

Aachen, 31.10.2025

Schlussbericht zum Projekt

Forschungscampus Flexible Elektrische Netze *Planung und Betrieb von flexiblen elektrischen Verteilnetzen* *der Zukunft (FlexGrids)*

RWTH Aachen University

Projektleitung

Univ.-Prof. Dr.-Ing Albert Moser

Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft
an der RWTH Aachen University

Förderkennzeichen: 03SF0593

Projektlaufzeit: 01.05.2020 - 31.04.2025

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Forschung, Technologie
und Raumfahrt

Die Autoren sind für den Inhalt dieser Veröffentlichung verantwortlich

Autoren

Julian Saat, Maxim Müllender, Nina Stumberger, Raphael Bleilevens, Sebastian Stein, Tobias Lorenz,
Univ.-Prof. Dr. sc. Andreas Ulbig, Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser
(Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft - IAEW)

Univ.-Prof. Dr. Rik W. De Doncker
(Institute for Power Generation and Storage Systems)



Kontakt:

Forschungscampus Flexible Elektrische Netze (FEN)

FEN GmbH

Campus-Boulevard 79

52074 Aachen

Germany

+49 241 80 22471

info@FENaachen.net

www.FENaachen.net

Inhalt

1.	Übersicht.....	1
1.1.	Aufgabenstellung	3
1.2.	Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde.....	3
1.3.	Planung und Ablauf des Vorhabens.....	4
1.4.	Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde	5
1.4.1.	Angabe bekannter Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte, die für die Durchführung des Vorhabens benutzt wurden	5
1.4.2.	Angabe der verwendeten Fachliteratur sowie der benutzten Informations- und Dokumentationsdienste	6
1.5.	Zusammenarbeit mit anderen Stellen	6
2.	Ergebnisse der Arbeitspakete	7
2.1.	AP1: Planung von Gleichstromverteilnetzen (der öffentlichen Energieversorgung).....	7
2.1.1.	AP1.1: Generierung von Versorgungsaufgaben und zukünftigen Szenarien.....	7
2.1.2.	AP1.2: Planung von Niederspannungsgleichstromnetzen.....	11
2.1.3.	AP1.3: Kombinierte Planung von Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen	22
2.1.4.	AP1.4: Ausgestaltung von Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen.....	26
2.1.5.	AP1.5: Leitungs- und Stationskonfigurationen von Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen.....	37
2.2.	AP2: Betrieb von Gleichstromverteilnetzen (der öffentlichen Energieversorgung).....	46
2.2.1.	AP2.1: Nutzen von Gleichspannungswandlern zur Leistungsflusssteuerung in Mittelspannungsgleichstromnetzen	46
2.2.2.	AP2.2: Auswirkungen des Betriebs eines DC-Underlay-Grids auf die Hochspannungsebene	52
2.2.3.	AP2.3: Kombinierte Netzbetriebssimulation für Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetze	58
2.2.4.	AP2.4: Auswirkungen von Ladestrategien auf den Netzbetrieb in Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen.....	61
2.3.	AP3: Vergleichende Bewertung von Drehstrom- und Gleichstromverteilnetzen (der öffentlichen Energieversorgung)	63
2.3.1.	AP3.1: Analyse von Kosten und Vergleichsparametern	63
2.3.2.	AP3.2: Vergleichende Bewertung von Mittelspannungsdreh- und Mittelspannungsgleichstromnetzen	66
2.3.3.	AP3.3: Vergleichende Bewertung von Drehstrom- und Gleichstromverteilnetzen	70
2.4.	AP4: Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindung in Verteilnetzen (der öffentlichen Energieversorgung).....	74
2.4.1.	AP4.1: Simulation des Netzbetriebs in Verteilnetzen mit Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen	74

2.4.2.	AP4.2: Positionierung von Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen in heutigen Drehstromverteilnetzen	78
2.4.3.	AP4.3: Bewertung von Erweiterungsmöglichkeiten der Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zu Multi-Terminal-Gleichstromnetzen.....	83
3.	Hauptpositionen des zahlenmäßigen Nachweises	87
4.	Zusammenfassung, Nutzen und mögliche Anwendungen	88
5.	Liste der Publikationen aus dem Projekt	89
6.	References	92
7.	Liste der Tabellen.....	97
8.	Liste der Abbildungen	98

1. Übersicht

Deutschland nimmt im Rahmen der Energiewende durch die Transformation zu nachhaltigen Formen der Produktion, Verteilung und Nutzung von Energie eine zentrale Rolle ein. Die damit verbundene Herausforderung ergibt sich insbesondere aus dem Wechsel von einer zentralisierten zu einer dezentralen Energieerzeugung, der Diversifizierung und Multimodalität der Energiespeicherung sowie der zunehmenden Sektorenkopplung durch Elektrifizierung und Digitalisierung. Eine erfolgreiche Umsetzung dieser Transformation erfordert flexibel gestaltete Verteilnetze als tragfähiges Rückgrat des Energiesystems. Hierbei verfügt die Gleichstrom-(DC)-Technologie über besondere Vorteile, da sie dezentrale Netzstrukturen unterstützt, die Netzkomplexität reduziert und die Steuerung von Lastflüssen vereinfacht.

Das Vorhaben war als eines von sechs vom BMFTR geförderten Projekten im Forschungscampus Flexible Elektrische Netze (FEN) angesiedelt. Der Forschungscampus verfolgte übergreifend das Ziel, die technologischen und gesellschaftlichen Anforderungen der Energiewende an die Stromnetze zu erforschen, um so Innovationen und Strategien für die Realisierung der Energiewende unter Einsatz von DC-Technologien in Verteilnetzen zu entwickeln. Damit sollte ein wesentlicher Beitrag zum Gelingen der Energiewende unter Sicherung und Weiterentwicklung gesellschaftlicher und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen geleistet werden. Die Fachbereiche des Forschungscampus adressierten die folgenden Forschungs- und Aufgabengebiete:

- Sozio-ökonomische Wirkungen
- Netze und Systeme
- Digitalisierung und Automatisierung
- Komponenten und Betriebsmittel für Gleichstromnetze
- Standardisierung

Die Aktivitäten des Bereichs Standardisierung sind industriell getrieben und nicht Gegenstand der Förderung. Die technisch-wissenschaftliche Expertise wurde von den Forschungsprojekten unterstützt.

Die Arbeiten in der zweiten Förderphase bauen auf den in der ersten Phase gewonnenen Grundlagen-erkenntnissen auf. Während in der ersten Phase insbesondere die technologischen und wissenschaftlichen Grundlagen im Mittelpunkt standen, fokussiert die zweite Phase darauf, Nischen („protected innovation spaces“) als Kristallisationspunkte im heutigen Energiesystem zu identifizieren und für den Beginn der DC-Transformation nutzbar zu machen. Ein solches Bottom-up-Vorgehen ist notwendig, da die bestehende Wechselstrom-(AC)-Infrastruktur aufgrund der bestehenden „Lock-in“-Situation nicht kurzfristig ersetzt werden kann. Vielmehr bedarf es eines nachhaltigen Transformationsprozesses, der durch experimentelle Räume für die Entwicklung, Erprobung und gesellschaftliche Akzeptanz neuer Lösungen unterstützt wird.

Aus dieser Motivation heraus verfolgt der Forschungscampus FEN in der zweiten Phase vier übergeordnete Ziele:

1. Systematische Erfassung von Grundlagen und Bedingungen einer DC-basierten Energiewende sowie der Verbreitung entsprechender Systeme und Lösungen,
2. Erforschung und Erprobung technologischer und sozio-ökonomischer Grundlagen sowie die Entwicklung von Blaupausen für DC-Nischen auf Basis konkreter Anwendungsszenarien,

3. Entwicklung von Strategien einer bottom-up getriebenen DC-Energiewende durch die Stimulation der Diffusion der DC-Technologie aus den Nischen heraus,
4. Unterstützung der Standardisierungsprozesse für eine sichere Nutzung von DC-Technologien (außerhalb der Förderung).

Die Untersuchungen und Entwicklungen stützen sich dabei auf acht ausgewählte Anwendungsszenarien („Use Cases“), die als Grundlage für die experimentelle Arbeit dienen:

- Industrielle Mittelspannungs-Gleichstromnetze (MV-DC)
- Integration von Energiespeichern
- Kommerzielle Gebäude-DC-Netze
- DC-Stadtviertel-Infrastruktur
- Regionale DC-Netze
- Ladeinfrastruktur für Elektromobilität
- DC-Sammelnetze für Wind- und PV-Farmen
- DC-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen

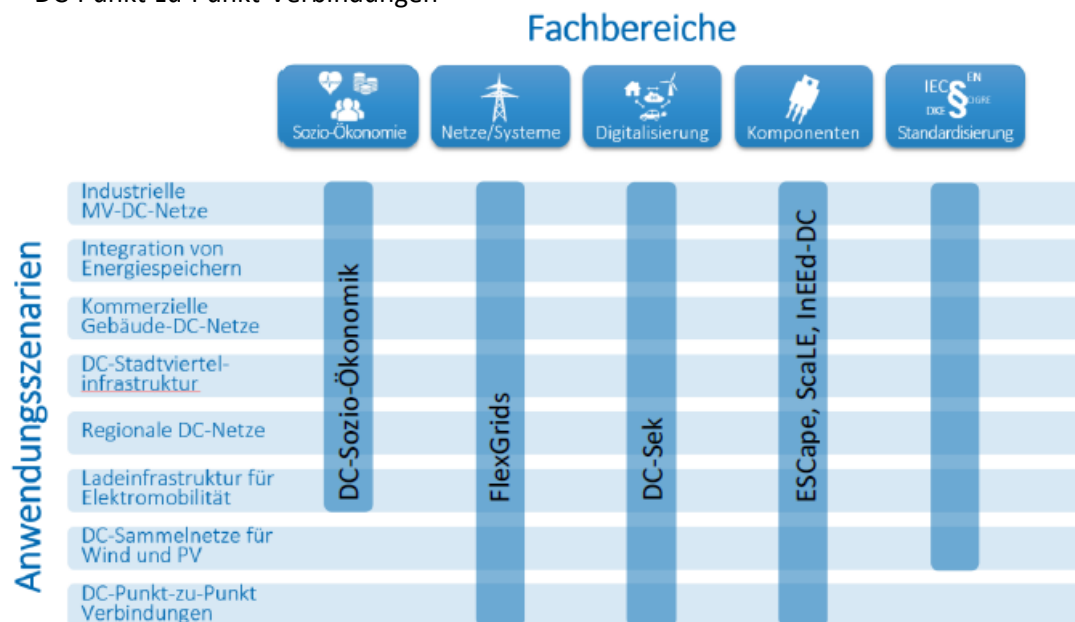


Abbildung 1: Fachbereiche, Anwendungsszenarien und Forschungs-Projektstruktur

Diese Anwendungsszenarien weisen mittelfristig ein erhebliches Potenzial zur kommerziellen Umsetzung auf und ermöglichen dadurch den Aufbau einer Erfahrungsbasis mit Produkivsystemen. Diese Erfahrungsbasis ist ein entscheidender Baustein auf dem Weg zu einer langfristigen Vision eines durchgängig in Gleichstromtechnik realisierten elektrischen Energieversorgungssystems.

Da zwischen den Anwendungsfällen zahlreiche Gemeinsamkeiten und Überschneidungen bestehen, wurden diese hinsichtlich gemeinsamer Forschungsthemen in sechs interdisziplinäre Forschungsvorhaben strukturiert. Diese adressieren schwerpunktmäßig die vier genannten Forschungsbereiche und lauten:

- Niche Readiness und Marktdiffusion von DC-Technologien (DC-Sozio-Ökonomik)
- Planung und Betrieb von flexiblen elektrischen Verteilnetzen der Zukunft (FlexGrids)
- Regelung und Automatisierung hybrider AC/DC-Verteilnetze unter Berücksichtigung cyber-physikalischer Sicherheitsaspekte (DC-Sek)
- Einheitliche Schutzarchitektur für DC-Netze auf System- und Komponentenebene (ESCAPE)

- Systematischer und applikationsweiter Vergleich leistungselektronischer Wandler und Komponenten für DC-Netze (ScaLE)
- Integrative Kopplung von Energieträgern im Endversorgungsbereich mit Fokus auf Mobilität und gleichstrombasierte Anwendungen (InEEd-DC)

Die Projektstruktur ist in Abbildung 1 dargestellt und zeigt die Einbettung der Fachbereiche, Anwendungsszenarien und Forschungsverbünde im Gesamtkontext des Forschungscampus.

Durch die enge Verzahnung der Forschungsarbeiten entlang der Anwendungsszenarien wird nicht nur eine kohärente wissenschaftlich-technologische Entwicklung ermöglicht, sondern auch die zielgerichtete Entwicklung prototypischer DC-Nischen. Ein kontinuierlicher Austausch zwischen Projekten und Partnern stellt sicher, dass Synergien genutzt und innovative Ansätze systematisch weiterentwickelt werden.

Der Forschungscampus FEN trägt mit dieser Projektstruktur und Zielsetzung entscheidend dazu bei, Deutschland als Vorreiter einer DC-basierten Energiewende zu positionieren und zugleich die internationale Anschlussfähigkeit von Wissenschaft und Industrie zu stärken.

Der vorliegende Bericht enthält die Ergebnisdarstellung des Projektes FlexGrids: „Planung und Betrieb von flexiblen elektrischen Verteilnetzen der Zukunft“.

1.1. Aufgabenstellung

Die erste Förderphase des Forschungscampus FEN hat gezeigt, dass eine vollständige Umstellung bestehender Mittelspannungs-Drehstromnetze auf Gleichstromnetze weder technisch noch wirtschaftlich sinnvoll ist. Stattdessen verspricht die kombinierte Nutzung von Mittel- und Niederspannungsnetzen auf Basis der Gleichstromtechnologie Vorteile wie geringere Netzverluste, höhere betriebliche Flexibilität und neue Möglichkeiten der Leistungsflusssteuerung.

Ziel des Projekts ist es daher, Grundlagen und Bedingungen einer DC-basierten Energiewende systematisch zu erfassen und Strategien, Methoden und Werkzeuge für Planung und Betrieb künftiger Gleichstrom- und hybrider AC/DC-Verteilnetze zu entwickeln. Dabei werden auch technische und wirtschaftliche Vergleiche von Drehstrom- und Gleichstromnetzen durchgeführt, um die Vorteilhaftigkeit der DC-Technologie zu bewerten und Anforderungen an künftige Betriebsmittel abzuleiten.

Als Ausgangspunkt dienen ausgewählte Anwendungsszenarien, die als „Nischen“ für die DC-Transformation untersucht werden. Dazu gehören u. a. regionale DC-Netze, städtische Infrastrukturen, Gebäude-DC-Netze sowie Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Diese Szenarien werden in sechs interdisziplinären Forschungsvorhaben gebündelt, die technologische und sozio-ökonomische Aspekte integrieren und damit Handlungsempfehlungen für die Netzplanung und den Netzbetrieb der Zukunft ableiten.

1.2. Voraussetzungen, unter denen das Vorhaben durchgeführt wurde

Die RWTH Aachen University gehört mit mehr als 45.000 Studierenden zu den führenden technischen Universitäten in Deutschland. Mit insgesamt 260 Instituten in neun Fakultäten sind neben den Ingenieurwissenschaften, die Geistes-, Gesellschafts- und Wirtschaftswissenschaften vertreten. Durch den starken Anwendungsbezug der Ausbildung genießt die Hochschule in der Industrie ein hohes Ansehen und ist in nationalen wie internationalen Rankings regelmäßig auf den vorderen Plätzen vertreten. Die starke Orientierung an der Industrie sorgt zudem regelmäßig für zahlreiche Innovationen und Patente in diversen Forschungsbereichen.

Das Projekt FlexGrids wurde vom Institut für Elektrische Anlagen und Netze, Digitalisierung und Energiewirtschaft bearbeitet und vom Institut for Power Generation and Storage Systems (PGS) koordiniert.

Das **Institut für Elektrische Anlagen & Netze, Digitalisierung & Energiewirtschaft (IAEW)** der RWTH Aachen ist in der mathematischen Simulation, Optimierung und Bewertung des technisch-wirtschaftlichen Ausbaus und Betriebs von Energieversorgungssystemen tätig. Der Fokus am Lehrstuhl für Aktive Energieverteilnetze gilt insbesondere der Konzipierung sowie der simulativen und labortechnischen Analyse zukunftsfähiger dezentraler Energiesysteme. Durch langjährige Erfahrung in der Markt-, Netz- und Systemanalyse verfügt der Lehrstuhl über detaillierte Kenntnisse zur Bewertung von Potenzialen der Sektorenkopplung auf Verteilnetzebene, Netzausbaumaßnahmen und resilientem Netzbetrieb, dezentralen Geschäftsmodellen, Chancen digitaler Technologien und Infrastrukturen, Schutzkonzepten und Stabilitätsanalysen mit einer objektiven Ergebnisinterpretation.

Das **Institute for Power Generation and Storage Systems (PGS)** der RWTH Aachen hatte bereits in der ersten Förderphase des Forschungscampus FEN die Projekte des Forschungscampus wissenschaftlich und planerisch erfolgreich untereinander koordiniert und in der Öffentlichkeit vertreten und übernahm diese zentrale Aufgabe auch in der zweiten Förderphase. Das Institut verfügt dafür über Personal mit besonders breiter wissenschaftlicher Qualifikation und langjähriger Erfahrung mit Projekten im technisch-wissenschaftlichen Bereich und der Zusammenarbeit mit Industriepartnern.

1.3. Planung und Ablauf des Vorhabens

Zur Erreichung der Zielsetzung wurde das Projekt in insgesamt fünf Arbeitspakete (AP) gegliedert:

- AP0: Koordination
- AP1: Planung von Gleichstromverteilnetzen (der öffentlichen Elektrizitätsversorgung)
- AP2: Betrieb von Gleichstromverteilnetzen (der öffentlichen Elektrizitätsversorgung)
- AP3: Vergleichende Bewertung von Drehstrom- und Gleichstromverteilnetzen (der öffentlichen Elektrizitätsversorgung)
- AP4: Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen in Drehstromverteilnetzen (der öffentlichen Elektrizitätsversorgung)

Die Unterteilung der Forschungsarbeiten in Planung und Betrieb der öffentlichen Elektrizitätsversorgung hat sich bereits in der ersten Förderphase bewährt und ermöglicht eine strukturierte Bearbeitung mit klar erkennbaren Interdependenzen. So besteht insbesondere eine enge Kopplung zwischen AP1 und AP2, da die methodische Weiterentwicklung der Netzplanung stets die betrieblichen Freiheitsgrade berücksichtigen muss. AP3 liefert durch den systematischen Vergleich von AC- und DC-Netzen eine zentrale Entscheidungsgrundlage für die künftige Netzentwicklung, während AP4 den Fokus auf hybride Lösungen in Form von Punkt-zu-Punkt-Kopplungen legt und damit konkrete Startpunkte für die DC-Transformation adressiert.

Die einzelnen Arbeitspakete sind mit definierten Meilensteinen versehen, wodurch ein kohärentes Zusammenspiel der Inhalte sowie eine zielgerichtete Integration in das Gesamtkonzept gewährleistet wird. Zudem bestehen enge Schnittstellen zu anderen Projekten des Forschungscampus FEN, sodass technologische Fragestellungen stets durch sozio-ökonomische und interdisziplinäre Perspektiven ergänzt werden. Die diversen Forschungsaktivitäten wurden durch eine intensive inhaltliche Zusammenarbeit in Form eines gemeinsamen Arbeitens in den Räumlichkeiten des Forschungscampus FEN integriert durchgeführt. Zusätzliche Lenkungskreistreffen je Quartal sowie projektbezogene monatliche Projekttreffen und Quartalstreffen dienten als weitere Plattform einer koordinierten Erarbeitung der

Projekthinhalte. Eine Übersicht des zeitlichen Verlaufs der Arbeits- bzw. Unterarbeitspakete ist Abbildung 2 zu entnehmen.

P2: FlexGrids		P1.1				P1.2				P1.3				P1.4				P1.5			
		PQ1	PQ2	PQ3	PQ4	PQ5	PQ6	PQ7	PQ8	PQ9	PQ10	PQ11	PQ12	PQ13	PQ14	PQ15	PQ16	PQ17	PQ18	PQ19	PQ20
AP0																					
P1 0.0	Koordination																				
AP1 Planung von Gleichstromverteilernetzen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung																					
P1 1.1	Generierung von Szenarien zukünftiger Versorgungsaufgaben		MS 1.1		MS 1.2																
P1 1.2	Planung von Niederspannungsgleichstromnetzen						MS 1.3														
P1 1.3	Kombinierte Planung von Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen										MS 1.4										
P1 1.4	Ausgestaltung von Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen													MS 1.5				MS 1.6			
P1 1.5	Leistungs- und Stationsausgestaltung																				MS 1.7
AP2																					
P1 2.1	Nutzen von Gleichspannungswandlern zur Leistungsflusssteuerung						MS 2.1														
P1 2.2	Auswirkungen des Betriebs eines DC-Underlay-Grids auf die Hochspannungsebene										MS 2.2										
P1 2.3	Kombinierte Netzbetriebsimulation für Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetze										MS 2.3										
P1 2.4	Auswirkungen von Ladestrategien von Elektrofahrzeugen																				MS 2.4
AP3 Vergleichende Bewertung von Drehstrom- und Gleichstromverteilernetzen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung																					
P1 3.1	Analyse von Kosten und Vergleichsparametern		MS 3.1																		
P1 3.2	Vergleichende Bewertung für Mittelspannung			MS 3.2		MS 3.3															
P1 3.3	Vergleichende Bewertung von Drehstrom- und Gleichstromverteilernetzen													MS 3.4				MS 3.5		MS 3.6	MS 3.7
AP4																					
P1 4.1	Netzbetrieb in Verteilnetzen mit Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen											MS 4.1									
P1 4.2	Positionierung von Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen														MS 4.2						
P1 4.3	Erweiterungsmöglichkeiten der Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen																				MS 4.3

Abbildung 2: Projektablauf

1.4. Wissenschaftlicher und technischer Stand, an den angeknüpft wurde

Weltweit steigt das Interesse an Mittel- und Niederspannungsgleichstromapplikationen. Netze der öffentlichen Elektrizitätsversorgung werden dabei teilweise adressiert. Dabei rücken Mittelspannungsnetze weiter in den Fokus [1–3]. Niederspannungsgleichstromnetze werden meist in Bezug auf eine technische Umsetzung betrachtet [4], allerdings bislang nicht hinsichtlich ihrer grundsätzlichen Struktur und Flexibilitätspotentiale hinterfragt und so nicht zukunftsorientiert ausgestaltet. Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetze wurden allerdings noch nicht betrachtet. Somit bleiben essentielle Planungsfragen und ein optimiertes Systemdesign unter Berücksichtigung leistungsflusssteuernder Betriebsmittel offen. Während für Wechselspannungsnetze bereits viele Arbeiten im Bereich der Verteilnetzplanung vorliegen [5–7] ist insbesondere eine spannungsebenenübergreifende Optimierung von Gleichspannungsverteilnetzen unter Berücksichtigung neuer technologiebedingter Freiheitsgrade aktuell nicht bekannt. Weiterhin ist ein umfangreicher, transparenter Vergleich von Dreh- und Gleichstromverteilnetzen aus technischer und wirtschaftlicher Sicht sowie anhand von unterschiedlichen, realen Versorgungsaufgaben ausstehend. Auch eine Betrachtung der möglichen Flexibilität im Vergleich zu den zusätzlichen Kosten erforderlicher Betriebsmittel ist bislang nicht erfolgt, hebt jedoch das Potential von Gleichspannungsnetzen.

Punkt-zu-Punkt-Verbindungen auf Basis von Gleichstromtechnologie sind anwendungsspezifischer Gegenstand von Forschung und vereinzelter Realisierungen [8]. Allerdings werden diese meist für spezielle Anwendungsfälle, wie beispielsweise zur Anbindung von Ölplattformen, eingesetzt [9]. In der Höchstspannungsebene werden dagegen Punkt-zu-Punkt-Verbindungen für einen verlustarmen Leistungstransport über lange Distanzen oder zur Kopplung von asynchronen Netzgebieten bereits heute regelmäßig verwendet [10]. In Hinblick auf zunehmende Bestrebungen eines dezentralen Ausgleichs von Erzeugung und Last bietet diese Technologie aufgrund ihrer Leistungsflusssteuerbarkeit ein verstärktes Anwendungspotential auch in der Mittel- und Niederspannung. Ein Konzept zur optimierten Positionierung und Betriebsführung ist daher für beliebige Mittel- oder Niederspannungsnetze zu erforschen und somit zu bewerten und für den zukünftigen Einsatz einzuordnen.

1.4.1. Angabe bekannter Konstruktionen, Verfahren und Schutzrechte, die für die Durchführung des Vorhabens benutzt wurden

Für die Durchführung des Vorhabens wurden keine externen, bereits bestehenden Konstruktionen, Verfahren oder Schutzrechte unmittelbar genutzt. Die Forschungsarbeiten basieren vielmehr auf den

in der ersten Förderphase des Forschungscampus FEN erarbeiteten Ergebnissen, Methoden und Modellen, die im Rahmen dieses Projektes weiterentwickelt und auf neue Fragestellungen übertragen wurden.

Somit stellt die zweite Förderphase eine konsequente Fortführung und Vertiefung der bisherigen Grundlagenforschung dar, ohne dass für die Bearbeitung auf anderweitige, bereits bekannte Schutzrechte oder standardisierte Verfahren zurückgegriffen werden musste.

1.4.2. Angabe der verwendeten Fachliteratur sowie der benutzten Informations- und Dokumentationsdienste

Im Rahmen der Forschungsarbeiten wurden Bibliotheken, wie die Universitätsbibliothek der RWTH Aachen, sowie in der Wissenschaft übliche Datenbanken genutzt. Im elektrotechnischen Bereich wurde für Analyse- und Recherchearbeiten vornehmlich auf die digitale Bibliothek IEEE Xplore zurückgegriffen, in der eine Vielzahl an internationalen Veröffentlichungen verfügbar ist. Zudem wurden unterschiedliche Normen des Deutschen Instituts für Normung (DIN) und der International Electrotechnical Commission (IEC) genutzt.

Fachliteratur sowie weitere benutzte Informations- und Dokumentationsdienste werden im Falle von Verwendung in Kapitel 2 aufgeführt und im Literaturverzeichnis (vgl. Kapitel 6) zusammengestellt.

1.5. Zusammenarbeit mit anderen Stellen

Das Vorhaben wurde im Rahmen des Forschungscampus Flexible Elektrische Netze (FEN) in enger Kooperation zwischen Wissenschaft und Industrie durchgeführt. Die RWTH, insbesondere das IAEW, entwickelte spannungsebenenübergreifende Simulations- und Optimierungsverfahren für die Planung von Gleichstromverteilnetzen und untersuchte neue Konzepte wie das MVDC-Underlay-Grid. Ergänzend erfolgte ein technischer und wirtschaftlicher Vergleich von Drehstrom- und Gleichstromnetzen. E.ON brachte dabei sein Expertenwissen ein und übernahm eine beratende Rolle, um die Praxistauglichkeit der Ergebnisse sicherzustellen. Die Projektkoordination wurde durch das PGS-Institut übernommen.

Darüber hinaus bestand eine enge Abstimmung mit den weiteren FEN-Projekten, insbesondere hinsichtlich Spezifikationen und Anwendungsszenarien. Die Zusammenarbeit erfolgte über gemeinsame Workshops, Statusbesprechungen und regelmäßige Projekttreffen. Die im Projekt FlexGrids entwickelten optimierten Netze wurden den Partnerprojekten bereitgestellt und bildeten dort eine wesentliche Grundlage für weiterführende Arbeiten.

2. Ergebnisse der Arbeitspakete

2.1. AP1: Planung von Gleichstromverteilnetzen (der öffentlichen Energieversorgung)

Im Fokus von AP1 steht die kombinierte Planung von Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen, wobei Synergien zwischen den Spannungsebenen untersucht werden. Aufbauend auf den Erkenntnissen der ersten Förderphase sollen neue Konzepte für die Ausgestaltung dieser Netze entwickelt werden.

2.1.1. AP1.1: Generierung von Versorgungsaufgaben und zukünftigen Szenarien

Da zukünftige Netze sehr unterschiedliche Anforderungen erfüllen müssen, ist eine realistische Abbildung der Vielfalt möglicher Versorgungssituationen entscheidend. In AP1.1 wurde hierfür ein Verfahren entwickelt, das auf georeferenzierten Daten basiert und unabhängig von netzbetreiberspezifischen Einschränkungen anwendbar ist. Es unterscheidet zwischen AC- und DC-Kunden, berücksichtigt neue Verbrauchertypen, Gleichstromkundensysteme sowie dezentrale Erzeuger und ermöglicht so die Ableitung verschiedener Szenarien. Damit bildet es die Grundlage für die weitere Untersuchung der Ausgestaltung und Bewertung von DC-Verteilnetzen.

Analyse verfügbarer Daten zur Identifikation von Netzkunden

Im Rahmen des Projektes wurden öffentliche Datenquellen für Netzkundendaten recherchiert und in der Tabelle 1 aufgelistet. Diese Datenquellen werden in den anschließenden Verfahren zur Bestimmung repräsentativer Versorgungsaufgaben verwendet, die als Basis für die Grundsatzplanungsverfahren elektrischer Netze verwendet werden.

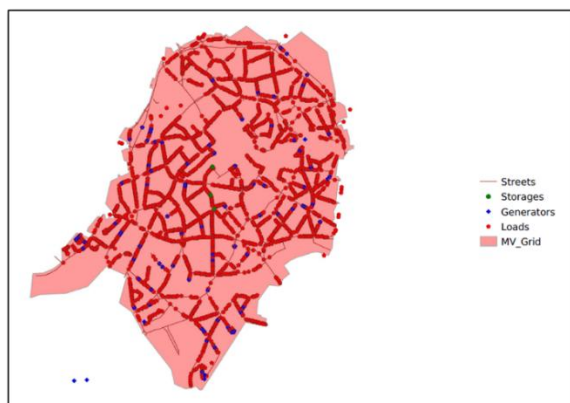
Tabelle 1: Datenquellen für die Identifikation von Netzkunden

Name	Auftraggeber/Verwalter	Beschreibung	Referenz
OpenStreetMap	Internationales Open Source Projekt	Umfangreiche georeferenzierte Datenbasis u.a. zu Gebäuden und Verkehrswegen, Parkplätzen etc.	[11]
Zensus (2011)	Bundesregierung nach EU-Verordnung	Bevölkerungs- und Wohnungszählung, Informationen zu Anzahl v. Bevölkerung, Haushalten, Haushaltsgrößen, Wohngebäuden in 100x100m Rastern für Deutschland	[12]
Corine Land Cover	EU-Kommission	Analyse der Flächennutzung in Europa, Unterteilung von Deutschland in 44 Flächennutzungsarten im 100x100m Raster	[13]
TABULA	IEE (EU-Programm)	Modellgebäude verschiedener Größen und Baualtersklassen, statistische Daten zur Häufigkeit auf nationaler Ebene	[14]
Marktstammdatenregister	Bundesnetzagentur	Anlagenscharfe Information zu Bestandsanlagen auf Basis von EE, mindestens unter Angabe der PLZ	[15]

Mobilität in Deutschland (2018)	BMVI	Befragung, Verteilung von Fahrzeuganzahl und Fahrzeugtyp in Haushalten in Abhängigkeit der Region und Haushaltsgröße	[16]
Kfz-Zulassungszahlen	Kraftfahrtbundesamt	Zulassungszahlen von Kraftfahrzeugen nach Zulassungsbezirk	[17]
Netzentwicklungsplan Strom	Bundesnetzagentur, Übertragungsnetzbetreiber	Studie zur Entwicklung des deutschen Übertragungsnetzes, Szenarien für Erzeugung und Verbrauch	[18]
Leitstudie Integrierte Energiewende	dena	Ausblick in Energiesystem von 2050, Szenarien für Erzeugung und Verbrauch	[19]

Entwicklung einer Methode zur Identifikation von Netzkunden

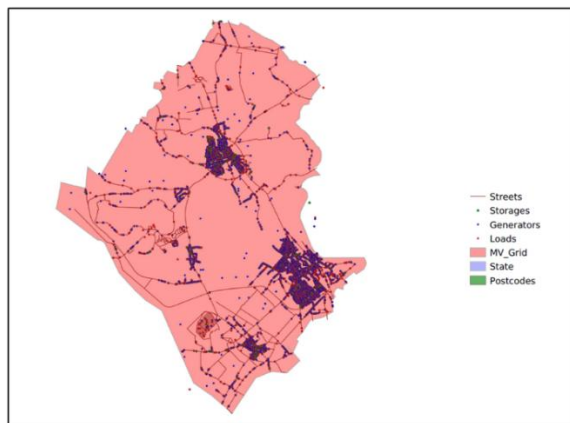
Es wurde ein Verfahren entwickelt, das für ein vorgegebenes Versorgungsgebiet Mittel- und Niederspannungskunden ermittelt, indem es diese auf Basis der identifizierten Datenquellen lokalisiert und dimensioniert. Als Ergebnis ergibt sich eine synthetische repräsentative Versorgungsaufgabe für das betrachtete Versorgungsgebiet, welche als Grundlage für die Grundsatzplanung elektrischer Netze dienen kann. Das Verfahren wertet dabei die georeferenzierten Daten aus und ermittelt unter anderem Wohngebäude sowie Potentialflächen für Erzeugungsanlagen und Ladestationen innerhalb des Gebiets, denen dann stochastisch Netzanschlussnehmer (bspw. Haushalte mit elektrischem Verbrauch, Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen) zugewiesen werden. Dabei werden die geographischen und demographischen Eigenschaften des Gebiets berücksichtigt sowie die aus dem regionalisierten Szenario vorgegebenen Zielleistungen auf die Netzkunden im Gebiet verteilt. Je nach Wahl des vorgegebenen Versorgungsgebiets ergibt sich daher eine spezifische Versorgungsaufgabe, die den Versorgungscharakter des Gebiets abbildet. In Abbildung 3 und Abbildung 4 sind exemplarische Ergebnisse eines städtischen bzw. ländlichen Versorgungsgebietes dargestellt inklusive der identifizierten Netzkunden.



Städtische Versorgungsaufgabe

- Auswahl des Netzzuschnitts für das städtische Mittelspannungsgebiet
- Exemplarisch: Zwei PLZ-Gebiete in Aachen-Mitte
- Ableitung der Versorgungsaufgabe für Netzgebiet mit Tool
- Straßenverläufe, Lasten, Generatoren, Speicher

Abbildung 3: Exemplarische Versorgungsaufgabe für ein städtisches Versorgungsgebiet



Ländliche Versorgungsaufgabe

- Auswahl des Netzzuschnitts für das ländliche Mittelspannungsgebiet
- Exemplarisch: Drei PLZ-Gebiete am Niederrhein
- Ableitung der Versorgungsaufgabe für Netzgebiet mit Tool
- Straßenverläufe, Lasten, Generatoren, Speicher

Abbildung 4: Exemplarische Versorgungsaufgabe für ein ländliches Versorgungsgebiet

Generierung von synthetischen Versorgungsaufgaben und zukünftigen Szenarien

Für die Untersuchung der Planung von DC-Verteilnetzen der öffentlichen Elektrizitätsversorgung ist die Auswahl relevanter und repräsentativer Regionen notwendig, um die Heterogenität der zukünftigen Versorgungsaufgaben in Deutschland geeignet abbilden zu können und zugleich einen beherrschbaren Rechenaufwand zu erzielen, der zu interpretierbaren Ergebnissen führt. Dazu wurde zunächst eine Methode erarbeitet, die die Anwendung eines zweistufigen Clusteringverfahrens für die knapp 3000 identifizierten Versorgungsgebiete in Deutschland umfasst. Auf dessen erster Stufe wird nach der Einwohnerdichte bezogen auf die Gesamtfläche sowie zusätzlich bezogen auf die Siedlungsfläche geclustert (zweidimensionales Clustering). Dieses Vorgehen ist Ergebnis von Voruntersuchungen zur Eignung der Eingangsparameter. Daraus ergeben sich je nach Vorgabe der Clusterzahl unterschiedlich viele Cluster, die als geographisch-demographisch klassifiziert interpretiert werden können. Beispielsweise können je nach Aufschlüsselung unter anderem ländliche, vorstädtische oder kernstädtische Gebiete ermittelt werden. Auf der zweiten Stufe findet ein Clustering nach der gesamten installierten Leistung relevanter Energieträger im Zieljahr des betrachteten Szenarios statt. Dabei wird ein mehrdimensionales Clustering innerhalb jedes Clusters der ersten Stufe durchgeführt, welches die maßgeblichen Investitionstreiber des Netzausbaubedarfs aus anderen Studien berücksichtigt. Dies umfasst Windenergieanlagen, Photovoltaikanlagen, Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen. Die gesamte installierte Leistung für jeden dieser Energieträger ergibt sich dabei aus der Summe der heutigen installierten Leistung im Versorgungsgebiet und dem vorgesehenen Zubau bis zum Zieljahr, der sich aus dem regionalisierten Versorgungsszenario ergibt. Diese Leistung wird für jeden Investitionstreiber normiert. Für beide Stufen des Clustering wurde aus den partitionierenden Verfahren der k-Means-Algorithmus ausgewählt, da dieser einerseits die Vorgabe einer angestrebten Clusteranzahl zulässt und andererseits im Hinblick auf Rechenzeit und Lösungsgüte performant ist. Für jedes Cluster wird anschließend jeweils ein repräsentatives Versorgungsgebiet ermittelt, wobei die geringste Distanz zum Clusterzentrum als Auswahlkriterium herangezogen wird.

In enger Abstimmung mit dem Projektpartner E.ON wurden zwei zukünftige Szenarien als betrachtungsrelevant identifiziert: Für das Zieljahr 2030 wird das Szenario B 2030 aus dem Netzentwicklungsplan Strom von 2019 (NEP 2019) herangezogen, für das Zieljahr 2050 das Szenario Technologiemix 80 (TM80) der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ von 2018.

Für das zweistufige Clustering besteht ein Trade-Off in Bezug auf die Anzahl der Cluster. Eine höhere Clusterzahl führt dabei zu einer genaueren Abbildung der Heterogenität der Versorgungsaufgaben und

größerer Homogenität innerhalb der Cluster. Die Performance und Interpretierbarkeit nimmt im Gegensatz mit größerer Clusteranzahl ab. Daher wurde in Untersuchungen, deren Ergebnisse im folgenden Kapitel dargestellt und erläutert werden, eine Clusteranzahl je Stufe gewählt, die einen sinnvollen Kompromiss darstellt. Dabei wurden für die erste Stufe fünf Cluster und für die zweite Stufe nochmals vier Cluster gewählt. Demzufolge konnten sowohl für das Szenario 2030 als auch für das Szenario 2050 jeweils 20 repräsentative Versorgungsgebiete ermittelt werden.

Es ist zu erkennen, dass ein ausschließliches Clustering nach der Einwohnerdichte bezogen auf die Gesamtfläche unzureichend ist, da ein flächenmäßig zu großer Anteil demselben (ländlichen) Cluster zugeordnet würde.

Unter Berücksichtigung beider Einwohnerdichten in einem zweidimensionalen Clustering sind in Abbildung 5 sowie Abbildung 6 die Ergebnisse der ersten Stufe für variierende Clusterzahlen dargestellt.

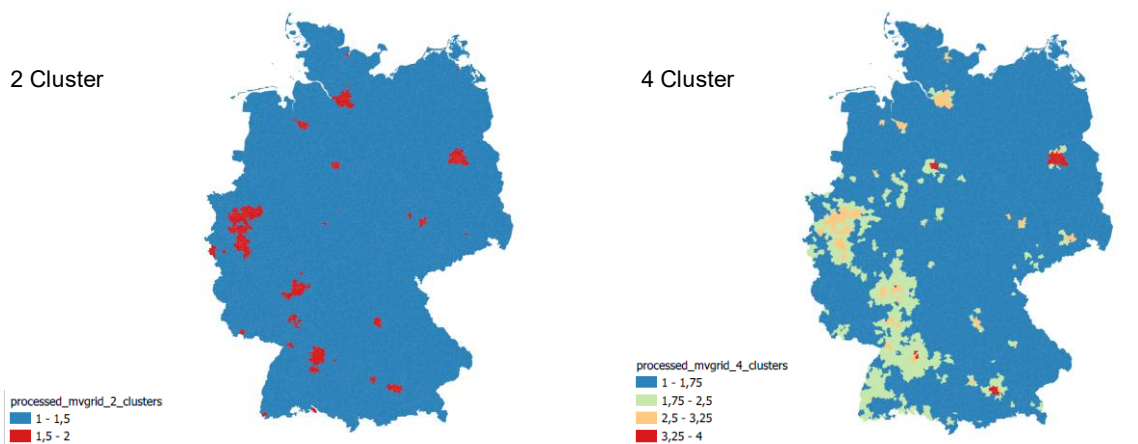


Abbildung 5: Ergebnisse der ersten Clusterstufe mit 2 Clustern (links) bzw. 4 Clustern (rechts)

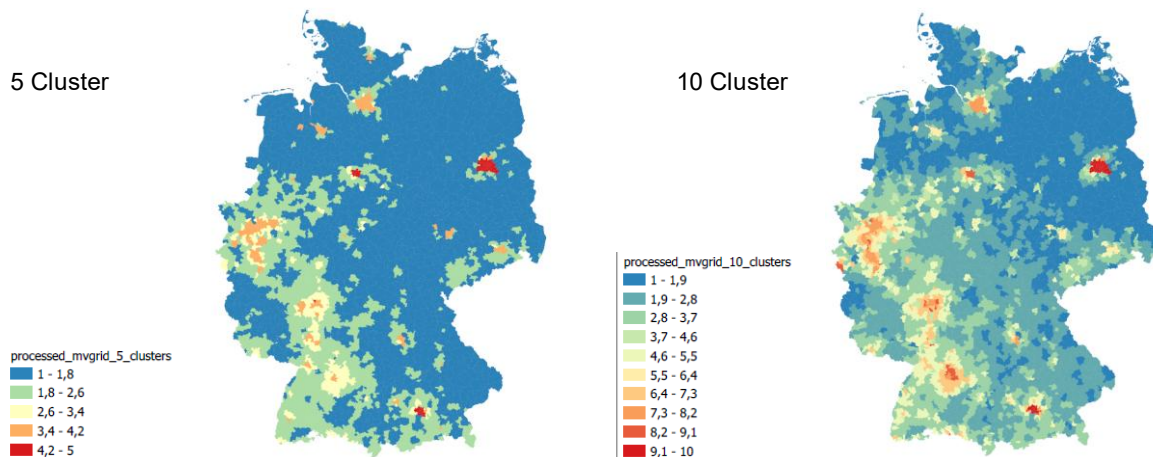


Abbildung 6: Ergebnisse der ersten Clusterstufe mit 5 Clustern (links) bzw. 10 Clustern (rechts)

Als Gesamtergebnis wurden durch die Durchführung des Clusterings der zweiten Clusterstufe 20 Cluster bestimmt und anschließend für jedes Cluster ein repräsentatives Versorgungsgebiet nahe des Clusterzentrums ausgewählt (siehe Abbildung 7).

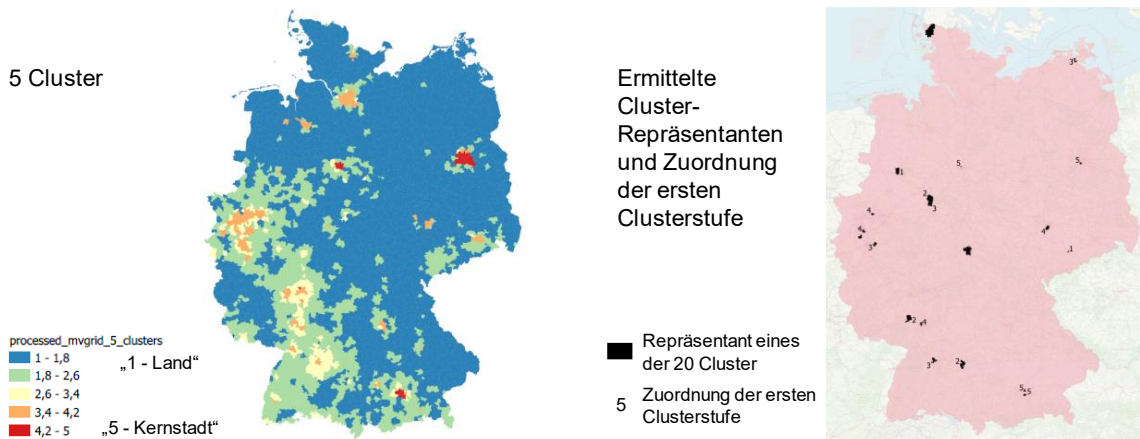


Abbildung 7: Ergebnisse des Clusterings nach 1. Stufe (links) und 2. Stufe in Form der repräsentativen Versorgungsgebiete (rechts)

Durch das beschriebene Vorgehen und die Anwendung der Verfahren wurden verschiedene synthetisch generierte Szenarien an Versorgungsaufgaben generiert, die als Grundlage für nachfolgende (Unter-)Arbeitspakete verwendet werden können.

2.1.2. AP1.2: Planung von Niederspannungsgleichstromnetzen

Da bislang weder Standards noch praktische Erfahrungen für Niederspannungsgleichstromnetze vorliegen, ist deren systematische Untersuchung notwendig. In AP1.2 wurde dafür ein Verfahren zur rechnergestützten Planung solcher Netze entwickelt, das verschiedene Netzstrukturen wie Strahlennetze, Ringnetze und vermaschte Netze berücksichtigt. Dieses Verfahren bildet die methodische Grundlage für die anschließende kombinierte Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen in AP1.3.

Analyse mathematischer Methoden zur Planung von Niederspannungsnetzen

Vorgehen

Zur Erreichung des zuvor beschriebenen Ziels wurden folgende Schritte vorgenommen: Als erstes wurden die relevanten Netzstrukturtypen identifiziert. Daraufhin erfolgte eine Analyse der grundsätzlichen Freiheitsgrade und Charakteristika der Zielnetzplanung. Zudem wurde eine ausführliche Literaturrecherche zu den strukturspezifischen Netzplanungsproblemen sowie zu Lösungsmethoden durchgeführt. Diese Analysen sind nachfolgend dargestellt.

Darauf basierend sind die ausgewählten Verfahrensansätze je Netzstrukturtyp aufgeführt, deren Implementationsdetails in den weiteren Arbeitsschritten des AP1.2 beschrieben werden.

Netzstrukturtypen

Zunächst wurden die relevanten Netzstrukturtypen identifiziert, für die jeweils eine Entscheidung über die umzusetzende Planungsmethode erfolgen soll. Dies ist deshalb von Bedeutung, da für jede dieser Strukturen ein spezifisches Optimierungsproblem entsteht, für das sich unterschiedliche Lösungsansätze anbieten. Diese Netzstrukturen sind: Strahlennetze (= radiale Netze), Ringnetze sowie Maschenetze. Diese sind schematisch in Abbildung 8 dargestellt. In der Praxis auftretende Mischformen dieser genannten Netzstrukturtypen, die beispielsweise aus historischer Entwicklung resultieren können, wurden für die Grundsatzplanungsverfahren im Rahmen dieses Projektes nicht betrachtet.

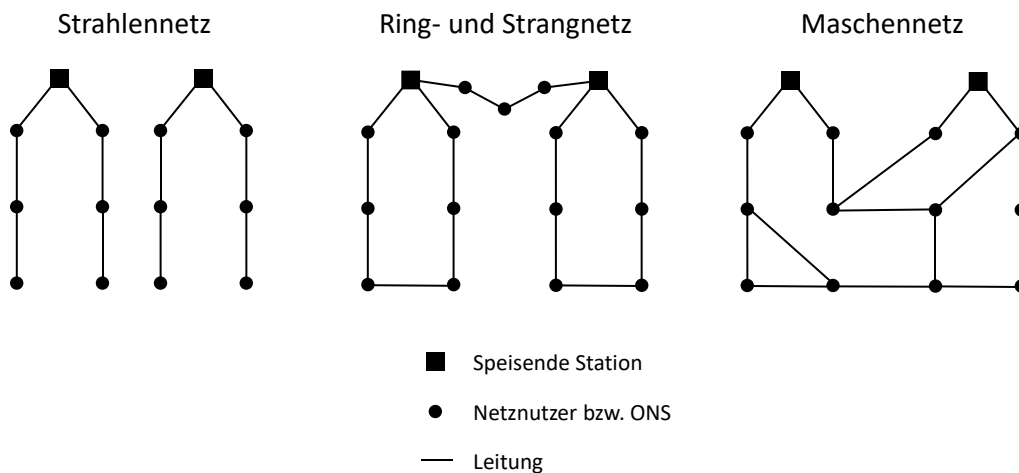


Abbildung 8: Netzstrukturtypen

Heutige Niederspannungsnetze auf Basis von Drehstrom werden meist als radiale Netze ausgeführt. Zukünftige Niederspannungsgleichstromnetze sind aber nicht darauf beschränkt, nicht zuletzt, da der Einsatz leistungsflusssteuernder Wandler in vermaschten Netzen größere betriebliche Vorteile ermöglichen kann. Zudem führen höhere Vermaschungsgrade tendenziell zu höheren Redundanzen und einer schnelleren Wiederversorgung nach einem Netzfehler. Dies hat in der Regel eine höhere Versorgungszuverlässigkeit zur Folge. Für Gleichstromnetze kommen folglich auch planerische Netzstrukturen in Frage, die aus Kostengründen in bisherigen Drehstromnetzen vorrangig in höheren Netzebenen vorkommen.

Strahlennetze

Das Strahlennetz stellt den einfachsten Netzstrukturtypen dar. Von der speisenden Station¹ gehen Stichleitungen aus, an denen die Netznutzer angeschlossen sind. Dadurch wird jeder Netznutzer von einer einzigen Seite gespeist. Aufgrund des geringen Schutzaufwands und geringer Redundanz verfügen Strahlennetze über die geringste Versorgungszuverlässigkeit. Im Falle eines Leitungsfehlers können unmittelbar angeschlossene Netznutzer erst nach der Reparatur der Leitung wiederversorgt werden. Außerdem kann es bei diesem Netzstrukturtypen zu einer problematischen Spannungshaltung kommen, sofern ein Netznutzer mit einer starken Leistungsabnahme oder Leistungsabgabe am Ende eines langen Strahls positioniert ist. Des Weiteren führen Strahlennetze zu höheren Netzverlusten als Maschen- oder Ringnetze. Die Vorteile dieses Netzstrukturtypen sind die verhältnismäßig einfache Planung, der relativ kostengünstige Bau sowie die Übersichtlichkeit bei der Suche nach Netzfehlern. Aus diesen Gründen werden Strahlennetze in heutigen Drehstromnetzen hauptsächlich in der Niederspannungsebene eingesetzt [20, 21]. Für Gleichstromsysteme nutzen Strahlennetze den Vorteil der Einsparung von Leitermaterial. Durch die radiale Netzstruktur ist keine Leistungsflusssteuerung möglich, wodurch Strahlennetze nicht von der netzseitigen Flexibilität der Gleichstromtechnologie profitieren.

Ringnetze

In Ringnetzen werden jeweils die Enden zweier Strahlen, die von derselben speisenden Station ausgehen, miteinander verbunden, sodass ein Ring entsteht. Durch die Möglichkeit der doppelten Speisung der einzelnen Netzknoten steigt die Versorgungszuverlässigkeit erheblich. In Drehstromnetzen werden

¹ Ortsnetzstation, die als Schnittstelle zum überlagerten Mittelspannungsnetz die Leistung im Niederspannungsnetz bilanziert

Ringe durch das Freischalten einer Leitung offen betrieben. Dies geschieht durch das Öffnen der Trennschalter am Anfang und am Ende der entsprechenden Leitung. Dadurch handelt es sich bei Drehstrom-Ringnetzen um strukturell vermaschte Netze, die radial betrieben werden. Dieser Betrieb sorgt im Allgemeinen für einen vereinfachten Netzbetrieb. Im Falle eines Netzfehlers wird der gesamte Halbring abgeschaltet, sodass alle angeschlossenen Netznutzer zunächst nicht versorgt werden. Durch das Heraustrennen des vom Fehler betroffenen Leitungsabschnitts und durch das Schließen der Trennstelle können die betroffenen Netznutzer anschließend ohne Reparatur wiederversorgt werden. Dadurch steigt die Versorgungszuverlässigkeit im Vergleich zu den Strahlennetzen, wodurch ebenfalls die Investitionskosten sowie der Planungsaufwand dieser Netze steigt. In Ringnetzen ist eine Leistungsflusssteuerung im geschlossenen Betrieb nicht ohne die Ausbringung zusätzlicher leistungsflusssteuernder Betriebsmittel möglich.

Maschennetze

Maschennetze stellen den Netzstrukturtypen mit dem höchsten Vermaschungsgrad und der höchsten Versorgungszuverlässigkeit dar. Jeder Netzknoten wird in diesem Netzstrukturtypen durch mindestens zwei Leitungen versorgt. Des Weiteren können Maschennetze durch mehrere Stationen gespeist werden, wodurch eine Robustheit gegenüber Stationsausfällen erreicht wird. Die dafür benötigte Redundanz im Netz ist allerdings mit hohen Kosten für den Netzausbau verbunden, weshalb diese Struktur im heutigen Drehstromsystem lediglich in Übertragungsnetzen sowie mehrheitlich in Hochspannungsnetzen eingesetzt wird [20]. Maschennetze auf Basis der Gleichstromtechnologie ermöglichen eine Leistungsflusssteuerung durch die vorhandene Leistungselektronik, sofern die Netze mehrfach gespeist werden. Dies führt einerseits zum Ausschluss von Transitflüssen, wodurch dieser Netzstrukturtyp auch für die Mittel- und Niederspannung anwendbar wird und andererseits zu einer effizienteren Aufteilung der Ströme im Netz. Engpässe können betrieblich beseitigt werden, wodurch der Netzausbaubedarf potentiell reduziert wird.

Optimierungsproblem der Zielnetzplanung

Ziel

Das Ziel der Zielnetzplanung ist die Versorgung sämtlicher Netznutzer durch einen ausreichend dimensionierten Netzanschluss zu minimalen Kosten. Zum Erreichen dieses Ziels stehen eine Vielzahl von Freiheitsgraden zur Verfügung, die als ganzzahlige und kontinuierliche Entscheidungsvariablen beschrieben werden können. Folglich kann die Zielnetzplanung als ein kombinatorisches Optimierungsproblem dargestellt werden. Des Weiteren muss eine Reihe von komplexen Nebenbedingungen eingehalten werden. Bei dem resultierenden mathematischen Problem handelt es sich demnach um ein gemischt-ganzzahliges nicht-lineares Optimierungsproblem.

Freiheitsgrade

Im Rahmen der Zielnetzplanung ist eine Vielzahl von Entscheidungen zu treffen. Wie zuvor beschrieben ist für die Zielnetzplanung ein Netzstrukturtyp in Abhängigkeit der Versorgungsaufgabe und der Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit zu wählen. Dieser Netzstrukturtyp hat einen grundlegenden Einfluss auf das anschließende Planungsverfahren, insbesondere auf die Nebenbedingungen der Zielnetzplanung.

Die Nennspannungen der Gleichstromnetze stellen ebenfalls einen Freiheitsgrad der Zielnetzplanung dar. Mögliche Annahmen für die Spannung der Gleichstromnetze sind beispielsweise eine identische

Leistungsübertragung oder ein identischer Isolieraufwand im Vergleich zu Drehstromnetzen. Im Rahmen dieses Unterarbeitspakets stellt das Nennspannungsniveau jedoch ein exogen vorgegebenes Eingangsdatum dar.

Die Trassenauswahl sowie die Leitungsbelegung dieser Trassen stellen weitere Freiheitsgrade der Zielnetzplanung dar. Dabei gilt, dass ein vollständiger Graph, der die kürzesten Wege zwischen allen Netznutzern enthält, über sämtliche planerisch sinnvolle Trassen verfügt. Da in der Praxis meist ausschließlich benachbarte Netznutzer miteinander verbunden werden, ist eine zusätzliche Beschränkung dieser Trassen in Form einer Trassenvorauswahl möglich [22]. In der anschließenden Leitungsbelegung wird entschieden, welche dieser potentiellen Trassen tatsächlich mit einem Leiter belegt werden.

Des Weiteren stellen die Wahl des Kabeltypen sowie die Anzahl der Kabel, die in der ausgewählten Trasse verlegt werden, Freiheitsgrade der Zielnetzplanung dar. Die unterschiedlichen Kabeltypen unterscheiden sich hierbei in ihrem Leiterquerschnitt und den damit verbundenen elektrischen Eigenschaften.

Folgende besondere Betrachtungsaspekte der Gleichstromnetze stehen nicht im Fokus dieses Unterarbeitspakets, sondern werden insbesondere in AP2 behandelt: In Gleichstromnetzen mit mehreren speisenden Stationen sind prinzipiell die Strom- und Spannungswerte steuerbar. Außerdem ist durch zusätzliche Gleichspannungswandler innerhalb des Netzes eine zusätzliche Steuerung möglich. Da die Steuerung einen Einfluss auf die resultierende Netzstruktur der Zielnetzplanung haben kann, stellt dies theoretisch einen weiteren Freiheitsgrad der Zielnetzplanung von Gleichstromnetzen dar.

Nebenbedingungen

Im Optimierungsproblem der Zielnetzplanung wird die Einhaltung mehrerer Nebenbedingungen gefordert. Diese Nebenbedingungen können in strukturelle sowie in technische Nebenbedingungen unterteilt werden. Die strukturellen Nebenbedingungen hängen von dem gewählten Netzstrukturtypen ab. Eine grundlegende strukturelle Forderung ist die direkte oder indirekte Verbindung jedes Netznutzers zu mindestens einer Ortsnetzstation (ONS) in Niederspannungsnetzen. Strukturelle Nebenbedingungen können außerdem eine Mindest- bzw. Höchstanzahl von Abgängen an einzelnen Netzstationen festlegen. Diese Nebenbedingungen können linear formuliert werden. Die technischen Nebenbedingungen gewährleisten die Einhaltung der Stromgrenzwerte und des Spannungsbandes im Normalbetrieb sowie im Störfall in Abhängigkeit des Netzstrukturtypen. Diese Forderungen können ebenfalls in Form einer linearen Nebenbedingung formuliert werden. Die Berechnung der Strom- und Spannungswerte sowie die Verlustberechnung stellen komplexere Nebenbedingungen dar, die nicht adäquat durch eine lineare Formulierung dargestellt werden können.

Verwandte Optimierungsprobleme

Für die Zielnetzplanung bestimmter Netzstrukturtypen existieren verwandte Optimierungsprobleme, die das zugrundeliegende graphische Problem abbilden. Diese Probleme sind aus der Literatur bekannt, sodass zahlreiche Lösungsansätze existieren. Es ist darauf hinzuweisen, dass es sich hierbei um graphische Lösungsansätze handelt, die nur die Einhaltung der strukturellen Nebenbedingungen garantieren. Diese sind für Dreh- und Gleichstromnetze prinzipiell gleich. Um offensichtlich technisch unzulässige Lösungen von Anfang an auszuschließen, kann eine Abschätzung des Leistungsflusses sowie ein Abgleich mit zuvor definierten Kapazitäten durchgeführt werden. Aufgrund der Beschränkung auf das graphische Problem ist ebenfalls eine Abschätzung des Zielfunktionswertes zu treffen. Die Ge-

samtlänge aller Kanten des Lösungsgraphen ist hierfür eine geeignete Größe, da die betriebsmittelunabhängigen Grabenkosten für die Kabelverlegung in der Regel den größten Teil der Gesamtkosten ausmachen. Diese Grabenkosten können als proportional zu der Grabenlänge angesehen werden.

Strahlennetze

Das Capacitated Minimum Spanning Tree (CMST) Problem kann als graphisches Optimierungsproblem der Strahlennetzplanung angesehen werden. In diesem Problem hat jeder Knoten des Graphen eine Nachfrage, die ausgehend von einem bestimmten Knoten gedeckt werden muss. Dieser Knoten wird als Wurzel des Graphen bezeichnet. Alle Knoten sind über die kürzeste Gesamtstrecke direkt oder indirekt über weitere Knoten mit der Wurzel zu verbinden. Außerdem existieren Kapazitäten, die zusätzlich eingehalten werden müssen. In der Zielnetzplanung von Strahlennetzen entsprechen die Knoten den Netznutzern mit unterschiedlicher Erzeugung bzw. Verbrauch und die Wurzel der speisenden Station. Die Kapazitäten sollen einer Abschätzung der Strom- und Spannungsgrenzwerte dienen. Durch den radialen Aufbau der Netze ist eine genäherte Abschätzung der Leistungsflüsse im Netz anders als in vermaschten Strukturen möglich. Für die Stromgrenzwerte sind die Anschlussleitungen an der speisenden Station kritisch. Die Einhaltung der Stromgrenzwerte kann folglich durch eine Beschränkung der Gesamtleistung aller Netznutzer in einem Teilbaum des Graphen abgeschätzt werden. Für die Spannung stellt eine Begrenzung des maximalen Weges von der speisenden Station zu einem beliebigen Netznutzer eine geeignete Abschätzung dar. [23]

Ringnetze

Ein graphentheoretisches Analogon der Zielnetzplanung von Ringnetzen ist das Capacitated Vehicle Routing Problem (CVRP). In diesem Problem sollen verschiedene Kunden mit unterschiedlichen Nachfragen durch verschiedene Fahrzeuge mit identischer Kapazität beliefert werden. Diese Fahrzeuge starten von einem Depot und kehren nach ihrer Tour zu diesem Depot zurück. Hierbei darf jeder Kunde von genau einem Fahrzeug beliefert werden. Das Ziel ist hierbei die Minimierung der Gesamtstrecke, sodass alle Kunden beliefert und die Kapazitäten der Fahrzeuge nicht überschritten werden. In der Zielnetzplanung entsprechen die Kunden den Netznutzern, die durch Leitungen mit einer bestimmten elektrischen Leistung versorgt werden. Die Leitungen werden dabei in Ringen verlegt, deren Enden an derselben speisenden Station angeschlossen sind. Eine Abschätzung der technischen Zulässigkeit eines hierdurch erzeugten Graphen ist durch die Gesamtleistung und die Gesamtlänge der einzelnen Ringe möglich. Die Gesamtleistung entspricht der Summe der Leistungen der Netznutzer in einem Ring. Die Gesamtlänge ist die Summe der Länge der Leitungsstücke in einem Ring. In geschlossen betriebenen Ringnetzen ist eine Abschätzung im Normalbetrieb mit Hilfe dieser Größen nicht möglich, da die Versorgung aus unterschiedlichen Richtungen erfolgt. Da in diesen Netzstrukturen jedoch eine $(n-1)$ -Zuverlässigkeit gefordert wird, können diese Größen zur Abschätzung der technischen Restriktionen in den kritischen $(n-1)$ -Fällen genutzt werden. Im $(n-1)$ -Fall werden ursprünglich geschlossen betriebene Ringe aufgrund des Ausfalls einer Leitung radial weiterbetrieben. Da die Netznutzer in diesem Fall nur von einer Seite versorgt werden, ist auch hier eine Abschätzung der technischen Restriktionen möglich. Als kritische $(n-1)$ -Fälle werden Ausfälle von Leitungen bezeichnet, die direkt an der speisenden Station liegen. Ein solcher Ausfall führt zu einem maximalen Leistungsfluss über eine Seite des Rings, sodass die kritischen Ausfälle auslegungsrelevant sind. [24]

Maschennetze

Maschennetze weisen im Allgemeinen eine unspezifische Struktur auf, bei der jeder Netzknoten mit mindestens zwei Kanten verbunden ist, sofern keine Doppelstiche erlaubt sind. Eine einfache Abschät-

zung der Leistungsflüsse ist in vermaschten Netzen nicht möglich. Aufgrund dieses unspezifischen Charakters ist die Maschennetzplanung nicht in bekannte graphentheoretische Optimierungsprobleme zu überführen, weshalb alternative Ansätze zu wählen sind.

Lösungsverfahren

Für die Lösung kombinatorischer Optimierungsprobleme der Zielnetzplanung existieren unterschiedliche Lösungsansätze. Vorrangig zu unterscheiden sind dabei exakte, heuristische und metaheuristische Lösungsverfahren. Letztere stellen eine Verbesserung der heuristischen Verfahren mit erweiterten Suchstrategien dar.

Exakte Lösungsverfahren

Exakte Lösungsverfahren ermöglichen entweder das Auffinden einer optimalen Lösung für ein gegebenes Optimierungsproblem oder eine Abschätzung über die maximale Entfernung der gefundenen von der optimalen Lösung. Diese Lösungsverfahren sind dabei in Entscheidungsbaum-, Schnittebenen- und kombinierte Verfahren zu unterteilen [25]. Exakte Lösungsverfahren sind mit der höchsten Lösungsgüte verbunden, weisen allerdings schon für kleine Probleme im Kontext der Zielnetzplanung hohe Rechenzeiten auf [26]. Aus diesem Grund wird im Rahmen dieser Arbeit auf die Verwendung exakter Lösungsverfahren verzichtet.

Heuristische Lösungsverfahren

Bei heuristischen Verfahren handelt es sich um Vorgehensweisen, die gute Lösungen kombinatorischer Optimierungsprobleme mit relativ geringem Rechenaufwand ermitteln. Heuristische Verfahren berücksichtigen dabei nicht alle möglichen Lösungskombinationen, sodass eine Optimalität der Lösung weder garantiert noch nachgewiesen werden kann. Das Vorgehen der Heuristiken folgt hierbei bestimmten Regeln der Lösungsfindung bzw. Lösungsverbesserung, die die Modellstruktur des vorliegenden Optimierungsproblems auf erfolgversprechende Weise ausnutzen. Die heuristischen Verfahren sind in Eröffnungs- und Verbesserungsverfahren zu unterteilen. Eröffnungs- oder Konstruktionsverfahren dienen der Ermittlung einer ersten zulässigen Lösung eines Optimierungsproblems. Verbesserungsverfahren verwenden eine bereits zulässige Lösung, um diese weitere zu verbessern. Als wesentliches Verbesserungsverfahren ist die lokale Suche zu nennen. [27]

Metaheuristische Lösungsverfahren

Metaheuristische Lösungsverfahren sind Algorithmen, die ein Entkommen aus lokalen Optima ermöglichen, wodurch eine höhere Lösungsgüte im Vergleich zu klassischen Heuristiken erzielt werden kann. Um dies zu erreichen, werden in Metaheuristiken abwechselnd die Ansätze der Diversifikation und der Intensivierung verfolgt. Die Diversifikation ermöglicht eine Erkundung des Lösungsraums und verhindert somit ein Feststecken in lokalen Optima. Die Intensivierung sorgt für einen stärkeren Fokus auf vielversprechende Teile des Lösungsraums. Auf der Basis dieser beiden Ansätze existieren zahlreiche Verfahren, die flexibel einsetzbar sind und auf eine Reihe von Optimierungsproblemen angewendet werden können [27]. Beispielhaft zu nennen sind die sogenannte Tabu Search, die Large Neighborhood Search sowie Schwarmintelligenzverfahren [27–29]. Auch evolutionäre Verfahren wie Genetische Algorithmen können den Metaheuristiken zugeordnet werden [30].

Anwendungen in der Literatur

Diverse Forschungsarbeiten liefern Erkenntnisse im Hinblick auf die Anwendung ausgewählter Optimierungsverfahren für die netzstrukturspezifische Zielnetzplanung.

Der Ameisenalgorithmus wurde in der Literatur bereits erfolgreich für die Planung von Ring- sowie Strahlennetzen eingesetzt [7, 22]. Als Eröffnungsheuristik für die Strahlennetzplanung wurde das Esau-Williams-Verfahren angewendet, für das Ringnetzplanungsverfahren das Clarke-Wright-Savings-Verfahren, kombiniert mit Suchverfahren für die Lösungsverbesserung [26]. Ein spezifisches Suchverfahren für das der Ringnetzplanung zugrundeliegende CVRP ist die Genetic Hybrid Search in [31]. Der genetische Algorithmus hat sich in der Literatur als geeignetes Verfahren zur Zielnetzplanung von Maschennetzen gezeigt [29, 32].

Auswahl geeigneter Methoden

Die Erkenntnisse zur Auswahl von Verfahren für die Zielnetzplanung von Niederspannungsgleichstromnetzen resultieren in folgenden Entscheidungen für das weitere Vorgehen:

Tabelle 2: Ausgewählte Verfahren

Strukturelles Planungsproblem	Umzusetzende Lösungsverfahren
Strahlennetzplanung	Eröffnungsverfahren: Esau-Williams, Verbesserungsverfahren: (Iterative) lokale Suche
Ringnetzplanung	Eröffnungsverfahren: Clarke-Wright-Savings oder äquivalente Methode zur Lösung von CVRP, Verbesserungsverfahren: Suchverfahren, z.B. Genetic Hybrid Search
Maschennetzplanung	Genetischer Algorithmus

Implementierung eines Verfahrens zur Planung von Strahlennetzen

In Abbildung 9 ist das generelle Vorgehen bei der Planung von Niederspannungsnetzen dargestellt, das bei sämtlichen strukturspezifischen Verfahren in AP1.2 zum Einsatz kommt.

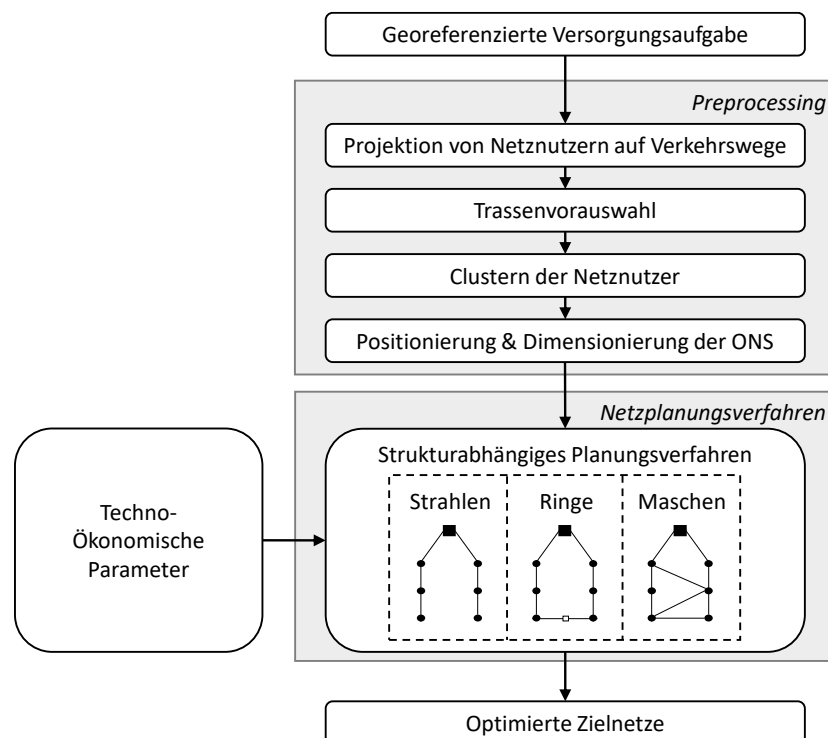


Abbildung 9: Verfahrensablauf der Planung von Niederspannungsnetzen

Eingangsdatum ist zunächst die georeferenzierte Versorgungsaufgabe, die aus AP1.1 hervorgeht. Diese umfasst die Standorte sowie Leistungswerte der Netznutzer. Zudem sind Informationen über die Verkehrswege des betrachteten Versorgungsgebietes vorhanden, die zur Ermittlung potentieller Trassen verwendet werden können.

Auf dieser Basis können mithilfe der Anwendung technischer Netzanschlussbedingungen zunächst diejenigen Netznutzer identifiziert werden, die für die Niederspannungsebene planungsrelevant sind. Dies geschieht auf Basis der aggregierten Leistung ihres Netzanschlusses, zu dem Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen desselben Standorts zusammengefasst werden. Im Rahmen des sogenannten Preprocessing erfolgt dann die Projektion von Netzanschlüssen auf die Verkehrswege. Dies ist in Abbildung 10 dargestellt.

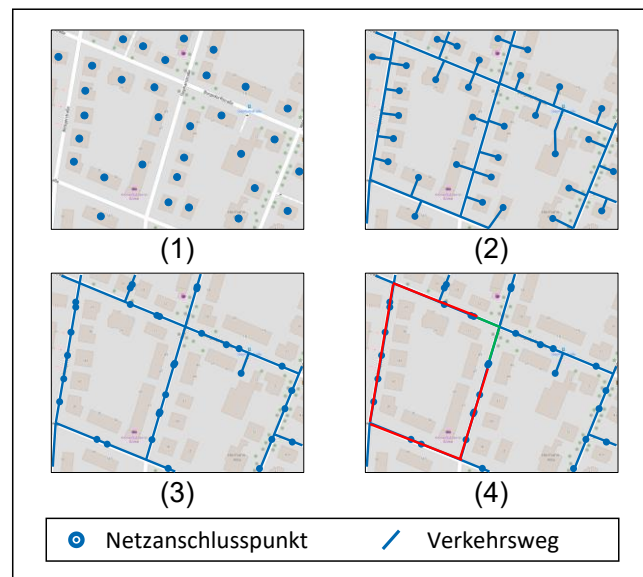


Abbildung 10: Projektion der Netznutzer auf die Verkehrswege und potentielle Trassen

Dies ermöglicht die Vernachlässigung der Hausanschlussleitungen innerhalb der weiterführenden Planung, da deren Verlegung keinen Freiheitsgrad darstellt.

Daraufhin wird durch graphentheoretische Verfahren eine erste Trassenvorauswahl durchgeführt. Mithilfe von Kürzeste-Wege-Verfahren werden zwischen sämtlichen Paaren von Netznutzern Verbindungen im Verkehrswegenetz ermittelt, die diese potentiell effizient verbinden könnten. Dadurch entsteht ein vollständiger Graph, in dem alle Knoten miteinander durch potentielle Trassenverläufe verbunden sind. Zu bemerken ist, dass durch die georeferenzierte Analyse die Möglichkeit der akkuraten Abbildung von Trassenkosten und Leitungskosten besteht. Insbesondere vor dem Hintergrund des hohen Anteils an Tiefbaukosten bei Kabelgräben trägt dies zu einer praxisbezogenen Ableitung effizienter Zielnetze bei.

Als nächstes schließt sich das Clustering der Netzanschlüsse gemeinsam mit der Positionierung der ONS an. Das Clustering mit dem k-Medoids-Verfahren bringt eine vorgegebene Anzahl an Clustern hervor. Jedes Cluster stellt dabei ein Versorgungsgebiet der Niederspannungsebene dar. Ein im Clusterzentrum befindlicher Standort (Medoid) eines jeden Clusters wird zur Position der ONS gewählt. Ein exemplarisches Ergebnis dieses Schrittes zeigt Abbildung 11.

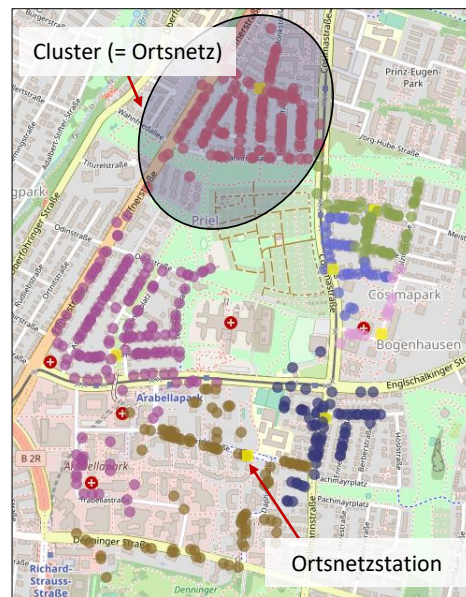


Abbildung 11: Clustering von Netzanschlüssen zu Versorgungsgebieten

Nachdem die Versorgungsgebiete mitsamt der zugehörigen Netznutzer sowie die potentiellen Trassenverläufe bekannt sind, wird mithilfe der strukturspezifischen Netzplanungsverfahren die Entscheidung darüber getroffen, welche dieser Trassen auch durch Leitungen belegt werden. Eingangsparameter sind dabei diverse techno-ökonomische Parameter, die vorab festzulegen sind. Diese beinhalten unter anderem die einsetzbaren Kabeltypen und ihre Beläge, die Leitungs- und Grabenkosten sowie technisch bedingte Restriktionen. Dies kann beispielsweise eine Längen- oder Kapazitätsbeschränkung für Abgänge von der Station sein, mit denen zudem die Ausdehnung von Netzgebieten und somit die Anzahl der Cluster verbunden ist. Diese könnte für Gleichstromnetze potentiell signifikant unterschiedlich gewählt werden, sodass beispielsweise größere Niederspannungsnetze im Vergleich zu Drehstromsystemen entstehen.

Als Resultat gehen die optimierten Zielnetze hervor. Das Netzplanungsverfahren für Strahlennetze wird im Folgenden genauer beschrieben.

Es konnte bereits die Analogie des Strahlennetzplanungsproblems mit dem Capacitated Minimum Spanning Tree Problem (CMST) abgeleitet werden. Auf Grundlage dessen zeigt Abbildung 12 den Ablauf der spezifischen Planung von Strahlennetzen.

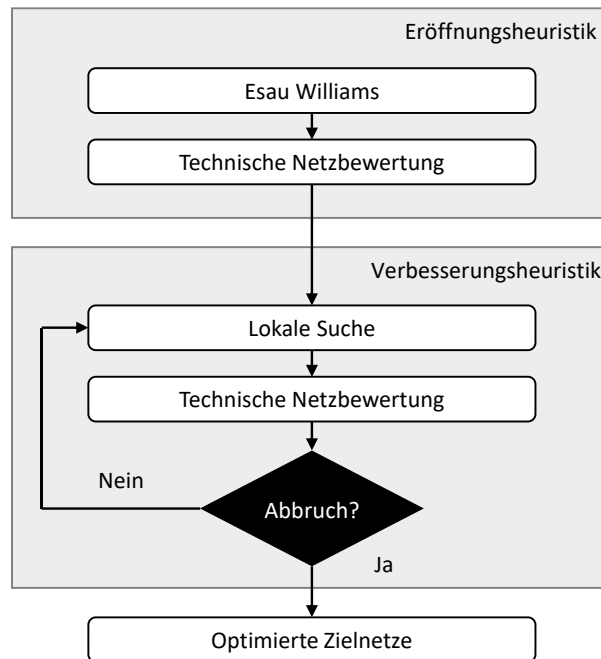


Abbildung 12: Verfahren zur Planung strahlenförmiger Netze

Durch das Esau-Williams-Verfahren wird zunächst im Rahmen des Eröffnungsschrittes eine erste zulässige Lösung für das graphentheoretische Optimierungsproblem ermittelt. Daran schließt sich eine erste technische Netzbewertung an, die die Leistungsflussberechnung für Gleichstromnetze beinhaltet und Strom- sowie Spannungsgrenzen überprüft.

Im Rahmen der Verbesserungsheuristik wird eine iterative lokale Suche in Kombination mit der technischen Netzbewertung angewendet. Ziel derer ist, die gefundene zulässige Lösung weiter zu verbessern. Die iterative lokale Suche wird bis zum Erreichen eines Abbruchkriteriums durchgeführt. Dies kann beispielsweise bedeuten, dass eine maximale Anzahl an Iterationen erreicht wurde oder zuvor keine weitere Verbesserung der Lösung mehr erreicht wird. Nach Abschluss des Verbesserungsverfahrens liegt je Netzgebiet ein optimiertes Zielnetz vor.

Implementierung eines Verfahrens zur Planung von ringförmigen Netzen

Das im Preprocessing als Vorbereitung des strukturellen Planungsverfahrens unterscheidet sich nicht wesentlich für verschiedene Strukturtypen von Niederspannungsnetzen. Daher kann an dieser Stelle für das Preprocessing auf das vorherige Unterkapitel verwiesen werden. Das strukturspezifische Netzplanungsverfahren, welches im Folgenden genauer für ringförmige Netze beschrieben wird, ist hingegen individuell.

Es konnte bereits die Analogie des Ringnetzplanungsproblems mit dem Capacitated Vehicle Routing Problem (CVRP) abgeleitet werden. Auf Grundlage dessen zeigt Abbildung 13 den Ablauf der spezifischen Planung von Ringnetzen.

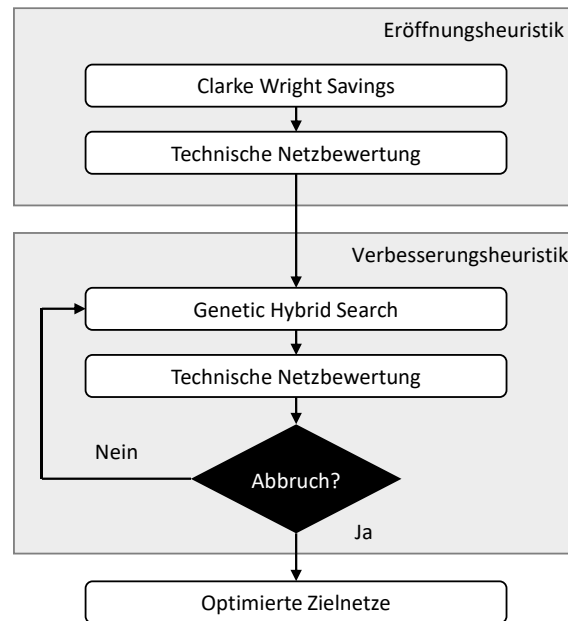


Abbildung 13: Verfahren zur Planung ringförmiger Netze

Durch das Clarke-Wright-Savings-Verfahren wird zunächst im Rahmen des Eröffnungsschrittes eine erste zulässige Lösung für das graphentheoretische Optimierungsproblem ermittelt. Daran schließt sich eine erste technische Netzbewertung an, die die Leistungsflussberechnung für Gleichstromnetze beinhaltet und Strom- sowie Spannungsgrenzen überprüft.

Im Rahmen der Verbesserungsheuristik wird eine Genetic Hybrid Search in Kombination mit der technischen Netzbewertung angewendet. Ziel derer ist, die gefundene zulässige Lösung weiter zu verbessern. Die Genetic Hybrid Search in [33] ist speziell zur Lösung von CVRP konzipiert. Dieses effiziente Verfahren wurde im Rahmen der Implementierung in diesem Arbeitsschritt durch Erarbeitung von Schnittstellen und geringfügige weitere Anpassungen erfolgreich in den Verfahrensablauf integriert und parametrisiert. Nach Abschluss des Verbesserungsverfahrens liegt je Netzgebiet ein optimiertes Zielnetz vor.

Strangnetze mit Verbindungen zwischen verschiedenen speisenden Stationen stellen einen Spezialfall dar, der den Ringnetzen sehr ähnlich ist. Die implementierten Verfahren können zukünftig auch zur Ableitung strangförmiger Netze oder für Kombinationen aus ring- und strangförmigen Netzen erweitert werden.

Implementierung eines Verfahrens zur Planung von vermaschten Netzen

Es konnte bereits die Anwendung eines genetischen Algorithmus zur Ableitung vermaschter Netze als geeignet identifiziert werden. Auf Grundlage dessen zeigt Abbildung 14 den Ablauf der spezifischen Planung von Maschennetzen.

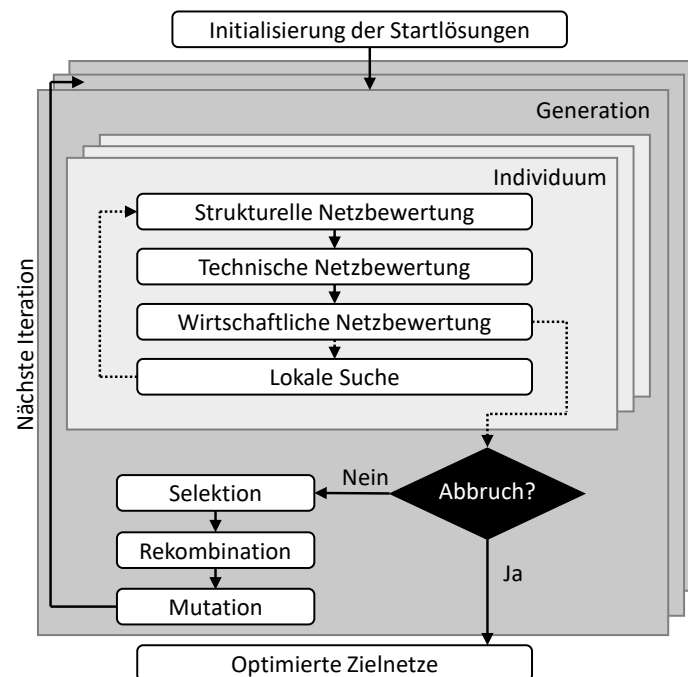


Abbildung 14: Verfahren zur Planung vermaschter Netze

Generell erfolgt die Planung mit einer spezifischen Codierung eines genetischen Algorithmus, der angelehnt an bisherige Anwendungen auf das Netzplanungsproblem zugeschnitten ist. Die Menge aller Gene, der sogenannte Genstring, der ein Individuum auszeichnet, korrespondiert dabei jeweils mit einem Netzentwurf. Dabei repräsentiert ein Gen eine Trasse. Der Genwert gibt an, ob die Trasse durch Leitungen belegt wird und falls ja, von welchem Typen.

Der Ablauf des Verfahrens beginnt mit der Initialisierung von Startlösungen. Für jedes Individuum dieser Startpopulation werden vier Schritte ausgeführt: Eine strukturelle Bewertung auf Basis graphentheoretischer Methoden, eine technische Netzbewertung zur Analyse von Strom- und Spannungsgrenzen, eine wirtschaftliche Netzbewertung, die den Fitnesswert der Lösung determiniert, sowie eine lokale Suche, die eine weitere Verbesserungsmöglichkeit des vorliegenden Netzentwurfs prüft.

Wenn alle Individuen einer Population bearbeitet wurden, werden die Abbruchbedingungen geprüft. Diese können bei gewisser Konvergenz oder bei der Erreichung einer Iterationszahl erfüllt sein. Für diesen Fall werden die optimierten Zielnetze ausgegeben.

Ist dies nicht der Fall, so wird das Verfahren mit den genetischen Operatoren fortgesetzt, die angelehnt an die evolutionären Mechanismen eine Verbesserung der Lösungen über die Iterationen bzw. Generationen zu erreichen versuchen. Zu diesen zählen die Selektion auf Basis der ermittelten Fitnesswertes der Netzentwürfe, die Rekombination (auch Crossover) zwischen Lösungen sowie die Mutation als zufallsbasierte Änderungen von Genwerten einzelner Individuen. Durch strukturelle Vorgaben an die zu prüfenden Netzentwürfe ist es möglich, geeignete Lösungen für das prinzipiell strukturunspezifische Planungsproblem vermaschter Netze zu generieren.

2.1.3. AP1.3: Kombinierte Planung von Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen

Da sich durch die gemeinsame Planung von Mittel- und Niederspannungsnetzen Synergien und neue Systemarchitekturen erschließen lassen, wurde in AP1.3 ein Verfahren zur kombinierten, rechnergestützten Planung entwickelt. Dabei werden verschiedene Netzstrukturen auf beiden Spannungsebenen berücksichtigt, um eine ganzheitliche Betrachtung zu ermöglichen. Das Verfahren baut auf den

Verfahren aus AP1.2 sowie der ersten Förderphase auf und dient als Grundlage für den anschließenden Netzstrukturvergleich in AP1.4 sowie für die Untersuchungen in AP3.

Im Folgenden wird der Ablauf der Planungsverfahren erläutert, der eine kombinierte Planung von Nieder- und Mittelspannungsgleichstromnetzen ermöglicht. Das Ziel dieses Verfahrens ist es hierbei, Synergien zwischen der Planung der beiden Spannungsebenen zu nutzen, die eine wirtschaftliche Optimierung im Vergleich zu einer getrennten Planung der Spannungsebenen darstellt. Die wesentliche Synergie stellt hierbei eine gemeinsame Nutzung von Gräben für Nieder- und Mittelspannungsgleichstromkabel dar. Durch eine gemeinsame Planung und eine gemeinsame Verlegung der Kabel können Tiefbaukosten vermieden werden, die durch eine getrennte Planung als Mehrkosten entstehen. Für die Planung werden hierbei Versorgungsaufgaben genutzt, die mit dem Verfahren aus AP1.1 erstellt werden. Das kombinierte Planungsverfahren beruht das Weiteren auf den Grundsatzplanungsverfahren aus AP1.2. Die hierbei verwendeten heuristischen und meta-heuristischen Verfahren können auch auf die Mittelspannungsebene angewendet werden, einschließlich aller drei möglichen Netzstrukturen: Die Formulierung als Capacitated Minimum Spanning Tree (CMST) Problem für radiale Netze, Capacitated Vehicle Routing Problem (CVRP) für Ringnetze und der spezifisch kodierte genetische Algorithmus für Maschennetze.

Eingangsdaten und Preprocessing

Für die Planung der Mittelspannungsebene sind einerseits die anzuschließenden direkten Mittelspannungskunden wie Industriebetriebe und größere Erzeugungsanlagen (Windkraftanlagen, Freiflächen-Photovoltaikanlagen) aufgrund ihrer Leistung die relevanten Netznutzer. Zum anderen müssen auch die aus dem Preprocessing-Verfahren der Netzplanung (vgl. zu AP1.2) abgeleiteten ONS durch das Mittelspannungsgleichstromnetz versorgt werden, sodass jedes Niederspannungsnetz an das überlagerte Netz angeschlossen ist. Für die Identifikation von Niederspannungsgebieten und die Positionierung von ONS wird ein Clustering-Verfahren verwendet und geeignet erweitert. Hierbei wird eine Adaption des k-medoids Clustering implementiert, in der es möglich ist, eine Obergrenze für die Anzahl oder die Gesamtleistung der Kunden pro Cluster zu wählen. Ein solches Cluster entspricht dabei einem Niederspannungsnetzzuschnitt. Die potentiellen Trassen, in denen ein Kabel verlegt werden kann, wird anschließend basierend auf dem Straßengraph des untersuchten Versorgungsgebietes identifiziert. Hierbei werden alle kürzesten Wege zwischen allen identifizierten Netzknoten über dem Straßengraph mithilfe eines Kruskal-Algorithmus bestimmt. Sobald alle relevanten Kunden und Trassen für potenzielle Leitungen identifiziert sind, kann das Verfahren für die kombinierte Planung der Nieder- und Mittelspannungsebene angewendet werden, das in Abbildung 15 dargestellt ist.

Kombinierte Planung der Nieder- und Mittelspannungsebene

Das kombinierte Planungsverfahren beginnt mit der optimierten und strukturabhängigen Planung für die erste Spannungsebene, die sowohl Nieder- als auch Mittelspannungsebene sein kann. Je nach Präferenz des Netzplaners kann diese erste Spannungsebene ein Strahlen-, Ring- oder Maschennetz sein. Dieser Planungsschritt erfolgt analog zum AP1.3. Das Resultat des ersten Planungsschritts ist ein optimiertes Zielnetz für die erste betrachtete Spannungsebene. Nachdem die erste Ebene geplant ist, wird ein Anreiz für die Planung der verbleibenden Spannungsebene (Mittel- oder Niederspannung) geschaffen, um Kabel in Kabelgräben zu verlegen, die bereits im Zielnetz der ersten Spannungsebene verwendet wurden. Da der Tiefbau für Kabelgräben deutlich kostenintensiver ist als das eigentliche Kabel, kann dies ein Ansatzpunkt für eine Reduktion der Ausbaukosten sein. Gleichzeitig steigen die Kosten für den Tiefbau nur geringfügig an, wenn mehrere Leitungen darin verlegt werden. Daher ist die Mini-

mierung der Länge der Kabelgräben ein geeigneter Ansatz, um das Verbundnetz wirtschaftlich zu optimieren. Abhängig von der Netzstruktur für die zweite Spannungsebene wird der Anreiz durch die Planungsalgorithmen unterschiedlich gesetzt. Ist für die zweite Spannungsebene eine Strahlen- oder Ringtopologie vorgesehen, wird der Anreiz durch eine virtuelle Anpassung der Längen für bereits genutzte Trassen im Planungsgraphen geschaffen. Dies liegt primär an der Art, wie die entsprechenden Planungsverfahren Ausbauentscheidungen treffen. Die Verfahren haben als Planungsgrundlage hierbei nur die Längen der Trassen ohne die Information, welche der Trassen bereits mit einem Kabel belegt wurde. Durch eine virtuelle Verkürzung der entsprechenden belegten Trassen geht diese Information in das Planungsverfahren ein und setzt einen entsprechenden Anreiz für die Belegung. Die Anpassung der Trassenlängen geschieht hierbei mittels Formel (1), in Abhängigkeit der Trassenkosten pro Länge c_r , der Leitungskosten pro Länge c_l und des Anreizfaktor $x_{inc} \in [0,1]$, der angibt, wie viel zusätzliche Grabenkosten durch einen zusätzlichen Leiter im Kabelgraben verursacht werden. Ein Faktor von $x_{inc} = 0$ würde bedeuten, dass keine zusätzlichen Kosten entstehen, wenn ein weiteres Kabel in den Kabelgraben gelegt wird, ein Faktor von $x_{inc} = 1$ würde bedeuten, dass die vollen zusätzlichen Grabenkosten für jedes zusätzliche Kabel zu berücksichtigen sind, was einer getrennten Planung der beiden Spannungsebenen entsprechen würde.

$$l_{neu} = l_{alt} \cdot \frac{x_{inc} \cdot c_r + c_l}{c_r + c_l} \quad (1)$$

Die Planung wird unter Berücksichtigung dieser virtuell reduzierten Grabenlängen durchgeführt. Anschließend werden für die abschließende technische und wirtschaftliche Bewertung wieder die ursprünglichen Längen unter Berücksichtigung der Mehrkosten durch eine Mehrfachbelegung der Gräben verwendet. Im Falle einer vermaschten Topologie auf der zweiten Spannungsebene können die Einsparungen durch geteilte Grabenkosten zwischen den Spannungsebenen direkt in der Fitnessfunktion des genetischen Algorithmus berücksichtigt werden. Der Grund dafür ist, dass Netzentwürfe, bei denen die Gesamtlänge der Kabelgräben kürzer ist, in der Regel geringere Gesamtkosten und damit einen besseren Fitnesswert aufweisen. Dies hat zur Folge, dass die entsprechenden Netzentwürfe mit höherer Wahrscheinlichkeit für die nächste Generation ausgewählt werden. Die Berechnung der resultierenden Kosten für einen Kabelgraben kann nach Formel (2) durchgeführt werden. In diese Gleichung fließen Variablen wie die Länge des zugehörigen Kabelgrabens l_{ct} die Kosten pro Längeneinheit eines Kabelgrabens c_{ct} , die Gesamtmenge der Kabel im Graben n_{Kabel} und der Anreizfaktor x_{inc} ein.

$$c_{tot,ct} = l_{ct} \cdot c_{ct} \cdot (1 + (n_{Kabel} - 1) \cdot x_{inc}) \quad (2)$$

Nachdem beide Spannungsebenen geplant wurden, müssen die verschiedenen Netzmodelle in ein gemeinsames Netzmodell integriert werden, das sowohl die Niederspannungs- als auch die Mittelspannungsebene enthält. Das Netzmodell wird hierfür durch ONS zwischen der Nieder- und Mittelspannungsebene ergänzt. Diese ONS enthalten DC/DC-Wandler, z. B. Dual Active Bridge. Dazu werden zunächst die Positionen der ONS bestimmt. Diese entsprechen den Medoiden der Niederspannungsversorgungsgebiete, welche im Clustering des Preprocessing bestimmt wurden. Für die Mittelspannungsnetzplanung werden diese als zusätzliche Netznutzer mit der Gesamtlast im Niederspannungsnetz als Leistungsbedarf modelliert. Für die Niederspannungsplanung stellen sie die Slack-Knoten dar, die die Leistung im Netz bilanzieren und eine konstante Spannung bereitstellen. Die Nennleistung der DC/DC-Wandler wird auf der Grundlage des maximalen Leistungsflusses in den Simulationen der einzelnen Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung einer Sicherheitsmarge festgelegt. Darüber hinaus wird für die Niederspannungsseite ein konstanter Spannungsregelungsmodus mit einer anpassbaren Zielspannung eingestellt, z. B. $v_{set} = 1.0$ p.u.. Im Gegensatz zu kombinierten Planungsansätzen für

Wechselstromnetze ohne Laststufenschalter, die eine effiziente Kopplung der Betriebsspannungen auf Mittelspannungs- und Niederspannungsebene berücksichtigen müssen, werden die Spannungen auf Mittel- und Niederspannungsseite durch die DC/DC-Wandler entkoppelt. Dies ermöglicht die hierarchische Planung der Spannungsebenen, ohne Spannungsreserven für die jeweils andere Ebene vorzusehen.

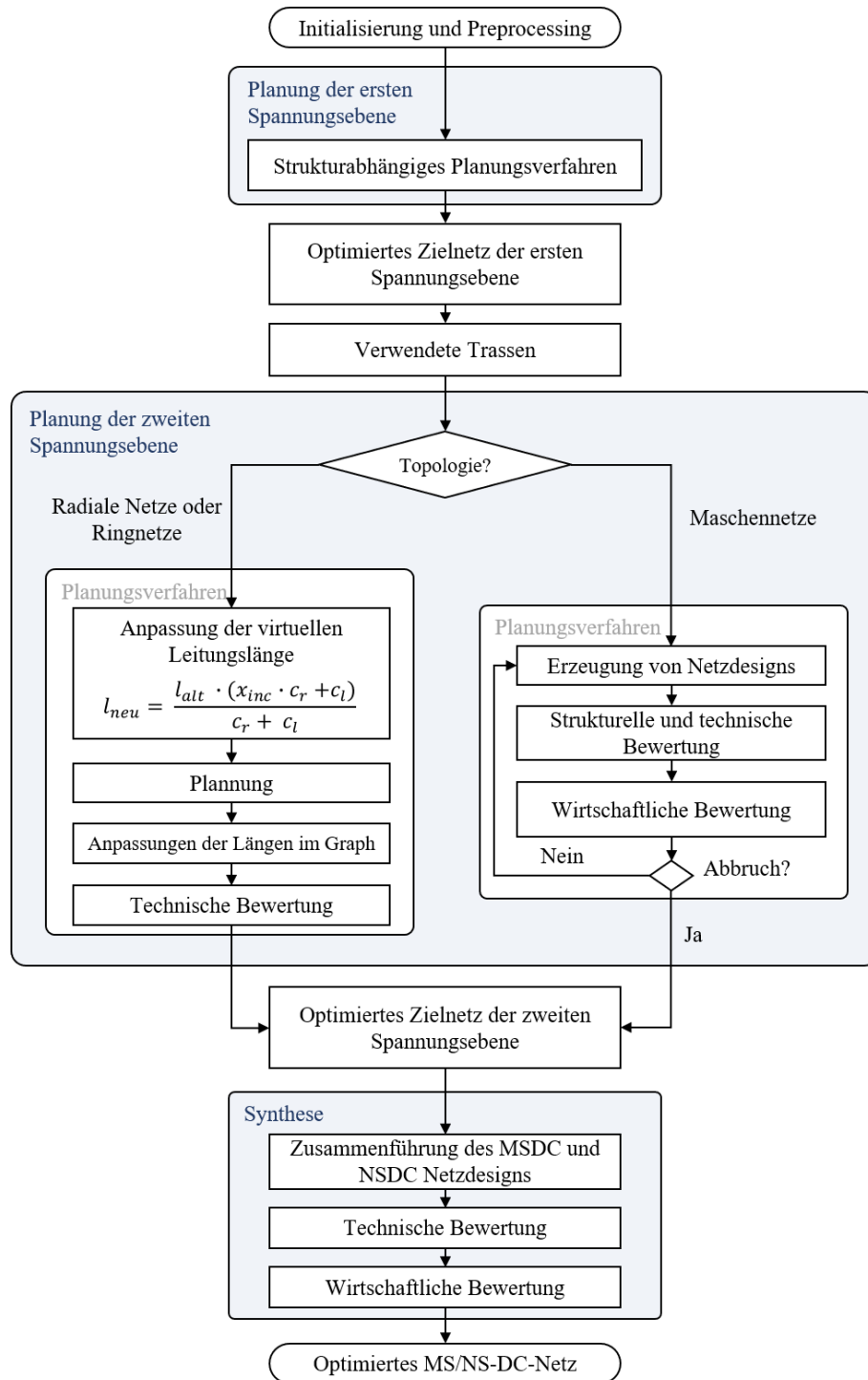


Abbildung 15: Ablaufdiagramm für die Planung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

2.1.4. AP1.4: Ausgestaltung von Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen

Um eine geeignete Systemarchitektur für künftige Gleichstromverteilnetze zu bestimmen, sind umfangreiche Variantenvergleiche erforderlich. In AP1.4 werden dazu die zuvor entwickelten Verfahren angewendet, um verschiedene Netzstrukturen zu analysieren. Auf dieser Basis lassen sich fundierte Empfehlungen zur Ausgestaltung von Mittel- und Niederspannungsnetzen ableiten.

Variantenrechnung hinsichtlich der Betriebsspannung

Struktureller und wirtschaftlicher Vergleich

In der Abbildung 16 werden die Längen der Leitungen und Gräben für die geplanten Netze mit unterschiedlichen Nennspannungen verglichen. Es ist zu erkennen, dass in Netzen mit geringen Nennspannungen deutlich höhere Kabellängen verbaut werden. Dies kann durch die höhere Leistungsübertragung bei einer Steigerung der Nennspannung und bei gleichbleibenden Kabelquerschnitten erklärt werden. Die übertragbare Leistung eines Kabels steigt hierbei linear mit der angelegten Spannung an. Durch die höhere übertragbare Leistung kann ein Kabel in der Mittelspannung mehr Netzkunden bzw. ONS versorgen, sodass weniger Netzringe bzw. weniger Kabel parallel verbaut werden müssen. Der Einfluss der Nennspannung auf die Grabenlänge ist ebenfalls erkennbar. Dieser Einfluss ist allerdings deutlich schwächer, was sich auf eine hohe Anzahl an Bündelungen von Kabeln in Gräben in Netzen mit geringer Nennspannung zurückführen lässt. In dem 15 kV Netz nähert sich die Kabellänge der Grabenlänge an, was bedeutet, dass hier die Grabenbündelung in einem geringeren Ausmaß stattfindet.

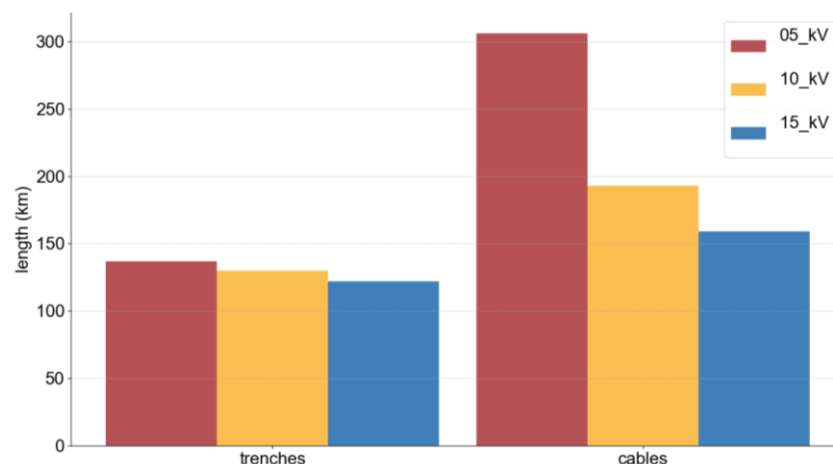


Abbildung 16: Leitungs- und Grabenlängen der geplanten Netze bei einer Variation der Nennspannung

Eine Abschätzung der Investitionskosten der drei geplanten Netze wird in der Abbildung 17 gezeigt. Die gesamten Investitionskosten der Netze verhalten sich äquivalent zu dem strukturellen Vergleich in Abbildung 16. Dementsprechend sind die Kosten für das 5-kV-Netz mit 41,2 Millionen Euro am höchsten, gefolgt vom 10-kV-Netz mit 37,7 Millionen Euro. Das 15-kV-Netz ist mit 35,7 Millionen Euro das günstigste. Die Kosten der unterschiedlichen Netze unterscheiden sich dabei lediglich in den Kosten für Leitungen bzw. Kabeln und den Kosten für den Tiefbau gemäß den Längen, die bereits in der Abbildung 16 gezeigt wurden. Eine Differenzierung der Kabelkosten in Abhängigkeit des Spannungsniveaus, welche auf höhere Anforderungen an die Isolation zurückzuführen ist, fand hierbei nicht statt. Bei den Kosten der Transformatoren und Umrichter wird ein Preis in Abhängigkeit der Leistung angenommen. Da die Gesamtleistung in allen drei Netzen (bis auf ggf. andere Netzverluste) identisch ist, wird dementsprechend ein identischer Preis angenommen. Eine Differenzierung der Transformatoren- und Umrichterkosten hinsichtlich eines höheren Aufwands für die Isolation bei höheren Nennspannungen findet nicht statt. Da Umrichter eine deutlich kürzere Lebensdauer als konventionelle Netzkomponenten

haben, wird ebenfalls ein Umrichter Aufschlag berechnet, die der Reinvestition in Umrichteranlagen entspricht. Durch diese Reinvestition haben alle betrachteten Netzkompontenten kalkulatorisch die gleiche erwartete Nutzungsdauer.

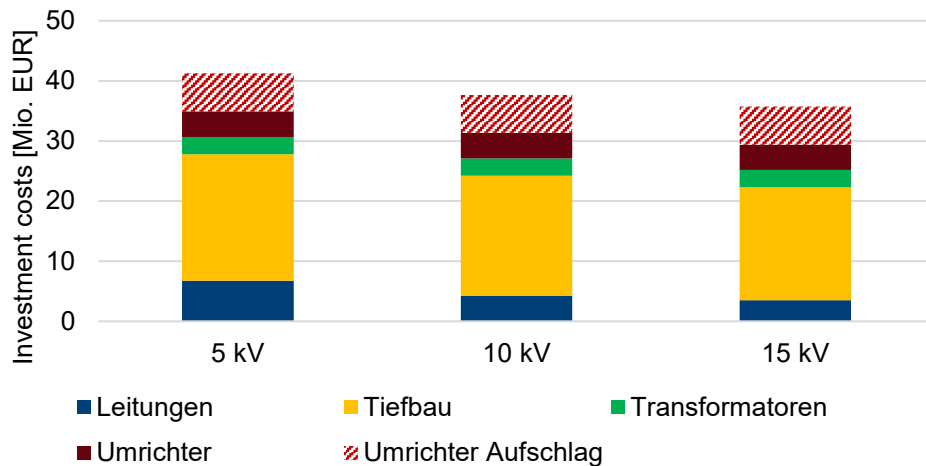


Abbildung 17: Investitionskosten der geplanten Netze bei einer Variation der Nennspannung

Technischer Vergleich

In der Abbildung 18 werden die Leitungsauslastungen in den drei Netzen dargestellt. Wichtig ist hierbei zu nennen, dass es sich nicht um das gleiche Netz handelt, sondern lediglich um ein identisches Planungsverfahren, dass drei Ringnetze basierend auf unterschiedlichen Nennspannungen für eine identische Versorgungsaufgabe erstellt. Bei dieser Darstellung ist dementsprechend kein eindeutiger Einfluss der Nennspannung auf die Leitungsauslastung zu erkennen.

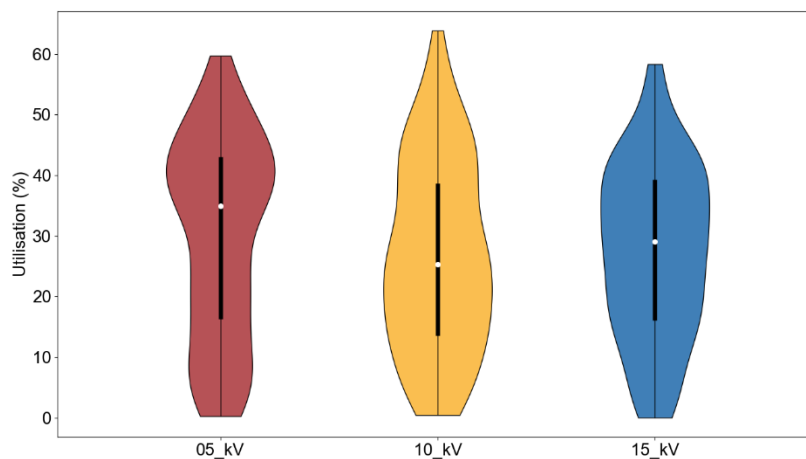


Abbildung 18: Leitungsauslastungen der geplanten Netze bei einer Variation der Nennspannung

Die Abbildung 19 zeigt die Spannungen an den Netzknoten der drei Netze. Es ist zu erkennen, dass das ausgenutzte Spannungsband für höhere Nennspannungen deutlich reduziert wird. Dieses Ergebnis ist zu erwarten, da höhere Spannungen mit entsprechend niedrigeren Strömen verbunden sind, die zu geringeren Spannungsabweichungen führen. Des Weiteren würde selbst bei einer identischen Strombelastung der prozentuale Spannungsabfall (welcher das PU-System widerspiegelt) aufgrund höherer Nennspannung und dementsprechend höherer Bezugsspannungen reduziert werden. Die maximale Spannungsabweichung vom Sollwert ist allerdings selbst für das 5-kV-Netz unter 1,025 p.u.. Dies ist auf das deutlich schmalere Spannungsband in DC-Netzen im Vergleich zu AC-Netzen zurückzuführen.

Da es sich bei dem Versorgungsgebiet um ein ländliches erzeugungsdominiertes Gebiet handelt, treten lediglich Spannungen über 1 p.u. auf.

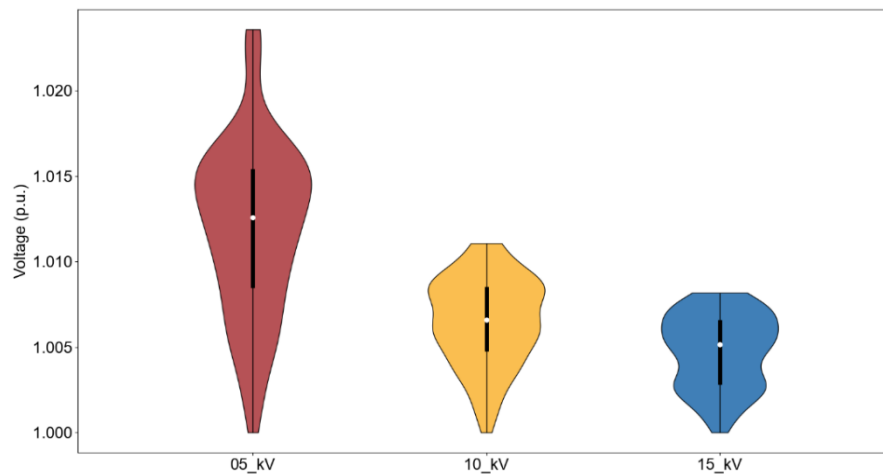


Abbildung 19: Knotenspannungen der geplanten Netze bei einer Variation der Nennspannung

Aus technischer Sicht kann zusammengefasst werden, dass die Wahl der Nennspannung einen Trade-off zwischen einer günstigeren Auslegung durch ein schmaleres Spannungsband und einen höheren Isolationsbedarf aufgrund von höheren Spannungen darstellt.

Variantenrechnung hinsichtlich der Netzstruktur

Struktureller und wirtschaftlicher Vergleich

In der Abbildung 20 sind die geplanten Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen visuell dargestellt. Die Netze werden hierbei basierend auf einer georeferenzierten Versorgungsaufgabe geplant. Die Verlegung der Kabel findet in den erfassten Straßenverläufen statt. In der linken Darstellung ist das radiale Netz zu sehen. Die Einfärbung entspricht hierbei den Leitungsauslastungen. Es ist zu erkennen, dass die Leitungen in der Nähe des Transformators zur Hochspannungsebene, welcher im Zentrum der Abbildung verortet ist, stärker ausgelastet sind. Zum Ende der Abgänge ist eine schwächere Auslastung der Leitungen zu erkennen. In der Mittleren Darstellung ist das Ringnetz zu sehen. Zwecks Differenzierung mit dem Maschennetz, werden die einzelnen Ringe des Ringnetzes farblich differenziert. Insgesamt sind 13 unterschiedliche Ringe in diesem Netz zu erkennen. Auf der rechten Seite ist das Maschennetz zu sehen. Die Einfärbung entspricht hier erneut den Auslastungen der Leitungen. Im Vergleich zum radialen Netz ist hierbei eine deutlich geringere und unregelmäßigere Auslastung zu beobachten.

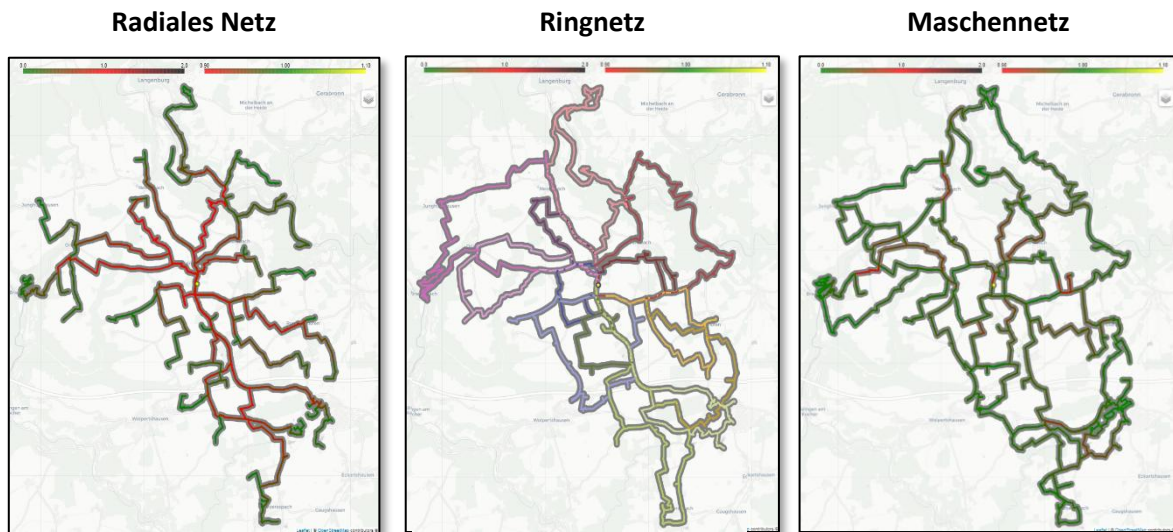


Abbildung 20: Darstellung der geplanten Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen

In der Abbildung 21 werden die Längen der Leitungen bzw. Kabel und Gräben für die geplanten Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen dargestellt. Es ist zu erkennen, dass Netze mit einem höheren Vermaschungsgrad eine erhöhte Grabenlänge aufweisen. Aufgrund der steigenden Vermaschung wird eine höhere Anzahl an Routen zu den Netzknoten benötigt, was in einer höheren Gesamtgrabenlänge resultiert. Die radiale Netzstruktur weist insgesamt die geringste Kabellänge auf, da in dieser Netzstruktur keinerlei Redundanzen eingeplant werden. Ringnetze weisen in diesem Fall eine höhere Kabellänge als Maschennetze auf, da in dieser Netzstruktur in jedem Ring eine Redundanz in Form einer $(n-1)$ -Zuverlässigkeit gefordert wird. Aufgrund der hohen Anzahl an Netzingen führt dies zu einer hohen Leitungslänge, die zur Bereitstellung dieser Redundanzen verlegt werden muss. Im Maschennetz hingegen ist mindestens eine $(n-1)$ -Zuverlässigkeit im Gesamtnetz gefordert. Dies ist die Ursache für die leicht erhöhte Kabellänge des Ringnetzes im Vergleich zum Maschennetz. Da die Gesamtlänge der Gräben im Maschennetz trotzdem größer ist, muss in Planung der Ringnetze eine massive Nutzung von Mehrfachbelegungen von Gräben stattfinden.

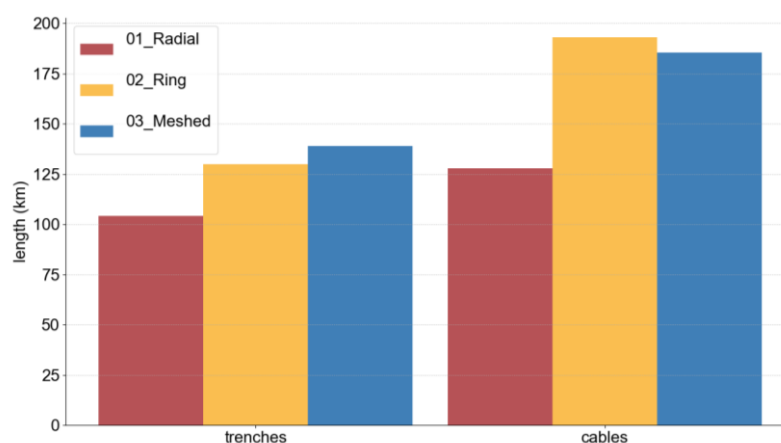


Abbildung 21: Leitungs- und Grabenlängen der geplanten Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen

In der Abbildung 22 ist eine Abschätzung der Investitionskosten der drei Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen zu sehen. Hierbei ist zu erkennen, dass stärker vermaschte Netzstrukturen mit höheren Investitionskosten verbunden sind. Dies entspricht den Ergebnissen der Abbildung 21, da die höheren

Grabenlängen, die mit einer höheren Vermaschung einhergehen, einen stärkeren Einfluss auf die Investitionskosten haben als die Leitungslängen. Die Investitionskosten des radialen Netzes betragen 32,3 Millionen Euro, die damit etwas geringer sind, als die Kosten des Ringnetzes mit 37,7 Millionen Euro. Das Maschennetz ist mit 51,2 Millionen Euro das mit Abstand teuerste Netz. Auffällig hierbei sind die Kosten für Kabel, welche für das Maschennetz mit Abstand am höchsten sind. Dies ist auf die deutlich dickeren Leiterquerschnitte zurückzuführen, die im Maschennetz eingesetzt werden. Die Kosten für Transformatoren und Umrichter sind für alle drei Netze identisch, da in allen Fällen die gleiche Versorgungsaufgabe angenommen wird und gleiche Anforderungen an die Zuverlässigkeit dieser Betriebsmittel gestellt werden. Dementsprechend kann eine identische Dimensionierung dieser Betriebsmittel angenommen werden. Da Umrichter eine deutlich kürzere Lebensdauer als konventionelle Netzkomponenten haben, wird ebenfalls ein Umrichter Aufschlag berechnet, die der Reinvestition in Umrichteranlagen entspricht. Durch diese Reinvestition haben alle betrachteten Netzkomponenten kalkulatorisch die gleiche erwartete Nutzungsdauer.

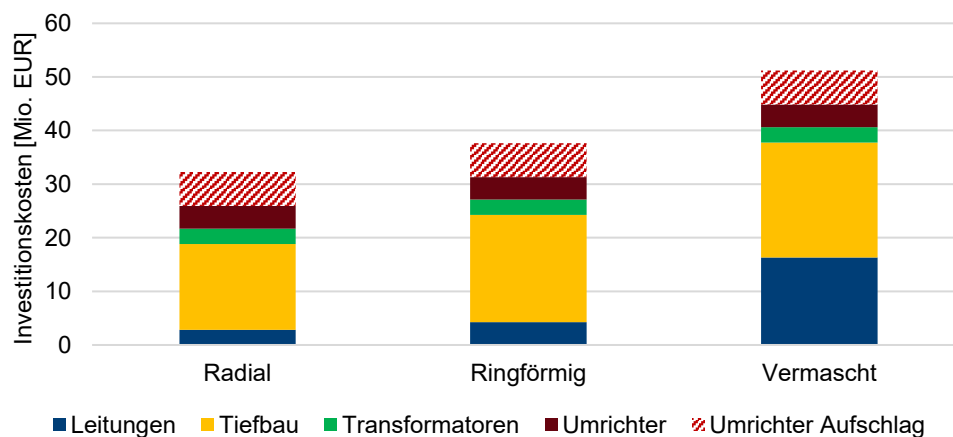


Abbildung 22: Investitionskosten der geplanten Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen

Technischer Vergleich

In der Abbildung 23 sind die Leitungsauslastungen der drei Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen dargestellt. Hierbei sind im radialen Netz, wie bereits in der Abbildung 20 zu sehen war, die höchsten Leitungsauslastungen vorhanden. Die hohen Auslastungen sind auf die fehlende Redundanz im Netz zurückzuführen. Hierdurch kann eine Leitung bis zu einer Auslastung von 100 % betrieben werden. Das Ringnetz hat die geringste maximale Auslastung der drei betrachteten Netze. Aufgrund der ringförmigen Struktur und einer Redundanz in jedem Ring ist die Auslastung in diesem Netz gleichmäßig und steht unter 60 % der zulässigen Maximalauslastung. Im Maschennetz sind die Auslastungen im Mittel geringer als in den anderen Netzen. Dies ist auf die höhere Anzahl an Leitungen zurückzuführen, die eine Vermaschung ermöglichen. Gemittelt über die höhere Anzahl an Leitungen ist die Auslastung gering. Die maximale Auslastung ist im Maschennetz höher als im Ringnetz. Dies ist ebenfalls auf die Redundanz im Netz zurückzuführen. Im Maschennetz wird mindestens eine Redundanz für den Ausfall eines Betriebsmittels im gesamten Netz vorgehalten. Aufgrund der vermaschten Struktur kann diese Redundanz allerdings durch die Aufteilung der Leistungsflüsse über mehrere Leitungen im (n-1)-Fall erfolgen. Dies erlaubt eine höhere Betriebsmittelauslastung im Normalbetrieb ohne unzulässige Leistungsflüsse im (n-1)-Fall.

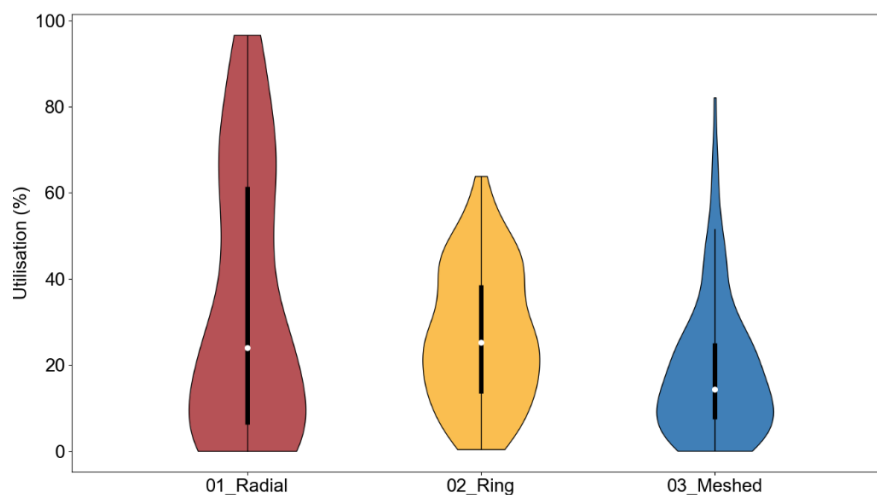


Abbildung 23: Leitungsauslastungen der geplanten Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen

In der Abbildung 24 sind die Knotenspannungen in den geplanten Netzen bei unterschiedlichen Netzstrukturen zu sehen. Es ist zu erkennen, dass sich das ausgenutzte Spannungsband mit einem steigenden Vermaschungsgrad verkleinert. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Netzimpedanz mit einem steigenden Vermaschungsgrad abnimmt. Eine sinkende Netzimpedanz führt zu geringeren Spannungsabfällen im Netz. Die maximale Spannungsabweichung vom Nennwert ist allerdings selbst für das radiale Netz noch unter 1,02 p.u.. Dies ist auf das deutlich schmalere Spannungsband in DC-Netzen im Vergleich zu AC-Netzen zurückzuführen. Da es sich bei dem Versorgungsgebiet um ein ländliches erzeugungsdominiertes Gebiet handelt, treten lediglich Spannungen über 1 p.u. auf.

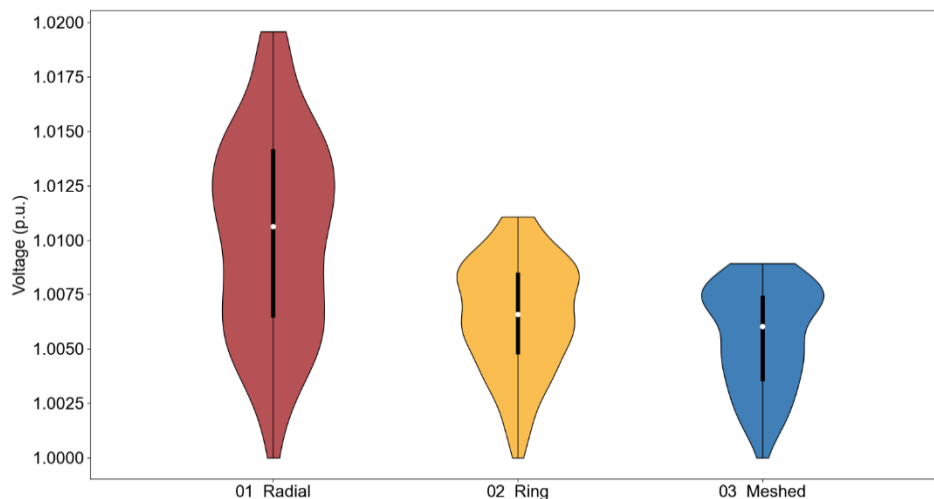


Abbildung 24: Knotenspannungen der geplanten Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen

Zusammengefasst kann gesagt werden, dass die Wahl der Netzstruktur immer ein Trade-off zwischen Kosten für Betriebsmittel bzw. Gräben und den eingeplanten Redundanzen im Netz darstellt. Eine radiale Netzstruktur ist in heutigen Mittelspannungsnetzen aufgrund fehlender Redundanz nicht vorgesehen. In DC-Netzen wird hierbei keine Änderung erwartet. Aufgrund der deutlich höheren Kosten des Maschennetzes und der (zumindest qualitativ) nicht höheren Zuverlässigkeit gegenüber den Ringnetzen, ist basierend auf den vorliegenden Ergebnissen eine Ringnetzstruktur für DC-Mittelspannungsnetze zu empfehlen. Für die Niederspannung sind weiterhin radiale Netzstrukturen denkbar. Aufgrund der höheren und (aufgrund geringerer Spannungsanfälle) weiteren Leistungsübertragung, welche mit DC-Netzen möglich ist, kann eine Ring- oder Maschennetzstruktur in der Niederspannung sinnvoll sein,

sofern aufgrund der größeren Versorgungsgebiete eine höhere Anforderung an die Zuverlässigkeit besteht. Hierfür sind weiterführende quantitative Untersuchungen der Zuverlässigkeit notwendig.

Variantenrechnung hinsichtlich der Dimensionierung der Ortsnetzstationen

Die Variantenrechnung der Dimensionierung der ONS wurde für vier Gebiete durchgeführt. Diese Gebiete bestehen aus Stadtzentren (A), vorstädtischen Gebieten (B), ländlichen Gebieten (C) und sehr ländlichen Gebieten (D).

Struktureller und wirtschaftlicher Vergleich

Abbildung 25 zeigt die Leitungs- und Grabenlängen in den geplanten Netzen bei drei verschiedenen Nennleistungen der ONS. Die Ergebnisse zeigen, dass eine höhere Nennleistung zu einer Verringerung der Mittelspannungsleitungslänge und einer Erhöhung der Niederspannungsleitungslänge führt. Die Niederspannungsversorgungsgebiete werden mit steigender Nennleistung größer und eine geringere Anzahl von ONS wird benötigt. Der Einfluss auf die Grabenlänge ist nicht eindeutig, zeigt jedoch eine Tendenz zu kürzeren Grabenlängen bei höheren Nennleistungen.

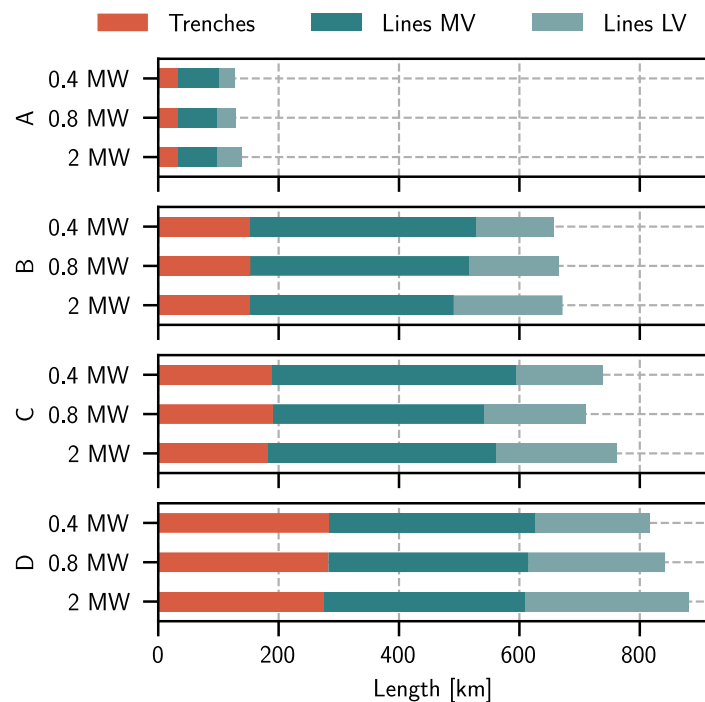


Abbildung 25: Leitungs- und Grabenlängen der geplanten Netze bei unterschiedlichen Nennleistungen der ONS. In Abbildung 26 sind die Annuitätskosten der geplanten Netze bei unterschiedlichen Nennleistungen der ONS dargestellt. Die Ergebnisse zeigen keine eindeutigen Trends, es ist aber ersichtlich, dass eine höhere Nennleistung der ONS zu einer Erhöhung der Netzverluste führt. Diese Erhöhung ist teilweise durch höhere Leitungsverluste bedingt, welche sich durch die größeren Niederspannungsversorgungsgebiete ergeben. Zusätzlich steigen durch eine höhere Nennleistung der ONS auch die Verluste der DC/DC-Wandler, da die durchschnittlichen Wirkungsgrade der Wandler mit steigender Nennleistung sinken. Es ist jedoch zu erwarten, dass die zukünftigen Technologieentwicklungen zu höheren Wirkungsgraden führen, wodurch der Anteil der Verlustkosten an den Annuitätskosten des Systems sinken.

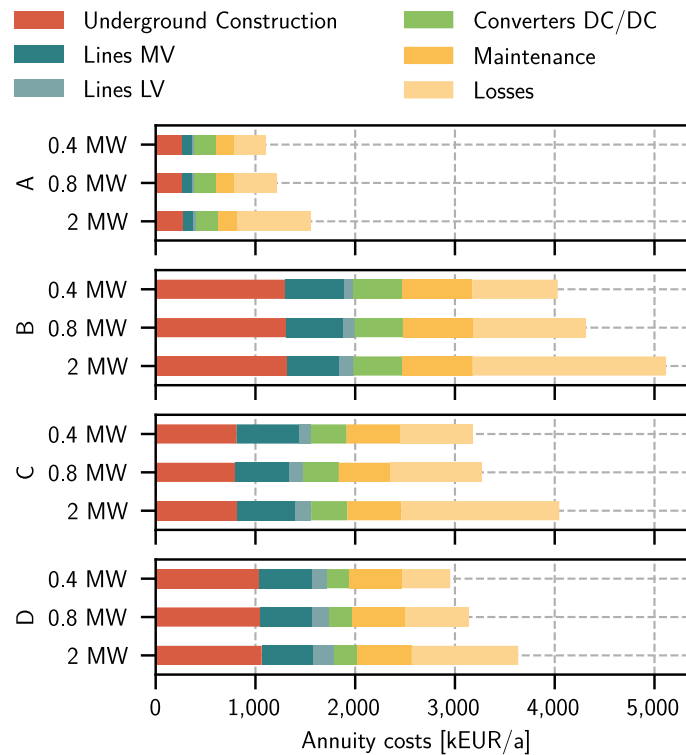


Abbildung 26: Annuitätskosten der geplanten Netze bei unterschiedlichen Nennleistungen der ONS

Technischer Vergleich

Wie in Abbildung 27 dargestellt, weist die Nennleistung der ONS einen Einfluss auf die Leitungsauslastungen in den geplanten Netzen auf. Es ist zu erkennen, dass höhere Nennleistungen zu einer Erhöhung der durchschnittlichen Leitungsauslastungen führen. Dieser Einfluss ist durch die Vergrößerung der Niederspannungsversorgungsgebiete und der damit verbundenen Erhöhung der Netzkundenanzahl erklärbar.

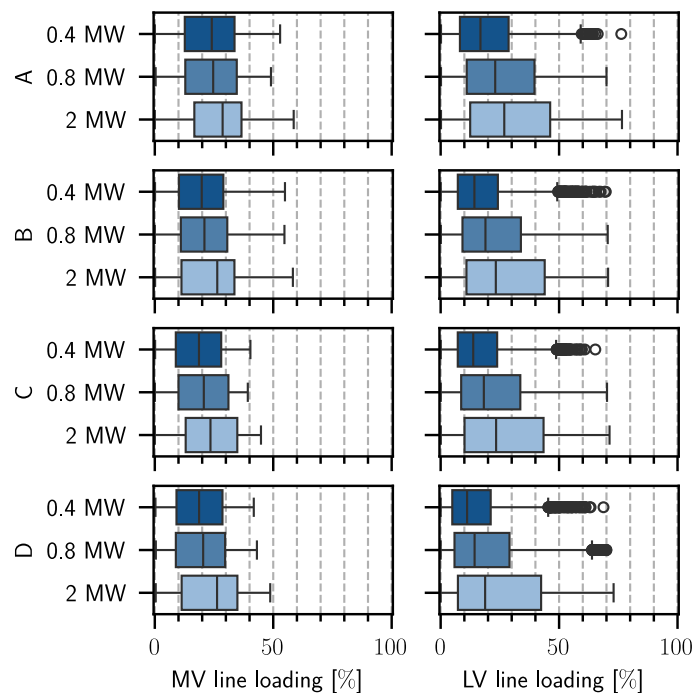


Abbildung 27: Leitungsauslastungen in den geplanten Netzen bei unterschiedlichen Nennleistungen der ONS

Die Knotenspannungen in Abbildung 28 weisen geringere Spannungswerte bei höheren Nennleistungen auf. Dies ist insbesondere bei den Niederspannungsknoten im Gebiet D zu sehen. Dieser Einfluss ist durch höhere Spannungsabfälle zu begründen, welche aufgrund des größeren Niederspannungsversorgungsgebiets und der dadurch bedingten höheren Leitungslängen auftreten.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Dimensionierung der Ortsnetzstationen auf Basis der Eigenschaften des Versorgungsgebiets, der Nennspannung und der Entwicklung der Verluste der DC/DC-Wandler erfolgen sollte. Die Ergebnisse deuten jedoch darauf hin, dass im Vergleich zu AC-Netzen, DC-Netze größere Niederspannungsversorgungsgebiete ermöglichen können.

Bei der Dimensionierung der ONS können zusätzlich Extremwerte betrachtet werden, bei denen die Ortsnetzstationen sehr niedrige bzw. sehr hohe Nennleistungen erhalten. Durch die Reduktion der Nennleistung werden die unterlagerten Niederspannungsversorgungsgebiete eingeschränkt. Im Extremfall besteht das Verteilnetz dabei ausschließlich aus der Mittelspannungsebene. Analog wird bei sehr hohen Nennleistungen der ONS das Versorgungsgebiet allein durch die Niederspannungsebene versorgt. Dies entspricht einer Planung von Gleichstromverteilnetzen mit einer einzelnen Spannungsebene. In beiden Fällen ist eine Fortführung der beschriebenen Einflüsse hinsichtlich der Dimensionierung der ONS zu erwarten. Aufgrund von verändertem Konvergenzverhalten des Planungsverfahrens in den Extremfällen, liegen dazu jedoch keine numerischen Ergebnisse vor.

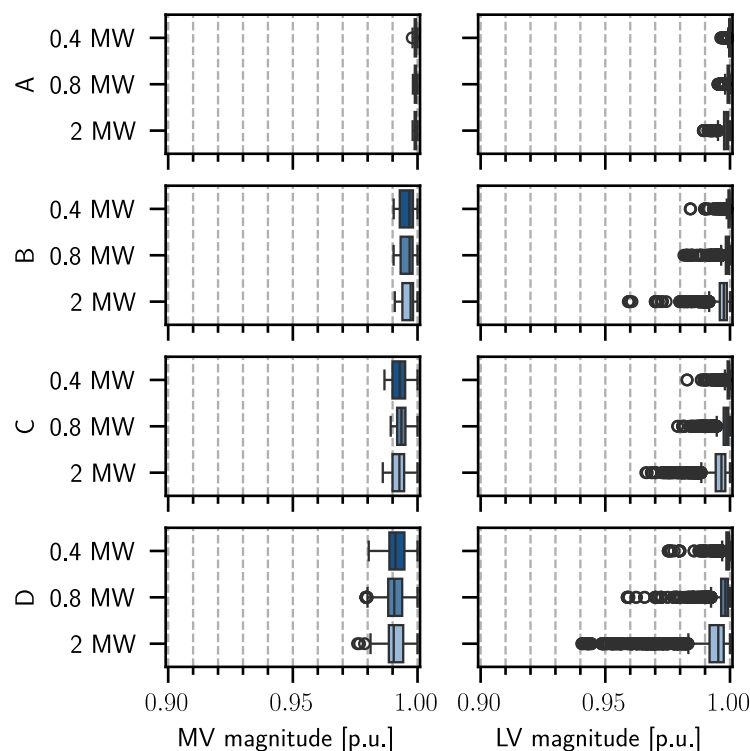


Abbildung 28: Knotenspannungen in den geplanten Netzen bei unterschiedlichen Nennleistungen der ONS

Vergleichsrechnung zwischen einer kombinierten und getrennten Planung

Im Folgenden werden die Ergebnisse der kombinierten Grundsatzplanung von Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen dargestellt. Hierbei werden die entwickelten Verfahren exemplarisch auf ein städtisches und ein ländliches Versorgungsgebiet angewendet. Das ländliche Netz umfasst 11.430 Anlagen, die an 1739 Niederspannungs- und 104 Mittelspannungsknoten angeschlossen sind, mit einer Gesamtlast von 37 MW im auslegungsrelevanten Starklastfall. Das städtische Versorgungsgebiet umfasst 19.872 Anlagen an 1.271 Niederspannungs- und 414 Mittelspannungsknoten, mit einer

Gesamtlast von 110 MW im auslegungsrelevanten Starklastfall. Die Fläche des städtischen Gebietes ist kleiner, sodass die Leistungsdichte in diesem Bereich deutlich höher ist. Im Rahmen der Netzplanung wird der Anteil der zusätzlichen Tiefbaukosten für jedes zusätzliche Kabel, das in einem Kabelgraben verlegt wird, variiert. Dadurch ändert sich der Anreiz, Nieder- und Mittelspannungskabel in denselben Kabelgräben zu verlegen. Die im Referenzplanungsfall angenommene Konfiguration der einzelnen Netzebenen ist in der Tabelle 3 gezeigt.

Tabelle 3: Referenzparameter der Untersuchungen

Parameter	Spannungslevel	
	NS	MS
Spannung	0,4 kV	10 kV
Topologie	Radiales Netz	Ringnetz
Anreizfaktor x_{inc}	0,2	

Die Wahl des Skalierungsfaktors $x_{inc} = 0,2$ ist gleichbedeutend mit der Annahme, dass sich die Tiefbaukosten, ausgehend vom ersten Kabel, mit jedem weiteren Kabel, das in einem Kabelgraben verlegt wird, um 20 % der ursprünglichen Kosten erhöhen.

Für die Netzplanung können verschiedene Parameter definiert werden, die jeweils unterschiedliche Auswirkungen auf die Netzauslegung haben. Wesentliche Eingangsparameter werden im Vergleich zur Referenzkonfiguration variiert, um ihren Einfluss auf die Struktur des Zielnetzes zu untersuchen.

Einfluss des Anreizfaktors x_{inc}

Ein wesentlicher Parameter für die kombinierte Planung ist der Anreizfaktor x_{inc} , mit dem die Tiefbaukosten für zusätzlich in einen genutzten Graben verlegte Kabel skaliert werden. Dieser Faktor bestimmt, inwieweit das Planungsverfahren der zweiten Spannungsebene durch das Netzdesign der ersten Spannungsebene beeinflusst wird. Dazu werden Simulationen mit Werten von $x_{inc} = 0$ und $x_{inc} = 1$ durchgeführt und mit den Ergebnissen des Referenzfalls $x_{inc} = 0,2$ verglichen. Wird der Skalierungsfaktor von $x_{inc} = 1$ gewählt, so beeinflussen sich die verschiedenen Spannungsebenen nicht gegenseitig und die anfänglichen Tiefbaukosten werden für jedes Kabel einzeln im Planungsprozess angesetzt. Dementsprechend kann dieser Fall als eine getrennte Planung der verschiedenen Spannungsebenen interpretiert werden. Wird der Skalierungsfaktor auf $x_{inc} = 0$ gesetzt, ist der Einfluss der Anfangsspannungsebene auf die Struktur der nachfolgenden Spannungsebene maximal. In diesem Fall entstehen keine zusätzlichen Tiefbaukosten für zusätzliche Kabel, die in einen genutzten Kabelgraben gelegt werden. Stattdessen werden nur die zusätzlichen Leitungskosten berücksichtigt. Abbildung 29 zeigt die Auswirkungen dieses Skalierungsfaktors auf die Trassen- und Leitungslängen sowohl für das ländliche als auch für das städtische Versorgungsgebiet.

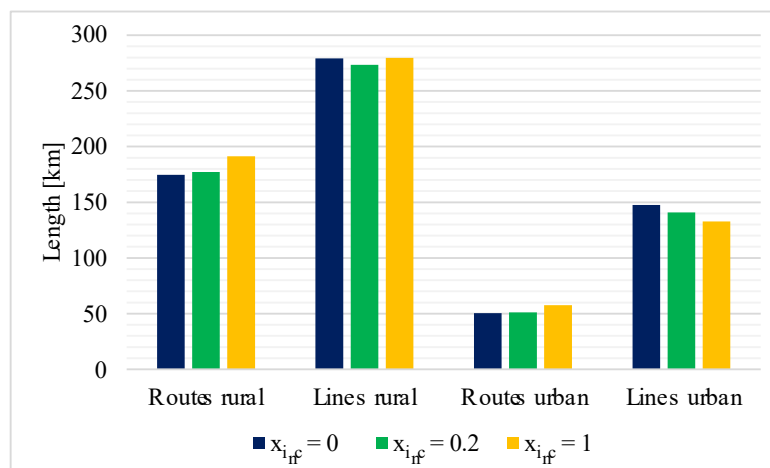


Abbildung 29: Graben- und Leitungslängen für das städtische und ländliche Versorgungsgebiet in Abhängigkeit des Anreizfaktors x_{inc}

Für das ländliche Versorgungsgebiet ergibt sich bei einem Skalierungsfaktor von $x_{inc} = 1$ eine Grabenlänge von 191,3 km und eine Leitungslänge von 279,6 km. Dies bedeutet, dass die gesamte Grabenlänge im Vergleich zum Referenzfall um 7,9 % zunimmt, während die Leitungslängen um 2,2 % steigen. Diese geringe Zunahme der Leitungslänge ist unerwartet, könnte aber z.B. durch leicht unterschiedliche Clustering-Ergebnisse im Vorverarbeitungsschritt verursacht werden. Im städtischen Versorgungsgebiet nehmen die Kabelgrabenlängen im Vergleich zum Referenzfall um 12,7 % zu. Gleichzeitig sinkt die Länge der Leitungen um 5,8 %. Dies deutet darauf hin, dass die Längen der Kabelgräben mit einem Anreizfaktor $x_{inc} < 1$ reduziert werden können, wobei die Auswirkungen auf die Leitungslängen eher unklar sind. Da die Kosten für den Tiefbau, die vor allem von der Länge der Gräben abhängen, in der Regel höher sind als die Kosten für die Leitungen, können durch einen kombinierten Netzplanungsansatz der Nieder- und Mittelspannungsebene Kosten eingespart werden. Bei Freileitungen, die in dieses Arbeitspaketes nicht untersucht wurden, könnten diese Effekte auch in Abhängigkeit vom Verhältnis der Kosten für Leiter und Masten auftreten. Die Methodik ist prinzipiell für Kabel als auch für Freileitungen anwendbar. Bei Kabelnetzen sind die unterirdischen Baukosten pro Länge in der Regel höher als die Kosten für die Leitungen, was sich positiv auf die Gesamtnetzkosten auswirkt. Bei einer weiteren Reduzierung des Anreizfaktors zu $x_{inc} = 0$ ist ein leichter Rückgang der Grabenlängen sowohl für das ländliche (1,4 %) als auch für das städtische Versorgungsgebiet (1,05 %) zu beobachten. Die Untersuchungen zeigen, dass eine weitere Verringerung des Skalierungsfaktors von $x_{inc} = 0,2$ auf $x_{inc} = 0$ einen geringen Einfluss auf die Gesamtkosten der Netzauslegungen hat.

Einfluss der Startspannungsebene

Da das kombinierte Planungsverfahren von einer bestimmten Anfangsspannungsebene ausgeht, ist es notwendig, den Einfluss der Wahl dieser Anfangsspannungsebene zu ermitteln. Dabei ist es möglich, entweder zuerst die Netze der Niederspannungsebene oder das darüber liegende Mittelspannungsnetz zu planen. Die im Netzentwurf dieser ersten Spannungsebene verwendeten Trassen werden für das Planungsverfahren der nachfolgenden Ebene angepasst. Damit wird der wirtschaftliche Vorteil der Mehrfachbelegung von Kabelgräben berücksichtigt. Abbildung 30 zeigt die Gesamtlänge der Kabel (= Leitungen) und Kabelgräben (= Trassen) in Abhängigkeit von der gewählten Startspannungsebene (Nieder- oder Mittelspannung) sowohl für das städtische als auch für das ländliche Versorgungsgebiet.

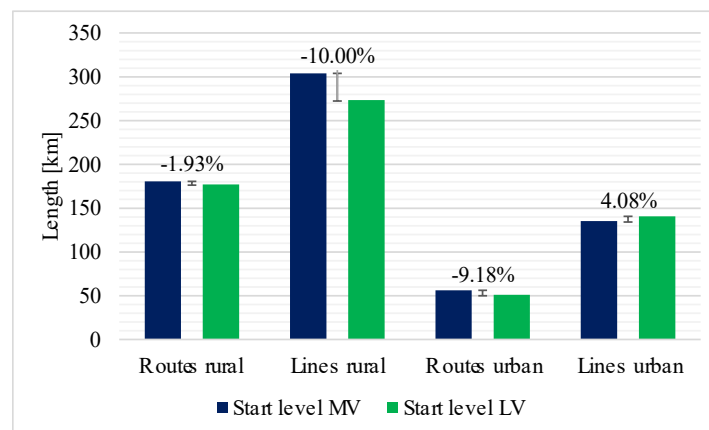


Abbildung 30: Graben- und Leitungslängen für das städtische und ländliche Versorgungsgebiet für unterschiedliche Startspannungsebenen

Wird die Mittelspannungsebene als Ausgangsebene für die kombinierte Planung im ländlichen Versorgungsgebiet gewählt, ergibt sich eine Grabenlänge von 180,7 km, während sich eine Länge von 177,3 km ergibt, wenn zuerst die Niederspannungsebene geplant wird. Ebenso nehmen die Leitungslängen ab, wenn die Planung auf der Niederspannungsebene basiert. So ergeben sich 303,9 km, wenn die Mittelspannungsebene zuerst geplant wird, und 273,5 km, wenn die Niederspannungsebene als Startebene dient. Die Investitionskosten des Netzes, einschließlich der Kosten für den unterirdischen Bau und die Kabel, betragen 37,7 Mio. €, wenn die Mittelspannungsebene als Startebene gewählt wird, und 36,8 Mio. €, wenn die Planung auf der Niederspannungsebene basiert.

Ein ähnlicher Trend ist für das städtische Versorgungsgebiet zu beobachten. Erwartungsgemäß sind die Gesamtlängen generell geringer als im ländlichen Versorgungsgebiet. Die Grabenlänge beträgt 56,2 km (Planung auf Basis der Mittelspannungsebene) und 51 km für die Niederspannungsebene als Startebene. Mit 135,3 km ist die Gesamtlänge der Leitungen um 5,5 km geringer, wenn die Mittelspannungsebene als Startebene gewählt wird. Dementsprechend liegen die Investitionskosten bei 13,3 Mio. € (Niederspannungsebene als Startebene) im Vergleich zu 13,6 Mio. € bei der Planung auf Basis der Mittelspannungsebene.

Aus den Simulationen lässt sich ableiten, dass die Wahl der Niederspannungsebene als Startebene für die beiden Untersuchungsgebiete und die zugrunde liegende Parametrisierung Vorteile hinsichtlich der Leitungs- und Kabelgrabenlängen und der damit verbundenen Kosten hat. Allerdings können auch andere Aspekte, wie die Clusterung der einzelnen Niederspannungsnetznutzer in entsprechende Versorgungsgebiete, Einfluss auf die Trassen- und Leitungslängen haben. Dennoch zeigt die Niederspannungsebene als Ausgangsebene leichte Vorteile, sodass sie als Ausgangsebene für die weiteren Untersuchungen verwendet wird.

2.1.5. AP1.5: Leitungs- und Stationskonfigurationen von Mittel- und Niederspannungsstromnetzen

Da für Gleichstromnetze unterschiedliche Netzkonzepte mit jeweils spezifischen Vor- und Nachteilen existieren, werden in AP1.5 bevorzugte Konfigurationen für Stationen und Leitungen jeder Spannungsebene untersucht. Die Analysen bauen auf den Ergebnissen aus AP1.4 auf und berücksichtigen die zuvor identifizierten Ausgestaltungen, um fundierte Entscheidungen für die Netzentwicklung zu ermöglichen.

Bei den Untersuchungen werden drei Leitungs- und Stationskonfigurationen betrachtet, welche in Abbildung 31 und Abbildung 32 dargestellt sind. Abbildung 31 zeigt die monopolare Konfiguration, wobei Abbildung 31a) die symmetrisch monopolare (SMC) und Abbildung 31b) die asymmetrisch monopolare Konfiguration (AMC) abbildet. In Abbildung 32 ist die bipolare Konfiguration (BC) dargestellt.

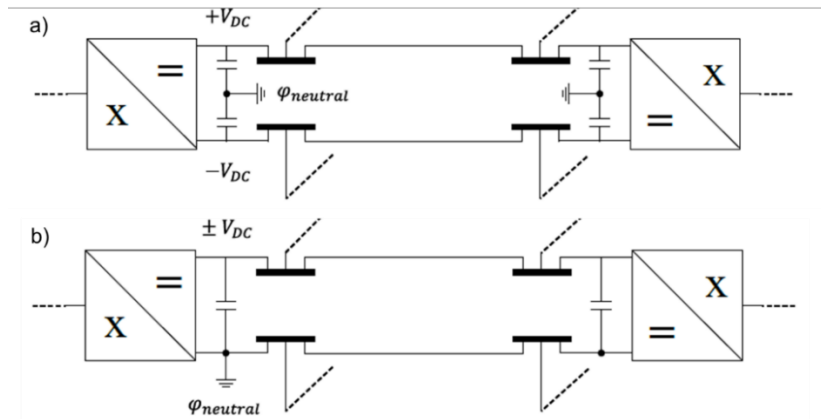


Abbildung 31: Schematische Darstellung einer a) symmetrisch monopolaren b) einer asymmetrisch monopolaren Konfiguration

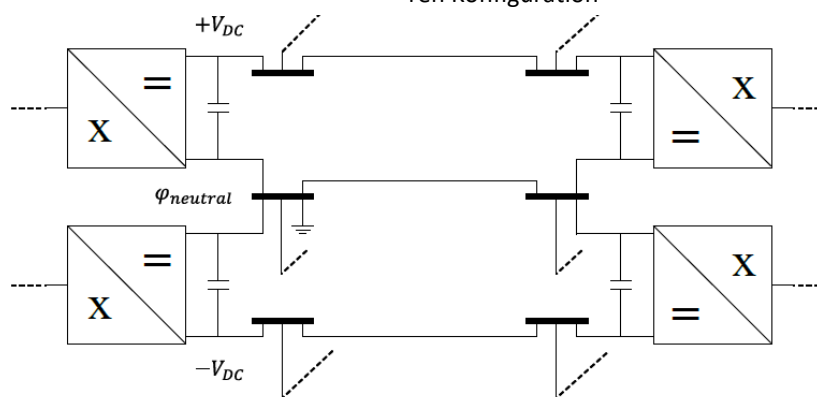


Abbildung 32: Schematische Darstellung einer bipolaren Konfiguration

Die Konfigurationen unterscheiden sich in Merkmalen bezüglich der Anzahl der Wandler, sowie des Isolationsbedarfs der Leiter. Die Merkmale der Konfigurationen sind in Tabelle 4 aufgelistet.

Tabelle 4: Merkmale der Konfigurationen.

Konfiguration	Wandler je Station	Leiter mit hoher Isolation	Leiter mit geringer Isolation
Asymmetrisch monopolar	1	1	1
Symmetrisch monopolar	1	2	0
Bipolar	2	2	1

Struktureller und wirtschaftlicher Vergleich

In Abbildung 33 sind die Leitungs- und Grabenlängen dargestellt, die aus der Planung mit den unterschiedlichen Konfigurationen resultieren. Die Ergebnisse zeigen, dass die SMC und die BC zu identischen Ergebnissen bezüglich der Leitungslängen führen. Dies ist zu erwarten, da beide Konfigurationen dieselbe Leiter-Leiter-Spannung ($2 V_{DC}$) aufweisen und damit dieselbe Leistungsübertragung ermöglichen. Bei der AMC beträgt die Leiter-Leiter-Spannung die Hälfte des Wertes bei der SMC und BC. Die damit verbundene geringere Leistungsübertragung führt zu längeren Leitungs- und Gabenlängen.

Die Investitionskosten der Konfigurationen sind abhängig von der benötigten Anzahl und Leistung der Wandler, sowie der Art und Anzahl der Leiter, welche Tabelle 4 entnommen werden können. Zur Schätzung der Investitionskosten ist eine Kostenschätzung für die benötigten Betriebsmittel notwendig. Die Kabel- und Tiefbaukosten sind dabei gut abschätzbar und wurden bereits in AP1.4 angenommen. Die Verfügbarkeit der Kosten von Betriebsmitteln, insbesondere bei neuartigen Konzepten, ist jedoch begrenzt. Da für die Wandler keine Kostenangaben der Hersteller vorhanden sind, wurden Annahmen getroffen. Dazu wurden aufgrund der doppelten Anzahl der Wandler, für die BC die doppelten Wandler-Kosten im Vergleich zu der AMC und SMC angenommen.

Abbildung 34 zeigt die Annuitätskosten für die geplanten Netze mit den drei Konfigurationen. In allen drei betrachteten Gebieten sind die Annuitätskosten am geringsten bei der SMC. Der Unterschied zwischen der SMC und der AMC lässt sich auf die geringere Leitungs- und Grabenlänge bei der SMC zurückführen, sowie der damit verbundenen geringeren Verluste. Der Kostenunterschied zwischen der SMC und der BC ist auf die höheren Wandlerkosten zurückzuführen.

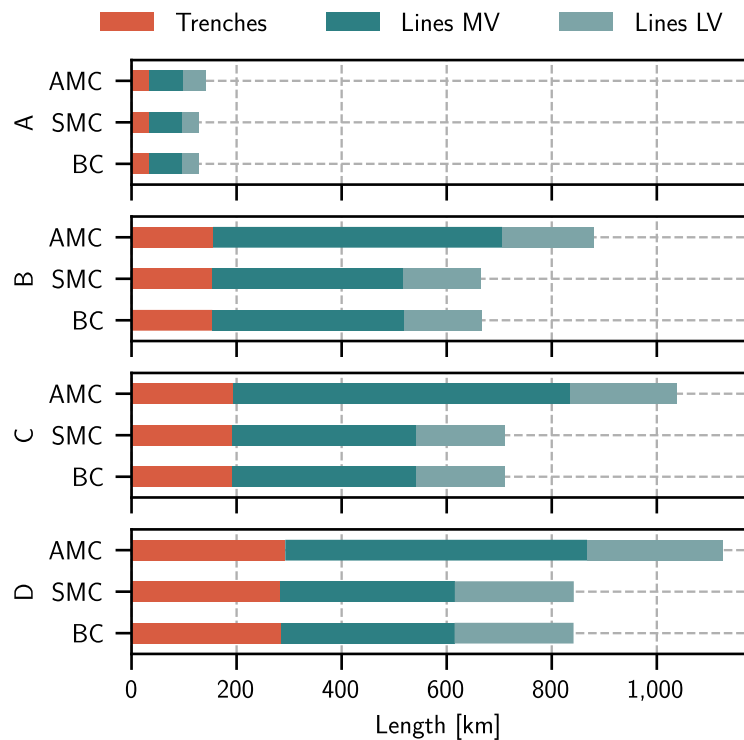


Abbildung 33: Leitungs- und Grabenlängen der geplanten Netze bei unterschiedlichen Leitungs- und Stationskonfigurationen

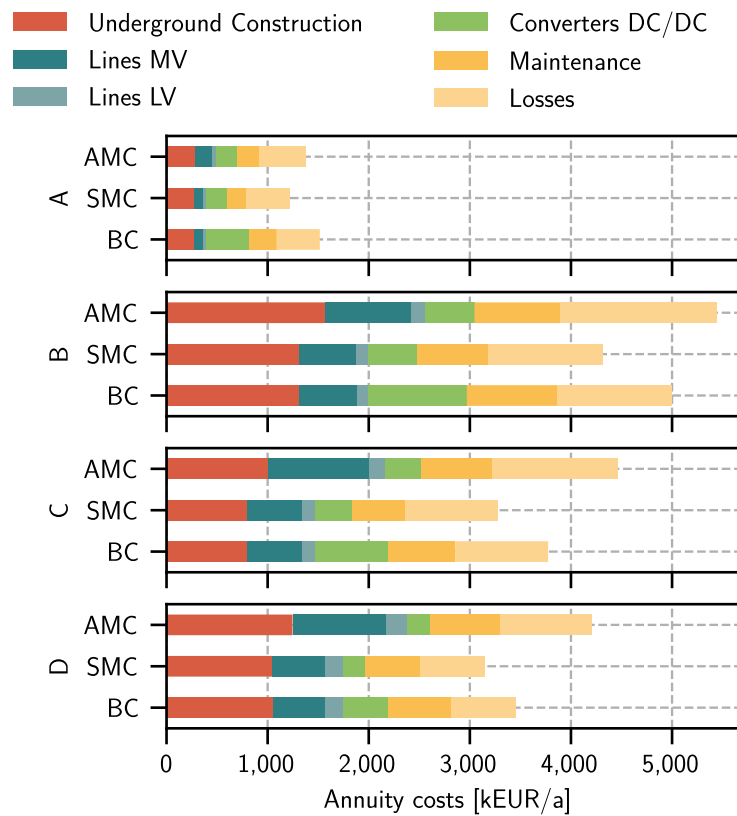


Abbildung 34: Annuitätskosten der geplanten Netze bei unterschiedlichen Leitungs- und Stationskonfigurationen

Technischer Vergleich

Die Leitungsauslastungen in den geplanten Netzen mit den drei Konfigurationen in Abbildung 35 zeigen ähnliche Ergebnisse zu Abbildung 33. Die SMC und die BC weisen dieselben Leitungsauslastungen auf, während bei der AMC aufgrund der geringeren möglichen Leistungsübertragung die Leitungsauslastungen höher liegen.

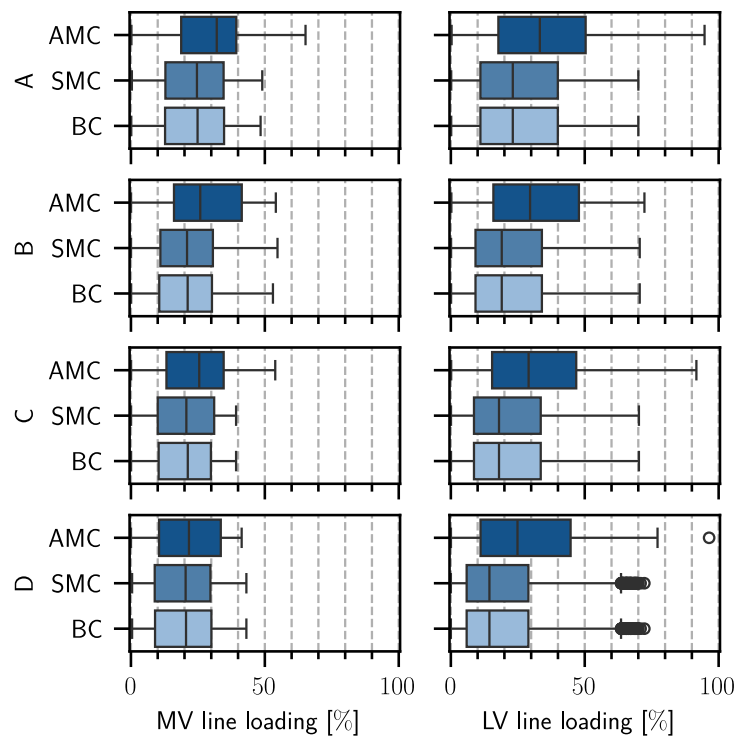


Abbildung 35: Leitungsauslastungen in den geplanten Netzen bei unterschiedlichen Leitungs- und Stationskonfigurationen

Aus den Knotenspannungen in Abbildung 36 ist ersichtlich, dass in ländlichen Gebieten bei einer geringeren Leiter-Leiter-Spannung das Spannungsband ein begrenzender Faktor in der Planung sein kann. Dies ist insbesondere der Fall in der Niederspannungsebene bei der AMC in Gebiet D.

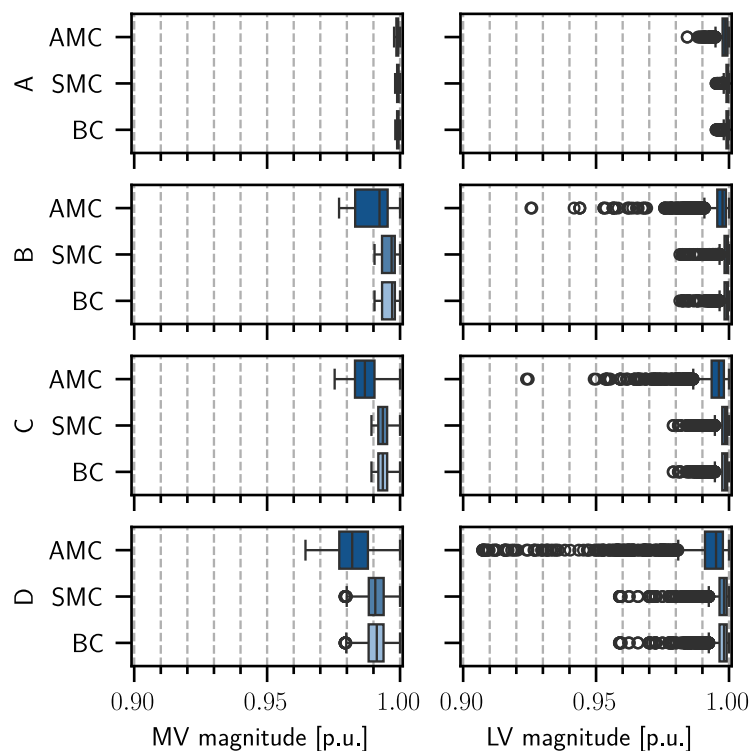


Abbildung 36: Knotenspannungen in den geplanten Netzen bei unterschiedlichen Leitungs- und Stationskonfigurationen

Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit ist eine wichtige Eigenschaft des Verteilnetzes und wurde daher für die Leitungs- und Stationskonfigurationen untersucht. Dabei wurden Zuverlässigkeitsberechnungen für verschiedene Varianten eines Mittelspannungsgleichstromnetzes mit 170 Knoten für eine SMC Konfiguration durchgeführt. Da bei den Komponenten der verschiedenen Konfigurationen von denselben Ausfallraten auszugehen ist, kann aus diesen Berechnungen auf die Zuverlässigkeit der anderen Konfigurationen geschlossen werden. Die Ergebnisse der folgenden Untersuchungen wurden in [34] veröffentlicht.

Um den Einfluss von strukturellen Parametern auf die Versorgungszuverlässigkeit zu untersuchen, wurden ein radiales, ein vermaschtes und ein Ringnetz verwendet, welche Varianten des 170-Knoten-Netzes darstellen. Die Eigenschaften dieser Netze sind in Tabelle 5 aufgelistet.

Tabelle 5: Eigenschaften der Netzvarianten für die Zuverlässigkeitsberechnungen

Parameter	Radiales Netz	Ringnetz	Vermaschtes Netz
Knotenanzahl	170	170	170
Leitungsanzahl	169	194	224
Gesamte Grabenlänge [km]	97,4	147,3	125,4
Gesamte Leitungs-länge [km]	114,9	396,5	183,5

Neben den strukturellen Parametern, wurde der Einfluss der Schutzauslegungen auf die Versorgungszuverlässigkeit untersucht. Dazu wurden für jede der Netzvarianten nicht selektive (n-s) und vollständig selektive (f-s) Schutzauslegungen entwickelt. Diese stimmen mit der minimalen bzw. maximalen möglichen Anzahl von Leistungsschaltern im Netz überein. Bei dem vermaschten Netz wurden zusätzlich teilweise selektive Schutzauslegungen betrachtet, bei denen Durchdringungen der Leistungsschalter von 20 %, 40 %, 60 % und 80 % angenommen wurden. Die Leistungsschalter wurden mehrmals zufällig im Netz positioniert. Im Folgenden sind die Ergebnisse für die jeweils beste Positionierung dargestellt.

Für jedes Netz und jede Schutzauslegung wurden mit probabilistischer Zuverlässigkeitsberechnung die Indices SAIDI (System Average Interruption Duration Index), SAIFI (System Average Interruption Frequency Index) und CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index) berechnet. In Abbildung 37 ist der SAIDI mit einer logarithmischen y-Axe abgebildet.

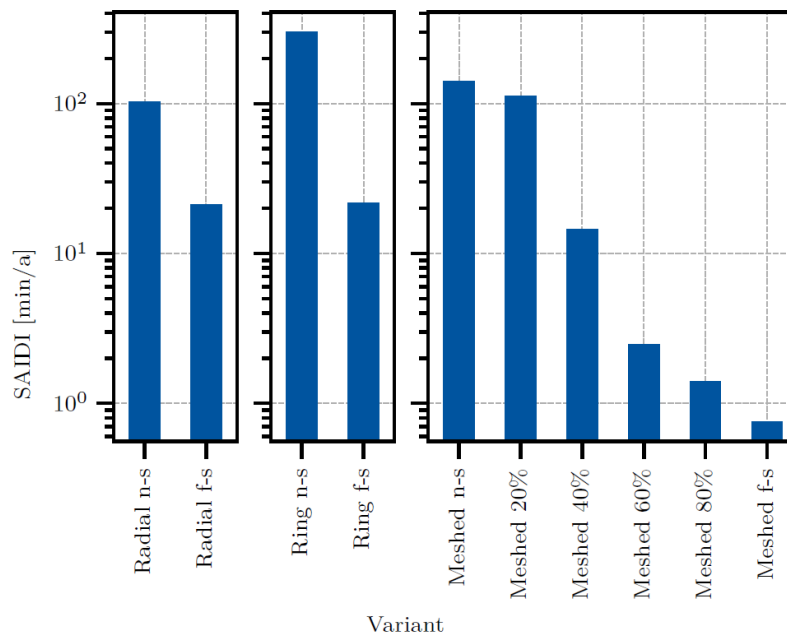


Abbildung 37: SAIDI der betrachteten Varianten

Aus den Ergebnissen in Abbildung 37 ist ersichtlich, dass für die Zuverlässigkeit des Systems nicht nur die Netzstruktur, sondern auch die Schutzauslegung und seine Selektivität entscheidend sind. Eine höhere Selektivität kann zu einer wesentlichen Erhöhung der Verfügbarkeit des Systems führen. Dieser Einfluss ist am höchsten in Netzen mit hoher Redundanz, wie im Fall des vermaschten Netzes. Bei einer vollständig selektiven Schutzauslegung nimmt der SAIDI im vermaschten Netz den Wert von 0,75 min/a an. Die Werte bei der nicht selektiven Schutzauslegung sind mit 102,5 min/a (radiales Netz), 112,0 min/a (vermaschtes Netz) und 297,7 min/a (Ringnetz) vergleichsweise hoch. Aus den Werten, welche sich um mehrere Größenordnungen unterscheiden, lässt sich schließen, dass die Schutzauslegung den SAIDI stark beeinflusst. Zusätzlich sind bei nicht selektiven Schutzauslegungen höhere Ausfallraten bei längerer Leitungslänge zu erkennen.

Für eine detaillierte Untersuchung wurde der SAIDI nach Fehlerarten aufgeschlüsselt, wie in Abbildung 38 mit linearer y-Axe dargestellt. Dabei wurden folgende Fehlerarten berücksichtigt:

- L-SOP: Langer einfacher Ausfall mit Schutzauflösung
- S-SOP: Kurzer einfacher Ausfall mit Schutzauflösung
- COM: Common-Mode-Ausfall
- ND-MS: Unverzögertes manuelles Schalten
- D-MS: Verzögertes manuelles Schalten
- PGF: Anhaltender Erdschluss
- UP: Unzureichende Schutzauflösung
- OP: Übermäßige Schutzauflösung

Die Ergebnisse in Abbildung 38 zeigen, dass bei nicht selektiven Schutzauslegungen die einfachen Fehlerarten L-SOP und PGF am relevantesten sind. Bei selektiveren Schutzauslegungen sind der Beitrag dieser Fehler und damit auch der SAIDI geringer. Bei dem Ringnetz führt eine hohe Anzahl an Leistungsschaltern (vollständig selektive Schutzauslegung) zu einem signifikanten Beitrag der übermäßigen Schutzauflösung, welche 69,5 % des SAIDIs darstellt. Die Auswirkung der übermäßigen Schutzauflösung ist auch im vermaschten Netz mit Durchdringungen von 20 % und 40 % sichtbar. Bei höheren

Durchdringungen sind die Schutzzonen kleiner und der Einfluss von ungewollten Schutzauslösungen daher geringer.

Der relative Beitrag der Common-Mode-Ausfälle ist höher bei vollständig selektiven Schutzauslegungen. Im vermaschten Netz beträgt er 36,1 % des SAIDI. Es ist zu erwarten, dass mehrere Leitungen in demselben Graben den Einfluss dieser Fehlerart erhöhen. Es ist also eine Abwägung notwendig zwischen den reduzierten Tiefbaukosten und dem erhöhten Risiko von Common-Mode-Ausfällen. Der Absolutwert des Beitrags der Common-Mode-Ausfälle ist jedoch sehr gering. Zusätzlich wird zukünftig separate Trassenführung in Gebieten mit hoher Leitungsdichte ökonomisch unvorteilhaft und teilweise unmöglich sein. Daher ist empfehlenswert, trotz der potentiellen geringen Erhöhung der Common-Mode-Ausfallwahrscheinlichkeit, kombinierte Planung durchzuführen.

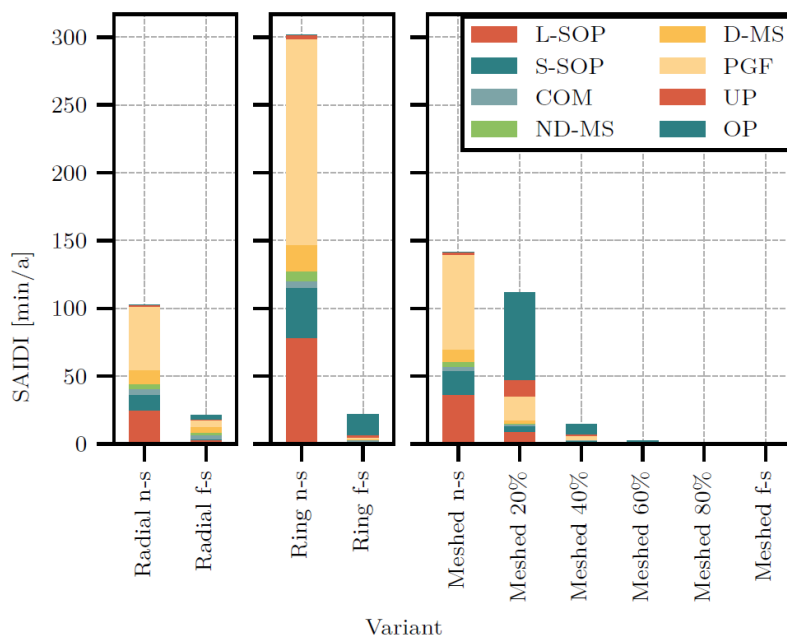


Abbildung 38: Beitrag der Fehlerarten zum SAIDI für die betrachteten Varianten

Um die Rolle der Ausfalldauer bei dem SAIDI zu untersuchen, wurde der CAIDI bestimmt, welcher in Abbildung 39 dargestellt ist. Der CAIDI nimmt für alle Varianten vergleichsweise ähnliche Werte zwischen 0,42 h und 1,52 h an. Bei Schutzauslegungen mit höherer Selektivität, liegt der CAIDI höher. Das ist dadurch begründbar, dass in vermaschten Netzen mit stark selektiven Schutzauslegungen nur wenige Ausfälle zu Versorgungsunterbrechungen führen. Bei diesen handelt es sich oft um komplexe Fehler, mit einer höheren durchschnittlichen Unterbrechungsdauer, jedoch mit einer niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeit. Es ist daher darauf zu schließen, dass die Unterschiede des SAIDI zwischen den Varianten vorwiegend durch die Ausfallhäufigkeit bedingt sind und die Ausfalldauer nur eine untergeordnete Rolle spielt.

Die Ausfallhäufigkeit ist an den Werten des SAIFI zu erkennen, welche in Abbildung 40 mit einer logarithmischen y-Axe dargestellt sind. Der SAIFI zeigt eine starke Abhängigkeit von der Leitungslänge und der Selektivität der Schutzauslegung. Es treten Werte zwischen 8,84/a (Ringnetz n-s) und 0,008/a (vermaschtes Netz f-s) auf.

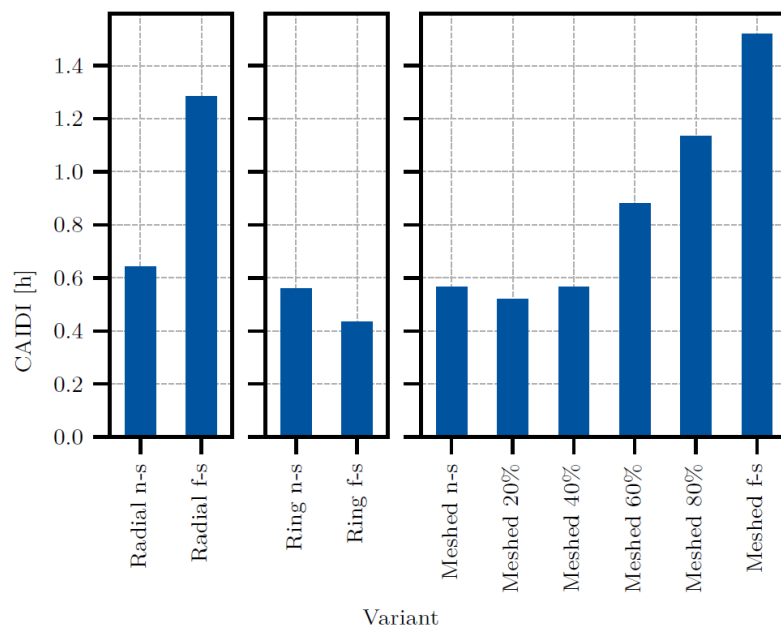


Abbildung 39: CAIDI der betrachteten Varianten

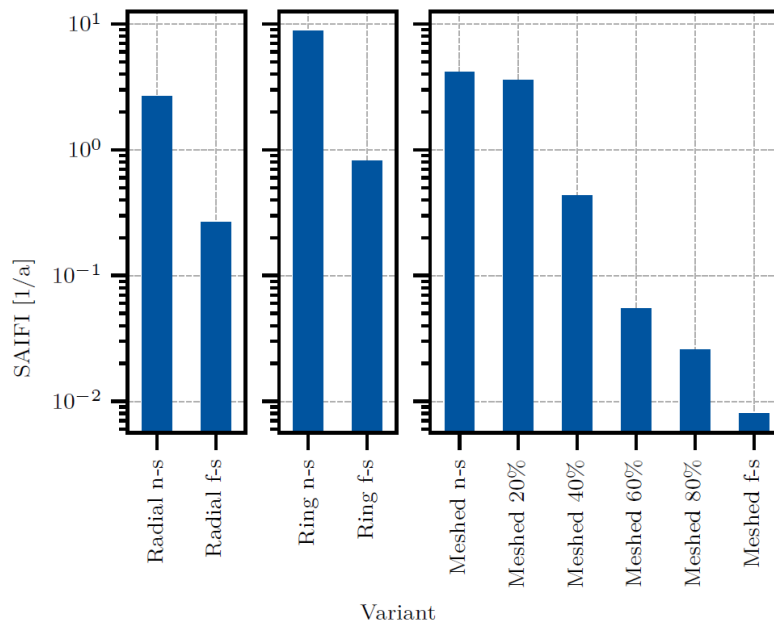


Abbildung 40: SAIFI der betrachteten Varianten

Insgesamt ist zu erkennen, dass Schutzauslegungen mit höherer Selektivität zu einer deutlich gesteigerten Systemzuverlässigkeit führen. Solche Auslegungen erfordern jedoch hohe Investitionskosten. Es ist daher zu empfehlen teilweise selektive Auslegungen zu verwenden, welche für das entsprechende Netz optimiert sind. Zusätzlich können vermaschte Netze mit ihrer strukturellen Redundanz zusätzliche Versorgungszuverlässigkeit sicherstellen, was insbesondere in Mittelspannungsnetzen relevant sein könnte. In Ringnetzen können hingegen Leistungsschalter an den Abgängen der ONS und an den Trennstellen eine sinnvolle Auslegung darstellen. Zusätzlich sollte die Versorgungszuverlässigkeit durch die Reduktion der Ausfallraten der einzelnen Komponenten weiter verbessert werden.

Im Vergleich der Leitungs- und Stationskonfigurationen würde unter der Annahme gleicher Ausfallraten der Komponenten in den drei Konfigurationen die BC eine höhere Versorgungszuverlässigkeit aufweisen als die SMC und die AMC. Dies ist durch die Redundanz bedingt, welche durch die höhere Anzahl der Umrichter und Leitungen auftritt. Sollte ein Umrichter oder eine Leitung ausfallen, ließe sich die das Netz weiterhin als AMC betreiben und könnte die Netzkunden mit halber Nennleistung versorgen. Die Umstellung zur AMC wäre in diesem Fall jedoch an allen betroffenen Anschlüssen im Netz notwendig, was eine komplexe Koordination erfordern würde. Diese ist im Netzbetrieb von Mittel- und Niederspannungsnetzen aufgrund der Systemgröße schwer umsetzbar.

Auf Basis der vorgestellten Ergebnisse, ist die SMC als Leitungs- und Stationskonfiguration für DC-Verteilnetze zu empfehlen. Sie ist unter den getroffenen Annahmen die kostengünstigste Option und liefert gute Ergebnisse im strukturellen und technischen Vergleich. Bei der passenden Wahl der Netzstruktur und der Schutzauslegung kann ebenfalls eine hohe Versorgungszuverlässigkeit gewährleistet werden. Weitere Bewertungen auf Basis realer Komponentenkosten, insbesondere Umrichterkosten, wäre sinnvoll.

2.2. AP2: Betrieb von Gleichstromverteilsnetzen (der öffentlichen Energieversorgung)

AP2 untersucht betriebliche Fragestellungen von Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen, die eng mit der Planung aus AP1 verknüpft sind. Ziel ist es, Grundlagen für den zukünftigen Netzbetrieb zu schaffen und neuartige Konzepte zu erforschen. Dazu gehören u. a. die Nutzung von Umrichtern zur Leistungsflusssteuerung, die Analyse eines möglichen DC-Underlay-Grids sowie die Berücksichtigung neuer Verbraucher wie Ladesäulen für Elektrofahrzeuge.

2.2.1. AP2.1: Nutzen von Gleichspannungswandlern zur Leistungsflusssteuerung in Mittelspannungsgleichstromnetzen

Mit zunehmender Anzahl leistungselektronischer Komponenten lassen sich Leistungsflüsse gezielter steuern, was die Flexibilität von Gleichstromnetzen erhöht. AP2.1 untersucht daher die Auswirkungen zusätzlicher Gleichspannungswandler auf die Leistungsflusssteuerung in Mittelspannungsgleichstromnetzen. Dazu wird ein Verfahren entwickelt, das die optimale Positionierung der Wandler bestimmt und den Kompromiss zwischen zusätzlicher Flexibilität und Kosten bewertet.

Modellierung von seriellen Gleichspannungswandlern

Zunächst wurde ein geeignetes Modell dieser neuartigen Komponenten entwickelt, um dieses anschließend in die angesprochenen Netzberechnungsverfahren integrieren zu können. In Anlehnung an [35] wurde ein generisches Modell erarbeitet, welches eine hohe Bandbreite von einfacheren bis hin zu komplexen Wandlertopologien und -modellen durch individuelle Parametrierung abbilden kann. Abbildung 41 zeigt den gewählten Ansatz.

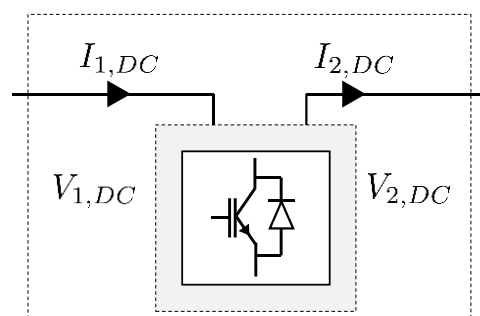


Abbildung 41: Modell des seriellen DC/DC-Wandlers

Um auch die Verluste serieller DC/DC-Wandler adäquat zu berücksichtigen, wurde folgender Formelzusammenhang abgeleitet:

$$Verluste_{DCDC} = \alpha + \beta \cdot \left(\frac{|P_1| + |P_2|}{2} \right) + \gamma \cdot \left(\frac{|P_1| + |P_2|}{2} \right)^2 \quad (3)$$

Die Verluste, die sich aus verschiedenen Bestandteilen zusammensetzen und je Wandlerart spezifisch sind, werden somit in Abhängigkeit der übertragenen Wirkleistung am Wandlerein- bzw. -ausgang durch die zu spezifizierenden Verlustparameter α , β und γ bestimmt. Dabei werden ein konstanter, ein in der Leistungsübertragung linearer und ein quadratischer Verlustanteil berücksichtigt.

Integration in die Leistungsflussrechnung

Für die entwickelten Netzdatencontainer wurde eine Leistungsflussrechnung auf Basis des Newton-Raphson-Verfahrens in C++ implementiert. Dies erfolgte aufbauend auf den Arbeiten in [36], welche allerdings keine Abbildung von seriellen DC/DC-Wandlern und generell reinen DC-Netzen zur öffentlichen Stromversorgung beinhalten.

Das implementierte Verfahren, das über einen eigenen Leistungsflusskern verfügt, nutzt einen integrierten Ansatz (auch als „unified“ bezeichnet) für die Koordination der leistungselektronischen Wandler, zu denen auch die seriellen DC/DC-Wandler zählen. Dies bedeutet, dass die Wandler durch Ein- bzw. Ausspeisungen (sog. Querzweige) an ihren jeweiligen Anfangs- und Endknoten in die Leistungsflussrechnung eingehen. Diese Ein- und Ausspeisungen sind dabei gekoppelt unter der Berücksichtigung der Wandlerverluste gemäß oben angegebener Formel. Sie werden nach jeder Iteration des Newton-Raphson-Verfahrens iterativ bis zum Erreichen einer Konvergenzschwelle aktualisiert. Durch den Unified-Ansatz wird das Gesamtsystem in Abgrenzung zu sequentiellen Verfahren durch eine große Admittanz- und Jacobi-Matrix abgebildet. Dies zeigt Abbildung 42 für das Beispiel zweier Teilsysteme DC_1 und DC_2 , die in einer Admittanzmatrix geführt werden. Das Gesamtverfahren wird bis zum Unterschreiten einer Konvergenzschranke für die summierten absoluten Fehler zwischen vorgegebenen Ziel- und errechneten Leistungswerten durchgeführt.

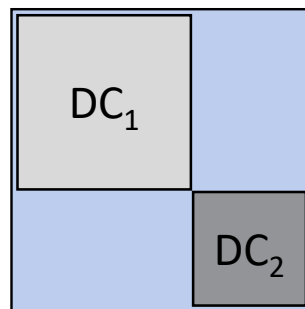


Abbildung 42: Schema der Admittanzmatrix für verschiedene DC-Teilsysteme

Eine vereinfachte Übersicht des Ablaufs der umgesetzten Leistungsflussrechnung ist in Abbildung 43 dargestellt.

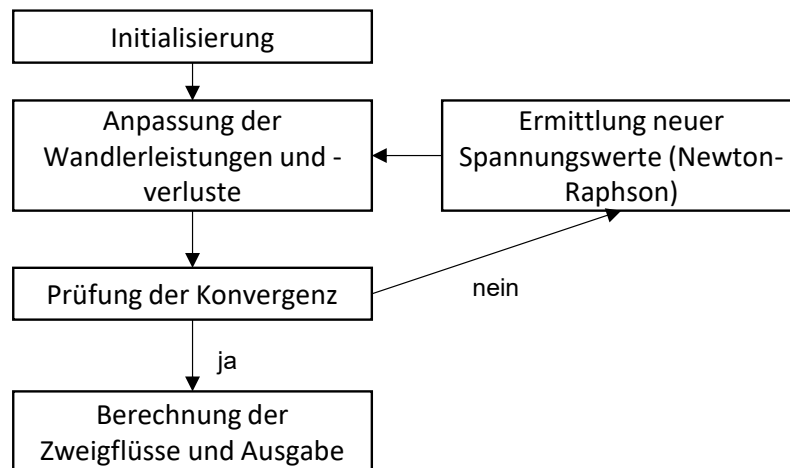


Abbildung 43: Vereinfachtes Ablaufdiagramm der Leistungsflussrechnung

Die Leistungsflussrechnung wurde an zahlreichen Bezielnetzen und Versorgungssituationen auf funktionale Richtigkeit überprüft und für diese mit externer Software abgeglichen. Im weiteren Projektverlauf sind bedarfsmäßige Ergänzungen beispielsweise für erweiterte Plausibilitätsprüfungen von Eingangsdaten zu erwarten.

Integration in die optimierte Leistungsflussrechnung (OPF)

Eine optimierte Betriebspunktvorgabe der steuerbaren leistungselektronischen Wandler in DC-Verteilnetzen kann durch die Anwendung einer optimierten Leistungsflussrechnung erfolgen, in welche die Leistungs- und/oder Spannungssollwerte als Freiheitsgrade eingehen.

OPF-Probleme können als mathematische Optimierungsprobleme formuliert werden. Grundsätzlich handelt es sich dabei unter anderem durch die nicht-linearen Leistungsflussgleichungen um nicht-konvexe und schwierig zu lösende Probleme. Die zusätzliche Integration von Entscheidungsvariablen und Nebenbedingungen für serielle DC/DC-Wandler verkompliziert das Grundproblem zusätzlich. Ziel der Verfahrensentwicklung in diesem Arbeitsschritt ist die Ermöglichung einer geeigneten Lösungsqualität und -zeit durch die Anwendung von Relaxationen, die eine Konvexifizierung des Lösungsraumes zur Folge haben. Aufbauend auf den Arbeiten u.a. in [37] sowie Erkenntnissen aus der ersten Förderphase wurde so ein Optimierungsproblem implementiert, das die sogenannte Second-Order-Cone-Programming-Relaxation (SOCP) ausnutzt. Bei dieser Formulierung werden gewisse Entscheidungsvariablen ersetzt und damit eine Art Kegel um die nicht-konvexe Hülle des ursprünglichen Lösungsraumes gelegt, sodass dieser unter Inkaufnahme gewisser Genauigkeitstoleranzen konvexifiziert wird.

Der somit entstandene Verfahrensablauf ist in Abbildung 44 zu sehen. Zunächst wird das Optimierungsproblem aufgestellt, dessen Zielfunktion beispielsweise zur Minimierung der Netzverluste gewählt werden kann. Dabei werden die Entscheidungsvariablen und Nebenbedingungen unter Berücksichtigung des SOCP formuliert. Die Lösungsinstanz wird über eine C++-API aufgebaut und durch den kommerziellen Solver Gurobi [38] gelöst. Aus dem Optimierungsergebnis werden anschließend die relevanten Systemparameter und insbesondere die optimierten Sollwerte der leistungselektronischen Wandler extrahiert. Mit diesen wird, um etwaigen Abweichungen im OPF durch die Relaxation vorzubeugen, eine Leistungsflussrechnung zur Kontrolle durchgeführt.

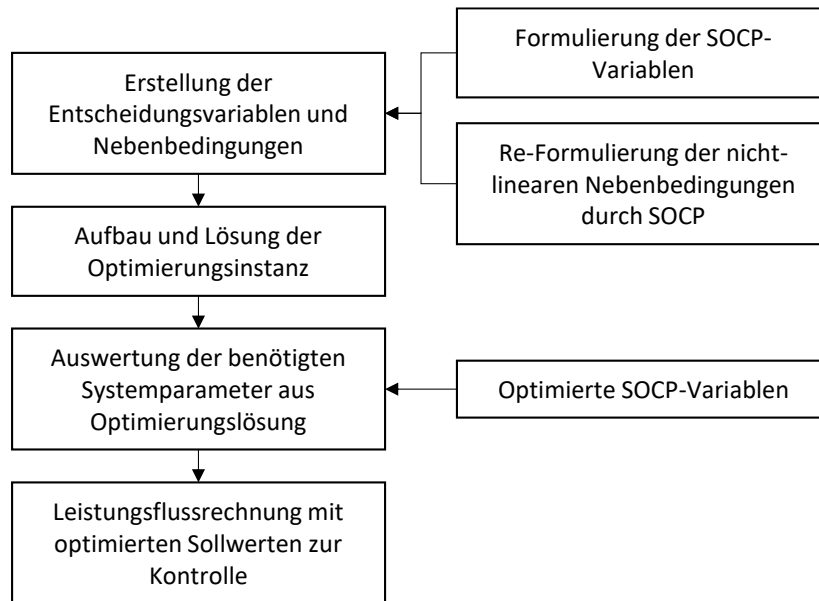


Abbildung 44: Ablaufdiagramm des SOCP-OPF

Verfahren zur Positionierung serieller DC/DC-Wandler

Die Methode zur Positionierung serieller DC/DC-Wandler in Mittelspannungsgleichstromnetzen basiert auf der Idee, Wandler möglichst dort einzusetzen, wo Grenzwertverletzungen im Netz auftreten oder zu erwarten sind. Damit orientiert sich dieses Vorgehen auch an der betrieblichen Praxis beispielsweise für die Ausbringung vergleichbarer kapitalintensiver Technologie in AC-Höchstspannungsnetzen (engl.: Flexible AC Transmission Systems, FACTS), denen jeweils eine eigene Projektierung zugrunde liegt.

In Abbildung 45 ist der Ablauf der entwickelten Heuristik dargestellt.

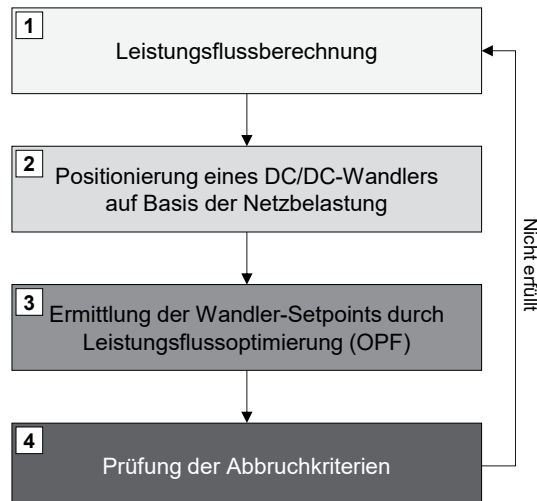


Abbildung 45: Ablaufdiagramm der Methode zur Positionierung von seriellen DC/DC-Wandlern

Zunächst wird für das bestehende DC-Netz ohne zusätzliche DC/DC-Wandler eine Leistungsflussberechnung durchgeführt. Basierend auf deren Ergebnis sind zwei Vorgehensweisen möglich, den ersten DC/DC-Wandler zu positionieren:

- Auf der Leitung mit der höchsten relativen Auslastung
- Auf einer Leitung am Knoten mit der größten Abweichung des Spannungsbetrages vom Sollwert

Für die erste Variante ist dabei frei wählbar, ob der Wandler am Beginn oder Ende der Leitung platziert werden sollte. Nachdem der Wandler eingefügt wurde, wird eine OPF-Rechnung durchgeführt, um seinen Betriebspunkt zu optimieren. Die Zielfunktion kann dabei prinzipiell frei gewählt werden und ist aktuell als Verlustminimierung im Netz ausgestaltet. Die Einhaltung der betrieblichen Grenzwerte ist dabei durch die Nebenbedingungen des OPF sichergestellt, der nur dann eine zulässige Lösung ermittelt, wenn alle betrieblichen Vorgaben (beispielsweise Strom- und Spannungsgrenzen) eingehalten werden. Damit kann der Wandler explizit auch eingesetzt werden, um bestehende Grenzwertverletzungen (Strom- oder Spannungsgrenzwerte) zu beheben, sofern im Rahmen der betrieblichen Grenzen möglich. Zu berücksichtigen ist, dass der jeweilige Regelungstyp des DC/DC-Wandlers (beispielsweise Konstant-Leistung oder Konstant-Spannung) jeweils individuell und korrekt spezifiziert und gesetzt werden muss.

Daraufhin wird mit den ermittelten optimierten Sollwerten eine Leistungsflussrechnung als Kontrolle durchgeführt. Deren Ergebnis dient wiederum als Grundlage der Positionierungsentscheidung des nächsten zu positionierenden Wandlers. Es werden folglich k Iterationen durchlaufen, bis alle Wandler positioniert und ihre Betriebspunkte optimiert sind. Das Hinzufügen eines neuen seriellen DC/DC-Wandlers kann dabei den Betriebspunkt bereits vorhandener Wandler beeinflussen. Dies wird durch den OPF determiniert. Das Verfahren zur Positionierung terminiert nach der Positionierung und Optimierung des letzten Wandlers.

Prinzipiell stehen für das vorgestellte Verfahren Verbesserungsmöglichkeiten zur Verfügung. Aus Sicht der Verluste der seriellen DC/DC-Wandler selbst kann vorteilhaft sein, diese nicht auf der Leitung mit der höchsten Auslastung zu positionieren, um den Leistungsfluss von dieser wegzuleiten (engl. Push-Mode), sondern auf einem parallelen Pfad zu positionieren, um den Leistungsfluss auf diesem zu erhöhen (engl. Pull-Mode) und dabei den Leistungstransfer über den Wandler und damit dessen Verluste geringer zu halten. Die generellen Aussagen zum Nutzen von längs gerichteten Gleichspannungswandlern in DC-Mittelspannungsnetzen können mit der bestehenden Methode ausreichend analysiert werden.

Bewertung für ein vermaschtes DC-Mittelspannungsnetz

Abbildung 46 zeigt eine Detailansicht sowie die Auswirkungen der Positionierung eines DC/DC-Wandlers zur Behebung des erzeugten Engpasses.

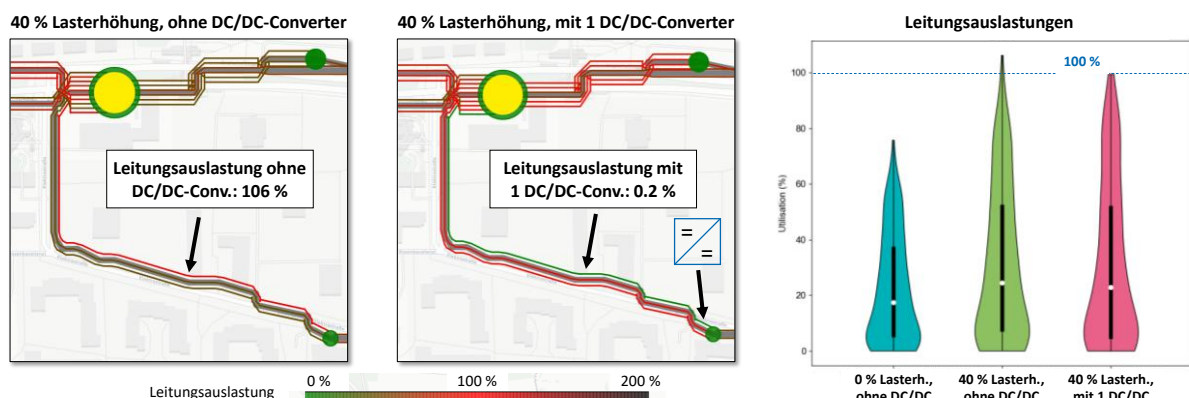


Abbildung 46: Auswirkungen der Positionierung eines DC/DC-Wandlers

Der Wandler wird am Leitungsanfang der Leitung, welche über die thermische Belastungsgrenze hinaus ausgelastet ist, positioniert. Die Optimierung des Betriebspunktes des DC/DC-Wandlers durch OPF führt zu einer starken Reduktion des Leistungsflusses über der Leitung. Die Leitungsauslastung sinkt

somit auf etwa 0,2 %. Dies ist in der Zielfunktion des OPF begründet, die eine Minimierung der gesamten Netzverluste anstrebt. Unter Berücksichtigung der internen Wandlerverluste führt dies zu einer fast vollständigen Verschiebung des Leistungsflusses auf parallele Leitungen. Andere Leitungen werden dabei jedoch nicht überlastet, wie auch durch die Nebenbedingungen des OPF gefordert. Die neue maximale Leitungsauslastung verbleibt mit etwa 99,5 % unterhalb der thermischen Belastungsgrenze. Die Darstellung der Leitungsauslastungen rechts in Abbildung 47 verdeutlicht das Entstehen der Überlastung durch Lasterhöhung sowie die Behebung durch Einsatz des seriellen DC/DC-Wandlers.

Nachfolgend sind die Leitungsauslastungen für eine Erhöhung der Anzahl serieller DC/DC-Wandler im Netz dargestellt (Abbildung 47). Diese werden iterativ jeweils auf der am stärksten ausgelasteten Leitung positioniert und ihre Betriebspunkte mittels OPF optimiert.

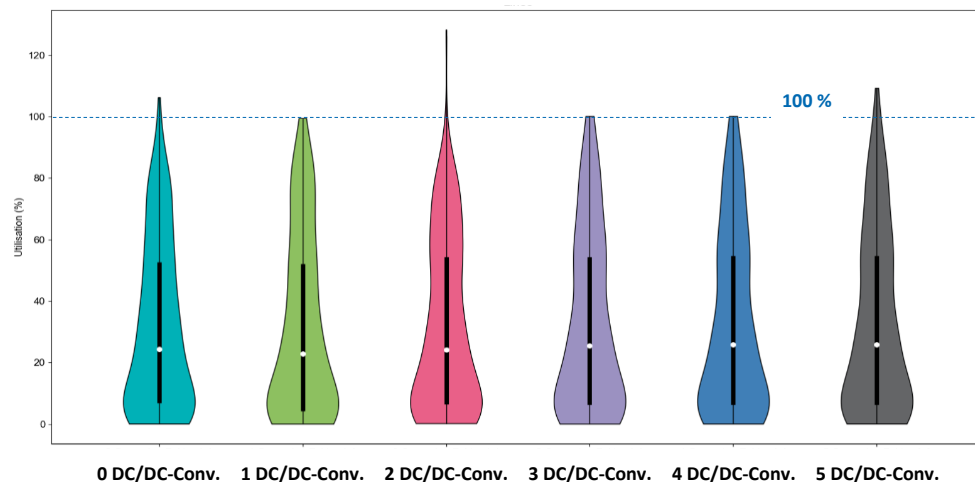


Abbildung 47: Leitungsauslastungen für eine zunehmende Anzahl serieller DC/DC-Wandler

Tabelle 6 zeigt aus den Leistungsflussergebnissen abgeleitet die Verluste, die intern durch den OPF ermittelt werden, sowie die, die die abschließende Leistungsflussrechnung als Kontrolle ermittelt.

Tabelle 6: Leistungsflussergebnisse für verschiedene Anzahlen serieller DC/DC-Wandler

Anzahl DC/DC-Wandler	0	1	2	3	4	5
Verluste OPF [MW]		0.74	8.85	0.95	-	-
Verluste LF [MW]	0.50	0.54	1.05	0.92	1.61	2.43
Abs. Abw. [MW]		0.20	7.79	0.03	-	-
Rel. Abw. [%]		36.39	740.88	3.07	-	-

Es wird deutlich, dass eine Erhöhung der Anzahl serieller DC/DC-Wandler nicht notwendigerweise zur einer verbesserten Netzsituation führt. Dies ist insbesondere darin begründet, dass das spezielle OPF-Verfahren unter bestimmten Bedingungen eine ungenaue Schätzung der Leitungsauslastungen vornimmt. Die SOCP-Relaxation ist in diesen Fällen zu ungenau, um eine auf das Grundproblem bezogene

zulässige und verlustminimale Lösung zu ermitteln. Dies tritt bei nur einem DC/DC-Wandler im untersuchten Fall nicht auf, jedoch für höhere Anzahlen (z.B. 2 und 5 Wandler). Für diese Fälle ist die Abweichung zwischen interner OPF-Lösung und tatsächlichem Leistungsflussergebnis so groß, dass entweder die Grenzwertverletzung bei Kontrolle nicht behoben wird oder der OPF bereits intern keine zulässige Lösung findet. Aus diesem Grund werden weitere Verbesserungen der Relaxation angestrebt, die jedoch nicht Teil des Projektplans sind.

Die Laufzeit des OPF-Verfahrens mit etwa 160 ms je Durchlauf für das große Netz ist aus praktischer Sicht bisher ausreichend gering.

Aus der Untersuchung an einem realistischen zukünftigen vermaschten DC-Mittelspannungsnetz kann somit gefolgert werden, dass

- auch für große DC-Mittelspannungsnetze eine Behebung von Grenzwertverletzungen durch serielle DC/DC-Wandler möglich ist und
- eine Verbesserung des OPF-Verfahrens für bestimmte Konfigurationen anzustreben ist.

2.2.2. AP2.2: Auswirkungen des Betriebs eines DC-Underlay-Grids auf die Hochspannungsebene

Die Leistungsflusssteuerung in Gleichstromnetzen ermöglicht die Kopplung einzelner Mittelspannungsnetze zu großflächigen DC-Underlay-Grids. AP2.2 konzipiert ein solches Netz initial und untersucht dessen Einfluss auf die Verteilnetzebene mittels Betriebssimulationen. Dabei wird der schrittweise Übergang von heutigen Mittelspannungsnetzen zu teil- und vollständig vermaschten Netzen analysiert, um den Mehrwert der Leistungsflusssteuerung zu quantifizieren. Die Arbeiten bauen auf den Entwicklungen der ersten Förderphase auf und sind mit AP4 verknüpft, in dem einzelne DC-Verbindungen detaillierter betrachtet werden.

Analyse von Freiheitsgraden in der Planung von DC-Underlay-Grids

Für die Planung der DC-Underlay-Grids stehen eine Reihe von Freiheitsgraden zur Verfügung, die die grundlegende Struktur bestimmen. Die wesentlichen Freiheitsgrade werden im Folgenden erläutert.

Anschlusspunkte

Die Wahl der Anschlusspunkte bestimmt die Positionierung der DC-Betriebsmittel und ermöglicht dadurch die Leistungsübertragung zwischen diesen. Im Folgenden werden die wichtigsten potentiellen Anschlusspunkte vorgestellt, die im Rahmen dieses Projektes identifiziert wurden.

Sekundärseite von Transformatoren

Ein Anschluss der DC-Verbindungen an der sekundärseitigen Sammelschiene der Transformatorstationen ermöglicht eine Entlastung der Transformatoren. Die elektrische Energie kann hierdurch direkt über die Mittelspannung in ein benachbartes Mittelspannungsnetz ohne Umweg über die HS/MS-Transformatoren und das Hochspannungsnetz transportiert werden. Im Falle einer Überlastung eines Transformators kann ebenfalls Leistung über einen nicht überlasteten Transformator transportiert werden.

Trennstellen in Ring- oder Strangnetzen

Ring- oder Strangnetze weisen in der Praxis meist eine leicht vermaschte Struktur auf, werden allerdings radial betrieben. Dies wird durch einen offenen Betrieb der Ring- und Strangnetze ermöglicht. Ein solcher Betrieb wird durch das Öffnen von Trennschaltern an Lastschwerpunkten der Ringe und Stränge ermöglicht. Diese Netzknoten stellen ebenfalls einen möglichen Anschlusspunkt dar. Da diese

Netzknoten elektrisch am weitesten vom der speisenden Transformatorstation entfernt sind und somit häufig die größte Spannungsabweichung aufweisen, kann sich ein solcher Anschluss positiv auf die Spannungsqualität auswirken. Des Weiteren ermöglicht ein solcher Anschluss ein Abfließen der Leistung in die, aus Sicht einer klassischen Betriebsweise mit Top-Down-Leistungsfluss, entgegengesetzte Richtung des Rings oder Strangs. Dies kann eine Entlastung der Ringe und Stränge ermöglichen.

Erzeuger und Lasten mit hoher Leistung

Eine Entlastung des Netzes ist des Weiteren durch einen Anschluss an verbrauchsintensiven Lasten oder erzeugungsintensiven Anlagen möglich. Hierdurch können die entsprechenden Netzkunden direkt von der DC-Verbindung versorgt werden, sodass das bestehende AC-Netz entlastet wird. Außerdem können die eingesetzten Umrichter zur Blindleistungskompensation der Anlagen eingesetzt werden, wodurch zu einer Verlustreduktion sowie einer allgemeinen Entlastung des Netzes beigetragen wird.

Netzknoten hinter einem Engpass

Eine naheliegende Methode zur Reduktion der Grenzwertverletzungen im Netz stellt der Anschluss direkt an engpassbehafteten Netzabschnitten dar. Dies kann, in Abhängigkeit der Richtung des Engpasses, einen Anschluss vor oder hinter einer Leitung oder einem Transformator oder an einem Netzknoten mit einer Spannungsbandverletzung bedeuten.

Anschlusspunkte mit kürzester Koppelstrecke

Ein Anschluss über die kürzeste Koppelstrecke stellt ein geografisches Anschlusskriterium dar. Hierbei stellen die möglichen Anschlusspunkte die Netzknoten dar, die durch ihre geografische Lage eine minimale Koppelstrecke zwischen zwei AC-Netzen ermöglicht. Basierend auf diesem Kriterium resultieren Anschlüsse mit einer minimalen Graben- und DC-Kabelstrecke.

Kopplungsgrad

Für die Planung eines DC-Underlay-Grids ist die Bestimmung eines sogenannten Kopplungsgrades notwendig, der die Anzahl und die Stärke der Kopplung der zuvor auf Mittelspannungsebene unverbundenen AC-Netze im betrachteten Netzgebiet angibt. Ein solches Netzgebiet besteht in der Regel aus einer Vielzahl an AC-Mittelspannungsnetzen, die an ein gemeinsames Hochspannungsnetz angeschlossen sind.

Die unverbundenen Netze, bei denen keine Kopplung durch DC-Verbindungen hergestellt wird, stellen hierbei den Referenzfall dar. In einem vollständig gekoppelten Netz werden hingegen alle AC-Mittelspannungsnetze im betrachteten Netzgebiet direkt oder indirekt miteinander gekoppelt. Dies bedeutet, dass es zwischen zwei beliebigen AC-Mittelspannungsnetzen im Betrachtungsbereich immer eine elektrische Verbindung unterhalb des Hochspannungsnetzes gibt. In Abhängigkeit der strukturellen Gegebenheiten kann ebenfalls eine unvollständige Kopplung sinnvoll sein. Hierbei werden die Netze im entsprechenden Betrachtungsbereich in Cluster eingeteilt und anschließend innerhalb dieser Cluster miteinander verbunden. Verschiedene Kopplungsgrade sind in Abbildung 48 dargestellt.

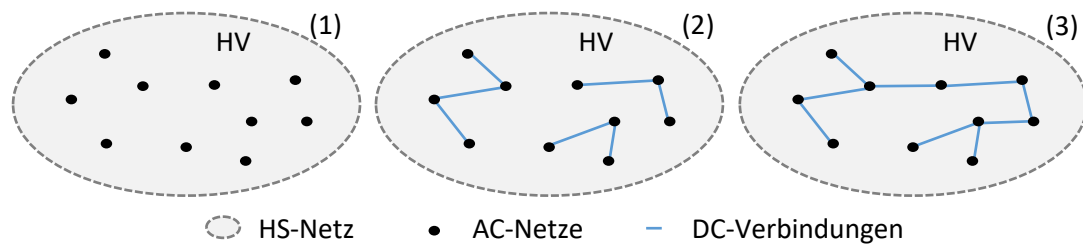


Abbildung 48: Unterschiedliche Koppelgrade: (1) Referenzfall, (2) Unvollständige Kopplung, (3) Vollständige Kopplung

DC-Netzstruktur

Mehrere DC-Netzstrukturen sind für die Planung von DC-Underlay-Grids vorstellbar. Zusätzlich zu Punkt-zu-Punkt-Verbindungen sind radiale oder vermaschte Multi-Terminal-Netze möglich.

Punkt-zu-Punkt-Verbindungen

Punkt-zu-Punkt-Verbindungen ermöglichen eine präzise Steuerung der Wirkleistung. Die Steuerung eines der beiden genutzten Voltage Source Converter (VSC) bestimmt die Leistungsübertragung über die DC-Verbindung. Der zweite VSC regelt die Spannung am entsprechenden DC-Netzknoten auf den DC-seitigen Spannungswert. Ein wesentlicher Vorteil von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen ist die Selektivität im Fehlerfall. Im Falle eines DC-seitigen Fehlers an der Punkt-zu-Punkt-Verbindung ist es möglich, die Leitung auf der AC-Seite durch herkömmliche Leistungsschalter abzuschalten. Durch das zusätzliche Ausbringen von Leistungsschaltern auf der AC-Seite der Umrichter kann somit der Ausfall weiterer Betriebsmittel verhindert werden.

Radiale Multi-Terminal-Netze

Multi-Terminal DC-Netze bestehen aus $n_{\text{Umrichter}} > 2$ Umrichtern, die die AC- mit der DC-Seite des Netzes verbinden. In radialen Multi-Terminal-Netzen sind weiterhin $n_{\text{Leitungen}} = n_{\text{Umrichter}} - 1$ Leitungen vorhanden. In einem Multi-Terminal-Netz wird ein VSC zur Steuerung der Spannung benötigt, der die Leistungsbilanzierung des DC-Systems ermöglicht. Die verbleibenden Umrichter können über eine Leistungssteuerung mit einem optimierten Arbeitspunkt verfügen. Hierdurch wird eine präzise Steuerung der Leistungsflüsse über die Leitungen auf der DC-Seite ermöglicht. Somit ermöglicht das radiale Multi-Terminal-Netz eine höhere Anzahl an steuerbaren Leitungen mit einer gleichen Anzahl an VSC im Vergleich zu den Punkt-zu-Punkt-Verbindungen. Der wesentliche Nachteil dieser Netzstruktur besteht durch den größeren Abschaltbereich im Falle eines DC-seitigen Fehlers. Im Falle eines solchen Fehlers schalten die Leistungsschalter auf der AC-Seite das gesamte DC-System ab. Eine höhere Selektivität ist durch das zusätzliche Ausbringen von DC-Leistungsschaltern möglich. Die Entwicklung solcher Betriebsmittel ist derzeit allerdings noch Gegenstand der Forschung.

Für das konkrete Design eines radialen Multi-Terminal-Netzes sind unterschiedliche Optionen denkbar. Im Folgenden werden zwei mögliche Ausgestaltungen vorgestellt:

- **Minimaler Spannbaum (MST):** Bei einem Design als Spannbaum werden alle ausgewählten Anschlusspunkte in einer Baumstruktur miteinander verbunden. In einem minimalen Spannbaum werden alle ausgewählten Anschlusspunkte mit einer minimalen Gesamtstrecke miteinander verbunden, sodass hierdurch minimale Kabel- und Grabenlängen resultieren.
- **Zentrale DC-Sammelschiene:** In dieser Struktur werden die ausgewählten Anschlusspunkte an eine zentrale DC-Sammelschiene angebunden, die sich beispielsweise im geografischen Zentrum dieser Anschlusspunkte befindet.

Vermaschte Multi-Terminal Netze

Eine vermaschte Struktur ist in der Regel aufgrund der höheren Anzahl an Leitungen mit einer höheren Redundanz und dementsprechend mit einer höheren Zuverlässigkeit im Vergleich zu einer radialen Struktur verbunden. Durch ein vermaschtes Multi-Terminal-DC-Netz geht allerdings die vollständige Steuerbarkeit der Leistungsflüsse über die einzelnen DC-Leitungen verloren. Zusätzlich entstehen Schwierigkeiten durch einen komplexeren Betrieb und einen anspruchsvolleren Netzschutz. Aus diesem Grund werden vermaschte Multi-Terminal-Netze in den folgenden Arbeitsschritten dieses Arbeitspaketes nicht weiter betrachtet.

Programmablauf und Implementierung

Der Ablauf des Planungsverfahrens ist in Abbildung 49 dargestellt. Der Start der Planung beginnt mit den existierenden AC-Ausgangsnetzen. Innerhalb dieser Netze werden anschließend relevante Anschlusspunkte identifiziert. Hierfür werden die Ringe der Mittelspannungsnetze durchlaufen, bis geeignete Anschlusspunkte gemäß den bereits erläuterten Kriterien gefunden werden. Im dritten Schritt wird die Kopplung des Underlay-Grids auf Basis des angegebenen Koppelgrades bestimmt. Hierzu wird ein k-means-Algorithmus verwendet, der basierend auf den Koordinaten der Transformatorstationen als stellvertretende Position des Netzes die betrachteten AC-Mittelspannungsnetze in Cluster aufteilt. Ein solches Cluster entspricht einer Anzahl Netze, die im Verlauf des Planungsverfahrens miteinander gekoppelt werden. Im anschließenden Schritt wird die DC-Netzstruktur geplant. Bei der Planung eines Multi-Terminal-Netzes als minimaler Spannbaum werden die identifizierten Anschlusspunkte durch einen Kruskal-Algorithmus miteinander verbunden. Für die Planung von Punkt-zu-Punkt-Verbindungen werden die minimalen Distanzen zwischen den Mittelspannungsnetzen paarweise identifiziert. Hieraus entsteht eine Distanzmatrix, die als Grundlage für einen weiteren Kruskal-Algorithmus dient. Das Resultat sind mehrere potentielle Verbindungen, von denen die kürzesten ausgewählt werden, die eine Kopplung der betrachteten Mittelspannungsnetze ermöglichen. Des Weiteren ist die Planung einer zentralen DC-Sammelschiene möglich. In diesem Fall wird eine provisorische Sammelschiene im geografischen Zentrum der HS/MS-Transformatoren positioniert. Anschließend wird der von der provisorischen Sammelschiene aus naheliegendste potentielle Anschlusspunkt pro Netz ausgewählt. Der finale Standort der zentralen DC-Sammelschiene befindet sich im Zentrum aller ausgewählter Anschlusspunkte. Das Resultat der Planung ist ein DC-Underlay-Grid, das den zuvor gewählten Spezifikationen entspricht.

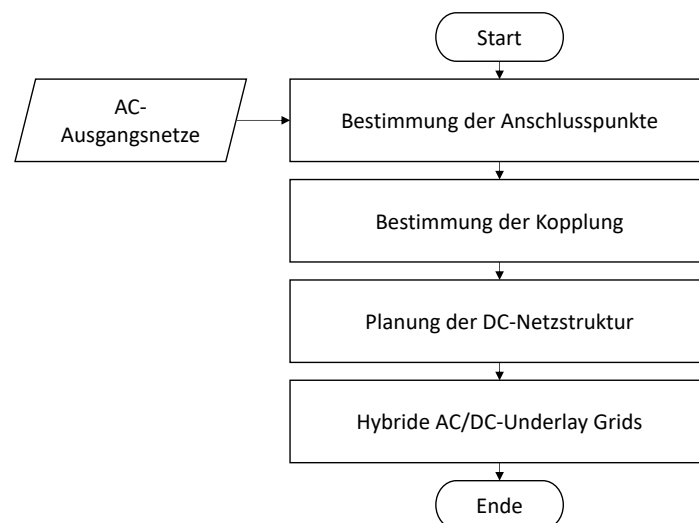


Abbildung 49: Ablauf der Planung von DC-Underlay-Grids

Exemplarische Ergebnisse

In der Abbildung 50 ist das Konzept mit einer Kopplung durch Punkt-zu-Punkt-Verbindungen über die kürzeste Koppelstrecke zu sehen. Dieses Konzept ermöglicht eine Kopplung mit der geringsten möglichen Gesamtstrecke der DC-Kabel. In diesem Konzept werden insgesamt vier Punkt-zu-Punkt-Verbindungen positioniert, die über insgesamt acht Umrichterstationen verfügen.

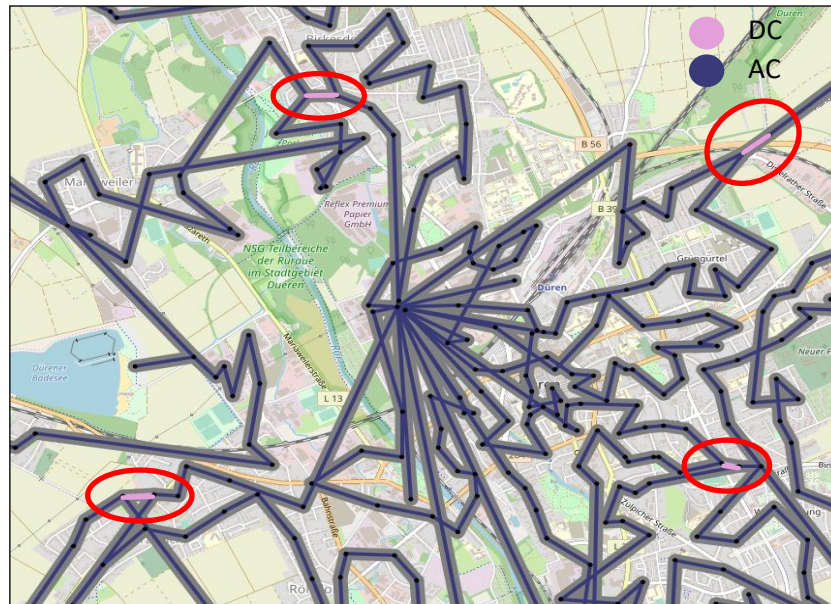


Abbildung 50: Punkt-zu-Punkt - Kürzeste Koppelstrecke

Die Abbildung 51 zeigt ein Multi-Terminal Netz in Form eines minimalen Spannbaums, das sekundärseitig an den HS/MS-Transformatorstationen der Mittelspannungsnetze angeschlossen ist. Insgesamt sind in diesem Konzept fünf Umrichter verbaut.

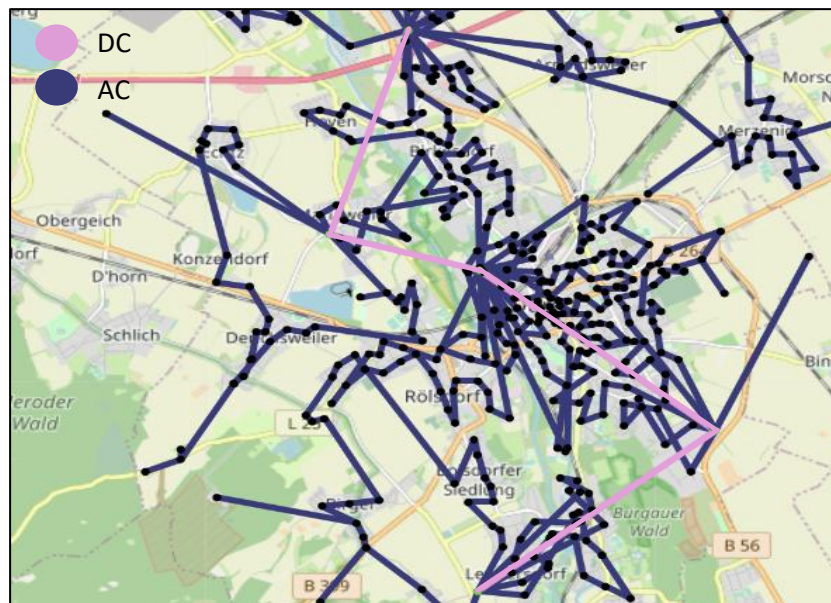


Abbildung 51: Minimaler Spannbaum – Transformatorstationen

Das Konzept mit einer zentralen DC-Sammelschiene an den nahegelegensten Trennstellen ist in der Abbildung 52 zu sehen. Hier sind ebenfalls fünf Umrichter verbaut.

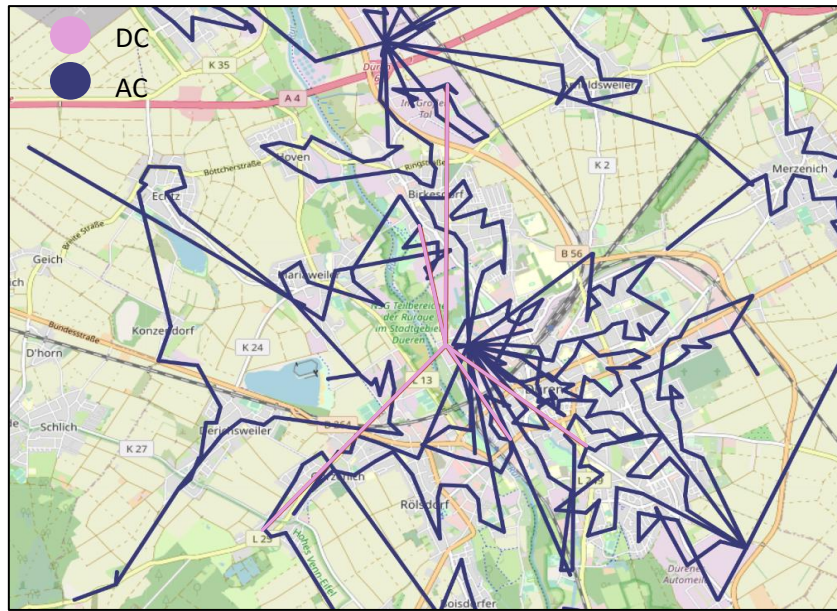


Abbildung 52: Zentrale DC-Sammelschiene - Trennstellen

Die unterschiedlichen Konzepte der DC-Underlay-Grids werden in Abbildung 53 durch das Volumen an kundenseitiger Flexibilität bewertet, die durch die Umsetzung der entsprechenden Konzepte eingespart werden kann.

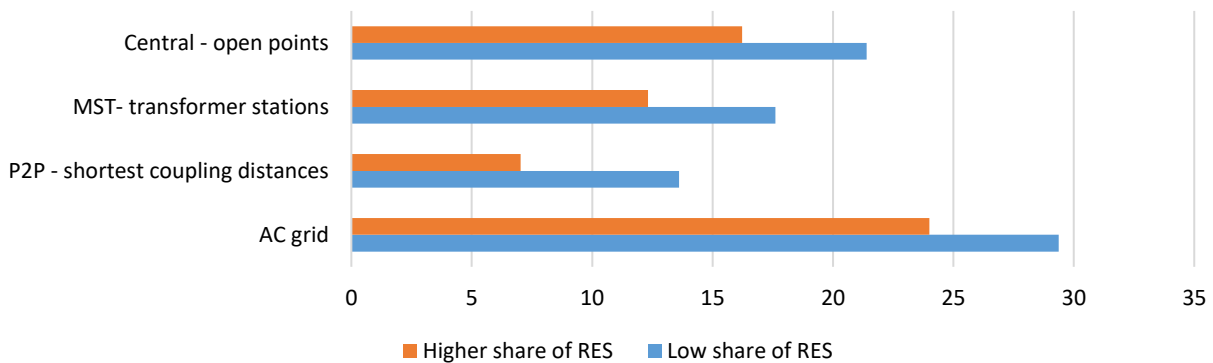


Abbildung 53: Einsatz kundenseitiger Flexibilität für die unterschiedlichen Underlay-Grid-Konzepte

Die hier dargestellte Leistung entspricht der Summe der Wirkleistung von Erzeugern und Lasten, die zur Erreichung eines engpassfreien Netzbetriebszustandes angepasst werden müssen. Da die Anpassung dieser Leistung die Aufgabe des OPF ist, ist davon auszugehen, dass es sich hierbei in jedem Versorgungsfall und für jedes Konzept um das Minimum der möglichen Anpassungen der Wirkleistung handelt.

Aus der Abbildung 53 ist ersichtlich, dass jedes der vorgestellten Konzepte in der Lage ist, die Anpassung der kundenseitigen Flexibilität zu reduzieren. Hierbei sorgt das Punkt-zu-Punkt-Konzept für die größte Reduktion, gefolgt von dem MST-Konzept und dem Konzept mit der zentralen Sammelschiene. Eine Reduktion der angepassten Leistung kann hierbei die Folge zweier Effekte sein: Eine Neuverteilung der Energie zwischen den Netzen, wodurch primär überlastete Transformatoren entlastet werden oder die Entlastung von Komponenten innerhalb des Mittelspannungsnetzes durch eine gezielte Ein- bzw. Ausspeisung von Wirk- und Blindleistung innerhalb des Netzes. Der Anschluss an den Transformatorstationen hat hierbei primär einen Effekt auf die Transformatoren. Hierbei wird Leistung von Netzen mit überlasteten Transformatoren zu Netzen mit schwächer ausgelasteten Transformatoren

geleitet (Einspeisefall) bzw. Leistung über schwach ausgelastete Transformatoren für Netze mit überlasteten Transformatoren bezogen (Lastfall). Ein Anschluss an den Trennstellen kann ebenfalls eine Neuverteilung der Leistung ermöglichen. Da die Leistung jedoch den gesamten Halbring durchqueren muss, ist die maximal übertragbare Leistung durch die Leiter der Halbringe beschränkt. Des Weiteren kann dieses Konzept zu einer Entlastung der Ringe beitragen. Ein Anschluss an die Netzknoten mit der geringsten Distanz zum benachbarten Netz entspricht in der Regel einem Anschluss im inneren des Halbrings. Hierdurch ist wiederum eine Entlastung von Betriebsmitteln im Ring sowie eine Neuverteilung von Leistung möglich. Insbesondere der massive Einsatz von Blindleistungskompensation in diesem Konzept ermöglicht hierbei die hohe Einsparung an kundenseitigem Flexibilitätseinsatz dieses Konzeptes.

2.2.3. AP2.3: Kombinierte Netzbetriebssimulation für Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetze

AP2.3 entwickelt und wendet eine Betriebssimulation zur gemeinsamen Analyse von Mittel- und Niederspannungs-Gleichstromnetzen an. Die spannungsebenenübergreifende Simulation ist ein zentrales Werkzeug für die kombinierte Planung und untersucht insbesondere die Flexibilität durch Gleichspannungswandler an den Schnittstellen sowie die neuen betrieblichen Möglichkeiten vermaschter Niederspannungsnetze.

Analyse von Gleichspannungswandlern an der Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen

Zur Umspannung und Leistungsübertragung zwischen DC-Mittelspannung (MVDC) und DC-Niederspannung (LVDC) können Gleichspannungswandler zum Einsatz kommen, die in zukünftigen DC-ONS verbaut werden würden. Die Analyse möglicher Ausgestaltungen der Betriebsmittel an der Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen erfolgt analog zu den Untersuchungen für serielle Gleichspannungswandler in AP2.1. Daher sind zunächst die beiden wichtigen Eigenschaften zu nennen, die eine Klassifizierung von Gleichspannungswandlern ermöglichen:

- Galvanische Trennung
- Möglichkeit des bidirektionalen Leistungsflusses (Bidirektionalität)

Anders als für serielle DC/DC-Wandler (vgl. AP2.1) ergibt sich für im Folgenden als vertikale DC/DC-Wandler bezeichnete Betriebsmittel an der Schnittstelle zwischen MVDC- und LVDC-Netzen ein Erfordernis der galvanischen Trennung, um eine höhere betriebliche Sicherheit und die Übertragung von Fehlerströmen zu vermeiden. Die Bedeutung ist auch deswegen groß, da DC-Verteilnetze durch geringe Gesamtkapazitäten eine geringere Systemträgheit aufweisen, die zu schnellen möglichen Spannungseinbrüchen im Fehlerfall führen. Die im Vergleich zu seriellen DC/DC-Wandlern hohe Differenz zwischen Ein- und Ausgangsspannungsniveau begünstigt ebenfalls den Einsatz von Mittelfrequenztransformatoren für vertikale DC/DC-Wandler, die zu einer galvanischen Entkopplung führen.

Zudem werden für zukünftige DC-ONS analog zu seriellen DC/DC-Wandlern in der Regel bidirektionale Topologien benötigt, die sowohl Leistungsflüsse aus der Mittel- in die Niederspannungsebene als auch in umgekehrter Richtung im Falle von Erzeugungsüberschüssen im Niederspannungsnetz zulassen. Unter Berücksichtigung der abgeleiteten Anforderungen der galvanischen Trennung und Bidirektionalität ergeben sich als mögliche Topologie die Dual Active Bridge.

Da prinzipiell auch weitere Topologien in Betracht kommen, die die technischen Anforderungen erfüllen, wird im Folgenden ein generisches Modell zur Abbildung vertikaler DC/DC-Wandler verwendet, welches eine individuelle Parametrierung verschiedener Wandler zulässt.

Modellierung von Gleichspannungswandlern an der Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen

Zur Abbildung der vertikalen DC/DC-Wandler und ihrer betrieblichen Eigenschaften in quasistationären Betriebssimulationen kann das in AP2.1 entwickelte Modell [39] erweitert werden. Für Gleichspannungswandler an der Schnittstelle zwischen Mittel- und Niederspannung besteht dabei der Unterschied, dass sich die Nennspannungen auf Ein- und Ausgangsseite unterscheiden. Unter Berücksichtigung dessen sowie der ermittelten technischen Eigenschaften wird ein generisches Wandlermodell verwendet. Dieses wird sowohl in die ausführlichere Node-Breaker-Repräsentation des Netzes, als auch in das schlankere Bus-Branch-Modell integriert (vgl. auch AP2.1). Das Modell ist in Abbildung 54 dargestellt. Der Wandler wird somit durch die für die quasistationäre Betriebssimulation relevanten Größen beschrieben: Ein- und ausgangsseitige Knotenspannungen an den Sammelschienen, ein- und ausgangsseitige Leistungsflüsse und Ströme sowie die Verluste des Wandlers.

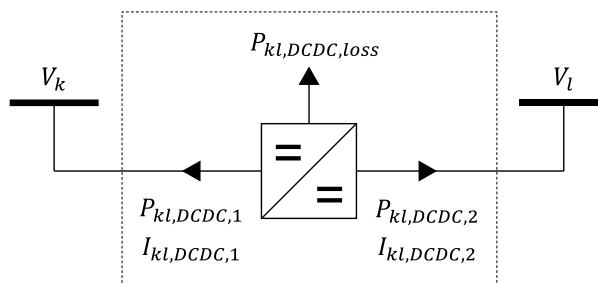


Abbildung 54: Modell des vertikalen DC/DC-Wandlers

Diese Verluste können, analog zum Modell der seriellen DC/DC-Wandler, durch ein Polynom zweiten Grades angenähert werden, wie die folgende Formel zeigt.

$$P_{kl,DCDC,loss} = \alpha_{DCDC} + \beta_{DCDC} \cdot \frac{|P_{kl,DCDC,1}| + |P_{kl,DCDC,2}|}{2} + \gamma_{DCDC} \cdot \left(\frac{|P_{kl,DCDC,1}| + |P_{kl,DCDC,2}|}{2} \right)^2 \quad (4)$$

Durch die individuelle Wahl der Parameter α , β und γ für die konstanten, linear und quadratisch anwachsenden Verlustanteile, können verschiedene Wandler modelliert werden.

Untersuchung des betrieblichen Nutzens einer Leistungsflusssteuerung

Im Folgenden wird für ein exemplarisches MVDC- und LVDC-System die Auswirkung verschiedener Betriebsoptimierungen auf die Netzverluste untersucht. Die vier untersuchten Varianten sind ein Referenzfall ohne Betriebsoptimierung durch OPF („No opt.“), ein Fall, in dem ausschließlich eine Optimierung der Sollspannung zulässig ist („V. opt.“), ein Fall, in dem ausschließlich eine Leistungsflussoptimierung zulässig ist („P. opt.“) sowie zuletzt eine Kombination beider Fälle, sodass sowohl Spannungswert als auch Leistungsflusssteuerung ermöglicht werden („V. & P. opt.“). Die Ergebnisse sind in Abbildung 55 zu sehen.

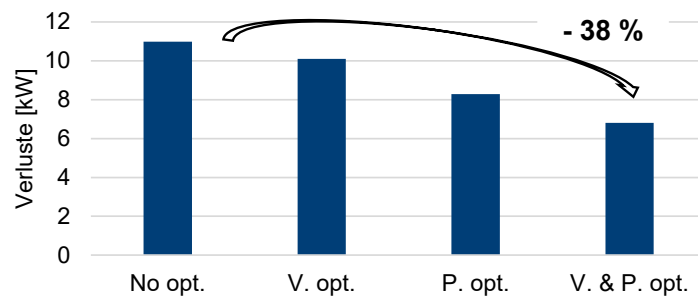


Abbildung 55: Netzverluste für Varianten der Betriebsoptimierung

Es ist zunächst zu erkennen, dass durch die Betriebspunktoptimierung in jeglicher Konfiguration Netzverluste reduziert werden. Am geringsten fällt dieser Effekt für die reine Spannungsoptimierung aus, bei der eine Anhebung der Sollspannung für leicht geringere Ströme und daher Netzverluste sorgt. Am stärksten ist der Effekt bei Kombination von Sollspannungsoptimierung und Leistungsflusssteuerung mit rund 38 Prozent Verlustreduktion. Der positive Effekt der Leistungsflusssteuerung ist darauf zurückzuführen, dass der initiale Betriebspunkt der Wandler keine verlustoptimierte Aufteilung der Leistungsflüsse vorsieht. Die absolute Höhe der Verluste und Einsparungen stellen vor dem Hintergrund, dass reale Netze durchaus größere Ausdehnung aufweisen können und eine spezifische Parametrierung zugrunde liegt, keine Allgemeingültigkeit dar. Die qualitativen Effekte gelten jedoch generell. Somit kann geschlussfolgert werden, dass eine Betriebspunktoptimierung vertikaler DC/DC-Wandler sinnvoll im Hinblick auf die Netzverluste ist. Wie in AP2.1 gezeigt wurde, ist diese Erkenntnis abweichend von der für serielle DC/DC-Wandler, deren Leistungsflusssteuerung zwar zur Einhaltung technischer Grenzwerte dienen kann, die Netzverluste jedoch nicht verbessert.

Als nächstes werden Stromgrenzwerte für die Leitungen im Netz berücksichtigt, sodass Netzengpässe entstehen. Diese Grenzwerte werden für die vier beschriebenen Fälle der Betriebsoptimierung zwischen 100 A und 80 A variiert. Um diese technischen Grenzwerte einzuhalten, ist eine Anpassung von Betriebspunkten steuerbarer Assets im System notwendig. Ist keine netzseitige Flexibilität vorhanden, so muss dies durch Eingriff in das Kundenverhalten erfolgen. Durch Abregelung der Netznutzer, also den Abruf netzkundenseitiger Flexibilität, können die Stromgrenzen eingehalten werden. Dies stellt wiederum den Referenzfall dar (No opt., d.h. keine netzseitige Betriebsoptimierung). Nun wird untersucht, inwiefern die netzseitige Betriebspunktoptimierung diesen kundenseitigen Flexibilitätsbedarf reduzieren kann, der im Allgemeinen mit höheren Kosten verbunden ist. Die Ergebnisse zeigt Abbildung 56.

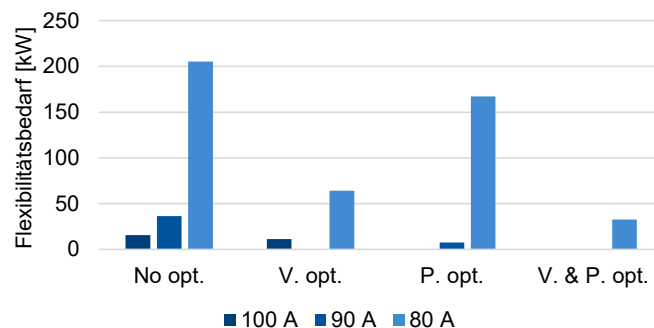


Abbildung 56: Benötigte kundenseitige Flexibilität zur Einhaltung technischer Grenzwerte für Varianten der Betriebsoptimierung und verschiedene Stromgrenzen

Es zeigt sich zuerst, dass der Flexibilitätsbedarf zur Einhaltung der Betriebsgrenzen durch die technischen Grenzwerte bestimmt ist. Je geringer die Stromtragfähigkeit, desto größer der (potentielle) Eng-

pass, und desto mehr Flexibilität zur Behebung des Engpasses ist notwendig. Darüber hinaus wird deutlich, dass die Betriebspunktoptimierungen in der Lage sind, diesen netzkundenseitigen Flexibilitätsbedarf deutlich zu reduzieren, und in manchen Fällen sogar gänzlich zu beseitigen. Am besten wirkt dabei erwartungsgemäß die Kombination aus Spannungs- und Leistungsoptimierung. Auch für diese Analyse gilt, dass die quantitativen Ergebnisse der spezifischen Parametrierung unterliegen, die generelle Aussage jedoch besteht: Vertikale DC/DC-Wandler können zur Reduktion netzkundenseitiger Flexibilität beitragen.

2.2.4. AP2.4: Auswirkungen von Ladestrategien auf den Netzbetrieb in Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetzen

AP2.4 untersucht die Auswirkungen zukünftig hoher Anschlussleistungen durch Elektromobilität auf Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetze. Ziel ist es, die betrieblichen Folgen für eine innovative Systemarchitektur zu analysieren und die Leistungsfähigkeit von DC-Verteilnetzen unter diesen Bedingungen zu bewerten. Dies beinhaltet die Modellierung von Ladestrategien, sowie ihre Implementierung in die bestehende Betriebssimulation. Zusätzlich wurden für die jeweiligen Strategien die Einflüsse auf das Netzintegrationspotentials der Elektrofahrzeuge, sowie den Ladebetrieb untersucht.

Die Betrachtungen umfassen vier Ladestrategien. Dabei handelt es sich bei der ersten um ein reguläres unreguliertes Laden und bei den restlichen drei Strategien um Formen des Lastmanagements. Die letzteren bestehen aus einer Strategie des regelbasierten Lastmanagements, nämlich den Ladezeitfenstern (Abbildung 57 a)), und zwei Strategien des dezentralen Lastmanagements – P(U)-Regelung und Min-P-Laden. Bei P(U)-Regelung wird die Ladeleistung anhand der Netzspannung und folglich der Netzsituation angepasst. Die damit verbundene Kennlinie ist in Abbildung 57 b) dargestellt. Bei Min-P-Laden wird das Fahrzeug über die gesamte Standzeit mit der minimal benötigten Leistung geladen. Damit kann die Netzbelastung reduziert werden. Abbildung 57 c) zeigt die Ladekennlinie bei Min-P-Laden.

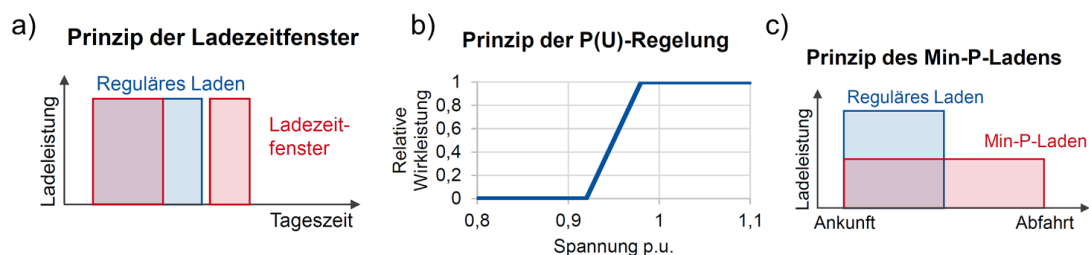


Abbildung 57: Prinzip der Ladestrategien für a) Ladezeitfenster, b) P(U)-Regelung und c) das Min-P-Laden

Um den Einfluss der Ladestrategien auf den Ladevorgang abbilden zu können, muss der Ladevorgang modelliert werden. Dies wird durch das in Abbildung 58 dargestellte Verfahren umgesetzt. Dabei wird je nach Ladestrategie in jedem Zeitschritt der Modellierung Lastmanagement angewendet, welchen die Ladeleistung entsprechend anpasst. Im Fall der P(U)-Regelung wird dadurch eine Abhängigkeit zwischen der Ladeleistung und dem Netzzustand erzeugt.

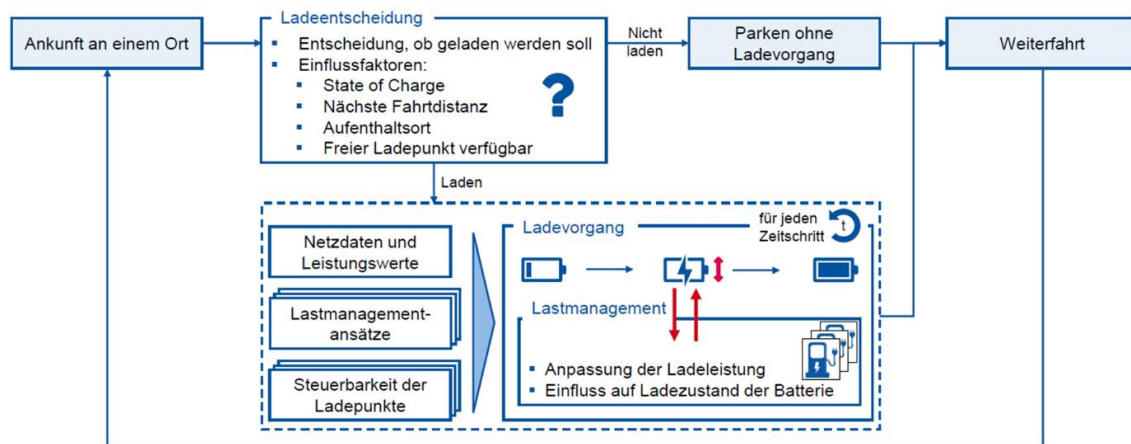


Abbildung 58: Modellierung der Ladevorgänge

Anhand des Modells des Ladevorgangs wird das Netzintegrationspotential bei der Anwendung verschiedener Ladestrategien untersucht. Als Untersuchungsgegenstand dienen fünf repräsentative Netzgebiete: Metropole (im Folgendem M), Regiopole (R), Großstadt (G) und Kleinstadt/Ländlich (S1 und S2). Das Netzintegrationspotential wird dabei als Prozentwert dargestellt. Dieser bildet ab, welcher Anteil der aktuell vorhandenen PKW in dem entsprechenden Netzgebiet durch Elektrofahrzeuge ersetzt werden können, ohne Netzengpässe zu verursachen. Im Folgendem werden exemplarische Ergebnisse dargestellt.

In Abbildung 59 wird Netzintegrationspotential bei unregelmäßigem Laden und der Nutzung von Ladezeitfenstern verglichen. Dabei werden bei den Ladezeitfenstern zwei Fälle betrachtet: „Ladezeitfenster VNB“, welches von einigen deutschen VNBs genutzt wird, und „Ladezeitfenster optimiert“, welches eine optimierte Parametrierung darstellt.

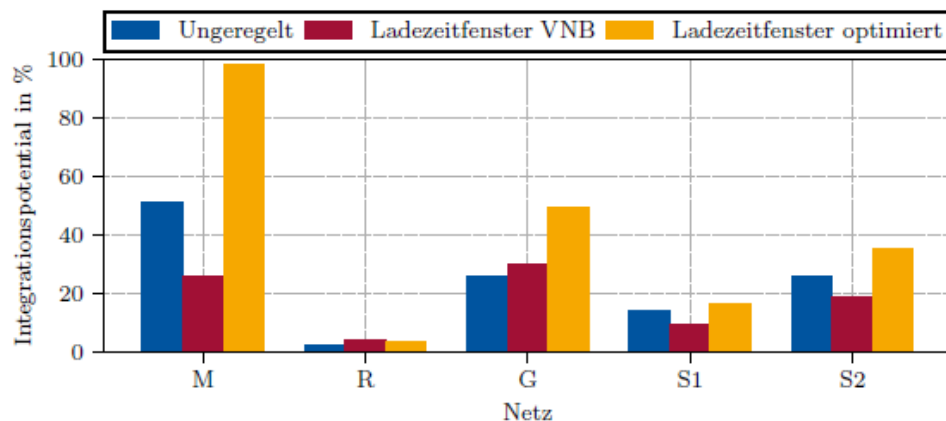


Abbildung 59: Netzintegrationspotential bei unregelmäßigem Laden und der Nutzung von Ladezeitfenstern

Aus den Ergebnissen in Abbildung 59 ist ersichtlich, dass das optimierte Ladezeitfenster das Netzintegrationspotential im Vergleich zum unregelmäßigen Laden in allen Netzgebieten erhöht. Die Nutzung des VNB-Ladezeitfensters führt hingegen in manchen Netzgebieten zu einer Reduktion des Netzintegrationspotentials.

Abbildung 60 stellt den Einfluss der Min-P-Ladestrategie auf das Netzintegrationspotential ab. Da diese Ladestrategie von der Abfahrtszeit des Fahrzeuges abhängt, welcher häufig nicht genau bekannt ist, wird diese Unsicherheit anhand von zwei Fällen betrachtet. Im Fall „Min-P geschätzt“ wird die Aufenthaltsdauer des Fahrzeuges auf Basis historischer Durchschnittswerte geschätzt, während im Fall „Min-P exakt“ die Kenntnis der exakten Abfahrtszeit angenommen wird.

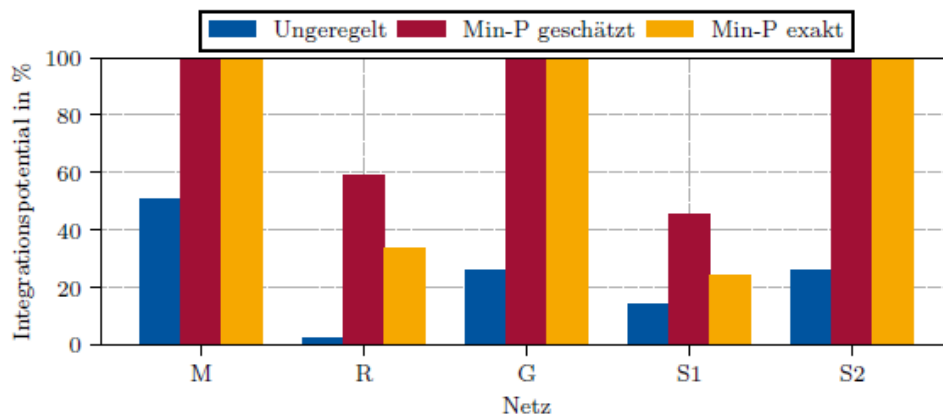


Abbildung 60: Netzintegrationspotential bei ungeregeltem Laden und dem Min-P-Laden

Die Ergebnisse in Abbildung 60 zeigen, dass die Min-P-Ladestrategie in allen Netzgebieten zu einer starken Erhöhung des Netzintegrationspotentials führt. In den Fällen der Netzgebiete M, G und S2 kann dadurch ein Netzintegrationspotential von 100 % erreicht werden. In den Netzgebieten R und S1 können mit der Ladestrategie „Min-P geschätzt“ höhere Netzintegrationspotentiale erreicht werden, als im Fall „Min-P exakt“. Ein möglicher Grund dafür ist die Überschätzung der Aufenthaltsdauer, welche zu einer reduzierten Ladeleistung führt und folglich das Netz entlastet. Eine weitere Folge der Überschätzung ist eine Verringerung der geladenen Energie, was zu erhöhten Mobilitätseinschränkungen führt, was in Abbildung 61 gezeigt wird.

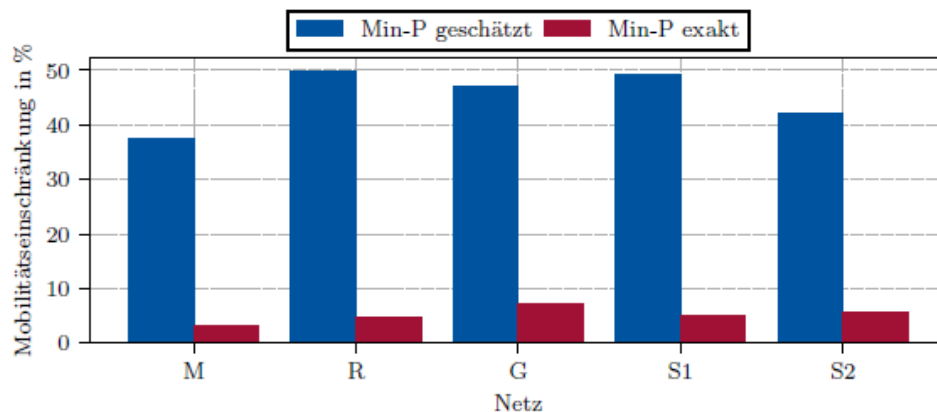


Abbildung 61: Mobilitätseinschränkung bei geschätztem und exaktem Min-P-Laden

2.3. AP3: Vergleichende Bewertung von Drehstrom- und Gleichstromverteilnetzen (der öffentlichen Energieversorgung)

AP3 widmet sich dem systematischen Vergleich von Gleichstrom- und Drehstromverteilnetzen. Aufbauend auf den Ergebnissen der ersten Förderphase werden unterschiedliche Netzstrukturen, Versorgungsaufgaben und Szenarien betrachtet, um planerische und betriebliche Vorteile von DC-Netzen gegenüber bestehenden AC-Systemen transparent zu bewerten.

2.3.1. AP3.1: Analyse von Kosten und Vergleichsparametern

AP3.1 identifiziert und fasst die relevanten technischen und wirtschaftlichen Parameter zusammen, die als Grundlage für die vergleichende Bewertung von Mittel- und Niederspannungsnetzen in AC- und DC-Technologie dienen.

Analyse relevanter Kosten und Vergleichsparameter

Im Bereich der Leitungen unterscheiden sich weder Grabenkosten noch die physikalischen Charakteristika stark zwischen Dreh- und Gleichstromverteilnetzen. Die unterschiedliche Anzahl von Leitern

bzw. Kabelkonfiguration im Gleichstrombereich ist entsprechend zu berücksichtigen, wodurch auch für Gleichstromleitungen ein guter Informationsstand unterstellt wird. Insbesondere die Kosten für Umwandlungseinheiten im Gleichstromnetz sind allerdings schwierig abzuschätzen. Hier existiert, gerade für den Mittelspannungsbereich, weder ein etablierter Markt für Standardbetriebsmittel noch eine ausreichende Informationsbasis an Herstellerpreisen. Zudem muss die progressive technische Weiterentwicklung im Bereich der Leistungselektronik berücksichtigt werden. Für quantitative Betrachtung in den weiteren Arbeitspaketen wird daher eine Bottom-Up-Modellierung von Umwandlungseinheiten aus Einzelkomponenten empfohlen, in welcher verfügbare Kosten einzelner Bauteile kombiniert werden. Die Implementierung dieses Bottom-Up-Modells ist vorgesehen, jedoch nicht Bestandteil des Projektplans und dieses Arbeitsschrittes.

Die bereits ermittelten Kosten für Gleichstrombetriebsmittel sind in einer Datensammlung zusammengefasst. Ohne Bedeutung für den Inhalt und die Ergebnisse dieses Arbeitsschrittes werden diese zur besseren Nutzbarkeit zukünftig in ein SQL-basiertes Datenbankformat überführt. Diese Datenbasis soll kontinuierlich angereichert werden.

Für folgende Netzbetriebsmittel liegen Kosten vor und Informationen können bei Gelegenheit weiter angereichert werden:

- Kabel
- Graben
- Gestänge
- Freileitung
- Transformator
- Drossel (Kurzschlussbegrenzungsanlage)
- Drosselspule (Blindleistungskompensationsanlage)
- Schaltfeld
- Spule (Erdschlusslöschspule)
- Spule
- Leistungs- und Lasttrennschalter

Für folgende Betriebsmittel sollte die Datenlage kontinuierlich verbessert werden [40, 41]:

- Leistungselektronische Wandler
- Kühlungssysteme
- Gleichstromleistungsschalter

Analyse und Erarbeitung von Vergleichsparametern

Zunächst wurde eine Sammlung verschiedenster Parameter, welche für die Bewertung von Verteilnetzen allgemein von Interesse sein könnten, erstellt. Anschließend wurde in Diskussion mit den Experten zur Netzplanungssoftware und industriellen Partnern im Projekt eine Einschätzung des Aufwands zur Quantifizierung der einzelnen Aspekte sowie der tatsächlichen Relevanz im Projektkontext vorgenommen, dargestellt als einfache Skala von „1 – niedrig“ bis „5 – hoch“. Die Ergebnisse sind in der untenstehenden Tabelle 7 zusammengefasst.

Tabelle 7: Übersicht der ermittelten Vergleichsparamater

Haupt- kategorie	Ziel	Parameter	Aufwand der nachgelagerten Quantifizierung	Relevanz / Priorität
Ökono- misch	Volkswirtschaftliche Kosten	Kapitalwert oder Annuitäten der Investitions- und Betriebskosten, Sensitivität Zukunft	2	5
		Monetarisierung weiterer Aspekte wie Flexibilität, EE-Abregelungs, usw.	4	3
	Betriebswirtschaftliche Kosten VNB	Kapitalwert oder Annuitäten bezogen auf ARegV	5	1
Tech- nisch / Struk-tu- rell	Energieverluste	Verlustleistung (zu betrachteten Zeitpunkten)	1	3
		Jahresverlustenergie	1	5
	Zuverlässigkeit	SAIDI / ASIDI (klassisch für Netzkomponenten)	2	5
		SAIDI / ASIDI (inkl. IKT, SG-Funktionalität)	5	3
		Maximale Ausfalldauern	4	2
	Resilienz	Wahrscheinlichkeit lokaler Blackout	5	1
		Gegen Unsicherheiten in (einzelnen) Abweichungen vom Szenario	2	3
		Inselnetzfähigkeit strukturell	2	4
		Inselnetzfähigkeit als Dauer (o.ä.)	4	2
	Infrastrukturkopplung	Anforderungen IKT (Latenzzeiten, Datenübertragungsraten)	3	3
		Potential für Power-2-X (z.B. Sensitivitäten zu Power-2-Gas, Wärmepumpen,...)	2	2
	Systemdienst-leistungen	Potential Regelenergiebereitstellung	3	2
		Flexibilitätpotential für Über-/Unterlagerte Netze	5	3
		Schwarzstartfähigkeit	5	3
	Vermischungsgrad	Leitungen pro Knoten	1	4
		Anteil Knoten mit mehr als 2 Leitungen (u.ä.)	1	4
	Knotenbasierte Parameter	Knotenzahl	1	4
		Anschlussleistung je Knoten	1	4
		Knoten je Abgang	1	4
	Leitungsbasierte Kilometer	Leitungskilometer	1	4
		Anschlussleistung je Leitungskilometer	1	4
		(mittlere) Distanzen zwischen Knoten	1	4
Sozial / Umwelt	Nutzerkomfort	Anzahl Eingriffe in Nutzerverhalten	1	1
		Bilanzielle (Energie, Dauer, ...) Bewertung von Eingriffen in Nutzerverhalten	2	3
		Diskriminierungsfreiheit (z.B. Varianz der Abgeregelten Energie)	4	2
	Umweltbelange	CO2 Emissionen Stromerzeugung	2	5
		CO2 Emissionen inklusive Investitionen	4	4
		Anteil EE-Erzeugung	1	3
		Materialverbrauch Kabel	2	4
		Materialverbrauch erweitert (z.B. inklusive Transformatoren, Umrichter)	3	4
		Anzahl Umwandlungseinheiten	1	3
		Zusätzliche EE-Integrationspotentiale	3	5
	Lokale Energie	Deckungsanteil des Verbrauchs durch lokal erzeugten Strom	1	2

		Kundeneinbindung (z.B. Möglichkeit zur Marktpraktizipation)	4	4
	Anforderungen an Personal	Gefahren für Wartungspersonal	4	5
		Zusätzliche Kompetenzanforderungen an Mitarbeiter	5	5
	Alternative zum HS-Netz	Genehmigungsprozess (Schwierigkeit, Dauer), Vergleich MS-HS	5	5
		Kapazitätsbetrachtung zwischen HS Knoten -> erhöhte Übertragungskapazitäten durch MS-DC (DC Underlay)	3	5
	EE-Integration	Installierte EE-Anlagenleistung	1	1
		Abgeregelte Leistung (zu betrachteten Zeitpunkten)	1	3
		Jahresenergiemenge Abregelung	1	5

2.3.2. AP3.2: Vergleichende Bewertung von Mittelspannungsdreh- und Mittelspannungsgleichstromnetzen

AP3.2 führt eine vergleichende Bewertung von Mittelspannungsdrehstromnetzen und Mittelspannungsgleichstromnetzen unterschiedlicher Strukturen für identische Versorgungsaufgaben durch. Dabei werden die Erkenntnisse und Verfahren aus der ersten Förderphase genutzt, um die Netze anhand der zuvor definierten Vergleichsparameter gegenüberzustellen.

Zunächst wurden optimierte ringförmige Mittelspannungsdrehstromnetze für die in AP1.1 identifizierten Repräsentanten der Mittelspannungsversorgungsgebiete geplant sowie untersucht. Somit liegen repräsentative Mittelspannungsdrehstromnetze als Referenz vor. In den folgenden Arbeitsschritten wird die Planung vermaschter Mittelspannungsgleichstromnetze und ein Vergleich dieser mit den in Referenznetzen erfolgen.

Versorgungsaufgabe

In Abbildung 62 ist die Versorgungsaufgabe des zu planenden Mittelspannungsversorgungsgebiets abgebildet, das ein repräsentatives städtisches Versorgungsgebiet mit hoher Lastdichte darstellt. Insgesamt befinden sich in dem betrachteten Versorgungsgebiet 63.109 Netzkunden, bei denen es sich um Haushalte, Gewerbekunden, PV-Anlagen, Ladestationen, Batterien, Wärmepumpen oder Windenergieanlagen handeln kann. Die einzelnen Netzkunden verteilen sich auf 5611 Netzanschlusspunkte. So kann der Netzanschlusspunkt eines Einfamilienhauses neben dem Haushalt bspw. auch eine Ladestation eines Elektrofahrzeugs, eine Wärmepumpe zur Wärmebereitstellung, eine PV-Anlage sowie einen Batteriespeicher zur Eigenbedarfsoptimierung enthalten. Die Position des speisenden HS/MS-Umspannwerks wurde auf Basis von öffentlich verfügbaren geodaten ermittelt.

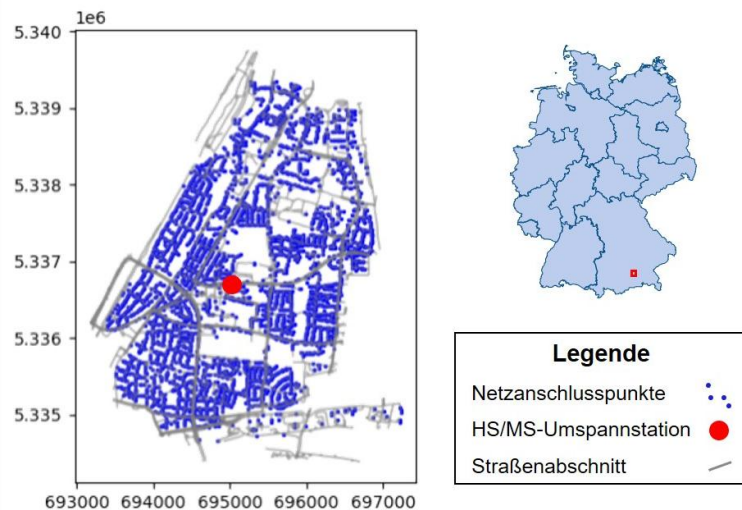


Abbildung 62: Synthetische Versorgungsaufgabe des Mittelspannungsnetzgebiets der Münchener Innenstadt

Vergleichende Bewertung zwischen Mittelspannungsdreh- und Mittelspannungsgleichstromnetzen

In Abbildung 63 ist auf der linken Seite ein vermaschtes Gleichstromnetz abgebildet. Auf der rechten Seite ist das Mittelspannungsdrehstromnetz dargestellt, welches als konventionelles Mittelspannungsnetz eine Referenz darstellt. Bei dem AC-Ringnetz sind in den unterschiedlichen Einfärbungen die Ringstrukturen zu erkennen, wobei eindeutig festgelegt ist, welcher Knoten von welchem Ring versorgt wird. Durch die vermaschte Struktur beim DC-Netz ist der sich einstellende Leistungsfluss schwierig abzuschätzen und es kann keine direkte Zuordnung zwischen Netzknoten und den versorgenden Leitungen erfolgen. Im Folgenden wird ein quantitativer Vergleich anhand unterschiedlicher Kriterien zwischen DC-Maschennetz und AC-Ringnetz vorgenommen.

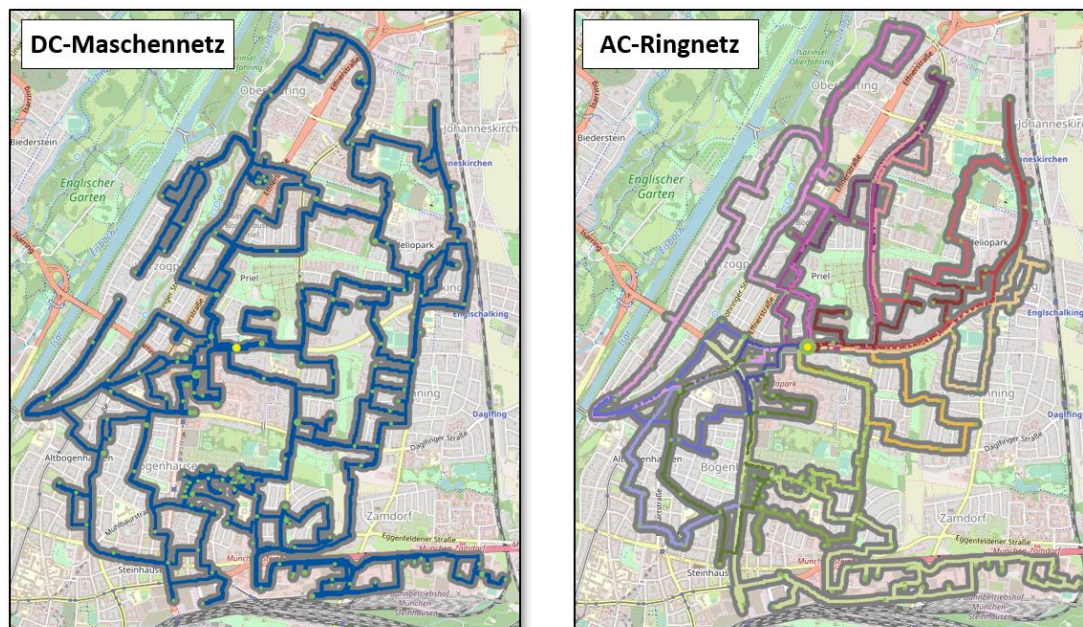


Abbildung 63: Visueller Vergleich der geplanten Netze

Abbildung 64 zeigt für beide Netze die Summe der Längen aller Gräben und verlegten Kabel. Es ist zu erkennen, dass sowohl die Länge der Gräben als auch der Kabel bei dem DC-Netz geringer ist als bei

dem AC-Netz. Durch den gleichzeitigen Vergleich zwischen einerseits Ring- und Maschennetz und andererseits Dreh- und Gleichstromnetz kann dies verschiedene Ursachen haben. Wie in der Vorabanalyse gezeigt, ist die Übertragungsfähigkeit der Kabel beim DC-Betrieb tendenziell höher. Außerdem wird für beide Netze (n-1)-Zuverlässigkeit gefordert, welche beim Ringnetz dazu führt, dass eine stärkere Überdimensionierung aus (n-0)-Sicht stattfindet, da bei Ausfall die übrige Infrastruktur den gesamten Ring versorgen muss.

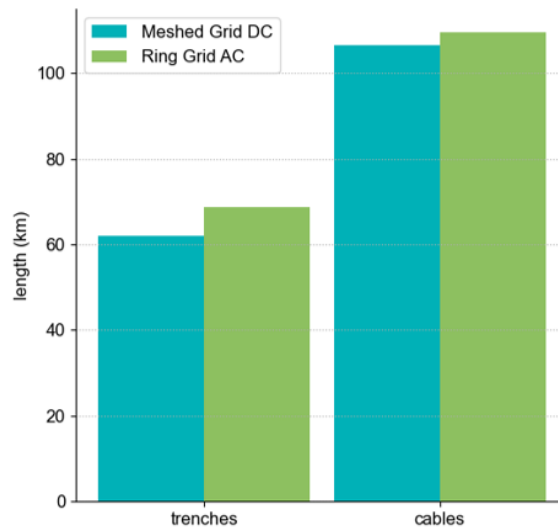


Abbildung 64: Graben- und Leitungslängen der geplanten Netze

In Abbildung 65 sind die Knotenspannungen jeweils für das vermaschte DC- und ringförmige AC-Netz aufgetragen. Der weiße Punkt stellt hierbei den Median der auftretenden Knotenspannungen dar. Die dicke schwarze Linie enthält 50% der Datenpunkte, welche sich zwischen dem 25%- und 75%-Quartil befinden. Innerhalb der dünnen schwarzen Linie befinden sich, ausgenommen Ausreißerdaten, alle Datenpunkte. Als Ausreißer werden Datenpunkte definiert, wenn sie mehr als die 1,5-Fache Länge des Quartilsabstandes über dem 75%-Quartil oder unter dem 25%-Quartil liegen.

Diese Darstellung lässt Rückschlüsse auf das generelle Spannungsverhalten in den Netzen zu. Es ist zu beobachten, dass der Spannungsabfall bei beiden Netzen gering ist. Die minimale Spannung liegt beim DC-Netz bei etwa 0,993 p.u. und beim AC-Netz bei 0,991 p.u.. Anhand des 25%-, 50%- und 75% Quartils ist jedoch zu erkennen, dass der Spannungsabfall im DC-Netz trotz geringerer Gesamtlänge an Kabeln insgesamt geringer als beim AC-Netz ist.

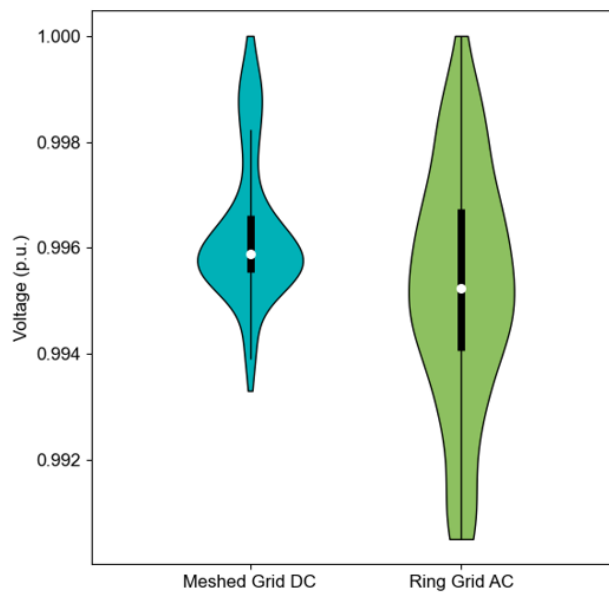


Abbildung 65: Knotenspannungen der geplanten Netze

Die Verteilung der Kabelauslastungen ist in Abbildung 66 aufgetragen. Die maximale Kabelauslastung ist beim DC-Netz mit 70% um etwa 40% höher als beim AC-Netz. Bei Betrachtung der 75%-Quartile ist zu erkennen, dass einige Kabel im DC-Netz höher ausgelastet sind als im AC-Netz. Gleichzeitig sind Median und 25%-Quartil im DC-Netz niedriger. Daraus kann geschlossen werden, dass die generelle Spannweite der Kabelauslastungen im DC-Netz höher als im AC-Netz ist.

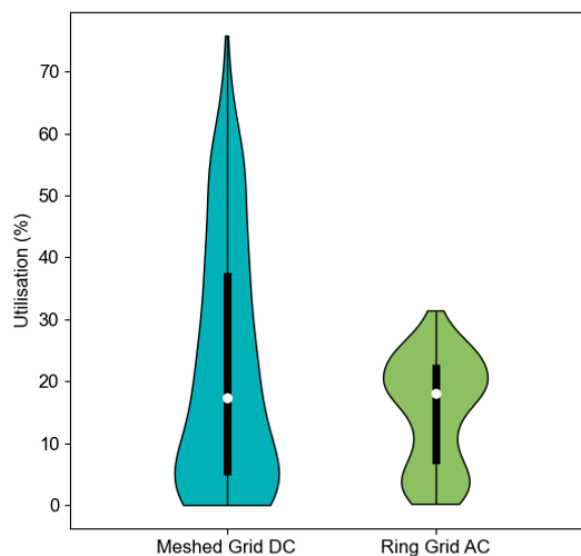


Abbildung 66: Leitungsauslastungen der geplanten Netze

Abschließend zeigt Abbildung 67 einen Vergleich der annuitätischen Netzkosten. Die Gesamtkosten sind mit rund 475.000 € bei beiden Netzen sehr ähnlich. Jedoch unterscheidet sich die Zusammensetzung der Kosten. Diese ergeben sich aus den Betriebs-, Verlust-, Betriebsmittel-, und Grabenkosten. Durch eine geringere Grabenlänge im DC-Netz ergeben sich auch leicht niedrigere Graben- und damit Gesamtkosten verglichen mit dem AC-Netz.

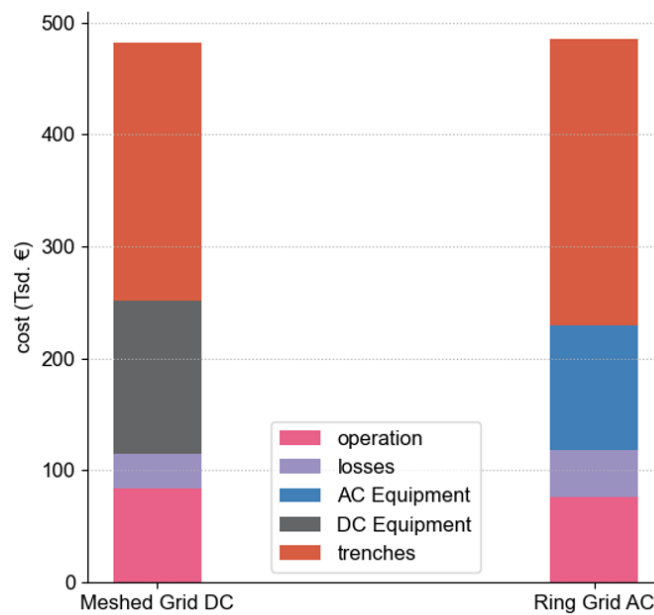


Abbildung 67: Annuitätische Kosten der geplanten Netze

Aufgrund des hohen Einflusses der Versorgungsaufgabe und der gewählten Parameter wie beispielsweise der Betriebsmittelkosten, welche einer Unsicherheit unterliegen, sind die Ergebnisse nicht als allgemeingültig zu interpretieren. Dennoch unterstreichen sie das techno-ökonomische Potential von DC-Mittelspannungsnetzen, welches im weiteren Projektverlauf weiter untersucht wird.

2.3.3. AP3.3: Vergleichende Bewertung von Drehstrom- und Gleichstromverteilnetzen

AP3.3 bewertet Mittel- und Niederspannungsnetze gemeinsam, um die planerischen und betrieblichen Vorteile von DC-Netzen zu analysieren. Verschiedene realistische Netzstrukturen werden für identische Versorgungsaufgaben verglichen. Die Bewertung stützt sich auf die in AP1 entwickelten Planungsverfahren sowie Versorgungsaufgaben und erfolgt anhand der zuvor definierten Vergleichsparameter. Dabei erfolgt die Planung von Drehstromverteilnetzen analog zu der Planung von Gleichstromnetzen, wobei die DC/DC-Wandler durch Transformatoren ersetzt werden. Die folgenden Ergebnisse sind Teil der Dissertation von Julian Saat, welche zum Zeitpunkt der Einreichung dieses Berichts noch unveröffentlicht ist.

Im Folgenden werden die Planungsergebnisse für die, in Abschnitt 2.1.4 definierten Gebiete, dargestellt. Für jede der Kategorien – Stadtzentren (A), vorstädtischen Gebieten (B), ländliche Gebiete (C) und sehr ländliche Gebiete (D) – wurde jeweils ein repräsentatives Gebiet gewählt. Bei der Planung der Drehstromnetze wurden zwei gängige Netzstrukturen betrachtet: Ringnetz in der Mittelspannungsebene mit radialen Netzen in der Niederspannungsebene (Ring and Radial) und vermaschtes Netz in der Mittelspannungsebene mit Ringnetzen in der Niederspannungsebene (Meshed and Ring). Gleichstromnetze wurden zusätzlich mit weiteren Strukturen geplant. Für den Vergleich wird im Folgenden nur auf die Ergebnisse für die zwei Netzstrukturen eingegangen, mit der sowohl Gleich- als auch Drehstromnetze geplant wurden.

Bei den Drehstromnetzen konnte in den Gebieten B, C und D kein Netz ohne Grenzwertverletzungen geplant werden. Bei der Kombination aus Ring- und radialem Netz treten in der Endlösung Spannungsbandverletzungen auf (Abbildung 71). Bei dem vermaschtem und Ringnetz in Gebiet B konnte keine Lösung gefunden werden, während in den Gebieten C und D die Lastflussrechnung bei der gefundenen Lösung nicht konvergierte. In den letzteren Fällen können daher vorläufige Aussagen zu Investitionskosten und Leitungs- und Grabenlängen gemacht werden, jedoch nicht zu den Leitungsauslastungen

und den Kostenspannungen. Der Grund für diese Schwierigkeiten ist die Versorgungsaufgabe, welche ein Zukunftsszenario widerspiegeln soll. Dabei kommt es zu hohen Leistungsflüssen und folglich zu starken Spannungsabfällen im Drehstromnetz in nichtstädtischen Gebieten.

Struktureller und wirtschaftlicher Vergleich

Abbildung 68 zeigt die Leitungs- und Grabenlängen der Dreh- und Gleichstromnetze. Es ist eine Tendenz zu höheren Leitungslängen in der Mittelspannungsebene und geringeren Leitungslängen in der Niederspannungsebene zu erkennen. Die kürzeren Niederspannungsleitungslängen sind durch die Versorgungsaufgabe bedingt, da starke Leistungsflüsse zu hohen Spannungsabfällen führen und die Leitungslänge zur Einhaltung des Spannungsbands beschränkt werden muss.

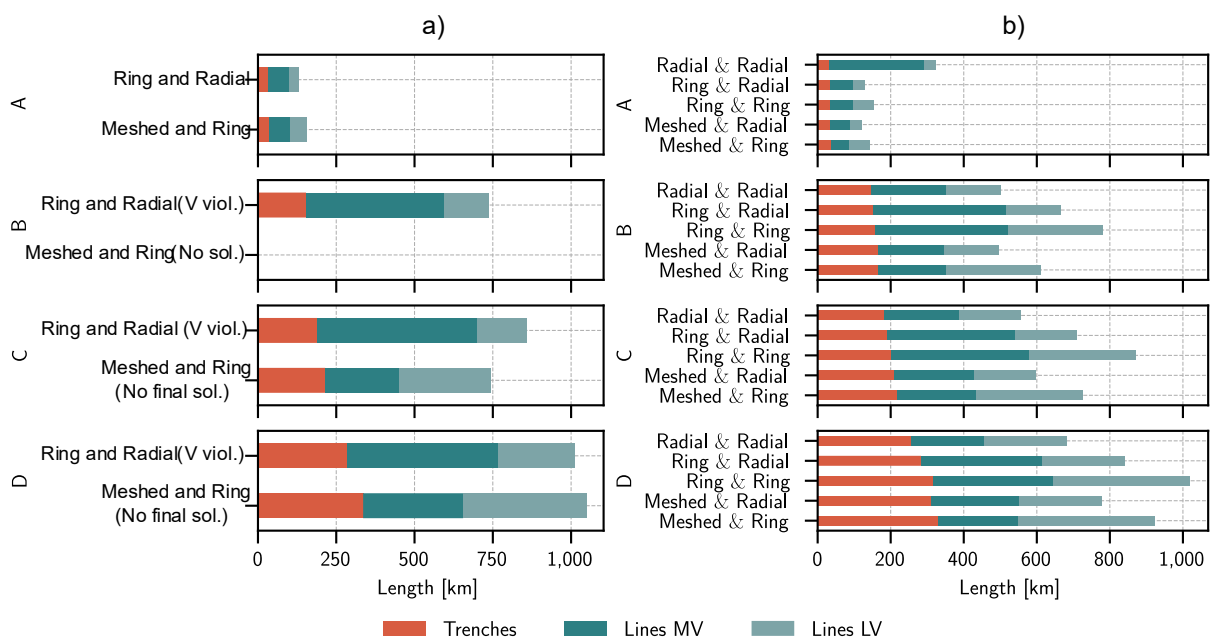


Abbildung 68: Leitungs- und Grabenlängen der geplanten a) Drehstromnetze und b) Gleichstromnetze

In Abbildung 69 sind die Annuitätskosten für die geplanten Dreh- und Gleichstromnetze dargestellt. Die Ergebnisse zeigen, dass in dem städtischen Netz (A) die Annuitätskosten der Drehstromnetze geringer sind als im Gleichstromnetz. Dabei ist die Kombination aus Ring- und radialen Netzen die kostengünstigste Option. Zu den höheren Annuitätskosten in den Gleichstromnetzen tragen insbesondere die Verluste bei, daher kann eine Reduktion der Verluste der DC/DC-Wandler die Wirtschaftlichkeit von Gleichstromnetzen im städtischen Raum erhöhen. Bei den Netzen in den anderen Gebieten weisen aufgrund der geringeren Graben- und Mittelspannungsleitungskosten Gleichstromnetze niedrigere Annuitätskosten auf. Die Vergleichbarkeit der Netze in diesen Gebieten ist jedoch beschränkt, da die geplanten Drehstromnetze keinen sicheren Netzbetrieb gewährleisten.

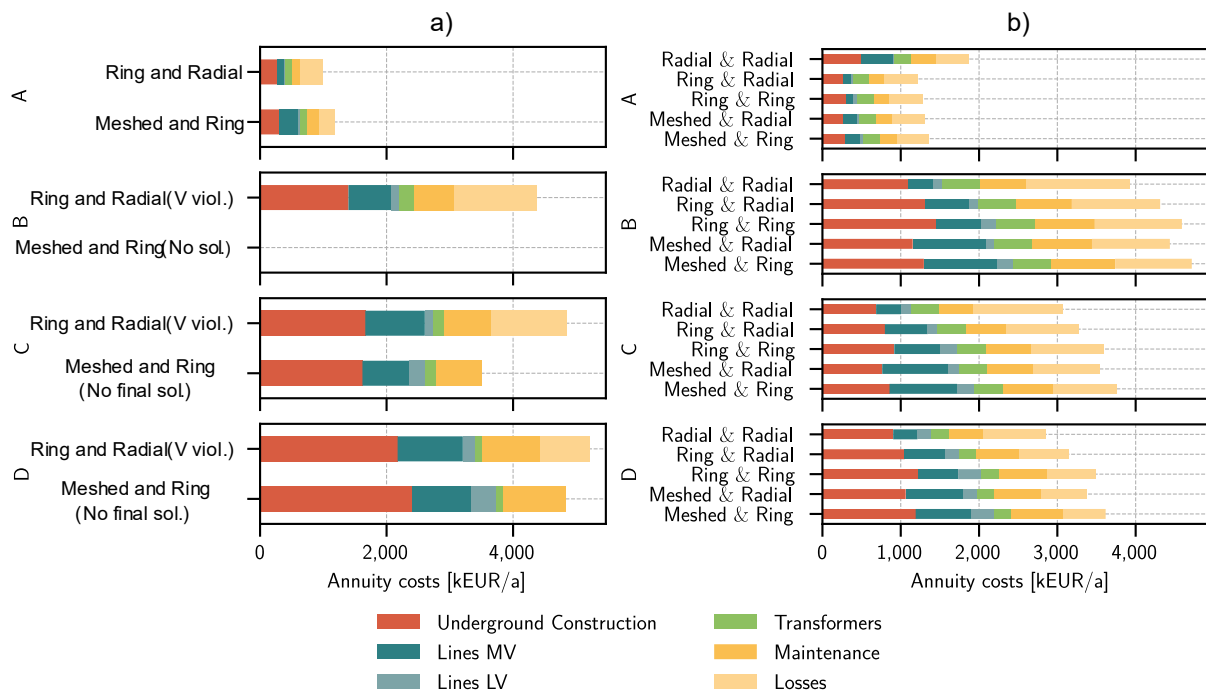


Abbildung 69: Annuitätskosten der geplanten a) Drehstromnetze und b) Gleichstromnetze

Technischer Vergleich

Die Leitungsauslastungen in der geplanten Dreh- und Gleichstromnetzen sind in Abbildung 70 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Gleichstromnetze in allen Fällen geringere oder vergleichbare Leitungsauslastungen aufweisen. Insbesondere in der Niederspannungsebene sind Leitungen in den Drehstromnetzen vergleichbar stark ausgelastet.

Bei den Knotenspannungen in Abbildung 71 ist der Unterschied zwischen Dreh- und Gleichstromnetzen noch stärker. Während in den Gleichspannungsnetzen die Spannungswerte selbst im sehr ländlichen Gebiet (D) zwischen 0,95 und 1,0 p.u. liegen, treten in den Drehstromnetzen in der Niederspannungsebene Spannungswerte unter 0,9 p.u. auf. Eine Ausnahme ist das städtische Gebiet (A), in dem alle Knotenspannungen über 0,9 p.u. liegen. Auf Basis dieser Ergebnisse lässt sich schließen, dass in Drehstromnetzen bei hohem Strombedarf oder hoher Einspeisung die Spannungshaltung eine Schwierigkeit darstellt und daher Maßnahmen zur Spannungshaltung notwendig sind. Diese können beispielsweise die Form von Spannungsreglern oder regelbaren ONS annehmen.

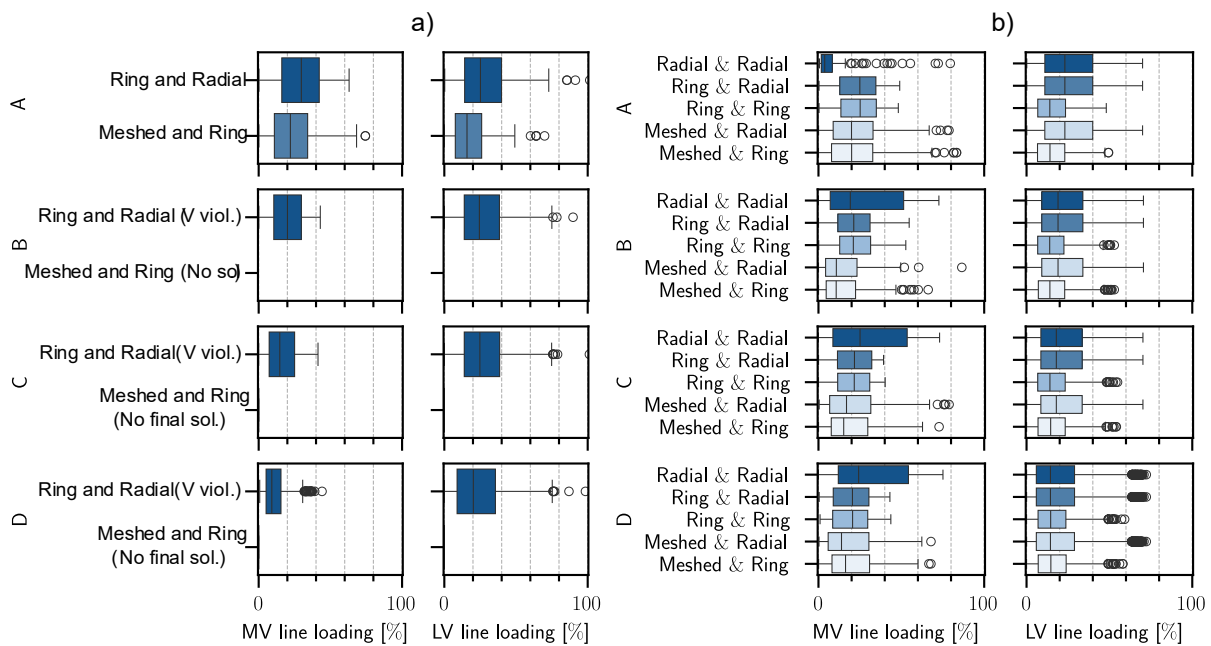


Abbildung 70: Leitungsauslastungen in den geplanten a) Drehstromnetzen und b) Gleichstromnetzen

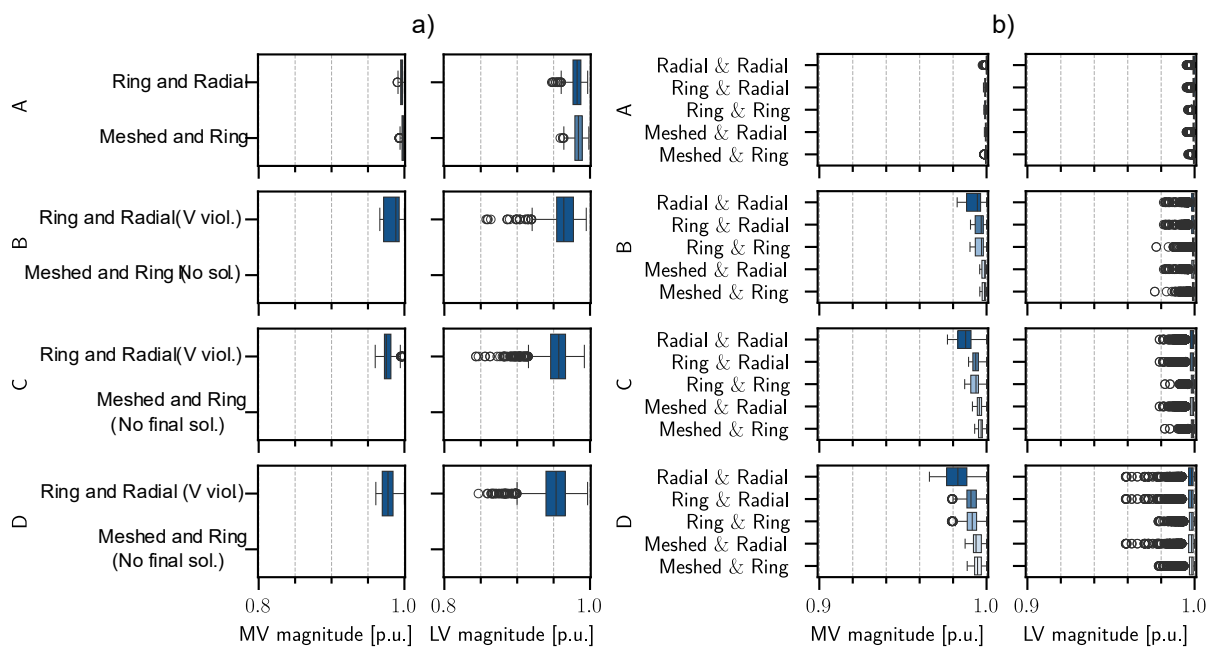


Abbildung 71: Knotenspannungen in den geplanten a) Drehstromnetzen und b) Gleichstromnetzen

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass die Vorteile von Gleichstromnetzen von der Versorgungsaufgabe und den Eigenschaften des Netzgebiets abhängen. Dabei sind Drehstromnetze die kostengünstigere Option in städtischen Gebieten, während in vorstädtischen und ländlichen Gebieten Gleichstromnetze niedrigere Annuitätskosten aufweisen. Die Spannungshaltung stellt eine Herausforderung in den Drehstromnetzen dar, welche den Einsatz von spannungssteuernden Betriebsmitteln erfordert, die zu weiteren Kosten führen können. Gleichzeitig ist in Zukunft ein Anstieg der Effizienz von DC/DC-Wandlern zu erwarten, was zu sinkenden Betriebskosten von Gleichstromnetzen führen kann. Dies würde die wirtschaftliche Attraktivität von Gleichstromnetzen weiter erhöhen.

2.4. AP4: Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindung in Verteilnetzen (der öffentlichen Energieversorgung)

AP4 untersucht Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen (DC-Links) als Zwischenschritt auf dem Weg zu zukünftigen Gleichstromnetzen. Dafür werden geeignete Positionen im Netz identifiziert und ein automatisiertes Verfahren zur Planung solcher Verbindungen entwickelt. Ergänzend werden auch Erweiterungen zu Multi-Terminal-Gleichstromnetzen betrachtet.

2.4.1. AP4.1: Simulation des Netzbetriebs in Verteilnetzen mit Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen

In AP4.1 werden unterschiedliche betriebliche Einsatzstrategien für DC-Links analysiert. Untersucht wird primär, wie Umrichter zur Leistungsflusssteuerung eingesetzt werden. Auf Basis der Netzbetriebs-simulation aus AP2.2 wird ein Verfahren entwickelt, das die verschiedenen Strategien in exemplarischen Mittelspannungsnetzen mit DC-Links bewertet und vergleicht.

Analyse der Einsatzstrategien von DC-Links in heutigen Drehstromnetzen

Mögliche Positionierungen von DC-Links

Für den Einsatz von DC-Links in der Mittelspannungsebene gibt es zwei wesentliche Optionen für die Positionierung: DC-Links zur Verstärkung innerhalb von Mittelspannungsnetzen oder DC-Links zur Kopplung unterschiedlicher Mittelspannungsnetze. In der Abbildung 72 sind diese beiden Optionen beispielhaft skizziert.

Die Verstärkung innerhalb eines Mittelspannungsnetzes stellt eine Alternativmaßnahme zum parallelen Ausbau von Betriebsmitteln dar, wie er klassischerweise in Verteilnetzen erfolgt. Dabei bestehen unterschiedliche Möglichkeiten der Ausgestaltung einer solchen Verstärkung.

Eine Möglichkeit ist der parallele Einsatz zu einer AC-Leitung. Hierbei entsprechen die Umrichterstationen den beiden Sammelschienen der entsprechenden Leitung. In einem solchen Fall bietet die Wirkleistungsflusssteuerung des DC-Links allerdings keinen zusätzlichen Vorteil. Die Anpassung der Wirkleistungsarbeitspunkte verändert lediglich den Leistungsfluss über die parallele Leitung. Dies kann zwar im Falle einer Überlastung der AC-Leitung sinnvoll sein, jedoch führt ein klassischer AC-Ausbau zum gleichen Ergebnis, mit einfacheren und kostengünstigeren Komponenten. Auch die Bereitstellung von Blindleistung ist durch den DC-Link möglich. Für diese Aufgabe sind alternative Technologien wie z. B. STATCOMs jedoch vorzuziehen.

Eine weitere Möglichkeit ist der parallele Zubau eines DC-Links zu mehreren AC-Leitungen. Hierbei wird der Leistungsfluss über mehrere Leitungen beeinflusst, wodurch eine Entlastung von Halbringen bzw. Strängen erreicht werden kann. Zudem ist eine Blindleistungskompensation an den Umrichterstationen möglich.

Ein DC-Link kann ebenfalls als Quermasche zwischen getrennt betriebenen Abgängen eines Mittelspannungsnetzes eingesetzt werden. Dadurch wird eine Leistungsflusssteuerung innerhalb des Mittelspannungsnetzes durch die Erreichung einer Vermaschung ermöglicht, was die Behebung von strom- und spannungsbedingten Engpässen erleichtert. Hierbei ist jedoch der komplexere Betrieb des Mittelspannungsnetzes zu berücksichtigen.

Die Kopplung unterschiedlicher Mittelspannungsnetze mittels DC-Links entspricht einem DC-Underlay-Grid, das im Rahmen dieses Projektes in AP2.2 analysiert und simuliert wurde. Genauere Informationen zu solchen Konzepten sind dem entsprechenden Teil des Berichts zu entnehmen.

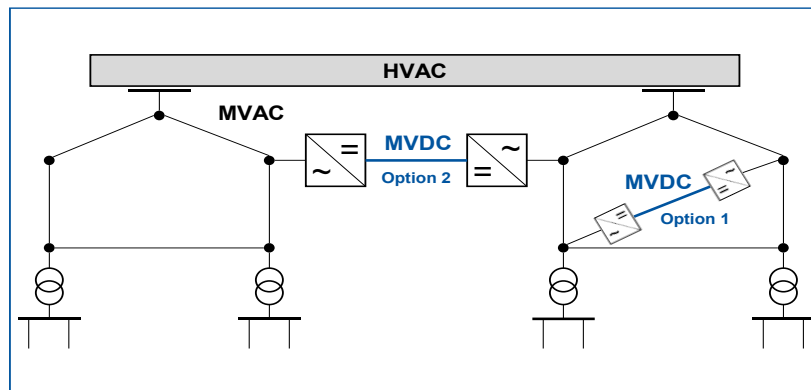


Abbildung 72: Unterschiedliche Positionen von DC-Links in der Mittelspannungsebene

Mögliche Einsatzstrategien von DC-Links

Der Einsatz von DC-Links in der Mittelspannungsebene kann unterschiedliche Strategien verfolgen. Im Folgenden werden die wesentlichen Strategien aufgelistet und erläutert:

- **Verlustminimierung:** Die Verlustminimierung entspricht einer Maximierung der Effizienz des Netzes. Die Umrichter der DC-Links können hierbei primär durch Blindleistungskompensation zur Erhöhung des Spannungsniveaus sowie zur Reduktion von Blindströmen im Netz beitragen. Beide Effekte führen zu einer Reduktion der Netzverluste. Eine Verringerung der Verluste durch Wirkleistungssteuerung ist prinzipiell ebenfalls möglich, sofern die eingesetzten Umrichter verlustarm sind und die ursprüngliche Übertragungsstrecke über AC-Betriebsmittel verhältnismäßig groß ist.
- **Minimierung der Grenzwertverletzungen im Netz:** Sofern die Netzsimulation Grenzwertverletzungen aufzeigt, kann deren Minimierung eine sinnvolle Betriebsstrategie für die DC-Links darstellen. Durch die Steuerung der Blindleistungseinspeisung kann ein DC-Link Spannungsbandverletzungen beheben. Die Anhebung der Spannung und die Kompensation von Blindströmen tragen zudem zur Behebung strombedingter Engpässe bei. Außerdem ermöglicht die Wirkleistungsflusssteuerung durch Umleitung von Wirkströmen eine Entlastung der Netzkomponenten.
- **Minimierung des Bedarfs kundenseitiger Flexibilität:** Zur Erreichung eines engpassfreien Netzes ist eine Anpassung der kundenseitigen Flexibilität möglich, wobei solche Eingriffe im Netzbetrieb möglichst minimiert werden sollten. Durch die Steuerbarkeit der DC-Links besteht eine alternative Möglichkeit zur Engpassreduktion, wodurch ebenfalls eine Verringerung des Einsatzes kundenseitiger Flexibilität erreicht werden kann.
- **Minimierung des Leistungsaustausches mit der Hochspannungsebene:** Zur Entlastung der Transformatoren und der Hochspannungsebene kann es sinnvoll sein, den Leistungsaustausch mit der Hochspannungsebene zu minimieren. Hierfür müssen die DC-Links so gesteuert werden, dass ein Ausgleich von Last und Erzeugung ohne Umweg über das Hochspannungsnetz erreicht wird. Dies ist insbesondere dann der Fall, wenn die DC-Links unterschiedliche Mittelspannungsnetze koppeln, die sowohl in das Hochspannungsnetz einspeisen als auch Leistung aus diesem beziehen. Befindet sich das Mittelspannungsnetz jedoch in einer Situation, in der es an allen Transformatoren Leistung bezieht, entspricht das Ziel der Austauschminimierung dem Ziel der Verlustminimierung. In einer Netzsituation, in der an allen Transformatoren Leistung in das Hochspannungsnetz eingespeist wird, führt dies im Mittelspannungsnetz zu einer Maximierung der Verluste.

Die mathematischen Formulierungen der unterschiedlichen Einsatzstrategien wurden im Rahmen des Projektes auf einer Fachkonferenz präsentiert und veröffentlicht [42].

Exemplarische Untersuchung unterschiedlicher Einsatzstrategien von DC-Links

Für die folgende Untersuchungen wird ein realistisches Netzmodell aus dem SimBench-Projekt verwendet. In diesem Netz sind zusätzlich drei DC-Links mit entsprechenden sechs Umrichtern positioniert. Dies ist in der Abbildung 73 zu sehen. Darüber hinaus werden zwei Netznutzungsfälle für dieses Netz definiert: Ein Fall ohne Grenzwertverletzungen zur Untersuchung der Verlustminimierung und ein Fall mit Grenzwertverletzungen zur Untersuchung der Minimierung der Flexibilität und der Minimierung des Netzausbaubedarfs.

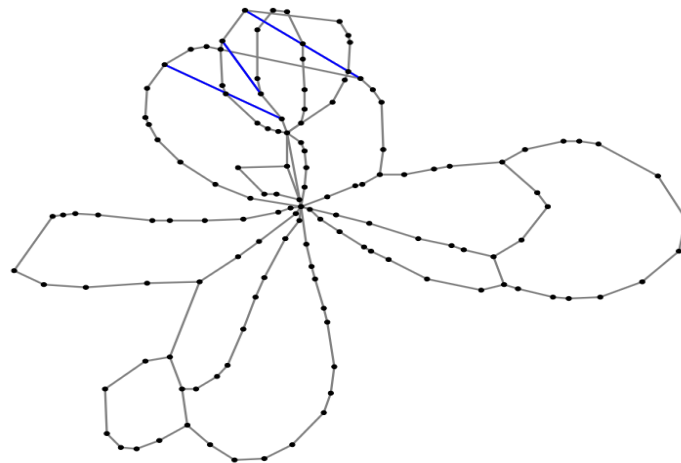


Abbildung 73: Untersuchtes Testnetz mit 3 DC-Links

	Converter	C1	C2	C3	C4	C5	C6
Grid Losses	P [MW]	1.68	-1.74	5.58	-5.73	0.16	-0.18
	Q [MVar]	2.59	0.74	2.89	2.72	0.75	1.3
Flex. Demand	P [MW]	6.5	-6.69	7.19	-7.4	0	0
	Q [MVar]	0	0	0	0	0	0
Grid Expan.	P [MW]	7.15	-7.36	6.6	-6.83	0	0
	Q [MVar]	1.25	1.82	4.65	3.76	1.61	1.51

Abbildung 74: Betriebspunkte der Umrichter für jede Einsatzstrategie

Minimierung der Netzverluste

Der Einfluss der Minimierung der Netzverluste auf den Netzbetrieb sind in Abbildung 75 dargestellt. In dieser und den folgenden Abbildungen zeigt die linke Seite die Leitungsauslastung im ungeregelten und geregelten Fall. Auf der rechten Seite sind die Knotenspannungen für diese Fälle dargestellt. Der ungeregelte Fall entspricht hier den Umrichterbetriebspunkten von 0 MW Wirkleistung und 0 MVar Blindleistung. Für den geregelten Fall werden verlustminimale Betriebspunkte der Umrichter gefunden. Diese Betriebspunkte führen zu einer Reduktion der Leitungsauslastung und zu einer allgemeinen Erhöhung des Spannungsbetrags an den Netzknoten, wodurch die geringeren Verluste hervorgerufen werden. Insgesamt werden hierbei die Netzverluste von 0,294 MW auf 0,266 MW reduziert. Die entsprechenden Sollwerte sind in der Abbildung 74 dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass bei den Umrichterverlusten der Faktor α gemäß [42] bzw. gemäß Formel (3) auch für den ungeregelten Fall auftritt, was den Verlusten der Umrichter im Leerlauf entspricht.

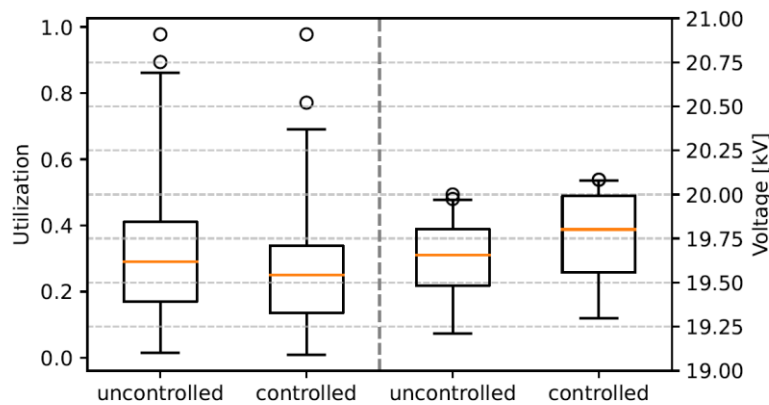


Abbildung 75: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen bei der Minimierung der Netzverluste

Minimierung des Flexibilitätsbedarfs

In der folgenden Untersuchung wird der Bedarf an kundenseitiger Flexibilität minimiert. Dabei wird in der Zielfunktion nur eine Anpassung der Wirkleistung bestraft. Als Nebenziel werden die Netzverluste minimiert. In Abbildung 76 ist der Einfluss der Minimierung des Flexibilitätsbedarfs auf den Betrieb des Netzes dargestellt. Im linken Boxplot ist der unregelmäßige Fall mit einer hohen Anzahl von überlasteten Leitungen dargestellt. In der Mitte ist der Netzzustand mit optimierten Sollwerten der Gleichstromverbindungen zu sehen. Der Einsatz der DC-Links führt zu einer deutlichen Verringerung der überlasteten Leitungen sowie zu einem geringen Anstieg der Spannungsbeträge. Rechts ist der Netzzustand mit optimierten Umrichterbetriebspunkten und kundenseitiger Flexibilität dargestellt. Hier ist der OPF in der Lage, alle Strom- und Spannungsgrenzen im Netz einzuhalten. Die Spannungen ändern sich in diesem Fall aufgrund der Anpassung der Blindleistungssollwerte der Kundenanlagen erheblich. Da die Blindleistung in der Zielfunktion nicht eingepreist ist, regelt der OPF beliebig viel Blindleistung innerhalb der Betriebsgrenzen, um einen verlustminimalen Betriebszustand zu gewährleisten. Dies resultiert in diesem Fall zu einem sehr flachen ausgenutzten Spannungsband.

Die Sollwerte der Umrichter sind in Abbildung 74 dargestellt. In diesem Fall erfolgt keine Einspeisung von Blindleistung durch die Umrichter. Da eine Blindleistungseinspeisung zu höheren Umrichterverlusten führt, die in der Zielfunktion eingepreist sind, wird sie zugunsten der Kompensation von Blindleistung aus Kundenanlagen nicht genutzt. Darüber hinaus wird durch die Nutzung der DC-Links eine Reduktion der Kundenflexibilität von 26,33 MW auf 0,58 MW erreicht.

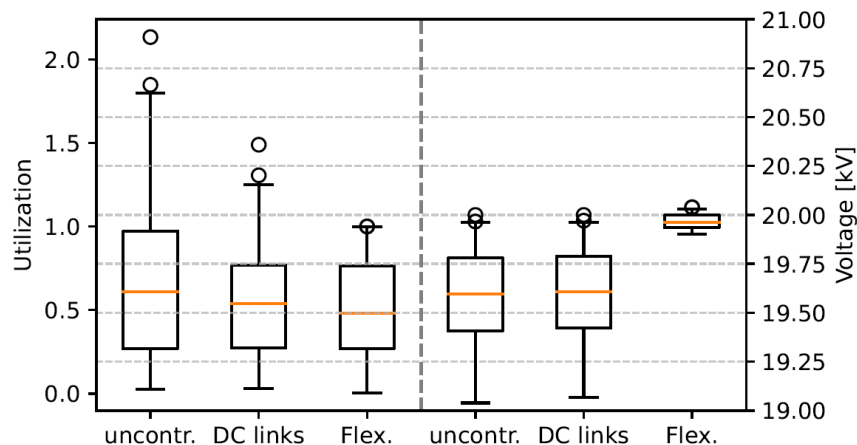


Abbildung 76: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen bei der Minimierung des Flexibilitätsbedarfs

Minimierung des Netzausbaubedarfs

In Abbildung 77 sind die Auswirkungen der Optimierung der Umrichter zur Minimierung des Netzausbaubedarfs dargestellt. Hierbei stellt die Minimierung der Netzverluste ebenfalls das sekundäre Optimierungsziel dar. Der unregulierte Fall entspricht dem Fall in Abbildung 76. Auch hier führen die DC-Links zu einer deutlichen Reduktion der Leitungsauslastung. Da gemäß Abbildung 74 die DC-Links an der Blindleistungskompensation beteiligt sind, ist ein leichter Anstieg der Spannungsbeträge zu beobachten. Wird zusätzlich die Power Injection (PI) eingesetzt, werden alle Grenzwerte eingehalten. Die durchschnittliche Auslastung der Leitungen steigt hier leicht an, da die PI durch die Umlenkung der Leistung zu einer Erhöhung der allgemeinen Auslastung führt. Die Verwendung der DC-Links reduziert die Schätzung des Ausbaus von 1,45 MW*km auf 0,015 MW*km.

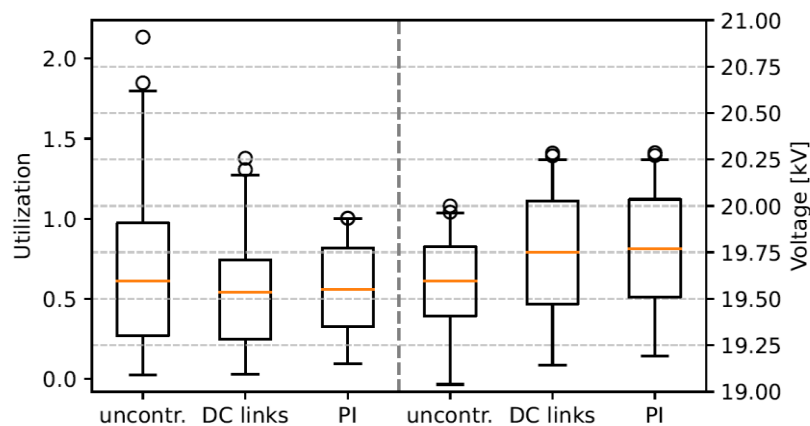


Abbildung 77: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen bei der Minimierung des Netzausbaubedarfs

2.4.2. AP4.2: Positionierung von Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen in heutigen Drehstromverteilnetzen

In AP4.2 wird ein Verfahren entwickelt, um geeignete Positionen für DC-Links auf Basis georeferenzierter Daten und vorhandener Netzstrukturen zu bestimmen. Das Verfahren wird exemplarisch auf ausgewählte Netzgebiete angewendet, um daraus die technische Auslegung der DC-Links, etwa Leitungskonfiguration und Spannungshöhe, abzuleiten. Diese Konfigurationen ermöglichen die Bewertung von Übertragungsleistung, Kosten und Nutzen der DC-Links für Mittelspannungsnetze.

Planung von DC-Links in bestehende AC-Mittelspannungsnetze

Für die Planung von DC-Links in Mittelspannungsdrehstromnetze sind zwei wesentliche Freiheitsgrade von Bedeutung: die konkrete Positionierung von der DC-Links, die im Wesentlichen von den gewählten Netzanschlusspunkten abhängt und die Dimensionierung der DC-Links, die von der Nennleistung der Umrichter und dem Querschnitt der eingesetzten Kabel abhängt. Das hieraus resultierende gemischt-ganzzahlige nicht lineare Optimierungsproblem weist eine hohe Komplexität auf, die nicht in akzeptabler Zeit durch eine geschlossene Optimierung gelöst werden kann. Metaheuristiken haben sich hier im Bereich der Netzplanung als geeignet erwiesen, effiziente und qualitativ hochwertige Lösungen für Planungsprobleme zu finden.

Im Rahmen dieses Arbeitspaketes wurde ein genetischer Algorithmus gemäß Abbildung 78 entwickelt, der für eine optimierte Positionierung inklusive der Dimensionierung der Umrichter sorgt. Der genetische Algorithmus ist hierbei eine Metaheuristik, die von Prozess der natürlichen Selektion inspiriert wird. Hierdurch wird ermöglicht diskrete nicht-lineare Optimierungsprobleme effizient mit einer guten Lösungsgüte zu lösen.

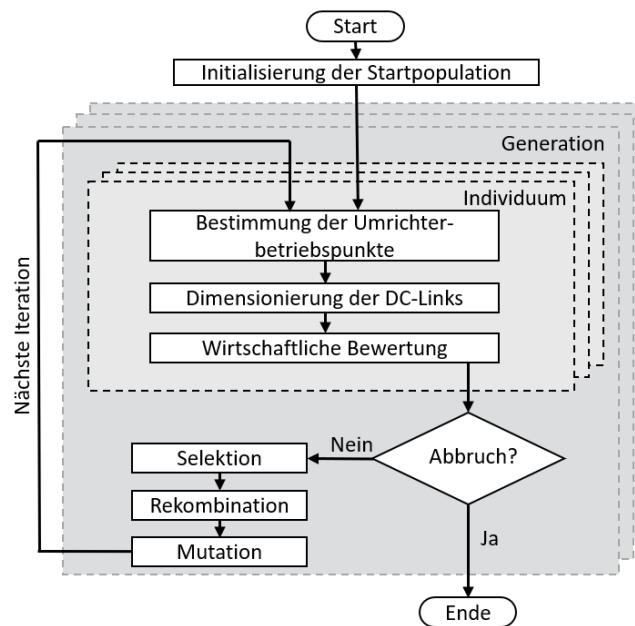


Abbildung 78: Ablaufdiagramm des genetischen Algorithmus zur Positionierung von DC-Links in Mittelspannungsnetzen

Eingangsnetze

Planungsgrundlage des genetischen Algorithmus stellen Mittelspannungsdrehstromnetze dar. Hierbei besteht in diesen Netzen ein Ausbaubedarf, der entweder durch konventionelle Netzausbaumaßnahmen (parallele Verstärkung oder Ersatz von Betriebsmitteln) oder durch den Zubau von DC-Links erfüllt werden kann.

Codierung

Der genetische Algorithmus stellt ein Lösungsverfahren dar, das auf eine breite Masse an Problemstellungen angewendet werden kann. Der Grund hierfür ist, dass dem genetischen Algorithmus lediglich eine vereinfachte Form der Problemstellung übergeben wird, der als Genstring bekannt ist. Ein solcher Genstring beinhaltet eine codierte Form der Entscheidungsvariablen des Optimierungsproblems. Jeder Bestandteil des Genstrings, die sogenannten Gene, entsprechen hierbei einer Entscheidungsvariable. Diesen Genen wird im Laufe des Verfahrens diskrete Werte zugeordnet, deren Ausprägungen gemäß der Codierung einer Ausbauentcheidung entsprechen.

Im Falle des hier vorgestellten genetischen Algorithmus entsprechen die Gene den potentiellen Trassen, in denen ein DC-Link positioniert werden kann. Den Genen wird in diesem Fall entweder eine 0 (keine Belegung der entsprechenden Trasse) oder eine 1 (Positionierung eines DC-Links) zugeteilt.

Prinzipiell können beliebige potentielle Trassen für den Algorithmus angenommen werden. Eine vollständige Abbildung aller Trassen kann durch die Betrachtung eines vollständigen Graphen basierend auf den Netzknoten des Ausgangsnetzes erfolgen. Ein vollständiger Graph würde in diesem Kontext einem Graphen entsprechen, deren Knoten die Netzknoten und deren Kanten jeder paarweisen Verbindung dieser Knoten entsprechen. Hierbei entstehen allerdings eine Vielzahl an Freiheitsgraden, insbesondere bei Netzen mit einer hohen Anzahl an Netzknoten, die zu langen Lösungszeiten oder zu schlechten Lösungen des Planungsproblems führen können. Eine Vorauswahl vielversprechender Trassen ist hierbei zu empfehlen.

Initialisierung

Bei der Initialisierung erfolgt eine zufallsbasierte initiale Zuteilung von Werten zu Genen. Hierbei ist in Abhängigkeit der Anzahl der Gene von einer Gleichverteilung (dies würde einer Positionierung von DC-Links in 50 % der potentiellen Trassen entsprechen) abzuraten. Bei einer hohen Anzahl an potentiellen Trassen (wie beispielsweise bei der Betrachtung eines vollständigen Graphen) führt dies zu einer hohen Anzahl an initial positionierten DC-Links, die zu einem erheblichen Überausbau des Netzes führen. Der Algorithmus braucht bei einem solchen Start eine Vielzahl an Iterationen, um die Anzahl der DC-Links auf ein plausibles Maß zurückzubauen. Aus diesem Grund ist eine reduzierte Initialisierung von DC-Links empfehlenswert.

Bestimmung der Umrichterbetriebspunkte

Die Umrichter der in das Mittelspannungsdrehstromnetz positionierten DC-Links bekommen initial eine nahezu unbeschränkte Nennleistung. Für diese unbeschränkt dimensionierten Umrichter werden mittels eines OPF, welcher in AP4.1 vorgestellt wurde, optimierte Betriebspunkte bestimmt.

Dimensionierung der DC-Links

Basierend auf den zuvor bestimmten Betriebspunkten erfolgt eine nachgelagerte Dimensionierung der Umrichter bzw. DC-Links. Hierbei bekommen die Umrichter eine Nennleistung in Abhängigkeit des ermittelten optimierten Einsatzes. Demensprechend werden Umrichter so groß dimensioniert, dass sie einen optimierten Betrieb des Netzes in den auslegungsrelevanten Netznutzungsfällen fahren können. Die Kabelquerschnitte des DC-Links werden so gewählt, dass die entsprechende Wirkleistung zwischen den Umrichter ohne Überschreitung des Nennstroms transportiert werden kann.

Wirtschaftliche Bewertung/Fitnessberechnung

Eine wesentliche Kenngröße des genetischen Algorithmus ist die Fitness. Sie definiert die Qualität einer Lösung und ist entscheidend für die spätere Selektion und Rekombination der Lösungen. In dieser Formulierung des genetischen Algorithmus entspricht die Fitness den annuitätischen Kosten des Netzausbaus, der sich aus zwei wesentlichen Kostenfaktoren zusammensetzt:

- Kosten für den Zubau von DC-Links: Hierbei werden die Kosten der DC-Links berechnet. Diese entsprechen den Kosten der Umrichter, die von ihrer Dimensionierung abhängen, sowie den Kosten des Kabels des DC-Links, die von Länge und Querschnitt abhängen. Bei der Länge des Kabels wird angenommen, dass die beiden Umrichter des DC-Links auf kürzestem Wege (dies entspricht der euklidischen Distanz der beiden Koordinaten) verbunden werden.
- Abschätzung der Kosten für einen konventionellen Netzausbau: Sofern nach dem Zubau der DC-Links weiterhin ein Ausbaubedarf im Netz besteht, wird dieser in der Kostenberechnung abgeschätzt. Hierbei wird die Gesamtlänge aller überlasteter Leitungen im Netz addiert. Die daraus resultierende Gesamtstrecke der noch auszubauenden Kabel wird anschließend mit einem Faktor multipliziert, der der längenbezogenen Annuität des Ausbaus eines Kabels entspricht. Hierdurch wird eine vereinfachte Abschätzung der Kosten des konventionellen Netzausbaubedarfs ermöglicht.

Da es sich bei der Fitness um Kosten handelt, entspricht ein geringerer Fitnesswert einer besseren Lösung.

Selektion

Basierend auf der zuvor bestimmten Fitness, werden in der Selektion Lösungen ausgewählt, die als Grundlage einer neuen Generation an Lösungen dienen. Hierbei ist vor allem der Wert des Selektionsdrucks entscheidend. Der Selektionsdruck gibt an, wie elitär die Auswahl der Lösungen sein soll. Ein

hoher Druck entspricht hierbei einer stärkeren Präferenz an elitären Lösungen, die allerdings zu einer schnelleren Konvergenz des Algorithmus führt. Eine schnelle Konvergenz führt in der Regel zu Lösungen mit geringerer Lösungsgüte, da der Lösungsraum hierbei nur moderat durchsucht wird. Durch die Auswahl elitärer Lösungen und die Vernachlässigung von Lösungen mit einer schlechten Fitness wird im Verlauf des Algorithmus eine Steigerung der Lösungsgüte erzielt.

Rekombination

Die in der Selektion ausgewählten Lösungen werden anschließend rekombiniert. Dies entspricht einer Paarung von Lösungen, in der Merkmale (in diesem Fall die Positionen von DC-Links) von zwei Lösungen auf zwei neue Lösungen aufgeteilt werden. Hierbei werden „gute“ Merkmale, wie DC-Links, die zu einer hohen Einsparung des Netzausbaubedarfs führen an die nächste Generation weitergegeben. Die Einteilung der Gene von Lösungen zu ihren Nachfahren geschieht hierbei zufallsbasiert.

Mutation

Um eine vorschnelle Konvergenz des Algorithmus zu verhindern, wird der Mechanismus der Mutation verwendet. Hierbei werden zufällig die Ausprägungen einzelner Gene verändert, sodass neue Ausprägungen erzielt werden können, die nicht mehr in der aktuellen Generation vorhanden sind. Die Mutationswahrscheinlichkeit und -stärke sollte hierbei gering gewählt werden, damit weiterhin eine Konvergenz des Algorithmus stattfindet.

Abbruchkriterium

Der Algorithmus bricht ab, sofern ein Abbruchkriterium erfüllt wird. In dieser Ausgestaltung des genetischen Algorithmus entspricht dies einer maximalen Anzahl an Iterationen bzw. Generationen. Alternativ kann der Algorithmus nach einer bestimmten Anzahl an Iterationen ohne Verbesserung der besten gefundenen Lösung abgebrochen werden. In diesem Fall wird angenommen, dass der Algorithmus in einem lokalen Optimum feststeckt.

Exemplarische Planung von DC-Links in AC-Mittelspannungsnetzen

Für die folgenden Untersuchungen wird ein realistisches Modell eines städtischen Mittelspannungsnetzes aus dem SimBench-Projekt mit insgesamt 136 AC-Knoten verwendet. Überlastungen im Netz werden durch das Hinzufügen zusätzlicher Lasten und Erzeuger erstellt, die ein zukünftiges Versorgungsszenario darstellen. Aufgrund dieser Überlastungen ist entweder ein konventioneller Netzausbau und/oder die Verwendung von DC-Links erforderlich.

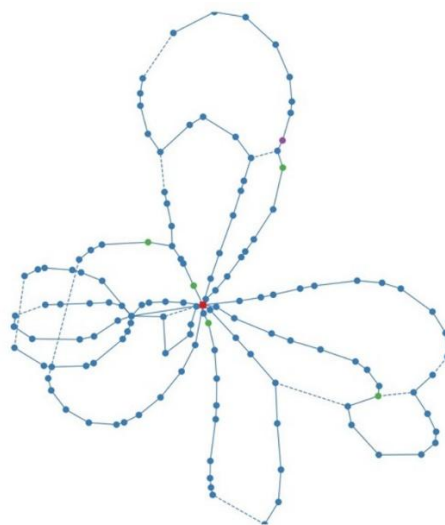


Abbildung 79: Untersuchtes städtisches Mittelspannungsnetz aus dem SimBench Projekt

Ausgehend von einem vollständigen Graphen und den 136 AC-Netzknoten gibt es 9180 mögliche potentielle Trassen, in denen ein DC-Link positioniert werden kann. Dies entspricht der Anzahl der Gene im genetischen Algorithmus. Im Rahmen der folgenden Untersuchung beträgt die Populationsgröße 40 Individuen und es werden 100 Iterationen berechnet. Da es sich beim genetischen Algorithmus um eine nicht-deterministische Methode handelt, werden alle Tests fünfmal mit derselben Parametrisierung berechnet. Die dargestellten Ergebnisse entsprechen den Mittelwerten der fünf Ergebnisse. Die Kosten der Umrichter werden im Folgenden stufenweise zwischen 10 €/kVA und 50 €/kVA variiert. Es ist an dieser Stelle hervorzuheben, dass die Ergebnisse der Planung stark vom konkreten untersuchten Netz und der verwendeten Versorgungsaufgabe abhängen. Die Ergebnisse sind daher nicht verallgemeinerbar.

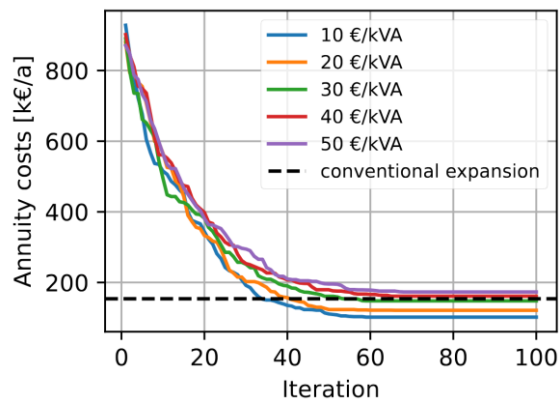


Abbildung 80: Darstellung der besten Lösung, die bis zur entsprechenden Iteration mit Variation der Umrichter-kosten gefunden wurde

Abbildung 80 zeigt die besten Lösungen des genetischen Algorithmus, die bis zur entsprechenden Iteration gefunden werden, einschließlich einer Variation der angenommenen Umrichter-kosten. Die Anfangslösungen der verschiedenen Parametervarianten sind relativ ähnlich. Dies deutet darauf hin, dass die Umrichter anfangs klein dimensioniert sind, sodass sie zu Beginn nur eine untergeordnete Rolle bei der Berechnung der Fitness spielen. Der Einfluss der Leitungskosten der DC-Links ist in diesem Fall dominant. Im Verlauf des Algorithmus wird eine geringere Anzahl von DC-Links mit einer größeren Dimensionierung der Umrichter positioniert, wodurch die Kostenauswirkungen der Umrichter deutlich werden. Es zeigt sich, dass eine Erhöhung der Umrichter-kosten mit teureren Ergebnissen verbunden ist. Ab einem Preis von 30 €/kVA werden Lösungen gefunden, die kostengünstiger sind als der konventionelle Ausbau ohne DC-Links. In diesen Fällen führt die Positionierung der DC-Links zu einer Reduzierung der Gesamtkosten für den Netzausbau. Auch hier zeigt sich die Nicht-Optimalität des Algorithmus, da für Lösungen mit höheren Kosten die bessere Lösung, nämlich nur die herkömmliche Erweiterung, nicht gefunden wird.

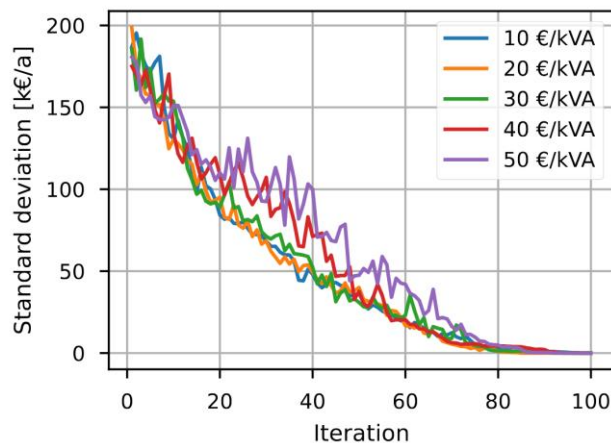


Abbildung 81: Standardabweichung der Lösungen innerhalb einer Generation bei Variation der Umrichterkosten

Die Standardabweichung der Fitness der Individuen pro Iteration ist in Abbildung 81 für eine Variation der Umrichterkosten dargestellt. Mit dieser Standardabweichung lässt sich das Konvergenzverhalten des Algorithmus abbilden. Während der Initialisierung werden Individuen mit unterschiedlicher Anzahl und Länge der DC-Links positioniert, was eine entsprechend hohe Standardabweichung der Individuen erklärt. Im Verlauf des Algorithmus ist die Standardabweichung der Parametervarianten mit relativ hohen Kosten besonders hoch. Dies lässt sich dadurch erklären, dass eine Änderung der Positionierung von DC-Links mit höheren Umrichterkosten einen entsprechend höheren Einfluss auf die Fitness hat, was zu einer höheren Abweichung der Lösungen führt. Am Ende des Algorithmus wird eine Standardabweichung der Lösungen von Null erreicht. Das bedeutet, dass nur noch identische Lösungen in der Population enthalten sind und eine vollständige Konvergenz zu dieser Lösung erreicht wurde. Da der Genpool nun erschöpft ist, können neue Lösungen nur noch mit geringer Wahrscheinlichkeit durch Mutation erreicht werden.

2.4.3. AP4.3: Bewertung von Erweiterungsmöglichkeiten der Gleichstrom-Punkt-zu-Punkt-Verbindungen zu Multi-Terminal-Gleichstromnetzen

In AP4.3 werden Konzepte zur Erweiterung bestehender DC-Links untersucht. Dazu gehört sowohl die Integration zusätzlicher DC-Links in ein Netz als auch die Ausweitung zu einem DC-Multi-Terminal-Netz. Hierdurch kann ggf. ein Mehrwert durch die Erweiterung der DC-Links identifiziert werden.

Die Positionierung eines einzelnen DC-Links stellt eine relativ einfache Aufgabe dar. In Abhängigkeit der Größe des Netzes und der Anzahl potentieller Positionierungen ist eine Untersuchung jeder möglichen Position durchzuführen. Anschließend kann jede Position auf die Fähigkeit der Reduktion des konventionellen Netzausbaus untersucht werden. Hieraus kann in Abhängigkeit der Dimensionierung des DC-Links ein Break-Even-Preis der entsprechenden Positionierung ermittelt werden. Der DC-Link mit dem besten Ergebnis dieser Untersuchung bzw. dem niedrigsten Break-Even-Preis ist dadurch der zu bevorzugende DC-Link. Dieses Vorgehen ist bei der Planung von mehreren DC-Links oder Multi-Terminal-DC-Strukturen nicht direkt übertragbar. Zwar gibt eine solche Untersuchung eine Indikation für die Vorteilhaftigkeit unterschiedlicher Positionierungen, jedoch werden hierbei Wechselwirkungen zwischen solchen DC-Links nicht berücksichtigt.

Durch die Positionierung mehrere DC-Links kann der Mehrwert, der bei der Untersuchung der einzelnen DC-Links identifiziert wurde, unter Umständen nicht realisiert werden. Eine Ausnahme sind hierbei DC-Links die elektrisch weit voneinander entfernt sind, sodass ihr jeweiliger Betrieb keinen Einfluss auf einen anderen DC-Link oder ein Netzsegment unter Einfluss eines anderen DC-Links hat. Ansonsten

können mehrere DC-Links einen zusätzlichen Nutzen haben, da sie zusätzliche Freiheitsgrade zur Leistungsflusssteuerung ermöglichen und in Abstimmung miteinander zusätzlichen Mehrwert schaffen, der durch die einzelne Positionierung nicht erzielt werden wird. Andererseits können sich jedoch auch DC-Links ihren Nutzen gegenseitig entziehen, wenn sie beispielsweise parallel zueinander positioniert werden. Zwar hätte in einem solchen Fall ein einzelner der beiden DC-Links einen positiven Mehrwert, jedoch bringt ein weiterer paralleler Zubau keinen weiteren Mehrwert. Durch die Kosten, die bei der Positionierung eines solchen DC-Links entstehen, würde hierdurch der Mehrwert der konkreten Positionierung deutlich verschlechtert werden. Die Planung mehrerer DC-Links wurde bereits in AP4.2 durch die Anwendung eines genetischen Algorithmus berücksichtigt.

Die Erweiterung auf Multi-Terminal-DC-Netze kann ebenfalls vorteilhaft sein. Identisch zur Positionierung mehrerer DC-Links können hierdurch positive Wechselwirkungen durch mehrere DC-Trassen entstehen. Durch negative Wechselwirkungen können hierbei jedoch ebenfalls schlechtere Ergebnisse resultieren. Ein wesentlicher Vorteil der Multi-Terminal Netze ist, dass die Anzahl der Umrichterstationen pro DC-Leitung reduziert werden können, sodass Investitionskosten eingespart werden. Der wesentliche Nachteil bei der Planung ist, dass die DC-Trassen zusammenhängend sein müssen, wodurch höhere Kable- und Grabenstrecken entstehen oder die DC-Verbindungen an weniger optimalen Netzknoten angeschlossen werden müssen.

Die Planung von Multi-Terminal-DC-Netzen wird durch eine Erweiterung des genetischen Algorithmus aus AP4.2 ermöglicht. Die Planung unterscheidet sich hierbei kaum von der Planung mehrerer DC-Links. Der genetische Algorithmus entscheidet weiterhin, in welchen Trassen eine DC-Leitung verlegt werden soll. Im Fall der Multi-Terminal Planung werden diese DC-Leitungen, sofern sie gemeinsame Anfangs- bzw. Endknoten teilen, nun nicht mehr als einzelne DC-Links interpretiert. Sofern sich zwei DC-Leitungen einen gemeinsamen Netzknoten teilen, werden beide an einer gemeinsamen DC-Sammelschiene angeschlossen. Diese DC-Sammelschiene wird anschließend über einen einzelnen Umrichter an die AC-Sammelschiene in der gleichen Schaltanlage angeschlossen. Anschließend müssen die Umrichteranlagen innerhalb eines Multi-Terminal-DC-Netzes auf ihren Steuertyp untersucht werden. In jedem DC-Teilnetz (unabhängig ob Multi-Terminal-DC-Netz oder DC-Link) muss genau ein Umrichter als Spannungsquelle agieren, der die Leistungen innerhalb des Teilnetzes bilanziert. Die restlichen Umrichteranalgen können ihren Betriebspunkt beliebig optimieren. Der anschließende Ablauf des Verfahrens ist mit dem im AP4.2 dargestellten Algorithmus identisch.

Das angepasste Verfahren zur Planung von DC-Links wird exemplarisch auf das Testnetz in Abbildung 82 angewendet. Hierbei sind die Auslastungen der Leitungen des Testnetzes eingefärbt. In Rot sind die Leitungen mit einer Überlastung (Auslastung von über 100%) dargestellt. Ein Ausbau dieser Leitungen ist in diesem Fall notwendig, sodass ein entsprechender Ausbaubedarf entsteht.

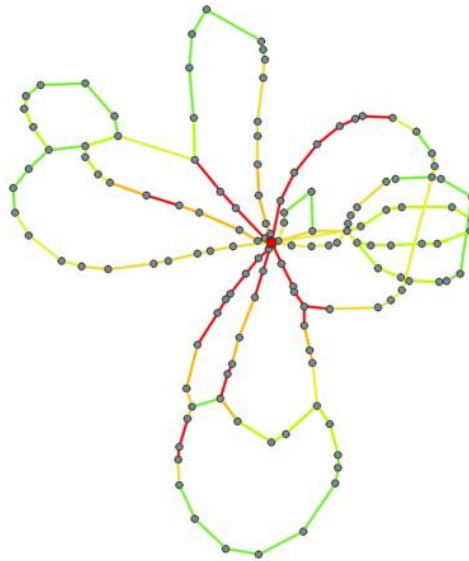


Abbildung 82: Auslastung des Grundnetzes ohne DC-Links

In der Abbildung 83 ist ein exemplarisches Zielnetz als Ergebnis des Planungsverfahrens zu sehen. In diesem Fall werden zwei DC-Links (in blau dargestellt) in das Mittelspannungsnetz positioniert. In diesem Fall werde kein Multi-Terminal-DC-Netz positioniert, sondern lediglich zwei einzelne DC-Links. Das Verfahren wurde insgesamt zehn Mal angewendet, wobei keine der finalen Lösungen ein Multi-Terminal-DC-Netz enthielt. Da das Planungsergebnis stark von der Versorgungsaufgabe und der Geometrie des Netzes abhängt, kann dies in diesem Fall ein ungünstiges Szenario für Multi-Terminal-DC-Netze darstellen. Alternativ ist es möglich, dass der heuristische Ansatz eine potentielle optimale Lösung mit Multi-Terminal-DC-Netzen nicht gefunden hat. Ein Nachweis der Optimalität ist jedoch in solch metaheuristischen Verfahren nicht möglich.

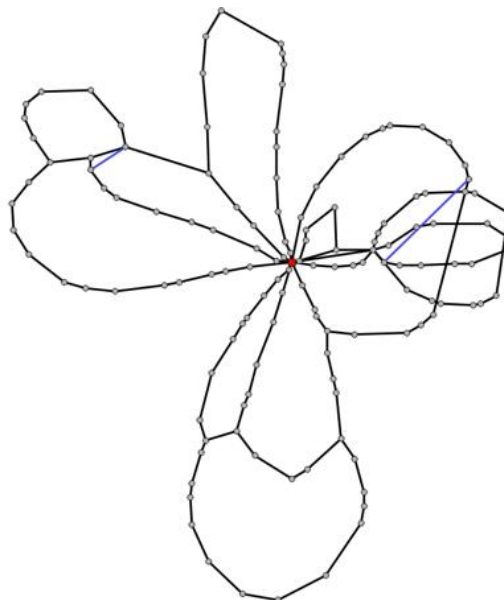


Abbildung 83: Exemplarisches Zielnetz mit Positionen der DC-Links

In der Abbildung 84 sind die Kosten der gefundenen Lösungen des Planungsverfahrens abgebildet. Hierbei wird für jede Iteration, die auf der x-Achse abgebildet sind, die beste bisher gefundene Lösung dargestellt. Die Resultate zeigen hierbei die Ergebnisse von fünf Durchläufen des Algorithmus. Es ist zu

erkennen, dass in allen Durchläufen ein Ergebnis gefunden wird, das kostengünstiger ist als der konventionelle Netzausbau. Für die Kosten der Umrichterstationen wird ein Wert von 20 €/kW angenommen.

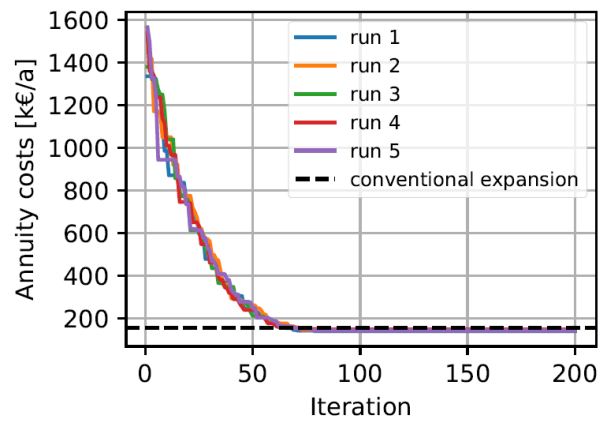


Abbildung 84: Ablauf von fünf Durchläufen des genetischen Algorithmus mit den besten gefundenen Kosten bis zur dargestellten Iteration

3. Hauptpositionen des zahlenmäßigen Nachweises

Nachfolgend in Tabelle 8 sind die Hauptpositionen des zahlenmäßigen Nachweises aufgelistet. Hierbei wurden die Kosten des IAEW als Projektbearbeiter und des PGS als Projektkoordinator aufsummiert. Die Werte sind ohne Projektpauschale angegeben.

Tabelle 8: Hauptpositionen des zahlenmäßigen Nachweises

Position	Ausgaben
Personalkosten: wiss. Mitarbeiter	1.108.485,32 €
Personalkosten: stud. u. wiss. Hilfskräfte	45.284,92 €
Geräte: Mess- u. Steuergeräte, Prüfstands-ausrüstung	26.906,30 €
Dienstreisen	8.867,97 €

4. Zusammenfassung, Nutzen und mögliche Anwendungen

Die in Kapitel 2 dargestellten Ergebnisse der zweiten Förderphase des Projekts liefern vertiefte und praxisrelevante Erkenntnisse zur Planung, zum Betrieb und zur Bewertung von Gleichstromverteilnetzen in der öffentlichen Elektrizitätsversorgung. Aufbauend auf den Grundlagen der ersten Förderphase wurden methodische und technologische Ansätze weiterentwickelt, um eine ganzheitliche Betrachtung der DC-Technologie von der Netzplanung bis hin zum Betrieb zu ermöglichen.

Die Ergebnisse sind nicht nur von wissenschaftlicher Relevanz, sondern besitzen auch einen hohen praktischen Nutzen für Netzbetreiber, Industrie und Forschungseinrichtungen. Sie schaffen eine fundierte Entscheidungsgrundlage für eine potentielle zukünftige Gleichstromnetzentwicklung. Darüber hinaus unterstützen die entwickelten Methoden und Werkzeuge eine übertragbare und skalierbare Anwendung auf unterschiedliche Netzstrukturen und Rahmenbedingungen, wodurch ein breiter Einsatz in zukünftigen Forschungs- und Entwicklungsprojekten ermöglicht wird.

Die wissenschaftlichen Resultate der zweiten Förderphase wurden durch Publikationen auf nationalen und internationalen Konferenzen, in Fachzeitschriften sowie durch Beiträge in Arbeitsgruppen und Gremien (z. B. ETG des VDE, CIGRE) verbreitet. Damit wird der kontinuierliche Austausch zwischen Forschung, Industrie und Netzbetreibern gefördert und die Verankerung der Projektergebnisse in der Fachcommunity sichergestellt.

Darüber hinaus erfolgte eine enge Verzahnung mit anderen Projekten des Forschungscampus FEN, wodurch technologische Fragestellungen stets durch sozioökonomische und interdisziplinäre Perspektiven ergänzt wurden. Dies trägt wesentlich dazu bei, die Akzeptanz und die wirtschaftliche Tragfähigkeit der DC-Technologie im zukünftigen Energiesystem zu stärken.

Schließlich flossen die im Rahmen des Projekts erarbeiteten Inhalte in die Lehre und Ausbildung an der RWTH Aachen ein, beispielsweise durch studentische Arbeiten und Seminare. Somit wird der Wissenstransfer in die nächste Generation von Ingenieurinnen und Ingenieuren gewährleistet und die Grundlage für eine nachhaltige Weiterentwicklung der Forschung im Bereich der Gleichstromverteilnetze geschaffen.

5. Liste der Publikationen aus dem Projekt

Quelle	Beschreibung
[43]	R. Bleilevens, "Vereinfachte Kurzschlussstromberechnung für Mittel- und Niederspannungsgleichstromnetze," Dissertation, Printproduction M. Wolff GmbH.
[44]	R. Bleilevens, Simplified short-circuit current calculation for medium and low-voltage direct current networks: RWTH Aachen University, 2020.
[45]	R. Bleilevens, A. M. Jaschek, and A. Moser, "Approximation of Current Contribution by Converters with DC Fault Ride-Through Capability for Short Circuit Current Calculation of DC Distribution Grids," in 2019 IEEE Milan PowerTech, Milan, Italy, 2019, pp. 1–6.
[46]	R. Bleilevens and A. Moser, "Algebraic Modelling of Converters without DC Fault Ride-Through Capability for Short Circuit Current Calculation of DC Distribution Grids," in 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Glasgow, Sep. 2018 - Sep. 2018, pp. 1–6.
[47]	R. Bleilevens and A. Moser, "Simplified Short Circuit Current Calculation for DC Distribution Grids based on a Superposition Approach using Approximated Current Courses," in 2020 5th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID), Aachen, Germany, Nov. 2020 - Nov. 2020, pp. 1–8.
[48]	R. Bleilevens, J. Priebe, N. Wehbring, and A. Moser, "Reliability Analysis of DC Distribution Grids," in 2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Bucharest, Romania, Sep. 2019 - Sep. 2019, pp. 1–6.
[49]	H. Chen, "Probabilistisches Flexibilitätspotenzial von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz für den aktiven Hochspannungsnetzbetrieb," Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen.
[50]	K. Geschermann and A. Moser, "Evaluation of market-based flexibility provision for congestion management in distribution grids," in 2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Chicago, IL, Jul. 2017 - Jul. 2017, pp. 1–5.
[51]	K. Geschermann, "Bewertung einer marktbasierten Flexibilitätserstellung für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz," Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen; Printproduction M. Wolff GmbH.
[52]	J. Lichtinghagen, M. Sieberichs, A. Moser, and A. Kubler, "Medium voltage network planning considering the current network and geographical restrictions," in 2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP), Santa Margherita Ligure, Italy, Jun. 2017 - Jun. 2017, pp. 689–693.
[53]	M. Müllender, J. Saat, L. Empen, and A. Ulbig, "Planning principles for hybrid AC/DC underlay grids on medium-voltage level," IET Conf. Proc., vol. 2023, no. 6, pp. 1035–1039, 2023, doi: 10.1049/icp.2023.0622.

[54]	M. Müllender, J. Saat, T. Schumacher, and A. Ulbig, "Optimized Positioning of DC Links in Medium-Voltage Grids," in 2024 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE), Dubrovnik, Croatia, Oct. 2024 - Oct. 2024, pp. 1–5.
[42]	M. Müllender, J. Saat, and A. Ulbig, "Investigating the Impact of Different Operational Strategies for DC Links in Medium-Voltage Grids," in 2023 IEEE Fifth International Conference on DC Microgrids (ICDCM), Auckland, New Zealand, Nov. 2023 - Nov. 2023, pp. 1–6.
[32]	J. Priebe, "Strukturelle Ausgestaltung von Mittelspannungsnetzen auf Basis von Gleichstromtechnologie unter Berücksichtigung einer Leistungsflusssteuerung," Dissertation, Printproduction M. Wolff GmbH; Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen.
[55]	J. Priebe, N. Wehbring, and A. Moser, "Design of Medium Voltage DC Grids– Impact of Power Flow Control on Grid Structure," in 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Glasgow, Sep. 2018 - Sep. 2018, pp. 1–6.
[56]	J. Priebe, N. Wehbring, and A. Moser, "Planning and Design of Medium Voltage DC Grids– An Overview," in 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Glasgow, Sep. 2018 - Sep. 2018, pp. 1–6.
[57]	J. Saat, R. Bleilevens, D. Mildt, J. Priebe, N. Wehbring, and A. Moser, "Design Aspects of Medium and Low Voltage DC Distribution Grids - An Overview," in 2020 5th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID), Aachen, Germany, Nov. 2020 - Nov. 2020, pp. 1–6.
[34]	J. Saat, R. Fürst, S. Stein, M. Müllender, and A. Ulbig, "Impact of Structural Design of DC Distribution Grids on Reliability of Supply," in 2023 IEEE Belgrade PowerTech, Belgrade, Serbia, Jun. 2023 - Jun. 2023, pp. 1–6.
[58]	J. Saat, M. Müllender, J. Schlau, and A. Ulbig, "Combined Planning of LVDC and MVDC Grids for Public Power Supply," in 2023 IEEE Fifth International Conference on DC Microgrids (ICDCM), Auckland, New Zealand, Nov. 2023 - Nov. 2023, pp. 1–6.
[39]	J. Saat, S. Stein, M. Kuhlmann, and A. Ulbig, "Power Flow Control by Serial DC/DC Converters in DC Grids," in 2022 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST), Eindhoven, Netherlands, Sep. 2022 - Sep. 2022, pp. 1–6.
[59]	J. Saat, S. Stein, M. Müllender, and A. Ulbig, "Planning and design of urban low-voltage DC grids," Electric Power Systems Research, vol. 211, p. 108461, 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108461.
[60]	P. Schultheis, S. Pauschinger, and A. Moser, "Influence of Flexible Consumers on Local Balancing of Generation and Consumption," in 2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe), Genova, Italy, 2019, pp. 1–6.
[61]	P. Schwerdt, "Anforderungen an die lokale Infrastruktur zur Steigerung der Eigenversorgung im Verteilnetz," Dissertation, Printproduction M. Wolff GmbH.

[62]	M. Sieberichs, "Auswirkungen des deutschen Regulierungsrahmens auf die Ausbauplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen," Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen; Printproduction M. Wolff GmbH.
[63]	J. M. Sprey and A. Moser, "Ermittlung des Netzausbaubedarfs anhand georeferenzierter Verteilnetzmodelle," Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen; Printproduction M. Wolff GmbH.
[7]	L. Verheggen, "Kombinierte Grundsatzplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung betrieblicher Maßnahmen und Unsicherheiten," Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen; Printproduction M. Wolff GmbH.
[64]	L. Verheggen, R. Ferdinand, and A. Moser, "Planning of low voltage networks considering distributed generation and geographical constraints," in 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, Belgium, 2016, pp. 1–6.
[65]	M. Wahl and A. Moser, "Auswirkungen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen auf die Netzplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen," Dissertation, Printproduction M. Wolff GmbH; Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen.
[66]	N. Wehbring, R. Bleilevens, J. Saat, M. Rose, and A. Moser, "Benefit of a HVDC Back-to-Back Station in a Real Distribution Grid," in 2020 5th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID), Aachen, Germany, Nov. 2020 - Nov. 2020, pp. 1–5.
[67]	N. Wehbring, R. Bleilevens, B. Tepassee, J. Priebe, and A. Moser, "Strategies to convert AC into DC Medium Voltage Grids," in 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Glasgow, Sep. 2018 - Sep. 2018, pp. 1–6.
[68]	N. Wehbring, J. Saat, and A. Moser, "Three-level control architecture for hybrid AC/DC distribution grids," in 2020 5th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID), Aachen, Germany, Nov. 2020 - Nov. 2020, pp. 1–8.
[69]	N. Wehbring, D. Schema, F. Wahner, and A. Moser, "A Distributed Optimal Power Flow for Secondary Control of Hybrid AC/DC Networks," in 2019 IEEE Milan Power-Tech, Milan, Italy, 2019, pp. 1–6.
[70]	P. E. Wiernes, J. Priebe, S. Pleines, and A. Moser, "Performance comparison of integrated AC/DC power flow calculation methodologies," in 2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven, Belgium, 2016, pp. 1–6.

6. References

- [1] VDE Verband der Elektrotechnik, Ed., *VDE-Studie Gleichspannung in der elektrischen Energieverteilung*, 2019.
- [2] W. Li *et al.*, "State of the Art of Researches and Applications of MVDC Distribution Systems in Power Grid," in *IECON 2019 - 45th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*, Lisbon, Portugal, 2019, pp. 5680–5685.
- [3] M. Carpita *et al.*, "Direct current technologies for Switzerland's electricity transmission and distribution: White Paper on DC technologies," 2019.
- [4] T. Kaipia *et al.*, "Field test environment for LVDC distribution - implementation experiences," in *CIREN 2012 Workshop: Integration of Renewables into the Distribution Grid*, Lisbon, Portugal, 2012, p. 324.
- [5] G. Schlömer, "Planung von optimierten Niederspannungsnetzen," Dissertation, Gottfried Wilhelm Leibniz Universität Hannover; Verlag Dr. Hut.
- [6] N. Rotering, *Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen und steuerbaren Lasten*. Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2012, 1st ed. Aachen: Printproduction Wolff, 2013.
- [7] L. Verheggen, "Kombinierte Grundsatzplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen unter Berücksichtigung betrieblicher Maßnahmen und Unsicherheiten," Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen; Printproduction M. Wolff GmbH.
- [8] S.E. Networks, Ed., *Angle-DC*, 2016.
- [9] G. Bathurst, G. Hwang, and L. Tejwani, "MVDC - The New Technology for Distribution Networks," in *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission*, Birmingham, UK, 2015, 027 (5 .)-027 (5 .).
- [10] Bundesnetzagentur, Ed., *Netzentwicklungsplan Strom 2030*, 2019.
- [11] D. Seifert, M. Blazejak, P. Neis und R. Ramthun, *OpenStreetMap*. [Online]. Available: <https://www.openstreetmap.de/> (accessed: Jan. 4 2021).
- [12] Statistisches Bundesamt, *Zensus 2011*. [Online]. Available: <https://www.zensus2011.de/> (accessed: Jan. 4 2021).
- [13] Umweltbundesamt und EU-Kommission, *Corine Land Cover*. [Online]. Available: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/boden-landwirtschaft/flaechensparen-boeden-landschaften-erhalten/corine-land-cover-clc> (accessed: Jan. 4 2021).
- [14] Intelligent Energy Europe Programme of the European Union, *Tabula*. [Online]. Available: <https://episcopo.eu/building-typology/> (accessed: Jan. 4 2021).
- [15] Bundesnetzagentur, *Marktstammdatenregister*. [Online]. Available: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR> (accessed: Jan. 4 2021).
- [16] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur, *Mobilität in Deutschland*. [Online]. Available: <http://www.mobilitaet-in-deutschland.de/> (accessed: Jan. 4 2021).
- [17] Kraftfahrtbundesamt, *Zulassungszahlen für Fahrzeuge*. [Online]. Available: <https://www.kba.de/> (accessed: Jan. 4 2021).
- [18] Bundesnetzagentur, 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Netzentwicklungsplan Strom*. [Online]. Available: <https://www.netzentwicklungsplan.de/> (accessed: Jan. 4 2021).
- [19] Deutsche Energie-Agentur, *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende*. [Online]. Available: <https://www.dena.de/themen-projekte/projekte/energiesysteme/dena-leitstudie-integrierte-energiesysteme/> (accessed: Jan. 4 2021).
- [20] A. J. Schwab, *Elektroenergiesysteme*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2017.

-
- [21] V. Crastan, *Elektrische Energieversorgung 1*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2012.
 - [22] N. Rotering, *Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen und steuerbaren Lasten*. Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2012, 1st ed. Aachen: Printproduction Wolff, 2013.
 - [23] Héctor Efraín Ruiz y Ruiz, "The Capacitated Minimum Spanning Tree Problem," Dissertation, Universitat Politècnica de Catalunya, Barcelona, 2014. Accessed: Mar. 28 2022. [Online]. Available: <https://www.tdx.cat/bitstream/handle/10803/129631/THERR1de1.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
 - [24] T. K. Ralphs, L. Kopman, W. R. Pulleyblank, and L. E. Trotter, "On the capacitated vehicle routing problem," *Mathematical Programming*, vol. 94, 2-3, pp. 343–359, 2003, doi: 10.1007/s10107-002-0323-0.
 - [25] J. Kallrath, *Gemischt-ganzzahlige Optimierung: Modellierung in der Praxis ; mit Fallstudien aus Chemie, Energiewirtschaft, Papierindustrie, Metallgewerbe, Produktion und Logistik*, 2nd ed. Wiesbaden: Springer Spektrum, 2013.
 - [26] X. Tao, *Automatisierte Grundsatzplanung von Mittelspannungsnetzen*. Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2006, 1st ed. Aachen: Klinkenberg, 2007.
 - [27] W. Domschke and A. Scholl, "Heuristische Verfahren," Friedrich-Schiller-Universität Jena, Jena. Accessed: Mar. 28 2022. [Online]. Available: <https://core.ac.uk/download/pdf/7188814.pdf>
 - [28] T. F. Gonzalez, Ed., *Handbook of approximation algorithms and metaheuristics*. Boca Raton, Fla.: Chapman & Hall/CRC Press, 2007. [Online]. Available: <http://www.loc.gov/catdir/enhancements/fy0707/2007002478-d.html>
 - [29] H.-C. G. Maurer, *Integrierte Grundsatz- und Ausbauplanung für Hochspannungsnetze*. Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2004, 1st ed. Aachen: Klinkenberg, 2004.
 - [30] J. Heistermann, *Genetische Algorithmen: Theorie und Praxis evolutionärer Optimierung*. Wiesbaden, s.l.: Vieweg+Teubner Verlag, 1994.
 - [31] T. Vidal, "Hybrid Genetic Search for the CVRP: Open-Source Implementation and SWAP* Neighborhood," Nov. 2020. [Online]. Available: <http://arxiv.org/pdf/2012.10384v1>
 - [32] J. Priebe, "Strukturelle Ausgestaltung von Mittelspannungsnetzen auf Basis von Gleichstromtechnologie unter Berücksichtigung einer Leistungsflusssteuerung," Dissertation, Printproduction M. Wolff GmbH; Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen.
 - [33] T. Vidal, "Hybrid genetic search for the CVRP: Open-source implementation and SWAP* neighborhood," *Computers & Operations Research*, vol. 140, p. 105643, 2022, doi: 10.1016/j.cor.2021.105643.
 - [34] M. Al-Momani, S. Al-Gharaibeh, and H. Al-Majali, "Effect of DC / DC Losses on Optimal Power Flow in Multi-Terminal HVDC," *International Journal of Science and Research (IJSR)*, 2019. [Online]. Available: https://www.researchgate.net/publication/334468942_Effect_of_DCDC_Losses_on_Optimal_Power_Flow_in_Multi-Terminal_HVDC
 - [35] J. Beerten and R. Belmans, "MatACDC - an open source software tool for steady-state analysis and operation of HVDC grids," in *11th IET International Conference on AC and DC Power Transmission: 10-12 Feb. 2015*, Birmingham, UK, 2015, 088 (9 .)-088 (9 .).
 - [36] Z. Miao, L. Fan, H. G. Aghamolki, and B. Zeng, "Least Squares Estimation Based SDP Cuts for SOCP Relaxation of AC OPF," *IEEE Trans. Automat. Contr.*, vol. 63, no. 1, pp. 241–248, 2018, doi: 10.1109/TAC.2017.2719607.
 - [37] L. L. Gurobi Optimization, *Gurobi Optimizer*: Gurobi Optimization, LLC.
-

-
- [38] J. Saat, S. Stein, M. Kuhlmann, and A. Ulbig, "Power Flow Control by Serial DC/DC Converters in DC Grids," in *2022 International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST)*, Eindhoven, Netherlands, Sep. 2022 - Sep. 2022, pp. 1–6.
 - [39] Süddeutsche Zeitung, *Warum Erdkabel? Und wer bezahlt die Stromtrassen überhaupt?* [Online]. Available: <https://www.sueddeutsche.de/bayern/energiewende-warum-erdkabel-und-wer-bezahlt-die-stromtrassen-ueberhaupt-1.3181453> (accessed: Jan. 4 2021).
 - [40] R. W. Hermes, *Ermittlung und Bewertung von Kostentreibern elektrischer Übertragungsnetze*. Zugl.: Aachen, Techn. Hochsch., Diss., 2010, 1st ed. Aachen: Klinkenberg, 2010.
 - [41] M. Müllender, J. Saat, and A. Ulbig, "Investigating the Impact of Different Operational Strategies for DC Links in Medium-Voltage Grids," in *2023 IEEE Fifth International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, Auckland, New Zealand, Nov. 2023 - Nov. 2023, pp. 1–6.
 - [42] R. Bleilevens, "Vereinfachte Kurzschlussstromberechnung für Mittel- und Niederspannungs-gleichstromnetze," Dissertation, Printproduction M. Wolff GmbH.
 - [43] R. Bleilevens, *Simplified short-circuit current calculation for medium and low-voltage direct current networks*: RWTH Aachen University, 2020.
 - [44] R. Bleilevens, A. M. Jaschek, and A. Moser, "Approximation of Current Contribution by Converters with DC Fault Ride-Through Capability for Short Circuit Current Calculation of DC Distribution Grids," in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 2019, pp. 1–6.
 - [45] R. Bleilevens and A. Moser, "Algebraic Modelling of Converters without DC Fault Ride-Through Capability for Short Circuit Current Calculation of DC Distribution Grids," in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, Sep. 2018 - Sep. 2018, pp. 1–6.
 - [46] R. Bleilevens and A. Moser, "Simplified Short Circuit Current Calculation for DC Distribution Grids based on a Superposition Approach using Approximated Current Courses," in *2020 5th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*, Aachen, Germany, Nov. 2020 - Nov. 2020, pp. 1–8.
 - [47] R. Bleilevens, J. Priebe, N. Wehbring, and A. Moser, "Reliability Analysis of DC Distribution Grids," in *2019 54th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Bucharest, Romania, Sep. 2019 - Sep. 2019, pp. 1–6.
 - [48] H. Chen, "Probabilistisches Flexibilitätspotenzial von Erneuerbare-Energien-Anlagen im Mittel- und Niederspannungsnetz für den aktiven Hochspannungsnetzbetrieb," Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen.
 - [49] K. Geschermann and A. Moser, "Evaluation of market-based flexibility provision for congestion management in distribution grids," in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Chicago, IL, Jul. 2017 - Jul. 2017, pp. 1–5.
 - [50] K. Geschermann, "Bewertung einer marktbasierten Flexibilitätsbereitstellung für das Netzengpassmanagement im Verteilnetz," Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen; Printproduction M. Wolff GmbH.
 - [51] J. Lichtinghagen, M. Sieberichs, A. Moser, and A. Kubler, "Medium voltage network planning considering the current network and geographical restrictions," in *2017 6th International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, Santa Margherita Ligure, Italy, Jun. 2017 - Jun. 2017, pp. 689–693.
 - [52] M. Müllender, J. Saat, L. Empen, and A. Ulbig, "Planning principles for hybrid AC/DC underlay grids on medium-voltage level," *IET Conf. Proc.*, vol. 2023, no. 6, pp. 1035–1039, 2023, doi: 10.1049/icp.2023.0622.
-

-
- [53] M. Müllender, J. Saat, T. Schumacher, and A. Ulbig, "Optimized Positioning of DC Links in Medium-Voltage Grids," in *2024 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT EUROPE)*, Dubrovnik, Croatia, Oct. 2024 - Oct. 2024, pp. 1–5.
 - [54] J. Priebe, N. Wehbring, and A. Moser, "Design of Medium Voltage DC Grids– Impact of Power Flow Control on Grid Structure," in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, Sep. 2018 - Sep. 2018, pp. 1–6.
 - [55] J. Priebe, N. Wehbring, and A. Moser, "Planning and Design of Medium Voltage DC Grids– An Overview," in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, Sep. 2018 - Sep. 2018, pp. 1–6.
 - [56] J. Saat, R. Bleilevens, D. Mildt, J. Priebe, N. Wehbring, and A. Moser, "Design Aspects of Medium and Low Voltage DC Distribution Grids - An Overview," in *2020 5th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*, Aachen, Germany, Nov. 2020 - Nov. 2020, pp. 1–6.
 - [57] J. Saat, R. Fürst, S. Stein, M. Müllender, and A. Ulbig, "Impact of Structural Design of DC Distribution Grids on Reliability of Supply," in *2023 IEEE Belgrade PowerTech*, Belgrade, Serbia, Jun. 2023 - Jun. 2023, pp. 1–6.
 - [58] J. Saat, M. Müllender, J. Schlau, and A. Ulbig, "Combined Planning of LVDC and MVDC Grids for Public Power Supply," in *2023 IEEE Fifth International Conference on DC Microgrids (ICDCM)*, Auckland, New Zealand, Nov. 2023 - Nov. 2023, pp. 1–6.
 - [59] J. Saat, S. Stein, M. Müllender, and A. Ulbig, "Planning and design of urban low-voltage DC grids," *Electric Power Systems Research*, vol. 211, p. 108461, 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.108461.
 - [60] P. Schultheis, S. Pauschinger, and A. Moser, "Influence of Flexible Consumers on Local Balancing of Generation and Consumption," in *2019 IEEE International Conference on Environment and Electrical Engineering and 2019 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Europe (EEEIC / I&CPS Europe)*, Genova, Italy, 2019, pp. 1–6.
 - [61] P. Schwerdt, "Anforderungen an die lokale Infrastruktur zur Steigerung der Eigenversorgung im Verteilnetz," Dissertation, Printproduction M. Wolff GmbH.
 - [62] M. Sieberichs, "Auswirkungen des deutschen Regulierungsrahmens auf die Ausbauplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen," Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen; Printproduction M. Wolff GmbH.
 - [63] J. M. Sprey and A. Moser, "Ermittlung des Netzausbaubedarfs anhand georeferenzierter Verteilnetzmodelle," Dissertation, Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen; Printproduction M. Wolff GmbH.
 - [64] L. Verheggen, R. Ferdinand, and A. Moser, "Planning of low voltage networks considering distributed generation and geographical constraints," in *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Leuven, Belgium, 2016, pp. 1–6.
 - [65] M. Wahl and A. Moser, "Auswirkungen steuerbarer Verbrauchseinrichtungen auf die Netzplanung von Mittel- und Niederspannungsnetzen," Dissertation, Printproduction M. Wolff GmbH; Rheinisch-Westfälische Technische Hochschule Aachen.
 - [66] N. Wehbring, R. Bleilevens, J. Saat, M. Rose, and A. Moser, "Benefit of a HVDC Back-to-Back Station in a Real Distribution Grid," in *2020 5th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*, Aachen, Germany, Nov. 2020 - Nov. 2020, pp. 1–5.
 - [67] N. Wehbring, R. Bleilevens, B. Tepasse, J. Priebe, and A. Moser, "Strategies to convert AC into DC Medium Voltage Grids," in *2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Glasgow, Sep. 2018 - Sep. 2018, pp. 1–6.
-

-
- [68] N. Wehbring, J. Saat, and A. Moser, "Three-level control architecture for hybrid AC/DC distribution grids," in *2020 5th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID)*, Aachen, Germany, Nov. 2020 - Nov. 2020, pp. 1–8.
 - [69] N. Wehbring, D. Schema, F. Wahner, and A. Moser, "A Distributed Optimal Power Flow for Secondary Control of Hybrid AC/DC Networks," in *2019 IEEE Milan PowerTech*, Milan, Italy, 2019, pp. 1–6.
 - [70] P. E. Wiernes, J. Priebe, S. Pleines, and A. Moser, "Performance comparison of integrated AC/DC power flow calculation methodologies," in *2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Leuven, Belgium, 2016, pp. 1–6.

7. Liste der Tabellen

Tabelle 1: Datenquellen für die Identifikation von Netzkunden	7
Tabelle 2: Ausgewählte Verfahren	17
Tabelle 3: Referenzparameter der Untersuchungen	35
Tabelle 4: Merkmale der Konfigurationen.	38
Tabelle 5: Eigenschaften der Netzvarianten für die Zuverlässigkeitsberechnungen	42
Tabelle 6: Leistungsflussergebnisse für verschiedene Anzahlen serieller DC/DC-Wandler.....	51
Tabelle 7: Übersicht der ermittelten Vergleichsparamater	65
Tabelle 8: Hauptpositionen des zahlenmäßigen Nachweises	87

8. Liste der Abbildungen

Abbildung 1: Fachbereiche, Anwendungsszenarien und Forschungs-Projektstruktur	2
Abbildung 2: Projektablauf.....	5
Abbildung 3: Exemplarische Versorgungsaufgabe für ein städtisches Versorgungsgebiet	8
Abbildung 4: Exemplarische Versorgungsaufgabe für ein ländliches Versorgungsgebiet	9
Abbildung 5: Ergebnisse der ersten Clusterstufe mit 2 Clustern (links) bzw. 4 Cluster (rechts).....	10
Abbildung 6: Ergebnisse der ersten Clusterstufe mit 5 Clustern (links) bzw. 10 Clustern (rechts).....	10
Abbildung 7: Ergebnisse des Clusterings nach 1. Stufe (links) und 2. Stufe in Form der repräsentativen Versorgungsgebiete (rechts)	11
Abbildung 8: Netzstrukturtypen.....	12
Abbildung 9: Verfahrensablauf der Planung von Niederspannungsnetzen	17
Abbildung 10: Projektion der Netznutzer auf die Verkehrswege und potentielle Trassen	18
Abbildung 11: Clustering von Netzanschlüssen zu Versorgungsgebieten	19
Abbildung 12: Verfahren zur Planung strahlenförmiger Netze.....	20
Abbildung 13: Verfahren zur Planung ringförmiger Netze.....	21
Abbildung 14: Verfahren zur Planung vermaschter Netze.....	22
Abbildung 15: Ablaufdiagramm für die Planung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen.....	25
Abbildung 16: Leitungs- und Grabenlängen der geplanten Netze bei einer Variation der Nennspannung.....	26
Abbildung 17: Investitionskosten der geplanten Netze bei einer Variation der Nennspannung	27
Abbildung 18: Leitungsauslastungen der geplanten Netze bei einer Variation der Nennspannung	27
Abbildung 19: Knotenspannungen der geplanten Netze bei einer Variation der Nennspannung	28
Abbildung 20: Darstellung der geplanten Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen	29

Abbildung 21: Leitungs- und Grabenlängen der geplanten Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen.....	29
Abbildung 22: Investitionskosten der geplanten Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen	30
Abbildung 23: Leitungsauslastungen der geplanten Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen	31
Abbildung 24: Knotenspannungen der geplanten Netze mit unterschiedlichen Netzstrukturen	31
Abbildung 25: Leitungs- und Grabenlängen der geplanten Netze bei unterschiedlichen Nennleistungen der ONS	32
Abbildung 26: Annuitätskosten der geplanten Netze bei unterschiedlichen Nennleistungen der ONS	33
Abbildung 27: Leitungsauslastungen in den geplanten Netzen bei unterschiedlichen Nennleistungen der ONS.....	33
Abbildung 28: Knotenspannungen in den geplanten Netzen bei unterschiedlichen Nennleistungen der ONS	34
Abbildung 29: Graben- und Leitungslängen für das städtische und ländliche Versorgungsgebiet in Abhängigkeit des Anreizfaktors x_{inc}	36
Abbildung 30: Graben- und Leitungslängen für das städtische und ländliche Versorgungsgebiet für unterschiedliche Startspannungsebenen	37
Abbildung 31: Schematische Darstellung einer a) symmetrisch monopolen b) einer asymmetrisch monopolen Konfiguration	38
Abbildung 32: Schematische Darstellung einer bipolaren Konfiguration	38
Abbildung 33: Leitungs- und Grabenlängen der geplanten Netze bei unterschiedlichen Leitungs- und Stationskonfigurationen	39
Abbildung 34: Annuitätskosten der geplanten Netze bei unterschiedlichen Leitungs- und Stationskonfigurationen	40
Abbildung 35: Leitungsauslastungen in den geplanten Netzen bei unterschiedlichen Leitungs- und Stations-konfigurationen	41

Abbildung 36: Knotenspannungen in den geplanten Netzen bei unterschiedlichen Leitungs- und Stationskonfigurationen	41
Abbildung 37: SAIDI der betrachteten Varianten.....	43
Abbildung 38: Beitrag der Fehlerarten zum SAIDI für die betrachteten Varianten	44
Abbildung 39: CAIDI der betrachteten Varianten	45
Abbildung 40: SAIFI der betrachteten Varianten	45
Abbildung 41: Modell des seriellen DC/DC-Wandlers.....	46
Abbildung 42: Schema der Admittanzmatrix für verschiedene DC-Teilsysteme	47
Abbildung 43: Vereinfachtes Ablaufdiagramm der Leistungsflussrechnung	48
Abbildung 44: Ablaufdiagramm des SOCP-OPF.....	49
Abbildung 45: Ablaufdiagramm der Methode zur Positionierung von seriellen DC/DC-Wandlern.....	49
Abbildung 46: Auswirkungen der Positionierung eines DC/DC-Wandlers	50
Abbildung 47: Leitungsauslastungen für eine zunehmende Anzahl serieller DC/DC-Wandler	51
Abbildung 48: Unterschiedliche Koppelgrade: (1) Referenzfall, (2) Unvollständige Kopplung, (3) Vollständige Kopplung	54
Abbildung 49: Ablauf der Planung von DC-Underlay-Grids.....	55
Abbildung 50: Punkt-zu-Punkt - Kürzeste Koppelstrecke.....	56
Abbildung 51: Minimaler Spannbaum – Transformatorstationen	56
Abbildung 52: Zentrale DC-Sammelschiene - Trennstellen.....	57
Abbildung 53: Einsatz kundenseitiger Flexibilität für die unterschiedlichen Underlay-Grid-Konzepte	57
Abbildung 54: Modell des vertikalen DC/DC-Wandlers	59
Abbildung 55: Netzverluste für Varianten der Betriebsoptimierung.....	60

Abbildung 56: Benötigte kundenseitige Flexibilität zur Einhaltung technischer Grenzwerte für Varianten der Betriebsoptimierung und verschiedene Stromgrenzen	60
Abbildung 57: Prinzip der Ladestrategien für a) Ladezeitfenster, b) P(U)-Regelung und c) das Min-P-Laden	61
Abbildung 58: Modellierung der Ladevorgänge.....	62
Abbildung 59: Netzintegrationspotential bei ungeregeltem Laden und der Nutzung von Ladezeitfenstern	62
Abbildung 60: Netzintegrationspotential bei ungeregeltem Laden und dem Min-P-Laden.....	63
Abbildung 61: Mobilitätseinschränkung bei geschätztem und exaktem Min-P-Laden	63
Abbildung 62: Synthetische Versorgungsaufgabe des Mittelspannungsnetzgebiets der Münchener Innenstadt.....	67
Abbildung 63: Visueller Vergleich der geplanten Netze	67
Abbildung 64: Graben- und Leitungslängen der geplanten Netze.....	68
Abbildung 65: Knotenspannungen der geplanten Netze	69
Abbildung 66: Leitungsauslastungen der geplanten Netze.....	69
Abbildung 67: Annuitätische Kosten der geplanten Netze	70
Abbildung 68: Leitungs- und Grabenlängen der geplanten a) Drehstromnetze und b) Gleichstromnetze.....	71
Abbildung 69: Annuitätskosten der geplanten a) Drehstromnetze und b) Gleichstromnetze	72
Abbildung 70: Leitungsauslastungen in den geplanten a) Drehstromnetzen und b) Gleichstromnetzen	73
Abbildung 71: Knotenspannungen in den geplanten a) Drehstromnetzen und b) Gleichstromnetzen	73
Abbildung 72: Unterschiedliche Positionen von DC-Links in der Mittelspannungsebene	75
Abbildung 73: Untersuchtes Testnetz mit 3 DC-Links	76
Abbildung 74: Betriebspunkte der Umrichter für jede Einsatzstrategie.....	76

Abbildung 75: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen bei der Minimierung der Netzverluste	77
Abbildung 76: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen bei der Minimierung des Flexibilitätsbedarfs.....	77
Abbildung 77: Leitungsauslastungen und Knotenspannungen bei der Minimierung des Netzausbaubedarfs.....	78
Abbildung 78: Ablaufdiagramm des genetischen Algorithmus zur Positionierung von DC-Links in Mittelspannungsnetzen.....	79
Abbildung 79: Untersuchtes städtisches Mittelspannungsnetz aus dem SimBench Projekt.....	81
Abbildung 80: Darstellung der besten Lösung, die bis zur entsprechenden Iteration mit Variation der Umrichterkosten gefunden wurde	82
Abbildung 81: Standardabweichung der Lösungen innerhalb einer Generation bei Variation der Umrichterkosten.....	83
Abbildung 82: Auslastung des Grundnetzes ohne DC-Links.....	85
Abbildung 83: Exemplarisches Zielnetz mit Positionen der DC-Links	85
Abbildung 84: Ablauf von fünf Durchläufen des genetischen Algorithmus mit den besten gefundenen Kosten bis zur dargestellten Iteration	86
