



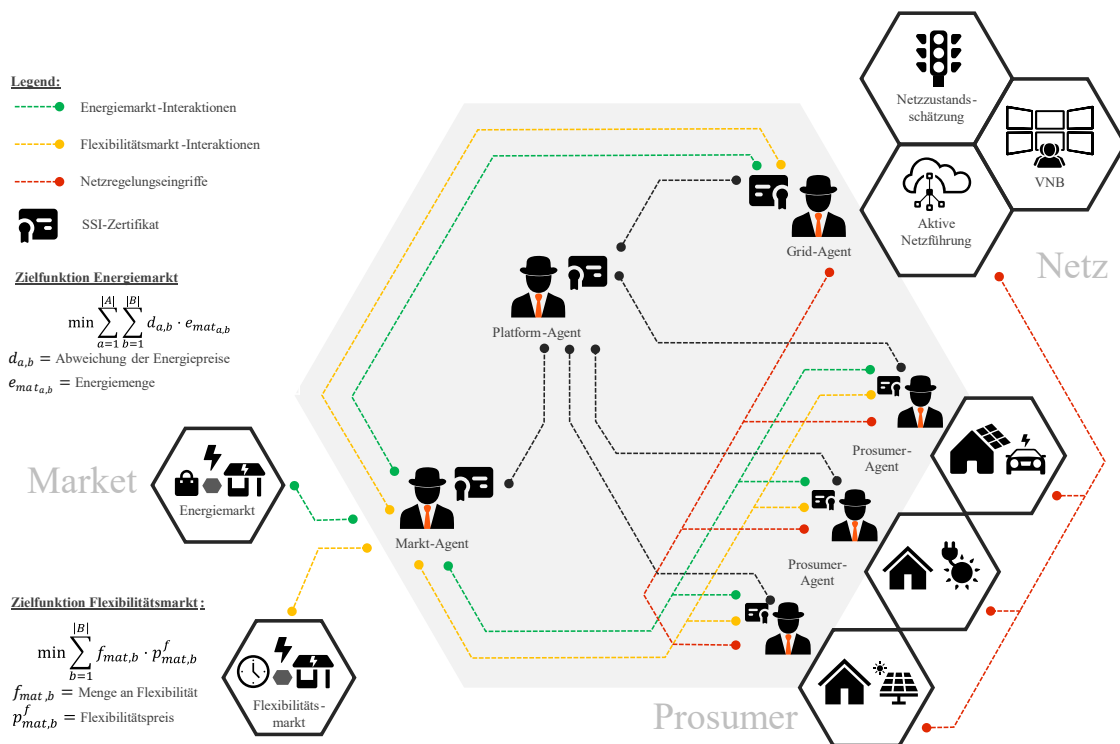
Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Gemeinsamer Abschlussbericht für das Projekt:
**Integrierte Plattform für Peer-to-Peer Energiehandel und Aktive
Netzführung**
(Projektakronym: PEAK)
FKZ: 03EI6035A-G

Konzept von PEAK:



Konsortialführer:



Projektpartner:



Dieser Bericht ist Ergebnis des Verbundvorhabens „Integrierte Plattform für Peer-to-Peer Energiehandel und Aktive Netzführung (PEAK)“. Das diesem Bericht zugrundeliegende Forschungsvorhaben wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Projektlaufzeit: 01.03.2021 bis 31.05.2024

Projektkoordination: Helmut-Schmidt-Universität Hamburg (03EI6035A)

Konsortium:

Institution	Autor:innen
Helmut-Schmidt-Universität Hamburg, Institut für Automatisierungstechnik (03EI6035A), Lehrstuhl-Leitung: Prof. Dr. Ing. Alexander Fay (bis 03/2024), Dr.-Ing. Felix Gehlhoff (seit 04/2024)	Maximilian Kiltthau, Alexandra Karmann, Jan-Philip Beck, Felix Gehlhoff
Bergische Universität Wuppertal, Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Lehrstuhl-Leitung: Prof. Dr. -Ing. Markus Zdrallek	Martin Asman
PSI GridConnect GmbH, Geschäftsführer: Martin Stiegler	Markus Koch, Kamil Korotkiewicz
PSI EnergyMarkets GmbH, Geschäftsführer: Michael Haischer	Thomas Gilster, Hartmut Gatzke, Sarai Kölle, Peter Bachmann
Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, Department Wirtschaftsingenieurwesen, Lehrstuhl-Leitung: Prof. Dr.-Ing. Volker Skwarek	Moritz Volkmann, Sascha Kaven, Kai-Hendrik Wöhnert, Shashank Shekher Tripathi
Universität Duisburg-Essen, Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik und Softwaretechnik, Lehrstuhl-Leitung: Prof. Dr. Stefan Eicker	Christian Derksen, Nils Loose
Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Geschäftsführung: Dr.-Ing. Serafin von Roon, Dr.-Ing. Christoph Pellinger	Vincenz Regener, Alexander Bogensperger, Andreas Zeiselmaier, Daniel Godin

Assoziierter Partner: NetzeBW GmbH

Zitierempfehlung: *Kiltthau, M., Asman, M., Derksen, C., et al., Gemeinsamer Abschlussbericht PEAK - Integrierte Plattform für Peer-to-Peer Energiehandel und Aktive Netzführung, Hamburg, 2024.*

Kontakt: Dr.-Ing. Felix Gehlhoff, Helmut-Schmidt-Universität Hamburg, felix.gehlhoff@hsu-hh.de

Berichtsdatum: 30.11.2024

Kurzfassung:

Im Zuge der zunehmenden Trends zu Digitalisierung, Dezentralisierung, Demokratisierung und Dekarbonisierung haben lokale Peer-to-Peer (P2P)-Märkte das Potenzial, die Energiewende auf kommunaler Ebene erheblich zu beschleunigen. Die steigende Anzahl an Energieverbrauchern, etwa durch Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen, erhöht jedoch das Risiko von Netzengpässen, da herkömmliche Niederspannungsnetze nicht für die Übertragung hoher Lasten ausgelegt sind. Dieser Abschlussbericht des Projekts PEAK stellt ein neuartiges Plattformkonzept vor, das die Vorteile des P2P-Handels mit sicherem, automatisiertem Niederspannungsnetzmanagement kombiniert, um ein effektives Engpassmanagement zu gewährleisten. Hierzu wurde ein dualer lokaler Energiemarkt entwickelt, bestehend aus einem P2P-Energiemarkt und einem Flexibilitätsmarkt, welcher präventiv Engpässe verwaltet. Ergänzt wird dies durch Mechanismen für ein kuratives Echtzeit-Engpassmanagement.

Die Plattform ermöglicht es Prosumenten, also Endverbrauchern, die auch Strom produzieren, durch intelligente Marktstrategien ihre finanziellen Vorteile in beiden Märkten zu maximieren. Um ein sicheres (im Sinne von IT-Security) Handelssystem zu gewährleisten, integriert die Plattform das innovative Konzept der Self-Sovereign Identity (SSI). Technisch basiert die Plattform auf einem Multi-Agenten-System, entwickelt in der Java-Umgebung JADE in Kombination mit dem Energy Option Model (EOM) zur effizienten Modellierung von Energiesystemen. Die PEAK-Plattform wurde in einem Smart-Grid-Labor der Universität Wuppertal getestet und bietet somit eine zukunftsfähige Lösung für die Herausforderungen einer dekarbonisierten und dezentralen Energiezukunft.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Zielsetzung	1
1.2	Kurzzvorstellung der Partner	3
1.3	Bezug zu Förderpolitischen Zielen.....	5
1.4	Aufbau des Berichts	5
1.5	Stand der Wissenschaft und Technik	5
1.6	Methodik	7
2	Konzeption	8
2.1	Toolchain zur Softwareentwicklung.....	8
2.1.1	Weiterentwicklung 2DECS Entwicklungsprozess	10
2.1.2	Weiterentwicklung von Toolchain-Konzept und -Software.....	11
2.2	Plattformkonzept	13
2.3	SSI-Konzept	15
2.4	P2P Energiemarkt.....	17
2.4.1	Auswahl des Marktdesigns.....	17
2.4.2	Peer-to-Peer-Energiemarkt	18
2.5	Netzzustandsprognose	20
2.6	Flexibilitätsmarkt.....	23
2.7	Prosumer-Agent.....	24
2.7.1	Flexibilitätsmarkt-Aufgaben.....	25
2.7.2	Energiemarkt-Aufgaben	26
2.7.3	Echtzeitsteuerungsprozesse	27
2.8	Kuratives Netzengpassmanagement.....	27
2.8.1	VNB-Interventionen	28
2.8.2	SMGW-Integration.....	28
2.8.3	Kuratives Netzengpassmanagment im Feldtest und Virtuellen Piloten	28
3	Erprobung.....	29
3.1	Testaufbau	29
3.1.1	Teststufen	29
3.1.2	Testplan nach ISO 29119-4	30
3.1.3	Testszenarien	31
3.2	Ergebnisse	31
3.2.1	Ergebnisse Feldtest.....	31
3.2.2	Ergebnisse Virtueller Pilot	45
3.3	Validierung.....	51
3.3.1	Validierung Feldtest	52
3.3.2	Validierung Virtueller Pilot.....	53
3.3.3	Validierung Toolchain.....	54

4	Analysen.....	55
4.1	Technologiepotenzial	55
4.1.1	Potenzialanalyse der PEAK-Plattform mit regionalisierten Auswertungen.....	55
4.1.2	Analyse der Vorteilhaftigkeit der Toolchain gegenüber vergleichbaren Anwendungen 56	
4.1.3	Bewertung des spezifischen Mehrwerts verteilter Anwendungen und ihrer Skalierbarkeit 57	
4.1.4	Analyse verbleibender Sicherheitsrisiken	57
4.1.5	Erarbeitung von Weiterentwicklungspotenzialen der Toolchain	57
4.2	Regulatorische Handlungsempfehlungen.....	58
4.2.1	Benötigte Anpassungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen für §14a EnWG.....	58
4.2.2	Lieferantenpflichten von Prosumern und Befreiung von Steuern und Umlagen.....	58
4.2.3	Herkunftsnachweise	59
4.2.4	Marktkommunikation.....	59
4.2.5	Roadmap zur Weiterentwicklung und Integration in das energiewirtschaftliche System 59	
5	Diskussion	61
6	Zusammenfassung	63
7	Anhang	64
8	Literaturverzeichnis.....	65
8.1	Externe Veröffentlichungen	65
8.2	PEAK-Veröffentlichungen.....	69

Abkürzungsverzeichnis:

AVB	AveragePriceBuy
AVS	AveragePriceSell
CLS	Controllable-Local-System
DID	Dezentralen Identifikatoren
EM	Energiemarkt
EQ	Erfolgsquote
FGP	Finanzieller Vorteil Prosumer (Financial Gain Prosumer)
FM	Flexibilitätsmarkt
FPT	Total Price Flexibility
HKR	Herkunftsnachweis
iMSys	Intelligentes Messsystem
MDM	Meter Data Management
P2P	Peer-to-Peer
REC	Energie-Gemeinschaft (Renewable Energy Community)
RES	Dezentralen erneuerbaren Energien (Renewable Energy Ressources)
SGS	Smart Grid System
SSG	Selbstversorgungsgrad
SSI	Self-Sovereign Identity
TAF	Tarifanwendungsfall
VC	Verifizierbarer Berechtigungsnachweis
VC	Verifiable Credentials

1 EINLEITUNG

Der Übergang zu einer kohlenstoffneutralen Energieversorgung stellt neue Anforderungen an das Energiesystem. Die Energieproduktion verlagert sich von zentralen, fossilen Brennstoffen hin zu dezentralen erneuerbaren Energien (RES), was neue Steuerungskonzepte erfordert. Dabei geht es um einen Wechsel von einer top-down frequenzgesteuerten zu einer bottom-up spannungsgesteuerten Netzsteuerung, einschließlich Standardisierungen im europäischen Netz sowie Regelungen zu Stabilität und Cybersicherheit [1].

Angesichts der Volatilität der RES, die durch Faktoren wie Sonneneinstrahlung und Windgeschwindigkeit beeinflusst wird, ist eine Anpassung der Energienachfrage an die Energieproduktion notwendig, bekannt als „Demand Response“ [2]. Mit der zunehmenden Zahl von Verbrauchern, Erzeugern und Prosumern steigt die Komplexität der Lastprofile, während die Netzstruktur größtenteils unverändert bleibt, was zu potenziellen Netzengpässen führt [3]. Diese Überlastungen können sowohl Spannung als auch Strom betreffen und erfordern Eingriffe des Netzbetreibers (VNB), der vorwiegend technische Maßnahmen zur akuten Entlastung einsetzt [4].

Traditionelle zentrale Steuerungsansätze sind möglicherweise nicht flexibel genug, um den Anforderungen moderner Stromnetze gerecht zu werden [5]. Dezentrale Steuerungsmechanismen bieten jedoch die Möglichkeit, Energie lokal zu erzeugen und zu verbrauchen, wodurch Übertragungsverluste reduziert werden können [6].

Erneuerbare Energie-Gemeinschaften (REC) stellen einen Ansatz zur dezentralen Netzsteuerung dar, indem sie es Prosumern ermöglichen, Energie miteinander zu teilen. In der EU-Richtlinie 2018/2001 sind RECs als juristische Einheiten definiert, die ökologische, wirtschaftliche oder soziale Vorteile bieten [7]. In Italien konnten RECs seit 2020 die Energiekosten der Teilnehmer erheblich senken [8]. Ein wichtiger Bestandteil von RECs ist der Peer-to-Peer (P2P)-Handel, bei dem Energie direkt zwischen gleichberechtigten Akteuren gehandelt wird, was zu günstigeren Preisen im Vergleich zu regulierten Einspeisevergütungen führt [9].

Flexibilitätsmärkte, die den Handel von Flexibilität in Verteilnetzen ermöglichen, dienen dazu, den Bedarf an teuren Netzverstärkungen zu verringern und den Einsatz von RES zu optimieren. Der Verteilnetzbetreiber (VNB) fungiert hierbei häufig als Hauptkäufer [10]. Gleichzeitig erfordern Netzsteuerung und finanzielle Transaktionen robuste IT-Sicherheitsmaßnahmen [6].

Marktbasiertes Netzmanagement ergänzt die effiziente Energieverteilung und das Management von Netzengpässen, wobei automatisierte Systeme bei unzureichenden marktbasierter Lösungen eingreifen müssen [11]. Die Herausforderung der automatisierten Steuerung von Niederspannungsnetzen bleibt bestehen [3].

Software-Agenten bieten eine flexible Grundlage für die Entwicklung dezentraler Plattformen. Sie ermöglichen eine verteilte Aufgabenbewältigung und erhöhen die Systemresilienz, indem sie Einzelpunkte des Ausfalls vermeiden und die Skalierbarkeit erleichtern [12]. Die genaue Modellierung der Flexibilität von Energiesystemen ist entscheidend, um deren Integration in Planungs- und Optimierungsanwendungen zu gewährleisten [13].

1.1 ZIELSETZUNG

Im Rahmen des PEAK-Projekts wurde ein Prototyp einer integrierten Plattform für Peer-to-Peer-Stromhandel und aktive Netzführung mit marktbasierter Nutzung von Flexibilitäten entwickelt. Die Plattform wurde erfolgreich in einem Smart Grid Labor implementiert und einem Feldtest unterzogen. Aufbauend auf den Labor- und Feldtestergebnissen sowie zusätzlichen virtuellen Erprobungen konnten die Skalierungs- und Portierungspotenziale der Plattform ermittelt und dokumentiert werden.

Zusätzlich wurde eine umfassende Toolchain für die Entwicklung der Plattform, einschließlich der aktiven Netzführung, erstellt und in den Entwicklungsprozess integriert. Durch die Kombination von dezentralem und lokalem Flexibilitäten- sowie Energiehandel auf der Nieder- und Mittelspannungsebene konnte eine zuverlässige Stromversorgung aus volatilen, erneuerbaren Energiequellen ermöglicht und Netzengpässe vermieden werden. Die Plattform gewährleistete dabei

einen transparenten, autonomen und energieeffizienten Handelsmechanismus, der Kundenpräferenzen berücksichtigte. Darüber hinaus wurde sichergestellt, dass die Plattform Skalierbarkeit, Interoperabilität und Systemoffenheit aufweist und sowohl die Anforderungen aus Netz- als auch aus Marktperspektive erfüllt.

Die Plattform wurde als Marktplatz etabliert, der Marktmechanismen definiert und das Matching zwischen den Handelsteilnehmern unterstützt. Dabei wurde eine Multiagenten-Technologie implementiert, bei der die Agenten Eigenschaften wie Zielorientierung, Autonomie, kommunikative Fähigkeiten, Fehlertoleranz und die Möglichkeit der Netzzustandsprognose besitzen. Zusätzlich wurde eine konsensbildende Umgebung mit einem hohen Maß an Security geschaffen, die mithilfe einer Blockchain-Technologie realisiert wurde.

Die Blockchain fungierte dabei als Zugriffsmanager und wurde erfolgreich als Teil der Systemsicherheitsarchitektur implementiert. Sie basiert auf dem Self-Sovereign-Identity-Prinzip und wurde konsortial verwaltet. Dabei wurde bewusst darauf verzichtet, die Blockchain als Echtzeitanwendung oder Datenspeicher zu entwickeln.

Ziel 1: Ermittlung der technischen Realisierbarkeit und Praxistauglichkeit einer integrierten Plattform für P2P-Stromhandel und aktive Netzführung

- Teilziel 1.1: Erarbeitung einer Toolchain für die technische Realisierung von integrierten Plattformen für P2P-Handel und aktive Netzführung
- Teilziel 1.2: Entwicklung eines Prototyps einer solchen Plattform (PEAK-Plattform) und Erprobung im Rahmen eines Feldtests
- Teilziel 1.3: Untersuchung der Skalierungs- und Portierungspotentiale einer solchen Plattform mittels virtueller Erprobung für ein größeres Netzgebiet unter Berücksichtigung von langfristigen Ausbaupfaden für Erneuerbare Energien

Ziel 2: Untersuchung der Synergiepotentiale und weiterer Auswirkungen einer solchen integrierten Plattform

- Teilziel 2.1: Ermittlung der Potentiale von integrierten Plattformen für P2P-Energiehandel und aktive Netzführung sowie der zum Einsatz kommenden Technologien und Konzepte (u.a. Blockchain und Software-Agenten)
- Teilziel 2.2: Techno-ökonomische Bewertung derartiger integrierter Plattformen hinsichtlich der realisierbaren Synergieeffekte
- Teilziel 2.3: Ableitung von regulatorischen Handlungsoptionen

Folgende größere Anforderungen, nummeriert mit R1 bis R6, ergeben sich an die in PEAK entwickelte Plattform. Die Anforderungen wurden bereits in diesen beiden PEAK-Veröffentlichungen publiziert [14, 15] und dienten als Grundlage für die in dieser Arbeit entwickelte Plattform.

- R1. Die Plattform soll die Möglichkeit bieten, grüne und lokale Stromprodukte direkt und automatisch mit anderen Prosumern zu handeln.
- R2. Die Plattform soll ein stabiles, zuverlässiges und automatisiertes kuratives sowie präventives aktives Netzmanagement sicherstellen, das mit allen Phasen des BDEW-Ampelkonzepts für Smart Grids übereinstimmt.
- R3. Die Plattform soll die marktbasierte Nutzung von Flexibilitäten ermöglichen.
- R4. Die Plattform soll intelligente Strategien bereitstellen und unterstützen, um es Prosumern zu ermöglichen, Energie im Peer-to-Peer-Modell zu handeln und marktbasierte Flexibilitäten anzubieten.
- R5. Die Plattform soll Schätzungen und Prognosen zu Netz- und Systemzuständen bereitstellen.
- R6. Die Plattform soll sicheres Handeln ermöglichen und den Datenschutzvorschriften entsprechen.

Die Anforderungen erfüllen zwei wesentliche Zwecke: Erstens bilden sie den grundlegenden Rahmen für die Entwicklung der Plattform. Zweitens heben sie die Alleinstellungsmerkmale des Projekts hervor.

Diese Einzigartigkeit wird durch die Analyse anderer Forschungsprojekte und wissenschaftlicher Arbeiten in Kapitel 1.5 weiter unterstrichen.

1.2 KURZVORSTELLUNG DER PARTNER

Der **Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik an der Bergischen Universität Wuppertal (BUW)** ist seit vielen Jahren auf die Grundsatz- und Ausbauplanung elektrischer Energieversorgungsnetze spezialisiert und widmet sich aktuellen Forschungsfragen im Kontext der Energiewende. Zu den Forschungsschwerpunkten gehören die strategische Netzplanung, die Weiterentwicklung von Energieversorgungsnetzen zu Smart Grids, die Vermarktung von flexiblen Lasten und dezentralen Erzeugungsanlagen, die Umsetzung innovativer Betriebskonzepte und Sektorenkopplungsstrategien sowie die Zustandsbewertung und das Asset-Management. Diese Themen werden in enger Zusammenarbeit mit Netzbetreibern und Industriepartnern erforscht, um praxisnahe Lösungen zu entwickeln. In PEAK hat die BUW eine agentenbasierte Netzzustandsprognose für das präventive und kurative Engpassmanagement entwickelt sowie den Feldtest im Smart Grid Labor am Campus Freudenberg durchgeführt.

Die **Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FfE)** beschäftigt sich wissenschaftlich mit energietechnischen und energiewirtschaftlichen Fragestellungen, insbesondere im Bereich der Digitalisierung der Energiewirtschaft, unabhängig von politischen Einflüssen. Ihr Ziel ist es, etablierte Methoden und systemisches Denken mit innovativen Ansätzen zu verbinden, um Lösungen für eine digitalisierte Energiewelt zu entwickeln. Im BMWK-geförderten SINTEG-Projekt C/sells spielte die FfE eine zentrale Rolle bei der Entwicklung des Altdorfer Flexmarktes, der als marktbasierendes Engpassmanagement konzipiert wurde und mit dem Bayerischen Energiepreis ausgezeichnet wurde. Dabei untersuchte die FfE verschiedene Mechanismen zur Flexibilitätsintegration und führte praktische Feldversuche, wie die Laufzeitmessungen der „Steuerbox“, durch. Seit April 2020 ist die FfE zudem im Projekt INDEED aktiv, das ebenfalls vom BMWK gefördert wird. Hier arbeitet sie an einer verteilten Datenplattform für energiewirtschaftliche Anwendungen, wobei Lösungen für Asset Logging und Labeling sowohl in praktischen Feldtests erprobt als auch wissenschaftlich evaluiert wurden. Im Rahmen des Projekts hat die FfE insbesondere die konzeptionellen Arbeiten zur PEAK-Plattform vorangetrieben sowie regulatorische Hürden und energiewirtschaftliche Kostenfaktoren in diesem Kontext beleuchtet. Zusätzlich wurde das Potenzial solcher Konzepte (insbesondere für das Engpassmanagement) in simulationsgestützten Analysen auf Gemeindeebene auf Basis synthetisierter Niederspannungsnetze und Ausbauszenarien für das Jahr 2035 abgeschätzt.

Das **Forschungs- und Transferzentrum CyberSec (FTZ CyberSec), vormals FTZ DiWiP, an der Hochschule für Angewandte Wissenschaften (HAW)** konzentriert sich auf die Sicherheit verteilter Systeme. Der Schwerpunkt liegt dabei auf der sicheren Entwicklung und Anbindung cyber-physikalischer Systeme durch dezentrales Identitätsmanagement und drahtlose Kommunikation mit byzantinischer Fehlertoleranz. Das Zentrum verfügt über umfangreiche technische und konzeptionelle Vorarbeiten im Bereich des dezentralen Identitätsmanagements, die unter anderem in Projekten wie Industrie 4.0 (DigitaP – BMWi), Forschungsdaten (KI2GISAXS – KAI) und Smart Mobility (STEREO – BMWi) entstanden sind. Darüber hinaus engagiert sich das FTZ CyberSec aktiv in der Standardisierung, insbesondere durch Mitarbeit in den Gremien ISO/TC 307 und CEN/CLC/JTC 19. Die am Zentrum entwickelten Algorithmen für sichere Kommunikation werden in verschiedenen kritischen Infrastrukturen eingesetzt, darunter das Energienetz (DISEGO – BMWK), die Wasserinfrastruktur (WatergridSense – BMWi) sowie das Mobilfunknetz (ABAC456 - BSI). Im Rahmen des Projekts hat die HAW die Konzeption und Implementierung des SSI Authentifizierungs- und Autorisierungssystems für die Handelsplattform geleistet sowie die Analyse und Abhärtung gegen potenzielle Cyberisiken und –angriffe durchgeführt.

Die **Professur für Automatisierungstechnik an der Helmut-Schmidt-Universität / Universität der Bundeswehr Hamburg (HSU)** konzentriert sich auf das Engineering automatisierter Systeme. Im Energiebereich liegt der Forschungsschwerpunkt auf der dezentralen Entscheidungsfindung, der Modellierung von Energiesystemen und der wirtschaftlichen Optimierung. Im Projekt DISEGO leitet die HSU die Entwicklung einer Energie-IoT-Plattform für einen dezentralen und IT-sicheren Netzbetrieb. Die Professur verfügt über umfangreiche Erfahrung im Bereich Ontologien und pflegt den Austausch mit Projektbeteiligten aus Projekten wie Interconnect, KoLa, BEST und Solar. In PEAK hat

die HSU neben der Konsortialführung die Entwicklung des agentenbasierten Energie- und Flexibilitätsmarktes durchgeführt.

Die **PSI Energy Markets GmbH (PEM)**, eine Tochtergesellschaft des PSI-Konzerns, ist ein etablierter IT-System-Hersteller in der Energiewirtschaft und bietet Standardsoftwarelösungen, insbesondere mit ihrem Hauptprodukt PSImarket. PEM verfügt über umfassende Erfahrung in den Bereichen Planung, Optimierung, Handel, Vertrieb und Abrechnung für Gas- und Stromversorger. In mehreren Forschungsprojekten hat PEM ihre Expertise erweitert, darunter das BMWi-geförderte Projekt Smart Watts (2008-2013), das auf die Optimierung des Energieverbrauchs durch dynamische Preissignale und die Integration dezentraler Erzeuger abzielte. Effizienzsteigerungen im Handel und Lastmanagement wurden ebenso berücksichtigt wie der angepasste Energieeinsatz in Haushalten. Im Projekt FLAixEnergy (2015-2018) entwickelte PEM eine Plattform zur Integration industrieller Verbraucher und erneuerbarer Energiequellen, wobei die regionale Synchronisation des Stromverbrauchs und der lokale Energieaustausch ohne Preisrestriktionen im Fokus standen. Seit 2019 ist PEM im Forschungsvorhaben iP4MoVE aktiv, das eine intelligente Plattform zur optimalen Verknüpfung von Mobilität und Energie schafft. Ziel ist der Echtzeitaustausch zwischen Elektrofahrzeugen, Quartieren und Ladestationen, um Energieangebot und -nachfrage optimal mit nutzerabhängigen Anforderungen abzustimmen. Die PEM hat in PEAK auf Basis ihrer Expertise bezüglich Prozessen, Marktmechanismen und ETRM-Softwaresystemen im deutschen und in internationalen Energiemärkten am Marktdesign und Preisbildungsmechanismus im P2P-Energiehandel und bei Flexibilitätsvermarktung mitgewirkt. Für den Nachweis der Funktionsfähigkeit dieser lokalen Märkte wurden KPIs definiert sowie diese mit einem Web-basierten Werkzeug zur Visualisierung der Feldtest- bzw. Simulationsdaten berechnet und interpretiert. Des Weiteren hat PEM eine App für die Prosumer zur Überwachung und Steuerung ihrer Teilnahmen an den Märkten konzipiert und prototypisch implementiert.

Die **PSI GridConnect GmbH (PGC)**, eine Tochtergesellschaft der PSI Software SE, spezialisiert sich auf die Geschäftsfelder Prozessankopplung und Verteilnetzautomatisierung – letzteres insbesondere in der Niederspannungsebene. Ihr Produktportfolio ist integraler Bestandteil der Smart Grid-Lösungen von PSI Software SE. Ein Schlüsselprodukt ist „PSIngo“, der Intelligent Grid Operator, der eine effiziente und sichere Automatisierung von intelligenten Niederspannungsnetzen ermöglicht. Das autonome Netzführungssystem ist mit Basisfunktionen ausgestattet, die zur Ausgestaltung des neuen regulatorischen Rahmens durch § 14a EnWG bestmöglich geeignet sind. In der Forschung dient es als Plattform insbesondere der Integration neuartiger Smart Grid Apps, die Lösungen für die Herausforderungen im Netzbetrieb bieten. Die Entwicklung dieser digitalen Anwendungen und der Gesamtsystemarchitektur wird von technologischen und regulatorischen Änderungen vorangetrieben. Intensive Forschung garantiert dabei einen hohen Innovationsgehalt für praxistaugliche Lösungen. Im Rahmen des PEAK-Vorhabens wurden Softwarekomponenten und Algorithmen innerhalb der Smart Grid Apps weiterentwickelt, um den technologischen Fortschritt der Netzleittechnik hinsichtlich einer zukünftig zu etablierenden Niederspannungsnetzführung zu schaffen. Neue architektonische Konzepte ermöglichen den Einsatz von Schnittstellen zu ersten prototypischen interoperablen Anwendungsfällen wie etwa den Einsatz externer Prognosealgorithmen sowie erster Umsetzungskonzepte einer Markt-Netz-Kopplung. Funktionsmuster für ein synchronisiertes Zusammenspiel der Netzleittechnik mit dezentralen Energiemanagementsystemen innerhalb von Liegenschaften wurden über die PEAK-Plattform abgebildet und bilden ein essenzielles Fundament für zukunftsfähige Betriebskonzepte.

Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik und Softwaretechnik der Universität Duisburg-Essen (UDE): Der Lehrstuhl für Wirtschaftsinformatik und Softwaretechnik (SOFTEC) der Universität Duisburg-Essen beschäftigt sich mit Themen des methodischen Software-Engineerings. Darüber hinaus stellt die digitale Kontrolle verteilter Energiesysteme einen wesentlichen Forschungsschwerpunkt dar. Neben seiner Expertise aus zahlreichen Forschungsprojekten in diesem Bereich (u.a. Agent.HyGrid, MEO, FlexChemistry) bringt der Lehrstuhl auch seine großenteils quelloffenen Software-Tools und -Frameworks Agent.Workbench, das Energie-Optionsmodell und den Energie-Agenten in das Projekt ein. Diese stellen auch eine wesentliche Grundlage der PEAK-Plattform dar. Innerhalb von PEAK fokussierte sich die UDE u.a. auf die methodische Weiterentwicklung der Energie-Agenten - Toolchain und hierbei beispielsweise auf die Aspekte lokaler Planungs- und Echtzeitprozesse sowie deren Nutzung im Kontext von Energiemärkten. Ferner lag die Durchführung umfangreicher Simulationen im Aufgabenbereich der UDE.

1.3 BEZUG ZU FÖRDERPOLITISCHEN ZIELEN

Die durchgeführten Aktivitäten in diesem Projekt adressierten mehrere förderpolitische Ziele des 7. Energieforschungsprogramms. Im Folgenden werden relevante Textstellen aus dem Förderschwerpunkt „Stromnetze“ als Zitate hervorgehoben. Die PEAK-Plattform ermöglicht die „automatisierte Bereitstellung von Flexibilität und deren Steuerung“. Die Einbindung von fein abgestimmten Flexibilitäten trägt dazu bei, „zukünftig alle Erzeuger und Verbraucher über verschiedene Spannungsebenen und Sektorgrenzen hinweg [im Netzbetrieb] zu berücksichtigen“. Dank der Einbindung von Prosumern und dem Feldtestgebiet mit vorhandenen Ladesäulen orientiert sich die PEAK-Plattform an „zukünftigen Nutzungsfällen, wie der zunehmenden Integration der Elektromobilität ins Stromnetz“. Eine Netzzustandsprognose auf Basis von Peer-to-Peer-Transaktionen, Wettervorhersagen und historischen Daten bildet die Grundlage für „vorausschauende Verfahren, die auf Last- und Erzeugungsprognosen basieren“. Die Weiterentwicklung der Toolchain wird es zudem ermöglichen, „Kriterien für Sicherheit und Systemstabilität im Hinblick auf die bisherigen und zukünftigen Veränderungen im Energieversorgungssystem zu überprüfen“. Durch den Einsatz eines agentenbasierten Ansatzes unterstützt die Toolchain großskalige Simulationen und ermöglicht die „Untersuchung kollektiver dynamischer Phänomene“.

1.4 AUFBAU DES BERICHTS

Nach der Einführung in Kapitel 1, die den aktuellen Stand von Technik und Wissenschaft sowie die angewandte Methodik behandelt, wird in Kapitel 2 das entwickelte Konzept der Toolchain und der PEAK-Plattform detailliert vorgestellt. Kapitel 3 widmet sich der Beschreibung der Ergebnisse aus den Simulationen, dem Feldtest und dem Virtuellen Pilotprojekt. In Kapitel 4 folgen weiterführende Analysen, die auf den zuvor dargestellten Ergebnissen aufbauen.

1.5 STAND DER WISSENSCHAFT UND TECHNIK

Es gibt zahlreiche laufende und kürzlich abgeschlossene Forschungsprojekte, die sich mit der Entwicklung von Flexibilitäten im Verteilnetz und dem Stromhandel zwischen Prosumern befassen. Zusammengefasst erfüllen die Projekte zum lokalen P2P-Energiehandel alle Anforderung R1 und teilweise R4 und R5. Die Flexibilitätshandelsprojekte decken die Anforderungen R2 und R3 vollständig ab und erfüllen ebenfalls teilweise R4 und R5. Projekte, die beide Aspekte – lokalen P2P-Energiehandel und Flexibilitätshandel – kombinieren, erfüllen die meisten Anforderungen, jedoch nie alle sechs.

Tabelle I gibt eine Übersicht über Projekte, die inhaltlich große Überschneidungen mit diesem Beitrag aufweisen. Die Forschungsprojekte sind zur besseren Übersicht in drei Kategorien eingeteilt. Die erste Kategorie umfasst Konzepte zur Förderung lokaler P2P-Energiemärkte. Die zweite Kategorie widmet sich der Entwicklung von Flexibilitätsmärkten, während die dritte und spezialisierteste Kategorie Studien umfasst, die die Schnittmenge beider Ansätze – lokaler P2P-Energiehandel und Flexibilitätshandel – untersuchen.

Die P2P-Handelsplattformen der ersten Kategorie, wie LAMP [16], Lition [17], Tal.Markt [18] usw., konzentrieren sich auf den reinen lokalen Energiehandel. Daher erfüllen alle diese Forschungsprojekte R1. Im LAMP-Projekt wird zusätzlich eine Prognose des Netzzustands durchgeführt, wodurch auch R5 erfüllt wird. Die Anforderung R6, sicherer Handel, wird in vielen dieser Projekte durch den Einsatz einer Blockchain gewährleistet. Projekte wie DeTrade [19], ETIBLOGG und Quartierstrom 1.0 [AMS+19] erfüllen zudem R4, da hier Prosumern strategische Beteiligungsmöglichkeiten am Markt gegeben werden.

Die Forschungsprojekte zur Entwicklung lokaler Flexibilitäten zur Unterstützung der Netzstabilisierung in der zweiten Kategorie, wie ALF [20], ENKO [21], der enera Flexmarkt [22], DEER [23], flexchain [24] oder flexQgrid [25], bleiben überwiegend aus der Perspektive des VNB und fordern die Flexibilität der Prosumer lediglich an. Hier sind Prosumern keine intelligenten Marktstrategien verfügbar, die ihnen die Freiheit geben würden, selbst zu entscheiden, wie viel Flexibilität sie anbieten möchten und zu welchem Preis. Die Nutzung der Blockchain-Technologie für sicheren Handel beschränkt sich auf die Projekte flexchain, DEER und flexQgrid.

Die letzte Kategorie umfasst nur TUMCreate Market [26] und pebbles [27]. Hier wird sowohl der lokale P2P-Energie- als auch der Flexibilitätshandel behandelt, sowie eine Netzzustandsprognose durchgeführt. Sicherer Handel wird in pebbles durch eine Blockchain gewährleistet. Allerdings vernachlässigen TUMCreate Market und pebbles sowohl das kurative als auch das präventive Netzmanagement (R2).

Tabelle 1 Übersicht und Einordnung von externen Forschungsprojekten im Kontext von PEAK

	R1	R2	R3	R4	R5	R6
Local P2P energy trading						
Allgäu Microgrid [28]	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
BEST [29]	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
Tal.Markt [18]	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
65ghb RegHEE [30]	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
Energy Collection [11]	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Nein
Lition [17]	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
Urawamisono [31]	Ja	Nein	Nein	Nein	Nein	Ja
LAMP [16]	Ja	Nein	Nein	Nein	Ja	Ja
ETIBLOGG [32]	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja
Quartierstrom 1.0 [33]	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja
DeTrade [19]	Ja	Nein	Nein	Ja	Nein	Ja
Flexibility trading						
ALF	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein
ENKO [21]	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein
enera Flexmarkt [22]	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Nein
flexchain [24]	Nein	Ja	Ja	Nein	Nein	Ja
DEER [23]	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja
flexQgrid [25]	Nein	Ja	Ja	Nein	Ja	Ja
Local P2P energy and flexibility trading						
TUMCreate Market [26]	Ja	Nein	Ja	Nein	Ja	Nein
Pebbles [27]	Ja	Nein	Ja	Ja	Ja	Ja

Cornélusse et al. [34] stellen eine REC vor, in der Entitäten Energie untereinander handeln können. Für das Matching wird ein bi-level Optimierungsansatz verwendet, der sowohl die Minimierung der Energiekosten der Verbraucher als auch die Maximierung der Gewinne der Energie verkaufenden Prosumer berücksichtigt. Allerdings fehlt ein Netzzustandsmanagement, sodass R2 nicht erfüllt wird.

Duchesne et al. [35] untersuchen das Design von P2P-Energiemärkten, um die wirtschaftliche Tragfähigkeit für alle Beteiligten sicherzustellen. Sie analysieren insbesondere die optimale Betreibergebühr, die Prosumer für den P2P-Handel zahlen müssen, im Verhältnis zu den maximalen Netzkosten. Die Ergebnisse zeigen, dass diese Gebühr ein Drittel des maximalen Energiepreises in der Gemeinschaft nicht überschreiten sollte. In beiden Arbeiten fehlt jedoch ein automatisiertes kuratives und präventives Netzmanagement, sodass R2 nicht erfüllt ist [34, 35].

Die Autoren von [36] präsentieren einen hierarchischen bi-level Energiemarkt, bei dem auf dem Primärmarkt die wirtschaftliche Allokation von DERs betrachtet wird, während der Sekundärmarkt die Einhaltung physikalischer Netzbeschränkungen im Niederspannungsnetz sicherstellt. Die Simulation erfolgt auf einem IEEE-123-Bus-Netzwerk. In [37] und [38] wird das Home Energy Management

System (HEMS) eines Haushalts als Hardware verwendet, um einen Agenten für Energienegotiation und präventives Netzengpassmanagement zu implementieren. Diese Ansätze fehlen jedoch Sicherheitsmaßnahmen und ein kuratives Engpassmanagement, weshalb R6 und R2 nicht erfüllt werden.

Die Autoren von [39] entwickeln einen dezentralen Ansatz für das Netzengpassmanagement, implementieren jedoch keine dezentrale Energieverteilung. Del Rosario [40] entwickelt eine Strategie für dezentrale Energieverteilung und Netzengpassmanagement, jedoch ohne aktive Beteiligung der Prosumer aufgrund fehlender finanzieller Anreize, sodass R3 nicht erfüllt ist. Andere Studien behandeln ebenfalls die dezentrale Netzsteuerung, bieten aber ebenfalls keine finanziellen Anreize [40, 41].

In [42] wird zwischen aktivem Netzmanagement und Energienegotiation unterschieden, indem die Ergebnisse der von den Agenten durchgeführten Verhandlungen an einen zentralen Netzbetreiber-Agenten gesendet werden. Dieser zentrale Agent verhängt dann Strafen für Energieangebote, die zu Netzengpässen führen könnten. Allerdings fehlt eine Unterscheidung zwischen kurativem, präventivem und marktbasiertem Engpassmanagement sowie Sicherheitsmaßnahmen, weshalb R2 und R6 nicht erfüllt sind.

Die Autoren von [43] stellen einen sicheren P2P-Energiemarkt vor, der in der Lage ist, Netzoperationen aktiv zu steuern. Es fehlt jedoch eine intelligente Prosumer-Strategie sowie die Nutzung von marktbasierten Flexibilitätsmaßnahmen.

Ein Beispiel für eine intelligente Prosumer-Strategie für den P2P-Energiehandel findet sich in [44]. Diese Strategie nutzt ein zweiseitiges Plattform-Preismodell, um sowohl den Aggregator als auch die Prosumer zufrieden zu stellen. In Abwesenheit eines Flexibilitätsmarktes wird R4 nur teilweise erfüllt, während R3 unberücksichtigt bleibt.

Wie gezeigt wurde, erfüllt keines der bestehenden Projekte oder akademischen Arbeiten vollständig die in diesem Beitrag diskutierten Anforderungen. Ein integrierter Ansatz, der sicheren P2P-Energiehandel, Flexibilitätshandel und aktives Netzmanagement kombiniert, wurde in der bisherigen Forschung nicht umfassend untersucht. In diesem Zusammenhang hebt sich die PEAK-Plattform ab, da sie all diese Aspekte in einem einheitlichen Rahmen berücksichtigt. Weiterführende Literaturanalyse wurden in folgenden PEAK-Veröffentlichungen durchgeführt: [45–47].

1.6 METHODIK

Die Zunahme von Energiemarktteilnehmern und verteilten Energieressourcen führt zu komplexen P2P-Marktstrukturen. Daraus ergibt sich der Bedarf an einer Entwicklungsmethode, die organisatorische und technische Aspekte eines Entwicklungsprozesses integriert.

2DECS, wie in [48], beschrieben, stellt einen auf den Energiebereich zugeschnittenen agilen Entwicklungsprozess dar, der den gesamten Lebenszyklus der dezentralen Steuerungssysteme abdeckt. Die Engineering-Methode ist in elf Phasen unterteilt, beginnend mit der anfänglichen Anforderungserfassung und endet mit dem Life-Cycle-Management. Der Aufbau von 2DECS ist in Abbildung 1.

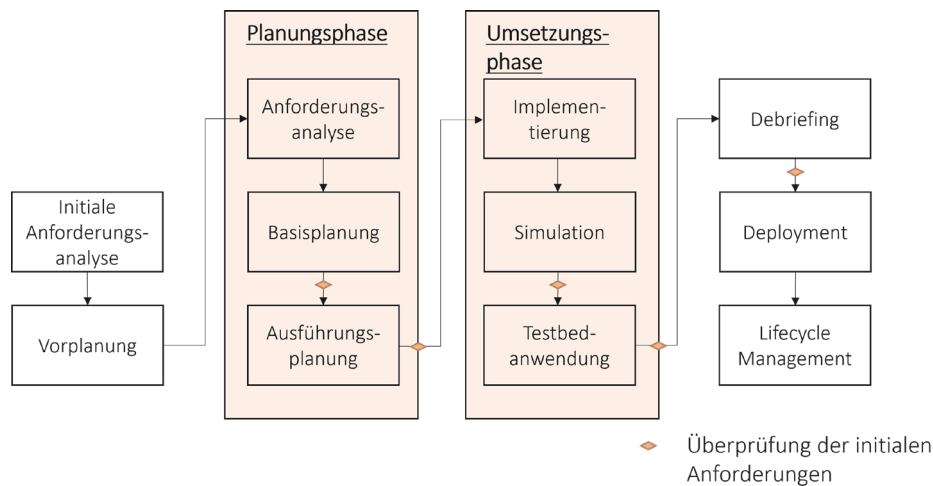


Abbildung 1: Übersicht Aufbau 2DECS

2 KONZEPTION

2.1 TOOLCHAIN ZUR SOFTWAREENTWICKLUNG

Die Motivation sowie die unterschiedlichen Zielsetzungen des Projekts PEAK lassen die Komplexität der benötigten Softwarekomponenten und -systeme bereits erahnen. Mit der Zielsetzung, komplexe marktfähige HEMS zu betreiben, wurden Softwaresysteme entwickelt, die in der Lage sind, lokal verfügbare energetische Flexibilität ökonomisch bzw. optimiert zu nutzen. Neben einer derartigen lokalen Selbstoptimierung sollten jedoch auch Aspekte der Netzstabilität berücksichtigt werden - präventiv mit Hilfe des PEAK-Flexibilitätsmarkts, in letzter Konsequenz und kurativ jedoch auch durch den Eingriff eines Netzbetreibers, wie beispielsweise durch den §14a EnWG vorgesehen wird. Dies verdeutlicht, dass nicht nur komplexe Einzel-Softwaresysteme entwickelt werden, sondern vielmehr ein gesamtes Software-Ökosystem, das - analog zur Realität - verteilt ausgeführt wird und in dem mit Hilfe einer geeigneten Sprache kommuniziert werden muss, um notwendige Informationen austauschen zu können. Die im Rahmen des Projekts entwickelten softwaretechnischen Lösungsansätze wurden zunächst im Rahmen einer Felderprobung unter realen Betriebsbedingungen erprobt und validiert. Hierauf folgten größere Simulationen, in denen die Funktionsweise der PEAK-Plattform z.B. auch im Kontext Spannungsebenen-übergreifender Simulationen untersucht wird.

Das Kernziel der in PEAK eingesetzten Software-Toolchain war es, die systematische Entwicklung o.g. Softwaresysteme zu ermöglichen bzw. sie zu unterstützen. Die Toolchain umfasst hierzu eine Fülle von methodischen und konzeptionellen Aspekten, diverse Entwicklungswerkzeuge, die Nutzung und Weiterentwicklung vorhandener Softwarebibliotheken sowie Laufzeitumgebungen für den Feldtest oder für Simulationen. Die vorab beschriebenen Anforderungen sollen den notwendigen Detaillierungsgrad hier lediglich andeuten, hierdurch jedoch die softwaretechnische Komplexität des PEAK- Projekts verdeutlichen.

Grundlage der in PEAK eingesetzten Softwarekomponenten ist die sog. „Toolchain für Energie-Agenten“. Konzeptuell basiert sie auf dem aus der Softwaretechnik stammenden Konzept und Paradigma des Software-Agenten, welches ein autonomes Softwaresystem beschreibt, das im Auftrag seines Eigentümers spezifische Aufgaben erfüllt und hierzu mit verschiedenen weiteren Eigenschaften und Fähigkeiten ausgestattet sein kann [T1]. Der „Energie-Agent“ stellt eine Spezialisierung dieses allgemeinen Agentenbegriffs dar und adressiert insbesondere die softwaretechnische Steuerung von Energiesystemen im Rahmen eines größeren, energietechnischen oder -wirtschaftlichen Anwendungskontextes, wie er z.B. durch die PEAK-Plattform vorgegeben wird [T2].

Für die Entwicklung von Energie-Agenten kamen verschiedene Entwicklungswerkzeuge zum Einsatz, die unterschiedliche Teilaufgaben übernahmen. Für Programmierarbeiten kam eine sog. IDE (Integrated Development Environment) zum Einsatz, um z.B. den JAVA-basierten Agenten-Code und somit die unterschiedlichen Verhaltensweisen der Agenten zu entwickeln. Im vorliegenden Fall wird die Eclipse-

IDE¹ verwendet [T3]. Für die Entwicklung einer Ontologie bzw. Sprache für die PEAK-spezifische Agentenkommunikation kommt Protégé² zum Einsatz. Es erlaubt die visuelle Modellierung einer objektorientierten Sprachstruktur sowie die Definition spezifischer Sprachaktionen, die anschließend mit Hilfe entsprechender Exportfunktionen in Java-Code übersetzt und von Energie-Agenten genutzt werden können. Eine Bereitstellung der fertiggestellten Software erfolgt mit Hilfe entsprechender softwaretechnischer Automatisierungswerkzeuge. Hier fand das für JAVA weitverbreitete und modulare Apache-Maven³ [T4] sowie Eclipse-Tycho⁴ [T5] Anwendung.

Neben reinen Entwicklungswerkzeugen umfasst die Toolchain eine Zieldefinition für die einzusetzende Software-Anwendung und ihre Struktur. Diese wird deshalb auch als „Produkt“ bezeichnet, das bereits zu Beginn einer Entwicklung feststeht, grundlegende Eigenschaften und Anwendungsfunktionalitäten bereitstellt und im Rahmen individueller Entwicklungen erweitert werden kann. Entsprechend stehen z.B. spezifische Bibliotheken fest, die die Art ihrer Verwendung, aber auch die Vorgehensweise zur Entwicklung individueller Lösungen vorgeben. Insbesondere die letztgenannten Vorgehensweisen gehören explizit zur hier beschriebenen Toolchain und sollen durch eine festgelegte Methodik die konkreten Aufgaben der Softwareentwicklung vereinfachen und beschleunigen. Exemplarisch seien an dieser Stelle die Ansätze zur Anbindung an relationale Datenbanken mit Hilfe von Hibernate⁵ [T6] und der sog. „API First“-Ansatz bei der Erstellung oder Nutzung von REST-Schnittstellen genannt. Letztgenannter wird in Abschnitt 2.1.2 ausführlicher erläutert.

Abbildung 2 stellt die Produkt- bzw. Feature-Struktur der in PEAK genutzten Software-Toolchain vor. Aufbauend auf Java, OSGI, der Eclipse *Rich Client Platform* sowie ausgewählten Bibliotheken, stellt *Agent.Workbench* - als Basisprodukt - die Grundlage für die Entwicklung und die spätere Ausführung von Individuallösungen mit Software-Agenten dar.

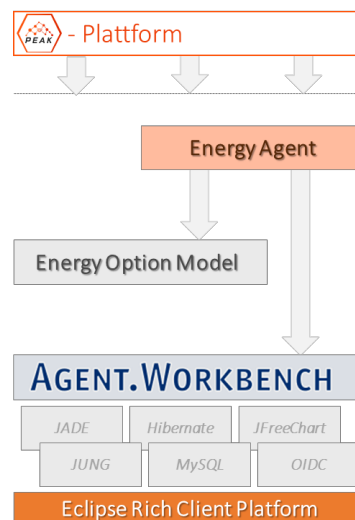


Abbildung 2: Produkt- und Feature-Struktur der Software-Toolchain

Agent.Workbench adressiert hierbei zunächst keinen konkreten Anwendungsfokus, sondern versteht sich als anwendungsneutrales, erweiterbares Java-Framework sowie als Laufzeitumgebung und Endbenutzer-Toolkit für eine modularisierte Entwicklung, Konfiguration und Ausführung von agentenbasierten Softwareanwendungen.

Die in der Darstellung gezeigte Komponente des „*Energy Option Model*“ (EOM) stellt das Modellierungs-Framework für Energiesysteme dar und repräsentiert den durch die Universität Duisburg-Essen patentierten Ansatz zur vereinheitlichten Modellierung und Flexibilisierung von Energiesystemen [T7]. Mit Hilfe des EOM lassen sich zunächst detaillierte digitale Abbildungen von

¹ <https://www.eclipse.org>

² <https://protege.stanford.edu/about.php>

³ <https://maven.apache.org/>

⁴ <https://tycho.eclipseprojects.io/doc/latest/>

⁵ <https://hibernate.org/>

Energiesystemen erstellen, die im weiteren Verlauf für unterschiedliche Zwecke genutzt werden können. Hierzu zählt z.B. der Einsatz im Rahmen einer modellprädiktiven Regelung oder die Verwendung im Rahmen von operativen Planungsprozessen. Der systemzentrierte, modulare Ansatz des EOM ermöglicht es ferner, beliebige Einzelsysteme in Modellaggregation zusammenzufassen. In der Folge können so auf Basis von EOM-Modellen z.B. die Systeme eines Einfamilienhauses, die Netzanschlussknoten in einem elektrischen Verteilnetz oder die Teilsysteme eines Industrieprozesses zusammengefasst und digital verarbeitet werden.

Aufbauend auf *Agent.Workbench* und dem *Energy Option Model*, bietet das Toolchain-Feature des Energie-Agenten („*Energy Agent*“) eine umfassende Basis zur systematischen Entwicklung und Erprobung digitaler Kontrolllösungen für Energiesysteme. Im Mittelpunkt steht dabei der Begriff und der abstrakte Prototyp eines sog. Energie-Agenten, der in Bezug auf verschiedene Anwendungsfälle erweitert bzw. „ausgespezialisiert“ werden kann. Dabei verfügt dieser vorgefertigte Agent strukturell wie auch funktional bereits über eine Fülle von Eigenschaften und Fähigkeiten, die die systematische Entwicklung und die spätere Verwendung signifikant vereinfachen.

Beispielsweise verfügt ein Energie-Agent u.a. über vorgefertigte Funktionalitäten für ein Condition Monitoring oder die Möglichkeit die ihm zugeordneten Energiesysteme echtzeitnah zu steuern. Als internes Verständnismodell nutzt er hierzu die vorab beschriebenen EOM-Systemmodelle.

Das Konzept und die Struktur eines Energie-Agenten erlauben seine Verwendung für unterschiedliche Zwecke. So kann ein Agent einerseits z.B. im Rahmen von Simulationen genutzt werden, andererseits kann er aber auch auf einer eigenen Hardware ausgeführt werden, um über entsprechende Schnittstellen (wie z.B. EEBUS u.a.) mit realen Energiesystemen zu interagieren und diese zu steuern. Diese grundlegende Fähigkeit ergänzt gleichfalls den methodischen Teil der hier vorgestellten Software-Toolchain für Energie-Agenten und definiert einen systematischen Entwicklungs- und Erprobungsprozess für Energie-Agenten. Dieser umfasst das methodische Vorgehen von der Anforderungserhebung, über agentenbasierte Simulationen und hardwarenahe Testbed-Anwendungen, bis hin zum Einsatz unter realen Betriebsbedingungen (siehe hierzu auch Abschnitt 2.1.1). Darüber hinaus werden weitere Aspekte des Software-Lifecycles berücksichtigt, wie z.B. Software-Maintenance oder -Updateprozesse.

Als Werkzeug umfasst das Energie-Agenten Feature somit deutlich mehr als nur die Basisklasse für einzelne Energie-Agenten. Zum Umfang gehören ferner Unterstützungswerkzeuge zur Konfiguration und Konfigurationsvalidierung, Funktionen zur Berechnung elektrischer Netze, EOM-Bibliotheken - beispielsweise für Transformatoren oder PV-Anlagen - sowie ein umfassendes Simulations-Framework, welches zeitlich-diskrete und zeitlich-kontinuierliche agentenbasierte Simulationen ermöglicht. Ergänzt werden diese Funktionen durch eine Vielzahl an Erweiterungsmöglichkeiten, die es erlauben die hier vorgestellte Software-Toolchain in unterschiedlichste Richtungen weiterzuentwickeln; sei es für Anwendungen im Bereich netzgebundener Energien wie Gas, Wasserstoff und Wärme oder für die Nutzung in einem industriellen Umfeld.

2.1.1 Weiterentwicklung 2DECS Entwicklungsprozess

Abbildung 3 zeigt eine Erweiterung des 2DECS-Modells durch Kombination mit der Methodik des Model-Based Systems Engineering (MBSE). Diese Kombination aus 2DECS und MBSE wurde in [45] bereits veröffentlicht. Im Rahmen von PEAK und der einhergehenden Entwicklung dezentraler, agentenbasierter Systeme, wurden weitere Weiterentwicklungspotenziale von 2DECS identifiziert, welche in Abbildung 3 in orangener Farbe hinterlegt sind. Das Diagramm illustriert verschiedene Schritte von der Anforderungsdefinition bis hin zur technischen Implementierung auf realen Systemen.

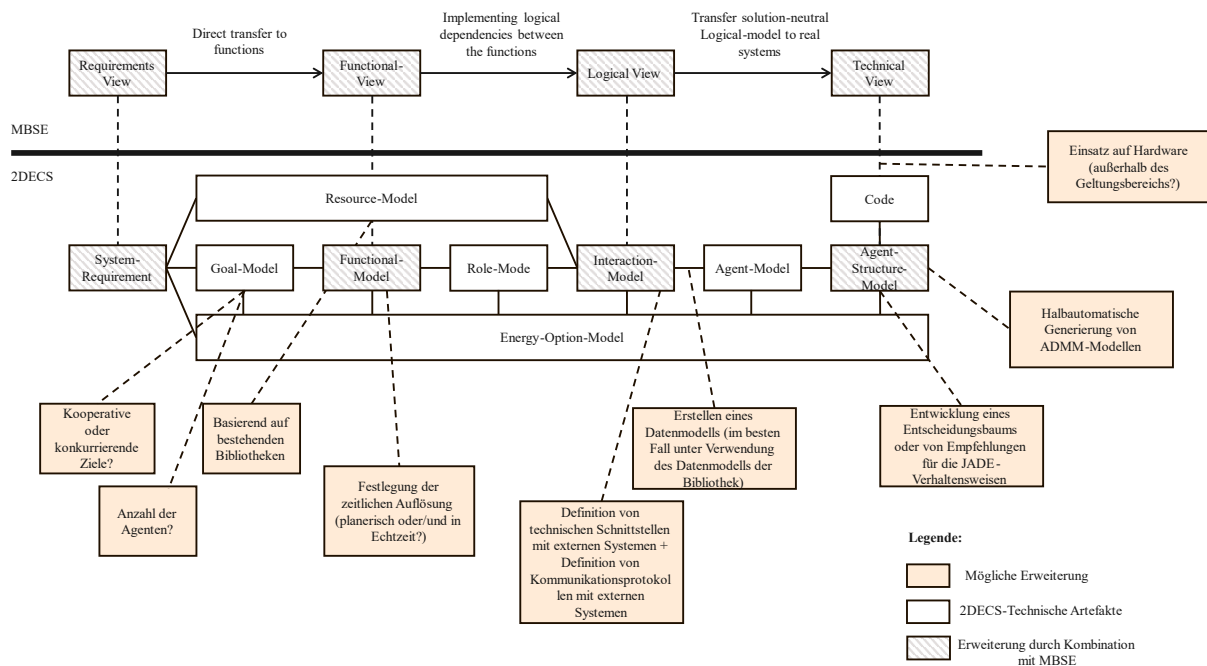


Abbildung 3 - Erweiterung 2DECS, basierend auf [45, 48]

Zu den Erweiterungen gehört die Entscheidung, ob Agenten kooperative oder konkurrierende Ziele verfolgen, was die Wahl der Optimierungsstrategie beeinflusst. Ebenso ist die Festlegung der Anzahl der Agenten relevant, um die Komplexität der Systemmodellierung zu bestimmen. Der Vorschlag, bestehende Bibliotheken zur Funktionserweiterung zu nutzen, kann die Entwicklungszeit verkürzen und die Implementierung erleichtern. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die zeitliche Auflösung, die entweder planerisch oder in Echtzeit erfolgen kann und somit die Reaktionsfähigkeit des Systems beeinflusst. Zudem wird die Erstellung eines Datenmodells angeregt, idealerweise unter Verwendung bereits existierender Bibliotheksmodelle, um die Konsistenz und Kompatibilität sicherzustellen. Ergänzend wird eine halbautomatische Generierung von Optimierungs-Modellen, bspw. auf Basis von [49, 50], sowie die Entwicklung eines Entscheidungsbaums oder von Handlungsempfehlungen für das Verhalten von JADE-Agenten vorgeschlagen, um die Effizienz der Simulationen zu steigern. Zur Tiefe der Modellierung existiert folgende PEAK-Veröffentlichung: [51].

2.1.2 Weiterentwicklung von Toolchain-Konzept und -Software

Wie bereits in Abschnitt 2.1. ausgeführt, bildet die Toolchain für Energie-Agenten die softwaretechnische Grundlage des in PEAK entwickelten, marktbasierten Ansatzes. Die zugrundeliegenden Annahmen der Toolchain, wie z.B. den Ansatz von Agenten bzw. Energie-Agenten zu nutzen, erwies sich dabei grundsätzlich als vorteilhaft, jedoch genügte die durch die Toolchain angebotenen Grundkonzepte und -fähigkeiten eines Energie-Agenten nicht, um alle Anforderungen des PEAK-Projekts zu erfüllen. Entsprechend fokussiert sich dieser Abschnitt auf die Beschreibung der in PEAK weiterentwickelten Konzepte, Methoden und Softwarebestandteile der Toolchain.

Neben der weiteren Konzeptionierung und Ausgestaltung der Toolchain sei an dieser Stelle erwähnt, dass es zu den ständigen Aufgaben eines derartigen Toolchain-Projekts gehört, die Software auf dem aktuellen Stand der Technik zu halten oder etwaige Fehlerursachen zu beseitigen. Daneben gehört es zu den Hauptaufgaben, insbesondere fachfremden Nutzern - ohne entsprechende Fachkenntnisse im Bereich Agenten oder Java-Entwicklung - in die Nutzung der komplexen Toolchain einzuführen.

Neben diesen Aufgaben wurden im Rahmen des Projekts eine Vielzahl von Änderungen an der Toolchain vorgenommen, die nachfolgend kurz angedeutet werden. Für die Grundfunktionen auf der Ebene von *Agent Workbench* sind dies u.a.:

- das Framework und seine Bestandteile wurden von Java 8 auf Java 17 portiert
- die Basisbibliotheken wurden vierteljährlich aktualisiert
- das Java - Zeitzeonenmodell wird nun einheitlich verwendet

- Topologien können nun mit Hilfe von Kartenmaterial von *OpenStreetMap* visualisiert werden
- Datenbankverbindungen können nun zentral und einheitlich konfiguriert werden
- es wurde eine komplett neue, serverbasierte AWB-Laufzeitumgebung für REST- und Web-Applikationen geschaffen

Daneben wurden aber auch im Bereich des EOM - Modellierungsframeworks Verbesserungen umgesetzt. Hierzu zählen:

- die Verbesserung der Speicherstrukturen von EOM-Modellen und -Aggregationen
- eine generelle Vereinfachung für einen CSV-basierten Datenimport und -export
- eine Erweiterung des Funktionsumfangs für Fahrplantransformationen
- grundlegende Erweiterungen zur visuellen Konfiguration von Kontrollstrategien
- der Aufbau einer grundsätzlichen, erweiterungsfähigen Planungsstruktur und -arithmetik

Entsprechend der Toolchain-Struktur wurden ferner Ergänzungen und Verbesserungen am Feature für Energie-Agenten vorgenommen. Dies sind:

- ein genereller Ansatz zur Konfiguration von großen Setups wurde entwickelt
- Simulationsdaten können in dedizierten „Versuchsdatenbanken“ gespeichert werden
- die Möglichkeit zur spannungsübergreifenden Netzberechnung wurde implementiert
- eine flexible Energie-Agenten-internen Planner-Struktur für unterschiedliche Zielsetzungen und Planungsvorgänge wurde entwickelt
- die Möglichkeit im Rahmen einer echtzeitnahen Kontrolle auf Präferenzen oder spontane, externe Steuerungseingriffe reagieren zu können wurde umgesetzt

Neben den beschriebenen rein strukturellen Ergänzungen der Software sollen hier jedoch auch exemplarisch Konzepte und Vorgehensweisen vorgestellt werden, die im Rahmen von PEAK entwickelt wurden. Zum wichtigsten neu entstandenen Grundkonzept zählt der Zusammenhang sowie das Zusammenspiel von Planung und Echtzeitsteuerung durch Energie-Agenten. Nachfolgende Abbildung 4 stellt diesen Zusammenhang grafisch dar.

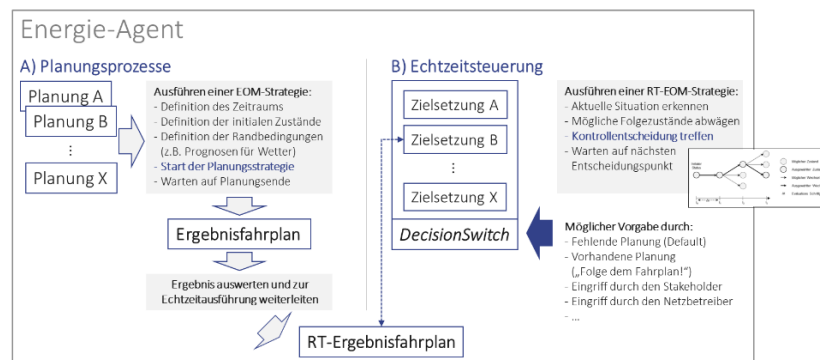


Abbildung 4: Konzept von Planung und Echtzeitkontrolle durch Energie-Agenten

Basierend auf EOM-Systemmodellen läuft ein Planungsprozess stets analog ab: für einen festgelegten Zeitraum, mit initialen Start- und zeitlichen Rahmenbedingungen, wie z.B. für Wetter- oder Energiekostenprognosen, soll mit Hilfe eines Algorithmus oder eines Optimierungsansatzes ein Ergebnis- bzw. Ausführungsfahrplan ermittelt werden. Dabei kann die Anwendung unterschiedlicher Zielsetzungen grundsätzlich zu unterschiedlichen Ergebnissen und Fahrplänen führen. Entsprechend bedarf es eines konzeptionell vorgesehenen Entscheidungsprozesses, an dessen Ende ein Fahrplan für eine Echtzeitausführung festgelegt oder ein vorhandener Fahrplan in geeigneter Weise ergänzt wird. In der Grafik oben ist dieser Prozess im Schritt der Ergebnisauswertung, hin zum „RT-Ergebnisfahrplan“ vorgesehen. Letztgenannter Fahrplan stellt die informationstechnische Brücke zwischen Planungsprozessen und Echtzeitsteuerung dar und soll einer Echtzeitsteuerung als Vorgabe dienen. Unter der Voraussetzung einer perfekten Planung könnte im Idealfall ein solcher Fahrplan einfach umgesetzt werden. Unvorhersehbare Ereignisse oder spezifische Wünsche, wie z.B. ein Netzbetreibereingriff, können es jedoch notwendig machen, dass vom ursprünglichen Fahrplan abgewichen und eine alternative Zielsetzung verfolgt werden muss. Die Abbildung oben stellt dies im

rechten Bereich dar. Das hier in Kürze vorgestellte Konzept wurde wie bereits oben aufgelistet in die Toolchain des Energie-Agenten integriert und kann zukünftig bedarfsgerecht genutzt werden.

Zu den neu hinzugenommenen bibliotheksabhängigen Vorgehensweisen, die von der Toolchain angeboten werden, gehört der sog. API-First Ansatz für REST-basierte Webservice-Schnittstellen. REST ermöglicht eine standardisierte, webbasierte Kommunikation zwischen Servern und Client-Anwendungen wie sie z.B. bei mobilen Anwendungen üblich ist. Hierbei stehen im Wesentlichen das Lesen, Übermitteln, Schreiben, Updaten und das Löschen von Informationen im Mittelpunkt des Daten- und Informationsaustausches. Aufgrund der Standardisierung lassen sich sowohl diese Aktionen wie auch die zu übermittelnden Detailinformationen (inkl. Datentypen und -strukturen) in Form eines Strukturdokuments abbilden. Dieses umfasst darüber hinaus u.a. Informationen zur Server-Adressierung oder zu Sicherheits- und Verschlüsselungsmerkmalen. Der zugrundeliegende herstellerunabhängige Standard, die sog. „*OpenAPI Specification*“ (OAS), wird durch die *OpenAPI Initiative* und die *Linux-Foundation* unterstützt und vorangetrieben [T8⁶].

Eine derartige Strukturbeschreibung dient im weiteren Verlauf als definierte Schnittstellenbeschreibung (auch API oder HTTP-Programmierschnittstelle) zwischen Server und Client; auf beiden Seiten entsteht ein Implementierungsaufwand, damit die definierte Schnittstelle angeboten bzw. genutzt werden kann. Dieser Aufwand kann abhängig von den technologischen Rahmenbedingungen (Laufzeitumgebung, Programmiersprache usw.) variieren, jedoch entstehen sowohl auf Seiten der Serverimplementierung wie auch auf Seiten der Clients stets gleichartige Codeartefakte, die sich im Wesentlichen nur durch die Aktion, die zu verwendenden URLs oder die Datentypen unterscheiden. Diese Erkenntnis war Grundlage für die Entwicklung des sog. OpenAPI-Generator [T9⁷]. Dieser erlaubt es den für eine Server- oder Clientseite benötigten Schnittstellencode auf Grundlage der OpenAPI-Strukturbeschreibung zu generieren, statt eine API manuell zu implementieren. Der OpenAPI-Generator unterschützt eine Vielzahl von Programmiersprachen und Laufzeitumgebungen - sowohl server-, als auch clientseitig.

Die Verwendung dieses konzeptionellen und technologischen Ansatzes erforderte jedoch zunächst die Auswahl eines geeigneten Generators und die Ermittlung der hierzu vorzuinstallierenden Bibliotheken. Vor dem Hintergrund der vorhandenen Toolchain musste sich der zu nutzende Generatorcode nahtlos einbinden lassen. Nach erfolgter Konzeption, Auswahl und erfolgreicher Erprobung steht dem Nutzer der Toolchain somit ein neues Werkzeug und eine Vorgehensweise zur Verfügung, mit der er REST-Schnittstellen effizient erstellen oder nutzen kann. Die hierzu notwendigen Arbeitsschritte sind:

- Definition der OpenAPI-Spezifikation (API-First)
- Erstellung eines Toolchain-konformen Software-Bundles (Server oder Client)
- Generierung des Schnittstellen-Codes mit Hilfe des OpenAPI Code-Generators
- für Server-Code: Anpassungen zur Verarbeitung der zu transferierenden Daten
für Client-Code: kann i.d.R. direkt verwendet werden

Die Notwendigkeit zur Entwicklung der REST-Tools als Bestandteil der Gesamt-Toolchain standen nicht schon vor dem Projektbeginn fest, sondern waren ein Ergebnis der Anforderungserhebung und der Erstellung des Gesamtkonzepts, auf das im nachfolgenden Abschnitt ausgeführt wird.

2.2 PLATTFORMKONZEPT

Dieser Abschnitt beschreibt das Konzept der PEAK-Plattform, die verschiedene Marktteilnehmerrollen, spezifische Funktionen für jede Rolle und eine funktionale Sequenz für alle technischen Interaktionen der Plattform umfasst. Im harmonisierten Elektrizitätsmarkt-Rollenmodell der Europäischen Netzwerk-Übertragungsnetzbetreiber für Elektrizität (ENTSO-E) [52] werden Rollen wie Verbraucher, Produzent, Prosument, VNBs, Bilanzverantwortlicher, Messstellenbetreiber, Datenanbieter, Plattformbetreiber und Bilanzlieferant definiert. Diese Rollenmodellierung fördert eine effiziente und konsistente Industriestruktur durch Standardisierung von Rollen und Funktionen.

⁶ <https://www.openapis.org/>

⁷ <https://openapi-generator.tech/>

Im Rahmen des PEAK-Projekts, das sich auf die Verteilnetzebene konzentriert, spielen verschiedene Akteure eine Rolle: Der Prosumer, der sowohl erzeugt als auch verbraucht, der VNB, der für den Betrieb und die Wartung des Netzes verantwortlich ist, und der Plattformbetreiber, der für den automatisierten und sicheren Handel zuständig ist. Es ist wichtig zu betonen, dass der alleinige Handel von P2P den zuverlässigen Energiebedarf nicht garantiert, weshalb die Integration eines externen Energieversorgers zur Lieferung von Restenergie wesentlich ist.

Die Umsetzung der Rollen und Funktionen basiert auf dem agentenbasierten Ansatz von 2DECS, wobei jeder Agent spezifische Funktionen basierend auf dem ENTSO-E-Rollenmodell zugewiesen bekommt. Die Plattformfunktionalität umfasst mehrere Phasen: die Initialisierungsphase, die grüne Ampelphase für den Peer-to-Peer-Energiemarkt, die gelbe Ampelphase für Flexibilitätsanforderungen und -angebote zur Vermeidung von Netzengpässen und schließlich die rote Ampelphase für aktives Netzmanagement durch Laststeuerung in kritischen Situationen.

Der in diesem Abschnitt erläuterte Funktionsablauf bezieht sich auf die Reihenfolge der Funktionen, die von den verschiedenen Agenten ausgeführt werden, sowie auf deren Abhängigkeiten und Zusammenhänge.

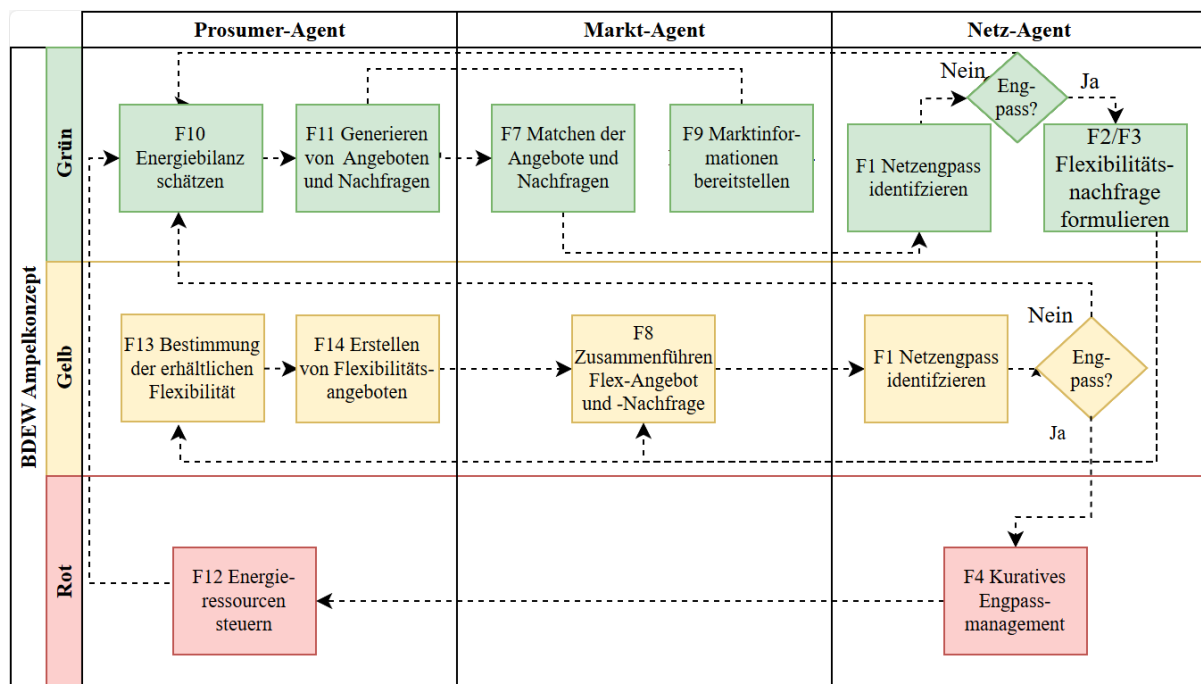


Abbildung 5: Einordnung Funktionen BDEW Ampelkonzept

Die Funktionsweise der Plattform ist in dem Smart-Grid-Ampelkonzept des BDEW [53] verankert. In diesem System wird die Kapazität des Netzes in drei spezifische Farbkategorien eingeteilt: grün, gelb und rot. Jede Farbe steht für einen anderen Grad der Netzauslastung im Verhältnis zum Nennstrom: Grün für 0-80%, Gelb für über 80% und bis zu 100% und Rot für mehr als 100%. Auch die Spannungspegel werden nach diesem Ampel-Farbschema kategorisiert. Ein grüner Status bedeutet eine Spannungsabweichung innerhalb von plus/minus 8 %, gelb steht für eine Abweichung innerhalb von plus/minus 10 %, und ein roter Status wird für Abweichungen von mehr als 10 % vergeben. Der Betrieb der PEAK-Plattform erfolgt daher in vier aufeinander folgenden Phasen: Initialisierungsphase, grüne Ampelphase, gelbe Ampelphase und rote Ampelphase. Um auf vorübergehende Schwankungen in der Energieerzeugung und im Verbrauch reagieren zu können, sieht das Konzept einen 15-minütigen Marktzyklus vor. Dies entspricht den derzeitigen Tarifierungsfällen (TAF), bei denen die Energiedaten über Smart-Meter-Gateways in 15-Minuten-Intervallen übermittelt werden. Darüber hinaus wird in der Studie der erforderliche Detaillierungsgrad von Energiesystemmodellen für die Teilnahme an Energiemärkten untersucht. Die Ergebnisse zeigen, dass die Planung des Energieeinsatzes

in 15-Minuten-Intervallen ausreichend genau ist. Kürzere Marktzyklen sind zwar machbar, würden aber den Rechenaufwand deutlich erhöhen.

1. Initialisierungsphase: In dieser Phase geht es vor allem um die Authentifizierung aller Teilnehmer auf der Plattform (F5, F6). Um die IT-Sicherheit im Handelsbetrieb zu gewährleisten, setzt die Plattform auf das Konzept der Self-Sovereign Identity (SSI). Darüber hinaus beginnt der Prosumer seinen Energieverbrauch und seine Energieproduktion zu planen. Diese Pläne werden alle 15 Minuten während des Marktzyklus erneuert (F10-F12).
2. Grüne Ampelphase: In dieser Phase wird ein Peer-to-Peer-Energiemarkt aktiviert. Dieser ermöglicht es den Prosumern direkt untereinander mit Energie zu handeln (F7). Gleichzeitig überwacht der Netzentag den Zustand des Netzes in Echtzeit, indem er Zustandsvorhersageberechnungen (F1) und die Ergebnisse von F7 verwendet. Dadurch wird sichergestellt, dass potenzielle Veränderungen des Netzzustands schnell erkannt und angegangen werden.
3. Gelbe Ampelphase: Wenn das Netz in eine gelbe Ampelphase übergeht, ermittelt der Netzentag die Empfindlichkeit der einzelnen Prosumer und erstellt Flexibilitätsanfragen für jeden Netzknoten (F2, F3). Anschließend wird ein Flexibilitätsmarkt durch den Markt-Agenten gestartet. So können Prosumer-Agenten als Antwort auf die Nachfragen Flexibilitätsangebote abgeben. Sowohl die Flexibilitätsnachfragen als auch die Angebote werden vom Marktagenten abgeglichen. Die verfügbare Flexibilität wird genutzt, um potenzielle Netzengpässe zu entschärfen (F8).
4. Rote Ampelphase: Wenn die Überlastung trotz dieser Maßnahmen anhält, geht die Plattform in die Rotlichtphase über. In dieser kritischen Phase beginnt das aktive Netzmanagement als kurative Redispatch-Aktion (F4). Dazu werden steuerbare Lasten oder Erzeugungsanlagen durch Steuersignale des VNB heruntergeregelt. Diese Steuersignale müssen von den Prosumer-Agenten umgesetzt werden, die für die Verwaltung ihrer Anlagen verantwortlich sind (F12).

Die Zuordnung der verschiedenen Agentenfunktionen zu den drei Betriebsphasen der PEAK-Plattform, ohne Berücksichtigung der Initialisierung, ist in dem Schwimmspurdiagramm in Abbildung 5 dargestellt. Dort ist die zeitliche Abfolge zwischen zwei Funktionen durch gestrichelte Pfeile gekennzeichnet.

2.3 SSI-KONZEPT

Teile dieses Unterkapitels sind bereits in folgenden PEAK-Publikationen veröffentlicht [15, 54].

Im Bereich der kritischen Infrastruktur ist es besonders wichtig, dass alle Beteiligten vertrauenswürdig handeln und ihren Zusagen gerecht werden. Dies ist vor allem auf einem P2P-Energiemarkt entscheidend, da hier Vertrauen nicht durch Erfahrung und Gewöhnung aufgebaut werden kann, sondern systemimmanent sein muss. Aus diesem Grund wird ein SSI-basiertes Autorisierungssystem für Prosumer-Agenten verwendet, um am Handel teilnehmen zu können. SSI ist ein Identitätsmanagementkonzept, das Individuen ermöglicht, ihre digitalen Identitäten selbst zu kontrollieren. Im Gegensatz zur Kontrolle durch eine zentrale Instanz erhöht dieses Konzept nicht nur die Sicherheit und das Vertrauen, sondern ermöglicht es den Nutzern auch, selbst zu entscheiden, welche Daten sie unter Berücksichtigung technischer und rechtlicher Anforderungen mit anderen teilen möchten. SSI gewährleistet ein sicheres und nachvollziehbares Identitätsmanagement für Energieanbieter und -verbraucher, schützt vor Betrug und Cyberangriffen und fördert das Vertrauen unter den Teilnehmern [55]. Dies trägt zur Erfüllung der Anforderung R6 bei. Andererseits müssen die Daten, wie die Gewohnheiten und der Stil der Prosumer, privat bleiben. Dieser Teilabschnitt bietet eine kurze Übersicht über das SSI-Konzept, weiterführende Information befindet sich in [56].

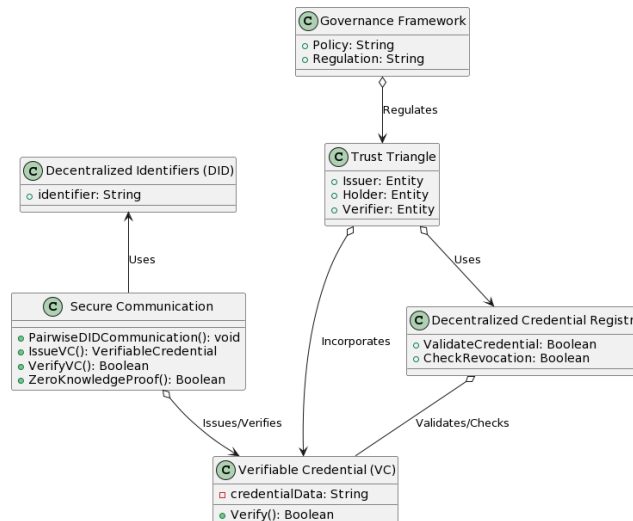


Abbildung 6: UML Klassendiagramm für SSI auf der PEAK-Plattform

SSI bietet einen vielversprechenden Rahmen, um das erforderliche Vertrauen und die Handelsflexibilität zu erreichen, ohne die Privatsphäre zwischen den Teilnehmern zu beeinträchtigen. Die Architektur des SSI-Autorisierungssystems besteht aus vier Schichten, die auf dem "Trust-over-IP"-Stack basieren [57]. Die erste Schicht bilden die dezentralen Identifikatoren (DIDs), die einzigartige persönliche Kennungen für Teilnehmer auf der verteilten Markt-Plattform, wie etwa einer Blockchain, bereitstellen. Die zweite Schicht erleichtert die sichere Kommunikation zwischen den DIDs. Dies ermöglicht die Ausstellung und Verifizierung von verifizierbaren Berechtigungsnachweisen (VCs). Die Ansprüche innerhalb dieser VCs können durch Zero-Knowledge-Beweise verifiziert werden, eine kryptographische Methode, bei der eine Partei einer anderen beweisen kann, dass eine Aussage wahr ist, ohne spezifische Informationen über die Aussage selbst preiszugeben [57]. Solche Methoden machen das VC zu einem sicheren Mittel für Authentifizierung und Autorisierung. Die dritte Schicht umfasst die Ausstellung von VCs und die Überprüfung der eingebetteten Ansprüche in einem Vertrauensdreieck. Sie beschreibt die Beziehung der VC-Ausstellung zwischen Aussteller und Inhaber sowie die Verifizierungsbeziehung zwischen Inhaber und Verifizierer eines VC. Sie können sich auf die Richtigkeit der Ansprüche in der virtuellen Darstellung der VC-Ansprüche verlassen, indem sie dem Aussteller der Berechtigung und dem SSI-System selbst durch das dezentralisierte Berechtigungsregister vertrauen. Das Register kann verwendet werden, um zu überprüfen, ob die Berechtigung vom Aussteller nicht widerrufen wurde. Die vierte Schicht umfasst Governance-Rahmenwerke, die verschiedene Aspekte des SSI-Systems regeln. Der gesamte Prozess wird im Klassendiagramm in Abbildung 6 dargestellt.

Die Umsetzung dieser Architektur beinhaltet das Erstellen zusätzlicher Instanzen von SSI-Agenten. Diese Agenten interagieren unter Verwendung der Hyperledger Aries- und Indy-Frameworks [58], um DIDs und VCs sicher zu verwalten. Um von der Plattform als neuer Prosumer autorisiert zu werden, instanziiert die Prosumer-Agenten eine SSI-Wallet, um ihre Credentials zu speichern und die Algorithmen für den Credential-Austausch durchzuführen, wie in Abbildung 7 gezeigt.

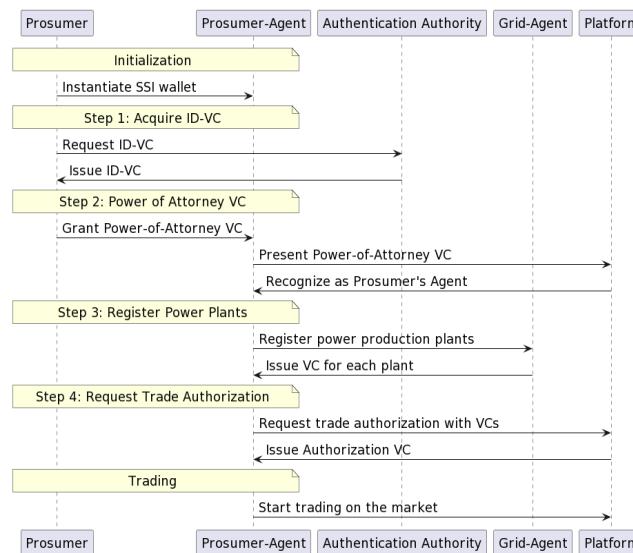


Abbildung 7: UML Diagramm von agentenbasiertem SSI

Der Autorisierungsprozess besteht aus vier Schritten: Zuerst erwerben die Prosumer-Agenten ein persönliches 'ID-VC', das von einer Authentifizierungsbehörde, z.B. der Regierung in einem realen Szenario, ausgestellt wird. Dieses VC stellt das SSI-Äquivalent eines Regierungsausweises dar, mit Angaben wie Name, Geburtsdatum und Adresse des Prosumers. Im nächsten Schritt kann der Prosumer das Energie- und Flexibilitätshandeln in seinem Namen auf dem P2P-Energiemarkt integrieren und ein 'Vollmacht-VC' dafür ausstellen, wodurch der Prosumer-Agent von der Plattform als Vertreter des Prosumers anerkannt wird. Anschließend registriert der Prosumer-Agent alle seine Kraftwerke beim Netzsagenten, der ein VC für jede Anlage ausstellt, das Angaben wie maximale und minimale Leistung und Anlagentyp enthält. Da die Genauigkeit dieser Angaben entscheidend für die Sicherung der Netzstabilität und -zuverlässigkeit ist, werden die registrierten Anlagen einzeln vom Netzbetreiber über Kraftwerksregister wie das deutsche Marktstammdatenregister oder durch Technikerprüfungen genehmigt. Schließlich kann der Prosumer ein VC anfordern, das die Handelsautorisierung von der Plattform enthält. Dies fordert eine digitale Präsentation dieser VCs an und erteilt, wenn die Ansprüche mit dem Markt-Governance-Rahmen übereinstimmen, das Autorisierungs-VC an den Prosumer für den Handel. Die Peers können nun auf die Fähigkeit des Prosumers vertrauen, die angebotenen Flexibilitäten zu liefern, basierend auf dem Vertrauen, das sie in das System setzen, ohne weitere Informationen zu benötigen.

2.4 P2P ENERGIEMARKT

2.4.1 Auswahl des Marktdesigns

Für die Auswahl eines geeigneten Marktdesigns für die PEAK-Plattform, das neben dem P2P Energiehandel auch Mechanismen zur aktiven Netzführung beinhaltet, wurde zunächst eine Metastudie durchgeführt, um einen Überblick über bestehende Ansätze und Strukturen in diesem Bereich zu erhalten. Diese Untersuchung berücksichtigte sowohl nationale als auch internationale Projekte, um eine breite Palette an Lösungsansätzen zu erfassen, insbesondere solche, die sich auf die Nutzung von Flexibilitäten im Verteilnetz konzentrieren. Basierend auf dieser Metastudie wurden verschiedene Designdimensionen abgeleitet, die eine Kategorisierung von P2P Energiemärkten mit aktiver Netzführung ermöglichen. Die Metastudie ist in Auszügen in [59] veröffentlicht.

Aus den Erkenntnissen der Metastudie wurden neun unterschiedliche Design-Varianten für das Marktdesign der PEAK-Plattform entwickelt. Diese Varianten wurden im Hinblick auf zuvor festgelegte Bewertungskriterien evaluiert, die sich größtenteils aus einer Anforderungsanalyse ergaben. Nach intensiven Diskussionen innerhalb des Konsortiums wurde ein Marktdesign mit einer offenen Call Auktion für den P2P Energiehandel ausgewählt, ergänzt durch einen nachgelagerten Flexibilitätsmarkt zur Behebung potenzieller Netzengpässe. Abbildung 8 fasst die in der Metastudie betrachteten Dimensionen eines Marktdesigns und die zugehörigen Ausprägungen zusammen.

Dimension	Ausprägung				
Allokationsmethode	Call-Auktion einseitig - Orderbuch	Call-Auktion zweiseitig - Orderbuch	Call-Auktion zweiseitig - Optimierung	Multi-bilaterale Verhandlung	Kontinuierlicher Handel
Produkt	Wirkleistung	Wirkleistung differenziert	Wirkleistungs-veränderung	Blindleistung	Optionsprodukt
Handelsperiode	Langfristverträge	Day-Ahead	Intraday	Nahe Echtzeit (≤ 15 min)	
Zeitliche Auflösung	> 1 d	1 h	30 min	15 min	< 15 min.
Preismechanismus	Arbeitspreis			Leistungspreis	
	Gebotspreis - Mittelwert	Gebotspreis	Einheitspreis		
Berücksichtigung Netzrestriktionen	Steuern des Preissignal	Zentrale Optimierung	Flexibilitäts-beschaffung	Direkter Eingriff in den Handel	
Einbindung Flexibilität	Indirekt	Direkt			

Abbildung 8: Dimensionen des Marktdesigns und deren Ausprägungen in den betrachteten P2P-Strom- und Flexibilitätsmärkten

Das gewählte Marktdesign ermöglicht den Stromhandel zwischen den Teilnehmern zunächst ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen. Der nachgelagerte Flexibilitätsmarkt erlaubt es dann, bei Bedarf auf Engpässe im Netz zu reagieren, indem Teilnehmer, die einen Einfluss auf den Engpass haben, passende Flexibilitätsangebote abgeben können. Diese Angebote berücksichtigen unter anderem die maximal mögliche Leistungsveränderung je Zeitintervall und einen Mindestpreis. Die Auswahl der zur Bedarfsdeckung geeignetsten Gebote erfolgt über eine Optimierungsfunktion, die neben dem Gebotspreis auch die Sensitivität der Gebote auf den Engpass einbezieht.

Das Marktdesign wurde hinsichtlich verschiedener Kriterien bewertet, darunter Einfachheit und Verständlichkeit, Schutz von Privatsphäre und Geschäftsgeheimnissen, finanzielle Anreize für Flexibilität, Markteffizienz, Anfälligkeit für Marktmanipulation, Netzdienlichkeit, verursachergerechte Netzkosten, regulatorische Realisierbarkeit und Skalierbarkeit. Obwohl das Design in einigen Bereichen, wie etwa der Privatsphäre, weniger gut abschneidet, wurden die Vorteile, wie die Ermöglichung des automatisierten Handels und die Effizienzvorteile der Call Auktion, als überwiegend positiv bewertet. Die regulatorische Realisierbarkeit erfordert jedoch möglicherweise Anpassungen in der aktuellen Regulierung, insbesondere im Hinblick auf die Refinanzierung der Flexibilitätsbeschaffung durch den Netzbetreiber.

Die zeitliche Ausgestaltung wird soweit möglich bei allen Varianten auf einen Handel nahe Echtzeit festgelegt, um das Risiko der Prognoseunsicherheit zu verringern. Aufgrund der Vielzahl an Ausprägungen und Kombinationsmöglichkeiten konnten nicht alle Optionen für das Marktdesign im Rahmen einer Nutzwertanalyse betrachtet werden. Die erarbeiteten Konzepte stellen, basierend auf den Erkenntnissen aus der Meta-Studie, jedoch eine Auswahl der am häufigsten erprobten Varianten dar.

2.4.2 Peer-to-Peer-Energiemarkt

Der Energiemarkt ist als lokaler P2P-Energiemarkt strukturiert, der es den Haushalten ermöglicht, Energie mit Anwohnern in der Nähe auszutauschen. Jeder Kunde ist bestrebt, seine Gesamtstromkosten über die Lebensdauer der Anlage zu senken. Diese Kosten lassen sich in Kapitalausgaben (CAPEX),

die die Anfangsinvestition in die Anlage darstellen, und in Betriebsausgaben (OPEX) unterteilen, die die laufenden Betriebskosten ausmachen, die hauptsächlich von den Energiepreisen beeinflusst werden [60]. Da sich die Plattform auf die Entwicklung eines Energiemarktes konzentriert, der den P2P-Marktmechanismus bereitstellt, werden nur die OPEX betrachtet. Nach Ansicht der Autoren von [61] gibt es verschiedene Kategorien von Preisbildungsmechanismen in einem REC. So kann der VNB beispielsweise Anreize zur Änderung der Energieverbrauchsmuster schaffen, die als Critical-Peak-Preise oder Peak-Load-Preise bekannt sind. Es gibt auch Nutzungszeitkonzepte, bei denen der Tag in bestimmte Intervalle unterteilt wird, für die jeweils ein eigener Energiepreis gilt. Ein weiterer Ansatz ist das Echtzeit-Pricing, bei dem die Preise auf der Grundlage des aktuellen Energieangebots und der aktuellen Nachfrage angepasst werden. In der vorgestellten Plattform wird ein Echtzeit-Preissetzungsmechanismus verwendet.

Die Abtrennung des Flexibilitätsmarktes ermöglichte es uns, den Energiemarkt als zweiseitige Abrufauktion mit offenem Auftragsbuch zu implementieren, ohne technische Beschränkungen berücksichtigen zu müssen. Die zweiseitige Abrufauktion ist ein Handelssystem, bei dem Kauf- und Verkaufsaufträge über einen bestimmten Zeitraum gesammelt und dann zu einem einzigen Preis zusammengeführt werden [59]. Im Vergleich zu kontinuierlichen Auktionen, bei denen ständig das nächste passende Paar von Geboten und Aufträgen zugewiesen wird, kann eine Aufrufauktion den Umsatz verbessern, da der Marktagent die Zuweisung von Geboten und Aufträgen optimiert [59]. Dies bedeutet, dass ein einziger lokaler Marktplatz existiert, auf dem alle Energiegebote und -nachfragen von den Prosumer-Agenten an den Marktagenten gesendet werden und dieser alle Energiegebote und -nachfragen im Auftragsbuch speichert. Hinsichtlich der Handelszeiträume wird eine Intraday-Auktion angewandt, da einzelne Prosumer-Agenten ihr Lastprofil nicht zuverlässig mehrere Tage im Voraus prognostizieren können. Der Handelszyklus wurde auf 15 Minuten festgelegt, um der üblichen Ausgleichszeit im Stromhandel zu entsprechen und eine hohe Volatilität mit einer hohen zeitlichen Auflösung zu berücksichtigen. Da die Plattform ein offenes Orderbuch verwendet, kann jeder Prosumer-Agent wichtige Informationen über den Status des Orderbuchs erhalten, was F9 darstellt. Um den Datenschutz zu gewährleisten und somit R6 zu erfüllen, liefert das Orderbuch keine Informationen über jedes Energiegebot und jede Energieanfrage. Stattdessen bietet es Informationen über den durchschnittlichen und maximalen Geld- und Briefkurs. Danach werden alle 15 Minuten alle Energiegebote und -nachfragen auf der Grundlage der Zielfunktion des Marktagenten optimal abgeglichen. Die Teilnehmer haben 15 Minuten Zeit, um ihre Gebote und Nachfragen auf dem Markt abzugeben. Nach diesem Zeitraum wird der Markt geschlossen, was als "Torschließung" bezeichnet wird. In den darauffolgenden 15 Minuten wird eine Marktoptimierung durchgeführt, der Netzzustand prognostiziert und optional ein Flexibilitätsmarkt zugänglich gemacht. Während die Schließung des Gates also 15 Minuten nach Beginn der Handelsperiode erfolgt, ist die tatsächliche Energielieferung für 30 Minuten danach geplant. Der Marktagent zielt darauf ab, das Verhältnis zwischen dem anfänglichen Gebotspreis und dem nachgefragten Preis der übereinstimmenden Gebote und Nachfragen zu minimieren und so die soziale Wohlfahrt zu optimieren. Die Zielfunktion des Marktagenten implementiert die Funktion F7.

$$\min \sum_{a=1}^{|A|} \sum_{b=1}^{|B|} d_{a,b} \cdot e_{mat,a,b} \quad (1)$$

$$d_{a,b} = \begin{cases} \frac{p_a^e}{p_b^e} & \text{wenn } p_b^e < p_a^e \\ \frac{p_b^e}{p_a^e} & \text{sonst} \end{cases} \quad (2)$$

Zusätzlich zur Zielfunktion existieren die Randbedingungen (3) und (4).

$$\sum_{a=1}^{|A|} e_{mat,a} = e_b \forall b \in B \quad (3)$$

$$\sum_{b=1}^{|B|} e_{mat,b} = e_a \forall a \in A \quad (4)$$

Der Energiepreis, gemessen in €/kWh, wird durch p^e und die Energiemenge durch e dargestellt. Sowohl der Energiepreis als auch die Energiemenge sind durch a und b indexiert und repräsentieren die Gebote und Nachfragen in den Sets A bzw. B . Der Höchstpreis wird auf 0,36 €/kWh festgelegt, da dies dem durchschnittlichen Haushaltsstrompreis in Deutschland 2022 [62] entspricht, und das Verhältnis zwischen p_a^e und p_b^e wird durch $d_{a,b}$ dargestellt. Die Energiemenge, die angepasst wird, ist durch mat indiziert.

Um die Gleichungen (3) und (4) zu erfüllen, muss ausreichend Energie vorhanden sein. Es ist unwahrscheinlich, dass die von Prosumer-Agenten zur Verfügung gestellte Energiemenge genau mit der nachgefragten Menge übereinstimmt. Daher muss jede Diskrepanz in der Menge durch einen externen Energielieferanten ausgeglichen werden. Bei einem Defizit auf dem Markt liefert dieser Anbieter die restliche Energie zum aktuellen Strompreis, der auf 0,36 €/kWh festgesetzt ist. Umgekehrt wird bei einem Energieüberschuss die überschüssige Energie zum Einspeisetarif von 0,08 €/kWh ins Netz eingespeist. Im Anschluss an das Ergebnis des Energiemarktes wird eine Prognose für den Netzzustand erstellt. Da diese Preise jedoch die Grenzen dessen markieren, was die Prosumer bereit sind zu akzeptieren, führt die Optimierung der Gleichungen (1) und (2) zu der minimalen Energiemenge, die mit dem Netzbetreiber gehandelt wird.

2.5 NETZZUSTANDSPROGNOSE

Um zukünftige Netzüberlastungen und damit den Bedarf an netzdienlicher Flexibilität vorhersagen zu können, ist eine Netzzustandsprognose erforderlich. Die im Rahmen dieses Projektes entwickelte Netzzustandsprognose basiert auf vorherige Arbeiten, die in [63] beschrieben sind. Das dort entwickelte Konzept verwendet einen Bottom-up-Ansatz, der das elektrische Verteilungsnetz abhängig von den verfügbaren Sensoren im Netz in kleinere Netzgebiete aufteilt und für jedes Netzgebiet eine eigene Last- und Erzeugungsprognose erstellt. Im Rahmen dieses Projektes wird dieses Konzept in eine agentenbasierte Netzzustandsprognose überführt. Neben der Entwicklung eines Netzagenten, der für die Prognose der einzelnen Netzgebiete zuständig ist, ist das Zusammenspiel zwischen der Netzzustandsprognose mit lokalen Leistungsprognosen von Prosumer-Agenten von zentraler Bedeutung. Die lokalen Leistungsprognosen basieren auf den individuellen Energieverbrauchs- und Produktionsprognosen der Prosumer-Agenten. Da im Feldtest jeder steuerbare Netzanschlusspunkt einen aktiv am Markt teilnehmenden Prosumer-Agenten zugewiesen hat, konzentriert sich der erste Arbeitsteil auf die Erstellung einer Netzzustandsprognose allein auf Basis von individuellen Leistungsprognosen sowie Messungen am Transformator. Die Wechselwirkung zwischen historischen Messdaten und anteilmäßigen individuellen Leistungsprognosen im Rahmen der Netzzustandsprognose wird als zweiten Arbeitsteil untersucht.

In PEAK wurde der zuvor beschriebene Bottom-up-Ansatz als Agentensystem implementiert und um eine zusätzliche Ebene erweitert: Die Prognose einzelner Haushalte einschließlich ihrer verfügbaren Energiesysteme durch Prosumer-Agenten. Die Implementierung dieser Leistungsprognosen sowie die erforderlichen Planungs- und Echtzeitsteuerungsprozesse werden in Abschnitt 2.7 beschrieben. Für jedes Netzgebiet führt ein zugewiesener Netzagent die Prognose auf Basis der Prognosen der Prosumer-Agenten sowie historischen Messdaten von ausgebrachten Sensoren im Netz durch. Innerhalb eines Marktzyklus wird die Netzzustandsprognose nach dem Gate-Closure des Energiemarktes durch den entsprechenden Netzagenten des Netzgebiets gestartet. Als letzten Schritt der Netzzustandsprognose wird eine Leistungsflussberechnung durchgeführt, um einen kohärenten Netzzustand zu bestimmen, der Spannungswerte für alle Knoten und Stromwerte für jede Komponente enthält. Nach den Arbeiten in [64] wird der prognostizierte Netzzustand den drei Phasen der BDEW-Smart-Grid-Ampelphasen zugeordnet. Wenn kein Netzengpass vorhergesagt wird, werden die Ergebnisse des Energiemarktes freigegeben, die grüne Ampelphase eingeleitet und keine weiteren Maßnahmen benötigt. Im Falle eines vorhergesagten Netzengpasses, etwa in Form einer Betriebsmittelüberlastung oder einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes, wird die gelbe Ampelphase ausgerufen und der Flexibilitätsmarkt geöffnet.

Um den Flexibilitätsmarkt rffnen zu können, wird eine Liste von Flexibilitätsanfragen benötigt. Die erforderliche Flexibilität, genauer definiert als die Leistungsanpassung an jedem Knoten, die notwendig ist, um den Netzengpass zu beheben, kann auf verschiedene Weisen berechnet werden und hängt stark von der Position des Knotens im Netz ab. Neben einer iterativen Berechnung durch mehrere Lastflussberechnungen ist es auch möglich, die Flexibilitäten durch eine Sensitivitätsanalyse in einem Schritt zu berechnen. Frühere Arbeiten haben gezeigt, dass diese Methode der Sensitivitätsanalyse ausreichende Genauigkeit bei der Bestimmung der Flexibilität liefert [65, 66]. Die Sensitivitätsanalyse basiert auf der Linearisierung des Lastflussproblems am Betriebspunkt. Wie in Gleichung (5) gezeigt, gibt die Sensitivität z'_{ji} an, wie eine Änderung des Stroms $\Delta(I_j)$ am Knoten j eine Änderung der Spannung $\Delta(U_i)$ am Knoten i bewirkt, die auf Basis der Kirchhoffschen Gesetze berechnet werden kann. Mit der Kombination von Gleichung (5) und der Berechnung der komplexen Wirkleistung in Gleichung (6) kann bestimmt werden, welche Scheinleistungsanpassung $\Delta S_{j,U}$ am Knoten j erforderlich ist, um eine Spannungsbandverletzung von $\Delta(U_i)$ am Knoten i zu lösen [66]. Die Spannungsbandverletzung $\Delta(U_i)$ entspricht der Abweichung der Knotenspannung vom zulässigen Spannungsband, während die Spannung U_j der Spannung am Knoten j ohne Leistungsabweichung entspricht.

$$\Delta \vec{U}_i = z'_{ij} \cdot \Delta \vec{I}_j \quad (5)$$

$$\Delta S_{j,U} = 3 \cdot U_j \cdot \Delta \vec{I}_j^* = 3 \cdot U_j \cdot \left(\frac{\Delta \vec{U}_i}{z'_{ij}} \right)^* \quad (6)$$

Im Falle einer Überschreitung des thermischen Stromgrenzwertes basiert die Berechnung der erforderlichen Scheinleistungsanpassung $\Delta S_{a,I}$ am Knoten a ebenfalls auf Gleichung (5). Wie in Gleichung (7) gezeigt, kann die Stromänderung zwischen den Knoten i und j unter Verwendung des Unterschieds der Spannungsabfälle beider Knoten berechnet werden, wobei Y_{ij} die Admittanz zwischen diesen Knoten ist. Mit Gleichung (8) kann bestimmt werden, welche Scheinleistungsanpassung $\Delta S_{a,I}$ am Knoten a erforderlich ist, um eine Überschreitung des thermischen Stromgrenzwertes ΔI_{ij} zwischen den Knoten i und j zu beheben [66]. Die erforderliche Scheinleistungsanpassung am Knoten a hängt von seiner Sensitivität gegenüber den Knoten i und j ab. Nur wenn diese unterschiedlich sind, kann der betrachtete Knoten zur Lösung des Netzengpasses beitragen.

$$\Delta I_{ij} = Y_{ij} \cdot (\Delta U_i - U_j) \quad (7)$$

$$\Delta S_{a,I} = \frac{Y_{ij}^{-1} \cdot \Delta I_{ij} \cdot 3 \cdot U_j}{(z_{ai} - z_{aj})} \quad (8)$$

Da die Sensitivitätsanalyse eine Linearisierung am Arbeitspunkt darstellt, treten bei der Berechnung der erforderlichen Leistungsanpassung Fehler auf. In Abbildung 9 wird der Zusammenhang zwischen dem prozentualen Spannungsfehler e_{Vi} , der Scheinleistungsanpassung ΔS_j und der Sensitivität z_{ji} unter Verwendung des Niederspannungsverteilungsnetzes des Feldtests (siehe Abschnitt 3.1.1.1) dargestellt.

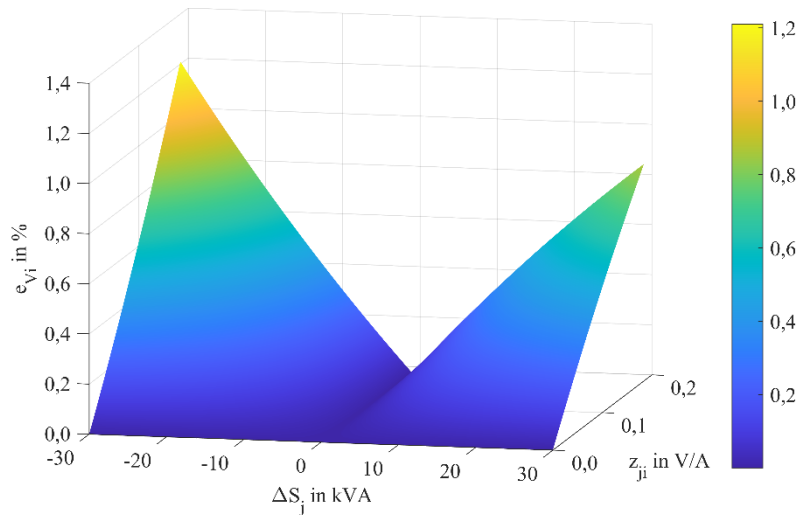


Abbildung 9: Fehlerverteilung der Sensitivitätsanalyse im Feldtest Netz

Mit einer Leistungsanpassungskapazität von bis zu 30 kVA in positiver und negativer Richtung sind die Spannungsfehler auf leicht über 1 % begrenzt. Die größten Fehler konzentrieren sich auf die Kombination einer hohen Scheinleistungsanpassung mit einer hohen Sensitivität. Da bei Knoten mit hohen Sensitivitäten eine kleinere Scheinleistungsanpassung benötigt wird (vgl. (6)), als bei Knoten mit geringen Sensitivitäten, stellt dieser Bereich einen unwahrscheinlichen Worst-Case Fall dar, sodass die auftretenden Fehler hinnehmbar sind.

Als zweiten Arbeitsschritt wird die Wechselwirkung zwischen historischen Messdaten und anteilmäßigen individuellen Leistungsprognosen im Rahmen der Netzzustandsprognose untersucht. Eine ausführliche Untersuchung ist zu finden in [67]. Abbildung 10 zeigt Ergebnisse der Netzzustandsprognose zweier Niederspannungsnetze des Virtuellen Piloten, bei denen schrittweise der Anteil an verfügbaren Leistungsprognosen von Prosumer-Agenten erhöht ist.

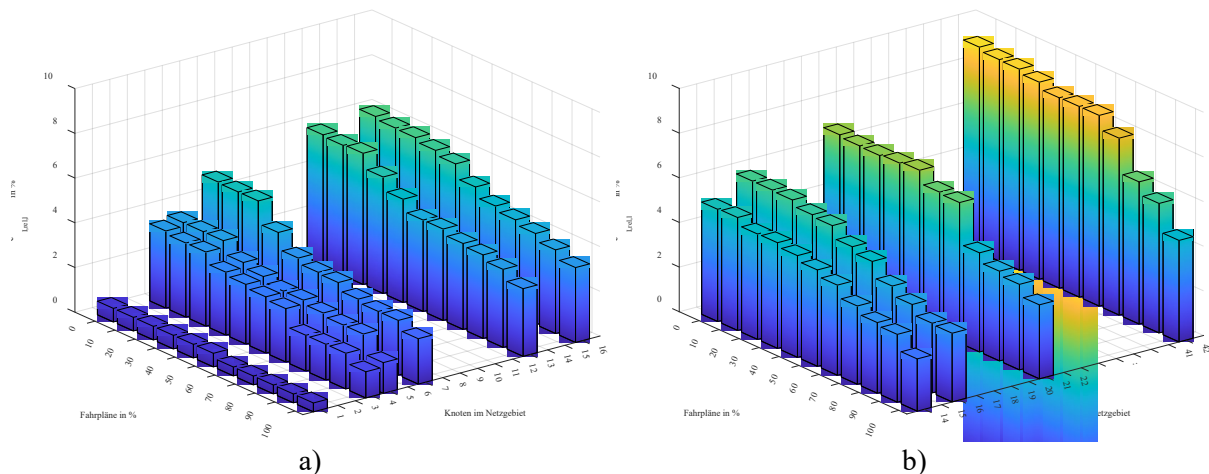


Abbildung 10: Auswertung der entstehenden Stromabschätzungsfehler von verschiedenen großen Netzgebieten für das Netz „Urban 6“ (a) und das Netz „Rural 2“ (b)

Die Ergebnisse zeigen, dass die kombinierte Planungs- und Echtzeitsteuerung der Prosumer-Agenten die Lastprognose für ein jeweiliges Netzgebiet verbessert, insbesondere in Zeiten hoher Spitzenlast. Diese Verbesserung ergibt sich daraus, dass Prosumer-Agenten mehr Information über ihren eigenen geplanten Energieverbrauch und ihre Erzeugung besitzen. Indem diese Informationen in Form von Fahrplänen mit der Netzzustandsprognose geteilt werden, muss nur noch die unbekannte Last des Netzgebiets prognostiziert und auf die übrigen Knoten verteilt werden. Die Verbesserung der Netzgebietslastprognose in Zeiten hoher Spitzenlasten bietet eine solide Grundlage für ein präventives Netzengpassmanagement, insbesondere in Netzgebieten, die durch eine hohe Dichte an angeschlossenen Endkunden sowie eine hohe Anzahl an Ladeinfrastrukturen für Elektrofahrzeuge gekennzeichnet sind.

2.6 FLEXIBILITÄTSMARKT

Der Flexibilitätsmarkt ermöglicht einen marktorientierten Ansatz zur Bewältigung von Netzengpässen durch Nutzung der Flexibilität von Prosumern. Marktbasierte Mechanismen für das Engpassmanagement lassen sich in Energie- und Kapazitätstarife sowie in den Flexibilitätsmarkt unterteilen. Während bei Energie- und Kapazitätstarifen in erster Linie der VNB Preissignale setzt, um das Verhalten zu beeinflussen, bietet der Flexibilitätsmarkt einen interaktiveren Ansatz. Insbesondere ermöglicht der Flexibilitätsmarkt den Handel mit Energieanpassungen, wodurch Prosumenten aktiver in den Engpassmanagementprozess eingebunden werden.

Da es sich bei Engpässen um physische Ereignisse mit einem begrenzten Wirkungsradius handelt, berücksichtigt der Marktagent nur Flexibilitätsgebote von Prosumer-Agenten, die von dem Engpass betroffen sind oder zu dessen Bewältigung beitragen könnten. Demnach sind Netzengpässe aufgrund übermäßiger Last weitaus häufiger als solche, die durch übermäßige Energieerzeugung verursacht werden. Daher wird in diesem Abschlussbericht nur das erstgenannte Phänomen behandelt. Um Leistungsanpassungen an verschiedenen Stellen des Netzes hinsichtlich ihrer Wirksamkeit bei der Lösung von Engpässen vergleichbar zu machen, wird eine Flexibilitätsanforderungstabelle verwendet. Diese Matrix enthält Faktoren, die beschreiben, wie viel Leistung ein Prosumer-Agent anpassen muss, um die prognostizierten Engpässe zu bewältigen. Jeder Prosumer kann selbst bestimmen, wie viel Flexibilität er zu einem bestimmten Preis anzubieten bereit ist. Als Reaktion auf die Anfragetabelle geben Prosumer-Agenten Flexibilitätsgebote an den Marktagenten ab, der diese Gebote anschließend mit den Nachfragen abgleicht und somit F8 anspricht. Auf diese Weise minimiert der Marktagent die Kosten für die VNB und bietet gleichzeitig finanzielle Anreize für die Prosumer.

$$\min \sum_{b=1}^{|B|} f_{mat,b} \cdot p_{mat,b}^f \quad (9)$$

Die Zielfunktion unterliegt der folgenden Bedingung:

$$\sum_{n=1}^{|N|} \frac{f_{mat,k,b}}{f_{k,a}} \geq 1, \text{ if } \sum_{n=1}^{|N|} \frac{f_{k,b}}{f_{k,a}} \geq 1 \quad (10)$$

Dabei ist f die Leistungsanpassung für ein Zeitintervall von 15 Minuten. Jeder $f_{k,a}$ am Knotenpunkt k sollte ausreichen, um die gesamte Netzüberlastung zu bewältigen. Außerdem gibt es für jeden $f_{k,a}$ höchstens ein entsprechendes Gebot $f_{k,b}$. Unter der Annahme, dass genügend Flexibilitätsgebote verfügbar sind, sollte der angepasste Flexibilitätsbetrag den Netzengpässen angemessen begegnen. Dies wird in (10) veranschaulicht.

Zusätzlich zur Flexibilitätsanforderungstabelle sendet der Netzagent den maximalen Preis, den er bereit ist zu zahlen, um den Engpass zu bewältigen, was zu den folgenden Einschränkungen führt:

$$\sum_{b=1}^{|B|} f_{mat,b} \cdot p_{mat,b}^f \leq p_{max}^f \quad (11)$$

Da nicht sichergestellt ist, dass entweder (10) oder (11) erfüllt ist, ist die Optimierung nicht immer lösbar. Da für den Netzagenten die Erfüllung von (11) wichtiger ist als (10), wird diese Randbedingung priorisiert. Wenn die Menge der Flexibilitätsgebote insgesamt nicht ausreicht, um den Engpass zu bewältigen, ohne die Preisproblematik zu berücksichtigen, wird die Bedingung (10) bei der Optimierung nicht berücksichtigt und die Zielfunktion ändert sich zu:

$$\max \sum_{b=1}^{|B|} f_{mat,b} \quad (12)$$

Flexibilitätsanpassung bedeutet, dass der geplante Energieverbrauch für die nächsten 15 Minuten um die angepasste Flexibilitätsmenge angepasst werden muss. Damit werden auch die Energieabgleiche des zuvor durchgeführten Energiemarktes angepasst. Um jedoch zu vermeiden, dass ein Prosumer-Agent, der Energie verkauft, nun ein schlechteres Angebot erhält als ohne die Anpassung durch den

Flexibilitätsmarkt, muss der Netzzagent die anfallenden Kosten an die betroffenen Prosumer-Agenten zahlen. Konkret bedeutet dies, dass Prosumer-Agenten, die ihre angepasste Energiemenge verkauft haben, ihre Energie unabhängig von den Ergebnissen des Flexibilitätsmarktes einspeisen. Wenn ein verbrauchender Prosumer-Agent aufgrund von Flexibilitätsmarktanpassungen am Ende weniger Energie verbraucht, zahlt er nur für die tatsächlich verbrauchte Energie. Für den Rest zahlt der Netzzagent. Darüber hinaus wird der Energiemarkt nur für diejenigen Prosumer-Agenten wieder geöffnet, die nicht zur Bereitstellung von Flexibilität aufgefordert wurden und deren Energiegebot durch den Flexibilitätsmarkt reduziert wurde. Somit führt der Verbrauch dieser Agenten nicht zu einem Engpass und die Einspeisung von Energie in das Netz führt ohnehin zu einer Verringerung der Netzlast.

2.7 PROSUMER-AGENT

Teile dieses Unterkapitels sind bereits in folgenden PEAK-Publikationen veröffentlicht worden [15, 68, 69].

Der Prosumer-Agent ist darauf ausgelegt, Prosumern durch die Bereitstellung ausgefeilter Werkzeuge eine aktive Marktteilnahme zu ermöglichen, was es ihnen ermöglicht, informierte Entscheidungen zu treffen, um ihre finanziellen Rückflüsse zu maximieren. Dazu gehören Planungsfunktionen, wie die Schätzung der eigenen Energiebilanz während des Planungshorizonts (F10), die Bestimmung lokal verfügbarer Flexibilitätspotenziale (F13) sowie das Erstellen von Geboten oder Anfragen für den Energiemarkt (F11) und den Flexibilitätsmarkt (F14). Zusätzlich ermöglichen die Prosumer-Agenten die Übertragung von Planungsergebnissen in Steuerungsentscheidungen nahezu in Echtzeit (F12).

All dies erfordert, dass der Prosumer-Agent verstehen kann, welche Energiesysteme unter seiner Kontrolle stehen und welche Flexibilität jedes einzelne System bietet. Dieses Wissen wird durch das Energie-Optionsmodell [70] bereitgestellt, ein generalisierter Modellierungsansatz zur Beschreibung der Fähigkeiten und somit des Flexibilitätspotenzials beliebiger Energiesysteme.

Je nach den lokal verfügbaren Energiesystemen und einer entsprechenden Konfiguration werden diese Modelle von sogenannten Energie-Agenten genutzt, die die softwaretechnische Grundlage für die Implementierung von Prosumer-Agenten im Kontext von PEAK [71] bieten. Energie-Agenten implementieren ein generalisiertes Konzept, das die Kombination von Planungsprozessen und Echtzeitsteuerungsfähigkeiten ermöglicht. Verschiedene Planungsstrategien mit unterschiedlichen Zielen können parallel ausgeführt werden. Basierend auf diesen unterschiedlichen Planungsergebnissen soll ein einzelner Ausführungsplan für den Echtzeitsteuerungsprozess des Agenten abgeleitet werden. Das Steuerungskonzept des Energie-Agenten ermöglicht es, unterschiedlich geplante Ausführungspläne zusammenzuführen, sodass ein zusammengefasster Plan vom Echtzeitsteuerungsprozess des Prosumer-Agenten genutzt werden kann.

Dieser Echtzeitsteuerungsprozess erfordert die Berücksichtigung verschiedener Situationen, die durch das PEAK-Szenario und die beteiligten Akteure, insbesondere auch durch den Besitzer des Prosumer-Agenten, bestimmt werden können. Folglich kann ein Prosumer-Agent nicht einfach seinem geplanten Ausführungsplan folgen, da Eingriffe des Netzbetreibers oder Benutzerpräferenzen ein abweichendes Verhalten erfordern können. Hierfür ermöglicht das Steuerungskonzept des Energie-Agenten, dynamisch zwischen verschiedenen Arten von Echtzeit-Entscheidungsprozessen zu wechseln und so eine dynamische Nutzung der Energiesysteme zu ermöglichen, die immer an die aktuelle Situation angepasst ist. Das Konzept des Energie-Agenten, wie in [71] detailliert beschrieben, wurde erweitert, um optimierte Planungs- und Echtzeitsteuerungsstrategien einzubeziehen. Zusätzlich wurde ein zeitlich koordinierter Steuerungsprozess eingeführt, um die Markttätigkeiten eines Prosumer-Agenten zu leiten.

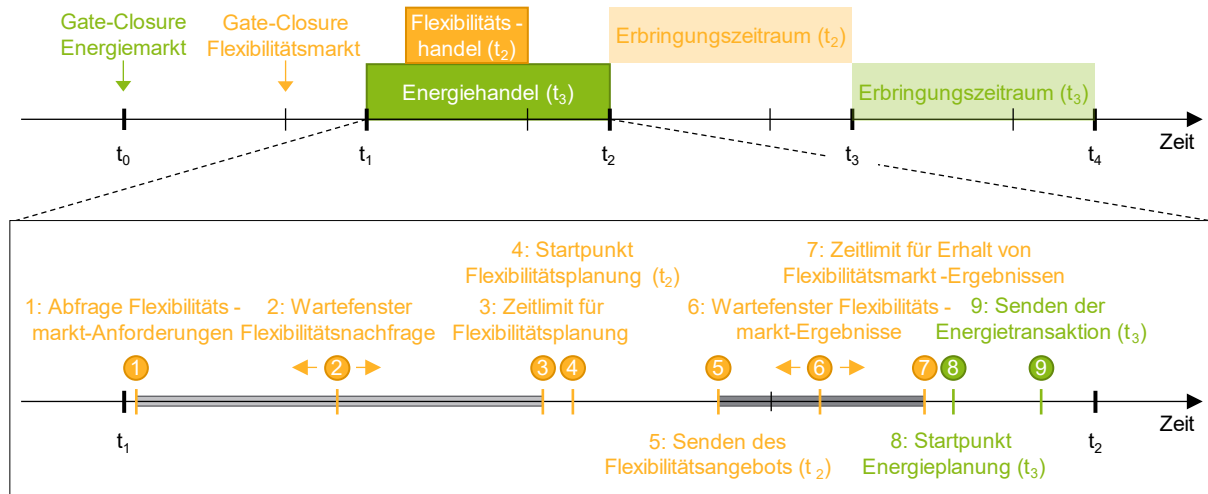


Abbildung 11: Handel- und Lieferzeiten (oben) und Zustandsverlauf eines Prosumer-Agenten in einem Marktzyklus

Die Planungsstrategien der Prosumer-Agenten sind zeitlich an den Marktzyklus gebunden, in diesem Fall 15 Minuten. Innerhalb eines Marktzyklus sind zwei Zeitpunkte besonders wichtig: der Marktschluss des Flexibilitätsmarktes, 5 Minuten vor Beginn der Lieferperiode, und der Marktschluss des Energiemarktes, 15 Minuten vor Beginn der Lieferperiode. Da der Flexibilitätsmarkt der unmittelbar bevorstehenden Marktzyklusperiode entspricht und dessen Ergebnisse Änderungen am ursprünglichen Ausführungsplan nach sich ziehen können, müssen Aufgaben des Flexibilitätsmarktes vor den Aufgaben des Energiemarktes berücksichtigt werden. Die allgemeine Reihenfolge dieser beiden verschiedenen Aufgaben sowie die möglichen Zustände eines Prosumer-Agenten innerhalb eines Marktzyklus werden in Abbildung 11 gezeigt und im folgendem beschrieben.

2.7.1 Flexibilitätsmarkt-Aufgaben

Zu Beginn eines neuen Marktzyklus überprüft der Prosumer-Agent, ob die Anforderungen zur Teilnahme am Flexibilitätsmarkt erfüllt sind (Zustand 1). Die Hauptanforderung besteht darin, dass eine Leistungsprognose für den betrachteten Handelszeitraum gesendet werden muss. Wenn keine Leistungsprognose zum Netz-Agenten gesendet wurde, stoppt der Prosumer-Agent die Aufgaben des Flexibilitätsmarktes und wechselt zu den Aufgaben des Energiemarktes, beginnend mit Zustand 8 (Abbildung 12 oben). Wurde jedoch eine Leistungsprognose gesendet, wartet der Prosumer-Agent auf Flexibilitätsanfragen (Zustand 2). Die Wartezeit ist durch die Berechnungszeit für die Flexibilitätsplanung begrenzt und endet in Zustand 3, der von den vorhandenen Systemen und der Granularität der Energiemodelle abhängt. Basierend auf den abgeschlossenen Planungsprozessen wird die Zeitgrenze individuell für jeden Prosumer-Agenten berechnet und aktualisiert. Dies stellt sicher, dass jeder Prosumer-Agent ausreichend Zeit hat, die Planung des Flexibilitätsmarktes bis zum Marktschluss des Flexibilitätsmarktes abzuschließen. Wird Zustand 3 erreicht, ohne eine Flexibilitätsanfrage erhalten zu haben, wechselt der Prosumer-Agent zu Zustand 8 (Abbildung 13 oben). Im Falle einer Flexibilitätsanfrage beginnt der Prosumer-Agent mit der Planung seiner verfügbaren Flexibilität (Zustand 4). Dabei wird die inhärente Flexibilität bezüglich des Verbrauchs ermittelt und ein Preis zwischen 1€/kW und 2€/kW zufällig gewählt, ähnlich wie in anderen Flexibilitätsmärkten [72].

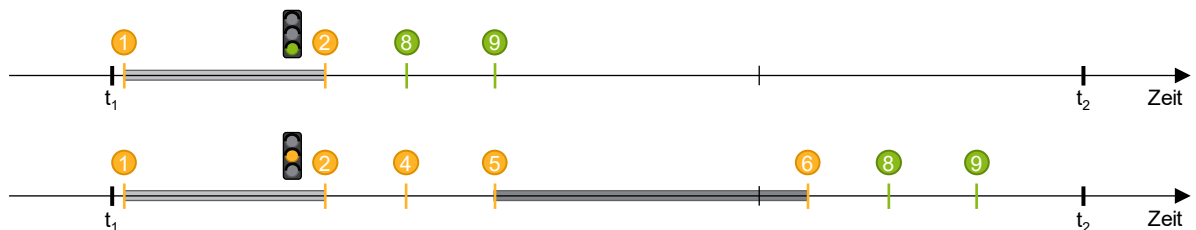


Abbildung 12: Zustandsverläufe im Normalfall ohne Flexibilitätsmarkt (oben) und mit Flexibilitätsmarkt (unten)

Nach Abschluss der Planung werden die Ergebnisse in eine Markttransaktion übersetzt und an den Markt-Agenten gesendet (Zustand 5). Um zu entscheiden, ob die Flexibilitätsplanung für den nächsten

Marktzyklus übernommen werden sollte, muss das Ergebnis des Flexibilitätsmarktes abgewartet werden (Zustand 6). Ähnlich wie die Zeitgrenze aus Zustand 3 beschreibt Zustand 7 den letzten Zeitpunkt, zu dem sichergestellt ist, dass der Prosumer-Agent noch ausreichend Zeit hat, die Planung für den Energiemarkt bis zum Marktschluss abzuschließen. Wenn der Prosumer-Agent die Ergebnisse erhält und für seine angebotene Flexibilität belohnt wird, wird die Planung des Agenten aktualisiert (Abbildung 12 unten). Wird die Flexibilität nicht abgeglichen oder Zustand 7 erreicht, ohne Ergebnisse des Flexibilitätsmarktes zu erhalten (Abbildung 13 unten), wechselt der Prosumer-Agent zu Zustand 8, ohne seine Planung für den kommenden Marktzyklus zu aktualisieren.

2.7.2 Energiemarkt-Aufgaben

Das Ziel der Aufgaben im Energiemarkt besteht darin, Gebote oder Anfragen für jede Handelsperiode zu erstellen, basierend auf den aktuellen Prognosen der einzelnen Energiesysteme und der ausgewählten Strategie. Die in PEAK für Prosumer-Agenten mit Energiespeichersystemen verwendete Strategie ist die häufig genutzte Optimierung des Eigenverbrauchs. In diesem Fall wird versucht, den Anteil der selbstverbrauchten Energie zu erhöhen, indem der elektrische Energiespeicher bei einem Stromüberschuss geladen und bei einer Unterdeckung entladen wird. Die Auswahl der für den Flexibilitäts- und Energiemarkt verwendeten Strategie ist frei konfigurierbar, gemäß R4.

Wenn der Prosumer-Agent Zustand 8 erreicht, wird die energiebasierte Planung mit der ausgewählten Strategie gestartet. Nach Abschluss des Planungsprozesses werden die Ergebnisse in eine Markttransaktion übersetzt und an den Markt-Agenten gesendet (Zustand 9).

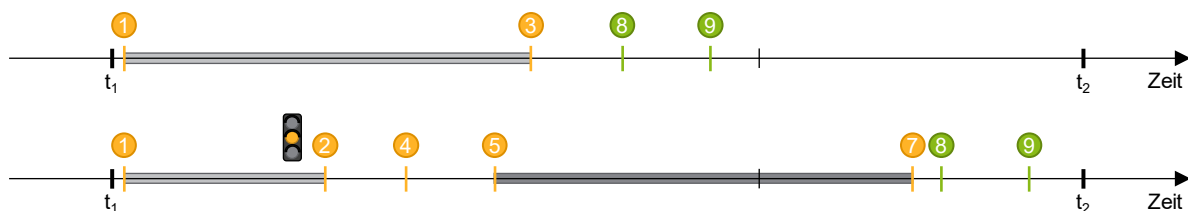


Abbildung 13: Zustandsverläufe im Fehlerfall ohne Empfang einer Smart Market Ampel (oben) und ohne Empfang von Flexibilitätsmarkt-Ergebnissen

Der Preis für Energie, ob angeboten oder nachgefragt, wird durch zwei Hauptfaktoren bestimmt: Wetterinformationen und Orderbuchwerte. Beide werden in die Kategorien hoch, mittel und niedrig eingeteilt und individuell quantifiziert. Für die Wetterklassifizierung wird der höchste prognostizierte Strahlungswert des Tages in Drittel geteilt. Strahlung von null bis zu diesem Maximum wird in diese drei Klassifikationen unterteilt: hoch, mittel und niedrig. Jede 15-Minuten-Strahlungsprognose wird dann entsprechend klassifiziert. Da eine hohe Sonnenstrahlung zu niedrigeren Energiepreisen führt, werden hoch, mittel und niedrig jeweils mit 0, 1 und 2 quantifiziert. Ein Überblick über die Quantifizierung wird in Tabelle 2 gegeben:

Tabelle 2: Faktoren zur initialen Preisbildung des Prosumer-Agenten

Kategorie	Wetter-Faktor	Orderbuch-Faktor
Hoch	0	2
Mittel	1	1
Niedrig	2	0

Darüber hinaus werden Einblicke in die durchschnittlichen Preise vorhandener Gebote und Anfragen durch das Orderbuch bereitgestellt. Die Preisspanne, die sich vom Preis des externen Energielieferanten bis zum Einspeisetarif erstreckt, wird ebenfalls in Drittel geteilt und ähnlich klassifiziert. Je nachdem, ob der durchschnittliche Angebots- oder Gebotspreis beobachtet wird, erfolgen Klassifikationen durch jeden Prosumer-Agenten. Da ein niedriger Marktpreis auch einen niedrigen Preis für ein Energieangebot oder eine Anfrage bedeutet, werden hoch, mittel und niedrig jeweils mit 2, 1 und 0 quantifiziert. Sowohl die Wetter- als auch die Orderbuchklassifizierungen haben gleiches Gewicht. Basierend auf einer Summe der quantifizierten Werte entscheidet der Prosumer-Agent, ob er für sein Gebot oder seine

Anfrage einen höheren oder niedrigeren Preis auswählt. Der tatsächliche Energiepreis wird zufällig innerhalb des festgelegten Energiepreisbereichs ausgewählt. Zum Beispiel führt mittags eine hohe Strahlung zu einem hohen Wetterfaktor. Für einen Prosumer, der Energie kaufen möchte, ist der derzeitige durchschnittliche Angebotspreis interessant. Da mittags der Verbrauch geringer als die Produktion ist, wird der durchschnittliche Angebotspreis niedrig sein. Folglich führt eine Kombination aus hoher Sonnenstrahlung und einem niedrigen Orderbuchwert zu einem niedrigen Preis, den dieser Prosumer anfordern kann.

2.7.3 Echtzeitsteuerungsprozesse

Neben den Planungsfunktionen bieten die Prosumer-Agenten auch Echtzeitsteuerungsprozesse an. Wie zuvor beschrieben, erfordert der Echtzeitsteuerungsprozess des Prosumer-Agenten die Berücksichtigung verschiedener Situationen, die in fünf Typen klassifiziert werden können:

- i. Lokale Planung
- ii. Erfüllung von Ergebnissen des Energiemarktes
- iii. Erfüllung von Ergebnissen des Energie- und Flexibilitätsmarktes
- iv. Eingriffe des Netzbetreibers
- v. Eingriffe von Agenten-Stakeholdern

Diese Typen können weiter in zeitplanbasierte (i-iii) und ereignisbasierte (iv-v) Steuerungsprozesse unterteilt werden. In den zeitplanbasierten Prozessen wird versucht, ein vordefiniertes Ziel durch Echtzeitsteuerungen zu erreichen. Diese können das lokal definierte Ziel sein, einen gewünschten Ladezustand der Batterie (SOC) zu erreichen (i) oder die Erfüllung einer bestimmten Menge lokal gehandelter Energie oder Flexibilität (ii, iii). In den ereignisbasierten Prozessen müssen neue zeitliche Ziele mit einer höheren Priorität als die zeitplanbasierten Ziele berücksichtigt werden. Im Falle eines Eingriffs des Netzbetreibers (iv) wird ein oberes und unteres Leistungslimit gesendet, das eingehalten werden muss. Im Falle von Eingriffen von Agenten-Stakeholdern (v) müssen neue Energie-Systemeinstellungen, die von der ursprünglichen Planung abweichen, erfüllt werden.

2.8 KURATIVES NETZENGPASSMANAGEMENT

Ein wesentliches funktionales Element der PEAK-Plattform ist das Engpassmanagement durch aktives Netzmanagement mittels des „Intelligent Grid Operator“, einem Smart-Grid-System (SGS). Über den Flexibilitätsmarkt können netzdienliche Maßnahmen präventiv eingeleitet werden, um Netzüberlastungen im Voraus zu beseitigen. Wenn auf dem Markt nicht genügend Flexibilität verfügbar ist, werden kurative Maßnahmen eingeleitet, um einen zuverlässigen Netzbetrieb zu gewährleisten, einschließlich hoher Sicherheit und Versorgungsqualität. Das kurative Stau-Management wird vom SGS angesprochen. Das SGS erfasst Messwerte in Echtzeit aus dem Netz und leitet autonom Steuerbefehle für die optimale Auflösung der Überlastung ab. Einerseits werden Messwerte von konventionellen Messgeräten in der Sekundärstation und den Kabelverteilungsstationen aufgezeichnet und jede Minute über sichere Kommunikationsverbindungen an die Plattform übermittelt. Zusätzlich werden Zählerdaten von Prosumern über das Smart Meter Gateway für das Netzmanagement bereitgestellt. Entsprechend den deutschen Standards und Normen sind hier Messdaten in den Formaten der Tarifierungsfälle 1, 7, 9 und 10 verfügbar [73]. Das SGS nutzt die Daten, um den Netzzustand in Echtzeit zu bestimmen (insbesondere an ungemessenen Netzpunkten) mittels einer Zustandsschätzung, die auf einer speziell für Niederspannungsnetze entwickelten Methode der gewichteten kleinsten Quadrate basiert. Aufbauend auf einer Analyse des Netzzustands werden Überlastungen, verursacht durch Spannungsbereichsverletzungen und Überlastungen von elektrischen Komponenten, identifiziert und ein Zustandssteueralgorithmus bei Bedarf aktiviert. Im Kontext der Echtzeit-Zustandssteuerung ist es besonders wichtig, die richtigen Aktuatoren gemäß geeigneten Priorisierungskriterien auszuwählen. Technische Wirksamkeit auf die Überlastung (basierend auf einer Sensitivitätsanalyse) und Nichtdiskriminierung müssen gewährleistet sein. Die Berechnungslogik bestimmt optimale Einstellungspunkte, um die jeweilige Überlastung mit minimalen Auswirkungen auf die Prosumer zu beseitigen. Sobald wieder freie Netzkapazitäten verfügbar sind, werden Steuerinterventionen auf kontrollierte Weise zurückgesetzt. Informationen über den Netzzustand und die Netzbedingungen werden auch für die Komponente der Zustandsvorhersage bereitgestellt.

2.8.1 VNB-Interventionen

Während der Laufzeit des Projektes wurde § 14a EnWG zur “Netzorientierten Steuerung von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen” von der Bundesnetzagentur festgelegt. Dieser Paragraph bietet dem Netzbetreiber die gesetzliche Grundlage für einen steuernden Eingriff bei Netzengpässen. Im Vergleich zu früheren Ansätzen, wird nach § 14a EnWG für jede Anlage und jeden Netzanschluss eine festgelegte Mindestleistung der steuerbaren Anlage herangezogen, was den effektiven Einfluss des Steuereingriffs effektiv einschränkt. Auch die Diskriminierungsfreiheit wird in § 14a EnWG festgeschrieben, wobei die genaue Definition dazu zunächst nicht weiter definiert wird. Diese hat weitreichende Folgen für den Regelungsalgorithmus und wirkt sich auf die Effektivität der Maßnahmen aus. Da die verfügbaren Daten der Prosumer im PEAK-Ansatz die Anzahl an den gesetzlich festgelegten Mindestanforderungen für eine Netzzustandsermittlung weit überschreiten, hat diese Festlegung keinen direkten Einfluss auf die technische Umsetzung.

Aktuell werden in mehreren Gremien und Arbeitsgruppen beim FNN wichtige Impulspapiere zur Ausgestaltung der Festlegung erarbeitet und diskutiert. Dabei werden konkrete technische Indikatoren für z.B. den Status Quo bei der Netzzustandsermittlung oder die Definition eines Netzengpasses nach § 14a EnWG zusammen mit Wissenschaft und Industrie erarbeitet und als Grundlage für die BNetzA veröffentlicht.

2.8.2 SMGW-Integration

Auch bei der SMGW-Integration wurde im Laufe des Projektes eine große Entwicklung in den gesetzlichen Rahmenbedingungen durchlaufen. Die Ausgestaltung des Tarifenwendungsfalls 10 (TAF10) in den intelligenten Messsystemen (iMSys), zur Übertragung von Netzzustandsdaten in kritischen Netzbereichen ermöglicht es dem VNB entsprechende Daten in der Netzzustandsermittlung zu nutzen, um einen Netzzustand für das kurative Netzengpassmanagement zu gewährleisten. Diese gesamte Prozesskette, vom iMSys, über den Messstellenbetreiber, hin zum VNB und anderen externen Marktteilnehmern wird unter den Begriffen Meter-Data-Management (MDM) und Controlable-Local-Systems (CLS) geführt.

Für das MDM werden die Messdaten vom Messstellenbetreiber über den TAF10 abgerufen und dann in der Regel über eine MQTT-Brücke an den externen Marktteilnehmer, welcher das SGS betreibt, übertragen. Da die Schnittstellen noch nicht standardisiert sind, gibt es zu dem Thema MDM weiterhin einen Entwicklungsbedarf.

Beim Thema CLS ist in den letzten Jahren auch ein guter Fortschritt erreicht worden. Der Universalbestellprozess für CLS-Management wurde standardisiert und die Messstellenbetreiber haben viel Erfahrung mit der entsprechenden Hardware gesammelt. Aktuell gibt es viele Entwicklungen, wie die Hardwareanforderungen in einem effizienten, kompakten System untergebracht werden können, welches aber ebenfalls mit Bestandsanlagen kompatibel ist. Die technische Umsetzung sieht aktuell so aus, dass der MSB einen TLS-Kanal über Adressierung an das SMWG zu der dahinterliegenden Steuerbox aufbaut. Mit dieser Steuerbox kann dann über ein Protokoll wie IEC 61850 oder clseedi mit der Steuerbox kommuniziert werden, um die Leistungslimits an Einzelanlagen oder Energiemanagementsysteme zu übertragen. Die Kommunikation zwischen externem Marktteilnehmer und dem MSB soll zukünftig über die BDEW Web-API laufen, welche fortlaufend weiterentwickelt wird.

2.8.3 Kuratives Netzengpassmanagement im Feldtest und Virtuellen Piloten

Im Rahmen des Feldtests im Smart Grid Labor und dem Virtuellen Piloten wurde das Engpassmanagement getestet. Dazu wurde eine Simulation der entsprechenden Netze durchgeführt und die Mess- und Prozessdaten nach dem Vorbild einer echten Kommunikationsschnittstelle über API übertragen. Mit den simulierten Messdaten konnten sowohl die Netzzustandsermittlung, als auch der Regelungsalgorithmus erprobt werden. Unter Voraussetzung der gezielten Steuerung von Anlagen konnte in jedem Überlastungsfall eine effektive Lösung für den Netzengpass gefunden werden, ohne alle Marktteilnehmer einzuschränken. Die Ergebnisse werden in Kapitel 3 weitergehend vorgestellt.

Tabelle 3: Systemkonfiguration der Prosumer-Agenten für den Feldtest

Node-ID	E_{annual} (kWh/a)	$P_{\text{PV},r}$ (kW)	E_{EES} (kWh)	E_{EV} (kWh)	P_{EV} (kW)
n1	5,220	8	6	60	11
n2	6,620				
n3	6,904	11	7	60	22
n4	3,775			60	11
n6	2,630			60	11
n7	4,287	10		60	22
n9	4,147				
n10	4,495	9	6	60	11
n12	3,239				
n13	4,364	7	6	60	22
n14	3,391	5		60	11
n15	5,230			60	11

3.1.1.2 Virtueller Pilot

Im Rahmen des Virtuellen Piloten wurden Szenarien untersucht, die in realen Netzgebieten derzeit noch nicht darstellbar sind. Hierzu zählen unter anderem eine hohe Durchdringung mit Erneuerbaren Energien und dezentraler Einspeisung. Die Szenarien basieren auf Daten realer Versorgungsgebiete. Außerdem wurde in den entsprechenden Simulationen evaluiert, inwieweit die PEAK-Plattform skalierbar ist, gerade in Bezug auf große Anzahlen von Marktteilnehmern und einen Spannungsebenen-übergreifenden Einsatz.

3.1.2 Testplan nach ISO 29119-4

Die Bewertung der PEAK-Plattform erfolgte durch Anwendung des Standards ISO 29119, einem Standard, der einen Rahmen für das Testen von Softwaresystemen definiert [74]. ISO 29119-1 beschreibt Konzepte und Definitionen des Softwaretests für eine gesamtheitliche Teststrategie. Testphasen und Testtypen sind Ausprägungen von Test-Teilprozessen, die Aktivitäten beschreiben, die durchgeführt werden, um Informationen über die Qualität eines Softwareprodukts zu sammeln. Testphasen werden üblicherweise als Komponenten-, Integrations-, System- und Abnahmetests verstanden.

Im Kontext des Testens der PEAK-Plattform können die in diesem Abschlussbericht bewerteten Komponenten als P2P-Energiemarkt, Flexibilitätsmarkt und das SGS spezifiziert werden. Die Testpraktiken, die zum Testen der PEAK-Plattform verwendet wurden, sind anforderungsbasiertes Testen und erfahrungsbasiertes Testen.

Das anforderungsbasierte Testen wurde während der Komponententestphase durchgeführt, um die funktionalen Anforderungen jeder Komponente auf technischer Ebene zu testen, basierend auf definierten Anforderungen in [14]. Da diese Anforderungen für jede Komponente einzeln erfüllt wurden, konzentriert sich dieser Abschlussbericht auf den Integrations- und Systemtest der Komponenten. Daher wird nun erfahrungsbasiertes Testen angewendet, um die Anforderungen R1 bis R6 zu adressieren.

ISO 29119-4 beschreibt die Methode zur Erstellung von Testbedingungen, Testabdeckungselementen sowie Testfällen. Im Fall der beschriebenen Plattform werden Testbedingungen durch unterschiedliche Markt- und Netzszenarien charakterisiert. Diese Szenarien enthalten verschiedene Betriebsbedingungen, die jeweils darauf ausgelegt sind, die Leistung der Plattform unter verschiedenen Umständen zu testen. Da erfahrungsbasiertes Testen angewendet wird, werden diese Betriebsbedingungen auf Basis der Erfahrungen der Forscher entwickelt. Die Testabdeckungselemente sind der P2P-Energiemarkt, die Netzzustandsprognose, der Flexibilitätsmarkt, die Prosumer-Agenten und das SGS.

Die Testfälle kombinieren die Markt- und Netzszenarien, die im Feldtest ausgeführt werden, um die Integration der Testabdeckungselemente zu bewerten. Testbedingungen, Abdeckungselemente und Fälle werden im folgenden Abschnitt beschrieben.

3.1.3 Testszzenarien

Tabelle 4 gibt einen Überblick über verschiedene Testszenarien für die Integration von Peer-to-Peer-Energiemärkten (P2P EM), Flexibilitätsmärkten (FM) und dem SGS in unterschiedlichen Netzszenarien und Marktumgebungen. Die Tests umfassen Normalbetrieb sowie spezifische Netzstörungen, wie Strombasierte Netzengpässe und Spannungsbandverletzungen.

Jedes Testszenario wird hinsichtlich seiner Umsetzung in Feldtests und Virtuellen Pilotprojekten untersucht. Die Szenarien sind weiter in verschiedene Unterkategorien unterteilt (z.B. 2a, 2b, 3a, 3b), um unterschiedliche Kombinationen der Marktmechanismen zu prüfen. Bei Tests der Kategorie 1 wird der Normalbetrieb simuliert, während in den Kategorien 2 und 3 gezielt Netzstörungen behandelt werden: Szenario 2 adressiert strombasierter Netzengpässe und Szenario 3 behandelt Spannungsbandverletzungen. In den jeweiligen Unterkategorien wird festgelegt, welche Marktmechanismen (P2P EM, FM, SGS) in den Test einbezogen werden.

Das Ziel dieser Tests ist es, die Effizienz und Wirksamkeit der verschiedenen Marktmechanismen unter realen und simulierten Bedingungen zu bewerten.

Tabelle 4: Überblick Testszenarien

ID	Testing objective	Grid Scenario	Market Scenario			Teststufe	
			P2P EM	FM	SGS	Feldtest	Virtueller Pilot
1	P2P EM	Normalbetrieb	X	X	X		
2	a	GCM	Strombasierter Netzengpass	X			
	b	GCM	Strombasierter Netzengpass	X			
	c	GCM	Strombasierter Netzengpass		X		
	d	GCM	Strombasierter Netzengpass	X	X		
3	a	GCM	Spannungsbandverletzung	X			
	b	GCM	Spannungsbandverletzung	X			
	c	GCM	Spannungsbandverletzung		X		
	d	GCM	Spannungsbandverletzung	X	X		

3.2 ERGEBNISSE

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der untersuchten Testfälle vorgestellt. Um eine angemessene Automatisierung zu gewährleisten, werden Werkzeuge verwendet, um manuelle Testaktivitäten zu erleichtern. Insbesondere integriert Agent.Workbench ein Werkzeug zur Automatisierung der Formulierung von Testkonfigurationen. Zusätzlich werden Datenanalysen durch R- und MATLAB-Skripte durchgeführt, um die Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten. Diese Skripte bewerten Zeitreihendaten, die aus dem Energiemarkt, dem Flexibilitätsmarkt und netzbezogenen Daten abgeleitet sind. Die Bewertung der Testabdeckungselemente der PEAK-Plattform, nämlich des P2P-Energiemarktes, des Flexibilitätsmarktes und des SGS, erfolgt in den folgenden Unterabschnitten.

3.2.1 Ergebnisse Feldtest

3.2.1.1 Netzzustandsschätzung und Netzzustandsprognose

Die Schätzung und Prognose des Netzes sind zwei Teile des Plattformkonzepts, die in den Testfällen 2a, 2b sowie 3a und 3b getestet werden können. Um die Qualität der Netzprognose zu unterscheiden,

müssen mehrere Leistungsindikatoren eingeführt werden. Hinsichtlich der Prognose der Knotenspannungen sind dies der durchschnittliche prozentuale Spannungsprognosefehler $e_{U,rel,k}$ an einem Knoten k sowie der durchschnittliche prozentuale Spannungsprognosefehler $e_{U,rel}$ über alle Knoten K , die in den Gleichungen (13) und (14) dargestellt sind. Der Fehler pro Knoten k wird für eine Anzahl von T Zeitschritten berechnet, wobei der gemessene Spannungswert $U_{k,t}$ und der prognostizierte Spannungswert $U_{k,t}^p$ für jeden Zeitschritt verwendet werden.

$$e_{U,rel,k} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^{N_t} \left| \frac{U_{k,t} - U_{k,t}^p}{U_{k,t}} \right| \cdot 100 \% \quad (13)$$

$$e_{U,rel} = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^{N_k} e_{U,rel,k} \quad (14)$$

In Bezug auf die Prognose der Scheinleistungen der Knoten sind die betrachteten Leistungsindikatoren der durchschnittliche prozentuale Leistungsprognosefehler $e_{S,rel,k}$ an einem Knoten k sowie der durchschnittliche prozentuale Leistungsprognosefehler $e_{S,rel}$ über alle Knoten N_k , die in den Gleichungen (15) und (16) gezeigt werden. Der Fehler pro Knoten k wird für eine Anzahl von N_t Zeitschritten berechnet, wobei der gemessene Scheinleistungswert $S_{k,t}$ und der prognostizierte Scheinleistungswert $S_{k,t}^p$ für jeden Zeitschritt verwendet werden. Bei Knoten mit Prosumer-Agenten entspricht $e_{S,rel,k}$ auch der Prognosequalität ihrer Planung, da diese in der Prognose des Netzstatus übernommen wird. Insbesondere bei niedrigen Scheinleistungswerten verzerren sehr hohe relative Fehler die Bewertung, obwohl ihre Auswirkung auf die Prognose des Netzstatus gering ist. Daher wird der relative Fehler $e_{S,rel,k}$ in Beziehung zu einer vordefinierten Scheinleistung S_n , zur gemessenen Scheinleistung $S_{k,t}$, oder zur Nennleistung des PV-Systems $P_{PV,r}$ am entsprechenden Knoten gesetzt, abhängig vom Wert von $S_{k,t}$. Die Nennleistung wird zusätzlich um einen Faktor von 0.85 reduziert, um Abschattungen und Bewölkung zu berücksichtigen. In dieser Arbeit wird ein Wert von 4,2 kW für S_n definiert, da dies dem Mindestwert entspricht, der im Falle einer Reduzierung der netzwirksamen Leistung gewährt wird [75].

$$e_{S,rel,k} = \begin{cases} \frac{1}{T} \sum_{t=1}^{N_t} \left| \frac{S_{k,t} - S_{k,t}^p}{S_{k,t}} \right| \cdot 100 \% & S_{k,t} \geq S_n \\ \frac{1}{T} \sum_{t=1}^{N_t} \left| \frac{S_{k,t} - S_{k,t}^p}{S_n} \right| \cdot 100 \% & 0 \leq S_{k,t} < S_n \\ \frac{1}{T} \sum_{t=1}^{N_t} \left| \frac{S_{k,t} - S_{k,t}^p}{0.85 \cdot P_{PV,r}} \right| \cdot 100 \% & S_{k,t} < 0 \end{cases} \quad (15)$$

$$e_{S,rel} = \frac{1}{K} \sum_{k=1}^{N_k} e_{S,rel,k} \quad (16)$$

Bezüglich der Prognose der Kantenströme sind die betrachteten Leistungsindikatoren der durchschnittliche prozentuale Stromprognosefehler $e_{I,rel,l}$ einer Leitung l sowie der durchschnittliche prozentuale Stromprognosefehler $e_{I,rel}$ über alle Leitungen N_L , die in den Gleichungen (17) und (18) dargestellt werden. Der Fehler pro Kante l wird für eine Anzahl von T Zeitschritten berechnet, wobei der gemessene Stromwert $I_{l,t}$ und der prognostizierte Stromwert $I_{l,t}^p$ für jeden Zeitschritt verwendet werden. Der relative Fehler $e_{I,rel,l}$ ist besonders wichtig für Ströme im Betriebsbereich des kontinuierlichen Stromlimits. Insbesondere bei niedrigen Strommengen verzerren sehr hohe relative Fehler die Bewertung, obwohl sie für die Belastung nicht relevant sind. Daher wird der relative Fehler in Beziehung zum thermischen Stromlimit $I_{th,l}$ des entsprechenden Kabels l gesetzt.

$$e_{I,rel,l} = \frac{1}{T} \sum_{t=1}^{N_t} \left| \frac{I_{l,t} - I_{l,t}^p}{I_{th,l}} \right| \cdot 100 \% \quad (17)$$

$$e_{I,rel} = \frac{1}{L} \sum_{l=1}^{N_L} e_{I,rel,l} \quad (18)$$

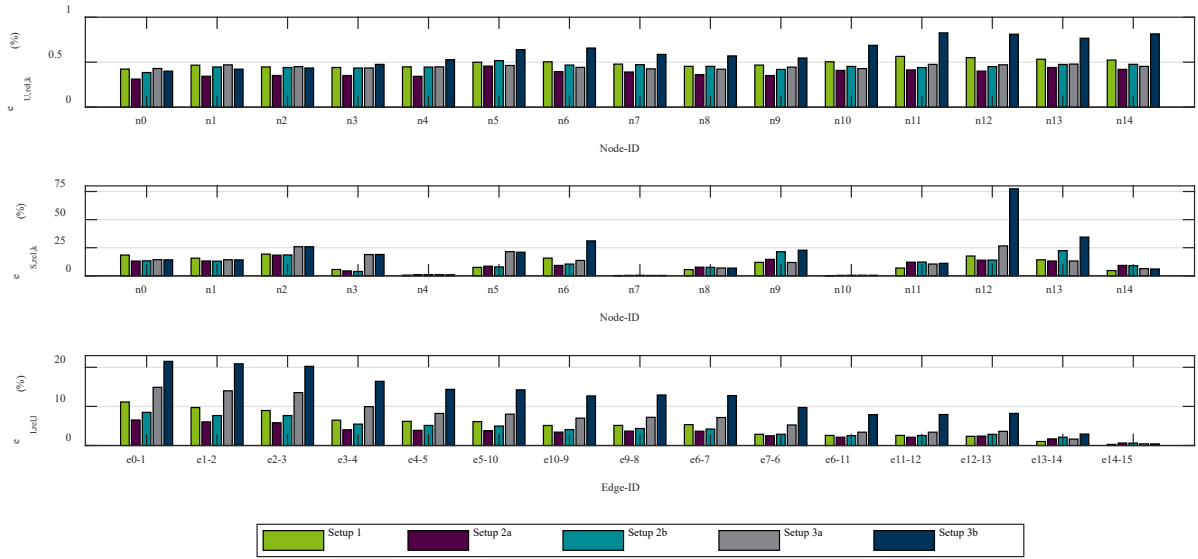


Abbildung 15: Ergebnisse der Netzzustandsprognose für alle Knoten und alle Kanten für jedes Setup

In Abbildung 15 werden die Ergebnisse der Fehler $e_{U,rel,k}$ und $e_{S,rel,k}$ für jeden Knoten sowie $e_{I,rel,l}$ für jede Kante in allen fünf Testfällen dargestellt. Bei der Spannungsprognose bleiben die meisten Ergebnisse unter einem Wert von 0,5 %. Es gibt eine leichte Tendenz zu höheren Fehlern am Ende der Netzleitung. Die Ausreißer im Testfall 3b bei den letzten vier Knoten können durch die große Menge genutzter Flexibilität und das Fehlen eines Updates der Netzstatusprognose nach einem erfolgreichen Flexibilitätsmarkt erklärt werden. Es gibt signifikante Unterschiede im Fehler der Scheinleistungsprognose sowohl zwischen den Knoten als auch zwischen den Testfällen. Da der Fehler entweder durch $S_{k,t}$, S_n oder $P_{PV,r}$ normiert wird, neigen Knoten mit hoher Last während des Testfalls auch zu höheren Fehlern. Der große Unterschied zwischen Testfall 3a und 3b bei Knoten n12 wird durch eine hohe Anzahl abgeglicherer Flexibilitäten an diesem Knoten verursacht. Die Ergebnisse der Stromfehler tendieren im Gegensatz zu den Spannungsfehlern dazu, niedriger zu werden, je weiter die Kante am Ende des Netzstranges liegt. Dies wird durch den abnehmenden Stromwert im Strang und die Normalisierung mit dem thermischen Stromlimit verursacht.

In Tabelle 5 werden die Ergebnisse der Leistungsindikatoren der Netzstatusprognose in allen fünf Testfällen des Feldtests gezeigt. Die Spannungsprognosefehler liegen in allen Testfällen im sehr niedrigen Bereich von weniger als einem Prozent mit einem Maximum von 0,61 %. Die Leistungsprognosefehler liegen im unteren zweistelligen Prozentbereich zwischen 15 % und 25,91 %, und die Stromprognosefehler im Bereich zwischen 3,48 % und 12,21 %. Der Unterschied zwischen zwei Testfällen mit denselben Netz-Szenarien, aber unterschiedlichen Markt-Szenarien (z.B. Testfall 2a und 2b) lässt sich dadurch erklären, dass die Netzstatusprognose nach einem erfolgreichen Flexibilitätsmarkt nicht aktualisiert wird, was zu größeren Abweichungen aufgrund der Planänderungen der Prosumer-Agenten führt.

Tabelle 5: Prozentuale Fehler der Netzzustandsschätzung

Test Case	$e_{U,rel}$ (%)	$e_{S,rel}$ (%)	$e_{I,rel}$ (%)
1	0,49	15,41	5,06
2a	0,38	15,00	3,48
2b	0,45	16,14	4,38
3a	0,45	19,64	7,18
3b	0,61	25,91	12,21

3.2.1.2 Netzenspassmanagement durch den Flexibilitätsmarkt

In Abbildung 16 werden die Strommessungen des Kabels, das der höchsten Strombelastung ausgesetzt ist, für beide Testfälle 2a und 2b dargestellt. In jedem Testfall wird eine Überschreitung des Stromlimits beobachtet. Während im Testfall 2a nur der P2P-Energiemarkt aktiv ist, was zu Stromlimit-Überschreitungen führt, verwendet Testfall 2b einen Flexibilitätsmarkt, um diese Überschreitungen zu mildern.

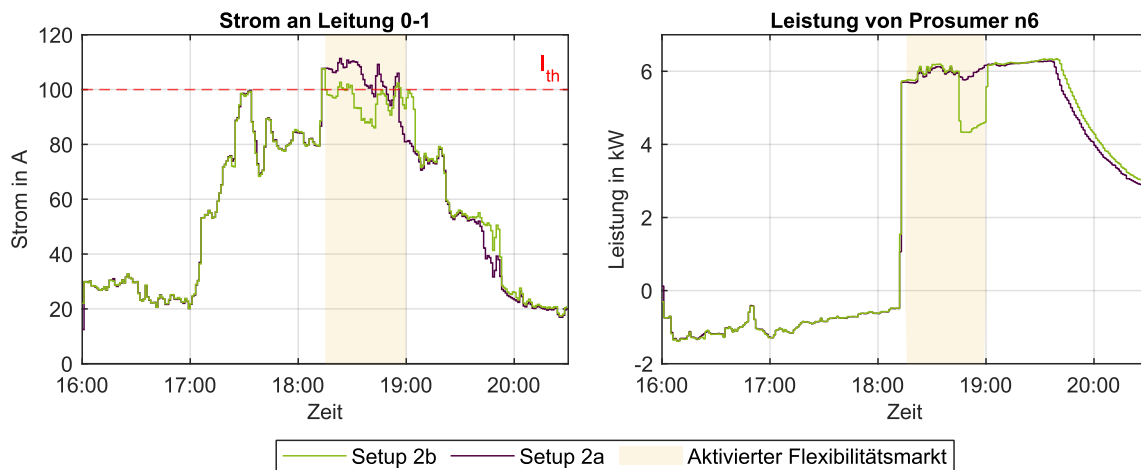


Abbildung 16: Jeweils der Stromfluss an Leitung 0-1 (links) sowie Leistung von Prosumer n6 (rechts) für die Setups 2a und 2b

Die Analyse zeigt, dass ein Stromanstieg um 18:15 Uhr zu einem Spitzenwert führt, der I_{th} überschreitet. Ohne eingreifende Steuerungsmaßnahmen würde diese Netzüberlastung bis 19:00 Uhr andauern und eine thermische Überlastung des betroffenen Kabels riskieren. Wenn jedoch der Flexibilitätsmarkt aktiviert wird, kann ein Großteil dieser Netzüberlastung erfolgreich gemildert werden. Der anfängliche Stromspitzenwert tritt trotz des Einsatzes des Flexibilitätsmarktes auf, da die Größe des Stromanstiegs unterschätzt wurde. Es ist zu beachten, dass kurzfristige Stromüberlastungen nicht sofort zu thermischen Überlastungen führen, aufgrund der zeitabhängigen Natur des Erwärmungsprozesses. Zusammenfassend ist der Flexibilitätsmarkt effektiv darin, einen bedeutenden Teil der Netzüberlastung zu reduzieren. Dennoch sind zusätzliche kurative Maßnahmen erforderlich, um alle Netzüberlastungen abzudecken. Tabelle 6 zeigt eine Reduktion der Netzüberlastung um 44,5 % durch den Einsatz des Flexibilitätsmarktes über alle Netzknoten hinweg.

In Abbildung 17 werden die Spannungsmessungen des Knotens 15 für beide Testfälle 3a und 3b dargestellt, der sich am Ende des Netzstrangs befindet und daher aufgrund seiner Empfindlichkeit den größten Spannungsänderungen unterliegt. Im Gegensatz zu vorherigen Vergleichen gibt es bereits Unterschiede zwischen den Messungen, auch ohne, dass der Flexibilitätsmarkt aktiv ist. Dies liegt daran, dass das Testnetz aus einem öffentlichen Verteilungsnetz gespeist wird und daher dessen Spannungsniveaus und Transformator-Tap-Änderungen unterliegt.

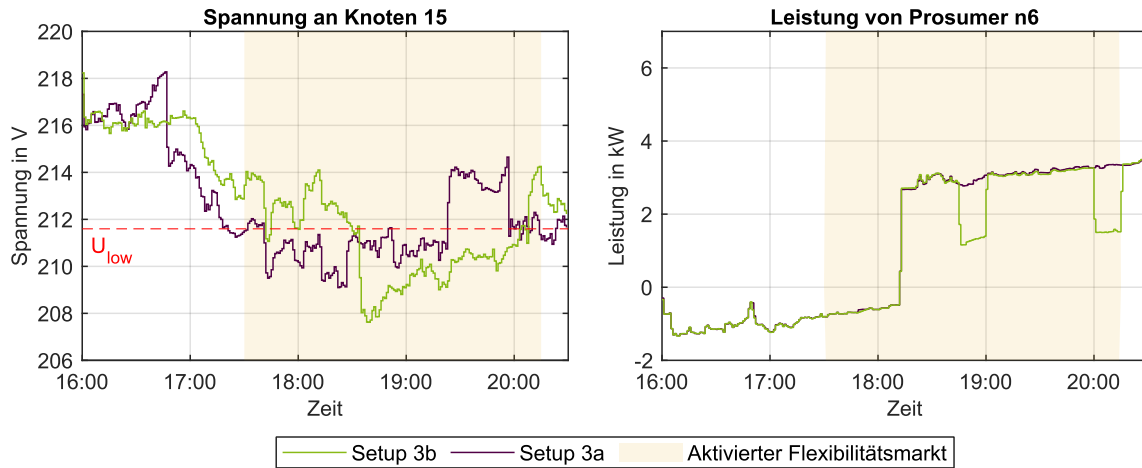


Abbildung 17: Jeweils die Spannung an Knoten 15 (links) sowie Leistung von Prosumer n6 (rechts) für die Setups 3a und 3b

Der Flexibilitätsmarkt ist kontinuierlich von 17:30 bis 20:15 Uhr aktiv, was insgesamt 11 Marktzyklen entspricht. Es gibt weniger Spannungsbandverletzungen sowohl im Testfall 3a ohne aktivierten Flexibilitätsmarkt, meist zwischen 17:40 und 19:20 Uhr, als auch im Testfall 3b mit aktiviertem Flexibilitätsmarkt, meist zwischen 18:35 und 20:10 Uhr. Insbesondere sollte ein Spannungsabfall im Testfall 3b um etwa 4 V um 18:35 Uhr von 212 V auf 208 V hervorgehoben werden. Dieser Spannungsabfall wird nicht durch eine signifikante Änderung der Lastbedingungen verursacht, sondern durch die Umstände des Testnetzes, wie oben beschrieben. Obwohl die Spannungsbandverletzungen durch die Netzstatusprognose vorhergesagt werden, sodass der Flexibilitätsmarkt geöffnet wird, löst die abgestimmte und genutzte Flexibilität nicht die gesamte Spannungsbandverletzung während dieser Zeit.

Die Auswirkungen des präventiven Netzüberlastungsmanagements werden in Tabelle 6 gezeigt, wo die Überlastungszeit über alle Knoten und die gesamte Testzeit aggregiert wird. Während es im Netz-Szenario 2 ohne aktivierten Flexibilitätsmarkt 38 Minuten Überlastung gibt, sind es im Testfall 2b mit aktiviertem Flexibilitätsmarkt nur 17 Minuten. Im Netz-Szenario 3 wird der Zeitraum mit Spannungsbandverletzung von 155 auf 115 Minuten reduziert, also um 26 %. Da die Netzstatusprognose in einer Auflösung von 15 Minuten berechnet wird, ist auch die Anzahl der 15-Minuten-Intervalle mit Netzüberlastungen in Tabelle 6 aufgeführt.

Tabelle 6: Bewertung des Netzüberlastungsmanagements, aggregiert über alle Knoten und die gesamte Testzeit.

Test Case	$t_{I,violation}$ (min)	$t_{U,violation}$ (min)	$n_{I,violation}$ (15-min)	$n_{U,violation}$ (15-min)
1	0	0	0	0
2a	38	0	2	0
2b	17	0	1	0
3a	0	155	0	10
3b	0	115	0	6

Der Vergleich der Anzahl der 15-Minuten-Intervalle mit Netzüberlastungen zeigt eine Reduktion von 2 auf 1 im Netz-Szenario 2 und eine Reduktion von 10 auf 6 im Netz-Szenario 3. Zusammenfassend lässt sich sagen, dass das präventive Netzüberlastungsmanagement Netzüberlastungen im Feldtest identifizieren und teilweise beseitigen kann. Im Falle der strombezogenen Netzüberlastung (Netz-Szenario 2) wurden die meisten Überlastungen gelöst, während im Falle der spannungsbezogenen Netzüberlastung (Netz-Szenario 3) nur ein Teil der Überlastung gelöst werden konnte. In beiden Testfällen besteht die Notwendigkeit eines kurativen Netzüberlastungsmanagements zusätzlich zum präventiven Management. Das kurative Netzüberlastungsmanagement kann kurzfristige Überlastungen

lösen, auf schwer vorhersehbare Situationen wie Transformator-Tap-Änderungen reagieren und ergänzt somit das präventive Netzüberlastungsmanagement.

3.2.1.3 Kuratives Netzengpassmanagement

Für den Test des kurativen Netzengpassmanagements, wurden die Marktanwendungen (Energiemarkt und Flexibilitätsmarkt) um die Funktion eines SDGS (Smart Distribution Grid System) erweitert. Das System "PSIngo" der PSI GridConnect GmbH wurde dazu mit zweckmäßigen Schnittstellen erweitert. In Abbildung 18 wird der Aufbau für die Durchführung des Feldtests mit dem PSIngo System für das Kurative Netzengpassmanagement gezeigt. Verschiedene Elemente und Schnittstellen des Systems werden für verschiedene Schritte im Feldtest genutzt. Für den ersten Schritt, die Netztransparenz, werden die folgenden Funktionen genutzt:

1. POST Measurements: Diese Schnittstelle erhält alle im Voraus definierten Messwerte aus der Feldtestsimulation in einem gut lesbaren JSON-Format. Die Identifikation der Messwerte und Zuordnung zum PSIngo-Netzmodell erfolgt über eine Mapping-Liste basierend auf festen UUIDs.
2. POST ActuatorFeedback (bei Start): Setzt die für den Durchlauf statisch festgelegten Parameter für alle Aktoren. Ab hier wird eine JSON-Nachricht genutzt und über UUID identifiziert.
3. POST ActuatorFeedback: Während der Laufzeit der Feldtestsimulation werden alle dynamischen Datenpunkte bei Änderung an das PSIngo System gesendet. Format und Identifikation sind gleich wie bei 1. und 2..
4. GET StateEstimationResults: Damit die BUW die Berechnungsergebnisse des PSIngo Systems auswerten kann, werden diese über einen GET-Befehl im JSON-Format zyklisch ausgelesen und auf einem Datenbank Server gespeichert. Die entstehenden Zeitreihen können von da aus visualisiert und verarbeitet werden.

Die Feldtest-Simulation besteht aus einem Mapper-Agent, welcher alle externen Kommunikationswege verwaltet und überwacht, und der Simulation des Marktgeschehens über Prosumer-Agenten und Netz-Agenten. Der Mapper tauscht über ein internes Format die Daten aus dem Marktgeschehen mit den externen Quellen aus.

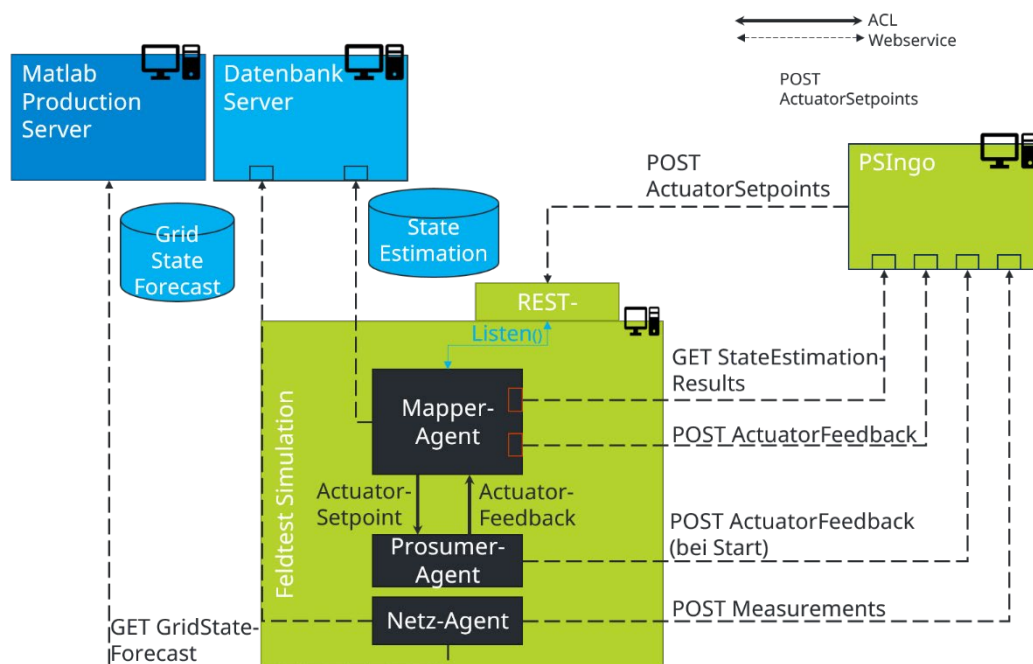


Abbildung 18: Kuratives Netzengpassmanagement: Feldtestaufbau

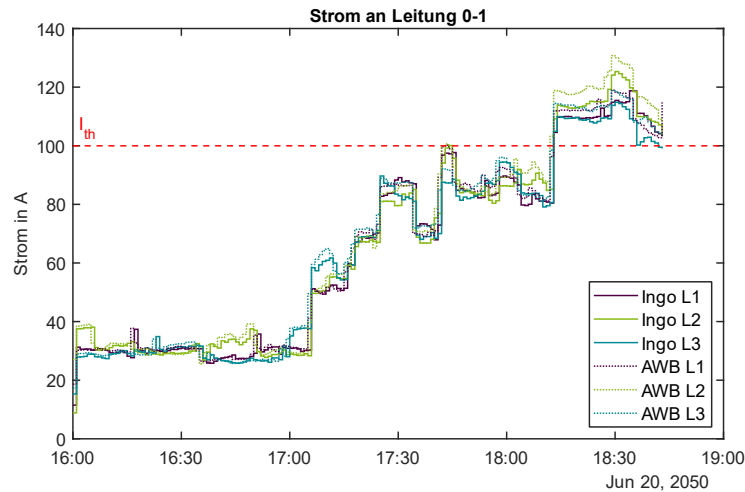


Abbildung 19: Vergleich Netzberechnung AWB und PSIngo

In Abbildung 19 wird ein Ausschnitt der Ergebnisse des ersten Aufbaus für den Test des kurativen Netzengpassmanagements gezeigt. Auf der X-Achse ist die Simulationszeit aufgetragen, während auf der Y-Achse der Strom in Ampere aufgetragen ist. Es ist zu sehen, dass die in gestrichelten Linien dargestellten Messungen (AWB L1-3) an einigen Stellen der Estimation (Ingo L1-3) vorgehen, diese aber im nächsten Zeitschritt wieder einholen. Allgemein kann pro Phase eine hohe Deckung der beiden Verläufe abgeleitet werden, was eine hohe Genauigkeit bedeutet. Auch der Netzengpass zwischen den Zeitschritten 13:48 und 14:05 Uhr, welcher einem Strom von etwas über 100 A entspricht, konnte zuverlässig erkannt werden.

Schritt 2 der Feldtestsimulation wird ebenfalls in Abbildung 18 dargestellt. Im Vergleich zu Schritt 1 wurde hier eine weitere Schnittstelle zwischen PSIngo und Feldtest-Simulation genutzt. Diese Schnittstelle hat ihren Endpunkt auf Simulationsseite und wird per POST vom PSIngo angefragt. Die Funktionalität von "POST ActuatorSetpoints" ist, vom Netzregler berechnete Steuerbefehle, welche auf den Daten der State Estimation basieren, per JSON-Nachricht an die Simulation zu senden, welche dann das Marktgeschehen unterbricht, um einen Engpass zu managen.

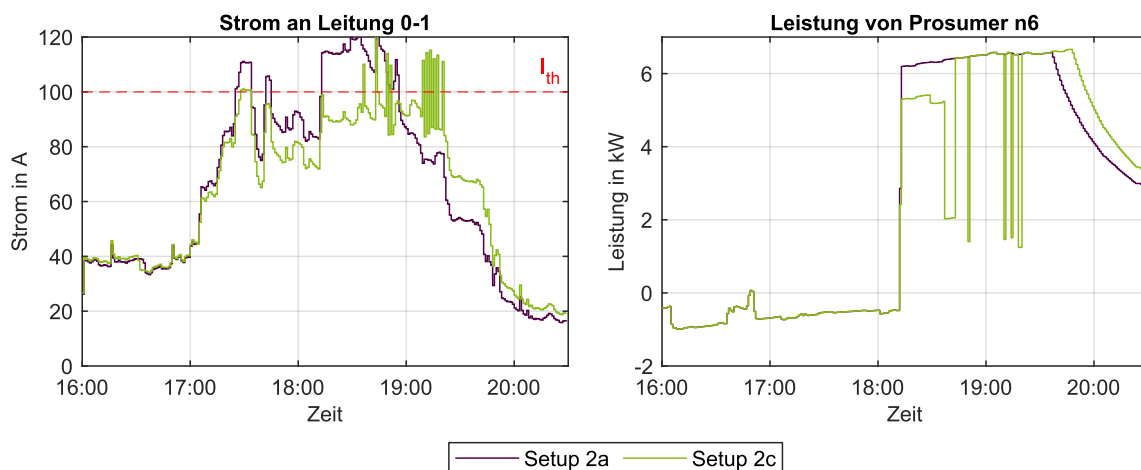


Abbildung 20: Vergleich Stromverlauf auf Leitung 0-1 für Setup 2a und 2c

Abbildung 20 zeigt einen Vergleich zwischen Scenario0 (lila Linie), welches ohne aktive kurative Steuerung durchgeführt wurde, und Scenario1 (grüne Linie), welches eine aktive kurative Steuerung anwendet. Im Vergleich zu Abbildung 16 wurde in diesem Setup eine geänderte Konfiguration der Prosumer angewendet, weshalb der Stromverlauf in Abbildung 20 dem von Abbildung 16 ähnelt aber nicht gleicht.

Scenario0 dient damit als Kontrolllauf, mit welchem alle weiteren Verläufe verglichen werden. Auf der Y-Achse ist der Leitungsstrom (Strom in A) für Leitung 0-1 aufgezeigt, während auf der X-Achse die Zeitschritte der Simulation (Zeit) aufgetragen sind. Die horizontale, rote, gestrichelte Linie I_{th} zeigt die relevante Grenze, welche eingehalten werden soll. Zwischen den Zeitschritten 16:00 Uhr und 19:00 Uhr sorgt der Regler dafür, dass die Grenze von 100 A nur kurzzeitig überschritten wird, indem mit einem Steuerbefehl entgegengewirkt wird. Im Bereich zwischen 17:40 und 18:30 Uhr ist jedoch zu erkennen, dass hier ein Aktor nicht korrekt zurückgesetzt wurde, da das Leistungsniveau niedriger ist. Zwischen Zeitschritten 19:00 und 19:30 Uhr kommt es im Regler zu einem Schwingverhalten, in welchem abwechselnd zwischen den Zuständen “Überlastung” und “Unterschreitung der Rücksetzgrenze” gewechselt wird. Dieses Verhalten wird durch die Parametrierung des Reglers hervorgerufen und sollte im Optimalfall nicht auftreten. Ein weiterer Effekt der kurativen Steuerung ist die Verschiebung von Leistung zu einem späteren Zeitpunkt. Zwischen den Zeitschritten 19:30 und 20:00 Uhr ist das Leistungsniveau höher als im Kontrolllauf. Insgesamt wird das Limit, wenn der 15 Minuten gleitende Mittelwert betrachtet wird, eingehalten. Der Verlauf des gleitenden Mittelwerts wird in Abbildung 21 dargestellt.

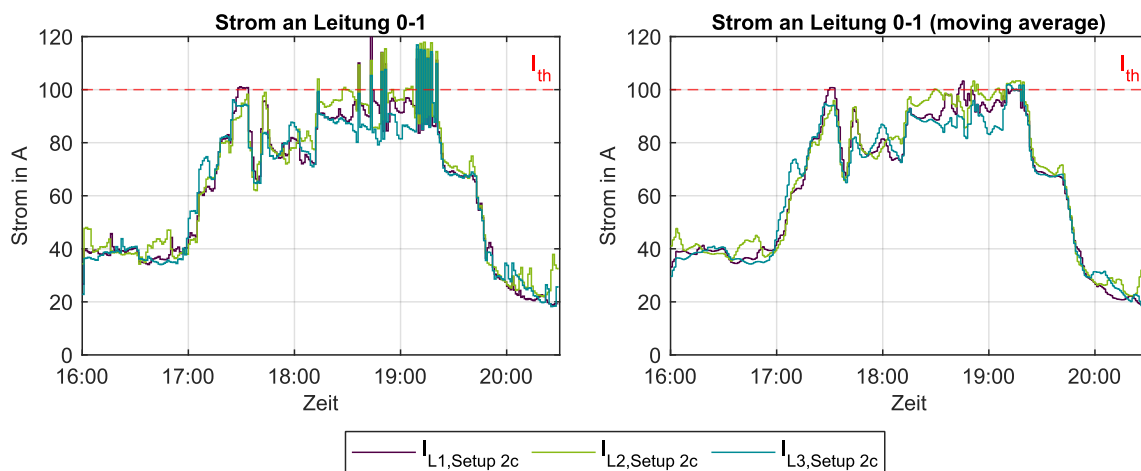


Abbildung 21: Stromverlauf auf Leitung 0-1 mit gleitendem Mittelwert Scenario1

Zu guter Letzt wurde Schritt 3 erprobt. Auch die Schnittstellen und Elemente für diesen Schritt sind in Abbildung 18 dargestellt. Hier ist im Vergleich zu Schritt 2 zusätzlich zum reinen Energiemarkt noch der Flexibilitätsmarkt aktiviert. Der Flexibilitätsmarkt hat die Aufgabe prognostizierte Überlastungen der Infrastruktur über einen Marktmechanismus, wie in 3.7 erläutert, über den Abruf von Flexibilitäten der Prosumer zu verhindern. Dazu wird die Schnittstelle GET GridState-Forecast benötigt, welche prognostizierte Daten über den Zustand des Netzes abrufen und erlaubt den Markt zu eröffnen. Für das kurative Netzengpassmanagement ist die einzige relevante Veränderung, dass die Anzahl an Zeitschritten mit einer konkreten Überlastung reduziert wurde (vgl. Abbildung 13). Auch hier hat der Regler wie erwartet bei der konkreten Überlastung kurativ gesteuert und konnte den Engpass beheben.

Zusammenfassend wurde das kurative Netzengpassmanagement für den Schutz der Netzinfrastuktur mit den durchgeführten Tests bewiesen. Da auch mit einem Flexibilitätsmarkt Überlastungen der Netzinfrastuktur möglich sind, ist es zu empfehlen das Marktdesign mit dieser Funktion zu erweitern. Eine Optimierung der Reglerparameter sollte jedoch durchgeführt werden, damit ein Schwingverhalten vermieden wird. Im Vergleich von Schritt 1 zu Schritt 2 konnte die Anzahl an überschrittenen Zeitschritten im 15 Minuten gleitenden Mittelwert von 287 mit dem kurativen Netzengpassmanagement auf 12 reduziert werden. Im Vergleich der Energie, welche über der Belastungsgrenze über das Kabel fließt, wird in Scenario0 im Durchschnitt 120,05 kWh und in Scenario1 im Durchschnitt 4,66 kWh erreicht. Damit ist die zusätzliche Beanspruchung des Kabels mit kurativer Steuerung um den Faktor 25 geringer als im Kontrollscenario.

3.2.1.4 Finanzielle Analyse des Prosumers

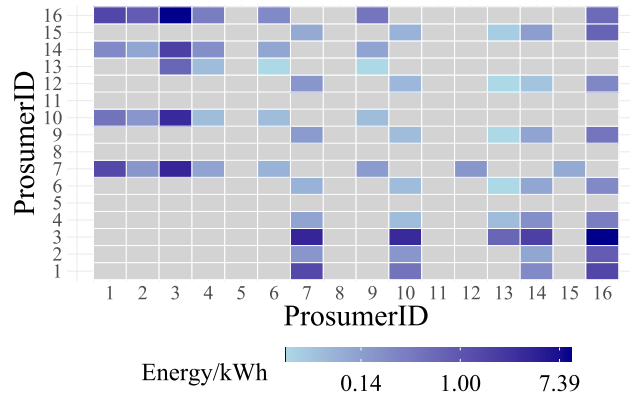


Abbildung 22: Heatmap für die Ergebnisse des Energiehandels

Um den P2P-Energiemarkt zu bewerten, wird eine Heatmap basierend auf der Handelsaktivität zwischen verschiedenen Prosumer-Agenten erstellt. In Abbildung 22 wird die Handelsaktivität, die den durchschnittlichen Energiehandel in einem 15-minütigen Handelszyklus aller Prosumer-Agenten, nummeriert von 1 bis 15, zusammen mit einem externen Energieanbieter, dargestellt als 16, gezeigt. Die Abbildung zeigt, dass die Agenten 5, 8 und 11 im Handel inaktiv sind, da diese Positionen keine Prosumer-Agenten beherbergen. Zusätzlich sind die Knoten 3, 7, 10, 13 und 14 mit PV-Anlagen ausgestattet, was sie im Vergleich zu anderen Knoten aktiver im Marktplatz macht.

Der KPI Financial-Gain-Prosumer (FGP), repräsentiert durch Gleichung (19), bietet eine Analyse des durchschnittlichen finanziellen Gewinns, der von allen Prosumern, die am P2P-Energiemarkt innerhalb eines Testfalls teilnehmen, realisiert wird. Gewinne aus dem Handel auf dem Flexibilitätsmarkt werden bei diesem KPI nicht berücksichtigt. Gleichung (19) berücksichtigt sowohl Energiebedarf als auch -angebot durch eine Reihe von binären Variablen $l_{ask,t,n}$ und $l_{bid,t,n}$, die 1 werden, wenn Prosumer n während des Zeitintervalls t Energie nachfragt oder anbietet. Der konstante Preisparameter p_{gridIn} zeigt den Einspeisetarif für den Verkauf von Energie zurück ins Netz, während $p_{gridOut}$ den konstanten Tarif für den Energiekauf vom Netz darstellt. Diese tragen zu finanziellen Gewinnen oder Verlusten im Zusammenhang mit dem Energiehandel bei. Der individuell ausgehandelte Preis für die abgeglichene Energie des Prosumers n während des Zeitintervalls t wird als $p_{match,t,n}$ bezeichnet. Er spiegelt den Preis für die Energie $e_{match,t,n}$ wider, die der Prosumer entweder von anderen Prosumern gekauft oder an sie verkauft hat.

$$FGP = \frac{1}{N} \sum_{t=0}^{t=4h} \sum_{n=1}^N e_{match,t,n} [l_{ask,t,n} \cdot (p_{gridOut} - p_{match,t,n}) - l_{bid,t,n} \cdot (p_{gridIn} - p_{match,t,n})] \quad (19)$$

Die Handelsdaten in jedem durchgeführten Testfall umfassen einen Zeitraum von 4 Stunden in 15-minütigen Zeitschritten. Während die Transaktionsdaten für $e_{match,t,n}$ und $p_{match,t,n}$ als Zeitreihendaten für jeden teilnehmenden Prosumer aufgezeichnet wurden, wurden p_{gridIn} und $p_{gridOut}$ konstant auf 0,08 €/kWh bzw. 0,36 €/kWh eingestellt. p_{gridIn} wird basierend auf dem Einspeisetarif in Deutschland festgelegt, der derzeit bei 0,08 €/kWh liegt.

Die durch die Anwendung des KPI auf die gesammelten Handelsdaten aus den Testfällen 1, 2a, 2b, 3a und 3b erzielten Ergebnisse sind in Tabelle 7 ersichtlich.

Tabelle 7: Überblick über FGP

Test Case	FGP (€)
1	1,026
2a	0,089
2b	0,088
3a	0,090
3b	0,088

Die gesamte Gruppe der Prosumer konnte einen positiven finanziellen Gewinn aus ihren konsolidierten Energiehandelsaktivitäten erzielen. Bei der Analyse der einzelnen Prosumer-Ergebnisse zeigte sich eine breite Spanne finanzieller Ergebnisse unter den Prosumern, dargestellt in Tabelle 8. Zum Beispiel erzielten Prosumer im Testfall 2a Gewinne zwischen 0,02 € und 0,34 € aus dem Energiehandel, wobei ein Prosumer einen durchschnittlichen FGP von 0,36 € erreichte. Dass dieser Wert dem Wert von $p_{gridOut}$ entspricht, ist Zufall.

Da in den Szenarien 2a, 2b, 3a und 3b Tageszeiten mit geringerer Erzeugung erneuerbarer Energien und hohem Verbrauch betrachtet werden, die Netzüberlastungen provozieren könnten, ist der P2P-Energiemarkt weniger aktiv und somit der finanzielle Gewinn pro Prosumer geringer als im Szenario 1.

Über alle Testfälle hinweg erlebten die Prosumer Schwankungen in ihren finanziellen Gewinnen. Die breite Streuung der Preise zeigt sich auch in den Ergebnissen von [OGM+23], wo ebenfalls ein P2P-Markt entwickelt und analysiert wurde. Die Analyse zeigt auch, dass kein Prosumer-Agent einen negativen FGP erlebt, was darauf hinweist, dass kein Prosumer-Agent finanzielle Verluste erleidet. Dieses Ergebnis ist darauf zurückzuführen, dass alle abgeglichenen Preise für den Energiehandel in einem eingeschränkten Bereich von 0,08 €/kWh bis 0,36 €/kWh liegen. Zusätzlich werden keine Steuern, Abgaben und Gebühren berücksichtigt.

Tabelle 8: FGP pro Prosumer und Test Case

Hardware additional to household consumption	Node	Scenario						
		1,00	2a	2b	2b/ Flex	3a	3b	3b/ Flex
PV, E, EV	n1	0,93	0	0,11	0	0	0,12	0
	n3	2,25	0,14	0,15	0	0,15	0,15	0
	n10	2,51	0	0	7,82	0	0,19	6,8
	n13	1,24	0	0,19	0	0,07	0	39,67
PV, EV	n7	3,48	0,34	0,36	4,64	0,34	0,33	11,62
	n14	1,16	0,36	0,12	10,10	0,23	0,06	15,70
EV	n4	0,1	0,16	0	0	0,22	0,16	0
	n6	0,09	0	0,02	0	0,02	0	0
	n15	0,12	0,05	0,04	0	0,02	0,02	0
None	n2	0,22	0	0,06	0	0,03	0,03	0
	n9	0,13	0	0	0	0	0	0
	n12	0,08	0,02	0	0	0	0	0

Durch die Aggregation der finanziellen Auswirkungen über alle Prosumer und Zeitintervalle hinweg bietet die Formel eine umfassende Perspektive auf die potenziellen finanziellen Vorteile, die Prosumer durch ihre Energiehandelsaktivitäten in verschiedenen Testszenarien realisieren können. Darüber hinaus kann die beobachtete Diskrepanz in den FGP-Werten zwischen den Szenarien 2b und 2a sowie 3b und 3a bei einem spezifischen Prosumer-Agenten nicht dem Start des Flexibilitätsmarktes zugeschrieben werden. Dies wird dadurch deutlich, dass die Netzüberlastung um 18:15 Uhr auftritt, einem Zeitpunkt, zu dem keine PV-Produktion verfügbar ist, was es den Prosumer-Agenten unmöglich macht, Energieangebote an den Markt-Agenten zu liefern. Folglich stammt die gesamte während dieses Zeitraums gelieferte Energie von einem externen Energieanbieter zu einem Festpreis von 0,36 €/kWh.

Die beobachteten Unterschiede in den FGP-Werten haben ihre Wurzeln stattdessen in den Aktivitäten des P2P-Energiemarktes, die vor dem Beginn der Netzüberlastung stattfinden. In dieser Vorkongestionsphase tätigen Prosumer-Agenten Energiegeschäfte zu unterschiedlichen Preisen, die durch ihre jeweiligen Preisstrategien bestimmt werden. Ein Bestandteil dieser Strategien beinhaltet einen zufälligen Faktor, der die angebotenen Preise grundsätzlich nicht deterministisch macht. Daher

sind die genauen Energiepreise in diesen Transaktionen nicht reproduzierbar, was die Variation in den FGP-Werten zwischen den beiden Szenarien erklärt. Zusätzlich zu FGP im P2P-Energiemarkt zeigen die Spalten '2a/Flex' und '3a/Flex' die Einnahmen, die jeder Prosumer auf dem Flexibilitätsmarkt erzielt hat. Wie die FGP für den Energiemarkt repräsentieren diese Zahlen die Gesamteinnahmen über die Testfälle hinweg. Es ist offensichtlich, dass Prosumer sowohl aus strombezogenen (in Spalte 2a/Flex) als auch aus spannungsbezogenen (in Spalte 3a/Flex) Überlastungsszenarien erheblich profitieren. Diese Einnahmen hängen jedoch stark von der Annahme ab, dass die Angebotspreise der Prosumer zwischen 1 €/kW und 2 €/kW liegen. Es ist erwähnenswert, dass die Testfälle 2a und 3a speziell darauf ausgelegt sind, Netzüberlastungen zu provozieren, die laut einer Studie von DENA [76] typischerweise nur etwa 5% der Zeit auftreten würden. Darüber hinaus bestätigen vergleichbare Studien über Flexibilitätsmärkte diese Erkenntnisse über die Rentabilität solcher Unternehmungen. So deutet das FlexHub-Projekt darauf hin, dass Prosumer, die an einem Flexibilitätsmarkt teilnehmen, mit einem jährlichen finanziellen Gewinn von etwa 200 € rechnen können [72].

Die finanziellen Vorteile, die Prosumer aus der Teilnahme an lokalen P2P-Märkten ziehen, werden erheblich von der Zusammensetzung und Kapazität ihrer Energiesysteme sowie vom Grad der Marktteilnahme beeinflusst. Darüber hinaus unterliegt die Bandbreite der Einnahmen für Prosumer regionalen Steuer- und Regulierungsvorschriften. Zudem deuten die FGP-Metriken aus dem Flexibilitätsmarkt darauf hin, dass dieser Markt nicht vollständig gerecht ist und auf das Vorhandensein einer Form von Diskriminierung hinweist. Selbst unter Haushalten, die die gleiche Hardware bereitstellen, unterscheiden sich die Preise zwischen den Knoten enorm. Die bemerkenswerten finanziellen Gewinne von n13 und n14 auf dem Flexibilitätsmarkt während des Testfalls 3a können ihrer geografischen Positionierung innerhalb der Netztopologie zugeschrieben werden. Haushalte besitzen am Ende einer Leitung eine höhere Sensibilität. Dies macht ihre Flexibilitätsangebote kosteneffektiver für den VNB.

Obwohl R4 technisch erfüllt ist, können die Ergebnisse des KPI weiter genutzt werden. Zusätzliche Vorteile können durch die Nutzung der Daten zur Implementierung von Lernstrategien für die Prosumer-Agenten erzielt werden. Dies ist jedoch nicht der Schwerpunkt des aktuellen Abschlussberichtes.

3.2.1.5 Selbstversorgungsrate

Der Selbstversorgungsgrad (SSG) dient als Indikator für den Anteil an Energie, der lokal durch Privathaushalte gedeckt und anschließend bereitgestellt werden kann. Dabei quantifiziert er das Maß an Autonomie, das in einem P2P-Energiemarkt vorhanden ist, sowie den Grad der Abhängigkeit von externen Energieversorgern.

$$SSG = \frac{1}{T} \sum_{t=0}^{t=T} \frac{\sum_{m=1}^M (e_{ask,m,t} + e_{bid,m,t})}{\sum_{n=1}^N e_{match,n,t}} \quad (20)$$

Im Zähler repräsentieren $e_{bid,n,t}$ und $e_{ask,n,t}$ die in kWh angebotene oder geforderte Energiemenge der Prosumer, während $e_{match,n,t}$ im Nenner die mit anderen Prosumer sowie mit dem externen Energieversorger abgestimmte Energiemenge angibt. T steht für die Anzahl der Handelszyklen t . N bezeichnet die Menge aller Prosumer-Agenten, einschließlich des externen Energieversorgers n , während M die Menge der Prosumer-Agenten m ohne den externen Energieversorger definiert. Somit ist M eine Teilmenge von N .

Der SSG kann jeden Wert zwischen 0 und 1 annehmen. Während ein Wert von 1 bedeutet, dass alle angebotenen und nachgefragten Energiemengen innerhalb des lokalen Marktes abgestimmt werden, weist ein Wert unter 1 darauf hin, dass nicht alle Angebote und Anfragen bedient werden konnten, sodass die verbleibende Energiemenge entweder in das Netz eingespeist oder von einem Prosumer beim externen Energieversorger gekauft werden muss.

Der berechnete SSG in Tabelle 9 zeigt unterschiedliche Effizienzgrade bei der Energieabstimmung in verschiedenen Testfällen. Der berechnete Wert lag zwischen etwa 50 % in den Szenarien 2a bis 3b und 89,5 % im Szenario 1.

Tabelle 9: Feldtestergebnisse für SSG

Test Case	SSG (%)
1	89,5
2a	51,2
2b	52,2
3a	51,3
3b	54,9

Der berechnete SSG ist auffallend niedrig. Dies ist jedoch zu erwarten, wenn man bedenkt, dass die Analyse sich ausschließlich auf Niederspannungsnetze mit PV-Anlagen als einziger Energiequelle konzentriert. Niederspannungsnetze weisen von Natur aus eine hohe Abhängigkeit von externen Energieversorgern auf, ein Merkmal, das auch von [OGM+23; PHA+17] aufgezeigt wird. Der Unterschied zwischen Testfall 1 und den anderen Testfällen kann auf den Zeitpunkt der Szenarien zurückgeführt werden. Konkret finden die Testfälle 2a bis 3b später am Tag statt, wenn die PV-Produktion geringer und der Energieverbrauch höher ist. Daher muss mehr Energie vom externen Energieversorger bezogen werden.

3.2.1.6 Flexibilitätskosten des VNB

Während eines Flexibilitätsmarktes berechnen Prosumer auf der PEAK-Plattform einen Preis $p_{match,n,t}$ in €/kW für die Bereitstellung von Flexibilitätskapazitäten, mit denen ein VNB Netzengpässe kompensieren kann. Der KPI Total-Price-Flexibility (TPF) quantifiziert die Kosten für die Flexibilität, indem er die abgestimmte Flexibilität $f_{match,n,t}$ in kW und den entsprechenden Preis berücksichtigt, den der VNB für die abgestimmte Flexibilität an den Prosumer n in der Zeitperiode t zahlt.

$$TPF = \sum_{t=0}^T \sum_{m=1}^M f_{match,m,t} \cdot p_{match,m,t} \quad (21)$$

Dieser KPI wird nur für Testfälle bewertet, in denen der Flexibilitätsmarkt aktiviert ist und Flexibilitätsabstimmungen stattfinden, konkret in den Testfällen 2b und 3b. Die Ergebnisse zeigen einen durchschnittlichen TPF von 8,19 € im Testfall 2b und 7,21 € im Testfall 3b, beide für einen Zeitraum von vier Stunden.

Der TPF dient als Indikator für die Bewertung der Kosten der Flexibilitätsbereitstellung aus Sicht des VNB, indem sowohl die abgestimmte Flexibilität als auch die entsprechenden Kosten berücksichtigt werden. Die Ergebnisse der Testfälle 2b und 3b zeigen die unterschiedlichen durchschnittlichen TPF-Werte. Diese variablen TPF-Zahlen ermöglichen es VNBs, genauer zu beurteilen, ob Investitionen in den Netzausbau kosteneffektiver sind als der Kauf von Flexibilität.

Weitere Untersuchungen können zum Verständnis beitragen, wie prosumergetriebene Flexibilität die finanziellen Überlegungen von VNBs beeinflusst. Ein Vergleich mit alternativen Maßnahmen wie Netzausbau oder der Implementierung zentraler Speicher, die vom VNB betrieben werden, könnte zu Erkenntnissen für Preisstrategien führen. Diese und weitere KPIs wurden in Form folgender Beiträge im Rahmen von PEAK veröffentlicht: [77–79].

3.2.1.7 Auswertung SSI

Analog zu den in Abschnitt 3.1.2 beschriebenen Prüfansätzen wird auch das SSI-Authentifizierungs- und Autorisierungssystem nach ISO 29119-4 geprüft. Da es losgelöst von den restlichen Komponenten existiert, wird es als eigenständiges System angesehen und dementsprechend wurde es auch separat getestet. Es wurden sowohl Komponententests der einzelnen Funktionen, Integrationstests der Funktionen, wie auch Systemtests bzw. Abnahmetests durchgeführt. Inhalte dieses Kapitels sind bereits in [80] veröffentlicht.

Bei den Komponententests wurden die einzelnen Funktionen, die für die Ausführung des SSI-Authentifizierungs- und Authentifizierungsprozesses erforderlich sind, getestet. Es handelt sich hierbei konkret um die Funktionen zum Verbindungsaufbau zwischen zwei SSI-Agenten, zur Ausstellung bzw.

Vergabe der Verifiable Credentials, sowie zur Präsentation der in den Credentials hinterlegten Attribute. Bei den Komponententests wurden diese Funktionen darauf getestet, wie sie auf zulässige sowie auf unzulässige Eingaben reagieren. Hierfür wurde die Python-Bibliothek Unittest verwendet, bei der jeweils die erwarteten Ergebnisse vorher festgelegt wurden und dann getestet wurde, ob diese Ergebnisse auch tatsächlich eintreten. In Fällen, in denen dies nicht der Fall war, wurde solange an der Programmierung nachgeschärft, bis alle Komponententests erfolgreich waren.

Im Rahmen der Integrationstests wurde das Zusammenspiel der zuvor getesteten Komponenten getestet. So wurden Funktionen implementiert, die Teile bzw. den kompletten Ablauf der Authentifizierung automatisieren. Diese bestehen zu großen Teilen aus Aufrufen der einzelnen Komponenten, da, wie in Kapitel 2.3 beschrieben, für die Ausstellung einiger der Credentials zuerst eine Präsentation von anderen Credentials geliefert werden muss. Die entsprechenden Funktionen wurden sowohl wie bei den Komponententests auf ihre Ergebnisse bzw. Ausgaben getestet, als auch auf die Ausführungsdauer und den komplikationsfreien Ablauf. Weiterhin wurde auch das Zusammenspiel der Software mit der Hyperledger Indy SSI Blockchain sowie den Hyperledger Aries SSI Agenten getestet. Hier wurde getestet, wie schnell die SSI-Agenten und die Blockchain auf die entsprechenden API-Aufrufe in der Software reagieren und die Antwortzeit entsprechend in der Programmierung berücksichtigt. Die dadurch eingebauten Verzögerungen von insgesamt deutlich unter 0,1 s pro Funktionsaufruf stellen zwar den sicheren Ablauf des Systems sicher, verlangsamten das System allerdings auch marginal.

Im Rahmen der Systemtests wurden drei unterschiedliche Testszenarien durchgeführt, um die Leistungsfähigkeit und maximale Benutzerzahl zu eruieren. Die entsprechenden Tests wurden auf einem Server in einer virtuellen Maschine durchgeführt, die über 12 Prozessorkerne sowie 32 GB Arbeitsspeicher verfügt, ein reelles Rechenzentrum bzw. eine auf mehreren Rechnern verteiltes System, wie es für die tatsächliche Nutzung vorgesehen ist, könnte dementsprechend noch deutlich höhere Leistungen abbilden. In der Tabelle der SSI-Testszenarien wurden im Vergleich zur Tabelle aus 3.1.3 die Marktszenarien ausgeblendet, da diese für alle SSI-Testszenarien dieselben sind. Die SSI-Autorisierung greift nur im Normalbetrieb, weswegen sowohl der Energiemarkt, der Flexibilitätsmarkt, als auch das SGS aktiv sind. Die folgenden Testszenarien wurden getestet:

Tabelle 10: Testszenarioübersicht SSI

ID	Testing objective	Grid Scenario	Teststufe SSI-Test
1	a SSI	Maximaler Energiehandel	X
	b SSI	Maximaler Energiehandel	X
	c SSI	Maximaler Energiehandel	X
2	a SSI	Normalbetrieb	X
	b SSI	Normalbetrieb	X
	c SSI	Normalbetrieb	X
	d SSI	Normalbetrieb	X
	e SSI	Normalbetrieb	X
	f SSI	Normalbetrieb	X
	g SSI	Normalbetrieb	X
	h SSI	Normalbetrieb	X
3	a SSI	Normalbetrieb	X
	b SSI	Normalbetrieb	X
	c SSI	Normalbetrieb	X

Szenario 1 - Belastungstest: Hier wird das Verhalten der Software unter zunehmender Last bis zur Belastungsgrenze simuliert. Die Software wird bei steigender Benutzerzahl auf Stabilität und

Ausfallraten überprüft. Konkret wurde hierbei die Erfolgsquote EQ erhoben, die sich daraus ergibt, wie viele Anfragen über den erhobenen Testzeitraum das erwartete Ergebnisse abliefern, also wie viele Autorisierungsprozesse im Testzeitraum erfolgreich ablaufen. Hierbei wurde im Belastungstest jede Minute die Anzahl an gleichzeitigen Anfragen erhöht. Diese wurden mithilfe von Multithreading Software ausgeführt, um eine realistische Lastverteilung zu erzeugen. Es wurden drei separate Testläufe durchgeführt, bei denen die Anzahl n an gleichzeitigen Anfragen so lange erhöht wurde, bis die Erfolgsquote unter 90% gefallen ist.

Tabelle 11: SSI-Belastungstest

Test Case	n vor EQ < 90%
1a	124
1b	118
1c	121

Szenario 2 - Lasttest bei verschiedenen Laststufen: Dieser Test evaluiert das Systemverhalten bei verschiedenen Lastniveaus, um die optimale Benutzerlast zu ermitteln. Die Software wurde bei steigender Benutzerzahl überprüft, wobei die Nutzer unterschiedliche Aktivitäten simulieren. Hierbei wurde anhand der vorherigen Belastungstests festgelegt, dass jeweils für 15 Minuten unterschiedliche Benutzerzahlen zwischen 50 und 120 Benutzern Anfragen schicken sollen. Hierbei wurden weiterhin von den jeweiligen Benutzern dauerhaft in jeweils zufällig festgelegten Abständen zwischen 5 und 60 Sekunden Autorisierungsanfragen durchgeführt, um realistisches Verhalten in kondensiertem Zeitrahmen zu simulieren. Wie aus der folgenden Tabelle 12 ersichtlich wird, fiel ab einem n , das über 100 gewählt wurde, die Erfolgsquote EQ deutlich ab, sodass sich ergab, dass für das getestete System die maximale Benutzermenge bei normalem Betrieb bei ca. 100 Prosumern liegt. Diese Zahl kann aber durch erhöhte Systemleistung vermutlich noch deutlich erhöht werden. Es zeigt sich hierdurch lediglich, dass auch so ein leistungsschwaches System bereits eine realistische Anzahl an Prosumern bewältigen kann.

Tabelle 12: SSI-Lasttest

Test Case	n	EQ (%)
2a	50	94,36
2b	60	93,79
2c	70	91,16
2d	80	92,36
2e	90	92,42
2f	100	92,35
2g	110	86,93
2h	120	72,47

Szenario 3 - Ausdauertest: Nach einer längeren Laufzeit wird das System auf seine Stabilität überprüft, indem über 24 Stunden hinweg die dauerhafte Autorisierung von Prosumern wie im vorigen Testszenario beschrieben ausgeführt wird. Hierfür wurde ein n von 100 Prosumern gewählt, wie im Lasttest eruiert wurde. Es wurden drei Testläufe durchgeführt. Es zeigt sich hierbei, dass die Erfolgsquote sich bei 24-stündiger Belastung im Vergleich zum 15-minütigen Lasttest nicht maßgeblich verändert und das System dementsprechend als stabil einzuordnen ist.

Tabelle 13: SSI-Ausdauerstest

Test Case	EQ (%)
3a	91,14
3b	90,93
3c	91,45

Die Kombination aus softwaregestützten Integrations-, Komponenten- und Systemtests gemäß ISO 29119-4 ermöglichte eine umfassende Überprüfung der Funktionalität, Performance und Stabilität des SSI-Systems im Kontext des P2P-Energiemarktes. Durch einen Test der Software in einem Umfeld mit für den Anwendungsfall realistischer Hardware könnte man eine genauere Prognose über die maximale Anzahl an Prosumern geben, allerdings kann auch mit der Testhardware bereits ein kontinuierlicher und stabiler Autorisierungsprozess von bis zu 100 Prosumern gewährleistet werden.

3.2.2 Ergebnisse Virtueller Pilot

3.2.2.1 Netz, Prosumer und EE-Erzeugung

Im Virtuellen Piloten wurden bezüglich Komplexität und Umfang im Vergleich zum Feldtest weit größere Netze im Simulationsframework Agent.Workbench berechnet. Während dem Feldtest ein Niederspannungsnetz mit 14 Knoten und entsprechend vielen Prosumer zugrunde lag, sind es im Virtuellen Piloten drei Niederspannungsnetze, verbunden über ein Mittelspannungsnetz mit fast 300 Knoten und 250 Prosumern. Neben der Einspeisung durch private PV-Anlagen der Prosumer wurden EE-Erzeugungsanlagen in der Mittelspannung simuliert (Windräder und PV-Freiflächenanlagen). Der Strombedarf einzelner Prosumer wurde mit Ladeprofilen von batterie-elektrischen PKWs (BEVs) erhöht. Die Möglichkeit, die BEVs per bidirektionalem Laden auch als Stromspeicher zu nutzen, wurde bewusst nicht betrachtet. Das ist Gegenstand anderer Forschungsvorhaben.

Das Layout der Netze wie auch die Lastgänge der Prosumer basieren auf den vom SimBench-Forschungsprojekt 2019 veröffentlichten Daten [81]. Für das Mittelspannungsnetz wurde ein vorstädtisches Mittelspannungsnetz gewählt, bei dem an drei Versorgungspunkten ein ländliches, ein vorstädtisches und ein städtisches Niederspannungsnetz angegliedert wurde.

Tabelle 14: Simbench-Quellen

Kürzel	SimBench-Code	Urbanisierungsgrad	Nennspannung [kV]	Anzahl Versorgungspunkte	Transformertypen	Erzeugertypen
MV2	1-MV-semiurb--0-sw	vorstädtisch	20	112 (2 Wind-Anl. in PEAK)	2x40MVA	Wind, PV, BM, Wasserkraft
LV2	1-LV-rural2--0-sw	ländlich	0,4	93	1x250kVA	PV
LV5	1-LV-semiurb5--0-sw	vorstädtisch	0,4	104	1x630kVA	PV
LV6	1-LV-urban6--0-sw	städtisch	0,4	53	1x630kVA	PV

Die Gesamt-Topologie mit einem der Niederspannungs-Teilnetze zeigt Abbildung 23.

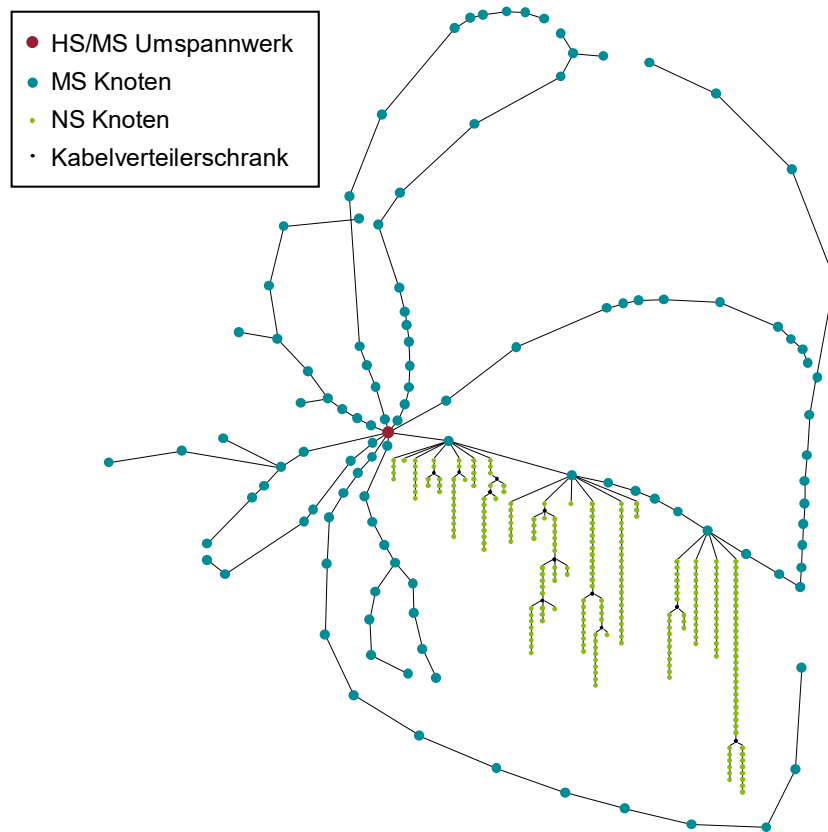


Abbildung 23 Topologie des Virtuellen Piloten

Für die Simulationsrechnungen wurden im Virtuellen Piloten drei Jahreszeiten betrachtet, um den unterschiedlichen Einfluss von EE-Erzeugung aus privaten PV-Anlagen im Niederspannungsnetz und Windkraftanlagen in der Mittelspannung zu erfassen. Bei der Simulationsdauer von sieben Tagen gibt es über die saisonale Schwankung von Sonneneinstrahlung und Windausbeute hinaus tageweise variierende Einspeisung von Strom aus PV und Windkraft. In den Jahreszeiten „Sommer“, „Übergang“ (Transition, also Frühling oder Herbst) und „Winter“ mit jeweils sieben Tagesimulationen werden somit nahezu alle externen Einflussfaktoren für den PEAK-Markt abgedeckt.

Die Funktion des PEAK-Energiemarktes wird wesentlich von der Leistungsbilanz im betrachteten Netzbereich beeinflusst. Eine Über- bzw. Unterdeckung wird immer von einem externen Stromunternehmen („ExtUtility“) ausgeglichen. Das kann ein lokales Stadtwerk sein, welches Strom für 0,36 €/MWh liefert bzw. Überschussstrom für 0,08 €/MWh abnimmt. An den Stromflüssen vom bzw. zum externen Stromunternehmen kann man die Gesamtbilanz und den Einfluss auf die Preisbildung im PEAK-Markt gut erkennen. Da das Abnahmeverhalten der Prosumer und ihre PV-Erzeugung mit den Simbench-Daten im Wesentlichen vorgegeben ist, wurde die Gesamtbilanz mit unterschiedlich dimensionierten Windkraftanlagen bzw. auch ohne Windkraftanlagen in den verschiedenen Simulationen variiert. Die oben genannten PV-Freiflächenanlagen in der Mittelspannung sind für die Netzberechnung relevant, sie nehmen jedoch nicht am PEAK-Energiemarkt teil und gehen so nicht in dessen Bilanz ein. Der PEAK-Energiemarkt ist mit den Großanlagen zur Windkraftherzeugung, dem externen Versorger und den PV-Dachanlagen der Prosumer ausreichend liquide und funktioniert auch ohne Einbeziehung der PV-Großanlagen.

Für die Validierung (Kap. 3.3) wurden elf Simulationen ausgewertet. Zwei der Simulationen (4a, 4b) umfassen das Auftreten eines Netzengpasses, eine davon mit dem Versuch der Kompensation des Engpasses am PEAK-Kapazitätsmarkt (4a).

Tabelle 14: Übersicht Test Cases des Virtuellen Piloten

Test Case	Testbeschreibung	Netz Szenario	Jahreszeit
VP 1a VP 1b VP 1c	250 Niederspannungsverbraucher, teilweise Prosumer + 2 Mittelspannungs-Windkraftanlagen (insgesamt 12 MW)	Normale Operation	Winter Übergang Sommer
VP 2a VP 2b VP 2c	250 Niederspannungsverbraucher, teilweise Prosumer Keine Stromversorgung außer den PV-Modulen der Prosumer und dem Kauf von externen Versorgungsunternehmen	Normale Operation	Winter Übergang Sommer
VP 3a VP 3b VP 3c	250 Niederspannungsverbraucher, teilweise Prosumer + 2 Mittelspannungs-Windkraftanlagen (insgesamt 4,1 MW)	Normale Operation	Winter Übergang Sommer
VP 4a VP 4b	250 Niederspannungsverbraucher, teilweise Prosumer + 2 Mittelspannungs-Windkraftanlagen (insgesamt 4,1 MW) Flexibilitätsmarkt zur Deckung der Netzüberlastung 250 Niederspannungsverbraucher, teilweise Prosumer + 2 Mittelspannungs-Windkraftanlagen (insgesamt 4,1 MW)	Überschreitung eines Stromgrenzwertes (n-1-Kriterium)	Übergang Übergang

Für jede Simulation im Virtuelle Piloten wurden Zeitreihen von Lasten und Einspeisungen mit einer minutengenauen Auflösung generiert. Für Haushaltslasten wird ein Datensatz der HTW-Berlin in minutengenauer Auflösung genutzt [82]. Zur Erstellung von Warmwasser- und Heizwärmebedarfe für die Verwendung im Wärmepumpenmodell wird das in [83] beschriebene Tool verwendet. Zur Erstellung von Fahr- und Ladeprofilen von Elektrofahrzeugen wird das in [84] dargelegte Werkzeug verwendet, welches Fahrprofile anhand von Eingabevariablen wie Datum, Anzahl an Ladepunkten, Details zu Ladeleistungscharakteristiken, Standort sowie Standzeiten der batterieelektrischen Fahrzeuge auf der Grundlage des SoC zur Ankunftszeit auf der Basis eines probabilistischen Mobilitätsverhaltens erstellt.

Die Simulation des PEAK-Energie- und Flexibilitätsmarktes im Feldtest mit der Agent.Workbench erfolgte in Echtzeit. Ein einzelner Feldtest dauerte damit ca. 4,5 Stunden. Abzüglich der ersten halben Stunde für das Einschwingen des Systems und für das Erzeugen von Marktgeboten ab Minute 30 standen damit Zeitreihen über 4 Stunden für die Analysen und KPI-Berechnungen zur Verfügung. Im Virtuellen Piloten wurde nicht nur der PEAK-Markt simuliert, sondern das gesamte Energiesystem. Eine Berechnung der 11 Testfälle mit jeweils 168 Stunden Laufzeit (eine Woche) in Echtzeit wurde durch Erweiterung der Agent.Workbench um eine diskrete Simulation vermieden. Die Diskretisierung mit Berechnung des Netzes alle 10 Sekunden hat die Laufzeit für die Simulation einer Woche auf unter 30 Stunden verkürzt. Die Lastgänge der Prosumer und der Windkraftanlagen, die Leistungsdaten der Stromleitungen und der Transformatoren wurden im Minutenraster persistiert, die Marktaktivitäten im Zeitraster des Marktes, also in Viertelstunden.

Die Lastdaten der ca. 250 Prosumer und EE-Erzeugungsanlagen wurden im Preprocessing für die 11 Simulationen berechnet und dann zusammen mit den Konfigurationsdaten der Knoten und der Simulationsrechnung in die Agent.Workbench geladen. Die Agent.Workbench wurde dafür um einen Skript-gesteuerten Import von Konfigurationen und Zeitreihen erweitert, wodurch ein manuelles und damit fehleranfälliges Aufsetzen der Simulationsdaten für 11 Fälle mit der Agent.Workbench vermieden werden konnte.

3.2.2.2 Finanzielle Analyse der Prosumer

Der finanzielle Vorteil der Teilnahme an dem PEAK-Markt für die Prosumer wird mit drei KPIs quantifiziert. Die drei KPIs weisen den täglichen Brutto-Vorteil in € durch den PEAK-Energiemarkt, den PEAK-Kapazitätsmarkt und in Toto im Durchschnitt über alle Prosumer aus. Der Vorteil durch Teilnahme am PEAK-Energiemarkt für einen Prosumer pro Tag wird durch die KPI FinancialGainProsumerperDay (FPD) bestimmt.

$$FPD = \frac{1}{N \cdot (t_T - t_0[days])} \sum_{t=0}^{t=T} \sum_{n=1}^N e_{match,t,n} \left(l_{ask,t,n} \cdot (c_{gridOut} - c_{match,t,n}) - l_{bid,t,n} \cdot (c_{GridIn} - c_{match,t,n}) \right) \quad (22)$$

N ist die Zahl der Prosumer in der Simulation. t_T und t_0 sind Ende und Beginn des Betrachtungszeitraus (eine Woche). Die Variable $e_{match,t,n}$ ist die am PEAK-Energiemarkt gehandelte Menge in kWh. Die Variablen $l_{ask,t,n}$ und $l_{bin,t,n}$ sind Binärvariable, die per 1 anzeigen, ob der Prosumer n im Zeitintervall t Energie nachgefragt (*ask*) oder angeboten hat (*bid*). Ein gleichzeitiges *bid* und *ask* kann es nicht geben. $c_{match,t,n}$ ist der vom Price-Matching-Algorithmus ermittelte Handelspreise in €/kWh, mit dem das Handelsgeschäft des Prosumers n im Zeitintervall t zustande gekommen ist. Die Preise $c_{gridout}$ und c_{gridin} werden vom externen Energieversorger für Lieferungen verlangt bzw. für die Abnahme von Überschussenergie bezahlt. In allen Berechnungen wird mit $c_{gridout} = 0,36$ [€/kWh] und mit $c_{gridin} = 0,08$ [€/kWh] gearbeitet. Die vom Price-Matching-Algorithmus ermittelten PEAK-Marktpreise liegen beide zwischen diesen Grenzen. Es ist also für den nachfragenden wie für den anbietenden Prosumer günstiger, den Handel am PEAK-Energiemarkt zu tätigen, als auf den Ersatzversorger zurückzugreifen. Dynamische Preise des Ersatzversorgers wie sie bereits im Day-ahead- und Intraday-Stromhandelsmarkt existieren, wurden nicht modelliert. Hier wären komplexe Wechselwirkungen zwischen dem lokalen PEAK-Markt und dem überregionalen Strommarkt zu berücksichtigen. Das war nicht Forschungsgegenstand des PEAK-Projektes. Der Vorteil durch die Teilnahme am PEAK-Flexibilitätsmarkt für einen Prosumer pro Tag wird mit der KPI FinancialGainProsumerFlexDay (FFD) bestimmt.

$$FFD = \frac{1}{N \cdot (t_T - t_0[days])} \sum_{t=0}^{t=24h} \sum_{n=1}^N f_{match,n,t} \cdot c_{match,n,t} \quad (23)$$

Neben Variablen aus der Formel (22) bezeichnet hier $f_{match,n,t}$ die am Flexibilitätsmarkt vom Prosumer n in Zeitintervall t gehandelte Leistung in kW. FFD ist der dabei vom Price-Matching-Algorithmus für den Flexibilitätshandel ermittelte Preis in €/kW. Leistungsflexibilität wird von den Prosumer lediglich angeboten und ggf. abgerufen. Auf der Nachfrageseite steht hier der Netzbetreiber bzw. bei der Berechnung der entsprechende Agent. Der Gesamt-Vorteil für die Prosumer aus Energie- und Flexibilitätsmarkt für einen Prosumer pro Tag wird mit der FinancialGainProsTotalDay (FTD) bestimmt

$$FTD = FFD + FPD \quad (24)$$

Der durchschnittliche tägliche Gesamtvorteil über alle Prosumer ist die Summer der Vorteile aus Teilnahme am PEAK-Energiemarkt und PEAK-Flexibilitätsmarkt.

Die Vorteilhaftigkeit des PEAK-Marktes für die teilnehmenden Prosumer ist stark abhängig von der Energie-Bilanz im Simulationsszenario. Da nur ein Szenario mit Flexibilitätsmarkt gerechnet wurde, ist hier eine systematische Aussage zur finanziellen Vorteilhaftigkeit nicht möglich. Das Flexibilitätsmarkt-Szenario wurde zum Nachweis der technischen Funktionen in der Agent.Workbench durchgeführt.

Tabelle 15: Ergebnisse Virtueller Pilot - Financial Advantage

Konfiguration der Test Cases			Finanzieller Vorteil [€/ Tag und Prosumer]		
Test Case	Jahreszeit	Flex. Markt aktiv	Energiemarkt	Flex. Markt	Total
VP 1a	Winter		2,66		2,66
VP 1b	Übergang		1,72		1,72
VP 1c	Summer		1,78		1,78
VP 2a	Winter		0,02		0,02
VP 2b	Übergang		0,87		0,87
VP 2c	Summer		1,08		1,08
VP 3a	Winter		2,66		2,66
VP 3b	Übergang		1,32		1,32
VP 3c	Summer		1,57		1,57
VP 4a	Übergang		0,83		0,83
VP 4b	Übergang	x	0,83	0,11	0,94

Der PEAK-Markt einschließlich Einspeisung von EE-Strom in der Mittelspannung ist profitabel für die Prosumer, wenn durch den PEAK-Markt teurerer Bezug vom Ersatzversorger und weniger einträgliche Stromvermarktung an den Ersatzversorger vermieden werden kann. Das ist insbesondere der Fall, wenn durch Einspeisung von (günstigem) EE-Strom aus Windanlagen im Szenario ausreichend Strom von Prosumern plus Mittelspannung-Windkraftanlagen bereitsteht. Im Winter-Szenario VP 2a gibt es gar keine Mittelspannung-Windkraftanlage und mangels Prosumer-PV-Leistung kann der PEAK-Markt kaum Abschlüsse generieren. Der Bilanzausgleich erfolgt über den Ersatzversorger. In den Winter-Szenarien mit Mittelspannung-Windkraftanlagen können diese den PEAK-Markt günstig versorgen (Case IDs VP 1a und VP 3a).

Der PEAK-Markt ist für einen Prosumer vorteilhaft, wenn er seine eigene Energiebilanz durch Handel mit anderen Prosumern oder durch Bezug von mit berechneten Mittelspannung-Windkraftanlagen ausgleichen kann. Das ist für einen ausgewählten Prosumer in Abbildung 24 bis Abbildung 26 erkennbar der Fall bei hoher Übereinstimmung der Gebotspreise am PEAK-Energiemarkt (blau) und der gematchten Preise (grün). Dann funktioniert der Markt und der Ersatzversorger kann vermieden werden.

Abbildung 24 bis Abbildung 26 zeigen die Test Cases VP 3a (SimID=276, Winter), VP 3b (SimID=277, Übergang) und VP 3b (SimID=278, Sommer). Die PV-Erzeugung im Winter ist so gering, dass nur an zwei Tagen eine Überschussvermarktung notwendig ist. In der Übergangsphase und verstärkt im Sommer ist der Prosumer hingegen Netto-Einspeiser mit bis zu 1,75 kW, erzielt aber häufig nur den Mindestpreis von 0,08 €/kWh und muss bei Bedarf den Höchstpreis von 0,36 €/kWh bezahlen.

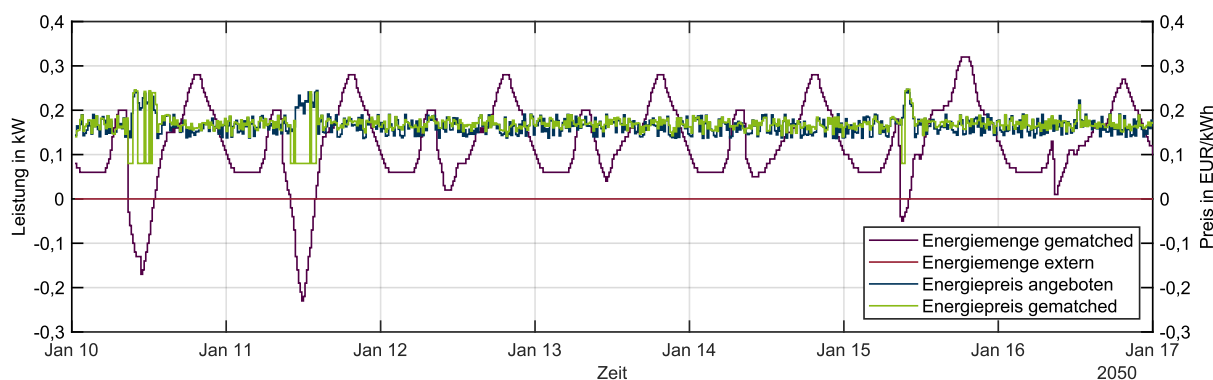


Abbildung 24: Leistung und Preise Prosumer mit BEV-Laden Winter

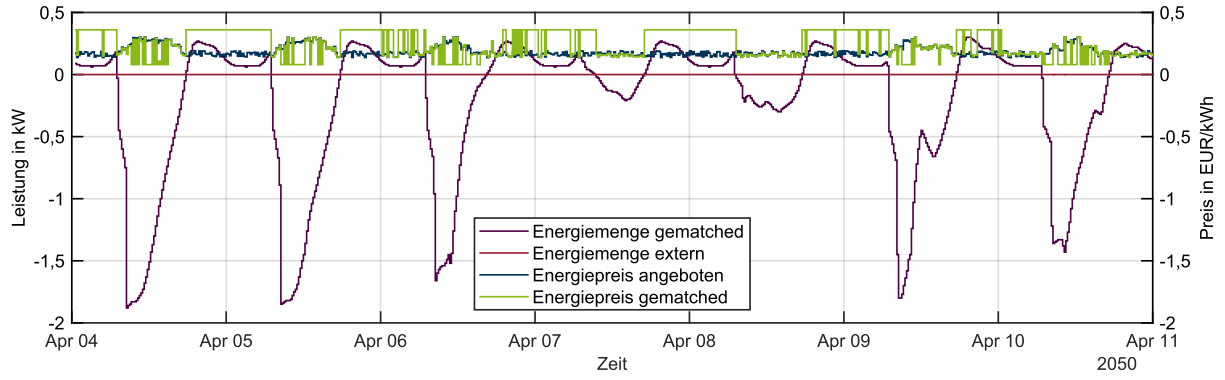


Abbildung 25: Leistung und Preise Prosumer mit BEV-Laden Übergang

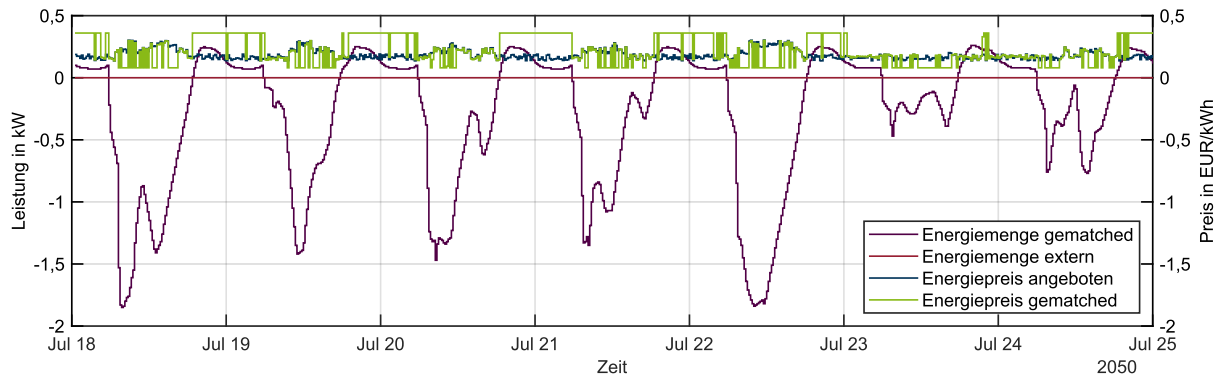


Abbildung 26: Leistung und Preise Prosumer mit BEV-Laden Sommer

3.2.2.3 Erzielte Preise am PEAK-Energiemarkt

Der Nutzen des PEAK-Energiemarktes für die Prosumer kann gut mit den dort erzielten durchschnittlichen Kauf- bzw. Verkaufspreisen sichtbar gemacht werden. Der durchschnittliche Kaufpreis wird mit der KPI AveragPriceBuy (AVB) bestimmt.

$$AVB = \frac{\sum_{t=0}^{t=24h} \sum_{n=1}^N e_{match,n,t} \cdot l_{ask,n,t} \cdot c_{match,n,t}}{\sum_{t=0}^{t=24h} \sum_{n=1}^N e_{match,n,t} \cdot l_{ask,n,t}} \quad (25)$$

Der durchschnittliche Verkaufspreis wird mit der KPI AveragPriceSell, AVS bestimmt.

$$AVS = \frac{\sum_{t=0}^{t=24h} \sum_{n=1}^N e_{match,n,t} \cdot l_{bid,n,t} \cdot c_{match,n,t}}{\sum_{t=0}^{t=24h} \sum_{n=1}^N e_{match,n,t} \cdot l_{bid,n,t}} \quad (26)$$

Die in den Formeln (25) und (26) verwendeten Variable sind bei den Formeln (22) bis (23) erläutert.

Liegen die durchschnittlichen Kauf- und Verkaufspreise für die Prosumer nahe beieinander, so zeigt das ein Zustandekommen von Handelsaktivitäten zwischen den Prosumern und ein Vermeiden des Ersatzversorgers. Die Cases mit den geringsten Deltas der Preise sind die mit den größten Vorteilen des PEAK-Energiemarktes und umgekehrt.

Tabelle 15 Ergebnisse Virtueller Pilot - Preise Buy/Sell

Konzeptionierung Virtueller Pilot			Preise [€/kWh]		
Test Case	Jahreszeit	Flex-Markt aktiv	ØPreis Kauf	Ø Preis Verkauf	Delta
VP 1a	Winter		0,132	0,171	0,039
VP 1b	Übergang		0,150	0,331	0,181
VP 1c	Sommer		0,143	0,243	0,100
VP 2a	Winter		0,200	0,359	0,159
VP 2b	Übergang		0,181	0,252	0,071
VP 2c	Sommer		0,176	0,318	0,142
VP 3a	Winter		0,139	0,171	0,032
VP 3b	Übergang		0,163	0,289	0,126
VP 3c	Sommer		0,154	0,267	0,113
VP 4a	Übergang		0,145	0,323	0,178
VP 4b	Übergang	x	0,145	0,324	0,179

3.3 VALIDIERUNG

Die Daten aus den Feldtests und Simulationen des Virtuellen Piloten umfassen 15-minütige Zeitreihen zur Teilnahme der Prosumer am Energie- und Flexibilitätsmarkt. Der ¼-Stunden-Zeitschritt ermöglicht eine präzise Darstellung von Verbrauchs- und Einspeiseflüssen sowie eine detaillierte Analyse der Flexibilitätspotenziale. Zusätzlich werden Ersatzversorger und EE-Erzeugungsanlagen in der Mittelspannungsebene, insbesondere Windräder, berücksichtigt, die einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilität leisten und Flexibilität für den Markt bereitstellen.

Die KPI-Berechnungen werden sowohl auf aggregierter Ebene als auch für einzelne Prosumer durchgeführt, um individuelle und systemweite Beiträge transparent darzustellen. Die Ergebnisse werden übersichtlich visualisiert und analysiert, um relevante Erkenntnisse für Marktstrukturen und Systemstabilität abzuleiten.

Der *PEAK Data and KPI Viewer* unterstützt die Analyse, da es neben der KPI-Berechnung eine Prüfung der einzelnen Fälle und eine Visualisierung der Energie- und Preiszeitreihen der einzelnen Prosumer, der Windkraftanlagen und des ausgleichenden externen Versorgers bietet.

Die Validierung der Messungen im Feldtest (5 Fälle) und der Simulationsrechnung im Virtuellen Piloten erfolgt mit KPIs. Sie fassen die Ergebnisse auf wenige Kennzahlen zusammen, welche dann mit Hinblick auf Plausibilität und Erklärbarkeit diskutiert werden. Die Ergebnisse des Virtuellen Piloten zweier wichtiger KPIs sind in den Tabellen 15 und 16 aufgeführt. Die im Feldtest ermittelten KPIs "Selbstversorgungsgrad" = "MatchRateEnergyTotal" sowie der Ertrag durch Teilnahme am Flexibilitätsmarkt ("FinancialGainProsFlex" TPF) sind im Kapitel 3.2 aufgeführt. Insgesamt wurden 12 KPIs berechnet.

Tabelle 16: KPI Definition

Kürzel	Name	Einheit	Beschreibung
FGP	FinancialGainProsumer	€	Gesamter Vorteil es Prosumers aus der Teilnahme am PEAK-Energiemarkt, d.h. die eingesparten Aufwendungen (Simulationszeitraum) für die Stromversorgung und höhere Erlöse für die Stromvermarktung in €.
FPD	FinancialGainProsPerDay	€	Gesamtvorteil des Prosumers aus der Teilnahme am PEAK-Energiemarkt pro Tag, d.h. die durchschnittlich pro Tag eingesparten Ausgaben für die Stromversorgung und höhere Einnahmen für die Stromvermarktung in €.
FGF	FinancialGainProsFlex	€	Vorteil des Prosumers aus der Teilnahme am PEAK-Flexibilitätsmarkt, d. h. die Einnahmen aus dem Verkauf von Flexibilität an den Nettobetreiber oder das lokale Versorgungsunternehmen auf dem PEAK Flexibilitätsmarkt.
FFD	FinancialGainProsFlexPer Day	€	Vorteil des Prosumers aus der Teilnahme am PEAK-Flexibilitätsmarkt, d. h. pro Tag, d.h. die durchschnittlich pro Tag erzielten Einnahmen aus dem Verkauf von Flexibilität an den Nettobetreiber oder das lokale Versorgungsunternehmen auf dem PEAK Flexibilitätsmarkt.
FGT	FinancialGainProsTotal	€	Gesamtvorteil des Prosumers durch die Teilnahme am PEAK-Energie- UND Flexibilitätsmarkt (=FGP+FPF)
FTD	FinancialGainProsTotalPer Day	€	Gesamtvorteil des Prosumers durch die Teilnahme am PEAK-Energie- UND Flexibilitätsmarkt pro Tag (=FPD+FFD)
MRE	MatchRateEnergyTotal	%	Verhältnis der auf dem PEAK-Energiemarkt abgeschlossenen Verträge zur Summe der Angebote und Nachfragen der Prosumer. Diese Erfolgsquote wird in % angegeben.
MRA	MatchRateEnergyAsk	%	Verhältnis der auf dem PEAK-Energiemarkt abgeschlossenen Verträge (Prosumer kauft) zur Summe der Anfragen (ASK) der Prosumer. Diese Erfolgsquote wird in % angegeben.
MRB	MatchRateEnergyBid	%	Verhältnis der auf dem PEAK-Energiemarkt abgeschlossenen Verträge (Prosumer verkauft) zur Summe der Angebote (BID) der Prosumer. Diese Erfolgsquote wird in % angegeben.
AVB	AvgPeakPriceBuy	€/kWh	Durchschnittlicher Preis für am PEAK-Energiemarkt gekaufte Energie in €/kWh
AVS	AvgPeakPriceSell	€/kWh	Durchschnittlicher Preis der an den PEAK-Energiemarkt verkauften Energie in €/kWh
CPF	CapacityPriceFlexibility	€/kW	Preis = spezifische Kosten (€/kW) für die Beschaffung von Flexibilität auf dem PEAK-Flexibilitätsmarkt.

3.3.1 Validierung Feldtest

Der finanzielle Vorteil für die Prosumer im Feldtest wird i. W. von den Erlösen (hochgerechnet auf einen Tag) am Flexibilitätsmarkt dominiert. Das ist in der kurzen Laufzeit des Feldtests von 4 Stunden und den in dieser Zeit auftretenden Netzengpässen und der Möglichkeit zur Vermarktung von Flexibilität durch die Prosumer begründet. In den Simulationen des Virtuellen Piloten tritt in einer Woche =(168 Stunden) auch nur ein Netzengpass auf, was zu deutlich geringerer Gewichtung der Flexibilitätsmarkt-Erlöse im Prosumer-Vorteil führt.

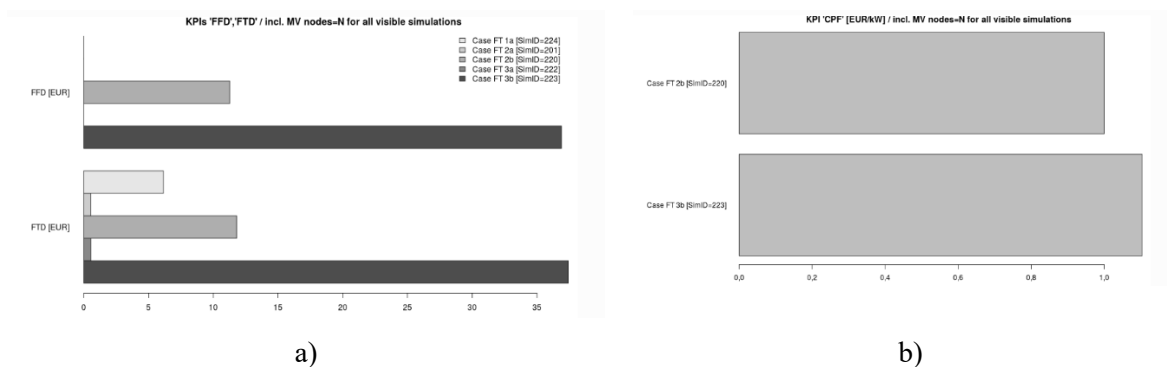


Abbildung 27 KPIs Finanzielle Vorteile der Prosumer pro Tag im Feldtest (a) und KPI CPF (=CapacityPriceFlexibility) im Feldtest mit Flexibilitätsmarkt (b)

In den beiden Feldtests mit Flexibilitätsmarkt können spezifische Kosten (€/kW) für die Beschaffung von Flexibilität auf dem PEAK-Flexibilitätsmarkt ermittelt werden (CPF= CapacityPriceFlexibility).

Die Matchrate (hier MRE= MatchRateEnergyTotal [%]) ist ein Maß für die Funktion des PEAK-Energiemarktes. Werte um 50% für MRE zeigen eine nennenswerte Erfolgsrate der Energieangebote und Nachfragen am PEAK-Strommarkt. Gut für die Hälfte der angebotenen Überschüsse findet sich ein Abnehmer in dem lokalen Markt. Im Feldtest Case 1a ist der KPI MRB (MatchRateBuy) durch die kurze Laufzeit von nur 1,25 Std. verfälscht.

3.3.2 Validierung Virtueller Pilot

Die KPIs der Szenarien des Virtuellen Piloten werden in denselben Gruppen dargestellt wie die des Feldtests. Die Cases ,VP {1-3}c‘ gehören zur Jahreszeit Sommer, ,VP {1-3}b‘ zur Übergangszeit und ,VP {1-3}a‘ zum Winter. 4a und 4b sind Szenarien in der Übergangszeit mit Überschreitung von Stromgrenzwerten im Netz, ,VP 4b‘ mit Versuch, den Netzengpass per Flexibilitätsmarkt auszugleichen. Damit gibt es nur im Test Case ,VP 4b‘ einen Erlös des Flexibilitätsmarkts (FFD von 0,11 €/Tag).

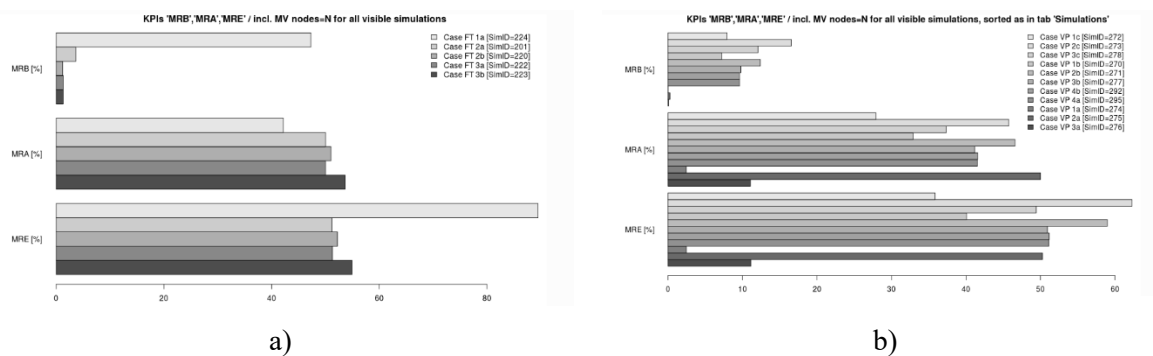


Abbildung 28: KPIs des Selbstversorgungsgrades für a) Feldtest und b) Virtueller Pilot

Die hohen Erlöse für Prosumer in den beiden Winter-Test Cases ,VP 1a‘ und ,VP 3b‘ resultieren aus der starken Versorgung aus den in den PEAK-Markt integrierten beiden Windkraftanlagen (jeweils zwei Anlagen mit 12 bzw. 4,1 MW). Im Winter-Testfall ,VP 2b‘ gibt es neben den Prosumer-PV-Anlagen keine EE-Erzeugung im PEAK-Markt, aufgrund der schwachen PV-Erzeugung im Winter findet kaum profitabler Handel für Prosumer gegenüber der Ersatzversorgung statt.

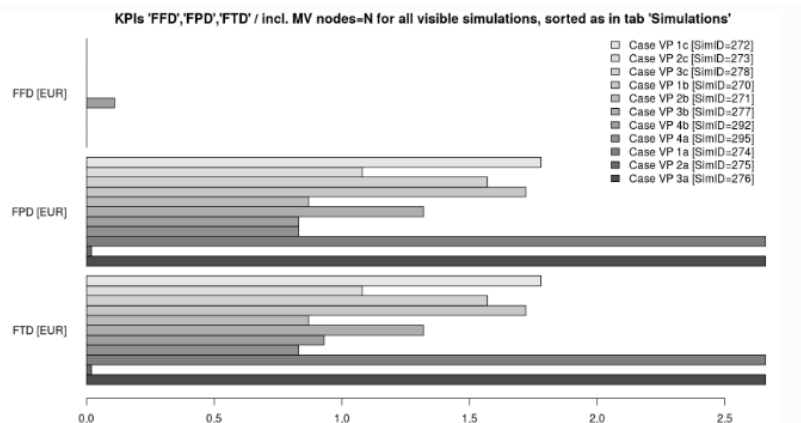


Abbildung 29: KPIs für finanziellen Vorteil der Prosumer im Virtuellen Piloten

Die Erfolgsrate von Consumer-Nachfragen (Ask→MRA) bzw. Consumer-Angeboten (Bid→MRB) ist in den Sommer- und Übergangs-Szenarien am höchsten, das ist der über den Eigenbedarf hinaus gehenden PV-Erzeugung der Prosumer geschuldet. In den Winter-Cases (VP {1-3}a) ist die Erfolgsrate auch hoch, das ist jedoch angesichts der geringen finanziellen Vorteile in dieser Jahreszeit von geringer Relevanz.

Grundsätzlich entsteht der höchste Nutzen eines lokalen Strommarktes für die einzelnen teilnehmenden Prosumer, wenn neben den PV-Anlagen der Prosumer weitere EE-Erzeugung am lokalen P2P-

Strommarkt teilnimmt. Eine solchen Quartiers- bzw. PEAK-Markt-bezogene Nutzung von größeren EE-Anlagen ist ökonomisch nur zu erreichen, wenn die lokale Nutzung der EE-Erzeugung von Preisbestandteilen einer überregionalen Vermarktung wie Netzentgelten (insbes. für Ein- und Ausspeisung) sowie anderen fiskalischen Abgaben (Konzessionsabgaben, Stromsteuer, §19-NEV) zumindest teilweise befreit wird.

3.3.3 Validierung Toolchain

Die Validierung von Software oder - wie im hier vorliegenden Fall - einer Software-Toolchain kann vereinfacht auf die Frage heruntergebrochen werden, ob zu einem Projektende hin das richtige Softwareprodukt entwickelt werden konnte und dabei alle Anforderungen erfüllt wurden. Dabei ist beispielsweise die Frage zu klären, ob vorgegebene Annahmen und Strukturen die Entwicklung individueller Lösungsansätze zu sehr einschränken, sie schlimmstenfalls sogar verhindern oder bestenfalls konstruktiv unterstützen.

Der Umstand, dass die für PEAK geplanten praktischen Experimente in Form des Feldtests und des Virtuellen Piloten erfolgreich durchgeführt werden konnten, zeigen eindrücklich, dass die Toolchain die ihr gestellten Anforderungen und Aufgaben erfüllen konnte. Jedoch wurden bei der Nutzung der Toolchain auch Grenzen deutlich - beispielsweise durch fehlende Konstrukte bzw. Schnittstellen (siehe z.B. REST-Erweiterung in Abschnitt 2.1.2) oder im Kontext umfangreicher Simulationen.

Die durchgängige Anwendung der Toolchain für die softwaretechnischen Umsetzungen innerhalb des komplexen Forschungs- und Entwicklungsvorhabens PEAK erlaubte es, sie iterativ hinsichtlich Ihrer Eignung für derartige Entwicklungen konzeptionell und funktionell zu validieren. Hierbei haben sich die zugrundeliegenden Konzepte bewährt. Dies gilt z.B. für die Modellierung energietechnischer Basismodelle, die Entwicklung von Strategien für Planungsprozesse oder eine Echtzeitkontrolle, aber auch für die generellen strukturellen Annahmen zu Energie-Agenten, die ihre Verwendung in Simulationen und auf realer Hardware ermöglichen sollen. Aber auch funktional konnte die Toolchain über den gesamten Projekt- und Softwarelebenszyklus hinweg erfolgreich angewendet werden. Als Beispiel dienen hier einerseits der Feldtest, bei dem Mess- und Sollwerte mit der Labor-Infrastruktur ausgetauscht werden mussten oder aber die Ausführung des entwickelten, inhärent komplexen Agentensystems selbst.

Einschränkend ist festzuhalten, dass der Feldtest in PEAK im Smart Grid Labor der BUW stattfand, wodurch Aussagen über den Einsatz in realen Peer-to-Peer-Szenarien nur eingeschränkt möglich sind. Bzgl. der Steuerung der beteiligten Energiesysteme ändert sich hier aus Sicht des Energie-Agenten nur die Kommunikationsschnittstelle für die automatisierungstechnische Kontrolle. Da das Konzept des Energie-Agenten hierfür einheitliche Schnittstellen definiert, können die dahinter liegenden Prozesse und Kontrollstrukturen in einem solchen Fall unverändert bleiben. Hinzu kommen zusätzliche Herausforderungen durch die Kommunikation mit der Plattform und mit anderen Agenten, wenn die Agenten tatsächlich verteilt in unterschiedlichen Haushalten oder Liegenschaften ausgeführt werden. Um die Eignung für den Einsatz in realen Peer-to-Peer-Szenarien abschließend zu validieren sind weitere Erprobungen erforderlich. Hierzu ist ein Folgeprojekt aktuell in der Beantragung.

Weiterhin hat sich gezeigt, dass insbesondere die Ausführung großskaliger Simulationen mit Hilfe der Toolchain erhebliche Anforderungen hinsichtlich CPU und Arbeitsspeicher an die zugrundeliegende Hardware stellt. Dies ergibt sich zwangsläufig aus der relativ detaillierten Modellierung, in Kombination mit der parallelen Ausführung mehrerer Planungs- und Kontrollprozesse je betrachtetem Prosumer. Dem ließ sich in PEAK durch die Verteilung der Simulation auf mehrere parallele Cloud-Server begegnen. Die AWB sieht entsprechende Mechanismen für eine automatische Verteilung vor, die sich in PEAK bewährt haben. In einem realen Peer-to-Peer-Szenario würde die Ausführung der Energie-Agenten der einzelnen Prosumer ohnehin in den einzelnen Haushalten jeweils auf separater Hardware erfolgen, sodass sich eine Verteilung der Gesamt-Rechenlast ergibt und der Ressourcenbedarf vor Ort jeweils überschaubar bleibt.

4 ANALYSEN

Dieses Kapitel beschreibt weiterführende Analyse, eingeteilt in Analyse zum Technologiepotenzial sowie regulatorische Handlungsempfehlungen.

4.1 TECHNOLOGIEPOTENZIAL

4.1.1 Potenzialanalyse der PEAK-Plattform mit regionalisierten Auswertungen

Die Potenzialanalyse wurde bereits in folgender Publikation veröffentlicht [85], folgend wird eine kurze Beschreibung der Ergebnisse präsentiert.

Bei der Potenzialanalyse für eine PEAK-Plattform ist insbesondere die Frage interessant, ob sich durch Flexibilisierung des Verbrauchs eventuell Netzausbau vermeiden lässt. Ein wichtiger Teil der Antwort liegt in der Dauer der Lastspitzen, da sich der Verbrauch von Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen oder Hausspeichersystemen relativ einfach um Zeiträume von wenigen Minuten bis hin zu ein paar Stunden verschieben lässt. Für längere Zeiträume ist dieses Verschiebepotenzial jedoch begrenzt, da Prosumer in der Regel keine großen Speicher besitzen, nicht mehrere Tage auf ihr Auto verzichten können und Gebäude nach einer gewissen Zeit auskühlen. Zudem kommt es insbesondere bei Wärmepumpen zu Nachholeffekten, sodass am Ende einer Leistungsreduktion oder eines teuren Preissignals, die Lastspitze schnell steigen kann.

Grundlage für diese Analyse sind das Simulations-Framework der FfE, um den Hochlauf erneuerbarer Erzeuger und dezentraler Verbraucher für verschiedene Szenarien abzubilden, sowie synthetisierte Niederspannungsnetze. In Abbildung 30 wird das Potenzial zur Einsparung von Netzausbau durch Flexibilisierungseinsatz abgeschätzt unter der Annahme, dass die Netze heute noch gewisse Leistungsreserven aufweisen. In der Abbildung ist ein Szenario dargestellt, in welchem die aktuell verbaute Transformatorkapazität die tatsächlich auftretenden Lastspitzen um das Dreifache übersteigt, tatsächlich liegen uns die Daten einzelner Transformatoren jedoch nicht vor. Zwar lässt sich generell konstatieren, dass ein Großteil der Niederspannungsnetze für die heutige Belastung überdimensioniert ist, jedoch können diesbezüglich enorme regionale Unterschiede auftreten, die in der Abbildung nicht erfasst werden. Für die Kartendarstellung unterscheiden wir nach Erzeugungs- (gelb) und Verbrauchsspitzen (blau), da sich die Maßnahmen zur Spitzenglättung ebenfalls unterscheiden. Wir definieren dabei alle Ereignisse als „Lastspitze“, bei denen die Summenlast im Netz die angenommene Trafo-Kapazität übersteigt.

Zudem werden zur Einschätzung der Kritikalität folgende Faustregel verwendet: (Die angenommenen Zeiträume orientieren sich dabei an den Szenarien aus [86]):

- Dauert eine Spitze weniger als 2 Stunden, so ist sie wahrscheinlich einfach zu glätten
- Dauert eine Spitze zwischen 2 und 6 Stunden, so ist sie wahrscheinlich schwierig zu glätten
- Dauert eine Spitze über 6 Stunden, so kann sie ohne großen Aufwand wahrscheinlich nicht geglättet werden, und Netzausbau ist unabdingbar

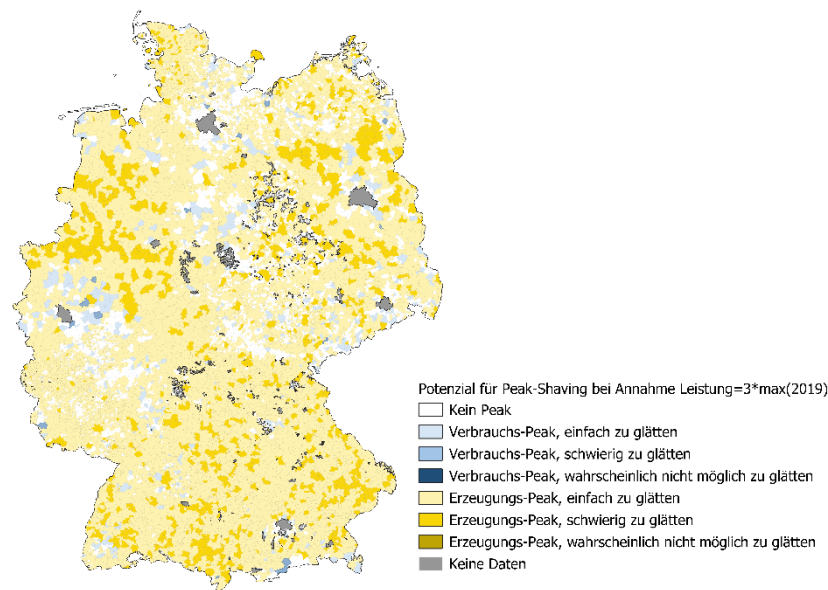


Abbildung 30: Potenzial für Peak Shaving im Szenario Flex 2035 durch Flexibilisierung unter der Annahme, dass die aktuell verbaute Transformatorkapazität im Szenario NoFlex 2019 3 mal so hoch ist wie die höchste auftretende Leistungsspitze

Sollten viele Netze bereits 2019 im NoFlex Szenario nahe ihrer Nennkapazität belastet werden, werden sie durch den Zubau dezentraler Anlagen schnell an ihre Grenzen stoßen: in den meisten Gemeinden kommt es unter dieser Annahme zu Spitzen von über 6 Stunden und ein Netzausbau scheint unabdingbar. Sollten jedoch aktuell größere Leistungsreserven an den Transformatoren vorhanden sein, z.B. noch drei Mal so viel Leistung als die höchste Spitze im Jahr 2019, so kommt es in Flex 2035 in den meisten Gemeinden nur zur kurzen Spitzen, die sehr wahrscheinlich durch Flexibilisierung, wie sie die PEAK-Plattform anreizen kann, behoben werden können. Damit ließen sich entsprechende Einsparpotenziale beim Netzausbau erzielen [87].

4.1.2 Analyse der Vorteilhaftigkeit der Toolchain gegenüber vergleichbaren Anwendungen

Von anderen Anwendungen hebt sich die im PEAK-Projekt verwendete und weiterentwickelte Toolchain insbesondere durch die Unterstützung eines durchgängigen Entwicklungsprozesses ab, der es ermöglichte, in allen Projektphasen mit derselben Software-Basis zu arbeiten (siehe hierzu auch die konzeptionelle Validierung in Kapitel 3.3.3). Vergleichbare Tools sind in der Regel spezialisierter, sie decken beispielsweise nur die diskrete Simulation elektrischer Verteilnetze ab oder konzentrieren sich auf Monitoring und Steuerung im operativen Betrieb. Der Ansatz der Toolchain für Energie-Agenten hingegen erlaubt eine homogenere Entwicklung, da durchgängig mit denselben Tools und Modellen gearbeitet werden kann und so Anpassungsaufwände zwischen den Projektphasen minimiert werden.

Der generative Ansatz, der sich aus dem zugrundeliegenden agentenbasierten Simulations- und Ausführungskonzept ergibt, macht die Toolchain zudem flexibel anpassbar und somit vielseitig einsetzbar. Beispielsweise ließe sich das System recht einfach auf ein anderes Marktmodell umstellen, indem einzelne „Behaviour“-Klassen des Markt-Agenten und der Prosumer-Agenten angepasst oder ersetzt werden, während alle weiteren Bestandteile der Agenten und des Gesamtsystems unverändert weiter genutzt werden könnten. Auch gänzlich neue Agenten oder Modelle können unkompliziert in das System integriert werden, da es klar definierte Schnittstellen für die Integration in den Gesamtablauf und für die Interaktion mit anderen Systemen bereitstellt.

So lässt sich die in PEAK verwendete Toolchain relativ leicht auf andere Anwendungsfälle übertragen, um beispielsweise auch andere Marktmodelle, zusätzliche Ausbau-Szenarien oder weitere bei den Prosumern vorhandene Systeme zu betrachten. Dies minimiert nicht nur den Entwicklungsaufwand für zukünftige Projekte, sondern fördert auch die Vergleichbarkeit der Ergebnisse und unterstützt somit

letztlich eine nachhaltigere Forschung. Durch die relativ detaillierte, bereits am operativen Betrieb orientierte Form der Modellierung wird zudem der Schritt zu einer späteren produktiven Nutzung der entwickelten Software minimiert.

4.1.3 Bewertung des spezifischen Mehrwerts verteilter Anwendungen und ihrer Skalierbarkeit

Wie in Kapitel 2 beschrieben, ist die PEAK-Plattform hierarchisch aufgebaut, wobei eine zentrale Plattform die Marktoptimierung sowie die Berechnung von Netzengpässen übernimmt. Die Planung und Echtzeitsteuerung der Prosumer erfolgt hingegen dezentral. In einer weiteren Arbeit, in der das Marktkonzept der PEAK-Plattform dezentralisiert wurde, um sowohl den Energie- als auch den Flexibilitätsmarkt durch klassische Agentenverhandlungen und auf Basis dezentraler mathematischer Optimierung (mittels Alternating Direction Method of Multipliers) umzusetzen, wurde die Skalierbarkeit verteilter Anwendungen untersucht. Dazu wurde ein Netz mit fünf, 33 und 119 Prosumern simuliert und die Rechenzeiten analysiert. Die Ergebnisse wurden in [45] veröffentlicht und sind in Abbildung 31 dargestellt.

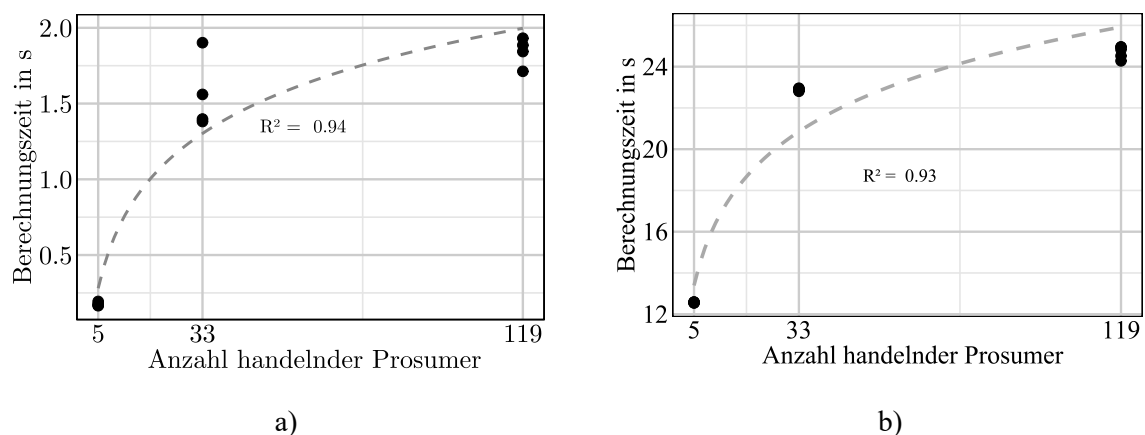


Abbildung 31 Berechnungszeit von agentenbasierter Verhandlung in a) sowie dezentraler mathematischer Optimierung nach ADMM in b), nach [45]

Wie in Abbildung 31 dargestellt, erreichen beide Ansätze eine logarithmische Skalierung sowohl für die Konvergenzzeit als auch für die Anzahl der ausgetauschten Nachrichten, was niedrige Rechenzeiten im gesamten Netzwerk sicherstellt. Weiterführende Diskussionen und Analysen befinden sich in [45]. Weitere Veröffentlichungen, die sich mit der Skalierbarkeit dezentraler Systeme befassen, sind hier zu finden [88–90].

4.1.4 Analyse verbleibender Sicherheitsrisiken

Im Rahmen einer systematischen Sicherheitsanalyse wurde das PEAK-Gesamtsystem anhand der MITRE Att&ck ICS Matrix evaluiert. Die Analyse fokussierte sich auf die Bewertung der Angriffskategorien nach ihrer Relevanz, wobei eine hohe Relevanz durch die Kombination einer signifikanten Eintrittswahrscheinlichkeit und weitreichenden Auswirkungen definiert ist. Insbesondere wurden Risiken im Bereich des initialen Zugriffspunktes identifiziert, vor allem bei Spear-Phishing und Angriffen auf die Lieferkette. Für die Aufrechterhaltung von Angriffen besteht das Risiko, dass bestehende Nutzerkonten missbraucht werden, sofern Angreifer Zugang zu verifiable credentials haben. Die Beeinträchtigung der Sicherheit sowie die Manipulation von Informationen und Kontrollmechanismen stellen dabei gravierende Konsequenzen dar.

4.1.5 Erarbeitung von Weiterentwicklungspotenzialen der Toolchain

Die verwendete Software-Toolchain hat sich im Projektverlauf als geeignet erwiesen, um Lösungen für komplexe verteilte Szenarien, wie den in PEAK betrachteten Peer-to-Peer-Markt mit vorgelagerter individueller Planung und Eingriffsmöglichkeiten für Netzbetreiber, zu implementieren. Die Mächtigkeit und vielseitige Einsetzbarkeit der verwendeten Werkzeuge geht jedoch zwangsläufig mit einer hohen Komplexität einher, die, insbesondere für neue Nutzer, eine erhebliche Einstiegshürde

darstellen kann. Um diese Hürde zu senken, sollten entsprechende Tutorials in die Toolchain integriert werden, die typische Arbeitsweisen darstellen und so beim Einstieg unterstützen. Bei der Erstellung solcher Inhalte könnten ggf. auch aktuelle KI-Techniken wie große Sprachmodelle hilfreich sein. Ein weiterer Schritt zur Komplexitätsreduktion könnte die Integration von Assistenz-Funktionen sein, die für gängige Entwicklungsaufgaben beispielsweise eine „Blaupause“ in Form einer vorbereiteten Grundstruktur anbieten könnten, die der Nutzer nur noch an den individuellen Anwendungsfall anpassen muss.

Weiterhin hat sich bei der Auswahl und Entwicklung des Marktmodells gezeigt, dass dieses erhebliche Auswirkungen auf das umzusetzende Kommunikationsverhalten der teilnehmenden Agenten hat, da die Kommunikation den Regeln und den zeitlichen Anforderungen des jeweiligen Marktes entsprechen muss. Hier könnten Entwicklungs- und Anpassungsaufwände verringert werden, wenn sich unterschiedliche Marktmodelle in genereller Form modellieren ließen. Derartige Modelle könnten dann als Grundlage dienen, um Programmcode für die Agenten-Kommunikation automatisiert zu generieren, der den Anforderungen des jeweiligen Marktes entspricht. So ließe sich der Aufwand zur Anpassung mit der Toolchain entwickelter Agenten-Systeme an unterschiedliche Marktmodelle erheblich reduzieren, was insbesondere auch vergleichende Untersuchungen unterschiedlicher Märkte erleichtern würde. Dem steht der einmalige Aufwand für die Entwicklung geeigneter Modellierungskonzepte und -werkzeuge gegenüber, der in Anbetracht des Mehrwertes, den ein solcher Ansatz für die Toolchain darstellen würde, jedoch gerechtfertigt erscheint.

4.2 REGULATORISCHE HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

4.2.1 Benötigte Anpassungen der gesetzlichen Rahmenbedingungen für §14a EnWG

Im Rahmen des PEAK-Ansatzes sind die Gegebenheiten des Netzenspasses grundsätzlich von denen des §14a unterschieden, wenn ein entsprechender Netzausbau vorhanden ist. Marktprozesse neigen dazu, Netzenspässe zu erzeugen, da der Netzzustand in der Preisbildung nicht direkt berücksichtigt wird. In PEAK wird bei einem prognostizierten Netzenspass jedoch bereits ein Flexibilitätsmarkt für die Lösung des Netzenspasses ausgerufen. Jeder am Markt teilnehmende Prosumer, welcher einen Einfluss auf die Lösung des Netzenspasses hat, hat somit eine Möglichkeit einen kurativen Eingriff zu verhindern.

Ein kurativer Eingriff sollte damit nur auftreten, wenn der Marktmechanismus versagt hat. Gründe für ein Marktversagen sind bei entsprechendem Netzausbau wahrscheinlich auf fehlende angebotene Flexibilität zurückzuführen. In diesem Fall kann aber nicht davon ausgegangen werden, dass eine Mindestleistung nach §14a EnWG für die kurative Lösung des Netzenspasses angemessen ist.

In einer solchen Konstellation sollte also darüber diskutiert werden, das Konzept der Mindestleistung auszusetzen. Nur so kann garantiert werden, dass der durch den Marktmechanismus entstandene Engpass auch behoben werden kann. Wie genau zwischen Netzenspässen aufgrund von Ausbau und durch den Markt verursachten Netzenspässen unterschieden werden kann wurde in dem Projekt zunächst nicht weiter untersucht.

4.2.2 Lieferantenpflichten von Prosumern und Befreiung von Steuern und Umlagen

Im Projekt wurden verschiedene Umsetzungsvarianten der PEAK-Plattform mit einem unterschiedlichen Grad an Dezentralisierung analysiert [91]. Varianten, die darauf bauen, dass Erzeuger die anfallenden Lieferantenpflichten selbst übernehmen, versprechen zwar maximale Souveränität und Erlöspotenziale, allerdings beinhalten sie auch eine Menge neuer Kostenfaktoren für Prosumer. Finanziell macht die Abwicklung in vollständiger Eigenregie daher lediglich für sehr große Erzeuger (ab ca. 25 kWp PV) Sinn. Auch die Souveränitätsversprechen durch Dezentralisierung können nur bedingt eingelöst werden, da in den meisten Fällen die Unterstützung durch externe Dienstleister nötig sein wird. Diese können Prosumer zwar frei wählen, vollständige Unabhängigkeit wird durch solche Partnerschaften jedoch nicht erreicht und ist aufgrund vorhandener Regeln für Marktkommunikation und sonstige Verpflichtungen auch kaum erreichbar.

Nach geltender Regulatorik kommt eine vollständige Adaption dezentraler Märkte daher also aktuell nicht in Betracht. Zudem würde der prozessuale Aufwand, den die energiewirtschaftliche Rolle des Lieferanten mit sich bringt, viele Prosumer schlicht überfordern, das Bürokratieaufkommen weiter

erhöhen und insgesamt zu steigenden Kosten führen. Zwar ließen sich für einige Lieferantenpflichten oder Prozesse der Marktkommunikation sicherlich Bagatellgrenzen einführen, um für kleinere Prosumer Vereinfachungen zu schaffen, jedoch besitzt ein Großteil der Punkte eine hohe sicherheitstechnische Relevanz, sodass weitreichende bürokratische Erleichterungen nicht mit den Anforderungen eines resilienten Energiesystems vereinbar wären.

Zentralisierte Umsetzungsvarianten einer PEAK-Plattform, in denen spezialisierte Versorger die Lieferantenpflichten übernehmen, bringen zunächst vor allem Vorteile für die Verbraucher und Erzeuger. Die ausführenden EVU müssten ihren Mehraufwand und Kosten, die solche lokalen Plattformen mit sich bringen, über eine Provision decken. Aus der systemischen Perspektive bringen auch diese Varianten jedoch alle wesentlichen Vorteile, die sich die Politik von lokalen Energiemärkten verspricht. Es müssten jedoch die nötigen finanziellen Anreize geschaffen werden (wie in RED II und IEMD gefordert), damit diese lokalen Märkte auch für Plattformbetreiber oder lokale Stadtwerke attraktiv werden.

Zum einen sollte geprüft werden, inwiefern es möglich ist, die Stromsteuerbefreiung oder die Befreiung von anderen Steuern und Umlagen, wie in der RED II gefordert, im Rahmen von Energiegemeinschaften mit lokaler Komponente auch für Konzepte mit Intermediär zu ermöglichen. Dazu müsste der Plattformbetreiber nachweisen, dass er die Strommengen in einem regional beschränkten Gebiet (z. B. < 4,5 km Radius oder innerhalb eines Netzstranges) umsetzt. Die Vorteile der Akzeptanzsteigerung von dezentralen Erzeugungsanlagen und eine Entlastung der Stromnetze durch lokale Flexibilitätsanreize blieben gewährleistet, weshalb eine steuerliche Besserstellung gerechtfertigt werden kann. Die Einsparungen von 2,05 ct/kWh könnten bereits heute genutzt werden, um den Plattformbetrieb zu finanzieren, sodass auch die ausführenden Versorger in diesem Konzept profitieren können, ohne ihre Zusatzkosten über Margen auf die Teilnehmer abwälzen zu müssen. Dafür sind allerdings P2P-Lieferbeziehungen erforderlich. Auch andere finanzielle Anreize sind denkbar. So wäre die vergünstigte Netzentgelterhebung auf die Nutzung innerhalb eines Nieder- oder Mittelspannungsstranges möglich. Dies wurde beispielsweise bereits in Spanien und Polen umgesetzt [92].

4.2.3 Herkunftsnachweise

Ebenfalls sollte es für solche Energiegemeinschaften Möglichkeiten geben, Strom aus teilnehmenden EE-Anlagen intern gleichwertig zu Grünstrom mit Herkunftsnachweisen (HKN) zu vermarkten jedoch ohne die damit verbundenen Zusatzkosten. Um Betrug, Greenwashing und Doppelvermarktung zu unterbinden, bliebe eine Anmeldung der Anlagen bei einem offiziellen Register unerlässlich. Ob das bestehende HKNR jedoch für ein transparentes und manipulationsevidentes Labeling von Strommengen auch im Kontext von Prosumern geeignet ist, ist fraglich. Stattdessen sollte das gegenwärtige System durch ein zukunftsfähiges Modell abgelöst werden, das eine Verknüpfung von Erzeugung und Verbrauch bei hoher zeitlicher Auflösung zulässt, strenge Datenschutzstandards unterstützt und die vollautomatische Integration von Kleinstanlagen über SMGWs sicherstellt.

4.2.4 Marktkommunikation

Mit zunehmender Zahl an Prosumern wird sich auch die Marktkommunikation grundlegend ändern müssen. Die etablierte Punkt-zu-Punkt Integration wird mit zunehmender Anzahl an Akteuren n gemäß des Metcalfschen Gesetzes eine enorme Anzahl an Verbindungen n^2 erfordern und schon bald nicht mehr praktikabel sein. Stattdessen werden digitale Standards und Plattformen für neue Formen der Interaktion und Wertschöpfung, effizientere Prozesse und reduzierte Transaktionskosten benötigt. Ein Beispiel in dieser Richtung stellen sogenannte Smart Grid Hubs als zentrale Schnittstelle dar. Über Sie soll zunächst Interoperabilität hergestellt werden, sodass in einem zweiten Schritt Netzwerk- und Skaleneffekte bei der digitalen Erfassung und Ansteuerung von Prosumern ausgenutzt werden können. Auf Prosumerseite ist für die Teilnahme an neuartigen Plattformlösungen ein verlässliches dezentrales Identitätsmanagement eine technische Voraussetzung. In diesem Kontext haben sich Self-Sovereign Identities (SSI) als besonders interessant für die Authentifizierung sowie Autorisierung von energiewirtschaftlichen Akteuren erwiesen.

4.2.5 Roadmap zur Weiterentwicklung und Integration in das energiewirtschaftliche System

Die im Rahmen dieses Projektes entwickelte PEAK-Plattform konnte im Feldtest mit einem realen Niederspannungsnetz und durch den Virtuellen Piloten erfolgreich erprobt und validiert werden. Dabei

haben sich Erkenntnisse aus Sicht des Netzengpassmanagements, des kombinierten Marktansatzes sowie dessen softwaretechnischen Umsetzung ergeben. In diesem Abschnitt werden die Erkenntnisse zur Weiterentwicklung und Integration in das energiewirtschaftliche System eingeordnet und Standardisierungseingaben zu dessen Umsetzung gegeben.

Die Ergebnisse des Netzengpassmanagements im Feldtest und im Virtuellen Piloten haben gezeigt, dass auftretende Netzengpässe sowohl präventiv als auch kurativ vermieden bzw. beseitigt werden konnten. Für das präventive Beheben von Netzengpässen auf lokaler Ebene benötigt es eine zuverlässige Netzzustandsprognose besonders in Zeiten mit hoher Last. Diese wird dann erreicht, wenn ausreichend Informationen in Form von bereitgestellten Fahrplänen der Prosumer vorhanden sind. Eine Prognose von Netzengpässen ausschließlich basierend auf einzelnen Sensoren im Netz, wie beispielsweise die Messung aller Transformatorabgänge, ist aufgrund der hohen und volatilen Lastspitzen mit großen Unsicherheiten behaftet. Im Rahmen der Weiterentwicklung des energiewirtschaftlichen Systems sollte die Integration von Fahrplandaten auf lokaler Ebene berücksichtigt werden, um somit lokal auftretende Netzengpässe präventiv beheben zu können. Falls der Marktmechanismus bei entsprechendem Netzausbau aufgrund fehlender angebotener Flexibilität versagt, sollte darüber diskutiert werden, das Konzept der Mindestleistung des §14a EnWG auszusetzen, um ein kuratives Beheben des durch den Marktmechanismus entstandenen Engpasses zu gewährleisten.

Mit dem Aufbau einer lokalen Handelsplattform wurde es in PEAK ermöglicht, dass Prosumer einen Marktzugang erhalten. Neben dem zuvor angesprochenen Flexibilitätshandel für das präventive Netzengpassmanagement wird der Handel zwischen Prosumern durch den P2P Energiemarkt realisiert. Mit den aktuellen gesetzlichen Rahmenbedingungen ist ein lokaler Handel von Energie durch die anfallenden Lieferantenpflichten für Prosumer und die damit einhergehenden neuen Kostenfaktoren nicht wirtschaftlich umsetzbar. Da bei dezentralen Umsetzungsvarianten einer Handelsplattform aufgrund der Volatilität der Erneuerbaren Energien ein externer Dienstleister benötigt wird, sollte über zentralisierte Umsetzungsvarianten einer Handelsplattform diskutiert werden, die aus der systemischen Perspektive alle wesentlichen Vorteile mitbringen, die sich die Politik von lokalen Energiemärkten verspricht. Dabei sollte der Fokus darauf liegen, alle beteiligten Parteien zu involvieren und die nötigen finanziellen Anreize für Prosumer, Plattformbetreiber oder lokale Stadtwerke zu schaffen.

Dies ist gleichfalls eng verknüpft mit notwendigen Anreizen für die Kunden- bzw. Prosumerseite, die im Falle einer Markteinbindung zunächst über die notwendigen technischen und insbesondere auch über die softwaretechnischen Mittel verfügen muss, um überhaupt an einem Markt partizipieren zu können. Im Rahmen des PEAK-Projekts konnte aufgezeigt werden, dass die Komplexität und Ausgestaltung des Marktes gleichzeitig die Struktur und Funktionsumfang des Energiemanagementsystems (EMS) vorgeben. Derartig komplexe Software für Prosumer-Systeme können deshalb weder durch die Kunden selbst noch ohne geeignete Standards realisiert werden.

Eine entsprechende Standardisierung sollte dabei einem Zielbild folgen, in dem verteilte EMS nach einer Plug & Play-Systematik arbeiten. D.h., dass es für das EMS unerheblich sein sollte, welche konkreten Energiesysteme unter seiner Kontrolle stehen. Wird ein neues System integriert, wie z.B. das Elektroauto eines Besuchers oder eine neue Wärmepumpe, sollte das EMS dieses ohne weitere Programmieraufwand und entsprechend der Benutzervorgaben integrieren und steuern können. Realisiert werden können derartige Systeme mit Hilfe standardisierter Modellsysteme, die die Flexibilität eines Energiesystems zunächst auf Basis eines gleichartigen Modellansatzes digital beschreiben. Diesem Ansatz folgt auch das im Rahmen des Projekts genutzte Energie-Optionsmodell. Hierauf basierend können in der Folge individuelle oder regulatorisch angepasste Kontrollstrategien entwickelt werden, um beispielsweise markt- oder netzdienlich zu agieren. Zu den notwendigen Standardisierungsmaßnahmen gehört es ferner, die Kommunikation der verteilten EMS zu definieren.

Im Rahmen der softwaretechnischen Erkenntnisse hat sich herausgestellt, dass die Komplexität des Marktes die Komplexität und den Funktionsumfang von Energiemanagementsystemen (EMS) vorgibt. Im Rahmen der Digitalisierung der Prosumer und der damit verbundenen Entwicklungsaufwände sind Standardisierungen dringend erforderlich. Um neue softwaretechnische Lösungen wie eine lokale Handelsplattform umsetzen zu können, bedarf es einer standardisierten Kommunikation zwischen den verteilten Einheiten, mit der alle markt- und netzrelevanten Informationen ausgetauscht werden können. Für den Einsatz von netzdienlicher Flexibilität wird zudem ein gleichartiges Modellverständnis von

Flexibilität benötigt. Dieses kann durch standardisierte Formen von “Digitalen Zwillingen” von Energiesystemen realisiert werden. Damit ein effizientes Einbinden neuer Energiesysteme in ein EMS ohne zusätzliche Entwicklungsaufwände gewährleistet ist, sollten EMS adaptiv als Plug & Play-System konzipiert werden. Dazu sollten standardisierte Szenarien sowie Kontrollansätze und -ziele erstellt werden, die als Mindestanforderung für EMS dienen.

5 DISKUSSION

Der Bericht stellt eine Plattform vor, die einen P2P-Energiemarkt, einen marktbasierten Ansatz für präventives Engpassmanagement sowie kurative Engpassmanagementmechanismen integriert. Zudem zeigt der Abschlussbericht die Ergebnisse verschiedener Testfälle, um die Funktionalität der Plattform zu demonstrieren und ihre Leistung zu quantifizieren. In der Analyse von Prosumer-Gewinnen und Energiepreisen wird nur ein variabler Satz zwischen 0,08 €/kWh und 0,36 €/kWh berücksichtigt. Eine detaillierte Aufschlüsselung in Komponenten wie Netzentgelte wurde in dieser Studie nicht durchgeführt. Die PEAK-Plattform ist, wie gezeigt, nur in realen Niederspannungsnetzen funktionsfähig, wenn sie mit der entsprechenden Smart-Meter-Infrastruktur ausgestattet ist. Außerdem muss jeder Prosumer einen Prosumer-Agenten implementiert haben, damit das System wie beabsichtigt funktioniert.

Es ist wichtig zu beachten, dass das konzeptionelle Rahmenwerk der Plattform nicht die heutigen Hürden berücksichtigt, mit denen Prosumer konfrontiert sind, um aktive Marktteilnehmer zu werden, wie in [91] diskutiert. Insbesondere die derzeitigen Steuern, Abgaben und Umlagen würden lokale Energieplattformen für Prosumer in Deutschland wirtschaftlich unrentabel machen. Die Ergebnisse dieser Analyse hängen außerdem stark von der Integration und Größe der PV-Anlagen sowie der Energiespeicherkapazitäten ab. Die wichtigsten Erkenntnisse zeigen, dass P2P-Energiemärkte nicht nur finanzielle Vorteile für Prosumer bieten, sondern auch zu einem effektiven Engpassmanagement beitragen. Es hat sich gezeigt, dass Prosumer mit PV-Anlagen in einem solchen P2P-Markt viel stärker profitieren als solche ohne entsprechende Infrastruktur. Zudem unterscheiden sich die Energiepreise, die Prosumer-Agenten mit derselben Hardware zahlen, was auf die geringe Anzahl der Marktteilnehmer zurückzuführen ist.

Eine weitere Einschränkung des Marktes ist, dass jede auf dem Energiemarkt angebotene oder geforderte Energiemenge abgestimmt wird. Daher haben die Prosumer-Agenten nur begrenzte Möglichkeiten, auf die aktuelle Marktsituation zu reagieren. Ihr primärer Indikator für die Einschätzung der aktuellen Marktsituation sind die Orderbuchwerte. Darüber hinaus profitieren Prosumer mit Batterie finanziell weniger als Haushalte ohne Batterie. Die FGP-Metrik illustriert jedoch nur die monetären Gewinne aus dem P2P-Handel. Da Prosumer-Agenten mit einer Batterie diese direkt mit überschüssiger Energie laden, erreichen sie ein höheres Maß an Autarkie. Folglich sind sie auf dem Energiemarkt weniger aktiv als Haushalte mit eingeschränkten Energiespeicherkapazitäten. Die Studie zeigt auch, dass der zweistufige Markt das Potenzial für "Increase-Decrease-Gaming" birgt. Bei diesem „Increase-Decrease-Gaming“ bieten Prosumer-Agenten strategisch auf dem Markt, indem sie absichtlich ihren Stromverbrauch erhöhen, um einen Netzengpass zu provozieren. Wird ein Netzengpass prognostiziert, können die Prosumer-Agenten ihren Stromverbrauch wieder reduzieren, indem sie ihre Flexibilität anbieten und für die angebotene Flexibilität vergütet werden.

Die implementierten Prosumer-Agenten sind jedoch nicht mit solchen manipulativen Marktstrategien ausgestattet, sodass keine Präventionsmaßnahmen umgesetzt werden mussten.

Außerdem ermöglicht die Implementierung von SSI die Wahrung der Privatsphäre der Prosumer auf einer öffentlichen, verteilten Marktplattform und stellt gleichzeitig alle gesetzlich erforderlichen Identitätsinformationen bereit.

Die Plattform zeigt ein hohes Maß an Anpassungsfähigkeit an verschiedene Stromnetzinfrastrukturen, abhängig von der Bereitstellung der Netz-Topologie im pandapower-Format. Der modulare Aufbau von Agent.Workbench ermöglicht zudem die nahtlose Integration zusätzlicher Prosumer oder Energiesysteme ins Netz, was die flexible und skalierbare Natur unterstreicht.

Die Plattform ist außerdem darauf ausgelegt, auf regulatorische Schwankungen zu reagieren. Geringfügige regulatorische Änderungen, wie Erhöhungen der Energiesteuern oder Anpassungen der Preisobergrenzen, können durch einfache Parameteranpassungen in der Konfiguration der Plattform leicht berücksichtigt werden. Substanzielle regulatorische Modifikationen, die die Marktstruktur beeinflussen, stellen jedoch eine größere Herausforderung dar und erfordern eine umfassendere technische Anpassung, um die Plattform mit dem neuen regulatorischen Rahmen in Einklang zu bringen. Diese Unterscheidung der Anpassungsfähigkeit unterstreicht die Fähigkeit der Plattform, sich schnell an verschiedene regulatorische Umfelder anzupassen, wenn auch mit unterschiedlichem technischem Aufwand.

Die Plattform trägt auf verschiedene Weise signifikant zur Dekarbonisierung bei: Primär unterstützt sie die Dezentralisierung des Energiemarktes, indem sie P2P-Energiehandel ermöglicht und damit die lokale Produktion und den lokalen Verbrauch erneuerbarer Energie fördert. Dieser Wandel ermutigt Gemeinschaften und Einzelpersonen, sowohl Konsumenten als auch Produzenten zu werden, wodurch die Abhängigkeit von zentralisierten, fossilen Energiequellen verringert und die Bemühungen zur Dekarbonisierung vorangetrieben werden.

Außerdem optimiert die Plattform durch automatisierte, marktorientierte Netzbetriebsprozesse, die sich an schwankende Netzbedingungen anpassen, die Verteilung von Strom. Das steigert nicht nur die Effizienz des Netzes, sondern trägt auch indirekt zur Dekarbonisierung bei, indem Übertragungsverluste reduziert und dadurch die Gesamtnachfrage nach Energie aus kohlenstoffintensiven Quellen verringert wird.

Drittens ermöglichen die ausgefeilten Prognosetools der Plattform eine effektivere Integration erneuerbarer Energiequellen in das Netz. Mit besseren Vorhersagen der erneuerbaren Energieproduktion können Netzbetreiber entsprechend planen und sicherstellen, dass erneuerbare Energiequellen optimal genutzt werden, wodurch der Bedarf an Reservekraft aus fossilen Kraftwerken minimiert und der Emissionsabbau weiter unterstützt wird.

Die Implementierung eines P2P-Energie- und Flexibilitätsmarktes stellt jedoch eine Vielzahl von Herausforderungen in Bezug auf Marktdynamik und regulatorische Konformität dar, die präzise bewältigt werden müssen.

Die Marktliquidität und die Teilnehmerbindung erweisen sich als bedeutende Faktoren für eine erfolgreiche Umsetzung eines P2P-Marktes. Ein liquider Markt mit starker Beteiligung ist entscheidend, um effiziente Energiehandelstransaktionen und Preisfindungsmechanismen zu ermöglichen. Strategien, die darauf abzielen, eine vielfältige Palette von Marktteilnehmern zu motivieren, sind daher von entscheidender Bedeutung. Solche Strategien könnten unter anderem Subventionen für erneuerbare Energieanlagen und die Einführung von Tarifen beinhalten, die externe Umweltauswirkungen besser berücksichtigen. Diese Maßnahmen könnten eine breitere Marktteilnahme stimulieren und so die notwendige Dynamik und Widerstandsfähigkeit des P2P-Marktes gewährleisten.

Darüber hinaus erfordert die Integration von P2P- und Flexibilitätsmärkten in traditionelle Energiesysteme eine sorgfältige Abstimmung. Dies umfasst die Festlegung klarer Protokolle für die Interaktion zwischen den verschiedenen Marktakteuren und die Sicherstellung, dass die aufkommenden P2P-Märkte bestehende Strukturen ergänzen, anstatt sie zu stören. Die Feinheiten dieser Integration müssen durch durchdachte politische und regulatorische Maßnahmen angegangen werden, die nicht nur einen reibungslosen Marktbetrieb fördern, sondern auch die Widerstandsfähigkeit und Zuverlässigkeit des gesamten Energiesystems stärken.

Regulatorische Herausforderungen bei der Implementierung von P2P-Märkten werden in [91] diskutiert. Zur allgemeinen Analyse der Herausforderungen von Peer-to-Peer-Märkten in Zukunft existiert diese Analyse [93].

Im Rahmen des Projekts wurden folgende Annahmen getroffen:

Im Versorgungsgebiet wird die Technische Anwendungsregel für Messsysteme (TAF 9/10/11) verwendet und ist implementiert. Für die Kommunikation der Agenten ist eine geeignete Informations- und Kommunikationsinfrastruktur vorhanden, die den notwendigen Standards entspricht, insbesondere für die Anbindung von Smart Meter Gateways (SMGWs) und Energiemanagementsystemen (EMS).

Es wird davon ausgegangen, dass der regulatorische Rahmen in Deutschland so erweitert ist, dass lokaler P2P-Handel über Grundstücksgrenzen hinweg möglich ist und erneuerbare Energiegemeinschaften zulässig sind. Prosumer haben dabei weniger regulatorische Pflichten als EVUs, und VNBs sind bereit, die Netzentgelte für Teilnehmer am P2P-Markt zu senken oder neu zu verteilen.

Zusätzlich besteht im Niederspannungsnetz eine hohe Netztransparenz, da Prosumer über Mess- und Regelungstechnik verfügen und SMGWs installiert sind. Alle relevanten Netzdaten sind verfügbar. Auch für Elektrofahrzeuge liegen Informationen zu Fahrdaten und dem Ladezustand bei einer AC-Ladung vor.

Prosumer sind bereit, eine Vielzahl an Daten zu teilen, darunter Energiemengen und Preise für den Markt sowie Informationen zur Flexibilität, die etwa mit dem Tagesablauf, der Arbeitsstrecke oder geplanten Nutzungszeiten des Fahrzeugs verknüpft sein könnten. Energieversorger zeigen sich zudem bereit, unverkaufte Restmengen auf dem PEAK-Markt kurzfristig zu fairen Preisen zu handeln.

Die Bürger sind motiviert, am PEAK-Markt teilzunehmen, und ein finanzieller Anreiz für die Nutzung der PEAK-Plattform ist gegeben. Prosumer sind auch bereit, schwankende Strompreise zu akzeptieren. Der PEAK-Markt soll ohne Strafzahlungen für Prosumer funktionieren, die ihre prognostizierte Leistungserbringung oder -abnahme nicht einhalten können. Schließlich fehlen noch klare Geschäftsmodelle und die Definition der Rolle des Plattformbetreibers.

6 ZUSAMMENFASSUNG

Dieser Bericht präsentiert ein Konzept für eine innovative Energiehandelsplattform mit SSI-basierter Privatsphäre. Sie stellt eine vielversprechende Lösung für die Herausforderungen zukünftiger, dezentraler und komplexer Netzsteuerung dar. Finanzielle Vorteile werden Prosumern in P2P-Energiemärkten geboten, wodurch der Übergang zu einem nachhaltigeren und dezentralen Energiesystem beschleunigt wird.

Die Netzzuverlässigkeit wird durch das Konzept des automatisierten und marktbasierten Netzbetriebs gewährleistet, das so ausgelegt ist, dass es sich an verschiedene Netzbedingungen anpasst, die in die Plattform integriert sind. Strombezogene Netzengpässe können durch die in das System integrierten marktbezogenen Mechanismen effektiv prognostiziert und verwaltet werden. Allerdings erweisen sich spannungsbezogene Netzengpässe als schwieriger nur durch marktorientierte Ansätze zu managen und zu kontrollieren.

Intelligente Strategien für eine profitable Teilnahme am Strom- und Flexibilitätsmarkt werden den Prosumern zur Verfügung gestellt. Dadurch wird die Demokratisierung der Energielandschaft erheblich vorangetrieben. Genaue Schätzungen und Vorhersagen von Netzbedingungen werden durch die Plattform ermöglicht und liefern wichtige Informationen für die Entscheidungsfindung von Stakeholdern, angefangen bei einzelnen Verbrauchern bis hin zu großen Netzbetreibern.

Sicherheit und Datenschutz stehen im Vordergrund und gewährleisten, dass alle Handelsaktivitäten in Übereinstimmung mit den geltenden Datenschutzvorschriften durchgeführt werden. Dies stärkt das Vertrauen unter den Nutzern und sichert den ethischen und verantwortungsvollen Betrieb der Plattform.

Zusammenfassend bietet die PEAK-Plattform eine skalierbare, anpassungsfähige und robuste Lösung für die Herausforderungen eines sich schnell wandelnden Energiesektors. Solche Plattformen werden eine entscheidende Rolle bei der Gestaltung einer nachhaltigeren, effizienteren und integrativeren Energiezukunft spielen, da die laufende Revolution in der Energieproduktion, -verteilung und -nutzung fortgesetzt wird.

In zukünftigen Forschungsprojekten soll die PEAK-Plattform weiterentwickelt und in den realen Betrieb von Verteilnetzen integriert werden. Dabei wird die Plattform um Elemente des Wärmesektors erweitert, um sowohl die Marktliquidität zu erhöhen als auch die Wärmewende aktiv zu unterstützen. Zudem wird künftige Forschung wirtschaftliche Analysen umfassen, um die finanziellen Vorteile für alle teilnehmenden Akteure umfassend zu bewerten.

7 ANHANG

Tabelle 17 - Übersicht über die Funktionen der einzelnen Agenten

Nr.	Funktion	Zugeordnet zu Agenten
F1	Erkennung von Netzensperrungen: Überwachung von Netzparametern zur Identifikation und Prognose von Netzensperrungen, bevor diese die Stabilität beeinträchtigen.	Netz-Agent
F2	Bestimmung der Sensitivität von Prosumer-Agenten gegenüber den identifizierten Netzensperrungen.	Netz-Agent
F3	Erstellung von Flexibilitätsanfragen für die empfindlichsten Prosumer-Agenten.	Netz-Agent
F4	Durchführung von kurativen Redispatch-Maßnahmen in Echtzeit, um Netzensperrungen zu beheben, die nicht durch den Flexibilitätsmarkt gelöst werden konnten.	Netz-Agent
F5	Validierung und Authentifizierung von Prosumer-Agenten, Grid-Agenten und Market-Agenten zur Sicherstellung der Systemintegrität und -sicherheit.	Plattform-Agent
F6	Ermöglichung der Interaktion zwischen Entitäten durch Bereitstellung von Kommunikationsadressen.	Plattform-Agent
F7	Abgleich von Energieanfragen und -angeboten, die von den Prosumer-Agenten gesendet werden.	Markt-Agent
F8	Abgleich von Flexibilitätsanfragen und -angeboten des Grid-Agenten und der Prosumer-Agenten	Markt-Agent
F9	Bereitstellung von Marktdetails für die Prosumer-Agenten.	Markt-Agent
F10	Schätzung und Prognose des eigenen Energiehaushalts.	Prosumer-Agent
F11	Erstellung von Energieanfragen und -angeboten und deren Einreichung am Energiemarkt.	Prosumer-Agent
F12	Effiziente Verwaltung der eigenen Anlagen gemäß dem eigenen Energieplan und den Marktergebnissen.	Prosumer-Agent
F13	Identifikation der eigenen Flexibilitätsverfügbarkeit für die Teilnahme am Flexibilitätsmarkt.	Prosumer-Agent
F14	Erstellung von Flexibilitätsangeboten zur Beantwortung von Flexibilitätsanfragen des Grid-Agenten.	Prosumer-Agent

8 LITERATURVERZEICHNIS

Das Literaturverzeichnis gliedert sich in externe Veröffentlichungen sowie in Publikationen, aus dem PEAK-Projekt.

8.1 EXTERNE VERÖFFENTLICHUNGEN

- [1] Q. Zhou, M. Shahidehpour, A. Paaso, S. Bahramirad, A. Alabdulwahab, and A. Abusorrah, "Distributed Control and Communication Strategies in Networked Microgrids," *IEEE Commun. Surv. Tutorials*, vol. 22, no. 4, pp. 2586–2633, 2020, doi: 10.1109/COMST.2020.3023963.
- [2] M. Á. Lynch, S. Nolan, M. T. Devine, and M. O'Malley, "The impacts of demand response participation in capacity markets," *Applied Energy*, vol. 250, pp. 444–451, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.05.063.
- [3] M. Nasimifar, V. Vahidinasab, and M. S. Ghazizadeh, "A Peer-to-Peer Electricity Marketplace for Simultaneous Congestion Management and Power Loss Reduction," in *2019 Smart Grid Conference (SGC 2019): Teheran, Iran, 18-19 December 2019*, Tehran, Iran, 2019, pp. 1–6, doi: 10.1109/SGC49328.2019.9056626.
- [4] F. Capitanescu and T. van Cutsem, "A unified management of congestions due to voltage instability and thermal overload," *Electric Power Systems Research*, vol. 77, no. 10, pp. 1274–1283, 2007, doi: 10.1016/j.epsr.2006.09.015.
- [5] A. Nedic, A. Olshevsky, and M. G. Rabbat, "Network Topology and Communication-Computation Tradeoffs in Decentralized Optimization," *Proceedings of the IEEE*, vol. 106, no. 5, pp. 953–976, 2018, doi: 10.1109/JPROC.2018.2817461.
- [6] S. Shrivastava and B. Subudhi, "Comprehensive review on hierarchical control of cyber - physical microgrid system," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 26, pp. 6397–6416, 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2020.0971.
- [7] European Union, "Directive (EU) 2018/2001 of the European Parliament and of the Council on the promotion of the use of energy from renewable sources," 2018.
- [8] M. Stentati, S. Paoletti, and A. Vicino, "Optimization of energy communities in the Italian incentive system," in *2022 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe)*, Novi Sad, Serbia, 2022, pp. 1–5, doi: 10.1109/ISGT-Europe54678.2022.9960513.
- [9] C. Zhang, J. Wu, Y. Zhou, M. Cheng, and C. Long, "Peer-to-Peer energy trading in a Microgrid," *Applied Energy*, vol. 220, pp. 1–12, 2018, doi: 10.1016/j.apenergy.2018.03.010.
- [10] O. Rebenague, C. Schmitt, K. Schumann, T. Dronne, and F. Roques, "Success of local flexibility market implementation: A review of current projects," *Utilities Policy*, vol. 80, p. 101491, 2023, doi: 10.1016/j.jup.2023.101491.
- [11] T. Orlandini, T. Soares, T. Sousa, and P. Pinson, "Coordinating Consumer-Centric Market and Grid Operation on Distribution Grid," in *2019 16th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Ljubljana, Slovenia, 2019, pp. 1–6, doi: 10.1109/EEM.2019.8916247.
- [12] L. M. Reinpold, L. P. Wagner, F. Gehlhoff, M. Ramonat, M. Kilthau, and M. S. Gill *et al.*, "Systematic comparison of software agents and Digital Twins: differences, similarities, and synergies in industrial production," *J Intell Manuf*, 2024, doi: 10.1007/s10845-023-02278-y.
- [13] L. P. Wagner, L. M. Reinpold, M. Kilthau, and A. Fay, "A systematic review of modeling approaches for flexible energy resources," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 184, p. 113541, 2023, doi: 10.1016/j.rser.2023.113541.
- [16] E. Mengelkamp, J. Gärttner, and C. Weinhardt, "Decentralizing Energy Systems Through Local Energy Markets: The LAMP-Project," in 2018. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/profile/johannes-gaerttner/publication/324091206_decentralizing_energy_systems_through_local_energy_markets_the_lamp-project
- [17] Y. Ninomiya, A. Sasakawa, J. Schröder, and S. Thomas, "Peer-to-Peer (P2P) electricity trading and Power Purchasing Agreements (PPAs)," Institute of Energy Economy, Japan 1, 2020.
- [18] E. Thyen, "Die Blockchain im energiewirtschaftlichen Einsatz – der Wuppertaler Tal.Markt," in *Realisierung Utility 4.0 Band 2*, O. D. Doleski, Ed., Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden, 2020, pp. 41–49, doi: 10.1007/978-3-658-25589-3_4.

- [19] A. Esmat, M. de Vos, Y. Ghiassi-Farrokhfal, P. Palensky, and D. Epema, "A novel decentralized platform for peer-to-peer energy trading market with blockchain technology," *Applied Energy*, vol. 282, p. 116123, 2021, doi: 10.1016/J.APENERGY.2020.116123.
- [20] S. Köppel, A. Zeiselmaier, T. Estermann, and A. Bogensberger, "C/sells: Großflächiges Schaufenster im Solarbogen Süddeutschlands: Abschlussbericht," Forschungstelle für Energiewirtschaft e.V., München 1, 2020.
- [21] M. Boxberger and M. Grundmann, "ENKO Das Konzept zur verbesserten Integration von Grünstrom ins Netz: Whitepaper," Schleswig-Holstein Netze AG, Quickborn 1, 2021. [Online]. Available: https://www.enko.energy/wp-content/uploads/ENKO_White-Paper-Stand-Nov.-2018.pdf
- [22] P. Goldmann, R. Janssen, and P. Ringel, "Enera: Final report of the consortium," EWE Aktiengesellschaft, Oldenburg 1, 2021.
- [23] Fraunhofer Institute for Applied Information Technology FIT, *Schlagkräftiges Konsortium startet das Projekt DEER, um Engpässe im deutschen Stromnetz aufzulösen*, 2022.
- [24] S. Torabi-Goudarzi and S. Alt, "FlexChain," *Informatik Spektrum*, vol. 44, no. 5, pp. 324–326, 2021, doi: 10.1007/s00287-021-01367-7.
- [25] C. Exner, A. von Haken, and M.-A. e. a. Frankenbach, "Gemeinsamer Abschlussbericht flexQgrid - Praxisorientierte Umsetzung des quotenbasierten Netzausgleichskonzepts zur Flexibilitätsnutzung im und aus dem Verteilnetz," Netze BW, Stuttgart 1, Apr. 2023.
- [26] Z. Zhang, R. Li, and F. Li, "A Novel Peer-to-Peer Local Electricity Market for Joint Trading of Energy and Uncertainty," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 11, no. 2, pp. 1205–1215, 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2933574.
- [27] J. Gasten, K. Joachim, W. Cramer, A. Amthor, and S. Jessenberger, "Ein Plattform-Konzept für eine kostenoptimierte Energiegewende mit Hilfe lokaler Energiemärkte," 2021. [Online]. Available: https://pebbles-projekt.de/wp-content/uploads/2021/04/pebbles_Whitepaper.pdf
- [28] T. Brenner, "DLT im Energiesektor – Wie blockchainbasierte Werkzeuge und maschinelles Lernen ein dekarbonisiertes Energiesystem möglich machen," in *Blockchain und maschinelles Lernen*, S. Schacht and C. Lanquillon, Eds., Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2019, pp. 195–216, doi: 10.1007/978-3-662-60408-3_6.
- [29] G. C. Okwuibe, A. S. Gzafroudi, E. Mengelkamp, S. Hambridge, P. Tzscheuschler, and T. Hamacher, "Advanced Clustering Approach for Peer-to-Peer Local Energy Markets Considering Prosumers' Preference Vectors," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 33607–33627, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3264233.
- [30] G. C. Okwuibe, M. Zade, P. Tzscheuschler, T. Hamacher, and U. Wagner, "A Blockchain-based Double-sided Auction Peer-to-peer Electricity Market Framework," in *2020 IEEE Electric Power and Energy Conference (EPEC)*, Edmonton, AB, Canada, 2020, pp. 1–8.
- [31] R. Kontani, K. Tanaka, and Y. Yamada, "Feasibility Conditions for Demonstrative Peer-to-Peer Energy Market," *Energies*, vol. 14, no. 21, p. 7418, 2021, doi: 10.3390/en14217418.
- [32] G. Zinke, "Energievolution getrieben durch Blockchain: Dezentrale Systeme für lokalen Energiehandel und Stromspeicher- bewirtschaftung in der Community," Institut für Innovation und Technik, Berlin, 2020.
- [33] L. Ableitner, A. Meeuw, S. Schopfer, V. Tiefenbeck, F. Wortmann, and A. Wörner, "Quartierstrom - Implementation of a real world prosumer centric local energy market in Walenstadt, Switzerland," arXiv:1905.07242v1, 2019.
- [34] B. Cornélusse, I. Savelli, S. Paoletti, A. Giannitrapani, and A. Vicino, "A community microgrid architecture with an internal local market," *Applied Energy*, vol. 242, pp. 547–560, 2019, doi: 10.1016/j.apenergy.2019.03.109.
- [35] L. Duchesne, B. Cornélusse, and I. Savelli, "Sensitivity Analysis of a Local Market Model for Community Microgrids," in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 2019, pp. 1–6, doi: 10.1109/PTC.2019.8810614.
- [36] V. Jagadeesan Nair, V. Venkataramanan, R. Haider, and A. M. Annaswamy, "A Hierarchical Local Electricity Market for a DER-Rich Grid Edge," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 14, no. 2, pp. 1353–1366, 2023, doi: 10.1109/TSG.2022.3174036.
- [37] J. Guerrero, A. C. Chapman, and G. Verbic, "Decentralized P2P Energy Trading Under Network Constraints in a Low-Voltage Network," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 5, pp. 5163–5173, 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2878445.

- [38] X. Chang, Y. Xu, Q. Guo, H. Sun, and W. K. Chan, "A Byzantine-Resilient Distributed Peer-to-Peer Energy Management Approach," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 14, no. 1, pp. 623–634, 2023, doi: 10.1109/TSG.2022.3185140.
- [39] F. H. Aghdam, M. W. Mudiyansele, B. Mohammadi-Ivatloo, and M. Marzband, "Optimal scheduling of multi-energy type virtual energy storage system in reconfigurable distribution networks for congestion management," *Applied Energy*, vol. 333, p. 120569, 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120569.
- [40] J. Llanos, D. E. Olivares, J. W. Simpson-Porco, M. Kazerani, and D. Saez, "A Novel Distributed Control Strategy for Optimal Dispatch of Isolated Microgrids Considering Congestion," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 10, no. 6, pp. 6595–6606, 2019, doi: 10.1109/TSG.2019.2908128.
- [41] M. Ludwig, *Automatisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis von Multiagentensystemen*. Dissertation: University of Wuppertal, Faculty for Electrical Engineering, 2020, Bergische Universität Wuppertal, Fakultät für Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik.
- [42] M. Tofighi-Milani, S. Fattaheian-Dehkordi, M. Fotuhi-Firuzabad, and M. Lehtonen, "Decentralized Active Power Management in Multi-Agent Distribution Systems Considering Congestion Issue," *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 13, no. 5, pp. 3582–3593, 2022, doi: 10.1109/TSG.2022.3172757.
- [43] A. Pouttu, J. Haapola, P. Ahokangas, Y. Xu, M. Kopsakangas-Savolainen, and E. Porras *et al.*, "P2P model for distributed energy trading, grid control and ICT for local smart grids," in *2017 European Conference on Networks and Communications (EuCNC)*, Oulu, Finland, 2017, pp. 1–6, doi: 10.1109/EuCNC.2017.7980652.
- [44] F. Teotia, P. Mathuria, and R. Bhakar, "Peer - to - peer local electricity market platform pricing strategies for prosumers," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 14, no. 20, pp. 4388–4397, 2020, doi: 10.1049/iet-gtd.2019.0578.
- [48] T. Linnenberg, *Engineering agentenbasierter Automatisierung für Verteilnetz-Management-Systeme*. Dissertation, Ingenieurwissenschaften: Helmut-Schmidt-Universität Hamburg, Fakultät für Maschinenbau, 2019, Helmut-Schmidt-Universität Hamburg, Fakultät für Maschinenbau.
- [49] L. P. Wagner, F. Gehlhoff, L. M. Reinpold, G. Frey, J. Jepsen, and A. Fay, "Methodology for the Automatic Generation of Optimization Models of Systems of Flexible Energy Resources," *IEEE Open J. Ind. Electron. Soc.*, 2025.
- [50] L. P. Wagner and A. Fay, "Methodology for Deriving Parameters for Optimization Models of Systems of Flexible Energy Resources," *IEEE Open J. Ind. Electron. Soc.*, vol. 5, pp. 737–757, 2024, doi: 10.1109/OJIES.2024.3425934.
- [51] L. P. Wagner, M. Kilthau, L. M. Reinpold, and A. Fay, "Required Level of Detail of Optimization Models for the Control of Flexible Energy Resources," in *IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids*, 2023.
- [52] ENTSO-E European Network of Transmission System Operators for Electricity, "The Harmonised electricity Market role model," Brüssel, 2015.
- [53] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., "Rollenmodell für die Marktkommunikation im deutschen Energiemarkt: Arbeitsgrundlagen Marktkommunikation," Berlin, 2021.
- [55] A. S. Yahaya, N. Javaid, A. Almogren, A. Ahmed, S. M. Gulfam, and A. Radwan, "A Two-Stage Privacy Preservation and Secure Peer-to-Peer Energy Trading Model Using Blockchain and Cloud-Based Aggregator," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 143121–143137, 2021, doi: 10.1109/ACCESS.2021.3120737.
- [56] M. Volkmann, S. S. Tripathi, S. Kaven, C. Frank, and V. Skwarek, "(In Proceedings) Privacy in Local Energy Markets: A Framework for a Self-Sovereign Identity based P2P-Trading Authentication System," in *IEEE 21st International Conference on Industrial Informatics*, Lemgo, 2023.
- [57] M. Davie, D. Gisolfi, D. Hardman, J. Jordan, D. O'Donnell, and D. Reed, "The Trust over IP Stack," *IEEE Comm. Stand. Mag.*, vol. 3, no. 4, pp. 46–51, 2019, doi: 10.1109/mcomstd.001.1900029.
- [58] Hyperledger Foundation, *Hyperledger Indy*. [Online]. Available: <https://www.hyperledger.org/projects/hyperledger-indy> (accessed: Sep. 13 2023).

- [60] Martin Hupez, "Enabling Mutualization and Prosumer Empowerment for Collective-Centric Optimization: Towards Responsible Energy Communities," University of Mons, Mons, 2022.
- [61] J. S. Vardakas, N. Zorba, and C. V. Verikoukis, "A Survey on Demand Response Programs in Smart Grids: Pricing Methods and Optimization Algorithms," *IEEE Commun. Surv. Tutorials*, vol. 17, no. 1, pp. 152–178, 2015, doi: 10.1109/COMST.2014.2341586.
- [62] Bundesnetzagentur (BNetzA), *Strompreise für Haushaltskunden in Deutschland in den Jahren 2012 bis 2022*. [Online]. Available: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/154908/umfrage/strompreise-fuer-haushaltskunden-seit-2006/>
- [63] J. Stephan, *Modulare Netzzustandsprognosen für Mittel- und Niederspannungsnetze*. Wuppertal, 2021, Bergische Universität Wuppertal.
- [65] Fraunhofer Institute for Energy Economy and Energy-System-Technology IEE, "Generation and Load Data Provision Methodology," 2018.
- [66] F. Paulat, K. Korotkiewicz, M. Zdrallek, and A. Liebelt, "Local flexibility markets as complement of the Smart Grid," in *ETG-Fachbericht*, 158, CD-ROM, *Internationaler ETG-Kongress 2019: Das Gesamtsystem im Fokus der Energiewende : 8.-9. Mai 2019, Stuttgart-Esslingen, Neckar-Forum*, C. Rehtanz, Ed., Berlin, Offenbach: VDE Verlag GmbH, 2019.
- [70] C. Derksen and R. Unland, "The EOM: An Adaptive Energy Option, State and Assessment Model for Open Hybrid Energy Systems," in *Proceedings of the 2016 Federated Conference on Computer Science and Information Systems*, 2016, pp. 1507–1515, doi: 10.15439/2016F392.
- [71] C. Derksen, T. Linnenberg, R. Unland, and A. Fay, "Unified Energy Agents as a Base for the Systematic Development of Future Energy Grids," in *Multiagent system technologies*, Berlin: Springer, 2013.
- [72] W. Breuer and A. Olbrich, "Jahresbericht 2022," Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V., 2022.
- [73] Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik TR-03109-1, *BSI TR-03109-1 Anforderungen an die Interoperabilität der Kommunikationseinheit eines intelligenten Messsystems*, Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik, 2021.
- [74] ISO/IEC/IEEE 29119-4, ISO/IEC/IEEE 29119-4, *Software and systems engineering — Software testing: Part 4: Test Techniques*, ISO/IEC/IEEE 29119-4, 2015.
- [75] *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG): EnWG*, Berlin, 2023, Bundesministeriums der Justiz.
- [76] W. Zander, S. Lemkens, U. Macharey, T. Langrock, D. Nailis, and M. Zdrallek *et al.*, "Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung," Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), Berlin, 2017.
- [81] Simbench, "Benchmark-Datensatzes für Lösungen im Bereich der Netzanalyse, Netzplanung und Netzbetriebsführung," 2021. [Online]. Available: <https://simbench.de/de>
- [82] T. Tjaden, J. Bergner, J. Weniger, and V. Quaschnig, "Repräsentative elektrische Lastprofile für Wohngebäude in Deutschland auf 1-sekündiger Datenbasis: Datasource, Lizenz: CC-BY-NC-4.0," Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, 2023. Accessed: Aug. 29 2023.
- [83] M. Becker, T. Müller, and M. Zdrallek, "Entwicklung eines digitalen Wärmepumpenmodells zur Analyse des Anlagenverhaltens in einem intelligenten Netzengpassmanagement," *Z Energiewirtschaft*, vol. 48, S1, pp. 4–33, 2024, doi: 10.1007/s12398-024-1261-9.
- [84] R. Uhlig, M. Stotzel, M. Zdrallek, and N. Neusel-Lange, "Dynamic grid support with EV charging management considering user requirements," in *CIREN Workshop 2016*, Helsinki, Finland, 2016, 57 (4.)-57 (4.), doi: 10.1049/cp.2016.0657.
- [86] C. Elberg, C. Frings, S. Jeddi, and A. Sitzmann, "Kurzstudie: Flexibilitätspotenzial von Haushalten zur netzdienlichen Reduktion von Nachfragespitzen," 2018.
- [88] V. Henkel, L. P. Wagner, M. Kiltthau, F. Gehlhoff, and A. Fay, "A Multi-Agent Approach for the Optimized Operation of Modular Electrolysis Plants," *Energies*, vol. 17, no. 14, p. 3370, 2024, doi: 10.3390/en17143370.
- [89] V. Henkel, L. P. Wagner, F. Gehlhoff, and A. Fay, "Combination of Site-Wide and Real-Time Optimization for the Control of Systems of Electrolyzers," *Energies*, 2024, doi: 10.3390/en17174396.
- [90] V. Henkel, M. Kiltthau, F. Gehlhoff, L. Wagner, and A. Fay, "Cost Optimized Scheduling in Modular Electrolysis Plants," in *2024 IEEE International Conference on Industrial Technology (ICIT)*, Bristol, United Kingdom, 2024, pp. 1–8, doi: 10.1109/ICIT58233.2024.10540907.

- [92] B. Dröschel, K. Grashof, and E. Hauser, "Stand der Umsetzung der RED II-Richtlinie in Deutschland mit Blick auf die Bürgerenergie," 2021.
- [93] Z. Sun, S. Tavakoli, K. Khalilpour, A. Voinov, and J. P. Marshall, "Barriers to Peer-to-Peer Energy Trading Networks: A Multi-Dimensional PESTLE Analysis," *Sustainability*, vol. 16, no. 4, p. 1517, 2024, doi: 10.3390/su16041517.

8.2 PEAK-VERÖFFENTLICHUNGEN

- [14] M. Kilthau, V. Regener, A. Zeiselmaier, and J.-P. Beck, "Elicitation and Analysis of Requirements for a Peer-to-Peer Energy Market," in *IEEE 16th International Conference on Compatibility, Power Electronics, and Power Engineering (CPE-POWERENG)*, Birmingham, United Kingdom, 2022, doi: 10.1109/CPE-POWERENG54966.2022.9880896.
- [15] M. Kilthau, M. Asman, A. Karmann, G. Suriyamoorthy, J.-P. Beck, and V. Regener *et al.*, "Integrating Peer-to-Peer Energy Trading and Flexibility Market With Self-Sovereign Identity for Decentralized Energy Dispatch and Congestion Management," *IEEE Access*, vol. 11, pp. 145395–145420, 2023, doi: 10.1109/ACCESS.2023.3344855.
- [45] M. Kilthau, V. Henkel, L. P. Wagner, F. Gehlhoff, and A. Fay, "A decentralized optimization approach for scalable agent-based energy dispatch and congestion management," in *Applied Energy*, Elsevier, Ed., 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2024.124606.
- [46] M. Kilthau, D. Ansari, and A. Fay, "Distributed Topology Optimization for Agent-based Peer-to-Peer Energy Market," in *2023 IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids (SmartGridComm)*, Glasgow, United Kingdom, 2023, pp. 1–6, doi: 10.1109/SmartGridComm57358.2023.10333916.
- [47] Y. Fabel, A. Zeiselmaier, R. Spindler, and A. Bogensperger, "Vergleich aktueller Plattform-Projekte in der Energiewirtschaft und die Rolle der Dezentralisierung," Forschungstelle für Energiewirtschaft e.V., 2021.
- [54] M. Volkmann, S. S. Tripathi, S. Kaven, C. Frank, and V. Skwarek, "Privacy in Local Energy Markets: A Framework for a Self-Sovereign Identity based P2P-Trading Authentication System," in *2023 IEEE 21st International Conference on Industrial Informatics (INDIN)*, Lemgo, Germany, Jul. 2023 - Jul. 2023, pp. 1–7, doi: 10.1109/INDIN51400.2023.10218046.
- [59] V. Regener, G. Römmelt, A. Zeiselmaier, L. Wasmeier, and A. Bogensperger, "Design choices in peer - to - peer energy markets with active network management," *IET Smart Grid*, vol. 5, no. 4, pp. 281–296, 2022, doi: 10.1049/stg2.12067.
- [64] M. Koch, M. Asman, M. Zdrallek, G. Suriyamoorthy, and K. Korotkiewicz, "Smart Meters for Grid State Identification with Use Case for Agent Based Local Energy and Flexibility Market," in *CIREN 2023 - 27th International Conference on Electricity Distribution*, 2023.
- [67] M. Asman, O. Koch, D. Cano-Tirado, and M. Zdrallek, "Potential of Prosumer Real-Time Scheduling to Improve Grid Area Load Forecasts in Distribution Grids," in *23rd Wind & Solar Integration Workshop*, IEEE, Ed., 2024.
- [68] M. Asman, C. Derksen, D. Cano-Tirado, and M. Zdrallek, "Implementierung einer kombinierten Planungs- und Echtzeitsteuerung proaktiver Prosumer-Agenten für lokale Energie- und Flexibilitätsmärkte," *Elektrotech. Inftech.*, vol. 141, no. 5, pp. 267–277, 2024, doi: 10.1007/s00502-024-01222-z.
- [69] D. Cano-Tirado, M. Forchheim, M. Asman, M. Zdrallek, and S. Palmer, "Potential Grid-Oriented and Market-Oriented Optimisation of a Local Charging Infrastructure Through a Genetic Algorithm," in *18. Symposium Energieinnovation*, Ed., Graz, 2024.
- [77] A. Karmann, M. Kilthau, J. P. Beck, C. Derksen, K. Korotkiewicz, and M. Asman *et al.*, "Metrics for the validation of agent-based local flexibility markets," in *27th International Conference on Electricity Distribution (CIREN 2023)*, Rome, Italy, 2023, pp. 579–583, doi: 10.1049/icp.2023.0421.
- [78] M. Kilthau, A. Karmann, and A. Fay, "Dezentrale Frequenzregelung und Netzenspassmanagement unter gemeinsamen und konkurrierenden Zielen," in *Automation Kongress 2023*, VDI, Ed., 2023.
- [79] M. Kilthau, A. Karmann, C. Derksen, and A. Fay, "Metric for analysing cooperative and competitive algorithms for distributed frequency control in microgrids," in *27th International*

- Conference on Electricity Distribution (CIRED 2023)*, Rome, Italy, 2023, pp. 546–550, doi: 10.1049/icp.2023.0409.
- [80] M. Volkmann, S. Kaven, S. S. Tripathi, and V. Skwarek, "Secure Identities for Renewable Energy Sources through Self-Sovereign Identity and Attribute-Based Access Control," in *ICRERA 2024 Conference*, 2024.
 - [85] J. Ferstl, V. Regener, and D. Godin, "Potenzialanalyse netzdienlicher Flexibilität – ein neuartiger Ansatz zur Synthetisierung von Niederspannungsnetzen," Forschungstelle für Energiewirtschaft e.V., 2024.
 - [87] E. Taillanter, V. Regener, J. Ferstl, and F. Mayer, "Entwicklung der Netzbelastung auf Gemeindeebene – Bedarfsschätzung für Netzausbau oder netzdienlichen Flexibilitätseinsatz," Forschungstelle für Energiewirtschaft e.V., 2024.
 - [91] A. Bogensperger and V. Regener, "Energiegemeinschaften und die Rolle des Prosumers," FfE, München, 2023.