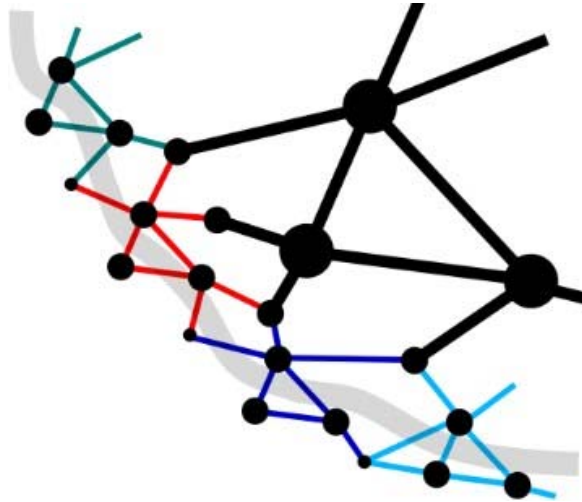




Schlussbericht

Int2Grids

Integration von intelligenten Quartiersnetzen in Verbundnetze
Teilvorhaben: Bi-Level-Mehrzieloptimierung

Förderkennzeichen:	03EI4013A
Zuwendungsempfänger:	Universität Bremen Fachbereich 3 Arbeitsgruppe Optimierung und Optimale Steuerung
Laufzeit des Vorhabens:	01.05.2020 – 31.12.2023
Autor:	Christof Büskens

Die Verantwortung für diese Veröffentlichung liegt beim Autor.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

I. Kurze Darstellung

1. Aufgabenstellung

Als übergeordnetes Gesamtziel des Verbundprojektes steht die Integration von „Quartiersnetzen“ in die übergeordneten Netzfürhungen (VNB, ÜNB) und ihr potentieller Beitrag zur Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen. Hierbei wird zunächst eine statische Untersuchung der Möglichkeiten von Quartiersnetzen für Maßnahmen zur Erbringung von Netz- und Systemdienstleistungen vorgenommen. Darauf aufbauend wird anschließend das Netz als dynamisches bilevel Optimierungsproblem aufgefasst, wobei das Verbundnetz Sollwertvorgaben erstellt, die von den Quartiersnetzen umgesetzt werden sollen. Hierfür werden folgende Unterziele im Verbundprojekt behandelt:

1. Abbildung der Möglichkeiten der Quartiersnetze für die einzelnen Ziele mit Methoden der Mehrzieloptimierung unter Unsicherheiten.
2. Optimierung der Einspeisung in Quartiersnetzen mittels bilevel Optimierung.

Beide Punkte sind entscheidend, um eine realitätsnahe Betrachtung von Stromnetzen zu gewährleisten.

Mit Hilfe der Mehrzieloptimierung ist es möglich, Wechselwirkungen zwischen konkurrierenden Zielen, wie z. B. minimale Verluste und Stabilität, zu analysieren. Der Einfluss von Unsicherheiten auf die Netzsituation ist aufgrund der Zunahme volatiler Energieerzeuger ebenfalls von wichtiger Bedeutung. Ziel des Verbundvorhabens ist es, die Auswirkung von Schwankungen in der Einspeisung zu minimieren.

Aufgrund der steigenden Komplexität aktueller und zukünftiger Energiesysteme werden Flexibilitäten in Quartiersnetzen mitunter nur in aggregierter Form in eine übergeordnete Verbundnetzführung integriert. Eine stärkere Aufschlüsselung der Flexibilitäten würde dabei zu einem höheren Optimierungspotenzial führen.

2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Das Projekt ist ein Verbundvorhaben mit der Technische Universität Ilmenau, OFFIS e.V. und der IAV GmbH.

Gleich zu Projektbeginn konnte die Stelle der Projektkoordination mit einer erfahrenen Mitarbeiterin besetzt werden. Außerdem konnte eine hervorragende Mitarbeiterin gewonnen werden, die in dem Bereich der mathematischen Optimierung bereits eine ausgewiesene Expertin war.

Die Arbeitsgruppe „Optimierung und Optimale Steuerung“ am Zentrum für Industriemathematik 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. Klassische Aufgabenstellungen stammen aus der Robotik, der Luft- und Raumfahrt, der Fahrzeugdynamik und dem Energiesektor. Den Kern der Forschungs- und Entwicklungsergebnisse bilden leistungsstarke numerische Algorithmen und ihre effiziente

Implementierung [10]. Anwendungsnahe Projekte im Energiebereich bilden einen großen Anteil der Forschungsarbeit:

- Im Verbundprojekt SmartFarm (Q1/2016 bis Q1/2019) wurde erforscht, wie landwirtschaftliche Betriebe mittels numerischer Optimierung den Nutzen von erneuerbaren Energien maximieren können (Maximierung des Eigenstromverbrauchs). Hierfür wurden Modelle mit Methoden der datenbasierten Optimierung erstellt. Die so erhaltenen Modelle wurden anschließend verwendet, um einen optimalen Fahrplan von Verbrauchern und Speichern im Betrieb zu erstellen. Im Rahmen des Projektes wurde ein Laborhof mit umfangreicher Energietechnik (PV-Anlage, Kleinwindkrafttrud, Batteriespeicher, Wärmepumpe) sowie einer kompletten messtechnischen Erfassung aller Erzeuger und Verbraucher aufgebaut. Das Projekt wurde vom PTJ/BmWi gefördert und beinhaltete u.a. eine Kooperation mit dem assoziierten Projektpartner IAV GmbH.
- Im Bereich der Optimierung von Verbundnetzen hat das ZeTeM im letzten Jahr ein vierjähriges Industrieprojekt in Zusammenarbeit mit IAV abgeschlossen. Dieses hatte zum Inhalt, die optimale Zielnetzplanung für Mittelspannungsnetze zu automatisieren. Hierfür wurde der SQP-Solver WORHP in Kombination mit einer Heuristik verwendet. Die statischen Netzgleichungen wurden im Rahmen dieses Projektes bereits als Optimierungsproblem formuliert. Die resultierenden Problemstellungen waren jedoch im Vergleich zu den im Projekt Int2Grids angestrebten Aufgabenstellungen vergleichbar einfach, so dass z.B. die Ableitungen und ihre Strukturen vernachlässigt werden konnten. Das erlangte Wissen stellt jedoch eine solide Grundlage und einen perfekten Anknüpfungspunkt für das Projekt Int2Grids dar.
- Im Bereich der numerischen Optimierungsverfahren entwickelt das ZeTeM seit vielen Jahren eigenständig höchst effiziente Softwarebibliotheken. Neben der Software WORHP für hoch-dimensionale und nichtlineare Optimierungsprobleme wurden in den letzten Jahren verschiedene Möglichkeiten als Interface für WORHP umgesetzt, so dass Mehrzielprobleme numerisch gelöst werden können. Dabei wurde untersucht, wie sich mit Hilfe der parametrischen Sensitivitätsanalyse, welche von WORHP bereitgestellt wird, diese Verfahren verfeinert und beschleunigt werden können. Zur weiteren Steigerung der Effizienz wurde außerdem untersucht wie die Verfahren parallel auf mehreren Prozessoren berechnet werden können, wenn ausschließlich Probleme mit nur zwei Zielen betrachtet werden. Für eine höhere Anzahl von Zielen müssen diese Techniken noch weiterentwickelt werden. Die umgesetzten Techniken sind außerdem nicht ohne Weiteres geeignet um bilevel Mehrzieloptimierungsprobleme zu lösen.

Das wissenschaftliche Umfeld war daher hervorragend und perfekt passend.

3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Die Ziele des ZeTeM bestanden hauptsächlich aus der Modellierung des Verbundnetzes und der Quartiersnetze als Mehrzieloptimierungsproblem, sowie der Lösung der aufgestellten Probleme mittels Methoden der numerischen Optimierung wie SQP-Verfahren. Die beiden Ziele stellen sich im Detail wie folgt dar.

Bei der Modellierung mussten das Verbundnetz und die Quartiersnetze getrennt voneinander betrachtet werden, da sie sich wesentlich voneinander unterscheiden. Das Verbundnetz stellte das verbindende Stromnetz dar. Neben den einzelnen Quartiersnetzen waren weitere Verbraucher angeschlossen, für die eine konstante Leistung angenommen wurde. Zeitliche Effekte, wie z.B. eine Veränderung der Spannung bei sich stetig verändernden Lasten, liefen in diesem Verbundnetz so schnell ab, dass sie normalerweise vernachlässigt werden. Deswegen war hierbei eine statische Modellierung der Netzgleichungen ausreichend. Im Rahmen von Int2Grids sollten diese statischen Netzgleichungen in die Nebenbedingungen eines Optimierungsproblems überführt werden, so dass es möglich war, einzelne Größen im Netz zu optimieren. Wichtige Arbeitsschritte waren dabei die Umformulierung eines komplexwertigen Gleichungssystems in die reellwertigen Nebenbedingungen, so wie die automatische Berechnung der Ableitungen und ihrer Strukturen.

Innerhalb von Quartiersnetzen gibt es viele zeitliche Prozesse, welche für die Optimierung wichtig sind (z.B. Wärmepumpen und Batteriespeicher). Ziel von Int2Grid war es, ein dynamisches Modell für Quartiersnetze aufzustellen, welches diese Prozesse abbildet. Dieses Modell diente als Grundlage eines Optimalsteuerungsproblems.

Das Gesamtziel der Modellierung war es, die beiden Modelltypen zu einem großen Optimierungsproblem zu vereinen. Die statischen und dynamischen Modellgleichungen bildeten in diesem Fall ein Differential-Algebraisches System. Die unterschiedlichen Ziele wurden mittels eines Mehrzieloptimierungsproblems abgebildet.

Das resultierende Optimierungsproblem beinhaltete zwei Ebenen, die übergeordnete Ebene des Verbundnetzes und die untergeordnete Ebene der Quartiersnetze. Hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, das Verhalten der untergeordneten Ebene zu steuern, wie z.B. durch einen anpassbaren Strompreis, so führt dies zu einem Bilevel-Optimierungsproblem. Ziel von Int2Grids und insbesondere des Teilvorhabens war es, zu untersuchen, welche Steuermöglichkeiten die Netzbetreiber hier haben könnten und wie sich diese auf die jeweiligen Ergebnisse und Einzelziele auswirkten.

Zu Beginn der Projektlaufzeit konnten leider nicht alle Mitarbeiterstellen sofort besetzt werden, weshalb es bereits im ersten Projektjahr zu Verzögerungen kam. Die zunächst nur für 6 Monate geplante Elternzeit der Projektkoordinatorin glaubten wir gut überbrücken zu können. Im weiteren Verlauf wurde die Elternzeit jedoch mehrfach verändert neu beantragt, was den Ablauf des Projektes schwer planbar machte. Letzten Endes entschied die Mitarbeiterin, sich nach Ende der Elternzeit beruflich zu verändern und stand damit für das Projekt nicht mehr zur Verfügung.

Zudem verließ aufgrund der Pandemie-Situation eine weitere Mitarbeiterin die Universität Bremen. Es ist uns nicht gelungen, diese Stellen sofort nachzubetzen, so dass der Universität Bremen Anfang 2022 nur noch ein Mitarbeiter zur Verfügung stand, der zu 30% auf dem Projekt arbeitete. Ende Oktober 2022 wechselte auch dieser Mitarbeiter von der Universität in die Industrie. Für die Universität Bremen konnte die Situation leicht abgefedert werden durch einen Mitarbeiter, der ab Oktober 2022 mit 75% der Arbeitszeit auf dem Projekt arbeitete.

Auch der Mitarbeitende der TU Ilmenau stand dem Projekt inzwischen nicht mehr zur Verfügung, da er ins Ausland gewechselt war.

Durch den Personalnotstand an der Universität Bremen und den Weggang des Mitarbeiters der TU Ilmenau konnten nicht alle Arbeitspakete wie ursprünglich geplant bearbeitet werden. Dem Mittelgeber wurde die Situation im Projekt dargestellt, und es wurden verschiedene Lösungsmöglichkeiten erörtert. Zu Beginn des Jahres 2023 wurde von den Partnern OFFIS e.V. und Universität Bremen ein Antrag auf kostenneutrale Verlängerung des Projektes bis Ende 2023 gestellt und ein aktualisierter Arbeitsplan eingereicht.

Durch Auslaufen anderer Projekte wurden am ZeTeM Mitarbeiterkapazitäten frei, welche für die weiteren Arbeiten an diesem Projekt eingesetzt werden konnten, d.h. ab Mitte Februar 2023 konnte ein weiterer Mitarbeiter mit einer 100%-Stelle für dieses Projekt tätig werden.

In dem überarbeiteten Arbeitsplan musste neben dem derzeitigen Stand der im Projekt erfolgten Arbeiten selbstverständlich berücksichtigt werden, dass beide Mitarbeiter der Uni Bremen sich neu in das Projekt einarbeiten mussten. Wegen dieser erforderlichen Einarbeitungszeit wurde die Laufzeitverlängerung bis Ende Dezember 2023 beantragt.

In dieser Zeit konnten die Arbeiten der beiden Partner OFFIS e.V. und Uni Bremen die ursprünglichen fünf Meilensteine des Projektes in der modifizierten Fassung erreichen.

4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Elektrische Verbundnetze werden im Allgemeinen mittels ihrer einphasigen Ersatzschaltbilder modelliert. Hierbei können dynamische Effekte im Netz für den Regelbetrieb vernachlässigt werden. Durch Anwendung der Kirchhoffschen Regeln und des Ohmschen Gesetzes werden die Zusammenhänge mittels eines komplexwertigen Gleichungssystems modelliert [2]. Für die einfache Lösung dieses Gleichungssystems werden im allgemeinen iterative Verfahren wie Newton-Raphson, Fast-Decoupled und Gauß-Seidel verwendet [3]. Für die sogenannte Lastflussrechnung existiert verschiedene kommerzielle und nicht kommerzielle Software. Diese ist in der Regel auch in der Lage spezielle Optimierungen durchzuführen. Hierzu zählt z.B. die Optimierung der Stufeneinstellung des Transformators an der Netzeinspeisung. Für die Optimierung weiterer Größen wie z.B. eine Blindleistungseinspeisung oder Kabeldurchmesser optimiert werden fehlt bisher Software.

Bei einem **Bilevel-Optimierungsproblem** werden Entscheidungen auf zwei Ebenen getroffen, die sich gegenseitig beeinflussen. Diese Probleme werden im Wesentlichen dadurch gebildet, dass die zulässige Menge des oberen (Leader) Problems durch die Lösungsmenge des unteren (Follower) Problems dargestellt ist. Eindeutige Antworten lassen sich durch kooperatives Verhalten erzeugen. Wesentlich für die Formulierung dieser sogenannten Bilevel-Optimierungsprobleme ist, dass der übergeordnete Entscheidungsträger weiß, wie die weiteren Entscheidungsträger auf seine Entscheidungen reagieren [4]. Zentrale Resultate zur Bilevel-Optimierung finden sich bei [5]. Weitere theoretische und angewandte Arbeiten werden in [6] und [7] gesammelt. Als Verallgemeinerung der Bilevel-Probleme können Optimierungsprobleme mit Gleichgewichtsnebenbedingungen (MPEC) gesehen werden, die [8] behandelt.

In der **Mehrzieloptimierung** untersucht man Optimierungsprobleme mit mehreren, konkurrierenden Zielfunktionen. Die Besonderheit dieser Probleme ist, dass es im Allgemeinen eine unendliche Menge von Minimallösungen gibt, die einen optimalen Trade-off der

Zielfunktionen besitzen. Aus Anwendersicht zeigen diese die verschiedenen optimalen Handlungsalternativen auf und erlauben deren Bewertung und damit die fundierte Auswahl der effizientesten Lösung. Ein häufiger Lösungszugang ist dabei die Formulierung skalarwertiger Ersatzprobleme, d.h. die Zurückführung auf klassische Optimierungsprobleme, die iterativ gelöst werden. Die Schwierigkeiten der Ausgangsprobleme übertragen sich dabei direkt auf die zu lösenden skalaren Ersatzprobleme. Stehen für diese effektive Lösungsverfahren zur Verfügung, so können die multikriteriellen Optimierungsprobleme mittels Algorithmen basierend auf Parametersteuerung und Sensitivitätsuntersuchungen insbesondere bei nur wenigen Zielfunktionen effizient gelöst werden [9].

5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Ein regelmäßiger wissenschaftlicher Austausch fand mit dem Projekt SmartFarm2 statt.

Das vom BMWK geförderte Projekt mit einer Laufzeit von Februar 2021 bis August 2024 befasst sich mit den erneuerbaren Energien, die zu den wichtigsten Stromquellen in Deutschland gehören und deren Ausbau eine zentrale Säule der Energiewende ist. Im Jahr 2020 wurden erstmals mehr als 50 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energien ins Netz eingespeist. Die Nutzung erneuerbarer Energien geht mit einem hohen Flächenbedarf einher, weshalb vor allem im ländlichen Raum der Ausbau von Erneuerbare-Energien-Anlagen zunimmt. Daraus ergeben sich neue Strukturen für die Akteure - Landwirte werden z.B. zu Energiewirten. Das Projekt SmartFarm2 will Potenziale zur Eigenverbrauchsoptimierung identifizieren und beispielhaft umsetzen.

II. Eingehende Darstellung

1. Verwendung der Zuwendung und des erzielten Ergebnisses im Einzelnen

AP 1000 PROJEKTLEITUNG UND -KOORDINATION

AP 1100 Koordination des Gesamtvorhabens

Die Universität Bremen organisierte und moderierte das Kickoff-Meeting, Meilensteintreffen, monatliche Treffen zur Berichterstattung über den Fortschritt, wöchentliche Treffen für das Konzeptpapier, Szenario-Workshops und andere Workshops. Aufgrund der Corona-Pandemie mussten diese Meetings weitestgehend online stattfinden.

AP 1200 Identifikation, Bewertung und Maßnahmenergreifung für Risikofaktoren im Projekt

Die Personalsituation hat den normalen Verlauf in diesem Projekt mehrfach gefährdet. Erste Verzögerungen gab es wegen verspäteter Stellenbesetzungen. Im weiteren Verlauf standen mehrere Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter, die an der Universität Bremen für dieses Projekt gearbeitet haben, dem Projekt nicht über die gesamte Laufzeit zur Verfügung, da sie

- nicht wie geplant aus der Elternzeit zurückkehrten,
- wegen der Corona-Pandemie die Universität Bremen verlassen haben oder
- ein Angebot aus der Industrie angenommen haben.

Zudem hatte der Mitarbeiter des Partners TU Ilmenau das Projekt verlassen, da er in's Ausland wechselte.

Als Folge der Personalsituation kam es während der gesamten Projektlaufzeit zu erheblichen Verzögerungen, so dass mehrere Meilensteine nicht rechtzeitig erreicht werden konnten. Das Ausscheiden von Mitarbeitern führte zudem auch zu Verlust von Fachwissen und Kompetenzen, die für die Erreichung einiger Projektziele entscheidend waren. Daher konnten einige Arbeitspakete nicht abgeschlossen werden.

Für die Universität Bremen konnte die Situation leicht abgefedert werden durch einen Mitarbeiter, der ab Oktober 2022 mit 75% der Arbeitszeit auf dem Projekt arbeitete.

Dem Mittelgeber wurde die Situation im Projekt dargestellt, und es wurden verschiedene Lösungsmöglichkeiten erörtert. Zu Beginn des Jahres 2023 wurde von den Partnern OFFIS e.V. und Universität Bremen ein Antrag auf kostenneutrale Verlängerung des Projektes bis Ende 2023 gestellt und ein aktualisierter Arbeitsplan eingereicht.

Durch Auslaufen anderer Projekte wurden am ZeTeM Mitarbeiterkapazitäten frei, welche für die weiteren Arbeiten an diesem Projekt eingesetzt werden konnten, d.h. ab Mitte Februar 2023 konnte ein weiterer Mitarbeiter mit einer 100%-Stelle für dieses Projekt tätig werden.

In dem überarbeiteten Arbeitsplan musste neben dem derzeitigen Stand der im Projekt erfolgten Arbeiten selbstverständlich berücksichtigt werden, dass beide Mitarbeiter der Uni Bremen sich neu in das Projekt einarbeiten mussten. Wegen dieser erforderlichen Einarbeitungszeit wurde die Laufzeitverlängerung bis Ende Dezember 2023 beantragt.

In dieser Zeit konnten die Arbeiten der beiden Partner OFFIS e.V. und Uni Bremen die ursprünglichen fünf Meilensteine des Projektes in der modifizierten Fassung erreichen.

AP 1300 Versionierungs- und Datensicherungssystems

Zusätzlich zu den genannten Treffen verwaltete das ZeTeM mehrere projektspezifische Ordner in Bitrix und Gitlab, auf die alle Partner zugreifen konnten, und bot außerdem Vorlagen für Dokumente und Präsentationen an.

AP 2000 MODELLIERUNG

In diesem Arbeitspaket wurde das Optimierungsproblem in Bezug auf das Verbundnetz (obere Ebene) und das Quartiersnetz (untere Ebene) formuliert.

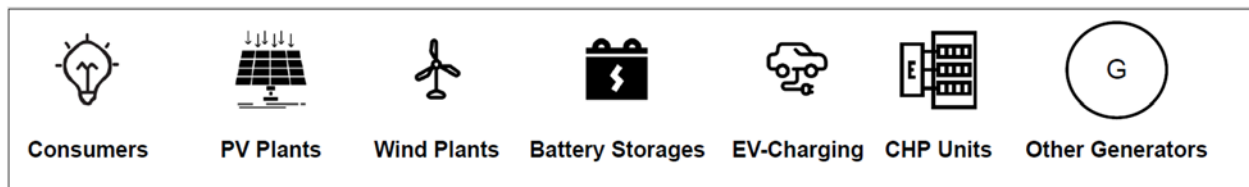


Abbildung 1: Verbraucher und verteilte Energieressourcen (DERs).

Das Verbundnetz (DG) repräsentiert die Infrastruktur bestehend aus Verbrauchern, Generatoren (G) und verteilte Energieressourcen (DERs), wie in Abbildung 1 zu sehen ist. Über dedizierte Transformatoren sind Quartiersnetze (NG), die aus DERs, Verbrauchern und Ladestationen für elektrische Fahrzeuge bestehen, mit dem Verbundnetz verbunden. Über diese wird überschüssige Energie abgegeben oder aber bei Mindererzeugung, zum Beispiel durch Wettereinflüsse, bezogen. Darüber hinaus wird an diesen Stellen die aggregierte Flexibilität aus den Optimierungsproblemen der unteren Ebenen dem Verbundnetz zur Verfügung gestellt.

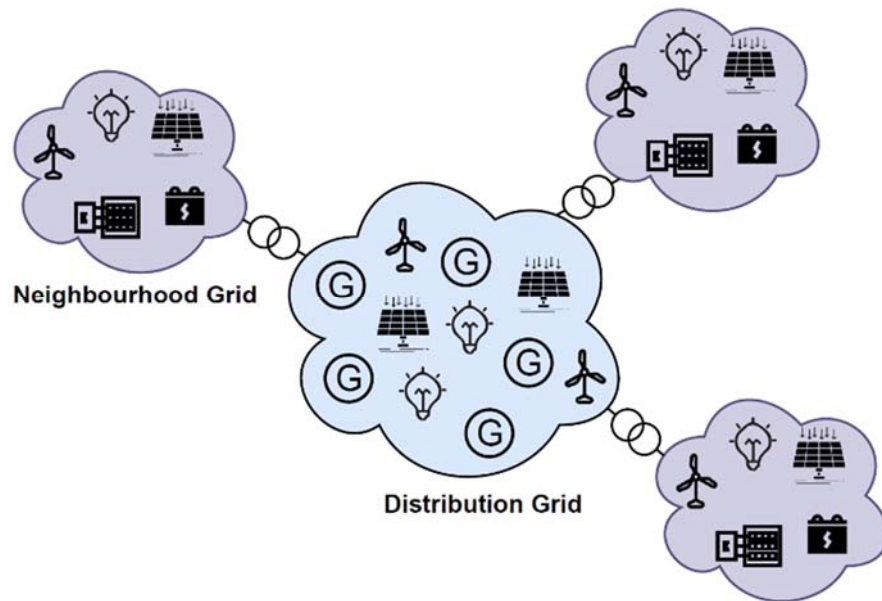
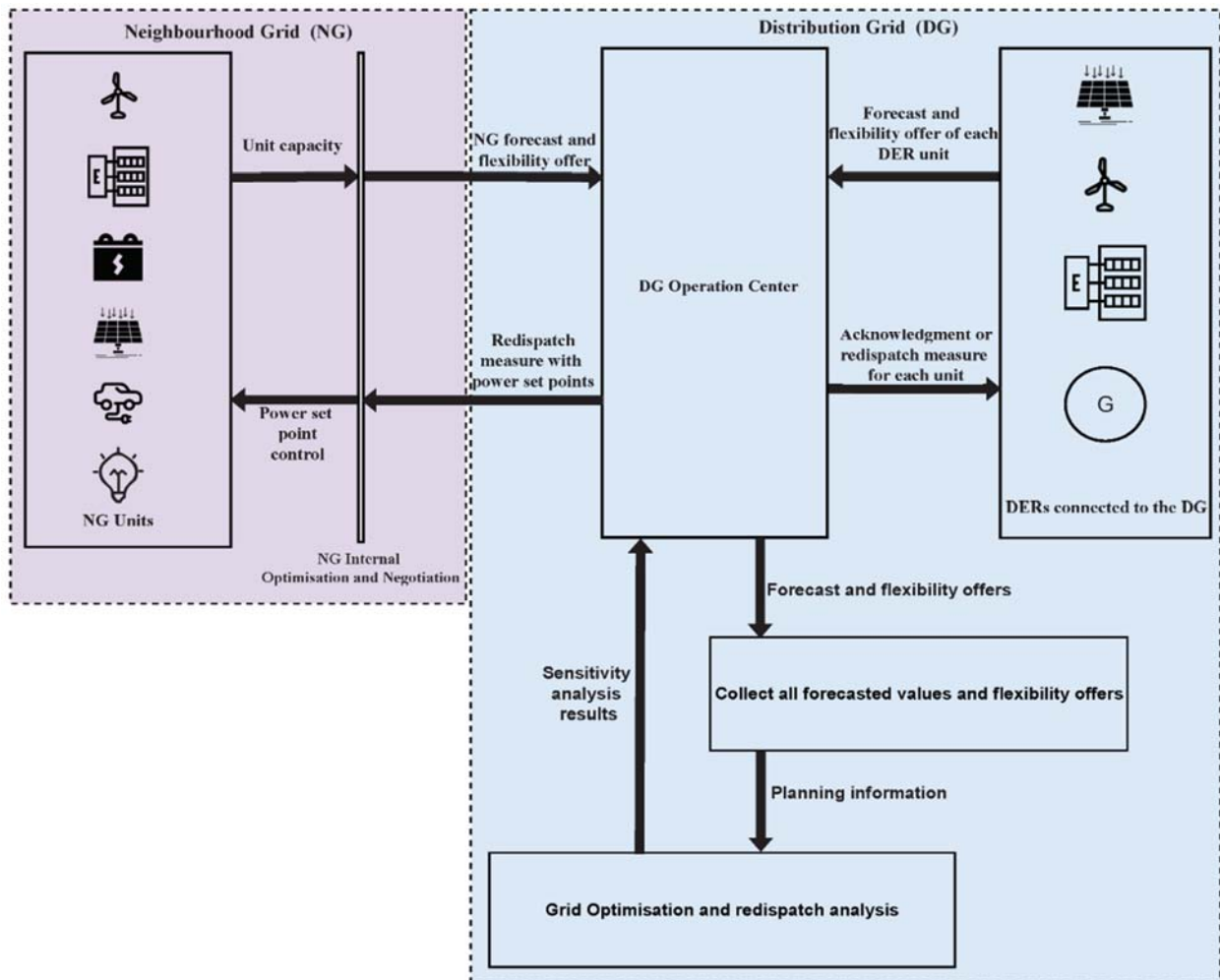


Abbildung 2: Verbundnetz (Distribution Grid) und Quartiersnetze (Neighbourhood Grid).

Die Interaktionen zwischen dem Verbundnetz (obere Ebene) und dem Quartiersnetz (untere Ebene) während des Betriebs sind in Abbildung 3 dargestellt. Die Pfeile stellen den Informationsfluss zwischen den verschiedenen Prozessen dar. Die an das Verbundnetz angeschlossenen DERs senden eine Prognose und ein Flexibilitätsangebot an die DG-Betriebszentrale. Das Quartiersnetz führt eine interne Verhandlung durch und optimiert die Ressourcen auf der Grundlage der Kapazitäten der Einheiten und des Zustands der Komponenten (z. B. Batterie, KWK). Das Ergebnis dieser internen Verhandlung ist das Flexibilitätsangebot an die DG-Betriebszentrale. Die Verbundnetz-Betriebszentrale empfängt alle Prognosen und Flexibilitätsangebote, sammelt sie und führt eine Lastflussberechnung für ihr Stromnetz durch. Im Falle eines Netzengpass-Szenarios wird eine Netzoptimierung und Redispatch-Analyse durchgeführt. Die Ergebnisse dieser Lastflussberechnung liefern optimale Werte für die spezifischen DERs und/oder das Quartiersnetz. Für die später betrachteten Simulationsszenarien wird nur ein einziges an das Verteilnetz angeschlossenes Quartiersnetz betrachtet.



Sequenzdiagramm 3: Integration und Interaktion zwischen Quartiersnetz und Verbundnetz .

AP 2100 Modellierung des statischen Verbundnetzes durch Lastflussgleichungen

In diesem Arbeitspaket wurde ein mathematisches Optimierungsmodell eines Verbundnetzes erstellt. In diesem Zusammenhang wurden alle relevanten Größen und Beziehungen zwischen ihnen in Form von Variablen, Parametern, Gleichheits- und Ungleichheitsbedingungen sowie Optimierungszielen eingeführt. Die detaillierte Beschreibung der Struktur des Optimierungsproblems findet sich in [11].

Dieses Modell wurde als Softwarepaket entwickelt und WORHP wurde zur Lösung der Lastflussgleichungen verwendet. Das Softwarepaket wurde anhand von Beispielen aus der MATPOWER-Bibliothek von MATLAB getestet und durch den Vergleich der Ergebnisse validiert. Hier werden nur Ergebnisse für einige wenige Beispiele (insgesamt 282 Beispiele) gezeigt.

AP 2200 Modellierung von dynamischen Quartiersnetzen in vereinfachter Form

In diesem Arbeitspaket wurde ein Quartiersnetz modelliert. Dieses Modell besteht aus einer Photovoltaikanlage (PV), einer Windkraftanlage und einem Batteriespeicher zur Deckung des Strombedarfs. Darüber hinaus ist ein Blockheizkraftwerk (BHKW) mit Wärmespeicher zur

Deckung des Wärmebedarfs und Elektroladestationen zur Deckung des Elektromobilitätsbedarfs integriert.

Ähnlich wie bei dem in AP 2100 diskutierten Verbundnetzoptimierungsmodell werden alle relevanten Größen und Beziehungen in Form von Variablen, Parametern, Gleichheits- und Ungleichheitsbedingungen sowie Optimierungszielen eingeführt. Die detaillierte Beschreibung der Struktur des Optimierungsproblems findet sich in [11].

Dieses Modell wurde als Softwarepaket entwickelt. Zur Lösung der Lastflussgleichungen wurde TransWORHP verwendet, da im Modell des Quartiersnetzes zeitliche Effekte berücksichtigt wurden.

AP 2300 Kombination der Modelle als Bilevel-Optimierungsproblem

a. Optimierungsproblem für ein Verbundnetz

Das Optimierungsproblem für das Verbundnetz wird formal als nichtlineares Programm (NLP) der folgenden Form gestellt:

$$\begin{aligned} &\underset{x \in R^{N_x}}{\text{minimiere}} \quad F(x, p) \quad \text{unter Nebenbedingungen} \\ &\quad G_i(x, p) = 0, \quad i = 1, \dots, N_E, \\ &\quad G_i(x, p) \leq 0, \quad i = N_E + 1, \dots, N_G. \end{aligned}$$

Im obigen NLP ist $x \in R^{N_x}$ ein Vektor von Entscheidungsvariablen, d. h. die von jedem Generator zu erzeugende Energiemenge. F ist eine gewählte Zielfunktion. Als mögliche Optimierungsziele haben wir die Minimierung des Leistungsverlustes, der CO₂-Emissionskosten und der Redispatch-Kosten in Betracht gezogen. G_i , $i=1, \dots, N_E$, sind die Gleichheitsbedingungen, insbesondere die Lastflussgleichungen, die das Gleichgewicht zwischen der erzeugten und der verbrauchten Energiemenge für Wirk- bzw. Blindleistung ausdrücken. G_i , $i=N_E+1, \dots, N_G$, sind die Ungleichheitsbedingungen, unter anderem die unteren und oberen Schranken für die Wirk- und Blindleistungserzeugung jedes Generators, die Spannung an jedem Knoten, die Stufeneinstellungen für jeden Transformator und den Leistungsfluss in jeder Leitung. Schließlich ist $p \in R^{N_p}$ der Vektor der externen Parameter, einschließlich des Widerstands jeder Leitung, der Kosten der CO₂-Emissionen für die Einheit der erzeugten Energie und der Redispatch-Kosten für die Einheit der erzeugten Energie für jeden Generatortyp.

Das oben diskutierte NLP für die Verbundnetzoptimierung ist die Standardformulierung eines allgemeinen Problems der nichtlinearen Optimierung und konnte daher mit modernen Solvern, wie z.B. WORHP [10], effizient gelöst werden.

b. Optimierungsproblem für ein Quartiersnetz

Das mathematische Modell eines Quartiersnetzes ist im Gegensatz zum statischen Modell eines Verbundnetzes zeitabhängig und weist Nebenbedingungen in Form von gewöhnlichen Differentialgleichungen auf. Daher wird die Optimierung des Quartiersnetzes formal als ein optimales Kontrollproblem (OCP) der folgenden Form gestellt:

$$\begin{aligned} \underset{x(t), u(t)}{\text{minimiere}} \quad & \phi(x(T), p, y) + \int_0^T f_0(x(t), u(t), p, t) dt \quad \text{unter Nebenbedingungen} \\ & \dot{x} = f(x(t), u(t), p, t), \quad t \in [0, T] \\ & w(x(0), x(T), p) = 0, \\ & g(x(t), u(t), p, t) \leq 0, \quad t \in [0, T]. \end{aligned}$$

Im obigen OCP ist $x(t)$ eine Zustandsvektorfunktion, deren Komponenten den Ladezustand der Batterie bzw. die von der KWK-Anlage zum Zeitpunkt t erzeugte Energie darstellen. Die Dynamik sowohl der Batterie als auch der KWK-Anlage wird durch die entsprechenden gewöhnlichen Differentialgleichungen dargestellt, die als Nebenbedingung in die OCP eingeführt werden

$$\dot{x} = f(x(t), u(t), p, t),$$

die innerhalb des Zeitintervalls $[0, T]$ erfüllt sein muss, und die zugehörigen Randbedingungen $w(x(0), x(T), p)=0$. Um die Anforderungen des Zeithorizonts von Redispatch 2.0 zu erfüllen, haben wir den Wert $T=36$ Stunden verwendet. Außerdem ist $u(t)$ eine Kontrollvektorfunktion, deren Komponenten die Flexibilitätsangebote der Batterie bzw. des KWK-Anlage zum Zeitpunkt t darstellen. Als mögliche Optimierungsziele haben wir die Maximierung des Eigenverbrauchs und des Flexibilitätsangebots für Redispatch 2.0 eines Nachbarschaftsnetzes sowie die Minimierung der CO₂-Emissionskosten in Betracht gezogen. Die letzte Nebenbedingung wird verwendet, um die minimale und maximale Speicherkapazität der Batterie und die Stromerzeugungskapazität der KWK-Anlage anzugeben. Schließlich ist $p \in R^{N_p}$ der Vektor der externen Parameter einschließlich der Windgeschwindigkeit für die Windturbine, der Sonneneinstrahlung für die PV-Anlage und der Lastdaten der Verbraucher zum Zeitpunkt t .

Für numerische Simulationen musste das oben vorgestellte OCP jedoch in ein NLP diskretisiert werden. Dieser Diskretisierungsschritt kann mit TransWORHP, der Optimal Control Toolbox, die auf dem NLP-Löser WORHP basiert, automatisch durchgeführt werden. Das Optimierungsproblem für ein Quartiersnetz kann also in folgender Form gestellt werden

$$\begin{aligned} \underset{x \in R^{N_x}}{\text{minimiere}} \quad & F(x, p) \quad \text{unter Nebenbedingungen} \\ & G_i(x, p) = 0, \quad i = 1, \dots, N_E, \\ & G_i(x, p) \leq 0, \quad i = N_E + 1, \dots, N_G. \end{aligned}$$

was bedeutet, dass die Optimierungsprobleme sowohl für DG als auch für NG letztlich eine ähnliche Struktur haben. Insbesondere ist es möglich, beide Probleme mit modernsten Solvern, wie z.B. WORHP [10], effizient zu lösen. Schließlich ermöglicht die gemeinsame Struktur der Optimierungsprobleme für DG und NG die Formulierung eines kombinierten bilevel Optimierungsproblems.

c. Bilevel-Optimierungsproblem

Um die gewählten Ziele für DG und NG gleichzeitig zu optimieren, formulieren wir das folgende zweistufige nichtlineare Programm (BL-NLP) [5,6,7]:

$$\begin{aligned} \underset{x \in R^{N_x}, y^* \in R^{N_y}}{\text{minimiere}} \quad & F(x, y^*, p) \quad \text{unter Nebenbedingungen} \\ & G_i(x, y^*, p) = 0, \quad i = 1, \dots, N_E^G, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
G_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}^*, \mathbf{p}) &\leq 0, \quad i = N_E^G + 1, \dots, N^G, \\
\mathbf{y}^* &= \arg \min_{\mathbf{y} \in \mathbb{R}^{N_y}} f(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{p}) \quad \text{unter Nebenbedingungen} \\
g_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{p}) &= 0, \quad i = 1, \dots, N_E^g, \\
g_i(\mathbf{x}, \mathbf{y}, \mathbf{p}) &\leq 0, \quad i = N_E^g + 1, \dots, N^g.
\end{aligned}$$

In der obigen zweistufigen Einstellung repräsentieren die Zielfunktion F und die Nebenbedingungen $G_i, i = 1, \dots, N^G$, das übergeordnete Optimierungsproblem für das Verbundnetz mit dem entsprechenden übergeordneten Entscheidungsvektor $\mathbf{x}$. Im Gegensatz dazu repräsentieren die Zielfunktion f und die Nebenbedingungen $g_i, i = 1, \dots, N^g$, das untergeordnete Optimierungsproblem für das Quartiersnetz mit dem entsprechenden untergeordneten Entscheidungsvektor $\mathbf{y}$. Diese Einstellung ermöglicht es uns, eine natürliche Leader-Follower-Beziehung zwischen den Teilaufgaben der Verbund- und Quartiersnetzoptimierung aufrechtzuerhalten. Wann immer das Verbundnetz den Wert ihres Entscheidungsvektors $\mathbf{x}$ aktualisiert, wird er als fester Parameter an die untergeordnete Ebene weitergegeben und dazu verwendet, das untergeordnete Optimum $\mathbf{y}^*$ zu erhalten, das wiederum in der nächsten Iteration verwendet wird, um den Wert von $\mathbf{x}$ in Richtung des Optimums zu aktualisieren, und so weiter. Im Ergebnis optimiert die erhaltene Lösung $(\mathbf{x}^*, \mathbf{y}^*)$ gleichzeitig die Ziele der unteren und oberen Ebene.

Um das oben formulierte BL-NLP numerisch zu lösen, wurden zwei Ansätze in Betracht gezogen [5].

Beim direkten Ansatz, bei dem immer dann, wenn die Werte für die Variablen der unteren Ebene $\mathbf{y}^*$ benötigt werden, das Problem der unteren Ebene mit einer aktuellen Näherung der Entscheidungsvariablen der oberen Ebene $\mathbf{x}$ als festem Parameter gelöst wird. Daher hat dieser Ansatz den Vorteil, dass er präziser und zuverlässiger ist als die weiter unten betrachtete Alternative. Allerdings wird das Problem der unteren Ebene wiederholt gelöst, was die Gesamtleistung bei der Lösung von BL-NLPs beeinträchtigen kann.

KKT-Reformulierungsansatz, bei dem das untergeordnete Problem durch seine KKT-Bedingungen ersetzt wird, die als zusätzliche Nebenbedingungen direkt in das übergeordnete Problem aufgenommen werden. Im Gegensatz zum direkten Ansatz erhöht die KKT-Reformulierung in der Regel die Leistung bei der Lösung von BL-NLPs. Da die KKT-Bedingungen jedoch notwendig, aber nicht hinreichend sind, können sich die akzeptierten Werte der Entscheidungsvariablen der unteren Ebene als suboptimal erweisen.

Bei den nachstehend betrachteten numerischen Simulationen haben wir den direkten Ansatz gewählt, und zwar aus zweierlei Gründen: Erstens wurde im Hinblick auf eine gründlichere Untersuchung der Präzision der erzielten Ergebnisse eine höhere Priorität eingeräumt als der Geschwindigkeit der Berechnungen. Und zweitens erlaubten der Umfang des für die numerischen Studien gewählten Beispiels und die verfügbaren Rechenressourcen zeitaufwändige Berechnungen.

AP 2400 Erweiterung des Modells aus 2200 auf ein gemischt ganzzahliges Modell

Der in diesem Projekt hauptsächlich verwendete numerische Löser WORHP/TransWORHP ist für die ganzzahlige oder gemischt-ganzzahlige Optimierungsumgebung dieses Arbeitspakets nicht geeignet.

Zusätzlich zum Zeitaufwand für die Erweiterung des Modells aus AP 2200 auf ein gemischt ganzzahliges Modell wäre ein erheblicher Arbeitsaufwand erforderlich gewesen, um das neue Modell für einen anderen Solver zu implementieren.

Bedingt durch die Personalsituation in diesem Projekt konnte dieses Ziel nicht erreicht werden.

AP 3000 BILEVEL MEHRZIELOPTIMIERUNG

a. Mehrzieloptimierungsproblem

Bei den oben erörterten Optimierungsproblemformulierungen könnte man statt der Optimierung eines einzigen Ziels der Wahl die gleichzeitige Optimierung mehrerer (oder sogar aller) Ziele in Betracht ziehen. So könnte man für das Verbundnetz sowohl die CO₂-Emissionskosten als auch die Redispatch-Kosten minimieren wollen. Für das Quartiersnetz könnte man den Eigenverbrauch maximieren und gleichzeitig die CO₂-Emissionskosten minimieren wollen. Um dies zu erreichen, wurde der Rahmen der multikriteriellen Optimierung [9] verwendet. Ein derartiges Optimierungsproblem - ein nichtlineares Mehrzielprogramm (MO-NLP) - hat die folgende allgemeine Form:

$$\begin{aligned} \underset{x \in R^{N_x}}{\text{minimiere}} \quad & \begin{pmatrix} F_1(x, p) \\ \vdots \\ F_{N_F}(x, p) \end{pmatrix} \quad \text{unter Nebenbedingungen} \\ & G_i(x, p) = 0, \quad i = 1, \dots, N_E, \\ & G_i(x, p) \leq 0, \quad i = N_E + 1, \dots, N_G, \end{aligned}$$

wobei $F_1, \dots, F_{N_F}$ gleichzeitig zu optimierende Zielfunktionen sind. Natürlich können die Optimierungsziele widersprüchlich sein: Die Verbesserung in einer Funktion kann zur Verschlechterung in einer anderen führen. In solchen Fällen ist ein häufig verwendeter Begriff der Optimalität in der Mehrzieloptimierung der der Pareto-Effizienz [9], und die Menge aller Pareto-effizienten Punkte für eine gegebene MO-NLP wird Pareto-Front genannt. In der Praxis werden zum Auffinden pareto-effizienter Punkte Skalarisierungsmethoden [9] verwendet, die es erlauben, MO-NLPs mit den Techniken der Einzelzieloptimierung zu lösen.

b. Skalarisierungsmethoden

Um einzelne Pareto-effiziente Punkte für MO-NLPs zu finden, die sich sowohl auf DG als auch auf NG beziehen, wurde der Ansatz der gewichteten Summenskalarisierung verwendet. Darin wird das nichtlineare Mehrzielprogramm durch ein standardmäßiges Einzelzieloptimierungsproblem ersetzt, bei dem die Zielfunktion F aus $F_1, \dots, F_{N_F}$ wie folgt erhalten wird:

$$F(x, p) = \sum_{i=1}^{N_F} w_i F_i(x, p),$$

wobei $w_i, i = 1, \dots, N$, ist ein relatives Gewicht, das mit dem Teilziel F_i verbunden ist. Trotz ihrer Einfachheit erweist sich diese Methode als recht effizient, um die einzige Lösung für ein MO-NLP zu finden, die einem gegebenen Satz von Gewichtungsparametern $w_i, i = 1, \dots, N_F$ entspricht.

Um Pareto-Fronten für MO-NLPs im Zusammenhang mit DG zu erfassen, wurde eine fortschrittlichere Methode, nämlich die Pascoletti-Serafini-Skalarisierung, verwendet. Im Vergleich zur gewichteten Summenskalarisierung erzeugt die Pascoletti-Serafini-Skalarisierung gleichmäßigere Stichproben auf der Pareto-Front, wodurch die erzeugte Stichprobenmenge repräsentativer für die gesamte Pareto-Front ist. Um N Punkte aus der Pareto-Front von MO-NLP zu entnehmen, lösen wir formal das Problem

$$\begin{aligned} & \underset{t \in \mathbb{R}, x \in \mathbb{R}^{N_x}}{\text{minimiere } t} \quad \text{unter Nebenbedingungen} \\ & F_i(x, p) - a^{(k)} + t r = 0, \quad i = 1, \dots, N_F, \quad k = 1, \dots, N, \\ & G_i(x, p) = 0, \quad i = 1, \dots, N_E, \\ & G_i(x, p) \leq 0, \quad i = N_E + 1, \dots, N_G, \end{aligned}$$

mit einem festen Parameter r und einem variierenden Parameter $a^{(k)}, k = 1, \dots, N$. Eine ausführliche Beschreibung dieses Ansatzes ist zu finden in [12].

c. Bilevel Mehrzieloptimierungsproblem

Durch die Formulierung von nichtlinearen Mehrzieloptimierungsproblemen, die Anwendung der gewichteten Summenskalarisierung auf beide und deren Kombination zu einem zweistufigen Problem in der zuvor beschriebenen Weise erhalten wir schließlich das folgende zweistufige nichtlineare Mehrzieloptimierungsproblem (BL-MO-NLP):

$$\begin{aligned} & \underset{x \in \mathbb{R}^{N_x}, y^* \in \mathbb{R}^{N_y}}{\text{minimiere}} \quad \sum_{i=1}^{N_F} w_i^F F_i(x, y^*, p) \quad \text{unter Nebenbedingungen} \\ & G_i(x, y^*, p) = 0, \quad i = 1, \dots, N_E^G, \\ & G_i(x, y^*, p) \leq 0, \quad i = N_E^G + 1, \dots, N^G, \\ & y^* = \arg \min_{y \in \mathbb{R}^{N_y}} \sum_{i=1}^{N_f} w_i^f f_i(x, y, p) \quad \text{subject to} \\ & g_i(x, y, p) = 0, \quad i = 1, \dots, N_E^g, \\ & g_i(x, y, p) \leq 0, \quad i = N_E^g + 1, \dots, N^g, \end{aligned}$$

wobei

$$w_i^F, i = 1, \dots, N_F$$

sind die Gewichtungskoeffizienten für die Zielfunktion der oberen Ebene (Verbundnetz) und

$$w_i^f, i = 1, \dots, N_f$$

sind die Gewichtungskoeffizienten für die Zielfunktion der unteren Ebene (Quartiersnetz).

Die Formulierung und Lösung des oben genannten BL-MO-NLP war das Hauptziel dieses Projekts. Ein Beispiel für eine numerische Simulation und die Analyse der erzielten Ergebnisse sind unten aufgeführt.

d. Numerische Simulation

Im Rahmen dieses Projekts wurde eine Geheimhaltungsvereinbarung über die Daten getroffen. Aus diesem Grund werden die Versuchsbedingungen in den folgenden Beispielen nur teilweise offengelegt, um die Vereinbarung einzuhalten.

Für die nachstehenden numerischen Simulationen wurden die folgenden Werte für die Parameter festgelegt:

- Gestehungskosten - 0,10 EUR/kWh
- CO₂-Emissionskosten - 30,0 EUR/1000kg
- Kritische Kapazität eines Generators, die ihn Redispatch 2.0 unterwirft - 100 kWh.

Weitere Parameter für alle in den Simulationen verwendeten Generatortypen in Tabelle 1 zusammengefasst.

Generatortyp	CO ₂ Emissionen, [kg/kWh]	Redispatch-Kosten, [EUR/kWh]
Windkraftanlage	0.0000	0.20
Photovoltaikanlage	0.0000	0.10
Gaskraftwerk (Erdgas)	0.2008	0.50
Diesलगenerator	0.2665	0.50

Tabelle 1. Parameter der verschiedenen Generatortypen im Verbundnetzwerk.

Beispiel 1. (Mehrzieloptimierung des Verbundnetzes)

In diesem Experiment haben wir ein Mehrzieloptimierungsproblem für ein Verbundnetz gelöst. In diesem Fall waren keine Nachbarschaftsnetze mit dem DG verbunden. Stattdessen waren alle Verbraucher als statische Lasten angeschlossen. Das für dieses Experiment gewählte Verbundnetz umfasste 118 Busse, 54 Generatoren (47 Windturbinen, 2 PV-Anlagen und 5 Erdgasgeneratoren), 177 Leitungen und 9 Transformatoren.

Das zu lösende Optimierungsproblem hatte die folgende Struktur. Alle drei relevanten Ziele für die Verbundnetzoptimierung, nämlich die Minimierung der Verlustleistung, des CO₂-Ausstoßes und der Redispatch-Kosten, wurden mit Hilfe des oben beschriebenen Ansatzes der gewichteten Summenskalarisierung mit den relativen Gewichten 1.0, 0.2 bzw. 0.005 zu einem einzigen Optimierungsziel zusammengefasst. Das resultierende NLP enthielt insgesamt 289 Optimierungsvariablen, 280 Boxbeschränkungen (untere und obere Schranken für die Optimierungsvariablen), 236 Gleichheitsbeschränkungen und 354 Ungleichheitsbeschränkungen.

Die entsprechenden Optimierungsergebnisse sind in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst.

Menge	Einheit	Wert
Erzeugte Gesamtleistung	[MW]	44.0220
Gesamtverlustleistung	[MW]	1.8614
Verlustleistungskosten	[EUR]	186.1400

CO ₂ Emissionskosten	[EUR]	89.3200
Redispatch Leistung	[MW]	28.5805
Redispatch Kosten	[EUR]	5997.7600

Tabelle 2: Ergebnisse der Mehrzieloptimierung des Verbundnetzes.

Beispiel 2. (Pareto-Front für Mehrzieloptimierung des Verbundnetzes)

In diesem Experiment haben wir die Pareto-Fronten des Mehrziel-Optimierungsproblems für ein Verbundnetz untersucht, die mit verschiedenen Entscheidungen für Optimierungsziele einhergehen. Wir veranschaulichen insbesondere die Ergebnisse der Optimierung, bei der alle möglichen Kombinationen von zwei der drei verfügbaren Ziele gewählt wurden. Für jede Einstellung wurde die Pareto-Front durch eine Stichprobe von Punkten mit Hilfe des oben beschriebenen Pascoletti-Serafini-Ansatzes angenähert. Die anderen Aspekte des Versuchsaufbaus sind identisch mit denen in Beispiel 1 oben.

a. CO₂-Emissionskosten vs. Verlustleistung

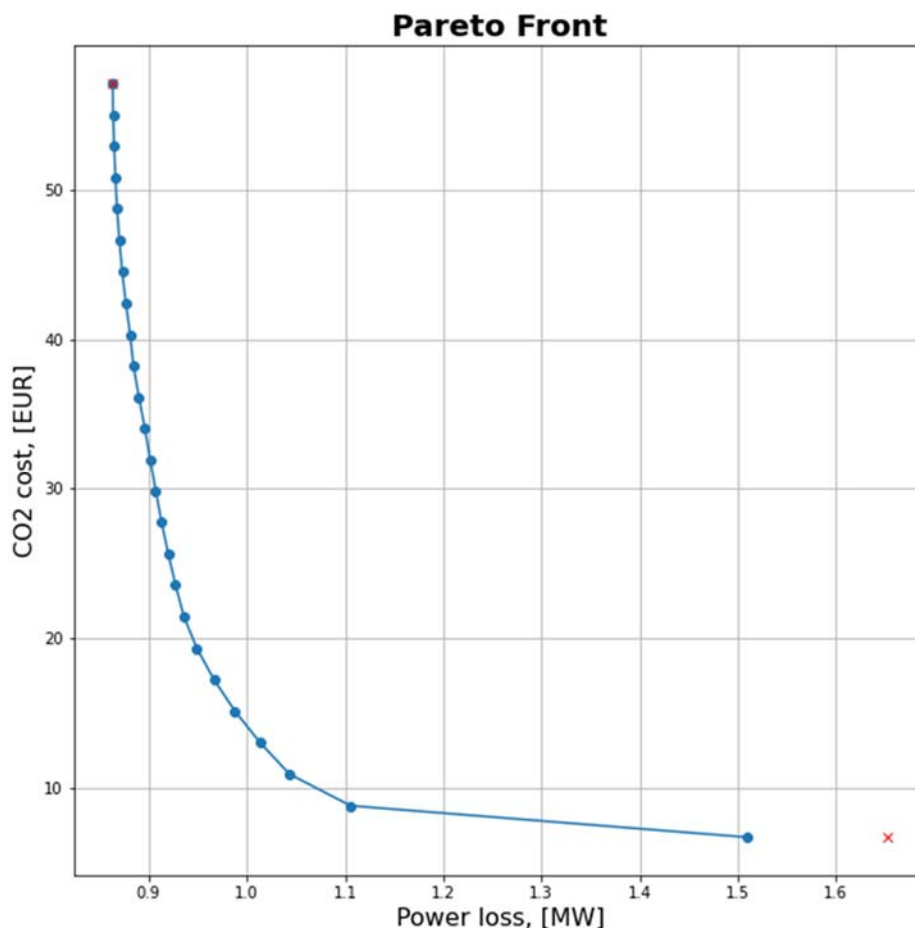


Abbildung 4: Pareto-Front zur Mehrzieloptimierung des Verbundnetzes (CO₂-Emissionskosten vs. Verlustleistung).

Die Ergebnisse der Mehrzieloptimierung des Verbundnetzes im Hinblick auf CO₂-Emissionskosten und Verlustleistung sind in Abbildung 4 visualisiert.

b. Redispatch-Kosten vs. Verlustleistung

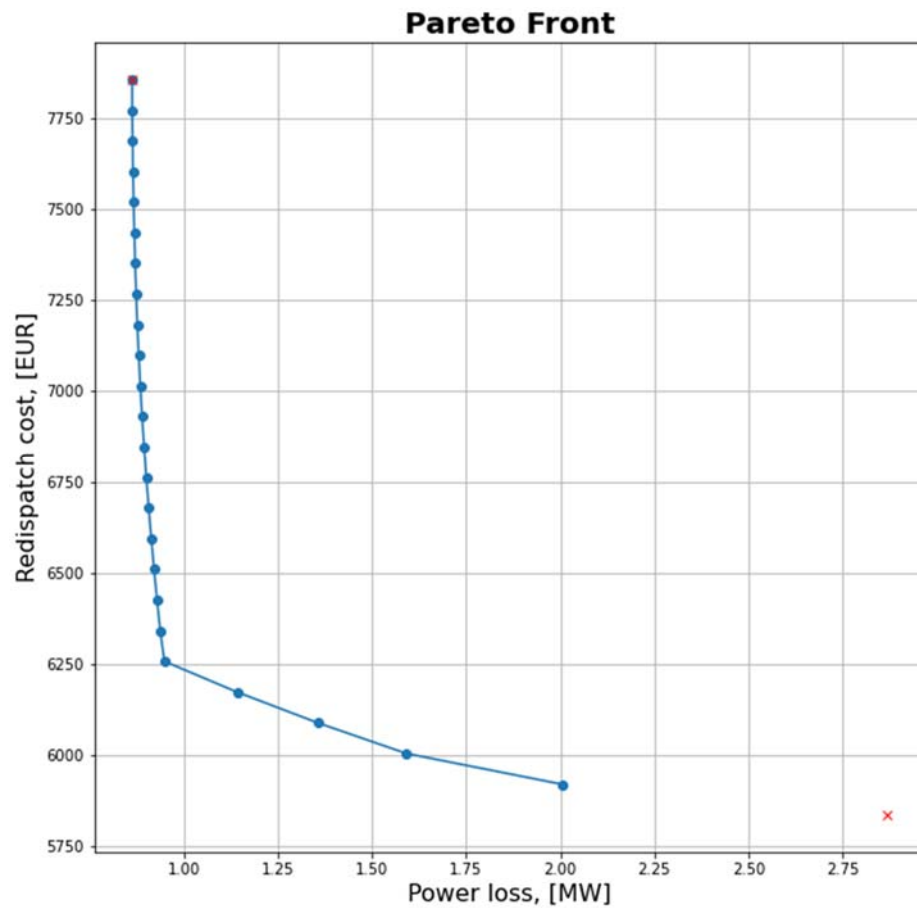


Abbildung 5: Pareto-Front zur Mehrzieloptimierung des Verbundnetzes (Redispatch-Kosten vs. Verlustleistung).

Die Ergebnisse der Mehrzieloptimierung des Verbundnetzes im Hinblick auf Redispatch-Kosten und Verlustleistung sind in Abbildung 5 visualisiert.

c. CO₂-Emissionskosten vs. Redispatch-Kosten

Die Ergebnisse der Mehrzieloptimierung des Verbundnetzes im Hinblick auf CO₂-Emissionskosten und Redispatch-Kosten sind in Abbildung 6 visualisiert.

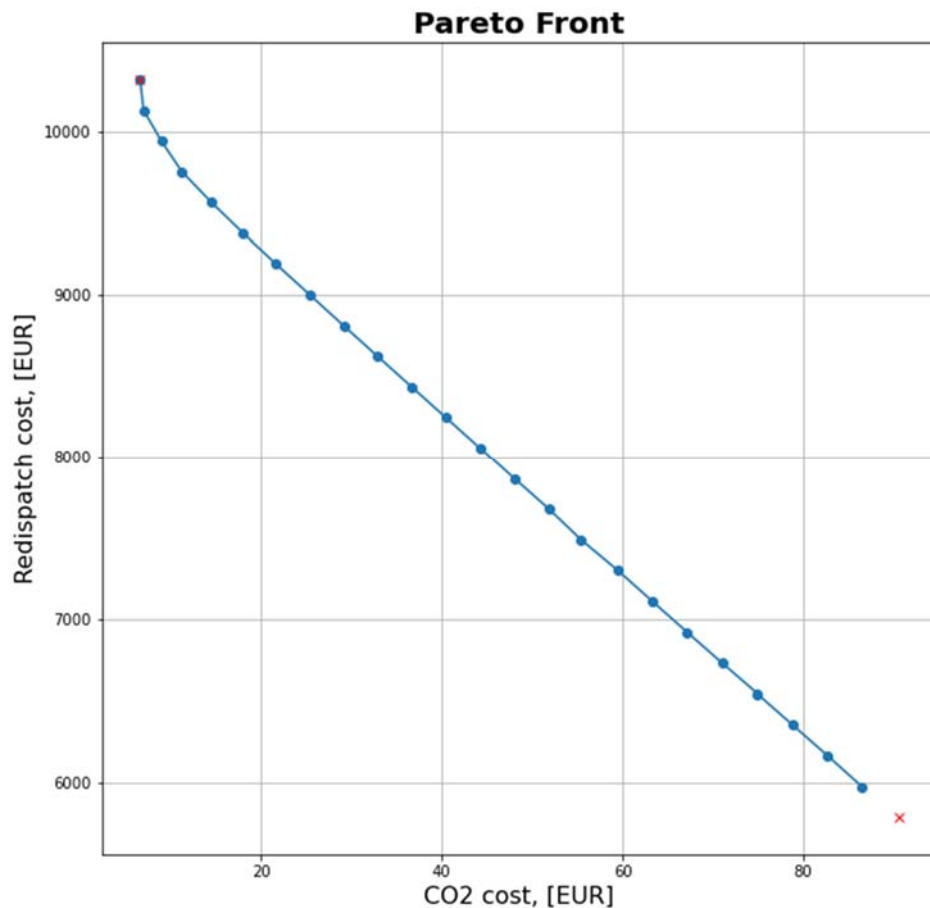


Abbildung 6: Pareto-Front zur Mehrzieloptimierung des Verbundnetzes (CO2-Emissionskosten vs. Redispatch-Kosten).

d. Interpretation der Ergebnisse

In den obigen Beispielen a. - c. ist jeder blau markierte Punkt ein optimaler Pareto-Punkt, der einer bestimmten Kombination von Gewichten für die gewählten Optimierungsziele entspricht. Man kann hier leicht sehen, dass jeder dieser Punkte in der Tat nicht dominiert: Im Vergleich zu jedem anderen Punkt auf der Pareto-Front muss, um eines der Ziele zu verbessern, das andere Ziel notwendigerweise verschlechtert werden und umgekehrt.

Beispiel 3. (Mehrzieloptimierung des Quartiersnetzes)

In diesem Experiment haben wir ein Mehrzieloptimierungsproblem für ein Quartiersnetz gelöst. In diesem Fall wurde das Quartiersnetz unabhängig vom Verbundnetz betrachtet. Stattdessen wurde davon ausgegangen, dass die gesamte benötigte Leistung für das Quartiersnetz jederzeit nach Bedarf importiert oder exportiert werden kann. Das für dieses Experiment gewählte Quartiersnetz umfasste neben elektischen Verbrauchern eine KWK-Anlage mit einer installierten Leistung von bis zu 150 kW, zwei PV-Anlagen mit 10 kWp respektive 30 kWp installierter Leistung, eine Windturbine mit kWp installierter Leistung, eine Batterie mit einer Kapazität von 250 kWh und eine bidirektionale Ladestation für E-Mobilität.

Das zu lösende Optimierungsproblem hatte die folgende Struktur. Alle drei Ziele, die für die Optimierung des Quartiersnetzes relevant waren, nämlich die Maximierung des Eigenverbrauchs und des Flexibilitätsangebots sowie die Minimierung der CO₂-Emissionen, wurden unter Verwendung des oben beschriebenen Ansatzes der gewichteten Summenskalarisierung mit den relativen Gewichten 0.2, 0.3 bzw. 0.5 zu einem einzigen Optimierungsziel zusammengefasst. Das resultierende NLP, das durch die Diskretisierung des entsprechenden OCP in der oben beschriebenen Weise erhalten wurde, enthielt insgesamt 1008 Optimierungsvariablen, 1153 Box-Constraints (untere und obere Schranken für die Optimierungsvariablen) und 715 Gleichheits-Constraints.

Die entsprechenden Optimierungsergebnisse sind in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst.

Strombezug aus Verbundnetz, [kWh]	Flexibilitätsangebots für das Verbundnetz, [kWh]	CO₂-Emissionen insgesamt, [EUR]
5.5496	10.7486	0.2900

Tabelle 3. Ergebnisse der Mehrzieloptimierung für das Quartiernetz.

Beispiel 4. (Bi-level Mehrzieloptimierung des kombinierten Verbund- und Quartiernetzes.)

In diesem Experiment haben wir ein mehrzieliges zweistufiges Optimierungsproblem für das Verbundnetz gelöst, an das ein Nachbarschaftsnetz anstelle eines der Konsumenten angeschlossen war. Alle anderen Einstellungen für das DG und das NG waren die gleichen wie in den Beispielen 1 bzw. 3.

Die entsprechenden Optimierungsergebnisse sind in der nachstehenden Tabelle zusammengefasst.

Panel A. Ergebnisse der Mehrzieloptimierung für das Verbundnetz.

Menge	Einheit	Wert
Erzeugte Gesamtleistung	[MW]	43.4042
Gesamtverlustleistung	[MW]	1.7427
Verlustleistungskosten	[EUR]	174.2700
CO ₂ Emissionskosten	[EUR]	89.2200
Redispatch Leistung	[MW]	29.1959
Redispatch Kosten	[EUR]	6126.5400

Panel B. Ergebnisse der Mehrzieloptimierung für das Quartiernetz.

Strombezug aus Verbundnetz, [kWh]	Flexibilitätsangebots für das Verbundnetz, [kWh]	CO₂-Emissionen insgesamt, [EUR]
5.2618	11.1501	0.7100

Tabelle 4. Ergebnisse der Bi-Level Mehrzieloptimierung des kombinierten Verbund- und Quartiernetzes.

Zusammenfassung

Die Beispiele 1 - 4 zeigen die Optimierung von Verbund- und Quartiersnetzen in verschiedenen Szenarien. Die erzielten Ergebnisse beweisen, dass der Apparat der numerischen nichtlinearen Optimierung für die Lösung komplexer angewandter Probleme im Bereich der Stromnetze geeignet ist, insbesondere für solche, die Leader-Follower- und Multi-Objective-Settings beinhalten.

AP 3300 Erstellung eines hybriden Algorithmus zur Bilevel-Optimierung

Da das AP 3200 von TUI nicht fertiggestellt wurde und durch das Fehlen eines Ansprechpartners auf Seiten von TUI zu diesem Zeitpunkt im Projekt konnten wir dieses Arbeitspaket nicht bearbeiten.

AP 4000 ROBUSTE MEHRZIELOPTIMIERUNG

AP 4200 Analyse von unsicherheitsbehafteten Variablen mittels parametrischen Sensitivitäten

Bei den oben betrachteten Optimierungsproblemen gibt es viele Parameter, z. B. die Gestehungskosten, die Kosten der CO₂-Emissionen, die Kapazität der verschiedenen Generortypen und weitere. Mit der parametrischen Sensitivitätsanalyse erhält der Anwender Einblick, wie sich die gefundenen optimalen Lösungen verhalten, wenn sich diese Parameter ändern.

Tabelle 5 fasst die Ergebnisse der parametrischen Sensitivitätsanalyse für das in Beispiel 4 betrachtete Bilevel Mehrzieloptimierungsproblem zusammen. Darin wird die Empfindlichkeit der optimalen Leistungsprofile jedes Generators bezüglich der Kosten für CO₂-Emissionen und bezüglich der Grenzkapazität für den Redispatch gezeigt. Man kann feststellen, dass kein Generator innerhalb der gewählten Auflösung empfindlich auf (kleine) Änderungen der Grenzkapazität reagiert. Dies lässt sich dadurch erklären, dass alle in der Simulation betrachteten Generatoren die Grenzkapazität von 0,1 MW sehr deutlich überschreiten. Im Gegensatz dazu scheinen 15 Generatoren sehr empfindlich auf (kleine) Kostenänderungen der CO₂-Emissionen zu reagieren.

Die in Tabelle 5 dargestellten Sensitivitätsinformationen können auf vielerlei Weise interpretiert werden. Zum Beispiel zeigt eine hohe Sensitivität eines Generators in Bezug zu den Kosten für CO₂-Emissionen an, dass sich das optimale Leistungsprofil dieses Generators bei Änderungen dieses Parameters stärker ändern wird als das von Generatoren mit einer geringen Sensitivität. Durch die starke Nichtlinearität des Problems und die gleichzeitige Optimierung mehrerer Ziele können unerwartete Effekte auftreten, z.B. Leistungsminderung einzelner Windturbinen bei steigenden Kosten für CO₂-Emissionen.

Generator #	Generortyp	Leistung, [MW]	Sensitivität bzgl. CO₂-Kosten	Sensitivität bzgl. Redispatch Grenzkapazität
1	Windturbine	0.0855	0.0000	0.0000
2	Windturbine	0.5000	0.0000	0.0000
3	Windturbine	0.6100	0.0000	0.0000
4	Windturbine	0.4100	0.0000	0.0000
5	Windturbine	2.6400	0.0000	0.0000

6	Windturbine	1.7580	0.0000	0.0000
7	Windturbine	0.9700	0.0000	0.0000
8	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000
9	Gasturbine	0.1294	-0.0012	0.0000
10	Windturbine	0.5100	0.0000	0.0000
11	Gasturbine	3.2000	0.0000	0.0000
12	Windturbine	3.5600	0.0000	0.0000
13	Windturbine	0.7500	0.0000	0.0000
14	Windturbine	0.6527	0.0000	0.0000
15	Windturbine	0.0462	-0.0004	0.0000
16	Windturbine	0.4400	0.0000	0.0000
17	Gasturbine	0.3883	0.0000	0.0000
18	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000
19	Windturbine	0.4617	0.0337	0.0000
20	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000
21	Gasturbine	3.0400	0.0000	0.0000
22	Windturbine	1.3760	0.0000	0.0000
23	Windturbine	0.4425	0.0003	0.0000
24	Windturbine	0.0189	0.0003	0.0000
25	Windturbine	2.1160	0.0000	0.0000
26	Photovoltaik	0.0000	0.0000	0.0000
27	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000
28	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000
29	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000
30	Gasturbine	8.0520	0.0000	0.0000
31	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000
32	Windturbine	0.8200	0.0000	0.0000
33	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000
34	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000
35	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000
36	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000
37	Windturbine	1.0271	-0.0278	0.0000
38	Windturbine	0.0256	0.0000	0.0000
39	Windturbine	0.6968	0.0000	0.0000
40	Windturbine	4.3132	-0.0009	0.0000
41	Windturbine	0.5100	0.0000	0.0000
42	Windturbine	0.5500	0.0000	0.0000
43	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000
44	Quartiersnetz	-0.0024	0.0000	0.0000
45	Windturbine	0.3338	-0.0083	0.0000
46	Windturbine	0.4706	-0.0011	0.0000
47	Windturbine	0.0598	0.0000	0.0000
48	Windturbine	0.2774	0.0062	0.0000
49	Photovoltaik	0.0000	0.0000	0.0000
50	Windturbine	0.0091	-0.0004	0.0000
51	Windturbine	0.6242	0.0001	0.0000
52	Windturbine	0.9905	-0.0009	0.0000
53	Windturbine	0.3798	0.0002	0.0000
54	Windturbine	0.1588	-0.0012	0.0000
55	Windturbine	0.0000	0.0000	0.0000

Tabelle 5: Parametrische Sensitivitätsanalyse des Bilevel Mehrzieloptimierungsproblems (Beispiel 4).

AP 4300 Kombination Sensitivitäten und Mengen

Da das AP 4100 von TUI nicht fertiggestellt wurde und durch das Fehlen eines Ansprechpartners auf Seiten von TUI zu diesem Zeitpunkt im Projekt konnten wir dieses Arbeitspaket nicht bearbeiten.

AP 6000 VALIDIERUNG / ANWENDUNG

AP 6100 Simulations-Szenarien

Das für die Darstellung der oberen Ebene verwendete Verbundnetz ist ein Ausschnitt aus einer realen Verbundnetztopologie, die aus 37 Einspeisungen besteht, die 13 Umspannwerke mit insgesamt 30 Sammelschienen und 2 Transformatoren verbinden, die die von einer externen Einspeisung kommende Spannung auf eine Mittelspannungsebene (110kV/22kV) bei 55 MVA und 50 Hz reduzieren. Das Quartiersnetz wird an eine der Einspeisungen in der Mittelspannungsebene (22 kV) angeschlossen, an die weitere DER-Einheiten und Lasten angeschlossen sind.

Für das Quartiersnetz wird angenommen, dass die aus allen erneuerbaren Quellen erzeugte Energie zu Nullkosten erzeugt wird. Die Entscheidung, ob Energie gespeichert oder mit Hilfe einer KWK-Anlage erzeugt werden soll oder ob eine Last von der Ladestation für E-Fahrzeuge verlagert werden soll, wird auf der Grundlage der Ergebnisse der Optimierung und einiger allgemeiner Kosten getroffen. Um Redispatch 2.0 gerecht zu werden, wird auch die Ressourcenoptimierung als Ziel betrachtet. Darüber hinaus wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, um den Ort der Einspeisung zu ermitteln, der den Flexibilitätsgrad bestimmt, den das Verbundnetz aus dem Quartiersnetz oder aus einer anderen angeschlossenen DER-Einheit nutzen kann.

Die Anwendbarkeit dieses Konzepts wird anhand eines Quartiersnetzes untersucht, das dem ENaQ (Energetisches Nachbarquartier Fliegerhorst Oldenburg) ähnelt. Dieses intelligente Quartier wurde gebaut, um den Wärme-, Strom- und Mobilitätsbedarf von 230 Haushalten auf 13000 m² mit eigenen Ressourcen zu decken. Das in dieser Studie betrachtete Testszenario besteht aus einer Photovoltaikanlage (PV), einer Windkraftanlage und einem Batteriespeicher zur Deckung des Strombedarfs. Darüber hinaus wird ein Blockheizkraftwerk (BHKW) mit Wärmespeicher zur Deckung des Wärmebedarfs und 20 Elektroladestationen zur Deckung des Elektromobilitätsbedarfs einbezogen. Unter Berücksichtigung der aktuellen Energieverbrauchstrends wird davon ausgegangen, dass Elektrofahrzeuge den ganzen Tag über geladen werden können.

AP 6200 Validierung

Ein erheblicher Teil des Quellcodes wurde durch Unit-Tests abgedeckt. Insbesondere wurde eine Reihe von Testfällen zum Testen des Skalarisierungsansatzes von Pascoletti Serafini entwickelt und implementiert. Als Software-Bibliothek für Unit-Tests des CPP-Quellcodes haben wir Catch2 verwendet.

AP 6300 Vergleich Agentensystem vs. Bi-Level

Im weiteren Projektverlauf stellte sich unter anderem heraus, dass die für die Testexperimente und für die eigentliche Auswertung und den Vergleich zur Verfügung gestellten Daten von uneinheitlichem Format waren. Dies hatte zur Folge, dass die beiden Projektpartner, die für die Ansätze Agentensystem (OFFIS) und Bi-Level-Optimierung (ZeTeM) verantwortlich waren, ihre jeweiligen Softwarelösungen auf inkompatible Weise entwickelten. Nachdem das Problem aufgedeckt worden war, wurde festgestellt, dass ein erheblicher Arbeitsaufwand erforderlich war, um zu einer Einstellung zu gelangen, die den Vergleich der Ergebnisse ermöglicht. Da das Projekt lange Zeit personell unterbesetzt war, konnte dieses Ziel nicht erreicht werden.

AP 7000 DISSEMINATION

AP 7100 Organisation von Projekttreffen mit den assoziierten Industriepartnern

Das ZeTeM organisierte mit Hilfe von OFFIS und EWE drei Workshops, um das Wissen der Partner über Redispatch 2.0 und MOSAIK zu verbessern. Außerdem wurde ein Meilensteintreffen in Gifhorn (IAV) organisiert, bei dem sich die Partner trafen und ihre Arbeit vorstellten.

AP 7200 Wissenschaftliche Veröffentlichungen

Im Rahmen des Projekts wurde folgende wissenschaftliche Veröffentlichung herausgebracht:

- R. Ramirez Acosta, C. Wanigasekara, E. Frost, T. Brandt, S. Lehnhoff, and C. Büskens, *"Integration of Intelligent Neighbourhood Grids to the German Distribution Grid: A Perspective"*, in *Energies* 16, no. 11, p. 4319, 2023, <https://doi.org/10.3390/en16114319>

Ein weiterer Artikel wurde zur Veröffentlichung eingereicht, aber nicht akzeptiert:

- I. Mykhailiuk, M. Otten, C. Büskens. *"Optimization of Distribution Grids with Respect to Power Loss and CO₂ Cost"*, in *IEEE International Conference on Communications, Control, and Computing Technologies for Smart Grids*, 31 October – 3 November 2023, Glasgow, Scotland (*submitted / rejected*).

Darüber hinaus flossen die Ergebnisse der Projektes in folgende Dissertationsschriften mit ein:

- Dr. Arne Berger: *Use of Parametric Sensitivities for Multi-Objective Optimisation*, Universität Bremen, 27.06.2022
- Ivan Mykhailiuk: *On the Concepts of Quality for Local Solutions of Nonlinear Programs*, 2024 (in Arbeit)

AP 7300 Präsentation und Außendarstellung des Projektes

Die Ergebnisse des Projekts wurden auf der UNIVERS Winter School on Optimisation, Games and Markets 2021 vorgestellt.

S. Asadi.

Integration of Electrical Neighborhood Grids into the Distribution Grid: A Real-world Application of Bi-level Multi-objective Optimization.

Winter School on Optimization, Games and Markets. 14. – 17. November 2021, Technische Universität Chemnitz. Posterpräsentation.

2. Wichtigste Positionen des zahlenmäßigen Nachweises

Die Hauptposition sind Personalkosten. Zusätzlich erfolgte die Übernahme von Reisekosten zu Treffen mit den Verbundpartnern und Konferenzen.

3. Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeit

Als Teil der Verbundnetzmodellierung wurde eine Software zur Lösung der Lastflussgleichungen mit WORHP entwickelt. Dies ist das erste Mal, dass eine solche Software unter Verwendung des Solvers WORHP entwickelt wurde. Im Rahmen der Modellierung des Quartiersnetzes wurde eine detaillierte Modellierung von Komponenten wie Batteriespeicher, PV, Windkraftanlage, KWK-Anlage, EV und Verbraucher durchgeführt. Da es sich um verallgemeinerte Modelle handelt, können diese in zukünftigen Projekten verwendet werden und zusätzliche Arbeit entfällt.

4. Voraussichtlicher Nutzen, insbesondere Verwertbarkeit des Ergebnisses im Sinne des fortgeschriebenen Verwertungsplans

Die Ergebnisse und Erkenntnisse werden in Vorlesungen und Präsentationen mit anderen Forschern, Studenten und Industrieexperten geteilt, insbesondere wurden sie in einer Ringvorlesung zur nachhaltigen Energie dargestellt.

Generell haben die Ergebnisse einen Impact auf die aktuelle Forschungsarbeit zu vernetzten Systemen. Das bei der Modellierung der Energienetze erworbene Fachwissen floss bereits in das Projekt SmartFarm2 ein und soll in einem Vorhaben im Bereich der Großwärmepumpentechnologie weitere Verwendung finden. Darüber hinaus sind die Erkenntnisse aus der Analyse des Energienetzes auch in dem bereits laufenden Projekt hyBit von direkter Relevanz.

In allgemeinerer Form gehen die Ergebnisse dieses Vorhabens in zwei kürzlich eingereichte Projektvorschläge ein: Beim ersten handelt es sich um die Schaffung eines Tiny-House Village, das ein lebendiges Experimentierfeld für nachhaltige urbane Energiesysteme darstellt. Dieses Village besteht aus kleinen, energietechnisch interagierenden mobilen Häusern und dient als Gemeinschaftswerkstatt, Forschungsumgebung und temporäre Wohnstätte. Das Ziel ist, ein Verständnis für komplexe soziotechnische Energiesysteme zu fördern und innovative Lösungen zu entwickeln. Dieser Projektvorschlag befindet sich noch im Begutachtungsprozess.

Der zweite Projektvorschlag ist inzwischen bewilligt worden. Bei dem Vorhaben Bestville ist die Einrichtung eines mobilen Tiny-House Villages geplant, dessen Häuser veränderliche und multifunktionale Teilaspekte von Energiesystemen widerspiegeln. Dieses Village soll als Gemeinschaftswerkstatt (Hackspace) kreativ, nachhaltig und ganzheitlich das Verständnis komplexer wechselwirkender Energie- und Umweltsysteme im Hinblick auf Effizienz, Konsistenz und Suffizienz ermöglichen; es wird als „Living Lab“ dienen, kann die Steigerung der Energieeffizienz untersuchen, behandelt Smart-Grid-Aspekte, entwickelt Energiemanagement-Systeme und analysiert soziale und ökonomische Dynamiken. Das Village dient als Datenquelle

und vor allen Dingen können Bildungsprogramme und Veranstaltungen für die breite Öffentlichkeit (Kinder, Jugendliche, Gesellschaft, aber auch Politik, Wirtschaft und Wissenschaft) organisiert werden, um das Bewusstsein für nachhaltigen Energieumgang zu schärfen.

Angesichts der Komplexität realer Energienetze, die durch größere Verbundnetze und sehr vielen damit verbunden Quartiersnetzen gekennzeichnet sind, erkennen wir den Bedarf an fortschrittlichen Computerlösungen zur Bewältigung rechnerischer Herausforderungen. Daher ist es unerlässlich, die Machbarkeit des Einsatzes von High-Performance Computing (HPC) oder paralleler Algorithmen für die Analyse und Optimierung von großen Netzen zu untersuchen.

5. Während der Durchführung des Vorhabens dem ZE bekannt gewordener Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

Uns sind keine einschlägigen Ergebnisse von Dritten bekannt.

6. Erfolgte oder geplante Veröffentlichungen des Ergebnisses

Die folgende Veröffentlichung wurde als Teil dieses Projekts gemacht:

R. Ramirez Acosta, C. Wanigasekara, E. Frost, T. Brandt, S. Lehnhoff, and C. Büskens, *"Integration of Intelligent Neighbourhood Grids to the German Distribution Grid: A Perspective"*, in *Energies* 16, no. 11, p. 4319, 2023, <https://doi.org/10.3390/en16114319>

Ort, Datum

Bremen, 2.7.2024

Prof. Dr. Christof Büskens

Name des Unterzeichners

Literatur

- [1] C. Hinrichs, M. Sonnenschein and S. Lehnhoff, "*Evaluation of a Self-organizing Heuristic for Interdependent Distributed Search Spaces*", in s ICAART, 2013.
- [2] S. Frank, I. Steponavice und S. Rebennack, "*Optimal power flow: a bibliographic survey I*", Energy Systems, pp. 221-258, 2012.
- [3] Y. Kumar, V. K. Devabhaktuni und S. Vemuru, "*Comparison of power system simulation tools with load flow study cases*", in s Electro/Information Technology (EIT), 2015 IEEE International Conference on, 2015.
- [4] J. Bracken und J. T. McGill, "*Mathematical programs with optimization problems in constraints*", Operations Research, pp. 37-44, 1973.
- [5] S. Dempe, *Foundations of bilevel programming*, Springer Science & Business Media, 2002.
- [6] B. Colson, P. Marcotte und G. Savard, "*An overview of bilevel optimization*", Annals of operations research, pp. 235-256, 2007.
- [7] L. N. Vicente und P. H. Calamai, "*Bilevel and multilevel programming: A bibliography review*", Journal of global optimization, pp. 291-306, 1994.
- [8] J. Outrata, M. Kocvara und J. Zowe, *Nonsmooth approach to optimization problems with equilibrium constraints: theory, applications and numerical results*, 28 Hrsg., Springer Science & Business Media, 2013.
- [9] G. Eichfelder, *Adaptive scalarization methods in multiobjective optimization*, Springer, 2008.
- [10] C. Büskens und D. Wassel, "*The ESA NLP solver WORHP*", in Modeling and optimization in space engineering, Springer, pp. 85-110, 2012.
- [11] R. Ramirez Acosta, C. Wanigasekara, E. Frost, T. Brandt, S. Lehnhoff, and C. Büskens, "*Integration of Intelligent Neighbourhood Grids to the German Distribution Grid: A Perspective*", in Energies 16, no. 11, p. 4319, 2023.
- [12] A. Pascoletti and P. Serafini, "*Scalarizing vector optimization problems*", in Journal of Optimization Theory and Applications 42, no 4, p. 499–524, 1984.