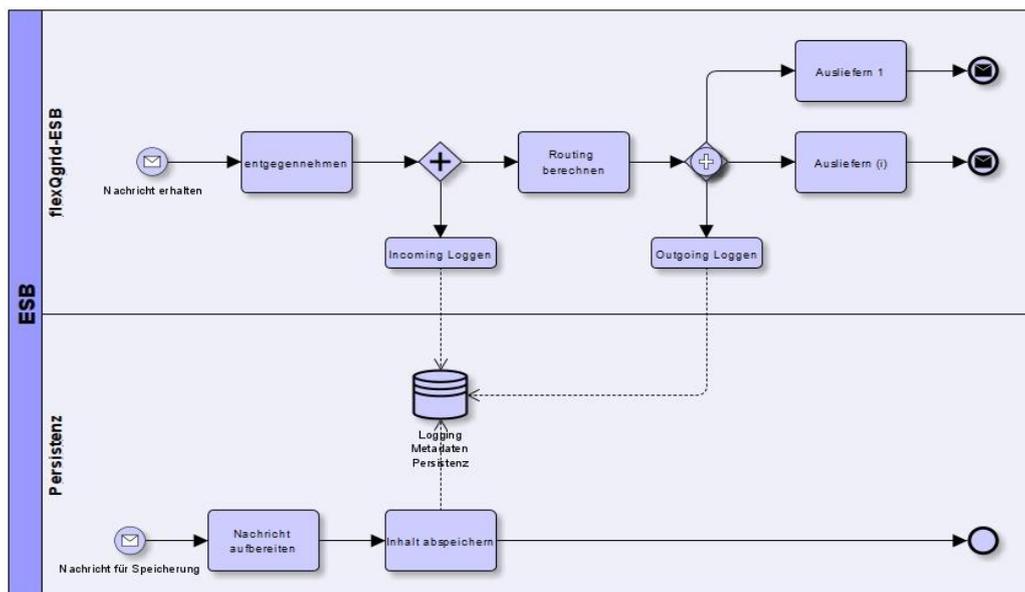


Abbildung 61: Basisfunktionen ESB

Neben der Grundfunktion die Daten von Schnittstelle A nach Schnittstelle B zu liefern, verfolgte der ESB während des Feldtests das Ziel, sämtliche Vorgänge zu persistieren. So konnten Vorgänge und Aktionen schon während des Feldtests aber auch in der Auswertungsphase von allen beteiligten Partnern nachvollzogen werden. Um die Persistenz sämtlicher Daten sicherstellen zu können, steht hinter der gesamten Prozessschicht des ESB eine Persistenzschicht, wie sie in Abbildung 61 dargestellt ist.

Schnittstellen definieren dabei, wie verschiedene Anwendungen und Systeme miteinander kommunizieren können. Sie stellen eine einheitliche Methode für den Austausch von Informationen bereit und sorgen dafür, dass die verschiedenen Systeme miteinander interagieren können, unabhängig davon, welche Programmiersprache oder welches Protokoll die jeweiligen Partnersysteme verwenden. Prozessdefinitionen beschreiben, wie Daten zwischen den verschiedenen Anwendungen und Systemen fließen. Sie beschreiben den Ablauf von Geschäftsprozessen und stellen sicher, dass die verschiedenen Systeme in der richtigen Reihenfolge miteinander interagieren, um den Prozess erfolgreich abzuschließen. Die Notwendigkeit von Schnittstellen und Prozessdefinitionen in einer SOA/ESB-Architektur liegt darin, dass sie die Kommunikation zwischen verschiedenen Systemen vereinfachen und standardisieren. In flexQgrid hat dies die Integration von neuen Anwendungen und Systemen in die vorhandene IT-Infrastruktur erleichtert, die Komplexität reduziert und eine schnellere Entwicklung und Implementierung der Prozesse im Projekt ermöglicht. Ein weiterer Vorteil von Schnittstellen und Prozessdefinitionen ist ihre Wiederverwendbarkeit. Wenn eine Schnittstelle oder Prozessdefinition einmal erstellt wurde, kann sie von anderen Anwendungen und Systemen wiederverwendet werden, was Zeit und Kosten spart.

Um diese einheitlichen Architekturmuster zu ermöglichen, benötigt es Vorarbeiten und Analysen potenzieller Schnittstellen zwischen den beteiligten Systemen. In bilateralen Abstimmungsterminen mit den Projektpartnern sind dabei die Kommunikationswege, sowie die syntaktischen und semantischen Nachrichteninhalte als auch die Nachrichtenformate und die bevorzugte Schnittstellen-Technologie festgelegt worden. Ein wichtiges Werkzeug stellt dabei die sog. Kommunikationsmatrix dar. Eine Kommunikationsmatrix ermöglicht die Darstellung der Ergebnisse von Schnittstellen und Prozessdefinitionen. Sie zeigt, welche Systeme miteinander kommunizieren und welche Schnittstellen dabei zum Einsatz kommen. Um eine Kommunikationsmatrix für das Projekt erstellen zu können, sind zunächst alle beteiligten Systeme identifiziert worden. Anschließend wurden die Schnittstellen und Prozesse definiert, die für die Kommunikation zwischen den Systemen benötigt werden. In Abbildung 62 wird die im Projekt definierte Kommunikationsmatrix dargestellt.

	GEMS	NetzLive	SASO	PSIngo	Uni S	Markt-plattform	Aggrega-toren	Persistenz
GEMS		X		X		X		X
Netzlive	X		X	X	X	X	X	X
SASO		X		X	X			X
PSIngo	X	X	X		X		X	X
Uni S		X	X	X				X
Markt-plattform	X	X					X	X
Aggrega-toren		X		X		X		X
Persistenz	X	X	X	X	X	X	X	X

Abbildung 62: Kommunikationsmatrix

Dabei steht jede Verbindung in der Matrix für einen definierten Prozess auf dem ESB, der in diesem Projekt realisiert wurde. Gleichzeitig wird für jeden Prozess das benötigte Datenformat und die verfügbare Schnittstellentechnologie in weiteren Tabellen definiert.

In Abbildung 63 wird die Gesamtübersicht der Prozesse und deren Eingliederung in die Prozessdefinition als Flussdiagramm dargestellt. Hier wird die Komplexität der ermittelten Kommunikationswege im Feldtest verdeutlicht. Jeder Prozess sowie dessen Teilprozesse, die in Abbildung 63 dargestellt sind, stehen gemäß der SOA für eine Servicekomponente. Dieser Aufbau trägt dazu bei, dass Ausfälle einzelner Komponenten nicht den Betrieb des Gesamtsystems gefährden, sondern ein fortlaufender Betrieb mit den verfügbaren Komponenten ermöglicht ist und der negative Einfluss von Ausfällen auf das Gesamtvorhaben minimiert wird.

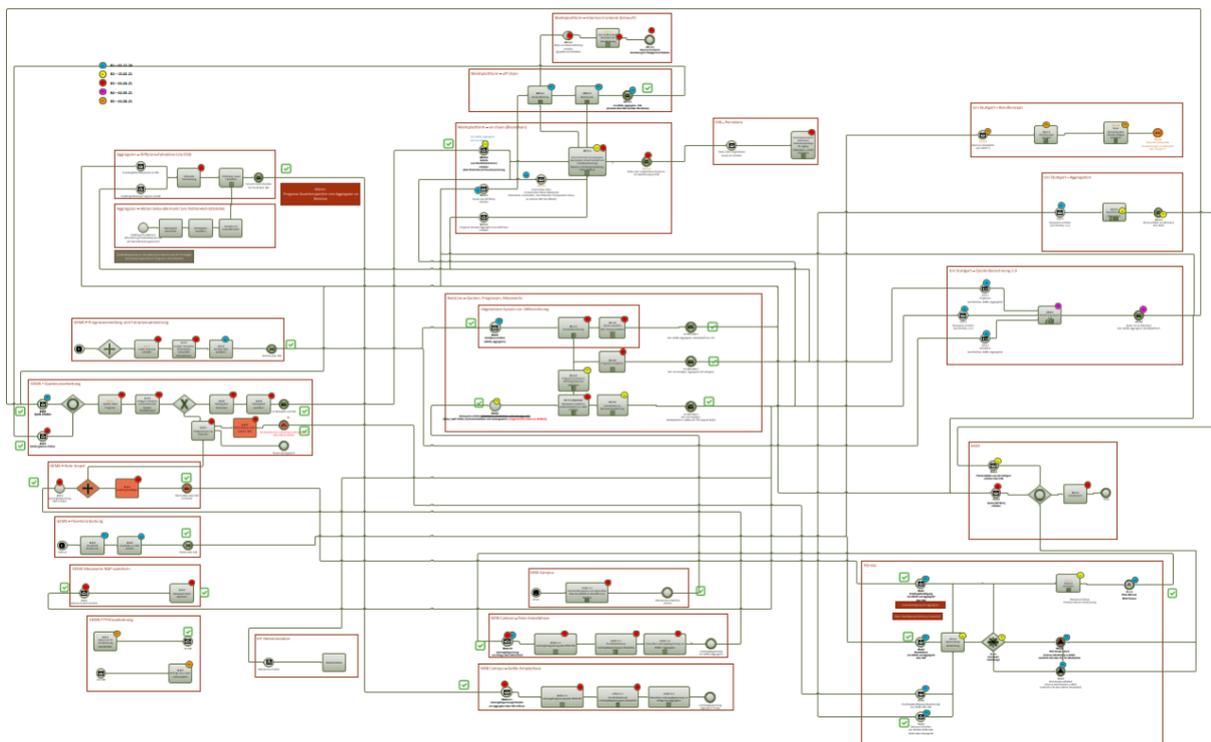


Abbildung 63: Gesamtübersicht über Prozesse im Feldtest

Technologisch wurde im Projekt für die Umsetzung des ESB auf das Produkt Inubit der Firma Virtimo zurückgegriffen. Im Folgenden wird eine kurze technische Beschreibung der für das Projekt durchgeführten Schritte erläutert:

- **Installation:** Die Installation von Inubit erfolgt einer virtuellen Maschine. Inubit wird auf einem Tomcat-Server ausgeführt und ist in der Regel über die sog. Workbench zugänglich.
- **Konfiguration:** Nach der Installation muss Inubit konfiguriert werden. Die Konfiguration ermöglicht die Verwaltung von Benutzern, Gruppen und Berechtigungen.
- **Workflow-Integration:** Die Integration der entworfenen Prozessdefinitionen und Modelle in eine bestehende IT-Landschaft erfolgt durch das Erstellen von sogenannten Workflows. Diese werden in der Regel in der grafischen Modellierungsumgebung von Inubit erstellt, in der man per Drag-and-Drop Komponenten auswählen und miteinander verbinden kann. Es können verschiedene Komponenten wie Adapter, Transformationen und Routing-Regeln verwendet werden, um die Kommunikation zwischen den verschiedenen Systemen und Anwendungen zu ermöglichen.
- **Überwachung:** Inubit bietet eine umfangreiche Überwachungsfunktion, mit der man den Status und die Leistung der Prozesse überwachen kann. Es können verschiedene Metriken wie Durchsatz, Verarbeitungsgeschwindigkeit und Fehlerquoten überwacht werden.
- **Skalierung:** Inubit ist in der Lage, horizontal zu skalieren, um die Verarbeitung großer Datenmengen und die Unterstützung von vielen gleichzeitigen Anfragen zu ermöglichen. Die Skalierung erfolgt im Projekt durch die Parallelisierung der Workflows, die über das Lizenzmodell von Inubit erhöht werden können.

Für die Kommunikation steht den Akteuren sowohl die aktive sowie auch die passive Kommunikationsform zur Verfügung. Aktiv bedeutet, es werden von der Senderseite aktiv Daten an den ESB übermittelt und der ESB stellt den Akteuren dabei Endpunkte zur Verfügung. Auf der Empfängerseite werden bei der aktiven Kommunikation, Daten an einen vom jeweiligen Akteur bereitgestellten aktiven Endpunkt vom ESB übermittelt. Bei Bedarf wird das jeweilige Datenformat vom ESB so transformiert, dass es das Zielsystem ohne Weiteres verstehen kann. Ein Beispiel für eine aktive

Kommunikation ist der Versand eines Steuerbefehls, der vom PSIngo aktiv an den ESB übermittelt wird. Der ESB transformiert die Nachricht in das erforderliche Format und leitet diese über das CLS-Management-System an die Steuerboxen weiter. Bei der passiven Kommunikationsform hingegen werden die Daten in zyklischen Prozessen durch den ESB automatisiert von den Zielsystemen abgeholt. Auf der Empfängerseite können die Daten dann vom ESB abgeholt werden. Dadurch kann an Komponenten, die beispielsweise aus sicherheitstechnischen Gründen nur nach außen kommunizieren können, ebenfalls Daten übermittelt werden. Ein Beispiel für eine passive Kommunikationskette ist das Abholen von Zustandsdaten. Die Zustandsdaten werden bei der Netze BW in der Initiative NETZlive gesammelt und zur Verfügung gestellt. Die Messwerte werden alle 30 Sekunden aus der NETZlive-Datenbank abgeholt. Diese Zustandsdaten können nun entweder aktiv weitergeleitet (siehe Abbildung 66) werden oder den einzelnen Akteuren, wie etwa den GEMS, passiv zur Verfügung gestellt werden (siehe Abbildung 67). Die im Feld gängigsten Kommunikationsformen bilden REST und SOAP. Damit kann die gesamte Kommunikation per SSL- und TLS-Verschlüsselung sowie mittels Authentifizierung abgesichert werden und öffnet den Weg von den Messdaten in die Cloud.

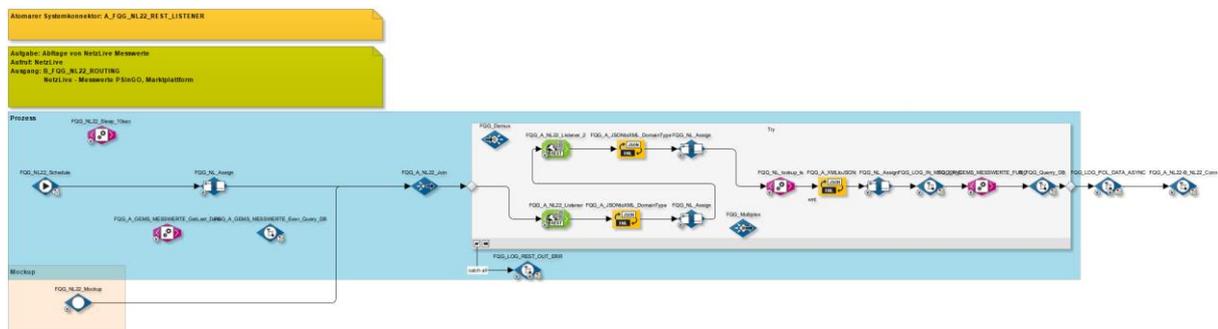


Abbildung 64: Beispielprozess (passiv) - NETZlive Messdaten an ESB

Abbildung 64 zeigt den in Inubit implementierten Prozess, in dem Messdaten von NETZlive an den ESB übertragen werden. Der Prozess ist über die gesamte Projektlaufzeit dank der SOA dynamisch gewachsen und stellt nun die Prozessschritte dar, wie sie final während des Feldtests verwendet wurden. Dieser Prozess stellt wie schon erwähnt, eine Passive Kommunikationsform von NETZlive dar. Dabei wird zyklisch alle 30 Sekunden der Prozess gestartet. Nach internen Prozesskonfigurationsschritten werden die von NETZlive angebotenen GraphQL-Schnittstellen aufgerufen. Die im JSON formatierte Abfrage wird in den Konfigurationsmodulen im Prozess erstellt und u.a. mit den benötigten UUIDs der Messtellen sowie den aktuellen Zeitstempeln versehen. Es erfolgen zwei Abfragen an NETZlive über GraphQL. Mit der ersten werden sämtliche Messwerte abgeholt und mit der zweiten werden die Sekundenwerte der Messwerte abgefragt. Darauffolgend werden die Ergebnisse beider Abfragen in XML transformiert und zusammengeführt. Die zusammengeführten Daten werden wieder ins JSON Format transformiert und in der Datenbank des ESB abgelegt. In den folgenden Prozessschritten wird für die aktive Weiterleitung der Routingprozess für die Messdaten angestoßen (siehe Abbildung 65).

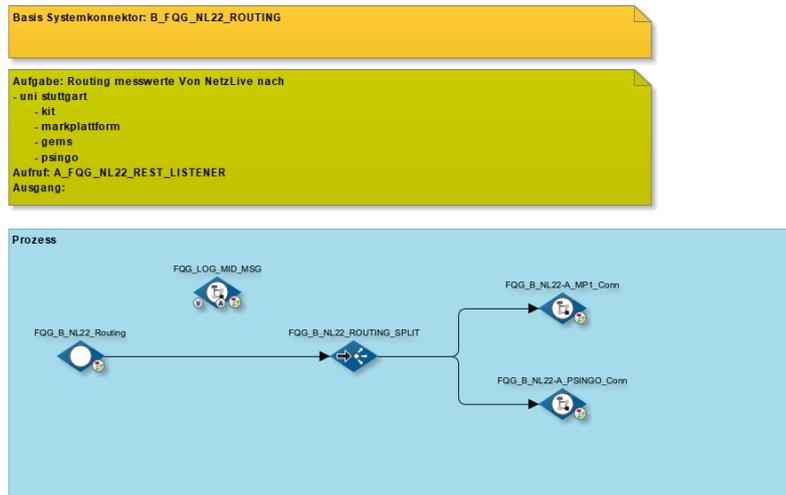


Abbildung 65: Beispielprozess Routing

Beim Routing werden die technischen Workflows aufgerufen, die die Daten an die Partner mit aktiven Endpunkten weiterleiten. In Abbildung 65 wird ein Routing beispielhaft in Form der Messdaten dargestellt. Hier erfolgt ein Routing an die Workflows für die Weiterleitung an PSIngo und die Marktplattform. Der Prozess an PSI wird in Abbildung 66 dargestellt.

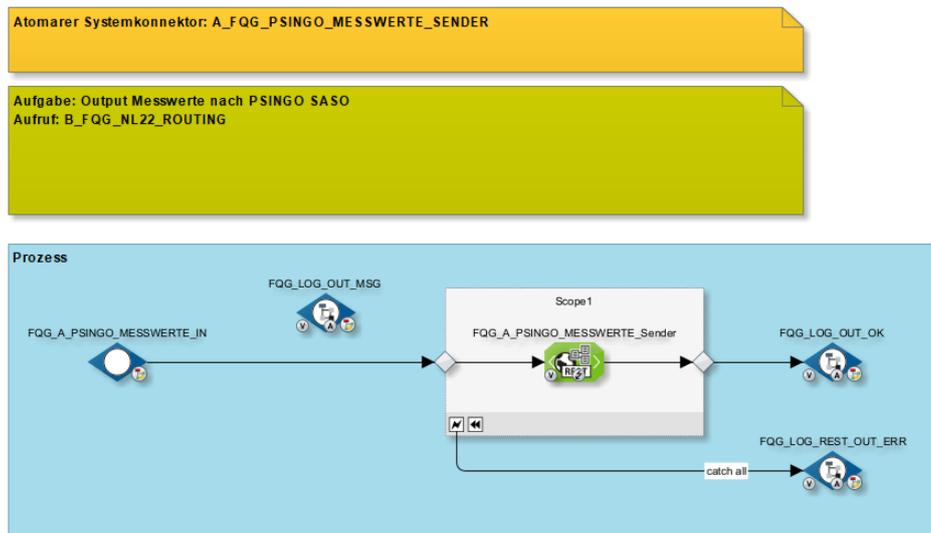


Abbildung 66: Beispielprozess (aktiv) - Messdaten von ESB an PSIngo

Abbildung 66 zeigt einen aktiven Aufruf der Schnittstelle von PSIngo. Dabei werden die Daten ohne Transformationsschritte an die von PSI zur Verfügung gestellte REST-Schnittstelle aktiv weitergeleitet. Für eine spätere Nachvollziehbarkeit werden nachfolgend noch die Prozessschritte nach Erfolg oder Misserfolg geloggt. So kann im Monitoring der Status der einzelnen Partner und Prozesse nachvollzogen werden.

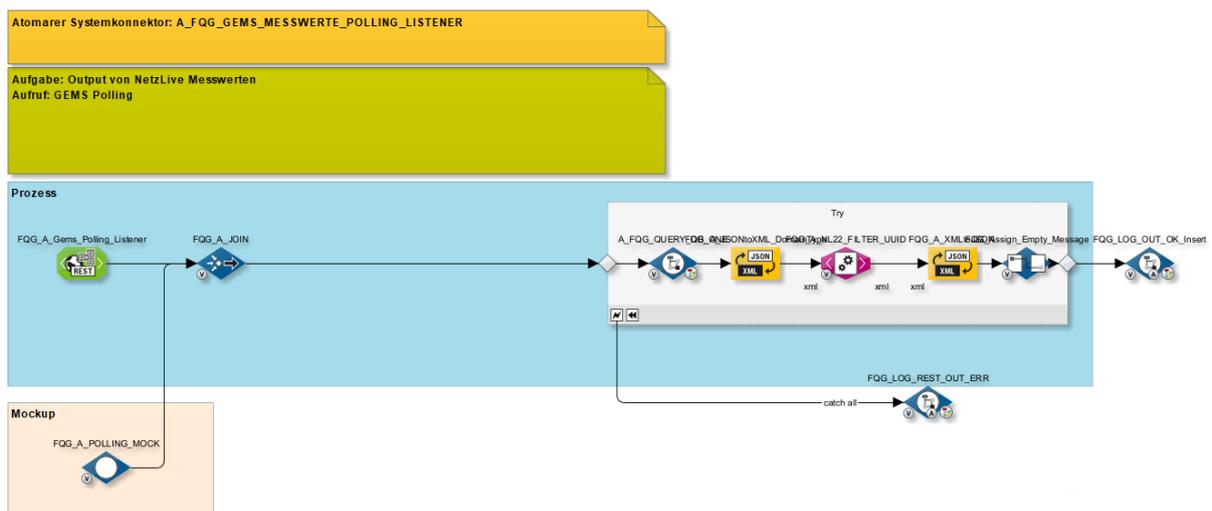


Abbildung 67: Beispielprozess (passiv) - Messdaten von ESB an GEMS

Abbildung 67 zeigt die passive Weiterleitung der Messdaten, die wie in Abbildung 64 gezeigt von NETZlive abgeholt werden. Dabei wird den GEMS ein Prozess zur Verfügung gestellt, der es ihnen erlaubt die als letztes übermittelten Daten per REST-Konnektor abzufragen. Dabei können die GEMS die Daten nach der UUID filtern und so nur die für sie relevanten Daten abfragen.

Bei sämtlichen der für die Partner im Web zugänglichen Schnittstellen des ESB liegt ein NGINX Webserver dahinter. NGINX ist bekannt für seine hohe Performance, Skalierbarkeit und Flexibilität. Hier werden somit die Verbindungen im Web kontrolliert durchgeführt. Wenn es um SSL/TLS geht, spielt NGINX eine wichtige Rolle, da es dazu verwendet werden kann, HTTPS-Verbindungen zu sichern und zu beschleunigen. Dabei wird in diesem Projekt NGINX verwendet, um SSL/TLS-Verschlüsselung von der Anwendungsschicht auf die Netzwerkschicht zu verlagern. Dies bedeutet, dass SSL/TLS-Verbindungen an NGINX übergeben werden können, bevor sie an die Anwendung weitergeleitet werden. Dies kann die CPU-Last auf der Anwendung reduzieren und die Verschlüsselung beschleunigen. Dabei wird jedem Partner ein Client-Zertifikat zur Verfügung gestellt mit dessen Hilfe die TLS-Verschlüsselung erfolgt. Somit kann auch die Pflege an zentraler Stelle erfolgen und muss nicht dezentral an verschiedenen Stellen für die unterschiedlichen individuell Systeme erfolgen. Dieser Prozess hat sich im Zuge des Projekts als unkompliziert erwiesen und konnte so potenzielle Ausfallzeiten einzelner Systeme verhindern.

6.7.2. Zentrale Datenkommunikation (ESB)

EDDIE steht als zentrale Datendrehscheibe und Kommunikationsplattform im Kern des verteilt ausgelegten Energiesystems (siehe Abbildung 68), das im Feldtest unter realen Bedingungen getestet wird. Mit Hilfe dieser zentralen Instanz, können die beteiligten Energiesysteme gezielter die eigenen Funktionen verfolgen und müssen sich nicht um Datentransformationen und Schnittstellenintegrationen bemühen. So steht im Projekt ein zentraler Ansprechpartner für den sicheren Datenaustausch zur Verfügung und kann mit Hilfe eines zentralen Monitorings und Alarmings bei der Prozessoptimierung und Fehlerfindung unterstützen.

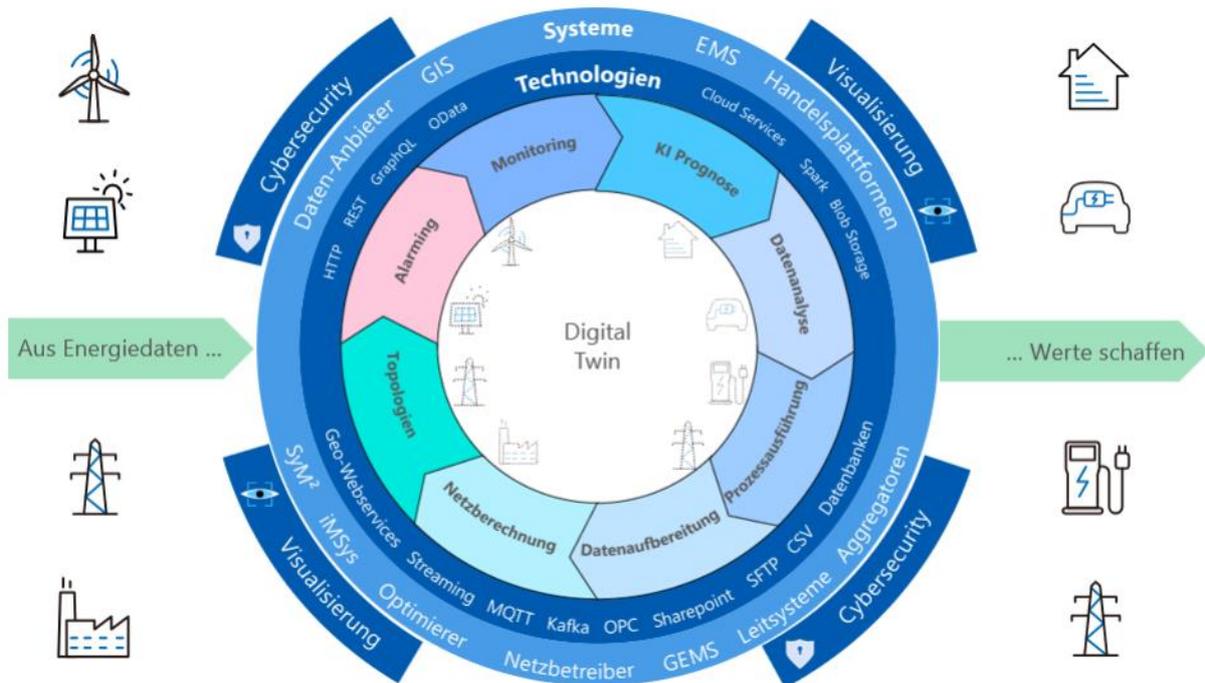


Abbildung 68: Fichtner EDDIE

Mit dieser zentralen Instanz in einem dezentralen Gebilde, werden allerdings nicht nur Vorteile, wie sie zum Teil bereits erläutert wurden, deutlich. Die Zentralität einer ESB-Architektur bringt auch die Gefahr eines sogenannten Single Point of Failure (SPOF) mit sich. Dabei kann bei einem möglichen Ausfall einer einzigen Instanz, wie dem ESB, die Funktionalität des Gesamtsystems gefährdet werden. Auch dieses Verhalten ist zu Beginn des Feldtests zunächst beobachtet worden. Punktuelle, zyklische Lastspitzen zu Quotenzeiten, wie sie in Abbildung 69 dargestellt sind, führten dabei zu vereinzelt Performanceeinbußen. Dadurch wurden einzelne Teilprozesse nicht rechtzeitig ausgeführt werden, sodass die Funktionalität des Systems beeinträchtigt wurde



Abbildung 69: Ausführungszeiten ESB Prozesse

Der Grund für diese Beobachtung ist ein erhöhtes Aufkommen von parallelen Anfragen gewesen. Infolgedessen wurden nachgelagerte Prozesse nicht mehr rechtzeitig ausgeführt. Diese verspätete Ausführung löst Kettenreaktionen aus, weshalb die in Abbildung 69 dargestellte Prozessausführungszeit erheblich ansteigt. Durch den Einsatz eines geeigneten Monitorings können vergleichbare Auswirkungen schnell identifiziert und behoben werden. Als Lösung für das geschilderte Problem sind die Prozesse für eine bessere Performance weiter parallelisiert sowie die darunter liegende Persistenzschicht besser skaliert und partitioniert worden.

Nichtsdestotrotz stehen den Risiken eines SPOF die vielen Vorteile einer zentralen Datendrehscheibe gegenüber. Mit einer zentralen Datenplattform in einem dezentralen System können die einzelnen

Akteure ihre Daten nicht nur in Echtzeit überwachen, sie können darüber hinaus auch an zentraler Stelle über relevante Ereignisse automatisiert informiert werden. Dafür dient das EDDIE Modul „Alarming“. Hierbei werden die Prozesse im Feld automatisch überwacht und bei Ausfällen Nachrichten über verschiedene Kanäle, wie etwa MS Teams oder E-Mail, an die zuständigen Akteure übermittelt. Dabei werden sowohl Benachrichtigungen zu ausgefallenen technischen Kommunikationsprozessen verschickt als auch die übertragenen Daten inhaltlich analysiert und beispielsweise über auftretende Anomalien in der Messwertverfügbarkeit informiert. Sicherheitsthemen, wie ein strukturierter Zertifikatsaustausch, können an zentraler Stelle erfolgen. Somit ist auch beim Aufspielen neuer Zertifikate eine nahezu lückenlose Verfügbarkeit des Systems gegeben, während bei einem verteilten System alle Schnittstellen an verteilten Stellen gepflegt werden müssen, was das Risiko für längere Ausfallzeiten erheblich erhöht. Darüber hinaus können bei einem zentralen Ansatz mit einem ESB kleinere Anpassungen an zentraler Stelle abgedeckt werden. Im Feldversuch konnten solche Aspekte verdeutlicht werden, die sich beispielsweise bei erforderlichen Umstellungen von Nachrichtenformaten oder dem Austausch ganzer Backendsysteme als essentiell wichtig erwiesen haben. Durch den beschriebenen Aufbau können an zentraler Stelle Anpassungen oder Umleitungen vorgenommen werden, die den Betrieb des Gesamtsystems sicherstellen und keine Anpassungen an den Folgeprozessen oder ein Eingreifen von den beteiligten Akteuren erfordern. Für spätere Analysen eignet sich eine zentrale Datenpersistenz, da sowohl innerhalb des Feldtests als auch danach auf historische Daten zurückgegriffen werden kann. Mit Hilfe der zentralen Datenplattform und deren Persistenz-Schicht können alle ausgetauschten Daten und Prozessschritte detailliert nachvollzogen und zu einem beliebigen Zeitpunkt ausgewertet werden. Die aufgeführten Punkte verdeutlichen die überwiegenden Vorteile einer zentralen Instanz in einem dezentral aufgebautem Energiesystem. Somit kann die Zentralität durchaus als Schlüssel zum Erfolg gesehen werden, auch wenn sie die Gefahr mit sich bringt, ein SPOF zu sein.

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass die Erprobung einer zentralen Datendrehscheibe und Kommunikationsplattform in Form von Fichtner EDDIE ein voller Erfolg ist. Die Notwendigkeit einer solchen Instanz bestätigen die vielen Vorteile, die während des Feldtests aufgezeigt wurden. EDDIE als ESB konnte nicht nur einzelne Teilbereiche bei der Prozessausführung und Datenintegration unterstützen, sondern auch das Gesamtsystem mit allen Vorteilen der Zentralität optimieren. Die zu bewältigenden Hürden zeigen, dass man mit genügend Skalierung des Systems auch eine große Datenmenge in Echtzeit verarbeiten kann. Um zukünftig nicht der Single Point of Failure zu werden, wird der Funktionsraum des ESB um Streaming Funktionalitäten aus dem Lösungsportfolio von EDDIE erweitert. So können Lastspitzen durch den passiven und dadurch statischen Datenaustausch optimiert oder auch komplett vermieden werden. Darüber hinaus lässt sich EDDIE als verteiltes System erweitern, so Ausfallzeiten minimieren und damit die Zuverlässigkeit beim Datenaustausch von Energiesystemen optimieren. Die Praxistauglichkeit konnte während des Feldtests erfolgreich unterstrichen werden und somit wird deutlich: Smarte verteilte Energiesysteme benötigen zentrale Instanzen wie EDDIE, die eine erfolgreiche Integration, ein stabiles System und einen ganzheitlichen Überblick ermöglichen.

7. Erprobung und Bewertung der entwickelten Lösungen im Feldtest

Nach den praktischen Erkenntnissen im vorherigen Kapitel werden in diesem Kapitel die Erkenntnisse der Prozesse in der roten und gelben Ampelphase beschrieben und die Wirksamkeit der getesteten Lösungen bewertet.

7.1. Rote Ampelphase

Die Erkenntnisse im Zuge der Erprobung der roten Ampelphase sind in den folgenden Kapiteln dokumentiert.

7.1.1. Ergebnisse der Zustandsschätzung

Die Genauigkeit der Netzzustandsschätzung hängt von verschiedenen Faktoren ab. Die Grundlage bildet ein genaues Netzmodell mit den richtigen Trennstellen. Obligatorisch ist zudem die Messung des Transformators oder die Messung aller Abgänge. Darüber hinaus ist die richtige Phasenzuordnung und Zeit-Synchronität der Messungen von entscheidender Qualität.

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden Messungen am Transformator, an ausgewählten Abgängen und an verschiedenen Netzknoten (Smart Meter) vorgenommen. Zur Beurteilung der Netzzustandsschätzung wurden während des Feldtests Validierungsmessungen aufgenommen.

Diese Validierungsmessungen (PQ-Boxen) wurden an den drei Abgängen vorgenommen, die während des Feldtests gemessen wurden. Zusätzlich gab es Validierungsmessungen an einem Kabelverteilerschrank, der das Ende der drei gemessenen Stränge darstellt. In Abbildung 70 wird die Wirkleistung an einem gemessenen Abgang über einen Zeitraum von zwei Tagen dargestellt. Wie zu erwarten, deckt sich das Ergebnis der Netzzustandsschätzung mit den gemessenen Werten und den Validierungsmessungen.

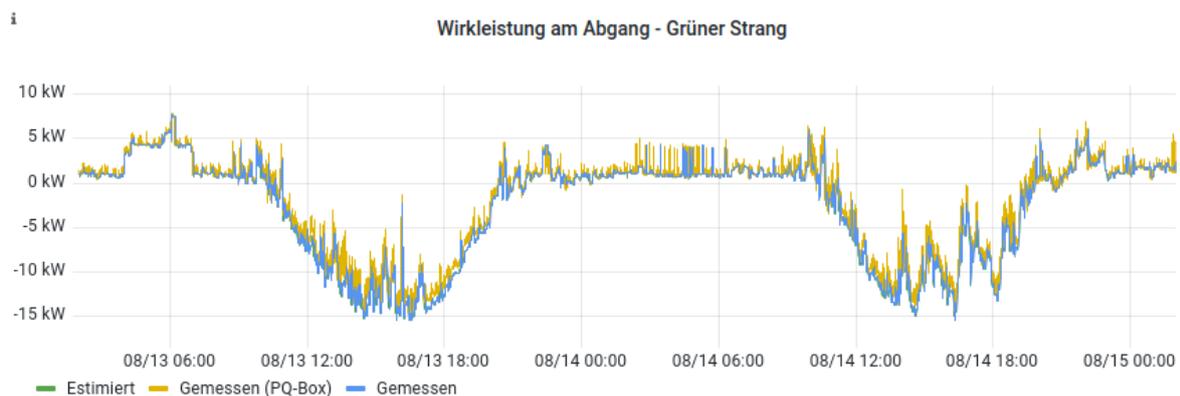


Abbildung 70: Validierung der estimierten Leistung an einem gemessenen Transformator-Abgang

Deutlich interessanter sind die Ergebnisse an nicht gemessenen Netzknoten. Dazu ist in Abbildung 71 der Spannungsverlauf an einem Strangende dargestellt. Als Eingangsdaten wurden neben den Abgangsmessungen auch Smart Meter Messwerte verwendet.

Das Ergebnis der Netzzustandsschätzung deckt sich auch hier im Wesentlichen mit der Validierungsmessung.

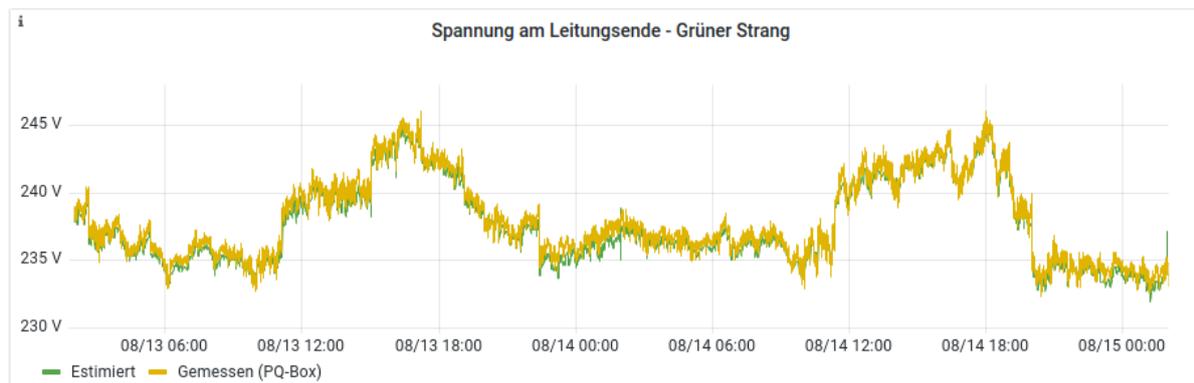


Abbildung 71: Validierung der estimierten Spannung an einem ungemessenen Knoten am Strangende

In dem betrachteten Zeitraum gab es einen Überschuss an PV-Leistung, der am Strangende zu einer Spannungserhöhung führte. Die Spreizung der Spannung zwischen Anfang und Ende des Strangs ist in Abbildung 72 zu erkennen.

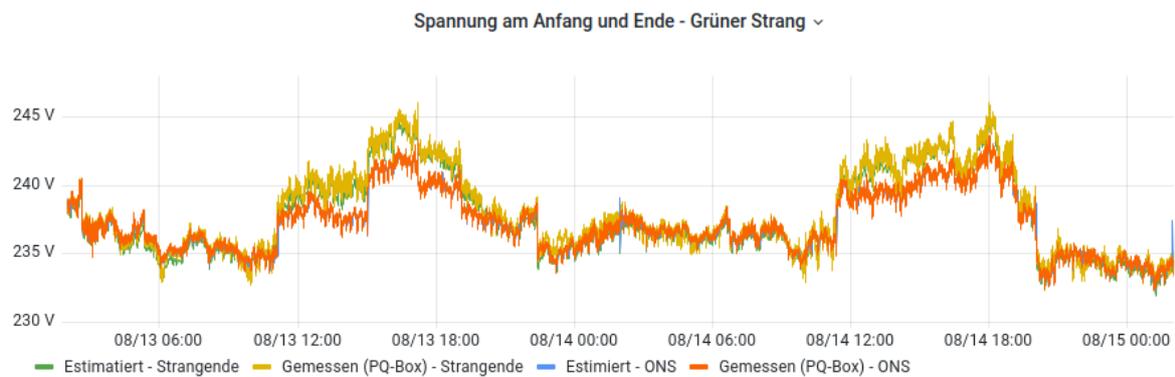


Abbildung 72: Spannungs-Spreizung zwischen Transformator und Strang-Ende bei PV-Einspeisung

Um den Nutzen von Smart Meter Messungen beurteilen zu können, wurde die Netzzustandsschätzung zusätzlich ohne Smart Meter Messungen durchgeführt. Abbildung 73 zeigt, dass auch ohne Smart Meter Messungen, eine hohe Genauigkeit der Netzzustandsschätzung erreicht werden kann. Im Vergleich zu Abbildung 71 sind nur marginale Unterschiede erkennbar.

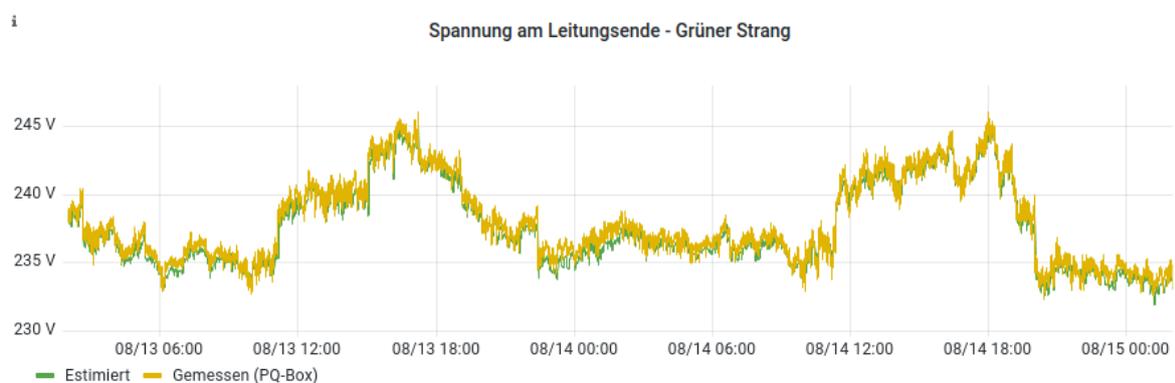


Abbildung 73: Validierung der estimierten Spannung an einem ungemessenen Knoten am Strangende bei Vernachlässigung der Smart Meter Messungen

Falsche oder nicht zeitsynchrone Spannungsmesswerte aus der Tiefe des Netzes können erwartungsgemäß zu einer Verschlechterung der State Estimation führen. In dem dargestellten Szenario aus Abbildung 74 wurde testweise der originale Zeitstempel der Smart Meter ignoriert und stattdessen

der Zeitpunkt der eingehenden Nachricht verwendet. Zu erkennen ist eine höhere Abweichung zwischen der tatsächlichen und der estimierten Spannung.

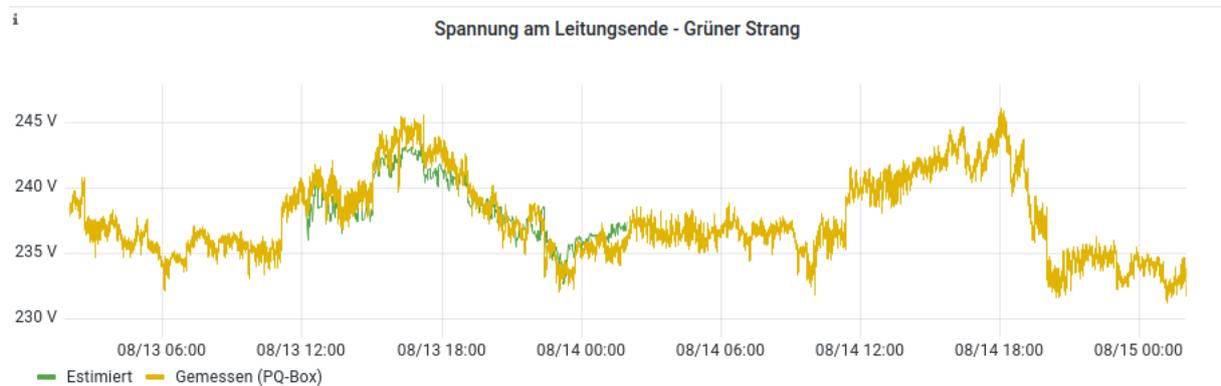


Abbildung 74: Validierung der estimierten Spannung an einem ungemessenen Knoten am Strangende bei Vernachlässigung des originalen Smart Meter Zeitstempels

Untersucht wurde auch die Latenz zwischen Messwertaufnahme und der Übermittlung an die Netzzustandsschätzung. Die Sensormesswerte mit den originalen Zeitstempeln decken sich im Wesentlichen mit den hochaufgelösten Validierungsmessungen. Die Netzzustandsschätzung erhielt die Messwerte (blauer Graph) ca. eine Minute später, wie Abbildung 75 zeigt.

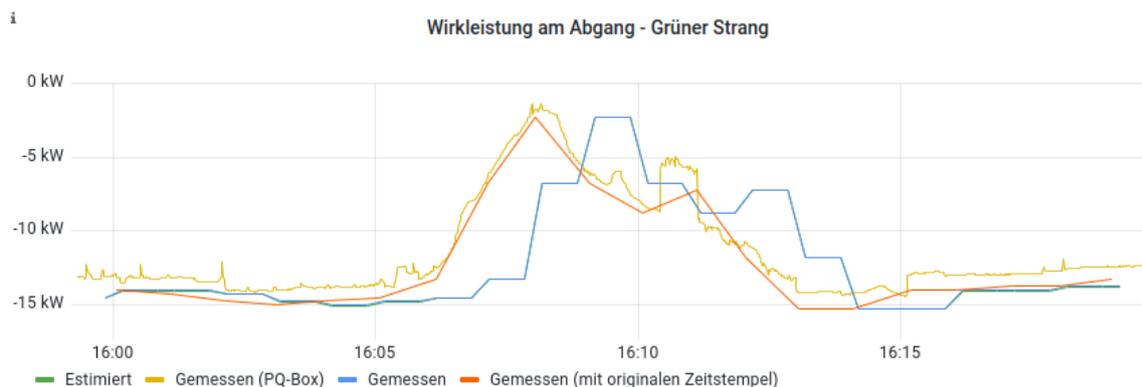


Abbildung 75: Latenzen zwischen Messwert-Aufnahmen und -Ankunft bei PSIngo

7.1.2. Sollwertumsetzung durch GEMS

Der Beitrag der Prosumer-Haushalte mit GEMS zur Behebung eines Engpasses in der roten Ampelphase ist abhängig von der Zuverlässigkeit der Umsetzung der empfangenen Sollwerte. Entsprechend folgt eine Auswertung der Feldtestdaten hinsichtlich der empfangenen Sollwerte und deren geplanter sowie tatsächlicher Umsetzung. Die Auswertung wird gesammelt mit allen Daten aus 9 Haushalten aus insgesamt 17 Testtagen durchgeführt, wobei nicht unbedingt jeder dieser Haushalte an jedem dieser Testtage Sollwerte erhalten hat. Im Anschluss an die Auswertung wird auf die Limitationen der Ergebnisse eingegangen und abschließend ein Fallbeispiel aus dem Feldtest vorgestellt.

Auswertung

Als Überblick über den Wertebereich der empfangenen Sollwerte zeigt Abbildung 76 deren Häufigkeitsverteilung, eingeteilt in Intervalle von 100 Watt, und Tabelle 7 die beschreibenden statistischen Kennwerte. Aus diesen ist ersichtlich, dass eine Leistungsanforderung von 0 W am häufigsten gestellt wurde und Sollwerte für Einspeisung (negativ) häufiger vorkamen als für Last. Des

Weiteren konzentrieren sich die Sollwerte auf einige wenige Intervalle, erkennbar an den vielen Lücken in Histogramm, mit ein paar Ausreißern in beide Richtungen.

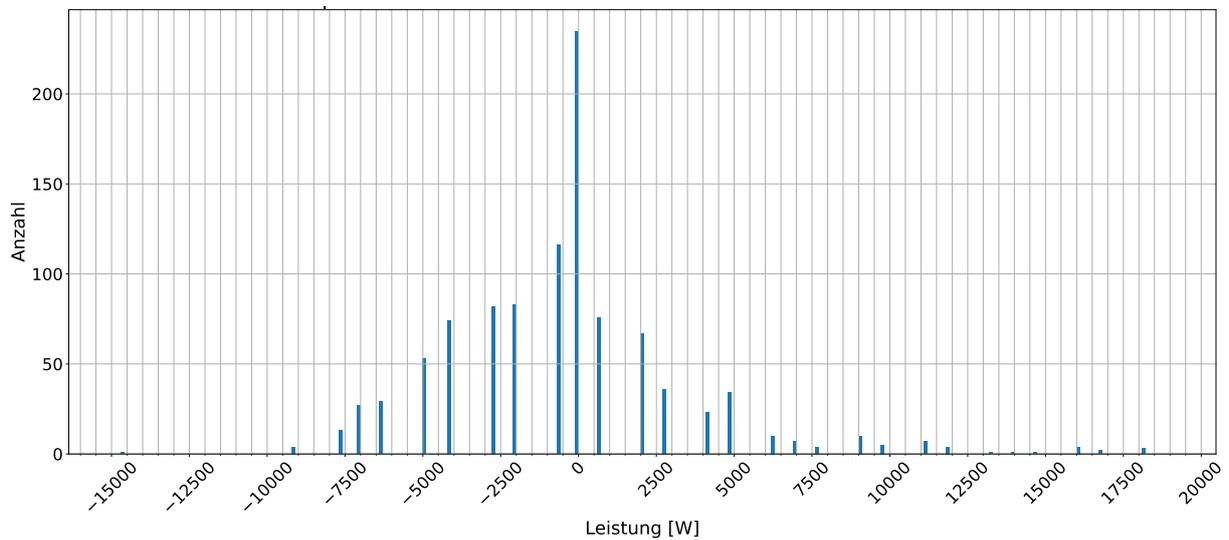


Abbildung 76: Häufigkeitsverteilung der von GEMS empfangenen Sollwerte (Intervallgröße 100 W)

Tabelle 7: Statistische Kennzahlen der von GEMS empfangenen Sollwerte

Anzahl	Durchschnitt	Standardabweichung	Minimum	25%	50%	75%	Maximum
1012	-394,81	4043,78	-14699	-2799	0	699	18899

Für die Auswertung der Sollwertumsetzung wurden zwei Parameter betrachtet: der Realisierungsfehler und die Sollwertabweichung. Wie in Kapitel 4.4 erläutert, optimiert das GEMS nach Erhalt des Sollwerts die Steuerung der flexiblen Anlagen (die Fahrpläne) mit dem Ziel, mit der Leistung am Netzanschlusspunkt die Abweichung zum Sollwert zu minimieren. Der Realisierungsfehler beschreibt die Differenz zwischen diesem resultierenden Zielwert am Netzanschlusspunkt und dem empfangenen Sollwert. Er entsteht, wenn der Sollwert außerhalb der zum aktuellen Zeitpunkt verfügbaren Flexibilität liegt. Die Sollwertabweichung ist hingegen die Differenz zwischen Sollwert und tatsächlich gemessener Leistung am Netzanschlusspunkt. Selbst bei einem Realisierungsfehler von Null kann es also eine positive oder negative Sollwertabweichung geben, wenn die PV-Erzeugung oder unflexible Last von der Prognose abweicht oder flexible Anlagen die Leistungsvorgaben des GEMS nicht oder nur ungenau umsetzen.

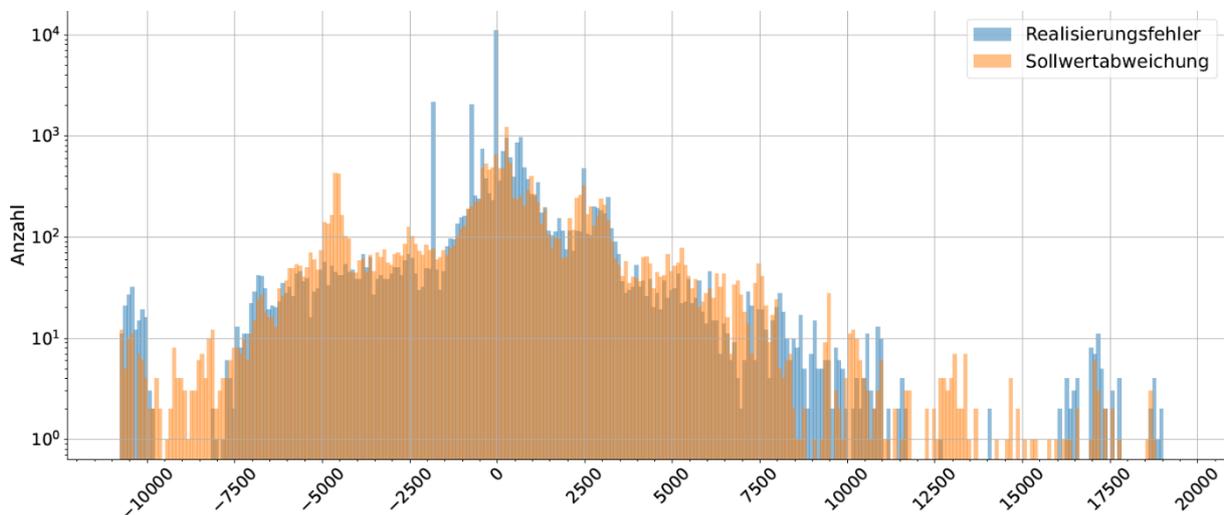


Abbildung 77: Häufigkeitsverteilung der Realisierungsfehler und Sollwertabweichungen (Intervallgröße: 100 W)

In Abbildung 77 wird die Häufigkeitsverteilung der Realisierungsfehler und der Sollwertabweichungen in 100 W-Intervallen dargestellt. Aufgrund der verhältnismäßig starken Häufung der Fälle ohne Realisierungsfehler (33%) wurde zur besseren Sichtbarkeit der Häufigkeiten der anderen Leistungsintervalle eine logarithmische Y-Achse gewählt. Positive Werte bedeuten mehr Last bzw. weniger Einspeisung als vorgegeben, während bei negativen Werten die geforderte Last unterschritten bzw. Einspeisung überschritten wurde. Die zugehörigen Quantile in Tabelle 8 verdeutlichen, dass erwartungsgemäß der Realisierungsfehler kleiner ist als die Sollwertabweichung. Aber der hohe Deckungsgrad der Werte im Histogramm weist darauf hin, dass vielen Sollwertabweichungen bereits ein Realisierungsfehler vorausgeht. Das wiederum lässt darauf schließen, dass die empfangenen Sollwerte häufig außerhalb der aggregierten Flexibilität liegen und somit gar nicht erreichbar sind. Welche der zuletzt kommunizierten Flexibilitätspotenziale in die Berechnung des Sollwerts durch den Netzregler einging, ist aus Sicht des GEMS nicht nachvollziehbar. Es wurde stichprobenartig ein Abgleich einiger nicht umsetzbarer Sollwerte mit der jeweils zuvor kommunizierten Flexibilität vorgenommen. Dabei wurde festgestellt, dass in allen betrachteten Fällen der Sollwert außerhalb der Flexibilitätspotenziale lag, die in den letzten 5 Minuten vor Empfang des Sollwerts an den Netzregler kommuniziert wurden.

Tabelle 8: Statistische Kennzahlen von Realisierungsfehler und Sollwertabweichung

	Anzahl	Durchschnitt	Std.	Min	25%	50%	75%	Max
Realisierungsfehler	31964	63,86	2288,11	-10785	-516	0	566	19377
Sollwertabweichung	18605	32,48	3337,81	-14201	-1319,68	195	1711	19376,9

Um die Ursache der Sollwertabweichungen (über den Realisierungsfehler hinaus) näher zu untersuchen, wird der Unterschied zwischen Messwert und Leistungsvorgabe bzw. -prognose für die einzelnen Anlagen betrachtet. Die Häufigkeitsverteilung dieser Differenz, im Folgenden Fahrplan-Abweichung genannt, ist in Abbildung 78 mit logarithmischer Y-Achse dargestellt. Aus dieser und der in Tabelle 9 ergänzend aufgeführten beschreibenden Statistik der vorzeichenbehafteten und betragsmäßigen Abweichungen lassen sich folgende Aussagen ableiten.

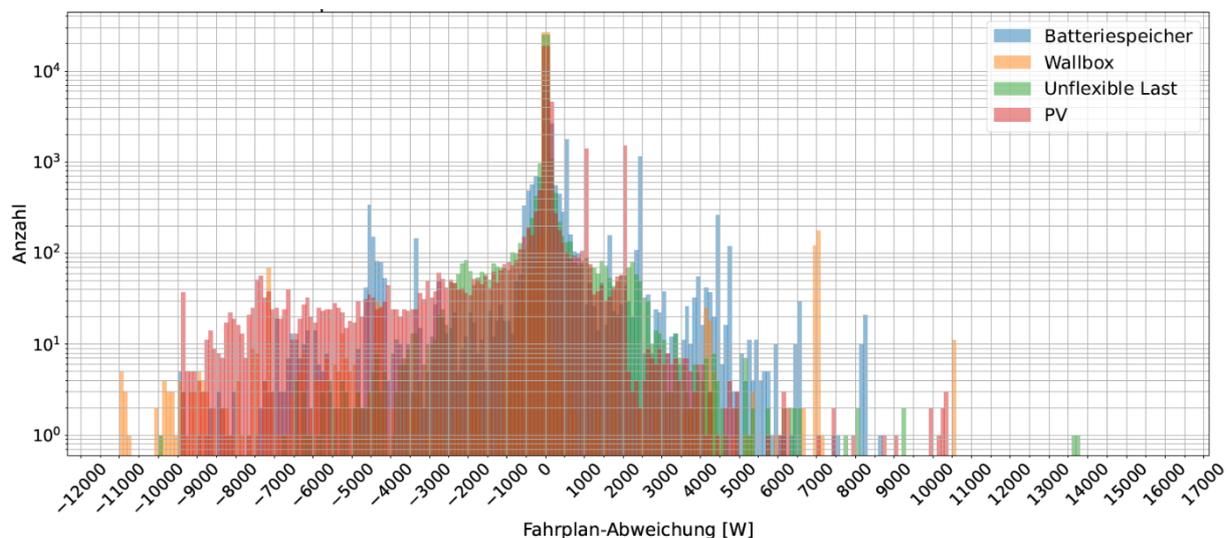


Abbildung 78: Häufigkeitsverteilung der Fahrplan-Abweichung durch Anlagen (Intervallgröße: 100 W)

Die Batteriespeicher setzten die Steuerbefehle in der Regel zwar grundsätzlich um, weichen jedoch in der tatsächlichen Leistung von der Vorgabe oftmals etwas ab (Median +/- 186 W). Dies bestätigt Beobachtungen, die während des Feldtests gemacht wurden. Abweichungen von mehreren Kilowatt könnten auf einen Abbruch der (Ent-)Ladung durch den Speicher beim Erreichen der Kapazitätsgrenzen zurückzuführen sein.

Bei den Wallboxen wurde während des Feldtests beobachtet, dass diese manchmal ohne erkennbaren technischen Grund die Ladevorgaben nicht umsetzten. Diese Beobachtung spiegelt sich im 75%-Quantil (0 W), dem Durchschnitt der betragsmäßigen Abweichungen (176 W) sowie der Häufung der Werte bei -11 kW (Nennleistung bei 16A 3-phasig) und -7,2 kW (Nennleistung bei 16A 2-phasig) wider. Sprich, die Wallboxen setzten die Leistungsvorgabe entweder recht genau oder gar nicht um. Die hohen positiven Werte der Abweichungen sind durch eine fehlerhafte Zuordnung von Fahrplanwerten zu Messwerten zu erklären (siehe späterer Abschnitt zu Limitationen).

In der Optimierung zur Umsetzung des Sollwerts wird als Prognose der unflexiblen Last der letzte verfügbare Messwert verwendet. Daher bedeutet die Fahrplanabweichung in diesem Fall die Differenz zwischen diesem und dem darauffolgenden Messwert. Mit einem Durchschnitt von 211 W und Median von 5 W der betragsmäßigen Differenz erscheint dieses Vorgehen eine ausreichend gute Prognose für die unflexible Last in den nächsten 1-2 Minuten darzustellen. Abweichungen von mehr als 5 kW sind zudem häufig durch die Berechnung dieses Messwerts bedingt (siehe späterer Abschnitt zu Limitationen), da die unflexible Last in Haushalten üblicherweise unterhalb dieses Werts liegt (Ausnahme: ein Feldtesthaushalt mit Elektroheizung).

Die Prognose und die Ermittlung der Fahrplan-Abweichung der PV-Erzeugung erfolgt analog zur unflexiblen Last. Die Abweichung ist mit einem betragsmäßigen Durchschnitt von 577 W und Median von 26 W jedoch etwas höher und besitzt eine eindeutig negative Tendenz (d.h. mehr Erzeugung), wie im Histogramm und am vorzeichenbehafteten Durchschnittswert von -118 W erkennbar.

Tabelle 9: Statistische Kennzahlen zur Fahrplan-Abweichungen der Anlagen (vorzeichenbehaftet und Betrag)

		Durchschnitt	Std.	Min	25%	50%	75%	Max
Batterie-speicher	vorz.	153,44	1663,79	-9438,00	-50,00	4,60	451,00	8673,00
	Betrag	848,42	1439,40	0,00	42,52	186,00	520,00	9438,00
Wallbox	vorz.	6,24	1073,04	-11000,00	0,00	0,00	0,00	10528,47
	Betrag	176,27	1058,48	0,00	0,00	0,00	0,00	11000,00
Unflexible Last	vorz.	2,83	661,70	-9901,26	-4,40	0,20	5,73	15848,13
	Betrag	210,62	627,29	0,00	0,20	5,00	78,58	15848,12
PV	vorz.	-118,12	1480,40	-9359,00	-5,00	0,00	186,00	10386,00
	Betrag	576,83	1368,50	0,00	0,00	26,20	216,00	10386,00

Da die Leistung am Netzanschlusspunkt ein bilanzieller Wert ist, lässt sich ein (relativer) Beitrag der einzelnen Anlagen zur Sollwertabweichung nicht sinnvoll berechnen. Die Fahrplan-Abweichungen der Anlagen können sich ausgleichen, sodass im Extremfall trotz hoher, aber gegensätzlicher Fahrplan-Abweichungen der Sollwert am Netzanschlusspunkt zufällig exakt umgesetzt wird. Des Weiteren können die Ursachen der Fahrplan-Abweichungen wie eine Verweigerung des Ladebefehls oder Abweichungen von der Leistungsvorgabe durchaus spezifisch für ein Modell (Produkt) sein und nicht allgemein für die zugehörige Anlagenklasse gelten. Eine allgemeine Aussage, welche Anlage den höchsten oder geringsten Einfluss auf die korrekte Umsetzung der Sollwerte hat, kann daher nicht getroffen werden.

Limitationen der Auswertung und Ergebnisse

Die Berechnung von Abweichungen setzt voraus, dass es jeweils eine eindeutige Zuordnung zwischen Soll-, Ziel- und Messwert der Leistung gibt. Während die Zuordnung eines Sollwerts zu den Zielwerten eindeutig ist, da die Fahrplan-Optimierung vom Empfang des Sollwerts abhängt, erfolgt die Erfassung der Messwerte in einem unabhängigen Zyklus. Die Messwerte der Anlagen, welche über deren Schnittstelle vom GEMS abgefragt wurden, wurden alle 30 Sekunden erfasst, allerdings nicht synchron. Die Messwerte der iMSys liegen nur in minütlichen Intervallen vor und besitzen ebenfalls einen individuellen Messzeitpunkt. Des Weiteren sind je nach Messkonzept des Haushalts die Leistung am Netzanschlusspunkt oder die unflexible Leistung oder beides berechnete Werte (vgl. Kapitel 6.5.1). Aus diesen Gegebenheiten ergeben sich die folgenden Herausforderungen und Einschränkungen der Auswertung.

Das minütliche Messintervall der iMSys-Daten erschwert eine korrekte Zuordnung von Soll- und Zielwert zu Messwert am Netzanschlusspunkt, insbesondere bei Sollwertphasen (Zeitraum von Empfang des Sollwerts bis Empfang eines neuen Sollwerts/Freigabe) mit einer Dauer unter ca. 1,5 Minuten. Vom Eingang des Sollwerts beim GEMS – dies definiert den Zeitstempel des Sollwerts – bis zur Reaktion der Anlagen auf die optimierten Leistungsbefehle vergehen mindestens 10 Sekunden. Die genaue Dauer schwankt je nach Optimierungsdurchlauf und Anlagenmodell und ist unbekannt. Ein Abgleich des Sollwerts mit einem Messwert, der nur wenige Sekunden (z.B. 3 s) nach Empfang des Sollwerts erfasst wurde, würde somit ein falsches Ergebnis liefern. Daher wurden in der Auswertung nur Messwerte berücksichtigt, welche ab 15 Sekunden nach Eingang des Sollwerts bis zum Ende der Sollwertphase erfasst wurden. Für Sollwertphasen, die kürzer als 1:15 min dauerten, war dadurch jedoch häufig gar kein Messwert des iMSys verfügbar. In diesen Fällen wurde das Ende der Suchintervalls um ebenfalls 15 Sekunden verlängert. Dies verhinderte den Ausschluss vieler, aber nicht aller, Sollwertphasen aus der Analyse, da tatsächlich in vielen Fällen weniger als 15 Sekunden zwischen Empfang des Sollwerts und Erfassung des nächsten iMSys-Messwerts vergingen. Abbildung 79 zeigt die Häufigkeitsverteilung dieser zeitlichen Differenz (Intervallgröße: 1s; nur Werte bis 300 s angezeigt, da 95%-Quantil = 2123 und Max. = 1,23 Mio.). Aufgrund der unbekanntenen und unterschiedlichen Dauer der Sollwertumsetzung garantiert diese definierte Verzögerung jedoch weiterhin keine korrekte Zuordnung von Messwert zu Soll- oder Zielwert in der Auswertung.

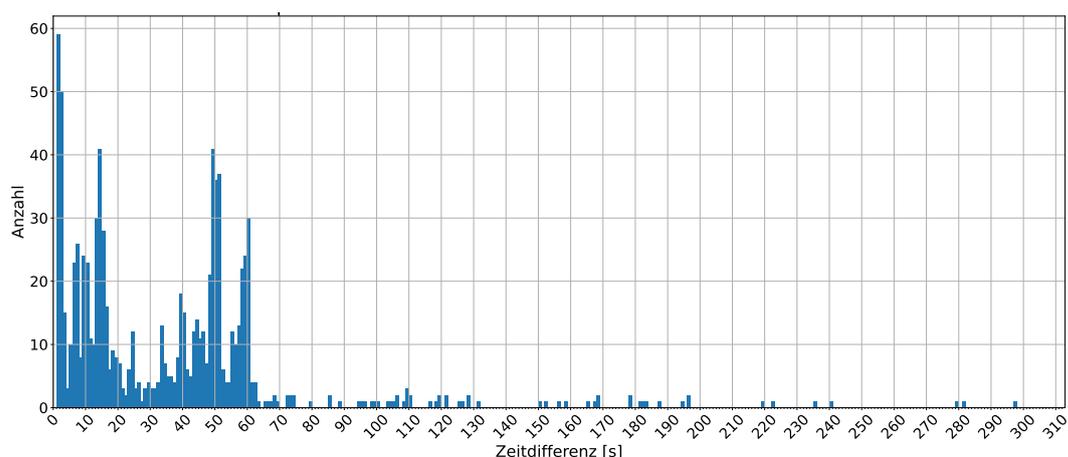


Abbildung 79: Häufigkeitsverteilung der Zeitspanne zwischen Empfang eines Sollwerts und Erfassung des nächsten iMSys-Messwerts

Zum Zwecke der Auswertung wurden zudem die asynchronen Messwerte der Anlagen und die Fahrpläne in einheitliche 30s-Intervalle zusammengeführt. Auch hierdurch kann es zum Abgleich eines Zielwerts (Fahrplan) mit einem Messwert kommen, der durch diese Verarbeitung fälschlicherweise zugeordnet wurde (d.h. der spätere Messwert wäre korrekt). Dies ist beispielweise der Fall bei den

starken positiven Fahrplan-Abweichungen der Wallbox, wo ein Zielwert von 0 W auf einen Zielwert von 11 bzw. 7 kW (Ladung mit maximaler Leistung) folgte.

Abbildung 80 stellt wiederum die Dauer der Sollwertphasen eingeteilt in 1-Minuten-Intervalle dar (nur Werte bis 99%-Quantil = 194 angezeigt, da Max. = 8163). Die Dauer der Sollwertphasen im Feldtest betrug im Median 4,98 Minuten und das 75%-Quantil liegt bereits bei 12 Minuten, während nur 13,7 % der Sollwerte maximal eine Minute lang galten. Wie in Kapitel 4.1 beschrieben, bezieht sich das vom GEMS berechnete und an den Netzregler kommunizierte Flexibilitätspotential jeweils nur auf die nächste Minute. Dauert eine Sollwertphase länger als eine Minute an und befindet sich der Sollwert an den Grenzen des Flexibilitätspotentials, ist folglich nicht garantiert, dass dieser länger als eine Minute umgesetzt werden kann (z.B., weil dann der Speicher vollgeladen ist).

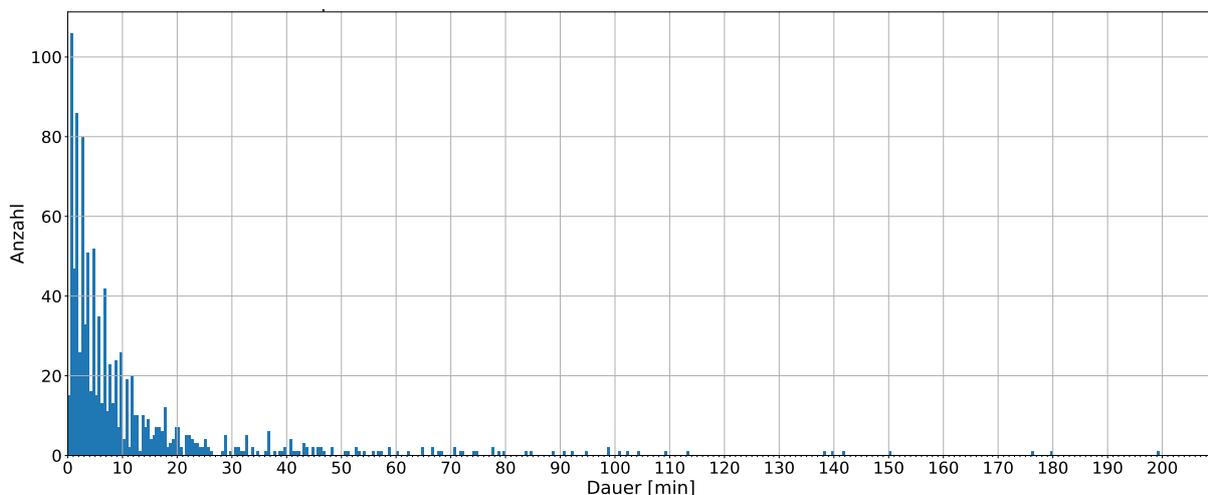


Abbildung 80: Häufigkeitsverteilung der Dauer der Sollwertphasen in Minuten (Intervallgröße: 1 min)

Sollwertumsetzung anhand eines Feldtestbeispiels

Abschließend wird anhand eines Beispiels aus dem Feldtest vom 26.11.2022 die Umsetzung einer Reihe von Sollwerten und zwischenzeitlichen Freigabesignalen durch das GEMS demonstriert. Dabei werden auch manche der oben angesprochenen Limitationen bzw. Voraussetzungen für eine erfolgreiche Umsetzung deutlich. In Abbildung 81 sind alle Leistungsmesswerte des Haushalts sowie die Sollwerte (rote Punkte) und Freigabesignale (vertikale Linien) dargestellt. Die Erläuterung erfolgt unter der Abbildung anhand des zeitlichen Verlaufs.

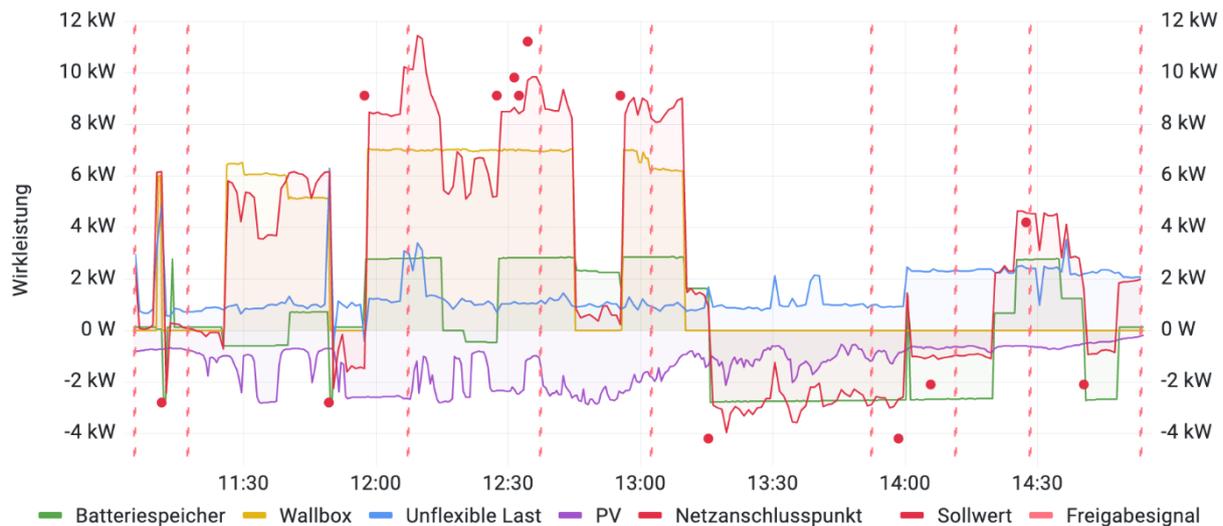


Abbildung 81: Messwerte, Sollwerte und Freigabesignale eines ausgewählten Feldtesthaushalts und Zeitraums

Uhrzeit	Sollwert	Steuerung
Ausgangssituation		E-Fahrzeug an der Wallbox angeschlossen, Batteriespeicher fast leer.
11:11	-2,8 kW	Ladung E-Fahrzeug (gelbe Linie) wird gestoppt, der Batteriespeicher (grüne Linie) wird kurz mit 2,9 kW entladen, bevor er leer ist. Deshalb kann danach bis zur Freigabe der Sollwert nicht mehr erreicht werden.
11:17	Freigabe	Ladung E-Fahrzeug wird mit dem nächsten neuen regulären Fahrplan wieder aufgenommen, der Batteriespeicher später auch etwas geladen.
11:49	-2,8 kW	Wie bei vorherigem Sollwert um 11:11 Uhr.
11:57	+9,1 kW	E-Fahrzeug und Batteriespeicher werden mit jeweils maximaler Leistung geladen. Der Sollwert kann jedoch nicht ganz erreicht werden. Ab 12:06 wird er wiederum durch einen unerwarteten Anstieg der unflexiblen Last leicht überschritten.
12:07	Freigabe	Mit dem nächsten regulären Fahrplan stoppt die Batteriespeicher-Ladung, da diese nur in der roten Phase aus dem Netz erlaubt wurde; E-Fahrzeug wird weiter geladen, weil die Ladung sowieso erwünscht ist.
Ab 12:27	+9,1 bis +11,2 kW	Wieder Ladung von E-Fahrzeug und Batteriespeicher mit maximaler Leistung. Die Sollwerte können jedoch nie ganz erreicht werden, da sie stets außerhalb des Flexibilitätspotentials liegen: Zwischen 12:26 und 12:34 lag die kommunizierte obere Flexibilitätsgrenze stets unter 9 kW, was jedoch vom Netzregler nicht mehr berücksichtigt wurde. Insbesondere der Sollwert 11,2 kW um 12:34 lag somit weit außerhalb des kommunizierten Flexibilitätspotentials. Eine Lastpotenzial von über 11 kW wurde zuletzt um 12:12 berechnet und kommuniziert.
Ab 13:15	-4,2 bis -2,1 kW	Entladung Batteriespeicher mit max. Leistung, aber Sollwerte können erneut nicht vollständig erreicht werden, da sie ebenfalls außerhalb der zuletzt (mind. 3 min vorher) kommunizierten Flexibilitätsgrenzen liegen.

Das Beispiel zeigt, dass die Umsetzung der Sollwerte durch das GEMS zuverlässig funktioniert, wenn die Sollwerte nicht auf einem veraltetem Flexibilitätspotential basieren. Die vom Netzregler berücksichtigte Flexibilität sollte daher nicht viel älter als eine Minute sein. Alternativ könnte der Zeithorizont für die Berechnung des Flexibilitätspotentials durch das GEMS von 1 Minute auf beispielweise 5 Minuten erhöht werden. Dadurch senkt sich zwar potentiell die maximale Last oder Einspeisung, d.h. die Flexibilität wird geringer, jedoch kann diese über den entsprechend längeren Zeitraum erbracht werden. Zudem wäre ein Sollwert auch noch erreichbar, wenn der Netzregler für dessen Berechnung noch ein mehrere Minuten altes Flexibilitätspotential berücksichtigt.

7.1.3. Wirksamkeit der roten Ampelphase

In Abbildung 82 ist beispielhaft der Verlauf der Leistungsmessung auf dem Mittelspannungsstrang dargestellt. Der negative Wert entspricht einer Rückspeisung in das vorgelagerte Netz.

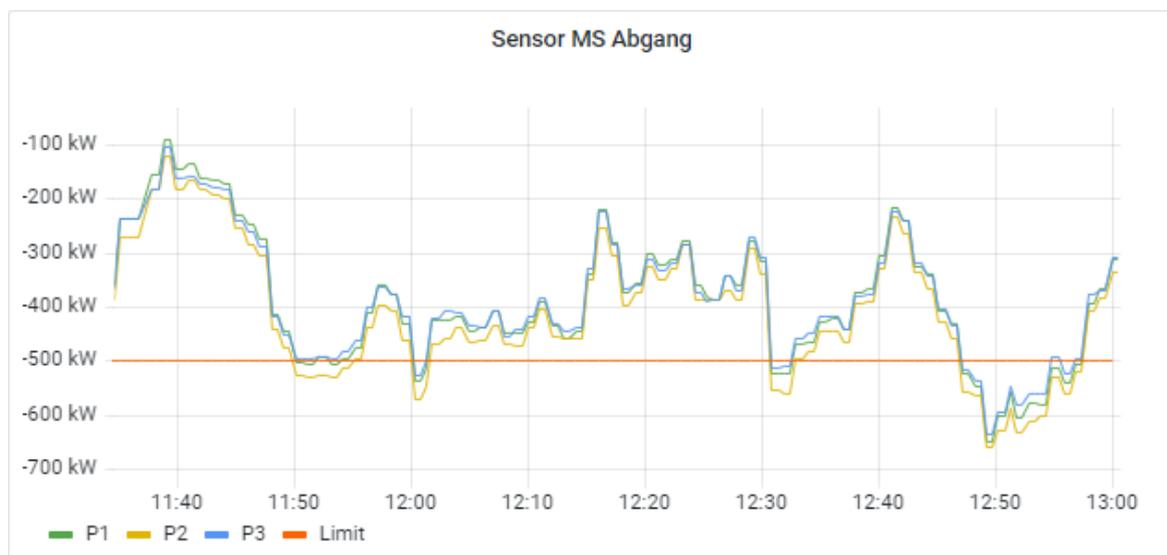


Abbildung 82: Dreiphasige Wirkleistungs-Messung und eingestellter Grenzwert am Mittelspannungs-Abgang

Analog dazu ist in Abbildung 83 der Sollwert-Verlauf einer PV-Anlage zu sehen. Es ist gut erkennbar, dass diese bei Überschreitung des Limits abgeregelt wird und bei genügend Abstand zum Limit wieder hochgeregelt wird. Gut zu sehen sind auch die generellen Schwankungen, denen das System unterliegt. Im Bereich um 12:50 Uhr werden alle verfügbaren Anlagen abgeregelt, was jedoch für den im Feldtest gewählten sehr niedrigen Grenzwert nicht ausreicht. Des Weiteren sieht man in Abbildung 83, dass die Leistungsmessung nach ca. 3 Minuten den Sollwert widerspiegelt.

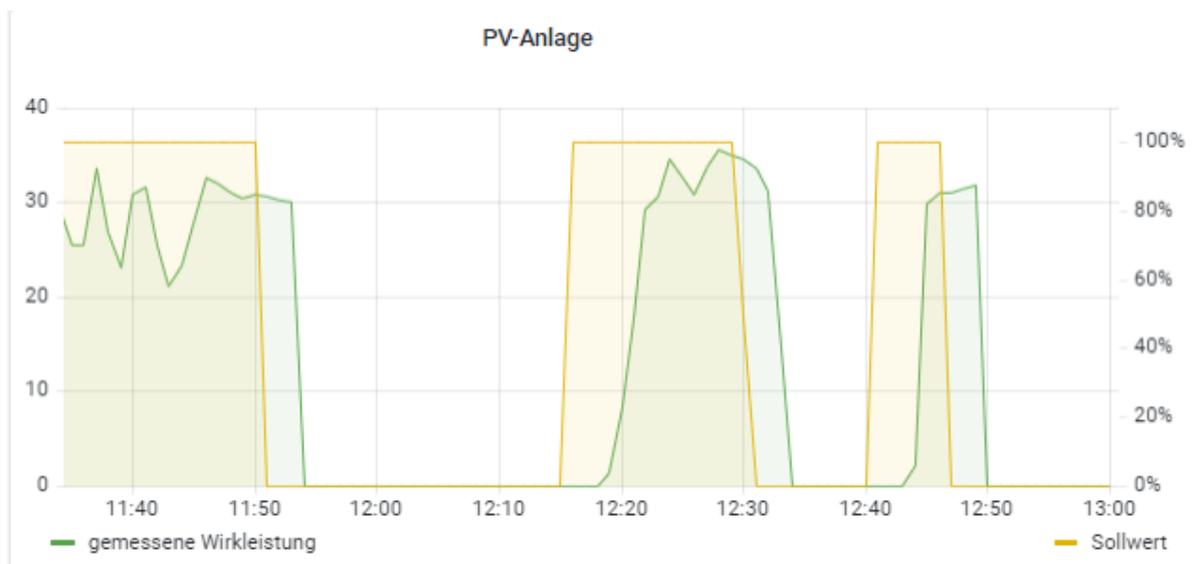


Abbildung 83: Sollwert und gemessene Leistung einer PV-Anlage

In Abbildung 84 sind Flexibilitätspotential, Messwert und Sollwert und Sollwert-Umsetzung eines GEMS zu sehen. Die Sollwert-Umsetzung entspricht dem Ergebnis des GEMS-internen Optimierers, nachdem dieser den Sollwert erhalten hat. Hier sehen wir im Detail, wie das GEMS einem erneuerten Sollwert (Absenkung um 12:51 Uhr) folgt. Zunächst wird die geplante Umsetzung des GEMS-internen Optimierers (blaue Kurve) nahe dem Sollwert gemeldet, und kurz nach 12:54 Uhr folgt auch der Messwert am SMGW (gelbe Kurve). In der Folge wird der Sollwert weiter abgesenkt und Rückmeldung sowie Messwert können wiederum folgen.

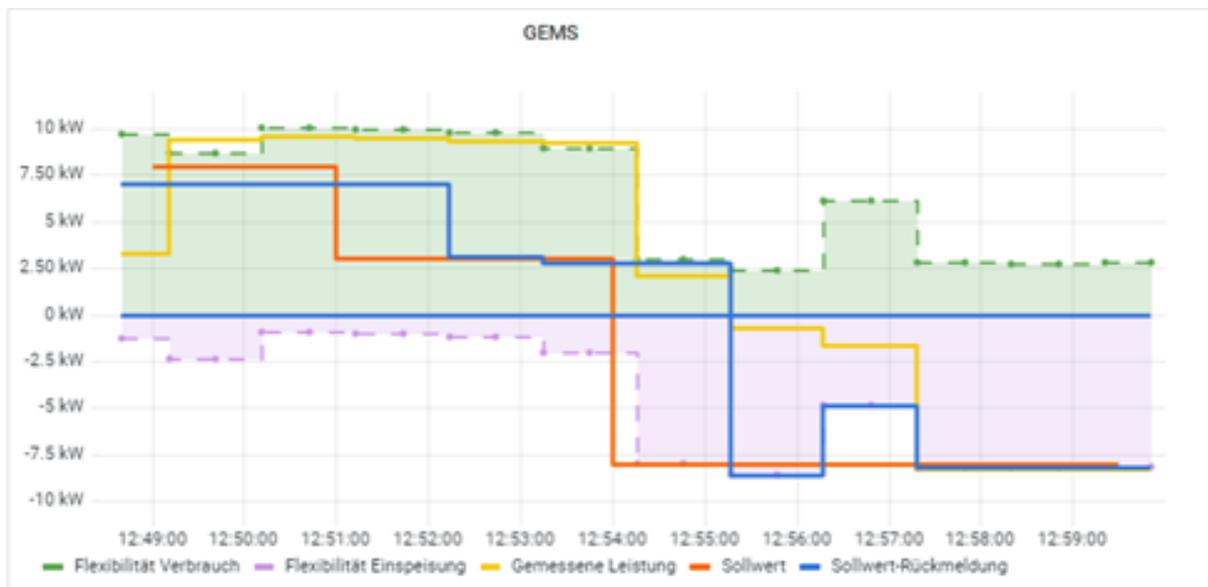


Abbildung 84: Zusammenhang zwischen Flexibilität-Meldungen, Sollwert, Sollwert-Rückmeldung und Messung am GEMS

Dies verdeutlicht noch einmal die notwendige Robustheit im Regler, um mit ungenauer oder gar keiner Sollwert-Umsetzung umzugehen.

Dadurch, dass über die lokale HAN-Schnittstelle des Smart Meter Gateways keine minütlichen Netzzustandsdaten abrufbar waren, musste das GEMS im Projekt flexQgrid die Zählerwerte am Hausanschluss über eine Schnittstelle des Projekts vom Messstellenbetreiber abrufen. Dadurch standen

dem GEMS die für die Ermittlung des Flexibilitätspotentials erforderlichen Daten mit einer größeren Zeitverzögerung zur Verfügung. Infolgedessen wurden vom PSIngo Steuerbefehle berechnet und versendet, die sich im berechneten Flexibilitätspotential befanden, aber zu dem Zeitpunkt der Steuerung dann gar nicht mehr anfahrbar waren. Aufgrund der aufgezeigten Latenzen sowie der Unzuverlässigkeit der Backendsysteme und der Kommunikationstechnik ist der direkte Abgriff der Messdaten vom iMSys vom EMS über die HAN-Schnittstelle wichtig und sollte in Zukunft möglich sein.

7.2. Gelbe Ampelphase

Im Rahmen des Feldtests wurde an exemplarischen Tagen die maximale Betriebsmittelgrenze reduziert, um einen fiktiven Engpass zu erzeugen und eine entsprechende Quote kleiner 1 zu berechnen. Diese wurde an die GEMS übermittelt, welche basierend auf den Quoten ihren initialen Fahrplan angepasst und die Flexibilitäten netzdienlich gesteuert haben. Damit wurden sowohl erzeugungsseitige als auch lastseitige Engpässe verprobt, was im Folgenden an jeweils einem Beispiel demonstriert wird.

Die in den folgenden Abschnitten und Unterkapiteln beschriebenen Erkenntnisse wurden in großen Teilen insbesondere in (Frankenbach, et al., 2022) und (Frankenbach, Schubert, Exner, Lin, & Höck, 2023) veröffentlicht und teilweise angepasst oder aktualisiert.

Erzeugungsengpass:

Im Sommer führt die hohe Erzeugung durch PV-Anlagen zu kritischen Situationen in der Mittagszeit. PV-Erzeugung kann nicht verschoben, sondern nur abgeregelt werden. Daher bietet vor allem das Verschieben von Lasten in die Zeiträume mit hoher Erzeugung eine Möglichkeit, die Einspeisung am Netzanschlusspunkt zu reduzieren, indem die PV-Erzeugung innerhalb des Hauses verbraucht wird. Da das Elektroauto zur Mittagszeit oft nicht an der Wallbox angeschlossen ist, bietet typischerweise der Batteriespeicher das größte Potenzial, um die PV-Erzeugung aufzunehmen. Im Rahmen des Feldtests konnte festgestellt werden, dass Batteriespeicher in der Regel direkt vollgeladen werden, sobald die PV-Erzeugung die Last im Haus übersteigt. Abbildung 85 zeigt dieses Verhalten.

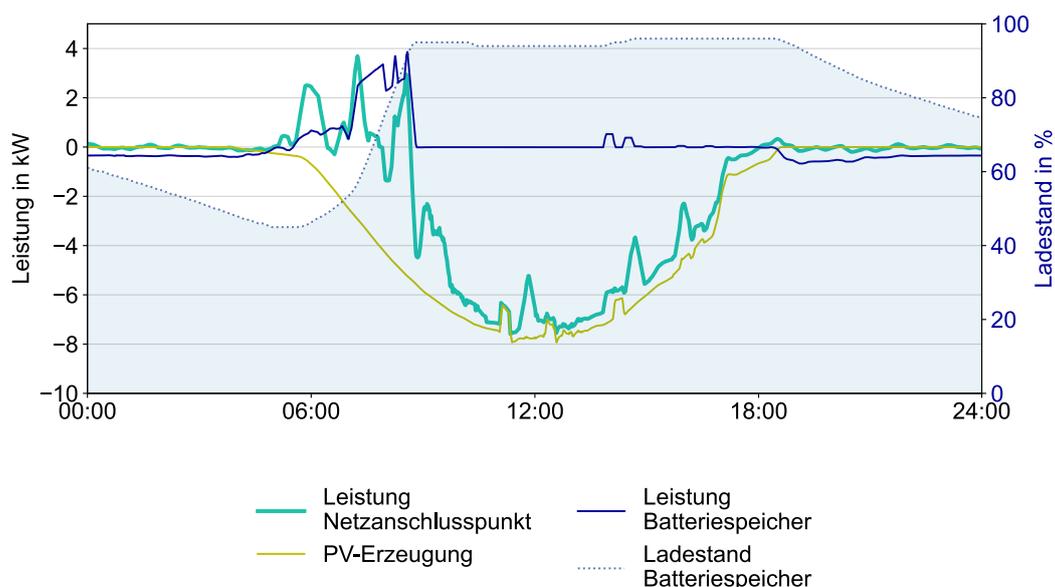


Abbildung 85: Exemplarischer Haushalt im Sommerszenario mit hoher PV-Erzeugung und ohne Quote

Durch die morgendliche Ladung des Batteriespeichers ist dieser bereits vor der Leistungsspitze vollgeladen und kann keine weitere Energie aufnehmen. Dies führt dazu, dass die PV-Spitze nicht in den

Batteriespeicher gespeist werden kann und im Falle eines Engpasses die PV-Anlage im Zuge einer roten Ampelphase abgeregelt werden müsste.

Im Kontrast dazu zeigt die folgende Abbildung 86 das Verhalten eines intelligenten Haushaltes als Reaktion auf eine Quote.

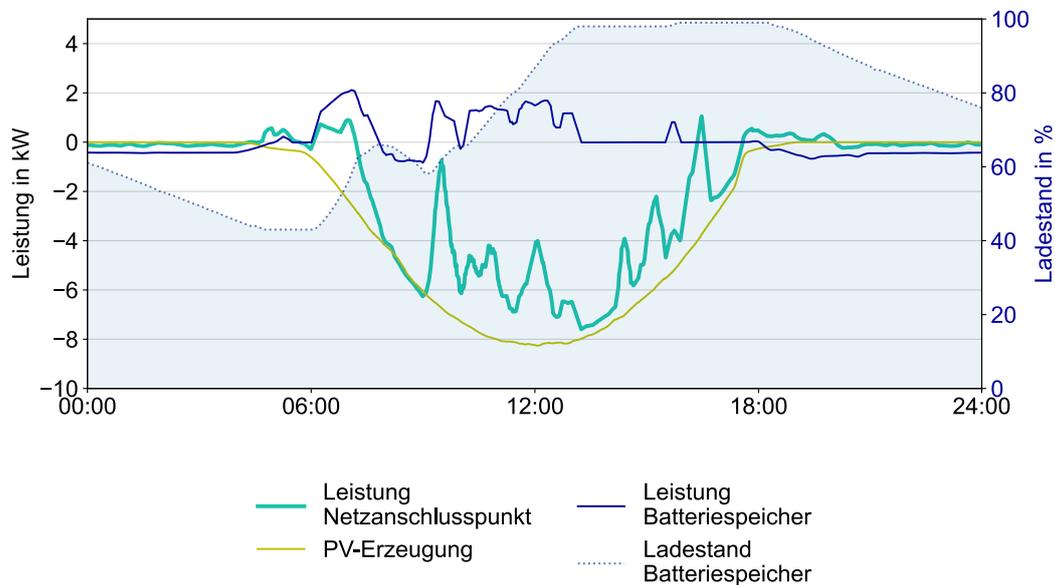


Abbildung 86: Exemplarischer Haushalt im Sommerszenario mit hoher PV-Erzeugung und netzdienlichem Verhalten durch Quote

Der Batteriespeicher erhält um 8 Uhr UTC die Quote mit der Information, dass um die Mittagszeit die Einspeisung ins Netz reduziert werden muss. Als Reaktion entlädt sich der Batteriespeicher (negative Leistung), um den Ladestand zu reduzieren. Infolgedessen kann der Batteriespeicher ab ca. 9 Uhr Energie aufnehmen, wodurch die Netzeinspeisung reduziert wird, ohne dass PV-Erzeugung abgeregelt wird.

Lastengpass:

Die Anpassung der optimierten Fahrpläne zur Vermeidung eines prognostizierten Lastengpasses wird in Abbildung 87 und Abbildung 88 dargestellt. An diesem exemplarischen Tag war das Laden des E-Fahrzeugs zunächst mit 11 kW (max. Leistung) in einigen Stunden (z.B. 21-23 Uhr und 3-4:30 Uhr) geplant worden, was zu einer Last am Netzanschlusspunkt von bis zu 12 kW führte (siehe Abbildung 87). Nach Erhalt von Quoten, die den Lastbezug in den meisten Zeiträumen auf 5 kW begrenzten, optimierte das GEMS alle Fahrpläne so, dass die Last den Grenzwert nicht überschritt (siehe Abbildung 88). Dies wurde hauptsächlich durch eine Verschiebung des Ladevorgangs des E-Fahrzeugs und eine Reduktion der Ladeleistung auf etwa 4,5-5,5 kW erreicht.

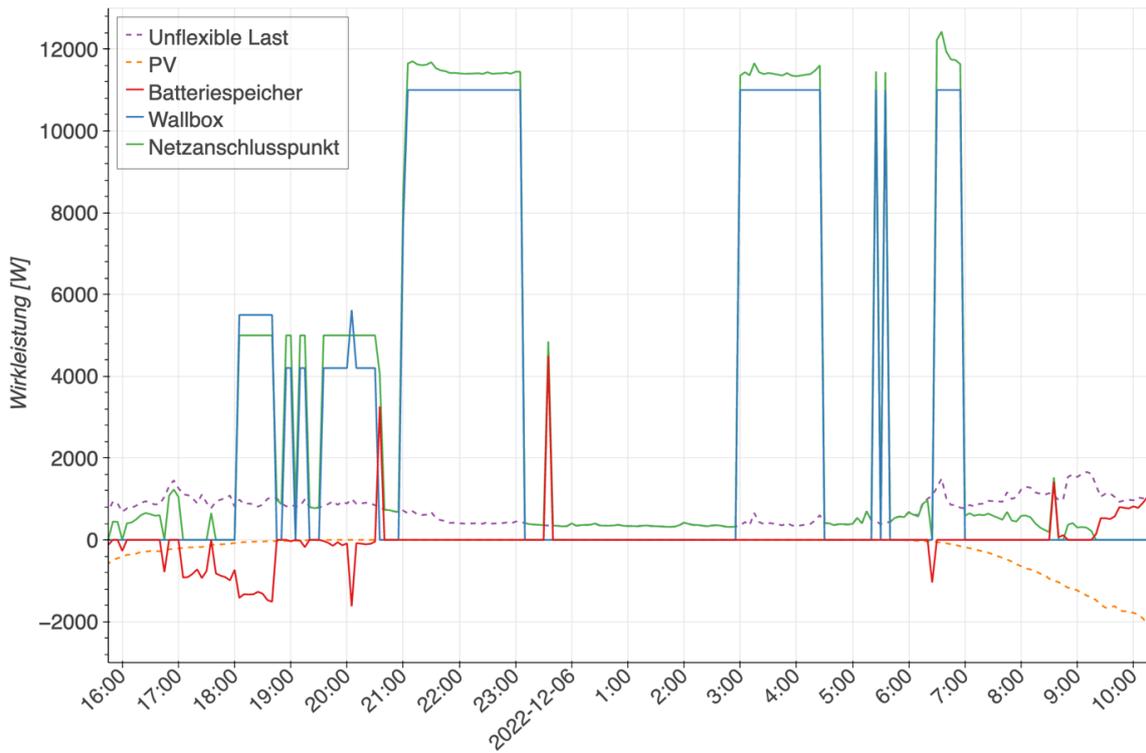


Abbildung 87: Exemplarischer Haushalt im Winterszenario ohne Quote

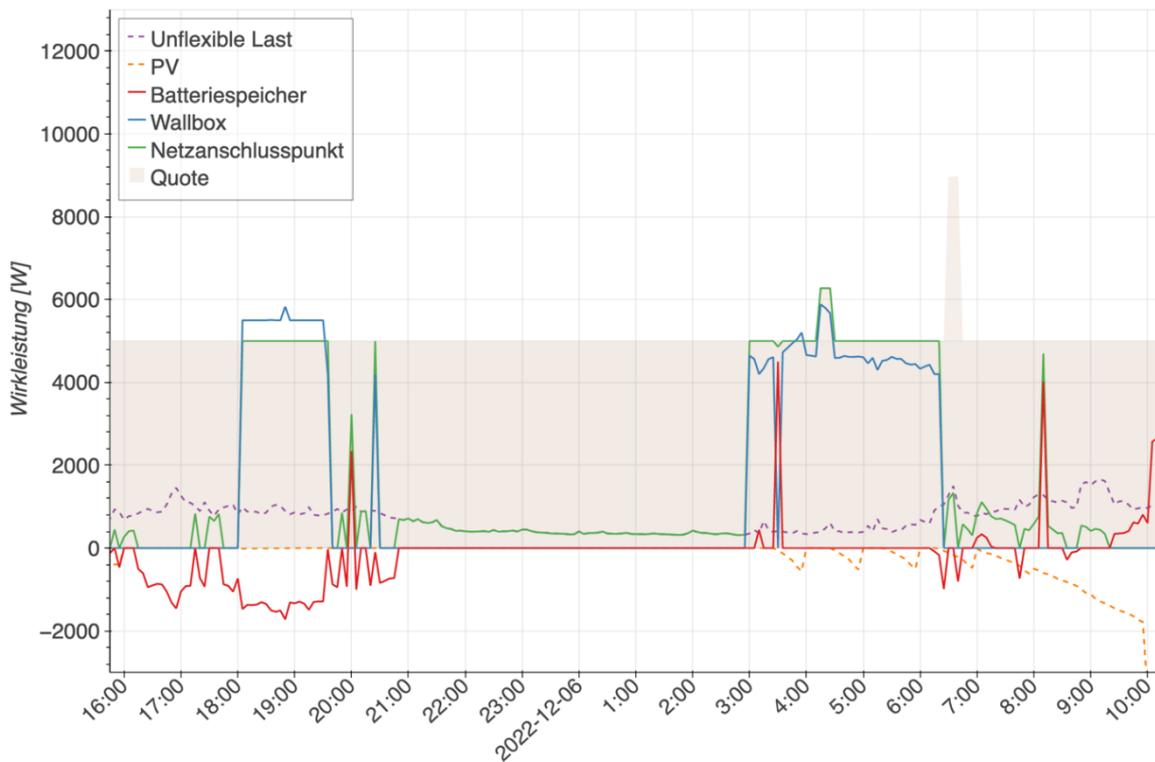


Abbildung 88: Exemplarischer Haushalt im Winterszenario mit netzdienlichem Verhalten durch Quote

Das Quotenmodell kann also eingesetzt werden, um den Netzaustausch intelligenter, flexibler Haushalte so einzuschränken, dass deren Netzbelastung (Verbrauch oder Einspeisung) reduziert wird und somit

Netzengpässe vermieden werden. Der Feldtest hat aber auch Grenzen des proaktiven Engpassmanagements aufgezeigt, die im folgenden Kapitel erläutert werden.

7.2.1. Einschränkungen und Unsicherheiten

Umsetzung der Quoten durch das GEMS

Wie im vorangegangenen Abschnitt gezeigt, gelingt es den GEMS, die Quoten so in die Fahrplanoptimierung einzubeziehen, dass die vorgegebenen Grenzwerte am Netzanschlusspunkt eingehalten werden. Die korrekte Einplanung und Umsetzung dieser Fahrpläne durch die flexiblen Einheiten garantierten jedoch in der Praxis keine perfekte Einhaltung der Quoten. Die Hauptursachen für Quotenverletzungen sind Prognosefehler der unflexiblen, nicht steuerbaren Last und der PV-Erzeugung. Durch die teils starken und/oder hochfrequenten Fluktuationen ist eine perfekte Prognose dieser Leistungsverläufe nahezu unmöglich. Da solche Prognosefehler aufgrund der stochastischen Natur der Solareinstrahlung und des Bewohnerverhaltens nicht vollständig vermieden werden können, muss für diese Fälle die Frage der Verantwortlichkeit geklärt werden.

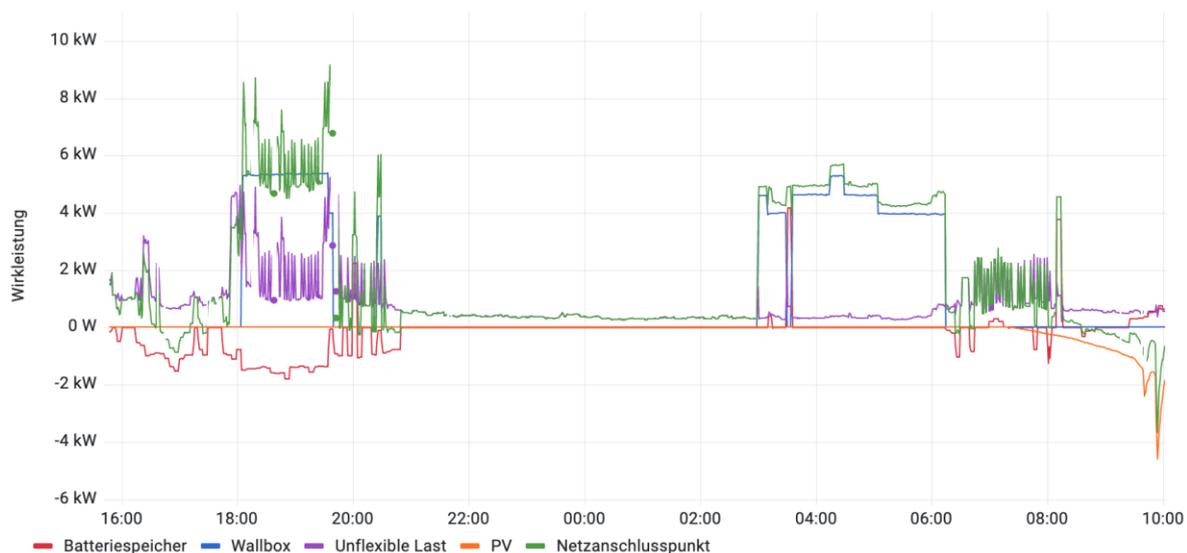


Abbildung 89: Leistungsmessung eines intelligenten Haushaltes im Feldtest während des Winters

Abbildung 89 zeigt die Messwerte (1-Minuten-Durchschnitt), die zu den Fahrplänen in Abbildung 88 gehören. Da alle Bewohner schlafen und keine Sonneneinstrahlung vorhanden ist, bleibt die Leistung am Netzanschlusspunkt in den Nachtstunden unterhalb der für das Netz kritischen Leistung. In den frühen Abendstunden hingegen wies die unflexible Last unvorhersehbare Schwankungen auf. Außerdem war die durchschnittliche Last höher als vorhergesagt. Dies führte dazu, dass die Leistung am Netzanschlusspunkt bei Betrachtung der 15-Minuten-Durchschnittsleistung in manchen Zeiträumen die durch die Quote vorgegebene Leistung um 1-2 kW überschritt.

Die Einhaltung der Quote wird außerdem durch das unerwartete Verhalten flexibler Einheiten beeinträchtigt. Im Feldtest weigerten sich einige Geräte, die vom GEMS gegebenen Befehle umzusetzen, oder arbeiteten mit mehr oder weniger Leistung als angegeben. Dies ist teilweise auf die Notwendigkeit zurückzuführen, bestimmte Gerätezustände zu approximieren, wenn die Schnittstelle eines Geräts keinen entsprechenden Messparameter (z. B. den SOC der Elektrofahrzeuge) bietet. Wenn der bei der Fahrplanoptimierung angenommene Zustand falsch war, kann das Gerät unerwartet die Leistung reduzieren oder den Betrieb einstellen, sobald die technische Grenze erreicht ist. In mehreren

Fällen, in denen von den GEMS-Befehlen abgewichen wurde, waren jedoch keine technischen Gründe erkennbar.

Das GEMS überwacht kontinuierlich die Leistung am Netzanschlusspunkt und passt die Fahrpläne der flexiblen Einheiten an, wenn die gemessene Leistung um mehr als eine definierte Toleranz (z. B. 1 kW) vom Fahrplan abweicht. Das bereits beschriebene Problem nicht verfügbarer Zählerdaten verhindert also eine schnelle Erkennung von Abweichungen und kann über längere Zeiträume zu unentdeckten Quotenverletzungen führen.

Nachteile der Einhaltung des Referenzfahrplans

Das in flexQgrid definierte Quotenmodell verlangt von den GEMS, dass sie ihren Referenzfahrplan auch einhalten, wenn keine Netzengpässe prognostiziert wurden. Dies hat zur Folge, dass der Netzaustausch der Teilnehmer immer mindestens auf den Referenzfahrplan beschränkt ist. Dies führt häufig zu einer unnötigen Drosselung der flexiblen Einheiten. Im Feldtest betraf diese Einschränkung am häufigsten die Ladevorgänge von Elektroautos, deren Verfügbarkeit nicht entsprechend vorhergesagt worden war. In manchen Haushalten wurde auch der PV-Wechselrichter durch das GEMS gesteuert. Die geforderte Einhaltung des Referenzfahrplans führte zu einer Drosselung der PV-Wechselrichterleistung auf die prognostizierte Erzeugung. Da dies dem globalen Ziel einer verstärkten Einspeisung von erneuerbaren Energien widerspricht, werden im nächsten Kapitel mögliche Lösungen für dieses Problem der Referenzfahrplanerfüllung diskutiert.

Prognoseungenauigkeiten

Bewährte Prognosemethoden für kritische Anlagen aus der Mittel- und Hochspannung konnten auf die Anwendung in der Niederspannung übertragen werden. Die Auswertungen zeigen, dass die Leistung an Transformatoren in Ortsnetzstationen mit ausreichender Genauigkeit vorhergesagt werden kann.

Allerdings wurden auch Fälle identifiziert, die für die Prognose besonders schwer vorherzusagen war. Dazu gehören insbesondere Einbrüche in der PV-Erzeugung, die in der Regel durch kurzzeitige Wolkenzüge verursacht werden. Die folgende Abbildung 90 demonstriert diese Genauigkeitsunterschiede anhand der Prognosen eines sonnigen und eines wechselhaften Tages am selben Ortsnetztransformator.

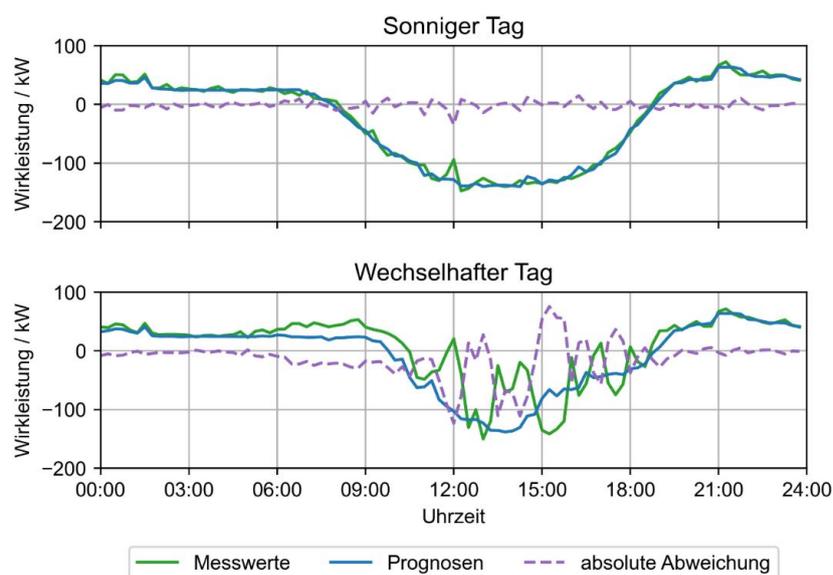


Abbildung 90: Leistung an einem exemplarischen Ortsnetztransformator an einem sonnigen und einem wechselhaften Tag

Um den Zusammenhang zwischen Prognosequalität und Sonneneinstrahlung zu zeigen, visualisiert die folgende Abbildung 91 den MSE und RMSE nach Viertelstundenwerten über eine Zeitspanne von 14 Tagen im Januar in einem der drei getesteten Niederspannungsnetze.

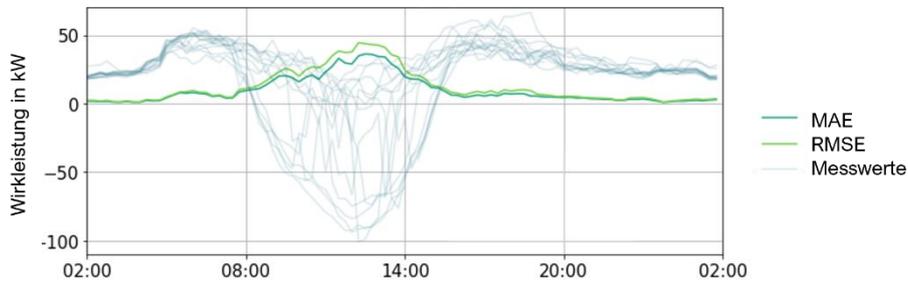


Abbildung 91: Messwerte und Prognosegüte für einen Ortsnetztransformator über einen Zeitraum von 14 Tagen

Wie erwartet, nimmt die Gesamtqualität der aggregierten Vorhersage mit zunehmender Sonneneinstrahlung ab. An den meisten Tagen wird die Form der Solarkurve gut vorhergesagt, aber die tatsächlich ins Netz eingespeiste Energiemenge weicht von der Prognose ab. Beim solaren Spitzenwert macht der Fehler bis zu 40 % der tatsächlich ins Netz eingespeisten Leistung aus.

Weitere Untersuchungen zeigen den signifikanten Einfluss von Trainingsdaten auf die Prognoseergebnisse. Wie in Kapitel 5.2 erwähnt, werden die Messungen der flexiblen Haushalte für die Berechnung der Trainingsdaten benötigt. Damit bedeutet der Ausfall eines Zählers in einem flexiblen Haushalt, dass keine Trainingsdaten berechnet werden können. Dies ist insbesondere dann problematisch, wenn sich die Prognosen stark ändern. Im Feldtestgebiet gibt es starke Wetterunterschiede zwischen den Sommer- und Wintermonaten. Wie in Abbildung 42 zu sehen ist, fehlen im Übergang zwischen diesen Jahreszeiten einige Messgeräte, weshalb keine Trainingsdaten berechnet werden konnten. Die folgende Abbildung 92 zeigt die Genauigkeitsunterschiede zwischen der Prognose der Gesamtlast und der Prognose der unflexiblen Last sowie die im jeweiligen Monat verfügbaren Trainingsdaten.

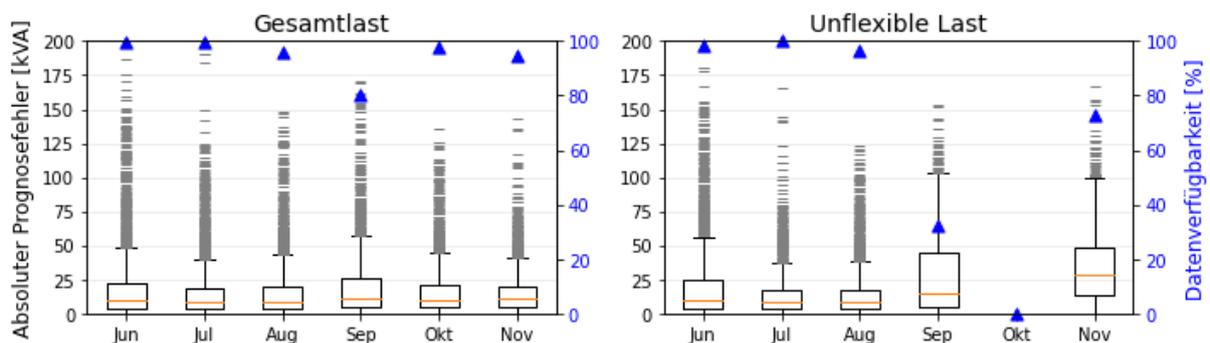


Abbildung 92: Monatlicher Prognosefehler in Abhängigkeit der verfügbaren Trainingsdaten

Die Qualität ist von Juni bis August bei hoher Verfügbarkeit von Trainingsdaten ähnlich. Der Rückgang der Verfügbarkeit im September führt zu höheren Fehlern in beiden Prognosen, aber die noch geringere Verfügbarkeit der unflexiblen Last führt zu höheren Fehlern. Im Oktober waren keine Messungen für die unflexible Last verfügbar. Dies führte zu einem Mangel an Trainingsdaten und folglich ist der Median des absoluten Prognosefehlers der unflexiblen Last mit 28,72 kVA fast dreimal so hoch wie der Median der gesamten Last mit 10,73 kVA im November.

Dies bedeutet, dass trotz der grundsätzlich guten Prognosemodelle eine Unsicherheit bezüglich der berechneten Quote besteht. Und selbst Prognosemodelle mit einer insgesamt hohen Qualität können zu bestimmten Zeiten abweichen.

Neben den Wetterbedingungen ist die Güte der Prognose auch vom Prognosehorizont abhängig, also davon, wie weit die Prognose in die Zukunft schaut. Da Trainingsdaten immer nur bis zu einem bestimmten Zeitpunkt vorliegen, ist davon auszugehen, dass die Prognosegüte nachlässt, je weiter man sich von diesem Zeitpunkt entfernt. Die folgende Abbildung 93 visualisiert diesen Zusammenhang. Dabei ist zu beachten, dass der Prognosehorizont nicht die Differenz zwischen Prognosezeitpunkt und Prognoseanforderung ist, sondern die Differenz zwischen Prognosezeitpunkt und dem letzten verfügbaren Messwert.

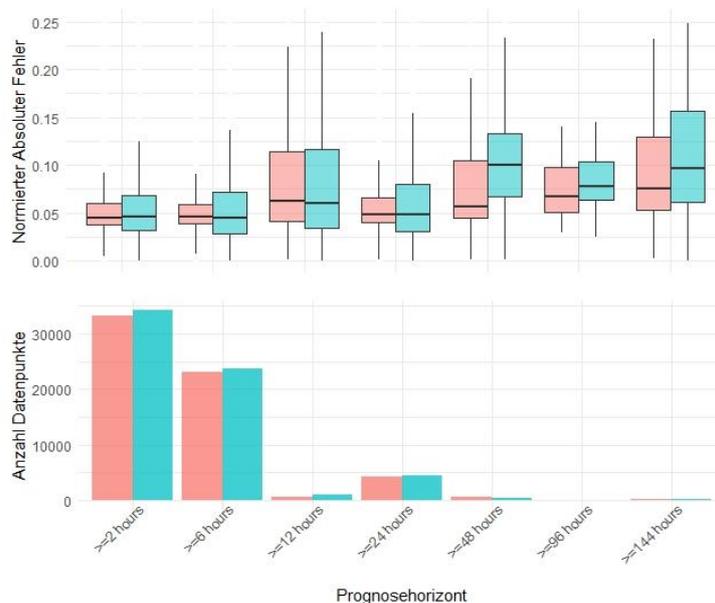


Abbildung 93: Prognosefehler nach Prognosehorizont für zwei exemplarische Ortsnetzstationen

Abbildung 93 zeigt die Verteilung der absoluten normierten Prognosefehler für 2 Ortsnetzstationen, gruppiert nach Prognosehorizont. Die Normierung wird erreicht, indem der absolute Fehler durch die maximale Kapazität des jeweiligen Transformators geteilt wird. Da der Prognosehorizont stark mit der Tageszeit korreliert, wurden die Fehler durch Mittelwertverschiebung normiert, so dass jede Tageszeit denselben durchschnittlichen absoluten Prognosefehler aufweist. Auf diese Weise lässt sich der Effekt des Prognosehorizonts vom Effekt der Tageszeit entkoppeln. Es werden zwei Ortsnetzstationen prognostiziert, wie durch die Farbkodierung angezeigt. Die untere Zeile zeigt die Anzahl der Beobachtungen für jeden Prognosehorizont und jedes Objekt. Für alle Stationen ist eine bimodale Verteilung zu beobachten: Die meisten Prognosen haben einen Horizont von 3 bis 6 Stunden, aber es gibt eine weitere Spitze im Bereich von 24 bis 48 Stunden, die möglicherweise auf technische Probleme bei der Datenlieferung in der Anfangsphase des Projekts zurückzuführen ist. Die Boxplots zeigen die Verteilung des normierten absoluten Fehlers. Für Ortsnetzstationen nimmt der Prognosefehler mit dem Prognosehorizont deutlich zu. Es ist jedoch klar zu erkennen, dass sich der Fehler bis zu einen Prognosehorizont von bis zu 6 Stunden kaum erhöht, was die in flexQgrid verbindlichen 6 Stunden Zeiträume für die Quote bestätigt.

Im Rahmen des Projekts wurden nur exemplarische Ortsnetzstationen und Abgänge prognostiziert. Im Falle eines großflächigen Rollouts ist zu beachten, dass es im Laufe der Zeit zu strukturellen Änderungen einzelner Prognoseobjekte kommen kann, wenn bspw. Umschaltungen stattfinden oder größere Anlagen angeschlossen werden. Diese sogenannten Strukturbrüche sorgen dafür, dass historische

Daten nicht oder nur eingeschränkt verwendet werden können, da diese das aktuelle Prognoseobjekt nicht mehr zutreffend beschreiben. Das Erkennen von und der Umgang mit Strukturbrüchen wird daher intensiv untersucht und es konnten bereits erste Fortschritte erzielt werden.

7.2.2. Spezifische Maßnahmen

Die diskutierten Unsicherheiten können einerseits trotz einer berechneten und durchgesetzten Quote zu einer Überlastung des Netzes führen, andererseits aber auch die erneuerbaren Energien unnötig einschränken. Daher wurden Maßnahmen entwickelt, um diese Einschränkungen zu reduzieren.

Nichtverfügbarkeit von Messungen

Es wurden zwei Maßnahmen in Betracht gezogen, um die Verfügbarkeit von Geräten und Messdaten zu erhöhen:

1. Verbesserung der Konnektivität vor Ort:

Der Empfang der Geräte kann durch die Veränderung der Bedingungen vor Ort positiv beeinflusst werden. Konkret wurden Antennen installiert, um den Empfang von Geräten zu verbessern, die in einem stark abgeschirmten Bereich, z.B. im Keller, aufgestellt sind. Außerdem wurden einige Geräte auf Powerline anstelle von Mobilfunk umgestellt, was die Konnektivität deutlich verbesserte.

2. Interpolation der Daten:

Lücken in den Messwerten können mit verschiedenen Methoden aufgefüllt werden. Im Projekt wurde zwischen zwei Methoden unterschieden, die sich in der Komplexität, aber auch in der Genauigkeit unterscheiden. Eine erste einfache lineare Interpolation über die Messlücken ist für sehr kurze Lücken akzeptabel, führt aber insbesondere bei längeren Ausfällen zu falschen Annahmen. Allerdings gab es auch systematische und länger andauernde Ausfälle, weshalb eine andere Art der Interpolation auf der Basis historischer Messwerte durchgeführt wurde. Für das Lastprognosemodell der GEMS werden auch Datenlücken, die kürzer als 1 Stunde sind, interpoliert. Längere Lücken werden mit den Messwerten des letzten Tages mit aufgezeichneten Messwerten aufgefüllt.

Quotenerfüllung durch die GEMS

Neben der Verbesserung der allgemeinen Leistungsfähigkeit der Prognosemodelle und der Verfügbarkeit von Zählerdaten wurden keine spezifischen Lösungen für die beschriebenen Probleme bei der Quotenerfüllung durch das GEMS gefunden. Die stochastische Natur des menschlichen Verhaltens und der Sonneneinstrahlung wird immer zu Prognosefehlern führen und der fehlerfreie Betrieb der Geräte sowie die Übermittlung einer Zustandsmessung liegen in der Verantwortung der entsprechenden Hersteller.

Nachteile der Einhaltung des Referenzfahrplans

In Zeiten ohne prognostizierten Engpass können die GEMS von ihrem Referenzfahrplan abweichen, ohne einen Engpass zu verursachen. Wichtig ist jedoch, dass die Abweichungen nicht zu einem neuen Engpass führen. Im Projekt wurden drei Möglichkeiten diskutiert, dies zu gewährleisten:

1. Senden einer Quote größer als 100 %: In Zeiten ohne Engpass wurde standardmäßig eine Quote von 100 % gesendet, die die Fahrplantreue symbolisiert. Stattdessen könnte eine Quote größer als 100 % gesendet werden, die die Information enthält, um wie viel Prozent der Haushalt von seinem Fahrplan abweichen darf. Eine Erzeugungsquote von 150 % erlaubt zum Beispiel das 1,5-fache der im Referenzfahrplan angegebenen Erzeugung. Das Problem dabei ist, dass der prozentuale Wert für alle Haushalte eines Clusters gleich ist und somit Einheiten mit einer hohen gemeldeten Leistung auch

stärker abweichen dürfen. Meldet ein Fahrplan hingegen eine Leistung von 0 kW, so bleibt er an seine Fahrplankonformität gebunden. Auch der Wechsel von Last zu Erzeugung oder umgekehrt wird nicht erfasst, da die Abweichung nur in eine Richtung begrenzt ist. Darüber hinaus kann noch ungenutztes Potenzial vorhanden sein, das unnötig gedrosselt wird, wenn einzelne Haushalte nicht von ihrem Fahrplan abweichen und ihre mögliche Abweichung nicht nutzen.

2. Gleichmäßiges Aufteilen des verbleibenden Puffers auf die GEMS: Im Rahmen der Quotenberechnung wird die Differenz zwischen der prognostizierten Leistung im Cluster und der maximalen Kapazitätsgrenze der Betriebsmittel sowohl in Erzeugungs- als auch in Lastrichtung berechnet. Diese beiden Differenzen geben die maximale Gesamtabweichung der Haushalte in einem Cluster an. Diese Abweichung kann daher gleichmäßig auf alle Haushalte verteilt werden, so dass diese die Möglichkeit haben, innerhalb dieser Grenzen zu bleiben. Das Problem von Option 1, dass das volle Potenzial möglicherweise nicht genutzt wird, bleibt jedoch bestehen.

3. Angebot des verbleibenden Puffers über den Sekundärmarkt: Die in Option 2 beschriebenen maximalen Abweichungen können auf einen Sekundärmarkt übertragen werden. Haushalte, die von ihrem ursprünglichen Fahrplan abweichen möchten, können dann weitere Kapazität auf dem Sekundärmarkt erwerben. Um sicherzustellen, dass die Haushalte auch kurzfristig auf Abweichungen reagieren können, muss der Handel jedoch kontinuierlich möglich sein.

Aufgrund der genannten Nachteile der Optionen 1 und 2 ist bei einer Umsetzung mit einem kontinuierlichen Sekundärmarkt die Option 3 zu bevorzugen, während bei einer Umsetzung ohne oder mit einem diskreten Sekundärmarkt die Option 2 vorzuziehen ist.

Prognosefehler

Für eine zuverlässige Engpasserkennung ist es notwendig, dass die Prognosen immer verfügbar sind. Der wichtigste Aspekt ist daher, dass die Prognosemodelle mit unvollständigen Trainingsdaten umgehen können. Da die optimierten Modelle sehr empfindlich auf Messlücken reagieren, wurden mehrere Modelle parallel eingesetzt und je nach Verfügbarkeit von Trainingsdaten weniger komplexe Modelle verwendet. Das bedeutet aber auch, dass weniger Trainingsdaten zur Verwendung von weniger optimierten Modellen und damit zu einer schlechteren Prognosequalität führen. Robuste Prognosemodelle, die mit unvollständigen Messzeitreihen umgehen können, sind daher ein elementarer Bestandteil eines proaktiven Engpassmanagements. Darüber hinaus sollte die Verfügbarkeit von Messungen durch die im entsprechenden Abschnitt vorgeschlagenen Maßnahmen verbessert werden.

7.2.3. Sicherheitspuffer

In einer perfekten Welt würde die Quote dafür sorgen, dass die Leistung an den Betriebsmitteln exakt auf die Betriebsmittelgrenze gesenkt wird und somit Engpässe vermieden werden. Durch Ungenauigkeiten in den Prognosen und bei der Umsetzung der Steuerbefehle ist dies aber nicht gewährleistet. Daher benötigen wir einen Sicherheitspuffer, der dafür sorgt, dass wir Engpässe trotz dieser Ungenauigkeiten zuverlässig vermeiden. Ist der Sicherheitspuffer zu hoch (konservative Annahme), wird zu stark aberegelt und wir „verlieren“ erneuerbare Erzeugung und schränken Haushalte stark ein. Ist der Puffer zu gering, riskieren wir Engpässe trotz des Quotenkonzepts. Wie wählen wir den optimalen Sicherheitspuffer und ist die gelbe Phase für Kunden wirklich komfortabler als die rote Phase, wenn wir durch einen hohen Sicherheitspuffer stärkere Einschränkungen übermitteln?

Der Sicherheitspuffer wird in den Zähler der Quotenberechnung integriert. Die Formel für die Quotenberechnung, die in Kapitel 5.4 zu finden ist, basiert auf Wirkleistungsprognosen, weshalb auch der Sicherheitspuffer in kW angegeben wird. Der Sicherheitspuffer reduziert die maximal nutzbare Leistung am NAP, was zu niedrigeren, konservativen Quoten führt. Um einen geeigneten

Sicherheitspuffer zu ermitteln, empfiehlt es sich, die historischen Mess- und Prognosedaten zu betrachten und zu berechnen, welcher Sicherheitspuffer in den vergangenen Perioden notwendig gewesen wäre, um einen Engpass zu verhindern. Bei diesem Verfahren werden für die Zeiträume, in denen der Messwert die Ressourcengrenze überschritten hat, zunächst die Quoten berechnet, die die Leistung genau auf die Kapazitätsgrenze des Netzbetriebsmittels reduziert hätten. Anschließend werden die Sicherheitspuffer abgeleitet, mit denen diese idealen Quoten erreicht worden wären. Diese Sicherheitspuffer werden anschließend mit Messdaten aus anderen Zeiträumen evaluiert.

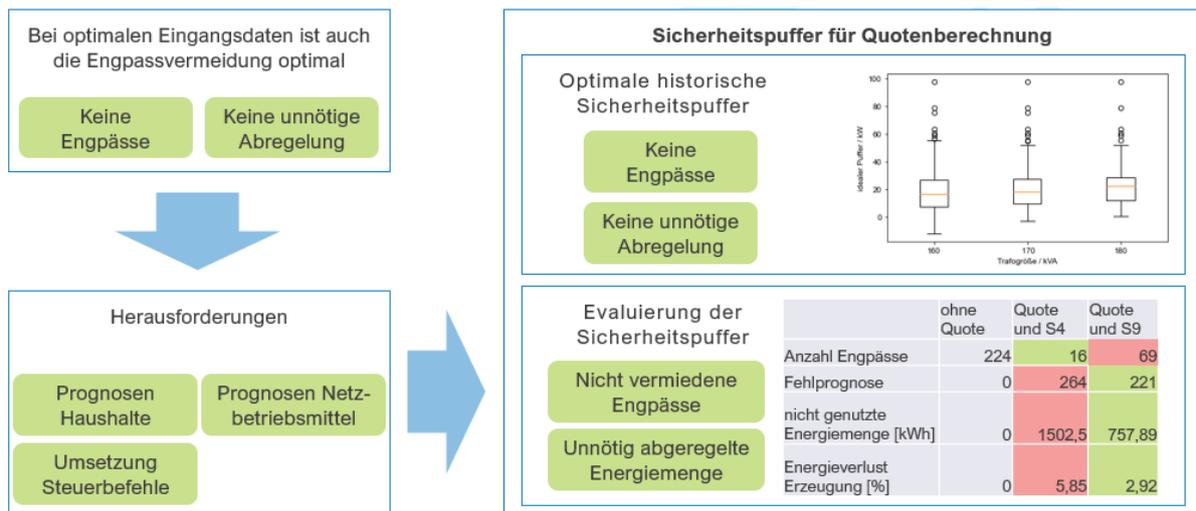


Abbildung 94: Vorgehen zur Festlegung des Sicherheitspuffers

Als Beispiel wurde die Berechnung des idealen Sicherheitspuffers für einen vierwöchigen Zeitraum im Sommer an einem fiktiven 180 kVA-Trafo durchgeführt. Das Ergebnis in Abbildung 95 zeigt, dass in einigen Zeiträumen kein Sicherheitspuffer notwendig gewesen wäre und im Extremfall nur ein Sicherheitspuffer von 98,0 kW eine Überlastung verhindert hätte. Der Median des idealen Sicherheitspuffers im betrachteten Zeitraum beträgt 21,9 kW. Die große Streuung des Ergebnisses ist auf die Schwankung der Prognosegüte zurückzuführen.

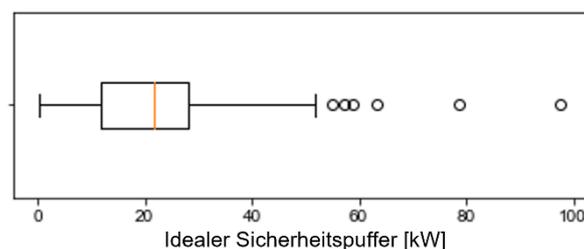


Abbildung 95: Berechnete ideale Sicherheitspuffer in einer vierwöchigen Periode im Sommer

Aus diesem Boxplot wurden fixe Werte abgeleitet und als Sicherheitspuffer in die Quotenberechnung integriert. Der Sicherheitspuffer S1 entspricht dem Quantil der idealen Pufferberechnung ($S1 = 28,1$ kW) und S2 entspricht dem oberen Whisker ($S2 = 51,8$ kW). Der Sicherheitspuffer S3 veranschaulicht einen anderen Ansatz für die Pufferdimensionierung. S3 passt sich an die Höhe der unflexiblen Prognose an ($S3 = -10,7 \% \cdot \text{Pinflex}$). Dies hat zur Folge, dass der Sicherheitspuffer bei kleinen Prognosen niedriger ist als bei hohen Prognosen.

Die Wirksamkeit der Quote mit verschiedenen Sicherheitspuffern kann anhand der folgenden vier Leistungskennzahlen (Key Performance Indicators, KPIs) bewertet werden:

- Anzahl der Engpässe

- Anzahl der falsch prognostizierten Engpässe
- nicht übertragene Energiemenge in kWh
- Energieverlust in %

Die Anzahl der Engpässe gibt an, wie oft ein Engpass trotz Einhaltung der Quote auftritt. Die Anzahl der falsch prognostizierten Engpässe ist ein Maß dafür, wie oft eine Quote kleiner als 1 wirksam ist, obwohl ein Engpass auch ohne Quote nicht auftreten würde. Die Menge der nicht übertragenen Energie zeigt, wie viel Energie aufgrund von Quoten, die niedriger als notwendig sind, gekürzt wird. Der letzte KPI zeigt den prozentualen Energieverlust, der sich aus den Kürzungen ergibt, verglichen mit der maximalen Energiemenge, die unterhalb der Kapazitätsgrenze der Betriebsmittel übertragen werden kann.

Die Auswertungen der KPIs für die Messwerte ohne Quotenkonzept sowie mit Quote ohne Sicherheitspuffer dienen als Grundlage für die Bewertung der Wirksamkeit der Sicherheitspuffer in Abbildung 96.

	Anzahl Engpässe	Anzahl Fehlprognosen Engpass	Nicht genutzte Energiemenge [kWh]	Energieverlust durch Abregelung [%]
Ohne Quote	187	0	0	0,00
Quote ohne S	175	27	53	0,20
Quote mit S1	47	185	1105	4,05
Quote mit S2	13	389	2229	8,22
Quote mit S3	125	109	393	1,44

Abbildung 96: KPIs der Effektivität der Quoten mit unterschiedlichen Sicherheitspuffern

Ohne Quote kommt es im betrachteten Zeitraum zu 187 Engpässen. Die Quote ohne Sicherheitspuffer verhindert nur 12 dieser Engpässe. Eine Analyse der Dauer und Höhe der durch den Engpass entstehenden Überlastungen zeigt, dass die Quote ohne Sicherheitspuffer die kritischen Überlastungen nicht verhindert. Weiterhin zeigt Abbildung 96 für eine Auswahl der getesteten Varianten. Die Sicherheitspuffer S1 und S2 reduzieren die Anzahl der Überlastungen und vermeiden die kritischen Überlastungen, was die Wirksamkeit der Sicherheitspuffer bei der Verbesserung der Überlastungsvermeidung bestätigt. Die Sicherheitspuffer erhöhen jedoch die Anzahl der Fehlprognosen und damit die Menge an ungenutzter Energie und den Energieverlust aufgrund von Einschränkungen. Auch für S3 zeigen die KPIs, dass mit einer Verringerung der Überlastung die Menge der ungenutzten Energie zunimmt.

Die Integration eines Sicherheitspuffers in die Quotenberechnung erweist sich als ein geeignetes Instrument, um die Zahl der durch Prognoseungenauigkeiten entstehenden Engpässe zu reduzieren. Die geeignete Ausgestaltung des Sicherheitspuffers ist schwierig und kann nicht allgemein definiert werden, da die angemessene Höhe eines Sicherheitspuffers von der Prognosegüte abhängt. Ist die Größe des Sicherheitspuffers zu gering, wird die Quote eine Überlastung nicht zuverlässig verhindern.

Ist die Höhe des Sicherheitspuffers jedoch zu hoch, wird durch die Quotenanforderung mehr Leistung gekürzt als notwendig wäre. Daher muss bei der Wahl des Sicherheitspuffers ein Kompromiss zwischen der Vermeidung möglichst vieler Engpässe und der bestmöglichen Nutzung der Netzkapazität gefunden werden.

Die Problematik eines statischen Sicherheitspuffers ist, dass in Bereichen, in denen der Messwert gut mit der Prognose übereinstimmt, zu früh und für einen zu langen Zeitraum abgeregelt wird. Eine mögliche Weiterentwicklung ist daher die Verwendung eines dynamischen Sicherheitspuffers, der die erwartbare Unsicherheit zu verschiedenen Zeitpunkten berücksichtigt. Insbesondere bei der Erstellung der aggregierten Prognose kann das Modell seine Unsicherheit über weitere prognostizierte Quantile beschreiben. Die Quantile geben an, zu welcher Wahrscheinlichkeit ein höherer bzw. niedrigerer Wert auftritt. Die folgende Abbildung 97 visualisiert in orange die verwendete Mittelwertprognose, die blauen Punkte visualisieren die Messwerte und die blaue markierte Fläche ist der Bereich zwischen dem 10% und dem 90% Quantil.

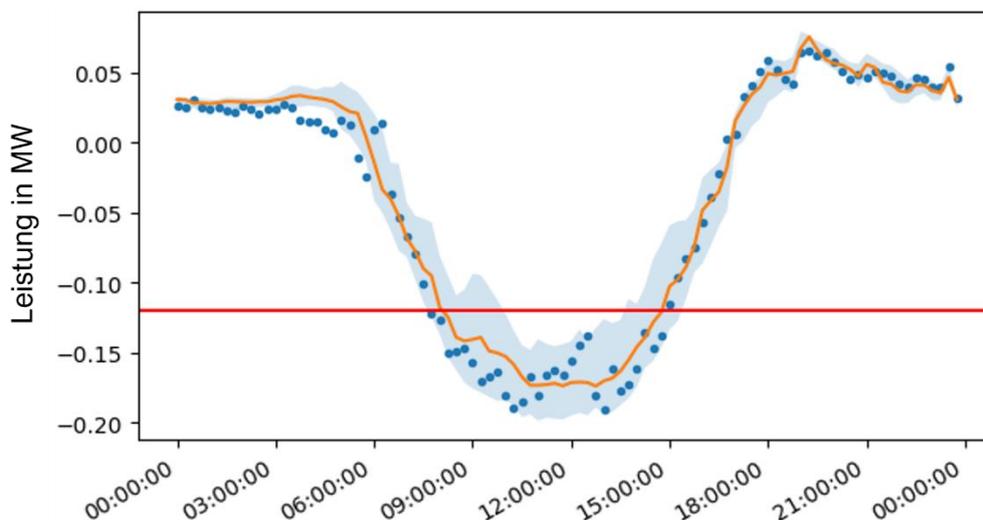


Abbildung 97: Prognose eines beispielhaften Tages mit umhüllender Kurve des 10% und 90% Quantils

Die Fläche zwischen den Quantilen wird zur kritischen Zeit mit höheren Prognoseabweichungen größer – das Modell erkennt demnach, dass in diesem Bereich eine größere Unsicherheit vorliegt. Es empfiehlt sich daher, die Potenziale eines dynamischen Sicherheitspuffers weiter zu untersuchen.

7.2.4. Fazit gelbe Ampelphase

Wie die Abbildungen Abbildung 86 bis Abbildung 89 zeigen, wurde im Feldtest nachgewiesen, dass proaktives Engpassmanagement mit dem Quotenkonzept funktioniert und dass Flexibilitäten netzdienlich genutzt werden können, um die Netzbelastung zu verringern. Dies wurde sowohl für die Verschiebung von Erzeugungsspitzen im Sommer als auch für die Verschiebung von Last im Winter demonstriert. Es wurden jedoch einige Einschränkungen festgestellt, die den Einsatz von proaktivem Engpassmanagement behindern. Obwohl gezielte Maßnahmen identifiziert und teilweise im Feldtest erprobt wurden, kann die Unsicherheit nicht vollständig beseitigt werden, was zu einer Einschränkung der erneuerbaren Energien sowie zu nicht vermiedenen Engpässen führt. Abbildung 96 zeigt, dass mit verschiedenen Sicherheitspuffern zwar ein Kompromiss zwischen nicht prognostizierten Engpässen und unnötig abgeregelter Leistung gefunden werden kann, für ein effektives Engpassmanagement aber stets eine gewisse unnötig abgeregelte Energie toleriert werden muss. Der Sinn eines proaktiven Engpassmanagements ist es, die Haushalte weniger einzuschränken als bei einem Echtzeit-Engpassmanagement. Aufgrund der festgestellten Restriktionen ist zum jetzigen Zeitpunkt aber die

Frage der volkswirtschaftlichen Effizienz gegenüber einer ausschließlich kurativen Regelung zu analysieren. Die Komplexität könnte jedoch in Zukunft deutlich abnehmen, wenn Regulierungs- und Marktanreize mehr Dynamik in das Verteilnetz bringen. Ein alternativer Ansatz auf Basis der gesammelten Erkenntnisse wird im Ausblick in Kapitel 10.2 vorgestellt.

8. Weiterdenken – Theoretische und Simulative Betrachtungen

8.1. Einordnung im aktuellen regulatorischen Rahmen

VNB sind grundsätzlich berechtigt und verpflichtet, Maßnahmen zur Beseitigung von Gefährdungen und Störungen im Netzbetrieb zu ergreifen. Dies betrifft einerseits Gefährdungen und Störungen im eigenen Netz, sofern entsprechende Verantwortlichkeiten nicht in der Alleinzuständigkeit der ÜNB liegen, und andererseits das Ergreifen von Unterstützungsmaßnahmen, soweit ÜNB, vorgelagerte VNB oder Netzbetreiber auf derselben Netzebene solche anfordern. (Hilpert/Antoni, Dezember 2019)

Engpässe, wie sie in flexQgrid betrachtet werden, stellen eine solche Gefährdung dar. Für ein erfolgreiches Engpassmanagement in der Niederspannung muss eine ausreichende Anzahl an Teilnehmenden bzw. Flexibilitäten erreicht werden. Der Anteil steuerbarer Leistung (d.h. verfügbarer Flexibilität) im Feldtest war manchmal im Vergleich zur nicht steuerbaren Leistung zu gering. Für eine flächendeckende Einführung wären eine regulatorische Verpflichtung zur Teilnahme an der gelben und roten Ampelphase oder entsprechende Anreize (z.B. monetär) erforderlich. Die Einhaltung einer Quote oder eines Sollwertes am NAP kann nach unserem Kenntnisstand aktuell noch nicht technisch sichergestellt werden. Dies ist lediglich bei einzelnen Anlagen durch eine direkte Steuerung des Netzbetreibers möglich. Vor diesem Hintergrund und auch aufgrund einer vermutlich höheren Akzeptanz seitens der Verbraucher:innen wird das Setzen von Anreizen mithilfe monetärer Sanktionen bei Nichteinhaltung der Quote als adäquate Alternative angesehen.

Weiterhin ist für das Konzept in flexQgrid eine ausreichende Anzahl an Messpunkten erforderlich. Hier wurden auch die Netzzustandsdaten aus den iMSys verwendet. Diese dürfen aktuell vom Messstellenbetreiber jedoch nur erhoben und weitergegeben werden, wenn es sich um Netzzustandsdaten an EE-/KWK-Anlagen (gefördert nach dem EEG bzw. KWKG), an unterbrechbaren (steuerbaren) Verbrauchseinrichtungen nach §14a EnWG sowie an Zählpunkten mit einem Jahresstromverbrauch von über 20.000 kWh (§ 56 Abs. 1 MsbG) handelt. In allen anderen Fällen dürfen solche Daten nur erhoben werden, wenn sie nicht personenbezogen sind (§ 56 Abs. 2 MsbG). Im Bereich des Netzsicherheitsmanagements können die VNB also auf entsprechende Messwerte zurückgreifen. Mit Inkrafttreten des Gesetzes zum Neustart der Digitalisierung der Energiewende dürfen u.a. die Netzzustandsdaten an allen Messstellen mit iMSys erhoben und an den VNB weitergegeben werden.

Um Verbrauchsanlagen wie Wärmestromanlagen und Elektrofahrzeuge steuern zu können, wurden die Diskussionen um die Neugestaltung von §14a des EnWG stark verfolgt. Die Einordnung der in flexQgrid entwickelten Lösung in den rechtlichen und regulatorischen Rahmen ist unter anderem auch hiervon abhängig. Zum Zeitpunkt des Projektstarts wurde von einem Konzept mit unflexiblen, teilflexiblen und vollflexiblen Verbrauchern ausgegangen:

Tabelle 10: Überblick über die verschiedenen Verbrauchertypen

Bezeichnung	Beschreibung
Unflexibler Verbraucher	Keine steuerbaren Lasten; gesamter Verbrauch als unbedingte Leistung
Teilflexibler Verbraucher	Verbraucher mit mindestens einer steuerbaren Anlage (z.B. eine Wärmepumpe); direkte Steuerung der Anlage(n) (Leistung komplett bis auf 0 kW abregelbar). Restlicher Verbrauch wird als unbedingte Leistung gehandhabt
Vollflexibler Verbraucher	<p>Verbraucher entscheidet selbst, wie viel Leistung er als unbedingte Leistung haben möchte und zahlt den entsprechenden Leistungspreis; Rest des Leistungsbedarfes ist bedingte Leistung</p> <p>Anmerkung: Der Preis für die bedingte Leistung wird voraussichtlich nur einen Bruchteil des Preises der unbedingten Leistung betragen. Damit wird ein Anreiz geschaffen, nur die tatsächlich benötigte Menge als unbedingte Leistung zu beantragen.</p> <p>Technisch wird dieser Verbraucher über ein EMS mit seinem Netzanschlusspunkt in das Netzampelkonzept eingebunden</p>

Im Rahmen des Projekts flexQgrid wird angenommen, dass ausschließlich vollflexible Verbraucher an dem Netzampelkonzept teilnehmen. Bei einem lastseitigen Engpass wird das Energiemanagementsystem zum Beispiel auch die Wallbox steuern und die Leistung reduzieren. Dieser Eingriff wird nicht separat vergütet, sondern ausschließlich über ein vergünstigtes Netzentgelt angereizt (§ 14a EnWG regelt die netzorientierte Steuerung von sog. steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen in der Niederspannung im Gegenzug für Netzentgeltreduzierungen). Das im Rahmen des Projekts beauftragte Gutachten von der Rechtsanwaltskanzlei „von Bredow Valentin Herz“ aus dem Jahre 2020 betrachtet dieses Konzept im Rahmen des regulatorischen Rahmens. Im Folgenden wird die Zusammenfassung des Rechtsgutachtens dargelegt. Das vollständige Gutachten ist unter (Herz v. B.) abrufbar.

„Verbrauchsseitige Regelung der Teilnehmer

Die Festlegung einer maximalen Entnahmeleistung durch eine Quote bezogen auf die vom Anschlussnehmer gewählte bedingte Leistung ist in der gelben Ampelphase nach dem Referentenentwurf zum SteuVerG gegenüber solchen Anschlussnehmern möglich, die über steuerbare Verbrauchseinrichtungen mit einer Bemessungsleistung von über 3,7 kW verfügen. Allerdings müssen die steuerbaren Verbrauchseinrichtungen grundsätzlich nach Inkrafttreten des SteuVerG in Betrieb genommen worden sein. Auf steuerbare Verbrauchseinrichtungen, die bereits vor Inkrafttreten in Betrieb genommen worden sind, ist § 14a E-EnWG nur bei bereits bestehender Vereinbarung nach § 14a EnWG und nur nach Ablauf von drei Jahren anwendbar.

Es ist zu berücksichtigen, dass die Möglichkeit die Entnahmeleistung durch eine Quote einzuschränken sich nach Wahl des Anschlussnehmers entweder nur auf die steuerbare Verbrauchseinrichtung („teilflexibler Anschluss“) oder den gesamten Netzanschlusspunkt („vollflexibler Anschluss“) bezieht.

Der Referentenentwurf zum SteuVerG gibt dabei einen Rahmen für die Bestimmung der Höhe der Netzentgelte für bedingte und unbedingte Leistung sowie teilflexible und vollflexible Anschlüsse abhängig vom Strombezug am Netzanschlusspunkt vor, der bei Umsetzung des Konzepts beachtet werden müsste.

Ein Hindernis für das Konzept stellt nach unserer Auffassung die im Referentenentwurf zum SteuVerG festgelegte Verpflichtung des Netzbetreibers dar, den Anschlussnehmer einen Monat vor der Quotenzuteilung über die geplante Quotenzuteilung zu informieren. Der genaue Umfang dieser Pflicht ist allerdings rechtlich unklar. Nach unserer Auffassung beschränkt sich die Mitteilungspflicht darauf, dem

Anschlussnehmer frühzeitig potentielle Zeiträume für die Quotenzuteilung mit einmonatigem Vorlauf mitzuteilen, nicht aber konkret jeden tatsächlichen Einsatz der Quote. Ein weiteres Hindernis stellt die Begrenzung des Anwendungsbereichs des StueVerG auf das Niederspannungsnetz dar, soweit das Konzept auch auf Mittelspannungsebene umgesetzt werden soll.“ (Herz & Nienaber, 2021)

Zum Zeitpunkt der Erstellung dieses Abschlussberichts liegen in einem Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur von November 2022 Vorschläge für eine Neufassung des Energiewirtschaftsgesetzes §14a „Netzorientierte Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen“ vor. Das aktuelle Eckpunktepapier greift in einigen Punkten gut mit der flexQgrid-Lösung ineinander. Sollten die Inhalte des Eckpunktepapiers regulatorisch umgesetzt werden, so würde es eine rechtliche Grundlage für die im Projekt umgesetzte Steuerung von privater Ladeinfrastruktur und Wärmestromanlagen in der Niederspannung sowohl als Einzelanlagen als auch über ein EMS am Netzanschluss geben. Dies ist eine Grundlage für die rote Ampelphase, die in flexQgrid beschrieben wird. Die verpflichtende Teilnahme für Neuanlagen ab dem 01.01.2024 bedeutet außerdem langfristig eine ausreichende Durchdringung mit steuerbaren Anlagen in der Niederspannung für die Wirksamkeit des Netzampelkonzepts. Weiterhin bestärkt der Entwurf mit der ab 2029 verpflichtenden dynamischen Steuerung auf Basis von ortsnetzspezifischen Messdaten die Notwendigkeit für Netztransparenz auch in der Niederspannung, sodass eine weitere Grundlage des Netzampelkonzepts gesetzlich verankert würde. Die konkrete Umsetzung des Eckpunktepapiers bleibt abzuwarten.

Im Falle eines erzeugungsseitigen Engpasses würde das EMS erst einmal versuchen, mit dem Einsatz von Lasten und Batteriespeichern die Quotenanforderung am Netzanschlusspunkt umzusetzen. Ist der Einsatz dieser Anlagen jedoch nicht ausreichend, muss Einspeiseleistung reduziert werden. Für die Umsetzung dieses Konzepts müsste jedoch die Regulatorik angepasst werden, da der aktuelle Rechtsrahmen eine vollständige Erstattung entgangener Erlöse durch Abregelung vorsieht, wodurch keine Anreize gesetzt werden, erzeugungsseitige Engpässe zu vermeiden. Herausfordernd dürfte jedoch sein, die Vergütung für die vermiedene Abregelung festzulegen: Liegt die Vergütung über dem individuellen Wert des Einspeicherns oder der Lasterhöhung, werden zu viele Anreize gesetzt. Liegt die Vergütung dagegen unter dem individuellen Wert des Einspeicherns oder der Lasterhöhung, werden zu wenige Anreize gesetzt.

„Erzeugungssseitige Regelung der Teilnehmer

Grundsätzlich wäre unseres Erachtens die im Konzept geplante Reduktion der (Wirkleistungs-) Erzeugung der am Konzept teilnehmenden EE-Anlagen in der gelben Ampelphase sowohl auf Basis des vertraglich vereinbarten als auch des verpflichtenden regulatorischen Redispatch nach § 13ff. EnWG n.F. mittels einer einheitlichen Quote möglich.

Eine Umsetzung des Konzepts auf Basis eines vertraglich vereinbarten, freiwilligen Redispatch erscheint vorliegend indes nicht zielführend, da eine verpflichtende Teilnahme aller Betreiber von EE-Anlagen in einem Cluster vorgesehen ist.

Zur Teilnahme am regulatorischen Redispatch nach § 13 Absatz 1 Satz 1 Nummer 2 EnWG n.F. in Verbindung mit § 13a Absatz 1 EnWG n.F. sind alle Betreiber von EE-Anlagen im Cluster hingegen verpflichtet. Im Rahmen des regulatorischen Redispatch sind indes die folgenden Maßgaben zu beachten:

Die in § 13 Absatz 1 Satz 2, Absatz 1a und 1b EnWG n.F. vorgesehene Maßnahmenreihenfolge ist einzuhalten. Demnach ist vom Netzbetreiber zur Beseitigung eines drohenden Netzengpasses von mehreren geeigneten Maßnahmen stets diejenige auszuwählen, die voraussichtlich insgesamt die geringsten Kosten verursacht.

Dabei ist im Rahmen der Maßnahmenauswahl für die Abregelung für EE-Anlagen ein kalkulatorischer Preis anzusetzen, der so berechnet ist, dass sichergestellt ist, dass die Anpassung der Erzeugung aus EE-Anlagen nur dann erfolgt, wenn dadurch in der Regel ein Vielfaches an Reduzierung von nicht vorrangberechtigter Erzeugung (konventionelle Erzeugung) ersetzt werden kann.

Eine Abregelung der am Konzept teilnehmenden EE-Anlagen auf Basis der Quote käme deswegen immer nur dann in Betracht, wenn dies die kostengünstigste Maßnahme zur Beseitigung des Netzengpasses darstellt. Dies ist nur dann der Fall, wenn die EE-Anlagen einem im Vergleich zu konventionellen

Kraftwerken und KWK-Anlagen stark erhöhten Wirksamkeitsgrad zur Beseitigung des Netzengpasses aufweisen, wenn also weit weniger Erzeugungsleistung zur Behebung des Engpasses bei den EE-Anlagen abzuregeln ist, als bei den anderen Anlagentypen.

Die Verpflichtung zur Auswahl der kostengünstigsten Maßnahme gilt auch zwischen den am Konzept teilnehmenden EE-Anlagen selbst. Auch unter diesen ist die kostengünstigste Maßnahmenkombination zu wählen und ein jedenfalls potentiell möglicher unterschiedlicher Wirksamkeitsgrad der EE-Anlagen auf den Netzengpass zu berücksichtigen. Eine Abregelung mit einheitlicher Quote kann also nur dann erfolgen, wenn die Abregelung einzelner EE-Anlagen im Konzept im Vergleich zu einer einheitlichen Quotenzuteilung zu allen EE-Anlagen nicht eine geringere Abregelung von Erzeugungsleistung zur Folge hätte, um den jeweiligen Netzengpass zu beheben. Andernfalls sind die EE-Anlagen mit höherem Wirksamkeitsgrad vorrangig abzuregeln, bevor eine einheitliche Quotenzuteilung erfolgen kann.

Wird die Wirkleistungserzeugung der am Konzept teilnehmenden EE-Anlagen als Maßnahme des regulatorischen Redispatch reduziert, sind den betroffenen Anlagenbetreibern die durch den Redispatch entgangenen Einnahmen vollumfänglich zu ersetzen. Weiterhin ist gegenüber dem Bilanzkreisverantwortlichen der Anlage ein bilanzieller Ausgleich für die abgeregelte Strommenge vorzunehmen.

Ein solcher bilanzieller Ausgleich ließe sich – auch im Falle eines Quotenhandels – unseres Erachtens realisieren.

Der vollständige finanzielle Ausgleich könnte den Quotenhandel auf der Einspeiseseite gegebenenfalls unattraktiv machen, da der Anreiz, die Möglichkeit unbeschränkter Einspeiseleistung auf dem Sekundärmarkt zu erwerben, angesichts des finanziellen Ausgleichs gering sein dürfte. Ein Anreiz zum Quotenerwerb könnte aber ggf. die dadurch erworbene Möglichkeit sein, den nicht abgeregelten Strom vor Ort zu speichern und später zu nutzen.

Indes dürfte der Quotenhandel auf der Veräußererseite unattraktiv sein, da ein im Rahmen des Quotenhandels erzielter Erlös unseres Erachtens auf den Entschädigungsanspruch anzurechnen wäre. Der Betreiber hätte durch die Veräußerung der Quote also wohl keinen unmittelbaren finanziellen Vorteil. Diesbezüglich lässt sich allerdings (auch) eine andere Auffassung vertreten, wonach Erlöse aus dem Quotenhandel nicht anzurechnen sind, was die Attraktivität des Quotenhandels zwangsläufig erhöhen würde.

Ohne den vollständigen finanziellen Ausgleich kann in verschiedenen Szenarien ein wirtschaftliches Interesse der Prosumer am Quotenhandel entstehen. Grundlegende Voraussetzung ist dabei aber wohl in wirtschaftlicher Hinsicht, dass Anlagen im Cluster existieren, die unterschiedliche Einnahmen pro eingespeiste kWh Strom erzielen.“ (Herz & Nienaber, 2021)

Durch eine vollständige Erstattung der entgangenen Erlöse bei der Abregelung von Einspeiseleistung wird einen Quotenhandel für Erzeuger unattraktiv. Das Projektteam sieht daher folgende Möglichkeiten mit diesem Problem umzugehen:

Tabelle 11: Vor- und Nachteile der Vergütung der Abregelung von Einspeiseanlagen

Variante	Vorteile	Nachteile
Entgangene Einspeisung nicht vergüten, verringertes Netzentgelt ist ausreichend	Einfache Umsetzung	Könnte zu geringer Akzeptanz führen
Einspeisung wird bei Quotenabruf vergütet wie eine Abregelung beim Einspeisemanagement	Evtl. hohe Akzeptanz	Die Vergütung ist u.U. zu hoch, wenn die Erzeugungsanlage nicht abgeregelt wird und der Kunde den Strom selbst verbraucht oder einspeichert (dadurch verringert sich später sein Bezug)
Einspeisung wird bei Quotenabruf vergütet mit: ([Energiekosten des optimalen Fahrplans vor der Quote] - [Energiekosten des quotenrestringierten Fahrplans vor Handel]) x EEG-Vergütung – [Anteil eigenverbrauchter Strom] x Strombezugspreis	Evtl. hohe Akzeptanz, genaue Vergütung der Nachteile	Aufwendig

Bezüglich der Sekundärhandelsplattform sieht das Gutachten folgenden regulatorischen Rahmen:

„Ergebnisse zur Entflechtung

Die Entflechtungsvorgaben des EnWG stehen der Umsetzung des Konzepts nach unserer Auffassung nicht generell entgegen, erschweren die praktische Umsetzung des Konzepts auf Grund der Vorgaben zur informationellen Entflechtung aber gegebenenfalls erheblich.

Die zentrale Frage ist hierbei, ob der Betrieb der Plattform dem Netzbetrieb im Sinne der Entflechtungsvorgaben zuzuordnen ist. Sofern es sich bei dem Betrieb der Sekundärhandelsplattform um Netzbetrieb handelt, kann der Verteilernetzbetreiber den Betrieb der Plattform übernehmen, ohne dass er in dieser Hinsicht weitergehende Entflechtungsvorgaben befolgen müsste.

Ob der Betrieb der Plattform dem Netzbetrieb zuzuordnen ist, lässt sich allerdings rechtlich nicht mit abschließender Sicherheit feststellen, da uns keine Rechtsprechung oder regulierungsbehördliche Entscheidung bekannt ist, die eine vergleichbare Thematik behandelt und das Konzept und die Umsetzung einer Sekundärhandelsplattform sich nicht trennscharf in die klassische Entflechtungssystematik einordnen lassen.

Die überwiegenden Argumente sprechen wohl dafür, dass der Betrieb der Sekundärhandelsplattform jedenfalls potentiell einen wettbewerblich gesteuerten Bereich der Energiewirtschaft darstellt und daher auf Grund teleologischer Gesichtspunkte nicht dem Netzbetrieb zuzuordnen ist und entsprechend die Entflechtungsvorgaben zu beachten sind. Eine andere Auffassung ist hier allerdings durchaus vertretbar.

Von den dann zu beachtenden Entflechtungsvorgaben werfen nur die der informationellen Entflechtung Probleme auf, die der Umsetzung des Konzepts entgegenstehen könnten. Diese sind unabhängig davon zu beachten, ob der Netzbetreiber und der Plattformbetreiber im Rahmen eines vertikal integrierten Unternehmens verbunden sind, oder nicht.

Die Offenlegung von Messdaten zu den jeweiligen Prosumern vom Netzbetreiber gegenüber dem Betreiber der Sekundärhandelsplattform wäre nach der aus unserer Sicht überzeugendsten Auffassung nur auf Basis einer diskriminierungsfreien Einwilligung des jeweiligen Prosumers möglich.

Weiterhin müsste die Informationsweitergabe dann tatsächlich diskriminierungsfrei gegenüber sämtlichen potentiellen Marktteilnehmern, also den Betreibern von Sekundärhandelsplattformen erfolgen.

Die Umsetzung dieser Vorgabe setzt voraus, dass sämtliche potentiellen Marktteilnehmer, die an den Plattformbetreiber übermittelten Informationen so übermittelt erhalten, dass sie diese zum gleichen Zeitpunkt wahrnehmen können, wie der Betreiber der Sekundärhandelsplattform und auch sonst kein wettbewerblicher Nachteil auf Grund der Art der übermittelten Informationen zu erwarten wäre.

Auch die vom Netzbetreiber dem jeweiligen Prosumer zugeordnete Quote kann dem Betreiber der Sekundärhandelsplattform nur unter den beschriebenen Voraussetzungen übermittelt werden.

Es ist nicht auszuschließen, dass eine Übermittlung der für den Betrieb der Sekundärhandelsplattform notwendigen Daten gegenüber dem Betreiber der Sekundärhandelsplattform auf einem anderen Kommunikationsweg als demjenigen der zur Übermittlung der Information gegenüber den übrigen Marktteilnehmern genutzt wird einer diskriminierungsfreien Übermittlung von Informationen entgegensteht.

Auf Grund möglicher divergierender Rechtsauffassungen zu für die Bewertung der Vereinbarkeit des Konzepts mit den Entflechtungsvorgaben wesentlichen Fragestellungen halten wir es für rat-am, diesbezüglich eine Anfrage bei der Bundesnetzagentur zu stellen. Diese sollte folgende Fragestellungen umfassen:

Ist der Betrieb einer Sekundärhandelsplattform als Netzbetrieb im Sinne der Entflechtung einzuordnen oder fällt er in den Marktbereich?

Bedarf es aus Sicht der Bundesnetzagentur einer diskriminierungsfreien Weitergabe der Informationen über den Netzkunden oder reicht eine bloße (nicht diskriminierungsfreie) Einwilligung des jeweiligen Prosumers zur Weitergabe der Informationen nur an den Betreiber der Sekundärhandelsplattform aus, um den Vorgaben des § 6a Absatz 1 EnWG gerecht zu werden?

Die übrigen Entflechtungsvorgaben zur buchhalterischen, rechtlichen und operationellen Entflechtung sollten der Umsetzung des Konzepts nicht entgegenstehen.“ (Nienaber & Bringewat, 2021)

„Ergebnisse zu weiteren regulierungsrechtlichen Fragestellungen / Vergaberecht

Der Betreiber der Sekundärhandelsplattform ist nach unserer Auffassung bei der Umsetzung der Sekundärhandelsplattform nicht an die Vorgaben der Fairness und Transparenz (VO (EU) 2019/1150) gebunden.

Selbst bei einer anderen rechtlichen Einordnung würden die Vorgaben der Fairness und Transparenz (VO (EU) 2019/1150) der Umsetzung des Konzepts jedenfalls nicht entgegenstehen.

Nach unserem derzeitigen Kenntnisstand von der geplanten Umsetzung der Sekundärhandelsplattform dürfte diese nicht den finanzregulierungsrechtlichen Vorschriften des KWG oder des WPhG unterworfen sein. Das Börsengesetz greift auch nicht ohne weiteres ein, allerdings weist die geplante Handelsstruktur eine deutliche Nähe zu einer Börsenarchitektur auf. Die folgend dargestellten vertragsrechtlichen Hemmnisse suggerieren daher unseres Erachtens, die Errichtung einer Börse genauer zu prüfen.

Es ist allerdings nicht auszuschließen, dass andere regulatorische Vorgaben aus dem Bereich der Finanzregulierung existieren, die vom Betreiber der Plattform zu beachten sind.

Die Beauftragung der Umsetzung der Handlungsplattform außerhalb einer In-House-Vergabe unterläge der Ausschreibungspflicht. Die Plattformteilnahme ist nach unserer Wertung vergabe-rechtlich neutral.

Nach einstweiliger Einordnung sind wir der Auffassung, dass die Sekundärhandelsplattform entweder den Anforderungen des § 11 Absatz 1a EnWG oder des § 11 Absatz 1b EnWG und der jeweiligen korrespondierenden IT-Sicherheitskataloge im der Bundesnetzagentur sowie des § 11 Absatz 1c bis 1e EnWG genügen muss, sofern es auf Grund von Störungen im Rahmen der Sekundärhandelsplattform möglich ist, dass eine Einspeisung und/oder ein Verbrauch im Cluster möglich ist, der den Rahmen der dem Cluster kollektiv zugeteilten Quote überschreitet. Die Sekundärhandelsplattform wäre dann entweder als kritische Infrastruktur im Sinne des § 11 Absatz 1b EnWG in Verbindung mit der BSI-Kritis-Verordnung („BSI-KritisV“) einzuordnen oder auf Grund der Zuordnung zum Netz einem Anforderungsprofil mit vergleichbarem Schutzniveau unterworfen wie Einrichtungen der kritischen Infrastruktur.

Da die Anforderungen die Implementierung technischer Mindeststandards vorsehen, ist es uns nicht möglich zu beurteilen, ob die Erfüllung der Anforderungen der Umsetzung des Konzepts entgegensteht. Dies würde den Rahmen einer juristischen Machbarkeitsstudie sprengen.“ (Nienaber & Bringewat, 2021)

„Ergebnisse zum Datenschutz

Hinsichtlich der intelligenten Messsysteme wirft das Konzept keine unüberwindbaren datenschutzrechtlichen Probleme auf. Es ist allerdings sehr genau auf die Einhaltung der relevanten Vorgaben des MsbG, insbesondere aus § 60 – Übermittlung der Messwertdaten erst am Folgetag -, zu achten. Sollen die Daten bereits vor Ablauf des Tages der Messung übermittelt werden bzw. in anderer Weise von den gesetzlichen Vorgaben des MsbG abgewichen werden, ist eine Einwilligung zu dieser Datenübermittlung vonnöten. Die Einwilligung tritt neben die gesetzlichen Vorgaben des MsbG und erlaubt dadurch jegliche über das MsbG hinausgehende Datenverarbeitung.

Von der Datenverarbeitung ist – soweit von der Einwilligung abgedeckt – auch die Datenübermittlung an Dritte erfasst. Hierdurch kann eine Übermittlung der relevanten Daten vom Netzbetreiber an den Betreiber der Sekundärhandelsplattform ermöglicht werden, soweit diese personenverschieden sind. Es ist auf die Einhaltung der Voraussetzungen für die Erteilung einer Einwilligung im Sinne der DSGVO zu achten. Es kann sich zwar auch aus den gesetzlichen Zulässigkeitstatbeständen im Rahmen des MsbG eine Zulässigkeit der Übermittlung von Daten an Dritte (Betreiber der Sekundärhandelsplattform) ergeben, jedoch unterliegt diese Übermittlung dann den strengen Grenzen des MsbG. Deshalb und auch auf Grund der möglichen Notwendigkeit der Einhaltung der Vorgaben der informatorischen Entflechtung ist die Erteilung einer Einwilligung hier vorzuziehen.

Bei den Daten, die von den intelligenten Messsystemen übermittelt werden, handelt es sich um personenbezogene Daten, sodass hier die Grundsätze der Datenverarbeitung nach der DSGVO beachtet werden müssen. Insbesondere zählen hierzu die Grundsätze der Zweckbindung (Verarbeitung nur im Rahmen des in der Einwilligung/des Vertrages vorgesehenen Zweckes) und der Datenminimierung (sparsamer Umgang mit den zu verarbeitenden Daten).

Auch bei den Daten, die auf der Blockchain gespeichert werden, handelt es sich im Ergebnis um personenbezogene Daten, da der Netzbetreiber über das Mapping eine Zuordnung zu realen Marktteilnehmern durchführen kann. Somit muss die Verwirklichung der Betroffenenrechte im Sinne der DSGVO sichergestellt werden. Hierzu zählt insbesondere auch das Recht auf Vergessenwerden.

Der Netzbetreiber, bei dem das Mapping liegt, ist Verantwortlicher im Sinne der DSGVO. Er ist Adressat für die Verwirklichung der Betroffenenrechte.

Wenn das Mapping gelöscht wird und die Hashes auf der Blockchain somit keinem Objekt mehr zugeordnet werden können, verlieren die Hashes ihre Qualität als personenbezogene Daten. Auf diese Weise kann das Recht auf Vergessenwerden im Sinne der DSGVO gewahrt werden.“ (Nienaber & Bringewat, 2021)

„Ergebnisse zur Vertragsgestaltung

Die derzeitige Konzeption des Sekundärhandels ist nach unserer Auffassung nicht mit den anwendbaren Bestimmungen des (Verbraucher-)Vertragsrechts vereinbar.

Es ist zweifelhaft, ob eine technische Umstellung oder Ergänzung des Konzepts im Hinblick auf die Umsetzung des Sekundärhandels, mit denen die Anforderungen des Verbrauchervertragsrechts eingehalten würden, hier zielführend ist.

Die Implementierung bestimmter, im Rahmen des Verbrauchervertragsrechts erforderlicher Informations- und Zustimmungspflichten würde die weitgehend automatisierten Abläufe stören bzw. verunmöglichen. Ein geringerer Grad an Automatisierung könnte den Handel allerdings schwerfällig und letztlich unattraktiv machen.

Weiterhin ist es naheliegend, dass die Umsetzung bestimmter Vorgaben des Verbrauchervertragsrechts zu rechtlichen Folgeproblemen im datenschutzrechtlichen Bereich führen kann.

Auch bestehende Widerrufsrechte der Verbraucher gefährden unabhängig von der technischen Ausgestaltung des Konzepts die Attraktivität des Sekundärhandels für Unternehmer und führen zu Unsicherheiten bezüglich der Pflicht zur Einhaltung der Quoten zu Zeitpunkten, in denen nach dem Konzept eine feste Quote für alle Prosumer vorausgesetzt wird.

Angesichts dessen scheint es uns naheliegender, den Anwendungsbereich des Verbrauchervertragsrechts im Konzept zu umgehen, anstatt den Versuch zu unternehmen, das Verbrauchervertragsrecht im Konzept umzusetzen.

Dies wäre möglich, indem Unternehmer generell vom Konzept ausgeschlossen werden und der Sekundärhandel nur für Verbraucher eröffnet wird.

Selbst in diesem Fall besteht allerdings das Problem, dass der Übergang vom Status des Verbrauchers zum Status des Unternehmers fließend und abhängig vom Umfang des vom jeweiligen Prosumer betriebenen Handels auf der Plattform ist. Entsprechend müssten restriktive Grenzen bestimmt werden, die sicherstellen, dass einzelne Prosumer ihren Verbraucherstatus nicht durch zu umfangreichen Handel verlieren.

Ein weiterer Lösungsansatz ist nach unserer Auffassung die Organisation der Sekundärhandelsplattform als Börse im Sinne des Börsengesetzes. Die geplante Architektur weist eine erhebliche Nähe zu den Handlungsvorgaben des Börsengesetzes auf. Die Errichtung einer Börse löste die (verbraucher-)vertragsrechtlichen Hindernisse voraussichtlich auf und ließe die gewünschte Unabhängigkeit der handelnden Akteure zu. Eine abschließende Bewertung dieser Option sollte durch Spezialisten aus dem Bereich der Finanzregulierung / Börsenregulierung geprüft werden.“ (Nienaber & Bringewat, 2021)

8.2. Fahrplantreue und Pönalisierung

Im Rahmen des Feldtests wurde die Quote in der gelben Phase als oberer Grenzwert implementiert.

Für die Einhaltung der Quote und dem damit verbundenen Pönalsystem gibt es eine Reihe von Ausgestaltungsmöglichkeiten. Es geht darum die Pönale so zu gestalten, dass von ihr Anreize ausgehen, die für eine bessere Netzstabilität und Planbarkeit sorgen. Ziel ist es, dass das System aus gelber Ampelphase, Markt und roter Ampelphase sowohl für die Teilnehmer als auch für den Netzbetreiber attraktiver ist als eine reine Abregelung.

Welche Eigenschaften sollte ein Pönalsystem aus Sicht der Teilnehmer haben?

Um Planbarkeit zu gewährleisten, müssen die Pönale bekannt und möglichst deterministisch sein, um sich bestmöglich darauf einstellen zu können.

Die Erreichbarkeit der Ziele muss in der Kontrolle der Teilnehmer liegen. Wenn die Erreichbarkeit weniger durch die eigene Kontrolle als durch externe Faktoren bestimmt wird, kann kaum eine Anreizfunktion erreicht werden.

Grundsätzlich wünschen sich die Teilnehmer eine möglichst hohe und flexible Nutzung der Netzkapazität, ohne dafür Strafen zahlen zu müssen.

Welche Eigenschaften sollte ein Pönalsystem aus Sicht der Netzbetreiber haben?

Die Einnahmen aus Pönalen müssen höher sein als die durch Fehlverhalten verursachten Kosten.

Es sollen Anreize geschaffen werden, damit sich die Teilnehmer langfristig planbar verhalten (z.B. durch möglichst gute Fahrplantreue).

Außerdem sollen unnötige Abregelungen vermieden werden. Wenn genügend Netzkapazität vorhanden ist, soll diese auch genutzt werden können.

Mögliche Bestandteile von Pönalen und deren Bewertung

Pönale bei Nichterfüllung der Quote (grüne Ampel)

Möglichkeiten:

- Grundsätzlich keine Pönale ohne Quote
- Auch bei grüner Ampel gilt die Fahrplaneinhaltung und es kann zu Pönalen kommen.

Auch bei grüner Ampel sollte die Fahrplantreue gelten und Abweichungen mit Pönalen bestraft werden, da sonst das Fehlen einer Quote durch extremes Verhalten ausgenutzt werden kann, das zu Netzproblemen führen kann.

Ein Beispiel: Wenn alle Nachbarn eines Stranges aus Erfahrung wissen, dass es abends eine Quote gibt, könnten sie sich zusammentun und für den entsprechenden Zeitraum bewusst falsche Fahrpläne melden, so dass es zu keiner Quote kommt. Da es keine Quote gibt, können sie trotz ihres netzschädigenden Verhaltens nicht bestraft werden.

Bindung an Fahrplan

Möglichkeiten:

- Ober- oder Untergrenze
- Band oder Hüllkurve um den Fahrplan
- Unterschiedliche Höhe der Strafe bei Verletzung der Ober- oder Untergrenze
- Dynamische oder statische Bänder

Der Fahrplan stellt eine Prognose dar und ist als solche mit erheblichen Unsicherheiten behaftet. Damit die Sanktionierung einen Anreiz für die Teilnehmer darstellt, sich daran zu halten, muss die Höhe bzw. die Vermeidung der Sanktion planbar sein und die Möglichkeit bestehen, das Verhalten ausreichend zu beeinflussen. Wird die mögliche Abweichung vom Fahrplan zu eng gefasst, gleicht die Pönalisierung aus Sicht der Teilnehmer einer Lotterie und die Ausrichtung des eigenen Verhaltens wird nahezu sinnlos. Die Bandbreite muss daher so groß sein, dass die Teilnehmer die Möglichkeit haben, durch eigene Anstrengungen in Bezug auf Prognosegüte und Steuerung innerhalb des pönalenfreien Rahmens zu bleiben. Die Mindestgröße des Bandes sollte sich daher aus den technischen Möglichkeiten der Prognose und Steuerung ergeben. Andererseits dürfen die Bandbreiten nicht zu groß gewählt werden. Je größer die Bandbreiten gewählt werden, desto mehr "Puffer" müssen bei der Quotenbildung eingeplant werden. Dies würde in der Regel zu restriktiveren Quoten führen. Auch die Planbarkeit, z.B. im Hinblick auf übergeordnete Spannungsebenen, leidet bei sehr großen Bändern. Eine Möglichkeit wäre, dass die Teilnehmer die Größe der Bänder selbst wählen können, wobei sich die Wahl für schmalere Bänder finanziell positiv auswirken sollte.

Dadurch würden Informationen über die Machbarkeit und Zuverlässigkeit der Fahrpläne an den Netzbetreiber weitergegeben, was dort zu einer besseren Planbarkeit führen kann. Darüber hinaus besteht ein Anreiz für die Teilnehmer, ihre Prognose und Steuerung so anzupassen, dass sie in ein für sie finanziell attraktiveres schmaleres Band wechseln können.

Eine Möglichkeit für den Netzbetreiber, die Sensitivität der Quote zu signalisieren, könnten dynamische Bandgrößen sowie eine dynamische Bewertung der Abweichung nach oben oder unten sein. Wenn die gemeldeten Fahrpläne eine grüne Ampel ergeben, könnten entsprechend der geringen Sensitivität der Quote breitere Bänder festgelegt werden, da eine Abweichung nicht zu einem Schaden führt. In ähnlicher Weise könnte die geringe Sensitivität bei einer Verletzung der unteren oder oberen Grenze der Verbrauchs- oder Erzeugungsquoten mit geringeren Sanktionen belegt werden als eine Überschreitung in die Richtung, in der die Quote liegt. Der Nachteil derartiger dynamischer Bänder liegt in der damit verbundenen höheren Komplexität. Sie müssen jeweils berechnet, von den Teilnehmern umgesetzt und bei der Ermittlung der Pönale berücksichtigt werden.

Umgang mit zusätzlich verfügbarer Netzkapazität bei grüner Ampel

Möglichkeiten:

- Keine Freigabe der zusätzlich verfügbaren Netzkapazität
- Nachträgliche Berücksichtigung der zusätzlich verfügbaren Netzkapazität bei der Berechnung der Pönale
- Kommunikation der zusätzlich verfügbaren Netzkapazität vor der Periode. Entweder als reine Information (in Verbindung mit der Lockerung der Pönale) oder zur Aufteilung auf die

Teilnehmer. Die Verteilung an die Teilnehmer kann zu gleichen Teilen oder über den Markt erfolgen.

Grundsätzlich sollte möglichst viel unproblematisch nutzbare Netzkapazität freigegeben werden.

Damit sich die Teilnehmer auf die Pönale einstellen und diese in die Überlegungen zur Fahrplannerstellung und zur Steuerung der Betriebsmittel einbeziehen können, sollte die Pönalfunktion bereits im Vorfeld festgelegt werden. Eine nachträgliche Verhängung von Pönalen ist aus dieser Sicht nicht zu befürworten. Die zusätzlich freie Netzkapazität würde dann nur von denjenigen Teilnehmern genutzt, die bewusst außerhalb der eigentlich zulässigen Abweichung agieren und damit Pönalen in Kauf nehmen.

Für die Vergabe der zusätzlichen freien Netzkapazität gibt es mehrere Möglichkeiten. Im einfachsten Fall wird sie gleichmäßig auf alle Teilnehmer verteilt. Die zusätzliche Freigabe führt zu einer Verbreiterung der zulässigen Bänder. Die Verteilung kann absolut oder relativ zu den angemeldeten Fahrplänen erfolgen. Es ist davon auszugehen, dass die Nutzungsmöglichkeiten der Zusatzfreigaben relativ zu den bereits angemeldeten Fahrplänen sind. Ein Teilnehmer, der über große Anlagen verfügt und daher bereits relativ große Mengen im Fahrplan angemeldet hat, kann die zusätzliche Freigabe besser nutzen als ein Teilnehmer, der nicht über solche großen Anlagen verfügt.

Eine noch bessere Allokation ließe sich erreichen, wenn die zusätzlich verfügbaren Kapazitäten versteigert würden.

Die Teilnehmer könnten dann entsprechend ihrem Nutzen, ausgedrückt in ihrer Zahlungsbereitschaft, Gebote abgeben. Diese Auktion könnte auch in den normalen Sekundärmarkt integriert werden, indem die Restkapazität als Gebot ohne Preis (Nullpreis) angeboten wird.

Höhe der Sanktion in Abhängigkeit von der Häufigkeit der Abweichung

Möglichkeiten

- Höhe der Sanktion unabhängig von der Häufigkeit der Abweichung
- Sanktion nur bei wiederholter Nichteinhaltung der Quote
- Höhe der Sanktion steigt mit der Anzahl der Verstöße
- Ausschluss aus dem Quotenmodell im Wiederholungsfall

Die Strafzahlungen sollen sicherstellen, dass die Teilnehmer die Fahrpläne möglichst genau einhalten und diese nicht als "geplante" Kosten in die Kalkulation der Teilnehmer einfließen. Dies setzt voraus, dass die Höhe der Pönale so bemessen ist, dass eine bewusste Inkaufnahme der Pönale nie in Frage kommt und es für die Teilnehmer immer günstiger ist, gute Fahrpläne anzumelden und entsprechend zu steuern. Auch bei guten Prognosen und guter Steuerung kann es z.B. aufgrund besonderer Umstände zu einer Pönalisierung kommen. Um im Sinne des Systems "gut" agierende Teilnehmer bei einzelnen Verstößen nicht zu hart zu bestrafen, könnte die Höhe der Pönale von der Anzahl der Verstöße abhängig gemacht werden. Alternativ könnte jedem Teilnehmer eine bestimmte Anzahl von Freischüssen, d.h. Fahrplanabweichungen ohne Pönale, zugestanden werden. Bei wiederholtem Fehlverhalten ist auch ein Ausschluss aus dem Quotenmodell denkbar. Dieser hätte zur Folge, dass die gesamte Leistung als unbedingte Leistung zu bezahlen wäre (höheres Netzentgelt).

Berücksichtigung von Störungen: Zuweisung von Verantwortungsbereichen

- Störungen in den Verantwortungsbereich des Teilnehmers legen (d.h. er muss Pönalen zahlen, die durch den Ausfall der von ihm genutzten Kommunikation, seiner Gerätesteuerung etc. verursacht werden).

- Bereitstellung von Informationen (Fahrplan, Kontingente, Angebote) transparent nachweisbar machen

Grundsätzlich sollte alles in den Verantwortungsbereich des Teilnehmers gelegt werden, worauf der Teilnehmer und nicht der Netzbetreiber Einfluss hat. Konnte z.B. eine Quote aufgrund eines Internetausfalls nicht empfangen werden oder konnte eine Anlage aufgrund eines defekten Steuergerätes nicht gesteuert werden, so ist es Aufgabe des Teilnehmers, seine Ansprüche gegenüber dem Internetprovider bzw. dem Hersteller geltend zu machen. Der Teilnehmer hat durch die Auswahl des Internetproviders und des Herstellers sowie durch die ordnungsgemäße Wartung und Instandhaltung der Geräte bzw. durch die Anschaffung von Backup-Systemen Einflussmöglichkeiten, nicht jedoch der Netzbetreiber.

Ein möglicher Streitpunkt könnte die Kommunikation von Fahrplänen, Quoten und Marktgeboten sein. Ein Teilnehmer könnte sich auf den Standpunkt stellen, dass ihm vom Netzbetreiber keine Quote übermittelt wurde oder, wenn diese auf einem Server abrufbar ist, dass sie dort zu spät eingestellt oder sogar nachträglich verändert wurde. Eine Lösung, die im Rahmen des flexQgrid-Projekts untersucht wurde, ist, dass diese Daten (Fahrplan, Quote, Gebote) in ein Distributed Ledger (z.B. eine Blockchain) geschrieben werden. Wenn es sich um sensible Informationen handelt, besteht die Möglichkeit, diese verschlüsselt in das Distributed Ledger zu schreiben. Durch das Schreiben auf ein solches System wird der dann unveränderliche Wert eindeutig dokumentiert und mit einem Zeitstempel versehen. Darüber hinaus ist im Vergleich zu einem einzelnen Server eine extrem hohe Verfügbarkeit gegeben. Der Netzbetreiber (im Falle von Quoten) bzw. der Teilnehmer (im Falle von Fahrplänen und Geboten) kann somit zweifelsfrei nachweisen, welche Information die Gegenseite zu welchem Zeitpunkt abrufen konnte.

Pönale relativ oder absolut zur Fahrplanabweichung?

Pönalen dienen der Sicherung der Netzstabilität. Als solche sollte ihre Höhe proportional zur Gefährdung der Netzstabilität sein.

Für die Netzstabilität sind in erster Linie absolute Werte relevant.

Damit wird auch zum Ausdruck gebracht, dass insbesondere die Betreiber großer Verbraucher und Erzeuger eine besondere Verantwortung haben, während kleine Verbraucher und Erzeuger entlastet werden.

Höhe der Pönale

Möglichkeiten:

- Fixer Betrag bei Überschreitung
- Betrag proportional zur Überschreitung
- Abhängig vom verursachten Schaden

Damit sich die Teilnehmer auf die Pönale einstellen können, sollte diese für sie planbar sein. Die Höhe des verursachten Schadens ist für die Teilnehmer leider nicht planbar. Eine Strafe, die proportional mit der Höhe der Überschreitung steigt, ist sinnvoll, da es für die Netze durchaus eine Rolle spielt, um wie viel der zulässige Bereich verlassen wurde. Dies sollte sich auch in der Pönalfunktion widerspiegeln. Die Höhe der Pönale muss so bemessen sein, dass eine möglichst gute Prognose und Steuerung initiiert wird. Insbesondere muss die Strafe ein Vielfaches einer möglichen Einsparung am Markt betragen. Die Beschaffung zusätzlicher Leistung am Markt muss immer günstiger sein als die Zahlung der Pönale.

Zeitlicher Abstand zur Ankündigung der Pönale

Damit Pönalen die gewünschte Wirkung entfalten können, sollten sie so früh wie möglich bekannt gegeben werden. Bei Modellen, bei denen die Pönale mit der Anzahl der Verstöße ansteigt, ist es aus Gründen der Transparenz für den Verbraucher sogar notwendig, dass er so schnell wie möglich von einer gegen ihn verhängten Pönale erfährt. Die genaue Berechnung kann aber erst erfolgen, wenn die endgültigen Zählwerte vorliegen. Da dies einige Zeit in Anspruch nehmen kann, könnte ein zweistufiges Verfahren sinnvoll sein: Eine Verkündung der geschätzten Strafen auf der Basis vorläufiger Messwerte und eine Rechnungsstellung nach Vorliegen aller relevanten Messwerte.

Zusammenfassung

Insgesamt lässt sich zusammenfassen, dass die Pönalen so hoch sein müssen, dass Fehlverhalten wirksam bestraft wird und sich nicht lohnt. Damit das Gesamtsystem trotz hoher Pönalen für die Teilnehmer attraktiv bleibt, müssen die Pönalen so gestaltet sein, dass sie wirklich nur bei Fehlverhalten ausgelöst werden. Mit der Ausgestaltung der Bandbreiten, der Freischüsse und der Verteilung der Restkapazität stehen viele Möglichkeiten zur Verfügung, um mit dem Pönalsystem die richtigen Anreize zu setzen.

8.3. Präferenzen von gewerblichen und privaten Verbrauchern

Die Akzeptanz sowie aktive Teilnahme am Quotenmodell vonseiten der Verbraucher sind zur Entfaltung des vollen Potenzials des Quotenmodells unerlässlich.¹ Daher ist es notwendig, die Akzeptanz und Präferenzen verschiedener Akteure im Vorhinein in Erfahrung zu bringen. Im Rahmen des Projekts wurden dazu verschiedene empirische Studien durchgeführt, die sich in ihren konkreten Fragestellungen, den Zielgruppen sowie der Methodik unterscheiden. Insgesamt sollen die Ergebnisse ein Bild davon liefern, wie das Quotenmodell in verschiedenen Bereichen implementiert werden könnte und welche Faktoren dazu verbraucherseitig als Treiber bzw. Barrieren zu erwarten sind.

Die durchgeführten Untersuchungen und ihre Ergebnisse werden im Folgenden in drei Unterkapiteln präsentiert. Die Unterkapitel umfassen folgende Inhalte:

- **Gewerbe und Industrie:** Zuerst werden die Erkenntnisse aus den Studien zum Quotenmodell in Gewerbe und Industrie in Unterkapitel 8.3.1 präsentiert. Diese fußen auf vier unabhängigen empirischen Studien, die aus einer qualitativen Interviewstudie, einer Fokusgruppenstudie sowie zwei quantitativen Studien bestehen. Im Rahmen der Interviewstudie wurden Experten aus verschiedenen Gewerbe- und Industriesektoren zur Akzeptanz des Quotenmodells sowie den ausschlaggebenden Treibern und Barrieren befragt. Die Fokusgruppenstudie und die beiden quantitativen Studien haben dagegen einen Fokus auf Angestellte, die in klimatisierten Bürogebäuden arbeiten. Die Präferenzen hinsichtlich einer Teilnahme am Quotenmodell wurden in diesem Kontext mit drei unterschiedlichen methodischen Ansätzen analysiert.
- **Haushalte:** Im zweiten Unterkapitel werden die Präferenzen für das Quotenmodell von privaten Haushalten vorgestellt. Zwei empirische Analysen geben Einblicke in die individuellen Motivationen und Überzeugungen einer deutschlandweit repräsentativen Stichprobe und untersuchen individuelle Präferenzen hinsichtlich verschiedener Ausgestaltungsvarianten des Quotenmodells. Eine weitere Studie komplementiert dies mit einer technischen Perspektive, die den Automatisierungsgrad und die damit zusammenhängenden Vorteile verschiedener Haushaltsgeräte (z.B. Wallboxen) für private Haushalte untersucht.

¹ Aus Gründen der leichteren Lesbarkeit wird im vorliegenden Kapitel die gewohnte männliche Sprachform bei personenbezogenen Substantiven und Pronomen verwendet. Dies impliziert jedoch keine Benachteiligung eines Geschlechts, sondern soll im Sinne der sprachlichen Vereinfachung als geschlechtsneutral zu verstehen sein.

- **Feldtestteilnehmer:** Während sich die Studien im zweiten Unterkapitel mit den Präferenzen eines repräsentativen Panels beschäftigen, wird im dritten Unterkapitel 8.3.3 speziell auf den Feldtest im Rahmen des Projekts eingegangen. Die am Feldtest beteiligten Haushalte wurden mehrmals zu ihrer Wahrnehmung des Quotenmodells sowie zur Wahl individueller Ladestrategien für das E-Auto befragt.

Die Mehrheit der aufgeführten Studien sind zum Zeitpunkt dieses Berichts bereits publiziert, sodass die Ergebnisse im Detail in der jeweiligen Publikation zu finden sind. Die Referenzen zu den Publikationen sind in den Unterkapiteln und den dazugehörigen Abschnitten zu finden.

8.3.1. Gewerbe & Industrie

Studie 1: Interviewstudie zur Wahrnehmung des Quotenmodells in Gewerbe und Industrie

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf den Vortrag „Barriers to Demand Response in the Commercial and Industrial Sectors - an Empirical Investigation“, der 2022 auf der Konferenz *Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems* gehalten wurde (Scharnhorst, Sloot, Lehmann, Ardone, & Fichtner, 2022).

Die zunehmende Dezentralisierung der Energieerzeugung, vorwiegend mittels Wind- und Photovoltaikanlagen erfordert in Zukunft eine verstärkte Flexibilisierung des Verbrauchs, der sich an die volatilen Verhältnisse in der Energieerzeugung anpasst. Der Gewerbe- und Industriesektor nimmt in Deutschland mit einem Verbrauch von 1.084 TWh einen erheblichen Anteil am Energieverbrauch ein (Umweltbundesamt, 2022). Trotz des hohen theoretischen Potenzials in diesem Sektor, Flexibilitäten beispielsweise im Rahmen eines Quotenmodells bereitzustellen, existiert eine entscheidende Forschungslücke hinsichtlich der Frage, inwieweit dieses Potenzial tatsächlich erschlossen und genutzt werden kann. Die Untersuchung dieser Forschungslücke erfordert die Identifizierung von Treibern und Barrieren, die für den Übergang von theoretischem zu nutzbarem Potenzial entscheidend sind.

Im Gegensatz zur Erforschung dieser Treiber und Barrieren im Kontext privater Haushalte ist das Bereitstellen von Flexibilität im gewerblichen Kontext noch vergleichsweise unerforscht. Die Identifikation relevanter Barrieren wurde daher in einem ersten Schritt mittels einer qualitativen Interviewstudie über verschiedene Industrie- und Gewerbebranchen durchgeführt. Der Kontakt zu den Interviewpartnern erfolgte zunächst über Gewerbe- und Industrieverbände, die wiederum auf Kontakte zu spezifischen Unternehmen weiterverweisen konnten. Die insgesamt 20 semi-strukturierten Interviews wurden mit Experten aus den Verbänden sowie den Unternehmen durchgeführt (z.B. Geschäftsführer oder Energieexperten). Durchschnittlich dauerten die Interviews etwa 45 Minuten und gliederten sich in drei grobe Teile. Zu Beginn wurden allgemeine Informationen und Kennzahlen zur Branche/zum Unternehmen abgefragt, insbesondere zum Energieverbrauch. Im zweiten Teil wurde das technische Potenzial zur Teilnahme an DR-Programmen wie dem Quotenmodell abgeschätzt, indem die relevantesten Anlagen hinsichtlich ihrer Leistung und Flexibilität abgefragt wurden. Im dritten und letzten Teil wurden weitere Treiber und Barrieren der Teilnahme am Lastmanagement eruiert, die sich über technische Restriktionen hinaus auf wirtschaftliche, regulatorische und organisationale Aspekte bezogen.

Aufgrund der veränderten Rahmenbedingungen durch die Corona-Pandemie wurden die Interviews nicht, wie ursprünglich geplant, vor Ort in physischer Präsenz durchgeführt, sondern stattdessen als Online-Videokonferenz. Die Audiospur wurde dabei nach Erhalt der schriftlichen Einwilligung aufgezeichnet und anschließend transkribiert. Darauffolgend wurden die Interview-Transkripte in einem induktiv-deduktiven Analyseverfahren ausgewertet. Dieses hybride Kodierungsverfahren wurde verwendet, da die übergeordneten Dimensionen der Treiber und Barrieren bereits im Vorfeld

theoretisch hergeleitet wurden und auch zur Strukturierung der Interviews dienten. Die vier Dimensionen *Technologie*, *Wirtschaft*, *Regulatorik* und *Organisation* bildeten daher auf der höheren Ebene die Grundlage für den deduktiven Teil des Analyseverfahrens und entsprechende Interviewpassagen wurden einer oder mehrerer dieser Dimensionen zugeordnet. Daneben wurden während des Kodierungsprozesses weitere Unterkategorien induktiv gebildet, die jeweils einen diskreten Treiber oder eine Barriere beschreiben. Diese Auswertung ermöglicht es, sowohl die Arten von Treibern und Barrieren zu identifizieren, die von den interviewten Experten genannt und beschrieben wurden, als auch ihren Bezug zu den übergeordneten Dimensionen zu erfassen.

Die untenstehende Grafik fasst die Identifikation der spezifischen Barrieren für die Teilnahme an DR-Programmen zusammen und stellt sie in den Zusammenhang mit den übergeordneten Dimensionen. Insgesamt ließen sich für die meisten der übergeordneten Dimensionen (und deren Überschneidungen) verschiedene Barrieren identifizieren. Die Dimension *Technologie* erfasst den sicheren und funktionierenden Betrieb von Produktionsprozessen während einer Quote. Die Sorge vor Anlagenverschleiß sowie Abhängigkeiten durch vor- und nachgelagerte Prozesse wurden als spezifische Barrieren für die Teilnahme an Lastmanagement-Programmen identifiziert. Die Dimension *Ökonomie* erfasst Unsicherheiten hinsichtlich Kosten und Erträgen bei einer Teilnahme. Mangelnde bzw. unsichere Profitabilität wurde hier als wichtige Barriere genannt. Daneben stellten auch mögliche Verletzungen von Lieferverträgen ein wahrgenommenes Risiko dar. Die Dimension *Organisation* beschreibt Abhängigkeiten hinsichtlich intra-organisationaler Prozesse, die einer Teilnahme an DR-Programmen entgegenstehen. Die Abgabe von Kontrolle (z.B. Steuerung von Maschinen) an externe Stellen sowie allgemein fehlende Akzeptanz für extern bedingte Eingriffe im Unternehmen wurden als spezifische Barrieren identifiziert. In der Dimension *Regulatorik* werden schließlich regulatorische Rahmenbedingungen kategorisiert. Die Analyse ergab hier keine spezifischen Barrieren, sondern einzig solche, die gleichzeitig anderen Dimensionen zuzuordnen waren. Diese Überschneidungen trafen auf etwa die Hälfte der identifizierten Barrieren zu. Beispielsweise lässt sich eine als unklar wahrgenommene Regulatorik hinsichtlich der DR-Teilnahme ebenfalls der Dimension *Organisation* zuordnen, denn mit der Bereitstellung entsprechender Personalkapazitäten oder -kompetenzen ließen sich Komplexitäten oder Unklarheiten zumindest teilweise überkommen. Diese Zusatzkapazitäten bilden aber wiederum eine intra-organisationale Barriere. Qualitätseinbußen bei Produkten bilden ein anderes Beispiel für eine Barriere, die sich sowohl der Dimension *Technologie* als auch *Ökonomie* zuordnen lässt: einerseits hängen diese Einbußen mit technischen Abweichungen z.B. von definierten Temperaturbändern zusammen, andererseits wirken sie sich aber auch auf ökonomische Aspekte wie die Profitabilität und Lieferverpflichtungen aus. Eine weitere Barriere an der Schnittstelle von *Ökonomie*, *Organisation* und *Regulatorik* ist die Personalplanung. Eine (kurzfristig) anzupassende Schichtplanung aufgrund eines vorübergehenden DR-Ereignisses hat einerseits ökonomische Auswirkungen, beispielsweise höhere Personalkosten aufgrund von Zusatz- oder Wochenendschichten. Sie tangiert aber auch organisationale Prozesse wie die Mitarbeiterakzeptanz für kurzfristige Anpassungen und regulatorische Aspekte hinsichtlich möglicher Konflikte mit Gewerkschaften.

Die Bedeutung der einzelnen Barrieren wurde im Rahmen des Analyseverfahrens quantifiziert, indem die Nennungen der Barrieren über die Interviews hinweg aufsummiert wurde. Die fünf relevantesten Barrieren, die sich in diesem Verfahren ergaben, waren Sorgen hinsichtlich unzureichender Profite, Qualitätseinbußen bei Produkten, eine erschwerte Personalplanung, eine generell fehlende Akzeptanz im Unternehmen sowie Risiken hinsichtlich vor- und nachgelagerter Prozesse. Insgesamt wird die Anzahl an und die Relevanz der Barrieren von den befragten Experten als hoch eingeschätzt und die große Heterogenität hinsichtlich der Produktionsprozesse und Betriebsgegebenheiten könnte die insgesamt hohe Teilnahmeskepsis an DR zumindest teilweise erklären. Die Analysen lassen darauf schließen, dass zumindest einige der wahrgenommenen Barrieren (insbesondere interne Barrieren wie Organisationsprozesse) durch das Schließen von Wissens- und (Personal-)Kapazitätslücken abgebaut

werden könnten. Darüber hinaus kann das realistische Teilnahmepotenzial mit großer Wahrscheinlichkeit nur dadurch erhöht werden, dass externe Anreizsysteme und Regularien angepasst werden. Entscheidungsträger sollten die spezifischen Barrieren, die einer Teilnahmeentscheidung zugrunde liegen, bei der Entwicklung und Anpassung entsprechender Anreizstrategien in Betracht ziehen.



Abbildung 98: Kategorisierung der Barrieren anhand der vier übergeordneten Dimensionen

Studie 2: Die Bereitschaft von Büroangestellten zur Teilnahme am Quotenmodell (Teil 1)

Neben neuen Anwendungen auf der Verbrauchsseite wie Elektroautos und Wärmepumpen nimmt auch der Stromverbrauch durch Klimatisierung in Deutschland zu (Umweltbundesamt, 2020). In diesem Zusammenhang kommt Bürogebäuden eine besondere Bedeutung zu, da diese Gebäude zunehmend klimatisiert werden und ein entsprechendes Flexibilitätpotenzial aufweisen. Dies gilt einerseits aufgrund der thermischen Trägheit der Gebäude, andererseits lässt sich das Flexibilitätpotenzial ausweiten, wenn Temperaturanstiege durch Angestellte, die in diesen Gebäuden arbeiten, akzeptiert werden.

Vor diesem Hintergrund wurden im Projekt flexQgrid 2021 zwei Fokusgruppendifkussionen mit jeweils sieben und sechs Teilnehmenden bzgl. ihrer Teilnahmebereitschaft und den zugrundeliegenden Motivationen durchgeführt. Die Teilnehmenden arbeiteten zum Zeitpunkt der Erhebung entweder in klimatisierten Büros oder haben bereits in klimatisierten Büros gearbeitet. Unter den Teilnehmenden befanden sich zehn Männer und drei Frauen. Die Fokusgruppendifkussionen wurden in drei Schritte unterteilt:

- (1) Vorstellung des Quotenmodells
 - Einführung in das Quotenmodell
 - Auswirkungen auf Angestellte beschreiben
- (2) Start der Diskussion
 - Erarbeitung der grundsätzlichen Teilnahmebereitschaft
 - Identifikation der relevanten Motivationen
- (3) Reflexion der erarbeiteten Motivationen
 - Erarbeitung der Relevanz der Motivationen zueinander

Die erste Fokusgruppendifkussion dauerte 100 Minuten, die zweite 69 Minuten. Die Diskussionen wurden aufgezeichnet, transkribiert, anonymisiert und mittels eines deduktiven Ansatzes ausgewertet:

Ausgehend von theoretischen Ansätzen aus der Literatur und hier insbesondere der Motivation-Opportunity-Abilities (MOA) Theorie wurden die Aussagen der Teilnehmer entsprechenden Kategorien und Unterkategorien zugeordnet, um die Menge an Daten zu reduzieren und zu strukturieren.

Die Ergebnisse der beiden Fokusgruppendifkussionen zeigen, dass ein Großteil der Angestellten generell dazu bereit ist, am Quotenmodell teilzunehmen. Allerdings gibt es unter den Angestellten große Unterschiede, wie oft, wie lange und bis zu welchen Temperaturabweichungen Eingriffe in die Klimatisierung akzeptiert werden. So wiesen die Teilnehmer auf eine Höchsttemperatur hin, die sie noch bereit seien zu akzeptieren. Diese liege bei etwa 25°C. Die Häufigkeit, die Dauer und die maximale Temperaturabweichung gegenüber der Soll-Temperatur sind Ausgestaltungsmerkmale des Quotenmodells, die bei der Etablierung eines solchen DR-Programms vorab festgelegt werden könnten. Gleiches gilt für die Teilnahmeanreize. Zu beachten ist dabei, dass ein Unternehmen, welches sich für die Teilnahme am Quotenmodell entscheidet und eventuell eine finanzielle Kompensation erhält, und dessen Angestellten, die von den Quoten betroffen und ggf. in ihrem Komfort eingeschränkt sind, nicht personenidentisch sind. Eine Weiterreichung der finanziellen Kompensation an die Angestellten wäre zwar denkbar, rechtlich aber vermutlich schwierig umzusetzen. Die Teilnehmer der Fokusgruppen wiesen zudem darauf hin, dass nicht monetäre Anreize, sondern Umweltschutz die stärkste Motivation sei, um am Quotenmodell teilzunehmen. Eine finanzielle Kompensation sei dagegen nur interessant, wenn diese im Vergleich zum Arbeitsentgelt nicht unerheblich sei. Das Geld zu spenden, es zur Finanzierung von Unternehmensausflügen bzw. Teamevents zu verwenden oder damit kleine Aufmerksamkeiten wie bspw. kühle Getränke erwerben zu können, wurde von den Teilnehmern dagegen als positiver bewertet. Neuere Ansätze aus den Verhaltenswissenschaften, um die Angestellten zu motivieren, wie bspw. Gamification in Verbindung mit gruppenübergreifendem Wettbewerb, stießen dagegen mehrheitlich auf Ablehnung. Hinzu kommen noch weitere Faktoren, die nach Aussagen der Teilnehmer einen Einfluss auf ihre Bereitschaft haben, am Quotenmodell teilzunehmen. Zu diesen zählten unter anderem die Art des Gebäudes (z.B. Altbau mit großen Glasflächen vs. gut isolierter Neubau), die Fairness (Teilnahme aller Angestellten und nicht nur einzelner Abteilungen oder Büros), die Berücksichtigung der Gesundheit einzelner Angestellter (z.B. Kreislaufprobleme) sowie eine offene Kommunikation seitens des Unternehmens (z.B. hinsichtlich des Zwecks der Teilnahme). Dennoch dürfte es laut den Aussagen der Fokusgruppenteilnehmer herausfordernd werden, alle Mitarbeiter von der Teilnahme zu überzeugen. Dies gelte insbesondere für Angestellte, die allgemein ungern Veränderungen am Arbeitsplatz akzeptieren. So könnten diese Angestellten, auch wenn sie ggf. nur einen geringen Anteil der Belegschaft darstellen, das Betriebsklima negativ beeinflussen und andere Angestellte demotivieren.

Insgesamt konnten mit der beschriebenen Fokusgruppenstudie die relevanten Motivationen von Büroangestellten zur Teilnahme am Quotenmodell identifiziert werden. Sie ermöglichte es bspw. Teilnahmeanreize zu identifizieren, die bislang in der Literatur nur wenig Berücksichtigung fanden, aber auch Hürden bei der Umsetzung in der Praxis zu benennen. Die Studie stellte damit den Ausgangspunkt für eine weiterführende, quantitative Erhebung dar (siehe nachfolgender Absatz).

Studie 3: Die Bereitschaft von Büroangestellten zur Teilnahme am Quotenmodell (Teil 2)

Aufbauend auf Studie 2, die einen ersten Schritt unternahm, die Bereitschaft von Büroangestellten zur Teilnahme am Quotenmodell mittels qualitativer Fokusgruppendifkussionen zu ermitteln, verfolgte diese Studie das Ziel, die Teilnahmebereitschaft von Büroangestellten und deren Präferenzen hinsichtlich des Quotenmodells quantitativ zu messen. Auch in dieser Studie ging es im Anwendungsfall der flexiblen Klimatisierung um die Frage – analog zu Studie 2 im Unterkapitel 8.3.1 Gewerbe & Industrie – welche Faktoren die Teilnahmebereitschaft am Quotenmodell sowie die Entscheidung für oder gegen eine spezifische Ausgestaltung des Quotenmodells determinieren. Konkret wurde in der Studie ein Szenario beschrieben, in dem es während eines Quoteneingriffs zu Einschränkungen bei der Klimatisierung des

Bürogebäudes kommt, was die Temperatur in den Büros zeitweise entsprechend erhöht. Hierzu wurde 2022 eine hinsichtlich des Geschlechts, des Alters und des Bundeslandes repräsentative Stichprobe mit 582 Probanden im erwerbsfähigen Alter erhoben, die einer Tätigkeit in klimatisierten Büros nachgehen. Zur Ermittlung der Teilnahmebereitschaft und der Präferenzen kam ein diskretes Entscheidungsexperiment zum Einsatz, im Rahmen dessen den Probanden wiederholt je drei Ausgestaltungsvarianten (sog. Alternativen) des Quotenmodells vorgelegt wurden. Die vorgelegten Alternativen in den Entscheidungssituationen unterschieden sich in den folgenden fünf Eigenschaften (sog. Attribute; vgl. auch Studie 2 in Unterkapitel 8.3.2 Private Haushalte):

- (1) **Häufigkeit:** Die technischen Restriktionen des Netzes (z.B. maximale Kapazität eines lokalen Transformators) und die Stromnachfrage (z.B. Anzahl und Zeitpunkt ladender Elektroautos) bestimmen, wie häufig Quoten durch Netzbetreiber ausgerufen werden müssen. Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass die *Häufigkeit* von Quoten für Teilnehmer in Abhängigkeit von Zeit und Ort variiert, wurde die maximale *Häufigkeit* der Eingriffe in die Klimatisierung pro Woche in den vorgelegten Alternativen wie folgt variiert: *1x, 3x, 5x*.
- (2) **Dauer:** Analog zum Attribut *Häufigkeit* wurde auch die *Dauer* der Quoten in den gezeigten Alternativen variiert: *0,5h, 1h, 2h* und *3h*. Die *Dauer* beschreibt die maximale Zeit, die eine Quote andauern kann.
- (3) **Temperatur:** Ausgehend von einer Raumtemperatur im Sommer von 22°C wurde die maximale Temperatur, bis zu der sich die Büroräume aufheizen dürfen, wie folgt variiert: 24°C , 26°C , 27°C .
- (4) **Kompensation:** Da das Unternehmen, welches sich zur Teilnahme am Quotenmodell entscheidet, eine finanzielle Kompensation vom Netzbetreiber erhält und nicht die Büroangestellten, welche die Konsequenzen der Teilnahme erfahren, wurde in den gezeigten Alternativen im Auswahlexperiment ebenfalls auf eine finanzielle Kompensation verzichtet. Stattdessen wurde angenommen, dass das *Unternehmen* die Vergütung einbehält, den Angestellten *Eis/Getränke* während einer Quote zur Verfügung stellt oder die Kompensation als *Spende* für wohltätige Zwecke weitergegeben wird.
- (5) **Meldung:** Die zeitlich und örtlich geltenden Quoten basieren auf Prognosen der Netzbetreiber hinsichtlich der zu erwartenden Netzauslastung. In Abhängigkeit des Prognosehorizonts könnten die Büroangestellten über eine bevorstehende Quote eine Meldung erhalten. Die Vorankündigungszeit einer Meldung wurde wie folgt variiert: *Keine, 15 Minuten, Vortag*.

Eine beispielhafte Auswahl-situation im Entscheidungsexperiment ist Abbildung 99 zu entnehmen. Im Anschluss an die Auswahlaufgaben wurden den Probanden die ausgewählten Alternativen noch einmal vorgelegt und jeweils mit dichotomer Antwortoption gefragt, ob sie tatsächlich an der ausgewählten Alternative teilnehmen würden (sog. Dual Response-Ansatz (Diener, Orme, & Yardley, 2006)).

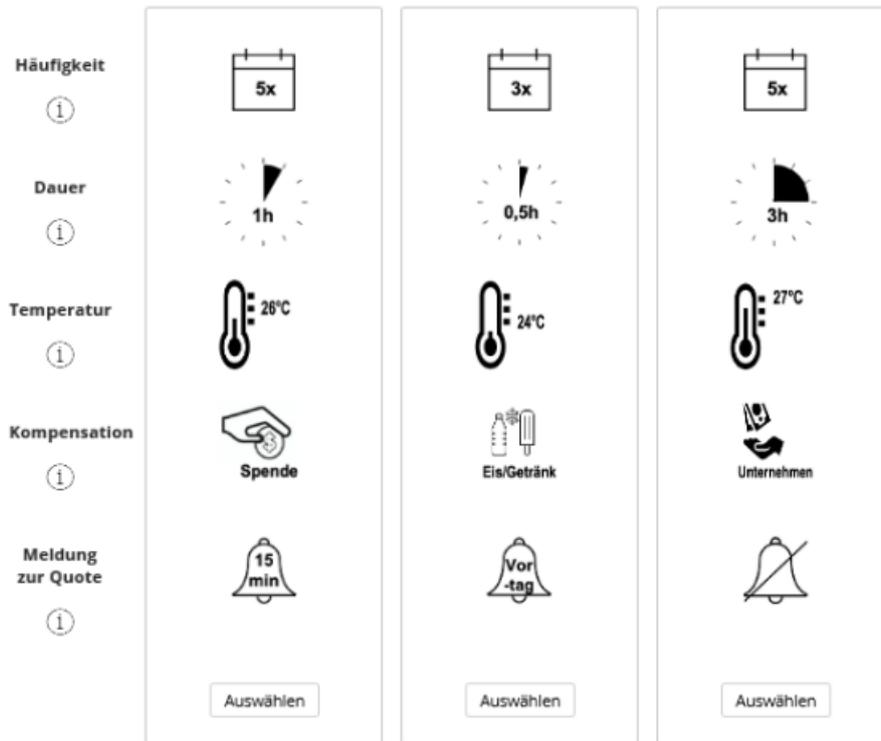


Abbildung 99: Beispielhafte Auswahl-situation im Entscheidungsexperiment

Zur Datenauswertung wurde ein Multinomial Logit (MNL) Modell mit zwei Modellkomponenten verwendet (Diener, Orme, & Yardley, 2006): eine Modellkomponente für die Auswahlentscheidungen zwischen den drei gezeigten Alternativen und eine Modellkomponente für die Antworten zur (Nicht-)Teilnahme an den zuvor ausgewählten Alternativen. Die Ergebnisse der beiden Modellkomponenten sind in Abbildung 100 und Abbildung 101 dargestellt.

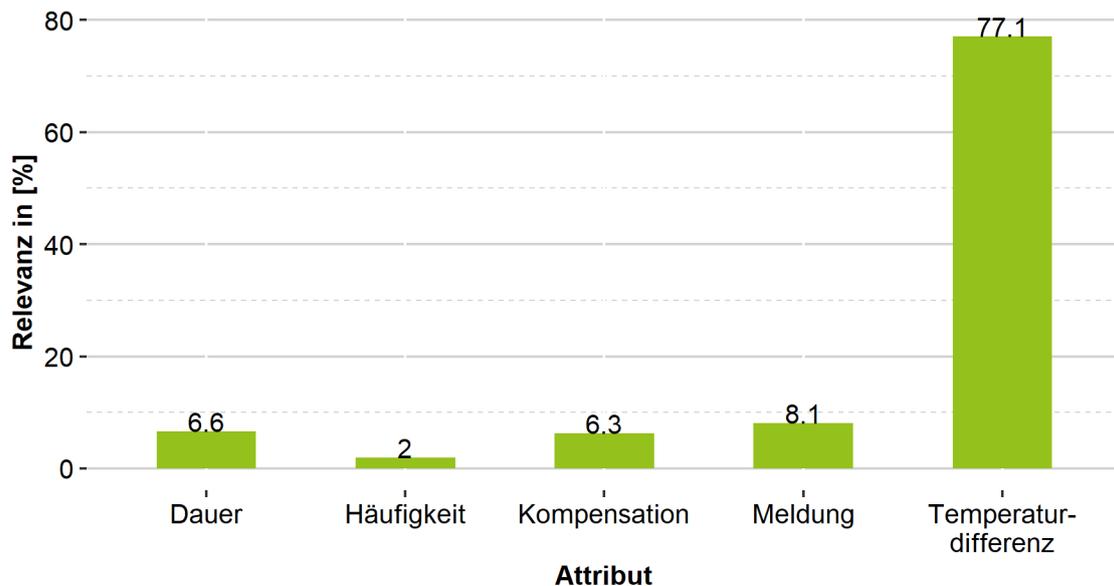


Abbildung 100: Relevanz der Attribute im Entscheidungsexperiment, wenn die Probanden sich für ein Quotenmodell entscheiden müssen

Es zeigt sich, dass in beiden Entscheidungssituationen, d.h. erstens der Auswahl eines Quotenmodells und zweitens der Entscheidung für oder gegen die Teilnahme am ausgewählten Quotenmodell, die

Häufigkeit von Quoten von zu vernachlässigender Relevanz ist (2,0% bzw. 1,3%). Etwas höher in der Relevanz sind die *Dauer* (6,6% bzw. 4,3%), die *Kompensation* (6,3% bzw. 4,1%) und die *Meldung* (8,1% bzw. 5,2%). Die höhere Relevanz des Attributs *Meldung* könnte bspw. dadurch zu begründen sein, dass Büroangestellte bei rechtzeitiger Mitteilung am Vortag ihren Kleidungsstil anpassen oder auf Home-Office ausweichen können. Das mit Abstand relevanteste Attribut ist jedoch die *Temperaturdifferenz* (77,1% bzw. 50,2%), modelliert als quadrierte Abweichung von der individuellen Idealtemperatur.² Bei der Ausgestaltung des Quotenmodells für den Anwendungsfall der Klimatisierung von Bürogebäuden sollte folglich darauf geachtet werden, dass Temperaturanstiege nur bis zu einem bestimmten Grenzwert erfolgen und bei Überschreitung die Klimaanlage wieder eingeschaltet wird, um eine möglichst hohe Akzeptanz seitens der Büroangestellten zu erreichen.

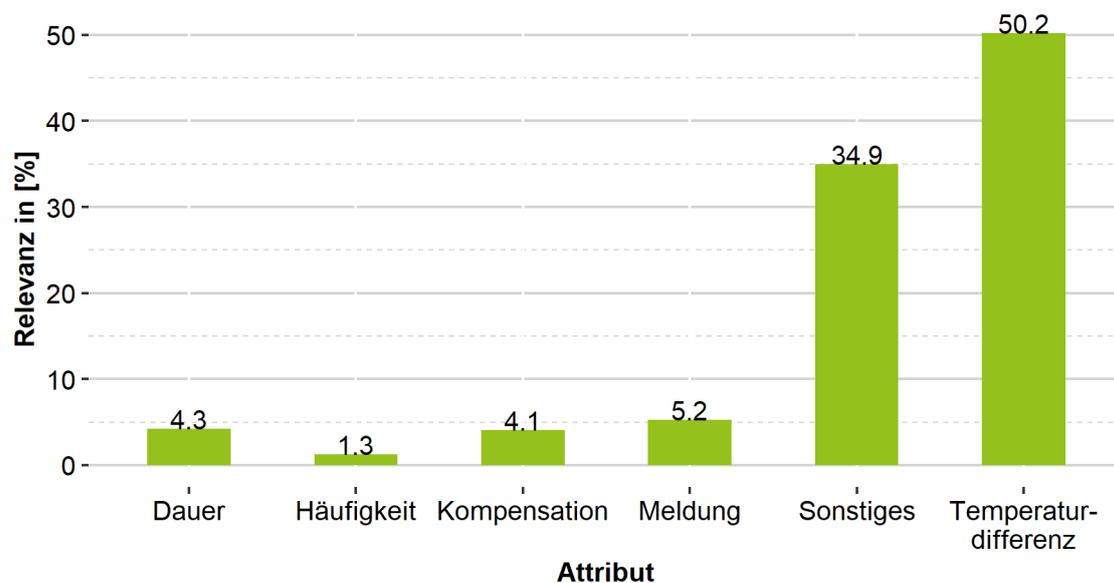


Abbildung 101: Relevanz der Attribute im Entscheidungsexperiment, wenn die Probanden sich zwischen dem präferierten Quotenmodell und der Nichtteilnahme entscheiden müssen

Interessanterweise sind, wenn die Probanden sich zwischen dem präferierten Quotenmodell und der Nichtteilnahme entscheiden müssen, neben den gezeigten Attributen des Quotenmodells mit 34,9% noch weitere Faktoren von Relevanz, die vom Modell zwar quantifiziert, aber nur teilweise zugeordnet werden können (siehe Abbildung 101).³ Zu diesen *sonstigen* Faktoren zählen unter anderem die Selbstwahrnehmung der Probanden hinsichtlich umweltfreundlichem Verhalten, die Anstrengungen des Unternehmens, in dem sie arbeiten, hinsichtlich Umweltschutz sowie der geforderte Kleidungsstil im Büro (je formeller, desto geringer die Teilnahmebereitschaft). Die Beweggründe der (Nicht-)Teilnahme im Detail zu ergründen, die nicht auf die Ausgestaltung des Quotenmodells zurückzuführen sind, stehen im Fokus von Studie 4 (siehe nachfolgender Absatz).

Studie 4: Auswirkungen von soziodemografischen und motivationalen Faktoren auf die Bereitschaft von Büroangestellten zur Teilnahme am Quotenmodell

Modellierungen des theoretischen Potenzials von DR weisen dem Gewerbesektor eine bedeutende Rolle bei der Bereitstellung von Flexibilität zu (Gils, 2014). Der Großteil der elektrischen Leistung ist in diesem Sektor auf wenige Anlagentypen konzentriert, insbesondere die Bereitstellung von Wärme und Kälte in gewerblichen Gebäuden. Im Gegensatz zu privaten Haushalten sind viele Bürogebäude bereits

² Diese Art der Modellierung wurde gewählt, um subjektiven Temperaturempfindungen und dem zunehmenden Unwohlsein bei steigenden Temperaturdifferenzen Rechnung zu tragen.

³ Durch das Hinzufügen weiterer Faktoren in die Modellierung ist die Relevanz der übrigen Attribute entsprechend geringer.

heute mit Klimaanlage ausgestattet. In Zukunft ist auch ein hoher Anteil an Wärmepumpen zur Beheizung der Gebäude im Winter zu erwarten. Da Bürogebäude in der Regel an die Niederspannung angeschlossen sind, bieten sie prinzipiell ein hohes Potenzial zur Einbindung in zukünftige Quotenmodelle. Aus Letztverbrauchersicht unterscheiden sich Bürogebäude allerdings stark von privaten Haushalten, beispielsweise besteht eine Diskrepanz zwischen der Rolle des Unternehmens, das über die Teilnahme entscheidet und dafür finanzielle Anreize erhält, und den betroffenen Büroangestellten, die direkt von den Auswirkungen eventueller Einschränkungen betroffen sind. Es ist daher bedeutsam, die Akzeptanz eines Quotenmodells im Gewerbesektor aus Sicht der betroffenen Mitarbeiter zu untersuchen, auch um daraus Rückschlüsse hinsichtlich der Ausgestaltung eines Quotenmodells im Gewerbe zu ziehen.

Vor diesem Hintergrund wurde im Rahmen einer quantitativen empirischen Studie untersucht, wie groß einerseits die Akzeptanz für zeitweise Einschränkungen bei der Heizung und Klimatisierung unter Büroangestellten ist und welche Faktoren das Ausmaß an individueller Akzeptanz erklären können. Die Studie wurde als Online-Befragung durchgeführt. Insgesamt wurden etwa 550 Büroangestellte befragt. Um eine möglichst repräsentative und valide Stichprobe zu erzielen, wurden ausschließlich Büroangestellte im Alter von 18 bis 67 Jahren befragt, die sich zur Hälfte aus Frauen und Männern zusammensetzten. Eine weitere Teilnahmevoraussetzung war das Vorhandensein eines klimatisierten Büros. Die Ergebnisse zeigen, dass die Befragten einem DR-Programm in ihrem Unternehmen mit zeitweisen Einschränkungen bei der Heizung und Klimatisierung grundsätzlich eher positiv gegenüberstehen. Bei einer durchschnittlich als ideal angegebenen Raumtemperatur von 21,5°C zeigen sich die Befragten zudem offen gegenüber zeitweisen Abweichungen. Die durchschnittlich maximal akzeptierte Raumtemperatur im Sommer wird mit ca. 24°C angegeben, während im Winter durchschnittlich etwa 19°C akzeptiert werden. Die untenstehende Abbildung 102 veranschaulicht den Anteil an Befragten, die eine gewisse Abweichung von ihrer angegebenen Idealtemperatur akzeptieren würden. Sie zeigt auch auf, dass es wenig Akzeptanz für Einschränkungen von mehr als 3°C sowohl im Sommer als auch im Winter gibt. Es ist anzumerken, dass diese Werte hypothetische und subjektive Einschätzungen darstellen, die von gegebenenfalls tatsächlich akzeptierten Temperatureinschränkungen abweichen können. Nichtsdestotrotz bieten diese Daten einen ersten Anhaltspunkt, der auch in entsprechende Ausgestaltungsüberlegungen eines Quotenmodells im Gewerbesektor einfließen kann.

Der Einfluss zugrundeliegender Faktoren wurde in mehreren Blöcken schrittweise mittels hierarchischer multipler Regressionsmodelle getestet. Zunächst wurde dabei die Rolle von soziodemografischen sowie Arbeitsplatzcharakteristika getestet. Diese Faktoren, einschließlich des Bürotyps, Unternehmensgröße oder Anteil von Home-Office, zeigen sich als größtenteils unerheblich zur Klärung der individuellen Akzeptanz. Lediglich der Kleidungsstil wirkt sich auf die Akzeptanz von Einschränkungen bei der Klimatisierung im Sommer aus: Angestellte mit eher formeller Berufskleidung zeigen eine geringere Akzeptanz für höhere Raumtemperaturen. Motivationale Faktoren und individuelle Überzeugungen weisen dagegen einen höheren Zusammenhang mit der Akzeptanz für Einschränkungen auf. Beispielsweise sind Befragte mit einer höheren Priorisierung von egoistischen Werten (Statusbewusstsein oder Ambition) weniger bereit, Einschränkungen zu akzeptieren. Zudem haben die Wahrnehmung einer Corporate Environmental Responsibility (CER) sowie eines positiven Effekts auf das Unternehmensimage einen positiven Einfluss auf die Akzeptanz von Einschränkungen im Sommer. Die Wahrnehmung von Risiken hinsichtlich des Komforts und der Produktivität wirkt sich dagegen negativ aus. Derartige Überzeugungen wirken sich dagegen nicht auf die Akzeptanz von Einschränkungen im Winter aus. Stattdessen variiert die Akzeptanz im Winter lediglich in Abhängigkeit von der wahrgenommenen moralischen Verpflichtung der Befragten, zur Energiewende beizutragen. Diese Ergebnisse zeigen auf, dass die Akzeptanz für Einschränkungen im Rahmen eines Quotenmodells unter verschiedenen Angestellten variiert und Einschränkungen im Sommer und Winter nicht von allen

Befragten gleichermaßen und aus den gleichen Gründen akzeptiert werden. Diese Einsichten können als Grundlage sowohl für spezifische Ausgestaltungsvarianten eines Quotenmodells als auch für die Entwicklung geeigneter und zielgruppenadäquater Kommunikationsstrategien dienen.

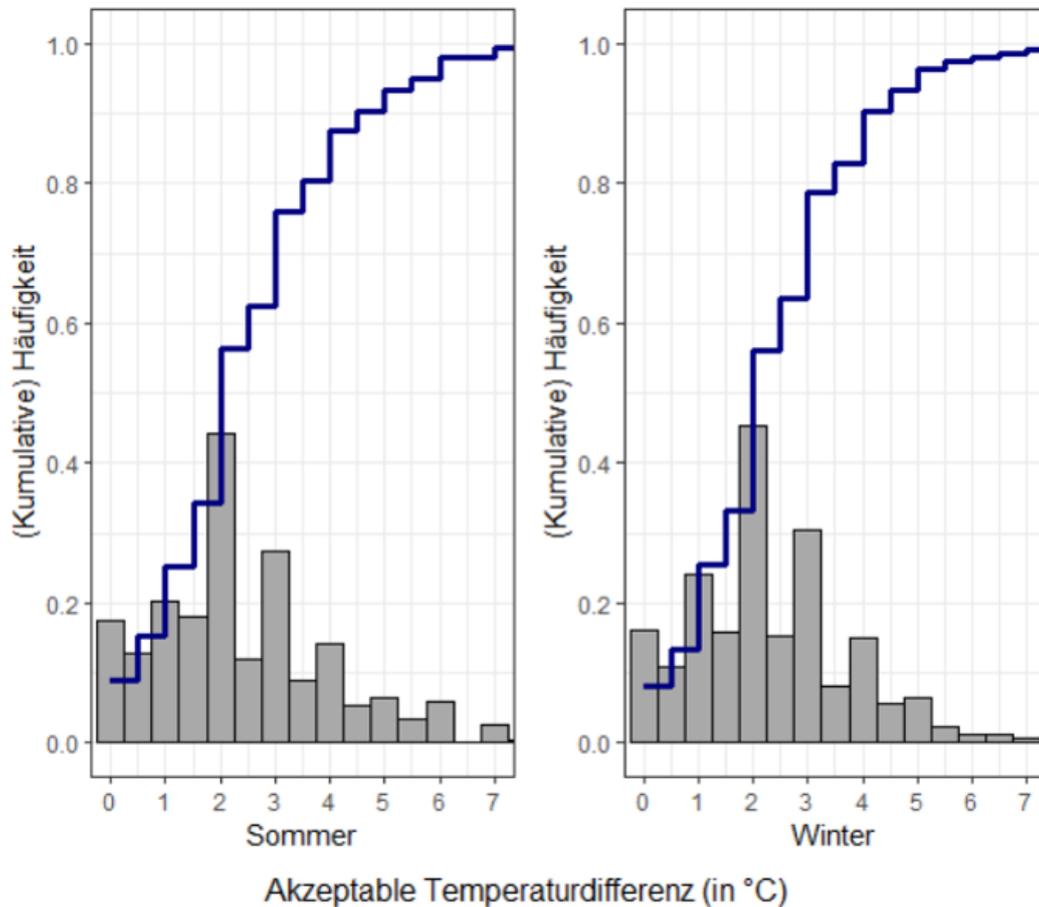


Abbildung 102: Relativer und kumulativer Anteil an Befragten, die eine definierte Temperaturabweichung im Sommer und Winter akzeptieren würden

8.3.2. Private Haushalte

Private Haushalte werden durch die zunehmende Elektrifizierung der Verbrauchsseite, insbesondere in den Bereichen Mobilität und Wohnen, bei gleichzeitiger Zunahme von Eigenerzeugung, bspw. mittels Photovoltaikanlagen, eine wichtige Rolle im zukünftigen Energiesystem einnehmen. So können Haushalte auf der einen Seite Netzengpässe in der Niederspannung verursachen, indem sie bspw. gleichzeitig und mit hoher Leistung ihre Elektroautos in einem lokalen Netzstrang laden, aber auch durch ihre Flexibilität zur Vermeidung und Behebung von Netzengpässen beitragen. Eine effektive und effiziente Integration von Haushalten in das Energiesystem durch Nachfragesteuerungsprogramme (englisch: Demand Response (DR) Programme) könnte daher einen erheblichen Beitrag zu einem effizienten Energiesystem leisten. Bislang ist allerdings wenig über die Akzeptanz privater Haushalte und deren Präferenzen hinsichtlich der Ausgestaltung von DR-Programmen bekannt. Dies gilt umso mehr im Hinblick auf das Quotenmodell, das eine neuartige Ausgestaltungsoption von DR darstellt. Die nachfolgenden vier Studien, die im Rahmen des Projekts flexQgrid durchgeführt wurden, geben Einblicke in die Sichtweisen privater Haushalte auf das Quotenmodell. Genauer gibt Studie 1 einen Überblick zu den Treibern und Barrieren der Teilnahme an DR-Programmen im Allgemeinen, Studie 2 geht auf die Präferenzen privater Verbraucher hinsichtlich der Ausgestaltung des Quotenmodells ein, Studie 3 identifiziert die Treiber und Barrieren der Teilnahme am Quotenmodell und Studie 4 untersucht

die Anforderungen der Verbraucher hinsichtlich des Automatisierungsgrads von smarten Applikationen wie Wallboxen und Wärmepumpen, damit deren Integration in das Energiesystem mit minimalen Aufwänden und Komforteinschränkungen seitens der Verbraucher einhergeht.

Studie 1: Eine Übersicht verhaltenswissenschaftlicher Ansätze hinsichtlich Treibern und Barrieren von DR-Teilnahme

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf den Artikel „A behavioral science perspective on consumers' engagement with demand response programs“, der 2022 in der Zeitschrift *Energy RESEARCH LETTERS* erschien (Sloot, Lehmann, Ardone, & Fichtner, A behavioral science perspective on consumers' engagement with demand response programs, 2022).

Private Haushalte bilden einen signifikanten Anteil am Endenergieverbrauch und können durch die Bereitstellung von Flexibilität einen Beitrag zur effizienten Netznutzung leisten. Einige wenige Studien haben das Teilnahmepotenzial von Haushalten analysiert und zugrundeliegende Treiber und Barrieren identifiziert, die die Teilnahmeentscheidungen von Haushalten erklären können. Nichtsdestotrotz existieren noch große Forschungslücken hinsichtlich der systematischen Untersuchung des Verhaltens von Haushalten im Kontext von DR-Programmen. Im Rahmen eines Literatur-Reviews wurden die Einflussgrößen auf das Verhalten von Haushalten daher in drei Schritten untersucht. Zunächst wurden die relevanten Verhaltensweisen identifiziert, die vonseiten privater Haushalte zur Entfaltung des theoretischen Flexibilitätspotenzials notwendig sind. Die untenstehende Abbildung 103 fasst diese zusammen. Zunächst müssten Haushalte durch Investitionen in entsprechende Technologien die Grundlage für effektives und effizientes Lastmanagement schaffen. Dazu gehören beispielsweise die Anschaffung von E-Autos oder Wärmepumpen mit hoher elektrischer Leistung, die Anschaffung von Batteriespeichern und die Anschaffung von Smart Home Technologien zur intelligenten Steuerung. Zweitens müssten Haushalte eine Teilnahmeentscheidung für ein DR-Programm treffen, infolgedessen sie dann Informationen wie Preise oder Signale erhalten, die einen netzdienlichen Verbrauch ermöglichen. Drittens müssten Haushalte nach Erhalt dieser Informationen auch tatsächlich auf die Signale reagieren, indem sie ihren Verbrauch entsprechend anpassen bzw. entsprechende Anpassungsstrategien automatisiert abrufen.

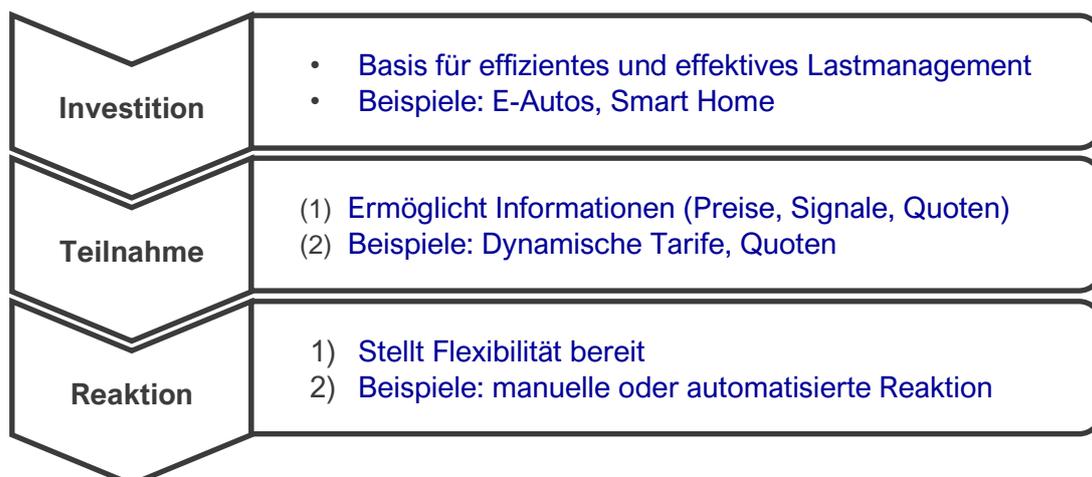


Abbildung 103: Verhaltensdimensionen zur Nutzung des DR-Potenzials

Aus verhaltenswissenschaftlicher Perspektive stellen diese drei Verhaltensdimensionen unterschiedliche Arten von Entscheidungen oder Verhalten mit jeweils eigenen Charakteristika dar. Beispielsweise ist eine Investitionsentscheidung eine einmalige Entscheidung, während die Reaktion ein wiederholtes Verhalten erfordert (sofern nicht vollständig automatisiert). Entsprechend existieren unterschiedliche Treiber und Barrieren, die diesen Verhaltensweisen zugrunde liegen, wie die

nachfolgende Tabelle 12 aufzeigt. Hohe Anschaffungskosten spielen lediglich für Investitionen eine größere Rolle, nicht jedoch für Teilnahme und Reaktion. Umgekehrt erfordern Anschaffungen von neuen Technologien in der Regel keinen Wechsel von Gewohnheiten oder Komforteinbußen, was jedoch bei der Reaktion auf Signale durchaus der Fall sein kann.

Abschließend wurden mögliche Interventionen aufgezeigt, mit denen die drei Verhaltensdimensionen jeweils gefördert werden können. Die Ableitung von Interventionen findet nachgelagert statt, da für ihre effektive Entwicklung eine vorherige Analyse der zugrundeliegenden Treiber und Barrieren vorausgesetzt wird. Interventionen können dann gezielt auf diese Treiber und Barrieren einwirken.

Tabelle 12: Übersicht der Verhaltensdimensionen, Treiber, Barrieren und möglichen Interventionen

Verhaltensdimension	Treiber und Barrieren	Mögliche Interventionen
Investition	Kosten (Anschaffungskosten)	Abbauen finanzieller Barrieren (Anreizsysteme)
	Wahrgenommene Vorteile und Risiken	Informationsvermittlung (z.B. von Vorteilen) durch vertrauensvolle Quellen
	Sichtbarkeit der Technologie	Soziale-Einfluss-Strategien
Teilnahme	Vertrauensvolle Informationen von relevanten Stakeholdern	Energieinitiativen
	Umweltmotivationen	Kommunikation positiver Umweltauswirkungen
	Innovationscharakter	
	Mangelnde Aufmerksamkeit	Reduktion der Komplexität von Programmen oder Tarifstrukturen
Reaktion	Unzureichende Information	Defaults (Voreinstellungen) Opt-out Nudges (automatische Anmeldung)
	Umweltmotivationen	Zielgruppengerechtes Feedback (z.B. Echtzeit-Feedback zum Verbrauch)
	Schwierigkeit Komfort Gewohnheiten	Commitments Automatisierung Implementierungs-Intentionen

Studie 2: Präferenzen von Haushalten hinsichtlich der Ausgestaltung des Quotenmodells

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf den Artikel „Consumer preferences for the design of a demand response quota scheme – Results of a choice experiment in Germany“, der 2022 in der Zeitschrift *Energy Policy* erschien (Lehmann, Sloot, Ardone, & Fichtner, 2022).

Wie in Unterkapitel 8.3.2 dargelegt, ist wenig über die Präferenzen von Haushalten hinsichtlich der Ausgestaltung von DR-Programmen bekannt, vor allem im Hinblick auf das Quotenmodell. Da das Quotenmodell zahlreiche Optionen bei der Ausgestaltung bietet, z. B. wie oft, wie lange und zu welchem Zeitpunkt Haushalte Flexibilität bereitstellen müssen, haben Netzbetreiber bei der Etablierung des Quotenmodells großen Gestaltungsspielraum. Die Verbraucherpräferenzen zu kennen und zu verstehen ist daher essenziell, insbesondere, wenn die Teilnahme am Quotenmodell nicht verpflichtend ist. Zur Untersuchung der Präferenzen von privaten Haushalten bzgl. der Ausgestaltung des Quotenmodells wurde unter Zuhilfenahme eines professionellen Online-Panelanbieters im Jahr 2020 eine für Deutschland repräsentative Stichprobe mit 1.034 Probanden erhoben. Im Fokus der Studie stand die

Frage, welche Eigenschaften des Quotenmodells sowohl die generelle Teilnahmebereitschaft beeinflussen als auch die Entscheidung für oder gegen eine Ausgestaltungsvariante des Quotenmodells, wenn die Probanden sich für eine Ausgestaltungsvariante entscheiden müssen. Zur Beantwortung dieser Frage wurde ein Entscheidungsexperiment entworfen, bei dem jedem Probanden fünfzehn Mal je drei Ausgestaltungsvarianten des Quotenmodells (sog. Alternativen) vorgelegt wurden. Hierbei mussten sich die Probanden jeweils für eine Alternative entscheiden und danach auf einer 7-Punkte Likert-Skala angeben, mit welcher Wahrscheinlichkeit sie an der ausgewählten Alternative teilnehmen würden. Die vorgelegten Alternativen in den Entscheidungssituationen unterschieden sich in den folgenden vier Eigenschaften (sog. Attribute):

- (1) **Häufigkeit:** Die technischen Restriktionen des Netzes (z.B. maximale Kapazität eines lokalen Transformators) und die Stromnachfrage (z.B. Anzahl und Zeitpunkt ladender Elektroautos) bestimmen, wie häufig Quoten eingesetzt werden müssen. Um den Umstand Rechnung zu tragen, dass die *Häufigkeit* von Quoten für Teilnehmende in Abhängigkeit von Zeit und Ort variiert, wurde die *Häufigkeit* pro Jahr in den vorgelegten Alternativen wie folgt variiert: *5x*, *15x*, *25x*, *35x*.
- (2) **Dauer:** Vor dem gleichen Hintergrund wie das Attribut *Häufigkeit* wurde auch die *Dauer* der Quoten in den gezeigten Alternativen variiert: *0,5h*, *1h*, *2h* und *3h*. Die *Dauer* beschreibt die maximale Zeit, die eine Quote anhalten kann.
- (3) **Zeitraum:** Ausgehend vom Standardlastprofil H0 (BDEW, 2017) wurde der Zeitraum, wann Quoten eintreten können, wie folgt variiert: *morgens* (6 bis 9 Uhr), *vormittags* (11 bis 14 Uhr), *nachmittags* (14 bis 17 Uhr), *abends* (19 bis 22 Uhr) und *nachts* (1 bis 4 Uhr).
- (4) **Kompensation:** Als Teilnahmeanreiz wurde die finanzielle Kompensation pro Jahr von gering bis hoch wie folgt variiert: *30€*, *60€*, *90€*, *120€* und *150€*^{4,5}

Eine beispielhafte Auswahl-situation im Auswahl-experiment ist in Abbildung 104 dargestellt. In Summe ergaben sich durch das Auswahl-experiment (inklusive Auswahl und Teilnahmewahrscheinlichkeit) $1.034 \times 15 \times 2 = 31.020$ Beobachtungen im Datensatz. Zusätzlich wurden den Probanden Fragen zu ihren Einstellungen und Werten (z.B. Selbstwahrnehmung hinsichtlich umweltfreundlichem Verhalten) gestellt und soziodemografische Charakteristika erhoben.

⁴ Grundlage bildet eine stromintensive Applikation (z.B. Elektroauto) mit einem Jahresstromverbrauch von 2.000 kWh bei einem Strompreis von 30 Cent/kWh und einem Anteil des Netzentgelts am Strompreis i.H.v. 25%.

⁵ Alternativ könnte die finanzielle *Kompensation* auch als variable Zahlung pro Quote ausgestaltet werden ohne eine fixe Vergütung pro Jahr. Auch Mischformen der *Kompensation*, die sowohl eine fixe als auch variable Vergütung vorsehen, sind denkbar.

Welche Option würden Sie wählen?

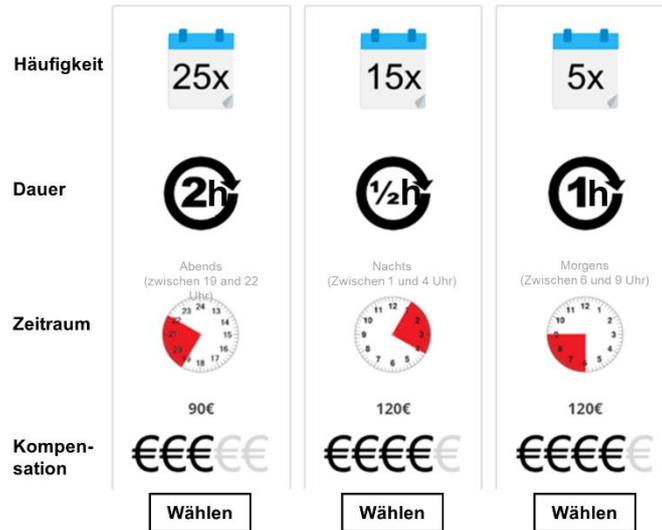


Abbildung 104: Beispielhafte Auswahl-situation im Entscheidungsexperiment

Zur Datenauswertung kamen ein Mixed Logit Model (Hess & Palma, 2022) (Modell 1) für die Auswahlaufgaben und ein Mixed Ordered Logit Model (Hess & Palma, 2022) (Modell 2) für die Antworten zur Teilnahmebereitschaft zum Einsatz. Anschließend wurde die Relevanz eines jeden Attributs (Orme, 2002) in beiden Modellen berechnet. Bei aggregierter Betrachtung zeigen die Ergebnisse von Modell 1, dass die Entscheidung der Probanden, wenn sie sich für ein Quotenmodell entscheiden müssen, hauptsächlich durch den *Zeitraum* der Quoten bestimmt wird, gefolgt von der finanziellen *Kompensation*, die sie für die Teilnahme erhalten. Weit weniger wichtig sind die *Häufigkeit* und die *Dauer* der Quoten. Interessanterweise bleiben die *Häufigkeit* und die *Dauer* bei Modell 2 von geringer Relevanz, wenn die Probanden ihre Teilnahmebereitschaft an der gewählten Alternative angeben, jedoch dreht sich die Reihenfolge zwischen dem *Zeitraum* und der *Kompensation* um, d.h. die finanzielle *Kompensation* ist nunmehr das entscheidende Attribut eines Quotenmodells. Abbildung 105 stellt die Relevanz der Attribute der beiden Modelle gegenüber.

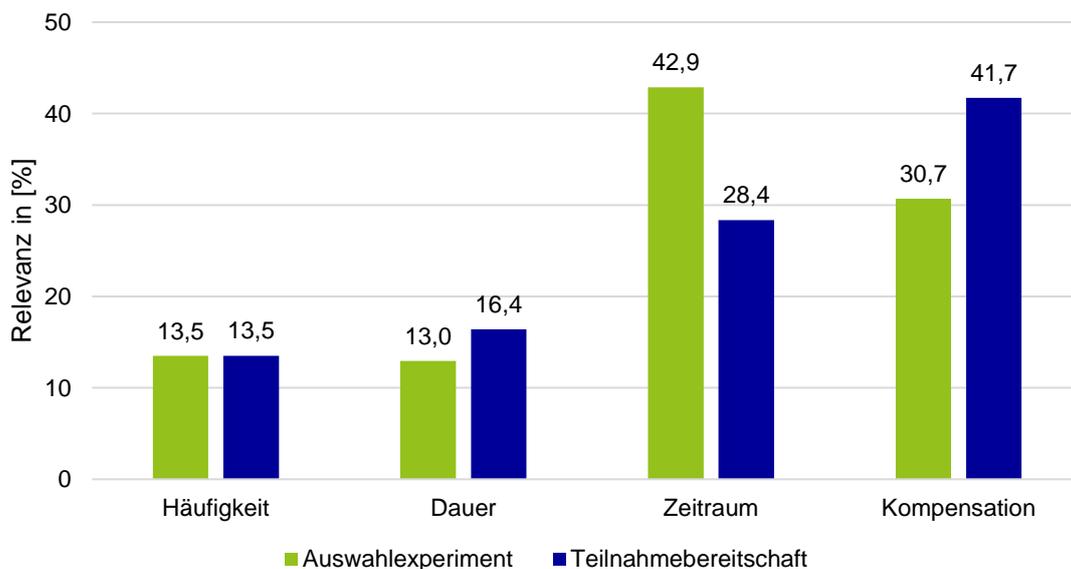


Abbildung 105: Relevanz der Attribute im Entscheidungsexperiment und bei Angabe der Teilnahmebereitschaft

Wenn anstatt der aggregierten, d.h. durchschnittlichen Werte, die Probanden anhand ihrer individuellen Parameterschätzer für die Relevanz eines Attributs mittels eines gaußschen Mischverteilungsmodells (Fraley, Raftery, Scrucca, Murphy, & Fop, 2020) Clustern zugeordnet werden, so ergeben sich verschiedene Cluster an Probanden, die sich hinsichtlich ihrer Präferenzen unterscheiden (siehe Tabelle 13).

Tabelle 13: Ergebnisse des Clusteringverfahrens basierend auf der Relevanz der Attribute (in Prozent) im Auswahlexperiment und bei Angabe der Teilnahmebereitschaft

Attribut	Entscheidungsexperiment			Teilnahmebereitschaft	
	I	II	III	I	II
Häufigkeit	11.15	7.72	21.71	10.95	26.09
Dauer	10.36	8.35	20.27	12.85	33.85
Zeitraum	59.68	32.92	34.52	26.05	39.66
Kompensation	18.81	51.01	23.50	50.15	0.39
Clustergröße	371	332	331	859	175

Die Berücksichtigung von Kovariaten in den Modellen zeigt jedoch, dass die Heterogenität in den individuellen Präferenzen nur zu einem geringen Anteil durch soziodemografische Charakteristika erklärt werden kann: Weibliche und ältere Probanden zeigen zwar eine etwas höhere Bereitschaft zur Teilnahme und zur Akzeptanz von Quoten zu Spitzenlastzeiten. Ähnliches gilt für Probanden, die derzeit Ökostrom beziehen. Diese Personen sind ebenfalls eher bereit, am Quotenmodell teilzunehmen. In absoluter Höhe sind die Effekte dieser Probandencharakteristika jedoch gering.

Die beschriebenen Ergebnisse und insbesondere die Verschiebung der Präferenzen der Probanden deuten darauf hin, dass, auch wenn Einzelpersonen zwar eine klare Präferenz für oder gegen bestimmte (Attribute von) Quotenprogrammen haben mögen, diese Präferenzen nicht notwendigerweise zu einer Teilnahmebereitschaft führen. Es scheint, dass die Befragten versuchen, ihren Nutzen im Auswahlexperiment zu maximieren, indem sie sich für ein Quotenprogramm mit minimalen Komforteinschränkungen entscheiden (z.B. Quoten nur zu Zeiten, in denen sie in ihrem Verbrauch nicht/kaum eingeschränkt werden), während sie bei den Likert-Skalen nur dann eine hohe Teilnahmebereitschaft angeben, wenn ihnen hohe finanzielle Kompensationen angeboten werden. Daraus folgt, dass Quotenmodelle je nachdem, ob die Teilnahme verpflichtend oder freiwillig ist, unterschiedlich ausgestaltet werden sollten, um eine hohe Akzeptanz, eine hohe Teilnahmequote oder bestenfalls beides zu erreichen. Herausfordernd dürfte hierbei unter anderem werden, alle Mitglieder eines Haushalts von der Teilnahme zu überzeugen, da der gesamte Haushalt von den Einschränkungen im Stromverbrauch betroffen ist. Entscheidungen in Haushalten werden nämlich häufig kollektiv getroffen und sind das Ergebnis sozialer Prozesse, die unter anderem auf mehreren individuellen Präferenzen beruhen (Seebauer, Fleiß, & Schweighart, 2017).

Studie 3: Motivationen und Überzeugungen von Konsumenten zur Teilnahme an Quotenmodellen

Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf den Artikel „Explaining and promoting participation in demand response programs: the role of rational and moral motivations among German energy consumers“, der 2022 in der Zeitschrift *Energy Research & Social Science* erschien (Sloot, Lehmann, & Ardone, Explaining and promoting participation in demand response programs: the role of rational and moral motivations among German energy consumers, 2022).

Das realistische Potenzial von DR in Haushalten hängt entscheidend davon ab, inwieweit private Letztverbraucher bereit sind, an entsprechenden Programmen teilzunehmen und Einschränkungen wie ausgerufene Quoten zu akzeptieren. Um die Teilnahmebereitschaft zu steigern, ist es unabdingbar zu verstehen, welche individuellen Motivationen, Überzeugungen und Einstellungen der

Teilnahmebereitschaft von Verbrauchern zugrunde liegen. Damit zusammenhängend stellt sich auch die Frage, inwieweit die Teilnahmebereitschaft davon abhängt, ob Programme wie das Quotenmodell als verpflichtend oder freiwillig gestaltet werden und welche Vorteile einer Teilnahme gegenüber privaten Letztverbrauchern kommuniziert werden. Diese Fragen wurden im Rahmen einer deutschlandweit repräsentativen quantitativen Panelstudie unter 1.034 privaten Verbrauchern untersucht. Die Studie erfasste mittels eines Online-Fragebogens sowohl die Teilnahmewahrscheinlichkeit (Akzeptanz und Interesse, an einem Quotenmodell teilzunehmen) als auch subjektive Überzeugungen hinsichtlich der Auswirkungen einer Teilnahme und generelle Motivationen wie die Umweltidentität oder das Preisbewusstsein der Befragten. In die Befragung eingebettet war zudem ein kurzes Online-Experiment, mittels dessen das Quotenmodell auf verschiedene Weise an die Befragten kommuniziert wurde. Diese Szenarien unterschieden sich systematisch im Hinblick auf den Teilnahmemodus (verpflichtende Teilnahme, verpflichtende Teilnahme mit ausgewählten Anlagen, freiwillige Teilnahme) sowie die kommunizierten Auswirkungen einer Teilnahme (positive Umweltauswirkungen, Kostenvorteile für Haushalte, Versorgungssicherheit). Die Zuordnung der Teilnehmenden zu den verschiedenen Szenarien erfolgte randomisiert, sodass ein kausaler Zusammenhang zwischen einem Szenario und der Teilnahmewahrscheinlichkeit hergestellt werden kann. Da das Quotenmodell (und DR im Allgemeinen) für die meisten Verbraucher ein neues und unbekanntes Konzept darstellt, wurde zu Beginn der Befragung ein kurzes Video gezeigt, das die grundlegende Funktionsweise des Quotenmodells anschaulich erklärt.

Die Studienergebnisse zeigen, dass individuelle Motivationen und Überzeugungen von Konsumenten das Teilnahmeinteresse substantiell erklären können, dabei aber große Unterschiede in der Relevanz verschiedener Motivationen existieren. Insbesondere spielt das individuelle Preisbewusstsein bei der Vorhersage des Teilnahmeinteresses eine vergleichsweise geringe Rolle. Selbsteinschätzungen der Probanden als innovative oder umweltbewusste Personen zeigten sich demgegenüber als wichtigere Faktoren. Subjektive Überzeugungen hinsichtlich der Konsequenzen einer Quotenmodell-Teilnahme zeigten sich ebenfalls als wichtige Prädiktoren der Teilnahmewahrscheinlichkeit. Dies traf sowohl auf die Wahrnehmung persönlicher Vorteile (z.B. finanzieller Art) als auch auf die Wahrnehmung positiver Auswirkungen auf die Umwelt zu. Letztere konnten das Teilnahmeinteresse allerdings tendenziell etwas besser vorhersagen. Die Wahrnehmung von Risiken einer Teilnahme spielte – in etwas geringerem Ausmaß – ebenfalls eine Rolle und wirkte sich negativ auf die Teilnahmewahrscheinlichkeit aus. Interessanterweise zeigte sich in einer integrierten Modellschätzung, in der alle gemessenen Motivationen und Überzeugungen in die Vorhersage des Teilnahmeinteresses einfließen, das Vorhandensein einer persönlichen Norm im Sinne einer wahrgenommenen moralischen Verpflichtung als bester Prädiktor. Soziodemografische Variablen wie Geschlecht, Alter, Bildung, Einkommen oder Haushaltsgröße, die ebenfalls in das Modell einfließen, trugen dagegen kaum zur Vorhersage des Teilnahmeinteresses bei.

Bei der Analyse der experimentellen Szenarien zeigten sich keine signifikanten Unterschiede hinsichtlich der kommunizierten Vorteile einer Quotenmodell-Teilnahme. Demgegenüber wirkte sich die Variation des Teilnahmemodus auf die Akzeptanz des Quotenmodells aus. Die untenstehende Abbildung 106 zeigt die jeweils durchschnittliche Akzeptanz in den verschiedenen experimentellen Szenarien und es lässt sich erkennen, dass die Akzeptanz systematisch sinkt, wenn der Teilnahmemodus als verpflichtend beschrieben wird. Diese Unterschiede sind zwischen dem freiwilligen Teilnahmemodus und den beiden Arten der Pflichtteilnahme statistisch signifikant. Ob die Teilnahme gänzlich oder nur teilweise (mit ausgewählten Anlagen) verpflichtend ist, hat dabei keine statistisch signifikanten Auswirkungen auf die Akzeptanz der Befragten. Es lässt sich daher annehmen, dass verschiedene Ausgestaltungsvarianten eines zukünftigen Quotenmodells durchaus Auswirkungen auf den Erfolg hinsichtlich einer ausreichenden und engagierten Teilnahme haben werden und die Reaktion der Haushalte auf verschiedene Varianten daher im Vorhinein antizipiert werden sollte.

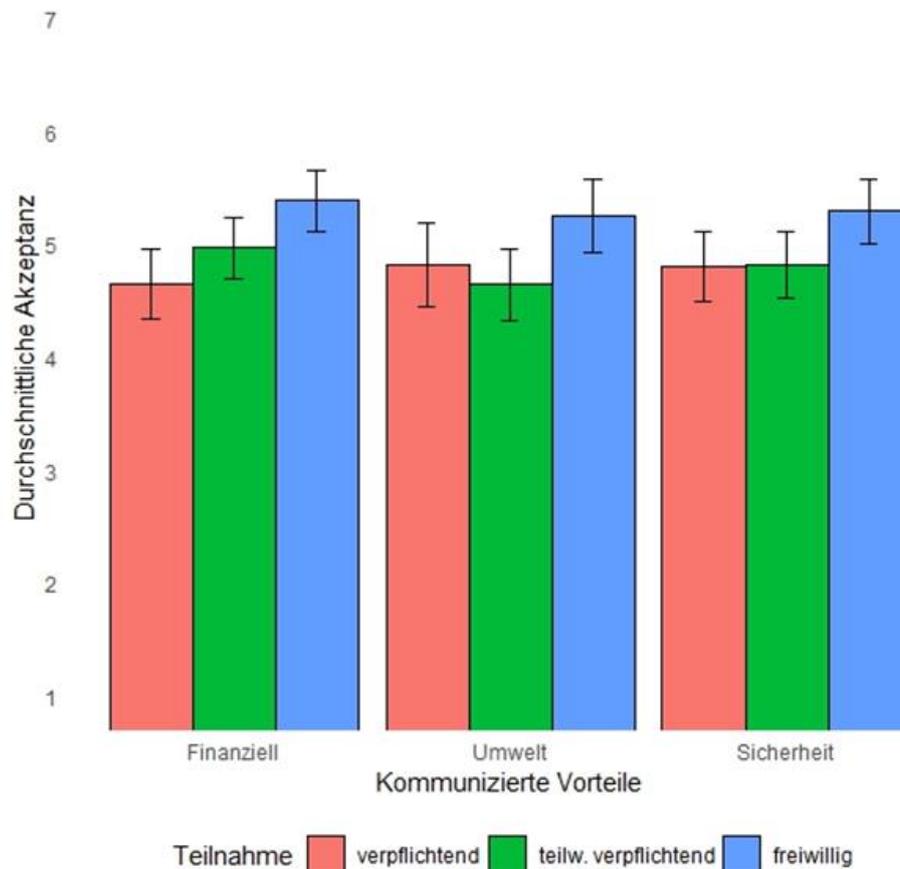


Abbildung 106: Effekte von Teilnahmemodus und kommunizierten Auswirkungen auf das Teilnahmeinteresse

Studie 4: Eine Analyse von am Markt verfügbaren intelligenten Haushaltsgeräten

Smart Home Technologien nehmen mittlerweile in vielen Haushalten einen festen Platz in der technischen Ausstattung des Zuhauses ein. Gleichzeitig wird intelligenten Haushaltsgeräten als Teil des Smart Home Marktes bei der Flexibilisierung der Stromnachfrage eine wichtige Rolle zugeschrieben und damit auch eine Bedeutung zur Erreichung von klimapolitischen Zielen und der Energiewende. Das Ziel dieser Studie bestand darin zu ermitteln, wie sich die Vernetzung von Smart Home-Produkten gestaltet, welche Nutzenvorteile die Konnektivität bestimmter Lösungskonzepte erzeugt und wie stark diese mit den Bedürfnissen und Wünschen potenzieller Nutzer übereinstimmen.

Die erste Fragestellung wurde anhand einer Produktanalyse bestehender Smart Home Lösungen in den Produktgruppen *Waschmaschinen*, *Wandladestationen* (sog. Wallboxen) und *Wärmepumpen* untersucht. Dafür wurden insgesamt 27 Modelle auf eine Reihe von Konnektivitätsmerkmalen hin analysiert. Auf diese Weise konnte gezeigt werden, dass sowohl innerhalb der Produktgruppen als auch produktgruppenübergreifend Unterschiede in der Konzeption der Vernetzung bestehen. Es hat sich noch kein einheitliches Konzept über mehrere Produktgruppen hinweg etabliert und es besteht großes Potenzial bei der Verknüpfung mehrerer Haushaltsgeräte über eine Systemplattform. Lediglich unter Wärmepumpen ist ein einheitlicheres Bild erkennbar und eine Systemintegration über Heimenergiemanagementsysteme (HEMS) ist für fast alle untersuchten Produkte problemlos möglich. Um auch für die anderen Produktgruppen die Grundlagen für automatisierbare netzdienliche Maßnahmen schaffen zu können, muss das Angebot an Geräten, die in ein HEMS integrierbar sind, weiter ausgebaut werden. Weiterhin konnte die Bestimmung der Nutzenschwerpunkte der untersuchten

Produkte aufzeigen, dass die bestehenden Konnektivitätskonzepte besonders häufig die Nutzenaspekte *Komfort* und *Transparenz* adressieren und seltener die *Netzdienlichkeit*.

Nachdem die Zusammenhänge von Konnektivitätsmerkmalen und Nutzenaspekten erläutert wurden, konnten die Konnektivitätskonzepte aller 27 Geräte der Produktanalyse auf ihre Nutzenschwerpunkte hin untersucht werden. Die Ableitung der Nutzenschwerpunkte verdeutlichte Unterschiede zwischen den Produktgruppen: Über die Produktgruppen hinweg konnte – wie bereits beschrieben – aufgezeigt werden, dass die Nutzenaspekte *Transparenz* und *Komfort* besonders als Schwerpunkte hervorgehen. Zugleich wurde jedoch auch das Defizit in den Produktgruppen *Waschmaschinen* und *Wandladestationen* deutlich. Diese konnten beispielsweise nur in seltenen Ausnahmen den Nutzenaspekt *Netzdienlichkeit* zu ihren Nutzenschwerpunkten zählen. Die Auslegung der Konnektivitätskonzepte in diesen Produktgruppen könnte im Hinblick auf den Nutzen für Anwender folglich noch vielseitiger gestaltet werden.

Um abschließend zu überprüfen, ob die im zweiten Teil identifizierten Nutzenschwerpunkte bestehender Produkte auch den Wünschen und Bedürfnissen potentieller Nutzer entsprechen, wurde 2022 im Rahmen einer Umfrage mit 95 Probanden überprüft, ob deren Interesse an Produkten aus den drei Produktgruppen *Waschmaschinen*, *Wandladestationen* und *Wärmepumpen* durch das Hinzufügen der Nutzenaspekte *Komfort*, *Transparenz* und *Netzdienlichkeit* beeinflusst werden kann. Die Stichprobe bestand aus 43 weiblichen und 52 männlichen Probanden im Alter zwischen 19 und 70 Jahren, wobei das Durchschnittsalter bei 32,81 Jahren lag. Die folgenden Nutzenaspekte wurden gegenüber den Probanden beschrieben:

- **Komfort**
Fernsteuerung per App, Fernstart und Fernunterbrechung, Zeit- und Zusatzprogramme, Benachrichtigungen, Echtzeitinformationen
- **Transparenz**
Fernüberwachung per App oder Website, Echtzeitinformationen, Nutzerstatistiken
- **Netzdienlichkeit**
Möglichkeit zur Fernsteuerung durch Energieversorgungsunternehmen

Dabei wurden jeweils drei smarte Produkte (d.h. mit je einem Nutzenaspekt) einer Produktgruppe einem nicht-smarten Basisgerät gegenübergestellt und durch die Probanden bewertet, wodurch sich $3 \times 3 = 9$ paarweise Vergleiche ergaben. Die Messung der Items erfolgt in der Studie anhand einer 7-stufigen Intervallskala mit den Randpunkten „-3“ und „3“, wobei „-3“ ein deutlich höheres Interesse an Gerät 1 (nicht smartes Basisgerät) gegenüber Gerät 2 (bzw. 3 oder 4; jeweils smart) ausdrückt. Umgekehrt entspricht der Wert „3“ einem deutlich gesteigerten Interesse an Gerät 2 (bzw. 3 oder 4) gegenüber dem Basisgerät. Mithilfe der Messungen wird folglich nicht das absolute Interesse an einem bestimmten Gerät ermittelt, sondern das gesteigerte/verringerte Interesse an einem smarten Gerät im Vergleich zu einem nicht smarten Basisgerät. Um sicherzustellen, dass die Probanden lediglich die durch die Beschreibung der Konnektivitätsmerkmale hervorgerufene Interessenänderung unabhängig vom Preis einstufen, wurden bei den paarweisen Vergleichen den Produkten keine Preise zugewiesen.

Die Umfrageergebnisse zeigen, dass alle drei Nutzenaspekte, d.h. *Komfort*, *Transparenz* und *Netzdienlichkeit*, zu einem erhöhten Interesse der Nutzer führen, wobei der Interessenanstieg beim *Komfort* über alle drei Produktgruppen am stärksten ausgeprägt ist und die *Transparenz* sowie *Netzdienlichkeit* in etwa gleichauf liegen (siehe Tabelle 14). Bei Betrachtung der Produktgruppen zeigt sich, dass das Interesse an smarten *Wandladestationen* und *Wärmepumpen* größer ist als an smarten *Waschmaschinen*. Interessant hierbei ist, dass die *Netzdienlichkeit* bei *Waschmaschinen* nur ein geringes Interesse erweckt. Dagegen ruft die *Netzdienlichkeit* bei *Wandladestationen* und *Wärmepumpen* ein deutlich höheres Interesse hervor.

Tabelle 14: Mittelwerte des Interesses an den smarten Produkten ggü. dem nicht-smarten Basisprodukt

Produktegruppe	Komfort	Transparenz	Netzdienlichkeit	Durchschnitt
Waschmaschinen	1,326	0,811	0,505	0,881
Wandladestationen	1,642	1,211	1,495	1,449
Wärmepumpen	2,021	1,137	1,200	1,453
Durchschnitt	1,663	1,053	1,067	1,261

Deutlich wurde durch diese empirische Erhebung einerseits, dass potenzielle Nutzer smarter Haushaltsgeräte ein gesteigertes Interesse gegenüber Nutzenaspekten äußern, die die Handhabung der Produkte komfortabler und bequemer gestalten. Andererseits leitet sich aus den Umfrageergebnissen die Erkenntnis ab, dass netzdienliche Nutzenaspekte das Interesse unter Befragten nicht zwangsläufig schmälern, sondern sie an diesem neuen Nutzenaspekt durchaus interessiert sind. Dies bekräftigt die Schlussfolgerung, dass Hersteller von smarten Haushaltsgeräten noch stärker auf netzdienliche Funktionen eingehen könnten, um diese Geräte in ein HEMS bzw. ein Quotenmodell einbinden zu können, ohne dabei das Interesse potentieller Nutzer zu verlieren. Wie in der Praxis die Anreize ausgestaltet sein müssen, um Letztverbraucher zum Erwerb solch (ggü. einem nicht smarten Basisgerät vermutlich teurerer) netzdienlicher Geräte zu bewegen, ist Gegenstand zukünftiger Forschung.

8.3.3. Feldtestteilnehmende

Im Rahmen des Feldtests wurden insgesamt sechs Befragungen über den gesamten Verlauf des Feldtests durchgeführt. Die erste Befragung fand während der Infowoche statt und richtete sich an Teilnahmeinteressenten, da die endgültigen Teilnehmer zu diesem Zeitpunkt (Q4 2020) noch nicht feststanden. Die zweite Befragung fand als Baseline-Befragung unter den Feldtestteilnehmern kurze Zeit später statt und hatte zum Ziel, grundlegende psychografische Charakteristika der Feldtestteilnehmer zu erfassen. Die vier folgenden Befragungen fanden während des laufenden Feldtests statt und erfassten die generelle Zufriedenheit der Feldtestteilnehmer sowie die wahrgenommenen Auswirkungen des Feldtests. Nachfolgend werden diese vier Befragungen während des Feldtests chronologisch aufgeführt:

- Q4 2021: Befragung nach Abschluss der technischen Installationen und vor Beginn des eigentlichen Feldtests
- Q2 2022: Erste Befragung während des Feldtests
- Q3 2022: Zweite Befragung während des Feldtests
- Q4 2022: Abschlussbefragung zum Ende des Feldtests

Die Abfrage der Zufriedenheit zeigte über alle vier Messzeitpunkte durchgehend hohe Zufriedenheitswerte (Zustimmung von ca. 9 auf einer 10-Punkte-Skala), die sich über die Zeit kaum veränderten. Wahrgenommene Auswirkungen wurden mittels dreier Fragen an den vier Zeitpunkten auf einer 7-Punkte-Skala erfasst. Wie die untenstehende Abbildung 107 zeigt, gaben die meisten Befragten an, keine negativen Auswirkungen wahrgenommen zu haben. Der Wert sank jedoch über den Verlauf des Feldtests hin zum Skalenmittelpunkt, was mit den während des Tests durchgeführten Eingriffen zusammenhängen kann. Andererseits wurden die Auswirkungen im Mittel nicht als störend oder komforteinschränkend wahrgenommen. Ein leichter Anstieg zeigte sich hier erst zum Ende hin. Insgesamt weisen diese Ergebnisse auf eine konsistent hohe Zufriedenheit hin und lassen darauf schließen, dass mit dem Feldtest vergleichbare Eingriffe in privaten Haushalten nicht als negativ und störend wahrgenommen werden.

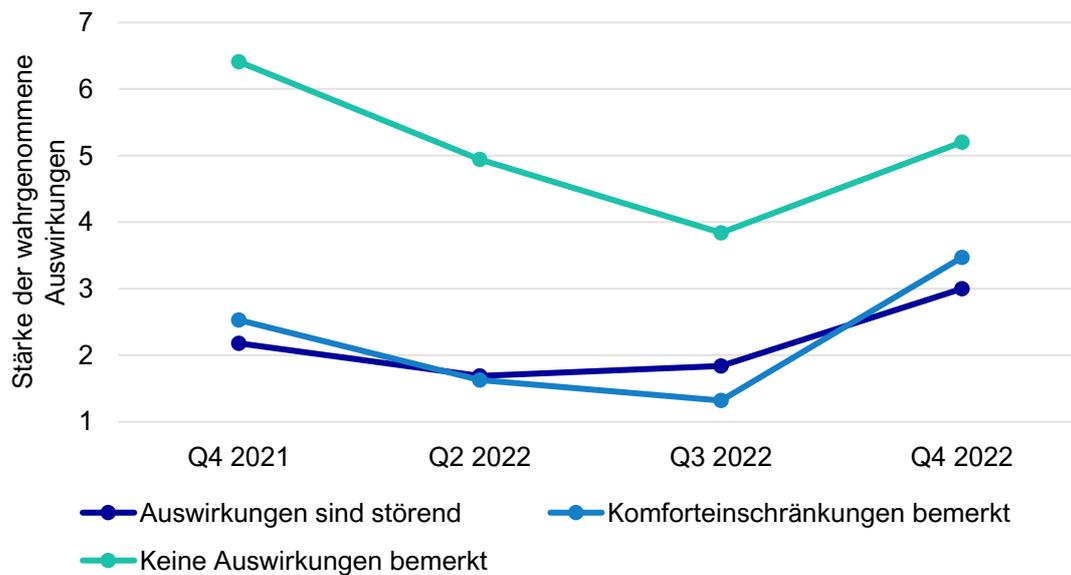


Abbildung 107: Wahrgenommene Auswirkungen im Feldtest über die Zeit

Die Befragung in Q4 2021 stellte insbesondere das Ladeverhalten mit den am Feldtest beteiligten E-Autos in den Fokus. Die Feldtestteilnehmer wurden diesbezüglich gefragt, an welchem Ort und zu welchen Zeitpunkten sie ihr E-Auto in der Regel aufladen. Die Ergebnisse zeigten, dass nahezu alle Ladevorgänge zuhause stattfanden. Weniger als 5% der Ladevorgänge fanden an anderen Orten statt. Die meisten Feldtestteilnehmer hatten außerdem keinen festgesetzten Ladezeitpunkt, sondern luden ihr E-Auto immer dann auf, wenn der Ladezustand niedrig war (siehe Abbildung 108). Einige der Feldtestteilnehmer luden hingegen regelmäßig nach jeder Fahrt oder zu einer bestimmten Tageszeit.

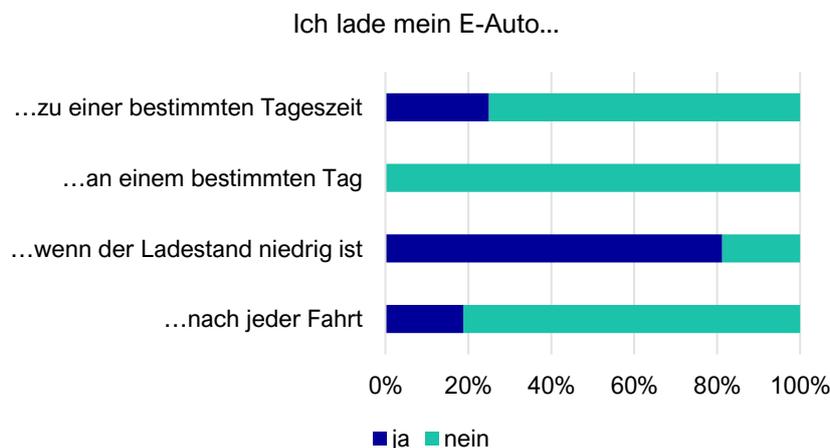


Abbildung 108: Anteile der Befragten, die ihr Auto zu bestimmten Zeitpunkten laden (Mehrfachantworten möglich)

Die Umfrage enthielt ebenfalls Fragen zum bidirektionalen Laden von E-Autos. Gut 80% der Feldtestteilnehmer gaben an, eine grundsätzliche Bereitschaft zur Teilnahme am bidirektionalen Laden zu haben. Diese Teilnehmenden wurden anschließend nach ihrer Präferenz für eine Sicherheitsreichweite befragt, also die Reichweite, die trotz Teilnahme am bidirektionalen Laden jederzeit mit dem E-Auto zurückgelegt werden kann. Die Batterie des E-Autos würde im Falle des bidirektionalen Ladens lediglich bis zu der vorgegebenen Sicherheitsreichweite entladen. Zirka zwei Drittel der Feldtestteilnehmer wünschten sich eine Sicherheitsreichweite von 50 bis 100 Kilometern, die übrigen Feldtestteilnehmer gaben an, eine längere Sicherheitsreichweite von 125 Kilometern und mehr

zu bevorzugen. Die Befragung zeigt damit interessante Potenziale für die zukünftige Einbindung von E-Autos in intelligente Stromnetze auf.

8.4. Sekundärmarkt

Im folgenden Kapitel werden das Design, die Implementierung und die Marktmechanismen des Sekundärmarkts im Projekt flexQgrid beschrieben.

8.4.1. Marktdesign

Während sich in der Literatur viele Arbeiten in ihrer Definition der Quote leicht unterscheiden, stimmen sie alle darin überein, dass ein quotenbasierter Markt hohen Anforderungen genügen muss. Transparente Marktmechanismen, nicht-diskriminierende Quoten, eine (sehr) hohe technische Verfügbarkeit und eine einfache Kommunikation zwischen den Teilnehmer:innen und dem Marktmechanismus scheinen die vorherrschenden Anforderungen zu sein. Ein solches Quotensystem in Kombination mit einem lokalen Markt kann sich als vorteilhaft für das Netzmanagement und den Netzbetrieb erweisen.

Bei der Entwicklung eines geeigneten Marktmechanismus für das beschriebene Szenario orientieren wir uns an den Modellen von (Parsons, 2011) (Friedman D., 2018). Wir entwerfen eine zweiseitige Auktion (Friedman D., 2018) mit Energie als homogenem Gut (Vasin, 2017) (Parsons, 2011). Wir betrachten Multi-Units im Handel mit dem Einzelgut (Parsons, 2011) und betrachten eine Auktion mit verdeckten Geboten (sealed-bid auction), bei der die erfolgreichen Gebote nach Marktschluss veröffentlicht werden.

Der Marktplatz wurde entsprechend den Anforderungen des Feldtests konzipiert und weiterentwickelt. Ein produktiver Einsatz, der über einen Proof of Concept hinausgeht, hat im Rahmen des Feldtests jedoch nicht stattgefunden. Die Ergebnisse wurden durch Simulation mit Feldtestdaten gewonnen.

Ein Gebot kann sich auf mehrere Perioden beziehen.

Anwendungsfälle hierfür sind:

Ein Fertigungsprozess auf einer Maschine dauert 45 min, also drei Perioden. Es nützt der Maschinenbetreiber:in nichts, wenn sie über den Marktplatz Zuschläge nur für einen Teil der drei Perioden bekommt. Entweder gibt es einen Zuschlag für alle 3 relevanten Perioden oder für gar keine.

Ein Elektrofahrzeug ist fast leer und soll für die Fahrt zur Arbeit kurzfristig aufgeladen werden. Um den Arbeitsweg zurücklegen zu können, sind 2 Ladep perioden erforderlich. Eine Ladung von nur einer Periode bringt der Fahrzeughalter:in nichts, da sie dann besser ein anderes Verkehrsmittel nutzt.

Um dieses Verhalten zu modellieren, werden Gebote immer in Form eines Gebotssatzes abgegeben. Ein Gebotssatz besteht aus mehreren Teilgebotsen. Ein Gebotssatz wird nur dann gematcht, wenn alle darin enthaltenen Teilgebote gematcht werden.

Matching nur für ganze Mengen

Die Mengen der abgegebenen Gebote müssen jeweils vollständig gematcht werden um einen Zuschlag zu erhalten. Der Hintergrund ist, dass wenn eine Maschine eine bestimmte Leistung erfordert bringt es nichts, wenn diese Leistungsanforderung nicht vollständig erfüllt wird.

Falls z.B. eine Batterie auch andere Mengen akzeptiert, so kann dies durch das Abgeben zusätzlicher Gebote ausgedrückt werden.

Optionale Höchstanzahl der Gebote die den Zuschlag erhalten sollen

Aus Sicht einer Teilnehmer:in gibt es zwei Strategien für die gewünschte Anzahl von Geboten, die einen Zuschlag erhalten sollen.

1. Opportunistisches Bieten

Beispiel: Ein EMS, das eine Batterie steuert, hat das Ziel, die Batterie zu laden. Dabei soll die Geschwindigkeit eine untergeordnete Rolle spielen. Das EMS gibt daher etwas höhere Gebote für eine Mindestmenge (z.B. 10 kWh) und eine Reihe niedrigerer Gebote für weitere Kapazitätsmengen ab.

So können unterschiedliche Zahlungsbereitschaften für unterschiedliche Mengen abgebildet werden.

2. Maximal ein Gebot soll den Zuschlag erhalten.

Ein EMS hat eine Reihe von möglichen Fahrplänen für die nächsten Perioden berechnet. Diese Fahrpläne schließen sich jedoch gegenseitig aus. Um die Chancen für einen Zuschlag auf dem Markt zu erhöhen, ist es jedoch wünschenswert, mehr als eine solche Alternative als Gebot abzugeben.

Gemeinsamer Markt für Last- und Erzeugungsquoten

Anstelle von zwei getrennten Märkten für Last- und Erzeugungsquoten werden diese auf einem gemeinsamen Markt gehandelt und können miteinander verrechnet werden. Dies führt zu einer höheren Liquidität am Markt und zu einem größeren Lastverschiebungspotenzial. Im Laufe des Projekts hat sich herausgestellt, dass die Gründe, die gegen einen solchen gemeinsamen Markt sprechen, in der Praxis keine Rolle spielen (z.B. eine theoretisch denkbare Gleichzeitigkeit von Last und Erzeugung in Netzsträngen).

Diskretes vs. kontinuierliches Matching

Prinzipiell ist sowohl ein diskretes als auch ein kontinuierliches Matching möglich.

Die Entscheidung gegen ein kontinuierliches Matching wurde aus mehreren Gründen getroffen:

- Der Markt hat einen diskreten Charakter, da die Quoten zu diskreten Zeitpunkten veröffentlicht werden. Gebote können sich nur auf Perioden beziehen, die in der Zukunft liegen. D.h. vor jeder neuen 15 min-Periode würde eine Bereinigung des Orderbuchs stattfinden. Dies unterstreicht den diskreten Charakter.
- Frontrunning ist in kontinuierlichen Märkten immer ein Problem. Bei der hier gegebenen nicht zu vernachlässigenden Latenz in der Kommunikation wäre das Problem noch größer. Bei der Abbildung von Orderbüchern auf einer Blockchain ist Frontrunning nur sehr schwer zu verhindern. Die allgemein akzeptierte Empfehlung ist hier, den Einsatz von Frontrunning durch das Design unmöglich zu machen. Da auch eine Untersuchung der dezentralen Ausgestaltung auf einer Blockchain erfolgen soll ist dies ein weiteres Argument gegen einen kontinuierlichen Ansatz.

- Durch die Anforderung, dass ein Gebot mehrere Perioden umfassen kann, ist das Matchingproblem NP-schwer. Bei einem großen Orderbuch können die Laufzeiten und Rechenzeitkosten daher schnell sehr groß werden. Im kontinuierlichen Fall muss die Berechnung bei jeder neuen Gebotsabgabe durchgeführt werden. Im diskreten Fall dagegen nur einmal pro diskreter Periode.

Zuordnung der Netzanschlusspunkte auf Märkte

Eine wichtige Gestaltungsfrage ist, welche Netzanschlusspunkte in Abhängigkeit der Netztopologie jeweils zu einem Marktplatz zusammengefasst werden sollen.

Im einfachsten Fall bildet jeder Ortsnetzstrang einen eigenen Marktplatz. Dies hat den Nachteil, dass durch die geringe Teilnehmer:innenzahl pro Marktplatz die Chance auf gematchte Gebote sinkt. Für den Fall, dass eine Quote durch einen Engpass innerhalb eines Ortsnetzstrangs hervorgerufen wird, kann diese Konfiguration optimale Ergebnisse liefern. Für den Fall, dass eine Quote am Ortsnetztransformator ausgelöst wird, bleibt Potenzial ungenutzt, da keine Lastverschiebung zwischen verschiedenen Ortsnetzsträngen stattfinden kann. Daher ist es sinnvoll, alle Netzanschlusspunkte, die an einem Ortsnetztransformator angeschlossen sind, in einem Marktplatz zusammenzufassen. Dabei kann das Problem auftreten, dass zu viel Last zwischen zwei oder mehreren Netzsträngen verschoben wird und dadurch ein neuer Engpass entsteht. Um dies zu verhindern, müssen Restriktionen in das Matching eingebaut werden, die verhindern, dass zu viel Last zwischen Ortsnetzen über den Transformator verschoben wird.

Als Alternative zur Restriktion wurde die Möglichkeit der Modellierung von Restriktionen von jedem Ortsnetz zu jedem anderen Ortsnetz implementiert und untersucht. In der Topologie des Feldtestgebietes bietet diese Möglichkeit jedoch keine Vorteile und erhöht den Rechenaufwand des Matchings.

Mathematische Formulierung

Mit den beschriebenen Anforderungen kann das Matching wie in Abbildung 109 dargestellt formuliert werden.

$$\begin{aligned}
 \max \quad & \sum_{\substack{t \in T \\ o \in O_{\text{bid}}}} x_o q_{o,t} p_{o,t} - \sum_{\substack{t \in T \\ o \in O_{\text{ask}}}} x_o q_{o,t} p_{o,t} + 0.001 \sum_{o \in O} x_o \\
 \text{s.t.} \quad & \sum_{o \in O_{\text{bid}}} x_o q_{o,t} - \sum_{o \in O_{\text{ask}}} x_o q_{o,t} = 0 \quad \forall t \in T \quad (1) \\
 & x_{o_{\text{bid}}} p_{o_{\text{bid}}} - x_{o_{\text{ask}}} p_{o_{\text{ask}}} \geq 0 \quad \forall o_{\text{bid}} \in O_{\text{bid}}, o_{\text{ask}} \in O_{\text{ask}} \quad (2) \\
 & \sum_{o \in O_{\text{bid},c}} x_o q_{o,t} - \sum_{o \in O_{\text{ask},c}} x_o q_{o,t} \leq \bar{c}_{\text{up},c} \quad \forall t \in T, c \in C \quad (3) \\
 & \sum_{o \in O_{\text{bid},c}} x_o q_{o,t} - \sum_{o \in O_{\text{ask},c}} x_o q_{o,t} \geq \bar{c}_{\text{down},c} \quad \forall t \in T, c \in C \quad (4) \\
 & \sum_{o \in O_a} x_o \leq \bar{m}_a \quad \forall O_a \in O \quad (5) \\
 & x_o \in \{0, 1\} \quad \forall o \in O
 \end{aligned}$$

Abbildung 109: Mathematische Formulierung des Matching

Tabelle 15: Legende zur Mathematischen Formulierung

	Beschreibung
x_o	Entscheidungsvariable, $x_o = 1$: die Order o erhält einen Zuschlag, $x_o = 0$: erhält keinen Zuschlag.
T	Menge aller Perioden
O	Menge aller Orders
C	Menge aller Cluster
O_{bid}	Menge aller bid-Orders
O_{ask}	Menge aller ask-Orders
$O_{bid,c}$	Menge aller bid-Orders die in einem Cluster c sind
$O_{ask,c}$	Menge aller ask-Orders die in einem Cluster c sind
$q_{o,t}$	Die durch Order o nachgefragte bzw. angebotene Menge in Periode t
$p_{o,t}$	Preis der Order o in Periode t
$\bar{c}_{down,c}$	Untere Grenze für Cluster c um die die Energie zum Ortsnetztransformator verändert werden kann
$\bar{c}_{up,c}$	Obere Grenze für Cluster c um die die Energie zum Ortsnetztransformator verändert werden kann
\bar{m}_a	Maximale Anzahl der Order aus der Menge a die einen Zuschlag erhalten dürfen
O_a	Menge aller Order die zu einer Menge a gehören von denen nur eine maximale Anzahl \bar{m}_a einen Zuschlag erhalten soll

Die Zielfunktion in der Formulierung in Abbildung 109 stellt sicher, dass aus allen möglichen Matches diejenigen ausgewählt werden, bei denen die Summe der Differenzen zwischen Bid- und Ask-Preisen maximal wird. Der Zusatz $0.001 \sum_{o \in O} x_o$ ist notwendig, damit im Fall $p_{obid} = p_{oask}$ das Match trotzdem ausgewählt wird. ϵ muss klein genug sein, damit dieser Summand nur im Fall $p_{obid} = p_{oask}$ den Ausschlag gibt.

Nebenbedingung (1) stellt sicher, dass pro Zeiteinheit t die Menge der gematchten Bid-Orders jeweils gleich der Menge der gematchten Ask-Orders ist.

Nebenbedingung (2) stellt sicher, dass pro Zeiteinheit t jeweils die Summe der Preise aus den gematchten Bid-Orders größer ist als die Summe der Preise aus den gematchten Ask-Orders.

Die Nebenbedingungen (3) und (4) stellen sicher, dass die Differenzmenge aus dem Cluster c nur um den Betrag $\bar{c}_{up,c}$ erhöht bzw. um den Betrag $\bar{c}_{down,c}$ verringert werden kann. Damit wird sichergestellt, dass durch das Ergebnis auf dem Sekundärmarkt kein neuer Engpass entstehen kann.

Die Nebenbedingung (5) stellt sicher, dass von allen Aufträgen, die eine Menge a erhöhen, nur maximal \bar{m}_a einen Zuschlag erhalten.

Dezentrale Ausgestaltung auf einer Blockchain

Im Rahmen des Projekts wurde eine dezentrale Ausgestaltung auf einer Blockchain untersucht.

Eine entscheidende Frage bei der Architektur ist, welche Prozesse und Daten in Form von sogenannten Smart Contracts auf der Blockchain stattfinden sollen und welche Prozesse und Daten in klassischen zentralen IT-Systemen verwaltet werden sollen.

Dabei gilt es, die Vorteile der Blockchain zu nutzen und mögliche Nachteile zu minimieren.

Als entscheidende Gestaltungsprinzipien wurden dabei definiert:

1. Alle relevanten Daten und Prozesse müssen auf Smart Contracts verfügbar sein. Die vollautomatische und garantierte Ausführung von Code auf der Blockchain kann nur realisiert werden, wenn wirklich alle relevanten Daten und Prozesse im Smart Contract Code vorliegen

und dort ausgeführt werden. Durch jeden Zugriff auf Off-chain Datenquellen wird das System geschwächt.

2. Möglichst hohe Automatisierung durch Smart Contracts: Prozesse, Zeitlimits und Dokumentation von Geldflüssen sollen in Smart Contracts stattfinden. Die Smart Contracts sollen so gestaltet werden, dass sie quasi vollautomatisiert und ohne Eingriffe von außen funktionieren. Zusätzlich sollen Restriktionen aus den Prozessen forciert werden, z.B. dass Gebote nur in einem bestimmten Zeitfenster abgegeben werden können und danach vom Smart Contract nicht mehr akzeptiert werden. Damit entfällt der manuelle Aufwand zur Kontrolle und Diskussionen, ob Gebote im richtigen Zeitfenster abgegeben wurden.
3. Schutz der Privatsphäre durch Pseudonymisierung: Um die Vorteile der Automatisierung und der transparenten Dokumentation auf der Blockchain nutzen zu können, müssen diese Daten für alle sichtbar auf der Blockchain vorhanden sein. Damit dies nicht gegen Datenschutzbestimmungen verstößt oder zu spieltheoretischen Problemen bei der Gebotsabgabe führt, wurde ein System mit ständig wechselnden Pseudonymen und zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe in Form eines Commitments für andere nicht lesbare Gebote entwickelt. Jede Teilnehmer:in erhält alle 15 Minuten (das ist die kleinste zeitliche Auflösung, mit der Daten in die Blockchain geschrieben werden) eine neue Adresse. Es gibt also keine zeitlich oder inhaltlich zusammenhängenden Daten auf der Blockchain. Damit aus der zeitlichen Abfolge der Transaktionen oder der Zahlung der Transaktionsgebühren keine Rückschlüsse auf die Position in der Netztopologie gezogen werden kann, wird ein Transaktions-Mixer sowie ein Blockchain Transaktionsgebühren-Zahlungsdienst eingesetzt, mit dem eine große Gruppe von Teilnehmer:innen gebündelt werden kann und somit keine Rückschlüsse auf einzelne Anlagen gezogen werden können.

Bewertung des Einsatzes von DLT-/Blockchain-Technologie

Identifizierte Mehrwerte in flexQgrid:

- Durch die Dezentralität und Verteilung der Rechenlast sowie der Entscheidungsgewalt der DLT-Technologien ist eine direkte Eignung für einen verteilten Markt gegeben. Insbesondere bieten DLT-Technologien folgende Vorteile für den flexQgrid-Markt:
- Dokumentation der Quote nachvollziehbar und unveränderbar
- Dokumentation der Gebote vertraulich und unveränderbar
- Dokumentation des Stromverbrauchs (Smart Meter Daten) der Marktteilnehmer vertraulich und unveränderbar
- Dokumentation des Marktergebnisses nachvollziehbar und unveränderbar
- Kontinuierliche, automatische Überprüfung und Pönalisierung bei Verstößen (Enforcement). Keine Bindung an eine zentrale Instanz
- Kostengünstig durch einfache Prüfung
- Höherer Automatisierungsgrad durch automatisches Clearing und Settlement (Einschränkung: höchster Mehrwert, wenn alles kryptobasiert ist)
- Nicht manipulierbar durch Marktteilnehmer
- Einhaltung von Datenschutzrichtlinien trotz öffentlichem Zugriff

Marktagenten

Für Marktagenten, die Gebote für einen oder mehrere Verbraucher:innen oder Erzeuger:innen abgeben, gibt es eine Reihe von möglichen Strategien. Wenn Gebotspakete abgegeben werden, die Gebote für mehrere Perioden enthalten, muss immer die genaue Menge aller Einzelgebote gematcht werden. Da jedes zusätzliche Einzelgebot in einem Gebotsblock die Matchinganforderungen erhöht, sollten

möglichst kleine Gebotsblöcke oder Einzelgebote verwendet werden. Wenn keine feste Menge gematcht werden muss, sollte eine größere Menge in mehrere kleine Gebote aufgeteilt werden. Die Wahrscheinlichkeit, dass kleine Gebote einen Zuschlag erhalten, ist größer, als wenn die gleiche Menge in einem Gebot zusammengefasst wird.

Die Herausforderung für die Marktakteur:innen liegt in den vielen Freiheitsgraden, die ein Gebot bietet: Die Bestimmung der Menge, die Aufteilung der Menge auf verschiedene Perioden, die Zusammenfassung einzelner Gebote zu Gebotspaketen und die Wahl des Gebotspreises. Ein möglicher Ansatz für einen Marktagenten könnte darin bestehen, eine Liste mit den besten Fahrplänen zu erstellen. Diese Fahrpläne werden dann entsprechend ihrer Attraktivität mit einem Preis bewertet. Für jeden dieser Fahrpläne kann ein Gebot abgegeben werden, das die Differenz zwischen dem gewünschten Fahrplan und der nach der Quote zugeteilten Kapazität enthält. Alle diese Gebote werden so abgegeben, dass maximal ein Gebot den Zuschlag erhalten kann. Da im Markt mit anderen Teilnehmer:innen interagiert wird, ist es sinnvoll, zusätzlich ein lernendes Verfahren einzusetzen, welches die Gebotshöhe aus den vergangenen Interaktionen mit den anderen Marktteilnehmer:innen ermittelt. Ein einfaches Verfahren, das dies leistet, ist das Reinforcement Learning.

8.4.2. Beschreibung der Implementierung

Überblick über die Komponenten

Alle Komponenten stehen als Docker Container zur Verfügung und können gemeinsam gestartet und beendet werden. Der Matching Server ist in Clojure geschrieben und läuft auf der Java Virtual Machine (JVM). Für die Lösung des Integer-Optimierungsproblems wurden verschiedene Solver und Schnittstellen getestet. Eine Möglichkeit bietet das Pulp-Paket (Pulp, 2023) in Python. Pulp ist eine Schnittstelle, mit der verschiedene Solver, sowohl kommerzielle als auch Open Source Solver, angesteuert werden können. Die Auswahl in flexQgrid fiel ausschließlich auf OpenSource Solver, da die Lizenzen für die kommerziellen Solver auf einem Server deutlich über 1000 Euro pro Jahr liegen. Das erwartete Volumen der gehandelten Werte auf dem Sekundärhandelsplatz für Quoten rechtfertigt jedoch keine Betriebskosten in dieser Höhe. Pulp funktioniert gut und die Formulierung der ganzzahligen Probleme ist intuitiv. Da sich die Python-Laufzeitumgebung von der JVM unterscheidet, muss Python entweder aus Clojure heraus ausgeführt und aufgerufen werden oder es muss ein eigener Python-Server betrieben werden, mit dem über eine REST-Schnittstelle kommuniziert werden kann. Beide Möglichkeiten funktionieren prinzipiell. Insbesondere wenn der Lösungsprozess vorzeitig beendet werden soll, bietet ein nativer Solver auf der JVM jedoch Vorteile. Zum einen wird keine eigene Schnittstelle benötigt und zum anderen kann der Prozess jederzeit abgebrochen werden. Aus diesen Gründen fiel die Wahl auf den Java-basierten Choco-Solvers (Prud'homme & Fages, 2023). Als Datenbank kommt Postgres (Postgres, 2023) zum Einsatz.

Datenbankschema für den Feldtest

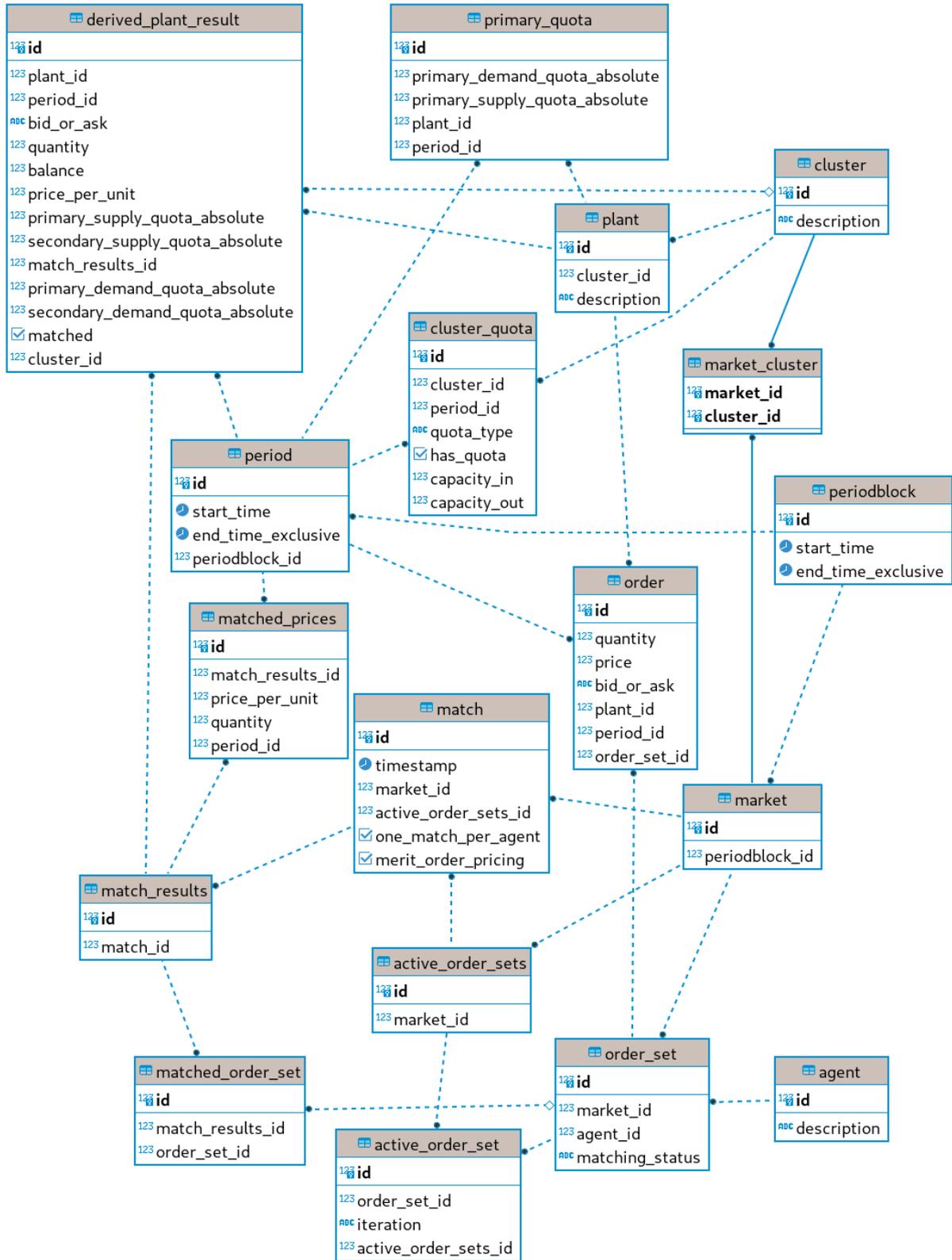


Abbildung 110: ER-Diagramm des Datenbankschemas im IDEF1X Standard

Beim Erstellen des Datenbankschemas (Abbildung 110) war wichtig, dass auf Grundlage der Anlagen, Gebote und Perioden verschiedene Setups erstellt und miteinander verglichen werden können. Die Zuordnung von EMS, Anlage, Cluster, Periode und Geboten ist fest. Das Datenbankschema soll es darauf aufbauend möglich machen, dass verschiedene Setups miteinander verglichen werden können:

- Die Auswahl der Cluster die einen Markt bilden
- Die Auswahl der Gebote die im Matching zugelassen werden
- Verschiedene Berechnungen des Matchings

Die EMS, hier als *agent* bezeichnet, geben Gebote ab. Ein Gebot, das von einem EMS abgegeben wird ist immer ein *order_set*, das aus verschiedenen *order* bestehen kann. Dies ist notwendig, da sich ein solches Gebotset, also ein *order_set*, auf ein oder mehrere Perioden beziehen kann. Eine *order* bezieht sich immer genau auf eine Periode. Die *order* umfassen neben der Angabe zur *periode* noch die Menge (*quantity*), Preis (*price*), ob es sich um eine Verkaufs- oder Kauforder handelt (*bid_or_ask*) und die Zuordnung zur Anlage auf die sie sich beziehen (*plant*). Jedes *plant* ist einem *cluster* zugeordnet. Im Normalfall gilt die Zuordnung, dass ein Cluster einen Ortsnetzstrang darstellt. Diese Zuordnung kann pro Periode flexibel neu gestaltet werden beispielsweise um mit feingranulareren Clustern zu experimentieren. Jedes Cluster hat eine obere und untere Grenze, um die die Differenz der eingehenden und ausgehenden Energie verändert werden kann, bevor es zu einem neuen Engpass kommt. Diese wird in *cluster_quota* gespeichert. Ein *periodblock* besteht jeweils aus mehreren *periods*. Der Feldtest ist mit einer Periodenblocklänge von 6h und 15 min *periods* gestartet. Es können jedoch auch andere Periodenblocklänge wie 1h, also 4 mal 15 min *periods*, betrachtet werden.

Die *order_set* werden in einem *market* abgegeben. Verschiedenen Märkte können verschiedene *cluster*-setups über die Zuordnung Markt zu Clustern über *market_cluster* darstellen. So kann ein Markt pro Ortsnetzstrang mit einem Gesamtmarkt, der alle Ortsnetzstränge umfasst, verglichen werden.

Ein EMS kann mehr als eine Anlage verwalten, beispielsweise im Falle des Aggregators. Damit muss die Möglichkeit gegeben sein, dass ein *order_set* Gebote mehrerer Anlagen umfasst. Die Zuordnung welche Anlagen durch welche EMS verwaltet werden, wird durch die Angabe des *agent* festgelegt. Ein EMS kann als ein *agent* angesehen werden.

Das Matching wird nicht basierend auf den *order_sets*, sondern auf einer Auswahl diese *order_sets*, den *active_order-sets* berechnet. Hiermit kann zum Beispiel verglichen werden, wie sich getrennte Märkte für Last- und Erzeugung gegenüber einem gemeinsamen Markt verhalten würden indem in *active_order_sets* jeweils die entsprechenden Gebote ausgewählt werden. Eine weitere Frage ist, ob und welche diskreten Stufen zur Angabe der Menge es in Geboten geben sollte. Mit der *active_order_set* Konstruktion können neben den Original Geboten, die in einem *active_order_sets* festgehalten werden, beispielsweise kleinteiligere Gebote als Alternative, die in einem anderen *active_order_sets* festgehalten werden, getestet werden.

Durch das Anlegen eines neuen Eintrags in der *match* Tabelle wird ein Aufruf des *matching-server*s angestoßen. In *match* wird festgehalten welchen Input das Matching bekommt. So kann genau nachvollzogen werden basierend auf welchen Daten welches Ergebnis berechnet wurde. *match* verknüpft einen *market* mit den *active_order_sets*. Die Ergebnisse der Berechnung schreibt der *matching-server* in *matched_prices* und *matched_order_sets* die über die *match_result* dem *match* zugeordnet werden können. Als von diesen Ergebnissen abgeleitete Information wird außerdem *derived_plant_result* in die Datenbank geschrieben. Dieses kann anhand der *primary_quota* und den *matching* Ergebnissen berechnet werden.

Das Berechtigungsmanagement ist über feingranulare Lese- und Schreibrechte in hasura ausgestaltet. Für die Authentifizierung kommt Keycloak (Keycloak, 2023) mit *oauth2* zum Einsatz.

GraphQL und Hasura im Backend

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurde außerdem der Einsatz von GraphQL im Backend untersucht werden. GraphQL ist eine Abfrage- und Manipulationssprache, mit der deskriptiv beschrieben werden kann, welche Daten in welcher Struktur geliefert werden sollen. Für eine baumartige Datenstruktur, wie sie hier vorliegt, die viele SQL-Joins erfordern würde, sind GraphQL-Abfragen oft einfacher und leichter zu handhaben als die entsprechenden SQL-Abfragen. Im Vergleich zu SQL gibt es jedoch Nachteile bei den verfügbaren ORMs und die Ausdrucksstärke von SQL wird nicht erreicht. Neben dem Komfort der Abfragesprache spielt in der Praxis das Berechtigungsmanagement eine wichtige Rolle. Der Matching-Server könnte auch in einem produktiven Setup relativ weitreichende und auch auf Datenbankebene einfach zu realisierende Berechtigungen erhalten. Für die Clients müssen jedoch feingranulare Lese- und Schreibberechtigungen implementiert werden, die über das hinausgehen, was direkt auf Postgres-Ebene sinnvoll zu implementieren ist. Hasura (hasura, 2023) hingegen macht es sehr einfach, diese Berechtigungen zu implementieren. Hasura stellt eine GraphQL Schnittstelle u.a. für die hier verwendete Postgres Datenbank zur Verfügung. Darüber hinaus wird eine Verwaltungsschicht angeboten, in der u.a. Zugriffskontrollen eingerichtet und Aktionen definiert werden können, die Ereignisse (z.B. REST API Aufrufe) auslösen sollen. Durch die Anforderung der Berechtigungsverwaltung ist der Vergleich also weniger direkt zwischen SQL und GraphQL als Abfragesprachen zu sehen, sondern vielmehr zwischen SQL + REST API, in der die Berechtigungen implementiert sind, und der GraphQL-Schnittstelle, die von Hasura zur Verfügung gestellt wird. Insgesamt werden 24 verschiedene Abfragen für die Clients und den Matching Server benötigt. Auch wenn es Frameworks für die Erstellung von REST-APIs gibt, die dies stark vereinfachen, wäre der Aufwand für die Bereitstellung um ein Vielfaches höher. Außerdem würde eine zusätzliche Schicht eingeführt. Die GraphQL-Schnittstelle und das Berechtigungsmanagement von Hasura ändern sich automatisch bei jeder Änderung der zugrundeliegenden Datenbank. Bei einer REST-API müsste zumindest die API bei jeder Änderung neu generiert werden. Vor diesem Hintergrund hat sich die Verwendung von Hasura als GraphQL-Schnittstelle und für das Berechtigungsmanagement bewährt.

8.4.3. Markt in der roten Ampelphase

Der Feldversuch hat gezeigt, dass eine verbindliche gelbe Ampelphase unter den derzeitigen Bedingungen nicht uneingeschränkt zu empfehlen ist. Ohne eine verbindliche gelbe Ampelphase gibt es bei der derzeitigen Ausgestaltung der Ampelphasen keinen Markt. Ohne Markt kann aber weder eine Verteilung der Abregelungen nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten noch eine mögliche Vermeidung von Abregelungen durch Lastverschiebung erfolgen. Daher soll hier eine Möglichkeit aufgezeigt werden, wie der Markt in die rote Ampelphase integriert werden kann. In der gelben Ampelphase wird das Problem gesehen, dass sehr viel synchrone Kommunikation notwendig ist, die schnell zu Ausfällen führen kann.

Vor diesem Hintergrund wurde ein alternatives Modell entwickelt, das den Anforderungen besser gerecht wird. Dieses Modell legt besonderen Wert auf Einfachheit und Robustheit und ist besser gegen mögliche Kommunikationsstörungen gewappnet.

Anstelle einer verpflichtenden synchronen Kommunikation mit den Marktteilnehmern können diese ihre Zahlungsbereitschaft hinterlegen, bevor überhaupt bekannt ist, ob es eine rote Ampelphase geben wird. Der Markt wird dann auf Basis dieser hinterlegten Zahlungsbereitschaften ausgeführt, wenn die rote Ampelphase eintritt. Dies reduziert die notwendige Kommunikation und schafft eine zeitliche Unabhängigkeit der Kommunikation. Es kann gezeigt werden, dass dieses Modell wesentlich robuster gegenüber Kommunikationsstörungen und sogar kurzzeitigen Ausfällen der Gebäudemanagementsysteme (GEMS) ist.

8.5. Bewertung aus Sicht eines Aggregators

Beide Szenarien eines Aggregators konnten von Entelios im Feldtest erfolgreich durchgeführt werden:

Szenario 1 - Energieneutrale Portfoliooptimierung: Die Fahrpläne eines Quartierspeichers und einer großen PV-Anlage (160 kW installierte Leistung) wurden so gegeneinander gefahren, so dass am Mittelspannungstransformator keine Abweichung erkennbar und kein Energiehandel erforderlich war. Dies ist relevant, wenn ein Netzknoten in der Niederspannung z.B. durch hohe PV-Einspeisung überlastet ist. Dann kann der Aggregator die Einspeisung an diesem Netzknoten gezielt reduzieren und an anderer Stelle auf gleicher Weise die Einspeisung durch den Quartierspeicher erhöhen.

Szenario 2 - Energiewirksamer Intraday-Handel: Entelios möchte demonstrieren, dass aus einem größeren Quartierspeicher eine Intraday-relevante Energiemenge entnommen oder diesem zugeführt werden kann. Für den Intraday-Handel gelten gewisse Mindest-Handelsmengen. Daher beteiligen sich kleine dezentrale Anlagen normalerweise nicht am Intraday-Handel. Die Vermarktung einer produzierten Menge aus der Niederspannung würde zeigen, dass dies sowohl technisch als auch aus ökonomischen Gründen möglich ist. Hierbei ist der gewählte Zeitraum wichtig, da ein Quartierspeicher nicht gleichzeitig zum Mittagspeak der PV-Anlagen ins Verteilnetz rückspeisen darf, um das Netz nicht zu überlasten. Das Aufladen des Quartierspeichers könnte zu diesem Zeitpunkt das Netz entlasten.

Beide Szenarien konnten im Feldtest erfolgreich durchgeführt werden. Damit konnte gezeigt werden, dass eine Verwertung von verfügbaren Flexibilitäten technisch möglich ist. Die untersuchten Anlagen hatten einige Restriktionen in der Verfügbarkeit, z.B. konnte der Quartierspeicher nur unter Berücksichtigung der aktuellen Einspeiseleistung anderer am Netzknoten angeschlossenen Anlagen voll genutzt werden. In einem größeren Maßstab (>1MW kontinuierlich verfügbare Flexibilität) kann eine solche Flexibilitätsbündelung ökonomisch sinnvoll sein.

8.6. Weiterentwicklung der Quote

Die bereits vorgestellten konventionellen Quotenmodelle beschränken sich auf eine Engpassbetrachtung vordefinierter Cluster sowie eine reine Prognose und Begrenzung der Wirkleistung. Darüber hinaus wurde im Rahmen von flexQgrid ein ganzheitlicherer Ansatz, die iterative Quotenberechnung (IQC, engl. Iterative Quota Calculation), implementiert, der jegliche unzulässige Betriebszustände im Netz prognostizieren und detektieren soll. Dabei gelten für die Berechnung der IQC die gleichen Rahmenbedingungen bezüglich Prognose, zeitlicher Auflösung, Berechnungsfrequenz und Marktteilnahme, die bereits in Kapitel 5 vorgestellt wurden. Im Rahmen des Feldtests konnten die verschiedenen Methoden getestet und verglichen werden und somit hinsichtlich des Aufwands, der Komplexität der Berechnung und der Wirkungsweise verglichen werden. Ausführliche Informationen zur Implementierung, Methode und Ergebnissen finden sich in (Contreras, et al., 2022) und (Müller, Rudion, Frankenbach, & Exner, 2023).

8.6.1. Methodik der iterativen Quotenberechnung

Die entwickelte Methodik basiert auf der Aggregation der Flexibilitätspotentiale aus Kapitel 4.5. Hierbei wird jede Flexibilität als Funktion oder Polygon in der komplexen Leistungsebene definiert, sodass sowohl die Wirk- als auch die Blindleistungsflexibilität adressiert werden kann. Analog zu den Vorgaben aus Kapitel 5.4 wird auch für die IQC ein einzelner Quotenwert, entweder für die Begrenzung der Last oder der Erzeugung, berechnet, der die Wirkleistung der Flexibilitäten limitiert. Die Quote beschränkt neben dem Wirkleistungspotential jedoch zusätzlich auch die Möglichkeiten zur Blindleistungsbereitstellung der einzelnen Flexibilitäten. Die IQC-Methodik beinhaltet somit die

Möglichkeit, mit Hilfe einer Quote auch zukünftige Szenarien, wie die umrichterbasierte Bereitstellung von Blindleistung durch PV-Anlagen oder Ladeinfrastruktur zu berücksichtigen. Ein Beispiel zur Begrenzung des Flexibilitätspotentials verschiedener Anlagentypen durch die Quote q ist in Abbildung 111 dargestellt.

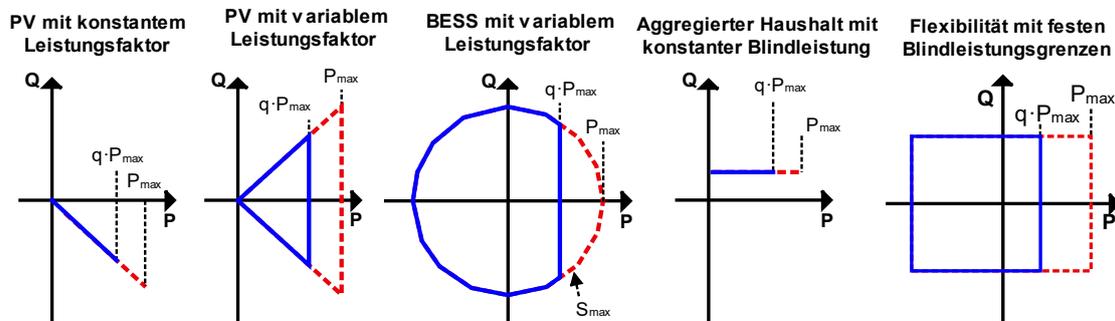


Abbildung 111: Darstellung der Flexibilitätspotentiale verschiedener Anlagen (rot) und die Begrenzung durch eine Quote q (blau)

Das rote Polygon beschreibt hierbei die Flexibilität basierend auf der Nennleistung der jeweiligen Anlage. Je nach Quote q wird dieser Bereich eingeschränkt (blaues Polygon) um Netzverletzungen zu verhindern. Im Gegensatz zur konventionellen Quote bezieht sich IQC somit auf die Nennleistung der einzelnen Anlagen und nicht die prognostizierte flexible Leistung.

Die bereits implementierte Aggregation der Flexibilitätspotentiale (vgl. Kapitel 4.5) basiert auf einem Optimierungsproblem innerhalb dessen sowohl die Einhaltung jeglicher Betriebsmittelüberlastungen als auch des Spannungsbandes als feste Randbedingungen implementiert sind. Dementsprechend kann die Optimierung genutzt werden, um diese unzulässigen Betriebszustände, unabhängig ihrer Lokation im Netz, zu verhindern. Ziel der Flexibilitätsaggregation ist es, das größtmögliche Flexibilitätspolygon (FOR, engl. Feasible Operation Region) für die Bereitstellung der Flexibilität an das überlagerte Netz zu berechnen. Wird dieses Polygon durch eine der oben genannten Netzrestriktionen beschränkt, würde die komplette Ausnutzung der Flexibilitäten im Netz zu einem unzulässigen Betriebszustand des Netztes führen. Dementsprechend ist zu diesen Zeitpunkten eine Quote erforderlich, die die flexible Leistung beschränkt.

Um zu erkennen, ob beziehungsweise in welcher Höhe eine Quote erforderlich ist, wurde ein iteratives Vorgehen implementiert. Abbildung 112 erläutert beispielhaft das Vorgehen der Quotenberechnung für 2 Flexibilitäten anhand der ersten beiden Iterationsschritte. In jedem Iterationsschritt wird die Aggregation zweimal durchgeführt. Zunächst unter Einhaltung aller Netzrestriktionen analog zu dem Verfahren aus Kapitel 4.5. Anschließend werden die Flexibilitätspotentiale im Netz aggregiert, ohne dabei die maximale Betriebsmittelauslastung und das zulässige Spannungsband zu berücksichtigen. Somit ergeben sich pro Iterationsschritt zwei Flexibilitätspolygone, die miteinander verglichen werden können. Ergeben beide Aggregationen das gleiche Polygon (vgl. Abbildung 112, Iterationsschritt 1), ist die Beschränkung der Flexibilitäten ausreichend. Um eine übermäßige Abregelung zu vermeiden, muss die Quote weiter erhöht werden. Unterscheiden sich diese Ergebnisse (vgl. Abbildung 112, Iterationsschritt 2), wird die Nutzung der Flexibilitäten durch Netzrestriktionen beschränkt und eine niedrigere Quote ist erforderlich. Das vollständige Ablaufdiagramm des implementierten Algorithmus findet sich in Abbildung 112.

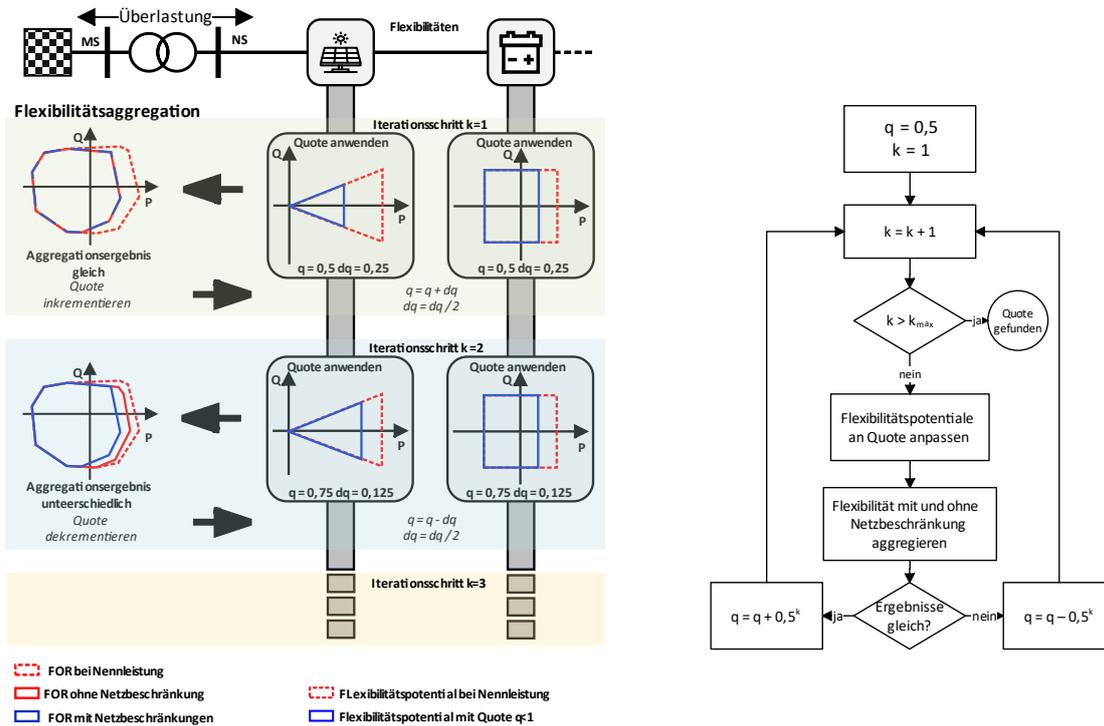


Abbildung 112: Schematische Darstellung des iterativen Vorgehens zur Berechnung der Quote (links) sowie der implementierte Ablaufplan als Algorithmus (rechts)

Sobald die Netzzustandsprognose innerhalb eines 15-Minuten Intervalls eine Netzverletzung detektiert, beginnt die Berechnung der Quote mit dem Startwert $q=0,5$. Je nach Aggregationsergebnis wird die Quote um den Betrag dq inkrementiert oder dekrementiert und auf die Flexibilitätspotentiale der verschiedenen Anlagen angewendet. Mit jedem Iterationsschritt wird dq halbiert, sodass nach 7 Iterationen gilt $dq < 1\%$, womit eine ausreichend hohe Genauigkeit für die Quote erreicht ist und die Berechnung abgeschlossen ist.

Die Berechnungsmethode der IQC basiert, wie die Aggregation, auf einer linearisierten Lastflussrechnung nach dem Newton-Raphson Verfahren. Dementsprechend ist für die Ermittlung der Quote ein definierter Netzzustand, das heißt die komplexen Spannungen an jedem Netzknoten, notwendig. Mit Hilfe der Prognosen der Transformator- und Abgangsleistung, vorgestellt in Kapitel 5.2, sowie der Leistungsprognosen der einzelnen GEMSe, vgl. Kapitel 5.3, können die komplexen Knotenleistungen abgeschätzt werden. Im Rahmen der Prognose wird die Slackspannung am HS-MS Abgang mit 1 p.u. angenommen und anschließend alle weiteren Spannungsbeträge und -winkel im Netzgebiet berechnet. Das Thema State Prediction in den Verteilnetzen gewinnt zunehmend an Relevanz, wodurch zukünftig eine höhere Güte, nicht nur für die Leistungseinspeisung/-bezug einzelner Betriebsmittel, sondern für gesamte Netzzustände zu erwarten ist.

8.6.2. Unterschiede zum konventionellen Ansatz

Da im Rahmen der iterativen Quotenberechnung der komplette Netzzustand prognostiziert wird, können beliebige Engpässe erkannt werden. Dies beinhaltet Leitungsauslastungen unter Berücksichtigung von Wirk- und Blindleistung sowie Verletzungen des Spannungsbandes unabhängig von der Lokation im Netz. Im Gegensatz zu dem konventionellen Ansatz, der nur die Transformator- und Abgangsauslastung

berücksichtigt, ist mit Hilfe von IQC eine gezielte Verhinderung jedweder Engpässe möglich. Dementsprechend können die Cluster für eine Anwendung der Quote flexibel, je nach Engpass, definiert werden. Ist innerhalb eines Strangs eine weiter entfernte Leitung überlastet, werden nur die dahinterliegenden Flexibilitäten beschränkt. Somit kann die Diskriminierungsfreiheit abhängig von den Engpässen umgesetzt werden und wirkungslose Abregelung vermieden werden. Selbst gegenläufige Quoten, das heißt für Last und Erzeugung innerhalb eines Strangs können durch die volle Transparenz erkannt und mit Hilfe der flexiblen Cluster optimal behoben werden. Auf Basis der Netzzustandsprognose können zudem Spannungsbandprobleme, die in der Regel in der höchsten elektrischen Distanz zum Transformator auftreten mit Hilfe einer Quote beseitigt werden. Gerade bei Verteilnetzen mit stark ausgelasteten, nicht überwachten Betriebsmitteln, kann dieser Ansatz die Wirksamkeit der Quote erhöhen, ohne dass zusätzliche Messtechnik und Prognosen erforderlich sind.

Im Gegensatz zu der konventionellen Quote betrachtet IQC sowohl die Wirkleistungs- als auch die Blindleistungsflexibilität der einzelnen flexiblen Anlagen oder Haushalte. Zurzeit wird zur Engpassbeseitigung in Verteilnetzen auf die Wirkleistungsbegrenzung der Anlagen gesetzt, wie die Begrenzung der Einspeisung von PV-Anlagen oder einem intelligenten Lade- und Lastmanagement von E-Kfz oder Wärmepumpen. Zukünftig ist jedoch die Bereitstellung von Blindleistung als netzdienliche, systemdienliche oder marktliche Flexibilität wahrscheinlich, beispielsweise zur Verlustreduktion, Spannungshaltung oder zum Ausgleich unzulässigen Blindleistungsverhaltens einzelner Verbraucher. Vor diesem Hintergrund kann der Einfluss von Blindleistungsflüssen auf die Auslastung der Betriebsmittel zukünftig stark steigen und ist gegebenenfalls nicht mehr durch ein Quotenkonzept vernachlässigbar. IQC bietet hier einen Ansatz, der sowohl die Wirk- als auch die Blindleistungsflexibilität beschränkt und somit auch in stark reaktiven Netzbetriebspunkten einen sicheren Netzbetrieb garantiert.

Während der konventionelle Ansatz die Quote auf die prognostizierte flexible Leistung bezieht, nutzt IQC die Nennleistung der Anlagen als Referenz für die Begrenzung der Flexibilität. Somit verringert sich der Einfluss von Prognosefehlern auf die Effektivität der Quote. Für die Berechnung der Quote ist lediglich die Prognose und Fahrplanteue der unflexiblen Leistung erforderlich. Allerdings stellt sich hier die Frage, ob eine Begrenzung auf Basis der installierten Leistung den Vorgaben der Diskriminierungsfreiheit entspricht.

8.6.3. Vergleich der Quotenkonzepte

Die verschiedenen in flexQgrid umgesetzten Methoden zur Quotenberechnung wurden zunächst anhand von theoretischen Referenzszenarien im Fokusortsnetz getestet und verglichen. Dort wurden für die vorhandenen PV und BESS-Anlagen verschiedene Möglichkeiten zur flexiblen Bereitstellung von Blindleistung angenommen und entsprechende Flexibilitätpotentiale definiert. Eine detaillierte Beschreibung der Ergebnisse für die verschiedenen Szenarien findet sich in (Contreras, et al., 2022). Es hat sich gezeigt, dass die Behandlung der Blindleistung ein entscheidender Faktor für die Wahl des passenden Quotenmodells ist. Je stärker die Auslastung der Betriebsmittel durch einen Blindleistungsfluss charakterisiert wird, desto wichtiger ist es, diese durch eine Quote zu beschränken. Da der konventionelle Ansatz nur die Wirkleistung prognostiziert, besteht die Gefahr, dass Überlastungen nicht erkannt und somit durch die Quote auch nicht verhindert werden können. Die Methode IQC versucht hingegen jegliche Blindleistungsflüsse in der Berechnung zu berücksichtigen. Dies führt zu einer deutlich höheren Einschränkung und Abregelung als beim konventionellen Ansatz, auch wenn das Blindleistungspotential nicht durch die Flexibilitäten abgerufen wird. Momentan findet die Blindleistungsbereitstellung durch Flexibilitäten auf Niederspannungsebene noch nicht nennenswert statt, sodass eine Betrachtung der Wirkleistung derzeit ausreicht. Zukünftig wird diese Frage allerdings zunehmend an Relevanz gewinnen. Der konventionelle Ansatz überzeugt durch die einfache und schnelle Berechnung. Im Gegensatz zu IQC werden hier nur die Prognosen der unflexiblen Leistung in

den einzelnen Clustern sowie der einzelnen flexiblen Leistungen benötigt. IQC hingegen basiert auf einer vollständigen Netzzustandsprognose, wofür die Netztopologie bekannt sein muss und die Knotenpunktleistungen möglichst exakt prognostiziert werden müssen.

Neben den theoretischen Netzzuständen wurden die verschiedenen Quotenkonzepte auch im Rahmen des Feldtests anhand realer Netz- und Prognosedaten auf ihre Wirksamkeit hin überprüft und verglichen. Dafür wurde in einem Fokusortsnetz die zulässige Auslastung aller Betriebsmittel virtuell um 50% reduziert, sodass eine hohe Anzahl an synthetischen Engpässen auftrat. Neben der tatsächlich vorhandenen Flexibilität durch die GEMS, wurden alle PV-Anlagen im Netz als stufenlos regelbar angenommen, sodass alle Engpässe auch mit Hilfe einer Quote behebbar waren. Um die Wirksamkeit der verschiedenen Quotenkonzepte mit den real vorkommenden, uneingeschränkten Lastflüssen im Netz zu vergleichen, wurden die Leistungen der Flexibilitäten im Testzeitraum nicht durch Vorgaben einer gelben oder roten Ampelphase beeinflusst. Parallel wurde für jedes Konzept die entsprechende Quote berechnet. So konnten im Nachgang die verschiedenen Quoten bezüglich der Wirksamkeit und die Einschränkungen für die Quotenteilnehmenden verglichen werden.

Ziel des Vergleichs ist die Wirksamkeit der unterschiedlichen Methoden. Andere Faktoren wie Prognoseungenauigkeit, Fehler in der Kommunikation zwischen den Partnern, Regelung der Anlagen und weitere finden sich in Kapitel 7.2. Dafür wurden die Quoten anhand verschiedener Eingangsdaten berechnet, auf die Anlagen angewendet und anschließend mit dem tatsächlichen, aktuellen Netzzustand basierend auf realen Messdaten verglichen. Als Basisszenario dient die Quotenberechnung im Normalbetrieb mit Hilfe der Prognosedaten. Um nur die Methodiken, ohne den Einfluss eines Prognosefehler, vergleichen zu können, wurde zudem die Quote nachträglich anhand des realen Netzzustands berechnet, jedoch unter Beibehaltung der 15-minütigen Zeitauflösung. Im letzten Schritt wurde die Zeitfrequenz der Quotenberechnung auf einmal pro Minute herabgesetzt, sodass auch auf schnelle, volatile Änderungen des Netzzustands mit Hilfe der Quote eingegangen werden kann.

Bei der Beurteilung des Nutzens einer Quote spielen zwei Faktoren eine wesentliche Rolle. Die Anzahl der erfolgreich detektierten und vermiedenen Engpässe sowie die Menge an abgeregelter Energie. Während eine sehr konservative Quote nahezu alle Engpässe beheben kann, führt sie zu sehr hohen Einschränkungen für die Feldtestteilnehmenden. Eine sehr liberale Quote hingegen führt häufig zu Engpässen trotz der bestehenden Einschränkungen durch die Quote und somit einem vermehrten Einsatz der roten Ampelphase. Um beide Faktoren in Relation zu setzen wurde ein weiterer Ansatz entwickelt, der als Vergleichswert dient. Dabei wurde auf Vorgaben wie Diskriminierungsfreiheit und nachgelagerte Marktteilnahme verzichtet und jeder Anlage nicht ein Leistungslimit, sondern ein fester Arbeitspunkt vorgegeben und somit die bestmögliche Behebung des Engpasses untersucht. Für den alternativen Ansatz wurde auf das Optimierungsproblem aus Kapitel 4.5 aufgebaut und nur die Zielfunktion angepasst.

$$\min c = \sum_i^F |\Delta P_i| \text{ mit } F: \text{Menge der Flexibilitäten}$$

Durch die Lösung des Optimierungsproblems kann die Summe der Abweichung der flexiblen Anlagen von ihrem tatsächlichen Betriebspunkt minimiert werden. So wird die gesamte Abregelung der Wirkleistung der Flexibilitäten im Netzgebiet minimiert und gleichzeitig alle Netzrestriktionen eingehalten werden. Die Untersuchung wurde für insgesamt 15.000 Zeitpunkte im Juli und August 2022 mit einer hohen PV-Erzeugung durchgeführt. Dabei wurden mit Hilfe der Zustandsschätzung insgesamt 2785 Erzeugungseingpässe detektiert. Tabelle 16 zeigt für jeden Fall zusätzlich die Anzahl der nicht- und der fälschlich-detektierten sowie die durch die Quote behobenen Engpässe innerhalb des Untersuchungszeitraums. Außerdem wird die Summe der abgeregelten Energie benannt. Da es sich hierbei um ein theoretisches Szenario mit virtuellen Engpässen handelt, ist weniger der Absolutwert der Abregelung als vielmehr der Vergleich zwischen den Methoden interessant.

Tabelle 16: Ergebnisse der unterschiedlichen Quotenkonzepte zur Engpassbeseitigung in einem Fokusortsnetz

	Engpass im Netz				Abgeregelter Energie/kWh
	detektiert	nicht det.	falsch det.	behoben	
Echtzeitdaten	2785	-	-	-	-
konv. Prognose	2383	402	3872	2342	1339
IQC-Prognose	1326	1459	724	288	369
konv. 15 Minuten	2552	233	2619	2559	12295
IQC 15 Minuten	2369	416	495	429	1132
konv. minütlich	2785	0	2239	2785	2406
IQC minütlich	2785	0	0	395	1174
Alternativer Ansatz	2785	0	0	304	717

Es fällt auf, dass alle Szenarien, die nicht auf dem tatsächlichen Netzzustand basieren, trotz Quote zu Engpässen im Netz führen. Somit führen im realen Netzbetrieb sowohl die Prognosefehler als auch die zeitliche Auflösung von 15 Minuten zu Engpässen, sodass unter den derzeitigen Rahmenbedingungen mit Hilfe einer Quote die rote Ampelphase nicht verhindert werden kann. Ein weiterer interessanter Punkt ist die geringe Anzahl an behobenen Engpässen basierend auf dem Optimierungsproblem. Der Grund dafür liegt in der Linearisierung der Lastflussrechnung, die zu einer Abweichung bezogen auf das Ergebnis des Newton-Raphson Algorithmus führt. Schaut man auf die tatsächlichen Auslastungen der Leitungen, dargestellt in Abbildung 113, zeigt sich, dass das Gros der Überlastungen sowohl für IQC minütlich als auch den alternativen Ansatz gerade so über 1 p.u. liegt. Formal gesehen wird es deshalb als nicht behobener Engpass gezählt, der allerdings im realen Netzbetrieb für kurze Zeit zulässig ist. Vermindert man die Randbedingungen des Optimierungsproblem um einen Sicherheitspuffer, können diese Überlastungen verhindert werden und zusätzlich etwaige Kommunikations- und Umsetzungsprobleme der Flexibilitäten abgefangen werden. Abbildung 113 sowie die entsprechenden Werte in Tabelle 16 zeigen zudem, dass die konventionelle Methode tendenziell zu stark abregelt. Durch den implementierten Sicherheitspuffer werden mehr Engpässe als vorhanden detektiert und entsprechend konservativ abgeregelt.

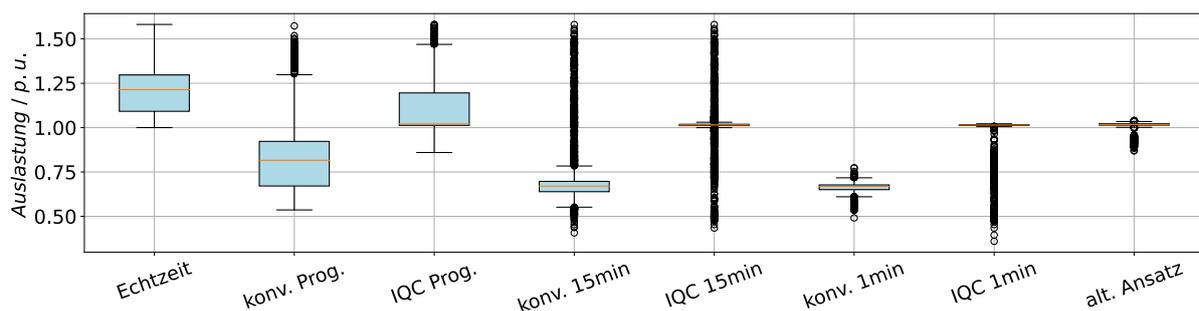


Abbildung 113: Auslastung der überlasteten Betriebsmittel bei Anwendung der verschiedenen Quotenkonzepte

8.7. Nutzung der Flexibilitätskennfelder zur Systemdienstleistungserbringung

Das folgende Kapitel stellt die Ergebnisse zur Aggregation von Flexibilitäten über mehrere Spannungsebenen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen vor.

8.7.1. Spannungsebenenübergreifende Aggregation

Neben dem präventiven und kurativen Engpassmanagement in den Verteilnetzen kann die Flexibilität auch im Rahmen des Redispatches genutzt werden, oder um andere Systemdienstleistungen wie Regelleistung, Blindleistungsbereitstellung oder Spannungshaltung an das überlagerte Netz bereitzustellen. Diese „traditionellen“ Systemdienstleistungen werden bisher durch den Übertragungsnetzbetreiber koordiniert und abgerufen. Dementsprechend muss die Flexibilität über mehrere Spannungsebenen hinweg aggregiert werden, um so die Vielzahl der Einzelanlagen als gemeinsame Flexibilität dem Übertragungsnetzbetreiber zur Verfügung stellen zu können. Die grundsätzliche Möglichkeit, einen Engpass im überlagerten Netz zu beheben, wurde in (Contreras, Müller, & Rudion, Congestion Management Using Aggregated Flexibility at the TSO-DSO Interface, 2021) anhand synthetischer Netzdaten gezeigt.

In Kapitel 4.5 wurde bereits die Aggregationsmethodik für die Flexibilität eines Fokus-Ortsnetzes vorgestellt. Wendet man denselben Algorithmus zellulär auf die verschiedenen Netzgebiete an, erweitert sich Abbildung 18 um das überlagerte Mittelspannungsnetz, zu Abbildung 114. Die gesamte Flexibilität des MS- und der NS-Netze wird dann über ein Polygon am MS-HS Trafo dargestellt.

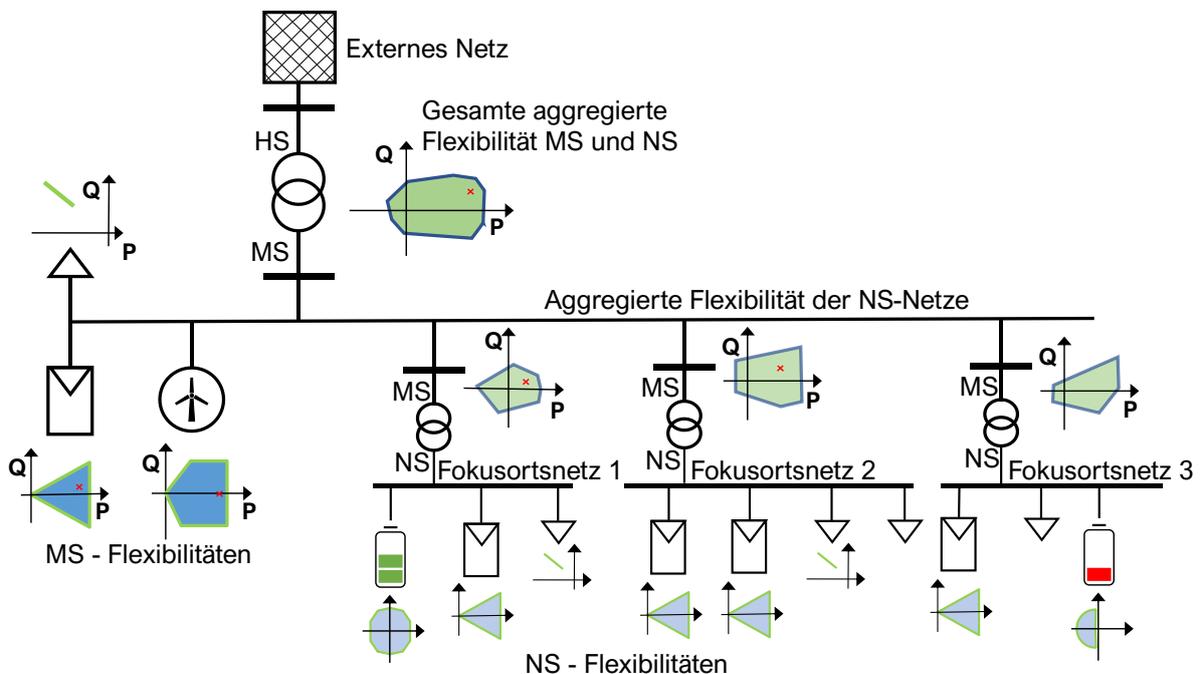


Abbildung 114: Schematische Darstellung der Aggregation der Flexibilität aus verschiedenen Netzgebieten über mehrere Spannungsebenen

Um dieses aggregierte Flexibilitätspotential zu ermitteln, ergibt sich ein mehrstufiger Prozess. Zunächst ist für alle Netzgebiete eine Netzzustandsschätzung durchzuführen. Dadurch ist sowohl der Zustand des Netzes als auch das vorhandene Flexibilitätspotential jeder Anlage klar definiert, was die Basis für die Aggregationsmethodik bildet. Im ersten Schritt können alle flexiblen Anlagen innerhalb der Niederspannung aggregiert werden. Im zweiten Schritt ist dann die Gesamtflexibilität des Netzes unter Berücksichtigung aller aggregierten Flexibilitäten der Niederspannungsnetze sowie der direkt im Mittelspannungsnetz angeschlossenen Anlagen zu aggregieren.

Wird die Flexibilität systemdienlich abgerufen, muss zunächst der neue Betriebspunkt des Netzes innerhalb des Polygons festgelegt werden. Dies beschreibt die Erbringung der Flexibilitätsdienstleistung und wird über den überlagerten Netzbetreiber festgelegt. Anschließend ist die Änderung des Betriebspunkts auf die einzelnen Flexibilitäten innerhalb des MS-Netzes aufzuteilen. Dies können

sowohl direkt an die Mittelspannung angeschlossene Flexibilitäten wie große EE-Anlagen, Industrielasten, Ladeparks, als auch aggregierte Niederspannungsnetze sein. Im letzten Schritt werden die neuen Betriebspunkte der Niederspannungsnetze auf die einzelnen Flexibilitäten aufgeteilt. Die gesamte Prozesskette der Bottom-Up Aggregation und der Top-Down Disaggregation ist in Abbildung 115 dargestellt.

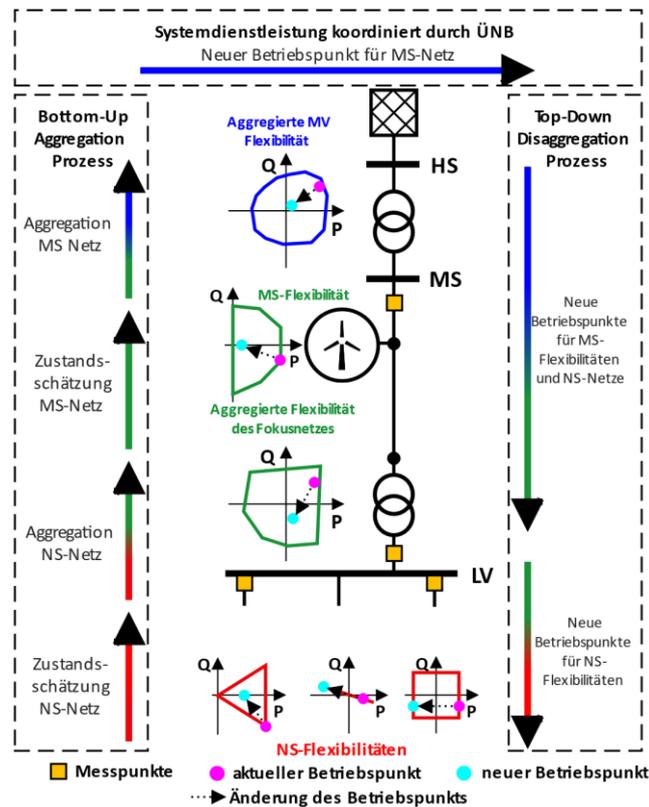


Abbildung 115: Prozess der spannungsebenenübergreifenden Abrufs von Flexibilität als Dienstleistung für das HS-Netz

Informationsaustausch und Übertragbarkeit der Methodik

Um den dezentralen Ansatz unabhängiger Netzzellen zu verfolgen, sollten die Netzgebiete unabhängig voneinander berechnet werden können und der benötigte Informationsaustausch, insbesondere zwischen verschiedenen Netzbetreibern, auf ein Minimum reduziert werden. Durch den Ansatz des Flexibilitätspolygons, kann in jedem Netzgebiet eigenständig eine Netzzustandsschätzung und die Flexibilitätsaggregation durchgeführt werden. Das überlagerte Mittelspannungsnetz benötigt als Eingangsdaten ausschließlich das aggregierte Flexibilitätspotential der Ortsnetze, um die Aggregation auf seiner Ebene durchführen zu können und kann seinerseits ein einzelnes Polygon an das überlagerte Hochspannungsnetz übergeben. Wird im Hochspannungsnetz beispielsweise ein Leitungseingpass erkannt, kann dort im Betrieb die Flexibilität verschiedener angeschlossener Mittelspannungsnetze genutzt werden, um den Engpass zu verhindern. Der Netzbetreiber des Hochspannungsnetzes kann die benötigte Änderung an den Mittelspannungsnetzbetreiber kommunizieren, der die Betriebspunktänderung dann an die einzelnen Ortsnetze weitergibt. Durch das Prinzip verschiedener Netzzellen kann ein aufwändiger Datenaustausch verhindert werden. Zudem werden Netztopologien und personenbezogene Daten, wie Messdaten bei Endverbraucher:innen, nur mit dem beteiligten Netzbetreiber geteilt.

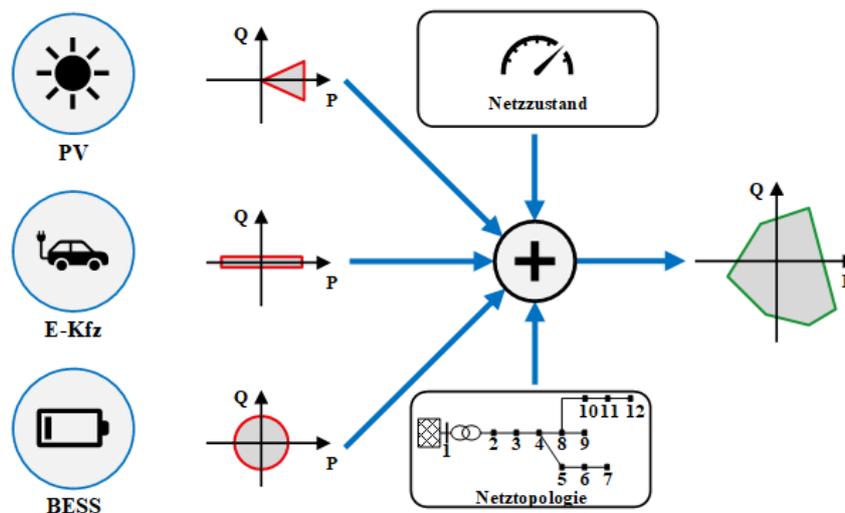


Abbildung 116: Notwendiger Informationsaustausch zur Aggregation von Flexibilitäten in beliebigen Verteilnetzen

Die für den Feldtest implementierte Methodik wurde generisch entwickelt, um so eine Übertragbarkeit auf andere Netzgebiete zu ermöglichen. So wurde ein solcher Flexibilitätsabruf in einem vollständig anderen Netzgebiet durchgeführt, um die Allgemeingültigkeit der Methode zu zeigen. Die zugehörigen Ergebnisse finden sich in (Früh, et al., 2023).

Grundlage für die Aggregation und den Abruf von Flexibilität ist eine digitale Beschreibung der Netztopologie inklusive aller elektrischen Leitungsparameter. Um den Einsatz von Flexibilitäten systemdienlich nutzen zu können ist zudem kontinuierlich der aktuelle Netzzustand sowie das vorhandene Flexibilitätspotential der einzelnen Anlagen zu kennen. Dementsprechend ist eine passende Kommunikationsstruktur aufzubauen, die alle Partner miteinander verbindet.

Flexibilitätsabruf

Wird die Flexibilität abgerufen, gibt es verschiedene Möglichkeiten, die gewünschte Betriebspunktänderung umzusetzen. Sofern nicht das gesamte Potential abgerufen wird, können einzelne flexible Anlagen priorisiert werden und so eine „optimale Lösung“ für die einzelnen Flexibilitäten gefunden werden. Die „optimale Lösung“ kann dabei unterschiedlich definiert werden, denkbar sind beispielsweise:

- eine Minimierung der Abregelung von EE,
- eine Maximierung der Einsparung von CO₂-Äquivalenten,
- eine Minimierung der Netzverluste,
- die volkswirtschaftlich effizienteste Lösung,
- eine Minimierung der Betriebspunktänderung pro Anlage (diskriminierungsfrei),
- eine Kombination verschiedener Ziele.

Um die Umsetzung durchzuführen ist das zu Grunde liegende lineare Optimierungsproblem aus Kapitel 4.5 anzupassen. Der komplexe Leistungsfluss über den Transformator (P_{slack}, Q_{slack}) wird im Rahmen des Disaggregationsprozesses durch den überlagerten Netzbetreiber vorgegeben, so dass der Zielwert (P_{ziel}, Q_{ziel}) als Randbedingung in die Formulierung des Optimierungsproblems eingeht. Um numerischen Problemen vorzubeugen, wird die Nebenbedingung inklusive des Toleranzbereichs ε festgelegt, sodass sich für das Optimierungsproblem ergibt. Je nach Größe des Flexibilitätspolygons, Spannungsebene und gewünschter Genauigkeit haben sich für ε Werte im Bereich von 300 – 1000 W bzw. var bewährt.

$$P_{ziel} + \varepsilon \geq P_{slack} \geq P_{ziel} - \varepsilon$$

$$Q_{\text{ziel}} + \varepsilon \geq Q_{\text{stack}} \geq Q_{\text{ziel}} - \varepsilon$$

für $\varepsilon \in [300, 1000]$

Je nachdem welche Lösung für die Nutzung der Flexibilitäten gefunden werden soll, ergibt sich eine neue Zielfunktion, die den Flexibilitätsabruf auf die Einzelanlagen aufteilt. Eine ausführliche Beschreibung für die Vermeidung von Abregelung erneuerbarer Energien kombiniert mit der kleinstmöglichen Änderung der Betriebspunkte für die Anlagen findet sich in (Früh, et al., 2023). Eine Optimierung der Netzverluste wurde in (Burkhardt, Rudion, & Frank, 2023) untersucht und implementiert und lässt sich auch auf andere Netze anwenden. Aufgrund fehlender Marktstrukturen für die Dienstleistungserbringung durch Kleinstanlagen, zukünftig geplant im Rahmen von Redispatch 3.0, wurde die Frage der volkswirtschaftlichen Effizienz für einen Flexibilitätsabrufs nicht tiefergehend untersucht, lässt sich jedoch zukünftig in das Optimierungsproblem integrieren.

Sofern man Kenntnis über alle Einzelanlagen hat, kann die Zielfunktion beliebig nach obigen Kriterien angepasst werden. Wird hingegen die aggregierte Flexibilität ohne weiterführende Informationen als einziger Austausch zwischen den Spannungsebenen genutzt, kann der Flexibilitätsabruf nicht zielgenau berechnet werden. Die Änderung des Betriebspunktes der unterlagerten Netze kann dann auf die Größe des Flexibilitätspotentials bezogen werden, sodass sich prozentual alle Ortsnetze gleich stark an der Änderung des Betriebspunktes beteiligen. Die Aufteilung auf die einzelnen Anlagen obliegt dann dem unterlagerten Netzbetreiber. Dies könnte dazu führen, dass in einem Netzgebiet Erneuerbare Energien sehr stark abgeregelt werden, obwohl in einem anderen Netz noch zusätzliche Kapazitäten durch BESS oder Lastverschiebung vorhanden wären. Abhilfe schafft hier nur ein höherer Informationsaustausch, sodass die Komposition der Flexibilität einzelner Netze bereits in der Optimierung des MS-Netzes berücksichtigt werden kann.

Ergebnisse im Feldtestbetrieb

Im Rahmen des Feldtests wurde die Aggregation für die Fokus-Ortsnetze sowie das Mittelspannungsnetz durchgeführt. Die Dauer der Aggregation hängt von der Komplexität des Optimierungsproblems ab, entscheidende Faktoren sind die Anzahl der Knoten und Flexibilitäten des Netzes (Anzahl der Zustandsvariablen), und der Beschreibung des Flexibilitätspotentials und der Grenzen der Betriebsmittelauslastung (Anzahl der Randbedingungen). So führt eine Modellierung von leistungselektronischen Bauteilen mit variablem Leistungsfaktor zu höherem Rechenaufwand als feste Blindleistungsgrenzen oder lineare Abhängigkeiten (vgl. Abbildung 111). Im Rahmen des Feldtests lag die durchschnittliche Berechnungsdauer für die Kombination aus Netzzustandsschätzung und Aggregation bei unter einer Sekunde. Als Flaschenhals der Flexibilitätsaggregation hat sich die Zeitverzögerung in der Messwertbereitstellung, vorgestellt in 6.3, gezeigt, die bei über einer Minute lag. Die Aggregation ist dementsprechend ausreichend schnell und erfüllt die Anforderungen an die Nahezu-Echtzeitfähigkeit der Betriebsführung. Da die Aggregation verschiedener Niederspannungsnetze unabhängig voneinander durchgeführt wird, ist eine Parallelisierung der Berechnung möglich, sodass die Anzahl der Ortsnetze die Dauer der mehrstufigen Aggregation nicht beeinflusst.

Aufgrund der stark schwankenden regenerativen Erzeugung sowie dem typischerweise stochastischen Lastverhalten in Verteilnetzen ändert sich der Leistungsfluss am Netzverknüpfungspunkt mitunter sehr schnell. Abbildung 117 zeigt die Variation der aggregierten Flexibilität innerhalb von fünf Minuten, in einem Netz in dem der Netzzustand sowie das Flexibilitätspotential der Anlagen in zehnersekündlicher Auflösung bekannt war. Es zeigt sich, dass es, je nach Anzahl und Art der flexiblen Anlagen, nicht möglich ist, einen festen Betriebspunkt für das Netz festzulegen und über einen Zeitraum von beispielsweise 15 Minuten konstant zu halten. Wie in (Müller, Früh, Rudion, von Haken, & Surmann, 2022) gezeigt, führt eine Kombination dieser Flexibilitätserbringung mit einer Prognose des Netzzustands, (im Sinne der Marktteilnahme oder größerer Planungssicherheit für die SDL-

Koordination), zu einer zunehmend größeren Ungenauigkeit. Sollte der gewünschte Betriebspunkt des Netzes nicht, beziehungsweise nicht durchgehend bereitgestellt werden, ist der nächstgelegene Ersatzbetriebspunkt innerhalb des Polygons auszuwählen. Zusätzlich ist eine schnelle Anpassung der Flexibilitäten notwendig, um auf die hohe Volatilität reagieren zu können. Es hat sich herausgestellt, dass die Anpassung der Flexibilität durch die zeitliche Verfügbarkeit der Messdaten sowie die Umsetzung der gesamten Prozesskette inklusiver der Kommunikation mit allen relevanten Partnern begrenzt wird.

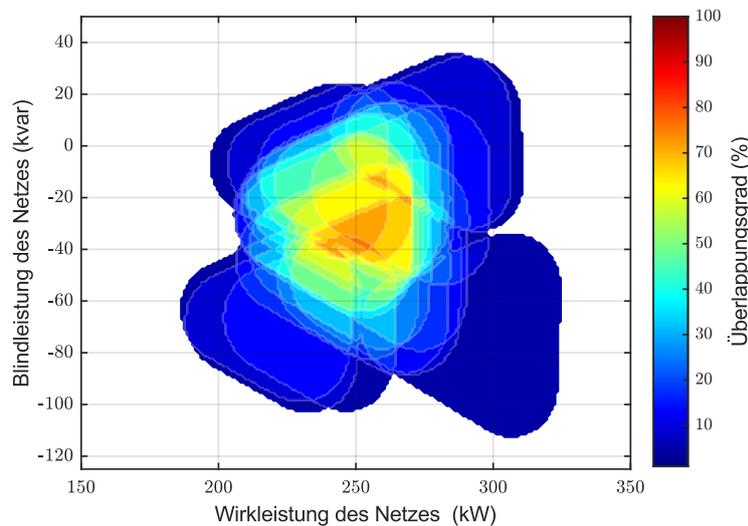


Abbildung 117: Aggregierte Flexibilität mit 10 sekundlicher Berechnungsfrequenz innerhalb eines Zeitraums von 5 Minuten mit farblicher Hinterlegung der Überlappung Einzelergebnisse

Für die Berechnung des Netzzustands einer Netzzelle wird am Referenzknoten, in der Regel der Netzverknüpfungspunkt zu dem überlagerten Netz, ein fester Spannungsbetrag und -winkel angenommen. Gesondert betrachtet ist dieses Vorgehen zulässig, da das überlagerte Netz als deutlich starrer als ein einzelnes Ortsnetz angenommen werden kann. Wird als Folge eines Flexibilitätsabrufs jedoch an jedem Knoten innerhalb des Mittelspannungsnetzes der Leistungsfluss über den Transformator verändert, beeinflusst dies auch die Spannungsbeträge an den Referenzknoten der unterlagerten Netze. Eine Änderung der Spannung am Referenzknoten wirkt sich hauptsächlich auf die Einhaltung des Spannungsbandes sowie die Blindleistungsbedarf in Kabelnetzen aus. Eine Verletzung der Netzbedingungen kann demnach auftreten, wenn die Spannungsbeträge schon vor dem Flexibilitätsabruf das vorgegebene Limit nahezu erreicht haben. Aufgrund der Parallelisierung der Berechnung für die einzelnen Niederspannungsnetze kann dieser Effekt nicht beachtet werden, vielmehr wäre ein iteratives Verfahren unter Berücksichtigung der gegenseitigen Spannungsbeeinflussung erforderlich. Im Rahmen von flexQgrid lag der Anteil flexibler Leistung deutlich niedriger als der unflexible, sodass keine Verletzung durch einen Flexibilitätsabruf festgestellt werden konnte. Da, wie bereits beschrieben, ein Flexibilitätsabruf sehr schnell an die volatilen Bedingungen anzupassen ist, kann hier auch das Problem des Referenzknoten berücksichtigt werden. Kommt es zu einer Verletzung des Spannungsbandes, kann diese im nächsten Schritt wieder behoben werden.

Priorisierung der Flexibilitätsnutzung

Im Rahmen des Feldtests wurde nachgewiesen, dass die Nutzung betrieblicher Flexibilitäten zur Erbringung von Systemdienstleistungen grundsätzlich möglich ist. Da innerhalb der Aggregation der Flexibilitäten bereits die Netzrestriktionen der Verteilnetze berücksichtigt werden, wird eine Verletzung ebendieser im Rahmen einer spannungsübergreifenden Nutzung der Flexibilität ausgeschlossen. In der Online-Betriebsführung kann so im Rahmen der grünen Ampelphase das Flexibilitätspotential der Verteilnetze über das präventive und kurative Engpassmanagement hinaus systemdienlich

ausgeschöpft werden. Somit können die Verteilnetze und die Flexibilität von Kleinanlagen einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität leisten. Tritt die rote Ampelphase auf, wird die verfügbare Flexibilität jedoch gebraucht, um den sicheren Netzbetrieb im Verteilnetz zu gewährleisten. Ein weiterer Anwendungsfall für Flexibilitäten aus den Verteilnetzen ist die marktliche Nutzung, wie in Kapitel 8.5 vorgestellt. Der Einsatz spannungsebenenübergreifend aggregierter Flexibilitäten zur Stützung des Gesamtsystems ist somit eingeschränkt, was durch die SDL-Koordination des ÜNBs berücksichtigt werden muss. Innerhalb des Spannungsfeldes marktliche, netzdienliche und systemdienliche Flexibilitätserbringung ist daher auf eine klare Regulierung und Priorisierung der Flexibilitäten zu achten.

8.7.2. Aggregation mit mehreren Übergabestellen

Die im Rahmen von flexQgrid implementierten und im Feldtest getesteten Methodiken sind für den Einsatz in radialen Netzstrukturen ausgelegt. Ein Abruf der Flexibilität oder eine Beschränkung im Rahmen einer Quote wirken sich direkt auf den Leistungsfluss am Netzverknüpfungspunkt aus. So konnte die gelbe Ampelphase einzig auf den Prognosen der Abgänge und flexiblen Leistungen (vgl. Kapitel 5) beziehungsweise auf Basis einer Lastflussrechnung mit nur einem Referenzknoten (vgl. Kapitel 8.5) durchgeführt werden. Für Verteilnetze ist dieser Ansatz zulässig, sofern Niederspannungs- und Mittelspannungsnetze eine radiale Struktur aufweisen oder als offener Ring betrieben werden. Sobald ein Netzgebiet jedoch von mehr als einem Transformator gespeist wird, ist eine Änderung der flexiblen Leistung nicht mehr direkt zuordenbar, es empfiehlt sich der Einsatz von Lastflussrechnungen mit mehreren Referenzknoten oder Sensitivitätsmatrizen zur Aufteilung der Betriebspunktänderung.

Auf der Hochspannungsebene finden sich in der Regel vermaschte Netzstrukturen mit mehreren Verknüpfungspunkten zum überlagerten Höchstspannungsnetz. Soll die aggregierte Flexibilität dem Übertragungsnetzbetreiber zur systemdienlichen Nutzung zur Verfügung gestellt werden, ist die Aggregation auch auf HS-Ebene mit mehreren Übergabestellen durchzuführen. Abbildung 118 zeigt eine schematische Darstellung eines Hochspannungsnetzes mit zwei Verknüpfungspunkten zum überlagerten Höchstspannungsnetz. Die orangen Pfeile entsprechen Umspannwerken zu den jeweiligen Mittelspannungsnetzen. Auf Basis der bestehenden Methodik zur Flexibilitätsaggregation in den Verteilnetzen, kann die zugehörige Flexibilität der unterlagerten Netze als ein Polygon beschrieben werden. Ziel der Aggregation mit mehreren Übergabestellen ist die Definition des Flexibilitätspotentials an jedem Verknüpfungspunkt.

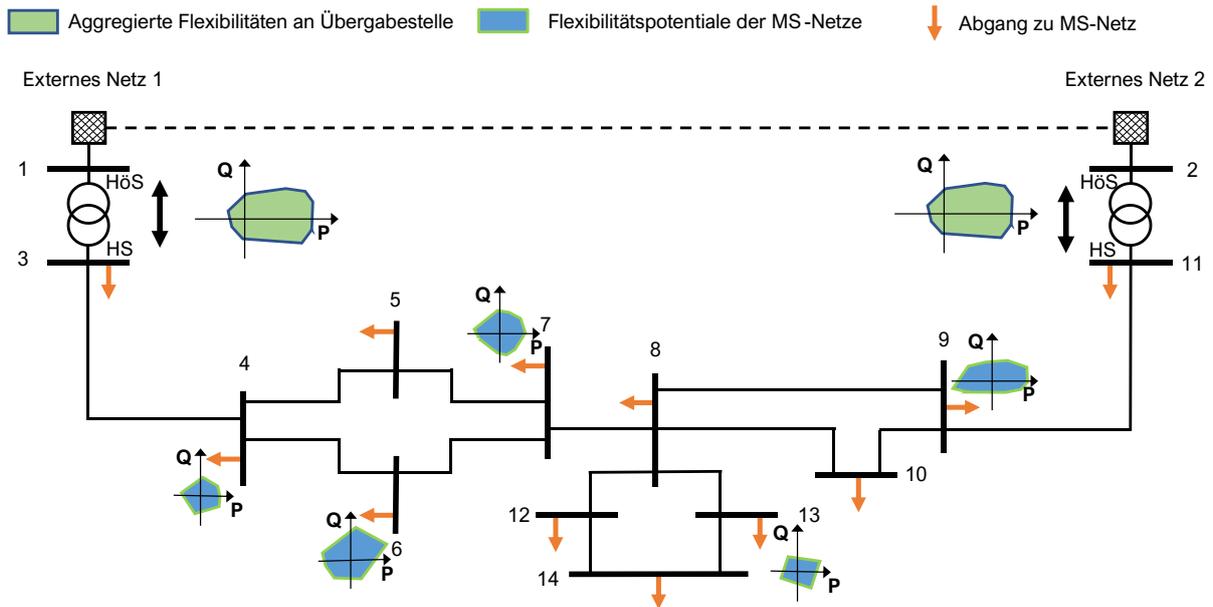


Abbildung 118: Schematische Darstellung eines Hochspannungsnetzes mit mehreren Übergabestationen und Flexibilitätsaggregation der unterlagerten Mittelspannungsnetze

Methodik

Für die Integration von mehreren Übergabestationen kann das Optimierungsproblem aus Kapitel 4.5 genutzt werden. Sowohl die Randbedingungen als auch die Zielfunktion bleiben erhalten, allerdings ist die Optimierung für jede Übergabestation separat nacheinander zu berechnen. Für die Zielfunktion ergibt sich somit:

$$\min c = \alpha * P_{slack,k} + \beta * Q_{slack,k} \text{ für } k \in S$$

mit S: Menge der Übergabestationen

Die Auswahl der Parameter α und β gleicht für jeden Durchlauf dem Vorgehen für radiale Netze, um so alle Grenzpunkte des jeweiligen Polygons zu finden. Der Leistungsfluss über die anderen Transformatoren wird variabel gehalten und kann so beliebige Werte annehmen. Das überlagerte Netz wird als starr angenommen, sodass die Spannungsbeträge und -winkel an jedem Referenzknoten als konstant angenommen werden.

Im ersten Schritt wurde für das 14-Knoten umfassende Hochspannungs-Netzmodell aus Abbildung 118 mit Hilfe synthetischer Messdaten ein definierter Netzzustand berechnet. Anschließend wurde an den Knoten 2 und 13 eine einfache, quadratische Flexibilität hinterlegt, sodass das Ergebnis der Flexibilitätsaggregation möglichst gut nachvollziehbar ist. Um die Methodik zu validieren, wurde neben dem linearisierten Optimierungsproblem auch eine Methode auf Basis einer Monte Carlo (MC) Simulation genutzt. Dafür wurde für jede Flexibilität ein beliebiger Betriebspunkt zufällig gewählt. Mit den neuen Arbeitspunkten konnte eine vollständige Newton Raphson Lastflussrechnung durchgeführt und so der Leistungsfluss über die Netzverknüpfungspunkte berechnet werden. Der Vorteil der Monte-Carlo Aggregation ist, dass durch eine ausreichende Anzahl an Wiederholungen das Flexibilitätspolygon pro Übergabestation sehr genau bestimmt werden kann. Für komplexere Probleme steigt jedoch die Anzahl der möglichen Kombinationen stark an, was zu einer hohen Zahl an notwendigen Simulationsschritten führt. Eine Quasi-Echtzeitfähigkeit ist nicht mehr gegeben und die Anwendung in der Online-Betriebsführung somit nicht möglich.

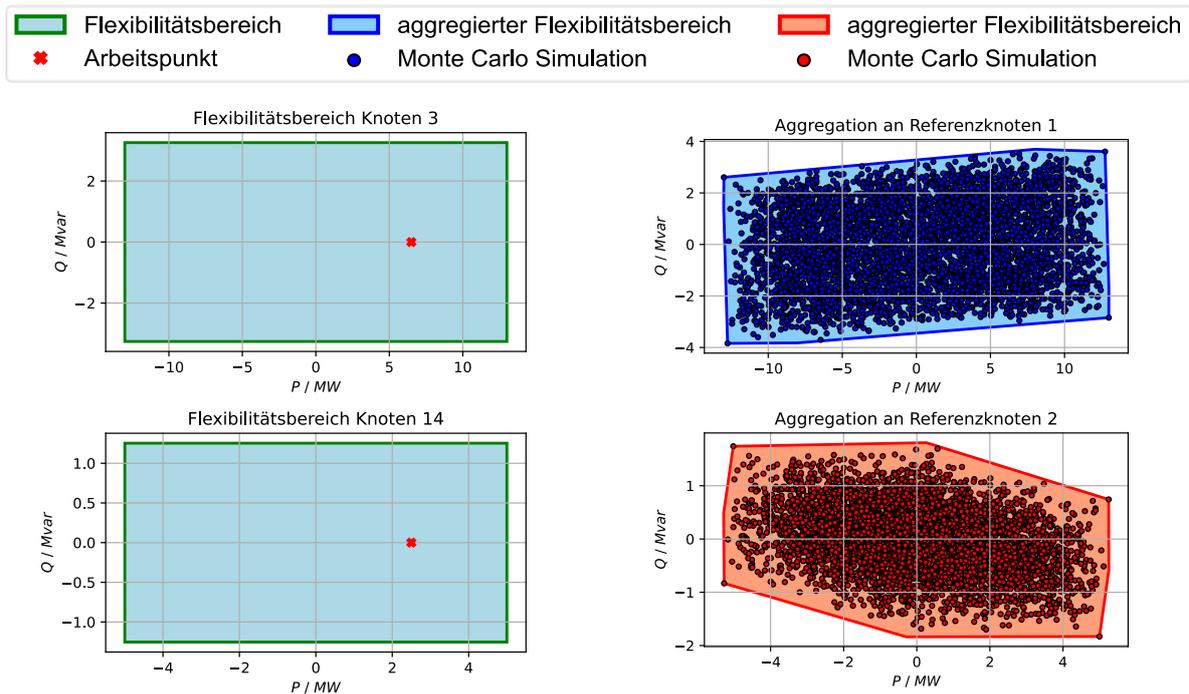


Abbildung 119: Vergleich der linearen Optimierung mit einer Monte Carlos Simulation für einfache Flexibilitätspotentiale

Abbildung 119 zeigt das Ergebnis der Flexibilitätsaggregation für den einfachen Referenzfall. Neben dem angenommenen Flexibilitätspotential der beiden MS-Netze sieht man das Aggregationsergebnis der linearen Optimierung an beiden Referenzknoten. Zusätzlich wurden die 5000 verschiedenen Kombinationen der Monte Carlo Simulation durchgeführt. Es zeigt sich, dass beide Berechnungsmethoden gut übereinstimmen. Durch eine gezielte Kombination der Eckpunkte der beiden Flexibilitätsbereiche an Knoten 2 und 13 konnten die Extrempunkte der aggregierten Flexibilitäten an beiden Referenzknoten verifiziert werden. Somit ist die lineare Optimierung auch für mehrere Übergabestellen zulässig.

Anwendung auf beliebige Flexibilitätskennfelder

Möchte man die Ergebnisse aus verschiedensten Mittelspannungsnetzen in die Aggregation integrieren, ist die Beschreibung der Flexibilitätspotentiale nicht mehr auf Quadrate beschränkt. Vielmehr sind beliebige Flexibilitätskennfelder innerhalb der Algorithmik zu verarbeiten. Um die Funktionalität des bestehenden Algorithmus zu überprüfen, wurden verschiedene, realistische Flexibilitätskennfelder für die Mittelspannungsnetze übernommen.

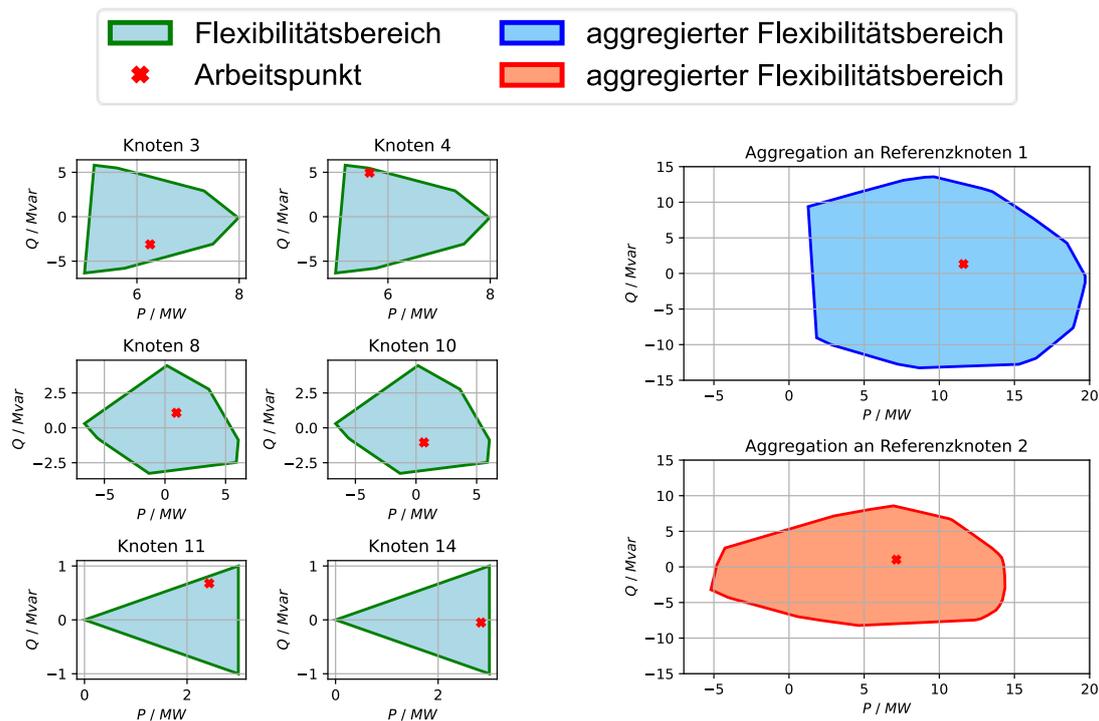


Abbildung 120: Aggregation mit beliebigen Eingangsdaten aus den unterlagerten Mittelspannungsnetzen

Abbildung 120 zeigt das Ergebnis der Aggregation sowie die Eingangsdaten der Flexibilitätspotentiale. Dabei wurde sich an realen Szenarien orientiert. Beispielsweise repräsentieren Knoten 10 und 13 Netze mit starker PV-Flexibilität, für Knoten 7 und 9 ist eine Beschränkung durch Netzrestriktionen des unterlagerten Netz erkennbar. Es wurde gezeigt, dass beliebige aggregierte Flexibilitäten aus unterlagerten Netzen in die Methodik eingehen können, sofern diese ein konvexes Optimierungsproblem formen. Es ist zu erkennen, dass sich die Ergebnisse an den Referenzknoten unterscheiden, was auf die unsymmetrische Verteilung der Flexibilitäten bzw. unterschiedliche Leitungsparameter zurückzuführen ist. Je nach Aufteilung der Lastflussänderung auf die Referenzknoten führt ein Abruf der Flexibilitäten zu unterschiedlichen Leistungsflüssen am Netzverknüpfungspunkt, Netzverlusten und Blindleistungsbedarfen der Leitungen.

Ausblick und offene Fragestellung

Wie bereits ausführlich diskutiert, lässt sich in einem radialen Netz die Flexibilität nach verschiedenen Kriterien abrufen und der Leistungsfluss über den Transformator innerhalb der aggregierten Flexibilität eindeutig festlegen. Wird hingegen ein Netzgebiet mit zwei oder mehr Übergabestellen untersucht, wirkt sich ein Flexibilitätsabruf auf die Leistungsflüsse über beide Transformatoren aus. Innerhalb der Optimierung kann ein Zielwert vorgegeben werden, alle anderen Leistungsflüsse ergeben sich durch die Netztopologie und den aktuellen Netzzustand. Die Flexibilitätskennfelder bedingen sich gegenseitig. Nur mit Hilfe der Flexibilität durch Kleinanlagen aus den Verteilnetzen ist es demnach nicht möglich alle Arbeitspunkte innerhalb aller Flexibilitätspolygone gleichzeitig beliebig anzusteuern.

Für die Betriebsführung im Übertragungsnetz spielen zusätzlich zum Einsatz aggregierter Flexibilität weitere Betriebsmittel, insbesondere Phasenschiebertransformatoren eine große Rolle. Durch die gezielte Änderung der Spannungsbeträge und/oder -winkel kann der Lastfluss gezielt gesteuert werden. Innerhalb der Höchstspannung, aber auch der Hochspannung, nimmt der Einsatz neuer Betriebsmittel und Betriebsführungsstrategien weiter zu. Somit kann auch der systemdienliche Einsatz von aggregierter Flexibilität verbessert werden, wenn er mit anderen Strategien kombiniert wird. Wie (Rudion & Burkhardt, 2019) gezeigt hat, lässt sich beispielsweise der Einsatz von Längs- und Querreglern in die

lineare Optimierung integrieren und somit auch mit der Aggregation von Flexibilitäten verbinden. Da durch die Aggregation über mehrere Spannungsebenen bis hin zur Hochspannung zukünftig sehr große flexible Leistungen in die Berechnung einfließen, spielt die Linearisierung eine große Rolle. Je weiter der neue Betriebspunkt von dem eigentlichen Arbeits- und Linearisierungspunkt weg ist, desto größer ist der Fehler, der durch Vereinfachung der Lastflussrechnung auftritt.

Das Thema Flexibilitätsaggregation mit mehreren Übergabestellen hat weitere Forschungsfelder aufgetan. Neben der Weiterentwicklung der Methodik auf Basis synthetischer Netze sollte mit Hilfe einer breiten Datenbasis realer Netztopologien und -zustände die Machbarkeit und das Potential im realen Netzbetrieb untersucht werden. Durch eine zusätzliche Simulation des Höchstspannungsnetzes können auch die Rückwirkungen auf das überlagerte Netz betrachtet werden. Je komplizierter die Netzstruktur und integrierten Betriebsführungsstrategien sind, desto komplexer und rechenaufwändiger wird die Lösung des Optimierungsproblems. Dementsprechend kann hier die Berechnungsdauer entscheidend für eine Integration in die Betriebsführung sein.

8.8. Labortest am KIT

Das Ziel der realitätsnahen Abbildung von Verteilnetzen, insbesondere Niederspannungsnetzen, bedingt möglichst detaillierte Modelle der installierten elektrischen Betriebsmittel, der Verbraucher- und Erzeugungsanlagen sowie des Netzaufbaus. Dazu gehört auch die realistische Simulation der Vorgänge sowohl in vorgelagerten Netzebenen als auch im betrachteten Netzabschnitt. Im Rahmen des Projekts wurden auf Basis der verfügbaren Netzdaten sowie durchgeführten Messungen modular anpassbare Verteilnetzmodelle geschaffen, durch welche das dynamische Verhalten von Netzabschnitten innerhalb und außerhalb von normgerechten Betriebszuständen betrachtet werden kann (Gielnik, Eichhorn, de Jongh, Suriyah, & Leibfried, 2022). Besonderer Fokus wurde auf die Niederspannungskabel- und Erdungsmodellierung gelegt (Geis-Schroer, et al., 2021). (Unterkapitel 8.8.1)

Für die simulative Erweiterung der NETZlabors in Freiamt wurde die bestehende Power Hardware-in-the-Loop (PHIL)-Umgebung (Hubschneider, et al., 2018) im KIT Energy Smart Home Lab (ESHL) weiterentwickelt (Gielnik, et al., 2022) und die entwickelten dynamischen Verteilnetzmodelle in die PHIL-Umgebung implementiert (Hubschneider, Power-Hardware-in-the-Loop-Systeme als Evaluationsumgebung für Betriebsmittel und Netze der Niederspannung, 2022). Dadurch konnten Konzepte zur Schätzung lokaler Netzimpedanzen und -zustände von dezentral installierte Betriebsmittel am Netzanschlusspunkt im Labor erprobt und validiert werden (Hubschneider, Held, Wolf, Suriyah, & Leibfried, 2021). (Unterkapitel 8.8.2)

Der im Rahmen des Projekts entwickelte Modulare Multilevel-Umrichter (Kiehnle, Himmelmann, & Hiller, 2022) wurde in der PHIL-Umgebung auf die Bereitstellung der Netzdienstleistungen und sein dynamisches Verhalten validiert und bei normabweichenden Betriebszuständen untersucht. (Unterkapitel 8.8.3)

8.8.1. Nachbildung von Netzsituationen

Motivation

Um die im realen Netz ständig auftretenden kleineren Laständerungen oder Schaltvorgänge im Niederspannungsnetz abbilden zu können, wurde im Rahmen des Projekts eine dynamische Modellierung gewählt. Ströme und Spannungen sollen durch Momentanwerte und somit zeitlich hoch aufgelöst dargestellt werden können. Die auf die Niederspannung bezogenen Simulationsmodelle können in die echtzeitfähige PHIL-Umgebung überführt werden, um so den Anschluss von Betriebsmitteln im Labor zu ermöglichen.

Die allgemeine Belastung von Niederspannungsnetzen wurde über einen Zeitraum von mehreren Wochen an verschiedenen Punkten im Netzgebiet zeitgleich durch mobile Power Quality Messgeräte erfasst. Zeitlich synchronisiert wurden in sekundlicher Auflösung Spannung, Strom und harmonische Anteile gemessen und deren Verläufe in der Simulationsumgebung nachgebildet.

Mit Hilfe von modular implementierten Komponenten der Simulationsplattform erfolgte der Aufbau und die Modellierung von expliziten Netzabschnitten aus der Netzregion Freiamt und die dynamische Simulation.

Implementierung der Betriebsmittel

Ein wesentlicher Unterschied zu höheren Netzebenen ist die Symmetrieannahme. Im Hoch- und Höchstspannungsnetz wird für Leistungsflussberechnungen von nahezu vollständiger Symmetrie des Netzes ausgegangen und somit von einem symmetrischen Aufbau der Netzkomponenten, einer symmetrischen Netzeinspeisung und einer symmetrischen Netzbelastung. Diese Annahme kann für Niederspannungsnetze nicht aufrechterhalten werden.

Die der Niederspannung vorgelagerte Netzebene ist die Mittelspannung, welche bei den Simulationen und Betrachtungen im Labor als übergeordnetes Netz angesehen wird. Hierbei repräsentiert die Oberspannungsseite (Mittelspannung) des Ortsnetztransformators den Übergabepunkt zu den vorgelagerten Netzebenen. Für die Entkopplung des Modells von den höheren Netzebenen wurden Spannungs- und Frequenzcharakteristiken in den als Spannungsquellen modellierten Übergabestellen zur Mittelspannung implementiert.

Für die Ortsnetztransformatoren wurde die in den betrachteten Fokusortnetzen installierte Schaltgruppe Dyn5 gewählt und als allgemeines Modell dieser Gattung mit einem Laststufenschalter umgesetzt, um das dynamische Verhalten eines regelbaren Ortsnetztransformators im Netz nachbilden zu können.

Um die besonders in den Niederspannungsnetzen auftretenden Phänomene der unsymmetrischen Strom- und Spannungsbelastungen möglichst detailliert abbilden zu können, wurden die im Netzgebiet installierten Niederspannungskabel unsymmetrisch modelliert und auch die Erdungssysteme im Gesamtsystem mitberücksichtigt. Die Parametrierung des gewählten Modellierungsansatzes erfolgte sowohl rechnerisch als auch die Vermessung realer Kabel im Labor. Um die realen Erdungsverhältnisse abschätzen zu können, wurden an ausgewählten Ortsnetzstationen Erdstrommessungen durchgeführt. Die vollständig parametrierten Modelle wurden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse mit den in der Literatur verwendeten vereinfachten Modellierungsansätzen verglichen. Der im Rahmen dieses Projekts gewählte Modellierungsansatz berücksichtigt explizit asymmetrische Kopplungen, temperaturabhängige Leiterwiderstände und Kapazitäten. Exemplarisch ist in Abbildung 121 ein Ausschnitt eines Fokus-

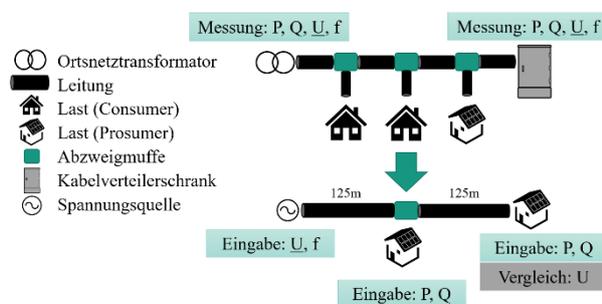


Abbildung 121: Abstrahierter Ausschnitt aus dem Netzmodell eines Fokusortnetzes

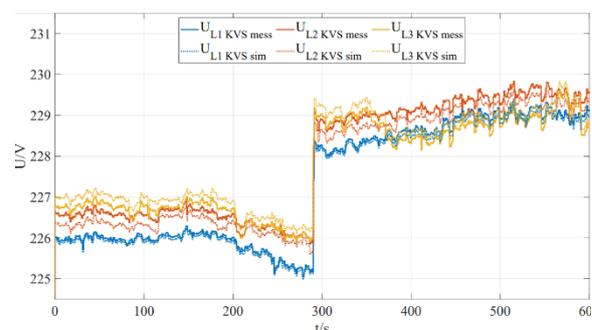


Abbildung 122: Vergleich der Simulationsergebnisse der Spannungen am Kabelverteilerschrank (KVS) mit den Messungen

Ortsnetzes dargestellt. Abbildung 122 zeigt den Vergleich zwischen den simulierten und gemessenen Spannungswerten am Kabelverteilerschrank (KVS). Als Eingabewerte werden der

Simulationsumgebung hierbei lediglich die Spannung und Frequenz am Ortsnetztransformator sowie die an den Messpunkten ermittelten Wirk- und Blindleistungswerte übergeben.

Bei der simulativen Abbildung von elektrischen Anlagen wird in Abhängigkeit des Anwendungszwecks auf verschiedene Abstraktionsebenen zurückgegriffen. Um in der PHIL-Umgebung ganze Niederspannungsnetze und damit eine Vielzahl von Anlagen gleichzeitig simulieren zu können, war eine detailreiche Modellierung einzelner Verbraucher nicht zielführend. Daher wurde das allgemeine Modell gesteuerter Stromquellen ohne Abbildung des Zwischenkreises verwendet. Die Ansteuerung der Stromquellen erfolgt mittels Phasoren, die sich in Abhängigkeit des gewünschten Lastverhaltens ergeben. Weiterhin wurde eine vorgelagerte Regelung zur Abbildung des Verbraucherverhaltens der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105:2018 (VDE, 2018) implementiert. Neben diesen allgemeineren Modellen wurde ein gekoppeltes Norton-Modell zur harmonischen Simulation realer Komponenten entwickelt, das eine hochauflösende, detaillierte Abbildung einzelner Anlagen ermöglicht.

Nicht normgerechte oder Netzzustände und Netzfehler konnten während des Feldtests im realen Niederspannungsnetz nicht durchgeführt werden, um keine Verletzungen der in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen gültigen Normen nach (DIN EN 50160:2020-11, 2020) geregelten Vorgaben zu riskieren. Um nicht normgerechtes Verhalten nachzubilden, wurden simulative Untersuchungen und Sensitivitätsanalysen zu Netzurückwirkungen in ausgewählten Netzabschnitten durchgeführt.

8.8.2. Power-Hardware-in-the-Loop

Begriffsdefinition und Differenzierung

Zur Durchführung der Labortests wurde die Power-Hardware-in-the-Loop (PHIL)-Versuchsumgebung am KIT weiterentwickelt. In klarer Abgrenzung zur Methode Controller Hardware-in-the-Loop (CHIL) findet bei der Kopplung zwischen realem Testobjekt und Umgebungsabbildung bei PHIL-Systemen ein Leistungsaustausch statt. Zur Bereitstellung dieser Leistung wird als zusätzlicher Teil des Interface ein Leistungsverstärker verwendet, der die vom Echtzeitsimulator bereitgestellten Signale in die für den Betrieb des Testobjektes benötigte physikalische Größe (Spannung, Strom) überführt und diese an seinen Ausgangsklemmen bereitstellt. Das sich daraufhin einstellende elektrische Verhalten des Testobjektes wird messtechnisch erfasst und an den Echtzeitsimulator rückgeführt. Die für den PHIL-Versuchsstand notwendigen Hauptkomponenten sind Echtzeitsystem, Verstärkereinheit und Messwandler. Ein schematischer Überblick, Details über den technischen Aufbau und Herausforderungen wurden im Rahmen des Projekts veröffentlicht. (Hubschneider, Power-Hardware-in-the-Loop-Systeme als Evaluationsumgebung für Betriebsmittel und Netze der Niederspannung, 2022)

Echtzeitsimulation von Niederspannungsnetzen

Die im Kapitel 8.8.1 entwickelten Modelle zur Simulation deutscher Niederspannungsnetze wurden in der Softwareumgebung (HYPERMIM, OPAL-RT Technologies Inc., 2021) realisiert. Dies bedingte eine geeignete Abstraktion der Netzebenen, die Implementierung von physikalischen Modellen elektrischer Betriebsmittel und die Emulation des Verhaltens vorgelagerter Netzebenen sowie einzelner leistungselektronischer Anlagen. Ein zentrales Element ist die vorgeschlagene Systematik zum zeitlich optimierten Umgang mit veränderlichen Frequenzen, mit der die Abbildung dynamischer Frequenzgänge ermöglicht wird. Ferner wurde ein neuartiger Modellierungsansatz zur Simulation 172 deutscher TN-C-S-Systeme entwickelt, bei dem der unsymmetrische Netzaufbau, die Kopplung zwischen einzelnen Phasen und die Erdungsverhältnisse realer NS-Netze berücksichtigt werden. Dabei erfolgte eine Parametrierung der verwendeten Modelle. Zur Abbildung harmonisch verzerrter Lastströme schließlich findet ein gekoppeltes Norton-Äquivalent (CNE) Anwendung, das im Projekt für

eine echtzeitfähige Implementierung aufbereitet und hinsichtlich der benötigten Rechenzeit optimiert wurde. Das CNE ermöglicht die Emulation harmonischer Interaktionen zwischen Anlagen und Netzbetriebsmitteln in Echtzeit.

Die hohe Komplexität von Niederspannungsnetzen bringt bei der Echtzeitsimulation im Rahmen des Betriebs von PHIL-Systemen besondere Herausforderungen beim Aufbau der Umgebungsabbildung mit sich. Diese umfassen sowohl die zur Ausführung benötigte Rechenzeit als auch die numerische Stabilität der Simulation. Gerade Erzeugungsanlagen weisen gegenüber klassischen Verbrauchern ein vergleichsweise komplexes elektrisches Verhalten auf, die Anlagenleistung wird aktiv geregelt. Weiterhin sind Niederspannungsnetze durch einphasige und nichtlineare Anlagen oft sowohl unsymmetrisch als auch harmonisch belastet und bedürfen einer komplexen Modellierung und hoher Bandbreiten.

Aufbau der PHIL-Umgebung zum Anschluss realer Anlagen

Die Komplexität und Anzahl der am Leistungsinterface angeschlossenen Komponenten sind theoretisch lediglich durch die zur Verfügung stehende Leistung begrenzt, womit auch die gleichzeitige Interaktion zwischen verschiedenen Netzumgebungen und Komponenten(-emulationen) möglich ist. Besondere Aufmerksamkeit muss bei PHIL-Umgebungen auf die Stabilität des Gesamtsystems gelegt werden. Reale elektrische Vorgänge laufen kontinuierlich ab. Bei der Rückkopplung von Signalen und deren Erfassung in einem zeitdiskreten Echtzeitsystem kann die genannte Anforderung der Quasi-Kontinuität nicht mehr erfüllt werden. Dies kann systeminhärent zu (auf-)schwingendem Verhalten bei der Echtzeitsimulation von Energienetzen führen. Große Simulationsschrittweiten und Totzeiten verstärken diese Stabilitätsproblematik. Aufgrund der nicht erfüllbaren Echtzeitbedingung ist ferner – je nach Systemauslegung, Leistungsverstärker, Simulationsschrittweite und Testobjekt – der Einsatz von Filtern oder anderen dämpfenden Methoden notwendig. Dies steht allerdings im Widerspruch zur Zielsetzung einer möglichst großen Realitätsnähe und stellt insbesondere große Ansprüche an die Ausgestaltung von Umgebungsabbildungen. Die sich daraus ergebenden Herausforderungen wurden im Laufe des Projekts näher beleuchtet und mögliche Lösungsansätze erarbeitet. Ausführliche Informationen zur Implementierung, Methode und Ergebnissen finden sich in (Hubschneider, Power-Hardware-in-the-Loop-Systeme als Evaluationsumgebung für Betriebsmittel und Netze der Niederspannung, 2022).

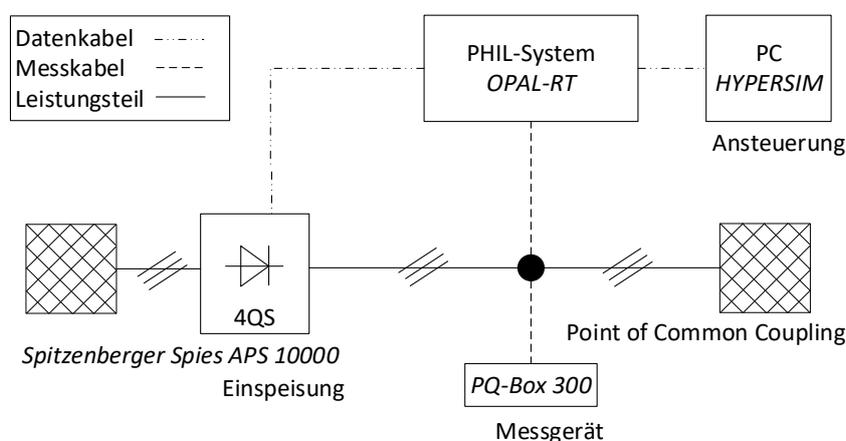


Abbildung 123: Power-Hardware-in-the-Loop-Messaufbau zur Impedanzmessung am Netzanschlusspunkt (Point of Common Coupling, PCC)

Tests und Ergebnisse

Ein Schwerpunkt des Labortest war die Betrachtung von Konzepten zur Untersuchung der Netzimpedanz durch dezentral installierte Betriebsmittel. Abbildung 123 zeigt schematisch den dafür im

Labor umgesetzten PHIL-Messaufbau. In verschiedenen Arbeitspaketen wurde die Netzimpedanz auf unterschiedliche Weise durch Anregung des öffentlichen Netzes bestimmt. Dabei wird speziell das Verhalten von PV-Wechselrichtern innerhalb typischer Leistungsklassen untersucht, um Aussagen über die Machbarkeit der Netzimpedanz-Identifikation dieser Geräte als dezentrale Betriebsmittel zu treffen.

Ein allgemeines dreiphasiges Vierleiter-Ersatzschaltbild eines Niederspannungsnetzanschlusses ist in Abbildung 124 dargestellt. Die in Rot dargestellte Schleifenimpedanz kann mit dem tatsächlich eingespeisten Strom und dem daraus resultierenden Spannungsabfall berechnet werden. Diese Spannungseinbrüche können bei verschiedenen Frequenzen beobachtet und die sich daraus ergebenden Oberschwingungsimpedanzen bestimmt werden.

Es wird die Berechnung einer frequenzabhängigen Netzimpedanz über einen definierten Zeitraum durchgeführt (s. Abbildung 125). Dieses Verfahren ist notwendig, um mögliche Abweichungen am PCC zu identifizieren und um Transienten, die am PCC auftreten, erkennen zu können. Um Aussagen über das R/X-Verhältnis bei der entsprechenden Frequenz treffen zu können, ist auch eine Phasenbetrachtung der berechneten Netzimpedanz notwendig.

Durch den geringen Einfluss der Wechselrichter im Nenneinspeisungsbetrieb wurden neue Messpläne entwickelt, die eine gezielte Anregung der Oberschwingungsfrequenzen bedingen.

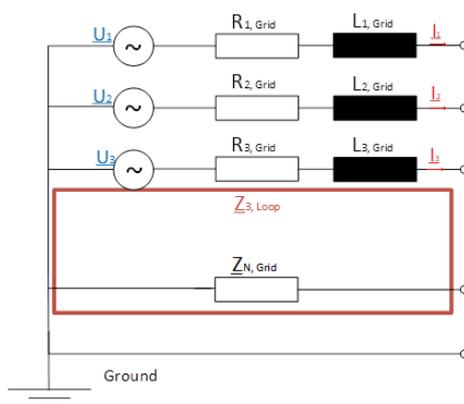


Abbildung 124: Ersatzschaltbild eines Niederspannungsnetzanschlusses und eingezeichnete Impedanzschleife (rot)

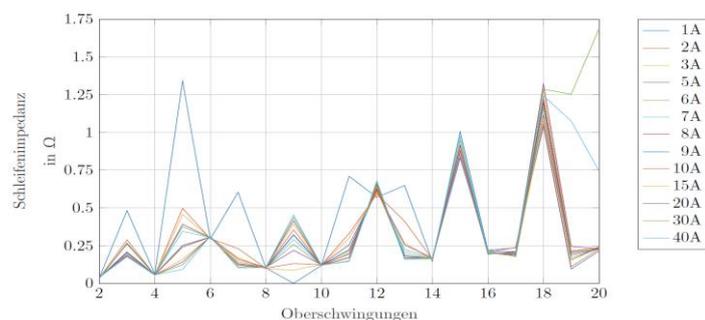


Abbildung 125: Berechnete Oberschwingungsschleifenimpedanz bei unterschiedlicher Anregung

8.8.3. Modularer Multilevel-Umrichter (MMC)

Begriffsdefinition MMC

Ein Modularer Multilevel-Umrichter (MMC) besteht aus mehreren Zellen, die jeweils einen Kondensator und entweder eine Halbbrücke oder eine Vollbrücke enthalten. Damit wird es im Gegensatz zu den klassischen Zwei- oder Drei-Level-Umrichtern möglich, die gewünschte Sinusspannung am Ausgang mit einer höheren Zahl von Spannungsstufen nachzubilden, was den Filteraufwand reduziert.

Systemaufbau

Als netzdienlicher Umrichter zur Integration von Speichern, Lasten und Quellen kommt ein MMC mit insgesamt 24 Vollbrückenzellen und einer Nennleistung von 7 kW zum Einsatz, der in Rahmen des Projekts entwickelt, aufgebaut und in Betrieb genommen wurde.

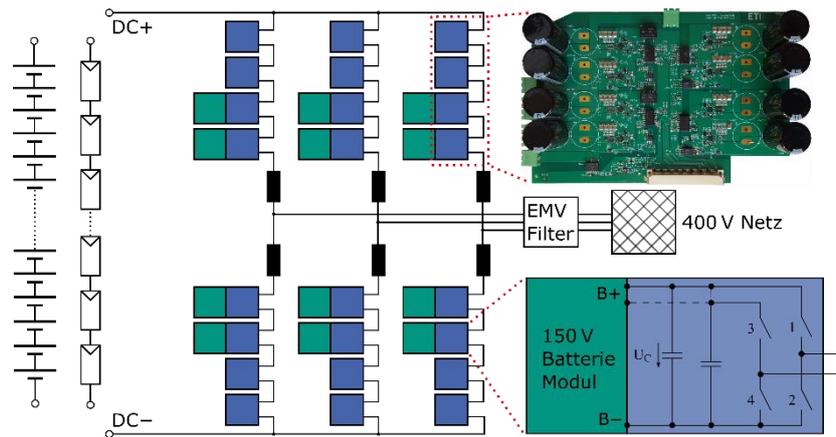


Abbildung 126: Übersicht des MMC-Prototyps

Wie in Abbildung 126 dargestellt, bilden vier MMC-Zellen einen Zweig und sind durch den Einsatz von kompakten Galliumnitrid (GaN) Halbleitern auf einer Platine untergebracht. Dadurch ergeben sich für den MMC sechs Platinen, die direkt auf das Mainboard der am ETI entwickelten Signalverarbeitungsplattform ETI-SoC-System (Schmitz-Rode, et al., 2022) gesteckt werden. In Abbildung 127 ist der kompakte MMC-Prototyp mit den zugehörigen 65 μH Zweigdrosseln zu sehen. Im 19-Zoll Alurahmen ist ein zweites Mainboard untergebracht, in das zwei Erweiterungskarten für die Schützensteuerung und die Netzspannungsmessung eingesteckt sind.



Abbildung 127: Sechs Zweigplatinen des MMC-Prototyps im 19-Zoll Rahmen des ETI-SoC-Systems

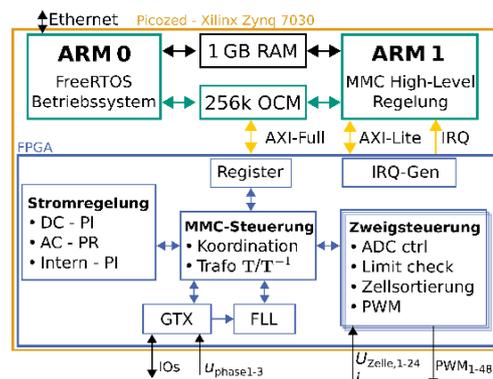


Abbildung 128: Übersicht der MMC-Regelung auf dem SoC

In Abbildung 126 ist zu erkennen, dass bei der Hälfte der Zellen ein Anschluss für Batteriemodule vorgesehen ist. Die Batteriemodule mit 146 V Nennspannung bestehen jeweils aus 80 Lithium-Ionen-Rundzellen und werden von einem während des Projekts entwickelten Batteriemanagementsystem überwacht. Die 12 Batteriemodule ergeben eine Gesamtbruttokapazität von 14 kWh.

An der DC-Seite des MMC kann eine Spannung zwischen 0 V und 460 V eingestellt werden. Dadurch können weitere Hochvolt-Batteriespeicher, Erzeuger, wie beispielsweise PV-Strings, oder zukünftige DC-gekoppelte Verbraucher wie E-Autos oder Wärmepumpen eingebunden werden.

Regelung

Für die Regelung des MMC und Ansteuerung der insgesamt 96 Leistungstransistoren wird ein Zynq System-on-Chip (SoC) der Firma Xilinx verwendet. Das SoC enthält ein Field Programmable Gate Array (FPGA) und ein Dual-Core ARM Prozessor.

Die MMC-Regelung ist entsprechend kaskadiert aufgebaut. Die schnell veränderlichen Größen, wie Ausgangsspannung und die internen und externen Ströme des MMCs werden im FPGA mit einem Reglertakt von 100 kHz geregelt. Durch die kleinen Induktivitäten muss schnell auf Netzfehler, wie

Spannungseinbrüche reagiert werden, um die zulässigen Ströme der Halbleiter nicht zu überschreiten. Bei anderen Systemgrößen, wie dem State-of-Charge der Batteriespeicher, oder den Kondensatorspannungen in den MMC-Zellen ist eine langsamere Ausführungszeit ausreichend. Daher werden Energieregler und die Steuerung der Betriebsmodi des MMCs im Prozessorkern ARM 1 mit einem Reglertakt von 10 kHz ausgeführt.

Um Sollwerte, wie Wirk- und Blindströme einstellen zu können und den Betrieb des MMCs zu überwachen, dient eine TCP/IP Schnittstelle, über die mit einem Steuerungs-PC kommuniziert wird. Statt von einem PC, könnten die Steuerbefehle in einem zukünftigen Netzzenario auch direkt von der CLS-SMGW Schnittstelle empfangen werden. Die nötigen Ressourcen für die TLS-Verschlüsselung sind im ARM-Prozessor vorhanden. Das Übersichtsbild der Signalverarbeitung ist in Abbildung 128 dargestellt.

Untersuchte Einsatzszenarien:

Inselbetrieb des MMCs aus einer DC-Quelle

Für dieses Szenario wurde an der DC-Seite des MMC als verallgemeinerte Quelle ein Netzteil mit einer Spannung von 200 V verwendet, um ein Drehstromverbraucher mit einer Leistung von 2 kW in einem 400 V Inselnetz zu versorgen. Dabei waren keine Batteriemodule an die MMC-Zellen angeschlossen, die Soll-Zellspannungen der Zellen mit Batterieanschluss wurden aber verschieden zu den reinen Kondensatorzellen gewählt, um den stabilen Betrieb mit verschiedenen MMC-Zellspannungen zu zeigen.

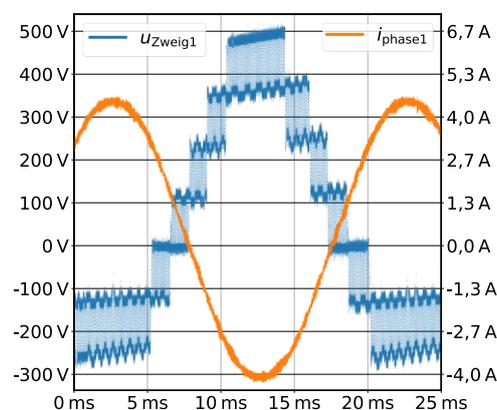


Abbildung 129: Ungefilterte Zweigspannung und Phasenstrom

Es ergibt sich dabei eine 7-stufige Zweigspannung, wie in Abbildung 129 gezeigt (Kiehle, Himmelmann, & Hiller, 2022). Die Stufen 500 V und 0 V sind dabei glatt, da alle Zellen zur Spannungsbildung beitragen, bzw. im Bypass sind. In allen anderen Stufen werden die verschiedenen Zellspannungen des MMCs sichtbar. Der im Phasenstrom sichtbare DC-Anteil konnte durch einen angepassten Regler behoben werden.

Betrieb des MMCs als AC Blindleistungskompensationsanlage STATCOM (Static Synchronous Compensator) bei Netzfehlern am Netzemulator

Statt den Blindleistungsbedarf im Niederspannungsnetz durch höhere Netzebenen zu decken und damit Leitungsverluste in Kauf zu nehmen, wird durch die Verfügbarkeit von Kommunikationskanälen durch das SMGW und entsprechender Betriebsmittel eine lokale Kompensation möglich.

Um auch Netzfehler testen zu können, wurde der MMC dazu am Netzemulator (Vierquadrantensteller mit 30 kVA Leistung der Spitzenberger & Spies GmbH & Co. KG) betrieben. Diese PHIL-Umgebung

emuliert ein symmetrisches 400 V Drehstromnetz mit geringer Netzimpedanz von 0,1 Ohm und 0,1 mH, um die Dynamik der Regelung zu überprüfen.

Im STATCOM Modus des MMCs wurde ein Blindstrom von 5 A vorgegeben und eingeregelt. Während des Betriebs am Netzemulator, wurden mehrere Netzfehler nachgebildet. In Abbildung 129 sind Strom und Spannung am Ausgang des Netzemulators während eines symmetrischen Spannungseinbruchs auf 20 % der Netzspannung dargestellt. Der Einbruch tritt genau zum Spannungsmaximum der ersten Netzphase auf. Daher sind in der ersten Netzphase die größten Transienten zu erwarten und die beiden anderen Netzphasen aus Gründen der Übersichtlichkeit nicht dargestellt.

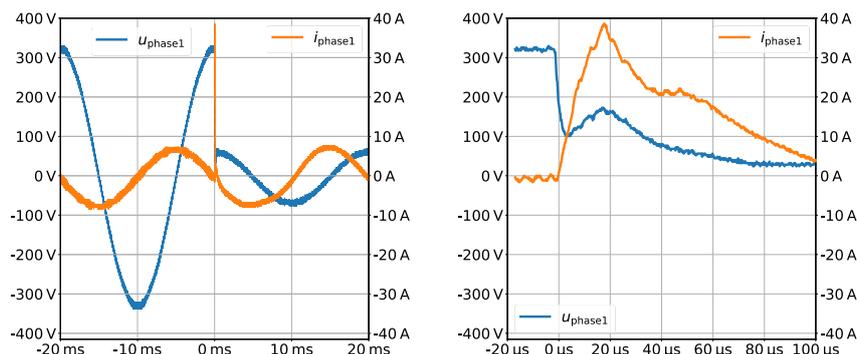


Abbildung 130: Netzspannungseinbruch auf 20 %, rechts vergrößert

Durch eine im FPGA implementierte selektive Spannungsvorsteuerung, eine dynamische Stromregelung und eine dynamische Überstromerkennung wird ein stabiler Betrieb unter Beibehaltung des Sollstroms erreicht, wie in Abbildung 130 gezeigt. Nach ca. 150 µs hat der Umrichter wieder den Soll-Blindstrom von 5 A eingeregelt. Innerhalb von 18 µs steigt der Strom durch die geringe Induktivität des MMCs auf knapp 40 A und damit deutlich über den Nennstrom. Durch die thermische Masse der Halbleiter sind aber kurzzeitig deutlich höhere Ströme zulässig, was durch eine dynamische Überstromerkennung in FPGA berücksichtigt wurde.

Die selektive Spannungsvorsteuerung nutzt im Normalbetrieb den Wert einer Frequenzregelschleife (FLL), die Netzfrequenz, Netzwinkel und Netzspannung detektiert. Da für eine zuverlässige Netzwinkelerkennung auch bei Netzfehlern eine gewisse Trägheit, ähnlich der Rotorschwingmasse bei Synchrongeneratoren nötig ist, wird auch die Netzspannungserkennung träge. Im Normalbetrieb wird dadurch die Frequenzantwort des Umrichters stabilisiert. Bei Netzfehlern, die in räumlicher Nähe, also mit kleiner Netzimpedanz auftreten, würden im MMC durch die geringe Induktivität schnell hohe Ströme verursacht. Daher wird bei plötzlicher Abweichung der gemessenen Netzspannung dynamisch auf eine Direktvorsteuerung umgeschaltet.

Zusammenfassung

Der MMC-Prototyp mit GaN-Halbleitern erlaubt trotz der hohen Anzahl an Zellen ein kompaktes Design, welches durch ein zentrales SoC für die Signalverarbeitung weiter unterstützt wird. Die hybriden Zellen erlauben zudem den Anschluss von Batteriemodulen ohne zusätzliche Leistungselektronik.

Der Betrieb am Netzemulator zeigt die hohe Dynamik des MMCs und dessen Regelung bei Netzfehlern.

9. Eingehende Darstellung

9.1. Abgleich der erreichten Ergebnisse und Ziele

Die in der Gesamtvorhabenbeschreibung vor Projektstart spezifizierten Ziele wurden entsprechend der Kommentare in den nachfolgenden Tabellen erfolgreich umgesetzt.

Arbeitspaket 2:

Ziel	Kommentar zur Erreichung	Verweis
Erweiterung der Aggregationsmethode für den Online-Betrieb und Umsetzung im Feldtest	Die Aggregationsmethodik wurde an den Onlinebetrieb angepasst und minütlich Flexibilitätskennfelder versandt	s. Kapitel 4.5
Vertikale Kopplung der Aggregationsmethode für vermaschte HS-Netze	Erste Untersuchungen bezüglich des Themas wurden anhand synthetischer Netzmodelle und -zustände durchgeführt. Es hat sich gezeigt, dass eine vollumfängliche Untersuchung für die Nutzung im Netzbetrieb deutlich mehr Kapazitäten Forschungsaufwand bedarf	s. Kapitel 8.7.2
Weiterentwicklung des Quotenmodells zur Bestimmung einer spezifischen Quote und Umsetzung im Feldtest	Eine iteratives Quotenkonzept wurde entwickelt und die Ergebnisse mit den Referenzszenarien aus dem Feldtest verglichen	s. Kapitel 8.6
Entwicklung einer Top-Down-Methode zur Bereitstellung der Wirk- und Blindleistungsflexibilitäten an die überlagerte Netzebene unter Einhaltung der Netzrestriktionen	Ein Abruf der Flexibilität wurde simuliert und die Arbeitspunktverschiebung am MS-Abgang auf die einzelnen Flexibilitäten aufgeteilt	s. Kapitel 8.7.1

Arbeitspaket 3:

Ziel	Kommentar zur Erreichung	Verweis
Aufbau eines modularen netzdienlichen Stromrichters und Validierung in der Laborumgebung	Stromrichter wurde aufgebaut und im Labor getestet. Die Sollwerte wurden erfolgreich umgesetzt	s. Kapitel 8.8.3
Aufbau eines detaillierten Modells der Nieder- und Mittelspannung in Freiamt sowie Implementierung verschiedener Dynamiken und der Beschreibung verschiedener Verbraucher und Betriebsmittel in Abhängigkeit des Netzzustands	Auf Basis der verfügbaren Netzdaten sowie durchgeführten Messungen wurde eine Simulationsplattform geschaffen, durch welche das dynamische Verhalten von Netzabschnitten innerhalb und außerhalb von normgerechten Betriebszuständen betrachtet werden kann	s. Kapitel 8.8.1
Simulation dynamischer Vorgänge	Übergänge und Grenzbereiche der Ampelphasen unter Einbezug von Flexibilitätsanforderungen wurden simuliert	s. Kapitel 8.8.1
Schätzung der Netzimpedanz durch Betriebsmittel im Netz	Konzept zur Schätzung lokaler Netzimpedanzen und -zustände von dezentral installierte Betriebsmittel am Netzanschlusspunkt wurde im Labor erprobt und validiert	s. Kapitel 8.8.2
Implementierung der dynamischen Modelle in der Power Hardware-in-the-Loop Umgebung zur Nachbildung des NETZlabors Freiamt, Untersuchungen hinsichtlich des Verhaltens bei nicht normgerechten Netzparametern	PHIL-Versuchsstand und Simulationsumgebung wurden aufgebaut und Fehlerfälle und nicht normgerechte Betriebszustände ausgewertet	s. Kapitel 8.8.1, 8.8.3

Arbeitspaket 4:

Ziel	Kommentar zur Erreichung	Verweis
Untersuchung regulatorischer Aspekte hinsichtlich des Einsatzes des Quotenmodells sowie Untersuchung der Bedingungen zum Steuern am Netzanschlusspunkt	Prüfung der bestehenden rechtlichen Rahmenbedingungen für den Einsatz des Quotenmodells sowie notwendige Anpassungsmöglichkeiten wurden im Rahmen eines Gutachtens erarbeitet und die Steuerung am Netzanschlusspunkt mit dem gesetzlichen Rahmen, technischen Richtlinien sowie unter Nutzerakzeptanzgesichtspunkten geprüft und in einem Bericht zusammengefasst	s. Kapitel 8.1
Untersuchung und Ausgestaltung von Marktmechanismen für den Sekundärhandel	Spezifikation von Rollen und Verantwortlichkeiten der beteiligten Akteure, zeitliche Prozessabläufe und Schnittstelle, notwendige Angaben und Marktmechanismus	s. Kapitel 3.5 und 8.4
Anreize zur Bereitstellung netzdienlicher Flexibilität	Instrumente entwickelt und damit Kundengruppen und deren Präferenzen zur Bereitstellung von Flexibilität in mehreren Studien untersucht sowie sozio-ökonomische Randbedingungen zur Bereitstellung von Flexibilität quantifiziert	s. Kapitel 8.3
Zuverlässige und kurzfristige Flexibilitätserbringung durch Aggregatoren und Prosumer – Systeme entwickeln	GEMS und Prozesse beim Aggregator und entwickelt und das GEMS zur besseren Prognose der verfügbaren (aggregierten) Flexibilität weiterentwickelt. Dabei wurden verschiedenartiger Anlagen für die Bereitstellung von Flexibilität berücksichtigt	s. Kapitel 3.1, 3.3, 5.3, 5.5,
Prozess- und Schnittstellenausgestaltung der Flexibilitätserbringung durch GEMS und Aggregator	Spezifizierung und Implementierung von Schnittstellen für GEMS und Aggregator an die weiteren Systeme spezifiziert und implementiert und das notwendige Datenmodell identifiziert. Simulative Tests der Systeme und Schnittstellen zur Vorbereitung auf den Feldtest	s. Kapitel 6.7
Technische Entwicklung einer Plattformlösung für den Handel von Quoten zwischen Marktteilnehmern	Die technische Architektur wurde spezifiziert und die Plattformlösung für den Sekundärhandel entwickelt. Dabei wurde auch die Eignung von Distributed Ledger Technologie technisch evaluiert	s. Kapitel 3.5 und 8.4
Erprobung aller entwickelten Systeme im Feldtest mit dem Nachweis der erfolgreichen Engpassbehebung durch die Quoten sowohl mit als auch ohne Sekundärhandel und die Evaluation der Zuverlässigkeit der Flexibilitätserbringung	Die gelbe Ampelphase konnte erfolgreich im Feldtest getestet werden. Während des Feldtests wurde das GEMS auf Basis der praktischen Erkenntnisse weiterentwickelt, um die Zuverlässigkeit weiter zu steigern. Der Sekundärhandel konnte nicht im Feldtest getestet werden und konnte mit den im Feldtest gesammelten Daten simulativ erprobt werden.	s. Kapitel 7.2 und 8.4

Arbeitspaket 5:

Ziel	Kommentar zur Erreichung	Verweis
Untersuchung und Spezifikation der Schnittstellen aller beteiligten Systemkomponenten	Alle Schnittstellen zu den beteiligten Systemkomponenten wurden festgelegt und technisch detailliert beschrieben. Die ESB-Kompatibilität aller beteiligten Systeme wurde validiert.	s. Kapitel 3 und 6.7.1
Festlegung einer einheitlichen Architektur für die Kommunikation und Prozesssteuerung	Eine einheitliche Architektur für die Kommunikation und Prozesssteuerung wurde definiert und dokumentiert sowie alle Schlüssel-Module und Konnektoren	s. Kapitel 6.7.1 und 6.7.2
Abstimmung und Entwurf des Prozessmodells	Finales Systemdiagramm und das Entwicklungs- und Staging Konzept	s. Kapitel 6.7.1

	wurden entwickelt und das übergreifende Prozessmodell abgeschlossen	
Implementierung eines PoC-Prozessmodells zur Validierung	Das Prozessmodell, die Schnittstellen und Formate wurde bestätigt und getestet. Monitoring, Logging und Fehlerbehandlung sind inhaltlich festgelegt	s. Kapitel 6.7.1
Bereitstellung IT-Testumgebung und Implementierung des Prozessmodells	Systemintegration der iMSys Infrastruktur wurde fertiggestellt und das Prozessmodells implementiert	s. Kapitel 3 und 6.3.1
Installation/Inbetriebnahme für Feldtest	Für den Feldtest stand eine technisch funktionierende Umgebung bereit. Alle Schnittstellen waren mit dem ESB verbunden und die Prozesse zur Kommunikation und Nachrichten-Übermittlung waren funktionsfähig	s. Kapitel 6.7.2
Begleitung Feldtest - Optimierung der Prozesse	Funktions- und Integrationstests wurden abgeschlossen sowie End-2-End Prozesse erfolgreich durchgetestet. Während dem Feldtest wurde aktiv bei der Durchführung diverser Szenarios unterstützt, das Gesamtsystem kontinuierlich gemonitort und Prozesse optimiert.	s. Kapitel 6.7.2

Arbeitspaket 6:

Ziel	Kommentar zur Erreichung	Verweis
Anforderungsanalyse zur Ausprägung der Quotenermittlung im Leitsystemumfeld einschl. der erforderlichen Eingangsdaten sowie Definition eines Benutzer- und Visualisierungskonzeptes	Anforderungsanalyse wurde abgeschlossen und die erforderlichen Schnittstellen zur Integration der Systeme zur Quotenberechnung und des Benutzer- und Visualisierungskonzept in die Leitsystemumgebung spezifiziert	s. nachfolgende Ziele aus Arbeitspaket 6
Aufbau der erforderlichen Funktionen zur Quotenermittlung im Rahmen der Netzführung einschließlich der erforderlichen Funktionen zur Prognose und Lastflussrechnung	Quotenberechnung wurde weiterentwickelt und implementiert. Die Lastflussrechnung (analog zu grid-control eine vereinfachte Lastflussrechnung) ist für die Anwendung im Feldtest implementiert und vorhandene Eingangsdaten (d.h. Prognose, Fahrpläne, Zeitreihen) stehen zur Verfügung	s. Kapitel 3.4 und 5.3
Vorbereitung des Leitsystems zur Umsetzung der Netzampel	Entwicklung, Umsetzung und Funktionsprüfung der abgestimmten Konzepte im Abbild des PSIcontrol	s. Kapitel 6.4.1
Integration der Netzampelphasen in die Netzführungsprozesse	Einbindung der Quotenermittlung in die Netzführungsprozesse funktionsfähig ebenso wie das Benutzer- und Visualisierungskonzept (es wurden allerdings keine PQ-Diagramme angezeigt)	s. Kapitel 6.4.1
Erprobung der Netzampel im Rahmen der Netzführung und Evaluierung der Benutzer- und Visualisierungskonzepte sowie der Quotenermittlung	Das Benutzer- und Visualisierungskonzept wurde mit den Operator:innen bewertet. Die Quotenermittlung wurden anhand der Feldtestdaten analysiert und der Anwendungsfalls „koordinierte Steuerung von Anlagen“ in der roten Ampelphase konnte erfolgreich getestet werden.	s. Kapitel 6.4.1 und 7.2

Arbeitspaket 7:

Ziel	Kommentar zur Erreichung	Verweis
Spezifische Use-Case-Beschreibungen für die Entwicklung der neuen Funktionalitäten für flexQgrid	Aus den Use Cases wurde ein spezifisches Interaktions- und Betriebskonzept für kaskadierte Netzregler im Verteilungsnetz und deren Anbindung an übergeordnete Leitstellen entwickelt	s. Kapitel 4
Verfahren zur Ermittlung von Topologiedaten in der NS-Ebene und Replikationsverfahren für den permanenten und sicheren Austausch von Topologiedaten zwischen Leitsystem und dezentralen Netzreglern	Es wurde ein Topologie-Prozessor entworfen, um einem Netzregler bei Änderungen des Schaltzustandes automatisch den korrekten Netz-Ausschnitt zur Verfügung zu stellen. Ein Austausch mit dezentralen Netzreglern fand jedoch nicht statt, da diese im Projekt nicht vorhanden waren (siehe übernächstes Ziel).	s. Kapitel 4.2
Anbindung der iMSys Daten an die Zustandsschätzung	Die TAF10 Daten aus den iMSys sind über den ESB an den Netzregler angebunden worden und das Konzept einer resilienten, hybriden Netzzustandsschätzung mit zusätzlichen Mess- und Netzzustandsdaten aus iMSys wurde umgesetzt	s. Kapitel 4.1
Umsetzung der Schnittstellen zwischen den kaskadierten, dezentralen Netzreglern und dem Leitsystem sowie einer zentralen Systemplattform für den sicheren Austausch von Konfigurationsdateien und Systempatches für dezentrale Netzregler und deren Komponenten	Dieses Ziel wurde während der Projektlaufzeit als nicht mehr umsetzbar im Projekt beschlossen. Die Netzregler wurden nicht dezentral im Feld ausgeführt, da keine lokalen Messwerte zur Verfügung standen und dementsprechend war auch kein Device-Management notwendig	-
Validiertes semi-autarkes Regelungskonzeptes mit Rückfallebenen bei Kommunikationsausfällen; KI-basierter Algorithmus für die multi-kriterielle Optimierung des Netzzustands in der roten Ampelphase ist in Form eines Prototypens	Ohne dezentralen Regler gibt es keine Rückfallebene (s. vorangegangenes Ziel). Eine KI zur verbesserten Lastverwerfung wurde entwickelt, jedoch nicht mehr produktiv eingesetzt.	s. Kapitel 4.2
Test der Systeme im Feldtest sowie Optimierungen Systeme auf Basis der Rückmeldungen aus den Feldtests	Die rote Ampelphase konnte erfolgreich getestet werden. Größere Optimierung waren aufgrund der begrenzten Testtage leider nicht mehr möglich.	s. Kapitel 7.1.1 und 7.1.3

Arbeitspaket 8:

Ziel	Kommentar zur Erreichung	Verweis
Spezifizierung der für das Projekt notwendigen Feldtestumgebung sowie der nötigen Systemtests vorab	Die Anforderungen an die Feldtestumgebung und an die Komponenten- und Systemtests wurden spezifiziert	s. Kapitel 6.1 und 6.2
Die für den Feldtest erforderlichen Anlagenstammdaten, Netzdaten, Netzmodelle und Feldtestteilnehmerdaten liegen vor; Durchführung von Messkampagnen mit mobilen Messgeräten	Alle notwendigen Daten wurden aufbereitet und den anderen Arbeitspaketen zur Verfügung gestellt und gemeinsam PQ-Messkampagnen durchgeführt.	Voraussetzung für die anderen Ziele
Kontakt der Feldtestteilnehmer	Es wurden trotz erschwerten Bedingungen unter Corona viele Feldtestteilnehmer akquiriert, mit denen regelmäßig kommuniziert wurde, rechtliche	Voraussetzung für die anderen Ziele

	Vereinbarungen geschlossen wurden und der Feldtest durchgeführt wurde.	
Koordination Gesamtarchitektur und Systemtests vorab	Die Feldtestinfrastruktur in Freiamt konnte erfolgreich in die Projektinfrastruktur eingebunden werden	Voraussetzung für die anderen Ziele
Installation der notwendigen Feldtestinfrastruktur in Freiamt	Die Installation der Kommunikations-, Mess- und Steuerungstechnik bei Feldtestteilnehmern und die Installation zusätzliche Anlagen wie Wallboxen und Batteriespeicher wurden abgeschlossen und die notwendigen Netzwerkverbindungen hergestellt. Außerdem wurden die Mess- und Kommunikationstechnik in den Ortsnetzstationen installiert.	s. Kapitel 6.1
Betrieb- und Testkoordination im Feldtest sowie Fehlerbehebungen an Komponenten im Testgebiet Freiamt	Die Feldtestsznarien aller beteiligter Projektpartner wurden koordiniert und ein regelmäßiges Monitoring der Feldtestinfrastruktur durchgeführt. Verbesserungen der Infrastruktur (z.B. Verfügbarkeit der Daten) wurde im Betrieb durchgeführt.	Voraussetzung für die anderen Ziele (teilweise auch s. Kapitel 6.3.3 und 6.3.4)
Rückbau der installierten Kommunikationstechnik, Mess- und Steuerungstechnik sowie Rückbau IT-Architektur	Einige Komponenten konnten verbleiben und werden weiterhin genutzt, ein Teil der Projekttechnik musste jedoch rückgebaut werden.	-

Arbeitspaket 9:

Ziel	Kommentar zur Erreichung	Verweis
Formulierung eines Gesamtergebnisses und Kernaussagen	Aus den vielen Erkenntnissen, die bereits in den anderen Arbeitspaketen gesammelt wurden, wurden Kernaussagen des Projekts formuliert.	s. Kapitel 10.1
Entwicklung von Handlungsempfehlungen sowie einer Roadmap	Mit einem Zielbild aus den Projektergebnissen wurden Handlungsempfehlungen für eine Umsetzung erarbeitet, die ebenfalls in die Kernaussagen einfließen.	s. Kapitel 10.1 und 10.2

9.2. Zahlenmäßiger Nachweis

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

9.3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

In der heutigen Zeit mit den starken Hochlaufzahlen dezentraler Erzeugungsanlagen und neuer Verbraucher, gewinnt das Projekt flexQgrid zunehmend an Relevanz und die gesammelten Erkenntnisse können zum Gelingen der Energiewende beitragen.

Im Rahmen des Neustarts des digitalen Energiesystems, der von Minister Habeck ausgerufen wurde, sind intelligente Messsysteme zunehmend im Fokus. Dieser Fokus spiegelte sich auch in flexQgrid wider. flexQgrid konnte als erstes großes Projekt TAF10-Daten erfolgreich im Feldtest nutzen sowie über die Architektur der Steuerboxen steuern. Die dabei gesammelten Erkenntnisse wurden den Herstellern bereits weitergegeben, sodass die Hardware für die Anforderungen in einem Smart Grid weiterentwickelt werden kann.

Der groß angelegte Feldtest in flexQgrid betrachtete jedoch nicht nur die intelligenten Messsysteme, sondern integrierte die gesamte Kette anstatt nur einzelner Komponenten. Dies ist für eine praxisnahe Lösungsentwicklung nahe an einer Umsetzung fundamental. Auch die Einbindung der Netzführung ist dabei wichtig und wurde von flexQgrid umgesetzt.

Da das Gesamtsystem betrachtet werden soll, ist dafür ein interdisziplinäres Konsortium notwendig, um alle Akteure des Energiesystems mit einzubinden. Kein Partner hätte das Projekt allein stemmen können weder aus finanztechnischen Gründen noch im Hinblick auf das erforderliche Fachwissen sowie die erforderliche Infrastruktur. Das interdisziplinäre Konsortium wird für einen Feldtest im realen Netzbetrieb um die Bürger:innen als Gestalter der Energiewende erweitert.

Die anspruchsvollen Ziele des Projekts zeigen sich auch in der Verlängerung des Projekts um fünf Monate (vgl. Kapitel 1.4). Aufgrund der Unsicherheiten während der Projektlaufzeit (u.a. zum Rechtsrahmen der Neugestaltung des §14a EnWG) existierten Risiken beim Investitionsbedarf - eine Förderung dieses aufwendigen und zukunftsweisenden Projekts ist daher angemessen.

9.4. Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

Bei den beteiligten Konsortialpartnern konnten durch flexQgrid viele wertvolle Erkenntnisse gesammelt werden. Die Erkenntnisse fließen in produktive Umsetzungen mit ein. Die gewonnenen Erkenntnisse beim Thema intelligente Messsysteme fließen in Vorschläge zur Verbesserung der Standardisierung sowie in der Gerätetechnik bei Herstellern und der ausstehenden Weiterentwicklung der IT-Systeme in Produktivumgebungen ein.

Weiterhin wurde Wissen im Bereich Datengrundlage und Datengüte gesammelt, die in die Fachbereiche einfließen, damit die Daten vorab im gewünschten Format gesammelt und bereitgestellt werden können und für eine Smart Grid Lösung dann zur Verfügung stehen.

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 integriert.

Auf Basis der vielen Fragen nach öffentlichen Vorträgen über flexQgrid ist davon auszugehen, dass die Ergebnisse in der Branche großen Andrang finden und auch in anderen Projekten genutzt werden können. Der Austausch mit anderen Projekten oder Vertretern der Branche war flexQgrid auch bereits während der Projektlaufzeit wichtig. Zusätzlich wurden und werden zahlreiche wissenschaftliche Publikationen auf Fachkonferenzen eingebracht und präsentiert (siehe Kapitel 9.6). 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.

9.5. Fortschritte auf dem Gebiet des Vorhabens

Die in flexQgrid weiterentwickelten Themen wurden in Teilen auch in anderen Projekten adressiert. Diese verfolgten jedoch teils andere Lösungsansätze oder behandelten nur Teilaspekte. Insbesondere die ganzheitliche Betrachtung und Einbeziehung aller Akteure sowie die großangelegte Testphase sind Alleinstellungsmerkmale von flexQgrid.

9.6. Erfolgte Veröffentlichungen

Während der Projektlaufzeit entstanden diverse Publikationen, Fachartikel und wissenschaftliche Arbeiten, die im Folgenden gelistet werden. Als zwei Highlights unter vielen konnte sich flexQgrid im Rahmen der Stallwächterparty des Landes Baden-Württemberg in Berlin sowie im Rahmen der Jahresveranstaltung des Strategiedialogs Automobilwirtschaft in der Landesvertretung Baden-Württembergs in Brüssel präsentieren.

Artikel in Fachmedien und Publikationen:

Jahr/ Datum	Fachzeitschrift	Titel	Autoren
02/2023	Ew	flexQgrid: Verteilnetz der Zukunft – Intelligente Vernetzung von Strom, Wärme und E-Mobilität	Exner
12/2022	Energy RESEARCH LETTERS	A Behavioral Science Perspective on Consumers' Engagement With Demand Response Programs	Sloot, Lehmann, Ardone, Fichtner
2022	Electric Power Systems Research	An iterative quota calculation method for congestion management and optimal grid utilization	Contreras, Fischer, Müller, Rudion, Frankenbach, von Haken, Surmann
08/2022	Energy Policy	Consumer preferences for the design of a demand response quota scheme – Results of a choice experiment in Germany	Lehmann, Sloot, Ardone, Fichtner
19.05.2022	ACM Transactions on Privacy and Security (TOPS)	Computation on Encrypted Data using Dataflow Authentication	Fischer, Fuhry, Kußmaul, Janneck, Kerschbaum, Bodden
11.04.2022	BMWK-Publikation	Energie von morgen - Wie Forschung und Förderung erfolgreich zur Energiewende beitragen	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
02/2022	Energy Research & Social Science	Explaining and promoting participation in demand response programs: The role of rational and moral motivations among German energy consumers	Sloot, Lehmann, Ardone
03.09.2021	Industr.com	Strom, Wärme und E-Mobilität intelligent vernetzen	-
02.09.2021	stadt+werk	flexQgrid im Feldtest	-
01.09.2021	Energie und Management Online	BADEN-WÜRTTEMBERG: Stromnetz der Zukunft im Testbetrieb	-
01.09.2021	50,2 Online	FlexQgrid: Lösungen für zukünftiges Netz testen	-
31.08.2021	Energie Blog Online	Netze BW startet im Projekt flexQgrid Feldtest zur intelligenten Vernetzung von Strom, Wärme und E-Mobilität	-
07.04.2023	Energies	Modeling of german Low Voltage Cables with Ground Return Path	Geis-Schroer, Hubschneider, Held, Gielnik, Armbruster, Suriyah, Leibfried
25.05.2021	Energiesystem-Forschung Online	Energiewende-Praxistest im Schwarzwald	Klöber
29.04.2021	BMWK-Newsletter "Energiewende direkt" 05/2021	Sonnige Aussichten: Ein schlaues Stromnetz für den Schwarzwald	Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK)
20.05.2020	stadt+werk Ausgabe 5/6 2020	Gemeinde als Labor	-
14.03.2020	energate	„flexQgrid“ will Netzsteuerung dezentraler Anlagen in Praxis überführen	-

02.03.2020	50,2 Online	flexQgrid: Standardisierte Lösungen für die Integration Erneuerbarer Energien entwickeln	-
02.03.2020	ZfK	Netzampel regelt Zusammenspiel	-
02.03.2020	stadt+werk	Projekt flexQgrid vorgestellt	-
02.03.2020	ew	flexQgrid: Netze BW erforscht Standardlösungen für die Netzampel	-
28.02.2020	phovo	Freiamt: flexQgrid integriert Solarstrom ins Stromnetz	-

Konferenzbeiträge:

Jahr/ Datum	Konferenz	Titel	Autoren
12.06.2023	CIREN 2023	Challenges in Proactive Congestion Management in Distribution Grids - Practical Findings from the flexQgrid Project	Frankenbach, Schubert, Exner, Lin, Höck
12.06.2023	CIREN 2023	Evaluation of Quota-Based Predictive Congestion Management in Active Distribution Networks	Müller, Rudion, Frankenbach, Exner
03.05.2023	ETG-Kongress 2023	Erkenntnisse zur praktischen Umsetzung eines Engpassmanagements in Nieder- und Mittelspannungsnetzen im Projekt flexQgrid	Exner, Frankenbach, von Haken, Hübner, Mayorga, Kemper
25.01.2023	Tagung Zukünftige Stromnetze	Flexibilitäten in der Niederspannung für vorausschauendes Engpassmanagement im Praxistest	von Haken, Exner, Frankenbach, Höck, Surmann
25.01.2023	Tagung Zukünftige Stromnetze	Feldversuch: Orchestrierung intelligenter Energiesysteme im Rahmen des Forschungsprojekts „flexQgrid“	Eitel, Ketterer, Stolle
06.11.2022	17th Conference on Sustainable Development 2022	Barriers to Demand Response in the Commercial and Industrial Sectors - an Empirical Investigation	Scharnhorst, Sloom, Lehmann, Ardone, Fichtner
05.09.2022	EPE 2022 ECCE Europe	GaN-Based Modular Multilevel Converter for Low-Voltage Grid Enables High Efficiency	Kiehle, Himmelmann, Hiller
30.08.2022	UPEC 2022	Establishing a Power Hardware-in-the-Loop Environment with a Smart Energy Complex	Gielnik, Geis-Schroer, Eser, Eichhorn, Suriyah, Leibfried
02.06.2022	CIREN 2022	Forecasting procedure and technologies for a congestion management in low voltage grids	Frankenbach, Exner, Hofmann, Höck, Spitzenpfeil, Fos
09.05.2022	ENERGYCON 2022	Modeling and Dynamic Simulation of Voltage Fluctuations in Low-Voltage Grids and Validation Using Field Test Data	Gielnik, Eichhorn, de Jongh, Suriyah, Leibfried
26.01.2022	Tagung Zukünftige Stromnetze	Flexibilitätseinsatz in der Niederspannung im Praxistest – Erkenntnisse aus dem realen Netzbetrieb	Exner, von Haken, Frankenbach, Surmann
03.11.2021	ETG-CIREN Workshop	Intelligente Nutzung von Flexibilitäten für ein automatisiertes Engpassmanagement im Verteilnetz	Exner, von Haken, Frankenbach, Surmann
20.09.2021	CIREN 2021	Online Aggregation of the Flexibility Potential in Distribution Grids Using State Estimation	Müller, Contreras, Früh, Rudion, Exner, von Haken
20.09.2021	CIREN 2021	Avoiding Congestion and Optimising Grid Utilisation - An Advanced Multilevel Quota Realised in a	Frankenbach, Exner, Koch, Eckl, Wasowicz

		Comprehensive Smart Grid Demonstrator	
20.09.2021	CIREC 2021	Dynamic Implementation of Harmonic Behaviour for Power Hardware-in-the-Loop Real-Time Simulations	Hubschneider, Held, Wolf, Suriyah, Leibfried
28.06.2021	IEEEPowerTech 2021	Congestion Management Using Aggregated Flexibility at the TSO-DSO Interface	Contreras, Müller, Rudion
18.05.2021	ETG-Kongress 2021	Grid operation of the future using the example of flexQgrid	Exner, Frankenbach, König, Hübner
18.05.2021	ETG-Kongress 2021	Comparison of regulatory concepts for the integration of market- and grid-serving flexibility using smart metering systems	Riedel, Höck, Steuer, März, Fichtner, Schmeck
28.01.2021	Tagung Zukünftige Stromnetze	Umsetzung eines semi-autonomen Engpassmanagements in Nieder- und Mittelspannung	Exner, Frankenbach, Uhlig, Hübner, König, Wasowicz, Kubis
22.09.2020	CIREC Workshop 2020	A practical implementation of the management of local flexible generation and consumption units using a quota-based grid traffic light approach	Exner, von Haken, Frankenbach, Konermann, Höck

10. Fazit und Ausblick

10.1. Fazit

Das Projekt flexQgrid konnte eine Smart Grid Lösung entwickeln und erfolgreich testen. Dabei wurde in Freiamt demonstriert, was für eine Umsetzung eines Engpassmanagements notwendig ist. Zur perfekt passenden Zeit wurde das System prototypisch aufgebaut und die folgenden Erkenntnisse fließen in Weiterentwicklungen mit ein.

Kuratives Engpassmanagement: Die Untersuchungen im Projekt flexQgrid zur Behebung von Engpässen auf Niederspannungsebene in Echtzeit durch die Steuerung von flexiblen Kundenanlagen waren erfolgreich. Die flexQgrid-Umsetzung des kurativen Engpassmanagements unter Nutzung der intelligenten Messsysteme zum automatisierten Steuern ist komplex aber funktioniert, sofern die Auslastung des Netzes durch Echtzeit-Messungen oder Zustandsschätzung erkannt wird. Weiterhin muss der steuerbare Anteil an den flexiblen Anlagen ausreichend groß sein, um den Engpass zu beheben. Die Messdaten von intelligenten Messsystemen können ergänzend zu den Messungen in den Umspannstationen die Kenntnis des Netzzustands verbessern, sind aber insbesondere relevant, um die Umsetzung von Regelungsmaßnahmen zu überwachen.

Präventives Engpassmanagement: Die vorausschauende Vermeidung von Engpässen in der Niederspannung wurde im Projekt flexQgrid mit Vorgabe einer Quote erfolgreich umgesetzt und damit die technische Machbarkeit eines fahrplanbasierten Quotenkonzepts nachgewiesen. Als Reaktion auf die Quote haben Haushalte ihr Verhalten netzdienlich geändert. Neben den erfolgsversprechenden Lösungen konnten auch folgende Herausforderungen des Quotenkonzepts identifiziert werden. Mit Unsicherheiten behaftete Prognosen auf Haushaltebene und die Verbindlichkeit der resultierenden Fahrpläne führen zu einer hohen Komplexität und ggf. unverhältnismäßigen Regeleingriffen. Damit ist die Lösung technisch umsetzbar, die Frage der volkswirtschaftlichen Effizienz gegenüber einer ausschließlich kurativen Regelung ist aber zu analysieren. Ein anschließender Quotenhandel gibt den Verbrauchern die Möglichkeit, Last unter Berücksichtigung individueller Präferenzen zu verschieben und die Flexibilität effizienter zu nutzen, er erhöht jedoch die Komplexität weiter. Da die in flexQgrid getesteten Lösungen modular eingesetzt werden können, schlägt flexQgrid für einen pragmatischen Rollout die Umsetzung des kurativen Engpassmanagements vor, sowie eine Untersuchung der Effektivität einer Vorabinformation über prognostizierte Engpässe, welche Verbrauchern eine freiwillige Reaktion ermöglicht. Bei veränderten Rahmenbedingungen (z.B. durch bereits vorhandene Fahrpläne aufgrund von marktlicher Steuerung) könnten weitere erprobte Module in ein effizientes Engpassmanagement integriert werden. In diesem Fall müssten noch offene Designfragen (z.B. Fahrplantreue, Verantwortung der Prognosegüte, regulatorische Hürden) beantwortet werden.

Präferenzen von Haushalten, Gewerbe und Industrie: Um Aussagen hinsichtlich der Akzeptanz zur Steuerung treffen zu können, wurden sowohl repräsentative als auch spezifische Befragungen unter den Feldtestteilnehmenden durchgeführt und mittels wissenschaftlicher Methoden analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass die Akzeptanz für das Quotenmodell in privaten Haushalten grundsätzlich hoch ist, aber sowohl von der konkreten Ausgestaltung (z.B. Freiwilligkeit der Teilnahme, finanzielle Anreize, Komforteinschränkungen) als auch von personenbezogenen Charakteristika (z.B. Umweltmotivation, Innovationsfreudigkeit) abhängt. Die Akzeptanz des Quotenmodells im Industrie- und Gewerbesektor wird dagegen stärker durch objektive Kriterien bestimmt, wie bspw. technische, ökonomische und organisationale Faktoren.

Nutzung intelligenter Messsysteme im Rahmen eines Smart Grids: Als eines der ersten Reallabore konnte flexQgrid ein vollumfängliches intelligentes Messsystem bestehend aus Smart-Meter-Gateway

(Ausführung identisch mit zertifizierten Geräten auf Test-PKI-Umgebung), Basiszähler und Steuerbox operativ als Mess- und Steuerungssystem für ein Engpassmanagement auf der Niederspannungsebene einsetzen. Alle Geräteausführungen entsprachen dabei den aktuellen technischen Standards seitens FNN und den technischen Regeln des BSI. Weiterhin konnten auch die zugehörigen Backendsysteme verwendet werden (eigene IT-Systeme für Gatewayadministration und Messwertempfang, externe CLS-Management-Teststellung). Es zeigen sich dabei die technisch noch vorhandenen Lücken und notwendigen Verbesserungen im Bereich Standardisierung und technischen Regeln, um künftig ein Höchstmaß an Interoperabilität der Geräte zu erreichen. Die gewonnen Erkenntnisse fließen in Vorschläge zur Verbesserung der Standardisierung sowie in der Gerätetechnik bei Herstellern und der ausstehenden Weiterentwicklung der IT-Systeme in Produktivumgebungen ein. Eine Steuerung über die Steuerboxen wurde sowohl bei Einzelanlagen als auch am Netzanschlusspunkt (Energiemanagementsystem) erfolgreich umgesetzt. In flexQgrid hat sich eine Steuerung auf den digitalen Netzanschluss bewährt.

Schnittstellen zu den Anlagen und intelligenten Messsystemen: Zu viele unterschiedliche Schnittstellen verhindern aktuell einen reibungslosen Smart Grid Betrieb. Eine Standardisierung hin zu einheitlichen und kompatiblen sowie gut dokumentierten Schnittstellen ist daher essenziell für eine breite Erschließung und Steuerung von Flexibilität. Dies umfasst die Schnittstellen von Energiemanagementsystemen zu intelligenten Messsystemen und insbesondere von Energiemanagementsystemen zu Anlagen im Haushalt (z.B. PV-Wechselrichter, Wallboxen, Batteriespeicher, Wärmepumpen). Bei einer Lebensdauer der Kundenanlagen von bis zu 20 Jahren, sollten pragmatische Lösungen für Bestandsanlagen gefunden und die Zukunftssicherheit der standardisierten Schnittstellen besonders beachtet werden.

Kommunikationsinfrastruktur (Plattformen, Datenaustausch): Im Projekt erwies sich ein optimiertes Zusammenspiel von zentralen Daten- und Kommunikationsplattformen zur Automatisierung der Prozesse, Integration unterschiedlicher Datenformate und für ein transparentes Monitoring mit lokalen Systemen als essenziell. Allerdings sollte bei einem solchen Aufbau beachtet werden, dass zentrale Systeme durch passende Redundanzkonzepte eine hohe Zuverlässigkeit und Skalierbarkeit gewährleisten müssen. Der Kommunikationsaufwand in einem Smart Grid sollte aus Gründen der Robustheit auf das Nötigste beschränkt werden und wo möglich Daten lokal bereitgestellt werden (z.B. über die HAN-Schnittstelle direkt im Haushalt). Dies und eine lokale Hinterlegung von Rückfallwerten sowie unterschiedliche Kommunikationstechniken passend zu den Gegebenheiten vor Ort verbessern auch die Robustheit der Systeme für das Engpassmanagement bei einer Störung der Kommunikation. Damit Kommunikationsausfälle minimiert und ein effizienter Rollout ermöglicht werden, sollte es einen Werkzeugkasten mit unterschiedlichen Kommunikationstechniken passend zur Gegebenheit vor Ort geben, die als Alternativen zu einer Mobilfunkanbindung fungieren können und dabei kostengünstig sind.

10.2. [Ausblick](#)

Die Erkenntnisse der roten Ampelphase fließen in die Umsetzung des kurativen Engpassmanagements im Rahmen der Neugestaltung des §14a EnWG mit ein und können so teilweise direkt umgesetzt werden.

Wie in Kapitel 7.2.4 dargestellt wurde, kann das proaktive Engpassmanagement mit einer verbindlichen Quote zum aktuellen Zeitpunkt nicht uneingeschränkt empfohlen werden. Dennoch konnten intelligente Haushalte durch die Vorabinformation von prognostizierten Netzengpässen ihre Anlagen netzdienlich optimieren und damit im Idealfall eine harte Abregelung in der roten Phase verhindern. Durch die Unsicherheiten, insb. durch Prognosen, gab es aber sowohl Fälle, in denen Engpässe nicht erkannt

wurden, als auch Fälle, in denen durch falsch prognostizierte Engpässe Anlagen unnötig abgeregelt wurden. Die folgende Abbildung 131 zeigt eine Konfusionsmatrix für die Prognose von Netzengpässen. Die x-Achse gibt an, ob die Prognose einen Engpass vorhergesagt hat („Grenze überschritten“) oder nicht („im Intervall“). Die y-Achse gibt dann das tatsächliche Ereignis an. Die True Positives („TP“) oben links im Diagramm sind demnach diejenigen Zeitpunkte, in denen ein Engpass prognostiziert wurde und auch tatsächlich auftrat. Die Zahl im Quadranten bezieht sich auf 15-Minuten Mittelwerte und das Diagramm enthält insgesamt 1439 15-Minuten-Zeiträume im Sommer.

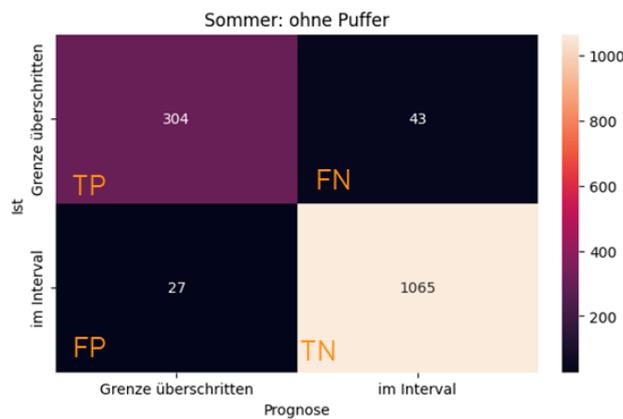


Abbildung 131: Konfusionsmatrix für die Vorhersage von Netzengpässen

Im Optimalfall wären ausschließlich Einträge im oberen linken und unteren rechten Quadranten – dann wäre die Prognose stets korrekt gewesen. Es ist aber zu sehen, dass 43 Engpässe nicht erkannt werden („FN“). Durch den vorgestellten Sicherheitspuffer können diese Fälle deutlich reduziert werden, allerdings steigt dadurch die Anzahl der falsch vorhergesagten Engpässe („FP“), wie die folgende Abbildung 132 für zwei verschiedene Arten von Sicherheitspuffern zeigt.

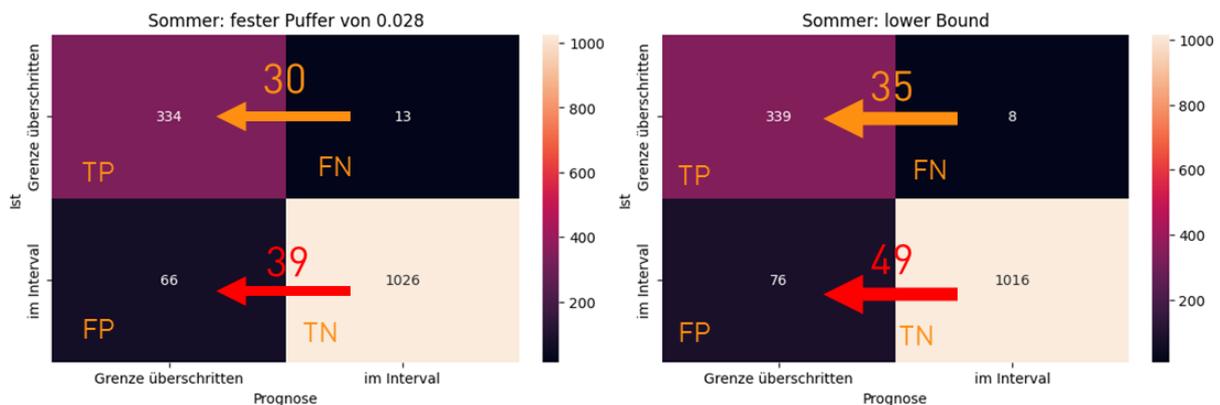


Abbildung 132: Konfusionsmatrix für die Vorhersage von Netzengpässen für zwei Sicherheitspuffer mit Vergleichswerten zur Matrix ohne Puffer

Die orangenen und roten Zahlen zeigen die Veränderung gegenüber der Konfusionsmatrix ohne Sicherheitspuffer in Abbildung 131. Es ist zu erkennen, dass mit Sicherheitspuffern die nicht erkannten Engpässe deutlich reduziert wurden („FN“), dadurch allerdings auch deutlich mehr falsche Engpässe prognostiziert wurden („FP“). Im Zusammenhang mit einer verbindlichen Quote bedeutet das, dass die unnötige Abregelung stark zunimmt, wenn wir zuverlässig Engpässe proaktiv erkennen möchten.

Um die Vorteile eines präventiven Engpassmanagements dennoch zu erreichen und den Haushalten eine vorausschauende Optimierung zu ermöglichen, wurde in flexQgrid eine unverbindliche gelbe Phase diskutiert. Entsprechend Abbildung 132 können die Zeitpunkte mit tatsächlichem Engpass mit

einer hohen Zuverlässigkeit identifizieren werden. Durch die Weitergabe dieser Information an Kunden können sich diese freiwillig darauf vorbereiten und bspw. den Batteriespeicher nicht vollladen. Gleichzeitig verlieren durch die Unverbindlichkeit die falsch prognostizierten Engpässe ein Stück weit an Bedeutung, weil die Kunden nicht an die falsch vorhergesagten Einschränkungen gebunden sind und damit Energie nicht unnötig abgeregelt wird. In Kombination mit einer roten Phase könnte die unverbindliche gelbe Phase dafür sorgen, dass Kunden sich so auf die rote Phase vorbereiten können, dass die Regelmaßnahmen keine Komforteinbußen nach sich ziehen. Daher schlägt flexQgrid vor, diese Vorabinformation in folgenden Projekten zu untersuchen.

Literaturverzeichnis

- (2012). Abgerufen am 10. März 2023 von GNU Linear Programming Kit: <https://www.gnu.org/software/glpk/glpk.html>
- (2022). Abgerufen am 10. März 2023 von RabbitMQ – Messaging that just works: <https://www.rabbitmq.com>
- (2023). Abgerufen am 10. März 2023 von MongoDB: <https://www.mongodb.com>
- (2023). Abgerufen am 10. März 2023 von fluentd: <https://www.fluentd.org>
- (2023). Abgerufen am 10. März 2023 von Elastic Stack: <https://www.elastic.co/elastic-stack/>
- (2023). Abgerufen am 10. März 2023 von Grafana: <https://grafana.com/grafana/>
- Advanced Message Queuing Protocol.* (kein Datum). Abgerufen am 10. März 2023 von <https://www.amqp.org>
- Agora, e. i. (März 2017). *Studie „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen - Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap“.* Von <https://www.agora-energiewende.de/>. abgerufen
- Banks, A., & Gupta, R. (2015). Abgerufen am 10. März 2023 von MQTT Version 3.1.1: <http://docs.oasis-open.org/mqtt/mqtt/v3.1.1/mqtt-v3.1.1.html>
- BDEW. (01. 01 2017). *Standardlastprofile Strom.* Abgerufen am 29. 07 2021 von <https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/>
- Burkhardt, P., Rudion, K., & Frank, A. (2023). Blindleistungssteuerung von dezentralen Erzeugungsanlagen zur Verlustreduktion in 110 kV-Netzen mittels linearer Optimierung. Kassel: ETG Kongress.
- Bynum, M. L., Hackebeil, G., Hart, W., Laird, C. D., Nicholson, B. L., Sirola, J. D., . . . Woodruff, D. L. (2021). *Pyomo – Optimization Modeling in Python* (Bd. 67). Springer Science & Business Media.
- Celery - Distributed Task Queue.* (2022). Abgerufen am 10. März 2023 von <https://docs.celeryq.dev/>
- Contreras, D. (2021). *Estimation of Flexibility Potentials in Active Distribution Networks.* Universität Stuttgart. Von https://www.ieh.uni-stuttgart.de/dokumente/dissertationen/2021_Dissertation_Contreras_Langfassung.pdf abgerufen
- Contreras, D. A., & Rudion, K. (2018). Improved Assessment of the Flexibility Range of Distribution Grids Using Linear Optimization. Dublin: Power Systems Computation Conference (PSCC).
- Contreras, D. A., & Rudion, K. (2019). Time-Based Aggregation of Flexibility at the TSO-DSO Interconnection Point. (S. 1-5). Atlanta: IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM).
- Contreras, D. A., Fischer, N., Müller, S., Rudion, K., Frankenbach, M.-A., von Haken, A., & Surman, B. (2022). An iterative quota calculation method for congestion management and optimal grid utilization. Electric Power Systems Research.
- Contreras, D. A., Müller, S., & Rudion, K. (2021). Congestion Management Using Aggregated Flexibility at the TSO-DSO Interface. (S. 1-6). Madrid: IEEE Madrid PowerTech.

- Diener, C., Orme, B., & Yardley, D. (2006). Dual Response "None" Approaches: Theory and Practice. Sawtooth Software Conference, Delray Beach, Florida, USA, 29.-31.03.2006: Sawtooth Software Inc., Sequim, WA.
- DIN EN 50160:2020-11. (2020). *Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen*.
- Donenfeld, J. A. (2017). WireGuard: Next Generation Kernel Network Tunnel. NDSS. Abgerufen am 10. März 2023 von WireGuard: Next Generation Kernel Network Tunnel: <https://www.wireguard.com/papers/wireguard.pdf>
- e.V., B. d.-u. (2017). Diskussionspapier: Konkretisierung des Ampelkonzepts im Verteilungsnetz. Berlin.
- Eid, C. a. (2016). Managing electric flexibility from Distributed Energy Resources: A review of incentives for market design. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 237-247.
- Exner, C., Frankenbach, M.-A., von Haken, A., Hübner, N., Gonzáles, Daniel, & Kemper, J. (2023). Erkenntnisse zur praktischen Umsetzung eines Engpassmanagements in Nieder- und Mittelspannungsnetzen im Projekt flexQgrid. Kassel: ETG-Kongress 2023.
- Fraley, C., Raftery, A., Scrucca, L., Murphy, T. B., & Fop, M. (2020). Package 'mclust': Gaussian Mixture Modelling for Model-Based Clustering, Classification, and Density Estimation. Abgerufen am 11. 01 2021 von <https://cran.r-project.org/web/packages/mclust/index.html>
- Frankenbach, M.-A., Exner, C., Hofmann, R., Höck, A., Spitzenpfeil, M., & Fos, D. (2022). Forecasting Procedure and Technologies for a Congestion Management in Low Voltage Grids. Porto: CIRED Workshop on E-Mobility and Power Distribution Systems.
- Frankenbach, M.-A., Exner, C., Koch, S., Eckl, F., & Wasowicz, B. (2021). Avoiding Congestion and Optimising Grid Utilisation - An Advanced Multilevel Quota Realised in a Comprehensive Smart Grid Demonstrator. (S. 2223-2227). Geneva: CIRED International Conference and Exhibition on Electricity Distribution.
- Frankenbach, M.-A., Schubert, C., Exner, C., Lin, S.-Y., & Höck, A. (2023). Challenges in Proactive Congestion Management in Distribution Grids - Practical Findings from the flexQgrid Project. Rom: CIRED International Conference and Exhibition on Electricity Distribution.
- Friedman, D. (2018). *The double auction market: institutions, theories, and evidence*. Routledge.
- Friedman, J. H. (2001). Greedy function approximation: A gradient boosting machine. *Ann. Statist.* 29 (5), 1189 - 1232.
- Früh, H., Müller, S., Contreras, D. A., Rudion, K., von Haken, A., & Surmann, B. (2023). Coordinated Vertical Provision of Flexibility From Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, 1832-1842.
- Geis-Schroer, J., Hubschneider, S., Held, L., Gielnik, F., Armbruster, M., Suriyah, M., & Leibfried, T. (2021). Modeling of German Low Voltage Cables with Ground Return Path. *Energies*, 1265.
- Geschermann, V. L. (2018). PV Integration with Flexible Generation and Consumption Units. Stockholm: 8th Solar Integration Workshop.
- Gielnik, F., Eichhorn, S., de Jongh, S., Suriyah, M., & Leibfried, T. (2022). Modeling and Dynamic Simulation of Voltage Fluctuations in Low-Voltage Grids and Validation Using Field Test Data. Riga: IEEE 7th International Energy Conference (ENERGYCON).

- Gielnik, F., Geis-Schroer, J., Eser, D., Eichhorn, S., Suriyah, M., & Leibfried, T. (2022). Establishing a Power Hardware-in-the-Loop Environment with a Smart Energy Complex. Istanbul: 57th International Universities Power Engineering Conference (UPEC).
- Gils, H. (2014). Assessment of the theoretical demand response potential in Europe. *Energy* 67, S. 1-18.
- Hart, W. E., Watson, J.-P., & Woodruff, D. L. (2011). Pyomo: modeling and solving mathematical programs in Python. *Mathematical Programming Computation*, 3, 219-260.
- hasura. (10. 04 2023). Von hasura: <https://hasura.io/> abgerufen
- Herz, S., & Nienaber, C. B. (2021). *Juristische Machbarkeitsstudie - Anpassung der Erzeugungsleistung von Anlagen und dem Verbrauch steuerbarer Verbrauchseinrichtungen im flexQgrid Konzept - Regulatorische Rahmenbedingungen*. von Bredow Valentin Herz - Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB.
- Herz, v. B. (kein Datum). Von <https://www.netze-bw.de/unsernetz/innovationen/flexqgrid> abgerufen
- Hess, S., & Palma, D. (10. 10 2022). *Apollo: a flexible, powerful and customisable freeware package for choice model estimation and application, version 0.2.8, User manual*. Abgerufen am 21. 02 2023 von www.ApolloChoiceModelling.com
- Hilpert/Antoni. (Dezember 2019). *Rechtsrahmen für netzdienliche Flexibilitätsplattformen*. Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 14.
- Hubschneider, S. (2022). *Power-Hardware-in-the-Loop-Systeme als Evaluationsumgebung für Betriebsmittel und Netze der Niederspannung*. Dissertation: Karlsruher Institut für Technologie.
- Hubschneider, S., Held, L., Wolf, P., Suriyah, M., & Leibfried, T. (2021). Dynamic Implementation of Harmonic Behaviour for Power Hardware-in-the-Loop Real-Time Simulations. (S. 901-905). Online: CIRED International Conference and Exhibition on Electricity Distribution.
- Hubschneider, S., Kochannek, S., Bohnet, B., Suriyah, M., Leibfried, T., Schmeck, H., & Braun, M. (2018). Requirements for Power Hardware-in-the-Loop Emulation of Distribution Grid Challenges. Glasgow: 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC).
- HYPERSIM, OPAL-RT Technologies Inc. (24. 05 2021). *User Documentation*. Von <https://wiki.opal-rt.com/display/DOCHS> abgerufen
- InfluxDB 1.7 documentation*. (2023). Abgerufen am 10. März 2023 von [influxdata: https://docs.influxdata.com/influxdb/v1.7/](https://docs.influxdata.com/influxdb/v1.7/)
- Keycloak. (10. 04 2023). Von Keycloak: <https://www.keycloak.org/> abgerufen
- Kiehnle, P., Himmelmann, P., & Hiller, M. (2022). GaN-Based Modular Multilevel Converter for Low-Voltage Grid Enables High Efficiency. Hannover: European Conference on Power Electronics and Applications.
- Kondziella, H. a. (2016). Flexibility requirements of renewable energy based electricity systems--a review of research results and methodologies. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 10-22.
- Lehmann, K. D. (2019). Definition von Flexibilität in einem zellulär geprägten Energiesystem. Zukünftige Stromnetze 2019 : 30./31. Januar 2019 in Berlin: Conexio.

- Lehmann, N., Sloot, D., Ardone, A., & Fichtner, W. (2022). Consumer preferences for the design of a demand response quota scheme – Results of a choice experiment in Germany. *Energy Policy*(167).
- Mauser, M. F. (2017). Definition, Modeling, and Communication of Flexibility in Smart Buildings and Smart Grid. Bonn: ETG-Congress.
- Mengelkamp, E. a. (2018). Increasing the efficiency of local energy markets through residential demand response. *Energy Informatics*, 11.
- Merkel, D. (2014). Docker: lightweight Linux containers for consistent development and deployment. *2014*.
- Müller, S., Contreras, D. A., Früh, H., Rudion, K., Exner, C., & von Haken, A. (2021). Online Aggregation of the Flexibility Potential in Distribution Grids using State Estimation. (S. 1255-1259). Online Conference: CIRED International Conference on Electricity Distribution.
- Müller, S., Früh, H., Rudion, K., von Haken, A., & Surmann, B. (2022). Evaluation of the Feasible Provision of Flexibility in Distribution Networks with Advanced Grid Monitoring. (S. 1-7). Manchester: 17th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS).
- Müller, S., Rudion, K., Frankenbach, M.-A., & Exner, C. (2023). Evaluation of Quota-Based Predictive Congestion Management in Active Distribution Networks. Rom: CIRED International Conference on Electricity Distribution.
- Nienaber, C. B., & Bringewat, J. (2021). *Juristische Machbarkeitsstudie - Entflechtungsvorgaben und zu beachtende regulatorische Vorgaben im flexQgrid Konzept außerhalb des Energierechts*. von Bredow Valentin Herz - Partnerschaft von Rechtsanwälten mbB.
- Orme, B. (2002). Interpreting Conjoint Analysis Data. Sequim, WA.
- Parsons, S. a.-A. (2011). Auctions and bidding: A guide for computer scientists. *ACM Computing Surveys (CSUR)*, 1--59.
- Postgres*. (10. 04 2023). Von Postgres: <https://www.postgresql.org/> abgerufen
- Prud'homme, C., & Fages, J.-G. (Hrsg.). (10. 04 2023). *Choco-solver*. doi:10.21105/joss.04708
- Pulp*. (10. 04 2023). Von Pulp: <https://coin-or.github.io/pulp/> abgerufen
- Rudion, K., & Burkhardt, P. (2019). *Forschungsprojekt ReTrans*. Universität Stuttgart. Von <https://www.ieh.uni-stuttgart.de/forschung/forschungsprojekte/retrans/> abgerufen
- Scharnhorst, L., Sloot, D., Lehmann, N., Ardone, A., & Fichtner, W. (2022). Barriers to Demand Response in the Commercial and Industrial Sectors - an Empirical Investigation. *Vortrag auf der Konferenz "Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems"*. Paphos, Zypern: SDEWES.
- Schmitz-Rode, B., Stefanski, L., Schwendemann, R., Decker, S., Mersche, S., Kiehle, P., . . . Hiller, M. (2022). A modular signal processing platform for grid and motor control, HIL and PHIL applications. Himeji: International Power Electronics Conference.
- Seebauer, S., Fleiß, J., & Schweighart, M. (2017). A Household Is Not a Person: Consistency of Pro-Environmental Behavior in Adult Couples and the Accuracy of Proxy-Reports. *Environment and behavior*(6). doi:10.1177/0013916516663796

- Sloot, D., Lehmann, N., & Ardone, A. (2022). Explaining and promoting participation in demand response programs: the role of rational and moral motivations among German energy consumers. *Energy Research & Social Science*(84). doi:10.1016/j.erss.2021.102431
- Sloot, D., Lehmann, N., Ardone, A., & Fichtner, W. (2022). A behavioral science perspective on consumers' engagement with demand response programs. *Energy RESEARCH LETTERS*(4). doi:10.46557/001c.38831
- Torbaghan, S. S. (2016). Local market framework for exploiting flexibility from the end users. *2016 13th International Conference on the European Energy Market (EEM)* (S. 1-6). IEEE.
- Umweltbundesamt. (21. 02 2020). *Gebäudeklimatisierung in Deutschland*. Abgerufen am 28. 02 2023 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/fluorierte-treibhausgas-fckw/anwendungsbereiche-emissionsminderung/gebäudeklimatisierung>
- Umweltbundesamt. (16. 12 2022). *Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren*. Abgerufen am 28. 02 2023 von <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren>
- Vasin, A. a.-W. (2017). Optimization of transmission network for homogeneous good market. *Optimization*, 2125--2134.
- VDE. (2018). *VDE-AR-N 4105 Anwendungsregel:2018-11: Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz*.
- Volk, L. R. (2019). *Grid-control - Advanced Decentral Grid Control : gemeinsamer Abschlussbericht zum Verbundvorhaben : Juli 2015-Dezember 2018*.
- von Haken, E. F. (2023). Flexibilitäten in der Niederspannung für vorausschauendes Engpassmanagement im Praxistest. Berlin: Tagung Zukünftige Stromnetze.
- Wölflé, D., Lösch, M., & Schmeck, H. (2022). BEMCom: A Framework for the Efficient Creation of Hardware Abstraction Layers for Building Energy Management. *2*(1).
- Zander, W., Rosen, U., Nolde, A., Patzack, S., & Boesche, K. V. (2018). *Gutachten: Digitalisierung der Energiewende - Topthema 2: Regulierung, Flexibilisierung, Sektorkopplung*. Erstellt im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.