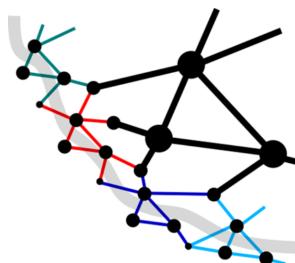


Int2Grids - Integration von intelligenten Quartiersnetzen in Verbundnetze: Verteilte Mehrzieloptimierung - Teilvorhaben OFFIS



Abschlussbericht des Teilvorhabens OFFIS

01.05.2020 - 31.12.2023

Förderkennzeichen 03EI4013C

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Betreut durch den



Autor:innen: Tobias Grimm, Rebeca Ramirez, Emilie Frost,
Mohammad Arhum, Jirapa Kamsamrong, Pauline Helene Rühmann,
Martin Tröschel, Sebastian Lehnhoff

Die Verantwortung für den Inhalt dieses Schlussberichts liegt bei den Autor:innen.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	1
I Kurzbericht	3
1 Zusammenfassung	4
1 Projektbeschreibung und Stand der Technik	4
2 Projektablauf und Ergebnisse	4
3 Artefakte und Publikationen	4
II Ausführlicher Arbeitsbericht	5
2 Einleitung	6
1 Motivation und Ziel	6
2 Kurzvorstellung Projektpartner	7
2.1 OFFIS- Institute for Information Technologie	7
2.2 Zentrum für Technomathematik – Universität Bremen	8
2.3 TU Ilmenau	8
2.4 Assoziierte Partner	8
3 Bezug zu förderpolitischen Zielen	9
4 Planung und Durchführung des Projekts	9
5 Aufbau des Dokuments	10
3 Konzept	11
1 Gesamtsystem	12
1.1 Quartiersnetz	12
1.2 Verbundnetz	13
2 Umsetzung	13
2.1 Frameworks	15
2.2 Daten	15
2.3 Netztopologie	15
2.4 Anlagenrepräsentation in mosaik	17
2.5 Agentensystem (Verbundnetz, Nachbarschaftsnetz)	18
2.6 Zusammenspiel der Komponenten und Ablauf	19
3 Evaluationsszenarien	23
4 KPIs für die Evaluation	24
4 Ergebnisse	25
1 Szenario 1, Sommer	25
2 Szenario 1, Winter	26
3 Szenario 2, Sommer	26
4 Szenario 2, Winter	27
5 Diskussion	27
6 Vergleich logischer Kommunikationstopologien	28

6.1	Untersuchungen des Kommunikationsaufkommens	29
6.2	Untersuchungen der Ergebnisse der Agentenkommunikation	31
5	Verwertung der Ergebnisse	35
1	Veröffentlichungen und Workshops	35
2	Errungenschaften und Durchbrüche des OFFIS	35
6	Fazit und Ausblick	36
Literatur		38

Teil I

Kurzbericht

1 Zusammenfassung

1 Projektbeschreibung und Stand der Technik

Im Zuge der zunehmenden Verbreitung dezentraler, erneuerbarer Energieerzeugung entstehen auch zunehmend Nachbarschaftsnetze mit eigenen erneuerbaren Energiequellen, die zur Eigenversorgung genutzt werden. Durch die zunehmende Belastung der bestehenden Netzinfrastruktur, etwa durch volatile Einspeisung und steigende Strombedarfe, stellt sich die Frage, ob die Nachbarschaftsnetze nicht nur ihren eigenen Bedarf decken können, sondern auch zur Stabilisierung des Verbundnetzes eingesetzt werden können.

Da die Nachbarschaftsnetze damit zwei unterschiedliche Ziele verfolgen, die Eigenversorgung und die Unterstützung des übergeordneten Netzes, entstehen komplexe Wechselwirkungen und wird es zu einem anspruchsvollen Bi-Level-Optimierungsproblem. Die Lösung eines solchen Problems erfordert daher fortschrittliche Optimierungsmethoden und effiziente Algorithmen, um sowohl die globale Optimallösung als auch die Balance zwischen den beiden Ebenen zu erreichen.

Der Ansatz des OFFIS basiert auf einem Multiagentensystem, in dem die Akteure durch Agenten dargestellt werden, die gemeinsam eine Lösung aushandeln.

2 Projektablauf und Ergebnisse

Das Projekt wurde zusammen mit den Partnern Zentrum für Technomathematik an der Universität Bremen und der Arbeitsgruppe „Optimierung“ an der TU Ilmenau sowie den assoziierten Partnern IAV GmbH sowie der EWE Netz GmbH durchgeführt. Es wurden parallel unterschiedliche Herangehensweisen an das beschriebene Problem entwickelt, mit dem Ziel, deren Eigenschaften zu vergleichen. Da der Ansatz der Partner nicht fertiggestellt werden konnte, entfiel der Vergleich.

Das OFFIS erzielte mehrere Ergebnisse. Insbesondere konnte gezeigt werden, dass das Problem mit dem verfolgten Multiagentensystemansatz effizient gelöst werden kann. Außerdem konnten einige Artefakte entwickelt werden, die auch in zukünftigen Forschungsvorhaben eingesetzt werden können.

3 Artefakte und Publikationen

Es folgt eine Übersicht über die im Projekt entwickelten und als Open-Source-Software veröffentlichten Artefakte sowie der im Kontext des Projekts entstandenen Publikationen.

3.0.1 Artefakte

Extension of the COHDA algorithm https://github.com/OFFIS-DAI/mango-library/tree/main/mango_library/negotiation/multiobjective_cohda

3.0.2 Publikationen

- Integration of smart neighbour grids into the German distribution grid: A Perspective [1]

Teil II

Ausführlicher Arbeitsbericht

2 Einleitung

Dieses Projekt wurde unter Beteiligung mehrerer Forschungsinstitute und mit Mitteln des Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) unter der Projektnummer 03El4013C durchgeführt.

In diesem Kapitel erläutern wir die allgemeine Motivation für die Durchführung dieses Projekts, das Ziel des Projekts und seine Bedeutung für die Energiepolitik in Deutschland, sowie die Beiträge der verschiedenen Forschungsinstitute. Darüber hinaus werden der Zeitplan für die Durchführung des Projekts und die wichtigsten Beiträge, die das OFFIS leisten konnte, dargestellt.

1 Motivation und Ziel

Der Anteil der erneuerbaren Energien in Deutschland ist in den letzten Jahrzehnten rasant gewachsen, angetrieben von dem Wunsch, eine nachhaltige Energiewende zu erreichen. Die Tatsache, dass erneuerbare Energiequellen in Reichweite der Nutzer:innen sind, hat zur Schaffung von selbstversorgenden Nachbarschaftsnetzen mit eigenen erneuerbaren Energiequellen geführt. Ein Forschungsthema dieses Projektes ist daher, ob solche Nachbarschaftsnetze nicht nur ihren eigenen Energiebedarf decken, sondern auch Überschüsse in das Verbundnetz (Verteilnetz) einspeisen und so den Betrieb des Stromsystems unterstützen können. Dennoch ist für die Stromnetzbetreiber neben der Effizienz der Netze vor allem eine sichere und wirtschaftliche Versorgung entscheidend. Durch die vermehrte Integration von erneuerbaren Energien und damit volatilen Energieerzeugern steigt die Komplexität der Netzsteuerung beträchtlich. Außerdem erhöht sich die Unsicherheit in der Planung aufgrund der schwer vorhersagbaren Energieeinspeisung der erneuerbaren Energiequellen. Daher ist es notwendig, gemeinschaftliche Strategien zu entwickeln, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dabei müssen sowohl lokale Anlagen als auch Netzbetreiber gleichermaßen berücksichtigt werden, ohne entstehende Wechselwirkungen zu vernachlässigen.

Die Interaktion zwischen zwei Netzen, dem Nachbarschaftsnetz und dem Verbundnetz, welche jeweils unterschiedliche Optimierungsziele verfolgen, kann als zweistufiges, mehrzieliges Optimierungsproblem dargestellt werden. Bei dieser Art von Problemen ist es notwendig, nicht nur sicherzustellen, dass jedes einzelne Ziel berücksichtigt wird, sondern auch die hocheffiziente Lösung eines übergeordneten Optimierungsziels einzubeziehen.

Das übergeordnete Gesamtziel des Verbundprojekts besteht darin, die Integration von Quartiersnetzen in die übergeordneten Netzführungen (VNB) und ihren potenziellen Beitrag zur Bereitstellung von Netz- und Systemdienstleistungen zu untersuchen. Aus diesem Grund wurde eine Strategie entwickelt, um die Interaktion dieser beiden Netze als ein multikriterielles Bi-Level-Optimierungsproblem zu betrachten. Ein Bi-Level-Optimierungsproblem ist ein komplexes mathematisches Problem, das aufgrund seiner Hierarchie und der Interdependenzen zwischen zwei Ebenen große Herausforderungen mit sich bringt. Es handelt sich um ein Optimierungsmodell, bei dem eine übergeordnete Ebene, auch als Führungs- oder Entscheidungsebene bezeichnet, eine optimale Lösung sucht, während eine untergeordnete Ebene, auch als Folge- oder Reaktionsebene bezeichnet, von den Entscheidungen der übergeordneten Ebene betroffen ist und ebenfalls eine eigene Optimierung durchführt.

Das Vorhaben befasst sich unter anderem mit der Modellierung von Verbund- und Quartiersnetzen. Da dezentrale Erzeuger häufig in diese Netzebene integriert werden, stellen die Verbund- und Quartiersnetze des Gesamtstromnetzes einen wichtigen Aspekt der Energiewende dar. Im Projekt Int2Grids wurde untersucht, inwiefern die Flexibilität von Quartiersnetzen hierbei unterstützen kann. Ein Quartiersnetz ist dabei eine räumlich zusammenhängende Gruppierung von Erzeugern und Lasten, die gemeinsam eigenbedarfsorientierte Optimierungsziele verfolgt, wie es beispielsweise bei Smart-City-Quartieren der Fall sein kann.

Die Interaktion zwischen den beiden Ebenen, dem Quartiersnetz und dem Verbundnetz, macht das Bi-Level-Optimierungsproblem zu einer anspruchsvollen Aufgabe, da Veränderungen auf der einen Ebene Auswirkungen auf die andere Ebene haben können, was zu einer komplexen Wechselwirkung zwischen den Zielen und Einschränkungen führt. Die Lösung eines solchen Problems erfordert daher fortschrittliche Optimierungsmethoden und effiziente Algorithmen, um sowohl die globale Optimallösung als auch die Balance zwischen den beiden Ebenen zu erreichen.

Dieses Projekt befasst sich mit der Flexibilität, die von Quartiersnetzen für übergeordnete Netzebenen zur Verfügung gestellt werden kann. Somit werden sowohl die Mehrzieloptimierung innerhalb der Quartiersnetze als auch die Bi-Level-Optimierung in Wechselwirkung mit den verschiedenen Netzebenen berücksichtigt.

2 Kurzvorstellung Projektpartner

2.1 OFFIS- Institute for Information Technologie

Als An-Institut der Carl von Ossietzky Universität Oldenburg setzt das OFFIS - Institut für Informatik seit seiner Gründung 1991 wissenschaftliches Know-how aus der Informatik in Lösungen um, die dann von Wirtschaftspartnern zu marktfähigen Produkten weiterentwickelt werden können. OFFIS arbeitet seit 2004 im Anwendungsbereich Energie verstärkt im Bereich der dezentralen Erzeuger und der Einbindung dieser in die Stromerzeugung. OFFIS ist ein international ausgerichtetes, anwendungsorientiertes Forschungs- und Entwicklungsinstitut für Informatik mit Sitz im niedersächsischen Oldenburg. OFFIS leistet Forschung und prototypische Entwicklungsarbeit auf höchstem internationalem Niveau in den Bereichen Energie, Gesellschaft, Gesundheit und Produktion. In unserem Energiebereich waren am Projekt Int2Grids drei Gruppen beteiligt:

- Co-Simulation Multimodaler Energiesysteme: OFFIS hat das Co-Simulationsframework *mosaik* entwickelt und erweitert. Es ermöglicht die Kopplung und Orchestrierung verschiedener Simulationsmodelle zu Smart Grid Szenarien. In dieser Gruppe wird das Co-Simulationsframework *mosaik* verwendet, um die Interaktion der verschiedenen Elemente des Energiesystems zu koordinieren und die Simulation intelligenter Systeme zu ermöglichen. Des Weiteren ermöglicht *mosaik* auch die Verknüpfung dieser Komponenten mit den Agenten, die für die Optimierung und Steuerung des Systems (*mango-Framework*) innerhalb desselben Szenarios zuständig sind. Das Framework *mosaik* wurde eingesetzt, um die verschiedenen Elemente zu kombinieren, aus denen das betrachtete Nachbarschaftsnetz besteht. Zum Beispiel die Photovoltaik (PV)-Anlagen, Windturbinen, Speicher, Blockheizkraftwerke, Haushalte als Stromverbraucher, Ladestationen für Elektrofahrzeuge usw. zusammen mit meteorologischen Daten und dem Verteilnetz. Zusätzlich ermöglicht *mosaik* die Verknüpfung dieser Komponenten mit den Agenten (*mango-Framework*), die für die Optimierung und Steuerung des Systems zuständig sind. Mit dem Werkzeug *mosaik* haben wir die Szenarien erstellt und analysiert.
- Verteilte Künstliche Intelligenz: Diese Gruppe untersucht die Möglichkeiten selbstorganisierender, selbstoptimierender und selbstheilender cyber-physischer Energiesysteme durch den Einsatz von Agenten. Die Agenten sind für die Steuerung der Systemkomponenten und die Optimierung der Ressourcen auf der Grundlage ihrer Zielfunktion verantwortlich.
- Smart Grid Testing: Diese Gruppe zielt auf bereichsübergreifende Simulationsumgebungen mit Echtzeitfähigkeiten ab, wobei der Schwerpunkt auf dem Energie- und Informations- und Kommunikationstechnik (IKT)-Sektor liegt.

OFFIS hat für Int2Grids die Implementierung der Kombinatorischen Optimierungsheuristik für verteilte Agenten (Combinatorial Optimization Heuristic for Distributed Agents (COHDA)) eingesetzt [6], die die Vorteile der Mehrzieloptimierung in einen Multiagentensystem (MAS)-Ansatz integriert. COHDA kann zur Lösung verteilter kombinatorischer Probleme eingesetzt werden, z.B. zur Erreichung eines globalen Ziels unter Berücksichtigung individueller lokaler Beschränkungen. Diese wurde unter der Verwendung von *mosaik* mit den verschiedenen Modellen, die das Verhalten der Systemkomponenten darstellen, umgesetzt.

2.2 Zentrum für Technomathematik – Universität Bremen

Die Arbeitsgruppe „Optimierung und Optimale Steuerung“ am Zentrum für Technomathematik der Universität Bremen wird seit 2004 von Prof. Dr. Christof Büskens geleitet. Das Hauptarbeitsgebiet ist die Optimierung und optimale Steuerung von technischen, naturwissenschaftlichen und wirtschaftswissenschaftlichen Prozessen und Systemen. Anwendungsnahe Projekte im Energiebereich bilden einen großen Anteil der Forschungsarbeit. Den Kern der Forschungs- und Entwicklungsergebnisse bilden leistungsstarke numerische Algorithmen und ihre effiziente Implementierung von ZeTeM.

ZeTeM entwickelt seit vielen Jahren unabhängig hocheffiziente Softwarebibliotheken und hat den *SQP WORHP Solver* entwickelt, der es erlaubt, die optimale Planung von Mittelspannungsnetzen zu automatisieren, so dass Mehrzielprobleme numerisch gelöst werden können.

Aus diesem Grund sucht ZeTeM nach einem Mechanismus zur Lösung des vom Projekt Int2Grids vorgestellten Mehrziel-Optimierungsproblems, wobei als Hauptansatz die heuristische Kombination der statischen und dynamischen Modelle verwendet wird, die das Verhalten jeder an das Stromnetz angeschlossenen Komponente darstellen. ZeTeM schlug als Lösungsmechanismus eine Neuformulierung des Zwei-Ebenen-Problems mit KKT vor, so dass WORHP zur Lösung des Problems als kontinuierliches und nicht-lineares Optimierungsproblem verwendet werden kann.

2.3 TU Ilmenau

Die Arbeitsgruppe „Optimierung“ am Institut für Mathematik der Technischen Universität Ilmenau befasst sich seit 2012 mit allen Aspekten von theoretischen Grundlagen bis hin zur Algorithmenentwicklung und Implementierung. Die TU Ilmenau begleitete die Modellierung des Problems durch die Berücksichtigung der Unsicherheiten, die durch die Prognosen der erneuerbaren Energiequellen und der Nachfrageabweichungen entstehen.

2.4 Assoziierte Partner

2.4.1 IAV GmbH

IAV ist mit mehr als 6000 Mitarbeitern einer der weltweit führenden Engineering Partner der Automobilindustrie. Das Unternehmen entwickelt seit über 30 Jahren innovative Konzepte und Technologien für zukünftige Fahrzeuge. Zu den Kernkompetenzen des Unternehmens gehören serientaugliche Lösungen in allen Bereichen der Elektronik-, Antriebs-, strang- und Fahrzeugentwicklung. Diese Kompetenzen nutzt IAV auch im Bereich regenerative Energie und alternative Energieversorgung. So entwickelt IAV beispielsweise einen sogenannten Energiecontainer, der weltweit und unabhängig von externen Strukturen zur Erzeugung von Energie verwendet werden kann. Gleichzeitig bietet IAV Dienstleistungen für Netzbetreiber im Bereich der Betriebsführung und Netzplanung an. Gemeinsam mit der Universität Bremen forscht IAV zudem im BmWi-Projekt „SmartFarm – Datenbasiert zum optimierten Eigenverbrauch“ an Soft- und Hardwarelösungen für kleine und mittelständige landwirtschaftliche Betriebe.

2.4.2 EWE Netz GmbH

EWE NETZ betreibt ein umfangreiches Strom- und Erdgasnetz im Ems-Weser-Elbe-Gebiet und Erdgasnetze in Brandenburg, Rügen und Nordvorpommern. Das Unternehmen mit Hauptsitz in Oldenburg ist auch Eigentümer dieser Netze. Zu seinen Aufgaben zählen die Betriebsführung, Instandhaltung, Wartung und Ausbau der Netzinfrastruktur sowie der Netzvertrieb. Darüber hinaus betreibt EWE NETZ Trinkwassernetze und ein weit verzweigtes Kommunikationsnetz zur Steuerung und Überwachung der Energienetze.

3 Bezug zu förderpolitischen Zielen

Das Projekt Int2Grids adressierte unter anderem die Modellierung von Verbund- und Quartiersnetzen in der Niederspannungsebene. Gerade auf dieser Netzebene werden dezentrale, erneuerbare Energieerzeuger häufig installiert. Die Transformation der Energienetze zur Erhaltung einer hohen Versorgungssicherheit hat in dem 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung eine große Bedeutung: „Beim Aus- und Umbau der Stromnetze ist eine hohe Versorgungssicherheit bei gleichbleibend guter Versorgungsqualität eine der Grundlagen für die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Industrie- und Wirtschaftsstandortes Deutschland“ [9].

Überdies erfordern die politischen Ziele für das deutsche Energiesystem „einen zunehmend abgestimmten Betrieb zwischen regionalen und überregionalen Stromnetzbetreibern, Erzeugungsanlagen und Verbrauchern, um die Flexibilisierung des Energiesystems voranzutreiben“ [9]. Das Projekt Int2Grids adressierte zudem, dass „für die Bereitstellung von Flexibilität und deren Steuerung neuartige, optimierte Betriebsführungskonzepte [...] erforderlich“ [9] sind. Dazu wurde das agentenbasierte Optimierungsverfahren COHDA in diesem Vorhaben eingesetzt und erweitert.

Für das förderpolitische Ziel der Integration erneuerbarer Energien in die Netze wurde in Int2Grids unter anderem untersucht, inwiefern Ziele wie Kostenminimierung und Effizienzsteigerung mit dem Ziel der stabilen Energieversorgung vereinbar sind.

4 Planung und Durchführung des Projekts

Das Projekt Int2Grids hatte eine Laufzeit von 36 Monaten, von Mai 2020 bis April 2023 sowie eine kostenneutrale Verlängerung für die Partner OFFIS und Uni Bremen bis Ende 2023. Tabelle 1 zeigt die einzelnen Arbeitspakete, zu denen das OFFIS beigetragen hat, sowie die entsprechende Beschreibung für jeden Meilenstein.

Es ist zu beachten, dass in diesem Bericht die Arbeitspakete AP 6100, AP6200 und AP6400 unter Berücksichtigung der ursprünglich vom OFFIS vorgeschlagenen agentenbasierten Simulation entwickelt wurden. Die in diesem Bericht vorgestellten Bewertungen beziehen sich nur auf unsere Analyse, ohne unsere Ergebnisse mit der von der Universität Bremen vorgeschlagenen Schätzung zu vergleichen, wie sie in AP6300 vorgeschlagen wurde.

Der Grund dafür ist, dass die Ergebnisse der Universität Bremen nicht rechtzeitig zur Verfügung standen. Dies bedeutet, dass AP6300 sowie die anderen Vergleiche (AP6100 und AP 6200) zwischen unserer dezentralen Anwendung und der von der Universität Bremen vorgeschlagenen zentralisierten Option nicht durchgeführt werden konnten.

Abbildung 1 zeigt den Original-Projektplan, und Abbildung 2 zeigt den aktualisierten Projektplan bis Ende 2023.

Abbildung 1: Projektplan Int2Grids (original)

Abbildung 2: Projektplan Int2Grids mit Verlängerung

5 Aufbau des Dokuments

In diesem Bericht werden die Ergebnisse des Int2Grids-Projekts vorgestellt, die wie folgt gegliedert sind: In Kapitel 3 wird das gesamte Konzept des zu lösenden Problems sowie die für die Durchführung der Tests implementierte Konfiguration definiert. Außerdem werden die verwendeten Netztopologien, die Datenquellen und die Werkzeuge und Rahmenwerke vorgestellt, die zur Durchführung der Analyse und des geschätzten Informationsflusses zwischen den verschiedenen Phasen des Entscheidungsprozesses verwendet wurden. Schließlich werden die zu bewertenden Szenarien, die Zeitspanne, die Sommer- oder Wintersaison und der für die Bewertung zu implementierende Mechanismus definiert.

Tabelle 1: OFFIS Arbeitspaketen und Deliverables

Arbeitspa- ket (AP)	Meilensteins oder Deliverables	Erläuterungen
AP2000	Modellierung	
AP2100	Modellierung statisches Verbundnetz	Systemarchitektur und Simulationsszenarien sowie Koppeln v. Netzmodellen mit Komponenten an mosaik
AP2200	Modellierung dynamische Quartiersnetze	
AP2500	Co-Simulation und Multiagensystem	
AP5000	Verteilte Mehrzieloptimierung	
AP5100	Quartiersnetze	Vorliegen d. Multiagenten Modells für Quartiersnetze;
AP5200	Modellreduktion und Ersatzmodelle	Integration aller Modelle in das MAS - um Optimierungen für ein Optimierungsziel durchführen zu können
AP5300	Erweiterung CODA auf Mehrzieloptimierung	Ein vollständiges, parametrier- und adaptierbares Mehrziel-COHDA Verfahren liegt vor und wurde bereits an die Quartiersnetzoptimierung angepasst, mit Modellen parametriert und implementiert.
AP5400	Umsetzung Bi-level Problem in Multiagentensystem	Gesamte Multiagentensystem für Bi-Level Optimierung liegt vor und kann mit dem Bi-level Ansatz AP 3300 verglichen werden
AP5500	Kommunikationsinfrastruktur	Handlungsempfehlungen für den notwendigen Ausbau der Kommunikationsinfrastruktur liegen vor
AP6000	Validierung / Anwendung	
AP6100	Simulationsszenarien	Simulationsarchitektur mit allen benötigten Komponenten liegt vor.
AP6200	Validierung der Ergebnisse	Lauffähige Co-Simulationsszenarien zur Validierung der einzelnen Optimierungsalgorithmen wurden erstellt.
AP6300	Vergleich Agentensystem / Bi-level Methoden	N/A
AP6400	Evaluation in realitätsnahen Anwendungen	Die Validierungsrechnungen und der Vergleich der Methoden sind abgeschlossen. Die Methodik ist unter realitätsnahen Bedingungen evaluiert.
AP7000	Dissemination	

In Kapitel 4 werden die Ergebnisse der Szenarien vorgestellt. Die in Kapitel 3 definierten Leistungsindikatoren wurden verwendet, um die Werte der erzielten Ergebnisse zu bewerten. Eine Diskussion dieser Ergebnisse im Vergleich zu den Erwartungen des Projekts wird ebenfalls vorgestellt.

In Kapitel 5 stellen wir die Verwendung der Ergebnisse in veröffentlichten wissenschaftlichen Arbeiten vor. Schließlich werden in Kapitel 6 die Schlussfolgerungen der Arbeit und ein Ausblick auf zukünftige Forschungsschritte zu diesem Thema vorgestellt.

3 Konzept

In diesem Kapitel wird das Konzept für die Umsetzung beschrieben. Dabei wird erläutert, wie die zuvor beschriebene Planung konkret umgesetzt wird, um die definierten Ziele zu erfüllen. Es wird dabei zuerst ein Überblick über das Gesamtsystem gegeben. Anschließend werden einzelne Komponenten im Detail erläutert: das Quartiersnetz und

das Verbundnetz. Anschließend folgt die Beschreibung der konkreten Umsetzung und ein Überblick über die gewählten Evaluationsszenarien. Abschließend werden die gewählten Metriken für die Evaluation erläutert. Hierbei handelt es sich um festgelegte Key Performance Indicators (KPI).

1 Gesamtsystem

Das Gesamtsystem besteht aus verschiedenen Komponenten. Es setzt sich aus dem Quartiersnetz und dem Verbundnetz zusammen. Das Quartiersnetz umfasst lokale, nah aneinander gelegene Erzeuger und Lasten, welche die Möglichkeit und das Bestreben einer lokalen eigenbedarfsorientierten Optimierung besitzen. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, ist es notwendig gemeinschaftliche Strategien, die sowohl lokale Anlagen als auch Netzbetreiber einbeziehen, zu entwickeln. Hierbei müssen die Ziele jedes einzelnen gleichermaßen berücksichtigt werden, ohne entstehende Wechselwirkungen zu vernachlässigen. Dementsprechend wird auch das Verbundnetz modelliert, welches Vorgaben definiert, die vom Quartiersnetz umgesetzt werden sollen. Dabei werden die lokalen Ziele des Quartiersnetzes weiterhin berücksichtigt. Im Folgenden werden das Quartiersnetz und das Verbundnetz im Detail beschrieben.

1.1 Quartiersnetz

Ein Quartiersnetz ist hier als lokale (z.B. am selben Leitungsstrang liegende) Gruppierung von Erzeugern und Lasten definiert, welche die Möglichkeit und das Bestreben einer lokalen eigenbedarfsorientierten Optimierung besitzt, wie es zum Beispiel bei Smart-City-Quartieren oder geschlossenen Verteilernetzen der Fall sein kann. Um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten ist es notwendig, gemeinschaftliche Strategien, die sowohl lokale Anlagen als auch Netzbetreiber einbeziehen, zu entwickeln. Für die Integration der Quartiersnetze in die Verbundnetze und die Umsetzung der Versorgungssicherheit wird sich am Prozess des Redispatch 2.0 orientiert, bei welchem auch Anlagen ab 100 kW in den Redispatch-Prozess mit einbezogen werden und zur Vermeidung von Engpässen eingesetzt werden können [4].

Im Nachbarschaftsnetz existieren verschiedene Anlagentypen: eine Batterie, ein Blockheizkraftwerk (BHKW), eine Elektroladesäule, eine Windenergianlage und eine PV-Anlage. All diese Anlagen werden als steuerbar angenommen und werden deshalb durch Agenten repräsentiert. Das System wird demnach als ein MAS umgesetzt. In einem MAS existieren verschiedene Agenten, die miteinander kooperieren, verhandeln und sich koordinieren [15]. Ein Agent wird definiert als eine unabhängige Entität in einer bestimmten Umgebung, die autonom Entscheidungen treffen kann [15]. In einem MAS können die Agenten unterschiedliche Teile einer Umgebung wahrnehmen und diese durch Aktionen beeinflussen [15]. Im vorliegenden Projekt ist jeder Agent für die Steuerung einer Anlage zuständig, die Informationen über diese liegen also nur dem jeweiligen Agenten vor. Die Agenten kommunizieren miteinander, um die Einsatzpläne der Anlagen entsprechend definierter Zeile zu optimieren. Des Weiteren wird ein Agent für einen Haushalt erstellt, welcher die Last eines Haushalts repräsentiert. Dieser stellt keine Flexibilität zur Verfügung, weshalb die Last eines Haushalts nicht veränderbar und somit nicht steuerbar ist.

Im ersten Schritt optimiert sich das Nachbarschaftsnetz zunächst lokal, um die gemeinschaftlichen Ziele zu erreichen. Hierbei liegt eine Mehrzieloptimierung vor: die Maximierung des Eigenverbrauchs und die Maximierung der Flexibilität für den Redispatch-Prozess. Das Quartiersnetz verfolgt also das Ziel der Eigenverbrauchsoptimierung, während so geplant werden soll, dass möglichst viel Flexibilität für das Verbundnetz bereit gestellt werden kann, damit Redispatch-Maßnahmen möglich sind. Die Optimierung im Nachbarschaftsnetz erfolgt dabei durch COHDA [6].

Des Weiteren existiert ein Aggregator im Nachbarschaftsnetz, welcher mit allen Anlagen-Agenten und dem Haushalts-Agent verbunden ist. Dieser empfängt nach der Optimierung die Flexibilität und die berechneten geplanten Leistungswerte und gibt diese an die höher gelegene Netzebene weiter. Der Aggregator stellt dementsprechend die Schnittstelle zwischen den Netzebenen dar und sorgt für die Integration des Quartiersnetz in das Verbundnetz.

Als Teil der Bi-Level Optimierung erhält der Aggregator nach der Netzberechnung durch eine Instanz, die den Netzbetreiber repräsentiert, Informationen darüber, inwieweit das Quartiersnetz von der geplanten Strategie abweichen muss. Das Quartiersnetz berücksichtigt dies in einer erneuten Optimierung, bei welcher die zuvor definierten Ziele um die Vorgaben durch die Netzberechnung erweitert werden.

1.2 Verbundnetz

Das Verteilnetz, an das unser Quartiersnetz angeschlossen wurde, besteht aus einer realen Topologie, die von unserem Projektpartner EWE im Rahmen einer Vertraulichkeitsvereinbarung zwischen allen am Projekt beteiligten Parteien zur Verfügung gestellt wurde.

Bei dieser Topologie handelt es sich um einen Ausschnitt aus einer Region mit einer Reihe größerer Umspannwerke. Es wurde ein Mittelspannungs-Umspannwerk von 104 kV zu 22 kV mit einer Gesamtnennleistung von 95 MVA ausgewählt, die sich auf zwei Transformatoren, einen mit 55 MVA und einen mit 40 MVA, verteilt. Dieses Umspannwerk besteht aus 16 Haupteinspeisungen, die den Anschluss verschiedener Lasten und auch mehrerer DER ermöglichen. Die Nachbarschaftsnetze sind an verschiedenen Punkten der Einspeisung mit Mittelspannung (20 kV) angeschlossen.

Das versorgte Verteilnetz wurde in PowerFactory modelliert und bestand aus:

- 37 kleinen Mikro-Netzen
- 13 Umspannwerke
- 696 Sammelschienen, die wie folgt aufgeteilt sind:
 - 1 Sammelschiene von 110 KV zum externen Netz.
 - 390 Einheiten von 20kV-Sammelschienen
 - 305 Einheiten von 400-V-Sammelschienen
- 306 Zweiwicklungstransformatoren (Niederspannungstransformatoren) 20 kV bis 400 V
- 2 Leistungstransformatoren
- 36 Hauptabzweige
- 389 Freileitungen
- 305 DER-Generatoren mit einer Gesamtleistung von 130,5 MVA
- 305 Niederspannungs-Lasten

Einer der Haupteinspeiser wurde ausgewählt, um mehrere Quartiersnetze zu installieren und die Auswirkungen auf diesen Einspeiser zu prüfen. Das Einspeisekabel bestand aus mehreren Abschnitten mit unterschiedlichen Übertragungskapazitäten zwischen ihnen. Eine Darstellung des Netzes ähnlich zur der tatsächlich verwendeten Topologie ist in Abbildung 3 zu sehen.

In der gesamten Netztopologie gibt es 306 Niederspannungstransformatoren, die sowohl Lasten als auch dezentrale Erzeugungsanlagen (DERs) verbinden. Insgesamt sind 208 DER-Anlagen sind in Betrieb, die entweder aus PV-, Wind- oder KWK-Anlagen bestehen.

Auf der Ebene des Verbundnetzes gibt es auch steuerbare Anlagen, die durch Agenten vertreten werden. Dabei handelt es sich um PV und Windkraftanlagen, zusätzlich zu den Nachbarschaftsnetzen.

2 Umsetzung

Dieses Kapitel beschreibt die Umsetzung im Projekt. Dazu werden zunächst die verwendeten Frameworks genannt sowie die verwendeten Daten und die Herkunft dieser. Des Weiteren werden die Umsetzung der Anlagenrepräsentation in mosaik sowie die Realisierung des Agentensystems mit dem Framework mango erläutert. Anschließend wird das Zusammenspiel der Komponenten und der Ablauf beschrieben.

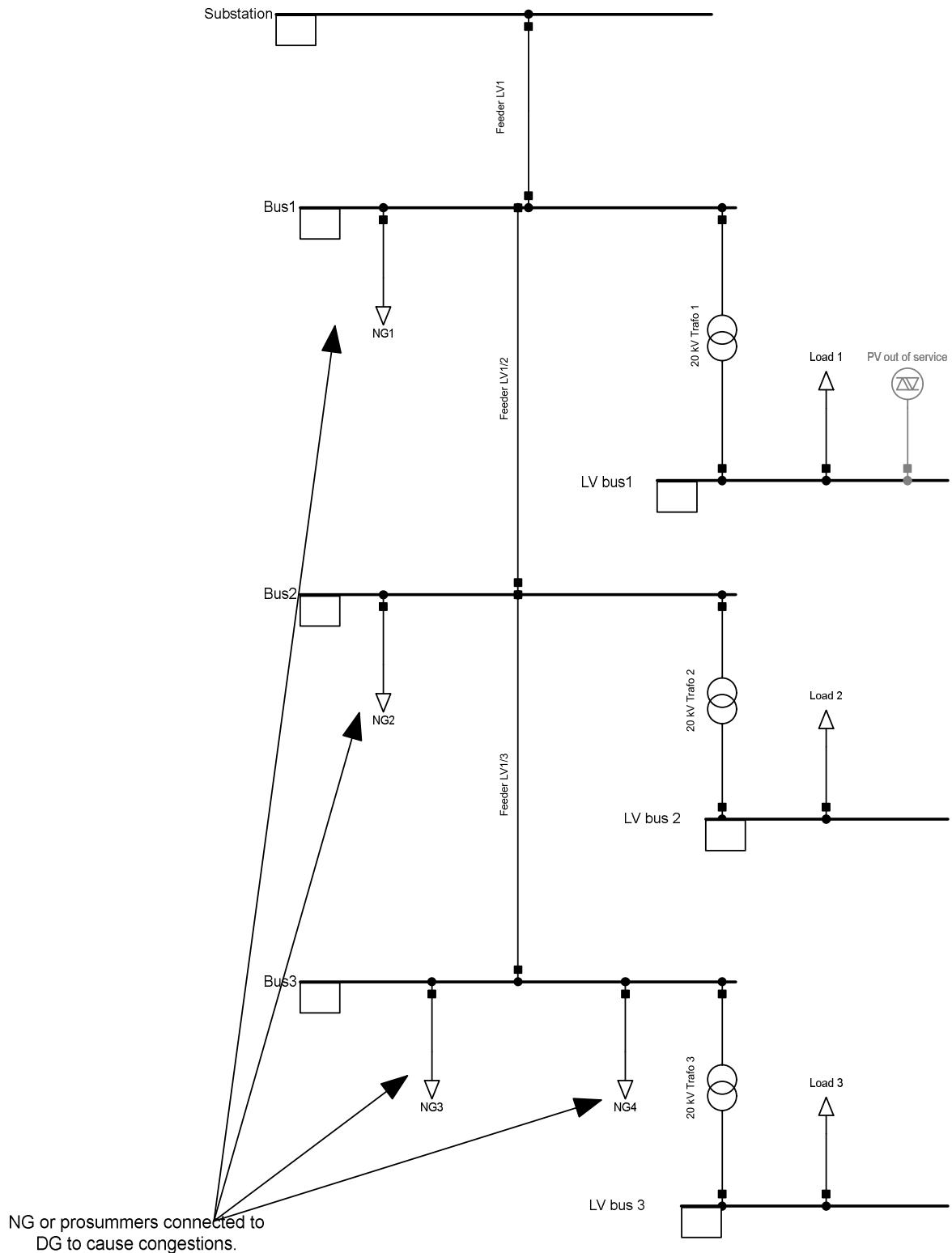


Abbildung 3: Übersicht Komponenten. Topologie eines Einspeisers

2.1 Frameworks

Im Folgenden werden die im Projekt verwendeten Frameworks vorgestellt.

mosaik Das Co-Simulationsframework mosaik¹ wird vom OFFIS entwickelt und ermöglicht die Kopplung und Orchestrierung verschiedener Simulationsmodelle zu Smart Grid Szenarien.

mango Das Agentenframework mango² ist eine Bibliothek für MAS und ermöglicht die Erstellung von Agenten und den Nachrichtenaustausch zwischen diesen.

PowerFactory PowerFactory³ ist eine Netzberechnungssoftware, mit welcher unter anderem Netzberechnungen und -überwachungen durchgeführt werden können.

pysimmod Die pysimmod⁴ umfassen eine Reihe von Simulationsmodellen für Energieerzeugungs- und -verbrauchseinheiten.

2.2 Daten

Alle Informationen zu Wettervariablen wie Umgebungstemperatur, Direktstrahlung und Windgeschwindigkeit wurden den offenen Daten des Deutschen Wetterdienstes entnommen. Zusätzlich haben Projektpartner mit realen Daten dazu beigetragen, realitätsnähere Szenarien zu erarbeiten.

Die Topologie des Verteilnetzes wurde von unserem Partner EWE Netz im Rahmen einer Vertraulichkeitsvereinbarung zur Verfügung gestellt. Die Vertraulichkeitsvereinbarung wurde von allen Projektpartnern unterzeichnet. Jegliche Teilung oder Weitergabe der Daten wurde untersagt und die Namen und IDs der Komponenten können nicht weitergegeben werden. Die Ergebnisse können ohne Offenlegung des Standorts gezeigt werden. Da die Topologie in einigen Fällen real ist, müssen zur Simulation von Netzüberlastungen die Größen der Distributed Energy Resource (DER)-Einheiten sowie des Nachbarschaftsnetzes gegenüber unserem ursprünglichen Konzept hochskaliert werden.

Um die Modelle der Ladestationen für Elektrofahrzeuge für das Nachbarschaftsnetz zu erstellen, wurden von unserem Partner IAV reale Daten von Ladestationsprofilen zur Verfügung gestellt. Die Daten wurden entsprechend den unterschiedlichen Ladezeiten der Elektrofahrzeuge verschoben, um das Verhalten von Nachbarschaftsnetzen zu simulieren.

Alle Daten wurden interpoliert, um eine Auflösung von 15 Minuten zu erreichen.

Wir nutzen die Synergien anderer Projekte wie Pysimmod, die Modelle für die Stromnachfrage in verschiedenen Häusern entwickelt haben. Diese Modelle verwenden auch Wetterdaten aus dem Projekt Smart Nord.

Um unser Nachbarschaftsnetz zu modellieren und zu erstellen, verwenden wir die im Projekt Energetisches Nachbarschaftsquartier Fliegerhorst Oldenburg (ENaQ) implementierten Konzepte. Das Design und die Komponenten von ENaQ wurden als Hauptfallstudie für das Quartiersnetz ausgewählt.

2.3 Netztopologie

Die Hauptziele des Verteilnetzes in unserer Studie sind die Minimierung der Kosten für den Redispatch, die Minimierung der Verteilungsverluste und die Minimierung der CO₂-Kosten. Unser Ansatz ist, dass ein Redispatch durchgeführt wird, wenn es im Verteilnetz Leitungen mit einer Auslastung von mehr als 90% gibt. Auf diese Weise werden Leitungsverluste reduziert. Um Kostenüberschreitungen beim Redispatching zu vermeiden, wird das

¹<https://mosaik.offis.de/>

²<https://mango-agents.readthedocs.io/en/latest/>

³<https://www.digsilent.de/de/home.html>

⁴<https://gitlab.com/midas-mosaik/pysimmod>

Konzept des Flexibilitätsangebots verwendet, bei dem jeder teilnehmende Agent seine Kapazität zur Erzeugung oder zum Verbrauch von Energie anbietet. Dies ist von entscheidender Bedeutung für Fälle, in denen der Überschuss, der von an das Verteilnetz angeschlossenen DERs erzeugt wird, vom Nachbarschaftsnetz verbraucht werden könnte. Außerdem wurden bestimmte Einschränkungen berücksichtigt, damit ein und dieselbe Einheit nicht durch einen Redispatch-Mechanismus eingeschränkt wird. Dadurch wird verhindert, dass ein einziger Akteur für diese Maßnahmen in Frage kommt. Das andere Ziel des Verteilnetzes ist die Minimierung der CO_2 -Kosten. Dies gilt in dem Maße, wie das Netz den Zugang zu erneuerbaren Energien ermöglicht. Das bedeutet, dass im Falle der Notwendigkeit, die Erzeugung aufgrund von Engpässen im Verteilernetz zu reduzieren, nicht-erneuerbare Quellen vor erneuerbaren Quellen für eine Drosselung in Betracht gezogen werden. Dieser Grundsatz gilt auch für das Nachbarschaftsnetz.

Wie bereits erwähnt, wurde uns von unserem Partner EWE eine reale Netztopologie zur Verfügung gestellt. Diese Topologie wurde analysiert, um einen Abzweig auszuwählen, der das Hauptuntersuchungsobjekt sein könnte. Dieser Abzweig wies nicht in allen Abschnitten, in denen bestimmte Lasten integriert waren, den gleichen Leitertyp auf. Der Leitertyp an der Spitze oder in der Nähe der Unterstation hatte eine Nennstromkapazität von 0,18 kA, gefolgt von einem Abschnitt mit einem Nennstrom von 0,32 kA und schließlich einem weiteren Abschnitt mit einem Nennstrom von 0,21 kA.

Das vom Projektpartner bereitgestellte Verteilungsnetz zeigt keine Netzüberlastungen (Engpässe), wenn ein Nachbarschaftsnetz mit den im ENaQ-Projekt präsentierten Kapazitäten hinzugefügt wird. Daher wurde das System hochskaliert, indem mehrere Nachbarschaftsnetze an verschiedenen Anschlusspunkten sowie dezentrale Erzeugung (die bereits im Verteilungsnetz vorhanden ist) hinzugefügt wurden.

Die Absicht, das System zu skalieren, besteht darin zu prüfen, ob der auf Agenten basierende, mehrkriterielle, Bi-level-Optimierungsalgorithmus Engpässe lösen kann. Das skalierte System ermöglicht es, spezifische Netzüberlastungen zu verschiedenen Zeiten zu beobachten, insbesondere abhängig von den Wetterprognosen. Auf diese Weise können die Auswirkungen einer zweistufigen Optimierung simuliert werden.

Die Bezeichnungen NG1 bis NG4 im Diagramm entsprechen den von Agenten gesteuerten Einheiten, unabhängig davon, ob es sich um hinzugefügte Nachbarschaftsnetze oder dezentrale Erzeugungssysteme handelt. Die Tabelle 2 definiert ihre Darstellung für jedes Szenario.

Abbildung 3 zeigt das Schema unserer Analyse. Die Namen wurden aufgrund der Vertraulichkeitsvereinbarung geändert. In diesem Diagramm sind einige Busse in Mittelspannung bei 20 kV dargestellt. Die Lasten NG1, NG2, NG3 und NG4 stellen die agentengesteuerten Einheiten dar. Diese Einheiten haben die Aufgabe, ihre Ressourcen intern zu optimieren und ihre Erzeugungs- oder Lastprognosen sowie ihren Flexibilitätsbereich an den Verteilnetzbetreiber zu übermitteln. Da der Typ der Einspeiserkabel in den Abschnitten dieses Verteilnetzes unterschiedlich ist, wurde ein Algorithmus entwickelt, um zu bewerten, wann Überlastungen im Verteilnetz vorliegen und welcher Leistungswert von jedem dieser NGs geliefert werden kann. Dies ist ähnlich zu dem aktuellen *Redispatch*-Konzept.

Da es sich bei den dargestellten NGs sowohl um verteilte Erzeugung als auch um Nachbarschaftsnetze handeln kann, sind ihre Auswirkungen auf das Verteilnetz unterschiedlich:

- NG-Einheiten, die ein Nachbarschaftsnetz repräsentieren, können zu einem bestimmten Zeitpunkt sowohl Strom erzeugen als auch aus dem Netz verbrauchen.
- DER-Einheiten können ihre Erzeugung nur auf der Grundlage ihrer Prognose erzeugen oder reduzieren. DER-Anlagen sind jedoch bestrebt, so viel Energie wie möglich in das Verteilernetz einzuspeisen und würden nur im Bedarfsfall ihre Leistung drosseln (Redispatch-Mechanismus). DER-Anlagen können keine Energie aus dem Netz verbrauchen, da sie über keine zusätzlichen Speicher verfügen, die mit ihnen verbunden sind.

Aus diesem Grund wurden je nach Art der an diesen Punkten zu platzierenden Einheit die folgenden Szenarien geplant:

- NG1: Stellt ein Photovoltaik-Kraftwerk mit einer Kapazität von einem 3MWp dar.
- NG2: Steht für ein Mini-Windkraftwerk mit einer Leistung von 4 MWp.
- NG3: Stellt unser Nachbarschaftsnetz dar.
- NG4: Kann ein Photovoltaik-Kraftwerk (PV) 2 MWp darstellen oder ein zusätzliches Quartiernetz.

Die Flexibilitätsangebote, die von den steuerbaren Einheiten abgegeben werden, sind entweder das Ergebnis ihrer internen Optimierung im Falle eines Nachbarschaftsnetzes oder im Falle einer DER-Einheit das Ergebnis ihrer Schätzung auf der Grundlage der erhaltenen Wettervorhersage.

Diese Konfiguration ermöglicht es uns, zu beobachten und zu analysieren, wie die Variabilität der erneuerbaren Ressourcen zu verschiedenen Zeiten des Jahres (Winter und Sommer) zu Netzüberlastungen im System führt. Indem wir den gesteuerten Einheiten erlauben, ihre Flexibilität dem Verteilnetz anzubieten, kann das Ergebnis der zweistufigen Optimierung für jeden Zeitraum des Untersuchungshorizonts bewertet werden.

2.4 Anlagenrepräsentation in mosaik

Für die Integration unseres Nachbarschaftsnetzes mit dem Verteilnetz wurden elektrische Komponenten aus unserem Mosaik-Repository verwendet. Diese Komponenten wurden durch die Erstellung eines Szenarios in das System integriert. Ursprünglich wurden Größen und Konfigurationen verwendet, die einem der Szenarien des ENaQ ähneln. Im endgültigen Szenario wurden diese Größen jedoch hochskaliert, um das richtige Verhältnis für unsere zweistufige Simulation zu erreichen.

Die verwendeten Simulatoren waren:

- CSV-Datei-Leser
- HDF5 Datenbank
- Pysimmod-Modelle: Enthält Simulationsmodelle, die im Rahmen des Forschungsprojekts iHEM (intelligent Home Energy Management) erstellt wurden. Das Modul zur Simulation des Energieverbrauchs von Wohngebäuden wurde auf der Grundlage des tatsächlichen Energieverbrauchverhaltens von Wohngebäuden in Deutschland erstellt und bietet daher eine geeignete Synergie für dieses Projekt. Aus diesem im OFFIS entwickelten Simulationspaket wurde das Verhalten der Haushaltlasten, der Batterie und des zentralen BHKW des Projekts übernommen.
- Wetterdaten-Simulator: Ebenfalls aus dem Simulationspaket pysimmos verwendet. Es enthält relevante Informationen für die Modelle. Darüber hinaus wurde ein Modell entwickelt, um offene Daten aus dem Deutschen Wetterdienst zu extrahieren.
- Windturbine: Windturbinen-Simulator, der auf der realen Lastkurve einer proportional dimensionierten Turbine basiert.
- PV: Simulator des Verhaltens von Photovoltaik-Paneele auf der Grundlage der Strahlung.
- Modul zur Netzberechnung mit Power Factory: Es wurde ein spezieller Simulator entwickelt, um die relevanten Informationen zwischen den von den Agenten erzeugten Optimierungsergebnissen und der Software Power Factory zu übermitteln.
- E-Ladestationen: Der im Rahmen des Projekts entwickelte Standort-Simulator für Fahrzeugladestationen basiert auf realen Ladestationsdaten, die von der IAV bereitgestellt wurden.
- MAS: Multiagentensystem-Simulator.
- Collector: Simulator für die Datenerfassung.

2.5 Agentensystem (Verbundnetz, Nachbarschaftsnetz)

In der Umsetzung des Agentensystems gibt es für jede Anlage einen Agenten, welcher diese steuert. Dies gilt für die Agenten im Verbundnetz und auch für die Anlagen in den Nachbarschaftsnetzen. Für jedes Nachbarschaftsnetz gibt es des Weiteren einen Agenten, welcher der Aggregator dieses Nachbarschaftsnetzes ist und als Schnittstelle zwischen Nachbarschaftsnetz und übergeordneter Netzebene fungiert. Dementsprechend interagiert dieser mit dem Netz-Agenten. Der Netz-Agent befindet sich auf der Ebene des Verteilnetzes und übernimmt die Aufgaben der Netzberechnung. Er erhält dementsprechend von den Nachbarschaftsaggregatoren und den Anlagen-Agenten der Verbundnetzebene die Informationen über geplante Einspeisewerte und kann damit eine Netzberechnung durchführen. Dafür existiert eine Verbindung vom Netz-Agenten zum Netzmodell in PowerFactory.

Es gibt dementsprechend folgenden Arten von Agenten:

- Anlagen-Agenten Nachbarschaftsnetz (PV-Agent, Wind-Agent, Elektroladesäulen-Agent, Batterie-Agent, BHKW-Agent, Haushalts-Agent)
- Nachbarschafts-Agent (auch Aggregator-Agent)
- Anlagen-Agenten Verbundnetz (PV-Agent, Wind-Agent) auf Mittelspannung
- Netz-Agent (Betreiber des Verteilnetzes)

Die Namen NG₁ bis NG₄ stehen für die durch Agenten steuerbaren Einheiten. Sie stellen entweder Nachbarschaftsnetze oder DERs dar.

Optimierung durch das Agentensystem Das Gesamtziel des Projektes, die Integration von Quartiersnetzen in die übergeordneten Netzführungen (VNB, ÜNB) und ihr potentieller Beitrag zur Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen, wird durch eine Untersuchung der Möglichkeiten von Quartiersnetzen für Maßnahmen zur Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen betrachtet. Darauf aufbauend wird anschließend das Netz als dynamisches Bi-level-Optimierungsproblem aufgefasst, wobei das Verbundnetz Sollwertvorgaben erstellt, die von den Quartiersnetzen umgesetzt werden sollen. Diese Vorgaben müssen in der lokalen Optimierung durch das Quartiersnetz ebenso berücksichtigt werden wie die lokalen Ziele.

Das Quartiersnetz besitzt folgende lokale Ziele: Eigenverbrauchsoptimierung und die Maximierung des Flexibilitätsangebots für die Integration in das Verbundnetz. Bei der Optimierung wird dementsprechend vom Quartiersnetz das Ziel verfolgt, die Eigenverbrauchsquote zu maximieren unter gleichzeitiger Maximierung des Flexibilitätsangebots, aber unter Berücksichtigung der Minimierung der CO₂-Emissionen. Sollte es für bestimmte Zeitpunkte Vorgaben von der Netzsteuerung der Verbundnetzebene (Netz-Agent) geben, werden diese ebenfalls in den Zielen berücksichtigt.

Es ergibt sich dementsprechend eine mehrkriterielle Optimierung. Für die Optimierung im Quartiersnetz durch das MAS wird COHDA verwendet. COHDA wurde von Hinrichs und Sonnenschein in [7] beschrieben. Es handelt sich um eine vollständig verteilte Optimierungsheuristik, die selbstorganisierende Mechanismen zur Optimierung eines gemeinsamen Ziels nutzt.

Im Projekt Int2Grids wurde COHDA um die Möglichkeit einer mehrkriteriellen Optimierung erweitert. Der Ansatz basiert dabei auf den Arbeiten von Bremer et al. [3], in welchem COHDA um die mehrkriterielle Optimierung erweitert wird. Dies ermöglicht eine vollständig dezentralisierte, agentenbasierte, multikriterielle Planung von Energieressourcen. Der Ansatz für dieses Projekt basiert auf dem von Bremer et al. vorgestellten Ansatz und erweitert diesen. Die Erweiterung beinhaltet die Ausweitung der Flexibilität in Bezug auf das Flexibilitätsmodell für die Energieressourcen. Die entwickelte Erweiterung ist bereits als Open Source Software veröffentlicht worden⁵. Für das Projekt wurden dementsprechend zwei Ziele für die Optimierung mit COHDA implementiert: die Optimierung des Eigenverbrauchs

⁵https://gitlab.com/mango-agents/mango-library/-/tree/main?ref_type=heads

unter Berücksichtigung der Steuerungssignale des Netz-Agenten, die Maximierung des Flexibilitätsangebots und die und die Minimierung von CO_2 -Emissionen.

Netzberechnung durch den Netz-Agenten Die Netzzustandsberechnung (englisch State Estimation) ist ein wesentliches Werkzeug, um den Zustand des Stromnetzes zu berechnen und einen sicheren Betrieb gewährleisten zu können. Das Ziel der Netzzustandsberechnung ist es, eine optimale Schätzung komplexwertiger Spannungen für jede Sammelschiene (engl. bus) so wie den Strom auf den Leitungen aus den verfügbaren Werten zu berechnen.

Die Lastflussanalyse in den Leitungen ist ein nützliches Instrument, um festzustellen, ob eine Überlastung der Leitungen auftreten könnte. Abhängig von diesen Werten kann die Einspeisung oder Abgabe an jedem Knotenpunkt angepasst werden. Für die Lastflussanalyse des Verteilnetzes wurde die Software DigSilent Power Factory Version 2022 SP3 verwendet.

Der Netzagent ist der einzige Agent, der über die Informationen zur Topologie des elektrischen Netzes verfügt und somit für die Durchführung der entsprechenden elektrischen Analysen (Lastflussanalyse) verantwortlich ist. Der Agent verwendet Power Factory, um zu ermitteln, welche Leitungen in den nächsten 32,5 Stunden voraussichtlich überlastet sein werden, und bestimmt den maximal zulässigen Leistungswert dieser Einheiten.

Dazu erhält der Netzagent alle Flexibilitätsangebote und Prognosen der DER-Kraftwerke von den anderen Agenten, die an das Verteilnetz angeschlossen sind (Nachbarschafts-Agent und Anlagen-Agenten Verbundnetz (PV-Agent, Wind-Agent) auf Mittelspannung). Eine direkte Kommunikation mit anderen Agententypen ist jedoch nicht gegeben. Zum Beispiel mit dem Anlagen-Agenten Nachbarschaftsnetz. Mit den Leistungswerten der Kraftwerke an jedem Knoten wird die Analyse für jeden Schritt der Simulation durchgeführt.

Im Falle einer Überlastung des Netzes wird ein Algorithmus ausgeführt, um den Ort der Überlastung und die Kraftwerke zu ermitteln, die zur Beseitigung der Überlastung beitragen könnten. Die neuen Leistungswerte werden als *Pset* bezeichnet. Diese Werte werden vom Netzagenten an die anderen entsprechenden Agenten übermittelt. Wenn keine Änderung der Leistung erforderlich ist, erlaubt der Netzagent den an sein Netz angeschlossenen Agenten, die geschätzte Leistung zu liefern. Ist eine Verringerung oder Erhöhung der Leistung erforderlich, so gibt der Agent den Wert unter Berücksichtigung der angebotenen Flexibilität an. Ist trotz der gebotenen Flexibilität ein *Pset* außerhalb des Bereichs erforderlich, so berücksichtigt der ausgewählte Agent die Vorgaben des Netzagenten für diesen Schritt und passt seine Einheit entsprechend an.

Falls ein Nachbarschaftsagent angepasst werden muss, gibt der Netzagent nur den *Pset*-Wert an, den der Nachbarschaftsagent am Anschlusspunkt an das Verteilnetz einhalten muss. Es liegt in der Verantwortung des Nachbarschaftsagenten, die Anpassung vorzunehmen und sich mit den einzelnen Anlagen-Agenten im Nachbarschaftsnetz abzustimmen.

Als letzter Schritt innerhalb der Simulation wird bei jedem Zeitschritt ein „Echtzeit“-Schritt ausgeführt. Dabei wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, um zu prüfen, ob sich das gesamte System innerhalb akzeptabler Betriebsbereiche befindet.

2.6 Zusammenspiel der Komponenten und Ablauf

Zunächst wird ein Überblick über alle existierenden Komponenten gegeben. Hierbei werden die mosaik-Simulatoren erläutert. Diese sind in Abbildung 4 abgebildet.

Die Wetter-Simulatoren sind dafür zuständig, aktuelle Wetterdaten an die Anlagen zu liefern. Zu diesen gehören Daten über die Windgeschwindigkeit, die Sonneneinstrahlung und die Temperatur. Die Daten werden von den Anlagen-Simulatoren entgegengenommen. Zu diesen gehören jeweils Simulatoren für eine PV-Anlage, Windkraftanlage, Elektroladesäule, Batterie, BHKW und einen Haushalt. Für die Schnittstelle zum Agentensystem, welches in mango implementiert ist, gibt es einen Agenten-Simulator. Das Agentensystem, welches in Unterabschnitt 2.5

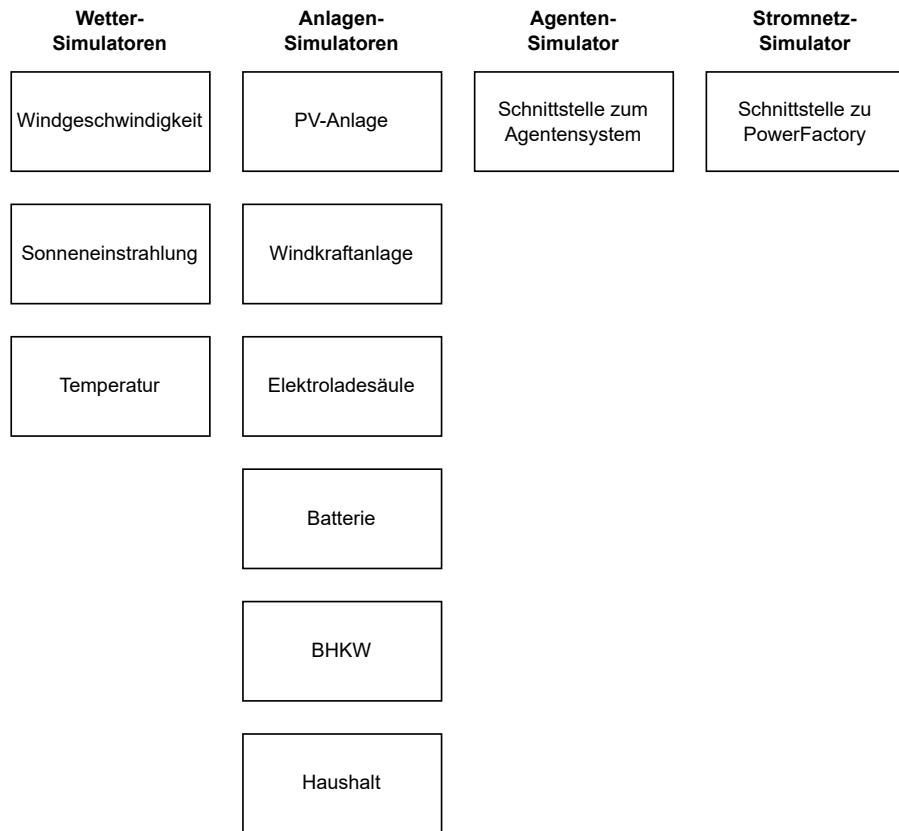


Abbildung 4: Übersicht Komponenten

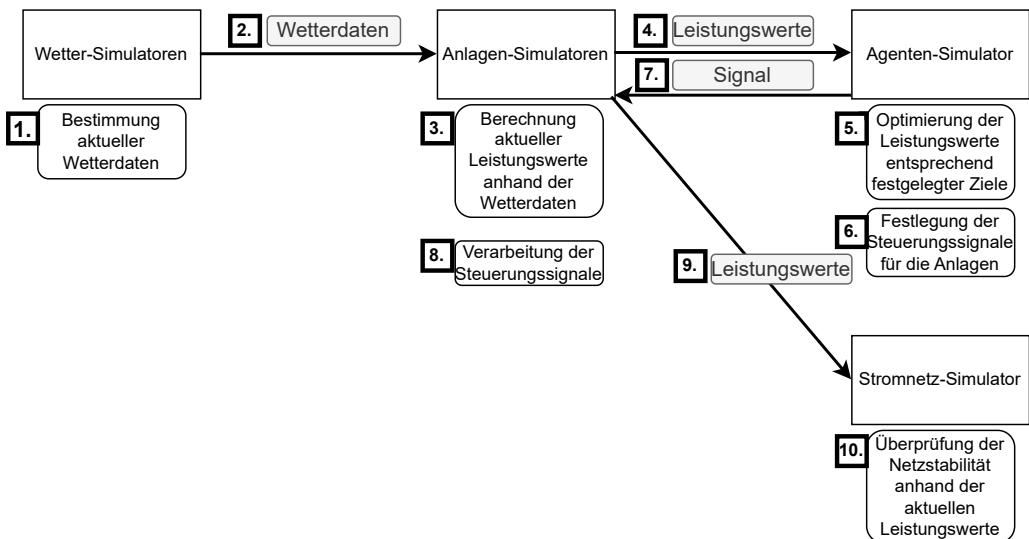


Abbildung 5: Ablauf eines Simulationsschrittes

beschrieben ist, ist über diesen Simulator mit den anderen mosaik-Simulatoren verbunden. Es gibt des Weiteren einen Stromnetz-Simulator, welcher intern PowerFactory für die Netzberechnung verwendet. Dieser erhält geplante Einspeisedaten von Anlagensimulatoren und überprüft die Netzstabilität.

Der Ablauf eines Simulationsschrittes ist Abbildung 5 dargestellt. Insgesamt stellt ein Schritt ein 15-Minuten-Intervall dar, somit wird der Prozess in der Abbildung alle 15 Minuten (in Simulationszeit) wiederholt.

1. Die Wettersimulatoren bestimmen die aktuellen Werte entsprechend der aktuellen Uhrzeit.
2. Die Wettersimulatoren geben die aktuelle Werte an die jeweiligen Anlagensimulatoren.

3. Die Anlagensimulatoren berechnen jeweils für ihre Anlagen entsprechend der erhaltenen Wetterdaten (z.B. Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeit) die aktuellen Leistungswerte für den jeweiligen Zeitschritt.
4. Anschließend werden diese berechneten Leistungswerte für den aktuellen Zeitschritt an die jeweiligen Anlagen-Agenten gegeben. Dies geschieht über den Agenten-Simulator, welcher die Schnittstelle zum Agentensystem darstellt.
5. Die Anlagen auf der Verbundnetzebene führen Berechnungen der geplanten Einspeisewerte durch (bezeichnet als Forecast) und außerdem wird eine Flexibilität berechnet, die angibt, inwieweit von der geplanten Einspeisung abgewichen werden kann. Die Berechnungen beziehen sich dabei immer auf die nächsten 32,5 Stunden. Im Nachbarschaftsnetz werden diese Berechnungen ebenso durchgeführt. Dabei wird eine Optimierung durchgeführt, an welcher die Anlagen-Agenten im Nachbarschaftsnetz beteiligt sind. Die Einspeisung wird anhand unterschiedlicher Ziele berechnet. Sollten die entsprechenden optimierten Leistungswerte dazu führen, dass die Netzstabilität nicht gewährleistet werden kann, können entsprechende Anpassungen vorgenommen werden. Aus diesem Grund wird die Flexibilität zur Verfügung gestellt. Für das Nachbarschaftsnetz werden die geplanten Leistungswerte und die Flexibilität aggregiert angegeben.
6. Anhand der vorherigen Optimierung und Berechnung können die finalen Leistungswerte für die Anlagen festgelegt werden.
7. Die festgelegten Leistungswerte werden als Steuerungssignale an die Anlagen gegeben.
8. Die Anlagen nehmen die Steuerungssignale entgegen und versuchen diesen Wert umzusetzen. Dementsprechend wird der tatsächliche für die Anlage fahrbare Wert für den aktuellen Zeitschritt bestimmt.
9. Dieser berechnete Leistungswert wird für jede Anlage an den Stromnetz-Simulator geschickt.
10. Der Stromnetz-Simulator nimmt die Leistungswerte für alle Anlagen entgegen und führt eine Netzberechnung durch. Es wird überprüft, ob Leitungen überlastet sind.

Die genaue Arbeitsweise des Agentensystems ist im Folgenden noch genauer erklärt. Es handelt sich hierbei um die Schritte **5.** und **6.** aus dem vorherigen Prozess. Die Arbeitsweise der Agenten ist dabei in drei Teile aufgeteilt. Teil 1 ist in Abbildung 6 dargestellt und wird im Folgenden erläutert.

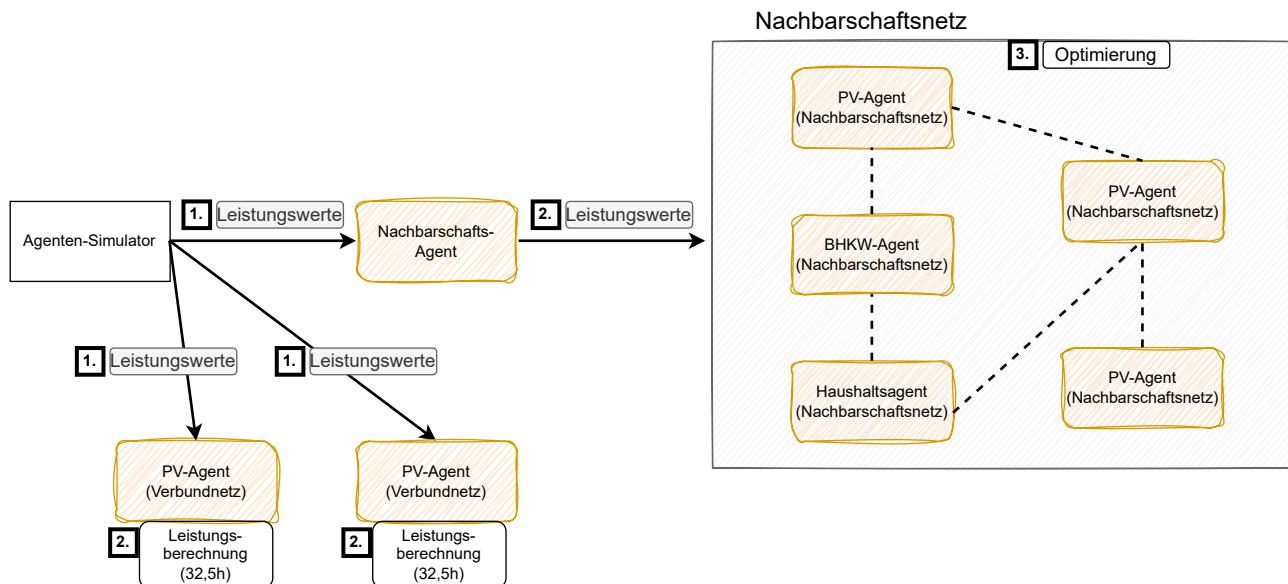


Abbildung 6: Ablauf eines Simulationsschrittes: Agentensystem Teil 1

1. Sobald der Agenten-Simulator Updates von den Anlagen-Simulatoren über mosaik erhält, gibt er diese an den Nachbarschafts-Agenten und die Anlagen-Agenten der Verbundnetzebene weiter. Je nachdem, welches Szenario betrachtet wird, können hier mehrere Nachbarschafts-Agenten vorliegen (falls mehrere Nachbarschaftsnetze simuliert werden) sowie mehrere Anlagen-Agenten auf Verbundnetzebene, abhängig davon, wie

viele Anlagen auf Verbundnetzebene existieren. In diesem Fall ist zur Vereinfachung ein Nachbarschaftsnetz und jeweils eine PV-Anlage und Windkraftanlage auf Verbundnetzebene betrachtet worden.

2. Sobald die Anlagen-Agenten auf Verbundnetzebene die aktuellen Leistungswerte ihrer Anlagen erhalten haben, beginnen sie mit der Berechnung der Leistung für die nächsten 32.5 Stunden. Dafür verfügen sie über Modelle, welche die zukünftige Sonneneinstrahlung für die PV-Anlage und die Windgeschwindigkeit für die Windkraftanlage bestimmen und anhand dieser Informationen die geplante Leistung berechnen. Für die Wetterdaten wurden historische Daten verwendet, auf welche ein Unsicherheitsfaktor angewandt wurde. Als mögliches Flexibilitätsband für die Anlagen auf Verteilnetzebene wird der Bereich zwischen hervorgesagtem Wert und σ angegeben. In dem Fall, dass die geplante Einspeisung aller Anlagen zu Überlastungen im Stromnetz führt, können diese Anlagen heruntergeregt werden. Des Weiteren gibt der Nachbarschafts-Agent, sobald er die Leistungswerte für die Anlagen im Nachbarschaftsnetz erhalten hat, diese Werte weiter an die jeweiligen dazugehörigen Anlagen-Agenten.
3. Sobald alle Anlagen-Agenten im Nachbarschaftsnetz die aktuellen Leistungswerte ihrer Anlagen erhalten haben, beginnt die Optimierung im Nachbarschaftsnetz. Aufgrund der Komplexität ist die Optimierung einzeln erläutert worden (vgl. Abschnitt 2.5). Nach der Optimierung liegt für jeden Anlagen-Agenten die geplante Leistung für die nächsten 32.5 Stunden sowie ein Flexibilitätsband für jede Anlage vor, welches für jeden betrachteten Zeitpunkt die mögliche Abweichung nach oben und unten von dieser Leistung angibt.

Nach dem ersten Teil des Simulationsschrittes im Agentensystem sind nun also geplante Leistungswerte je Anlage berechnet worden. Wie diese weiterverarbeitet werden, ist in Teil 2 beschrieben, welcher in Abbildung 7 dargestellt ist.

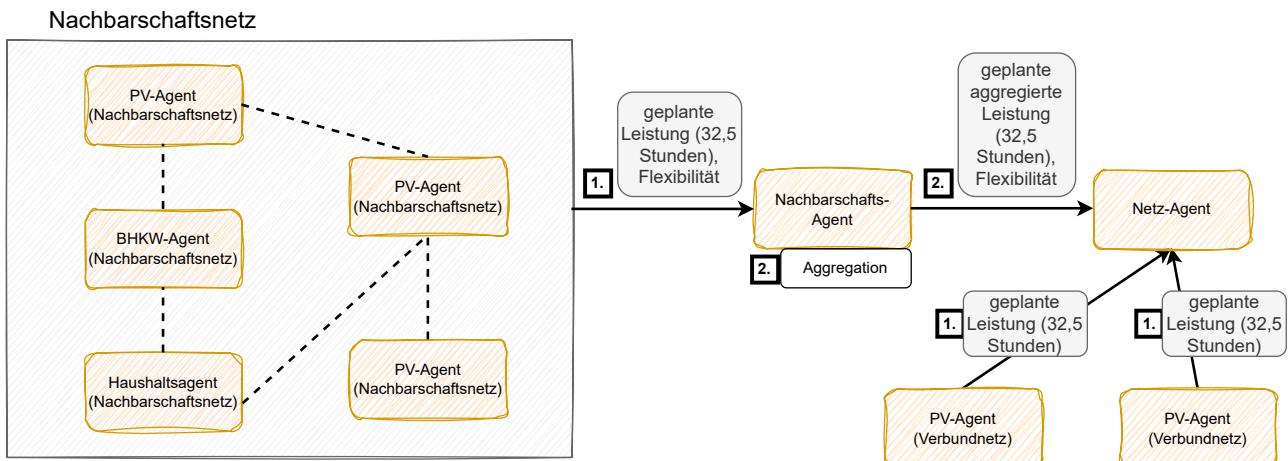


Abbildung 7: Ablauf eines Simulationsschrittes: Agentensystem Teil 2

1. Nachdem die Agenten die geplante Leistung und Flexibilität für die nächsten 32.5 Stunden bestimmt haben, geben sie diese nach und nach an den Netz-Agenten. Die Anlagen-Agenten auf Verbundnetzebene geben diese Informationen direkt an den Netz-Agenten, die Anlagen im Nachbarschaftsnetz zunächst an den Nachbarschafts-Agenten.
2. Der Nachbarschafts-Agent aggregiert die erhaltenen Informationen der Anlagen-Agenten des Quartiersnetzes und gibt diese ebenso an den Netz-Agenten weiter.

Nach Teil 2 des Simulationsschrittes des Agentensystems liegen also alle für die Netzberechnung notwendigen Informationen beim Netz-Agenten vor. Teil 3 beginnt dementsprechend beim Netz-Agenten und ist in Abbildung 8 dargestellt.

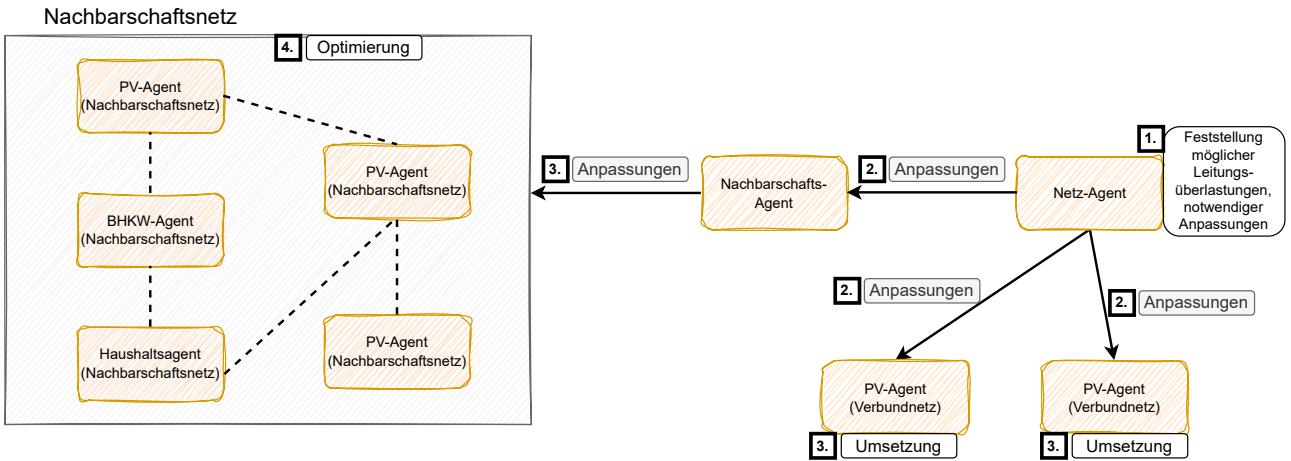


Abbildung 8: Ablauf eines Simulationsschrittes: Agentensystem Teil 3

- Der Netz-Agent verfügt nun für jede Anlage auf Verbundnetzebene und für das Nachbarschaftsnetz aggregiert über die geplante Leistung für die nächsten 32.5 Stunden. Da die Informationen des Quartiersnetzes aggregiert vorliegen, unterscheidet der Netz-Agent nicht zwischen Anlage auf Verbundnetzebene und Quartiersnetz. Der Netz-Agent führt nun eine Netzberechnung mit diesen Werten für die nächsten 32.5 Stunden durch. Dabei wird festgestellt, ob Leitungen überlastet sind. Wenn dies der Fall ist, dann wird festgestellt, welche Anlagen ihre Leistung um wie viel reduzieren müssen, um die Leistungsüberlastungen zu verhindern.
- Die Agenten auf Verbundnetzebene erhalten dementsprechend (optional, wenn Überlastungen vorliegen) Zeitschritte, in welchen sie die Leistung ihrer Anlagen anpassen, also herunterregeln müssen. Dementsprechend erhält auch der Nachbarschafts-Agent diese Information aggregiert über das Nachbarschaftsnetz.
- Die Agenten auf Verbundnetzebene setzen die entsprechenden Anpassungen um und berücksichtigen die Signale des Netz-Agenten bei zukünftigen Planungen. Für jede Anlage auf Verbundnetzebene liegt dementsprechend an dieser Stelle ein Fahrplan unter Berücksichtigung der Signale des Netzagenten für die nächsten 32.5 Stunden vor. Der Nachbarschafts-Agent gibt die Anpassungen an das Nachbarschaftsnetz weiter.
- Wenn das Nachbarschaftsnetz die Signale des Netz-Agenten erhält, wird eine erneute Optimierung gestartet. In dieser gibt es neben dem Ziel der Erfüllung der Eigenverbrauchsquote und der Maximierung des Flexibilitätsangebots noch ein weiteres Ziel: die Erfüllung der Signale des Netz-Agenten. Das Ergebnis der Optimierung ist für jeden Agenten ein optimierter Fahrplan für die nächsten 32.5 Stunden.

Nachdem für alle Anlagen Fahrpläne vorliegen, ist der Schritt des Agentensystems beendet. Die Steuerungssignale für den aktuellen Schritt werden anschließend noch über mosaik an die entsprechenden Anlagenmodelle gegeben. Damit ist ein Simulationsschritt vorbei.

3 Evaluationsszenarien

Für die Evaluationsszenarien wurden zwei Zeiträume im Winter und im Sommer gewählt, um Unterschiede entsprechend der Jahreszeiten feststellen zu können. Es wurden pro Szenario jeweils 33 Stunden simuliert. Die Zahl wurde gewählt, den Zeitraum des Redispatch-Zeitfensters (32.5 Stunden) vollständig abzudecken. Insgesamt wurde diese 33 Stunden jeweils in 15-Minuten-Schritten simuliert und es werden in jedem 15-Minuten-Intervall bei der Planung die nächsten 32.5 Stunden (auch in 15-Minuten-Intervallen) untersucht. Es wurden sich für die Auswahl der Zeiträume die Wetterdaten für die Wind- und PV-Anlagen angeschaut, da diese Daten die erheblichen Unterschiede zwischen den Jahreszeiten darstellen. Es wurden zwei Zeiträume mit unterschiedlichen Vorkommen gewählt: für den Sommer ein Zeitraum mit viel Einspeisung, für den Winter ein Zeitraum mit wenig Einspeisung. Des Weiteren

Szenario	Startzeitpunkt	Knoten 1	Knoten 2	Knoten 3	Knoten 4
Sommer 1	2020-06-10, 00:15:00 Uhr	PV	Wind	Quartier	PV
Sommer 2	2020-06-10, 00:15:00 Uhr	PV	Wind	Quartier	Quartier
Winter 1	2020-01-15, 00:15:00 Uhr	PV	Wind	Quartier	PV
Winter 2	2020-01-15, 00:15:00 Uhr	PV	Wind	Quartier	Quartier

Tabelle 2: Szenarienübersicht

wurde die Konfiguration der Anlagen im Netz variiert. Es wurden Szenarien mit einem und mit zwei Nachbarschaftsnetzen durchgeführt, um Unterschiede und den Einfluss der Integration des Quartiersnetzes in höher gelegene Netzstrukturen untersuchen zu können. Dementsprechend ergeben sich die in Tabelle 2 dargestellten Szenarien. PV-Anlagen besitzen 3 MW Nennleistung, Windanlagen 4 MW. Aufgrund verschiedener zufallsbedingter Faktoren in der Optimierung wurde jedes Szenario mehrfach ausgeführt und der Mittelwert betrachtet. Aufgrund der geringen Standardabweichungen der Ergebnisse der jeweiligen Durchläufe und der Dauer eines Simulationslaufes wurde jedes Szenario drei mal vollständig durchgeführt. Daraus ergeben sich insgesamt (ohne erneute Verhandlungen durch Netzberechnungen) 1560 betrachtete Verhandlungen.

4 KPIs für die Evaluation

Für die Bewertung haben wir eine Methode vorgeschlagen, die für zentralisierte und dezentralisierte zweistufige multikriterielle Optimierungsprobleme im Rahmen des gesamten Projekts anwendbar ist. Diese vorgeschlagene Methode wurde verwendet, um unsere Lösungen zwischen Multiagentensystemen mit dem COHDA-Algorithmus und Verteilnetzzielen zu bewerten. Es wird erwartet, dass sie auch für die von der Universität Bremen vorgeschlagene zentralisierte Lösung verwendet werden kann. Auf diese Weise soll die Wirksamkeit der Ergebnisse bei der Engpasslösung verglichen werden, da sie das Endziel des Algorithmus bewerten.

Wir wählen fünf *Key Performance Indicators (KPIs)* aus, um die Ergebnisse der beiden Ansätze zu bewerten, die in Tabelle 3 zusammengefasst sind. Diese KPIs wurden ausgewählt, um die erreichte Kapazität zur Beseitigung von Engpässen sowie die Auswirkungen auf die Nutzung erneuerbarer Ressourcen und die Autarkie des Stromnetzes zu analysieren. Wir sind beispielsweise daran interessiert zu analysieren, ob das Nachbarschaftsnetz autark ist oder ob es seine Produktion reduzieren muss, um die übergeordnete Ebene (Verteilnetz) zu unterstützen.

Auf der Grundlage unserer Mehrzielkriterien im Nachbarschaftsnetz soll die Energiereduzierung in erster Linie durch nicht erneuerbare Quellen wie KWK-Anlagen und das Batteriesystem erreicht werden. Wenn die Reduktion mit diesen Quellen nicht erreicht werden kann, dann würde sie mit erneuerbaren Quellen reduziert werden. Ebenso wird erwartet, dass jede geforderte Produktionssteigerung aus dem Batteriesystem oder der KWK-Anlage stammt, da die erneuerbaren Quellen PV und Wind nicht mehr liefern können, als die Ressource (Strahlung oder Wind) zulässt.

Die Lösung gilt als effektiv, wenn die interne Optimierung der unteren Ebene (Nachbarschaftsnetz) dem Wert *Pset* der oberen Ebene entspricht, wenn die obere Ebene dies verlangt hat. Unter dieser Überlegung wurde der Redispatch-Mechanismus aktiviert, und es wird erwartet, dass *Pset* zur optimalen Lösung beider Netze gehört.

Die Werte für die Bewertung der KPIs wurden nach Abschluss jedes Schritts und vor dem nächsten Schritt der Simulation berechnet. Das heißt, nachdem die Agenten koordiniert, Anweisungen erhalten und gehandelt haben. Auf diese Weise können wir überprüfen, ob die Agenten effektiv arbeiten und den Grad der Einschränkung vor und nach dem Eingriff unseres Algorithmus messen.

Tabelle 3: Key Performance Indicators.

Key Performance Indicator	Definition	Quelle
Aktivierungsrate von <i>Redispatch</i> zur Vermeidung von Netzengpässen aus Sicht der DGs	Anzahl der Aktivierungen, die zur Vermeidung von Netzengpässen erforderlich sind	[1]
Kapazität zur Lösung von Engpässen	Leistung bei der Nutzung von Anlagen verteilter Systembetreiber (DSO), von DERs und von Nachbarschaftsnetzen zur Lösung von Engpässen und zur prozentualen Reduzierung überlasteter Leitungen unter Nutzung der Flexibilität	[2]
Selbstversorgungsgrad der Gemeinde	Prozentualer Anteil des von den lokalen Gemeindevertretern nachgefragten Stroms, der innerhalb der Gemeinde erzeugt wird	[11]
Nachfrageflexibilität	Die Menge der Last, die in jedem Zeitschritt zeitlich verschoben werden kann	[5]
Grad der Einschränkung	Prozentsatz der Einschränkung der Erzeugung	[14]

4 Ergebnisse

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Simulationen in Form der Erfüllung der KPI beschrieben. Dabei werden zunächst die Ergebnisse von Sommer und Winter für Szenario 1 diskutiert, anschließend für beide Jahreszeiten für Szenario 2.

1 Szenario 1, Sommer

Tabelle 4 zeigt die Ergebnisse vom ersten Szenario im Sommer. Es existierten insgesamt 171 Engpässe, die alle vollständig gelöst werden konnten. Dabei war jeder Netzknoten an der Lösung von 43 Engpässen beteiligt. Der Eigenverbrauch war vor der Netzberechnung vollständig gedeckt und es konnten noch 1.95 MW Überschuss angeboten werden. Nach Anpassungen, die sich durch die Netzberechnung ergaben, waren noch 0.53 MW Flexibilitätsangebot vorhanden. Insgesamt lagen 59 Anpassungen durch den Netz-Agenten außerhalb des eigentlichen Flexibilitätsbands. Dies ist möglich, da die Agenten bei der ursprünglichen, ersten Flexibilitätsberechnung keine Informationen über den Zustand des Netzes haben und eine Optimierung nur hinsichtlich ihrer lokalen Ziele durchführen. Durch die Berücksichtigung der Anpassungen durch den Netz-Agenten in der erneuten Flexibilitätsberechnung in der Optimierung konnten diese Engpässe trotzdem behoben werden.

Die durchschnittliche Kürzung des Quartiersnetz durch Signale des Netz-Agenten lag bei -0.29 MW. Das durchschnittliche Flexibilitätsintervall des Nachbarschaftsnetzes bei -0.39 bis 0.59 MW. Hierzu ist festzuhalten, dass die Flexibilität durch die Signale des Netz-Agenten stark eingeschränkt wurde. Die Signale werden in darauffolgenden Optimierungen weiterhin berücksichtigt, um Engpässen vorzubeugen. Dadurch ist die Flexibilität eingeschränkt. Zum Vergleich kann man die ersten beiden Simulationsschritte betrachten, in welchen durch die geringe Simulationszeit noch nicht viele Signale vom Netz-Agenten vermerkt wurden, lag das durchschnittliche Flexibilitätsband bei -0.39 bis 1.56 MW.

KPI	Ergebnis
Engpässe insgesamt	171
Anzahl Engpässe ungelöst	0
Möglicher Leistungsüberschuss vor Netzberechnung	1.95 MW
Möglicher Leistungsüberschuss nach Netzberechnung	0.53 MW
Kürzung Quartiersnetz	0.29
Kürzungen außerhalb Flexibilitätsintervall	59 MW
Flexibilität Quartiersnetz	-0.39 bis 0.59 MW

Tabelle 4: Ergebnisse Szenario 1, Sommer

2 Szenario 1, Winter

Für die Simulation von Szenario 1 im Winter lässt sich feststellen, dass ähnlich viele Engpässe wie im Sommer insgesamt auftreten (160), wovon alle gelöst werden konnten. In Tabelle 5 sind die Ergebnisse dargestellt worden. Der Eigenverbrauch ist mit 0.15 MW vor der Netzberechnung wesentlich geringer als im gleichen Szenario im Sommer mit 1.95 MW. Nach der Netzberechnung liegen nur noch durchschnittlich 0.01 MW vor. Die Kürzung des Quartiersnetz ist mit 0.25 MW ähnlich wie im Sommer mit 0.29 MW. Insgesamt ist das Flexibilitätsband größer mit -0.2 bis 2.73 MW.

KPI	Ergebnis
Engpässe insgesamt	160
Anzahl Engpässe ungelöst	0
Möglicher Leistungsüberschuss vor Netzberechnung	0.15 MW
Möglicher Leistungsüberschuss nach Netzberechnung	0.01 MW
Kürzung Quartiersnetz	0.25 MW
Kürzungen außerhalb Flexibilitätsintervall	50
Flexibilität Quartiersnetz	-0.20 bis 2.73

Tabelle 5: Ergebnisse Szenario 1, Winter

3 Szenario 2, Sommer

In Szenario 2 existieren zwei Quartiersnetze: NG3 und NG4. Dementsprechend haben einige Ergebnisse wie die Eigenverbrauchsquote zwei Einträge. Es gibt für dieses Szenario insgesamt 360 Eingpässe, dementsprechend wesentlich mehr als in Szenario 1 für Sommer und Winter. Es konnten alle gelöst werden. Der durchschnittliche Eigenverbrauch liegt vor der Netzberechnung bei beiden Quartiersnetzen bei 2 MW, nach der Netzberechnung bei 0.25 MW für beide Quartiersnetze. Die durchschnittliche Kürzung für NG3 liegt bei 0.95 MW, für NG4 bei 2.25 MW. Insgesamt waren 92 Anpassungen durch den Netz-Agenten ursprünglich außerhalb des Flexibilitätsintervalls, also wesentlich mehr als beim ersten Szenario. Das Flexibilitätsband liegt durchschnittlich bei -0.39-0.55 MW für beide Netze.

KPI	Ergebnis
Engpässe insgesamt	360
Anzahl Engpässe ungelöst	0
Möglicher Leistungsüberschuss vor Netzberechnung NG3	2 MW
Möglicher Leistungsüberschuss vor Netzberechnung NG4	2 MW
Möglicher Leistungsüberschuss nach Netzberechnung NG3	0.53 MW
Möglicher Leistungsüberschuss nach Netzberechnung NG4	0.53 MW
Kürzung Quartiersnetz NG3	0.95
Kürzung Quartiersnetz NG4	2.25
Kürzungen außerhalb Flexibilitätsintervall NG3	92
Kürzungen außerhalb Flexibilitätsintervall NG4	92
Flexibilität Quartiersnetz NG3	-0.39 bis 0.55
Flexibilität Quartiersnetz NG4	-0.39 bis 0.55

Tabelle 6: Ergebnisse Szenario 2, Sommer

4 Szenario 2, Winter

Bei der Simulation von Szenario 2 im Winter liegen 208 Engpässe vor, die vollständig gelöst werden konnten. Die Eigenverbrauchsquote (als möglicher Leistungsüberschuss) vor der Netzberechnung lag bei beiden Nachbarschaftsnetzen bei 0.26 MW, nach dieser bei 0.01 MW, sie ist also wesentlich geringer. Quartiersnetz NG3 wurde durchschnittlich um 0,20 MW gekürzt, NG4 um 2,62 MW. Die unterschiedlichen Kürzungen ergeben sich durch die Netztopologie. In diesem Szenario ist NG3 an Knoten 3 platziert, NG4 an Knoten 4. Für die Vermeidung der Engpässe sind Kürzungen von Knoten 3 entscheidener gewesen. Die Ausprägungen sind hier demnach genauso unterschiedlich wie in Szenario 2 im Sommer. Kürzungen vom Netz-Agenten lagen für beide Quartiersnetze jeweils 55 mal außerhalb des ursprünglichen Flexibilitätsbandes. Die Flexibilität lag zwischen -0.21 und 2.0.

KPI	Ergebnis
Engpässe insgesamt	208
Engpässe ungelöst	0
Möglicher Leistungsüberschuss vor Netzberechnung NG3	0.28
Möglicher Leistungsüberschuss vor Netzberechnung NG4	0.28
Möglicher Leistungsüberschuss nach Netzberechnung NG3	0.01
Möglicher Leistungsüberschuss nach Netzberechnung NG4	0.01
Kürzung Quartiersnetz NG3	2.62
Kürzung Quartiersnetz NG4	0.20
Kürzungen außerhalb des Flexibilitätsintervalls NG3	55
Kürzungen außerhalb des Flexibilitätsintervalls NG4	55
Flexibilität Quartiersnetz NG3	-0.21 bis 2.0
Flexibilität Quartiersnetz NG4	-0.21 bis 2.0

Tabelle 7: Ergebnisse Szenario 2, Winter

5 Diskussion

Vergleicht man die Ergebnisse der Simulationen im Sommer mit denen im Winter, lässt sich für Szenario 1 feststellen, dass ähnlich viele Engpässe vorliegen. Es liegen des Weiteren ähnlich viele Kürzungen durch den Netz-Agenten außerhalb des Flexibilitätsbandes (59 und 50). Das durchschnittliche Flexibilitätsband ist im Winter wesentlich weiter ausgeprägt als im Sommer (0.98 und 2.93 MW). Der Eigenverbrauch vor der Netzberechnung ist im Sommer viel höher (1.95 MW zu 0.15 MW), dafür ist die Kürzung verhältnismäßig stärker (1.95 MW auf 0.53 MW). Diese Unterschiede ergeben sich durch die unterschiedlichen Werte für die Anlagen. Im Sommer verfügen vor allem den PV-Anlagen über mehr Leistung und somit Flexibilität, was das Flexibilitätsband im Sommer deutlich vergrößert. Des Weiteren ist im Winter die Haushaltlast wesentlich höher, was dazu für, dass der Überschuss (Eigenver-

brauchsquote) im Sommer höher als im Winter ist. Nach der Anpassungen ist der Eigenverbrauch im Sommer sehr viel geringer als vorher, im Winter ist der Unterschied nicht ganz so stark (0.15 MW auf 0.01 MW). Für Szenario 2 lässt sich beim Vergleich von Winter und Sommer festhalten, dass ähnlich im Sommer wesentlich mehr Engpässe vorliegen (360 und 208) und dementsprechend auch mehr außerhalb des Flexibilitätsintervalls liegen (92 zu 55). Die Eigenverbrauchsquote ist vor der Netzberechnung im Sommer höher (2 MW zu 0.28 MW), die Kürzung im Sommer wie in Szenario 1 aber viel ausgeprägter (von 2 MW auf 0.53 MW, Kürzung 2.62 MW) als im Winter (von 0.28 MW auf 0.01 MW, Kürzung 0.20 MW). Das Flexibilitätsband ist wie schon für Szenario 1 durch die geringeren Kürzungen wesentlich größer als im Sommer (2.21 zu 0.94 MW). An dieser Stelle lässt sich erneut erkennen, welchen großen Einfluss die Steuerungssignale des Netz-Agenten auf das Flexibilitätsangebot haben.

Durch die Berücksichtigung dieser Signale in der erneuten Flexibilitätsberechnung in der Optimierung konnten in allen Szenarien alle Engpässe trotzdem behoben werden. Dies wirkt sich aber auf die Möglichkeit zum Anbieten von Flexibilität aus. Dort, wo hohe Kürzungen durch den Netz-Agenten vorliegen, ist das Flexibilitätsband und die Eigenverbrauchsquote dementsprechend weniger hoch. Auch mit Fortschritt der Simulation verringert sich die Möglichkeit, Flexibilität anzubieten, da immer mehr Steuerungssignale schon bei der Flexibilitätsberechnung berücksichtigt werden. Die angebotene Flexibilität wird dementsprechend sinnvoll genutzt, um die Netzstabilität zu gewährleisten. Die Integration des Quartiersnetz konnte also sinnvoll zur Umsetzung der Versorgungssicherheit durch die Nutzung der Flexibilität der Quartiersnetze erfüllt werden. Die lokale eigenverbrauchsorientierte Optimierung der Quartiersnetze wurde dabei um die Berücksichtigung von Steuerungssignalen der Netzberechnung ergänzt. Es lässt sich feststellen, dass die Eigenverbrauchsquote und das Flexibilitätsangebot durch die Netzberechnung stark eingeschränkt wird. Das war in diesem Projekt so gewollt, da die Versorgungssicherheit gewährleistet werden sollte. Dementsprechend konnten auch alle Engpässe vermieden werden. Um die Eigenverbrauchsquote höher zu priorisieren, können in der mehrkriteriellen Optimierung im Quartiersnetz die Ziele angepasst werden und beispielsweise Gewichtungen vorgenommen werden.

6 Vergleich logischer Kommunikationstopologien

Die verfügbare Kommunikationsinfrastruktur ist entscheidend, wenn das System in die Praxis umgesetzt werden soll, da es notwendig ist, dass die Agenten miteinander kommunizieren, damit die Algorithmen so funktionieren, wie hier untersucht wurde. Die Kommunikation zwischen den Agenten wird über eine logische Kommunikationsinfrastruktur abgebildet (Overlay-Topologie). Hierfür sind verschiedene Topologien geeignet, die Overlay-Topologie ist immer anhand des Anwendungsfalls zu bestimmen. In diesem Kontext ist besonders die Auswahl der Overlay-Topologie im Nachbarschaftsnetz relevant, da die Wahl der Topologie beeinflusst, wie und in welcher Reihenfolge die Agenten ihre Nachrichten austauschen und somit, wann eine Lösung gefunden wird und welche Performanz diese aufweist. Bzgl. der Overlay-Topologie wurde untersucht, inwiefern sich das Kommunikationsaufkommen (Gesamtzahl und Länge der zwischen den Agenten ausgetauschten Nachrichten) unter Änderung der jeweiligen verwendeten Kommunikationswege verhält. Dabei wurden auch die Ergebnisse der Kommunikation der Agenten im Nachbarschaftsnetz betrachtet. Die Agenten im Nachbarschaftsnetz, welche jeweils für die Steuerung ihrer Komponente (Anlage oder Haushalt) zuständig sind, kommunizieren miteinander anhand der Heuristik COHDA, um die oben definierten Ziele zu erfüllen. Als Ergebnis schickt jeder Agent ein Steuerungssignal an seine Anlage, welche Leistung gefahren werden soll. Der Agent, der den Haushalt repräsentiert, wird hier zwar in die Verhandlung und Kommunikation mit den anderen Agenten integriert, bei der Betrachtung der Ergebnisse in Form von Steuerungssignalen aber außen vor gelassen, da die Last als nicht steuerbar modelliert wurde und sich somit das Steuerungssignal nicht ändert. Für die Untersuchungen wurden dementsprechend folgende fünf Agenten bzw. Anlagen betrachtet.

1. Ein Agent für die Steuerung einer PV-Anlage
2. Ein Agent für die Steuerung einer Windkraftanlage
3. Ein Agent für die Steuerung einer Elektroladesäule

4. Ein Agent für die Steuerung einer Batterie
5. Ein Agent für die Steuerung eines BHKW

Die Topologie eines Multiagentensystems legt fest, wie die Agenten untereinander agieren können. Dafür gibt es verschiedene Formen wie zum Beispiel Blackboard, point-to-point oder multi-cast [13]. Bei Blackboard tauschen die Agenten über eine zentralen Stelle aus Informationen aus. Bei multi-cast abonnieren Agenten einen Channel, über den sie Informationen erhalten. In der Implementierung wurde das Agentenframework mango [10] verwendet. In dem Framework wird ebenfalls multi-cast durch MQTT bereit gestellt, in der Implementierung wurde die point-to-point Methode über TCP benutzt. Zwei Agenten können sich dabei untereinander Nachrichten schicken, wenn sie miteinander benachbart sind. Eine Nachbarschaft ist dementsprechend die Menge an Agenten, mit der ein Agent direkt kommunizieren kann. Ein Agent kann auch andere Agenten erreichen, die nicht direkt in seiner Nachbarschaft sind, indem Agenten Nachrichten entsprechend weiterleiten.

Welche Kommunikationsinfrastruktur geeignet ist, hängt vom jeweiligen Anwendungsfall ab [8]. Eine Möglichkeit ist es, dass in der Overlay-Topologie die Struktur auf der Agenten-Ebene die Struktur auf der physischen Komponenten-Ebene wiedergibt. Dies kann die physische Kommunikationsinfrastruktur der Komponenten oder die physische Anordnung der Komponenten im Stromnetz sein. Dies geschieht, indem die physischen Verbindungen der Komponenten durch Nachbarschaften in der Agenten-Ebene übernommen werden. Es ist auch möglich, dass die Topologie im Multiagentensystem völlig unabhängig von den anderen Ebenen in der Overlay-Topologie ist. Eine weitere Design-Entscheidung ist, ob die Verbindungen statisch oder dynamisch sind, also ob sie sich mit der Zeit verändern können. In der Implementierung wurde zunächst eine statische Nachbarschaft erstellt, welche sich während der Laufzeit nicht ändern kann.

Es gibt mehrere Möglichkeiten für die Gestaltung von Topologien, wie zum Beispiel Ringe, zufällige oder vollständige Graphen [12]. In einem vollständigen Graph ist jeder Agent mit jedem anderen Agenten benachbart. Dadurch kann jeder Agenten jeden Agenten direkt erreichen. Ein wichtiger Nachteil ist die Anzahl der ausgetauschten Nachrichten für den Fall, dass jeder Agent auch jedem Nachbarn Nachrichten schickt. Um die Anzahl der Nachrichten niedrig zu halten werden kleinere Topologien betrachtet.

Bei der Small World Topologie [12] sind die Agenten in einem Ring angeordnet mit dem Zusatz, dass auch die Agenten in einer beliebigen Reichweite (k) mit dem Agenten benachbart sind. Zudem wird mit dem Wahrscheinlichkeitsfaktor w entschieden ob es noch zufällige andere Verbindungen zwischen Agenten gibt. Dies führt zu einer kurzen durchschnittlichen Pfadlänge zwischen zwei beliebigen Knoten, wobei unterschiedliche Vernetzungsgrade möglich sind. Der Vernetzungsgrad hat Einfluss auf die Synchronisierungs- bzw. Ausbreitungsgeschwindigkeit von Informationen.

Die untersuchten Topologien und dazugehörigen Bezeichnungen sind in Tabelle 8 dargestellt.

Abkürzung	Topologie
complete	Vollständiger Graph
k_1	Small World Neighborhood mit Reichweite $k = 1$
k_2	Small World Neighborhood mit Reichweite $k = 2$

Tabelle 8: Verwendete Topologien

6.1 Untersuchungen des Kommunikationsaufkommens

Bei den Untersuchungen des Kommunikationsaufkommens werden jeweils je Topologie das Datenaufkommen (die Anzahl der versendeten Nachrichten) und die Größe der Nachrichten untersucht. Es wurden dafür drei bestimmte Intervalle im Sommer und dieselben drei Intervalle im Winter untersucht, um verschiedene Ausgangslagen für die Verhandlungen berücksichtigen zu können. Es wurden folgende Zeitpunkte ausgewählt.

1. 10 Uhr
2. 14 Uhr
3. 20 Uhr

Für jede Uhrzeit wurde die Simulation mit jeder Topologieart jeweils für den Sommer und den Winter gestartet. Es ergeben sich 6 Szenarien für jede Topologieart, welche mit jeder Topologie jeweils 100 mal ausgeführt wurden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 9 dargestellt worden. Bei der Anzahl der Nachrichten ist zuerst der Durchschnitt angegeben worden, in Klammern die Standardabweichung. Ebenso für die Größe der Nachrichten, welche jeweils in Bytes angegeben ist.

Jahreszeit	Uhrzeit	Topologie	Anzahl Nachrichten	Größe Nachrichten
Sommer	10 Uhr	k_1	44.16 (2.24)	12994.07 (2751.33)
	10 Uhr	k_1	42.84 (0.99)	13141.12 (2825.84)
	14 Uhr	k_1	40.6 (3.5)	12778.03 (2828.3)
	14 Uhr	k_1	46.04 (3.95)	12929.12 (2691.96)
	20 Uhr	k_1	39.52 (3.85)	12770.1 (2871.46)
	20 Uhr	k_1	44.48 (3.1)	12772.44 (2692.06)
Winter	10 Uhr	k_2	78.04 (11.83)	12085.48 (2734.95)
	10 Uhr	k_2	76.8 (7.42)	12227.1 (2774.9)
	14 Uhr	k_2	80.53 (12.16)	12404.92 (2760.56)
	14 Uhr	k_2	63.74 (5.34)	12510.54 (3132.02)
	20 Uhr	k_2	57.36 (4.01)	11881.13 (3141.62)
	20 Uhr	k_2	62.6 (1.91)	12529.53 (3161.03)
Sommer	10 Uhr	<i>complete</i>	92.6 (21.36)	12068.65 (2819.17)
	10 Uhr	<i>complete</i>	93.15 (11.61)	12125.32 (2795.69)
	14 Uhr	<i>complete</i>	96.96 (20.64)	12111.68 (2766.49)
	14 Uhr	<i>complete</i>	73.21 (2.91)	11898.91 (3102.2)
	20 Uhr	<i>complete</i>	70.7 (5.61)	11868.95 (3158.91)
	20 Uhr	<i>complete</i>	73.7 (3.13)	12008.45 (3120.36)

Tabelle 9: Ergebnisse der Untersuchungen des Kommunikationsaufkommens, Anzahl und Größe der Nachrichten im Durchschnitt (Standardabweichung)

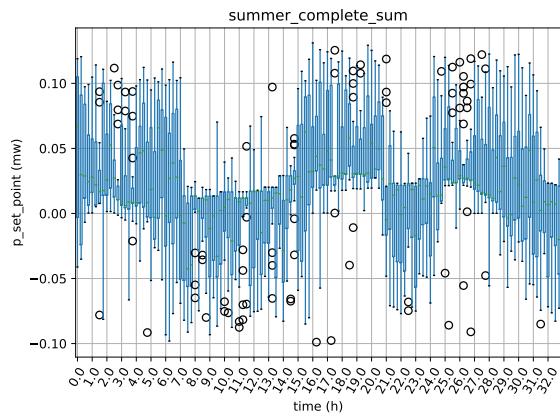
Bezüglich Größen der Nachrichten lässt sich feststellen, dass die Nachrichten immer sehr ähnlich groß sind. Das liegt daran, dass unabhängig von der Art der Topologie immer die gleichen Informationen in den Nachrichten ausgetauscht werden. Auch, wenn andere Werte enthalten sind, sind es immer die gleichen Datenobjekte. Die große Standardabweichung bei den Nachrichtengrößen lässt sich damit erklären, dass die Nachrichten zu Beginn einer Verhandlung wesentlich weniger Informationen enthalten als am Ende. Dies ist eine Eigenschaft von COHDA, die Agenten haben zu Beginn der Verhandlung jeweils nur die Informationen über die eigene Anlage und kennen die anderen Agenten und deren Systemzustände noch nicht, erst nach und nach gelangen Informationen über die anderen Agenten an den jeweiligen Agenten, weshalb in den Nachrichten also nach und nach mehr Informationen enthalten sind, sie nehmen also mit dem Fortlaufen der Verhandlung zu. Insgesamt fällt auf, dass in den Durchläufe mit Topologie k_1 mit Abstand am wenigsten Nachrichten verschickt wurden (für alle Zeitpunkte durchschnittlich unter 47). Dies gilt für alle Zeitpunkte und Jahreszeiten. Dicht gefolgt davon sind die Durchläufe mit Topologie k_2 , in welchen auch vergleichsweise wenig Nachrichten im Durchschnitt ausgetauscht wurden (zwischen 57 und 80). Bei den Topologien *complete* wurden am meisten Nachrichten ausgetauscht. Das lässt sich durch den Vernetzungsgrad der Topologien erläutern. Bei k_1 haben die Agenten am wenigsten direkte Nachbarn, d.h., jede Nachricht wird an weniger Agenten geschickt. Mit k_2 existieren mehr Verbindungen und mit *complete* schließlich die meisten. Insgesamt ist außerdem auffällig, dass sich fast jedes Szenario zu jeder Uhrzeit ähnlich für Sommer und Winter verhält, z.B. existieren bei k_1 für 10 Uhr bei Sommer und Winter ähnlich viele Nachrichten (44 und 42). Hierfür gibt es nur drei Szenarien, in welchen dies nicht der Fall ist: 14 Uhr k_2 (Sommer ca. 80, Winter ca. 40).

64 durchschnittlich ausgetauschte Nachrichten), 14 Uhr *complete* (Sommer 97, Winter ca. 73 durchschnittlich ausgetauschte Nachrichten). Hierbei ist allerdings festzuhalten, dass diese Ergebnisse eine vergleichsweise hohe Standardabweichung aufweisen (12 - 20 Nachrichten). Aus diesem Grund und aufgrund des Nicht-Determinismus der verwendeten Heuristik für die Verhandlungen, sowie des Vorhandenseins einiger zufällig gewählter Parameter (z.B. in der Flexibilitätsberechnung), sind diesen Auffälligkeiten nicht zu viel Gewicht zuzuweisen.

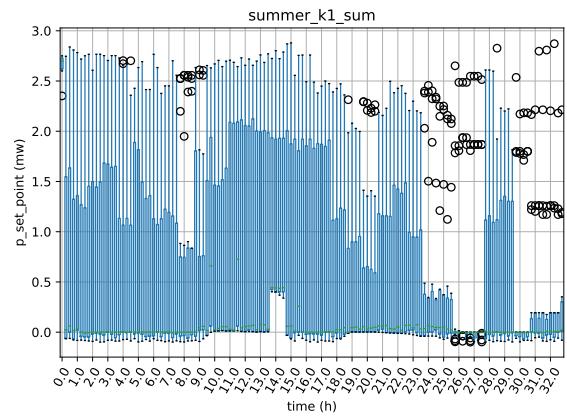
6.2 Untersuchungen der Ergebnisse der Agentenkommunikation

Die betrachteten Szenarien dauern jeweils 33 Stunden und werden für den Winter am '2020-01-15 00:15:00' und für den Sommer am '2020-06-10 00:15:00' gestartet. Um auf verschiedene Abläufe eingehen zu können, wurde das Szenario für jeden Topologie-Typen 16 mal jeweils für Sommer und für Winter durchgeführt. Daraus ergeben sich 7920 betrachtete Verhandlungen.

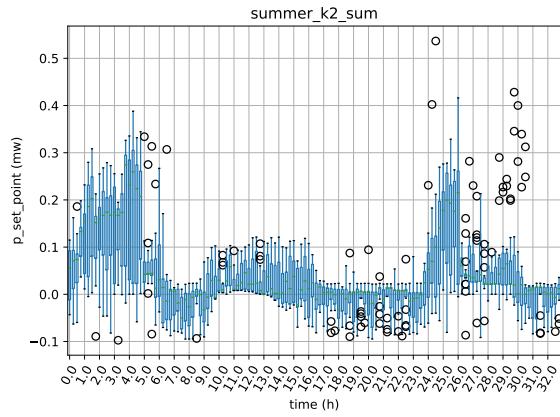
In Abbildung 9 und Abbildung 10 ist die Abweichung von den verschiedenen Durchläufen für jeden Zeitschritt dargestellt. Die blauen Balken stellen die Standardabweichung dar und die schwarzen Kreise sind Ausreißerdaten. Zu beachten ist, dass sich die Skalenbereiche der y-Achse bei den Darstellungen unterscheiden. Insgesamt fällt auf, dass die unterschiedlichen Topologien zu unterschiedlichen Wertebereichen der Steuerungssignale führen. Die Wertebereiche für den Sommer sind für *complete* und *k2* vergleichsweise gering mit maximal 0.5 MW, wohingegen *k1* sogar bis 3 MW aufweist. Im Winter hingegen weist ebenfalls *k1* die höchsten Steuerungssignale auf (bis 3 MW). Die anderen Topologien weisen auch hier ähnliche Wertebereiche auf. Auffällig sind drei Werte in der Standardverteilung im Winter bei *complete* zwischen 7 und 8 und bei *k2* zwischen 10 und 11. Die vielen Ausreißer in den jeweiligen Ergebnissen lassen sich über den hohen Zufallsfaktor in den Verhandlungen erklären. Die Agenten für die Wind- und PV-Anlagen können flexibel die Bereiche bis zur prognostizierten Leistung wählen, wodurch sich ein hoher Zufallsfaktor ergibt. Durch den Nicht-Determinismus der verwendeten Heuristik sind des Weiteren die Systemzustände, die die Agenten in den Verhandlungen von anderen Agenten erhalten, nicht immer identisch in allen Durchläufen. Da abhängig von den erhaltenen Systemzuständen die Auswahl der Flexibilität erfolgt, lassen sich damit die vielen Ausreißer erklären. Die Tendenz, dass in *k1* durchschnittlich mehr Leistung in den Steuerungssignalen angegeben wird, lässt sich durch den Vernetzungsgrad erklären. Wie in Unterabschnitt 6.1 beschrieben, werden in *k1* weniger Nachrichten ausgetauscht, es wird schneller eine Lösung gefunden. Diese unterscheidet sich von den Lösungen der anderen Topologien. Die unterschiedlichen Wertebereiche der Steuerungssignale könnten sich z.B. durch lokale Optima erläutern lassen (vgl. [7]). Die Bewertung, welche Steuerungssignale nun als besser oder schlechter anzusehen sind, um bewerten zu können, welche Topologie bessere Ergebnisse hervorruft, ist an dieser Stelle nicht möglich, da dies von verschiedenen Faktoren abhängig ist (siehe oben beschrieben, mehrkriterielle Optimierung). Die gefundenen Steuerungssignale werden immer aus einer in der Optimierung erstellten Pareto-front gewählt, in welcher die unterschiedlichen Punkte besser hinsichtlich unterschiedlicher Ziele sind. Waren die Ziele unterschiedlich gewichtet, könnte dies bei der Auswahl berücksichtigt werden und auch die Wahl der Topologie diesbezüglich untersucht werden. In diesem Szenario sind aber nur Tendenzen erkennbar (mehr Leistung bei *k1* z.B.).



(a) Vollständiger Graph

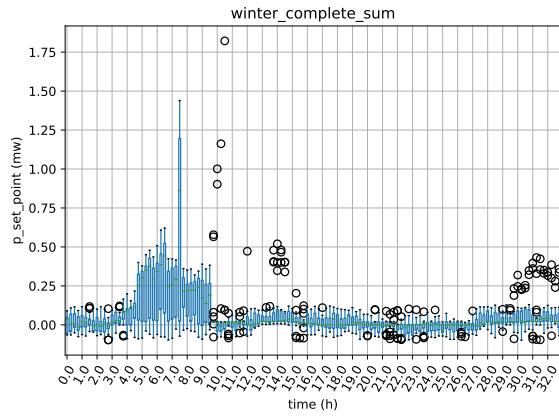


(b) Small world Topologie mit Reichweite $k = 1$

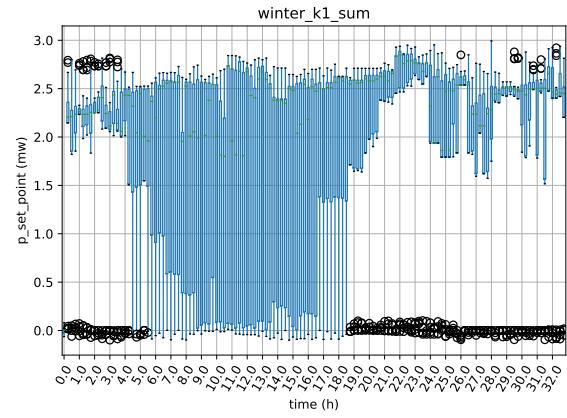


(c) Small world Topologie mit Reichweite $k = 2$

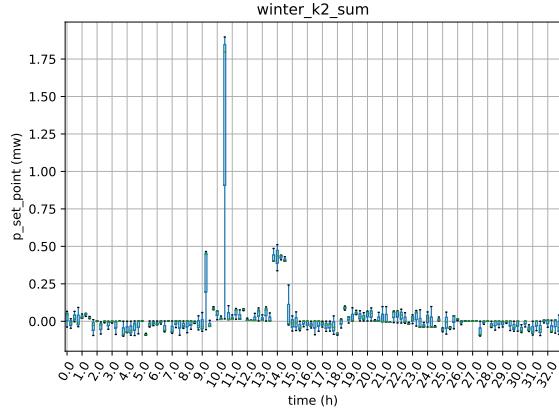
Abbildung 9: Abweichung von verschiedenen Durchläufen im Sommer, Standardabweichung in blau, Ausreißerdaten als schwarze Kreise dargestellt



(a) Vollständiger Graph



(b) Small world Topologie mit Reichweite $k = 1$



(c) Small world Topologie mit Reichweite $k = 2$

Abbildung 10: Abweichung von verschiedenen Durchläufen im Winter, Standardabweichung in blau, Ausreißerdaten als schwarze Kreise dargestellt

Im Folgenden wurden Zeitreihen betrachtet, für die der Durchschnitt über alle Zeitreihen der Komponente für die bestimmte Topologie berechnet wurde (siehe Abbildung 11a, Abbildung 11b). Besonders interessant sind dabei die Summe über alle Komponenten, Wind- und PV-Anlagen. Die Abbildungen enthalten zusätzlich für jede Jahreszeit jeweils eine Version ohne Topologie $k1$ (Abbildung 11c, Abbildung 11d). Diese Abbildungen zeigen erneut die Auffälligkeiten der vorherigen Ergebnisse. Es ist deutlich erkennbar, dass die Steuerungssignale der Topologie $k1$ über alle Zeitpunkte hinweg mehr Leistung aufweisen, als die der anderen Topologien.

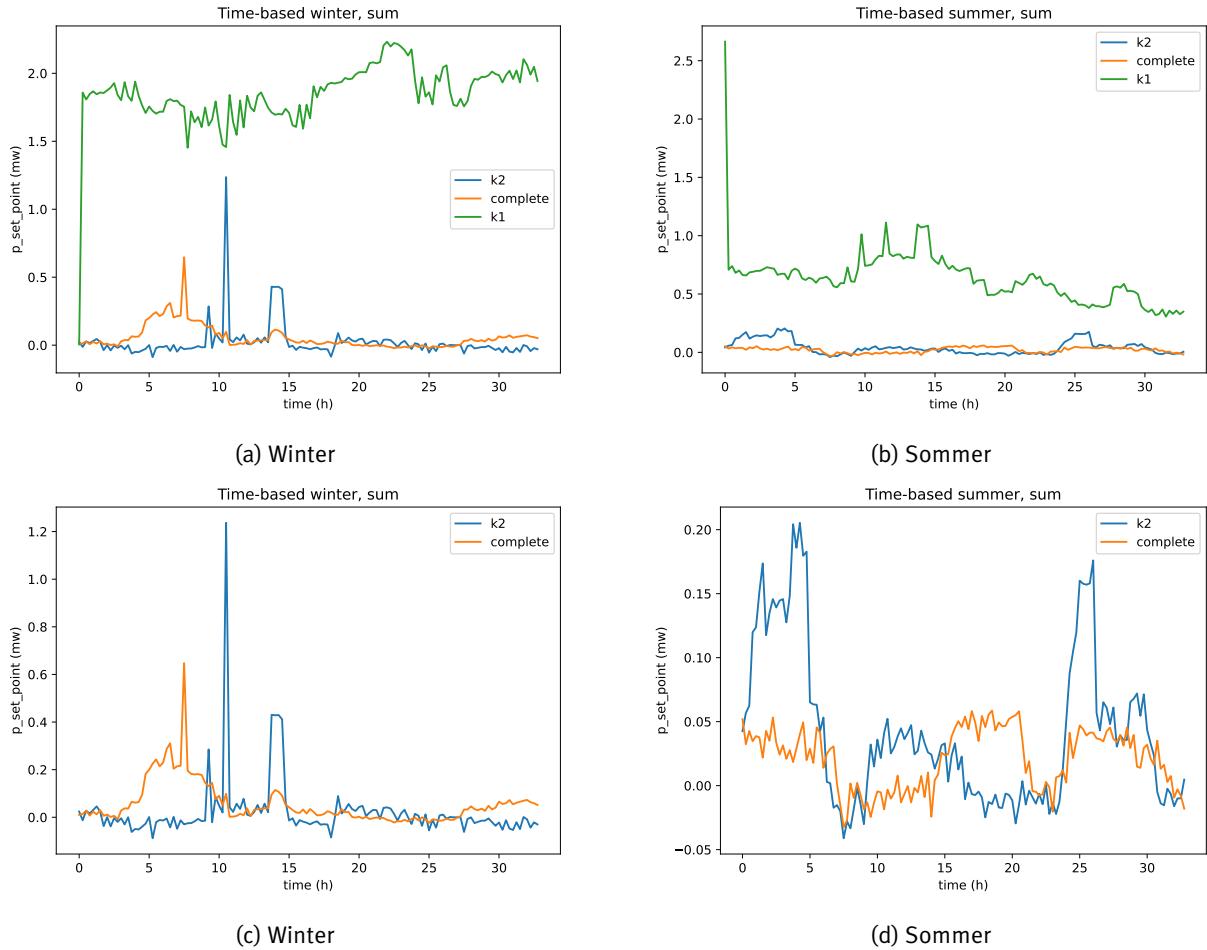


Abbildung 11: Durchschnittliche Zeitreihen der Summe der Leistung aller Komponenten über ein Intervall von 33 Stunden

6.2.1 Diskussion der Ergebnisse der Kommunikationstopologien

Insgesamt ließ sich bei den Untersuchungen bzgl. der Kommunikationstopologien feststellen, dass die Nachrichten durchschnittlich bei allen Topologien ähnliche Größen aufweisen. Bei Verwendung der Topologie k_1 werden am wenigsten Nachrichten geschickt, gefolgt von Topologie k_2 . Es lässt sich also festhalten, dass geringere Vernetzungsgrade in den Topologien durchschnittlich zu weniger ausgetauschten Nachrichten führen. Beim Vergleich der Ergebnisse unter Betrachtung der verschiedenen Kommunikationstopologien unter Untersuchung der letztendlich an die Anlagen geschickten Steuerungssignale fällt auf, dass diese in ähnlichen Bereichen liegen. Es existieren sehr viele Ausreißer, welche viele unterschiedliche Faktoren wie Zufallsfaktoren und Nicht-Determinismus der verwendeten Heuristik bedingt sind. Um genauere Aussagen bzgl. der auszuwählenden Topologie treffen zu können, müssen größere Netze betrachtet werden. In diesem Setting werden vergleichsweise wenig Agenten miteinander verbunden, weshalb die betrachteten Topologien nicht allzu große Einflüsse auf die Ergebnisse haben und nicht allzu große Unterschiede aufweisen. In größeren Netzwerken von Agenten hat die Wahl der Kommunikationstopologie stärkere Einflüsse. Bei dieser Netzwerkgröße lassen sich lediglich Tendenzen erkennen (bspw. weniger ausgetauschte Nachrichten mit k_1). Die Tendenzen sind aber nicht stark genug ausgeprägt, um eine Aussage mit Gewicht für die Wahl der Kommunikationstopologie für das betrachtete Netzwerk von Agenten treffen zu können. Für das betrachtete Setting ist es wichtig, dass die Möglichkeit besteht, alle Agenten zu erreichen, um die verfügbare Flexibilität aller Anlagen vollständig zu nutzen. Ein geringerer Vernetzungsgrad führt in den Ergebnissen zu weniger ausgetauschten Nachrichten. Da kein wesentlicher Unterschied in Ergebnissen besteht, ist diese Topologie für das

betrachtete Szenario eher geeignet.

5 Verwertung der Ergebnisse

1 Veröffentlichungen und Workshops

Die Ergebnisse unseres Ansatzes wurden in einem Artikel mit dem Titel: „Integration of smart neighbour grids into the German distribution grid: A Perspective“[1] veröffentlicht; erschienen im MDPI Energies Journal. In diesem Artikel wurden sowohl der Projektansatz als auch die auf mathematischen Gleichungen basierende Lösungsstrategie zu dessen Darstellung vorgestellt.

Zudem hat das OFFIS einige Workshops geleitet:

1. DigSilent Power Factory Workshop (27.01.2021): OFFIS präsentierte die Eigenschaften des DigSilent-Tools und des von EWE bereitgestellten Modells, um das kommerzielle Tool auszuwählen und zu verstehen, um über seine Verwendung und/oder die Fähigkeit zu entscheiden, die in diesen Modellen von den anderen Akteuren des Projekts bereitgestellten Daten zu nutzen.
2. Workshop für Redispatch 2.0 (08.03.2021 und 16.03.2021): Zur Erörterung der Merkmale des Redispatch-Mechanismus und der Frage, wie seine Funktionalität im Rahmen des Projekts umgesetzt werden könnte. In Anbetracht der Tatsache, dass die *Redispatching*-Maßnahme ab dem 1. Oktober 2021 offiziell eingeführt wird, war es notwendig, die Merkmale des Redispatching-Mechanismus zu diskutieren und die Ziele mit unserem Projektpartner EWE festzulegen.
3. Mosaik-Workshop (16.09.2021): Das Mosaik Co-Simulations-Tool sowie die vorgeschlagene Modellierung des Quartiersnetz wurden unseren Projektpartnern vorgestellt.
4. Workshop-Ergebnisse: (24.08.2023) Durchgeführt in den Büros von ZeTeM in Bremen. Dabei wurden unsere vorläufigen Ergebnisse präsentiert; die erforderlichen Merkmale und Überlegungen wurden erörtert. Die Szenarien zur Bewertung wurden am zuvor vereinbarten Verbindungspunkt vorgestellt. Es wurde entschieden, dass die Daten über das GitLab des OFFIS geteilt werden. Das Repository mit den Szenarien, Annahmen und den für die Modellierung verwendeten Daten wurde ZeTeM zur Verfügung gestellt. Die Leistungsindikatoren (KPIs) wurden vereinbart.

Die Leistungsindikatoren sollten verwendet werden, um Vergleiche zwischen den verschiedenen Szenarien zu ermöglichen. Es wurde jedoch festgestellt, dass es Unterschiede bei der Erstellung der Szenarien und bei der Umsetzung der Ergebnisse gab. Daher wurde vorausgesehen, dass für eine angemessene Vergleichbarkeit die spezifischen Leistungsindikatoren für die bewerteten Fälle genutzt werden würden.

2 Errungenschaften und Durchbrüche des OFFIS

Ein wichtiger Durchbruch für OFFIS war die Verbindung zwischen dem Mango-Framework und mosaik. Die Integration dieser beiden Frameworks ermöglicht es uns, Agenten zu implementieren, die über die Komponenten in mosaik entscheiden und sie steuern, wodurch komplexere cyber-physikalische Simulationen möglich werden.

Im Rahmen des Projekts wurde auch das Netzberechnungstool Power Factory von DigSILENT in das von OFFIS entwickelte Co-Simulationsframework mosaik integriert. Diese Verbindung wurde für Szenarien zur Integration der Netzberechnung in die Co-Simulation genutzt. Power Factory ist ein kommerziell verfügbares Tool, das nicht Lastanalysen, Netzqualitäts-, Fehler- und Störfallberechnungen im Stromnetz ermöglicht. Der Hauptvorteil der Verwendung und Integration dieses Tools liegt in der Vielseitigkeit, die es durch die Einbeziehung realer und betrieblicher Szenarien direkt aus der Industrie ermöglicht, was für künftige Projekte von großem Wert sein wird.

Für den Vergleich der Simulationsergebnisse wurde auch ein Skript entwickelt, um die Simulationsergebnisse für jeden Schritt in einer Datenbank zu speichern. Mit diesem Skript werden die Extraktion der Variablen und die Berechnungen der für die Bewertung ausgewählten KPIs automatisch durchgeführt. Dies ermöglicht die Wiederverwendung des Skripts für weitere Auswertungen mit unterschiedlichen Netztopologien.

Eine weitere Errungenschaft war die Erfassung von realen Daten über den Energieverbrauch von Ladestationen für Elektrofahrzeuge im Rahmen des Projekts. Dies ermöglichte die Entwicklung eines Modells zur Simulation verschiedener Ladestationen, das in unserer Co-Simulationsumgebung für das Nachbarschaftsnetz implementiert wurde. So wurde der bestehende Modellpool erweitert und durch den Austausch innerhalb des Projektkonsortiums Erfahrungen gesammelt.

Wichtig ist, dass es OFFIS gelungen ist, durch die Ergänzung der Entwicklung des Quartiersnetzes mit dem realen ENaQ-Projekt Synergien für die Erreichung und Validierung der Szenarien zu entwickeln. Obwohl die endgültige Topologie zum Zeitpunkt der Projektdurchführung noch nicht zur Verfügung stand, konnte ihr allgemeines Design implementiert werden, um das reale Verhalten und die Dimension eines Nachbarschaftsnetzwerks zu simulieren.

Für die Szenarien wurden zum Teil bestehende Modelle des Mosaik-Ökosystems (pysimmod) verwendet. Dies ermöglichte ihre Validierung und Wiederverwendung in anderen Szenarien. Außerdem wurden neue Modelle mit dem mosaik-Framework (Ladestationen für Elektrofahrzeuge auf der Grundlage realer Daten und Powerfactory, KPI-Datenanalyse) und mit dem Mango-Framework verbunden, um eine reale Fallstudie zu ermöglichen.

6 Fazit und Ausblick

Im Rahmen des Int2Grids-Projekts wurden die Möglichkeiten benachbarter Netze analysiert, ihre Flexibilitätskapazitäten entsprechend den Zielen des Verteilernetzes zu integrieren. Dies wurde durch ein zweistufiges Mehrzieloptimierungsproblem dargestellt, da die Ziele der einzelnen Netze nicht die gleichen sind.

Bei der Mehrzieloptimierung werden Probleme mit mehreren widersprüchlichen Zielfunktionen untersucht. Bei diesen Methoden wird das Problem in der Regel als parametrisches Einzieloptimierungsproblem umformuliert und eine geeignete Parameterkontrolle eingesetzt. In diesem Projekt waren wir in der Lage, die einflussreichen Variablen bei der Umverteilung der Nachbarschaftsnetze zu identifizieren und durch die Erweiterung unseres COHDA-Algorithmus den Nutzen der beiden Netze zu maximieren.

Basierend auf unseren Ergebnissen kann die Integration von Nachbarschaftsnetzen sinnvoll durchgeführt werden, um die Versorgungssicherheit des Verteilnetzes zu realisieren. Die Flexibilität der benachbarten Netze konnte erfolgreich genutzt werden, um diese Ziele zu erreichen und sogar den Bedarf an Redispatching von anderen DERs, hauptsächlich für die Energieerzeugung, zu minimieren.

Es ist wichtig zu erwähnen, dass unsere Analyse durch die Berücksichtigung der Steuersignale der Netzberechnung für jeden Schritt und für die Berücksichtigung der nachfolgenden Flexibilitätsangebote für den Untersuchungszeitraum ergänzt wurde. Dies führt dazu, dass die Agenten die vom Verteilnetzagenten vorgeschlagenen Ergebnisse für die nachfolgenden Schritte berücksichtigen und die Ressourcen in jeder Periode optimieren.

Die Wahl der Indikatoren für die Bestimmung und Analyse der Effektivität unseres Optimierungsprozesses ist entscheidend. Es konnte festgestellt werden, dass alle Netzüberlastungen erfolgreich waren und dass sich die Reduzierung des Flexibilitätsintervalls auf die Gebote auswirkte. Dieser Effekt ist auf die Einhaltung der in den vorangegangenen Perioden gesetzten Steuersignale zurückzuführen.

In der Analyse wurde zwar berücksichtigt, dass die Nachbarschaftsnetze bestrebt sind, so viel Flexibilität wie möglich anzubieten, ohne dass sie einen wirtschaftlichen Anreiz erhalten, der ihre Bereitschaft zur Bereitstellung

von Flexibilität bestimmen würde. Daher wäre es für uns von Interesse, in künftigen Studien zu untersuchen, wie sich die Einführung verschiedener Ausgleichsmechanismen, entweder eines Marktes oder einer Zahlung für Flexibilität, auf die Entscheidungsfindung der Nachbarschaftsnetze auswirkt.

Abkürzungen

COHDA Combinatorial Optimization Heuristic for Distributed Agents

BHKW Blockheizkraftwerk

BMWK Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

DER Distributed Energy Resource

ENaQ Energetisches Nachbarschaftsquartier Fliegerhorst Oldenburg

IKT Informations- und Kommunikationstechnik

KPI Key Performance Indicators

MAS Multiagentensystem

PV Photovoltaik

Literatur

- [1] Rebeca Ramirez Acosta u. a. “Integration of Intelligent Neighbourhood Grids to the German Distribution Grid: A Perspective”. In: *Energies* 16.11 (2023), S. 4319.
- [2] R Brazier u. a. *Smart Grid Key Performance Indicators. A DSO perspective*. 2022.
- [3] Jörg Bremer und Sebastian Lehnhoff. “Towards fully decentralized multi-objective energy scheduling”. In: *2019 Federated Conference on Computer Science and Information Systems (FedCSiS)*. IEEE. 2019, S. 193–201.
- [4] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft. *Redispatch 2.0*. <https://www.bdew.de/energie/redispatch-20/>.
- [5] WJ Harder. “Key performance indicators for smart grids master thesis on performance measurement for smart grids”. Magisterarb. University of Twente, 2017.
- [6] Christian Hinrichs, Sebastian Lehnhoff und Michael Sonnenschein. “COHDA: A combinatorial optimization heuristic for distributed agents”. In: *Agents and Artificial Intelligence: 5th International Conference, ICAART 2013, Barcelona, Spain, February 15-18, 2013. Revised Selected Papers 5*. Springer. 2014, S. 23–39.
- [7] Christian Hinrichs und Michael Sonnenschein. “A distributed combinatorial optimisation heuristic for the scheduling of energy resources represented by self-interested agents.” In: *Int. J. Bio Inspired Comput.* 10.2 (2017), S. 69–78.
- [8] Stefanie Holly und Astrid Nieße. “Distributed fitness landscape analysis for cooperative search with domain decomposition”. In: *2021 IEEE Symposium Series on Computational Intelligence (SSCI)*. IEEE. 2021, S. 1–8.
- [9] *Innovationen für die Energiewende - 7. Energieforschungsprogramm der Bundesregierung*. 2018.
- [10] mango. *Modular Python Agent Framework (mango)*. <https://gitlab.com/mango-agents/mango>. [Online; zuletzt aufgerufen 06.10.2023]. 2021.
- [11] Godwin C Okwuibe u. a. “Evaluation of Hierarchical, Multi-Agent, Community-Based, Local Energy Markets Based on Key Performance Indicators”. In: *Energies* 15.10 (2022), S. 3575.

- [12] Steven H Strogatz. "Exploring complex networks". In: *nature* 410.6825 (2001), S. 268–276.
- [13] Karl Tuyls, Kagan Turner und G Weiss. "Multiagent learning". In: *Multiagent Systems* (2013), S. 423–475.
- [14] Vasiliki Vita u. a. "Evaluating the flexibility benefits of smart grid innovations in transmission networks". In: *Applied Sciences* 11.22 (2021), S. 10692.
- [15] Michael Wooldridge. *An introduction to multiagent systems*. John wiley & sons, 2009.