

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Impressum

Cibis, Kevin Christopher:
Automatisierte Zielnetzplanung zur Entwicklung von
innovativen Planungsgrundsätzen für ländliche
Niederspannungsnetze in Europa
Neue Energie aus Wuppertal, Band 37, 1. Auflage 2022

© 2022 Kevin Christopher Cibis, alle Rechte vorbehalten
Druck: epubli – ein Service der neopubli GmbH, Berlin, www.epubli.de
Bildquelle: [@iStock.com/scanrail](https://www.iStock.com/scanrail) (Cover)

Automatisierte Zielnetzplanung zur Entwicklung von innovativen Planungsgrundsätzen für ländliche Niederspannungsnetze in Europa

Von der Fakultät für
Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal
zur Erlangung des akademischen Grades eines

**Doktors der Ingenieurwissenschaften
(Dr.-Ing.)**

genehmigte Dissertation von

Kevin Christopher Cibis
aus Velbert

Tag der mündlichen Prüfung:	29.10.2021
Referent:	Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek
Korreferent:	Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20220131-094609-6

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20220131-094609-6>]

DOI: 10.25926/dmvz-qh07

[<https://doi.org/10.25926/dmvz-qh07>]

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. Mein besonderer Dank gilt damit meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Leiter des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik, der mir einerseits die nötigen Freiräume für die Erstellung dieser Dissertation einräumte und andererseits durch fachliche und persönliche Anregungen einen wesentlichen Anteil zum Gelingen dieser Arbeit beitrug. Über mein eigentliches Promotionsverfahren hinaus hat er mir die Chance gegeben, mich mit sehr vielen interessanten Themengebieten beschäftigen zu können und so wertvolle Erfahrungen zu sammeln.

Frau Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson, Leiterin des Fachgebiets Elektrische Energieversorgung unter Einsatz Erneuerbarer Energien an der Technischen Universität Darmstadt, danke ich sehr für das Interesse an meiner Arbeit und der freundlichen Übernahme des Korreferats.

Des Weiteren möchte ich mich bei allen Kolleginnen und Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik für die gute Zusammenarbeit in den vergangenen Jahren bedanken. Allen voran bei Herrn Dr.-Ing. Julian Wruk für die gemeinsame Forschung an der automatisierten Zielnetzplanung und der erfolgreichen Durchführung des Projektes ERA-Net SES Smart Guide. Die vorliegende Arbeit entstand im Wesentlichen im Rahmen dieses Forschungsprojektes. Daher gilt mein Dank auch den Mitarbeitern aller beteiligter Projektpartner aus Forschung und Industrie, sowie den beteiligten Verteilnetzbetreibern.

Darüber hinaus möchte ich mich bei meiner wundervollen Freundin Julia bedanken, die mich vor allem in den Monaten der Erstellung der Dissertation und der schwierigen Phase der Corona-Pandemie unterstützt hat.

Abschließend gehört mein größter Dank von ganzem Herzen meinen Eltern, die mir ein Studium erst ermöglicht und mich in allen Entscheidungen uneingeschränkt unterstützt und bestärkt haben!

Wuppertal, im Oktober 2021

Kevin Christopher Cibis

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	1
1.1	Hintergrund und Motivation	1
1.2	Stand der Wissenschaft und Technik	2
1.3	Zielsetzung der Arbeit und Forschungsfrage	4
1.4	Projektunterstützung und Datenbasis	6
1.5	Aufbau der Arbeit	6
2	Planungsaufgabe in der NS-Ebene	9
2.1	Struktur von Niederspannungsnetzen und verbreitete Betriebsmittel.....	9
2.2	Technische Anforderungen und Rahmenbedingungen der Netzplanung.....	13
2.3	Ökonomische Rahmenbedingungen.....	19
2.4	Grundlegende Konzepte der Netzplanung	21
2.5	Konventionelle Lösungsoptionen für die Netzertüchtigung	24
2.6	Innovative Lösungsoptionen für die Netzertüchtigung.....	25
2.7	Gewonnene Erkenntnisse.....	33
3	Automatisierte und optimierte Zielnetzplanung	35
3.1	Anforderungen an die automatisierte Zielnetzplanung	35
3.2	Auswahl der Simulationsumgebung und Datenaufbereitung.....	38
3.3	Verfahrensentwicklung	49
3.4	Anwendung des Genetischen Algorithmus in der automatisierten Zielnetzplanung ..	76
4	Anwendung der automatisierten Zielnetzplanung.....	81
4.1	Validierung der Ergebnisse der Software zur automatisierten Zielnetzplanung	81
4.2	Zielnetzplanung typischer europäischer Niederspannungsnetze.....	82
4.3	Gesamtheit der Planungsergebnisse.....	100
4.4	Sensitivitätsanalysen	110
5	Innovative Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze in Europa.....	125
5.1	Methode zur Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze	125
5.2	Einordnung der Netze in den europäischen Kontext.....	126
5.3	Integration von Erkenntnissen weiterer europäischer Partner.....	129

5.4	Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze für NS-Netze in Europa.....	136
5.5	Reflexion und Bewertung.....	141
6	Zusammenfassung und Ausblick	147
7	Verzeichnisse.....	151
7.1	Literaturverzeichnis.....	151
7.2	Abkürzungsverzeichnis	167
7.3	Formelverzeichnis	168
7.4	Publikationsverzeichnis.....	171
8	Anhang	175
8.1	Kostenannahmen	175
8.2	Verwendete PVA-Zeitreihe.....	177
8.3	Histogramm der Anlagengrößen	177
8.4	Planungsbeispiele	178
8.5	Netzstrukturkennwerte und schematische Darstellung des Land- und Dorfnetzes ...	186
8.6	Netzstrukturkennwerte der deutschen Stichprobe	188
8.7	Netzstrukturkennwerte der europäischen Beispielnetze.....	189

1 Einleitung

Zur Aufrechterhaltung der in Europa gewohnten Lebensqualität und Wirtschaftsleistung ist eine zuverlässige und kostengünstige Versorgung der Bevölkerung und der Industrie mit elektrischer Energie unabdingbar. Dies erfolgte bisher überwiegend mithilfe der Verstromung fossiler Energieträger und Kernbrennstoffen in großen, zentralen Kraftwerken. Vor dem Hintergrund der begrenzten Verfügbarkeit fossiler Energieträger und den starken und negativen Auswirkungen auf die Umwelt befindet sich dieses Konzept der elektrischen Energieversorgung in einem fundamentalen Wandlungsprozess. Um die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern zu reduzieren und die Auswirkungen auf die Umwelt zu minimieren, gibt es in vielen Staaten Europas Bestrebungen, den Anteil regenerativer Energieträger im Strommix signifikant zu erhöhen.

1.1 Hintergrund und Motivation

Beginnend mit dem Kyoto-Protokoll im Jahr 1997 bis hin zum Übereinkommen von Paris im Jahr 2015 haben sich Staaten weltweit verpflichtet, dem Klimawandel entgegenzuwirken und einen Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur zu verhindern [1, 2]. Um das gesetzte Ziel zu erreichen und den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur, bezogen auf das vorindustrielle Niveau, auf deutlich unter 2 Kelvin zu begrenzen, wurde in Deutschland bereits im Jahr 2007 das Klima- und Energiepaket 2020 verabschiedet [3]. Dieses enthält rechtlich verbindliche Vorgaben zur Reduktion der Treibhausgasemissionen und des Energiebedarfs sowie zu einer Steigerung der Energieeffizienz [4]. Die deutsche Bundesregierung definierte darüber hinaus im Rahmen des Energiekonzepts 2010 weitere Ziele. Diese bestehen darin, den CO₂-Ausstoß bis zum Jahr 2020 um 40 % und bis zum Jahr 2050 um 80 % bis 95 % im Vergleich zum Jahr 1990 zu reduzieren [5]. Eine Verschärfung der Vorgaben fand im Jahr 2019 und 2021 statt. Im Klimaschutzprogramm 2030 werden weitere Maßnahmenpakete beschlossen, die sich neben den Sektoren Verkehr, Gebäude, Landwirtschaft und Industrie auch auf die Energiewirtschaft auswirken [6]. Ein wesentlicher Aspekt ist die Umstellung der elektrischen Energieversorgung in Deutschland auf dezentrale Energieumwandlungsanlagen (DEA), die langfristig die zentralen Großkraftwerke, insbesondere die schrittweise stillzulegenden Kohlekraftwerke, ersetzen sollen. Der Anteil der regenerativen Energieträger am Bruttostromverbrauch soll bis 2030 auf 65 % erhöht werden [6]. Speziell DEA wie Photovoltaikanlagen (PVA) und Windenergieanlagen speisen in die Verteilnetze in ganz Europa ein und stellen diese vor neue Herausforderungen.

In Deutschland wurden knapp 98 % aller im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) geförderten PVA an die Mittelspannungs-/Niederspannungs-Umspannebene oder direkt an die entsprechenden Niederspannungsnetze (NS-Netze) angeschlossen [7]. Dies führt speziell bei den in der Vergangenheit ausschließlich als Versorgungsnetze betriebenen NS-Netzen zur Verletzung von geltenden Normen und vorgegebenen Grenzwerten.

Es kommt zu Verletzungen des zulässigen Spannungsbandes und zu Betriebsmittelüberlastungen bei Kabeln, Freileitungen und Transformatoren. Eine Ertüchtigung der NS-Netze ist daher immer häufiger notwendig. Netzbetreiber in ganz Europa sehen sich dadurch mit hohen Investitionskosten konfrontiert [8]. Durch den Zubau von DEA, vornehmlich in ländlichen Regionen, sind Netze speziell in diesen Gebieten zu analysieren. Der ländliche Raum wird in [9] definiert und zeichnet sich vor allem durch eine geringe Bevölkerungsdichte (weniger als 2347 Einwohner pro km²) aus.

1.2 Stand der Wissenschaft und Technik

Die Aufgaben der Zielnetzplanung sind der Erhalt und die Erweiterung des Stromnetzes in einer kosteneffizienten Weise, um auch in Zukunft einen stabilen und sicheren Betrieb dieser und insbesondere der Verteilnetze zu gewährleisten. Zu diesem Zweck müssen die Verteilnetze regelmäßig erneuert oder verstärkt werden [10]. Es gilt, dem Einfluss von Alterungseffekten und neu anzuschließenden Verbrauchern Rechnung zu tragen. Darüber hinaus kann die weitere Installation von DEA die Kapazität des Netzes übersteigen und eine Netzertüchtigung¹ erforderlich machen. Um diese Aufgaben zu bewältigen, stehen den Netzplanern aktuell vor allem konventionelle Betriebsmittel und analoge Planungsmethoden zur Verfügung, welche unter dem Begriff der konventionellen Zielnetzplanung zusammengefasst werden. Unter dem Begriff der konventionellen Zielnetzplanung wird verstanden, dass lediglich konventionelle Betriebsmittel, wie Leitungen und Ortsnetztransformatoren (ONT), im Planungsprozess Berücksichtigung finden. Die Methode der konventionellen Zielnetzplanung wurde beispielsweise in [8], [11] und [12] erläutert und in zahllosen Studien verwendet. Grundsätzlich lassen sich demnach die technischen Anforderungen und Grenzwerte auch bei einer weiteren Integration von DEA in die Verteilnetze mit diesen Maßnahmen erfüllen. Allerdings stellen diese Maßnahmen nicht immer die kostengünstigste und effizienteste Möglichkeit dar, NS-Netze zu ertüchtigen. In [12–14] stellten sich alternative Netzertüchtigungsvarianten als sehr viel günstiger heraus. Daher führt in Zukunft kein Weg daran vorbei, auch auf diese Varianten einen genaueren Blick zu werfen. Durch die Anreizregulierung stehen Netzbetreiber in Deutschland in einem künstlich geschaffenen Wettbewerb untereinander und werden von der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) zur Steigerung ihrer Effizienz und zur Reduzierung ihrer Kosten verpflichtet [15].

¹ Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden mit dem Terminus *Netzertüchtigung* alle Maßnahmenkombinationen bezeichnet, die zu einer Erhöhung der vom Netz übertragbaren Leistung und zur Beseitigung von auftretenden Grenzwertverletzungen geeignet sind

Im künstlich geschaffenen Wettbewerb der Anreizregulierungsverordnung können Netzertüchtigungsvarianten, insbesondere unter Berücksichtigung innovativer Lösungsoptionen und Automatisierungslösungen eine Option darstellen sich von anderen Netzbetreibern abzuheben und den in der Anreizregulierung hinterlegten Effizienzfaktor zu verbessern.

Im Mittelpunkt steht zunächst die Verwendung innovativer Netzertüchtigungsvarianten, die die Ausnutzung der bisher im Netz vorhandenen Betriebsmittel optimieren können. Es lassen sich die zulässigen Grenzwerte, wie das Spannungsband und die thermischen Grenzströme, optimal ausnutzen, ohne einen Netzertüchtigungsbedarf bei konventionellen Betriebsmitteln zu verursachen [16]. Zu diesen innovativen Netzertüchtigungsvarianten gehören:

- Die Optimierung des Spannungssollwertes zwischen Hoch- und Mittelspannungsebene durch eine statische oder dynamische Anpassung der Transformatorstufung im Umspannwerk [17]
- Der Einsatz eines regelbaren Ortsnetztransformators (rONT) [18–21]
- Nutzung von Einzelstrangreglern (ESR) [22–25]
- Blindleistungsmanagement bei im Netz angeschlossenen DEA [26–28]
- Verwendung von dynamischer (DSK) und statischer (SSK) Spitzenkappung der im Netz angeschlossenen DEA [29, 30]

Die genannten Technologien und Netzertüchtigungsvarianten werden im Detail in Abschnitt 2.6 beschrieben und vorgestellt. Bis zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit wurden bereits zahlreiche Studien hinsichtlich der Planung von Verteilnetzen mit diversen Netzertüchtigungsvarianten durchgeführt. Die Zielsetzung dieser Studien beruhte vor allem auf der Kalkulation zukünftig notwendiger Investitionen in das Verteilnetz unter Betrachtung unterschiedlicher Szenarien und Stützjahre [7, 12–14, 31–39].

In ganz Europa wird sich zunehmend mit einer Vielzahl von innovativen Lösungsoptionen in Netzplanungsprozessen auseinandergesetzt, um dem zunehmenden Zubau und Anschluss der DEA entsprechen zu können. In [40] wird eine Vielzahl von Technologien vorgestellt und auf ihre technische und regulatorische Umsetzbarkeit geprüft. Ein konkreter Einsatz der Technologien in einer Planungsstudie fehlt aber bisher. Allerdings ist das Thema eindeutig auch auf internationaler Ebene angelangt und zumindest innerhalb Europas wird sich intensiv mit innovativen Netzertüchtigungsvarianten auseinandergesetzt [41, 42].

In dem Forschungsprojekt ‚Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze als Rückgrat der Energiewende (PuBVerteilung)‘ wurden zahlreiche Verteilnetzplanungen durchgeführt, die konventionelle und innovative Netzertüchtigungsvarianten miteinander vergleichen, um abschließend Handlungsempfehlungen zu entwickeln. Bereits hier konnte zusätzlich zu der technischen Nutzbarkeit ein signifikantes Einsparpotenzial der innovativen Technologien im Vergleich zu konventionellen Maßnahmen nachgewiesen werden [16].

Neben der Nutzung innovativer Lösungsoptionen, als Teil der Zielnetzplanung von NS-Netzen, können auch Automatisierungsmethoden den Planungsprozess verbessern. Zahlreiche unterschiedliche Modellierungs- und Optimierungsmethoden wurden hier bereits angewendet und weiterentwickelt. Ziel ist immer, das Planungsproblem mit zufriedenstellender Genauigkeit bei angemessenem Rechenaufwand und Zeitbedarf zu lösen. Obwohl das Optimierungsproblem der Netzplanung ein nichtlineares, kombinatorisches Optimierungsproblem ist (vgl. Abschnitt 3.1.2), wird in vielen Veröffentlichungen die lineare Programmierung verwendet [43]. Um dieses Verfahren nutzen zu können, müssen wie in [44] und [45] die nichtlinearen Leistungsflussgleichungen linearisiert werden. Dies ermöglicht die Nutzung von exakten Lösungsverfahren, wie unter anderem dem Simplex-Algorithmus, zur Suche nach der optimalen Lösung des formulierten Optimierungsproblems [46].

Alternativ bieten heuristische und metaheuristische Ansätze eine Möglichkeit, zufriedenstellende Lösungen zu finden, ohne die Qualität der Modellierung durch Linearisierung der Randbedingungen des Optimierungsproblems zu reduzieren. Eine erste Anwendung eines metaheuristischen Optimierungsalgorithmus ist in [47] und [48] veröffentlicht. Der Fokus lag dort auf dem Ausbau von Abgängen und Ortsnetzstationen mithilfe eines genetischen Algorithmus. Diese Ansätze wurden in zahlreichen weiteren Publikationen weitergeführt und zur Lösung des Netzplanungsproblems mit konventionellen Betriebsmitteln eingesetzt [49–54]. Andere häufig Anwendung findende metaheuristische Optimierungsalgorithmen sind ‚Tabu Search‘ [55–58] und ‚Particle Swarm Optimisation‘ [59, 60]. In [61] wird eine Methode zur automatisierten konventionellen Planung von Mittelspannungsnetzen (MS-Netzen) vorgestellt und in der strategischen Netzplanung eingesetzt. Diese zwischenzeitlich als ‚pandapower Pro‘ vermarktete automatisierte Netzplanung wurde in [62] erstmals präsentiert. Hier werden ebenfalls metaheuristische Optimierungsalgorithmen genutzt. In allen aufgezeigten Veröffentlichungen bleiben allerdings die innovativen Netzertüchtigungsvarianten unberücksichtigt. Eine automatisierte Zielnetzplanung unter Berücksichtigung innovativer Lösungsoptionen stellt demnach eine vielversprechende Möglichkeit dar, den Planungsprozess in der NS-Ebene zu beschleunigen und Effizienzpotenziale bei Netzbetreibern aufzudecken.

1.3 Zielsetzung der Arbeit und Forschungsfrage

Die in Abschnitt 1.2 vorgestellten Netzertüchtigungsvarianten und bereits durchgeführten Studien zeigen, dass innovative Technologien und automatisierte Zielnetzplanungen valide Optionen sind, die in Zukunft bei Netzbetreibern Anwendung finden sollten. Allerdings ist bisher noch keine Studie durchgeführt worden, die alle Elemente miteinander verbindet und so die Analyse einer Vielzahl realer NS-Netze mit innovativen Technologien im Rahmen einer automatisierten Zielnetzplanung betrachtet. Veröffentlichte Studien treffen keine Aussagen, die unter Berücksichtigung aller Methodenbestandteile entwickelt wurden. Daher ergibt sich als erste von drei zentralen Forschungsfragen:

Welche Lösungsoptionen erweisen sich im Rahmen einer automatisierten Zielnetzplanung und unter Berücksichtigung konventioneller Netzbetriebsmittel und innovativer Lösungsoptionen für die zukünftige Ertüchtigung von Niederspannungsnetzen als besonders kosteneffizient?

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit sollen eine sehr große Anzahl verschiedenartiger realer NS-Netze mithilfe einer Software zur automatisierten Zielnetzplanung überplant und die Ergebnisse ausgewertet werden. Anhand unterschiedlicher Szenarien wird die zukünftige weitere Integration von DEA, im Folgenden als Einspeiser bezeichnet, in die Netze simuliert und im Anschluss eine automatisierte Zielnetzplanung durchgeführt. Der Einfluss der Anreizregulierung und damit eine betriebswirtschaftliche Bewertung der Planungsergebnisse rückt dabei zugunsten einer Kostenanalyse in den Hintergrund. Dies ermöglicht die Bestimmung einer volkswirtschaftlich sinnvollen Netzertüchtigungsstrategie ohne Einfluss der sich regelmäßig verändernden Anreizregulierung. Neben den reinen Kosten können weitere Faktoren für die Netzbetreiber von Interesse sein. Diesen kommt bei der Wahl der Ertüchtigungsstrategie eine entscheidende Rolle zu. Aus diesem Grund muss die erste Forschungsfrage um eine Zweite ergänzt werden:

Erweist sich eine automatisierte Zielnetzplanung als zweckdienliches Instrument, um Netzbetreiber bei der Auswahl der zukünftigen Netzertüchtigungsvariante zu unterstützen?

Mithilfe der automatisierten Zielnetzplanung lässt sich, im Gegensatz zu manuellen Planungen, bei denen ein enormer zeitlicher und personeller Aufwand notwendig ist, eine Vielzahl von NS-Netzen und Varianten analysieren. Dies eröffnet neue Möglichkeiten zur Analyse und Auswertung von Zielnetzplanungen. Ein Beispiel ist die Verteilung von Einspeisern im Netzgebiet. Typischerweise werden diese einmalig entsprechend dem jeweiligen Szenario auf das Netzgebiet verteilt und dann die Zielnetzplanung durchgeführt. Allerdings sind die so entstehenden Planungsergebnisse stark von der Verteilung der Einspeiser abhängig. Die gleiche Summenleistung kann im Netz bei abweichender Verteilung zu völlig anderen Ergebnissen und Ertüchtigungsbedarfen führen, da sich der Leistungsfluss verändert. So kann die Robustheit einer Netzertüchtigungsvariante hinsichtlich der Verteilung zukünftiger Einspeiser einen weiteren relevanten Indikator für die Wahl einer Lösungsoption darstellen. Dies gilt es zu analysieren und im Anschluss in Planungsgrundsätze zu überführen. Ein weiterer Aspekt der vorliegenden Arbeit ist es, die Planungsgrundsätze hinsichtlich ihrer Allgemeingültigkeit im europäischen Raum zu prüfen. Daher schließt sich eine letzte Forschungsfrage an:

Können Erkenntnisse aus der automatisierten Zielnetzplanung deutscher NS-Netze auch auf europäische Netze außerhalb Deutschlands übertragen werden und ist somit die Entwicklung von europäischen Planungsgrundsätzen sinnvoll?

Um diese Fragestellung zu beantworten, ist es zwingend notwendig, sich neben den deutschen Netzstrukturen auch mit den Besonderheiten der NS-Netze anderer europäischer Staaten auseinanderzusetzen, da sich die Netzstrukturen und Versorgungsaufgaben prinzipiell unterscheiden und eine Übertragbarkeit von Erkenntnissen a priori nicht gegeben ist.

Zu diesem Zweck sollen in dieser Arbeit NS-Netze aus Portugal, Norwegen und dem Vereinigten Königreich von Großbritannien und Nordirland analysiert und automatisiert geplant werden. Anschließend erfolgt ein Ergebnisvergleich mit den deutschen NS-Netzen zu. Ziel ist es, eine Einschätzung zu erhalten, welche Planungsgrundsätze auf die europäische Ebene übertragbar und welche nur spezifisch auf deutsche NS-Netze anwendbar sind. Hierzu erfolgt zunächst die Analyse der deutschen ländlichen NS-Netze und ein Vergleich mit den Ergebnissen der zuvor genannten europäischen Staaten. Im Anschluss werden die Strukturkennwerte der NS-Netze dieser Arbeit mit den Strukturkennwerten typischer europäischer NS-Netze verglichen, um eine Übertragbarkeit auf ganz Europa zu prüfen. Die automatisierte Zielnetzplanung von synthetischen europäischen Typnetzen und ein Ergebnisvergleich sollen diese Prüfung unterstützen. Schlussendlich ist eine abschließende Beurteilung über die Übertragbarkeit der Ergebnisse und Erkenntnisse zu treffen.

1.4 Projektunterstützung und Datenbasis

Die vorliegende Arbeit entstand mit Unterstützung und auf Grundlage der Datenbasis aus dem Verbundvorhaben ‚Smart Guide – Planungs- und Betriebsgrundsätze für europäische Smart Grids, Teilvorhaben: Deutsche Planungs- und Betriebsgrundsätze im europäischen Verteilungsnetz‘. Das Vorhaben wurde durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie gefördert. Die Netzdaten, auf deren Basis die Zielnetzplanungen und Auswertungen in den Kapiteln 4 und 5 entstanden sind, wurden von den assoziierten Partnern Avacon Netz GmbH, Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH und Westnetz GmbH zur Verfügung gestellt. Daneben wurden weitere europäische Netzdaten im Verbundvorhaben Smart Guide von den internationalen Projektpartnern (Smarter Grid Solutions, Skagerak Energi, SINTEF Energy Research und INESC TEC-Porto) bereitgestellt.

1.5 Aufbau der Arbeit

Die vorliegende Arbeit ist wie folgt strukturiert: Kapitel 2 präsentiert zunächst die Grundlagen der Planung von NS-Netzen. Neben der Darstellung der Versorgungsaufgabe und typischer Strukturen speziell deutscher NS-Netze werden auch Grenzwerte, Normen und Richtlinien vorgestellt, die bei der Planung von NS-Netzen zur Anwendung kommen. Anschließend erfolgt eine Vorstellung der grundlegenden Konzepte der Netzplanung und es wird eine Übersicht über die in der vorliegenden Arbeit berücksichtigten, innovativen Lösungsoptionen gegeben.

In Kapitel 3 wird zunächst die im Rahmen der vorliegenden Arbeit entwickelte Software zur automatisierten Zielnetzplanung präsentiert, die im weiteren Verlauf des Kapitels zur Anwendung gebracht wird. Kapitel 4 dient zur Darstellung von insgesamt vier Planungsbeispielen. Je ein Netzgebiet aus Deutschland, Norwegen, Portugal und dem Vereinigten Königreich von Großbritannien und Nordirland wird mithilfe der Software zur automatisierten Zielnetzplanung überplant und die Ergebnisse vorgestellt. Darauf erfolgt die Auswertung der Gesamtergebnisse der im Rahmen der Dissertation analysierten Netze. Abschließend werden in Kapitel 5 die Erkenntnisse aus den Planungsergebnissen zu Planungsgrundsätzen zusammengeführt. Hier wird auch erläutert, welche der Planungsgrundsätze sich auf europäische Netze übertragen lassen und welche nur unter staatenpezifischen Bedingungen anwendbar sind. Kapitel 6 dient dazu, ein Fazit aus den Ergebnissen der vorliegenden Arbeit zu ziehen und einen Ausblick auf zukünftige Entwicklungen, insbesondere aber auch für den weiteren Forschungs- und Entwicklungs-Bedarf, zu geben.

2 Planungsaufgabe in der NS-Ebene

Dieses Kapitel bietet einen Einblick in die grundlegende Charakteristik der deutschen NS-Netze. Zunächst werden in Abschnitt 2.1 typische Strukturen und verbreitete Betriebsmittel in der NS-Ebene vorgestellt. Im Anschluss daran wird in Abschnitt 2.2 und Abschnitt 2.3 auf technische Anforderungen und ökonomische Rahmenbedingungen eingegangen, die im Rahmen der Planung von NS-Netzen in Deutschland zu beachten sind. Der Planungsprozess selbst wird in Abschnitt 2.4 vorgestellt. Zum Abschluss des Kapitels wird in Abschnitt 2.5 und Abschnitt 2.6 auf die in dieser Dissertation betrachteten konventionellen und innovativen Lösungsoptionen eingegangen und ihre Funktionsweise beschrieben.

2.1 Struktur von Niederspannungsnetzen und verbreitete Betriebsmittel

In der Bundesrepublik Deutschland wird die öffentliche Versorgung mit elektrischer Energie über insgesamt vier Netzebenen sichergestellt. Das deutsche Höchstspannungsnetz wird mit einer Nennspannung von $U_n = 380 \text{ kV}$ und $U_n = 220 \text{ kV}$ betrieben. Die Hochspannung wird mit einer Nennspannung von $36 \text{ kV} < U_n \leq 150 \text{ kV}$ definiert. Die MS-Ebene liegt im Bereich $1 \text{ kV} < U_n \leq 36 \text{ kV}$ und die NS-Ebene bei $U_n \leq 1 \text{ kV}$ [63]. Im Fokus der vorliegenden Dissertation steht die NS-Ebene. Deren Versorgungsaufgabe und Besonderheiten werden in den folgenden Abschnitten erläutert.

2.1.1 Grundlegender Aufbau von Niederspannungsnetzen

Die Planung öffentlicher elektrischer Energieversorgungsnetze hat zum Ziel, eine entsprechend dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) „sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“ sicherzustellen (§ 1 Abs. 1 EnWG 2017 [64]).

Um diese grundlegenden Eigenschaften erfüllen zu können, wurden und werden vom Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik (VDE) konkrete technische Anforderungen an die elektrischen Energieversorgungsnetze gestellt. Diese Anforderungen haben wiederum zu einem umfassenden Regelwerk aus technischen Normen und Richtlinien geführt, die die Netzplanung entscheidend beeinflussen. Diese Normen und Richtlinien müssen auch dann eingehalten werden, wenn eine stark erhöhte Belastung der Netze durch dezentrale Energieumwandlungsanlagen und neue Verbraucher auftritt [7].

In Deutschland wird die Versorgung von Verbrauchern im NS-Netz über Kabel oder Freileitungen mit Drehstrom mit einer Nennspannung von $U_n = 400 \text{ V}$ sichergestellt [63]. Neben Haushalten gehören auch Verbraucher der Sektoren Gewerbe, Handel und Dienstleistung zu den über die NS-Ebene versorgten Abnehmern.

Neben den öffentlichen Versorgungsnetzen existieren NS-Industriernetze sowie Großgebäudenetze, die meist als Sonderverbraucher direkt aus dem MS-Netz und über eine eigene Übergabestation, auch als ‚Kundenstation‘ bezeichnet, versorgt werden [65].

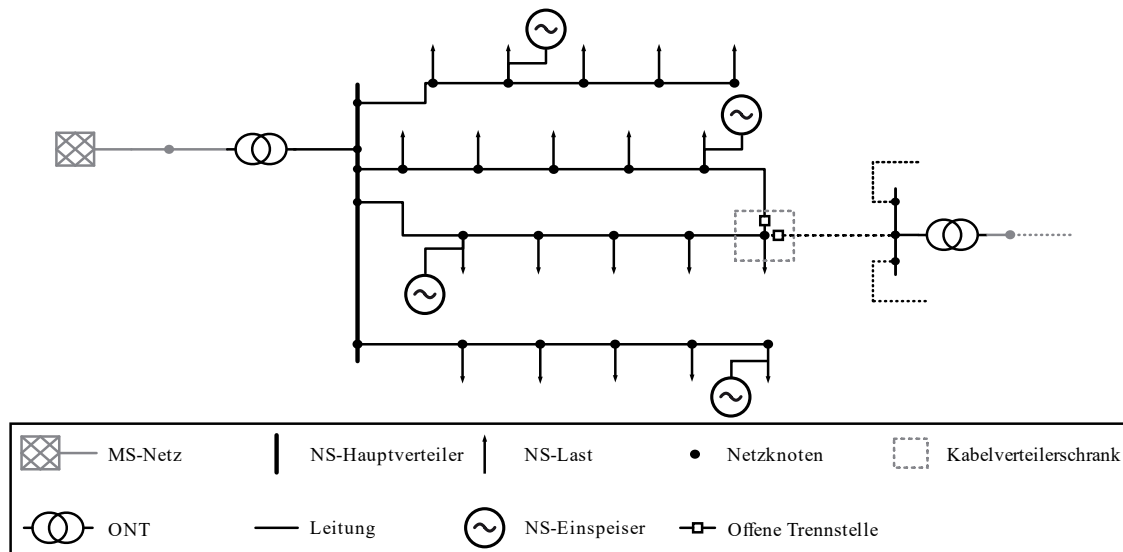


Abbildung 2.1: Beispielhafte Darstellung eines Niederspannungsnetzes

NS-Netze werden über Ortsnetztransformatoren (ONT) aus dem MS-Netz gespeist. Ein Beispiel für den Aufbau eines NS-Netzes zeigt Abbildung 2.1. In der Ortsnetzstation wird die Spannung vom Niveau des MS-Netzes mithilfe eines ONT auf das Niveau der NS-Ebene transformiert und über den NS-Hauptverteiler die Abgänge angeschlossen. Konzipiert sind die ONS typischerweise entweder als begehbare Gebäudestationen oder als nicht begehbare Kompaktstationen. In ländlichen Gebieten kommen auch Mast- oder Turmstationen zum Einsatz. Ebenfalls findet an der ONS die Sternpunktbehandlung des Transformators statt.

In der Bundesrepublik Deutschland werden öffentliche NS-Netze typischerweise als Terre-Neutre-Netze (TN-Netze) betrieben, bei denen der Transformator-Sternpunkt starr über den Betriebserder geerdet ist [65]. Ein vierter Leiter dient in diesem Fall als Neutralleiter und gleicht das Erdpotential zu den Verbrauchern und Einspeisern aus, da speziell in NS-Netzen häufig asymmetrische Belastungen auftreten [65]. Die Haupt- oder Stammstrecke besteht zunächst aus Leitungen, die die ONS und verschiedene Kabelverteilerschränke (KVS) miteinander verbinden. An diesen KVS zweigen weitere Leitungen ab, die sich wiederum über neue Muffen zu den Hausanschlussleitungen verzweigen. So werden Verbraucher und Einspeiser mit der ONS verbunden. Die Hausanschlussleitungen werden hierzu in Kabelnetzen über Abzweigmuffen und in Freileitungsnetzen über Masten oder Dachständer mit den Netzknotten verbunden [66]. Die Trassenwahl der Haupt- und Stammstrecken ist dabei maßgeblich durch die Verteilung der Verbraucher im Netzgebiet vorgegeben. Durch die Vorgabe im Konzessionsrecht (§ 46 EnWG 2017 [64]) verlaufen die Leitungen hauptsächlich entlang öffentlicher Straßen oder Fußwege.

Abhängig von der Lastdichte und den geografischen Besonderheiten wird zudem entschieden, ob eine ein- oder zweiseitige Straßenbelegung notwendig oder möglich ist. In Gebieten mit hoher Lastdichte und einer großen Anzahl an zu versorgenden Verbrauchern ist eine zweiseitige Straßenbelegung sinnvoll, um Kabelquerungen unterhalb von Straßen zu vermeiden und somit Baumaßnahmen zu reduzieren [66].

Derzeit werden NS-Netze wenig oder gar nicht mit Sensoren hinsichtlich des Leistungsflusses überwacht. Dies führt auch zu einem Mangel an Echtzeitdaten und Messwerten, die zur Bestimmung der Betriebsmittelauslastung und der Spannung verwendet werden können [30]. Netzbetreiber sind daher in den meisten Fällen nur in der Lage, die Netzbelastung anhand von Verbraucherabrechnungsdaten und Schleppzeigerwerten in der ONS abzuschätzen [67].

2.1.2 Standardbetriebsmittel

Die wesentlichen Betriebsmittel der NS-Ebene sind der ONT inklusive der MS- und NS-Schaltanlagen, NS-Hochleistungs-Sicherungen, KVS, Kabel oder Freileitungen und Abzweigmuffen respektive Masten und Dachständer in Freileitungsnetzen. Durch internationale und nationale Normen – insbesondere Europäische Normen (EN) und für Deutschland gültige Normierungen durch das Deutsche Institut für Normung (DIN) und den VDE – werden die Ausführungen und Eigenschaften der elektrischen Betriebsmittel spezifiziert [68, 69].

Darüber hinaus schränken Netzbetreiber die verwendeten Betriebsmittel in ihren eigenen Planungs- und Betriebsgrundsätzen weiter ein und definieren die in der Netzplanung zu verwendenden Standardbetriebsmittel. Die Verpflichtung, diese Betriebsmittel zu nutzen, variiert allerdings von Netzbetreiber zu Netzbetreiber. Hauptgrund für die Verwendung von standardisierten Betriebsmitteln ist die Nutzung von Skaleneffekten, die sich in einer Reduzierung der Kosten für Beschaffung, Lagerung und Wartung der Betriebsmittel sowie in einer erhöhten Interoperabilität zeigen. Allerdings wirkt sich die Standardisierung auch negativ auf Flexibilität und Reaktionsgeschwindigkeit des Netzbetreibers beim Eintreten unerwarteter Situationen, wie einem besonders starken Zubau von PVA und damit verbunden anzupassenden Leitungsquerschnitt, aus. So kann es beispielsweise zu einer Überdimensionierung von Betriebsmitteln kommen, was wiederum die Kosten erhöhen und bei Transformatoren (Eisen- oder Leerlaufverluste) die Netzverluste negativ beeinflussen kann [70]. Typischerweise kommen bei der Ertüchtigung von NS-Netzen Kabel mit einem Aluminiumleiter und Polyvinylchlorid (PVC) als Material für die Aderisolation und den Mantel zum Einsatz (NAYY). Detaillierte Informationen über den Aufbau von in der NS-Ebene verwendeten Kabeltypen werden in Deutschland in der DIN VDE 0276-603 veröffentlicht [71]. Typische aktuell in der Planung von NS-Netzen berücksichtigte Kabeltypen und Querschnitte sind in Tabelle 2.1 dargestellt.

Tabelle 2.1: Typische Kabelquerschnitte und Isolationstypen, die in modernen NS-Netzen verwendet werden

Kabeltyp	Querschnitt	R' in Ω/km	X' in Ω/km	I_{th} in A
NAYY 4x35	35 mm ²	0,876	0,086	123
NAYY 4x90	90 mm ²	0,321	0,082	211
NAYY 4x120	120 mm ²	0,253	0,08	245
NAYY 4x150	150 mm ²	0,206	0,08	275
NAYY 4x185	185 mm ²	0,164	0,08	313
NAYY 4x240	240 mm ²	0,125	0,08	364

Neben der Standardisierung von Kabeln werden auch standardisierte ONT von Netzbetreibern eingesetzt. Typische in NS-Netzen verwendete Transformatoren weisen eine Bemessungsscheinleistung von $S_r = 100 \text{ kVA}$ bis $S_r = 630 \text{ kVA}$ auf. In städtischen Netzgebieten können diese Werte aber auch überschritten werden, sodass der Einsatz leistungstärkerer Transformatoren erforderlich ist [72].

2.1.3 Topologische Besonderheiten in der NS-Ebene

Typische Netzstrukturen im Bereich der NS-Ebene sind in Abbildung 2.2 dargestellt. NS-Netze werden in Deutschland als einfach gespeiste Strahlennetze (1), einfach gespeiste offene Ringnetze (2), einfach gespeiste geschlossene Ringnetze (3), einfach gespeiste Maschennetze (4) oder als mehrfach gespeiste Maschennetze (5) ausgelegt. Die Anordnung der Betriebsmittel wird als ‚Topologie‘ oder ‚Struktur‘ bezeichnet. Ring- und Maschennetze zeichnen sich im Vergleich zu Strahlennetzen durch eine höhere Versorgungszuverlässigkeit aus, verursachen aber aufgrund komplizierterer Schutzauslegung und Fehlerortung höhere Kosten. Wegen der deutlich niedrigeren Kosten für Planung und Betriebsführung von Strahlennetzen wird ein Großteil der NS-Netze in Deutschland und auch in ganz Europa in dieser Topologie ausgeführt [73]. Aus diesem Grund fokussiert sich diese Arbeit auf Strahlennetze.

Bei Strahlennetzen führen die Hauptstrecken radial von der ONS ab. Sie werden typischerweise über nur einen Einspeisepunkt mit dem MS-Netz verbunden. Neben höheren Verlusten entlang der Leitungsstrecke im Vergleich zu Ring- oder Maschennetzen ist die geringste Versorgungszuverlässigkeit der verschiedenen Netztopologien als Nachteil zu nennen [65]. Im Fehlerfall sind alle Verbraucher des betroffenen Stranges von einer Versorgungsunterbrechung betroffen. Eine Wiederherstellung der Versorgung ist nur durch Reparaturmaßnahmen an der Leitungsstrecke möglich [65]. Bei Ausfall des ONT ist zwingend der Einsatz eines Notstromaggregates notwendig, da in einfach gespeisten Netzen keine Redundanz durch einen zweiten ONT gegeben ist.

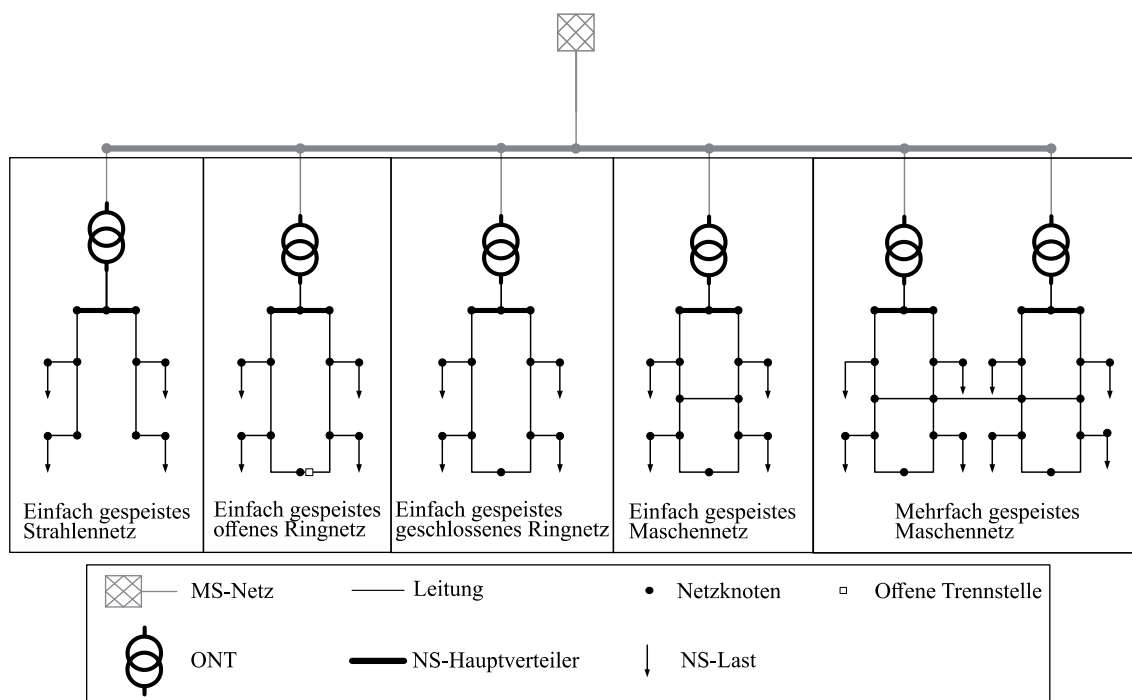


Abbildung 2.2: Typische Netztopologien in Niederspannungsnetzen

Bei einfach gespeisten offenen Ringnetzen kann eine Wiederversorgung des betroffenen Stranges mithilfe des Schließens der Trennstelle erreicht werden, solange es sich um einen Fehler auf einem Strang handelt. So kann eine zeitnahe Wiederversorgung, zumindest eines Teils des Stranges, ohne Notstromaggregat erreicht werden. Bei einfach gespeisten geschlossenen Ringnetzen und einfach gespeisten Maschennetzen ist eine Wiederversorgung nicht möglich. Das gesamte Netz ist von einer Versorgungsunterbrechung betroffen, unabhängig davon, wo ein Fehler auftritt. Vorteilhaft ist jedoch eine deutlich bessere Spannungsfestigkeit gegenüber den zuvor genannten Netztopologien.

Mehrfach gespeiste Maschennetze sind selten und kommen hauptsächlich in dicht besiedelten Innenstädten zum Einsatz. Sie sind spannungsstabil und häufig so ausgelegt, dass bei Ausfall eines der ONT die Versorgung des Netzes weiterhin sichergestellt ist. Zudem kommen hier KVS mit Trennstellen zum Einsatz, die eine Isolation der Fehlerstelle ermöglichen und eine vollständige Versorgungsunterbrechung des Netzes verhindern. Allerdings sind sie aufgrund des komplexen Schutzkonzeptes besonders kostenintensiv im Betrieb [74].

2.2 Technische Anforderungen und Rahmenbedingungen der Netzplanung

In ganz Europa ist der Stromnetzbetrieb stark reguliert. Netzbetreiber sind verpflichtet ein zuverlässiges und effizientes Netz in einer nichtdiskriminierenden Weise zu betreiben. Netze sollen ausgebaut, optimiert oder verstärkt werden, solange dies wirtschaftlich vertretbar ist.

Darüber hinaus sind die Grundsätze der Verbraucher- und Umweltfreundlichkeit zu berücksichtigen. Um dies zu realisieren, müssen sich Netzbetreiber an die geltenden technischen Regeln halten ([64] §§ 1,11). Diese Standards und Regeln werden von Branchenverbänden und Normungsinstituten entwickelt und veröffentlicht. Bezogen auf die Netzplanung wirken sich diese Regeln auf die Definition der Grenzwerte, insbesondere der Knotenspannung, Leitungsströme und Belastung der Transformatoren, aus. Aber auch die Zuverlässigkeit und ökonomische Rahmenbedingungen müssen berücksichtigt werden. Die für diese Arbeiten wichtigsten Aspekte werden im folgenden Abschnitt näher dargestellt.

2.2.1 Spannungskriterien

Spannungshaltung nach DIN EN 50160

Die DIN EN 50160 [63] „Merkmale der Spannung in öffentlichen Energieversorgungsnetzen“ definiert die Merkmale und Grenzwerte der Versorgungsspannung am Anschlusspunkt von Netznutzern im Nieder-, Mittel- und Hochspannungsnetz [63]. Die Norm gilt für den normalen Netzbetrieb. In Ausnahmesituationen, z. B. bei einem Unwetter, sind Netzbetreiber laut der Norm nicht weiter dazu verpflichtet, die Grenzwerte einzuhalten. Zweck der Norm ist es, Merkmale der Versorgungsspannung zu definieren und diesen Grenzwerten zuzuordnen. Zu den Merkmalen gehören: Frequenz, Spannungshöhe, Kurvenform und Symmetrie der Leiterspannungen.

Die vorliegende Arbeit beschäftigt sich ausschließlich mit der NS-Ebene. Es erfolgt keine Betrachtung der Mittel- oder Hochspannung und keine spannungsebenenübergreifende Analyse.

Im weiteren Verlauf der Analyse liegt der Fokus auf der Betrachtung der Spannungshöhe. In der DIN EN 50160 wird die erlaubte Abweichung von der Nennspannung festgelegt, bezogen auf die beim Verbraucher anliegende Spannung. Laut [63] ist sicherzustellen, dass die Abweichungen der Versorgungsspannung U_i , an Netzverknüpfungspunkten i , kleiner gleich $\pm 10\%$ der Nennspannung U_n in mindestens 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte einer Woche sind.

$$U_{DIN,min} = 0,9 \cdot U_n \leq U_i \leq 1,1 \cdot U_n = U_{DIN,max} \quad (2.1)$$

Auch müssen sich 99 % der Zehn-Minuten-Mittelwerte jedes Wochenintervalls im Bereich von -15 bis +10 % des Nennwertes befinden.

$$U_{DIN,W,min} = 0,85 \cdot U_n \leq U_i \leq 1,1 \cdot U_n = U_{DIN,max} \quad (2.2)$$

Weiterhin wird die Nennspannung in öffentlichen NS-Netzen auf einen Effektivwert von $U_n = 400\text{ V}$ genormt. In der Norm DIN EN 50160 wird zwischen einer schnellen und einer langsamen Spannungsänderung unterschieden. Die langsame Spannungsänderung wird ursächlich durch Laständerungen hervorgerufen, beispielsweise durch tageszeitliche Schwankungen der Lasten oder Einspeiser.

Dagegen werden schnelle Spannungsänderungen entweder durch Schaltungen, Fehler oder durch Laständerungen verursacht [63]. Während in der DIN EN 50160 der Fokus auf lastbedingten Spannungsabweichungen liegt, wird gerade in ländlichen NS-Netzen die Aufnahmefähigkeit des Netzes durch Einspeiser beschränkt. Diese führen zu einem Spannungsanstieg. Dieser Anstieg darf die Spannung auf maximal $U_{max} = 1,1 \cdot U_n$ anheben. Eine Orientierungshilfe zur Aufteilung des Spannungsbandes auf die Spannungsebenen bietet die im Folgenden vorgestellte VDE-Anwenderrichtlinie 4105.

VDE-Anwenderrichtlinie 4105

Die VDE-Anwenderrichtlinie 4105 beschäftigt sich mit zu beachtenden Normen und Richtlinien, „die beim Anschluss und Betrieb von Erzeugungsanlagen und Speichern an das NS-Netz des Netzbetreibers zu beachten sind“ [75], sie ist also auch bei der Betrachtung von zugebauten PVA im Niederspannungsbereich relevant. Aufbauend auf [63] wird die Spannungsveränderung in [75] weiter spezifiziert.

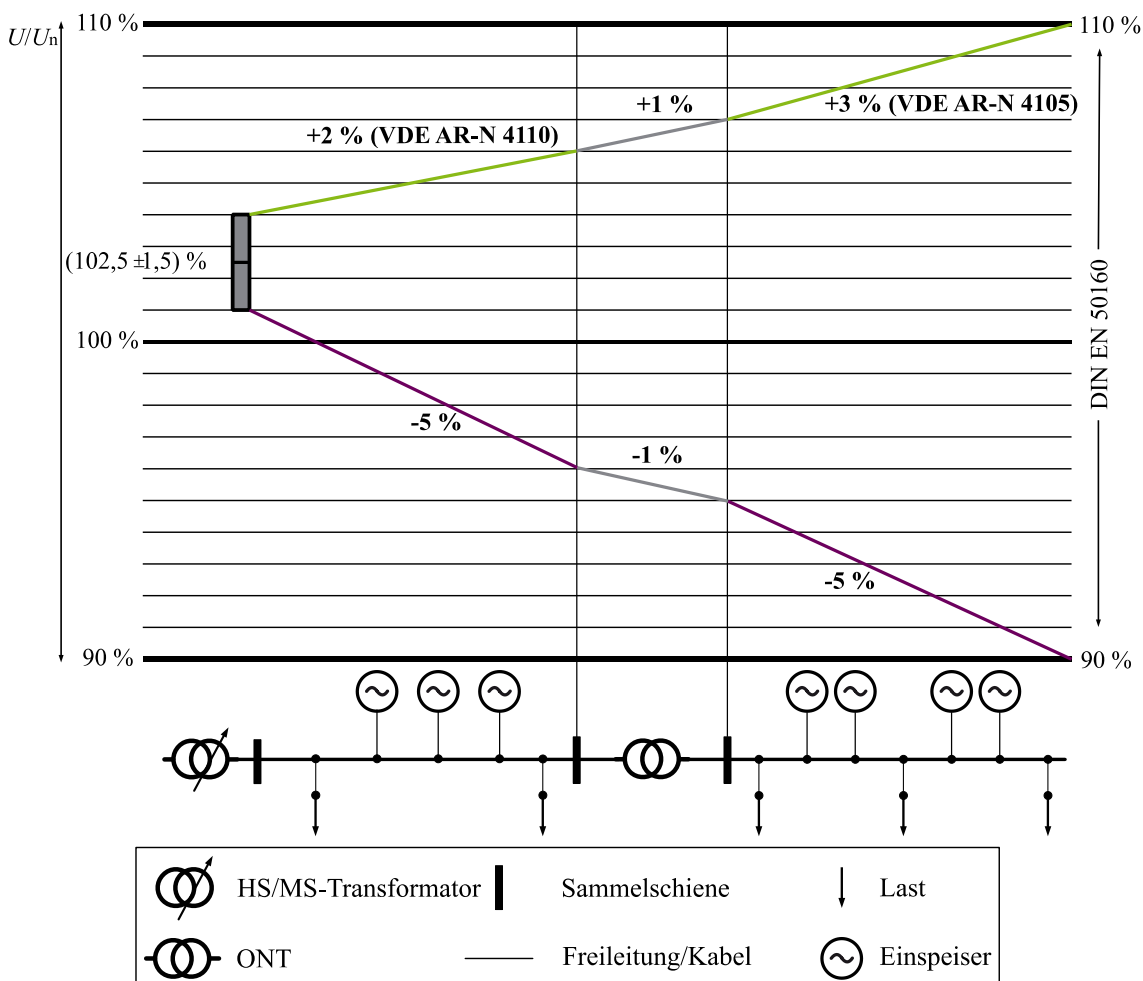


Abbildung 2.3: Exemplarische Darstellung des nach DIN EN 50160 zulässigen Spannungsbandes in der Mittel- und NS-Ebene (vereinfachte Darstellung in Anlehnung an die VDE AR-N 4110 und VDE AR-N 4105)

Das in Abbildung 2.3 dargestellte Spannungsband zeigt den Spannungsverlauf anhand eines Beispiels. Die Spannungsveränderung beginnt am HS/MS-Transformator und stellt anschließend sowohl einen Spannungsanstieg als auch einen Spannungsabfall dar, der in beiden Fällen bis zum Äußersten des zulässigen Spannungsbandes reicht. Am HS/MS-Transformator wird in diesem Beispiel eine Spannung von:

$$\frac{U_i}{U_n} = 1,025 \quad (2.3)$$

der Nennspannung eingestellt. Grund für diesen Wert ist die historische Auslegung von NS-Netzen für Starklastsituationen. Durch das Einstellen eines Spannungswertes von $U_i > U_n$ wird ein größerer zulässiger Spannungsabfall ermöglicht. Somit treten in Starklastsituationen keine Spannungsbandverletzungen auf. Hinzu kommt ein in diesem Beispiel angenommener Spannungsabfall über den Transformator von:

$$\frac{\Delta U_T}{U_n} = 0,015 \quad (2.4)$$

Im NS-Netz verbleibt ein maximal zulässiger Spannungsanstieg von:

$$\frac{\Delta U_{NS}}{U_n} = 0,03 \quad (2.5)$$

bis zum Erreichen des oberen zulässigen Spannungsbandes. In dieser Arbeit wird, wie im Beispiel dargestellt, eine Spannungsanhebung von 3 % der Nennspannung als Obergrenze in der NS-Ebene festgelegt. Diese Spannungsanhebung bezieht sich auf den Vergleich zwischen einem Netzzustand bei maximaler Einspeisung aller DEA und ohne zusätzliche Einspeisung durch DEA in der NS-Ebene. Es gilt [7]:

$$\Delta U_i = U_i|_{S_{DEA,NS} = S_{max}} - U_i|_{S_{DEA,NS} = 0} \leq 0,03 \cdot U_i|_{S_{DEA,NS} = 0} \quad (2.6)$$

- ΔU_i : Veränderung der Spannung am Netzknoten i
- $U_i|_{S_{DEA,NS} = S_{max}}$: Spannung am Netzknoten i bei maximaler Einspeiseleistung durch DEA
- $U_i|_{S_{DEA,NS} = 0}$: Spannung am Netzknoten i ohne Einspeiseleistung durch DEA

Gleiches trifft auch bei Betrachtungen in der MS-Ebene zu. Allerdings wird durch die VDE AR-N 4110 lediglich eine Spannungsanhebung durch DEA von 2 % gestattet [76].

2.2.2 Belastungskriterien

Zusätzlich sind zur Einhaltung des Spannungsbandes Betriebsmittelüberlastungen zu verhindern. Unter ‚Betriebsmittelüberlastung‘ werden in dieser Arbeit ausschließlich Transformator-, Kabel- und Freileitungsüberlastungen verstanden.

Leitungen

Für die Auslegung der Leitungen für den Drehstrombetrieb bei Mittel- und Niederspannung kommt die DIN VDE 0276-1000 zur Anwendung [77]. In dieser Norm wird die maximale thermische Belastung der Leitungen in Abhängigkeit von Typ und Querschnitt definiert. Der Stromfluss in der Leitung darf den thermischen Grenzstrom nicht überschreiten. Sollte dieser trotzdem über längere Zeit überschritten werden, besteht die Gefahr von Leitungsbränden und eines Ausfalls der entsprechenden Leitung. Zur Sicherung der Stromversorgung ist daher eine geeignet belastbare Leitung zu wählen, um eine Überschreitung des thermischen Grenzstromes zu vermeiden. Für Leitungen der NS-Ebene ist die thermische Strombelastbarkeit I_{th} der entscheidende Grenzwert für die maximale Belastbarkeit. In Abhängigkeit von Leitungstyp und Nennquerschnitt wird die maximale Stromstärke I_{th} eines Kabels oder einer Freileitung zwischen zwei Netzknoten i und j definiert:

$$I_{i,j} \leq I_{th,i,j} \quad \forall i \neq j \quad (2.7)$$

Bei Kabeln sorgt das Einhalten der individuellen Betriebstemperaturen für einen geregelten Alterungsprozess und verhindert Wärmedurchschläge. Bei Freileitungen kommt hinzu, dass eine zu große Erwärmung zu unzulässigem Durchhang der Leiterseile und daraus folgenden mechanischen Beschädigungen führen kann. [78]

Die Bestimmung der zulässigen Belastung von Kabeln und Freileitungen hängt von unterschiedlichen Faktoren ab. Beispielsweise sind hier die Eigenschaft der Isolation, die Verlegetiefe bei Kabeln, die Anzahl der Parallelkabel im selben Kabelgraben oder auch die thermischen Eigenschaften des umgebenden Bodens zu nennen. Der zulässige Betriebsstrom I_{th} kann aus Gleichung 2.8 abgeleitet werden:

$$I_{th} = I_{th,r} \cdot f_1 \cdot f_2 \cdot \prod f_a \quad (2.8)$$

I_{th} errechnet sich aus dem Bemessungsstrom des Kabels oder der Freileitung $I_{th,r}$ unter standardisierten Bedingungen. Angepasst wird dieser Wert mit Vorfaktoren, sollten sich die Bedingungen vom Standard unterscheiden. Der Faktor f_1 bildet hierbei die thermischen Bedingungen und der Faktor f_2 die Anzahl der parallel verlegten Kabel im selben Kabelgraben ab. Das Produkt der zusätzlichen Faktoren f_a bezieht sich auf weitere Effekte, wie z. B. Oberschwingungen. In der Netzplanung ist es allerdings üblich, von Standardbedingungen auszugehen, was bedeutet, dass in der Praxis der maximal zulässige Betriebsstrom I_{th} gleich dem Bemessungsstrom $I_{th,r}$ des Kabels oder der Freileitung ist. [74]

Auch in dieser Arbeit wird von Standardbedingungen ausgegangen und dementsprechend die Vorfaktoren vernachlässigt.

Ortsnetztransformatoren

Die ONT sind für eine maximale Summenleistung im Netz ausgelegt. Wird diese überschritten, ist der Tausch des ONT gegen einen Transformator mit höherer Bemessungsscheinleistung notwendig. Für ONT des NS-Netzes ist die auslegungsrelevante Größe die Bemessungsscheinleistung, d. h. die maximale Scheinleistung $S_{r,Trafo}$, die dauerhaft über den ONT übertragen werden kann. Für ONT wird die Dauerbelastbarkeit in der Norm DIN VDE 0532-76-1 spezifiziert. Entscheidender Faktor ist die thermische Entwicklung in der Isolation der Windungen innerhalb des Transformators. In der Planung sollte die maximal zu übertragende Scheinleistung $S_{max,Trafo}$ im Netz nicht die Bemessungsscheinleistung $S_{r,Trafo}$ des Transformators überschreiten. [79]

$$S_{max,Trafo} \leq S_{r,Trafo} \quad (2.9)$$

Die Betriebsmittelauslastung muss sowohl für Leitungen als auch für die Transformatoren geprüft werden. Eine Verletzung des zulässigen Spannungsbandes, die Überlastung des Transformators oder Überschreitungen des zulässigen thermischen Grenzstromes bei Leitungen führen zu notwendiger Netzertüchtigung.

2.2.3 Zuverlässigkeit der Versorgung

Hauptziel der zuvor genannten Kriterien ist es, die Versorgung der Verbraucher sicherzustellen. Zu diesem Zweck hat sich in der Energieversorgung weithin das $(n-1)$ -Kriterium etabliert [80]. Dieses besagt, dass es bei Ausfall eines Betriebsmittels nicht zu einer Versorgungsunterbrechung kommen darf. Da die Auswirkungen eines Betriebsmittelausfalles in der NS-Ebene nur einen lokalen Einfluss haben und sich nicht auf das überlagerte MS-Netz auswirken, wird in der Planung von NS-Netzen von diesem Kriterium in der Regel abgewichen. Entsprechend können NS-Netze prinzipiell als einfache Strahlennetze ohne Redundanzen ausgeführt werden.

Trotz der hohen absoluten Anzahl an Versorgungsunterbrechungen in den NS-Netzen haben diese nur einen geringen Anteil am ‚System Average Interruption Duration Index‘ ($SAIDI_{EnWG}$). Dieser „bezeichnet die durchschnittliche Dauer der Versorgungsunterbrechung in Minuten für NS- und MS-Ebene je Kunde im jeweiligen Jahr“ [81].

Die Entwicklung des $SAIDI_{EnWG}$ der Jahre 2010 bis 2018 und die Aufteilung der Versorgungsunterbrechung auf MS- und NS-Ebene sind in Abbildung 2.4 dargestellt. Im letzten Betrachtungsjahr wiesen die deutschen Netzbetreiber eine durchschnittliche Versorgungsunterbrechung der Kunden von $SAIDI_{EnWG} = 13,9 \text{ min/a}$ und Jahr auf, was im internationalen Vergleich ein ausgezeichneter Wert ist.

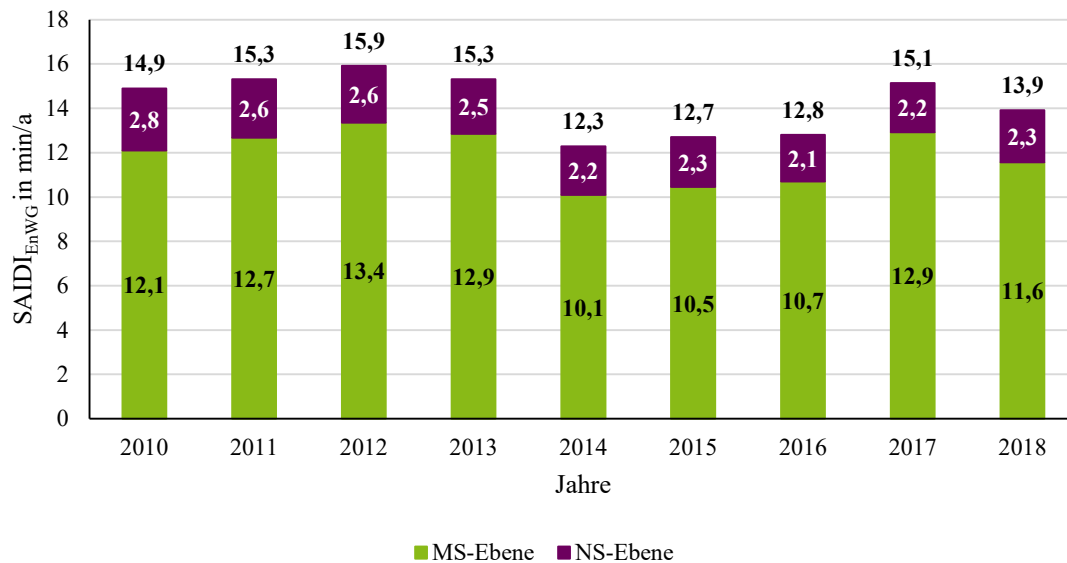


Abbildung 2.4: Entwicklung des SAIDI_{EnergW} zwischen 2010 und 2018 in der MS- und NS-Ebene (angelehnt an [81])

Da auch ein eventueller negativer Einfluss der Energiewende auf die Versorgungsqualität bislang nicht abzusehen ist, werden Versorgungsqualität und -zuverlässigkeit in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet [81–85].

2.3 Ökonomische Rahmenbedingungen

Neben den technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen werden auch die ökonomischen Rahmenbedingungen betrachtet. Ziel ist es, die Planungen der unterschiedlichen Netze miteinander vergleichbar durchzuführen. Dies wird mithilfe einer einheitlichen Kostenbewertung umgesetzt. Die Gesamtkosten werden in Investitionskosten/Capital Expenditures (CAPEX) und Betriebskosten/Operative Expenditures (OPEX) aufgeteilt. Investitionskosten ergeben sich, wenn für eine Investition Fremd- oder Eigenkapital beschafft werden muss. Beispielsweise fallen beim Aufbau eines Transformators oder beim Verlegen von Leitungen Investitionskosten an.

Betriebskosten entstehen im laufenden Betrieb. Dies können neben den Verlust- und Wartungskosten auch Ausgaben für Kompensationszahlungen im Rahmen SSK oder DSK sein. Sollte eine Einspeisung von PVA-Leistung durch den Netzbetreiber verhindert werden, muss dieser den Betreibern der PVA die verlorene Einspeisevergütung ersetzen.

Die Zielnetzplanung dieser Arbeit wird für einzelne Stützjahre durchgeführt, die sich aus den Szenarien ergeben (siehe Abschnitt 3.3.4). Dementsprechend müssen die Lösungsoptionen den jeweiligen Jahren zugeordnet werden. Diese sind 2020, im Weiteren als Status quo bezeichnet, 2030 und 2040. Entsprechend der Stützjahre erfolgt eine Barwertberechnung bezogen auf das Jahr 2020.

In der Berechnung der Barwerte wird von einer Investition im Stützjahr ausgegangen. Um Vergleichbarkeit zwischen mehreren Netzertüchtigungsvarianten herzustellen, bei denen Betriebsmittel verwendet werden, die sich hinsichtlich ihrer kalkulatorischen Lebensdauer unterscheiden, müssen zusätzlich zu CAPEX und OPEX die Restwerte der neu hinzugekommenen Betriebsmittel am Ende des Betrachtungszeitraumes t_E berücksichtigt werden.

Die kalkulatorische Lebensdauer von primärtechnischen Betriebsmitteln ist in Anlage 1 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) [86] festgelegt und beträgt üblicherweise 30 bis 50 Jahre. Im Rahmen dieser Arbeit wurde ein Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2050 gewählt. Der Barwert (BW) wird demnach aus den CAPEX und OPEX aller in den jeweiligen Jahren des Betrachtungszeitraumes anfallenden Ausgaben, unter Berücksichtigung des Diskontierungszinssatzes i und der Betriebsmittelrestwerte R_{t_E} , berechnet [7].

$$BW = \left(\sum_{j=t_S}^{t_E} \frac{(CAPEX_j + OPEX_j)}{(1+i)^{j-t_S}} \right) - \frac{R_{t_E}}{(1+i)^{t_E+1-t_S}} \quad (2.10)$$

- BW : Barwert der Gesamtkosten
- t_S : Startzeitpunkt für die Barwertberechnung
- t_E : Ende des Betrachtungshorizontes (Endzeitpunkt)
- j : Stütz-/Investitionsjahr
- i : Kalkulationszinssatz (WACC)
- $CAPEX_j$: Investitionskosten im Stütz-/Investitionsjahr j
- $OPEX_j$: Betriebskosten vom Stütz-/Investitionsjahr j bis zum Ende des Betrachtungshorizontes t_E
- R_{t_E} : Betriebsmittelrestwerte am Ende des Betrachtungshorizontes t_E

In der Kostenanalyse der Zielnetzplanungen wird von einem Kalkulationszinssatz von $i = 0,04$ ausgegangen. Dieser setzt sich aus den nach Fremd- und Eigenkapital gewichteten relativen Kapitalkosten zusammen [87].

Tabelle 2.2: Eingangsgrößen für die Kostenbewertung der Netzertüchtigungsvarianten

Größe	Formelzeichen	Einheit	Wert
Startzeitpunkt	t_S	a	2018
Endzeitpunkt	t_E	a	2050
Stütz-/Investitionsjahr	j	a	{2020, 2030; 2040}
WACC	i	dimensionslos	0,04

Für Netzbetreiber wird der Zinssatz sowohl für Fremd- als auch für Eigenkapital von der BNetzA vorgegeben. Der ‚Weighted Average Cost of Capital‘ (WACC) oder auch ‚Kapitalkostensatz nach Körperschaftsteuer‘ dient der Abzinsung zur Berechnung der Barwerte. In Tabelle 2.2 finden sich die Eingangsgrößen für die in dieser Arbeit durchgeführte Barwertberechnung.

2.4 Grundlegende Konzepte der Netzplanung

Nach der Beschreibung des grundlegenden Aufbaus der NS-Netze und der zu beachtenden Rahmenbedingungen gilt es, einen detaillierten Blick auf aktuelle Konzepte der Netzplanung zu werfen. Netzplanungsprozesse werden allgemein über den Zeithorizont und die Auswirkungen der Planungsmaßnahmen definiert. Gebräuchlich ist die Einteilung in die drei Phasen Grundsatz-, Struktur- und Ausführungsplanung, wobei die zeitlichen Übergänge zwischen den einzelnen Phasen nicht genau abgegrenzt sind. Auch der Zeithorizont der einzelnen Phasen ist in der Fachliteratur nicht eindeutig definiert [10, 88]. Einen wesentlichen Einfluss auf den Zeithorizont hat die betrachtete Spannungsebene.

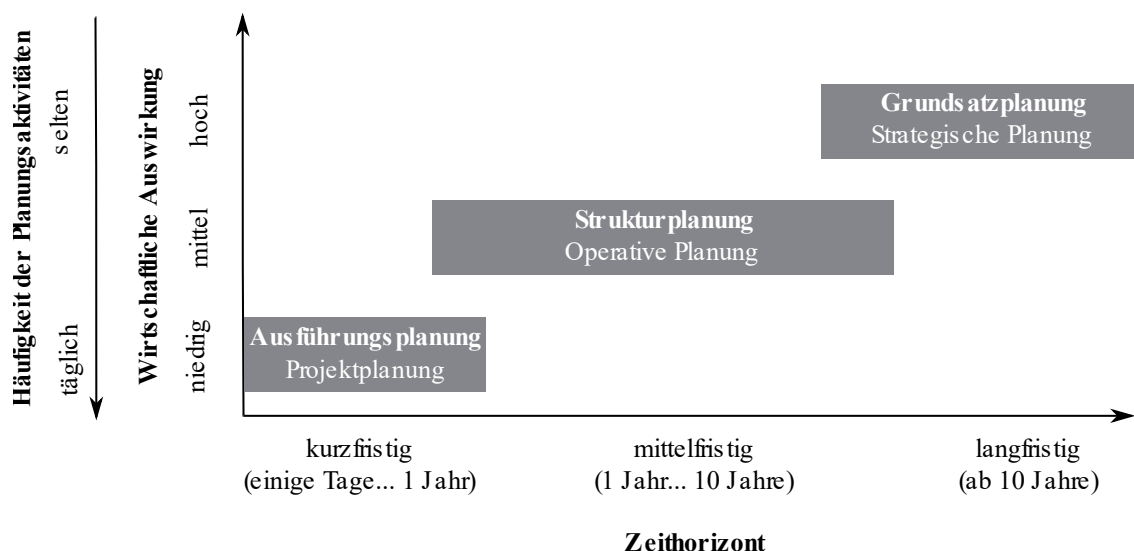


Abbildung 2.5: Zeithorizonte, Auswirkungen und Häufigkeiten von Netzplanungsprozessen nach [67]

So reichen Planungshorizonte in der Hochspannungsebene deutlich weiter als Planungshorizonte in der NS-Ebene [89]. Gleiches gilt für die ökonomischen Auswirkungen der Planungsmaßnahmen, bei denen es ebenfalls keine klaren Grenzen gibt und eine prinzipielle Einteilung von niedrig bis hoch vorgenommen werden kann. Allgemein sind für Netzplanungsmaßnahmen mit einem weiten Zeithorizont die wirtschaftlichen Auswirkungen von Entscheidungen deutlich gravierender als für Maßnahmen mit engem Zeithorizont [69].

Dieses spiegelt sich ebenfalls in der Häufigkeit der Planungsmaßnahmen wider. Während Ausführungsplanungen täglich stattfinden, werden Grundsatzplanungen nur selten durchgeführt [10]. In Abbildung 2.5 sind die unterschiedlichen Konzepte der Netzplanung klassifiziert: zum einen in Abhängigkeit vom Zeithorizont und der Häufigkeit der Planungsaktivität und zum anderen bezüglich der wirtschaftlichen Auswirkungen der Entscheidungen für den Netzbetreiber.

2.4.1 Grundsatzplanung

Die Grundsatzplanung, d. h. die strategische Planung mit einem Planungshorizont von mehr als zehn Jahren, definiert die grundsätzlichen Netzkonzepte, Standards für Anlagen und Betriebsmittel sowie Grundsatzfragen der Betriebsführung. Als Folge des weiten Planungshorizontes wirken sich die Entscheidungen langfristig technisch und wirtschaftlich stark aus [89]. Für diese Art der Planung ist eine große Menge an Eingangsinformationen erforderlich. Ein wesentlicher Faktor ist hierbei die Abbildung der zukünftigen Versorgungsaufgabe. Aufgrund der Tatsache, dass die prognostizierte Versorgungsaufgabe weit in der Zukunft liegt und daher mit großer Unsicherheit behaftet ist, werden die Untersuchungen häufig mit abstrakten Modellen durchgeführt.

So soll der Einfluss selten auftretender Ereignisse auf die Versorgung vermieden werden. Es wird untersucht, ob ein Netzgebiet im Sinne eines ‚Green Field Planning‘ neuzugestaltet ist oder ob ein bestehendes Netz berücksichtigt und grundlegend überarbeitet werden soll [78]. Letzterer Fall der Grundsatzplanung wird auch ‚Zielnetzplanung‘ genannt. Dabei zielt die Zielnetzplanung auf eine Entwicklung des Ist-Netzes zu einem normgerechten und kosteneffizienten Zielnetz ab. Ist-Netze sind meist historisch gewachsen und dementsprechend oftmals wenig strukturiert. Es gibt keine klar erkennbaren Netzkonzepte und die Betriebsführung ist wenig automatisiert und unübersichtlich. Mit der Zielnetzplanung soll ein Ist-Netz über den Betrachtungszeitraum möglichst kostengünstig in ein Zielnetz umstrukturiert werden, um zukünftigen Versorgungsaufgaben gerecht zu werden [66].

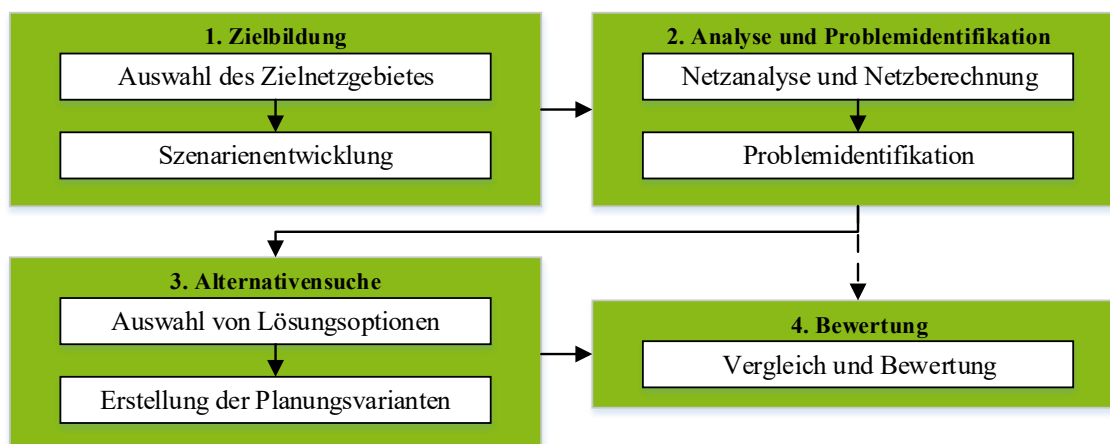


Abbildung 2.6: Planungsprozess im Rahmen der Grundsatzplanung eines NS-Netzes (in Anlehnung an [7])

Nach [7] lässt sich der Prozess der Grundsatzplanung in vier grundlegende Schritte einteilen. Diese sind in Abbildung 2.6 dargestellt. Nach der Auswahl des zu untersuchenden Netzes als Teil der Zielbildung ist zunächst die Prognose der zukünftigen Versorgungsaufgabe Grundlage der Zielnetzplanung.

Für den Betrachtungszeitraum muss, neben der Prognose der Lastentwicklung, eine möglichst realistische Beschreibung der zukünftigen Veränderung der Einspeisesituation entwickelt werden. Da diverse Veränderungen denkbar sind, bietet sich die Bildung unterschiedlicher Szenarien an. Ausgehend von aktuellen Daten wird für eine vorher festgelegte Anzahl von Stützjahren des Betrachtungszeitraumes ein Szenarienkorridor erstellt. Dieser beinhaltet alle realistischen Szenarien zwischen der maximal und minimal zu erwartenden Entwicklung. Oftmals wird innerhalb des Korridors zusätzlich ein Trendszenario definiert, das als besonders wahrscheinlich gilt und auf Daten der bisherigen Entwicklung beruht (siehe Abbildung 2.6, 1. Zielbildung). [16, 69]

In der Folge wird das Ist-Netz mit Eingangsdaten der Szenarien analysiert. Mittels Netzberechnungen werden für die festgelegten Stützjahre Probleme identifiziert. Diese sind für diese Arbeit als Verletzungen der technischen Grenzwerte definiert (siehe Abschnitt 2.2.1 und Abschnitt 2.2.2), welche durch die in den Szenarien beschriebenen Last- und Einspeisesituationen hervorgerufen werden (siehe Abbildung 2.6, 2. Analyse und Problemidentifikation). Um die auftretenden Grenzwertverletzungen zu beheben, muss eine Auswahl von Lösungsoptionen erstellt werden (siehe Abbildung 2.6, 3. Alternativensuche). Neben konventionellen Maßnahmen der Netzplanung, im Wesentlichen Netzertüchtigung und -erweiterung ist in den letzten zehn Jahren eine Reihe innovativer Lösungsoptionen entwickelt worden. Nach dem Vergleich und der Bewertung, hier werden die zuvor identifizierten Probleme mit der erstellten Netzertüchtigungsvariante verglichen (siehe Abbildung 2.6, 4. Bewertung), können diese der Struktur- und Ausführungsplanung übergeben werden.

Abschließend ist anzumerken, dass in der Zielnetzplanung an vielen Punkten Unsicherheitsfaktoren in die Planung einbezogen werden, die in Abhängigkeit von der Größe des Betrachtungszeitraumes steigen. So können z. B. Änderungen in den Rahmenbedingungen dafür sorgen, dass die maximal zu erwartenden Einspeiseleistungen schon vor dem Ende des Betrachtungszeitraumes überschritten werden. Aus diesem Grund ist eine regelmäßige Evaluierung notwendig und gegebenenfalls sind Anpassungen der Zielnetzplanung vorzunehmen. [10, 61]

2.4.2 Struktur- und Ausführungsplanung

Die Netzertüchtigungsvarianten aus der Zielnetzplanung finden in der Strukturplanung, teilweise auch ‚Netzausbauplanung‘ genannt, Anwendung. Die in der Grundsatzplanung identifizierten Maßnahmen werden in konkrete Projekte strukturiert und umgesetzt, um diese Netze in Einklang mit den getroffenen strategischen Entscheidungen zu bringen [90]. Nach technischer und ökonomischer Analyse der Maßnahmen werden die Hauptparameter der Betriebsmittel, z. B. Leitungsquerschnitte oder Transformator Kenngrößen, festgelegt und wünschenswerte Standorte für Anlagen ermittelt. Das Umsetzen dieser Maßnahmen erfolgt durch Aufteilung in einzelne Projekte. In dieser Phase der Ausführungsplanung werden konkrete technische Schritte, insbesondere Baumaßnahmen oder Inbetriebnahmen der Betriebsmittel, sowie organisatorische Aufgaben wie Ausschreibungen und Genehmigungsvorgänge, geplant und zeitnah umgesetzt. Diese Phase der Netzplanung enthält den größten Umfang an durchzuführenden Planungen. Durch die kurzen Projektzeiträume, wenige Tage bis zu einem Jahr, werden die Unsicherheitsfaktoren allerdings geringgehalten, was sich wiederum in eher begrenzten technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen der einzelnen Ausführungsplanungen widerspiegelt. Auch weil die Betrachtung lediglich auf ein Netz fokussiert ist und sich Grundsatzentscheidungen auf alle Netze in der Zukunft beziehen [78, 89, 90]

2.5 Konventionelle Lösungsoptionen für die Netzertüchtigung

Zu konventionellen Lösungsoptionen für die Netzertüchtigung zählen Kabel, Freileitungen und Transformatoren. Eine erste Möglichkeit stellt die Ertüchtigung eines Kabels oder einer Freileitung dar. Üblicherweise wird hier versucht den Verkabelungsgrad von NS-Netzen stetig zu erhöhen und daher ist ein Neubau von Freileitungen selten. Dementsprechend erfolgt in dieser Arbeit eine Netzertüchtigung ausschließlich mit Kabeln. Mit zunehmendem Querschnitt der Leitungen nimmt die thermische Belastbarkeit zu (siehe Tabelle 2.1). Auch führt ein erhöhter Leiterquerschnitt zu einer verbesserten Spannungshaltung, da die Impedanz mit steigendem Querschnitt sinkt [13]. Eine weitere Möglichkeit stellt das Verlegen einer Parallelleitung dar. Wie in der Stromteilerregel ausgedrückt, teilt sich der Strom auf die neue und bestehende Leitung auf. Der maximal zulässige Strom erhöht sich. Gleichzeitig sinken durch die Parallelschaltung Resistanz und Reaktanz. Somit wird ebenfalls ein positiver Effekt auf die Spannungshaltung erzielt. Eine weitere Option besteht im Aufteilen eines bestehenden Stranges. Hier wird eine neue Leitung von dem NS-Hauptverteiler oder einem KVS zu einem im Strang vorhandenen Knotenpunkt geführt. Der Kabel- oder Freileitungsabschnitt unmittelbar vor dem möglichen neuen Abzweigpunkt muss zur Beibehaltung einer radialen Topologie aufgeschaltet werden. Auch dies führt zu einer Reduzierung der Strombelastung und unterstützt die Spannungshaltung, indem insbesondere ein Abgang aufgeteilt und einzelne Leitungen deutlich weniger belastet werden. Bei der Netzertüchtigung mit Transformatoren wird der im Netz befindliche ONT durch einen neuen ONT mit höherer Bemessungsscheinleistung ausgetauscht.

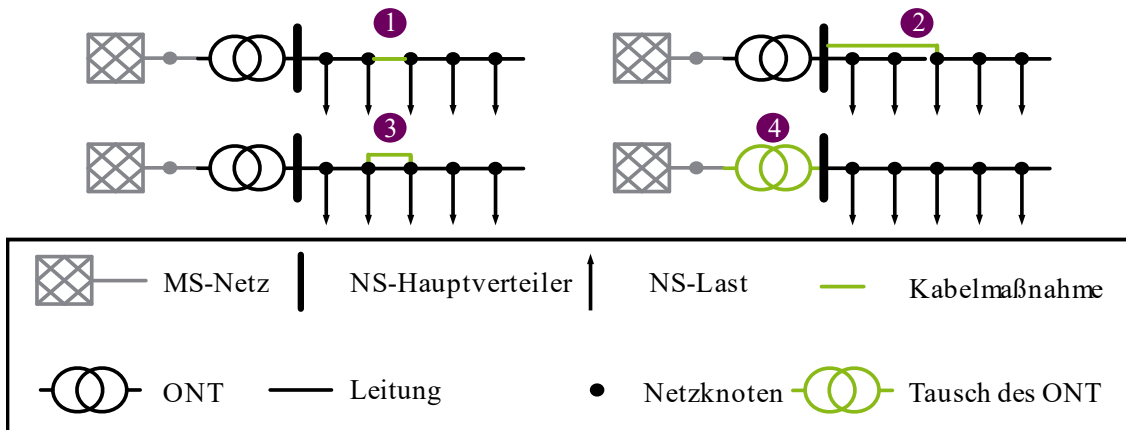


Abbildung 2.7: Konventionelle Lösungsoptionen für die Netzertüchtigung

Die zuvor vorgestellten konventionellen Lösungsoptionen sind in Abbildung 2.7 dargestellt. Nummer Eins zeigt die Ertüchtigung einer bestehenden Freileitung oder eines Kabels durch ein Kabel mit einem höheren Querschnitt, Nummer Zwei die Aufteilung eines Abganges mithilfe eines neuen Kabels und dem Abschalten des Abganges. Nummer Drei stellt das Verlegen eines Parallelkabels und Nummer Vier den Tausch des bestehenden ONT durch einen ONT mit höherer Bemessungsscheinleistung dar.

2.6 Innovative Lösungsoptionen für die Netzertüchtigung

Zusätzlich zu den bereits beschriebenen Standardbetriebsmitteln (vgl. Abschnitt 2.1.2) kommen in der modernen Planung von NS-Netzen immer häufiger innovative Betriebsmittel zum Einsatz. Im folgenden Abschnitt werden diese zu innovativen Lösungsoptionen zusammengefasst, die Alternativen zur konventionellen Zielnetzplanung bieten können, um NS-Netze kostengünstig zu verstärken.

2.6.1 Regelbare Ortsnetztransformatoren

Der rONT gehört zu den Spannungsreglern und ist eine Weiterentwicklung des konventionellen Ortsnetztransformators [91]. In Abbildung 2.8 ist die Funktionsweise eines rONT dargestellt. Beim gewählten Beispiel handelt es sich um eine Ausführung mit drei Regelstufen respektive Anzapfungen.

Im Allgemeinen hat ein rONT ein variables Übersetzungsverhältnis und eine beliebige Anzahl an Anzapfungen. Eine Regelung der Spannung an der Unterspannungsseite des Transformators, der NS-Ebene, ist möglich, indem die Windungszahl mit einem Wechsel der Anzapfung verringert oder erhöht wird.

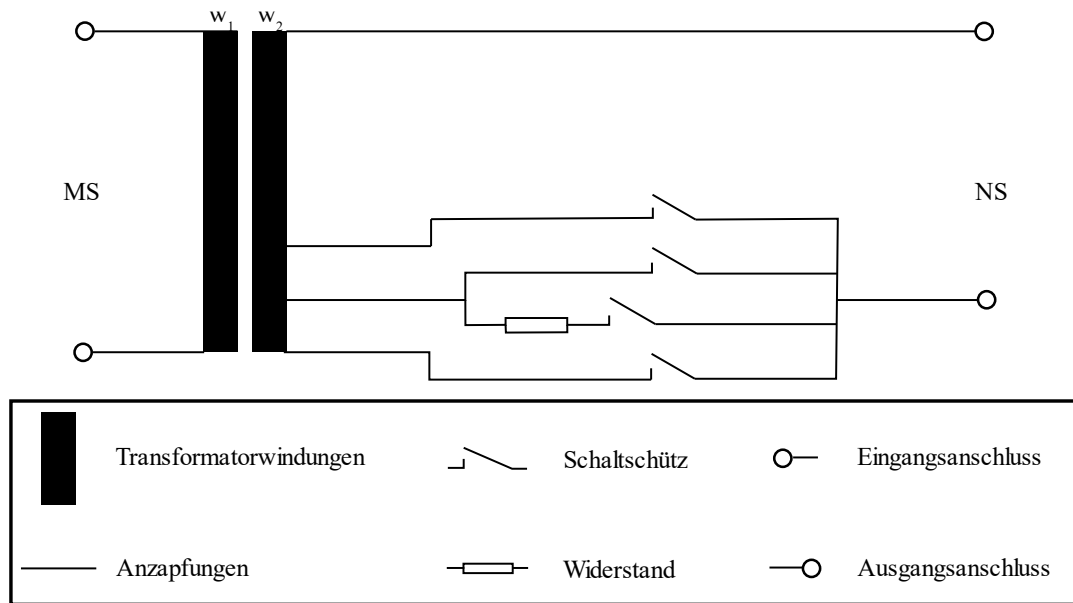


Abbildung 2.8: Einphasige Darstellung eines rONT mit drei Anzapfungen zur Spannungsregelung unter Last (in Anlehnung an [91])

Das Übersetzungsverhältnis \ddot{u} zwischen Oberspannungsseite und Unterspannungsseite ergibt sich durch:

$$\ddot{u} = \frac{w_1}{w_2} \quad (2.11)$$

- w_1 : Windungszahl Oberspannungsseite
- w_2 : Windungszahl Unterspannungsseite

Die Anzahl der Windungen ist demnach die Stellgröße, die das Spannungsverhältnis zwischen MS- und NS-Ebene beeinflusst. Die Spannung an der Unterspannungsseite U_{US} ergibt sich aus der Spannung an der Oberspannungsseite eines Transformators U_{OS} und dem Übersetzungsverhältnis \ddot{u} :

$$U_{US} = \frac{U_{OS}}{\ddot{u}} \quad (2.12)$$

Eine Verringerung der durchflossenen Windungen an der Unterspannungsseite führt demnach zu einer Reduzierung der Spannung. Ein rONT ist daher flexibel einsetzbar und nicht an spezielle Netzvoraussetzungen gebunden. Mithilfe der frei wählbaren Betriebsstellungen kann die Spannung im MS- von der im NS-Netz entkoppelt werden. Dies ist bei einem rONT, im Gegensatz zu einem ONT, auch unter Last möglich. Auch ein ONT verfügt über Stufensteller, welche aber lediglich im freigeschalteten Zustand Anpassungen des Übersetzungsverhältnisses ermöglichen. Dies ist bei einem rONT auch im Betrieb und unter Last möglich. Eine flexible und situationsabhängige Regelung des Übersetzungsverhältnisses und somit der Spannung in der NS-Ebene ist dadurch möglich. Eine sich verändernde Spannung in der MS-Ebene wird so nicht an die NS-Ebene übertragen. Die Spannung in der NS-Ebene kann auf einem Sollwert konstant gehalten werden [18, 92].

In Abbildung 2.9 ist das veränderte Spannungsband bei der Verwendung eines rONT exemplarisch dargestellt. An der Ortsnetzstation zwischen MS- und NS-Ebene erfolgt eine Regelung durch den rONT. Dies ist mit einem Pfeil an der Unterspannungsseite des rONT dargestellt. In diesem Beispiel ist eine Regelung auf 101 % Nennspannung der NS-Seite eingestellt. Eine Reglertoleranz von 1 % ist in der MS-/NS-Umspannebene angenommen. Durch eine Regelbandbreite von 5 % des rONT (Anpassung um zwei Stufen mit jeweils 2,5 % Stufenbreite) stehen nun 8 % erlaubte Spannungsanhebung in der NS-Ebene zur Verfügung. Spannungsbandverletzungen wird auf diese Weise entgegengewirkt.

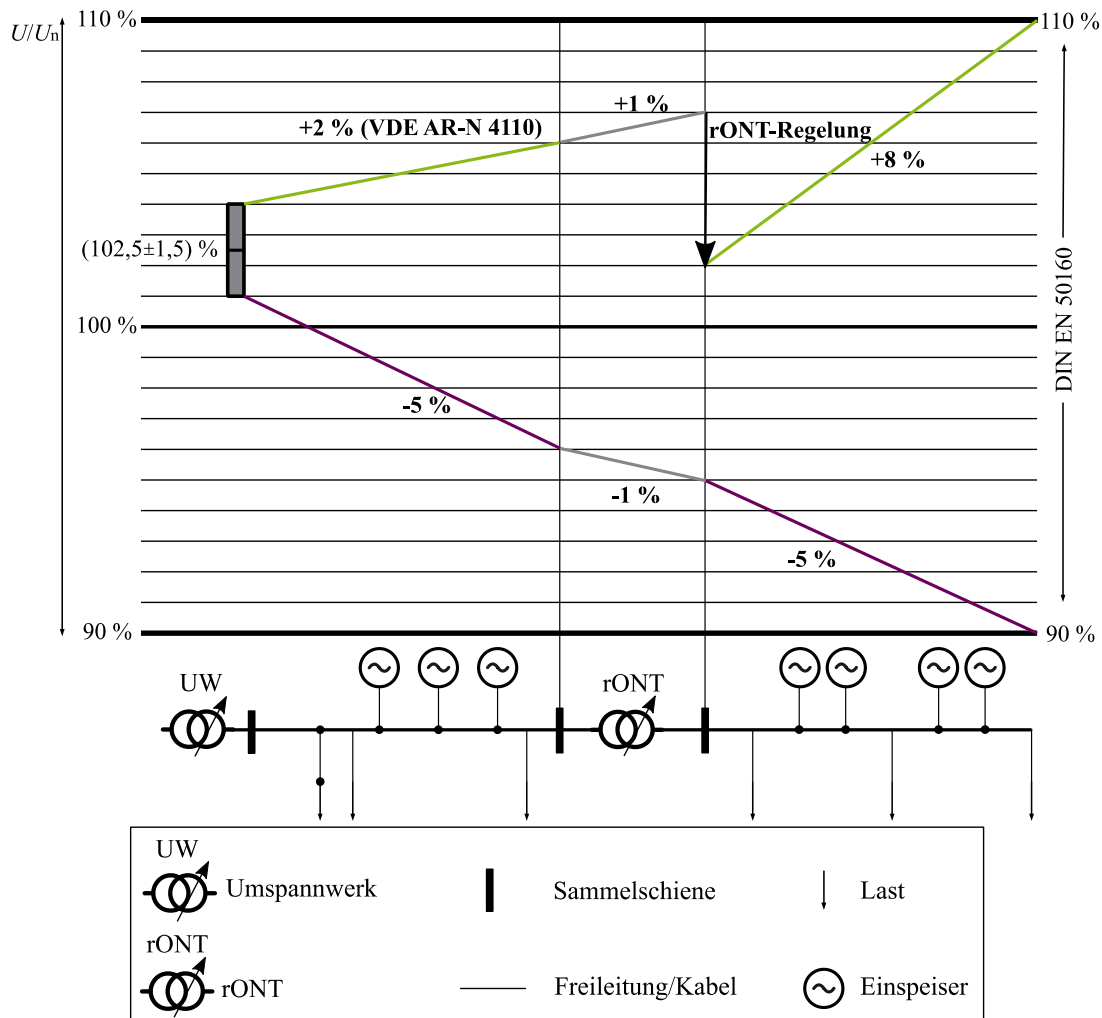


Abbildung 2.9: Exemplarische rONT-Regelung zur Erhöhung des erlaubten Spannungsanstieges in der NS-Ebene im Starkeinspeisefall

Da es sich bei einem rONT um einen Spannungsregler handelt, wirkt dieser nicht direkt auf mögliche Betriebsmittelüberlastungen. Lediglich die Bemessungsleistung des ONT kann bei der Installation eines rONT angepasst werden. Eine Kompensation von Leitungsüberlastungen erfolgt nicht. Es kann sogar durch den rONT zu Überlastungen von Leitungen kommen. Nach dem ohmschen Gesetz ist bei gleichbleibender Spannung der Strom proportional zur Leistung. Die Leistung berechnet sich über $\underline{S} = \underline{U} \cdot \underline{I}^*$ und impliziert daher einen steigenden Strom bei sinkender Spannung und konstanter Leistung.

In einem solchen Fall ist die zusätzliche Ertüchtigung von Leitungen nötig. Die Nutzung eines rONT schließt demnach eine zusätzliche Leitungsertüchtigung nie aus. In der Praxis tritt dieser Effekt aber nur sporadisch ein.

2.6.2 Einzelstrangregler

Ein ESR, auch als ‚Längsspannungsregler‘ bezeichnet, wird lediglich in einem Abgang eingesetzt. Im Gegensatz zum rONT hat der ESR in der Regel nur auf einen Abgang eine spannungsregelnde Wirkung [22, 93]. Eine mögliche Nutzung direkt hinter der ONS und noch vor der Sammelschiene ist nicht ausgeschlossen. Dies kann eine Alternative zur Nutzung eines rONT darstellen. ESR wirken im Netz wie regelbare NS/NS-Transformatoren mit einem einstellbaren Übersetzungsverhältnis. Sie ermöglichen damit die spannungstechnische Entkopplung des ONS-nahen vom ONS-fernen Bereich des Abganges. Die ESR bietet somit insbesondere bei ungleichmäßiger Einspeisung, in Bezug auf die Verteilung in den Abgängen, Vorteile gegenüber dem rONT, da der Einsatz flexibel und ortsungebunden erfolgen kann. Allerdings fallen zusätzliche Kosten für ein Grundstück zum Aufbau des ESR samt Station an.

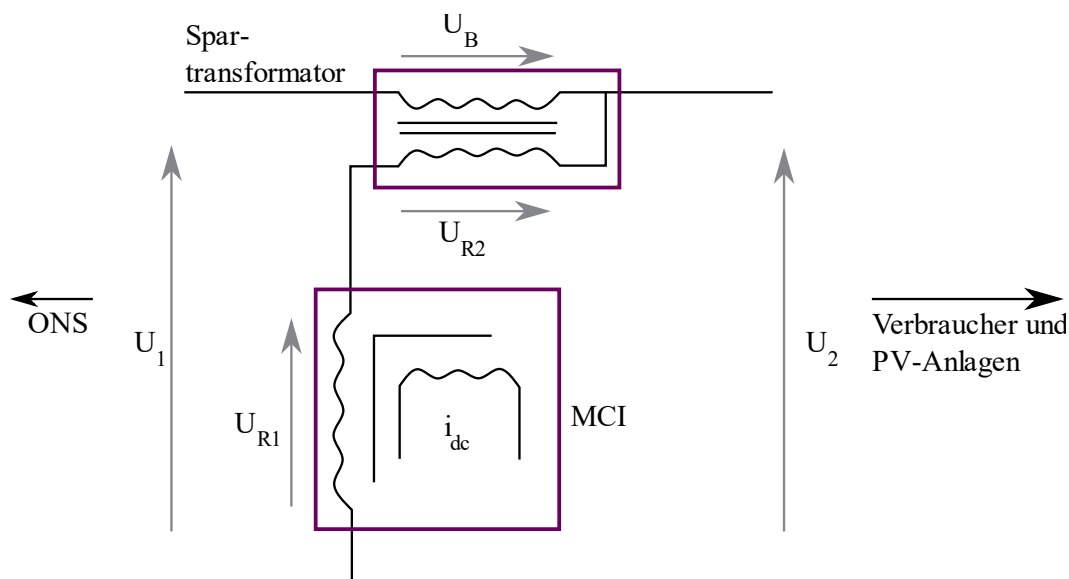


Abbildung 2.10: Einphasige Prinzipdarstellung eines ESR in der NS-Ebene (in Anlehnung an [94])

ESR stehen mit Bemessungsscheinleistungen $S_{r,ESR}$ von 63 kVA, 125 kVA sowie 250 kVA zur Verfügung. Abbildung 2.10 zeigt eine Möglichkeit, wie ein ESR in ein NS-Netz integriert werden kann. In diesem Beispiel besteht der ESR aus einem Spartransformator und einer stufenlos steuerbaren Induktivität, einer ‚Magnetic Controlable Inductance‘ (MCI). Wenn die MCI mit einem Gleichstrom i_{dc} erregt wird, verursacht dies eine Quermagnetisierung mit der Folge, dass die Spannung U_{R1} sinkt und gleichzeitig die Spannung U_{R2} steigt. In Abhängigkeit vom einzustellenden Übersetzungsverhältnisses des Spartransformators fällt eine Spannung U_B ab. Entsprechend der daraus folgenden Maschengleichung (2.13), ergeben sich die gewünschte Wirkung und die Absenkung der Spannung an U_2 [94].

$$U_2 = U_1 - U_B \quad (2.13)$$

- U_1 : Leiter-Erde-Spannung vor dem ESR (ungeregelte Spannung)
- U_2 : Leiter-Erde-Spannung hinter dem ESR (geregelter Spannung)
- U_B : Zusätzliche Spannung/Booster Spannung

2.6.3 Statische Spitzenkappung

Die SSK stellt eine Möglichkeit dar, dezentrale Einspeiseleistung zu reduzieren und Netzüberlastungen zu verhindern. Unabhängig von vorliegenden Grenzwertverletzungen wird die maximale Einspeiseleistung der PVA auf einen vorher einzustellenden Anteil der Spitzenleistung begrenzt. Typischerweise kommt eine Begrenzung auf 70 % infrage [95]. Ermöglicht wird dies durch eine geeignete Konfiguration der verwendeten Wechselrichter, wobei keine zusätzliche Hardware oder Software installiert werden muss.

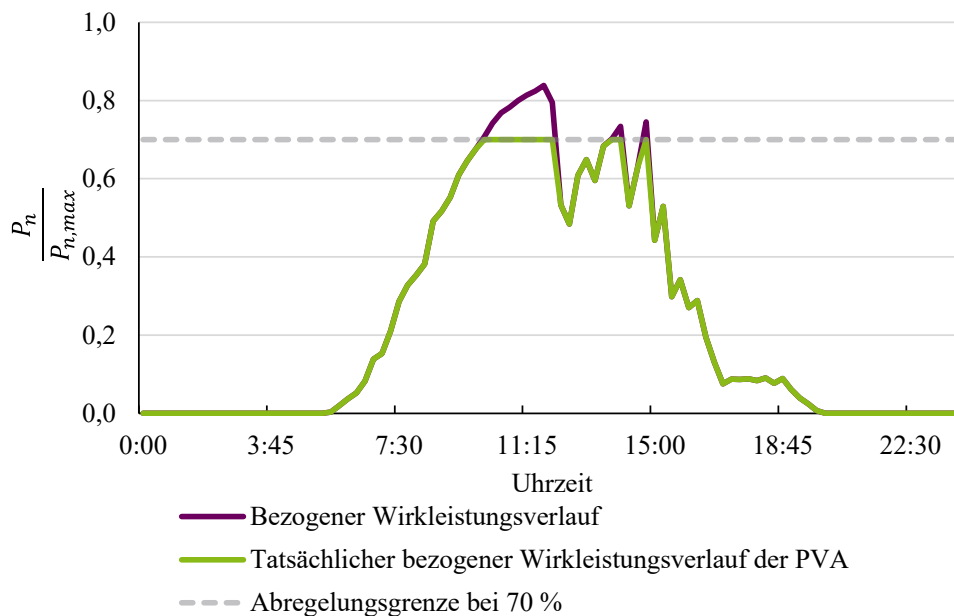


Abbildung 2.11: Darstellung der beispielhaften Kappung der Einspeiseleistung einer PVA bei 70 % ihrer Spitzenleistung

In Abbildung 2.11 ist die Einspeisekurve einer beispielhaften PVA im Laufe eines Tages dargestellt. Gezeigt wird die Einspeiseleistung P_n der PVA n bezogen auf die maximale Wirkleistungseinspeisung der PVA $P_n/P_{n,max}$. Zusätzlich ist gestrichelt der Abregelungsgrenzwert von 70 % eingetragen. Für PVA mit einer installierten Leistung größer als 30 kW ist nach EEG § 6 Abs. 2 Nr. 1 bereits eine ferngesteuerte Reduzierung der Einspeiseleistung vorgesehen [96]. Sie soll zur Abregelung von Einspeisespitzen dienen und somit das NS-Netz entlasten [12]. Bei PVA unterhalb von 30 kW installierter Leistung, kann diese entweder auf 70 % der Nennleistung gekappt werden oder die Anlage muss fernsteuerbar sein.

Nach der KfW-Förderung für Batteriespeicher in Verbindung mit einer PVA dürfen solche Anlagen nur noch 50 % der Nennleistung einspeisen [97]. Im Rahmen der Spitzenkappung ist eine maximale Abregelung von 3 % der Jahresenergiemenge zulässig. In der SSK erfolgt keine gezielte Abregelung einzelner problematischer Netzbereiche. Alle im Netz vorhandenen PVA werden auf 60 % oder 70 % ihrer Spitzenleistung begrenzt.

Dies führt dazu, dass auch in Netzbereichen ohne Probleme mit dem Spannungsband oder der Leitungsauslastung trotzdem eine Abregelung der PVA erfolgt. Die gekappte Leistung ist in Abbildung 2.11 oberhalb der gestrichelten Linie zu sehen, kann also nicht in das NS-Netz eingespeist werden. Diese muss unter den aufgezeigten Rahmenbedingungen nicht entschädigt werden [95]. Für diese Arbeit werden jedoch die entstehenden Kosten für die Volkswirtschaft bewertet. Da Energie nicht eingespeist und somit auch nicht genutzt werden kann, wird die abgeregelte Energie in dieser Arbeit mit den Strompreisen bewertet und als Kostenpunkt aufgeführt. Die angenommenen Strompreise für die abgeregelte Energie sind in Tabelle 8.3 zu finden.

2.6.4 Dynamische Spitzenkappung

Die DSK ist ein System zur automatisierten Regelung von dezentralen Einspeisern. Mithilfe von über das Netz verteilten Sensoren sollen Netzüberlastungen detektiert und mit Aktoren verhindert werden. Sollten in einzelnen Netzteilen Spannungsbandverletzungen oder Betriebsmittelüberlastungen auftreten, wird mithilfe eines dezentralen Netzautomatisierungssystems (DNA) die Einspeiseleistung einiger PVA verringert, um den Spannungsanstieg zu reduzieren oder die Betriebsmittel zu entlasten. Im Gegensatz zur Abregelung bei einer SSK wird dies gezielt durchgeführt. Eine Abregelung von Einspeisern in nicht betroffenen Abgängen entfällt.

Die DSK wird zunächst durchgeführt, indem die Blindleistung der PVA abgeregelt wird [30]. Die einphasige Blindleistung ergibt sich aus der Spannung und der Phasenverschiebung um den Phasenwinkel $\sin(\varphi)$:

$$Q = S \cdot \sin(\varphi) \quad (2.14)$$

Im Gegensatz zur Blindleistung ist die Wirkleistung der Teil der elektrischen Leistung, der für die Umwandlung in andere Leistungsarten zur Verfügung steht. Die Wirkleistung P berechnet sich aus der Spannung U , der Stromstärke I und dem Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$:

$$P = S \cdot \cos(\varphi) \quad (2.15)$$

Sollte für φ , also die Phasenverschiebung in einem Drehstromsystem, $\varphi = 0^\circ$ gelten, dann kann die gesamte übertragene Leistung als Wirkleistung bezeichnet werden. Bei $\varphi = 90^\circ$ ist der Leistungsfaktor null und es steht nur Blindleistung zur Verfügung. Da Blindleistung nicht zur weiteren Leistungsumwandlung benötigt wird, ist eine Blindleistungsabregelung der erste Schritt, um die Gesamtleistung im Netz zu verringern. Die Gesamtleistung wird auch als Scheinleistung $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$ bezeichnet. Eine Verringerung der Blindleistung führt demnach ebenfalls zur Reduzierung der Scheinleistung [29]. Die Gesamtleistung im Netz wird verringert, ohne Wirkleistung zu verlieren. Erst nachdem die Reduzierung der Blindleistung nicht mehr ausreicht, wird Wirkleistung abgeregelt.

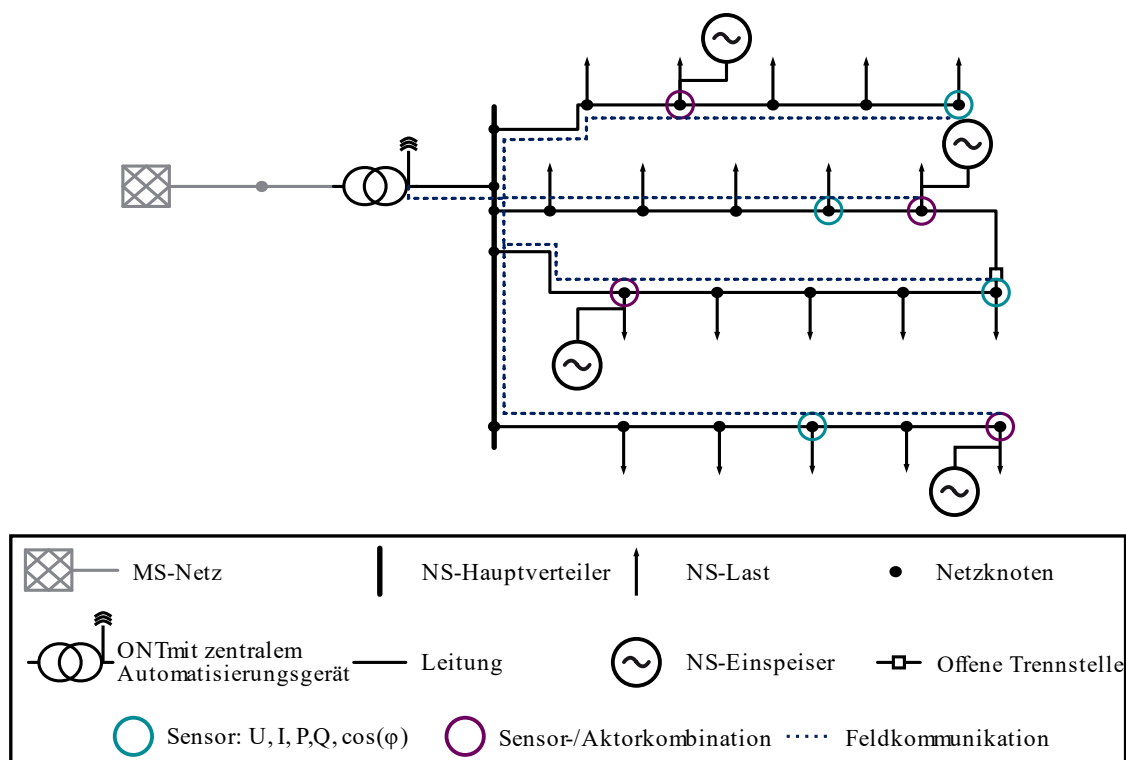


Abbildung 2.12. Einphasige Darstellung eines beispielhaften Niederspannungsnetzes mit Komponenten eines DNA-Systems zur Umsetzung der DSK

Abbildung 2.12 zeigt einen schematischen Aufbau eines DNA-Systems, das die DSK im NS-Netz ermöglicht. Die in Abbildung 2.12 in blau dargestellten Sensoren messen U , I , P , Q und $\cos(\varphi)$ an ausgewählten Knoten. Im zentralen Automatisierungsgerät in der intelligenten ONS wird der Netzzustand mithilfe eines Schätzalgorithmus bestimmt. Sollte eine Grenzwertverletzung prognostiziert werden, erhalten die Aktoren ein Steuersignal, um die Einspeiseleistung der PVA zu reduzieren. Es erfolgt demnach eine gezielte Abregelung nur einzelner Anlagen und nicht – wie bei der SSK – aller im Netz angeschlossener PVA. [30, 98]

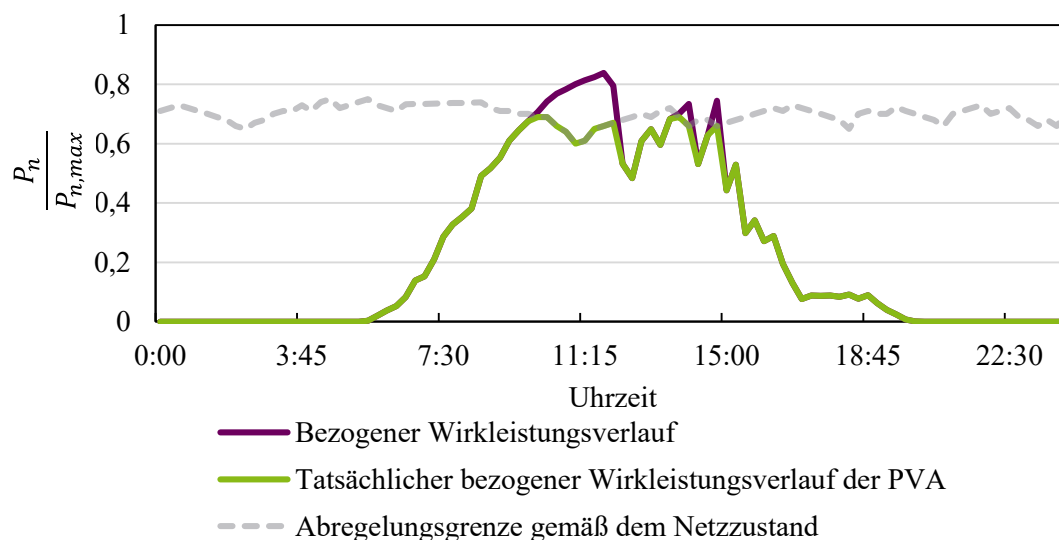


Abbildung 2.13: Beispielhafte Abregelungssystematik einer dynamischen Spitzenkappung in Abhängigkeit des Netzzustandes

In Abbildung 2.13 ist die Einspeisekurve einer beispielhaften PVA im Laufe eines ausgewählten Tages dargestellt. Zusätzlich erfolgt die Bestimmung des Abregelungsbedarfes anhand der Netzsituation, die über die im Netz platzierte Sensorik bestimmt wird. Anschließend muss die ausgewählte PVA entsprechend abgeregelt werden. Die netzzustandsabhängige Abregelungsgrenze ist in Grau dargestellt.

2.6.5 Spannungsabsenkung am Umspannwerk

Bei konventionell geplanten und betriebenen Verteilnetzen wird die unterspannungsseitige Spannung des HS/MS-Transformators mithilfe eines Laststufenstellers nach Vorgaben des Netzbetreibers geregelt. Dieser gibt einen Spannungssollwert vor, der an der Sammelschiene des MS-Netzes anliegen soll. Er beeinflusst den Spannungswert sowohl in der MS- als auch in der NS-Ebene, da im konventionell betriebenen Netz keine weiteren Maßnahmen zur flexiblen Spannungsregelung vorgesehen sind.

Durch das fest eingestellte Übersetzungsverhältnis im ONT zwischen MS- und NS-Netz wird das Spannungsniveau des MS-Netzes in die NS-Ebene weitergereicht. Die Grundidee der Spannungsabsenkung am Umspannwerk (SUW) ist, dass mit einer Senkung des Spannungssollwertes am Umspannwerk Spannungsbandverletzungen sowohl in der Mittel- als auch in der NS-Ebene behoben werden können. Die SUW ist ein statisches System, das nicht auf Last- und Einspeisesituationen reagiert, sondern lediglich dem eingestellten Sollwert folgt. Ein flexibles System wird ‚Weitbereichsregelung‘ genannt und benötigt Sensorik zur Messung des Netzzustandes respektive des aktuellen Betriebspunktes. Im Anschluss wird ein Steuersignal an die Laststufensteller gesendet, um die Spannung an der MS-Sammelschiene einzustellen.

Bei der Auslegung der SUW wird mithilfe eines Netzberechnungsprogramms der Netzzustand bestimmt und auf dieser Basis der Sollwert modifiziert. Typischerweise werden Sollwerte um $\Delta U_{MS} = 0,01 \cdot U_n$ angepasst. Werden MS- und NS-Ebene im Rahmen einer SUW gekoppelt betrachtet, dann kommt die VDE-AR-N 4105 und damit das Kriterium (2.6) nicht mehr zur Anwendung. So kann eine mögliche Überschätzung des Netzertüchtigungsbedarfes vermieden werden. Allerdings macht die Datenlage bei deutschen Netzbetreibern eine flächendeckende gekoppelte Betrachtung von MS- und NS-Ebene schwierig. Nur selten stehen Datensätze zur Verfügung, die ein MS-Netz mit allen unterlagerten NS-Netzen beinhalten und somit eine spannungsebenenübergreifende Analyse ermöglichen. Dementsprechend wird die SUW in der Praxis kaum zur Anwendung gebracht. Der Sollwert des Umspannwerks wird häufig ausschließlich mit Berücksichtigung der MS-Ebene festgelegt und der Einfluss auf die unterlagerten NS-Netze vernachlässigt. Durch eine kombinierte Betrachtung lassen sich aber auch in der NS-Ebene bei zukünftigen Netzertüchtigungen Kosten einsparen (vgl. Abschnitt 4.3.2). Auch bietet eine Systematik zur SUW die Möglichkeit den Sollwert flexibel und abhängig von dem aktuellen Netzzustand zu verändern [7]. Ein solches System benötigt jedoch weitere Sensorik und wird in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

2.7 Gewonnene Erkenntnisse

Die Planungsaufgabe in der NS-Ebene wurde in den vorangegangenen Abschnitten detailliert erläutert und es kann festgehalten werden, dass unterschiedliche Methoden der Netzplanung sowie diverse Netzbetriebsmittel zur Wahl stehen, um zukünftigen Versorgungsaufgaben entsprechen zu können. Für eine langfristige strategische Zielnetzplanung unter Berücksichtigung unterschiedlicher Versorgungsaufgaben ist jedoch ein hoher manueller Planungs- und Personalaufwand seitens der Netzbetreiber und der dort beschäftigten Stromnetzplaner notwendig. Demnach gilt es, für diese Arbeit und zukünftige Stromnetzplanungen eine Möglichkeit zu schaffen, die soeben vorgestellten Netzbetriebsmittel und Planungskonzepte gemeinsam mit den zu beachtenden Grenzwerten, Normen und Richtlinien in einem Modell zusammenzuführen.

Dieses Modell soll dann, mit einem Optimierungsalgorithmus verknüpft, eine automatisierte Zielnetzplanung ermöglichen und optimierte Investitionspläne generieren. Der manuelle Aufwand soll reduziert und im wissenschaftlichen Kontext eine einheitliche Methode geschaffen werden, mit der Studien durchgeführt und Planungsergebnisse generiert werden können. Erst so sind Planungsergebnisse vergleichbar und Planungsgrundsätze können entwickelt werden. Im folgenden Kapitel 3 wird die Entwicklung einer Software zur automatisierten und optimierten Zielnetzplanung skizziert, welche die zuvor präsentierten Netzbetriebsmittel und Grenzwerte beinhaltet. Daraufhin wird diese Software auf die bereitgestellten Realnetze angewandt, um vergleichbare und somit analysierbare Ergebnisse zu erhalten.

3 Automatisierte und optimierte Zielnetzplanung

Zur Sicherstellung einer effizienten Netzplanung, die den aktuellen und zukünftigen Herausforderungen gewachsen ist, sind regelmäßig Entscheidungsprobleme zu lösen. Diese sind neben den regulatorischen Rahmenbedingungen maßgeblich von unternehmerischen Zielen und Strategien abhängig. Aufgrund der Vielzahl der Einflussparameter ist eine umfassende, formalisierte Optimierung nur in Teilbereichen oder mithilfe einer starken Vereinfachung der Ursache-Wirkungs-Beziehungen möglich.

Bestehende Entscheidungswege und Strategien der Netzbetreiber, die in den jeweiligen unternehmensspezifischen Planungs- und Betriebsgrundsätzen festgehalten sind, berücksichtigen vielfach die neuen Herausforderungen noch ungenügend. Auch wird in erster Linie auf die Ertüchtigung mit konventionellen Betriebsmitteln gesetzt und innovative Lösungsoptionen finden in den Grundsätzen vieler Netzbetreiber derzeit keine Anwendung. In vielen Fällen lassen sich jedoch mithilfe dieser Lösungsoptionen unter Einhaltung aller Grenzwerte kostengünstigere Zielnetze erstellen als mit einer konservativen und konventionellen Zielnetzplanung. [13, 16]

Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine Software zur automatisierten und optimierten Zielnetzplanung entwickelt. Diese vereint die bereits zur Anwendung kommenden und zukünftig denkbaren Netzertüchtigungsvarianten sowie geltende Grenzwerte und Restriktionen, um eine optimierte Ertüchtigungsentscheidung treffen zu können. Diese Software wird im folgenden Kapitel näher vorgestellt, wobei die Modellierung der technischen Maßnahmen und Netze sowie die Methode der Optimierung im Detail betrachtet werden.

3.1 Anforderungen an die automatisierte Zielnetzplanung

Zunächst wird auf die grundlegenden Anforderungen an eine automatisierte Zielnetzplanung eingegangen und das Optimierungsproblem definiert. Im Anschluss erfolgen die Präsentation der in dieser Arbeit berücksichtigten Netzertüchtigungsvarianten und ein detaillierter Überblick der modular aufgebauten Software für die automatisierte und optimierte Zielnetzplanung.

3.1.1 Aufgabenstellung und Anforderungskatalog

Um die Verletzung der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Grenzwerte zu verhindern und die Verbraucher sicher mit elektrischer Energie in der gewünschten Qualität zu versorgen, wird es notwendig, eine Zielnetzplanung auch auf der NS-Ebene durchzuführen. Aufgrund der großen Anzahl von separaten NS-Netzen ist dies eine Aufgabe, die manuell kaum zu bewältigen ist. Darüber hinaus kann die alleinige Berücksichtigung konventioneller Netzertüchtigungsmaßnahmen höhere Kosten verursachen als der Einsatz innovativer Lösungsoptionen. [99] Netzertüchtigungsvarianten unter Berücksichtigung innovativer Lösungsoptionen werden im Folgenden als innovative Netzertüchtigungsvarianten bezeichnet.

Neben Zielnetzplanungen ermöglicht die Software zur automatisierten Zielnetzplanung dem Netzbetreiber die Durchführung von Sensitivitätsanalysen. Beispiele sind Anpassungen hinsichtlich der Verteilung von Erzeugungsanlagen im NS-Netz, der Lastenentwicklung oder weiterer Einflussparameter, wie der durch die Installation neuer Technologien verursachten Investitionskosten und Betriebskosten. Außerdem stellt eine Software zur automatisierten Zielnetzplanung eine Möglichkeit dar, die Methode der Zielnetzplanung stets einheitlich zu halten und mögliche Unschärfen im Rahmen von manuellen Planungsvorgängen zu reduzieren. Die Aufgabenstellung und Zielsetzung der Software lassen sich demnach in vier Punkten zusammenfassen:

1. Effiziente Planung einer Vielzahl von NS-Netzen unter Berücksichtigung technischer Grenzwerte und konventioneller sowie innovativer Netzertüchtigungsvarianten
2. Optimierung der Planungsergebnisse hinsichtlich ihrer Gesamtkosten aus Sicht des Netzbetreibers
3. Einheitliche Planungsmethode durch Reduktion von Unschärfen, die in manuellen Planungsprozessen entstehen, vor allem, wenn diese von einer Vielzahl von Netzplanenden durchgeführt werden
4. Sensitivitätsanalyse der Ergebnisse hinsichtlich weiterer planungs- und entscheidungskritischer Faktoren

3.1.2 Definition des Optimierungsproblems

Im nächsten Schritt gilt es, das Optimierungsproblem zu definieren, das ein auszuwählender Optimierungsalgorithmus lösen muss. Das Optimierungsproblem stellt sich als Minimierungsproblem dar. Die im Rahmen der notwendigen Zielnetzplanung durchgeführten Maßnahmen sollen hinsichtlich ihrer entstehenden Gesamtkosten minimiert werden. Leistungsflussberechnungen werden durchgeführt, um festzustellen, ob der Einsatz der Netzertüchtigungsmaßnahmen zu einem zulässigen Netzzustand führt. Der Planungsansatz basiert auf der klassischen Analyse extremer Betriebspunkte, z. B. maximaler Belastung und maximaler Einspeisung. Gesucht wird demnach die kostengünstigste Netzertüchtigungsvariante für das analysierte NS-Netz:

$$\min f(x) = K_{BW,t} \quad (3.1)$$

- $K_{BW,t}$: Barwert der Kosten in Periode t

Die Minimierung der Funktion $f(x)$ ist von der Einhaltung der in Abschnitt 2.2.1 und Abschnitt 2.2.2 erläuterten technischen Grenzwerte zur Spannungshaltung und der Betriebsmittelbelastbarkeit abhängig. Die zu minimierende Funktion $f(x)$ besteht aus der Kostenfunktion der Netzertüchtigungsmaßnahmen in Periode respektive Stützjahr t :

$$K_{BW,t} = \left(\sum_{j=t_s}^{t_E} \frac{(K_{CAPEX,j} + K_{OPEX,j})}{(1+i)^{j-t_s}} \right) - \frac{R_{t_E}}{(1+i)^{t_E+1-t_s}} \quad (3.2)$$

Die Kosten der notwendigen Maßnahmen, zusammengesetzt aus den CAPEX $K_{CAPEX,t}$, den OPEX $K_{OPEX,t}$ und den Restwerten der Betriebsmittel am Ende der Betrachtungszeit R_{t_E} , werden mit dem Diskontierungszinssatz i abgezinst und der Barwert gebildet. Die Elemente der Formel sind bereits in Tabelle 2.2 genannt. Das Optimierungsproblem, den optimalen Netzertüchtigungsplan für Verteilnetze zu finden, ist demnach komplex, da es sich um ein nichtlineares kombinatorisches Optimierungsproblem handelt. Grund hierfür sind drei Charakteristika des Optimierungsproblems. Erstens vergrößert sich der Lösungsraum exponentiell: Betrachtet man einen direkten parallelen Leitungsabschnitt zur Ertüchtigung eines Netzes mit n Leitungen und wählt aus zwei verschiedenen Leitungstypen, so gibt es 2^n Möglichkeiten. Zweitens nehmen einige Variablen nur ganzzahlige Werte an. Zum Beispiel nimmt die Variable, die definiert, ob ein neuer Leitungsabschnitt gebaut wird, nur die Werte 1 oder 0 an. Drittens ist ein Teil des Problems aufgrund der Beziehung zwischen Spannung, Strom und Leistung nicht linear. Dies muss bei der Auswahl des Optimierungsalgorithmus beachtet werden, um eine präzise Lösungsfindung mit handhabbaren Rechenzeiten zu realisieren.

3.1.3 Berücksichtigte Netzertüchtigungsvarianten

Im Folgenden wird auf die eingesetzten konventionellen und innovativen Lösungsoptionen zur Netzertüchtigung eingegangen, die für die automatisierte Zielnetzplanung ausgewählt werden.

Tabelle 3.1: Übersicht der möglichen Kombinationen aus innovativen Netzertüchtigungsvarianten und ihr Einfluss auf Spannungshaltung sowie Betriebsmittelauslastung der Leitungen ohne zusätzliche konventionelle Netzertüchtigung

Technologie	Spannungshaltung	Betriebsmittelauslastung
rONT	✓	X
ESR	✓	X
SSK	✓	✓
DSK	✓	✓
rONT + SSK	✓	✓
rONT + DSK	✓	✓
ESR + SSK	✓	✓
ESR + DSK	✓	✓

Neben isoliert betrachteten Betriebsmitteln kommen Betriebsmittelkombinationen zum Einsatz. Die in der Software umgesetzten Kombinationen der innovativen Netzertüchtigungsvarianten sind in Tabelle 3.1 zu sehen. Zudem können sich manche innovativen Lösungsoptionen, z. B. der rONT, zwar positiv auf die Spannungshaltung auswirken, aber keinen unmittelbaren Einfluss auf die Kabel- oder Freileitungsauslastung nehmen. Dadurch kann zusätzlich eine konventionelle Netzertüchtigung notwendig sein. Folglich ist der Einsatz der innovativen Lösungsoptionen stets als Kombination aus innovativen- und konventionellen Lösungsoptionen für die Netzertüchtigung in der Software zur automatisierten Zielnetzplanung umgesetzt.

3.2 Auswahl der Simulationsumgebung und Datenaufbereitung

Eine Simulationsumgebung, die bei der automatisierten Planung von Verteilnetzen eingesetzt wird, muss die detaillierte Modellierung des Knoten-Kanten-Modells, die Analyse der Planungsmaßnahmen (Einschränkungen entsprechend Abschnitt 2.2) und eine Schnittstelle bieten, die die Implementierung eines Optimierungsalgorithmus ermöglicht. In den folgenden Abschnitten werden auf die Auswahl der Umgebung des Optimierungsalgorithmus und die daraus folgende Modellierung der NS-Netze eingegangen.

3.2.1 Auswahl der Simulationsumgebung

In Anlehnung an [61] kann die Auswahl der optimalen Simulationsumgebung zur Umsetzung einer automatisierten Zielnetzplanung anhand dreier grundlegender Kriterien festgelegt werden.

Netzmodell

Zur Modellierung der Netzertüchtigungsmaßnahmen und zur Bewertung der komplexen Rahmenbedingungen muss das Stromnetz mit allen relevanten Parametern modelliert werden. Dazu gehören detaillierte Informationen zu den spezifischen Netzelementen, wie die Länge der Leitungen oder das Übersetzungsverhältnis und Stufeneigenschaften von Transformatoren. Auch sollte die Einbindung von geografischen Informationen, unter anderem eine Schnittstelle zu einem geografischen Informationssystem (GIS), vorhanden sein. Da unterschiedliche etablierte Berechnungsprogramme für Netze existieren, muss Interoperabilität durch Import und Export üblicher Datenformate gewährleistet sein.

Netzanalyse

Die Evaluierung der in Abschnitt 2.3 und 2.4 beschriebenen Planungsprinzipien erfordert eine breite Palette unterschiedlicher Analysefunktionen oder zumindest die Option diese integrieren zu können. Es muss möglich sein, das Knoten-Kanten-Modell des Netzes zu analysieren und auf die topologischen Rahmenbedingungen hin zu überprüfen.

So müssen die Abgänge eines NS-Netzes zuverlässig identifiziert und gegebenenfalls Ringstrukturen erkannt werden. Weitere relevante Analysen basieren auf einem performanten Leistungsflussalgorithmus. Durch diesen werden die in Abschnitt 2.2 beschriebenen Grenzwerte überprüft und es wird ein normgerechter Netzzustand bestimmt.

Potenzial zur Automatisierung

Die Automatisierung des Planungsprozesses erfordert ein Werkzeug, das eine automatisierte Datenverwaltung und -verarbeitung ermöglicht. Das Einlesen der Eingabedaten, die Definition der relevanten Modelle und die Durchführung von Optimierungsläufen müssen in einem Computerprogramm automatisiert werden. Zudem ist das Optimierungsproblem bei der Erstellung von Netzertüchtigungsplänen komplex. Daher ist die Möglichkeit vorzusehen, den Optimierungsprozess und damit auch die Leistungsflussberechnungen in der Simulationsumgebung zu parallelisieren und so zu beschleunigen. Da die Planung des Stromnetzes eine sich verändernde Aufgabe darstellt, muss die Simulationsumgebung eine flexible Anwendung und individuelle Anpassung erlauben. So sind neue Parameter, beispielsweise sich verändernde technische Grenzwerte, in der Software zu hinterlegen.

Nach Zusammenfassung der drei Hauptkriterien kommen unterschiedliche Simulationsumgebungen und Netzberechnungsprogramme infrage. Netzbetreiber in Deutschland verwenden hauptsächlich die kommerziellen Netzberechnungsprogramme ‚PSS Sincal‘ [100], ‚NEPLAN‘ [101], ‚DIgSILENT PowerFactory‘ [102] und ‚INTEGRAL‘ [103]. In wissenschaftlichen Studien und Anwendungen sind Open-Source-Programme üblich. Auch gibt es unterschiedliche bereits bestehende Umgebungen, die von Institutionen und Entwicklergemeinschaften stetig weiterentwickelt werden [104, 105]. Zu den populärsten gehören: ‚MATPOWER‘ [106], ‚PYPOWER‘ [107], ‚OpenDSS‘ [108], ‚PSAT‘ [109] und ‚pandapower‘ [110]. Die vorhandenen Funktionalitäten der unterschiedlichen Simulationsumgebungen und Netzberechnungsprogramme sind in Tabelle 3.2 zusammengefasst.

Es wird deutlich, dass die Open-Source-Software ‚pandapower‘ alle genannten Kriterien erfüllt. Sie ist in Python programmiert und der Quelltext ist allgemein verfügbar. So lassen sich auch nachträgliche Änderungen im Programmcode vornehmen, sollte dies im Rahmen der Entwicklung der automatisierten Zielnetzplanung notwendig sein. Zudem ermöglicht ein vorhandener Konverter die Nutzung von Daten aus den kommerziellen Programmen NEPLAN und PSS Sincal. Ein Rückgriff auf Realnetze, die von Netzbetreibern bereitgestellt werden, ist somit gewährleistet. Außerdem können mit der Bibliothek ‚scoop‘ Rechenabläufe parallelisiert werden, sodass sich die Rechenzeit reduzieren lässt [111]. Daneben bietet die Programmierung in Python die Möglichkeit, ohne zusätzliche Schnittstelle auf die Datenbank von pandapower zuzugreifen und Module zur Automatisierung einzubinden.

Die umfangreichen Bibliotheken, die für Python vorliegen, bestärken die Entscheidung hinsichtlich der Nutzung von pandas.

Tabelle 3.2: Übersicht der wesentlichen vorausgesetzten Funktionalitäten bei der automatisierten Zielnetzplanung [61]

		Kommerziell				Open Source					
		PowerFactory	PSS Sincal	NEPLAN	Integral	MATPOWER	PYPOWER	PyPSA	OpenDSS	PSAT	pandapower
Netzmodell	Spezifische Betriebsmittelinformationen	✓	✓	✓	✓			(✓)	✓	✓	✓
	Standardtyp-Bibliothek	✓	✓	✓	✓			(✓)	✓		✓
	Schaltermodelle	✓	✓	✓	✓						✓
	GIS-Schnittstelle	✓	✓	✓	✓			✓	✓		✓
Netzanalyse	Leistungsflussberechnung	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
	Kurzschlussstromberechnung (IEC 60909)	✓	✓	✓	✓						✓
	Graphenanalyse										✓
Potenzial zur Automatisierung	Plattformübergreifende Nutzung					✓	✓	✓		✓	✓
	Lizenzfreie Parallelisierung						✓	✓			✓
	Steuerbar über Kommandozeile					✓	✓	✓	✓		✓

3.2.2 Auswahl des Optimierungsalgorithmus²

Zur Lösung des Optimierungsproblems muss ein geeigneter Algorithmus gewählt werden, der präzise Ergebnisse in einer angemessenen Rechenzeit erbringt. Unterschiedliche Verfahren und ihre Vor- und Nachteile werden miteinander verglichen. Die drei näher beleuchteten Verfahren sind die regelbasierten Verfahren, die exakten oder mathematischen Verfahren und die metaheuristischen Verfahren.

² Teile dieses Abschnitts wurden bereits durch den Autor in ähnlicher Form in [112] veröffentlicht. Sie werden hier in einer umfassend überarbeiteten und erweiterten Version dargestellt.

Regelbasierte Verfahren

Die erste Variante der rechnergestützten automatisierten Zielnetzplanung stellen die regelbasierten Verfahren dar. Ziel solcher Verfahren ist es, das Vorgehen in der manuellen Netzplanung präzise nachzubilden. So bleiben die Verfahren praxisnah und Planungen lassen sich anhand hinterlegter Entscheidungsbäume nachvollziehen.

Zu Beginn der Verfahren werden die Ergebnisse der Leistungsflussberechnung und damit die im Netz vorliegenden Grenzwertverletzungen als Eingangsdaten benötigt. Im Anschluss folgt eine Aufteilung des Entscheidungspfades in Spannungsbandprobleme, Auslastungsprobleme und Situationen, in denen beide Probleme gelöst werden müssen. Je nachdem zu welchen Grenzwertverletzungen es kommt, sind die entsprechenden Maßnahmen durchzuführen, die über den Entscheidungsbaum definiert sind. [112] Ein solcher Entscheidungsbaum wurde für die NS-Ebene bereits in [16] veröffentlicht und kann als Grundlage für die Entwicklung eines Algorithmus genutzt werden.

Regelbasierte Verfahren sind schnell und einfach zu implementieren und erfordern lediglich einen geringen Rechenaufwand. Allerdings findet in einem solchen Prozess zu keinem Zeitpunkt eine Überprüfung auf eine Alternative zu dem im Entscheidungsbaum hinterlegten Handlungspfad statt. Mögliche kostengünstigere Netzertüchtigungsvarianten können so übersehen werden. Dieses Problem kann insbesondere mit den exakten Optimierungsverfahren vermieden werden.

Exakte Optimierungsverfahren

Unter den Oberbegriff der exakten Optimierungsverfahren fallen die lineare, die gemischt-ganzzahlige und die nichtlineare Optimierung. Bei einem linearen Modell sind die Zielfunktion und alle Einschränkungen Linearkombinationen der Entscheidungsvariablen. Die linearen Restriktionen können durch Gleichungen oder Ungleichungen ausgedrückt werden. Diese Problemstellungen lassen sich mit polynomiellem Aufwand lösen. Wenn alle oder einige Variablen der Bedingung unterliegen, ganzzahlig zu sein, was bei der Netzplanung aufgrund der Unteilbarkeit bestimmter Ressourcen häufig vorkommt, wird dies rein ganzzahlige oder gemischt-ganzzahlige lineare Optimierung genannt. Diese gehören zur Klasse NP (nichtdeterministisch polynomiell). Das netzplanerische Optimierungsproblem inkludiert stets nichtlineare Komponenten wie die Leistungsflussgleichungen. Dagegen sind Entscheidungen zum Neubau von Leitungen binär. In der Kombination ergeben sich so für die Netzplanung gemischt-ganzzahlige Optimierungsprobleme. Für Probleme dieser Klasse ist kein effizienter Lösungsalgorithmus bekannt. In der Praxis werden zur Lösung exakter Verfahren Algorithmen verwendet, die direkt in Computerprogramme übertragen werden. [113]

Ein lineares Modell verfügt üblicherweise über eine Vielzahl von gültigen Lösungen, die jeweils Kombinationen der Entscheidungsvariablen darstellen und gleichzeitig alle Restriktionen einhalten. Im einfachsten Fall eines zweidimensionalen linearen Optimierungsmodells können die Lösungen grafisch bestimmt werden [113].

Die Restriktionen entsprechen in diesem Fall Geraden in der Ebene und definieren einen zweidimensionalen Polyeder als sogenannten zulässigen Bereich. So können die Variablen auf zwei Achsen projiziert werden, um eine grafische Lösung zu bestimmen. [113]

Allerdings übersteigt die Komplexität der Netzertüchtigungsplanung die Möglichkeiten dieses Verfahrens und es kommt aus diesem Grund nicht infrage [112]. Der Standard für Lösungsverfahren bei linearen Modellen und die Grundlage vieler Optimierungsalgorithmen ist das Simplex-Verfahren. Hier wird versucht, benachbarte Ecken eines polyedrischen Lösungsraumes hintereinander zu untersuchen und so den Zielfunktionswert zu verbessern oder konstant zu halten, während der Algorithmus sich den Ecken annähert, bis ein Optimum gefunden wird. Zur Bewegung in naheliegende Ecken wird das Modell in die Form von linearen Gleichungen gebracht. Im Anschluss wird das Gaußsche Eliminationsverfahren genutzt. Zunächst ist allerdings eine gültige Lösung als Startpunkt des Algorithmus zu finden oder zu bestimmen. Daraufhin beginnt die iterative Verbesserung dieser Startlösung. Der Nachteil bei dieser Variante ist das Laufzeitverhalten. Die benötigte Rechenzeit steigt exponentiell mit der Problemgröße, da entsprechend viele Gleichungen zur Analyse des Problems zu lösen sind. [113]

Eine weitere Gruppe von Methoden zur Lösung des Optimierungsproblems sind die Innere-Punkte-Methoden, die sich im Vergleich zum Simplex-Verfahren nicht nur auf der Oberfläche des Lösungsbereiches bewegen, sondern auch die im Lösungsbereich liegenden inneren Punkte mit einbeziehen. Dabei nimmt der Lösungsaufwand lediglich polynomiell mit Anwachsen des Problems zu. [113] Für gemischt-ganzzahlige und allgemein ganzzahlige Optimierungsmodelle steht kein polynomieller Lösungsalgorithmus zur Verfügung. Es müssen Methoden wie Backtracking, Branch-and-Bound oder dynamische Programmierung verwendet werden. [113]

Es wird deutlich, dass gemischt-ganzzahlige und kombinatorische Modelle, wie sie in der automatisierten Zielnetzplanung vorliegen, grundsätzlich deutlich schwieriger und mit höherem Rechenaufwand zu lösen sind als einfache lineare Optimierungsprobleme. In der Praxis werden daher Optimierungsmodelle zunächst für den Computer lesbar aufbereitet. Im Anschluss kommen Softwarepakete, sogenannte ‚Solver‘, zum Einsatz, die auf dem Branch-and-Bound-Verfahren oder dem Simplex-Verfahren basieren. Mit steigender Computerleistung und stetiger Weiterentwicklung der Solver konnten in den vergangenen Jahren immer größere Probleme in handhabbaren Rechenzeiten gelöst werden. [113]

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, dass in der automatisierten Zielnetzplanung vorhandene Optimierungsmodell in linearer Form abzubilden und somit die beschriebenen exakten Verfahren zu nutzen. Die Leistungsflussberechnung ist vereinfacht linear abzubilden, was zwar mit einem Verlust an Genauigkeit einhergeht, allerdings trotzdem zu einem verlässlichen Ergebnis mit geringem Fehleranteil führt [114].

Dies ermöglicht es, präzise Lösungen für ein vereinfachtes und somit ungenaueres Modell zu finden. Da das Modell auch bei Linearisierung der nichtlinearen Gleichungen mit seinen typischerweise zu berücksichtigenden Ganzzahlbedingungen nichtdeterministisch polynomiell schwierig bleibt, ist der Rechenaufwand weiterhin äußerst hoch. Linearisierte Modelle zur optimierten Netzplanung kamen zwar bereits in den Arbeiten [115] und [45] zur Anwendung, wurden aber für diese Arbeit aufgrund der nicht handhabbaren Rechenzeit verworfen.

Heuristiken und Metaheuristiken

Die dritte Gruppe der relevanten Optimierungsverfahren sind die Heuristiken und Metaheuristiken. Beide Verfahren dienen der Findung näherungsweise Lösungen bei komplexen Entscheidungs- und Optimierungsproblemen. Wie bei den exakten Verfahren ist zunächst eine Startlösung zu generieren, die im Anschluss sukzessive durch unterschiedliche Verbesserungsverfahren optimiert wird. Dies führt zu einer lokal optimalen, lediglich als hinreichend gut einzuschätzenden Lösung des Optimierungsproblems. Heuristiken und Metaheuristiken finden bereits in unterschiedlichen Ansätzen der automatisierten und optimierten Netzplanung Anwendung (vgl. [116]).

Die Optimierungsprozesse bei Heuristiken und Metaheuristiken lassen sich grundsätzlich in zwei Phasen unterteilen. Zunächst wird mit verschiedenen Methoden im Eröffnungsverfahren eine Startlösung generiert. Beispiele für üblicherweise verwendete Methoden sind die uninformierten Verfahren, myopische oder Greedy-Heuristiken sowie vorausschauende Verfahren [117]. Die Verfahrensauswahl erfolgt abhängig von der gewünschten Lösungsqualität und dem zu investierenden Rechenaufwand. Anschließend wird die Startlösung in der zweiten Phase mithilfe verschiedener lokaler Such- oder Verbesserungsverfahren optimiert. Das Risiko bei klassischen Heuristiken besteht in erster Linie im Finden eines lokalen Optimums. Das Verbesserungsverfahren verlässt dieses gefundene Optimum nicht, da kleinere Veränderungen an der Lösung zu einem schlechteren Ergebnis führen. Daher wird ein globales Optimum in diesem Fall nicht gefunden.

Metaheuristiken erweitern klassische heuristische Verfahren, um Problemen wie dem Verharren in den lokalen Optima entgegenzuwirken. Eine Vielzahl von Verfahren steht zur Auswahl, von denen eine Stichprobe vorgestellt wird. Diese beschränkt sich auf die bereits erfolgreich in der automatisierten Zielnetzplanung eingesetzten Algorithmen [49, 56, 118–120].

Der genetische Algorithmus (GA) ist ein metaheuristisches Verfahren, das der Gruppe der evolutionären Algorithmen (EA) zugeordnet werden kann. Der GA basiert auf drei Grundschritten, die iterativ bis zu einem vorher frei definierbaren Abbruchkriterium durchgeführt werden. In Anlehnung an die Ursprünge dieser Algorithmengruppe wird jeder Iterationsdurchlauf als ‚Generation‘ bezeichnet, die aus beliebig vielen Individuen bestehen kann. ‚Individuen‘ sind einzelne Lösungen, die pro Generation berechnet und separat bewertet werden.

Die Bewertung der Individuen erfolgt in der sogenannten ‚Fitnessfunktion‘. Neben der Bewertung der Fitness der einzelnen Individuen erfolgt gleichzeitig die Überprüfung der Nebenbedingungen; im Fall der automatisierten Zielnetzplanung betrifft dies die Einhaltung von Spannungs- und Auslastungsgrenzwerten. Vor dem Beginn des eigentlichen Optimierungsvorganges wird die aktuelle Generation an Individuen auf das Erreichen einer zuvor zu definierenden Terminierungsbedingung überprüft. Diese kann vollständig frei definiert sein und unter anderem eine maximale Anzahl an Generationen enthalten.

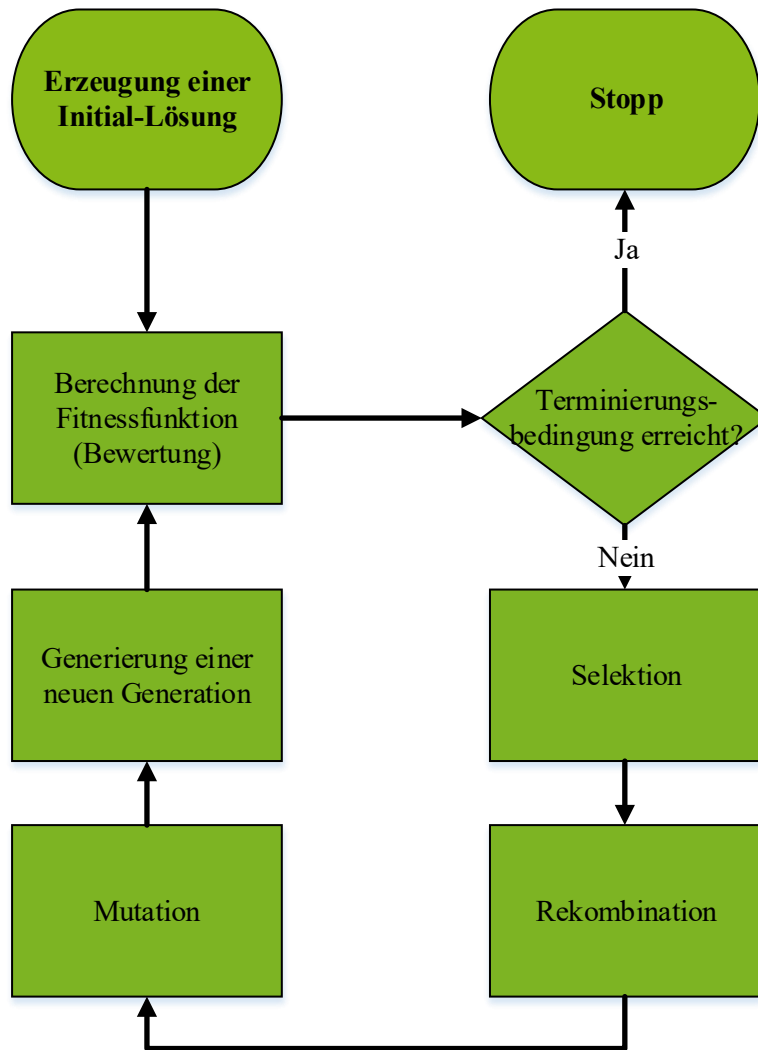


Abbildung 3.1: Beispielhafter Ablauf eines vereinfachten GA

Die bewerteten Individuen werden im folgenden Schritt der Selektion, Rekombination und Mutation zugeführt. Selektierte Individuen werden miteinander kombiniert und anschließend in der Mutation punktuell verändert [120]. Der Ablauf des GA ist in Abbildung 3.1 dargestellt. In den einzelnen Iterationen gibt es beim GA unterschiedliche Vorgehensweisen, um die Individuen zu selektieren und den Optimierungsprozess zu beeinflussen. Bei der Selektion im Rahmen des GA ist es üblich, nur die Individuen mit den besten Fitnesswerten in die Rekombination zu überführen.

Eine Alternative zu diesem Verfahren stellt die sogenannte ‚Turnierselektion‘ dar. Hier wird eine zufällig ausgewählte Gruppe von Individuen miteinander verglichen und das Individuum mit der besten Fitness respektive der besten Eignung zur Verbesserung der Lösung wird in die Rekombination übernommen. Dieses Turnierverfahren findet mehrfach statt, um genug Individuen für Rekombination und Mutation zur Verfügung zu haben. Der Vorteil dieser Methode liegt vor allem im reduzierten Rechenaufwand. Es müssen lediglich für die zufällig bestimmten Gruppen Fitnesswerte berechnet werden und nicht für alle Individuen in der jeweiligen Generation. Allerdings kann ein Individuum mit einer besseren Fitness so übersehen und nicht berücksichtigt werden. Der reduzierte Rechenaufwand wird demnach mit einer gesteigerten Ungenauigkeit in den Ergebnissen erkaufte. [78, 121] In dem Prozess der Rekombination werden die ausgewählten Individuen miteinander kombiniert, mit dem Ziel, neue Individuen mit verbesserten Fitnesswerten zu generieren. Im dritten Schritt, der Mutation, werden einzelne Eigenschaften der Individuen, als ‚Gene‘ bezeichnet, zufällig verändert, um weitere Lösungsoptionen aufzudecken. Anschließend wird erneut der Fitnesswert berechnet und die Analyse der aktuellen Generation abgeschlossen. Sollte das Abbruchkriterium noch nicht erreicht sein, erfolgt ein erneuter Iterationsdurchlauf und eine neue Generation wird erzeugt. Ansonsten ist der Optimierungsprozess abgeschlossen und die besten Individuen, also die Lösungen mit den geringsten Kosten und demnach der besten Fitness, werden als Ergebnis ausgegeben. [78]

Weitere etablierte Verfahren der Metaheuristik sind das Simulated Annealing (SA) [122], der Ameisenalgorithmus [123], die Tabu-Suche [119] und die Variable Neighborhood Search [124]. Hier werden unterschiedliche Verfahren genutzt, um das Verharren in lokalen Optima zu verhindern und so ein globales Optimum zu erhalten.

Dennoch bleibt der größte Nachteil an den heuristischen und metaheuristischen Verfahren, dass das Finden eines globalen Optimums nicht garantiert werden kann. Auch ist es schwierig, die Entscheidungen nachzuvollziehen, da diese ausschließlich intern vom Algorithmus mithilfe der Fitnesswerte der Individuen getroffen werden.

Zusammenfassung und Schlussfolgerung

Nach Betrachtung der drei unterschiedlichen Verfahrensalternativen gilt es Vor- und Nachteile der Methoden miteinander zu vergleichen und eine Auswahl für die automatisierte Zielnetzplanung zu treffen. Eine erste Übersicht ist in Tabelle 3.3 gezeigt. Die regelbasierten Verfahren, die in erster Linie das typische Vorgehen in der Netzplanung von Verteilnetzbetreibern nachbilden sollen und keinerlei mathematische Optimierung beinhalten, sind vor allem zur schnellen und unkomplizierten Umsetzung einer automatisierten Zielnetzplanung in der Lage. Allerdings ist die Bewertung der Planung nicht möglich, da keine Vergleichsvarianten zur Verfügung stehen.

Exakte Verfahren hingegen berechnen die bestmögliche Lösung, sind allerdings kompliziert in der Anwendung, benötigen einen hohen Rechenaufwand und führen damit zu langen Laufzeiten der Optimierung. Heuristiken und Metaheuristiken stellen einen Mittelweg dar.

Tabelle 3.3: Vor- und Nachteile der drei unterschiedlichen Methodengruppen und Optimierungsalgorithmen

	Regelbasierte Verfahren	Exakte Verfahren	Heuristiken/ Metaheuristiken
Optimierungsverfahren	Entscheidungsbaum, Entscheidungspfad	Schnittebenenverfahren, Simplex-Methode, Innere-Punkte-Methode	Genetische/Evolutionäre Algorithmen, Simulated Annealing, Tabu-Suche, Ameisenalgorithmus, Variable Neighborhood Search
Vor – und Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> + Einfache Implementierung ○ Nah am Arbeitsablauf eines Netzplaners - Keine Garantie der Optimalität 	<ul style="list-style-type: none"> ○ Restriktionen müssen mathematisch darstellbar sein ○ Nur die beste Lösung wird gefunden - Kombinatorische Probleme schwierig zu lösen (exponentieller Aufwand) 	<ul style="list-style-type: none"> + Einfach zu implementieren + Zügiges Finden von Lösungen + Eine Vielzahl von Lösungen kann ausgegeben werden + Frei parametrierbar - Keine Optimalitätsgarantie, mehrere nahezu optimale Ergebnisse möglich

Mit unterschiedlichen Verfahren werden Startlösungen optimiert und es wird ein globales Optimum angestrebt. Es wird allerdings lediglich eine hinreichend gute Lösung gefunden und das globale Optimum kann nicht garantiert werden.

Aufgrund der unterschiedlichen Vor- und Nachteile wird für die weitere Entwicklung der automatisierten Zielnetzplanung die Optimierung mittels eines GA ausgewählt. Dieses Verfahren vereint eine handhabbare Laufzeit mit hinreichend guten Lösungen und lässt sich mithilfe der Python-Bibliothek ‚DEAP‘ [125] umsetzen. Durch eine Schnittstelle kann die Struktur, die pandapower vorgibt, beibehalten und mit einem GA verbunden werden. Allerdings muss das Netzmodell entsprechend angepasst werden. Das in ‚pandapower‘ verwendete Knoten-Kanten-Modell ist für den Optimierungsalgorithmus nicht verwertbar und eine passende Modellierung der Netzdaten muss vorgenommen werden.

3.2.3 Modellierung der Niederspannungsnetze

Das Netzmodell der NS-Netze, wie es in ‚pandapower‘ zur Anwendung kommt, basiert auf einem klassischen Knoten-Kanten-Modell. Dieses muss im nächsten Schritt den Anforderungen eines GA und der Bibliothek ‚DEAP‘ angepasst werden. Dies ermöglicht dem Optimierungsalgorithmus, Veränderungen am Modell vorzunehmen und somit Netzertüchtigungsmaßnahmen zu implementieren, zu bewerten und ggf. wieder zu verwerfen.

Zu diesem Zweck werden die NS-Netze in eine Listenform überführt, in der jede Knoten-Knoten-Verbindung als sogenanntes ‚Gen‘ hinterlegt ist. Allerdings wird eine erste Einschränkung vorgenommen. Die in dieser Arbeit analysierten NS-Netze sind ausschließlich als Strahlennetze aufgebaut. Es wird die Annahme getroffen, dass im Rahmen der Netzertüchtigungsmaßnahmen keine Veränderung an der Topologiestrategie des Netzbetreibers vorgenommen wird. Somit sind auch keine Anpassungen an der Schutzauslegung und keine entsprechenden Kurzschlussstrombetrachtungen durchzuführen. Zu diesem Zweck wird mithilfe der in ‚pandapower‘ integrierten Topologiesuche eine Abgangsanalyse durchgeführt, um lediglich Knoten innerhalb desselben Abganges miteinander zu verbinden. Damit werden Verbindungen zwischen Abgängen und so die Bildung von Ring- und Maschenstrukturen vermieden. Es ergibt sich somit für die Anzahl der Gene für die möglichen Knoten-Knoten-Verbindungen:

$$n_L = \sum_{i=1}^{n_A} \frac{n_i \cdot (n_i - 1)}{2} \quad (3.3)$$

Dabei ist n_L die Anzahl der gesamten möglichen Verbindungen, n_A die Anzahl der Abgänge im NS-Netz und n_i die Anzahl der im Abgang i vorhandenen Knoten. Die Gene x_L sind in der Liste als Integer-Variablen definiert. Diesen ganzzahligen Werten sind entsprechende Kabel- und Freileitungstypen zugeordnet, die im Fall einer Ertüchtigung in das NS-Netzmodell überführt werden. Sollte die Verbindung nicht ertüchtigt respektive nicht verändert werden, ist in der Modellierung eine Null hinterlegt.

In diesem Fall sind keine Kosten zu berücksichtigen. In Abbildung 3.2 ist ein beispielhaftes Individuum dargestellt, das allerdings ausschließlich Knoten-Knoten-Verbindungen und damit Leitungsstrecken enthält. Jedem Gen des Individuums sind hier die jeweiligen Knotenverbindungen zugeteilt, die durch das Gen repräsentiert werden. So stellt beispielsweise das erste Gen die Verbindung zwischen Knoten 1 und Knoten 2 dar. Die unterschiedlichen Integer-Werte der Gene kodieren den zu verwendenden Kabeltypen. Bei einer eins wird ein NAYY 240 mm² und bei einer zwei ein NAYY 150 mm² Kabel in das Netzmodell eingebracht.

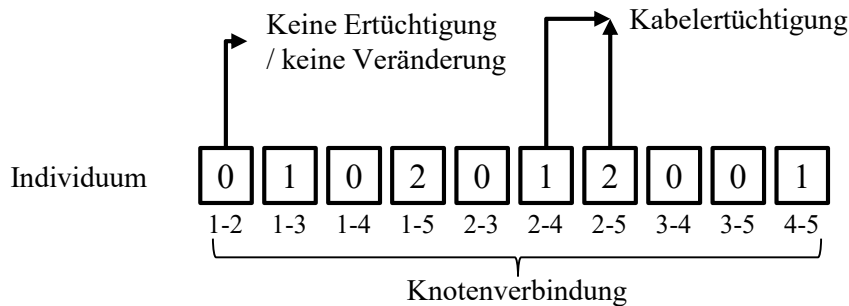


Abbildung 3.2: Beispielhaftes Individuum mit Knoten-Knoten-Verbindungen zur Verwendung im GA

Die automatisierte und optimierte Zielnetzplanung soll allerdings nicht nur konventionelle Kabelertüchtigungen beinhalten, die in der Modellierung mit den Genen x_L bezeichnet werden, sondern muss um weitere Technologien ergänzt werden. Zunächst ist die Auslegung des ONT im NS-Netz zu überprüfen.

Dies erfolgt in der Software mithilfe einer deterministischen Vorgehensweise. Durch eine Leistungsflussberechnung wird die Belastung des ONT überprüft. Sollte dieser überlastet sein, wird ein ONT mit der geringsten Bemessungsleistung in das Netzmodell integriert, der in der Lage ist, das Überlastproblem zu beseitigen. Abschließend werden die Kosten des neuen ONT zur Fitness des aktuellen Individuums addiert. Der ONT ist dementsprechend nicht im Individuum kodiert, sondern wird getrennt betrachtet.

Neben den konventionellen Betriebsmitteln müssen auch die innovativen Lösungsoptionen in das für den GA lesbare Netzmodell integriert werden. Diese sind für die Software in zwei Gruppen aufgeteilt. In der ersten Gruppe finden sich die Technologien rONT und ESR, die im Weiteren als ‚Spannungsregler‘ bezeichnet werden. Für die Spannungsregler ist im Netzmodell ein Gen x_R vorgesehen, welches die Ausprägungen null, eins oder zwei annehmen kann. Während bei null keine der Technologien in das NS-Netz integriert wird, ist bei Ausprägung eins ein zusätzlicher Algorithmus zur Implementierung eines rONT hinterlegt und bei Ausprägung zwei erfolgen die Positionierung und Auslegung eines oder mehrerer im Netz zu platzierender ESR.

In der zweiten Gruppe sind die SSK und DSK zusammengefasst. Das Gen x_S verweist mit seinen Ausprägungen auf die entsprechende Lösungsoption: eins bei der Wahl von SSK und zwei bei der Wahl von DSK. Alle Gene werden in der für den GA interpretierbaren Liste aneinandergereiht und so wird ein Netzmodell erzeugt, das im Rahmen der automatisierten Zielnetzplanung verwendet werden kann. Abbildung 3.3 fasst alle Gene und das daraus entstehende Individuum in einer Übersicht zusammen.

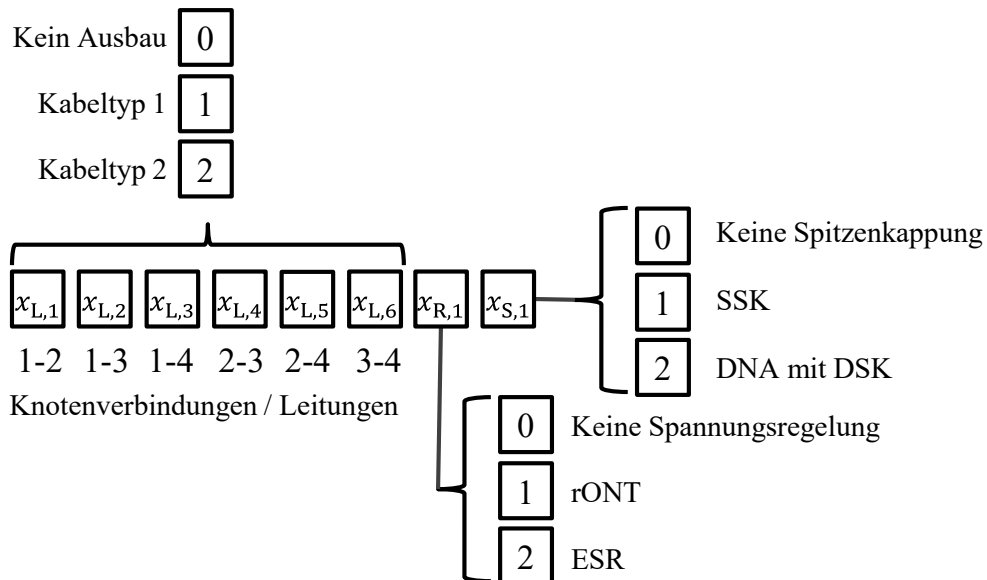


Abbildung 3.3: Überblick über das als Liste formatierte Individuum, das als Grundlage für die automatisierte und optimierte Zielnetzplanung dient

3.3 Verfahrensentwicklung

Nach Festlegung der Rahmenbedingungen für die Software zur automatisierten Zielnetzplanung gilt es nun, das eigentliche Verfahren zu entwickeln. Der allgemeine Ansatz der Software ist in Abbildung 3.4 veranschaulicht.

Die Elemente werden im Folgenden beschrieben. Kernmodule sind das Szenariomodul, das zukünftige Erzeugungs- und Lastdaten auf die NS-Netzmodelle anwendet, und das Optimierungsmodul. Das Ziel des Optimierungsmoduls ist es, die kostenminimalen und technisch zulässigen durchführbaren Maßnahmen zur Ertüchtigung des NS-Netzes zu finden. Im Allgemeinen vergleicht das Optimierungsmodul die verschiedenen technischen Maßnahmen im Hinblick auf ihre technische Durchführbarkeit sowie ihre Kosten und gibt das kostengünstigste Zielnetz aus, das alle technischen Grenzwerte einhält. Als Input werden Netzmodelle von realen NS-Netzen verwendet. Dazu gehören die Struktur des Netzes selbst, die durch die verwendeten Betriebsmittel (Leitungen, Transformatoren) und deren technische Daten beschrieben wird, sowie die Position und Leistung von Verbrauchern und Einspeisern.

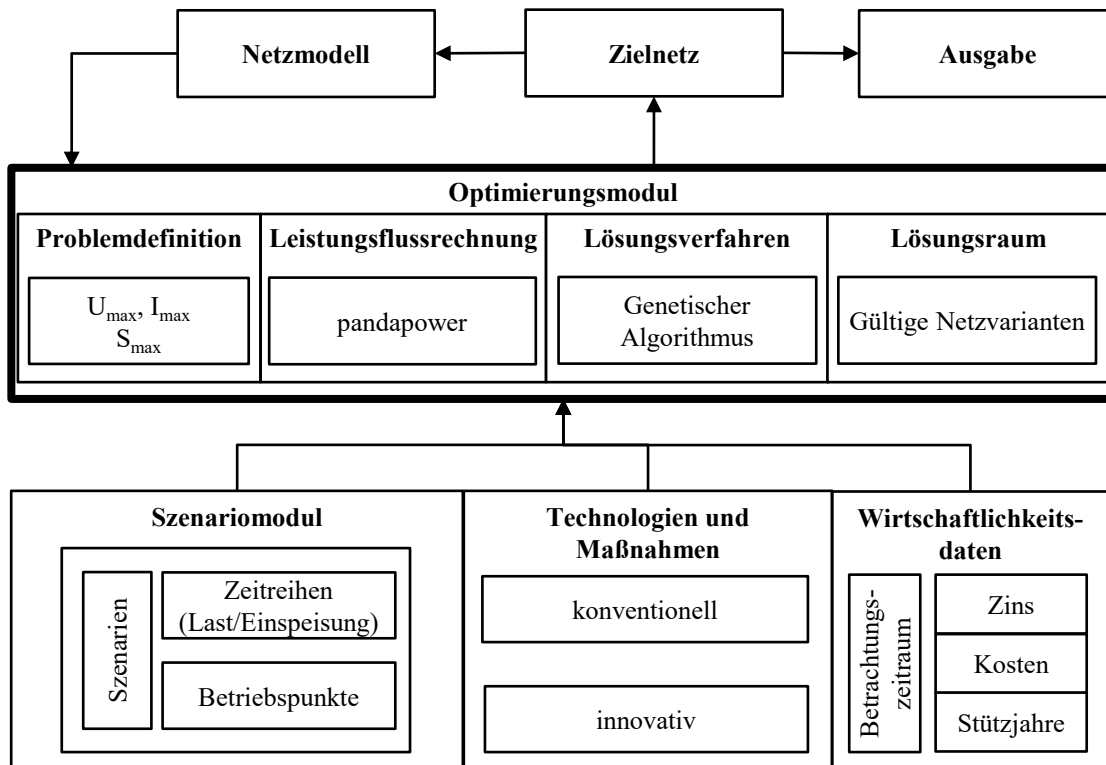


Abbildung 3.4: Überblick der einzelnen Module und Komponenten der automatisierten Planungssoftware

Entsprechend den regionalen Faktoren werden die nationalen Szenarien für den PVA-Zubau auf die lokale Ebene herunterskaliert, um die Zahlen mit dem vom jeweiligen Netz abgedeckten Gebiet abzubilden. Daraus ergibt sich für jedes Szenario und jedes betrachtete Jahr eine bestimmte Anschlussleistung von PVA. Optional lassen sich auch Lastszenarien in der Optimierung betrachten, allerdings wurde für diese Arbeit aufgrund der ländlichen Netzstrukturen auf eine explizite Betrachtung von diesen verzichtet. In bereits durchgeführten Studien haben sich Einspeiseszenarien gerade für ländliche NS-Netze als auslegungsrelevant herausgestellt [7]. Für jede Szenario-Jahr-Kombination werden charakteristische Einspeiser in Bezug auf die Größe im Netz verteilt. Darüber hinaus müssen die technischen Grenzwerte überprüft werden, an die der Netzbetrieb gebunden ist (vgl. Abschnitt 2.2.1 und Abschnitt 2.2.2). Hier wird auch auf Grenzwertverletzungen im Starklastfall geprüft, obwohl für diese Arbeit keine Lastszenarien berücksichtigt werden. Die Methode würde dies allerdings zulassen. Wirtschaftlichkeitsdaten sind erforderlich, um die kosteneffektivsten Maßnahmen zur Ertüchtigung des Netzes zu finden. Dies sind die Kosten der Betriebsmittel, aufgeteilt in CAPEX und OPEX. Weiterhin fließen der Zins, die zu betrachtenden Stützjahre und der Betrachtungshorizont in die Berechnungen ein.

Zunächst wird aber im Detail auf die Kernmodule der Software zur automatisierten Zielnetzplanung eingegangen. Im Folgenden werden die Modellierungen der einzelnen Lösungsoptionen erläutert und im Anschluss unterschiedliche Verfahren zur Trassenbestimmung und Szenariengenerierung diskutiert. Abschließend wird das Optimierungsproblem für den GA definiert und der Gesamtprozess der Software dargestellt.

3.3.1 Modellierung der betrachteten Technologien und Netzertüchtigungsvarianten

Konventionelle Netzertüchtigung

Die Technologien der konventionellen Netzertüchtigung müssen nicht explizit modelliert werden, da sie in der Toolbox ‚pandapower‘ bereits implementiert sind.

Allerdings ist der Netzplanungsvorgang im Rahmen der optimierten und automatisierten Zielnetzplanung methodisch zu programmieren und an den Optimierungsalgorithmus anzuknüpfen. In Abbildung 3.5 sind die drei modellierten konventionellen Netzertüchtigungsvarianten in einem Beispielnetz dargestellt. In Variante A (Abbildung 3.5) wird mithilfe einer neuen Leitungsverbindung ein Abgang verstärkt. Das Leitungsstück vor der Anschlussmuffe ist in diesem Fall aufzutrennen, um die Bildung eines geschlossenen Ringes zu vermeiden.

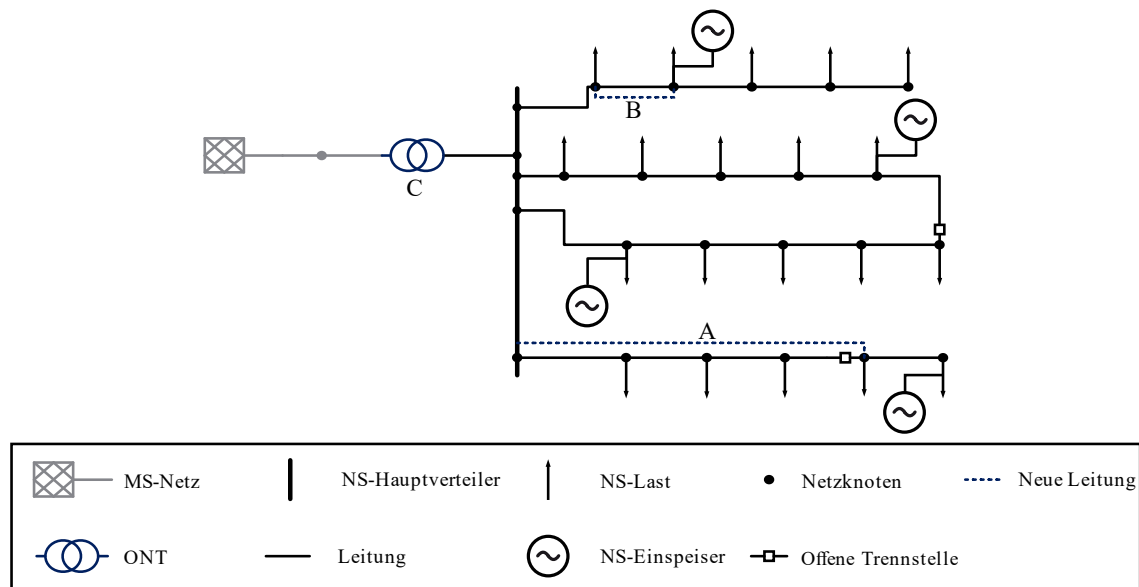


Abbildung 3.5: Unterschiedliche Maßnahmen im Rahmen der konventionellen Netzertüchtigung

Der Typ des neuen Kabels wird durch den Optimierungsalgorithmus festgelegt und kann als einer der in Tabelle 2.1 vorgestellten Kabeltypen in das Netzmodell integriert werden. Im Rahmen der Fallstudien, die für diese Arbeit durchgeführt werden, sind lediglich NAYY 4 x 240 mm² und NAYY 4 x 150 mm² als Kabeltypen zugelassen, da sie den üblichen Standards bei Verteilnetzbetreibern entsprechen. Variante B stellt das Verlegen eines Parallelkabels dar. Zwischen zwei direkt miteinander verbundenen Knoten kann eine Parallelleitung verlegt werden, ohne eine Auftrennung des Abganges vornehmen zu müssen. Es bilden sich keine Ringstrukturen und es wird lediglich ein Leitungsabschnitt verstärkt.

Die Gesamtkosten $K_{L,k}$, bereits mithilfe der Barwertmethode und dem Kalkulationszins i abgezinst, für das Leitungsstück k ergeben sich aus der Länge der Leitung oder Verbindung l_k , dem durchzuführenden Tiefbau $K_{Tief,k}$ pro Meter, den abgezinnten Kosten für das Kabelmaterial $K_{M_1,k}$ für das NAYY 4 x 240 mm² Kabel, respektive $K_{M_2,k}$ für das NAYY 4 x 150 mm² Kabel pro Meter im betrachteten Stützjahr, den abgezinnten einmaligen Anschlusskosten $K_{A,k}$ und den OPEX bis zum Ende des Betrachtungshorizontes (Anzahl Perioden $n = t_E - t_S$) K_B . Die OPEX K_B sind bei allen Betriebsmitteln 1 % der Investitionskosten pro Jahr, außer bei der DSK, wo 2 % der CAPEX als OPEX hinterlegt sind (vgl. Abschnitt 8.1). Des Weiteren werden die abgezinnten Restwerte der Betriebsmittel am Ende des Betrachtungshorizontes $K_{R,L1,t_E}$ oder $K_{R,L2,t_E}$ von den Kosten abgezogen.

Um die OPEX bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes zu bewerten, wird der Barwertfaktor für jährlich gleichbleibende Betriebsausgaben β eingeführt. Dieser setzt sich zusammen aus der Anzahl der verbleibenden Jahre, respektive den abzuzinsenden Perioden n , und dem Kalkulationszinssatz i :

$$\beta = \frac{(1+i)^n - 1}{(1+i)^n \cdot ((1+i) - 1)} \quad (3.4)$$

Basierend auf CAPEX und OPEX und den in Abschnitt 2.3 vorgestellten Rahmenbedingungen ergeben sich je nach Ausprägung des Gens $x_{L,k}$ folgende Formeln für die in der automatisierten Planungssoftware hinterlegten Kosten für die Ertüchtigung mit Leitungen:

$$K_{L,k} = \begin{cases} 0, \text{ für } x_{L,k} = 0 \\ \left((\beta \cdot K_B + 1) \cdot (K_{A,k} + K_{M_1,k} \cdot l_k + K_{Tief,k} \cdot l_k) \right) - K_{R,L1,t_E}, \text{ für } x_{L,k} = 1 \\ \left((\beta \cdot K_B + 1) \cdot (K_{A,k} + K_{M_2,k} \cdot l_k + K_{Tief,k} \cdot l_k) \right) - K_{R,L2,t_E}, \text{ für } x_{L,k} = 2 \end{cases} \quad (3.5)$$

Variante C stellt den Austausch des ONT in der ONS dar. Hier wird die benötigte Scheinleistungsauslegung mittels einer Leistungsflussberechnung bestimmt und im Optimierungsalgorithmus der entsprechende Transformator berücksichtigt. Der Tausch des ONT ist nicht in Form eines Gens im Individuum kodiert und wird getrennt vom Optimierungsalgorithmus bestimmt.

Die Gesamtkosten K_T für den ONT setzen sich aus den Kosten für den Transformator K_{Trafo} , abhängig von seiner Bemessungsleistung $S_{r,Trafo}$, und den Betriebskosten bis zum Ende des Betrachtungshorizontes (Anzahl Perioden $n = t_E - t_S$) K_B zusammen. Die Kosten K_{Trafo} inkludieren bereits die Kosten für Transport und Anschluss des ONT. Abgezogen wird auch hier der abgezinnte Restwert des neuen Transformators am Ende des Betrachtungszeitraumes K_{R,T,t_E} :

$$K_T = \begin{cases} 0, \text{ wenn } S_{max,Trafo} \leq S_{r,Trafo} \\ \left((\beta \cdot K_B + 1) \cdot K_{Trafo} \right) - K_{R,T,t_E}, \text{ wenn } S_{max,Trafo} \geq S_{r,Trafo} \end{cases} \quad (3.6)$$

Spannungsregelung – rONT

Der ESR und der rONT sind in der entwickelten Software in der Kategorie ‚Spannungsregelung‘ in einem Gen zusammengefasst. Wenn der GA die entsprechende Ausprägung wählt, wird mithilfe von zwei unterschiedlichen Modellierungen ein rONT in das Netzmodell eingefügt oder ein ESR positioniert und entsprechend den Erfordernissen ausgelegt. Aufgrund der Modellierung im NS-Netzmodell wird die gleichzeitige Nutzung beider Elemente allerdings verhindert. Es wird stets eine Variante gewählt. Allerdings umfasst dies auch die Platzierung mehrerer ESR, sollte eine Vielzahl von Abgängen von Spannungsbandverletzungen betroffen sein.

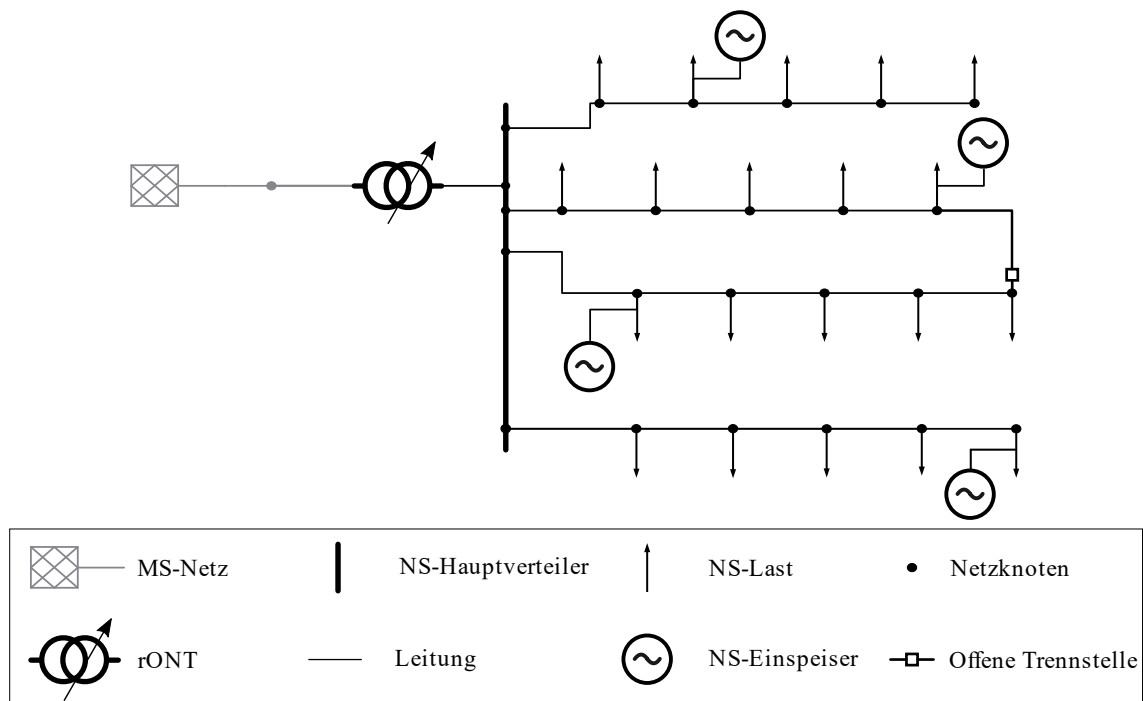


Abbildung 3.6: Darstellung der Netzertüchtigungsvariante 'rONT'

Die Netzertüchtigungsvariante ‚rONT‘ ist in Abbildung 3.6 dargestellt. Der Algorithmus zur Verwendung des rONTs ist in unterschiedliche Schritte aufgegliedert. Grundsätzlich wird zur Modellierung des rONT das Transformatormodell aus der pandapower-Umgebung genutzt. Hier steht ein präzises Transformatormodell zur Verfügung, auf das im Rahmen der automatisierten Zielnetzplanung zurückgegriffen werden kann.

Im ersten Schritt der rONT-Modellierung wird eine Leistungsflussberechnung durchgeführt, um alle notwendigen Netzparameter, Spannungs- und Auslastungswerte der Betriebsmittel zu berechnen, die für die Auslegung des rONT notwendig sind. Im Anschluss wird durch ein Trial-and-Error-Verfahren überprüft, ob und welche Transformator-Stufenpositionen zu einem Netz ohne Spannungsbandverletzungen führen. Sollte bereits feststehen, dass bestehende Spannungsbandprobleme mithilfe eines rONT nicht zu lösen sind, wird die niedrigste Stufenposition des rONT ausgewählt, die zu einer maximalen Reduktion der Spannungsbandprobleme führt.

Es wird somit vor allem die MS-Ebene von der NS-Ebene entkoppelt und es steht ein größeres Spannungsband in der NS-Ebene zur Verfügung, da der Spannungsanstieg in der MS-Ebene mithilfe des rONT ausgeglichen werden kann.

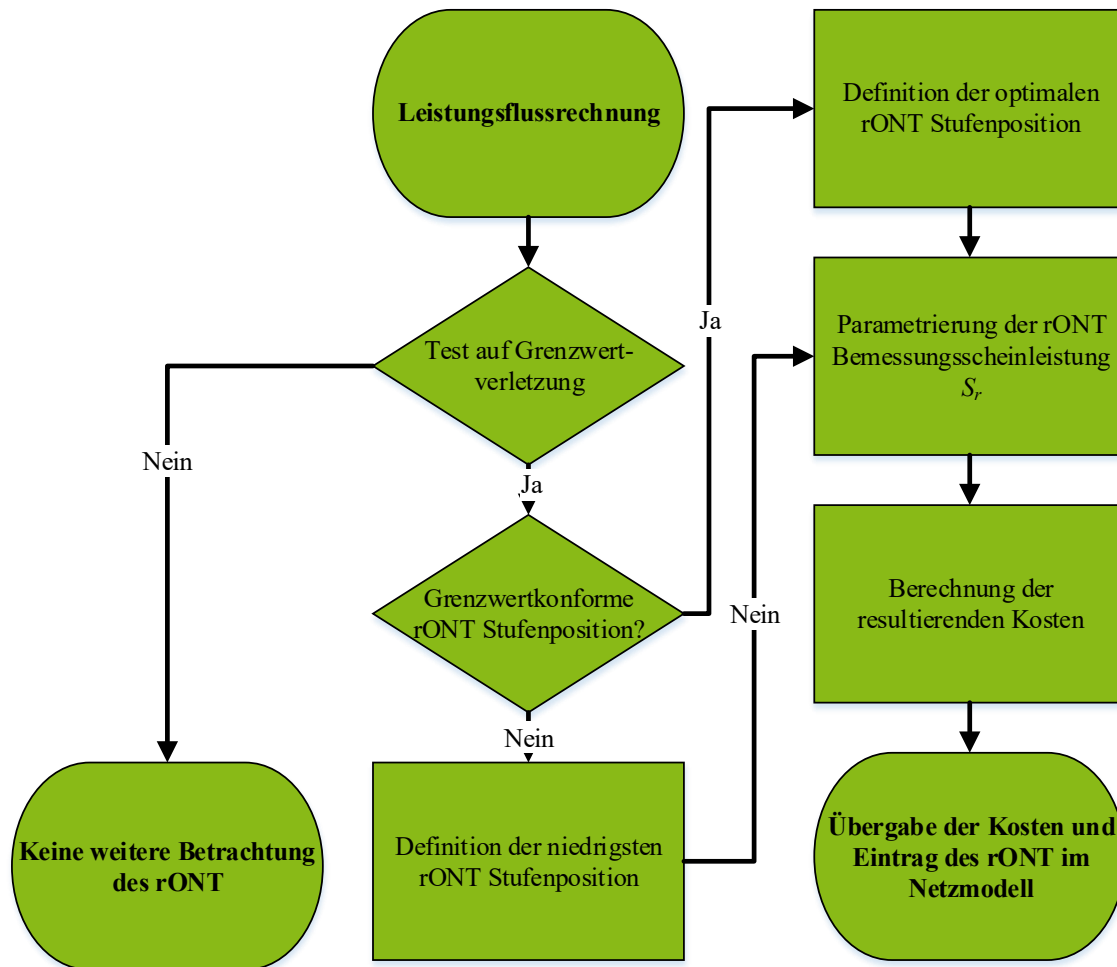


Abbildung 3.7: Vorgehen bei der Parametrierung und Modellierung eines rONT mithilfe des pandapower-Transformatormodells

Wenn die im Netz vorhandenen Probleme gelöst sind, wird eine Liste mit möglichen Stufenpositionen abgespeichert und weiter analysiert. Die Position mit der maximal möglichen Differenz zu den Spannungsbandgrenzen wird ausgewählt und für die Parametrierung gespeichert. Im letzten Schritt gilt es, die nötige Bemessungsscheinleistung zu bestimmen. Alle festzulegenden Parameter sind somit vorhanden, Stufe sowie Scheinleistung können im pandapower-Transformatormodell eingestellt und ein rONT kann modelliert werden. Abschließend werden noch die entstehenden Kosten berechnet und der Fitnessfunktion des GA übergeben. Der gesamte Prozess ist in Abbildung 3.7 dargestellt.

Spannungsregelung – ESR

Neben dem rONT fällt auch der ESR in die Kategorie der Spannungsregler. Ähnlich wie bei der Modellierung des rONT wird als Basis ein Transformatormodell verwendet. Dieses wird zunächst so verändert, dass ein Transformatorübersetzungsverhältnis von $\bar{u} = 1$ gilt. Dies ermöglicht eine Spannungsanpassung für alle Netzknoten, die hinter dem ESR liegen, ohne dabei die Spannungsebene zu verlassen. Im Gegensatz zum rONT kommt beim ESR ein weiterer wesentlicher Schritt hinzu: Der Standort oder die Standorte, sollten mehrere ESR notwendig sein, müssen bestimmt werden. Zu diesem Zweck kommt eine Systematik zum Einsatz, die auf den Ergebnissen des Dijkstra-Algorithmus basiert. Mithilfe dieses Algorithmus lässt sich die kürzeste Entfernung zwischen zwei Knoten in einem Knoten-Kanten-Modell bestimmen [126]. Ausgehend von der Sammelschiene hinter der ONS werden die Entfernungen aller Knoten zur Sammelschiene berechnet und dann hinsichtlich ihrer Abgangszugehörigkeit vorsortiert.

Im nächsten Schritt erfolgt die Identifikation von Abgängen mit Spannungsbandverletzungen und somit der Anzahl notwendiger ESR im NS-Netz. Mithilfe einer Schleife wird durch die einzelnen Abgänge iteriert und separat die Positionierung des ESR in den jeweiligen Abgängen vorgenommen. Der Positionierungsalgorithmus bestimmt alle Pfade von der Sammelschiene an der ONS bis zu den Knoten mit Spannungsbandverletzungen innerhalb eines Abganges.

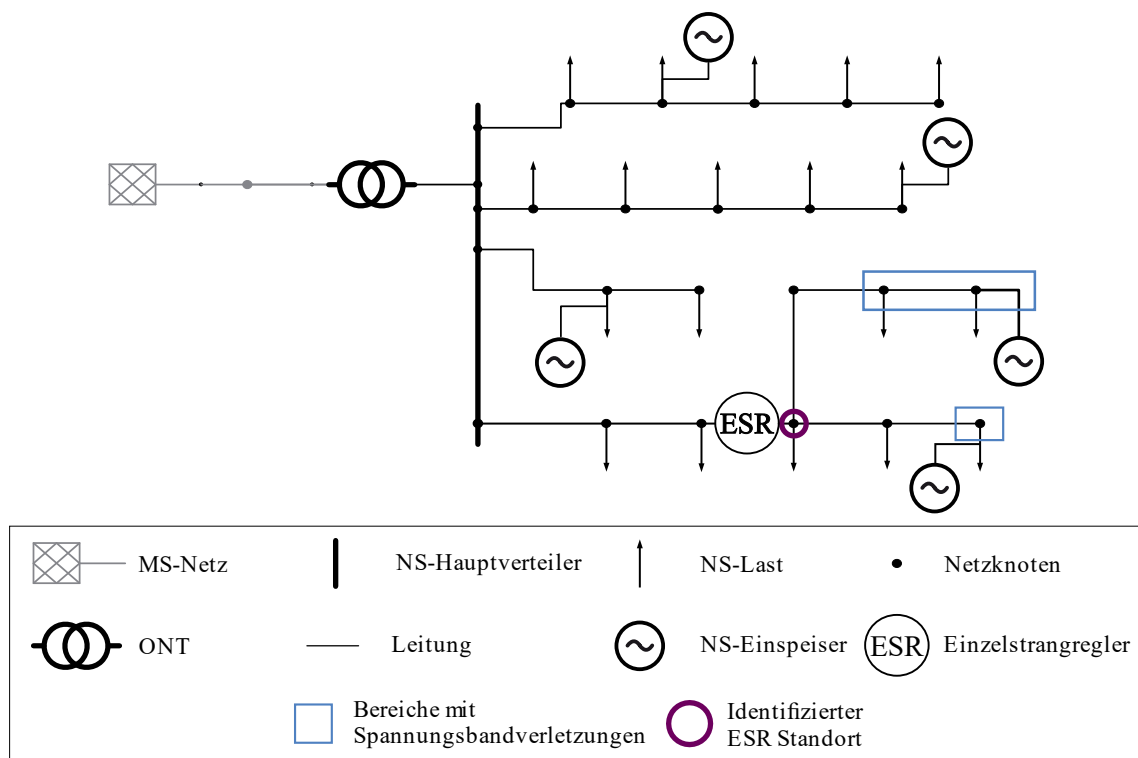


Abbildung 3.8: Spannungsbandverletzungen in einem Abgang und die sich daraus ergebende optimale Position für den im NS-Netz zu platzierenden ESR

Die Pfade werden im nächsten Schritt miteinander verglichen und es wird der Knoten identifiziert, der am weitesten von der ONS entfernt liegt und auf dem Pfad zu allen Knoten mit Spannungsbandverletzungen liegt. Dies ist in Abbildung 3.8 im untersten Abgang zu sehen. Der ESR wird dann vor diesen Knoten platziert, indem die Leitung im Modell aufgetrennt und ein Transformator zwischen Leitung und identifiziertem Knoten installiert wird. Dieser Transformator mit einem Transformatorübersetzungsverhältnis von $\bar{u} = 1$ wird im Anschluss mit der identischen Systematik parametrieren, wie auch im Fall des rONT. Allerdings werden lediglich die Knoten hinter dem ESR auf die Einhaltung des Spannungsbandes hin überprüft.

Der Prozess der Positionierung und Parametrierung des ESR im Rahmen der automatisierten Zielnetzplanung und im Zusammenspiel mit einem GA ist in Abbildung 3.9 dargestellt. Zunächst werden mithilfe einer Leistungsflussberechnung die Spannungen an den Knoten im Netz und die Betriebsmittelauslastung bestimmt. Im Anschluss sind diese auf Grenzwertverletzungen zu überprüfen. Bei einem grenzwertkonformen Netzzustand wird kein ESR in das Netzmodell eingefügt. Sollten Grenzwertverletzungen vorliegen, erfolgt die Suche nach der optimalen Position für einen ESR, jeweils getrennt für jeden von Grenzwertverletzungen betroffenen Abgang. Wenn die optimalen Positionen gefunden sind, werden die Stufenpositionen des ESR überprüft und mithilfe einer Leistungsflussberechnung überprüft, ob ein grenzwertkonformer Netzzustand wiederhergestellt werden konnte. Sollte dies nicht der Fall sein, wird die niedrigste Stufenposition des ESR eingestellt, welche die Spannungsbandprobleme maximal reduziert. Abschließend erfolgt die Auslegung des oder der ESR und die resultierenden Kosten werden der Fitnessfunktion übergeben.

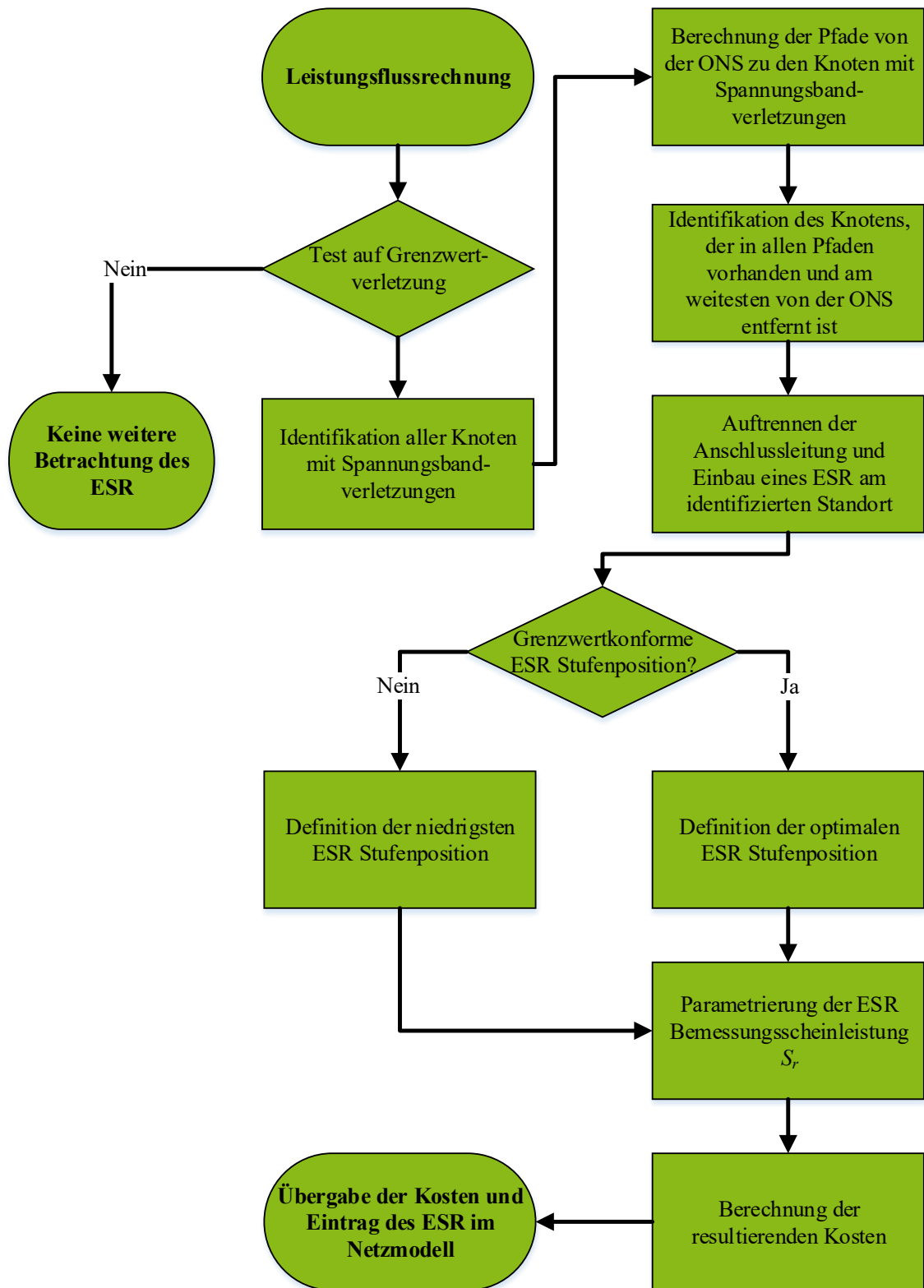


Abbildung 3.9: Ablauf der Positionierung und Auslegung eines ESR im Rahmen der automatisierten Zielnetzplanung

Spannungsregelung – Zusammenfassung

Die Betriebsmittel zur Spannungsregelung sind mithilfe des Gens x_R im Individuum kodiert. Bei der Ausprägung $x_R = 1$ wird ein rONT in das Netz eingebracht und bei einer Ausprägung $x_R = 2$ wird der Algorithmus zur Bestimmung der Anzahl, Auslegung und Positionierung der ESR angestoßen. Bei $x_R = 0$ wird kein Betriebsmittel zur Spannungsregelung eingesetzt.

Die Gesamtkosten K_R für die innovative Lösungsoption der Spannungsregelung setzen sich aus den Kosten für den Transformator des rONT K_{rONT} beziehungsweise K_{ESR} des ESR i , der Anzahl der benötigten ESR j sowie der jeweiligen Bemessungsscheinleistung und den Betriebskosten bis zum Ende des Betrachtungshorizontes (Anzahl Perioden $n = t_E - t_S$) K_B zusammen. Die Kosten K_{rONT} und K_{ESR} inkludieren die Kosten für Transport und Anschluss der Transformatoren und im Fall des ESR zusätzlich die Kosten für das Grundstück. Abzuziehen sind die abgezinsten Restwerte für rONT $K_{R,rONT,t_E}$ und ESR K_{R,ESR,i,t_E} . Es ergeben sich folgende Kosten für die beiden Varianten zur Spannungsregelung:

$$K_R = \begin{cases} 0, & \text{für } x_R = 0 \\ ((\beta \cdot K_B + 1) \cdot K_{rONT}) - K_{R,rONT,t_E}, & \text{für } x_R = 1 \\ \left(\sum_{i=1}^j \left(((\beta \cdot K_{B,i} + 1) \cdot K_{ESR,i}) - K_{R,ESR,i,t_E} \right) \right), & \text{für } x_R = 2 \end{cases} \quad (3.7)$$

Spitzenkappung – SSK

Die Spitzenkappung von PVA wird mit Verfahren umgesetzt, die sich an den technischen Vorschriften für Netzplanungen in Deutschland orientieren [95]. Zum einen handelt es sich dabei um die SSK. Die PVA dürfen nur mit einem fest vorgegebenen Wert ihrer Leistung betrieben werden, z. B. 70 % der installierten Bemessungsleistung von PVA.

Innerhalb des Optimierungsmodells wird dann eine repräsentative Einspeisekurve verwendet, um die Energie zu bestimmen, die abgeregelt wird. Die repräsentative Kurve wird normiert, indem jeder Wert durch die installierte Modulleistung geteilt wird, damit sie eine beliebige Anlage mit beliebiger Leistung repräsentiert. Als Eingangsdaten für die repräsentative Einspeisekurve standen für diese Arbeit die Zeitreihen von 21 PVA im Netzgebiet der assoziierten Netzbetreiber zur Verfügung. Sie ist im Anhang in Abbildung 8.1 dargestellt. Für eine weitere Anwendung kann die Einspeisekurve durch regional präzisere Zeitreihen ersetzt werden, sofern diese zur Verfügung stehen. Auch andere DEA können so abgeregelt und bewertet werden. Eine entsprechende Hinterlegung von Zeitreihen, beispielsweise einer Windenergieanlage, ist allerdings notwendig. Dies ermöglicht es für jede PVA die jährliche abgeregelte Energiemenge zu bestimmen. Für diese Arbeit wurde von einer Spitzenkappung bei 70 % der Bemessungsleistung der PVA ausgegangen. Dieser Wert lässt sich aber in den Einstellungen der Software frei wählen.

Für die im gesamten Netz abgeregelte Energie werden die Energiemengen der einzelnen PVA aufsummiert. Auch wird bewertet, ob das 3 % Kriterium (vgl. Abschnitt 2.6.3) und die technischen Rahmenbedingungen (vgl. Abschnitt 2.2) eingehalten werden. Nach der Bewertung der technischen Machbarkeit der SSK von PVA muss diese Netzertüchtigungsoption wirtschaftlich bewertet werden. In der Praxis sind die einzelnen Betreiber für die Anpassung ihrer Erzeuger an die vorgegebene maximale Leistung verantwortlich und die zu erwartenden Kosten sind relativ gering oder fallen für den Netzbetreiber nicht an, weshalb die damit verbundenen Kosten für die Netzertüchtigung vernachlässigt werden. Um einen unverfälschten Vergleich der Netzertüchtigungsvarianten zu ermöglichen, soll die abgeregelte Energie, also die Energie, die aufgrund der Leistungsbegrenzung nicht ins Netz eingespeist wird, wirtschaftlich bewertet werden. Für die Kostenbewertung können die entgangenen Erlöse berücksichtigt werden. Sie werden für dieses Modell aus der durchschnittlichen Festvergütung abgeleitet, die Betreiber von PVA im staatlichen Fördersystem in Deutschland erhalten. Nach dem Auslaufen der Förderung 20 Jahre nach Inbetriebnahme werden durchschnittlich prognostizierte Großhandelspreise verwendet.

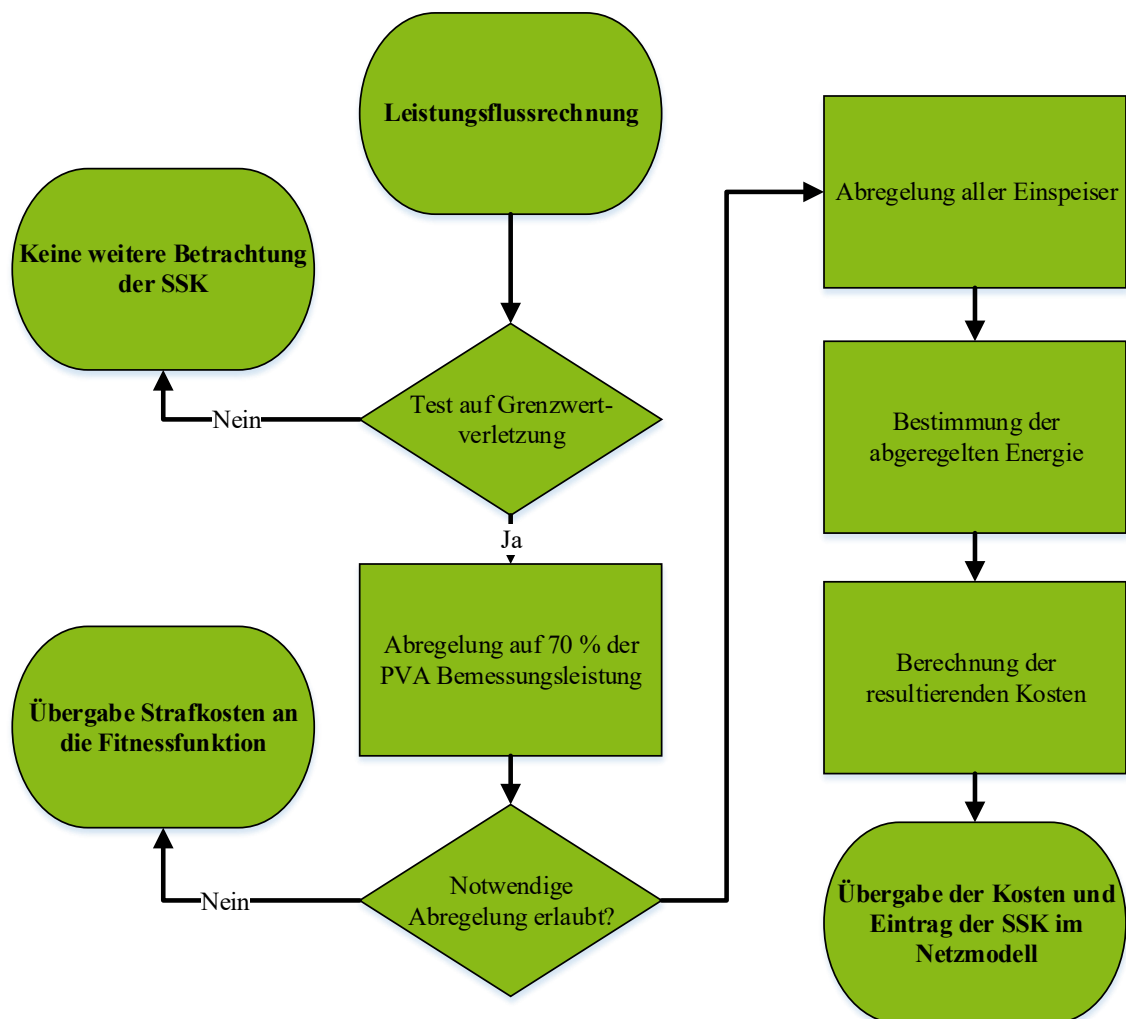


Abbildung 3.10: Ablauf der Implementierung der Netzertüchtigungsvariante SSK in der Software zur automatisierten Zielnetzplanung

In Abbildung 3.10 ist der Ablauf der SSK in der Software zur automatisierten Zielnetzplanung in einem Flussdiagramm dargestellt. Erst wenn eine Grenzwertverletzung vorliegt, beginnt die Kalkulation der abzuregelnden Leistung zur Einhaltung aller Grenzwerte. Sollte es möglich sein, mit einer Abregelung bei 70 % der Bemessungsleistung der PVA Grenzwertverletzungen zu beheben, wird die SSK eingesetzt. Zunächst werden alle Einspeiser im Netz, in dieser Arbeit ausschließlich PVA, abgeregelt.

Anschließend ist die abgeregelt Energie zu bestimmen und die daraus resultierenden Kosten zu ermitteln. Diese werden dann schlussendlich der Fitnessfunktion übergeben und das SSK im Netzmodell hinterlegt.

Spitzenkappung – DSK

Mithilfe der DSK erfolgt, im Gegensatz zur SSK, eine Abregelung von PVA bedarfsgerecht und abhängig vom Netzzustand (vgl. Abschnitt 2.6.4). Im Gegensatz zum zuvor skizzierten System müssen die PVA bei einer DSK mit Steuerungssystemen und Kommunikationstechnik ausgestattet sein, sodass ein Netzbetreiber automatisiert regulierende Maßnahmen ergreifen kann. Ein solch dezentrales System besteht aus einer zentralen Verarbeitungseinheit, die zumeist in der ONS installiert ist, sowie aus Sensoren und Aktoren, welche Teil des Steuerungssystems sind. Eingehende Messungen von Spannungen und Strömen werden von der zentralen Einheit benötigt, um den Zustand des Netzes abzuschätzen. Die Aktoren führen die gesendeten Steuerimpulse aus, wodurch die eingespeiste Leistung der angeschlossenen PVA reduziert wird [30]. Die Aufwendungen für die nicht eingespeiste Energie sowie die Installations- und Betriebskosten des DNA-Systems einschließlich der Sensoren und Aktoren werden bei der Bewertung der Spitzenkappung durch die Optimierung berücksichtigt.

Wenn das Gen für die Spitzenkappung auf die Anwendung der dynamischen Spitzenkappung hinweist, werden die Möglichkeit und Eignung wie folgt bewertet: Zunächst wird die abzuregelnde Einspeiseleistung bestimmt, die zur Behebung der Grenzwertverletzungen notwendig ist. In einem iterativen Ansatz wird die maximal zulässige Einspeisung P_{lim} aus der genutzten PVA-Zeitreihe (Abbildung 8.1) gemäß den Gleichungen 3.8 und 3.9 bestimmt. Die relative Energiebeschränkung wird dargestellt durch e_A , und die spezifische Menge der abgeregelt Energie durch E_A und das jährliche Erzeugungspotential durch E_{Jahr} . Δt bezeichnet die Zeitspanne zwischen den vorgenommenen Messungen der Leistung P_t , typischerweise über 15 Minuten. P_A steht für die abgeregelt Leistung und P_{lim} für die Leistung, auf die die PVA begrenzt wird.

$$e_A = \frac{E_A}{E_{Jahr}} = \frac{\sum_{t=0}^{T_{lim}} P_A \cdot \Delta t}{\sum_{t=0}^T P_t \cdot \Delta t} \leq e_{A,max} \quad (3.8)$$

mit

$$P_A = \begin{cases} P_t - P_{\text{lim}} & \text{für } P_t > P_{\text{lim}} \\ 0 & \text{sonst} \end{cases} \quad (3.9)$$

Der für die Planung zu verwendende leistungsmindernde Faktor f_d ergibt sich aus der Gleichung 3.10, wobei P_{inst} die installierte Nennleistung der PVA darstellt.

$$f_d = \frac{P_{\text{lim}}}{P_{\text{inst}}} \quad (3.10)$$

Wenn eine Abregelung der Einspeiseleistung nicht ausreicht, um Grenzwertverletzungen zu beheben, werden Strafkosten der Fitnessfunktion übergeben. Ansonsten wird eine Prioritätenliste aller PVA erstellt, nach der diese anschließend abgeregelt werden. Die Priorität richtet sich nach der Sensitivität der Veränderung der Einspeiseleistung gegenüber der Spannungsänderung $\partial U / \partial P$ an jedem Knoten [30]. Als Prioritätsfaktor $f_{\text{prio},j}$ einer PVA j , nach dem die PVA angeordnet werden, wird das Produkt aus der Sensitivität $\partial U_i / \Delta P_i$ und der installierten Leistung der PVA $P_{\text{inst},j}$ an jedem Knoten verwendet:

$$f_{\text{prio},j} = \frac{\partial U_i}{\partial P_i} \cdot P_{\text{inst},j} \quad (3.11)$$

Als Sensitivität wird die inverse Matrix der in der Leistungsflussberechnung erzeugten Jacobimatrix herangezogen. Anschließend wird für jeden Zeitschritt, in dem die DSK alle Grenzwertverletzungen löst, die abgeregelt Energie summiert und mit den Kompensationszahlungen bewertet. Dies wird iterativ wiederholt, bis keine PVA mehr abgeregelt werden können. Hier erfolgt eine zweite Prüfung auf Einhaltung der Grenzwerte. Sollten diese weiterhin verletzt sein, wenn alle vorhandenen PVA abgeregelt sind, werden erneut Strafkosten an die Fitnessfunktion übergeben.

Sollten Grenzwertverletzungen vollständig behoben worden sein, werden die Kosten für notwendige Aktorik, Sensorik und die preislich bewertete nicht eingespeiste Energiemenge an die Fitnessfunktion übergeben und die Abregelung in das Netzmodell eingetragen. Die Kosten für die Vergütung der abgeregelt Energie müssen die entgangenen Einnahmen der Betreiber der PVA decken. Im Falle der in dieser Arbeit verwendeten deutschen Netze werden die Kosten für die Vergütung der abgeregelt Energie als Durchschnitt über alle geförderten PVA des aktuellen und zukünftigen Einspeisetarifs sowie der prognostizierten Einspeisevergütung bei Auslaufen der Einspeisevergütung geschätzt (vgl. Abschnitt 8.1). Das Verfahren der DSK und der Berücksichtigung eines notwendigen DNA wurde in Anlehnung an [30] entwickelt und in die automatisierte Zielnetzplanung überführt. Die Implementation der DSK ist als Flussdiagramm in Abbildung 3.11 dargestellt.

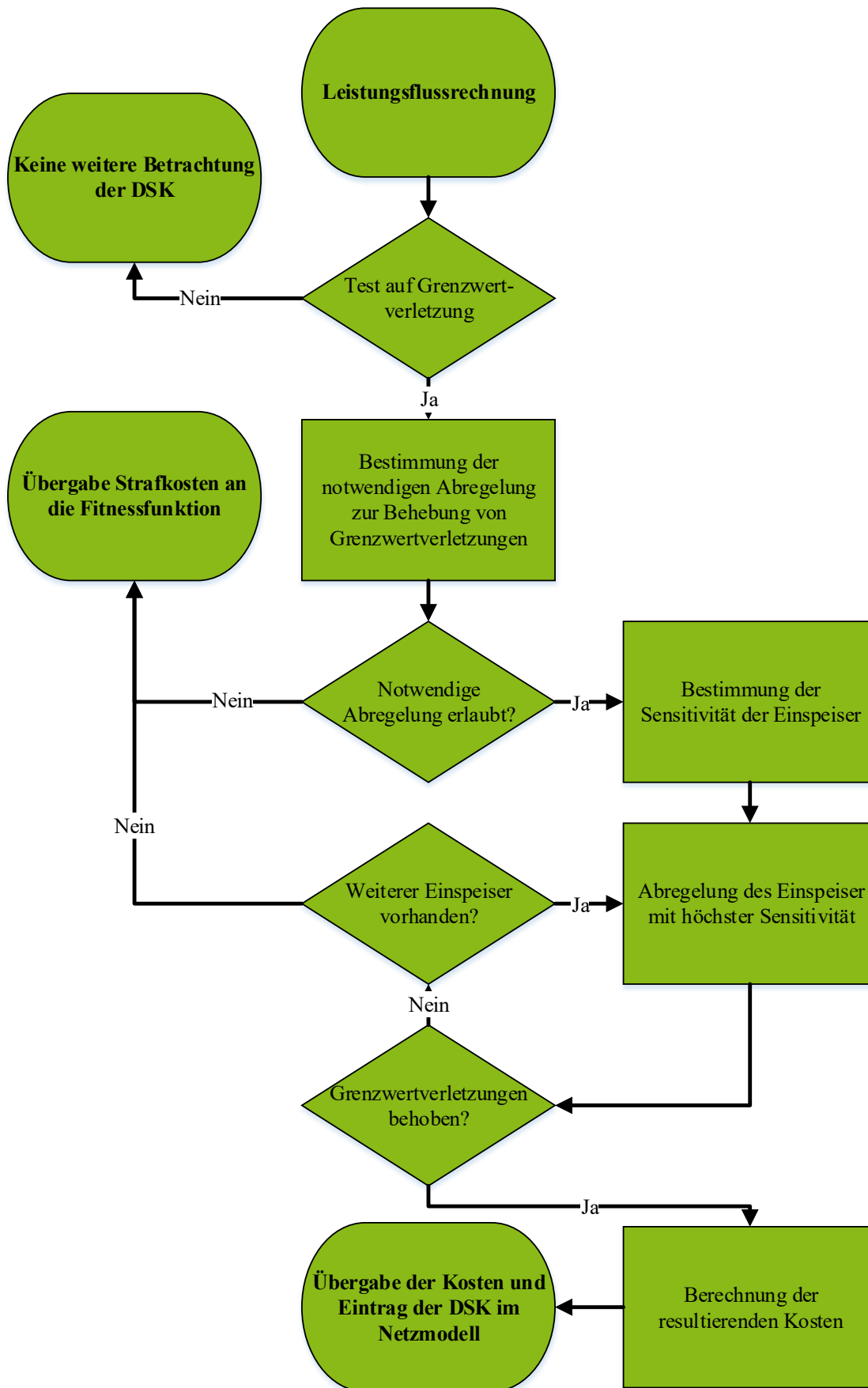


Abbildung 3.11: Flussdiagramm der Modellierung der DSK in der Software zur automatisierten Zielnetzplanung

Spitzenkappung – Zusammenfassung

Das Gen x_S für die Berücksichtigung der beiden Varianten der Spitzenkappung in der automatisierten Zielnetzplanung kann drei Ausprägungen annehmen. Bei $x_S = 1$ wird die SSK gewählt, bei $x_S = 2$ die DSK und bei $x_S = 0$ wird keine der beiden Varianten der Spitzenkappung in der automatisierten Zielnetzplanung genutzt. Die Gesamtkosten K_S für die Netzertüchtigungsvarianten der Spitzenkappung hängen von der Wahl der Variante ab. Sowohl bei den Gesamtkosten für die SSK K_{SSK} als auch bei den Gesamtkosten für die DSK K_{DSK} sind die zu leistenden Kompensationszahlungen K_K auf Basis der abzuregelnden Energiemenge zu berücksichtigen. Im Falle der DSK kommen Kosten für Sensoren K_{Sens} , Aktoren K_A und für eine zentrale Einheit K_{iONT} hinzu, die gleichzeitig die Installationskosten beinhaltet. Es werden 15 % aller Knoten im Netz mit einem Sensor ausgestattet und jeder abzuregelnden PVA wird ein Aktor zugewiesen. Zu addieren sind für die DSK Betriebskosten für das benötigte DNA-System bis zum Ende des Betrachtungshorizontes (Anzahl Perioden $n = t_E - t_S$) $K_{B,DNA}$, die als doppelt so hoch angenommen werden, wie bei den zuvor genannten Netzertüchtigungsvarianten (siehe auch Anhang 8.1). Abzuziehen sind die abgezinsten Restwerte der Sensoren, Aktoren und der zentralen Einheit K_{R,DSK,t_E} . Auch hier muss der Barwertfaktor β berücksichtigt werden, um die Barwerte abgezinst für den restlichen Betrachtungshorizont zu bestimmen:

$$K_S = \begin{cases} 0, & \text{für } x_S = 0 \\ K_K, & \text{für } x_S = 1 \\ \left(K_K + \left((\beta \cdot K_{B,DSK} + 1) \cdot (K_{iONT} + K_{Sens} + K_A) \right) \right) - K_{R,DSK,t_E}, & \text{für } x_S = 2 \end{cases} \quad (3.12)$$

3.3.2 Definition des Optimierungsproblems im gewählten Optimierungsalgorithmus

Nach der Modellierung der Technologien gilt es, das Optimierungsproblem entsprechend dem gewählten Optimierungsalgorithmus zu definieren. Das Optimierungsproblem basiert auf der Minimierung der Kosten und kann durch die Fitnessfunktion ausgedrückt werden. Die technische Umsetzbarkeit und Qualität der Individuen als potenzielle Lösungen für das Optimierungsproblem wird durch diese Fitnessfunktion bewertet. In den Individuen sind die Kosten der einzelnen Netzertüchtigungsvarianten kodiert. Durch die Dekodierung der Individuen kann jedem Individuum eine ‚Fitness‘ zugeordnet werden. Im Anschluss können die Individuen gemäß ihrer Fitness sortiert und so eine Rangliste aufgestellt werden. Im Optimierungsproblem der automatisierten Zielnetzplanung werden die Individuen mit aufsteigenden Kosten sortiert, sodass dem Individuum mit den geringsten Netzertüchtigungskosten als das Individuum mit der besten Fitness definiert ist. Die Fitnessfunktion ist aber auch von der Einhaltung der Spannungs- und Belastungsgrenzwerte abhängig. Für jede Lösung wird ein zugehöriger Netzzustand bestimmt, bei dem alle durchgeführten Netzertüchtigungen berücksichtigt sind.

Hierbei werden die Spannungen an allen Knoten im Netz überprüft, die die in Abschnitt 2.2.1 vorgestellten Kriterien einhalten müssen. Weiterhin werden die Belastungen der Leitungen und des ONT überprüft. Sollte sich eine Grenzwertverletzung zeigen, wird von einem nicht zulässigen Netzzustand gesprochen und im Optimierungsalgorithmus eine entsprechende Information integriert. Wenn Grenzwertverletzungen vorliegen, wird der Netzzustand als $Z_{\text{Netz}} = 1$ definiert; wenn keine Grenzwertverletzungen vorliegen, ist er als $Z_{\text{Netz}} = 0$ hinterlegt. Die Überprüfung erfolgt sowohl vor als auch nach Modifikation des Individuums durch den Optimierungsalgorithmus. Somit ergibt sich für das Optimierungsproblem folgender Zusammenhang für ein Stützjahr:

$$\min K_{\text{BW},t} = \begin{cases} \sum_{i=1}^{n_L} K_{L,k} + K_T + K_R + K_S, & \text{für } Z_{\text{Netz}} = 0 \\ F \cdot y, & \text{für } Z_{\text{Netz}} = 1 \end{cases} \quad (3.13)$$

- $K_{\text{BW},t}$ = Barwerte der Gesamtkosten des Individuums in Stützjahr t
- $K_{L,k}$ = Kosten des Leitungsabschnittes k
- n_L = Anzahl möglicher Leitungsverbindungen im NS-Netz
- K_T = Kosten für den Tausch des ONT
- K_R = Kosten für Netzertüchtigungsvarianten der Spannungsregelung
- K_S = Kosten für Netzertüchtigungsvarianten der Spitzenkappung
- F = Strafkosten
- y = Skalierungsfaktor abhängig von der Höhe der Grenzwertverletzungen

Hier ist n_L die Anzahl aller möglicher Leitungsverbindungen (vgl. Formel 3.3) im betrachteten NS-Netz. Die Werte, die für einen unzulässigen Netzzustand $Z_{\text{Netz}} = 1$ an die Fitnessfunktion übergeben werden, sind als ‚Strafkosten‘ zu bezeichnen. Diese setzen sich aus zwei Bestandteilen zusammen: zum einen aus den fest definierten Strafkosten F , die mit einem Wert im Modell hinterlegt sind, welcher die Kosten der konventionellen und innovativen Lösungsoptionen übersteigt. Zum anderen wird der Gewichtungsfaktor y genutzt, um die Strafkosten anhand der Höhe der Grenzwertverletzung zu gewichten. Je größer die Abweichung von einem zulässigen Spannungswert oder die Abweichung von den Belastungsgrenzwerten, desto höher ist der Faktor y definiert. Somit wird sichergestellt, dass der Optimierungsalgorithmus auch Verbesserungen im Netzmodell berücksichtigen kann, die zwar nicht zu einem validen Netzzustand führen, den Netzzustand aber grundsätzlich optimieren. Sollte also in einer Generation kein Individuum einen validen Netzzustand ermöglichen, kann der GA trotzdem die Information übernehmen, welche der invaliden Lösungen näher an einem validen Netzzustand liegen und somit in die nächste Generation übernommen werden sollen. Somit ist das Optimierungsmodell abschließend definiert und es müssen zwei weitere Bestandteile der Software in den Vordergrund gerückt werden, die bei der Betrachtung von Realnetzen eine entscheidende Rolle spielen.

3.3.3 Entwicklung einer GIS-Schnittstelle zur Berücksichtigung realer Trassenverläufe

Hauptbestandteil der Lösungsmöglichkeiten in der Software zur automatisierten Zielnetzplanung ist die Option, neue oder zusätzliche Kabel zu verlegen. Dies ist sowohl für die konventionelle als auch für die innovative Zielnetzplanung erforderlich, die in allen Varianten die Verlegung von Kabeln berücksichtigen muss, um überlastete Bestandsleitungen zu vermeiden. Innovative Netzertüchtigungsvarianten, z. B. die aktive Spannungsregelung, können Spannungsbandprobleme lösen, haben aber keinen oder sogar einen verschlechternden Einfluss auf thermische Überlastungen der Leitungen. Zwar sind SSK und DSK in der Lage thermische Überlastungen zu reduzieren, reichen aber häufig nicht dafür aus, konventionelle Netzertüchtigung vollständig zu substituieren. Um die erforderliche Kabellänge und die zu tätigen Investitionen exakt berechnen zu können und Ertüchtigungsstrategien bestmöglich zu vergleichen, gibt es verschiedene Möglichkeiten und Ansätze, die im Folgenden beschrieben und bewertet werden. In [61] und [127] werden automatisierte Netzplanungsansätze vorgestellt, die in der Lage sind, konventionelle Zielnetzplanungen durchzuführen. Die um einen Umwegfaktor korrigierte Luftliniendistanz zwischen zwei Knoten wird in jenen Arbeiten zur Berechnung der erforderlichen Länge neuer Kabel oder Freileitungen verwendet. Bei diesem Ansatz werden z. B. Standort- und Netzmerkmale, wie Straßenführung oder Flüsse, Naturschutzgebiete usw., ignoriert.

Die in dieser Arbeit vorgestellte Methode verbessert diese Vorgehensweise, indem sie bestehende Leitungen und reale Standortmerkmale einbezieht. Hierzu wird eine Schnittstelle zu einem geografischen Informationssystem (GIS) benötigt, um Straßen- und Topologiedaten bei der Berechnung neuer Kabeltrassen zu berücksichtigen. Die Routing-Module für das Festlegen von Wegen zwischen zwei Punkten bei der Suche nach neuen Kabeltrassen basieren auf der Lösung des Problems des kürzesten Weges. Dazu werden Algorithmen angewendet, die den kürzesten Weg zwischen zwei Punkten ermitteln, auch wenn keine direkte Verbindung besteht und ein Weg über weitere Netzknoten gefunden werden muss. Die Menge der Punkte und Verbindungen bildet eine abstrakte Struktur, die als Graph bezeichnet wird. Eine etablierte Methode zur Lösung eines Kürzester-Weg-Problems von einem einzigen Startknoten in einem gewichteten Graphen, also einem Graphen für dessen Kanten Längen hinterlegt sind, ist der Algorithmus von Dijkstra, welcher auch hier zum Einsatz kommt [126].

Für die Berechnung der Kabeltrassen und demnach für die präzise Bestimmung der benötigten Baumaßnahmen und Kabellängen sind in der Software zur automatisierten Zielnetzplanung vier Verfahren zur Bestimmung der Kabeltrassen hinterlegt, die im Folgenden vorgestellt werden. Alle vier Verfahren sind der eigentlichen Optimierung vorgeschaltet. Die Ergebnisse werden in einer Distanzdatenbank gespeichert und der Optimierung übergeben. So muss lediglich einmal die Berechnung der Routen durchgeführt werden und die Rechenzeit der Optimierung wird nicht negativ beeinflusst.

Nutzung von bestehenden Leitungstrassen

Das erste Verfahren, das für die automatisierte Zielnetzplanung entwickelt und eingesetzt wird, umfasst die Berücksichtigung von vorhandenen Leitungstrassen des NS-Netzes. Das Netzmodell des NS-Netzes wird zunächst in ein Knoten-Kanten-Modell umgewandelt. Dieses wird aus den Netzknoten (Knoten) und den verlegten Leitungen (Kanten) mit den Leitungslängen als Kantengewichtung gebildet. Mit diesem Knoten-Kanten-Modell und durch den Algorithmus von Dijkstra werden die kürzesten Wege zwischen allen Netzknoten berechnet. Die Python-Bibliothek ‚NetworkX‘ [128] baut dann ein Python-Dictionary auf, das von der Optimierungsfunktion des automatisierten Planungswerkzeugs bei der Berechnung neuer Knotenverbindungen verwendet wird. Durch die Abbildung der Leitungen des eigentlichen Netzes als die einzigen verfügbaren Kanten können nur bereits vorhandene Leitungstrassen bei der Optimierung berücksichtigt werden. Daher können kürzere Wege zwischen Netzknoten über Pfade, auf denen bisher keine Leitungen verlegt wurden, in dieser Systematik nicht ermittelt werden, da sie in dem von ‚NetworkX‘ erstellten Graphen nicht existieren. Sollten beispielsweise in einer erst kürzlich fertiggestellten Straße noch keine Leitungstrassen vorhanden sein, wird dieser mögliche Pfad durch den Algorithmus nicht identifiziert und somit auch nicht verwendet.

Damit Pfade in Betracht gezogen werden können, auf denen bisher keine NS-Leitungen verlegt sind, wird das bisherige Verfahren durch zwei weitere Verfahren, auf Basis von OpenStreetMap (OSM) Daten, ersetzt. Diese beziehen Wege und Straßen zur Berechnung der kürzesten Pfade zwischen zwei Netzknoten ein, ohne dass eine Abhängigkeit von Leitungen des Ist-Netzes besteht.

OpenRouteService

Das zweite Verfahren verwendet den OpenRouteService (ORS) mit einem Docker-Container für schnellere Abfragen [129]. Der ORS, der am ‚HeiGIT – Heidelberger Institut für Geoinformationstechnik‘ entwickelt wurde, besteht aus mehreren ‚Location-based Services‘, welche die OSM-Datenbank nutzen [130]. Die Webanwendung bietet Möglichkeiten zur weltweiten Routenberechnung für unterschiedliche Bewegungsprofile. Isochronen können für die Entfernung von jedem zentralen Punkt aus berechnet werden.

Die Routenberechnung zwischen zwei Adressen, Geokoordinaten oder einer Mischung aus beidem liefert eine detaillierte Beschreibung der Route, einschließlich der Entfernung, Dauer sowie vorhandener Steigungen und Gefälle auf dem zurückzulegenden Pfad. Hier wurde das Profil ‚foot-walking‘ ausgewählt. Dieses umfasst alle in OSM hinterlegten öffentlichen Wege. So sind beispielsweise im Profil ‚car‘ lediglich öffentliche Straßen, die für Personenkraftwagen befahrbar sind enthalten.

Öffentliche Fußwege bleiben unberücksichtigt. Grundsätzlich werden Privatwege in der Berechnung ignoriert, da deren Nutzung einen bilateralen Vertrag zwischen Netzbetreiber und Grundstückseigentümer erfordern würde. Es erfolgt somit eine Beschränkung auf öffentliche Wege, die Netzbetreiber im Rahmen des geltenden Konzessionsvertrages nutzen können. Die Aufgabe des im Rahmen dieser Arbeit entwickelten Routing-Moduls besteht darin, die kürzesten Verbindungen zwischen allen bestehenden Netzknoten zu ermitteln, für die das Zeit-Distanz-Matrix-Modul des ORS geeignet ist. Dieses Modul berechnet die kürzeste Verbindung zwischen allen Einträgen einer Liste von Geokoordinaten, abhängig vom gewählten Profil, und speichert die Ergebnisse in Form einer Matrix ab. Zur Durchführung dieser Berechnung ist die Nutzung einer Programmierschnittstelle notwendig. Der Zugriff auf die Programmierschnittstelle, respektive das Application Programming Interface (API), unterliegt Beschränkungen, sodass es nicht möglich ist, eine unbegrenzte Anzahl von Anfragen an die OSM Online-Datenbank zu stellen. Relevant für das Routing-Modul ist die Begrenzung der Zeit-Distanz-Matrix auf 50 Standorte, für die alle Verbindungen berechnet werden können. Angewandt auf die Bestimmung der Leitungswege, darf das NS-Netz maximal 50 Netzknoten enthalten, was in typischen NS-Netzen schnell erreicht ist. Um diese Einschränkungen zu umgehen, sind eine lokale Installation von ORS und die Verwendung eines Docker-Containers zur Bereitstellung der notwendigen OSM-Daten erforderlich.

Somit sind alle Notwendigkeiten für die Berechnung von realen Routen mithilfe des ORS erfüllt. Die Berechnung der Routen erfolgt als eigenes Modul der automatisierten Planungssoftware und wird in einzelne Schritte unterteilt. Eine beispielhafte Routenberechnung aufgeteilt in die einzelnen Abschnitte, die aus den unterschiedlichen Schritten entstehen, ist in Abbildung 3.12 zu sehen.

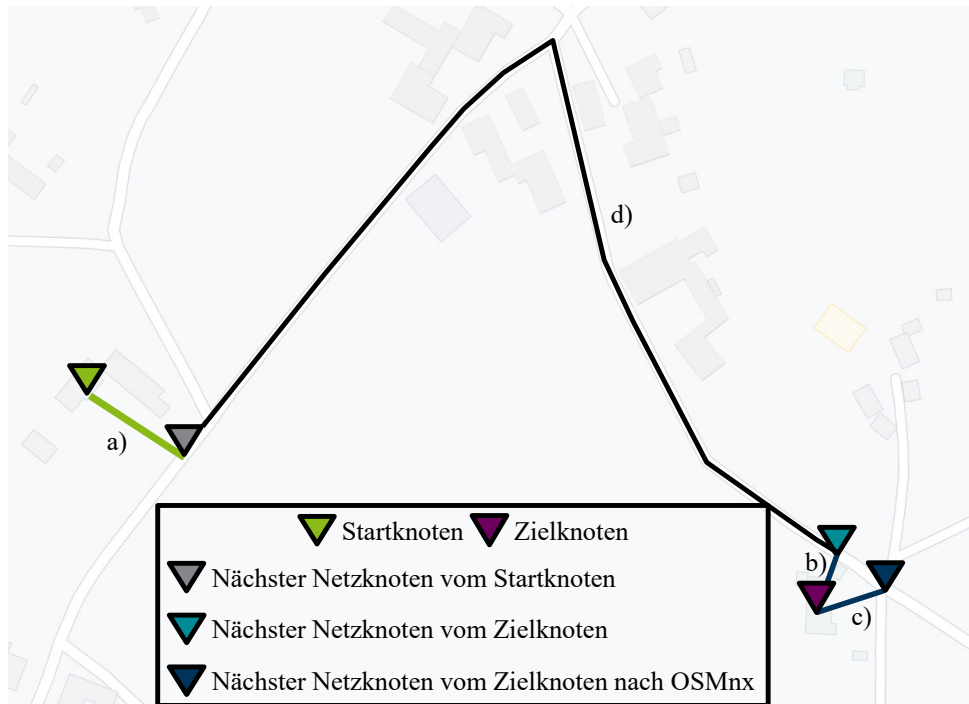


Abbildung 3.12: Darstellung der unterschiedlichen Verbindungen und Knoten, die sich aus den Verfahren zur Berechnung realer Routen ergeben: a) Verbindung Startknoten und nächstem Netzpunkt auf dem ORS-Graphen, b) Verbindung Zielknoten und nächstem Netzpunkt auf dem ORS-Graphen, c) Verbindung Zielknoten und nächstem Netzpunkt auf dem OSMnx-Graphen, d) Mithilfe von ORS berechnete Verbindung über den ORS-Graphen

Zunächst sind der Start- und Zielknoten zu bestimmen. Sind Start- und Zielknoten identisch, wird die Distanz mit 0 definiert und in die Distanzdatenbank eingetragen. Start- und Zielknoten sind in der Knotenliste des Ist-Netzes hinterlegt und müssen zwingend Geokoordinaten enthalten. Ausgehend von diesen zwei Knoten werden die am nächsten gelegenen Knoten auf dem ORS-Graphen bestimmt. Diese sind typischerweise auf der nächstgelegenen Straße. In ORS ist für jede Adresse auch ein Knoten auf der Straße hinterlegt. So ergibt sich eine präzise Bestimmung des nächstgelegenen Knoten. Trotzdem wird die Distanz zwischen dem Start- und Zielknoten und dem jeweiligen Knoten auf dem ORS-Graphen berechnet und später der Gesamtentfernung hinzugefügt (Verbindungen a) und b) in Abbildung 3.12). Daraufhin wird der kürzeste Pfad zwischen den beiden Knoten auf dem ORS-Graphen berechnet (Verbindung d) in Abbildung 3.12). Ausgegeben wird neben der zurückzulegenden Distanz auch die Route samt Geokoordinaten. Abschließend werden diese Distanz und die Distanzen zwischen Start und Zielknoten sowie den Knoten auf dem ORS-Graph addiert, um die Gesamtdistanz zu erhalten.

Dieses Verfahren wird iterativ für alle Knotenverbindungen des NS-Netzes durchgeführt. Abschließend ergibt sich eine Matrix mit allen Distanzen zwischen den Netzpunkten, die der automatisierten Planungssoftware übergeben wird. Dieser Ablauf ist in Abbildung 3.13 als Flussdiagramm dargestellt.

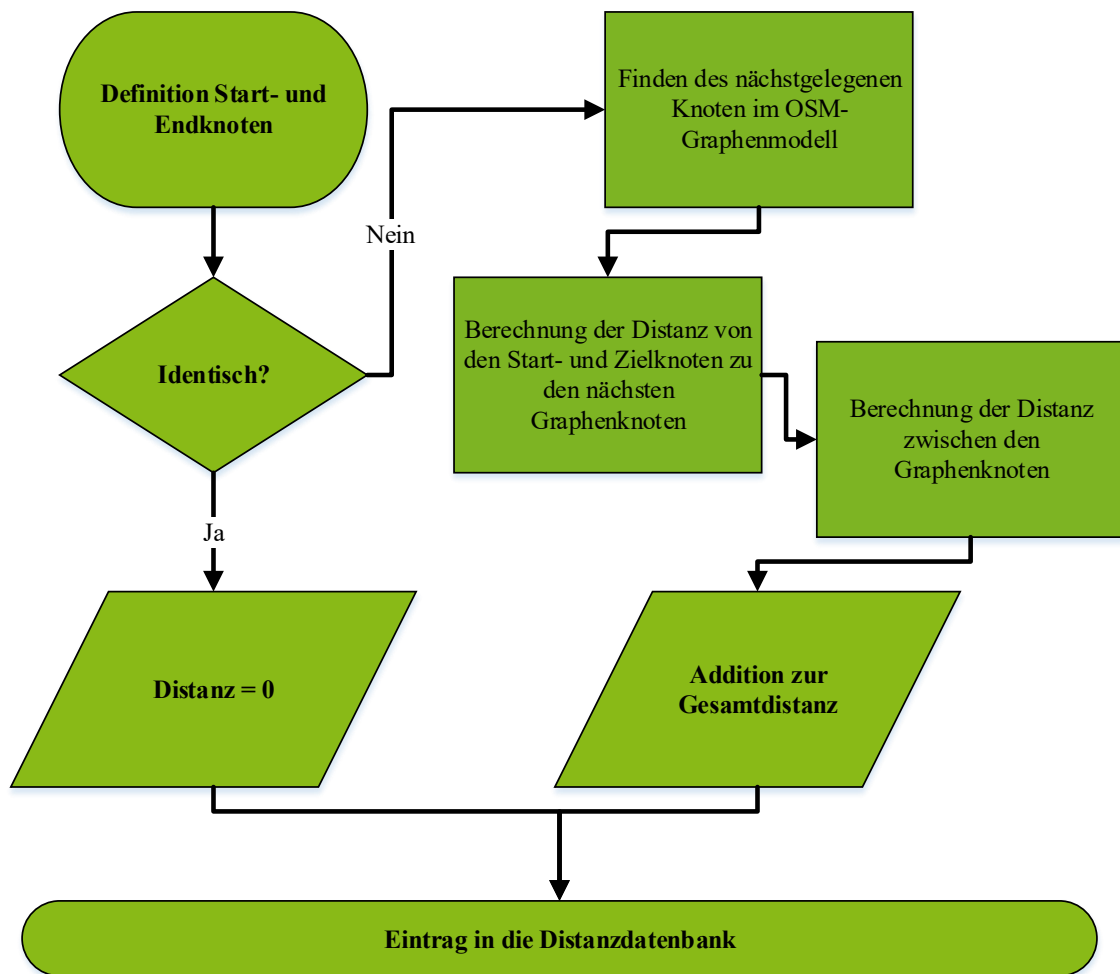


Abbildung 3.13: Ablauf der Routenberechnung mithilfe von ORS und OSMnx

OSMnx – Python for Street Networks

Das dritte Verfahren ermöglicht es ebenfalls reale Routen zu berechnen und basiert auf dem Python-Paket ‚OSMnx‘ [131]. Auch hier basiert die Berechnung der Routen auf dem frei verfügbaren OSM-Datensatz. Im Gegensatz zu ORS handelt es sich aber bei OSMnx nicht um eine Web-Anwendung, die mithilfe einer API genutzt wird. OSMnx ist eine auf dem Python Paket ‚NetworkX‘ basierende Anwendung, die ohne eine API auskommt und lediglich eine einmalige Abfrage der OSM-Datenbank benötigt, um einen Graphen aus den realen Straßenverläufen zu generieren. Dieser Graph wird dann für die Berechnung der kürzesten Pfade genutzt. Es entstehen demnach keine Probleme mit einer begrenzten Anzahl an API-Zugriffen, wie dies bei der Nutzung von ORS der Fall ist.

Nachteil des einmalig erstellten Graphen ist, dass dieser weniger Knotenpunkte aufweist als bei einem Graphen des ORS. Der durch OSMnx erstellte Graph weist lediglich an Straßenkreuzungen und Kurven Knotenpunkte im Graphen auf. Grundsätzlich bietet OSMnx die Möglichkeit, Graphen noch weiter zu vereinfachen. Die unterschiedlichen verfügbaren Varianten sind in Abbildung 3.14 zu sehen.

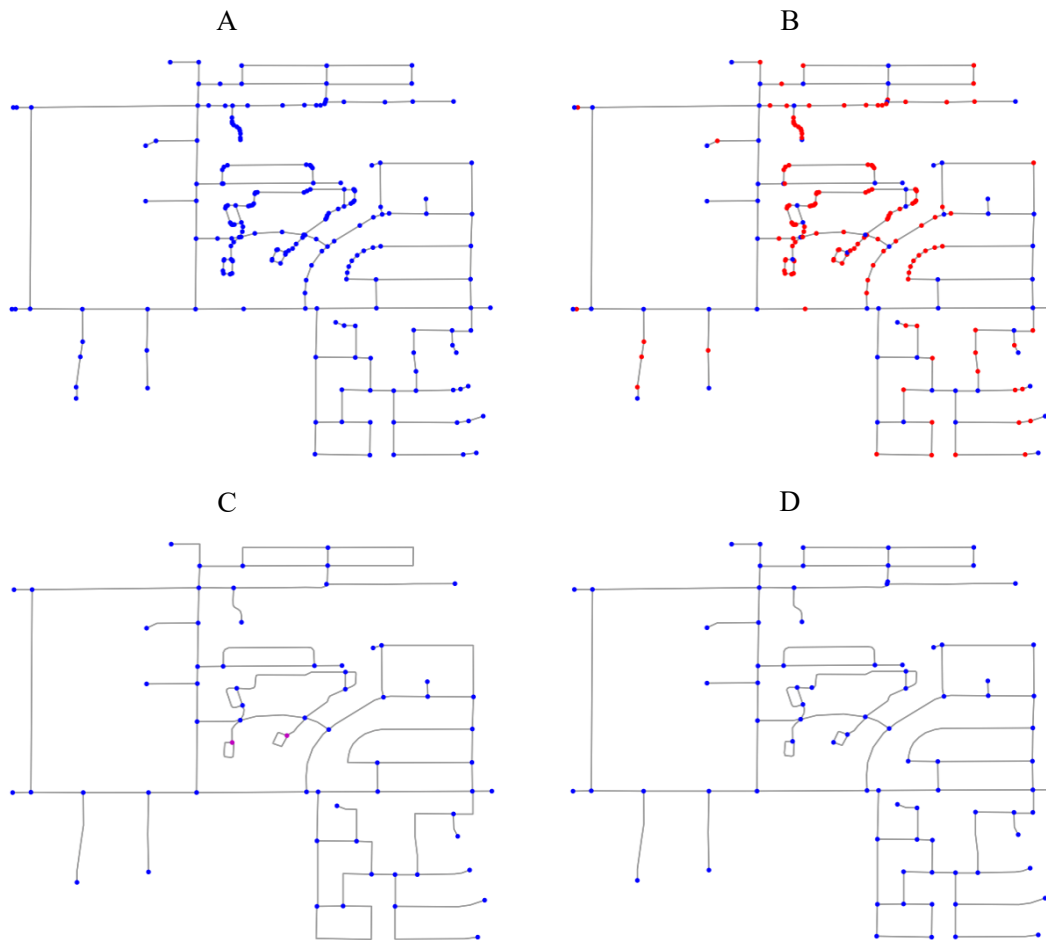


Abbildung 3.14: A) Der ursprüngliche Graph aus OSM, B) nicht zwingend notwendige Knoten in Rot und graphentheoretisch notwendige Knoten in Blau, C) streng vereinfachter Graph, D) vereinfachter Graph [131]

Zunächst ist der aus der OSM-Datenkonvertierung entstandene Graph zu sehen (vgl. A in Abbildung 3.14). Dieser lässt sich weiter vereinfachen und weitere Knotenpunkte werden entfernt. Ziel dieser Systematik ist die Reduzierung der Rechenzeit des Algorithmus zur Berechnung der kürzesten Pfade, indem die Anzahl der zu passierenden Knoten reduziert wird. Es ergeben sich die Graphen C und D, indem die in B rot markierten Knoten entfernt werden. Diese Systematik wird jedoch in der Software zur automatisierten Zielnetzplanung nicht genutzt. Hier ist eine möglichst hohe Anzahl von Knotenpunkten auf dem Graphen entscheidend. Da auch bei einer Berechnung der realen Pfade mithilfe von ‚OSMnx‘ der nächstgelegene Knoten auf dem Graphen gesucht wird, kommt es hier zu einer größeren Abweichung von der realen Entfernung zur Straße, als dies bei der Verwendung von ORS der Fall ist.

In Abbildung 3.12 ist sie beispielhaft anhand des Pfades C) dargestellt. Bei der Suche nach dem nächstgelegenen Knoten des Graphen wird hier bei der Verwendung der OSMnx-Systematik lediglich der Knoten der nahegelegenen Kreuzung gefunden. Dementsprechend vergrößert sich sowohl die Entfernung vom Zielknoten zum Graphen als auch die auf dem Graphen zurückzulegende Entfernung.

Das Verfahren ‚OSMnx‘ bietet somit zwar eine Möglichkeit, reale Routen und somit eine gute Abschätzung der tatsächlich benötigten Aufwendungen für Tiefbau und Kabelmaterial zu berechnen, allerdings ist diese aufgrund der geringen Anzahl an Knotenpunkten auf dem Graphen ungenauer als bei der Verwendung des Verfahrens ‚ORS‘. Andererseits wird für ‚OSMnx‘ keine kostenpflichtige API oder eine lokale Lösung mithilfe eines Docker-Containers benötigt.

Luftentfernung korrigiert um einen Umwegfaktor

Das vierte in der Software zur automatisierten Zielnetzplanung hinterlegte Verfahren ist die Berechnung der Entfernung zweier Knoten mithilfe der um einen Umwegfaktor korrigierten direkten Luftentfernung. Dieses Verfahren wird in unterschiedlichen Studien verwendet und kann als Standard bei derzeitigen Methoden zur automatisierten Zielnetzplanung bezeichnet werden [61, 127]. Für dieses Verfahren sind lediglich die Geokoordinaten des Start- und Zielknotens notwendig. Alternativ würden bei einem lageorientierten Netzplan auch die Plankoordinaten und der Maßstab genügen, um die Luftdistanz zu berechnen. Informationen über Straßen oder andere geographischen Besonderheiten sind hier nicht notwendig. Mithilfe dieser Eingangsdaten wird die direkte Luftentfernung zwischen beiden Knoten berechnet und die sich ergebende Entfernung mit einem Umwegfaktor $F_{UW} = 1,5$ multipliziert. Dieser Faktor stammt aus den bereits durchgeführten Studien und wurde für diese Arbeit übernommen [61, 127]. Dieses Verfahren benötigt demnach nur wenige Eingangsdaten und kann als grober Richtwert verwendet werden. Allerdings können die Ergebnisse je nach realen Begebenheiten auch beliebig falsch sein. Eine Analyse der Ergebnisse und ihrer Verwendbarkeit für die automatisierte Zielnetzplanung wird in Abschnitt 4.4.1 vorgestellt.

Zusammenfassung der vier Verfahren

Die vier vorgestellten Verfahren zur Berechnung der benötigten Leitungslänge und des damit verbundenen notwendigen Tiefbaus haben alle ihre Vor- und Nachteile. Diese sind in Tabelle 3.4 zusammenfassend dargestellt.

Während man für die Verfahren ‚ORS‘ und ‚OSMnx‘ umfangreiche Eingabedaten benötigt, sind für die beiden anderen Verfahren nur ein digitalisierter Netzdatensatz (Nutzung von bestehenden Leitungen) oder Koordinaten (Luftdistanz) notwendig. Allerdings schlägt sich dies auch in den Ausgangsdaten nieder. Während bei den OSM-basierten Verfahren ein gesamter Trassenverlauf verfügbar ist, sind die Ausgangsdaten der einfacheren Verfahren auf eine rein kalkulatorische Größe, die zurückzulegende Entfernung, begrenzt.

Die Ergebnisse und Auswirkungen der einzelnen Verfahren auf die Ergebnisse der automatisierten Zielnetzplanung werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit präsentiert und ausgewertet (siehe Abschnitt 4.4.1).

Tabelle 3.4: Übersicht der in der automatisierten Planungssoftware vorhandenen Routingverfahren

Verfahren	Benötigte Eingangsdaten	Ausgangsdaten	Vor- und Nachteile
Nutzung von bestehenden Leitungstrassen	<ul style="list-style-type: none"> Vollständiger Netzdatensatz mit allen Leitungslängen 	<ul style="list-style-type: none"> Leitungslängen aller Knoten-Knoten Verbindungen 	<ul style="list-style-type: none"> + Rechenaufwand o Ausreichend genaue Wegführung entlang bestehender Trassen - Privater Grund wird ggf. fälschlich mit betrachtet - Nicht bei Neubauprojekten nutzbar -Straßen ohne bestehende Leitungstrassen werden ignoriert
OpenRouteService (ORS)	<ul style="list-style-type: none"> Geographische Koordinaten pro Netzknoten OSM-Datensatz 	<ul style="list-style-type: none"> Reale Leitungslängen aller Knoten-Knoten Verbindungen Pfade der Verbindungen mit Geokoordinaten 	<ul style="list-style-type: none"> + Reale Trassenverläufe werden gefunden + Präzise Wegführung über öffentlichen Grund - Präzise Eingangsdaten notwendig - Rechenaufwand
OSMnx	<ul style="list-style-type: none"> Geographische Koordinaten pro Netzknoten OSM-Datensatz 	<ul style="list-style-type: none"> Reale Leitungslängen aller Knoten-Knoten Verbindungen Pfade der Verbindungen mit Geokoordinaten 	<ul style="list-style-type: none"> + Reale Trassenverläufe werden gefunden o Ausreichend genaue Wegführung über öffentlichen Grund - Präzise Eingangsdaten notwendig - Rechenaufwand
Luftliniendistanz und Umwegfaktor	<ul style="list-style-type: none"> Lageorientierter Netzplan mit Maßstab Position aller Netzknoten im lageorientierten Netzplan 	<ul style="list-style-type: none"> Leitungslängen aller Knoten-Knoten Verbindungen 	<ul style="list-style-type: none"> + Rechenaufwand + Für Neubauprojekte als Kalkulationsbasis nutzbar - Kalkulierte Entfernungen beliebig falsch - Keine Trassenführung

3.3.4 Szenarientwicklung

Nach Abschluss der Entwicklung des Optimierungsmoduls müssen weitere Eingangsdaten für die automatisierte Zielnetzplanung vorbereitet werden. Die in der Netzplanung verwendeten Szenarien, zukünftige Ausbaupfade für erneuerbare Energien, müssen auf die Netzgebiete heruntergebrochen und Einspeiser im NS-Netzmodell verteilt werden.

Da sich diese Arbeit auf ländliche NS-Netze in Europa beschränkt, werden hier ausschließlich Einspeiseszenarien betrachtet und keine detaillierte zukünftige Entwicklung der Lastsituation. Im Gegensatz zu den Lasten ist der zukünftige Ausbau von Einspeisern in ländlichen Netzen das ausschlaggebende Kriterium [7]. In ländlichen NS-Netzen Europas ist in den kommenden Jahren von einem weiteren stetigen Ausbau von PVA auszugehen. Für die Zielnetzplanungen, die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführt werden, wird auf die Szenarien des ENTSO-E und ENTSG Ten-Year-Network-Development-Plan 2018 (ENTSO-E TYNDP 18) zurückgegriffen [132]. Hier besteht eine einheitliche Datenbasis für die Betrachtung von europäischen Netzen.

In Abbildung 3.15 sind die unterschiedlichen Szenarien des ENTSO-E TYNDP 18 skizziert. Dargestellt sind die Systemanteile von WEA und PVA, also die jeweiligen Anteile an der gesamten Stromerzeugung, und die Anteile an der Gesamtnachfrage von Biomethan und Power-to-Gas. Die Lastsituation wird für diese Arbeit als auch zukünftig unverändert angenommen. Die Haushaltspitzenlast wird dementsprechend bei den Werten des Status quo konstant gehalten. Mehrverbräuche durch eine höhere Anzahl von Wärmepumpen oder Elektromobilität werden durch eine gesteigerte Energieeffizienz ausgeglichen. Die Lastsituation spielt vor allem in städtischen Netzen eine Rolle, konnte aber aufgrund der fehlenden Verfügbarkeit von städtischen Realnetzen für diese Arbeit nicht überprüft werden. Dementsprechend bleibt der Fokus dieser Arbeit bei dem Einfluss von PVA auf ländliche Verteilnetze Europas.

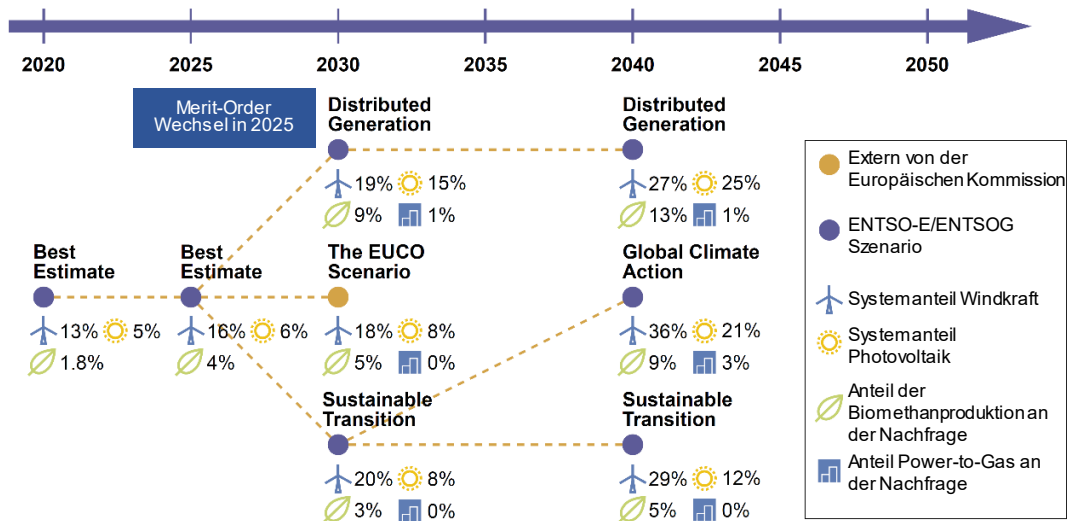


Abbildung 3.15: Szenarienpfade des ENTSO-E TYNDP [132]

Aus den in Abbildung 3.15 gezeigten unterschiedlichen Szenarienpfaden des ENTSO-E TYNDP werden drei Szenarienvläufe entwickelt und für die Planungen in dieser Arbeit verwendet. Diese werden im Weiteren als unteres (US), Trend- (TS) und oberes Szenario (OS) bezeichnet. Die Zuordnung der drei Hochlaufsznarien zu ihrer Datengrundlage aus dem ENTSO-E TYNDP 18 ist in Tabelle 3.5 dargestellt.

Tabelle 3.5: Übersicht der genutzten Hochlaufsznarien und ihrer Datengrundlage aus dem ENTSO-E TYNDP 18

Szenarien	Status quo	2030	2040
US	Best Estimate	Sustainable Transition	Sustainable Transition
TS	Best Estimate	The EUCO Scenario	Global Climate Action
OS	Best Estimate	Distributed Generation	Distributed Generation

Die daraus abgeleitete Einspeiseleistung für PVA ist im nächsten Schritt auf die Netzgebiete zu verteilen. Generell erfolgt in dieser Arbeit eine Orientierung am Regionalisierungsprozess aus [7].

Abhängig von der geografischen Position und den im Netz vorhandenen Verbrauchern wird die Einspeiseleistung auf unterschiedliche PV-Anlagengrößen aufgeteilt und dann im NS-Netzmodell hinterlegt. Zu diesem Zweck wird das Haare-Niemeyer-Verfahren, auch bekannt als Hamilton-Verfahren, genutzt und es werden feste Anlagengrößen definiert [133].

Aufbauend auf den Anlagenstammdaten des Übertragungsnetzbetreibers Amprion GmbH, können die Anteile der unterschiedlichen Größenklassen im deutschen Verteilnetz identifiziert und im Algorithmus als Berechnungsgrundlage genutzt werden [134].

Die Anlagengröße und die jeweiligen Anteile sind in Tabelle 3.6 aufgeführt. Die Anlagengrößen basieren auf einer k-means Clusteranalyse der Amprion Anlagenstammdaten. Hier ergeben sich acht Anlagengrößen, die repräsentativ für die unterschiedlichen Anlagengrößen der Anlagenstammdaten stehen. Diese sind im Anhang in Abschnitt 8.3 einzusehen. Auch für die europäischen Partnerländer wird mit dieser Verteilung gearbeitet. Ziel ist ein möglichst einheitliche Szenariengenerierung, um vergleichbare Ergebnisse zu garantieren.

Tabelle 3.6: Anlagengrößen und ihre Anteile gemäß der Amprion-Anlagenstammdaten

Anlagengröße in kW	4	7	10	20	30	60	100	150
Anteil der Anlagen in %	19,8	23,4	27,6	12,6	11,7	2,9	1,4	0,4

Das Hamilton-Verfahren wird verwendet, um die Anzahl der Anlagen pro Anlagengröße unter Berücksichtigung der maximal zulässigen PVA-Einspeiseleistung aus dem Regionalisierungsprozess zu berechnen [133, 135].

Ihr Ziel ist es, eine vorgegebene Quote in einer Menge von ganzzahligen Werten zu erfüllen. Es wird häufig in Wahlsystemen verwendet, um die Sitze in der gesetzgebenden Kammer auf die Parteien entsprechend ihrer Stimmenquote zu verteilen. Die Methode wird für den gewünschten Zweck angepasst und wie folgt angewendet. Als Ergebnis der oben vorgestellten Clusteranalyse werden die acht Klassen der Nennleistung P_C entwickelt. Für jede Klasse C wird die Häufigkeit H_C im Datensatz definiert. Für ein Szenario σ , das einem NS-Netz eine PVA-Leistung $P_{PVA,\sigma}$ zuordnet, ergibt Gleichung 3.12 die minimale Anzahl von Generatoren pro Klasse $n_{C,\sigma}$ im Netz unter Einhaltung der maximalen dem Netz zugeordneten Einspeiseleistung.

$$n_{C,\sigma} = \left\lceil \frac{P_{PVA,\sigma} \cdot H_C}{P_{C,\sigma}} \right\rceil \quad (3.14)$$

Bei der Anwendung dieser ersten Verteilung wird die für das analysierte Netz entwickelte PVA-Leistung nicht vollständig aufgeteilt. Die verbleibende Leistung wird in einen Rest aufgeteilt, sortiert von der größten zur kleinsten PVA pro Klasse.

Die fraktionierten Reste werden in eine Reihenfolge gebracht und eine PVA der jeweiligen Klasse wird sukzessive hinzugefügt, bis die vorgesehene aggregierte DG-Kapazität des Netzes erreicht ist. Bleibt ein Rest übrig, wird das ganze Verfahren so lange wiederholt, bis der Rest kleiner ist als die kleinste vorgesehene Anlagengröße. Da die Szenarien, die zu einem bestimmten Zeitpunkt zu erwartende PVA-Leistung vorgeben, muss die entwickelte Anzahl der PVA bereits installierte Anlagen berücksichtigen.

Wenn das der Fall ist, insbesondere für eine zukünftige Stufe gemäß einem Entwicklungspfad eines Szenarios, muss bereits installierte Leistung abgezogen werden. Die Häufigkeitsverteilung der Anlagengrößen lässt sich so auf die Stichprobe und die zu installierenden PVA-Einspeiseleistungen übertragen. Mithilfe der Software zur automatisierten Zielnetzplanung sind, aufbauend auf dem Modul der Szenarienentwicklung, unterschiedliche Analysen möglich. Die Platzierung der PVA im Netzmodell kann auf Basis verschiedener Verfahren durchgeführt werden. Neben einer zufälligen Verteilung der PVA über das Netz ermöglicht es die Software auch, Einspeiseschwerpunkte zu definieren. Beispielsweise können PVA fern oder nah der ONS platziert werden. Knoten ohne angeschlossene Verbraucher werden nicht berücksichtigt.

Der in [7] beschriebene Regionalisierungsprozess setzt Informationen über die geografischen Besonderheiten und vor allem über den Standort des Netzgebietes voraus. Diese Informationen sind allerdings bei einer Vielzahl von Netzen nicht verfügbar, weil Netzbetreiber aufgrund von Datenschutzbedenken eine Herausgabe für wissenschaftliche Studien ablehnen. Somit musste eine alternative Betrachtungsweise für deutsche und europäische Netze gefunden werden, um die Einspeiseleistung in die NS-Netzmodelle zu integrieren. Für die NS-Netze ohne Standortinformation wurde ein Cluster-Verfahren gewählt, in dem die Regionalisierungsergebnisse der Netzgebiete mit bekanntem Standort eine entscheidende Rolle einnehmen.

Ausgehend von der Netzgröße der NS-Netze (Knotenanzahl) werden die Netze in insgesamt drei Kategorien eingeordnet. Mithilfe des Cluster-Algorithmus wird ein Benchmark-Netz mit bekanntem Standort und bekannter Einspeiseleistung bestimmt. Diese Einspeiseleistung wird im ersten Schritt dem Netz mit unbekanntem Standort zugewiesen. In einem weiteren Schritt wird die Einspeiseleistung um die Abweichung von der Knotenanzahl des Benchmark-Netzes korrigiert. So erhält das Netz mit unbekanntem Standort entsprechend eine geringere Einspeiseleistung zugewiesen, sollte es weniger Knoten im Netz aufweisen als dies bei dem Benchmark-Netz der Fall ist. Dieses Verfahren ist gerechtfertigt, da es sich bei den Netzen der Stichprobe um Netze mit ähnlicher Grundstruktur handelt.

3.4 Anwendung des Genetischen Algorithmus in der automatisierten Zielnetzplanung

Im folgenden Abschnitt wird nun abschließend der ausgewählte GA und seine Verwendung in der automatisierten Zielnetzplanung beschrieben. Alle zuvor vorgestellten Elemente fließen mit in den Prozess der automatisierten Zielnetzplanung ein.

3.4.1 Anwendung und Funktionsweise des Genetischen Algorithmus

In Abbildung 3.16 ist ein Flussdiagramm des Verfahrens dargestellt. Zunächst werden die notwendigen Eingangsdaten eingelesen, um die erste Population zu generieren. Diese Population besteht aus einer zuvor zu definierenden Anzahl an Individuen (entspricht möglichen Lösungen). Jedes Individuum ist dabei, wie in Abschnitt 3.2.3 beschrieben, durch Integer-Gene abgebildet. Dies ermöglicht jedem Gen mehrere Ausprägungen anzunehmen im Gegensatz zu der typischerweise gewählten binären Codierung, bei der lediglich zwei Ausprägungen möglich sind. Somit lassen sich beispielsweise mehrere Kabeltypen in ein Gen integrieren, was bei einer binären Codierung mit nur zwei möglichen Ausprägungen nicht der Fall ist. Die Anfangspopulation, mit den ersten möglichen Lösungen für das Optimierungsproblem, wird in der ersten Konfiguration des Optimierungsmodells zufällig erzeugt. Das bedeutet, dass allen Genen zufällige zulässige Werte zugewiesen werden. Um die Rechenleistung des Algorithmus zu verbessern, wird diese Strategie durch die Einführung von vorgefertigten Lösungen verbessert, die wahrscheinlich einige Teilprobleme lösen. So werden beispielsweise in einigen Individuen überlastete Leitungsstücke getauscht, um die Suche des GA nach der optimalen Lösung zu beschleunigen.

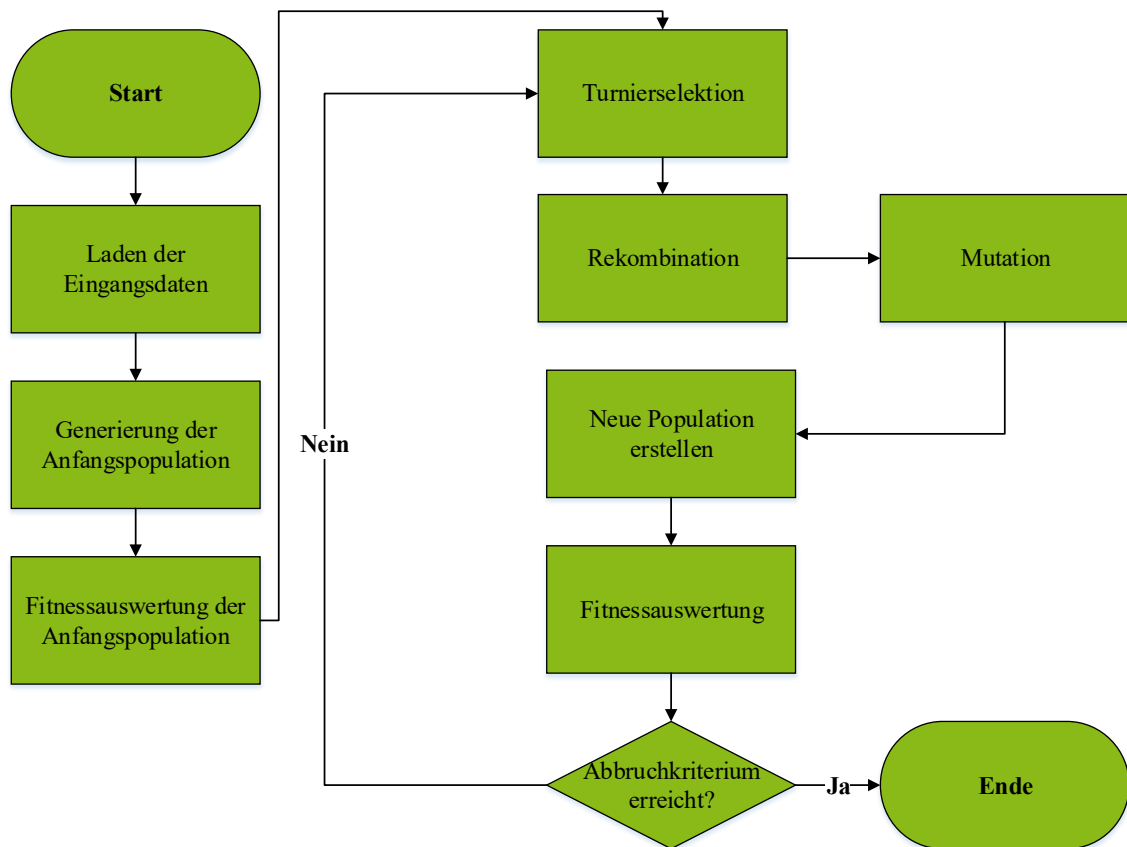


Abbildung 3.16: Ablauf des in der Software zur automatisierten Zielnetzplanung implementierten genetischen Algorithmus (in Anlehnung an [78])

Im folgenden Schritt wird jedes Individuum der ersten Generation mithilfe der Fitnessfunktion bewertet. Diese wurde bereits in Abschnitt 3.3.2 definiert und beschrieben. Anschließend werden die bewerteten Individuen der ersten Generation in die Turnierselktion übergeben. Bei der Selektion werden aus der Population einzelne Individuen ausgewählt, die sich für die weitere Betrachtung in der nächsten Generation qualifizieren. Bei der hier verwendeten Turnierselktion wird eine Turniergruppe von n Individuen aus der Population ausgewählt. Die teilnehmenden Individuen der Turniergruppe werden untereinander verglichen und das Individuum mit der besten Fitness setzt sich durch. Die Anzahl der durchgeführten Turniere wird durch die Anzahl der Individuen definiert, die für die Rekombination und zur Generierung der nächsten Generation benötigt werden. Dies stellt eine sehr effiziente Methode zur Selektion dar, da die Individuen nicht zusätzlich innerhalb der gesamten Population verglichen werden müssen [136–138].

Nach Abschluss der Selektion erfolgt die Rekombination, welche auch als ‚Crossover‘ oder Kreuzung bezeichnet wird. Dieser Schritt führt einen Austausch von Teilen der Elternindividuen, also den Individuen der vorangegangenen Generation, durch, um neue Individuen zu erzeugen, die Eigenschaften ihrer Eltern erben. Mit dem Parameter der Rekombinationsrate kann dem GA vorgegeben werden, in welchem Anteil der Individuen eine Rekombination durchgeführt wird.

In dieser Arbeit wird das Verfahren des ‚Uniform-Crossover‘ genutzt. Jedes Gen wird zufällig aus einem der beiden Elternindividuen ausgewählt, um ein neues Individuum zu erzeugen. Durch die Beibehaltung der Position der Gene wird deren Struktur nicht verändert. Dies ist aufgrund der Codierung des Netzes und der festgelegten Bedeutung eines jeden Gens zwingend erforderlich [136].

Zuletzt wird die Mutation durchgeführt. In diesem Schritt soll der Genpool diversifiziert und somit das Risiko gesenkt werden, dass der GA in einem lokalen Optimum konvergiert. Dementsprechend werden in der Mutation zufällig die Ausprägungen einzelner Gene verändert, um so neue Eigenschaften in die Individuen einzupflegen. Die Mutationsrate ist der entsprechende Parameter, der die Wahrscheinlichkeit für zufällige Mutationen eines jeden Gens angibt.

Nach der Mutation sind die Individuen generiert und es kann eine neue Population für die nächste Generation des GA erstellt werden. Erneut werden die einzelnen Individuen der neuen Population in der Fitnessfunktion bewertet. Im letzten Schritt wird das Abbruchkriterium überprüft. Es definiert die Konvergenz des GA und beendet die Optimierung. In der Umsetzung in der automatisierten Zielnetzplanung wird hier das Kriterium der Veränderung der Fitness herangezogen. Wenn sich die Fitness in einer vorzugebenden Anzahl an Generationen nicht weiter verbessert, wird die Optimierung abgebrochen und das Individuum mit der besten Fitness als Lösung ausgegeben. Sollte das Abbruchkriterium nicht erreicht sein, wird erneut eine neue Generation beginnend mit der Turnierselektion erzeugt.

3.4.2 Ablauf und Parametrierung der Software zur automatisierten Zielnetzplanung

Abschließend können alle Elemente und Module der optimierten und automatisierten Zielnetzplanung zusammengefügt und auf NS-Netze angewandt werden. Der Ablauf des Optimierungsansatzes ist in Abbildung 3.17 dargestellt. Nach dem Einlesen der für die Optimierung notwendigen Input-Daten wird eine vorbereitende Analyse durchgeführt. Dazu gehört die Kodierung des Netzes in einem für den GA verwendbaren Format. Das Knoten-Kanten-Modell des NS-Netzes wird analysiert und es werden die kürzesten Wege zwischen den Knoten gespeichert. Diese Daten werden benötigt, um die Kosten für Tiefbau und Kabelmaterial zu ermitteln, die hauptsächlich von der Kabellänge abhängen.

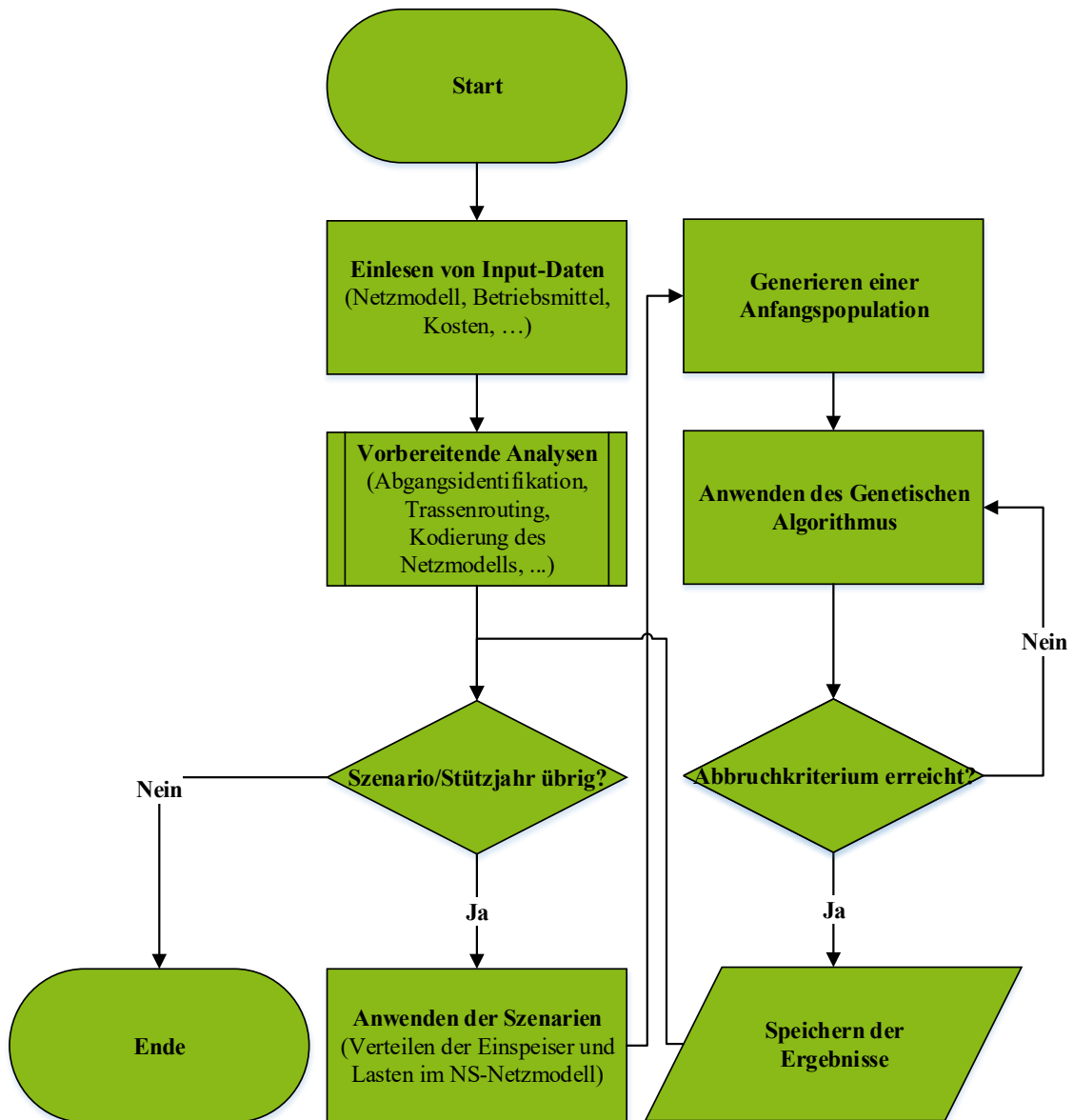


Abbildung 3.17: Übersicht der einzelnen Bestandteile und des Ablaufs in der Software zur automatisierten Zielnetzplanung

In den nächsten Schritten wird die Optimierung für jedes Szenario durchgeführt. Für jede Jahr-Szenario-Kombination wird die aggregierte PVA-Einspeiseleistung aus einer externen Datenquelle (z. B. einer Tabellenkalkulation) eingelesen. Typische PVA werden dann auf die Knoten verteilt, an die Verbraucher angeschlossen sind. Der Leistungsfaktor der PVA wird auf $\cos(\varphi) = 0,95$ kapazitiv eingestellt. Damit ist ein potenzielles Blindleistungsmanagement gemäß [7] bereits berücksichtigt. Zu Beginn eines vollständigen Optimierungslaufs werden erste Zufallslösungen für das Optimierungsproblem erstellt. In diesem Fall bedeutet dies, dass verschiedene Kombinationen der technischen Maßnahmen zur Reduzierung der Grenzwertverletzungen erzeugt werden.

Hierzu gehört die Verlegung von zusätzlichen Kabeln parallel zu überlasteten Leitungen, das Verstärken der ersten Leitungen hinter der Sammelschiene der ONS und das Verlegen neuer Leitungen zu KVS in Bereichen mit Betriebsmittelüberlastungen oder Spannungsbandproblemen. Während der anschließenden Ausführung der Schritte des GA werden die gewonnenen Lösungen bewertet und schrittweise verbessert. Es können verschiedene Kriterien zum Stoppen der Optimierungssequenz gesetzt werden, bei denen es sich in der Regel um statistische Indikatoren handelt, die aus den Ergebnissen entwickelt werden, z. B. die Standardabweichung. In der Anwendung für diese Arbeit wird der GA abgebrochen, wenn sich das Individuum mit den minimalen Kosten für 15 % der maximalen Anzahl an Generationen nicht verändert und das aktuelle Ergebnis ausgegeben. Um einerseits zufriedenstellende Ergebnisse zu finden und andererseits eine effiziente Laufzeit zu gewährleisten, werden die Parameter des Algorithmus (Anzahl der Individuen, Anzahl der Generationen, Mutationsrate und Rekombinationsrate) entsprechend definiert (siehe Tabelle 3.7). Die einzelnen Parameter und ihre Wirkweisen im GA sind in Abschnitt 3.4.2 erläutert.

Tabelle 3.7: Parametrierung des GA im Rahmen der automatisierten Zielnetzplanung

Parameter	Erläuterung	Parametrierung
Anzahl der Individuen	Anzahl an unterschiedlichen Netzmodellen pro Generation	1.000
Anzahl an Generationen	Maximale Anzahl an Iterationen des GA	200
Mutationsrate	Wahrscheinlichkeit, dass sich ein Gen zufällig verändert	15 %
Rekombinationsrate	Anteil an Individuen in der Generation, die sich aus Rekombination der Elterngeneration ergeben	50 %

Mit den entsprechend vorgenommenen Einstellungen lassen sich nun automatisierte und optimierte Netzplanungen von NS-Netzen durchführen und auf unterschiedliche Weise auswerten. Es wird sichergestellt, dass Ergebnisse vergleichbar sind, da Datengrundlage und Methode stets identisch sind und somit ein Einfluss von manuellen Planungsfehlern auf die Studienergebnisse auszuschließen ist.

Eine ausführliche Präsentation der in dieser Arbeit eingesetzten Software zur automatisierten Zielnetzplanung und der Funktionsweise des GA in diesem Anwendungsfall sind [139] zu entnehmen.

4 Anwendung der automatisierten Zielnetzplanung

In diesem Kapitel wird die zuvor vorgestellte automatisierte Zielnetzplanung auf reale Netze angewandt. In Abschnitt 4.1 erfolgt zunächst die Validierung der Planungsergebnisse der Software zur automatisierten Zielnetzplanung. Abschnitt 4.2 zeigt das Vorgehen bei der automatisierten Zielnetzplanung und erste Ergebnisse anhand von vier Planungsbeispielen. Im Anschluss wird in Abschnitt 4.3 auf die Gesamtheit der Planungsergebnisse eingegangen und es werden unterschiedliche Netzertüchtigungsvarianten miteinander verglichen, um erste Schlüsse für mögliche Planungsempfehlungen ziehen zu können. Abschließend erfolgt in Abschnitt 4.4 die Präsentation verschiedener Sensitivitätsanalysen hinsichtlich Veränderungen in den Planungsannahmen, beispielsweise einer Neuverteilung der PVA im NS-Netz.

4.1 Validierung der Ergebnisse der Software zur automatisierten Zielnetzplanung

Verifikation und Validierung sind Prozesse, die den Nachweis der Korrektheit und Genauigkeit von Berechnungsergebnissen erbringen sollen. Tatsächlich gibt es unterschiedliche Definitionen der Begriffe. In dieser Arbeit wird die Software zur automatisierten Zielnetzplanung in Anlehnung an den Ansatz des IEEE³ verifiziert und validiert. Demnach sind Verifikations- und Validierungsprozesse während des gesamten Lebenszyklus einer Software erforderlich, um eine objektive Bewertung zu ermöglichen. Die Bewertung zeigt, ob die Software-Anforderungen richtig, vollständig, konsistent und überprüfbar sind. Darüber hinaus erleichtert sie die Erkennung und Korrektur von Fehlern. [140, 141]

Die Verifizierung wurde entlang der Entwicklung des Modells und seiner Implementierung durchgeführt. Die Gültigkeit der Implementierung des Netzmodells und der Leistungsflussberechnung der Python-Bibliotheken wird nicht infrage gestellt, da sie von den jeweiligen Entwicklern validiert wurden. In [142] ist die Validierung der in ‚pandapower‘ hinterlegten und in dieser Arbeit genutzten Leistungsflussberechnung zu finden. Die Validierung kann daher auf die Prüfung reduziert werden, ob die Planungsmöglichkeiten entsprechend den definierten Vorgaben korrekt umgesetzt werden.

Dies ist in [139] anhand eines Testnetzes durchgeführt worden. Anhand eines Beispiels und einer detaillierten Betrachtung aller Netzertüchtigungsvarianten konnte die Validität der Software zur automatisierten Zielnetzplanung, welche in dieser Arbeit zum Einsatz kommt, nachgewiesen werden.

³ Institute of Electrical and Electronics Engineers

Teil der Validierung ist ebenfalls die Bewertung, inwieweit die Zielsetzung der Software zur automatisierten Zielnetzplanung erfüllt wird. Die allgemeine Zielsetzung ist die Lösung des Verteilungsnetzplanungsproblems für die Ertüchtigung von NS-Netzen, die alle relevanten konventionellen und innovativen Netzertüchtigungsvarianten berücksichtigt und dabei einen hohen Automatisierungsgrad des Planungsprozesses erreicht. Da dieser derzeit überwiegend manuell durchgeführt wird, sind Referenzergebnisse zur Bewertung der Ergebnisse der entwickelten Software, Planungsstudien mit manuellen Zielnetzplanungen. Zu diesem Zweck stehen die Planungen aus [7] zur Validierung zur Verfügung. Für zwölf NS-Netze aus der Netzstudie mit manuellen Zielnetzplanungen werden vergleichende Analysen durchgeführt, um die Validität der in dieser Arbeit entwickelten Software zur automatisierten Zielnetzplanung nachzuweisen. Diese zwölf NS-Netze werden, mit identischen Annahmen wie in [7] hinsichtlich Kosten, Kalkulationszinsen und Szenarien, in die Software zur automatisierten Zielnetzplanung überführt. So können Zielnetzplanungen der hier genutzten Software mit manuellen Zielnetzplanungen erfahrener Netzplaner verglichen und die Ergebnisse validiert werden.

Die Validität der Software zur automatisierten Zielnetzplanung kann nach dem Vergleich der Ergebnisse bestätigt werden. Bei den zwölf NS-Netzen ist die kostengünstigste Netzertüchtigungsvariante in sieben NS-Netzen identisch mit den Ergebnissen der manuellen Zielnetzplanung. In drei NS-Netzen können sogar bessere Zielnetze mithilfe der Software zur automatisierten Zielnetzplanung erstellt werden und in lediglich zwei NS-Netzen sind die Zielnetze minimal schlechter, wenn automatisiert geplant wird. Die Abweichung in den beiden Fällen lässt sich mit dem Unterschied im Planungsansatz erklären.

Nach Validierung der Software zur automatisierten Zielnetzplanung in konkreten Anwendungsfällen, werden im folgenden Abschnitt vier typische europäische NS-Netze vorgestellt und mithilfe der Software eine automatisierte Zielnetzplanung erstellt. Auch hier wird bei jedem der Beispiele parallel ein Planungsschritt manuell durchgeführt, um erneut eine Validierung der Ergebnisse mit manuellen Zielnetzplanungsergebnissen durchzuführen.

4.2 Zielnetzplanung typischer europäischer Niederspannungsnetze

In Abschnitt 4.2 werden insgesamt vier NS-Netze aus vier Staaten respektive Regionen Europas vorgestellt. So kann ein erster Eindruck der unterschiedlichen Netzstrukturen in Europa gewonnen werden. Zur Durchführung der konkreten Planung müssen die Knotenspannungen und die Betriebsmittelauslastung eines Netzes hinsichtlich der in Abschnitt 2.2 vorgestellten technischen Rahmenbedingungen überprüft werden. Diese hängen direkt von zeitabhängigen Leistungsflüssen ab, welche wiederum von der jeweiligen Last, Einspeisung und Impedanz abhängen.

Typischerweise werden zur Vereinfachung Netznutzungsfälle (NNF) definiert und ausschließlich extreme Situationen überprüft und geplant. Dieses Vorgehen beruht auf der Anforderung, dass ein NS-Netz auch in Extremsituationen die Versorgung gewährleisten muss [16]. Die NNF werden so gewählt, dass die minimalen und maximalen Knotenspannungen sowie die maximalen Betriebsmittelauslastungen aller möglichen Betriebspunkte abgebildet werden. Dementsprechend wird auch in dieser Arbeit ein NNF ‚Starklast‘ (SL) und ein NNF ‚Starkeinspeisung‘ (SE) berechnet. Zur Modellierung dieser NNF werden Skalierungsfaktoren genutzt, um die installierte Leistung bei Einspeisern und den maximalen Wirkleistungsbedarf bei Verbrauchern für die jeweiligen Extremsituationen anzupassen (vgl. auch [16]). Es ergibt sich der in Formel 4.1 dargestellte Zusammenhang:

$$\begin{aligned} P_{E,j,NNF} &= P_{E,j,inst} \cdot SF_{E,NNF} \\ P_{V,j,NNF} &= P_{V,j,inst} \cdot SF_{V,NNF} \end{aligned} \quad (4.1)$$

- $P_{E,j,NNF}$: Wirkleistung des Einspeisers j im betrachteten Netznutzungsfall
- $P_{E,j,inst}$: Installierte Wirkleistung des Einspeisers j
- $SF_{E,NNF}$: Skalierungsfaktor für Einspeiser im betrachteten Netznutzungsfall
- $P_{V,j,NNF}$: Wirkleistungsbedarf des Verbrauchers j im betrachteten Netznutzungsfall
- $P_{V,j,inst}$: Maximaler Wirkleistungsbedarf des Verbrauchers j
- $SF_{V,NNF}$: Skalierungsfaktor für Verbraucher im betrachteten Netznutzungsfall

Für die beiden NNF, SL und SE, sind im Modell entsprechende Skalierungsfaktoren hinterlegt. So wird im NNF SL eine Situation mit maximaler Last und minimaler Einspeisung und im NNF SE eine Situation mit minimaler Last und maximaler Einspeisung abgebildet. Neben den Verbrauchern und Einspeisern wird auch die Eingangsspannung am externen MS-Netz je nach NNF variiert.

Tabelle 4.1: Skalierung von Verbrauchern und Einspeisern sowie der Eingangsspannung in Abhängigkeit von dem betrachteten NNF

Netznutzungsfall	Variable	Ausprägung
Starklast	Eingangsspannung	$U_{SS,NS,SL} = 0,97 \frac{U}{U_n}$
	Skalierung Verbraucher	$SF_{V,NNF_{SL}} = 1,00$
	Skalierung Einspeisung	$SF_{E,NNF_{SL}} = 0,00$
Starkeinspeisung	Eingangsspannung	$U_{SS,NS,SE} = 1,07 \frac{U}{U_n}$
	Skalierung Verbraucher	$SF_{V,NNF_{SE}} = 0,00$
	Skalierung Einspeisung	$SF_{E,NNF_{SE}} = 0,84$

Sie wird so eingestellt, dass im NNF SL an der Sammelschiene der NS-Ebene eine Spannung von $U_{SS,NS} = 0,97 \cdot U/U_n$ anliegt, während im NNF SE von $U_{SS,NS} = 1,07 \cdot U/U_n$ ausgegangen wird.

Diese Werte stammen aus der Kombination der VDE-Anwenderrichtlinien 4110 und 4105 und sind in Abschnitt 2.2.1 dargestellt. Zu beachten ist, dass in den Lastdaten der NS-Netze die Lastwerte bereits mit Gleichzeitigkeitsfaktoren versehen sind und somit eine erneute Skalierung im Rahmen der Planung unterbleibt. Die Parameter in den jeweiligen NNF sind in Tabelle 4.1 dargestellt.

4.2.1 Beispielhaftes Niederspannungsnetz aus Deutschland

Das erste Netz stammt aus einer ländlichen Region Deutschlands. Es soll als Beispiel für die am häufigsten in Deutschland verbreitete Topologie von NS-Netzen stehen [12].

Eingangsdaten

Insgesamt werden 17 Verbraucher in diesem ländlichen NS-Netz versorgt. Bei einer Spitzensummenlast von $S_{SL} = 53,97$ kVA kommt ein ONT mit einer Bemessungsleistung von $S_{r,Trafo} = 400$ kVA zum Einsatz.

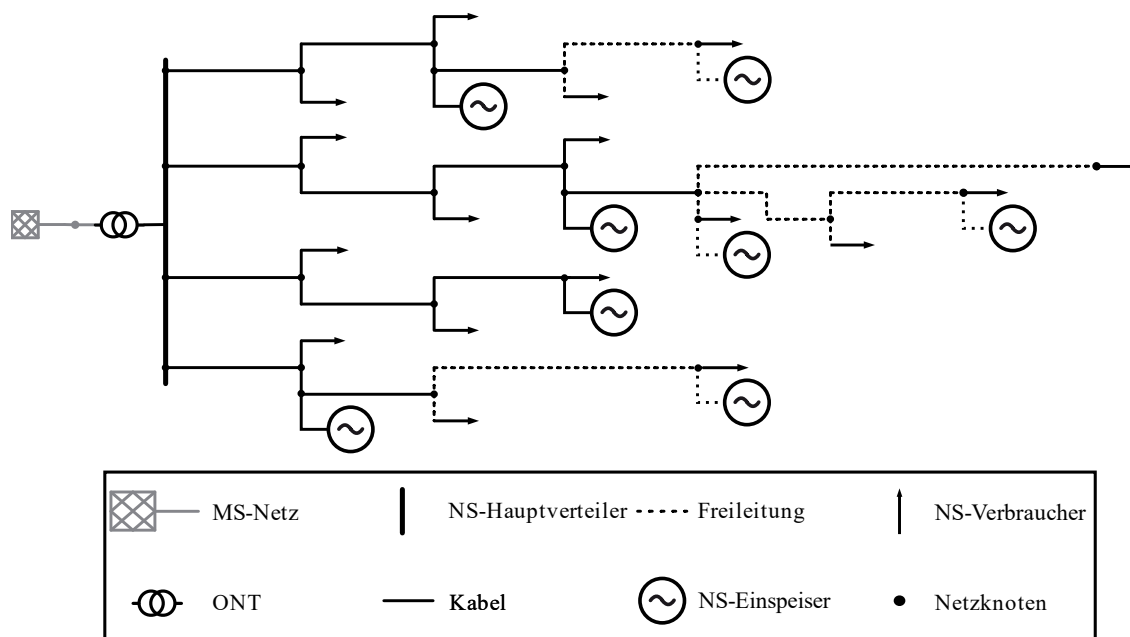


Abbildung 4.1: Struktur des deutschen NS-Netzes

Die Struktur des deutschen Beispielnetzes ist in Abbildung 4.1 dargestellt. Weitere Kennwerte des Netzes sind in Tabelle 4.2 zu finden. Der geringe Verkabelungsgrad von lediglich 43,77 % und die hohe Leitungslänge $l_{\text{Netz}} = 3,95$ km deuten auf ein NS-Netz aus einer ländlichen Region Deutschlands hin.

Mit einer PVA-Leistung von 62 kVA und einer Spitzenlast von $S_{SL} = 53,97$ kVA im Status quo, ist von einem häufigen Auftreten einer Rückspeisesituation auszugehen.

Tabelle 4.2: Kennwerte des deutschen NS-Netzes

Bemessungsscheinleistung des ONT $S_{r,Trafo}$ in kVA	400	Anzahl Verbraucher	17
Nennspannung U_n in V	400	Spitzenlast in kVA	53,97
Anzahl Knoten	53	Verkabelungsgrad	43,77 %
Leitungslänge l_{Netz} in km	3,95	Anzahl Abgänge	4
PVA-Leistung im Status quo in kVA	62	Anzahl PVA im Status quo	8

Szenarientwicklung

Für die Zielnetzplanung der unterschiedlichen Jahre kommt das in Abschnitt 3.3.4 vorgestellte Verfahren zum Einsatz. Die sich hieraus ergebende zu installierende PVA-Leistung in den drei Stützjahren und Szenarien ist in Abbildung 4.2 dargestellt.

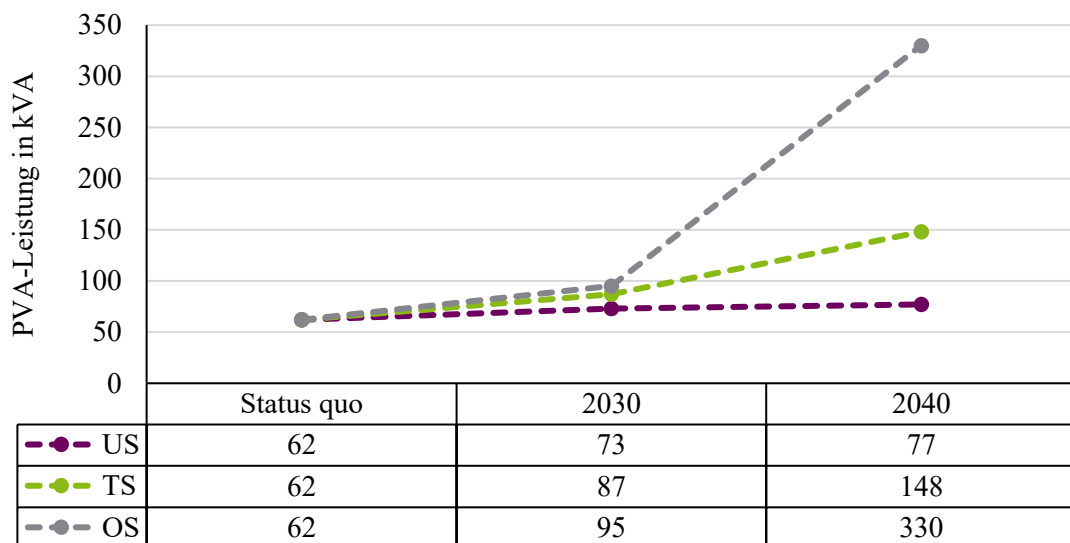


Abbildung 4.2: Szenarienvläufe für das deutsche NS-Beispielnetz

Ausgehend von einer installierten PVA-Leistung von $S_{PVA} = 62$ kVA im Status quo, verteilt auf acht NS-Einspeiser, werden in den unterschiedlichen Szenarien bis zu $S_{PVA} = 330$ kVA an das NS-Netz angeschlossen. Neben PVA befinden sich keine weiteren Einspeiser im NS-Netz. Für die im Netz vorhandenen Verbraucher wird ein gleichbleibendes Niveau des Wirkleistungsbedarfes im Betrachtungszeitraum angenommen.

Es sind keine zusätzlichen Starklastszenarien mit Entwicklungen für Elektromobilität oder Wärmepumpen hinterlegt. Der Fokus der Untersuchung liegt auf dem Einfluss der zusätzlichen Einspeisung, die sich in den vorliegenden ländlichen Netzstrukturen als relevanter NNF herausgestellt hat. Durch die zusätzlichen PVA kommt es bereits im Jahr Status quo und im US-Verlauf bei Betrachtung des Starkeinspeisebetriebspunktes zu Grenzwertverletzungen, die eine Ertüchtigung des Netzes notwendig machen.

Zielnetzplanung

Die Ergebnisse der Leistungsflussberechnung vor und nach der automatisierten Zielnetzplanung sind im Anhang in Tabelle 8.6 dargestellt. Alle Grenzwertverletzungen treten im NNF SE auf. In allen Szenario-Stützjahr-Kombinationen, in denen eine Netzertüchtigung notwendig wird, liegt dies an einer Verletzung des zulässigen Spannungsbandes. Die ist in Tabelle 8.6 grau markiert hinterlegt. Schon im US und im Status quo wird dieses mit einer maximalen Spannung von $U_{\max} = 1,11 \cdot U/U_n$ überschritten. Dementsprechend muss bereits hier eine Verstärkung vorgenommen und das Netz ausgebaut werden. Gleiches lässt sich für die weiteren Szenarien und Stützjahre beobachten. Weder die Leitungen noch der Transformator stoßen im Rahmen der Planung an ihre Auslastungsgrenzen. Somit muss lediglich das Spannungsbandproblem gelöst und ein richtlinienkonformer Netzbetrieb wiederhergestellt werden.

Kostenbewertung

Die Einhaltung der relevanten Grenzwerte kann sowohl mit konventionellen als auch mit innovativen Netzertüchtigungsvarianten und Betriebsmitteln ermöglicht werden. Die Gesamtkosten aus beiden Netzertüchtigungsvarianten sind mithilfe des Barwertes valutiert und in Abbildung 4.3 aufbereitet dargestellt. Die Herleitung der Kostenbestandteile und Barwertberechnung ist in Abschnitt 3.3.1 zu finden.

Die in Abbildung 4.3 dargestellten Gesamtkosten sind als aufbauend auf dem vorherigen Stützjahr zu sehen. Das optimierte Netzmodell aus dem US und dem Status quo wird als Eingangnetzmodell für die automatisierte Zielnetzplanung des Stützjahres 2030 des US genutzt. Kostenbestandteile sind, neben den Investitionskosten für Kabel, Trassen oder Transformatoren, auch die Betriebskosten bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes im Jahr 2050. Dargestellt sind dabei Gesamtkosten, die sich aus Investitions- und Betriebskosten zusammensetzen. Es wird deutlich, dass innovative Netzertüchtigungsvarianten die Wiederherstellung eines zulässigen Netzzustandes wesentlich kostengünstiger ermöglichen, als dies bei einer rein konventionellen Netzertüchtigung der Fall ist. Im Durchschnitt lassen sich in diesem Beispielnetz Kosteneinsparungen von 95 % realisieren. Zum Einsatz kommt eine Kombination aus SSK und rONT. Eine weitere Ertüchtigung von Leitungen ist nicht notwendig. In den rein konventionellen Varianten müssen bis zu $l = 4,46$ km Kabel (im Jahr 2040 des OS) verlegt werden.

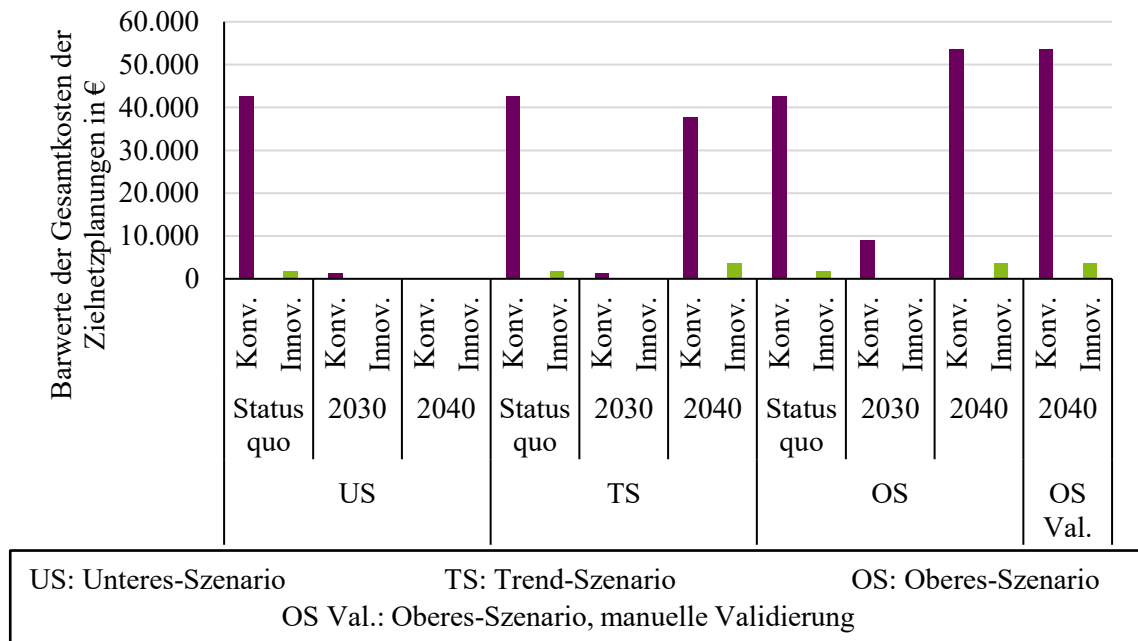


Abbildung 4.3: Wirtschaftliche Bewertung der Planungsergebnisse aus der Software zur automatisierten Zielnetzplanung für das deutsche NS-Beispielnetz

Mithilfe der SSK lassen sich zunächst kostengünstig PVA abregeln, sodass weiterer Netzertüchtigungsbedarf vermieden werden kann. Lediglich im TS und OS konnte allein die SSK Spannungsbandverletzungen nicht beheben und ein rONT mit einer Bemessungsleistung von $S_{r,rONT} = 400 \text{ kVA}$ muss eingesetzt werden. Die in den einzelnen Stützjahren und Szenarien notwendigen Maßnahmen sind in Tabelle 8.4 und Tabelle 8.5 dargestellt. Die Gesamtkosten für die innovative Netzertüchtigungsvariante setzen sich aus den konventionellen und innovativen Lösungsoptionen zur Netzertüchtigung zusammen. In diesem Beispiel sind dies die kalkulatorischen pagatorischen Kosten für nicht eingespeiste Energie der abgeregelten PVA und einem rONT im TS und OS.

Sowohl in der Darstellung der konventionellen als auch der innovativen Netzertüchtigungsvarianten sind die Maßnahmen als zusätzliche Ertüchtigung zu den bereits durchgeführten Maßnahmen des Vorjahres zu sehen. Zu beachten ist, dass die Kosten für den rONT im Jahr 2040 entsprechend der in Abschnitt 2.2.4 vorgestellten Kostensystematik um die Restwerte im Jahr 2050 reduziert werden. Auch ist lediglich eine SSK der Anlagen im Status quo notwendig. Die Kosten für die abzuregelnde Energie sind entsprechend auch nur für diese Anlagen berücksichtigt und die in späteren Stützjahren hinzukommenden Anlagen sind ohne SSK im Modell hinterlegt. Darüber hinaus erfolgt eine manuelle Validierung der Planungsergebnisse der Software zur automatisierten Zielnetzplanung. Zur Validierung werden hier die notwendigen Netzertüchtigungsmaßnahmen im OS und dem Stützjahr 2040 verglichen. Es ist zu sehen, dass sowohl bei der manuellen Validierung als auch bei der automatisierten Zielnetzplanung identische Kosten und identische Maßnahmen notwendig werden. Eine Sicherstellung der Validität der Ergebnisse der automatisierten Zielnetzplanungen ist somit gegeben.

Schlussendlich kann festgehalten werden, dass eine Kombination aus SSK und rONT somit konventionelle Maßnahmen vollständig substituieren kann und zu der kostengünstigsten Netzertüchtigungsvariante für dieses Netzbeispiel führt.

4.2.2 Beispielhaftes Niederspannungsnetz aus dem Vereinigten Königreich von Großbritannien und Nordirland

Im Folgenden wird ein zweites exemplarisches NS-Netz vorgestellt und die Ergebnisse der automatisierten Zielnetzplanung präsentiert. Das zweite NS-Netz stammt aus einer ländlichen Region im Süden des Vereinigten Königreichs von Großbritannien und Nordirland (VK).

Eingangsdaten

Abbildung 4.4 zeigt die schematische Struktur des Beispielnetzes aus dem VK. In Tabelle 4.3 finden sich die Strukturkennwerte. Das Netz wird aus einem ONT mit einer Bemessungsleistung von $S_{r,Trafo} = 100 \text{ kVA}$ gespeist und versorgt 29 Verbraucher. Vier Abgänge mit einer Gesamtleitungslänge von $l_{Netz} = 1,8 \text{ km}$ stellen die Versorgung der angeschlossenen Verbraucher sicher. Die Spitzensummenlast von $S_{SL} = 71,58 \text{ kVA}$ ist geringfügig höher als beim deutschen Beispielnetz, wobei ein deutlich leistungsschwächerer Transformator verwendet wird.

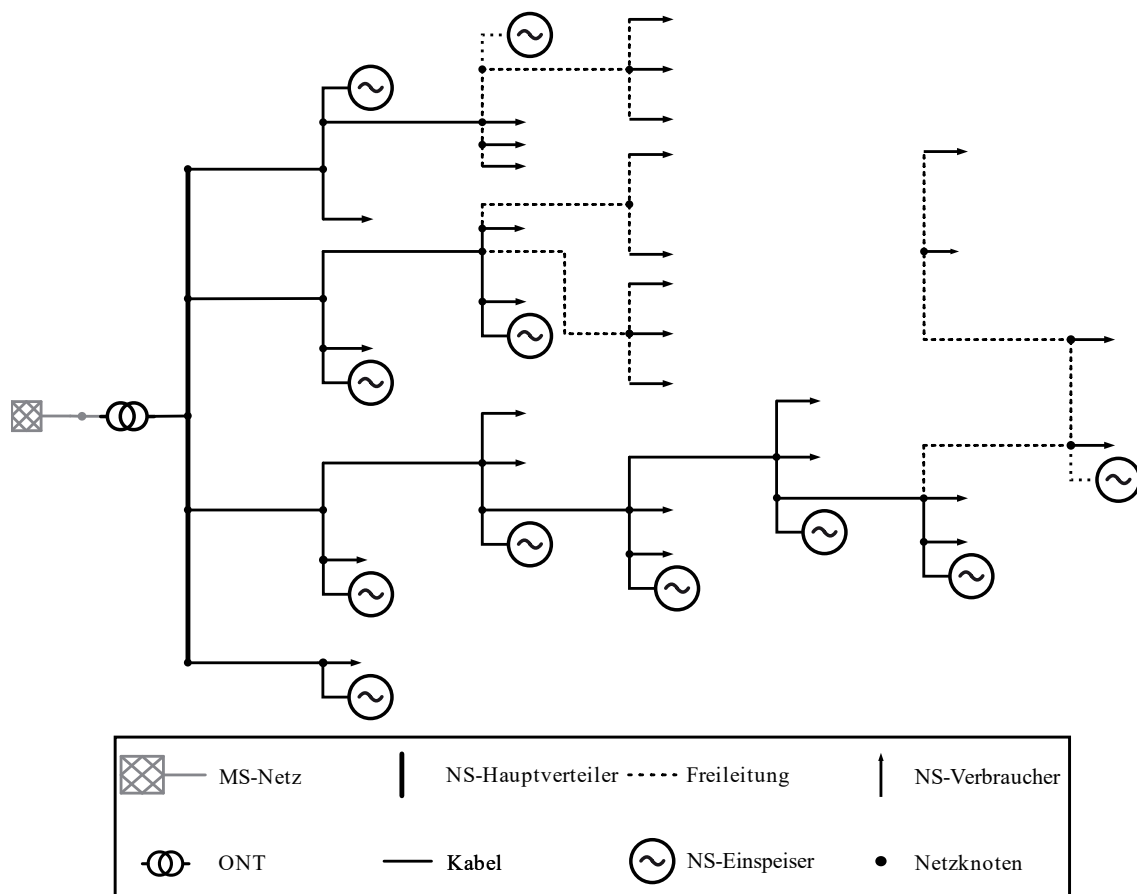


Abbildung 4.4: Struktur des NS-Netzes aus dem VK

Im Status quo sind 11 PVA mit dem Netz verbunden. Der Verkabelungsgrad liegt mit 42,95 % auf vergleichbarem Niveau wie bei dem deutschen Beispielnetz.

Tabelle 4.3: Kennwerte des NS-Netzes aus dem VK

Bemessungsscheinleistung des ONT $S_{r,Trafo}$ in kVA	100	Anzahl Verbraucher	29
Nennspannung U_n in V	400	Spitzenlast in kVA	71,58
Anzahl Knoten	59	Verkabelungsgrad	42,95 %
Leitungslänge l_{Netz} in km	1,83	Anzahl Abgänge	3
PVA-Leistung im Status quo in kVA	65	Anzahl PVA im Status quo	11

Szenarientwicklung

In Abbildung 4.5 sind die Ausbaupfade in den unterschiedlichen Szenarien und Stützjahren zu sehen. Im Status quo sind elf NS-Einspeiser im Netz vorhanden. In diesem Beispiel handelt es sich ausschließlich um PVA. Beginnend bei einer installierten PVA-Leistung von $S_{PVA} = 65$ kVA im NS-Netz, werden bis zu $S_{PVA} = 353$ kVA PVA-Leistung im Jahr 2040 des OS installiert. Diese Szenarien entstammen wie in Abschnitt 3.3.4 dem deutschen Szenarienvorlauf und werden für das NS-Netz aus dem VK entsprechend angepasst.

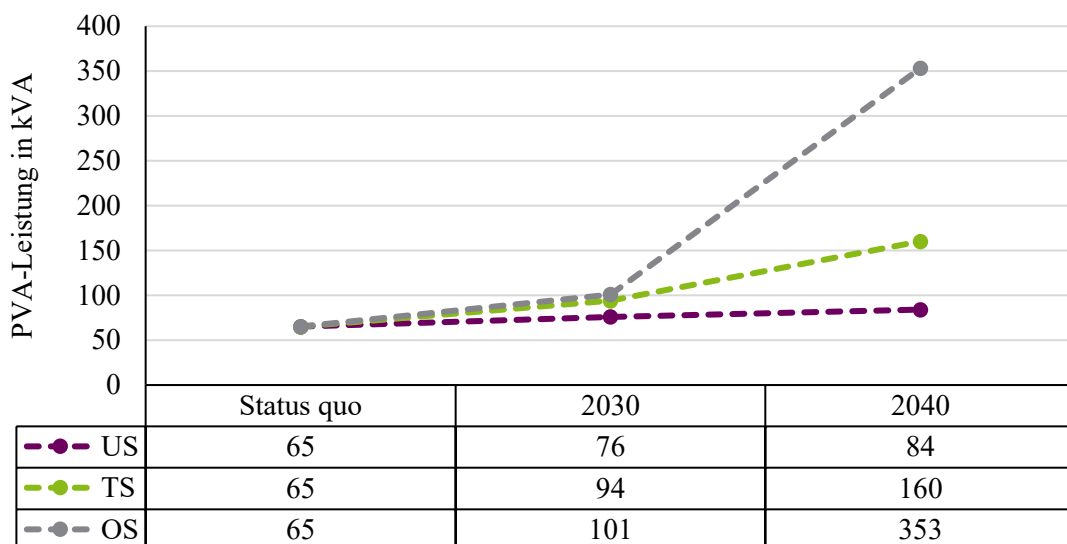


Abbildung 4.5: Szenarienvorläufe für das NS-Beispielnetz aus dem VK

Unter Berücksichtigung der Szenarien für das VK aus dem ENTSO-E TYNDP 18 sind im Netz keinerlei Grenzwertverletzungen zu beobachten. Die Einspeiseleistung liegt hier selbst im Jahr 2040 des OS bei lediglich $S_{PVA} = 150,3$ kVA und führt zu keinen Grenzwertverletzungen.

Der Szenarienvorlauf für das Beispielnetz unter Nutzung der länderspezifischen Werte ist in Abbildung 8.3 dargestellt. Die Anwendung alternativer Szenarienvorläufe wird somit notwendig, wenn Grenzwertverletzungen erzeugt und somit unterschiedliche Netzertüchtigungsvarianten für unterschiedliche Netzstrukturen miteinander verglichen werden sollen. Die Modifikation erfolgt gemäß der in Abschnitt 3.3.4 beschriebenen Systematik.

Das Netz aus dem VK wird mithilfe eines k-means-Algorithmus in eines der drei Cluster eingeteilt, wonach anschließend eine PVA-Einspeiseleistung verteilt wird. Diese basiert auf dem Benchmark-Netz des Clusters, für welches eine durchschnittliche Einspeiseleistung pro Netzknoten bestimmt wird. Im Anschluss wird für jede Szenario-/Stützjahr-Kombination die durchschnittliche Einspeiseleistung pro Netzknoten des Benchmark-Netzes mit der Netzknotenanzahl des Beispielnetzes aus dem VK multipliziert, um die Einspeiseleistung für das Beispielnetz aus dem VK zu erhalten. Es ergibt sich der in Abbildung 4.5 dargestellte Szenarienvorlauf. Dieses Vorgehen wird für alle europäischen Beispielnetze eingesetzt und führt zu den im Folgenden zu sehenden ähnlichen Szenarienvorläufen. Mit den deutschen Szenarien, modifiziert für das NS-Netz aus dem VK, sind Grenzwertverletzungen in den Szenarien TS und OS im Jahr 2040 zu beobachten und der automatisierte Netzplanungsprozess wird initiiert.

Zielnetzplanung

Die Ergebnisse der Leistungsflussberechnung vor und nach der automatisierten Zielnetzplanung sind im Anhang in Tabelle 8.9 dargestellt. Alle Grenzwertverletzungen treten im NNF SE auf. Auslösend für erste notwendige Zielnetzplanungen ist die Überlastung des im NS-Netz verwendeten ONT. Dieser stößt mit einer Bemessungsleistung von $S_{r,Trafo} = 100 \text{ kVA}$ an seine Belastungsgrenze. Im Stützjahr 2040 im TS ist er mit $S_{max,Trafo} = 1,46 \cdot S_{r,Trafo}$ überlastet und wird getauscht. Im OS treten im gleichen Stützjahr zusätzlich thermische Überlastungen von Leitungen ($I_{max} = 1,35 \cdot I_{th,l}$) und Spannungsbandverletzungen ($U_{max} = 1,16 \cdot U_n$) auf. Diese können allerdings durch zweckdienlichen Einsatz konventioneller und innovativer Lösungsoptionen zur Netzertüchtigung behoben werden. Die einzelnen Maßnahmen sind in Tabelle 8.7 und Tabelle 8.8 dargestellt.

Kostenbewertung

In Abbildung 4.6 sind die entstandenen Kosten für die notwendigen Maßnahmen in den zwei Stützjahr-Szenario-Kombinationen dargestellt, in denen es zu Grenzwertverletzungen kam. Im Jahr 2040 des TS sind die Kosten für die innovative und konventionelle Netzertüchtigung identisch, da lediglich der überlastete ONT getauscht werden musste. Im OS hingegen konnte mithilfe innovativer Lösungsoptionen eine Kostenersparnis realisiert werden. Während bei der Verwendung von rein konventionellen Betriebsmitteln $l = 281 \text{ m}$ Kabel verlegt werden mussten, konnte dies bei der innovativen Netzertüchtigung auf lediglich $l = 0,04 \text{ km}$ reduziert werden.

Dies wird durch die gleichzeitige Verwendung eines rONT und einer SSK erreicht. Auf diese Art muss lediglich die überlastete Leitung getauscht werden, während rONT und SSK sowohl den überlasteten Transformator als auch das verletzte Spannungsband kompensieren. Damit lassen sich 45 % der Netzertüchtigungskosten einsparen und es konnte ein sicherer und effizienter Netzbetrieb wiederhergestellt werden.

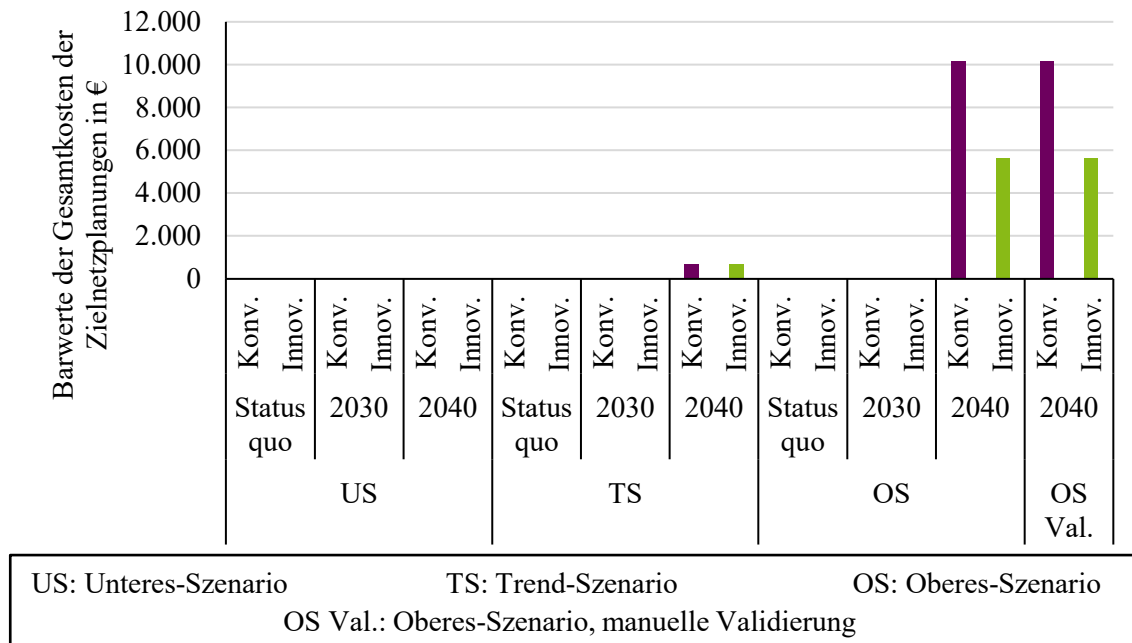


Abbildung 4.6: Wirtschaftliche Bewertung der Planungsergebnisse für das NS-Beispielnetz aus dem VK

Im Vergleich zu dem zuvor vorgestellten deutschen Beispielnetz fallen die deutlich niedrigeren Netzertüchtigungskosten auf. Lediglich im Stützjahr 2040 des TS und OS muss das Netz ertüchtigt werden und die entstehenden Kosten sind deutlich geringer als im ebenfalls ländlich geprägten deutschen Beispielnetz. Hauptgrund hierfür ist die geringere Leitungsgesamtlänge des Beispielnetzes in dem VK. Dies führt zu einer besseren Spannungsfestigkeit, als dies im deutschen Beispielnetz der Fall ist. Zwar musste im Beispielnetz auf dem VK der ONT getauscht werden, allerdings kam es deutlich später zu Spannungsbandverletzungen, im Vergleich zum deutschen Beispielnetz, die eine weitere Netzertüchtigung notwendig machen. Auch hier kann im letzten Schritt die Validität der Planungsergebnisse mithilfe einer manuellen Zielnetzplanung nachgewiesen werden.

4.2.3 Beispielhaftes Niederspannungsnetz aus Norwegen

Das dritte NS-Beispielnetz stammt aus einer ländlichen Region im Südwesten Norwegens. Es steht beispielhaft für ein typisches norwegisches NS-Netz.

Eingangsdaten

In Abbildung 4.7 ist die schematische Struktur des norwegischen NS-Beispielnetzes dargestellt. Zusätzlich finden sich in Tabelle 4.4 die Strukturkennwerte des Netzes. Das Netz besteht aus fünf Abgängen und versorgt insgesamt 27 Verbraucher mit einer Spitzensummenlast von $S_{SL} = 175,9$ kVA. Mit durchschnittlich $S_V = 6,52$ kVA pro Verbraucher liegt der angenommene Spitzenlastwert pro Verbraucher deutlich oberhalb der bereits vorgestellten Netze.

Im deutschen Netz ergibt sich ein Wert von $S_V = 3,59$ kVA pro Verbraucher, während es beim Netz aus dem VK $S_V = 2,12$ kVA pro Verbraucher sind. Grund hierfür sind die weit verbreiteten elektrischen Heizungen [143]. Des Weiteren stellt das norwegische Beispielnetz eine Besonderheit hinsichtlich der verwendeten Nennspannung dar. Diese liegt bei $U_n = 230$ V (Leiter-Leiter Spannung) und bildet somit einen Ausnahmefall der in dieser Arbeit betrachteten Netzdatenbank. Während in den meisten europäischen Staaten eine Nennspannung von $U_n = 400$ V verwendet wird, benötigt eine dreiphasige Last, die an ein 230 V-Netz angeschlossen ist, einen Strom, der $\sqrt{3}$ -mal größer ist, um die gleiche Leistung zu übertragen [144].

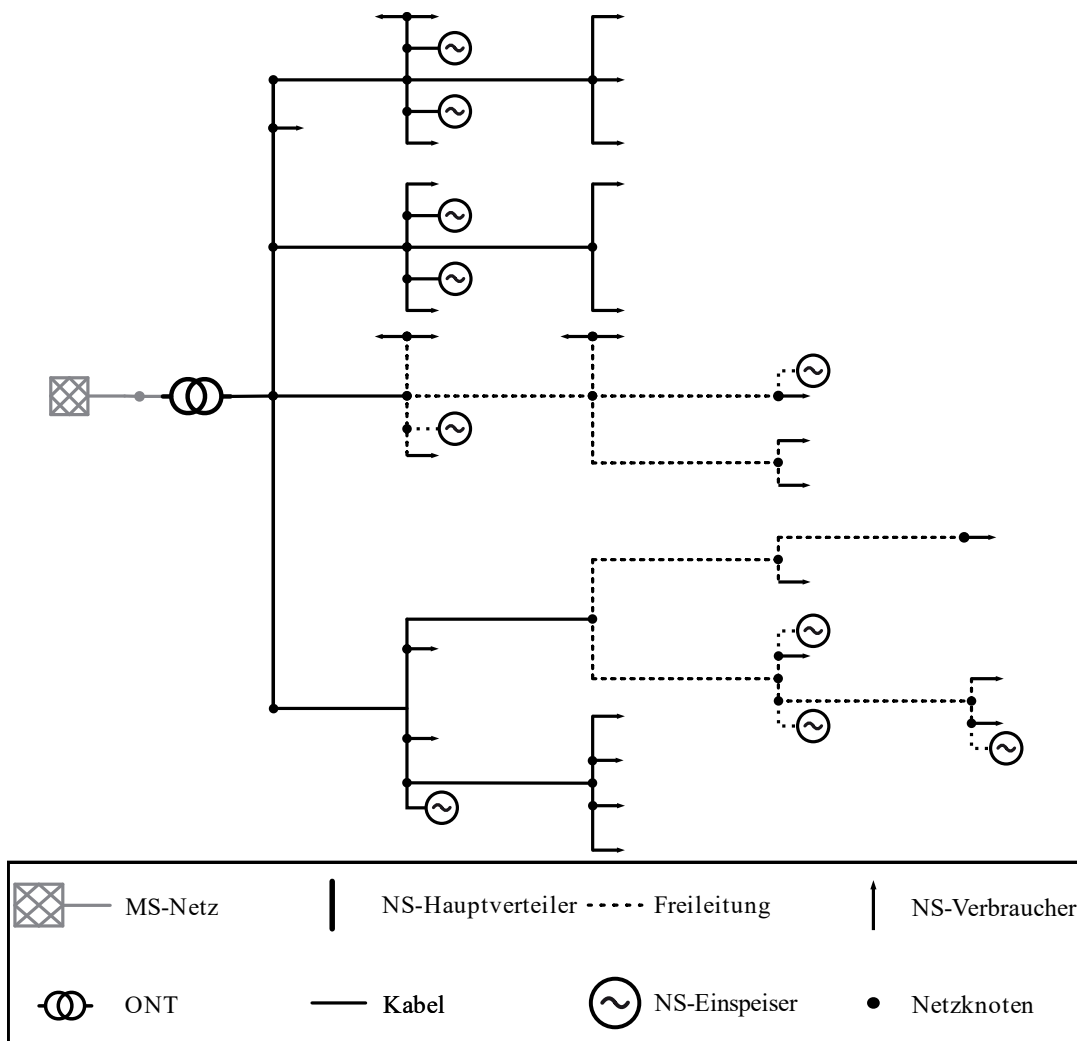


Abbildung 4.7: Struktur des norwegischen NS-Netzes

Das norwegische Netz weist einen Verkabelungsgrad von 65,23 % auf. Im Vergleich zum deutschen Beispielnetz oder dem Beispielnetz aus dem VK ist somit ein höherer Anteil an Kabeln vorhanden. Das Netz wird durch einen ONT mit einer Bemessungsleistung von $S_{r,Trafo} = 200$ kVA gespeist und weist eine Gesamtleitungslänge von $l_{Netz} = 3,417$ km auf. Weiterhin ist es als unvermaschtes Strahlennetz ausgelegt.

Tabelle 4.4: Kennwerte des norwegischen NS-Netzes

Bemessungsscheinleistung des ONT $S_{r,Trafo}$ in kVA	200	Anzahl Verbraucher	30
Nennspannung U_n in V	230	Spitzenlast in kVA	175,9
Anzahl Knoten	54	Verkabelungsgrad	65,23 %
Leitungslänge l_{Netz} in km	3,417	Anzahl Abgänge	5
PVA-Leistung im Status quo in kVA	61	Anzahl PVA im Status quo	10

Szenarientwicklung

In Abbildung 4.8 sind die Ausbaupfade für zukünftige PVA im norwegischen Beispielnetz zu sehen. Auch hier wird das in Abschnitt 4.2.2 beschriebene Regionalisierungsverfahren zur Anwendung gebracht, da im länderspezifischen Szenarienvorlauf (vgl. Abbildung 8.4) keine Grenzwertverletzungen auftreten. Im Status quo befinden sich zehn NS-Einspeiser, ausschließlich PVA, im norwegischen Beispielnetz.

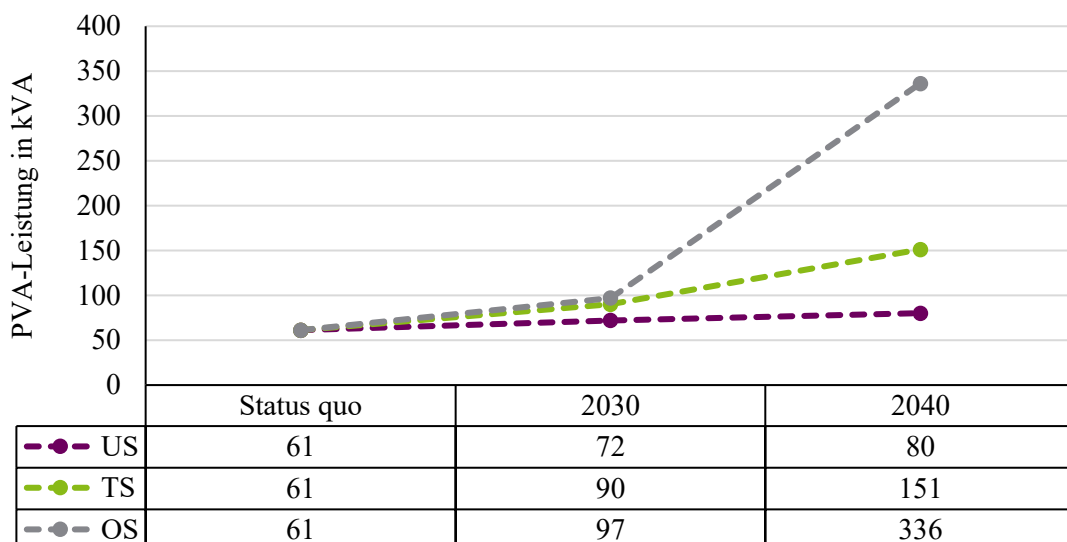


Abbildung 4.8: Szenarienvorläufe für das norwegische NS-Beispielnetz

Ausgehend von einer installierten PVA-Leistung von $S_{PVA} = 61$ kVA werden bis zu $S_{PVA} = 336$ kVA im Jahr 2040 des OS an das Netz angeschlossen. Bei den ENTSO-E-Szenarien aus Norwegen kommt es beim betrachteten Beispielnetz zu keinerlei Verletzungen von Grenzwerten. Daher wird auch hier der Ansatz gewählt, die deutschen Hochlaufszenerarien auf das norwegische Netz anzuwenden, um so unterschiedliche Netzstrukturen vergleichen zu können. Bei den gezeigten Szenarien handelt es sich um die modifizierten deutschen Szenarien, die im Beispielnetz bereits im Status quo zu Grenzwertverletzungen und somit zu einer automatisierten Zielnetzplanung führen.

Zielnetzplanung

Die Ergebnisse der Leistungsflussberechnung vor und nach der automatisierten Zielnetzplanung sind im Anhang in Tabelle 8.12 dargestellt. Alle Grenzwertverletzungen treten im NNF SE auf. Bei der Anwendung der Szenarien für das norwegische Beispielnetz kommt es in erster Linie zu Spannungsbandverletzungen. Bereits im Status quo des US wird das zulässige Spannungsband mit $U_{\max} = 1,1234 \cdot U_n$ überschritten, sodass Maßnahmen zur Reduktion der Spannung ergriffen werden müssen. Im Rahmen der rein konventionellen Planung müssen einzelne Leitungstrecken ertüchtigt werden, um Spannungsbandverletzungen zu beheben. Dagegen wird bei der innovativen Netzertüchtigung ein rONT verwendet, der bereits im Status quo des US installiert wird. In den darauffolgenden Jahren entstehen aufgrund des flexibel und unter Last stufenweise regelbaren rONT keine weiteren Grenzwertverletzungen. Bei der rein konventionellen Planung muss jedoch in jedem Stützjahr nachgesteuert werden und es sind weitere Leitungstrecken zu ertüchtigen. Im Jahr 2040 des OS wird zudem der Tausch des im Netz vorhandenen ONT notwendig. Dieser ist mit bis zu $S_{\max, \text{Trafo}} = 1,22 \cdot S_{r, \text{Trafo}}$ überlastet. Bei der rein konventionellen Planung wird der Transformator durch einen ONT mit einer Bemessungsleistung von $S_{r, \text{Trafo}} = 400$ kVA ersetzt. Bei der innovativen Netzertüchtigung kommt stattdessen die SSK zum Einsatz. In Kombination mit dem bereits im Netz vorhandenen rONT mit einer Bemessungsleistung von $S_{r, \text{rONT}} = 250$ kVA wird der erneute Austausch des ONT vermieden und es werden Kosten eingespart. Die detaillierten Informationen über notwendige Maßnahmen bei der konventionellen und innovativen Netzertüchtigung sind im Anhang in Tabelle 8.10 und Tabelle 8.11 hinterlegt.

Kostenbewertung

Die im Rahmen der einzelnen Planungen entstandenen Kosten für die Zielnetze sind in Abbildung 4.9 dargestellt. Mithilfe der innovativen Lösungsoptionen konnte auch für die norwegische Netzstruktur mit ihrer niedrigeren Nennspannung eine Reduktion der Netzertüchtigungskosten realisiert werden. Im Durchschnitt lassen sich die Netzertüchtigungskosten um 67 % reduzieren, wenn nicht rein konventionelle Netzbetriebsmittel, sondern auch innovative Lösungsoptionen in den Planungsprozess integriert werden.

Zudem ist bei Verwendung eines rONT eine erneute Ertüchtigung des Netzes in den folgenden Stützjahren nicht nötig. Durch eine hohe Investition im Status quo können weitere Ertüchtigungsmaßnahmen im US und TS vollständig vermieden werden. Die Robustheit des Netzes hinsichtlich zukünftiger Änderungen der Versorgungsaufgabe kann somit kostengünstig und langanhaltend sichergestellt werden. Darüber hinaus wird im letzten Planungsschritt (OS 2040) erneut eine Validierung der hier notwendigen Ergebnisse der Software zur automatisierten Zielnetzplanung durchgeführt. Da lediglich bei der konventionellen Netzertüchtigung weitere Maßnahmen notwendig sind, wird auch nur hier die manuelle Validierung durchgeführt. Die von der Software ausgewählten Maßnahmen können auch hier mithilfe einer manuellen Planung erfolgreich validiert werden.

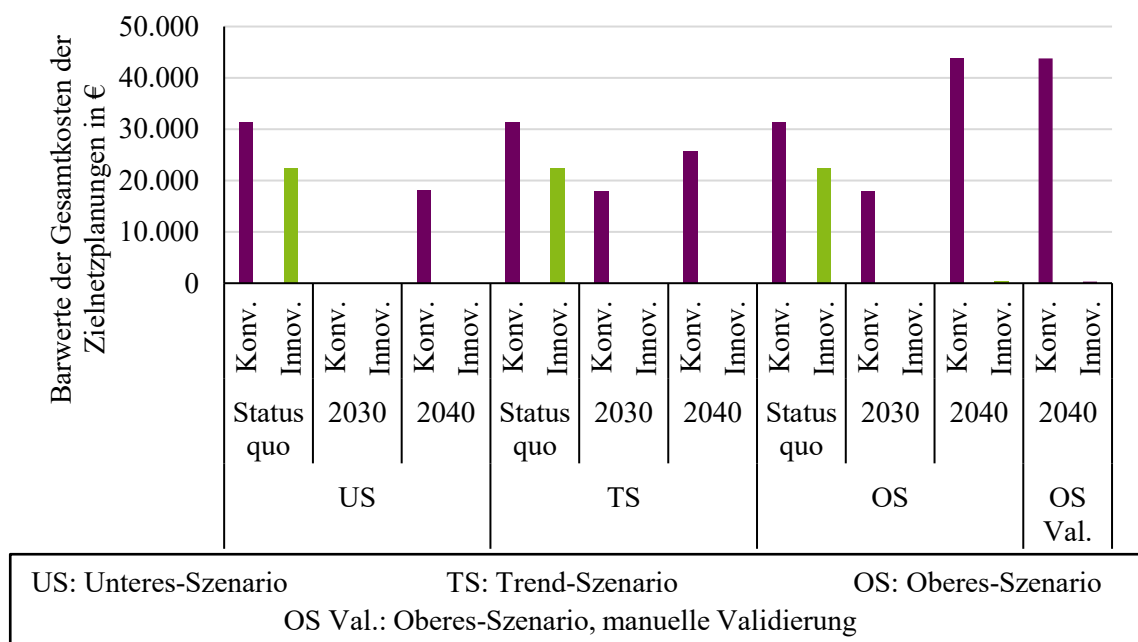


Abbildung 4.9: Wirtschaftliche Bewertung der Planungsergebnisse für das norwegische NS Beispielnetz

4.2.4 Beispielhaftes Niederspannungsnetz aus Portugal

Das letzte der Beispielnetze für die im Rahmen der Arbeit durchgeführten Planungen stammt aus Portugal. Auch hier handelt es sich um ein Netz mit ländlich geprägten Strukturen.

Eingangsdaten

Abbildung 4.10 zeigt die schematische Struktur des portugiesischen NS-Beispielnetzes. Dieses unvermascht betriebene Strahlennetz versorgt über drei Abgänge insgesamt 26 Verbraucher. Im Status quo sind 12 NS-Einspeiser, ausschließlich PVA, mit einer Einspeiseleistung von $S_{PVA} = 85$ kVA im Netz angeschlossen.

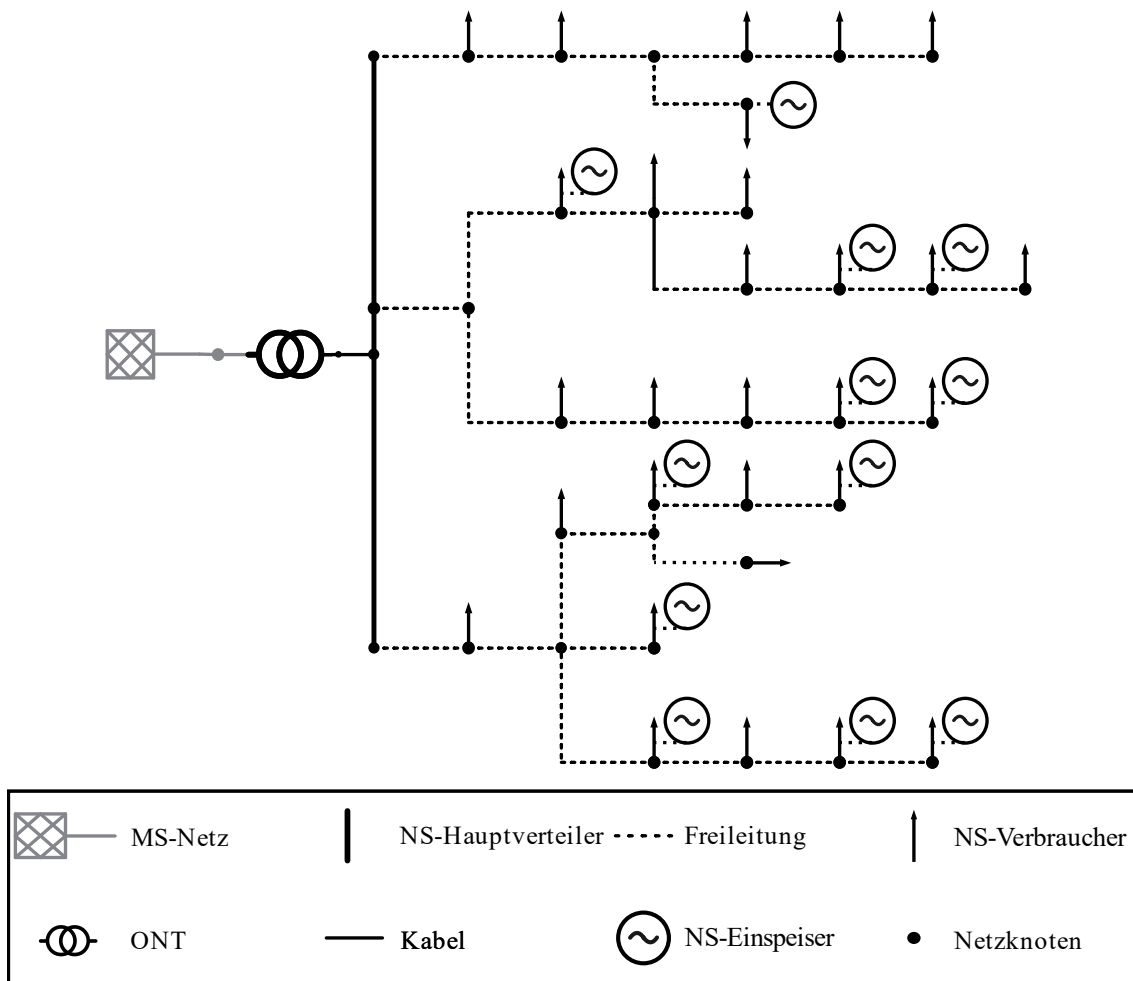


Abbildung 4.10: Struktur des portugiesischen NS-Netzes

Bei einer Spitzensummenlast von $S_{SL} = 49 \text{ kVA}$ ergibt sich eine Spitzenlast pro Verbraucher von $S_V = 1,88 \text{ kVA}$. Die Gesamtleitungslänge beträgt $l_{\text{Netz}} = 2,455 \text{ km}$ und das Netz weist einen Verkabelungsgrad von 0 % auf, da es ausschließlich aus Freileitungen besteht. Die Kennwerte des Netzes finden sich in Tabelle 4.5.

Tabelle 4.5: Kennwerte des portugiesischen NS-Netzes

Bemessungsscheinleistung des ONT $S_{r,Trafo}$ in kVA	100	Anzahl Verbraucher	29
Nennspannung U_n in V	400	Spitzenlast in kVA	49
Anzahl Knoten	34	Verkabelungsgrad	0,00 %
Leitungslänge l_{Netz} in km	2,45	Anzahl Abgänge	3
PVA-Leistung im Status quo in kVA	85	Anzahl PVA im Status quo	12

Szenarientwicklung

Ebenfalls ergeben sich für die portugiesischen ENTSO-E-TYNDP 18 Szenarien (vgl. Abbildung 8.5) keinerlei Grenzwertverletzungen. Daher wird auch hier der modifizierte deutsche Szenarienvorlauf angenommen. Dieser ist angepasst auf das portugiesische Netz in Abbildung 4.11 dargestellt. Beginnend mit einer PVA-Leistung von $S_{PVA} = 85$ kVA werden bis zu $S_{PVA} = 303$ kVA im Netz angeschlossen. Dies führt zur Verletzung von Grenzwerten in allen Szenarien und Stützjahren.

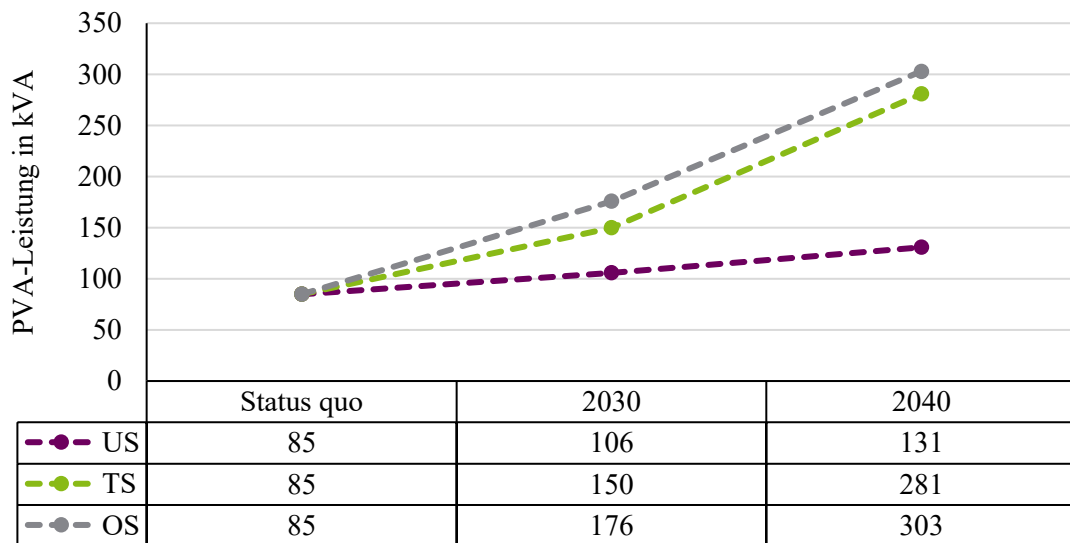


Abbildung 4.11: Szenarienvorläufe für das portugiesische NS-Beispielnetz

Zielnetzplanung

Die Ergebnisse der Leistungsflussberechnung vor und nach der automatisierten Zielnetzplanung sind im Anhang in Tabelle 8.15 dargestellt. Alle Grenzwertverletzungen treten im NNF SE auf. Auslöser ist in allen Fällen die Verletzung des zulässigen Spannungsbandes. Mit bis zu $U_{\max} = 1,17 \cdot U_n$ stellt dies die automatisierte Zielnetzplanung vor eine enorme Herausforderung. Einzelmaßnahmen reichen nicht mehr aus und gerade in der rein konventionellen Zielnetzplanung sind eine Vielzahl von Kabelmaßnahmen notwendig.

Zusätzlich zu den auftretenden Spannungsbandsverletzungen ist ab einer gesamten installierten PVA-Leistung von $S_{PVA} = 110$ kVA ein Tausch des ONT notwendig. Während bei rein konventioneller Netzertüchtigung lediglich ein leistungsstärkerer ONT zum Einsatz kommt, wird bei der innovativen Netzertüchtigung ein rONT verwendet. Dadurch lässt sich sowohl den Spannungsbandsverletzungen als auch einer Überlastung des Transformators entgegenwirken.

Kostenbewertung

Die Kosten für die einzelnen Stützjahr-Szenario-Kombinationen sind in Abbildung 4.12 dargestellt. Im US reicht bereits der Einsatz eines rONT im Status quo aus, um alle in diesem Szenario zu erwartenden PVA an das Netz anschließen zu können. Bei einer rein konventionellen Planung muss in jedem Stützjahr bedarfsgerecht nachgesteuert werden und es sind neue Betriebsmittel in das Netz einzubringen. Im TS und OS kommt zusätzlich zum rONT ein System zur DSK zum Einsatz. Einzelne ausgewählte Anlagen werden stark in ihrer Einspeiseleistung reduziert, um punktuell Grenzwertverletzungen zu vermeiden.

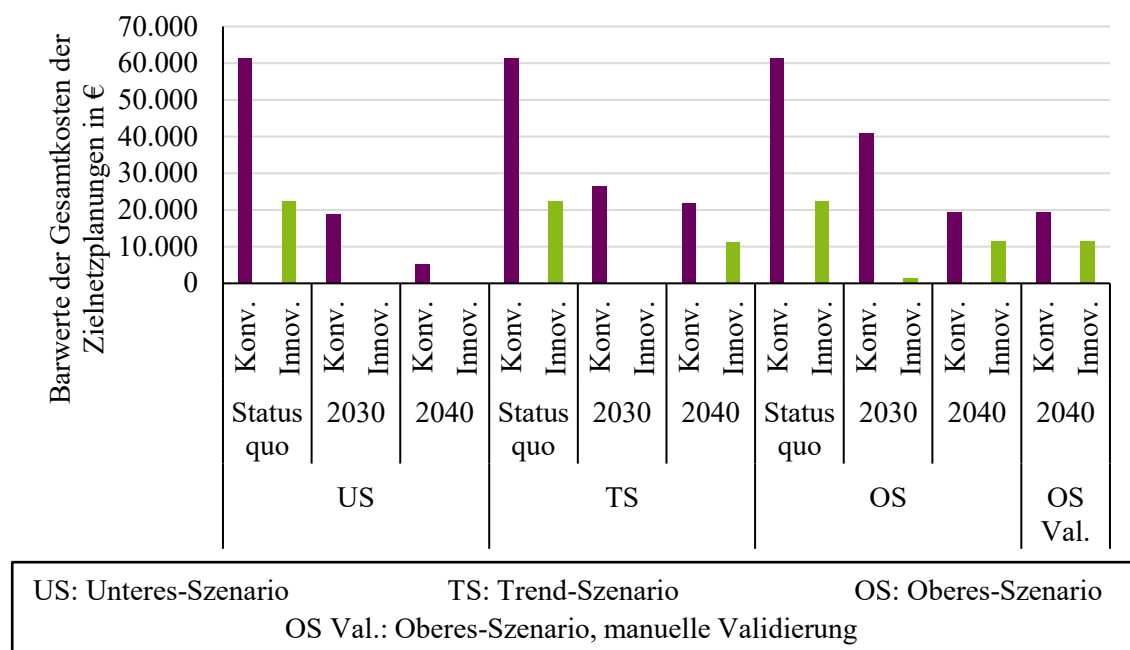


Abbildung 4.12: Wirtschaftliche Bewertung der Planungsergebnisse für das portugiesische NS Beispielnetz

Im Durchschnitt lassen sich unter Berücksichtigung innovativer Netzertüchtigungsvarianten 71 % der Kosten einsparen. Eine Besonderheit beim portugiesischen Beispielnetz ist die Verwendung der DSK. Diese stellt die optimale Netzertüchtigungsstrategie bei einem starken Zubau von PVA-Leistung dar. Einige wenige PVA mit hoher Leistung müssen zu wenigen Zeitpunkten im Jahr in ihrer Einspeiseleistung reduziert werden. Eine Reduzierung auf 70 % ihrer Nennleistung im Rahmen der SSK ist jedoch nicht ausreichend.

Bis auf das Jahr 2040 im OS kann in der innovativen Netzertüchtigungsvariante auf konventionelle Maßnahmen verzichtet werden. Die detaillierten Informationen über notwendige Maßnahmen bei der konventionellen und innovativen Netzertüchtigung sind im Anhang in Tabelle 8.13 und Tabelle 8.14 dargestellt. Auch hier kann im letzten Schritt (OS 2040) die Validität der Ergebnisse, sowohl bei der konventionellen als auch bei der innovativen Netzertüchtigung, mithilfe einer manuellen Zielnetzplanung nachgewiesen werden.

4.2.5 Vergleich der europäischen Beispielplanungen

Nach Vorstellung der Beispielplanungen aus den vier europäischen Staaten stellt sich die Frage, inwieweit Unterschiede in der Netzstruktur zu erkennen sind und somit Robustheit hinsichtlich einer weiteren Integration von PVA in NS-Netze zu erwarten ist. Für die folgenden Auswertungen werden die Gesamtkosten der einzelnen Stützjahre kumuliert und so die Kosten des gesamten Ertüchtigungspfades berücksichtigt.

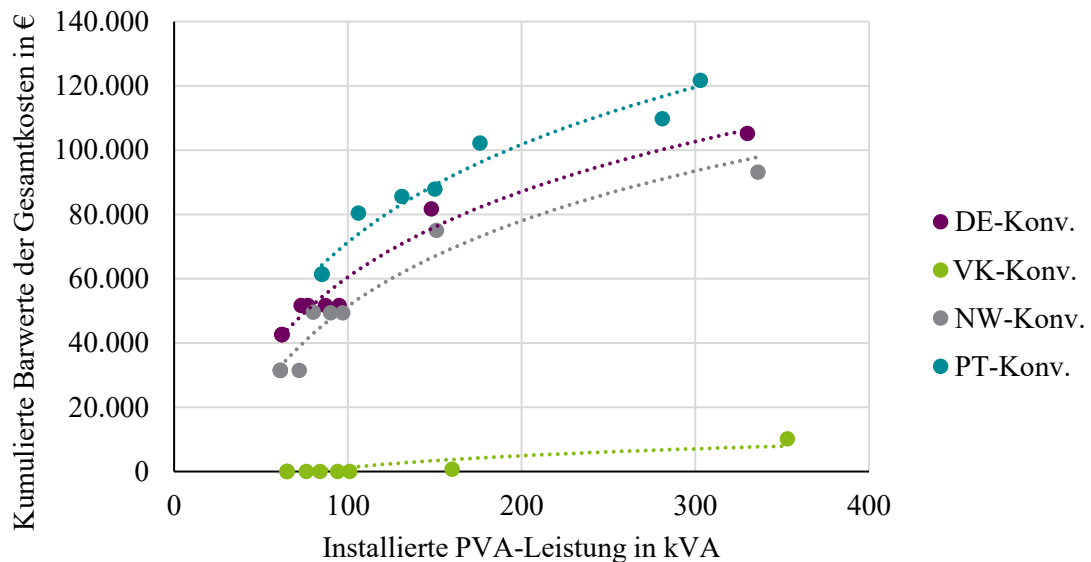


Abbildung 4.13: Kostenentwicklung der konventionellen Netzertüchtigungsvariante

Abbildung 4.13 zeigt die Kosten der konventionellen Netzertüchtigungsvarianten in Abhängigkeit von der installierten PVA-Leistung in den betrachteten Netzen. Darüber hinaus sind Trendlinien der jeweiligen Staaten dargestellt, die den abflachenden Verlauf der Verteilung gut abbilden.

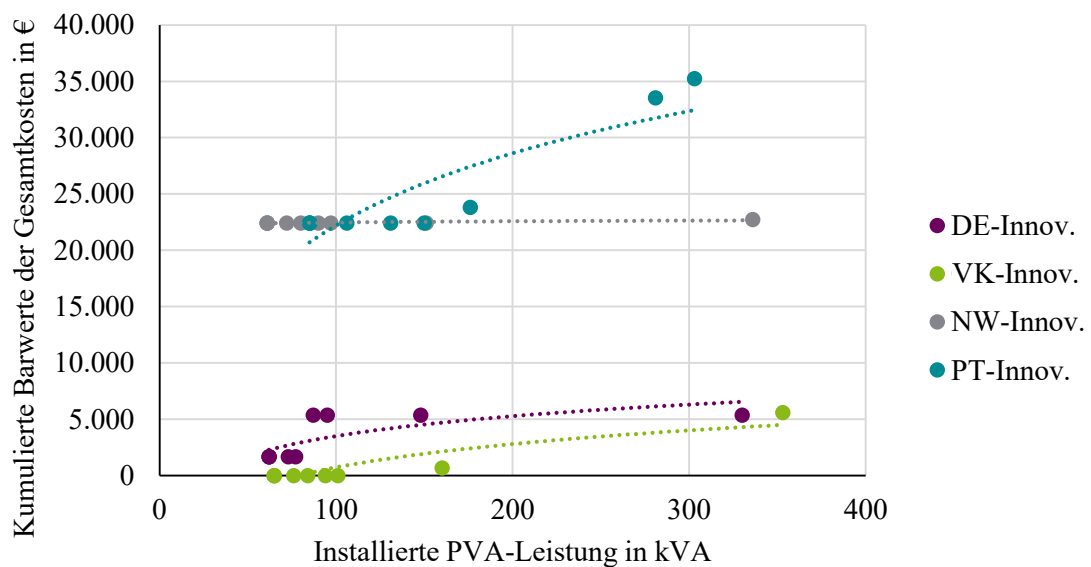


Abbildung 4.14: Kostenentwicklung der innovativen Netzertüchtigungsvarianten

Gleiches ist in Abbildung 4.14 zu sehen, allerdings für die innovativen Netzertüchtigungsvarianten. Deutlich wird, dass im Beispielnetz aus dem VK die geringsten Kosten entstehen. Dies deutet auf eine höhere Robustheit hinsichtlich weiterer Integration von Einspeisern in das Netz hin. Die geringe Leitungslänge des Gesamtnetzes und speziell der einzelnen Abgänge führt zu einer hohen Spannungsfestigkeit des Netzes. Da Grenzwertverletzungen ausschließlich das Spannungsband betreffen, reduziert dies den Netzertüchtigungsbedarf erheblich. Gerade bei den innovativen Netzertüchtigungsvarianten liegen die Kosten des deutschen Beispielnetzes aber auf ähnlichem Niveau wie bei dem Beispielnetz aus dem VK.

Schlussfolgernd lässt sich sagen, dass die Beispielnetze unterschiedlich gut auf einen zukünftigen Zubau von Einspeisern vorbereitet sind und entsprechend unterschiedlich hohe Gesamtkosten entstehen. Die Beispielnetze aus Deutschland und dem VK scheinen für die zukünftig zu erwartende Entwicklung jedoch am besten geeignet zu sein. Eine Überprüfung der Übertragbarkeit der Ergebnisse und der Repräsentativität der Beispielnetze für Europa erfolgt in Abschnitt 5.2. Darüber hinaus ist die kosteneinsparende Wirkung innovativer Netzertüchtigungsvarianten beim deutschen Beispielnetz am deutlichsten, aber auch in den übrigen Beispielnetzen ließ sich ein signifikanter Teil der notwendigen Netzertüchtigungskosten einsparen.

4.3 Gesamtheit der Planungsergebnisse

Im vorangegangenen Abschnitt wurden bereits erste Ergebnisse von automatisierten Zielnetzplanungen mit konventionellen und innovativen Netzertüchtigungsvarianten präsentiert und diskutiert. Neben diesen vier Beispielnetzen erfolgt die Berechnung einer Vielzahl von NS-Netzen zur Analyse der Planungsergebnisse und finalen Entwicklung von Planungsgrundsätzen. Die Ergebnisse der automatisierten Zielnetzplanung deutscher NS-Netze sollen hinsichtlich ihrer Übertragbarkeit auf internationale Beispielnetze überprüft werden, um gegebenenfalls deutsche Planungsgrundsätze auf europäischer Ebene verallgemeinern zu können. Insgesamt standen für diese Arbeit 18 NS-Netze aus Deutschland zur Verfügung. Es handelt sich um Realnetze ländlich geprägter Regionen. Einige ausgewählte Netzstrukturkennwerte der verfügbaren Netze sind in Tabelle 4.6 dargestellt. Die Gesamtleitungslänge der Netze variiert zwischen $l_{\text{Netz}} = 0,68$ km und $l_{\text{Netz}} = 4,57$ km. Auch die übrigen Kennwerte weichen zum Teil stark voneinander ab. So sind zwischen 2 und 107 Verbraucher an die Netze angeschlossen und eine Spitzensummenlast von $S_{\text{Sl}} = 12$ kVA bis $S_{\text{Sl}} = 236,96$ kVA muss über den ONT mit einer Bemessungsleistung zwischen $S_{\text{r,Trafo}} = 100$ kVA und $S_{\text{r,Trafo}} = 630$ kVA versorgt werden. Es steht demnach eine Vielzahl von Netzen mit unterschiedlichen Charakteristika ländlicher Regionen zur Verfügung.

Tabelle 4.6: Netzcharakteristika der in der Arbeit verwendeten deutschen NS-Netze

Netzcharakteristika	Min	Max	Median
Gesamtleitungslänge l_{Netz} in km	0,68	4,57	2,18
Gesamtimpedanz in Ohm	0,05	2,35	1,06
Verkabelungsgrad	17,72 %	100,00 %	61,08 %
Spitzensummenlast S_{SL} in kVA	12,00	236,96	53,99
Anzahl NS-Verbraucher	2,00	107,00	38,00
Trafoleistung $S_{\text{r.Trafo}}$ in kVA	100	630	400
Netzlänge pro NS-Verbraucher in km	0,03	0,34	0,04
ONT-Leistung pro NS-Verbraucher in kVA	2,00	50,00	9,63

Diese Netze werden im Rahmen der automatisierten Zielnetzplanung auf zukünftige Veränderungen der Versorgungsaufgabe und dadurch entstehende Grenzwertverletzungen hin untersucht. In den folgenden Abschnitten sind die Ergebnisse der Planungen zusammengefasst und es werden erste Schlussfolgerungen gezogen.

4.3.1 Ökonomischer Vergleich der Netzertüchtigungsvarianten

Durch die entwickelte Methode zur automatisierten Zielnetzplanung können NS-Netze hinsichtlich ihres Investitionsbedarfes in den kommenden Jahren analysiert werden. Die Gesamtergebnisse der Planungen lassen sich dann für die Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze verwenden und deren Übertragbarkeit auf den europäischen Raum kann überprüft werden. Die ökonomische Auswertung der Zielnetzplanung findet auf den folgenden Seiten statt und stellt die Grundlage für die Planungsgrundsätze dar. Für die ökonomische Bewertung der Netzertüchtigungsvarianten kommen die in Abschnitt 2.2.4 vorgestellten Annahmen zum Einsatz. Abbildung 4.15 zeigt das Einsparpotenzial der innovativen Netzertüchtigungsvarianten der einzelnen Netze im Vergleich zur rein konventionellen Netzertüchtigungsvariante.

Für diese Auswertungen werden alle Kosten in allen Szenarien/Stützjahren der jeweiligen Netze addiert und im Anschluss die innovativen und konventionellen Netzertüchtigungskosten miteinander verglichen.

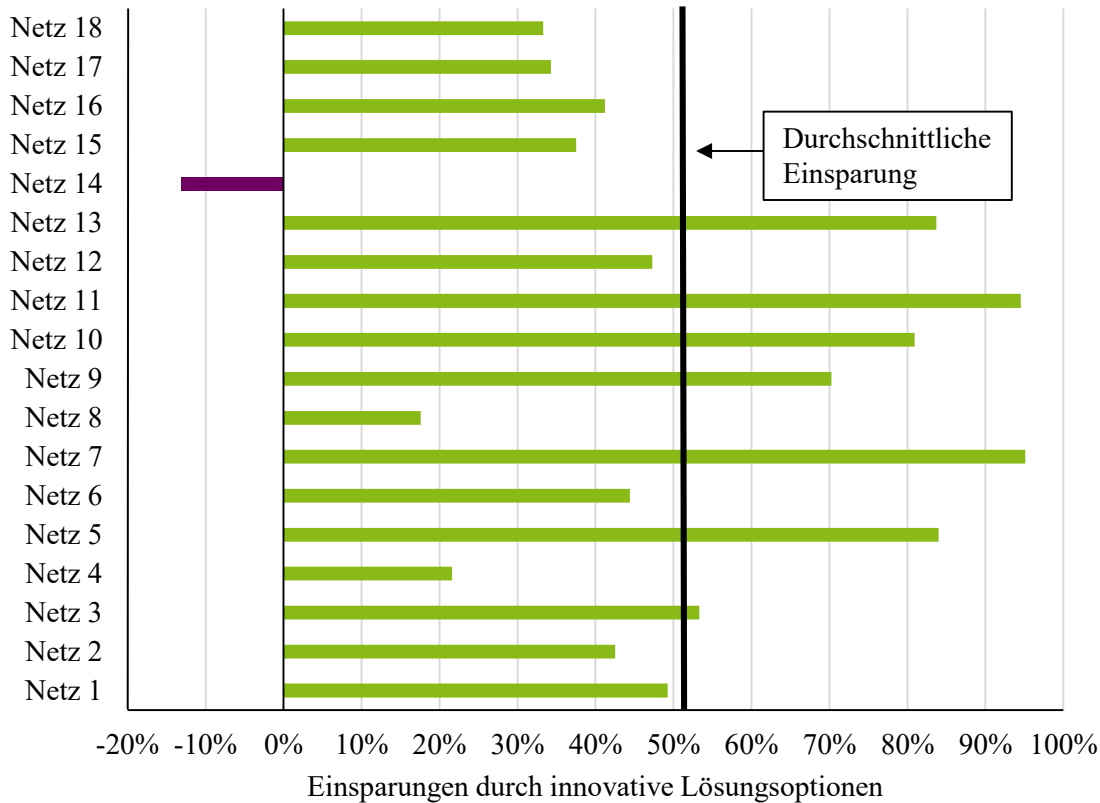


Abbildung 4.15: Einsparpotenzial der innovativen Netzertüchtigungsvarianten im Vergleich zu einer rein konventionellen Netzertüchtigung bei Betrachtung der Summen aller Szenarien und Stützjahre

Deutlich wird, dass lediglich in Netz 14 die rein konventionelle Netzertüchtigung günstiger ist als die Verwendung innovativer Lösungsoptionen. In allen anderen Netzen kann mithilfe von Spannungsregelung und Spitzenkappung deutliches Kostensenkungspotenzial aufgezeigt werden. Bis zu 95 % der Ertüchtigungskosten (Netz 7 und 11) konnten bei der Verwendung dieser Technologien eingespart werden. Durchschnittlich ließen sich 53 % der Kosten einsparen (in Abbildung 4.15 als schwarze Linie dargestellt). Dies führt zu der Frage, welche der zur Verfügung stehenden Technologien besonders häufig zum Einsatz kamen, um die Einsparungen zu realisieren.

In Abbildung 4.16 sind die Anteile der jeweiligen Netzertüchtigungsvarianten zu sehen. Auffällig ist, dass in jeweils 25 % aller Fälle entweder die SSK oder eine Kombination von rONT und SSK zum Einsatz kommt. Des Weiteren sind auch Kombinationen aus ESR und SSK mit rund 14 % vertreten. In ca. 64 % aller Planungen kommt SSK zum Einsatz und stellt somit die am häufigsten eingesetzte Netzertüchtigungsvariante dar. Darüber hinaus werden rONT und ESR als innovative Lösungsoptionen genutzt. Lediglich die DSK werden in keinem der betrachteten deutschen Netze genutzt. Die kurze kalkulierte Nutzungsdauer von lediglich zehn Jahren und die hohen Kosten für Aktoren und Sensoren verhindern derzeit, dass eine DSK als Netzertüchtigungsvariante konkurrenzfähig ist. Die SSK hingegen ist in höchstem Maße kosteneffizient und ermöglicht eine kostengünstige Netzertüchtigung für zukünftige Herausforderungen in NS-Netzen.

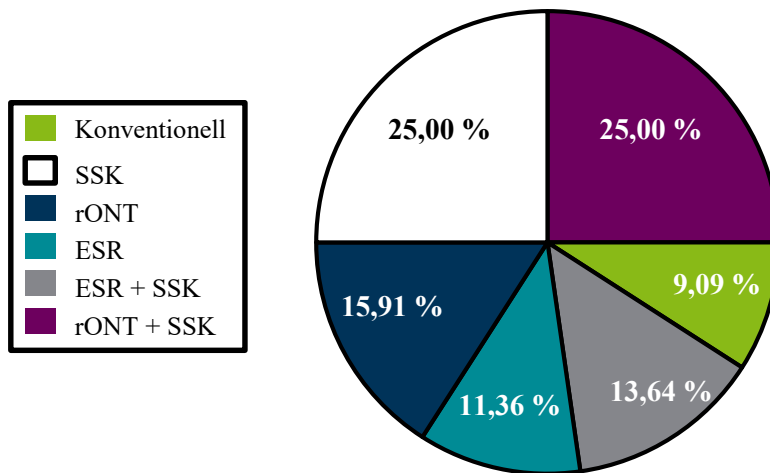


Abbildung 4.16: Anteile der einzelnen Lösungen an den optimalen Netzertüchtigungsvarianten

Um einen detaillierteren Blick auf das Kostensenkungspotenzial der SSK zu werfen, ist in Abbildung 4.17 ein Vergleich der unterschiedlichen Netzertüchtigungsvarianten dargestellt. In diesem sind die Anteile der Gesamtkosten der innovativen Netzertüchtigungsvariante, mit und ohne SSK, den notwendigen konventionellen Netzertüchtigungskosten gegenübergestellt. Die so dargestellten Einsparpotenziale sind Durchschnittswerte der Planungsergebnisse aller drei Szenarien und aller 18 Netze der Stichprobe. Allerdings sind hier nur die Planungen berücksichtigt, bei denen auch eine innovative Netzertüchtigung zu einer kostenoptimalen Lösung führt. Bei dieser Auswertung ist zu sehen, dass im Durchschnitt ca. 34 % der Gesamtkosten der innovativen Netzertüchtigungsvarianten eingespart werden können, wenn die SSK zum Einsatz kommt.

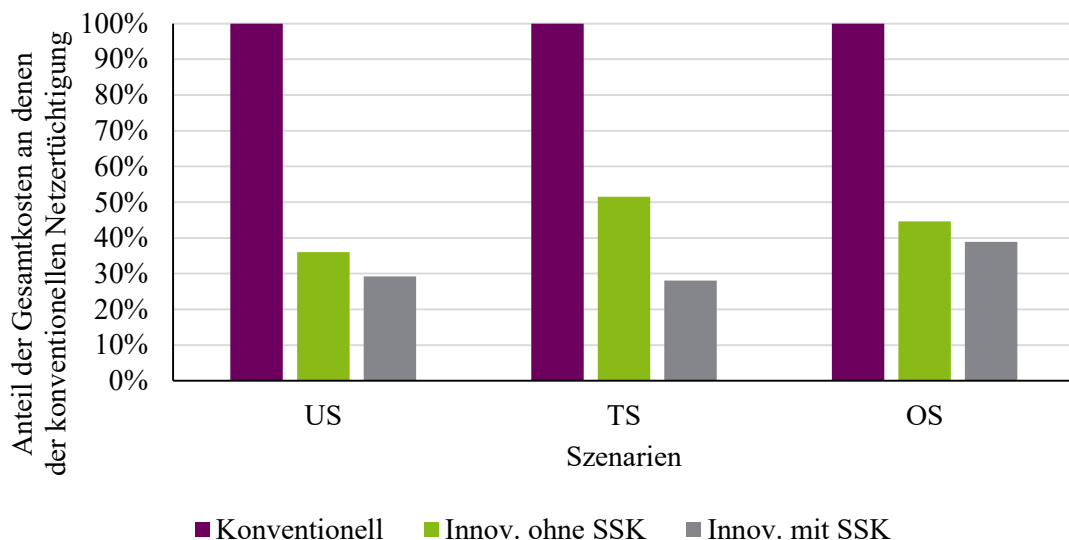


Abbildung 4.17: Vergleich der Gesamtkosten der Netzertüchtigungsmaßnahmen bei der innovativen Netzertüchtigungsvariante mit und ohne Verwendung von SSK

Auch im Vergleich zu anderen innovativen Netzertüchtigungsvarianten ist die SSK eine besonders effiziente Option, um Grenzwertverletzungen zu vermeiden. In Kombination mit rONT oder ESR stellen sich hier besonders vielseitige Anwendungsmöglichkeiten. Neben den innovativen Netzertüchtigungsvarianten ist in 10 % aller Planungen die rein konventionelle Netzertüchtigungsvariante am kostengünstigsten.

Abschließend lässt sich festhalten, dass der Einsatz innovativer Lösungsoptionen in ca. 90 % aller Netze zu einer Reduzierung der Netzertüchtigungskosten führt und somit aus ökonomischer Sicht sinnvoll ist.

4.3.2 Technischer Vergleich der Netzertüchtigungsvarianten

Neben der ökonomischen Sicht ist auch ein Blick auf die technische Seite sowie auf die Vor- und Nachteile innovativer Netzertüchtigungsvarianten zu werfen. Dies muss stets im Hinblick auf die Möglichkeit erfolgen, konventionelle Netzertüchtigung kostengünstig zu substituieren. Neben den Kosteneinsparungen bieten innovative Netzertüchtigungsvarianten die Möglichkeit, Baumaßnahmen deutlich zu reduzieren. Die Störung der Anwohner wird reduziert, da nicht für längere Zeiträume Straßen gesperrt und Baustellen eingerichtet werden müssen. Dementsprechend ist insbesondere der Blick auf die Möglichkeit interessant, konventionelle vollständig durch innovative Netzertüchtigung zu ersetzen.

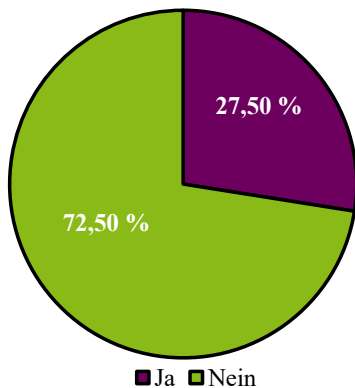


Tabelle 4.7: Anteile der zusätzlichen konventionellen Netzertüchtigung bei den unterschiedlichen Zielnetzplanungen mit innovativen Lösungsoptionen

	Ja	Nein
ESR	20 %	80 %
ESR + SSK	17 %	83 %
rONT	14 %	86 %
rONT + SSK	64 %	36 %
SSK	9 %	91 %

Abbildung 4.18: Anteil an Zielnetzplanungen, in denen zusätzlich zu innovativen Lösungsoptionen konventionelle Netzertüchtigung notwendig wird (betrachtet wird die jeweils kostengünstigste Netzertüchtigungsvariante)

In Abbildung 4.18 ist der Anteil an innovativen Netzertüchtigungsvarianten zu sehen, in denen zusätzliche konventionelle Netzertüchtigung notwendig wird. Demnach ist in knapp 30 % aller innovativen Netzertüchtigungsvarianten ergänzend eine konventionelle Netzertüchtigung notwendig, beispielsweise um auftretende thermische Grenzwertverletzungen bei vorhandenen Kabeln oder Freileitungen zu beheben. In Tabelle 4.7 ist zu sehen, bei welchen der innovativen Netzertüchtigungsvarianten zusätzlich konventionelle Netzertüchtigung notwendig wird. Hier sticht die Kombination aus rONT und SSK hervor. In 64 % aller Planungen muss zusätzlich konventionell ausgebaut werden.

Der Einsatz eines rONT kann grundsätzlich zu steigender thermischer Belastung der Leitungen führen, da mit dem Absenken der Spannung eine Erhöhung des Stromes einhergeht. Allerdings wirkt die Reduzierung der Einspeiseleistung durch die SSK diesem Problem entgegen, weil auch bei den Netzertüchtigungsvarianten mit ausschließlicher Verwendung eines rONT in lediglich 14 % der Planungen eine zusätzliche konventionelle Netzertüchtigung vonnöten ist. Dementsprechend ist vor allem in den Szenarien mit besonders starkem Zubau von PVA mit zusätzlichem konventionellen Netzausbau zu rechnen, der zur Lösung von thermischen Überlastungen notwendig wird. Die Hauptursache für thermische Überlastungen ist eine stark gestiegene Einspeiseleistung in den NS-Netzen. Demnach kommt die Netzertüchtigungsvariante aus rONT und SSK vorrangig in Extremszenarien mit besonders hoher PVA-Leistung zum Einsatz, was in den folgenden Abbildungen dargestellt ist.

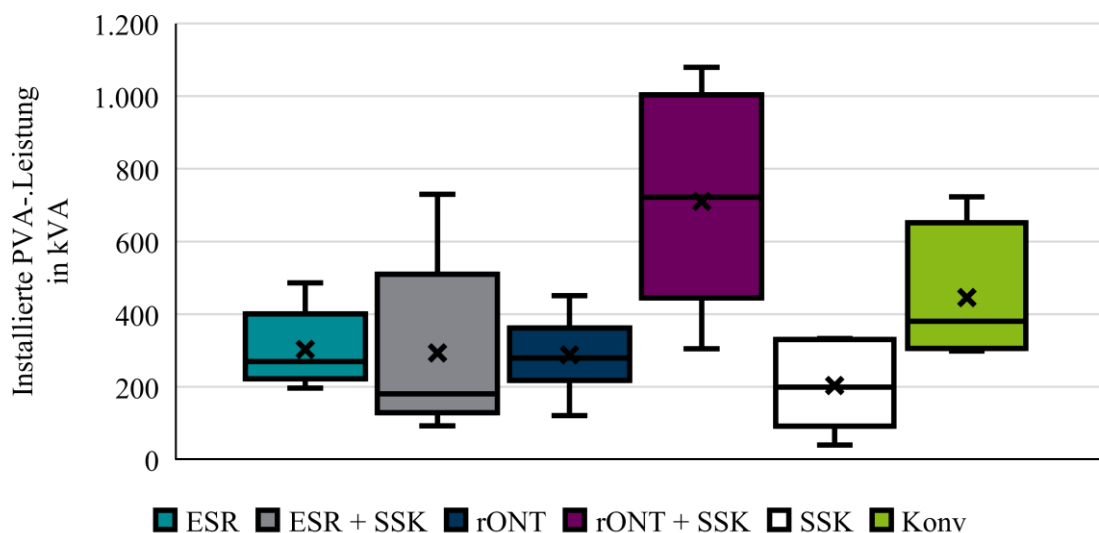


Abbildung 4.19: Installierte PVA-Leistung in den unterschiedlichen Netzertüchtigungsvarianten (betrachtet wird die jeweils kostengünstigste Netzertüchtigungsvariante)

In Abbildung 4.19 sind Box-Plot-Diagramme zu sehen, welche die in den jeweiligen Netzertüchtigungsvarianten vorliegende PVA-Leistung aufzeigen. Die Box entspricht dem Datenbereich, in dem 50 % der Werte liegen. Die Länge der Box wird auch als ‚Interquartilsabstand‘ bezeichnet. Begrenzt wird die Box durch das untere und obere Quartil.

Durch eine horizontale Linie ist der Median dargestellt und mit einem Kreuz der Mittelwert der Daten. Oberhalb und unterhalb der Box befinden sich die Antennen, auch ‚Whisker‘ genannt. Diese zeigen die weiteren Werte bis zum Maximum und Minimum der Daten. Demnach wird die zuvor aufgestellte Vermutung bestätigt. Gerade bei hohen Einspeiseleistungen werden die Netzertüchtigungsvariante aus rONT und SSK verwendet. Die thermische Überlastung von Leitungen wird nicht verhindert. Hier stellt die konventionelle Netzertüchtigung eine valide Alternative dar, um Grenzwertverletzungen zu beheben oder kommt ergänzend zu innovativer Netzertüchtigung zum Einsatz.

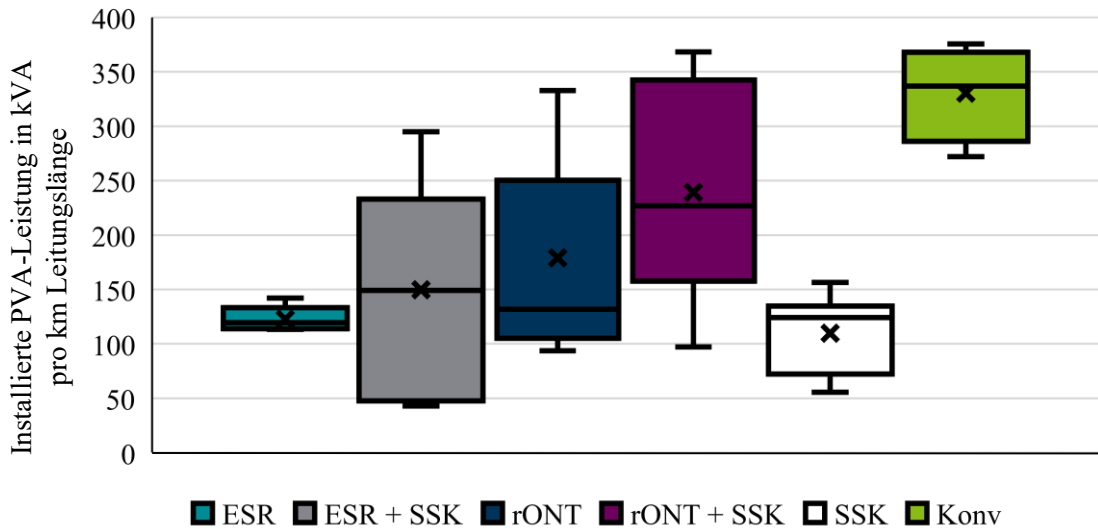


Abbildung 4.20: Darstellung der installierten PVA -Leistung bezogen auf die Gesamtleitungslänge (betrachtet wird die jeweils kostengünstigste Netzertüchtigungsvariante)

Bei einer tieferen Analyse der unterschiedlichen Einsatzbereiche der Netzertüchtigungsvarianten lassen sich weitere Abgrenzungen treffen. In Abbildung 4.20 wird die zuvor getroffene Beobachtung verdeutlicht.

Hier sind erneut Box-Plot-Diagramme dargestellt, basierend auf dem Kennwert der Einspeisedichte (ED):

$$ED = \frac{P_{PVA}}{l_{Netz}} \quad (4.1)$$

Bei dieser Betrachtung ist eine ähnliche Tendenz zu erkennen wie zuvor bei der Betrachtung der PVA-Leistung. Die Netzertüchtigungsvariante aus rONT und SSK kommt bei einer Einspeisedichte von $ED = 300 \text{ kVA/km}$ bis $ED = 375 \text{ kVA/km}$ zum Einsatz. Bei einer ähnlichen Einspeisedichte sind ansonsten lediglich Planungen mit rein konventionellen Netzertüchtigungsmaßnahmen zu finden. Demnach lässt sich ableiten, dass mit zunehmender Einspeisedichte die Wahrscheinlichkeit steigt, eine konventionelle Netzertüchtigung durchführen zu müssen, unabhängig davon, ob innovative Lösungsoptionen eingesetzt werden. Auch lässt sich anhand der Abbildung der Einsatzbereich der weiteren innovativen Lösungsoptionen abschätzen. So kommt vornehmlich in Netzen mit niedriger Einspeisedichte ausschließlich SSK zum Einsatz. Bei weiter steigender Einspeisedichte sind die Netzertüchtigungsvarianten ESR, ESR zusammen mit SSK oder rONT eine valide Option. Hier ist die Entscheidungsfindung besonders komplex, da eine Vielzahl von Technologien optimal sein kann. Bei hoher Einspeisedichte sind wiederum rONT und SSK sowie die konventionelle Netzertüchtigung vertreten. Da die Einspeisedichte direkt von der prognostizierten PVA-Leistung abhängt und diese über die Szenarien bestimmt wird, ist ein Blick auf die Technologieaufteilung auf Basis der Szenarien sinnvoll.

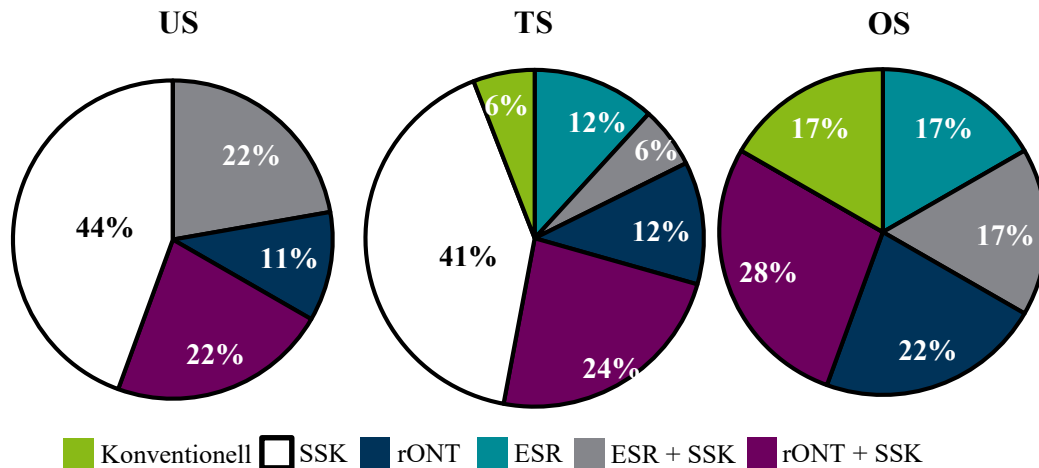


Abbildung 4.21: Übersicht der kostengünstigsten Netzertüchtigungsvarianten in den drei Szenarien des ENTSO-E TYNDP 18

In Abbildung 4.21 ist die Häufigkeit der Netzertüchtigungsvarianten in den Ergebnissen der automatisierten Zielnetzplanung der jeweiligen Szenarien dargestellt. Hier sticht hervor, dass sowohl im US als auch im TS eine Vielzahl von Planungen die ausschließliche Nutzung von SSK aufweisen. Im OS kommt diese Netzertüchtigungsvariante nur noch in Kombination mit weiteren Maßnahmen zum Einsatz. Hier wird der rONT oder ESR teilweise in Kombination mit SSK genutzt, die hauptsächlich zur Reduktion der benötigten Scheinleistungsauslegung des Transformators dient oder bereits in frühen Stützjahren allein zum Einsatz kommt und im Anschluss weitergenutzt wird.

Die einzige Netzertüchtigungsvariante, auf die nicht zurückgegriffen wird, ist die bereits angesprochene DSK, die wegen hoher Kosten keine Verwendung findet. Kernproblem ist die geringe angenommene Nutzungsdauer von zehn Jahren und somit die teilweise mehrfache Erneuerung des DNA-Systems im Betrachtungszeitraum.

Diese für Netzbetriebsmittel kurze Lebensdauer geht darauf zurück, dass bisher wenig Praxiserfahrung mit dezentralen Netzautomatisierungssystemen besteht und eine präzise Abschätzung der Lebensdauer nicht möglich ist. Da jedoch Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) im Netz verbaut wird und diese erfahrungsgemäß häufiger erneuert werden muss, als dies bei Transformatoren oder Leitungen der Fall ist, wird eine entsprechende niedrigere Lebensdauer angenommen [16].

Die Aufteilung der Netzertüchtigungsvarianten lässt sich auch mithilfe einer Clusteranalyse betrachten. Die Netzstichprobe der 18 Netze aus den Abschnitten 4.3.1 und 4.3.2 und den vier Beispielnetzen aus Abschnitt 4.2 wird hierzu, unter Verwendung eines k-Means-Algorithmus [145] in drei Cluster aufgeteilt. Zur Charakterisierung der Netze werden die Netzstrukturkennwerte der Einspeisedichte in Kilovoltampere pro Kilometer und der Verkabelungsgrad herangezogen.

Durch die Nutzung des Netzstrukturkennwertes der Einspeisedichte sind die einzelnen Netze mehrfach vertreten. So können die steigende Einspeisedichte in den einzelnen Szenarien und Stützjahren sowie die jeweils zur Anwendung kommende Netzertüchtigungsvariante abgebildet werden.

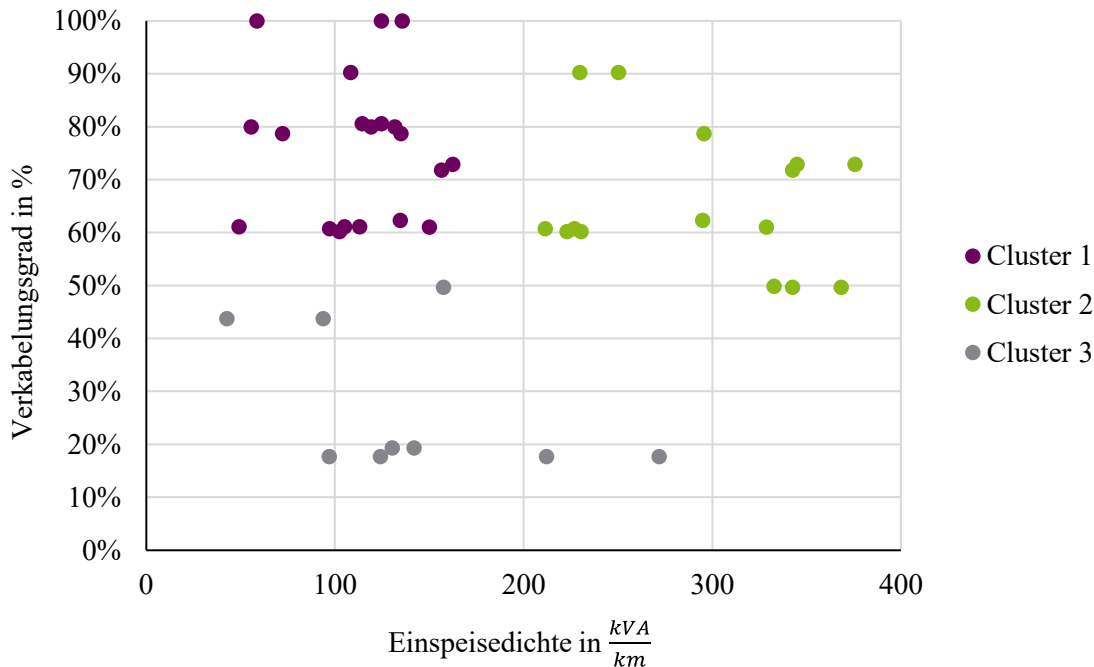


Abbildung 4.22: Clusteranalyse der Netzstichprobe anhand zweier Netzstrukturkennwerte

Die Aufteilung in die Clustergruppen ist in Abbildung 4.22 zu sehen. Anschließend sind die in den jeweiligen Clustergruppen ausgewählten Netzertüchtigungsvarianten auszuwerten, um vorliegende Besonderheiten zu identifizieren.

Cluster 1 beschreibt mit einem hohen Verkabelungsgrad und einer geringen Einspeisedichte eine Versorgungssituation, die dem Charakter eines vorstädtischen Kabelnetzes entspricht. In Cluster 2 finden sich Netze mit ähnlichem Verkabelungsgrad der Netze wie in Cluster 1, allerdings mit deutlich gesteigerter Einspeisedichte. Somit sind diese eher als ländliche Kabelnetze zu bezeichnen. Allerdings sind hier aufgrund der Charakteristik auch einige Netze aus Cluster 1 enthalten, die mit deutlich gesteigerter Einspeisedichte, durch Integration der PVA in den Szenarien, nun in Cluster 2 eingeordnet werden. Cluster 3 stellt NS-Netze mit einem Verkabelungsgrad von unter 50 % und niedriger bis mittlerer Einspeisedichte dar. Diese Netze können demnach als ländliche Freileitungsnetze bezeichnet werden. Die Verteilung der vom Optimierungsalgorithmus ausgewählten Netzertüchtigungsvarianten ist in Abbildung 4.23 dargestellt.

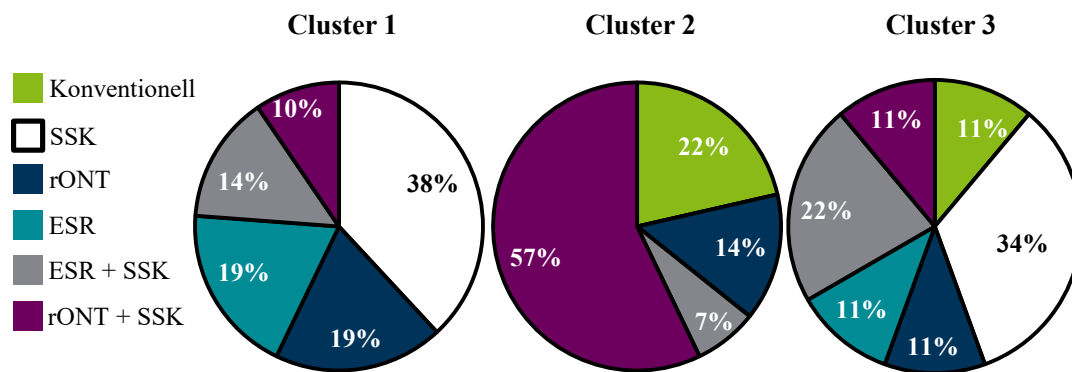


Abbildung 4.23: Ausgewählte Netzertüchtigungsvarianten in den drei Clustergruppen

Eine Tendenz lässt sich vor allem in Cluster 1 und Cluster 2 erkennen. In Cluster 1 kommt vornehmlich die SSK als alleinige Lösungsoption zum Einsatz, während in Cluster 2 eine Kombination aus rONT und SSK ausgewählt wird. Dementsprechend kann festgehalten werden, dass bei einer geringen Einspeisedichte (kleiner als 200 kVA/km) eine Vielzahl von Grenzwertverletzungen mit der nahezu kostenneutralen Lösungsoption der SSK behoben werden können. Bei weiter ansteigender Einspeiseleistung (Einspeisedichte von mehr als 200 kVA/km) muss ein rONT die SSK ergänzen, um auch weiterhin Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Allerdings ist in keinem Cluster eine Netzertüchtigungsvariante klar dominierend. Unterschiedliche Lösungsoptionen oder Kombinationen können zu einer optimalen Netzertüchtigungsstrategie führen. Dies wird vor allem in Cluster 3 deutlich. Dementsprechend ist das Treffen einer Entscheidung hochkomplex und von diversen Parametern abhängig.

Schlussfolgernd für den Abschnitt 4.3.2 lässt sich festhalten, dass in nahezu 75 % aller Planungen bei der Variante der innovativen Netzertüchtigung eine zusätzliche konventionelle Netzertüchtigung vollständig vermieden werden konnte. Erst bei einer extrem hohen Einspeisedichte ist zusätzliche konventionelle Netzertüchtigung notwendig, um Leitungsüberlastungen zu vermeiden. Darüber hinaus konnte keine klar überlegene innovative Netzertüchtigungsvariante identifiziert werden.

Dies führt zu der Erkenntnis, dass die Nutzung einer Software zur automatisierten Zielnetzplanung, wie es im Rahmen dieser Arbeit entwickelt wurde, empfehlenswert ist. Eine Kalkulation von optimalen Lösungen für zukünftige Herausforderungen der Netzbetreiber ist möglich, ohne dass für einen Netzplaner ein hoher manueller Planungsaufwand entsteht.

4.3.3 Abschließende Bewertung der Netzertüchtigungsvarianten

Die in den Abschnitten 4.3.1 und 4.3.2 präsentierten Ergebnisse der automatisierten Zielnetzplanung belegen die technische und ökonomische Eignung innovativer Netzertüchtigungsvarianten. Es lassen sich die durch den zukünftigen Zubau von PVA in NS-Netzen entstehenden Problemstellungen effizient und kostengünstig lösen. Kostenintensive konventionelle Netzertüchtigung kann weitestgehend substituiert werden. Insbesondere bei extrem hohem Zubau von PVA in den analysierten Netzen, kommt die Kombination zweier Netztechnologien zum Einsatz und es wird weiterhin konventionelle Netzertüchtigung benötigt. Gerade bei Netzen mit hoher Einspeisedichte wird die Kombination aus rONT und SSK ggf. zusammen mit weiterer konventioneller Netzertüchtigung eingesetzt. Diese Netzertüchtigungsvariante ist am besten geeignet, extremer PVA-Durchdringung in NS-Netzen zu begegnen und eine Netzertüchtigung vergleichsweise kostengünstig zu ermöglichen.

Bei Netzen mit geringer PVA-Durchdringung oder wenn Liquidität bei dem jeweiligen Netzbetreiber fehlt, kann es ratsam sein, zunächst mithilfe von SSK eine kostenintensive konventionelle Netzertüchtigung zu vermeiden. Bei Spannungsbandverletzungen in mehreren Abgängen des Netzes ist die Nutzung eines rONT optimal, während bei Problemen in nur einem oder zwei Abgängen auch ein ESR zum Einsatz kommen kann.

Allerdings wird sowohl in der Clusteranalyse als auch in der Betrachtung in Abbildung 4.21 deutlich, dass es keine klar herauszustellende Netzertüchtigungsvariante gibt, die ohne größere Einschränkungen in Planungs- und Betriebsgrundsätze von Netzbetreibern übernommen werden könnte. Eine Vielzahl von Netzertüchtigungsvarianten haben sich als valide Option herausgestellt und es muss für jedes zu überplanende NS-Netz eine optimale Netzertüchtigungsvariante identifiziert werden. Hier kann die Software zur automatisierten Zielnetzplanung eingesetzt werden. Sie ermöglicht automatisiert und ohne manuellen Aufwand die Ermittlung der optimalen Netzertüchtigungsvariante. Neben dem automatisierten Zielnetzplanungsprozess bietet die Software noch weitere Anwendungsmöglichkeiten. Eine Vielzahl von Parametern kann schnell und unkompliziert angepasst werden, sodass sich beispielsweise unterschiedliche Entwicklungspfade für PVA-Durchdringungen in den Netzen berücksichtigen lassen. Welche Variationen der Parameter sich für unterschiedliche Sensitivitätsanalysen nutzen lassen, wird im folgenden Abschnitt erläutert.

4.4 Sensitivitätsanalysen

Zunächst werden die unterschiedlichen Varianten der Berechnung von Trassenverläufen miteinander verglichen und ihr Einfluss auf die Gesamtkosten einer rein konventionellen Zielnetzplanung anhand einer Beispielplanung vorgestellt.

Darüber hinaus werden unterschiedliche Positionen des NS-Netzes im überlagerten MS-Netz untersucht sowie Implikationen, die sich dadurch für die Planung ergeben, ermittelt. Im Anschluss wird der Einfluss der Verteilung der PVA im Netz analysiert. Zu diesem Zweck erfolgen zehn Planungen eines NS-Netzes mit unterschiedlicher Verteilung der PVA, allerdings mit gleichbleibender installierter Leistung. Abschließend wird ein Vergleich zwischen einer konsekutiven Netzplanung, bei der aufeinanderfolgende Maßnahmen in den Stützjahren (Status quo, 2030 und 2040) ermittelt werden, und einer Zielnetzplanung für das Jahr 2040 ohne vorangegangene Etappen angestellt.

Beispielhaft werden zwei unterschiedliche NS-Netze zur Präsentation der Ergebnisse herangezogen: zum einen das im Folgenden als ‚Landnetz‘ bezeichnete NS-Netz mit einer Gesamtleitungslänge von $l_{\text{Netz}} = 4,3$ km, 25 Verbrauchern und einer Lastdichte von $7,25$ W/m und zum anderen ein als ‚Dorfnetz‘ bezeichnetes NS-Netz mit einer Gesamtleitungslänge von $l_{\text{Netz}} = 2,93$ km, 41 Verbrauchern und einer Lastdichte von $18,43$ W/m. Weitere Netzstrukturkennwerte und schematische Darstellungen der beiden Beispielnetze finden sich im Anhang in Abschnitt 8.5.

4.4.1 Berücksichtigung neuer Trassenverläufe

Neben dem Vergleich zwischen konventionellen und innovativen Netzertüchtigungsvarianten bietet die Software zur automatisierten Zielnetzplanung auch die Möglichkeit, unterschiedliche Methoden zur Suche neuer Leitungstrassen miteinander zu vergleichen und in der Praxis zur Anwendung zu bringen. Die vorgestellten Trassierungsverfahren (vgl. Abschnitt 3.3.3) werden auf das ‚Dorfnetz‘ und ‚Landnetz‘ angewendet und die Ergebnisse verglichen.

Die vier Trassierungsverfahren ‚ORS‘, ‚Bestehende Trassen‘, ‚OSMnx‘ und ‚Luftentfernung‘ werden hier hinsichtlich ihrer Ergebnisse in der automatisierten Zielnetzplanung verglichen. Für die Luftentfernung wird bei dieser Berechnung ein Umwegfaktor von $F_{\text{UW}} = 1,5$ angenommen, wie er auch in [61] Anwendung findet. Es wird lediglich die konventionelle Netzertüchtigungsvariante betrachtet, da hier die zu verlegende Leitungslänge und der Tiefbau essenzieller Kostenbestandteil sind und Veränderungen oder Verbesserungen bei der Bestimmung dieser Längen besonders deutlich in den Ergebnissen ersichtlich werden.

Zunächst sind in Abbildung 4.24 die Ergebnisse der unterschiedlichen Trassierungsverfahren bei der automatisierten Zielnetzplanung des ‚Landnetzes‘ zu sehen. Dargestellt sind jeweils die kumulierten Gesamtkosten der konventionellen Netzertüchtigungsvariante aller Stützjahre der jeweiligen Szenarien. Deutlich wird, dass in allen drei Szenarien die Trassierungsvariante unter Nutzung des ORS zu den geringsten Gesamtkosten führt.

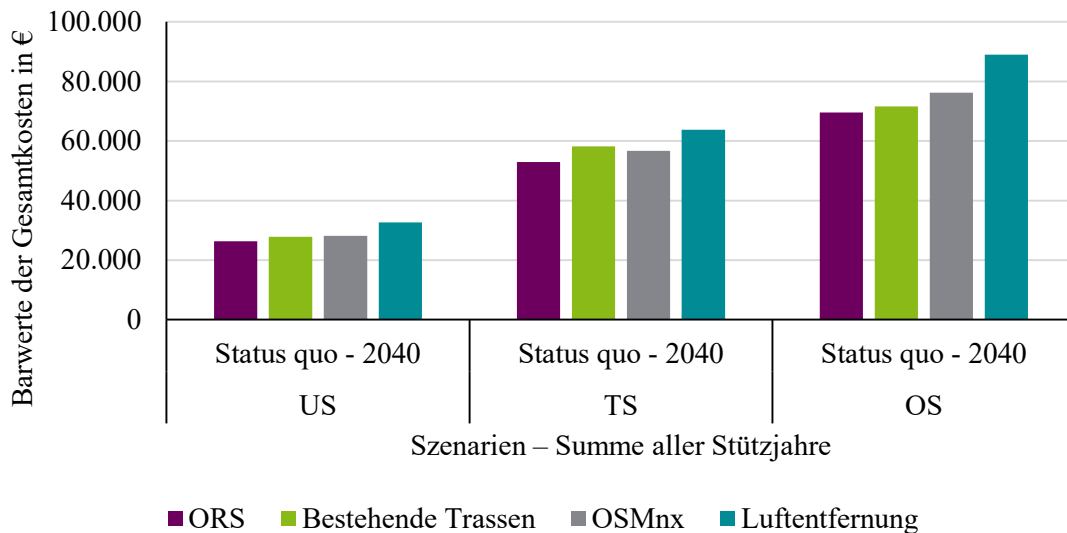


Abbildung 4.24: Kumulierte Gesamtkosten bei der automatisierten Zielnetzplanung des ‚Landnetzes‘ aller Szenarien über alle Stützjahre hinweg für die jeweiligen Trassierungsverfahren

Dementsprechend führt der ORS nicht nur zu einer Nutzung von real verfügbaren Trassen, sondern gleichzeitig auch zu den geringsten Netzertüchtigungskosten im ‚Landnetz‘. Es können die realen und richtigen Netzertüchtigungskosten ermittelt werden, die zukünftig auf den Netzbetreiber zukommen. Die alternativen Trassierungsvarianten überschätzen die notwendigen Netzertüchtigungskosten zum Teil deutlich. Hier ist als Beispiel vor allem die Variante der Luftentfernung zu nennen. Die Variante der bestehenden Trassen kann hier als Alternative genutzt werden, sollten keine Koordinaten respektive Informationen über den genauen Standort des Netzes vorliegen. Im Vergleich zu der Variante der bestehenden Trassen können durch Nutzung des ORS bis zu 10 % der Netzertüchtigungskosten eingespart werden. Im Vergleich zum bisherigen Standardverfahren, der Luftentfernung korrigiert um einen Umwegfaktor, sind dies bereits ca. 20 %. Wichtiger als das Einsparpotenzial ist allerdings weiterhin, dass mithilfe des Trassierungsverfahrens ORS die richtige und in der Realität auch nutzbare Trasse berücksichtigt und dem Netzbetreiber die vollständige Route samt Koordinaten zur Verfügung gestellt wird.

Neben dem ‚Landnetz‘ werden die Trassierungsvarianten auch bei dem ‚Dorfnetz‘ zur Anwendung gebracht. Die kumulierten Gesamtkosten über alle Stützjahre der jeweiligen Szenarien für die konventionelle Netzertüchtigungsvariante sind in Abbildung 4.25 dargestellt. Auch hier sind die Gesamtkosten in allen Szenarien bei der Trassierungsvariante unter Nutzung des ORS am geringsten. Dementsprechend führt dieses Verfahren in einer eher dörflichen Netzstruktur zu sowohl real verfügbaren Trassen als auch zu den geringsten Netzertüchtigungskosten. Auch bei der Betrachtung der Ergebnisse des ‚Dorfnetzes‘ führt die Trassierungsvariante unter Berücksichtigung der Luftentfernung zu deutlich höheren Netzertüchtigungskosten. Dementsprechend ist dieses Verfahren beliebig falsch und sollte nur zur Anwendung kommen, wenn keine Alternative zur Verfügung steht.

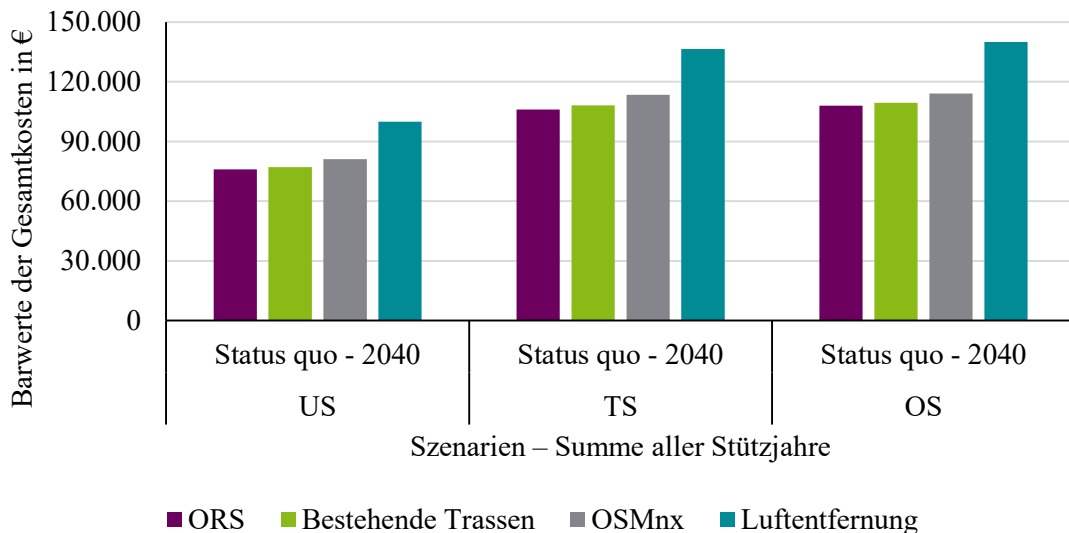


Abbildung 4.25: Kumulierte Gesamtkosten bei der automatisierten Zielnetzplanung des ‚Dorfnetzes‘ aller Szenarien über alle Stützjahre hinweg für die jeweiligen Trassierungsverfahren

In den Ergebnissen des ‚Dorfnetzes‘ fällt darüber hinaus auf, dass die Trassierungsvarianten mit ORS und den bestehenden Trassen zu fast identischen Ergebnissen führen. Die Gesamtkosten bei der Variante ‚ORS‘ sind über alle Szenarien hinweg ca. 2 % unterhalb denen der Variante ‚Bestehende Trassen‘. Bei dem Vergleich zu den Ergebnissen der Luftentfernung sind dies bereits ca. 24 %. Dementsprechend muss auch hier von der Nutzung der Luftentfernung, korrigiert um einen Umwegfaktor, abgeraten werden. Der geringe Unterschied zwischen den Varianten ‚ORS‘ und ‚Bestehende Trassen‘ ist mit der dörflichen Struktur zu erklären. Alle Straßen des Dorfes sind bereits mit Trassen zur Versorgung der Verbraucher versehen und dementsprechend können sie bei der Trassierungsvariante ‚Bestehende Trassen‘ auch genutzt werden. Im ‚Landnetz‘ gilt dies für einige der im Netzgebiet vorhandenen Straßen nicht.

Eine Nutzung dieser wird durch die Variante ‚ORS‘ ermöglicht. Die real nutzbaren Trassen können somit ermittelt und die zu investierenden Gesamtkosten korrekt bestimmt werden. In beiden Beispielnetzen liegt darüber hinaus die Trassierungsvariante ‚OSMnx‘ immer oberhalb der Gesamtkosten der ‚ORS‘ Trassierungsvariante. Die geringere Anzahl an Knotenpunkten im Graphen von ‚OSMnx‘ (vgl. Abschnitt 3.3.3) führt zu einem schlechteren Ergebnis als bei der Variante ‚ORS‘. Da hier ähnliche Anforderungen an die Eingangsdaten bestehen (siehe Tabelle 3.4) ist zu empfehlen, dass ‚ORS‘ dem Verfahren ‚OSMnx‘ vorzuziehen ist. In beiden vorgestellten Netzen und in allen Szenarien führte ‚ORS‘ zu besseren Ergebnissen. Für die zukünftige Netzplanung sollten daher je nach Verfügbarkeit der Eingangsdaten unterschiedliche Vorgehensweisen in Betracht gezogen werden:

1. Wenn Informationen über den Standort des NS-Netzes vorhanden sind, wird empfohlen, das Verfahren ‚ORS‘ zur Bestimmung der kürzesten Routen für das Netz zu verwenden.

2. Wenn keine Geokoordinaten vorliegen, aber ein vorhandenes Netz verfügbar ist, sollte das Verfahren ‚Bestehende Trassen‘ zur Anwendung kommen.
3. Nur für neue Entwicklungsgebiete, für die keine Straßenkarte verfügbar ist, kann die Berechnung unter Verwendung der Luftdistanz, korrigiert um den üblichen Umwegfaktor von $F_{UW} = 1,5$, verwendet werden, um den künftigen Investitionsbedarf für das Gebiet abzuschätzen.

4.4.2 Einfluss der Position des analysierten Niederspannungsnetzes im überlagerten MS-Netz und Möglichkeit der SUW

Ein weiterer Parameter in der Planung von NS-Netzen ist die Eingangsspannung an der NS-Sammelschiene des ONT, die durch das überlagerte MS-Netz normalerweise über ein festes Übersetzungsverhältnis am MS/NS-ONT in das NS-Netz transformiert wird. In den zuvor durchgeführten Zielnetzplanungen wurde von einem NNF ausgegangen, in der das Spannungsband, das in der NS-Ebene zur Verfügung steht, auf ein Minimum reduziert ist. Dieses leitet sich aus der VDE-AR-N 4105 ab. Hier wird im NNF SE ein maximaler Spannungsanstieg von $\Delta U/U_n = 0,03$ vorgegeben. In Kombination mit der DIN EN 50160, die bereits in Abschnitt 2.2 vorgestellt wurde, ergibt sich eine Spannung an der NS-Sammelschiene des ONT von $U_{SS} = 1,07 \cdot U_n$. Diese wurde zur Auslegung der Netze genutzt, um einen normgerechten Betrieb im NNF SE sicherzustellen. Wenn allerdings die Information über die Spannung im überlagerten MS-Netz vorliegt, kann hier vom maximalen Spannungsanstieg von $\Delta U/U_n = 0,03$ abgewichen werden. Auch hier muss in der MS-Ebene der NNF SE berücksichtigt und entsprechend die höchstmögliche Spannung angenommen werden. Somit ist nicht davon auszugehen, dass das verfügbare Spannungsband deutlich vergrößert werden kann. In der folgenden Zielnetzplanung wird von einer Reduzierung der Eingangsspannung an der NS-Sammelschiene des ONT auf $U_{SS} = 1,06 \cdot U_n$ ausgegangen. Das Spannungsband ist somit lediglich um einen Prozentpunkt größer als bei den zuvor durchgeführten Planungen.

In Abbildung 4.26 ist die Zielnetzplanung der zwei bereits vorgestellten NS-Beispielnetze zu sehen, die mit jeweils $U_{SS} = 1,07 \cdot U_n$ und $U_{SS} = 1,06 \cdot U_n$ durchgeführt wird. Die Ergebnisse sind auf die Kosten der rein konventionellen Netzertüchtigungsvariante mit $U_{SS} = 1,07 \cdot U_n$ Eingangsspannung bezogen. Dargestellt sind zwei Netze, in denen es zu einer unterschiedlichen Entwicklung der Kosten der innovativen Netzertüchtigungsvarianten kommt. Während beim ‚Landnetz‘ eine Reduktion der Kosten sowohl bei der konventionellen als auch bei der innovativen Netzertüchtigungsvariante realisiert werden kann, zeigt sich beim ‚Dorfnetz‘ eine andere Entwicklung: Hier bleiben die Kosten der innovativen Netzertüchtigungsvariante konstant, wogegen sich die Kosten für rein konventionelle Planungen deutlich reduzieren lassen. Grund für die unterschiedliche Entwicklung der Kosten ist die Problemstellung in den vorliegenden Netzen.

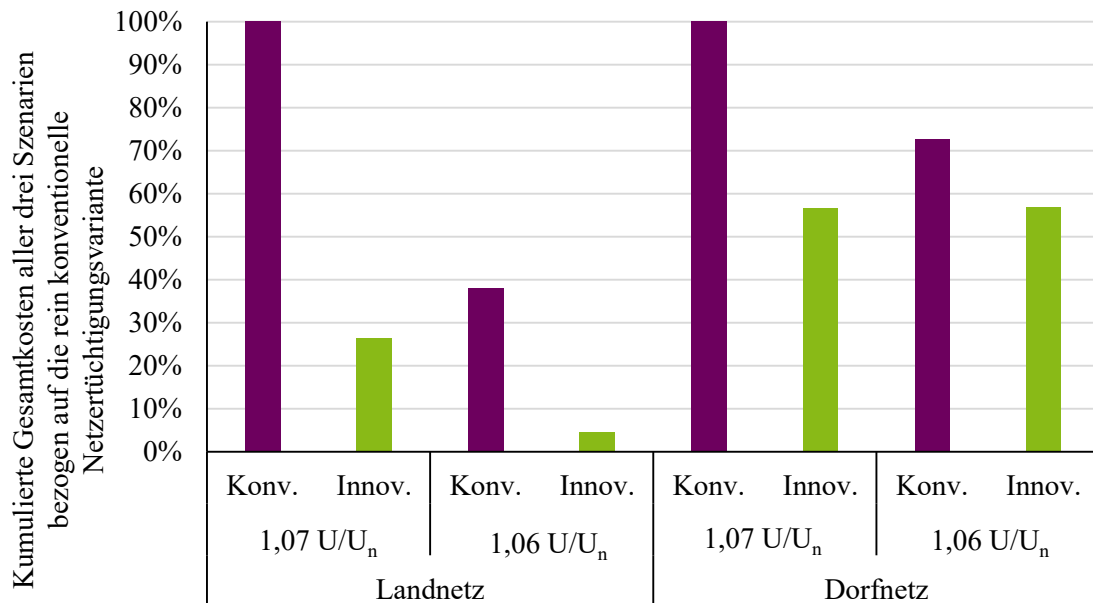


Abbildung 4.26: Vergleich der beiden NS-Beispielnetze mit unterschiedlicher NS-Sammelschienenspannung am ONT

Im ‚Dorfnetz‘ können in beiden Varianten die entstandenen Probleme mithilfe eines rONT gelöst werden. Durch die vorhandene Flexibilität bei der Stufung des Transformators und bei dem damit im Betrieb einstellbaren Übersetzungsverhältnis, kommt das größere verfügbare Spannungsband nicht zum Tragen und die Kosten bleiben identisch. Zusätzlich muss auch konventionell ausgebaut werden, was allerdings bei beiden Sammelschienenspannungen dieselben Kabelstrecken betrifft, sodass die Kosten nicht variieren. Jedoch bietet sich die Möglichkeit, mithilfe von flexiblen Technologien, wie dem rONT oder dem ESR, auf Spannungsschwankungen zu reagieren und das NS-Netz nicht zu überdimensionieren. So lassen sich Kosten einsparen und ein normgerechter Betrieb kann aufrechterhalten werden.

Dementsprechend ist die Spannung in der MS-Ebene ein wichtiger Bestandteil der Problemstellung für Netzplaner in der NS-Ebene. In anderen Studien wurde bereits ein gezielter Einsatz der Spannungsregelung in der MS-Ebene diskutiert (vgl. Abschnitt 2.6.5). Das Konzept der Spannungsabsenkung am Umspannwerk (SUW) in Starkeinspeisefällen wurde in [7, 90, 99] beleuchtet und sowohl in NS-Netzen als auch in MS-Netzen als valides Planungsinstrument vorgestellt. Allerdings weist diese Variante einen hohen Informationsbedarf auf. Die möglichen Spannungen im gesamten MS-Netz und in den unterlagerten NS-Netzen müssen bekannt sein, um Transformatorstufen am Umspannwerk anpassen zu können. Sollte das Netzgebiet besonders inhomogen sein, da es Bereiche im MS-Netz mit städtischen NS-Netzen mit hoher Spitzenlast und gleichzeitig Bereiche mit vorstädtischen NS-Netzen und geringer Spitzenlast bei gleichzeitig hoher installierter PVA-Leistung gibt, so kann eine Spannungsabsenkung nicht zulässig sein. Während in vorstädtischen Bereichen die Spannungsbandverletzungen behoben werden können, führt die SUW zu einer Spannungsbandverletzung in den lastgeprägten städtischen Bereichen mit $U/U_n \leq 0,9$.

Eine Simulation des MS-Netzes und der unterlagerten NS-Netze ist damit zwingend erforderlich. Sollten allerdings lediglich die Daten aus dem MS-Netz bekannt sein, dann sollten diese Werte genutzt und auf die Anwendung der Anwenderrichtlinie verzichtet werden. So können beispielsweise NS-Netze, die eher nah am Umspannwerk gelegen sind, mit einem größeren Spannungsband geplant werden und von der üblichen VDE-AR-N 4105 abweichen, ohne jedoch die DIN EN 50160 zu verletzen. Unnötige Investitionen können vermieden und Kosten für den Netzbetreiber und letztlich für die Verbraucher eingespart werden.

Abschließend lässt sich festhalten, dass die Information über die Position des NS-Netzes im überlagerten MS-Netz stets in Zielnetzplanungen zu berücksichtigen ist. In Abbildung 4.26 ist in beiden Beispielnetzen ein deutliches Einsparpotential zu erkennen, wenn die Eingangsspannung an der NS-Sammelschiene des ONT von $U_{SS} = 1,07 \cdot U_n$ auf $U_{SS} = 1,06 \cdot U_n$ reduziert wird. Sofern präzise Informationen über die MS-Ebene vorhanden sind, sollte somit von dem Spannungsband der VDE-AR-N 4105 und VDE-AR-N 4110 (vgl. Abbildung 2.3) abgewichen und entsprechend der MS-Ebene Eingangsspannungen an der NS-Sammelschiene des ONT genutzt werden. Langfristig ist eine spannungsebenenübergreifende Planung von MS- und NS-Ebene anzustreben, um diesen Effekt optimal auszunutzen.

4.4.3 Einfluss unterschiedlicher Verteilungen der Einspeiser im analysierten Niederspannungsnetz

In diesem Abschnitt erfolgt eine Analyse des Einflusses der Positionierung von PVA im NS-Netz. Die Position der einzelnen PVA im NS-Netz kann signifikante Auswirkungen auf die zu verstärkenden Netzbereiche und damit auf die Netzertüchtigungskosten haben. Die Position neuer PVA ist zu Beginn der automatisierten Zielnetzplanung noch unbekannt, wohingegen Bestandsanlagen immer an ihrem ursprünglichen Standort verbleiben. In diesem Abschnitt soll die Wirkung unterschiedlicher PVA-Verteilungen auf die innovativen und konventionellen Netzertüchtigungsvarianten miteinander verglichen werden, um die Robustheit hinsichtlich einer unsicheren Positionierung in der Zukunft abschätzen zu können. Hierfür werden erneut die beiden Beispielnetze, ‚Landnetz‘ und ‚Dorfnetz‘, herangezogen. Wie zuvor werden Planungen für drei Szenarien und den Status quo, sowie die Stützjahre 2030 und 2040 durchgeführt. Allerdings erfolgt die Planung zehnmal hintereinander mit einer jeweils unterschiedlichen Verteilung der PVA im NS-Netz. Diese Anzahl hat sich in der Analyse für die Anwendung in dieser Arbeit als sinnvoll erwiesen. Bei einer Vergrößerung der Anzahl der Verteilungen wird die Rechenzeit unnötig erhöht, ohne dass sich Veränderungen bei den Ergebnissen beobachten lassen. Die Zufallsverteilung der PVA wird mittels eines ‚Mersenne-Twister‘ erzeugt [146].

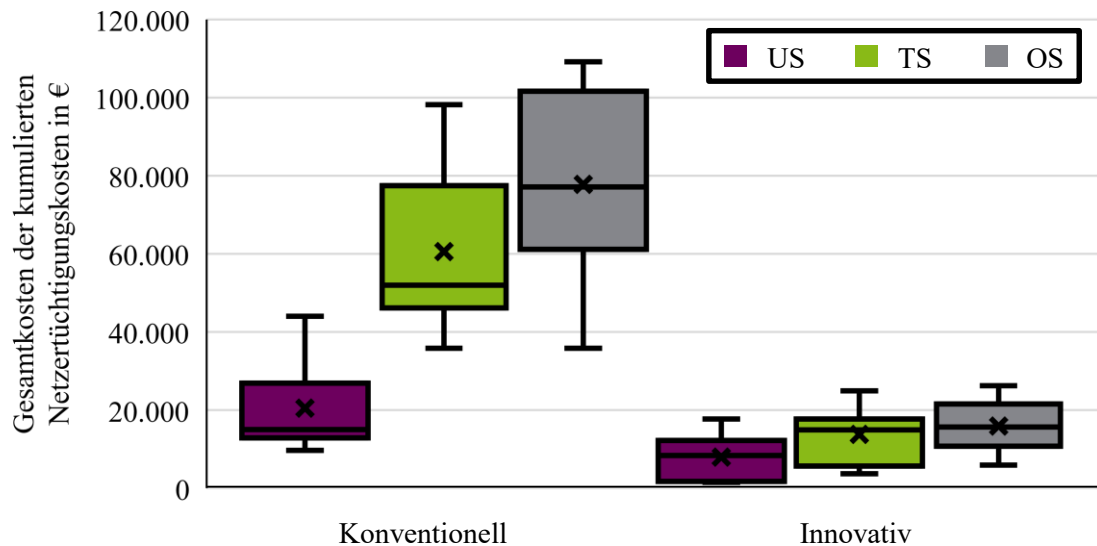


Abbildung 4.27: Gesamtkostenverteilung der aufsummierten Netzertüchtigungskosten bei unterschiedlicher Verteilung der PVA im ‚Landnetz‘ bei gleichbleibender Gesamteinpeiseleistung

In Abbildung 4.27 sind Box-Plot-Diagramme mit den Planungsergebnissen für die innovative und konventionelle Netzertüchtigungsvariante des ‚Landnetzes‘ dargestellt, um einen Blick auf die Streuung der Netzertüchtigungskosten werfen zu können. Für diese Darstellung werden die Netzertüchtigungskosten in den jeweiligen Szenarien über alle Stützjahre hinweg aufsummiert.

Auffällig ist die in allen Szenarien reduzierte Streuung der Gesamtkosten der innovativen Netzertüchtigung im Vergleich zur konventionellen Netzertüchtigung. Es kann demnach bis zu 69 % der Spannweite reduziert werden. Dies bedeutet auch eine deutlich höhere Robustheit der innovativen Netzertüchtigungsvarianten hinsichtlich einer Veränderung in der Positionierung von zukünftigen PVA. Beispielsweise kann mithilfe eines rONT unabhängig von der Position auf Spannungsbandverletzungen eingegangen werden, während einzelne Kabelmaßnahmen ihre Wirkung nur örtlich begrenzt entfalten. In diesem Planungsbeispiel kommt jedoch zunächst die SSK zum Einsatz, welche im TS und OS durch einen ESR ergänzt werden musste. Dieser wirkt zwar auch nur auf den jeweiligen Strang, ist aber stets gleich zu dimensionieren und verursacht so gleiche Kosten. Dagegen sind Kosten für Kabeltrassen direkt von der Entfernung zwischen den beiden zu verbindenden Knoten abhängig und variieren daher stark.

Auch hier wird das ‚Dorfnetz‘ als weiteres Beispielnetz genutzt, um die Ergebnisse der ersten Auswertung zu validieren. Die Auswertung der Ergebnisse des ‚Dorfnetzes‘ ist ebenfalls in einem Box-Plot-Diagramm in Abbildung 4.28 dargestellt. Auch hier ist in allen Szenarien eine deutliche Reduktion der Streuung bei den Gesamtkosten der innovativen Netzertüchtigungsvarianten im Vergleich zu den konventionellen Netzertüchtigungsvarianten zu erkennen. Speziell im US wird in neun von zehn Verteilungen lediglich ein rONT benötigt, um auftretende Spannungsbandverletzungen zu beheben. Eine geringe Streuung der Kosten ist die Folge. In den Szenarien TS und OS wird die Streuung der Gesamtkosten zwar größer, bleibt aber auch hier deutlich unterhalb derer der konventionellen Netzertüchtigung.

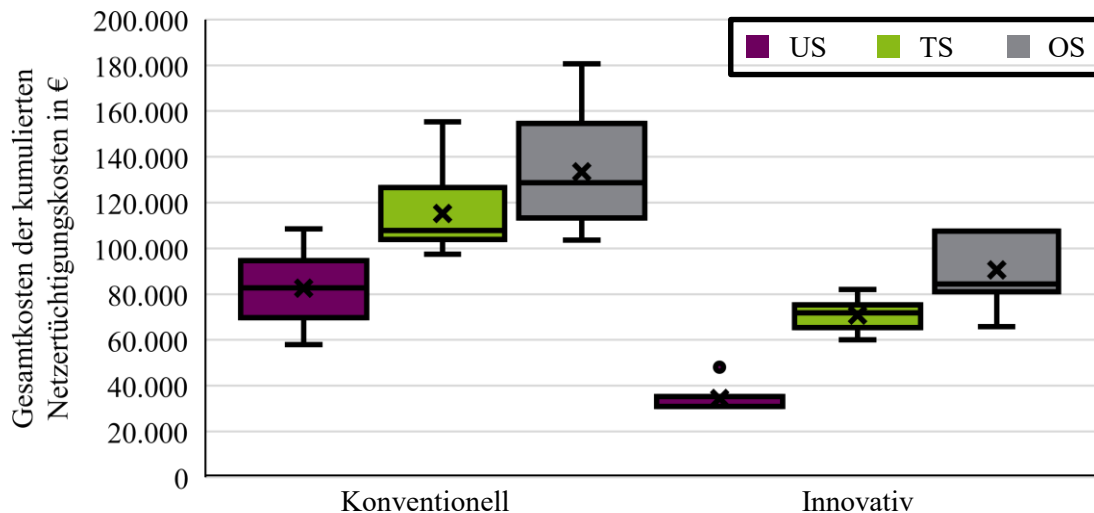


Abbildung 4.28: Gesamtkostenverteilung der aufsummierten Netzertüchtigungskosten bei unterschiedlicher Verteilung der DEA im ‚Dorfnetz‘ bei gleichbleibender Gesamteinspeiseleistung

Unter Einbezug innovativer Netzertüchtigungsvarianten lässt sich demnach das Risiko von Fehlinvestitionen reduzieren, wenn zukünftig eine andere als die prognostizierte PVA-Verteilung auftritt. Bei konventioneller Planung lässt sich nicht flexibel auf neu entstandene Einspeiseschwerpunkte reagieren. Demgegenüber kann ein ESR oder rONT bei Bedarf und im Betrieb mithilfe der flexiblen Stufung auf eine neue Situation reagieren. Schlussfolgernd sind innovative Netzertüchtigungsvarianten nicht nur kostengünstiger, sondern sie reduzieren gleichzeitig das Risiko von Fehlinvestitionen und stellen sicher, dass mit dem Einbringen einzelner Betriebsmittel, beispielsweise eines rONT, über viele Verteilungen hinweg Planungssicherheit herrscht. Diese Auswertung wird allerdings schlussendlich erst durch die Nutzung einer Software zur automatisierten Zielnetzplanung ermöglicht. Eine Berechnung von unterschiedlichen Verteilungen und die Identifikation der günstigsten Netzertüchtigungsvariante wird so ermöglicht. Auch lassen sich mithilfe dieser Methode Netzelemente oder Netzbetriebsmittel identifizieren, die in besonders vielen unterschiedlichen PVA-Verteilungen von Grenzwertverletzungen betroffen sind. Diese müssen bei der zukünftigen Netzertüchtigung priorisiert werden, sodass das Risiko von Fehlinvestitionen sinkt.

4.4.4 Vergleich von konsekutiver Planung und langfristiger Zielnetzplanung

Die bisher durchgeführten Zielnetzplanungen basieren auf einem konsekutiven Ansatz. Im Rahmen der ENTSO-E-TYNDP-18-Szenarien und der betrachteten drei Stützjahre erfolgten die Zielnetzplanungen aufbauend auf den Ergebnissen der Vorjahre. Für das Stützjahr 2030 wird das bereits optimierte Netze aus dem Status quo desselben Szenarios als Eingangnetz verwendet. Die Netzplanung für das Jahr 2040 basiert dadurch auf insgesamt drei durchgeführten Optimierungen: Für den Status quo und die Jahre 2030 und abschließend für das Jahr 2040 werden mit den hinterlegten Einspeisewerten und Verteilungen jeweils einzelne automatisierte Zielnetzplanungen durchgeführt. Hier kommt es zu Situationen, in denen Betriebsmittel, die in früheren Optimierungen bereits im Vergleich zum Originalnetz verändert wurden, erneut getauscht werden müssen. So kann beispielsweise für das Jahr 2030 eine einzelne Leitung ausreichen, während im Jahr 2040 eine weitere Leitung (zwei parallele Systeme) notwendig wird. In diesem Fall würden bei einer konsekutiven Betrachtungsweise in beiden Zielnetzplanungen die Kosten für Tiefbau, Kabelmaterial und den Anschluss anfallen. Dementsprechend kann es sinnvoll sein, bereits in früheren Jahren zwei Leitungen zu verlegen, wenn entsprechende PVA-Prognosen vorhanden sind und von einer weiter gesteigerten Belastung des Netzes in der Zukunft auszugehen ist. Um dieses Problem detaillierter darzustellen, werden zum einen Zielnetzplanungen durchgeführt, die auf der bisherigen Systematik aufbauen. Zum anderen werden langfristige Zielnetzplanungen für das Stützjahr 2040 durchgeführt, in denen auch die entstehenden Grenzwertverletzungen im Status quo und im Stützjahr 2030 behoben sind. Hierfür werden erneut die beiden NS-Beispielnetze genutzt und entsprechende automatisierte Zielnetzplanungen durchgeführt.

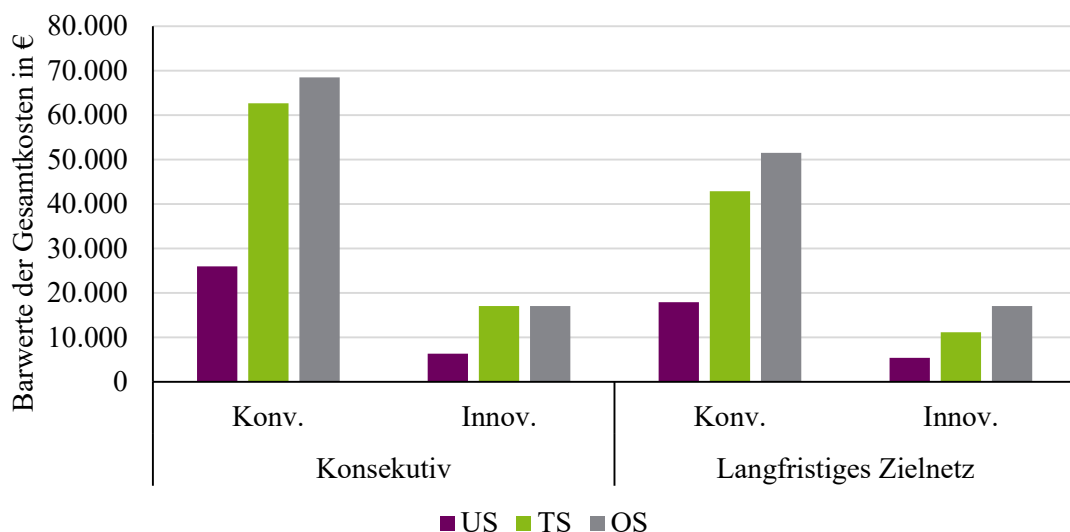


Abbildung 4.29: Vergleich der konsekutiven Netzertüchtigungsvariante mit dem Zielnetz 2040 für drei Szenarien für das ‚Landnetz‘

Die Ergebnisse für die automatisierte Zielnetzplanung des ‚Landnetzes‘ für das konsequente Zielnetz und das langfristige Zielnetz 2040 sind in Abbildung 4.29 dargestellt. Es wird deutlich, dass die Gesamtkosten der konventionellen Netzertüchtigung in allen Fällen reduziert werden können. In allen drei Szenarien ließen sich ca. 30 % der Gesamtkosten einsparen. Bei der innovativen Netzertüchtigung ließen sich im US 14 % und im TS 35 % der Gesamtkosten im Vergleich zu einem konsequenten Zielnetz einsparen. Lediglich im OS der innovativen Netzertüchtigung ergeben sich identische Kosten. Dementsprechend ist es für das ‚Landnetz‘ sehr empfehlenswert mithilfe der Informationen aus einem langfristigen Zielnetz zu planen. Die so gewonnenen Informationen lassen sich für die Auslegung der Netzbetriebsmittel nutzen.

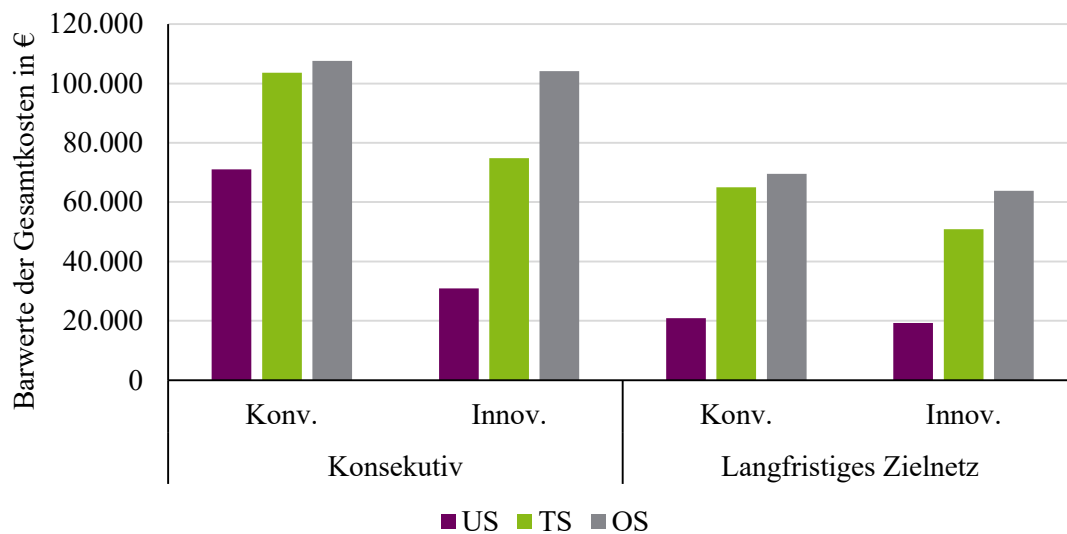


Abbildung 4.30: Vergleich der konsequenten Netzertüchtigungsvariante mit dem Zielnetz 2040 für drei Szenarien für das ‚Dorfnetz‘

Die Ergebnisse für das ‚Dorfnetz‘ sind in Abbildung 4.30 dargestellt. Auch hier lassen sich mit einem Zielnetz für das Jahr 2040 Investitionskosten einsparen. Eine Reduktion der Kosten ist somit für unterschiedliche Netzstrukturen möglich. Dies kann erfolgen, indem nicht nur strikt anhand der konsequenten Netzertüchtigungsvarianten vorgegangen wird, sondern auch die Informationen aus dem Zielnetz berücksichtigt werden. Gerade bei Netzbetriebsmitteln mit einer hohen kalkulatorischen Nutzungsdauer hat eine Investitionsentscheidung langfristige Auswirkungen auf die Netzinfrastruktur. So kann es beispielsweise sinnvoll sein, den ONT größer zu dimensionieren und damit einen Austausch aufgrund einer Überlastung zu vermeiden. Gleiches gilt für den Querschnitt von zu verlegenden Leitungen. Gerade hier geht ein Großteil der Investitionskosten auf den durchzuführenden Tiefbau und die Oberflächenwiederherstellung zurück. Diese Arbeiten sollten so selten wie möglich durchgeführt werden, um Kosten zu sparen und um die Akzeptanz bei Behörden und Anwohnern nicht zu verlieren.

Dementsprechend ist es empfehlenswert, die Informationen aus dem langfristigen Zielnetz 2040 in einer Zielnetzplanung zu berücksichtigen. Netzbetriebsmittel lassen sich zukunftsorientiert dimensionieren und so erneute Baumaßnahmen vermeiden. Schlussendlich können sowohl bei der konventionellen als auch bei der innovativen Netzertüchtigung Gesamtkosten eingespart werden.

4.4.5 Priorisierung von NS-Netzen im Zielnetzplanungsprozess

Abschließend ist ein Blick auf die Netze zu werfen, die nur wenig Netzertüchtigungsbedarf aufweisen. Hierzu dient die Beobachtung aus Abschnitt 4.3, dass in stark lastgetriebenen NS-Netzen nur selten Grenzwertverletzungen auftreten, da diese bereits zur Sicherstellung der Versorgung im Starklastfall dimensioniert sind. In Abbildung 4.31 sind die durchgeführten Zielnetzplanungen, 18 NS-Netze aus Abschnitt 4.3 und die vier Beispielnetze aus Abschnitt 4.2, zu sehen. Dargestellt sind alle durchgeführten automatisierten Zielnetzplanungen, aufgeteilt auf die Ergebnisse der konventionellen und innovativen Netzertüchtigungsvarianten als Gesamtkosten der Varianten in € pro kW Einspeiseleistung.

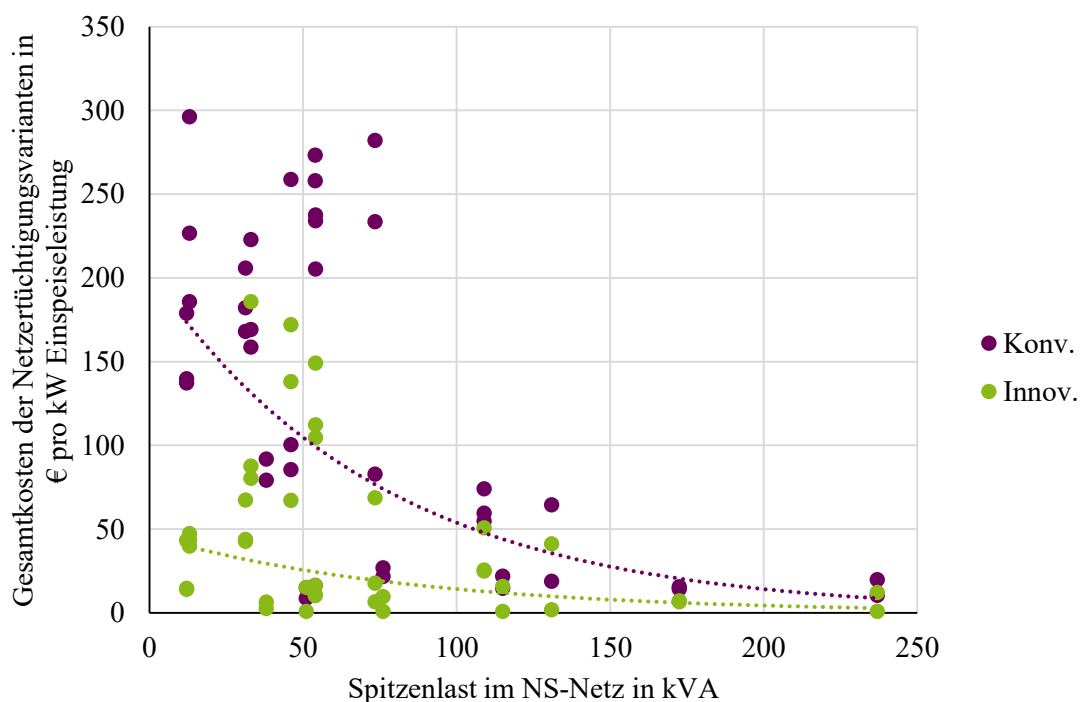


Abbildung 4.31: Zusammenhang zwischen den Kosten pro kW Einspeiseleistung der konventionellen und innovativen Netzertüchtigungsvarianten und der Spitzenlast im jeweils betrachteten NS-Netz

Aufgetragen sind die Kennwerte der Kosten, bezogen auf die installierte PVA-Leistung und die Spitzenlast in Kilowatt im jeweils betrachteten NS-Netz. Auffällig ist, dass besonders bei Netzen mit niedriger Spitzenlast ein hoher Netzertüchtigungsbedarf besteht. Auch die spezifischen Kosten je kW Einspeiseleistung sind tendenziell höher als dies bei Netzen mit höherer Spitzenlast der Fall ist. Anhand der Trendlinie ist diese Entwicklung zu sehen.

Demnach sinken sowohl die Wahrscheinlichkeit für zukünftigen Netzertüchtigungsbedarf als auch der zu erwartende Investitionsbedarf bei Netzen, die eine hohe Spitzenlast aufweisen und eher für Starklastfälle ausgelegt sind. Gerade bei städtischen Netzen kommt dies zum Tragen, in denen viele Wohneinheiten über wenige Hausanschlüsse versorgt werden müssen und das Potenzial für PVA als eher gering einzuschätzen ist. In der vorliegenden Grundgesamtheit waren allerdings hauptsächlich NS-Netze aus dem ländlichen Raum vorhanden.

Dementsprechend sollten Netzbetreiber Netze mit einer hohen Spitzenlast in ihrem einspeisegetriebenen Zielnetzplanungsprozess nur niedrig priorisieren. Zielnetzplanungen sollten vor allem für ländliche Netze mit einer hohen Einspeisedichte und geringer Spitzenlast durchgeführt werden. Da diese NS-Netze in der Vergangenheit lediglich für die Spitzenlast ausgelegt wurden, müssen sie für die neue Versorgungssituation angepasst werden. Auch hier hilft eine automatisierte Zielnetzplanung, um Netzdaten automatisiert zu analysieren und vor Beginn der rechenintensiven automatisierten Zielnetzplanung auszuwählen und zunächst nur NS-Netze mit zu erwartendem Netzertüchtigungsbedarf zu berechnen.

4.4.6 Abschließende Bewertung der Sensitivitätsanalysen

Abschließend erfolgt die Bewertung der Erkenntnisse aus den präsentierten Sensitivitätsanalysen. Zunächst ist hier auf die Ergebnisse der unterschiedlichen Trassierungsverfahren einzugehen. Die Ergebnisse aus Abschnitt 4.4.1 weisen darauf hin, dass die Nutzung des Trassierungsverfahrens ‚ORS‘ basierend auf den OSM-Daten für die automatisierte Zielnetzplanung zu empfehlen ist. Allerdings ist dies nur möglich, wenn Standortdaten für das NS-Netz vorliegen. Sollten die Daten nicht verfügbar sein, ist auf die Nutzung des Trassierungsverfahrens der ‚Bestehenden Trassen‘ zu verweisen. Dieses kann als gute Alternative genutzt werden.

Darüber hinaus ist nach Analyse der Ergebnisse aus Abschnitt 4.4.2 zu einer spannungsebenenübergreifenden Betrachtung des MS- und NS-Netzes zu raten. Durch die Identifikation der Position des NS-Netzes in dem überlagerten MS-Netz kann von den Spannungsbandvorgaben der VDE-AR-N 4105 und VDE-AR-N 4110 abgewichen und die NS-Netze mit individuell angepassten Spannungsbändern dimensioniert werden. Eine Überdimensionierung wird so vermieden und Netzertüchtigungskosten können eingespart werden.

Die in Abschnitt 4.4.3 dargestellten Ergebnisse zu automatisierten Zielnetzplanungen mit unterschiedlichen PVA-Verteilungen zeigen erneut die Vorteile bei der Nutzung der innovativen Netzertüchtigungsvarianten. Diese führen bei unterschiedlicher Verteilung der PVA-Einspeisleistung im NS-Netz zu einer geringen Veränderung der zu erwartenden Netzertüchtigungskosten. Bei einer konventionellen Netzertüchtigung ist die Veränderung deutlich größer und somit das Risiko, Fehlinvestitionen zu tätigen, wenn eine andere Verteilung der PVA im NS-Netz eintritt, als ursprünglich prognostiziert.

Auch sollten die Ergebnisse aus Abschnitt 4.4.4 mit in die zukünftige Zielnetzplanung integriert werden. Die Ergebnisse einer automatisierten Zielnetzplanung für ein langfristiges Zielnetz können zur Identifikation einer langfristig optimalen Betriebsmittelauslegung führen. So kann schon frühzeitig in beispielsweise ONT mit höherer Bemessungsscheinleistung investiert werden, um einen erneuten Austausch vor Ende der Nutzungsdauer zu vermeiden.

Abschließend sollten NS-Netze mit geringer Spitzenlast und im einspeisegetriebenen Zielnetzplanungsprozess priorisiert werden (vgl. Abschnitt 4.4.6). Diese sind von Grenzwertverletzungen betroffen und weisen einen hohen Netzertüchtigungsbedarf aus.

5 Innovative Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze in Europa

Eine technisch sinnvolle und kosteneffiziente Netzertüchtigung auf NS-Ebene wird durch den Einsatz geeigneter Betriebsmittel gewährleistet. Sowohl die Ergebnisse der zuvor durchgeführten Planungen als auch die Ergebnisse der weiterführenden Analyse, die erst durch die Nutzung der Software zur automatisierten Zielnetzplanung ermöglicht wurde, sollen im folgenden Kapitel zu konkreten Planungsempfehlungen zusammengefasst werden. Zunächst wird eine Einordnung getroffen, ob und für welche europäischen NS-Netze eine Übertragbarkeit der Planungsempfehlungen gegeben ist.

5.1 Methode zur Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze

Die gewählte Methode zur Ableitung innovativer Planungsgrundsätze ist in Abbildung 5.1 dargestellt. Zunächst werden die Netze aus der deutschen Grundgesamtheit und die europäischen Beispielnetze zu der in dieser Arbeit genutzten Stichprobe zusammengeführt. Diese umfasst die vier Beispielnetze aus Abschnitt 4.2, die 18 deutschen NS-Netze aus Abschnitt 4.3 und sieben synthetische repräsentative europäische Netze (vgl. Abschnitt 5.2). Die Netze der Stichprobe werden daraufhin mit der Software zur automatisierten Zielnetzplanung überplant und die Ergebnisse zum einen in den europäischen Kontext eingeordnet (vgl. Abschnitt 5.2 und 5.3) und zum anderen für Sensitivitätsanalysen weiterverwendet (vgl. Abschnitt 4.4). Schlussendlich können aus den Erkenntnissen die verallgemeinerten innovativen Planungsgrundsätze für ländliche europäische NS-Netz entwickelt werden (vgl. Abschnitt 5.4).

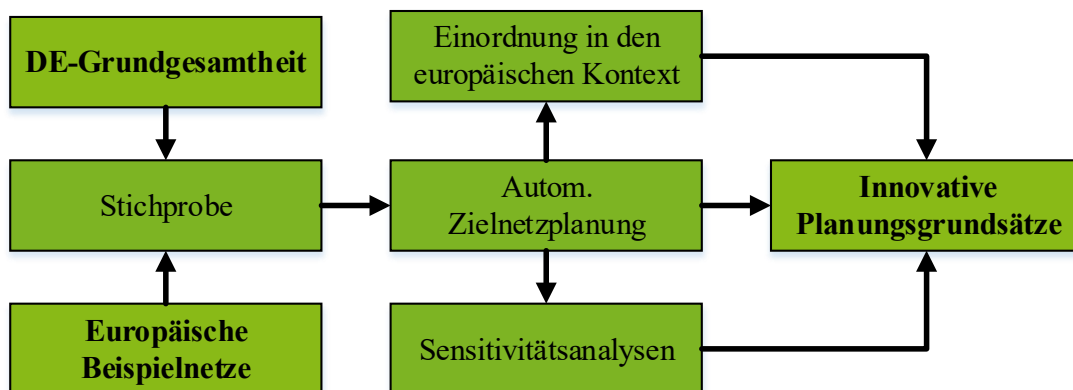


Abbildung 5.1: Übersicht über die gewählte Methode zur Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze für NS-Netze in Europa

Die Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze unter Einbeziehung der Grundgesamtheit aller europäischen NS-Netze ist nicht leistbar. Die Gründe hierfür reichen von der Nichtverfügbarkeit flächendeckender elektronischer und maschinenlesbarer Daten der Netze über den Schutz von Betriebsgeheimnissen bis zum benötigten Personal- und Rechenaufwand, um alle Netzdaten aufzubereiten und zu berechnen.

Dementsprechend wurde für diese Arbeit lediglich eine Stichprobe genutzt, die für das Projekt Smart Guide und diese Arbeit von Netzbetreibern bereitgestellt wurde [147, 148].

5.2 Einordnung der Netze in den europäischen Kontext

Zunächst gilt es, eine Einordnung der zur Verfügung stehenden und in der Analyse dieser Arbeit verwendeten Netze in den europäischen Kontext vorzunehmen. Hierzu dient die vom Joint Research Center der Europäischen Kommission durchgeführte Studie „Distribution System Operators Observatory“ (DSOO) als Datengrundlage zur Einordnung der in dieser Arbeit zur Verfügung stehenden Netzdaten in den europäischen Kontext [149]. In dieser Studie wurden Kennzahlen für eine Vielzahl von Verteilnetzen unterschiedlicher Netzbetreiber aus ganz Europa erhoben. Sie können nun als Referenz herangezogen werden, um die verwendeten Beispielnetze in den europäischen Gesamtkontext einzuordnen. Dies geschieht mithilfe dreier Box-Plot-Diagramme, die zum einen die aus [149] entnommenen Ergebnisse und zum anderen die in dieser Arbeit genutzten deutschen (18 Netze aus Abschnitt 4.3 und ein Netz aus Abschnitt 4.2) und europäischen Beispielnetze zeigen (drei Netze aus Abschnitt 4.2 und sieben synthetische repräsentative europäische Netze).

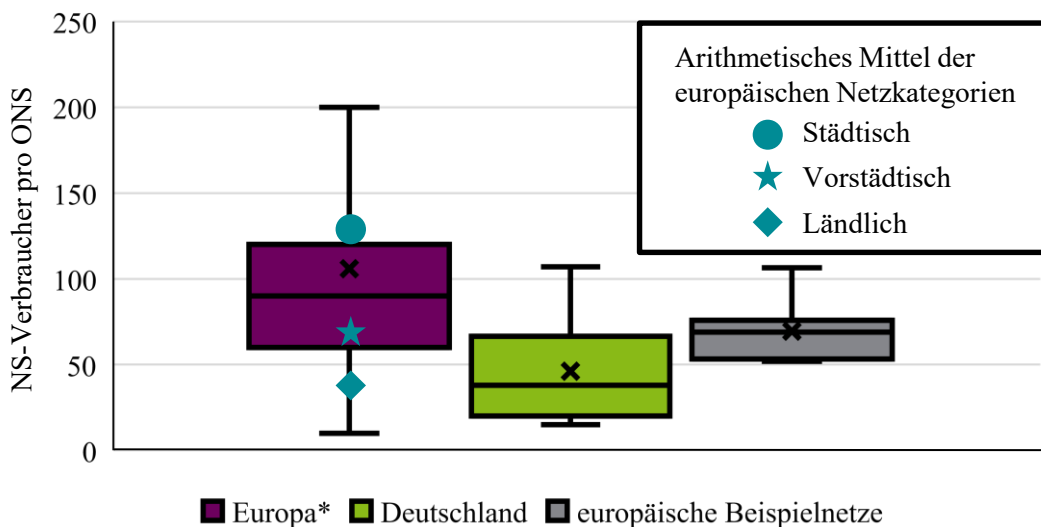


Abbildung 5.2: Anzahl der NS-Verbraucher pro ONS (* basierend auf Werten der DSOO-Studie [147])

In Abbildung 5.2 ist eine erste Auswertung dargestellt, die die verwendeten Netze mit den Daten der DSOO-Studie auf Basis des Kennwertes der Niederspannungsverbraucher pro ONS vergleicht. Hier wird ersichtlich, dass sowohl die deutschen NS-Netze als auch die europäischen Beispielnetze im unteren Bereich der Skala liegen. Mithilfe der Daten, die der DSOO-Studie zugrunde liegen, wurden die Netze in städtische, vorstädtische und ländliche NS-Netze kategorisiert.

Die Mittelwerte der jeweiligen Kategorie sind in den folgenden Box-Plot-Diagrammen mit einem Kreis (städtische NS-Netze), einem Stern (vorstädtische NS-Netze) und einer Raute (ländliche NS-Netze) markiert [149].

Somit können die in dieser Arbeit benutzten Netze der Kategorie ‚Ländlich‘ zugeordnet werden. Die zur Verfügung stehende Stichprobe deckt dementsprechend nicht das gesamte Spektrum der in Europa vorkommenden NS-Netze ab, sondern lediglich einen Teil. Dementsprechend sind auch die später abzuleitenden innovativen Planungsgrundsätze auf ländliche NS-Netze zu beschränken. Hier wird allerdings der Teil der Netze abgebildet, in denen zukünftig hoher Bedarf an einspeisegetriebener Netzertüchtigung besteht.

Die zweite Auswertung erfolgt anhand des Kennwertes der ONT-Bemessungsscheinleistung pro NS-Verbraucher im betrachteten NS-Netz und ist in Abbildung 5.3 dargestellt.

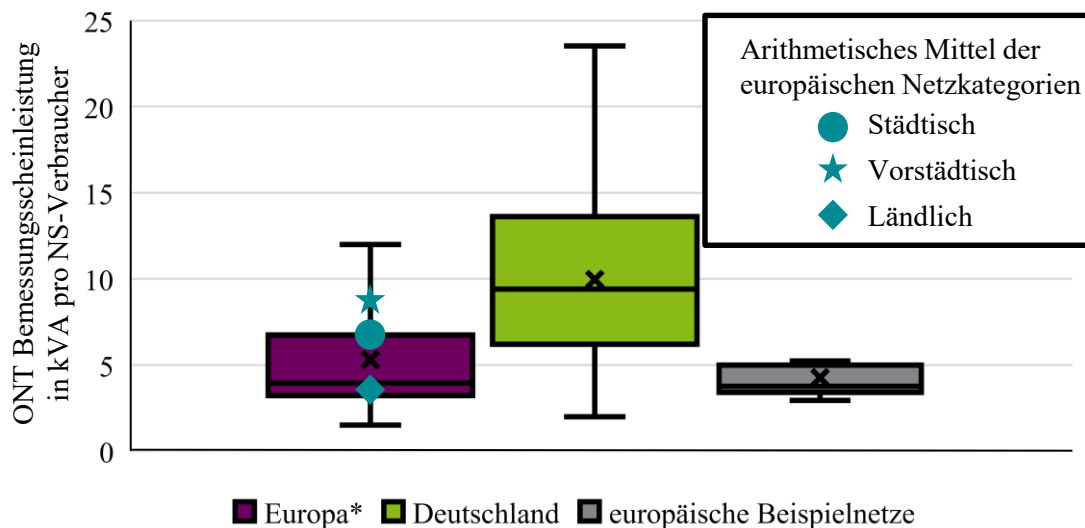


Abbildung 5.3: ONT-Scheinleistung in kVA pro Niederspannungsverbraucher (* basierend auf Werten der DSOO-Studie [147])

Hier wird deutlich, dass die Kennwerte der europäischen Beispielnetze erneut im Bereich der ländlichen Netze aus der DSOO-Studie liegen. Die deutschen Netze befinden sich allerdings deutlich oberhalb der Werte und weisen ein höheres Verhältnis zwischen ONT-Scheinleistung und Niederspannungsverbraucher auf. Grund hierfür könnte eine tatsächlich konservative Auslegung der Transformatoren sein, bei der ein größerer Sicherheitspuffer berücksichtigt wird.

Eine dritte Auswertung basiert auf dem Kennwert der Gesamtleitungslänge pro Niederspannungsverbraucher in Kilometern und ist in Abbildung 5.4 gezeigt.

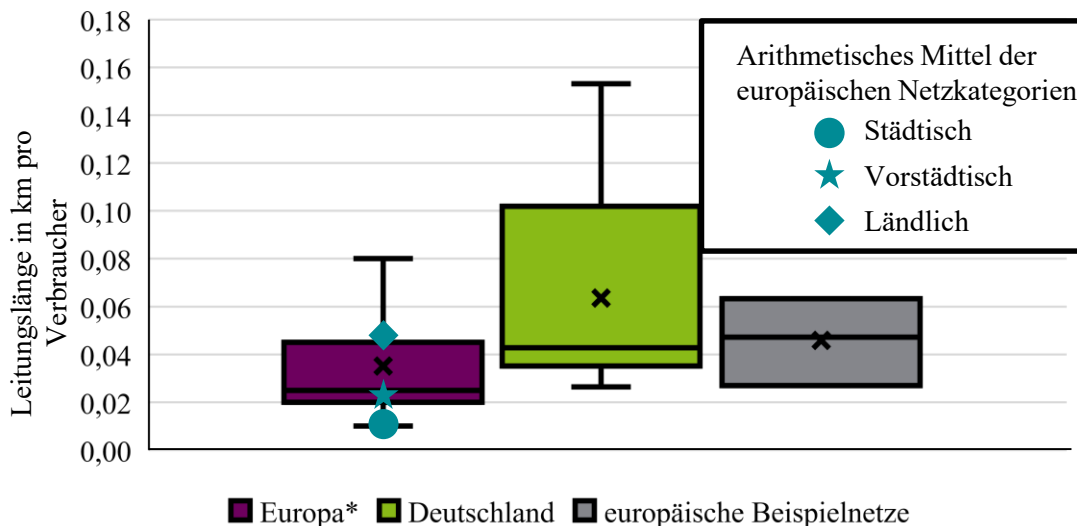


Abbildung 5.4: Netzkennwert der Gesamtleitungslänge pro Verbraucher in km (*basierend auf Werten der DSOO-Studie [147])

Hier befinden sich die Kennwerte sowohl der deutschen als auch der europäischen Beispielnetze im oberen Bereich der Werte, wie sie in der DSOO-Studie zu finden sind. Entsprechend der Kennzeichnung sind dies Netze aus der Kategorie ‚Ländlich‘. Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass in dieser Arbeit nicht alle Ausprägungen europäischer NS-Netze berücksichtigt werden konnten; allerdings werden Netze des ländlichen Raumes ausreichend durch die vorliegenden Netzdaten repräsentiert. Daraus ergibt sich, dass auch die zu entwickelnden Planungsempfehlungen nicht auf alle Netze des europäischen Raumes übertragen werden können, dass aber Netze des ländlichen Raumes adäquat repräsentiert sind und eine Übertragbarkeit gegeben ist.

Zur weiteren Überprüfung der Ergebnisse standen sieben der in [149] generierten repräsentativen europäischen NS-Netze zur Verfügung. Auch diese wurden mit der Software zur automatisierten Zielnetzplanung und den deutschen Szenarien hinsichtlich ihres zukünftigen Netzertüchtigungsbedarfes analysiert. Die automatisierte Zielnetzplanung von sechs dieser NS-Netze, die der Kategorie ‚Ländlich‘ zugeordnet sind, ergibt ein Einsparpotenzial von 30 %, wenn innovative Lösungsoptionen berücksichtigt werden. Die Anteile der unterschiedlichen Netzertüchtigungsvarianten an den optimalen Lösungen sind in Abbildung 5.5 dargestellt. Im Vergleich zu den in den Abschnitten 4.2 und 4.3 durchgeführten und präsentierten Planungen fällt insbesondere der gestiegene Anteil der konventionellen Netzertüchtigung auf. Diese Netzertüchtigungsvariante ist mit 25 % häufiger vertreten als bei der Planung der Netze aus der deutschen Stichprobe (9 %). Dies ist insbesondere durch die in den repräsentativen europäischen NS-Netzen verwendeten Kabeltypen zu erklären.

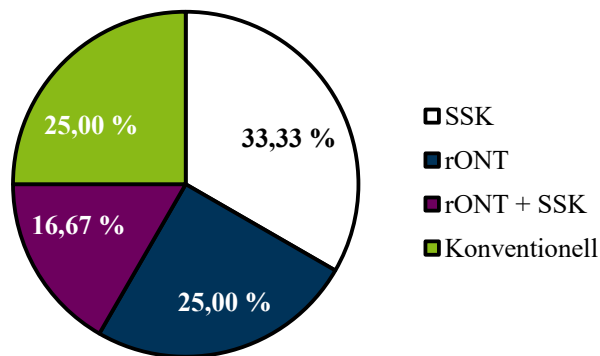


Abbildung 5.5: Anteil der Netzertüchtigungsvarianten an den optimalen Lösungen der repräsentativen europäischen Netze aus der DSOO-Studie

Während die Netze der deutschen Stichprobe eine durchschnittliche spezifische Impedanz von $Z' = 0,647 \Omega/\text{km}$ besitzen, beträgt die durchschnittliche Impedanz der europäischen Netze $Z' = 1,115 \Omega/\text{km}$. Der durchschnittliche Verkabelungsgrad der synthetischen repräsentativen europäischen Netze liegt bei 13 %, während der Verkabelungsgrad der Netze aus Abschnitt 4.3 bei 60 % liegt. Beides führt zu einer geringeren Stromtragfähigkeit, wodurch Leitungen aufgrund thermischer Überlastung früher getauscht werden müssen, als dies bei den Netzen der deutschen Stichprobe der Fall ist. Dementsprechend sinkt das Kostenreduktionspotenzial innovativer Lösungsoptionen bei steigender durchschnittlicher Impedanz. Trotzdem ließ sich in 75 % aller Netze mit innovativen Netzertüchtigungsvarianten eine Reduzierung der Netzertüchtigungskosten erreichen. Dies spiegelt auch die Beobachtungen der deutschen Stichprobe und der europäischen Beispielnetze aus Abschnitt 4.2 wider.

Abschließend lässt sich sagen, dass die Planungsergebnisse der deutschen Stichprobe und der europäischen repräsentativen Netze ähnliche Ergebnisse zeigen. In der Mehrheit der Planungen konnte mit innovativen Lösungsoptionen eine Kostenreduktion realisiert werden. Auch die Kennwerte der vorliegenden Realnetze können der Kategorie ländlicher europäischer NS-Netze zugeordnet werden und dementsprechend sind die Ergebnisse auch nur für diese Kategorie übertragbar. Entsprechend lassen sich aus der Stichprobe deutscher und europäischer NS-Netze innovative Planungsgrundsätze für ländliche NS-Netze in ganz Europa entwickeln.

5.3 Integration von Erkenntnissen weiterer europäischer Partner

Nachdem der Nachweis erbracht wurde, dass die Ergebnisse der in dieser Studie durchgeführten automatisierten Zielnetzplanungen für ländliche europäische NS-Netze übertragbar sind, soll an dieser Stelle im Rahmen eines Exkurses auf die Ergebnisse der im Forschungsprojekt Smart Guide (siehe Abschnitt 1.4) durchgeführten Untersuchungen der europäischen Projektpartner verwiesen werden. Diese Ergebnisse sind in Zusammenarbeit mit dem Projektkonsortium als essenzieller Bestandteil des Projektes entstanden und unterstützen die Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze für europäische NS-Netze [150].

5.3.1 Multiobjektive Optimierungen für Netzplanungen

In [151] wurde eine Methode entwickelt, mithilfe derer ein effizienter Netzertüchtigungsplan erstellt werden kann, inklusive einer Betrachtung von Einspeiseflexibilität und Lastflexibilität als Alternative zu konventioneller Netzertüchtigung und unter Einbezug der Unsicherheit über die Integration weiterer Einspeiser und Verbraucher. Fokus der Untersuchung waren MS-Netze aus Portugal.

Methode

Die entwickelte Methode hat drei Hauptstufen: Profilloptimierung der Verbraucher im NS-Netz, optimaler Netzertüchtigungsplan (für ein Szenario und zwei Stützjahre) und schließlich die Risikobewertung. Für jedes Stützjahr (2030 und 2040) werden drei Szenarien betrachtet, die sich aus verschiedenen zukünftigen Entwicklungspfaden zur Ressourcenintegration und Regulierung ergeben, die aus dem ENTSO-E TYNDP 18 stammen [132].

Die verwendeten Eingangsdaten aus den Szenarien umfassen: das Modell des Ausgangsnetzes, die Spitzenlast der angeschlossenen Verbraucher, die Anzahl der Elektrofahrzeuge, die installierte Leistung der Energiespeicher und die geltenden PVA-Profile. Im Profilloptimierungsmodul werden alle mit dem NS-Netz verbundenen Einspeiser und Verbraucher entsprechend den Energietarifen und des Energiebedarfes optimiert. Das Ergebnis dieses Moduls ist das optimierte Verbrauchsprofil. Das zweite Modul integriert eine Methode, um einen optimalen Netzertüchtigungsplan für jedes zu analysierende Zukunftsszenario zu erstellen.

Die Analyse beginnt mit der Bewertung des Netzbetriebs unter zukünftigen Bedingungen, wobei der Betrieb flexibler Einspeiser (Elektrofahrzeuge, Energiespeicher) und verschiebbarer Verbraucher, wie Waschmaschinen und Wäschetrockner, als mögliche Variante zur Lösung technischer Probleme in Betracht gezogen wird.

Auf die konventionelle Netzertüchtigung wird nur dann zurückgegriffen, wenn die Nutzung von Flexibilität nicht ausreicht, um die technischen Probleme zu lösen. Der Netzertüchtigungsplan ist je nach technischem Problem in zwei Prozesse unterteilt:

1. Überlastung der Zweige: In diesem Fall werden Bestandsleitungen durch Leitungen mit einem höheren Querschnitt ersetzt. Wenn das Problem auch bei der Leitung mit dem höchsten verfügbaren Querschnitt bestehen bleibt, wird eine parallele Leitung installiert.
2. Spannungsprobleme: Hier wird ebenfalls ein metaheuristischer Algorithmus, die Evolutionary Particle Swarm Optimization (EPSO), verwendet, um die zu ersetzenden Abzweige auszuwählen. Die EPSO ist eine Meta-Heuristik der PSO (Particle-Swarm-Optimization)-Familie, die aber mit einem selbstanpassenden Mechanismus versehen ist

[152]. Dieses Modul hat als Ergebnis den optimalen Netzertüchtigungsplan für jedes Szenario, der die kostengünstigste realisierbare Lösung darstellt.

Schließlich wird für jeden Netzertüchtigungsplan eine Risikoanalyse unter Berücksichtigung aller möglicher Szenarien erstellt. Sobald der optimale Netzertüchtigungsplan für ein bestimmtes Szenario entworfen ist, wird dieser Plan gegenüber anderen Szenarien bewertet. Dieser Prozess wird für alle Pläne wiederholt, die durch eines der analysierten Szenarien definiert wurden.

Das Netz wird mit den durch den ausgewählten Plan vorgesehenen Netzertüchtigungsmaßnahmen aktualisiert und der Prozess wird für die folgenden Stützjahre wiederholt. Das Verfahren ist bereits im Detail in [153] und [151] veröffentlicht.

Ergebnisse des Projektpartners

Traditionell werden die Netzertüchtigungspläne für das elektrische Netz auf ineffiziente Weise entworfen. Die Netze werden in der Regel für Szenarien mit geringer Eintrittswahrscheinlichkeit und manchmal für unrealistische Situationen ausgelegt, ohne den Betrieb und die durch die verfügbaren Einspeiser und Verbraucher gebotene Flexibilität zu berücksichtigen, was zu hohen Investitionen in die Netzinfrastruktur führt. In naher Zukunft wird der optimale Betrieb der flexiblen Einspeiser und Verbraucher durch schnellere, günstigere und zuverlässigere Kommunikationslösungen und automatisierte Betriebsmittel, die in Smart Grids integriert sind, ermöglicht. In einem solchen Szenario wird der geplante Betrieb dieser Einspeiser und Verbraucher unkompliziert und lässt sich einfach optimieren, um technische Probleme in den Netzen zu vermeiden. Die Umsetzung des vorgestellten Ansatzes erfordert jedoch eine Überprüfung und Neugestaltung des tatsächlichen rechtlichen Rahmens, um die direkte Kontrolle flexibler Einspeiser und Verbraucher in Haushalten durch Netzbetreiber oder über lokale Märkte für Zusatzdienste zu ermöglichen.

Einfluss auf die Entwicklung von Planungsgrundsätzen für europäische NS-Netze

Obwohl sich die Ergebnisse auf die Anwendung in MS-Netzen beschränken, lässt sich eine relevante und wichtige Erkenntnis mit in die Planungsgrundsätze für europäische NS-Netze übernehmen. In [151, 153, 154] wird der erfolgreiche und zweckdienliche Einsatz einer automatisierten Zielnetzplanung auch in der MS-Ebene nachgewiesen. Gleichzeitig wird hier auch der NNF SL detailliert betrachtet. Dementsprechend lässt sich eine automatisierte Zielnetzplanung auch für die Analyse von MS-Netzen und den NNF SL einsetzen. Eine automatisierte Zielnetzplanung sollte zwingend häufiger zum Einsatz kommen, da sie verschiedenste Einsatzmöglichkeiten auch in unterschiedlichen Spannungsebenen ermöglicht.

5.3.2 Bewertung der Abregelung von Einspeisern in Netzautomatisierungssystemen

In [155, 156] wird eine Analyse hinsichtlich des Einsatzes von zentralen Netzautomatisierungssystemen zur Abregelung von Windkraftanlagen in der MS-Ebene vorgenommen. Ziel des Eingriffes ist es, einen möglicherweise entstehenden Netzertüchtigungsbedarf aufgrund gesteigerter Einspeiseleistung durch neu angeschlossene Windparks zu vermeiden. Die entstehenden Kosten sind allerdings von den Betreibern der Windkraftanlagen zu tragen. Als Alternative kann das entwickelte System betrachtet werden, das die Einspeiseleistung in den wenigen kritischen Zeitpunkten reduziert und damit eine konventionelle Netzertüchtigung substituieren kann. Der Betreiber der Windenergieanlagen kann somit zwischen einer selbst zu zahlenden Netzertüchtigung oder einer Investition in ein DNA-System wählen. Im Rahmen dieser Arbeiten werden auch Analysen hinsichtlich der Nutzung unterschiedlicher Auflösungen für Einspeiser- und Verbrauchszeitreihen durchgeführt, die in der strategischen Zielnetzplanung Anwendung finden können.

Methode

Um das Risiko zu quantifizieren und die wirtschaftliche Durchführbarkeit des Einsatzes eines DNA-Systems zu beurteilen, werden Studien zur Bewertung von Abregelungen durchgeführt, um die Häufigkeit und Höhe der abzuregelnden Energiemengen abschätzen zu können. Die Autoren haben sich mit Methoden zur Bewertung der zu abzuregelnden Energiemenge befasst, um ein optimales Verfahren für Abregelungsmechanismen von Windenergieanlagen zu ermitteln. Hierbei sind zunehmende Flexibilität (Energiespeicherung, nachfrageseitige Reaktion), die Integration von Elektrofahrzeugen und die Verbesserung der Datenverfügbarkeit und -qualität berücksichtigt. Das Ergebnis ist eine hochauflösende Methode zur Abschätzung von abzuregelnder Energie, die historische Netzdaten nutzt, um die Qualität der Ergebnisse weiter zu verbessern. In der publizierten Methode kommen Einspeiseprofile mit bis zu einminütiger Auflösung zum Einsatz, im Gegensatz zu den üblicherweise verwendeten halbstündlichen (oder stündlichen) Zeitreihenprofilen. Die hochauflösende Studie ermöglicht die Modellierung des dynamischen Verhaltens des DNA-Kontrollsystems, welches das Verhalten während einer Grenzwertverletzung widerspiegelt.

Ergebnisse des Projektpartners

Netzbetreiber müssen die Last- und Erzeugungsniveaus in Zeitreihen protokollieren, die das beobachtete, durchschnittliche Verhalten abbilden, da dies bei zukünftigen Zielnetzplanungen eine präzisere Dimensionierung von Netzbetriebsmitteln ermöglicht. Dies weicht in vielen Fällen von dem aktuellen Vorgehen bei Netzbetreibern ab, in dem die Protokollierung von Höchstlastmessungen in Umspannwerken üblich ist, was die historische Methode der Abbildung von Spitzenlastbedingungen widerspiegelt [150].

Wo hochauflösende Daten nicht verfügbar sind, bietet die Aufzeichnung von Messdaten mit einer halbstündlichen Auflösung die repräsentativste Modellierung. Generell kann für die Nutzung in der Netzplanung festgehalten werden, dass die Datenlage über Einspeiser- und Verbrauchsprofile verbessert werden sollte. Je höher die Auflösung der zur Verfügung stehenden Daten, desto effizienter lassen sich Stromnetze auslegen und desto besser sind Fehlinvestitionen zu vermeiden [150].

Einfluss auf die Entwicklung von Planungsgrundsätzen für europäische NS-Netze

Abschließend lässt sich festhalten, dass eine Nutzung der DSK in der MS-Ebene für WEA eine valide und kosteneffiziente Variante darstellt, Netzertüchtigung zu vermeiden. Auch wenn es für die DSK in den Ergebnissen der NS-Netze dieser Arbeit (vgl. Abschnitt 4.3) immer eine kostengünstigere Alternative gab, sollte diese Netzertüchtigungsvariante nicht ignoriert werden. Auch können die Ergebnisse über die zu verwendende Auflösung der Messwerte in der bedarfsgerechten Abregelung von PVA in der NS-Ebene genutzt werden.

5.3.3 Entwicklung von Last- und Erzeugungsprofilen

In der Vergangenheit erfolgte die Abschätzung des Bedarfs an elektrischer Energie und der Lastgänge mithilfe von Standardlastprofilen, basierend auf historischen Daten [157]. Diese wurden in den vergangenen Jahren durch Hinzukommen von privaten PVA oder Elektrofahrzeugen zunehmend unpräziser und müssen daher aktualisiert und angepasst werden. Zu diesem Zweck wurde die Forschungsarbeit auf die Auswertung von Smart-Meter-Daten ausgerichtet, mit deren Hilfe eine Entwicklung neuer Standardlastprofile möglich ist. Gleichzeitig lassen sich diese in Verbraucher mit und ohne PVA sowie mit und ohne Elektrofahrzeug aufteilen.

Methode

Die historischen Standardlastprofile stellen die Summe von vielen Verbrauchern dar und beinhalten keine Ladevorgänge für Elektrofahrzeuge, PVA oder Demand-Side-Management. In Norwegen war der 1. Januar 2019 der Stichtag für die Einführung intelligenter Messsysteme bei allen Verbrauchern. Die Anforderung an diese Smart-Meter ist, dass der Stromverbrauch mindestens stündlich gemessen werden kann. Es wird ein Werkzeug entwickelt, das aus den Smart-Meter-Daten eines realen Verbrauchers ein Lastprofil erstellen und die Veränderung des Profils modellieren kann, wenn verschiedene Smart-Grid-Technologien hinzugefügt werden.

Damit ist es möglich, sowohl das heute für den Kunden typische Profil zu analysieren als auch Analysen im Kontext der Einführung neuer Smart-Grid-Technologien durchzuführen. Alle Profile werden durch lineare Regression der Verbrauchsdaten gegenüber den Temperaturdaten für jede Stunde erstellt.

Die Analyse ergibt einen temperaturabhängigen und einen konstanten Wert. Bevor die Regression durchgeführt wird, werden die Daten nach Stunde, Tagestyp (Wochentag oder Wochenende) und Jahreszeittyp (geringe Last/Sommer oder hohe Last/Winter) klassifiziert. Eine detaillierte Erklärung der Entwicklung der Lastprofile ist in [158] zu finden.

Ergebnisse des Projektpartners

Die im Forschungsprojekt entwickelte Methode ermöglicht es, äquivalente Verbraucher (z. B. Spitzenlasten) in Abhängigkeit von der Anzahl der betrachteten Haushalte und vom Anteil an Elektrofahrzeugen, die in diesen Haushalten geladen werden, zu berechnen.

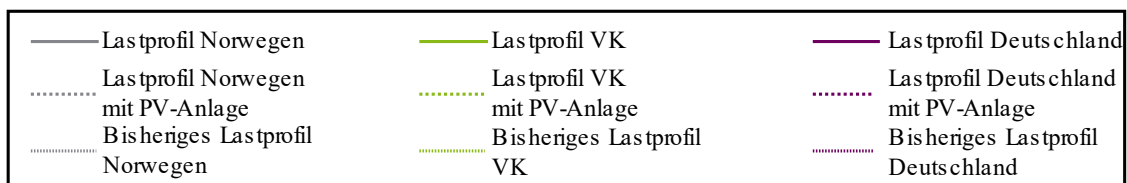
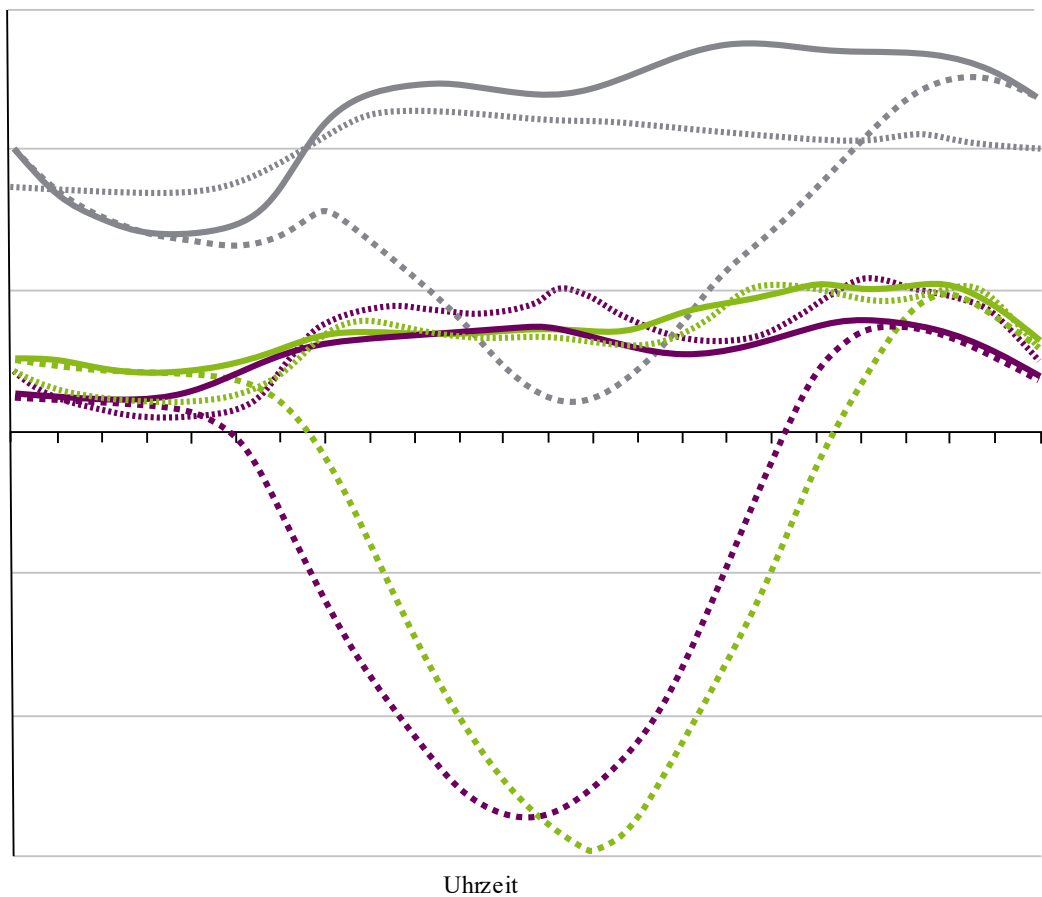


Abbildung 5.6: Beispielhafte Haushaltslastprofile, generiert mit dem im Projekt entwickelten Modell zur Integration von Smart-Meter-Daten [159]

In Abbildung 5.6 sind beispielhafte Lastprofile für Haushalte in Norwegen, Großbritannien und Deutschland aufgeführt. Die Darstellung erfolgt jeweils mit oder ohne Berücksichtigung des Einflusses einer 3-kW-PVA im Sommer. Es wird deutlich, dass sich die Lastprofile zum Teil deutlich verändern und eine Anpassung von Standardlastprofilen somit notwendig wird. In allen drei Ländern ist die Veränderung des Lastprofils durch die Einspeisung der PVA zu erkennen. Aber auch die Veränderungen von den bisherigen Lastprofilen hin zu den neuen, auf Smart-Meter-Daten basierenden Profilen ist zu erkennen. Während bei den Lastprofilen für Deutschland und dem VK nur minimale Änderungen festzustellen sind, ist in Norwegen ein Lastzuwachs gerade am späten Nachmittag und Abend zu erkennen. Der Lastwert im NNS SL müsste somit auf den neuen Spitzenwert angepasst werden.

Die Nutzung von Smart Metern zur Generierung neuer Standardlastprofile ist somit ein zweckdienliches Instrument, um die auch für die Netzplanung relevanten Spitzenlastwerte in Zukunft weiterhin präzise abschätzen zu können und eine Über- oder Unterdimensionierung von Netzen zu vermeiden [159].

Einfluss auf die Entwicklung von Planungsgrundsätzen für europäische NS-Netze

Die Nutzung eines Modells zur Generierung neuer Lastprofile basierend auf Smart-Meter-Daten kann als nützliches Instrument in der Netzplanung eingesetzt werden. Für diese Arbeit lässt sich demnach festhalten, dass eine Integration vorhandener Smart-Meter-Daten empfehlenswert ist, um NS-Netze präziser auszulegen und in den zu betrachtenden NNF richtige Lastannahmen zu treffen. Eine Erkenntnis, die so auch in die innovativen Planungsgrundsätze dieser Arbeit übernommen werden kann.

5.3.4 Zusammenfassung der Ergebnisse aus den Forschungsschwerpunkten der Partnerinstitutionen

Abschließend lässt sich sagen, dass die Resultate und Erkenntnisse aus den Forschungsschwerpunkten der Projektpartner als Ergänzung der in dieser Arbeit gewonnenen Ergebnisse dienen können.

Interessant ist vor allem, dass Systeme zur automatisierten Zielnetzplanung ein breites Einsatzspektrum aufweisen. Neben der Nutzung in der NS-Ebene wird auch die Einsatzmöglichkeit in der MS-Ebene und für weitere Versorgungssituationen und NNF nachgewiesen (vgl. Abschnitt 5.3.1). Darüber hinaus sind auch Systeme zur DSK in der Netzplanung nicht vollständig zu vernachlässigen. Zwar kommen sie in den durchgeführten Planungen nicht zum Einsatz (vgl. Abschnitt 4.2), da sie aufgrund ihrer Kosten mit den zur Verfügung stehenden Alternativen nicht konkurrieren können; allerdings können sie in der MS-Ebene sinnvoll eingesetzt werden.

Auch zur Umsetzung von Demand-Response und intelligenten Ladelösungen für Elektrofahrzeuge kann ein Netzautomatisierungssystem genutzt werden. Der sinnvolle Einsatz zur Abregelung von WEA und die zu verwendende Auflösung von Eingangsdaten werden ebenso nachgewiesen. Dies baut außerdem auf den Ergebnissen auf, die in [90] intensiv für deutsche MS-Netze untersucht werden. Auch die Ergebnisse aus dem Forschungsschwerpunkt zur Neugenerierung von Haushaltslastprofilen gilt es in Zukunft in die Netzplanung zu integrieren. Allerdings stellt die Verfügbarkeit von Smart Metern beispielsweise in Deutschland ein Problem dar. Hier ist Norwegen vielen Staaten voraus und es stehen Zeitreihen von vielen Verbrauchern zur Verfügung, während in Deutschland lediglich die Jahresarbeit aufgezeichnet wird. Auch wurde der Einfluss der Lastprofile in dieser Arbeit nicht untersucht, da der Fokus auf der Problemstellung des NNF der SE lag. Die erhaltenen Erkenntnisse lassen sich dementsprechend in die innovativen Planungsgrundsätze für NS-Netze in Europa integrieren, die im folgenden Abschnitt entwickelt werden.

5.4 Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze für NS-Netze in Europa

Vor der Überleitung zur Vorstellung der einzelnen innovativen Planungsgrundsätze ist eine Abgrenzung zu treffen, für welche Netze und Anwendungsfälle diese genutzt werden können.

Die im Folgenden aufgeführten Planungsgrundsätze basieren auf zuvor getroffenen Annahmen und einer eingeschränkten Stichprobe der zur Verfügung stehenden Netzdaten. Dementsprechend müssen einige Voraussetzungen erfüllt sein, um eine Anwendung in der Praxis empfehlen zu können:

1. Es handelt sich um ländliche, unvermaschte, europäische NS-Netze, deren Netzkennwerte sich im Rahmen der in Abschnitt 5.2 vorgestellten Kennwerte bewegen und die vorwiegend Haushalte versorgen.
2. Die in Abschnitt 2.2.4 vorgestellten ökonomischen Annahmen, Kalkulationszinsen, Kostenveränderungen etc., sind auf den jeweiligen Netzbetreiber übertragbar.
3. Die Kostenannahmen (vgl. Anhang 8.1) sind für den einzelnen Netzbetreiber zutreffend.
4. Die Netzbetreiber sind den in Abschnitt 2.2 aufgezeigten technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen unterworfen.

Aufgrund der Ergebnisse der in Abschnitt 5.2 durchgeführten Analysen und des Vergleichs mit den typischen europäischen Netzen der DSOO-Studie lässt sich sagen, dass die Ergebnisse der Netzplanungen dieser Arbeit auf ländliche europäische Netze übertragen werden können.

Eine Übertragung der vorliegenden Planungsgrundsätze auf europäische NS-Netze ist für NS-Netze aus ländlichen Regionen möglich.

Die Netzstrukturen ländlicher europäischer Netze unterscheiden sich nicht signifikant von denen der deutschen ländlichen Regionen, sodass Planungsgrundsätze übertragen werden können. Lediglich die Eintrittswahrscheinlichkeit von Grenzwertverletzungen ist in den betrachteten Beispielstaaten deutlich geringer, da ein geringerer PVA-Zubau erwartet wird und somit eine geringere Belastung der NS-Netze entsteht.

5.4.1 Planungsgrundsatz 1: Einsparpotenzial durch innovative Lösungsoptionen

Es ist sehr zu empfehlen, ländliche europäische NS-Netze unter Berücksichtigung von innovativen Lösungsoptionen zu ertüchtigen.

Kommt es in Netzen zu Grenzwertverletzungen, die durch zusätzliche Einspeiseleistung verursacht werden, ist es ratsam, innovative Lösungsoptionen zu berücksichtigen. Bei den durchgeführten automatisierten Zielnetzplanungen konnten durchschnittlich 53 % der Netzertüchtigungskosten durch den Einsatz innovativer Lösungsoptionen eingespart werden (vgl. Abschnitt 4.3.1). In fast allen Netzen konnten in den innovativen Netzertüchtigungsvarianten, im Vergleich zu konventioneller Netzertüchtigung, deutliche Kosteneinsparungen realisiert werden. Allerdings sticht hier keine innovative Lösungsoption besonders heraus. Alle haben ihre Relevanz und der Einsatz ist im Einzelfall zu prüfen.

5.4.2 Planungsgrundsatz 2: Einsatz von modernen Werkzeugen

Es wird empfohlen, moderne Werkzeuge, wie eine Software zur automatisierten Zielnetzplanung, in der Planung von Verteilnetzen einzusetzen.

Zur Verbesserung des Netzplanungsprozesses bei Verteilnetzbetreibern in ganz Europa sollten moderne Werkzeuge eingesetzt werden. Zu diesen zählt die Software zur automatisierten Zielnetzplanung, aber auch der Einsatz eines Modells zur Generierung neuer Lastprofile. Basis für alle diese Maßnahmen ist allerdings das Vorhandensein der entsprechenden digitalisierten Daten. Viele Netzbetreiber verfügen bis heute nicht über flächendeckende, digitalisierte und maschinenlesbare Netzdatensätze.

Die Nutzung einer innovativen Software zur automatisierten Zielnetzplanung setzt allerdings genau diese Netzdatensätze voraus. Die Aufbereitung einer Vielzahl von Netzdaten ist somit erforderlich, um einen großflächigen Einsatz zu ermöglichen. Langfristig müssen Netzbetreiber ihr Datenmanagement den modernen Gegebenheiten anpassen, um das volle Potenzial aus modernen Werkzeugen auszuschöpfen, die in der Lage sind, die Netzplanung zu vereinfachen und zu vergünstigen sowie eine präzisere Auslegung der Netze zu ermöglichen.

5.4.3 Planungsgrundsatz 3: Vorbereitung auf eine ungewisse zukünftige PVA-Entwicklung

Es wird empfohlen, in der Planung zukünftiger Ertüchtigungsstrategien unterschiedliche PVA-Szenarien und –Verteilungen zu berücksichtigen, um sich gegen eine ungewisse zukünftige PVA-Entwicklung abzusichern.

Der dritte Planungsgrundsatz stellt die Unsicherheit über die zukünftige Entwicklung in den Mittelpunkt. Da sehr unterschiedliche Prognosen über den zukünftigen Ausbau von PVA oder die Verbreitung von batterieelektrischen Fahrzeugen vorliegen, sollten Netzbetreiber in Europa sich auf verschiedene Szenarien vorbereiten. Die erforderlichen Gesamtaufwendungen für die Netzertüchtigung hängen stark von der installierten PVA-Leistung ab. Zusätzlich beeinflusst die Position der Einspeiser den Netzertüchtigungsbedarf und die Wahl der optimalen Maßnahme. Mithilfe der automatisierten Zielnetzplanung lassen sich unterschiedliche Szenarien und Verteilungen generieren und im Anschluss kann ein optimal verstärktes Netz berechnet werden. Besondere Schwachpunkte im Netz können so direkt identifiziert und angegangen werden. Wie in Abschnitt 4.4.3 gezeigt, können innovative Netzertüchtigungsvarianten eine Möglichkeit darstellen, das finanzielle Risiko bei weiterbestehender Unsicherheit zu reduzieren. Auch bei mehrmaliger automatisierter Planung eines Netzes mit gleichbleibender Einspeiseleistung aber unterschiedlicher Positionierung der PVA variieren die Kosten für die innovativen Netzertüchtigungsvarianten wenig.

5.4.4 Planungsgrundsatz 4: Spannungsebenenübergreifende Betrachtungsweise

Es wird empfohlen, die überlagerte Spannungsebene zu modellieren und dortige Investitionsplanungen sowie an den Ortsnetzstationen anliegende Spannungswerte mit einzubeziehen.

Bei der Planung von NS-Netzen ist es insbesondere bei konventionellen Netzplanungen zu empfehlen, das überlagerte MS-Netz einzubeziehen und nicht ausschließlich auf die VDE-AR-4105 zurückzugreifen. So kann die Position des NS-Netzes im MS-Netz einen signifikanten Einfluss auf das anliegende Spannungsniveau haben, das über einen konventionellen ONT statisch in das NS-Netz übertragen wird (vgl. Abschnitt 4.4.2). Befindet sich das NS-Netz im Starkeinspeisefall in unmittelbarer Nähe zum Umspannwerk des MS-Netzes, so ist von einer geringeren anliegenden Spannung auszugehen als bei einer Verbindung des NS-Netzes mit dem MS-Netz. So kann bereits eine Abweichung von 1 % der Nennspannung zu einer deutlichen Reduktion der Ertüchtigungskosten führen (vgl. Abschnitt 4.4.2).

Eine detailgetreue Modellierung des überlagerten MS-Netzes ist demnach ratsam, um einen realistischen Betriebspunkt des NS-Netzes zu definieren und Fehlinvestitionen zu vermeiden. Auch lässt sich bei einer Modellierung des MS-Netzes das Konzept der SUW für die unterlagerten NS-Netze beurteilen, ohne das Risiko einzugehen, dass NS-Netz-getriebene Maßnahmen das Spannungsband im MS-Netz unnötig stark einschränken.

5.4.5 Planungsgrundsatz 5: Einsatz von Spannungsreglern

Es wird empfohlen, in NS-Netzen mit hoher prognostizierter PVA-Durchdringung und einer niedrigen durchschnittlichen Impedanz, respektive hohem Verkabelungsgrad, Netzertüchtigungsvarianten mit direkten Spannungsreglern zu berücksichtigen.

Bei der näheren Analyse der durch den Optimierungsalgorithmus ausgewählten Technologien sind die Netzertüchtigungsvarianten mit direkter Spannungsregelung als besonders vorteilhaft in Erscheinung getreten. In NS-Netzen mit einer hohen Einspeisedichte ($ED > 200$ kVA/km) und einer niedrigen durchschnittlichen spezifischen Impedanz (kleiner als $1 \Omega/\text{km}$) respektive einem hohen Verkabelungsgrad (größer als 50 %), ist die Nutzung eines rONT oder ESR empfehlenswert (vgl. Abschnitt 4.3.2). In 66 % aller optimalen Lösungen kommen die direkten Spannungsregler zum Einsatz. Gerade in Kombination mit der SSK stellen sie kosteneffiziente Maßnahmen dar, um NS-Netze zu ertüchtigen und auf die zukünftigen Herausforderungen vorzubereiten. Die Kombination aus SSK und direkten Spannungsreglern wird häufig in Situationen mit besonders hoher PVA-Durchdringung eingesetzt. Darüber hinaus haben sich die direkten Spannungsregler auch bei einer Variation der Positionierung der Einspeiseleistung im Netz als besonders robust erwiesen (vgl. Abschnitt 4.4.3).

5.4.6 Planungsgrundsatz 6: Spitzenkappung von PVA

Die statische Spitzenkappung als Lösungsoption ist grundsätzlich empfehlenswert, da mithilfe dieser ansonsten notwendige Investitionen in die NS-Netze verzögert und langfristig reduziert werden können.

Mithilfe von SSK können kurzzeitige Einspeisespitzen abgefangen und somit Extremsituationen abgemildert werden. Dies führt dazu, dass NS-Netze für Einspeisekurven mit reduzierten Extremwerten ausulegen sind (vgl. Abschnitt 2.6.3). Eine weitere Folge ist, dass Transformatoren (ONT, rONT) für geringere Leistungen ausgelegt werden können oder eine geringere Anzahl an neuen Leitungen notwendig wird, um das NS-Netz weiterhin innerhalb der zulässigen Grenzwerte betreiben zu können.

Beides führt zu signifikanten Kosteneinsparungen. In Abschnitt 4.3.1 ist ein Einsparpotenzial von 34 % im Vergleich zu innovativer Netzertüchtigung ohne SSK nachgewiesen.

5.4.7 Planungsgrundsatz 7: Optimierung neuer Kabeltrassen

Es ist zu empfehlen, zur Optimierung neuer Kabeltrassen Routingalgorithmen zum einzusetzen, um die kürzeste Route zur Verbindung von zwei Netzknoten zuverlässig zu identifizieren.

Der Ausbau von Kabeln ist wesentlicher Bestandteil der aktuellen konventionellen Netzertüchtigung und auch bei innovativen Netzertüchtigungsvarianten müssen in bestimmten Situationen Kabelstrecken verstärkt werden (vgl. Abschnitt 4.3.2). Dementsprechend ist die optimale Wegfindung essenziell, um Ertüchtigungskosten zu optimieren und möglichst geringe Investitionen für Kabelmaterial und insbesondere Tiefbau und Oberflächenwiederherstellung aufwenden zu müssen. Die in der automatisierten Zielnetzplanung integrierten Varianten zur Trassenfindung bieten dazu eine vielversprechende Möglichkeit. Gerade die Nutzung von ORS auf Basis der OSM-Datensätze hat sich als besonders effizient und realitätsnah herausgestellt. Mit dieser Berechnungsmethode können Routen auf Grundlage von Straßenplänen berechnet und dem Netzplaner zur Verfügung gestellt werden. Zusätzlich ist die Verwendung von bestehenden Kabeltrassen eine valide Option, um bestehende bilaterale Verträge mit einzubeziehen und somit alle existierenden Kabeltrassen in der Berechnung zu berücksichtigen (vgl. Abschnitt 4.4.1).

5.4.8 Planungsgrundsatz 8: Integration von Ergebnissen eines langfristigen Zielnetzes

Es ist zu empfehlen, die Dimensionierung von Betriebsmitteln aus langfristigen Zielnetzen zu berücksichtigen, um im Netzertüchtigungsprozess spätere kostenintensive Korrekturen zu vermeiden.

Um kostenintensive Fehlinvestitionen zu vermeiden, ist es sinnvoll, ein langfristiges Zielnetz für ein weit in der Zukunft liegendes Stützjahr und Szenario zu erstellen. Auf diese Weise können benötigte Betriebsmitteldimensionierungen abgeschätzt und bereits früh in das Netz integriert werden. So kann verhindert werden, dass beispielsweise ein zu gering dimensionierter ONT verbaut wird und wenige Jahre später erneuert werden muss. Auf diese Weise können Kosten eingespart und die korrekten Betriebsmittel frühzeitig identifiziert werden (vgl. Abschnitt 4.4.4). Allerdings besteht das Risiko die Betriebsmittel zu groß zu dimensionieren, wenn prognostizierte Szenarien nicht eintreten. Trotzdem wird zu einer Nutzung von langfristigen Zielnetzen geraten, da einzelne Korrekturen von Maßnahmen deutlich kostenintensiver sind, als die Überdimensionierung einzelner Betriebsmittel.

5.4.9 Planungsgrundsatz 9: Priorisierung von NS-Netzen im Planungsprozess

Es wird empfohlen die NS-Netze im einspeisegetriebenen strategischen Netzplanungsprozess anhand der bisherigen Spitzenlast und der prognostizierten zukünftigen Einspeiseleistung zu priorisieren.

NS-Netze, die bereits mithilfe konventioneller Betriebsmittel für eine extreme Spitzenlast ausgelegt sind, werden in Zukunft nur selten von weiterem Netzertüchtigungsbedarf betroffen sein, der durch Starkeinspeisesituationen ausgelöst wird (vgl. Abschnitt 4.4.5). Diese Netze können in der Zielnetzplanung zunächst vernachlässigt werden. Der Fokus sollte auf ländlichen Netzen mit geringer Spitzenlast und hoher potenzieller Einspeiseleistung liegen, in denen in absehbarer Zeit ein Rückspeisefall eintreten kann und somit die Wahrscheinlichkeit von Grenzwertverletzungen besonders hoch ist.

5.4.10 Planungsgrundsatz 10: Strategische Ausrichtung des zukünftigen Netzplanungsprozesses

Es wird empfohlen den Netzplanungsprozess zukünftig strategisch einzusetzen und mithilfe von modernen Werkzeugen kostengünstige, nachhaltige und robuste Zielnetze zu erstellen.

Für Verteilnetzbetreiber in ganz Europa ist es empfehlenswert, ihren Planungsprozess strategisch auszulegen. Moderne Werkzeuge, wie eine Software zur automatisierten Zielnetzplanung, können dabei unterstützen szenarienbasierte, langfristige Zielnetze zu erstellen. Diese können gleichzeitig einen bedarfsgerechten Einsatz innovativer Lösungsoptionen berücksichtigen, um somit nicht nur kostengünstige, sondern auch robuste Zielnetze für künftige Veränderungen in der Versorgungsaufgabe nutzen zu können. Auf diese Weise können verschiedene Zielnetze für unterschiedliche Szenarien generiert und je nach Bedarf für den Ausbau der Netze eingesetzt werden. Kostengünstige und robuste NS-Netze sind so sichergestellt.

5.5 Reflexion und Bewertung

Nach Vorstellung der Planungsgrundsätze wird die Methode reflektiert, die zur Entwicklung der vorliegenden Ergebnisse führt. Im Folgenden werden das Vorgehen und die Gültigkeit der Erkenntnisse reflektiert. Nach Reflexion der Gesamtmethode werden die durch Annahmen und Vereinfachungen entstandenen Unschärfen in der Modellbildung betrachtet. Sodann wird die mögliche Übertragbarkeit in eine praktische Anwendung erörtert. Abschließend werden die Ergebnisse dieser Arbeit mit den Ergebnissen ähnlicher Untersuchungen verglichen.

5.5.1 Methodenreflexion

Entsprechend der gewählten Methode wurden sämtliche Analysen anhand einer Stichprobe ländlicher NS-Netze in Deutschland und Europa durchgeführt, sodass zur Entwicklung von Planungsgrundsätzen eine Verallgemeinerung, ein Induktionsschritt, zwingend notwendig ist.

Anhand einer Vielzahl von Untersuchungen einzelner Netze wurden zunächst konkrete empirische Ergebnisse generiert, aus denen im Anschluss allgemeine Erkenntnisse gewonnen wurden, welche in allgemeingültige Regeln in Form innovativer Planungsgrundsätze für NS-Netze in Europa überführt wurden (vgl. Abschnitt 5.1). Dieses Verfahren hat sich bereits in [7, 90] als bewährtes und valides Verfahren zur Entwicklung von Planungsgrundsätzen erwiesen.

Der Schritt der Verallgemeinerung ist als Prozess definiert, in dem spezifische Erkenntnisse aus einer Analyse, die als zutreffend angenommen werden, hin zu allgemeinen Erkenntnissen erweitert werden, die nicht beobachtet wurden [160]. Letztere sind damit nicht nachgewiesen und lediglich aus den gewonnenen Erkenntnissen abstrahiert. Bezogen auf den Kontext dieser Arbeit und der Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze für NS-Netze in Europa bedeutet dies, dass die Gültigkeit der verallgemeinerten Planungsgrundsätze nicht kausal zu belegen ist. Anwendbarkeit und Gültigkeit können daher nur plausibilisiert werden, was allerdings in diesem Fall gegeben ist (vgl. Abschnitt 5.2). Darüber hinaus ist aufgrund der Netzauswahl eine Repräsentativität gegeben, die eine Verallgemeinerung der Ergebnisse zulässt. Dies gilt allerdings nur für NS-Netze, die sich hinsichtlich ihrer physikalischen Eigenschaften nicht zu sehr von der betrachteten Stichprobe unterscheiden (vgl. Abschnitt 4.1 und Abschnitt 5.2). Die vorgestellten Planungsgrundsätze lassen sich demnach lediglich auf ländliche europäische NS-Netze übertragen, die als einfach gespeiste Strahlennetze ausgelegt sind. Des Weiteren müssen die in Abschnitt 5.4 zusammengefassten Voraussetzungen erfüllt und somit auch die technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen vergleichbar sein. Aus diesem Grund sind die Ergebnisse dieser Arbeit in erster Linie auf die Struktur der NS-Netze in den untersuchten Staaten zu übertragen. Es erfolgte ein Vergleich unterschiedlicher Netzstrukturen in vier europäischen Staaten und ein Vergleich der bei gleichbleibenden Voraussetzungen zu wählenden Netzertüchtigungsvarianten zur zukünftigen Verstärkung.

Aus den Ergebnissen der Kapitel 4 und 5 kann demnach die Übertragbarkeit der Planungsgrundsätze hergeleitet werden. Für ländliche deutsche NS-Netze ist die Übertragbarkeit gut abgesichert. Aufgrund der Netzanzahl und der vergleichbaren Ergebnisse anderer Studien ist dies hinreichend nachgewiesen [32]. Darüber hinaus ist auch eine Übertragbarkeit auf die Partnerländer des Projektes Smart Guide gegeben. Durch Einordnung der Erkenntnisse in internationale Studien ist auch hier eine Nutzung von innovativen Netzertüchtigungsvarianten zu empfehlen. Relativ sicher ist die Übertragbarkeit der Erkenntnisse für weitere europäische Länder.

Hier standen die Daten der DSOO-Studie zur Einordnung der Stichprobe dieser Arbeit zur Verfügung (vgl. Abschnitt 5.2). Dies zeigt, dass die Kennwerte der NS-Netze dieser Arbeit hinreichend gut geeignet sind, ländliche europäische NS-Netze zu repräsentieren. Es kann festgehalten werden, dass die Übertragbarkeit innovativer Planungsgrundsätze auf ländliche NS-Netze in Europa mit hoher Wahrscheinlichkeit gegeben ist.

5.5.2 Getroffene Annahmen und Unschärfen in der Modellbildung

Die Auswertungen und Ergebnisse dieser Arbeit beruhen auf einer Vielzahl von Prämissen. Aus diesem Grund wird an dieser Stelle auf deren Einfluss auf die Aussagekraft der erarbeiteten Planungsgrundsätze eingegangen. Zunächst ist die Annahme zu nennen, dass es in Zukunft zu einem weiteren deutlichen Zubau von PVA kommen wird und die Integration hauptsächlich ländliche NS-Netze betrifft. Diese zentrale Voraussetzung stößt bereits bei der Betrachtung der NS-Netze aus dem VK, PT und NW an ihre Grenzen: Hier besteht bei einer Berechnung mit staatenspezifischen Szenarien aus dem ENTSO-E TYNDP 18 kein Ertüchtigungsbedarf.

Erst wenn der prognostizierte PVA-Zubau aus Deutschland als Datengrundlage dient, besteht Handlungsbedarf. Allerdings haben sich viele Regierungen in der Vergangenheit wiederholt zu strengeren Klimazielen bekannt, die kaum ohne intensiven Zubau von PVA einzuhalten sind. Auch die EU verstärkte zuletzt ihre Ambitionen, die Transformation der Energieversorgung in Europa voranzubringen [161]. Ein weiterer Zubau von PVA wird demnach mit hoher Wahrscheinlichkeit in ganz Europa stattfinden. Die getroffenen Annahmen hinsichtlich der technischen Grenzen sind zumindest mittelfristig als gegeben anzunehmen. Da in dieser Arbeit eine Beschränkung auf die Kosten der Ertüchtigungsvariante erfolgte, haben Veränderungen der regulatorischen Rahmenbedingungen, z. B. der Anreizregulierung in Deutschland, keinen Einfluss auf die Ergebnisse. Eine weitere essenzielle Annahme sind die Kosten. Zukünftige Entwicklungen, Innovationen oder enorme Kosteneinsparungen bei einzelnen Technologien, können einen deutlichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit der einzelnen Netzertüchtigungsvarianten haben. Da aber ein sehr deutliches Einsparpotenzial bei Verwendung innovativer Lösungsoptionen ermittelt wurde (im Mittel über 50 % im Vergleich zu rein konventioneller Netzertüchtigung), kann auch hier von einer Stabilität der Annahme ausgegangen werden. Zwar sind Verschiebungen zwischen den unterschiedlichen Technologien möglich, da aber eine eindeutig günstigste Netzertüchtigungsvariante nicht identifiziert werden konnte, sollten Annahmen bei der Neuberechnung von Ergebnissen angepasst und Ergebnisse entsprechend überarbeitet werden. Die grundsätzliche Empfehlung, zum Einsatz innovativer Lösungsoptionen bleibt daher unangetastet.

Der nächste Diskussionspunkt bezieht sich auf den verwendeten Optimierungsalgorithmus für die automatisierte Zielnetzplanung (vgl. 3.2.2.). Ein metaheuristischer Optimierungsalgorithmus kann nie ein optimales Ergebnis garantieren. Aufgrund der Komplexität des Optimierungsproblems bietet diese Art von Algorithmen aber das beste Verhältnis aus Rechenzeit und Lösungsqualität [162]. Zum Abgleich der Ergebnisse standen in dieser Arbeit wiederholt manuelle Planungen erfahrener Zielnetzplaner zur Verfügung, sodass grob falsche Lösungen ausgeschlossen werden können und sich die Ergebnisqualität sicherstellen lässt [139].

5.5.3 Einordnung der Ergebnisse und Erkenntnisse

Zur Einordnung der Ergebnisse und Erkenntnisse dieser Arbeit ist ein Vergleich mit dem Gesamtkontext wissenschaftlich-technischer Arbeiten im Themengebiet der Integration von erneuerbaren Energien und speziell von PVA in NS-Netzen Europas zu diskutieren. Hierbei werden sowohl Studien zur Ertüchtigung von NS-Netzen berücksichtigt als auch technisch orientierte Arbeiten zur Nutzbarkeit innovativer Lösungsoptionen in Verteilnetzen.

Die ‚dena-Verteilnetzstudie‘ [12] analysiert zwar keine europäischen NS-Netze, leitet aber ein Einsparpotenzial bei der Verwendung innovativer Lösungsoptionen beim Netzertüchtigungsprozess für deutsche NS-Netze bis zum Jahr 2030 her. So konnte hier ein Einsparpotenzial von 13 % bei der Verwendung der SSK auf 70 % der Bemessungsleistung der PVA nachgewiesen werden [12]. In dieser Arbeit lagen die nachgewiesenen Kosteneinsparungen sogar noch darüber (vgl. Abschnitt 4.3.1). Bei der Verwendung eines rONT ergaben sich Einsparungen von 32 % im Vergleich zu rein konventioneller Netzertüchtigung.

Darüber hinaus setzten sich [7] und [16] mit der Planung ländlicher Verteilnetze in Deutschland auseinander. Auch hier ließ sich insbesondere für die NS-Netze ein Einsparpotenzial bei der Verwendung von innovativen Lösungsoptionen nachweisen. Mithilfe manueller Planungen wurde eine Stichprobe an NS-Netzen überplant und die Kosten unterschiedlicher Ertüchtigungsvarianten verglichen. Hierzu gehören auch die in dieser Arbeit betrachteten Technologiekombinationen. Ein Kostenreduktionspotenzial von 60 % über die gesamte Stichprobe konnte beispielsweise für die Variante rONT und SSK nachgewiesen werden. Die Ergebnisse weichen damit nur leicht von denen der in dieser Arbeit durchgeführten automatisierten Zielnetzplanungen ab. In den Studien [31–33] konnte ebenfalls der Nachweis erbracht werden, dass die Nutzung innovativer Lösungsoptionen empfehlenswert ist. Bei überwiegend spannungsbandbedingten Grenzwertverletzungen wird zu der Nutzung eines rONT geraten. Auch für die SSK ist die Senkung der notwendigen Investitionskosten nachgewiesen. Diese Erkenntnisse entsprechen denen dieser Arbeit und können mithilfe der Software zur automatisierten Zielnetzplanung erfolgreich validiert werden. Die Studien bestätigen also die Analysen dieser Arbeit.

Weitere Studien haben sich speziell in Deutschland mit der Integration von innovativen Lösungsoptionen in NS-Netze beschäftigt [18, 27, 95, 163, 164], deren Ergebnisse sich mit den Planungsgrundsätzen und Ergebnissen dieser Arbeit vereinbaren lassen. Auch in Europa erfolgt eine Auseinandersetzung mit der kostengünstigen Ertüchtigung von Verteilnetzen, allerdings häufig mit einem Fokus auf die Flexibilität sowohl der Einspeiser als auch der Lastseite. In der DSOO-Studie [149] wird der Einfluss von PVA auf die repräsentativen europäischen Netze analysiert und mit einem Kostenfaktor versehen. Dieser setzt sich allerdings lediglich aus Strafkosten für Grenzwertverletzungen zusammen und nutzt kein komplexes Ertüchtigungsmodell zur Berechnung der Kosten, wie in dieser Arbeit umgesetzt ist.

Weitere Arbeiten setzen sich mit der Verwendung von innovativen Lösungsoptionen auseinander (siehe [41, 165, 166]); ein technisch und wirtschaftlich sinnvoller Einsatz dieser Lösungsoptionen wird auch dort nachgewiesen. Allerdings erfolgt auch in diesen Arbeiten kein detaillierter Vergleich von unterschiedlichen Netzertüchtigungsvarianten aus technischer und wirtschaftlicher Sicht. Darüber hinaus wird der Einsatz dieser Technologien aus rechtlicher und regulatorischer Sicht in den Staaten der EU in [167] analysiert und erläutert.

Die Ergebnisse und Erkenntnisse dieser Arbeit bestätigen und detaillieren die bisherigen Untersuchungen und ermöglichen zudem eine Übertragbarkeit auf alle vergleichbare NS-Netze in Europa

6 Zusammenfassung und Ausblick

Durch den aktuellen Transformationsprozess der europäischen Energieversorgung wird es zwingend notwendig, Stromnetze auf die Veränderungen anzupassen. Insbesondere muss in ländlichen Regionen eine Auseinandersetzung mit der Herausforderung von zusätzlichen PVA in NS-Netzen erfolgen. Dienten diese ursprünglich ausschließlich zur Versorgung von Verbrauchern, so kommt heute der Integration von PVA eine immer bedeutendere Rolle zu. Teilweise übersteigt die maximal einspeisbare Leistung der PVA die bisherige Spitzenlast der Netze und es treten Rückspeisefälle auf, sodass technische Grenzwerte nicht länger eingehalten werden können. Netzertüchtigungsbedarf ist die Folge, was bislang zumeist mit konventionellen Netzbetriebsmitteln, dem Verlegen von Kabeln und dem Tausch von Transformatoren, umgesetzt wird. Diese Maßnahmen sind mit hohen Investitionen verbunden und führen zu hohen volkswirtschaftlichen Kosten für den Transformationsprozess der europäischen Energieversorgung. In der jüngeren Vergangenheit haben sich aber auch innovative Lösungsoptionen, wie Spannungsregler und die SSK, etabliert und weisen das Potenzial auf, die Netzertüchtigungskosten im Vergleich zu rein konventioneller Netzertüchtigung zu reduzieren.

Um ihr volles Potenzial aufzudecken und Einsatzmöglichkeiten in ganz Europa zu bewerten, wurde im Rahmen dieser Arbeit eine Software zur automatisierten Zielnetzplanung entwickelt. Diese ermöglichte mithilfe einer gleichbleibenden Methode die Analyse einer Vielzahl von NS-Netzen, wodurch das Potenzial der unterschiedlichen Netzertüchtigungsvarianten miteinander vergleichbar wurde. Das Hauptziel war die Entwicklung innovativer Planungsgrundsätze für ländliche europäische NS-Netze. Dies sollte auf Basis einer Vielzahl von Planungen von NS-Netzen aus Deutschland und weiteren europäischen Staaten erfolgen. Die Netzstrukturen wurden im Anschluss in den europäischen Kontext eingeordnet, die Planungsergebnisse wurden zu innovativen Planungsgrundsätzen verallgemeinert und die Übertragbarkeit auf europäische NS-Netzstrukturen wurde überprüft.

Vor dem Hintergrund dieser Zielsetzung erfolgte anfangs eine Auseinandersetzung mit den technischen und ökonomischen Anforderungen an den Betrieb von NS-Netzen in Deutschland. Anschließend wurden alle relevanten Netzbetriebsmittel vorgestellt und der aktuelle Stand der Netzplanungsmethoden erläutert. Darauf folgte die Entwicklung einer Software zur optimierten und automatisierten Zielnetzplanung von NS-Netzen mithilfe eines GA. Dazu wurden Modelle erstellt, wie innovative Lösungsoptionen für die Netzertüchtigung in den Planungsprozess integriert werden können.

Mithilfe der Software zur automatisierten Zielnetzplanung wurden für eine Vielzahl von NS-Netzen konventionelle und innovative Zielnetzplanungen durchgeführt. Die Szenarienbasis für diese Planungen stammt aus dem ENTSO-E TYNDP 18. Für insgesamt drei Szenarien und drei Stützjahre sind Planungen durchgeführt und die Ergebnisse miteinander verglichen worden. Darüber hinaus wurden Sensitivitätsanalysen durchgeführt, in denen Annahmen, Prämissen oder Methoden angepasst worden sind, um deren Einfluss auf die Planungsergebnisse zu bestimmen. Im Vergleich der betrachteten NS-Netzstrukturen mit typischen NS-Netzen aus Europa, konnten die Netze der Kategorie der ländlichen europäischen NS-Netze zugeordnet werden. Die Planungsgrundsätze ließen sich somit grundsätzlich auf ländliche NS-Netze in Europa übertragen.

Die zentralen Ergebnisse der vorliegenden Arbeit bestehen darin, dass die Nutzung innovativer Lösungsoptionen in europäischen NS-Netzen zur weiteren Integration von PVA sehr gut geeignet ist. Konventionelle Netzertüchtigung kann damit verzögert oder sogar vollständig substituiert werden. Im Durchschnitt lassen sich bei den Netzen dieser Arbeit über 50 % der Netzertüchtigungskosten einsparen, wenn innovative Lösungsoptionen mitberücksichtigt sind. Aus den Ergebnissen der automatisierten Zielnetzplanungen können insgesamt zehn innovative Planungsgrundsätze für ländliche europäische NS-Netze entwickelt werden. Unterschiedliche Empfehlungen zur Integration von innovativen Lösungsoptionen und dem Umgang mit einem einspeisegetriebenen Zielnetzplanungsprozess sind in Abschnitt 5.4 vorgestellt.

Hier ließ sich auch die erste der Forschungsfragen dieser Arbeit beantworten. Die innovativen Lösungsoptionen stellten hier eine besonders kosteneffiziente Netzertüchtigungsvariante dar, um ländliche europäische NS-Netze auf zukünftige Herausforderungen vorzubereiten und Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Vor allem bei spannungsbandbedingten Grenzwertverletzungen bietet sich die Nutzung der direkten Spannungsregler an. Allerdings konnte keine Lösungsoption identifiziert werden, die sich deutlich von den übrigen abgrenzt und als besonders empfehlenswert zu bezeichnen ist. Hier kann nun auch die zweite Forschungsfrage beantwortet werden. Die Software zur automatisierten Zielnetzplanung, die im Rahmen dieser Arbeit entwickelt wurde, stellte sich als ideales Werkzeug heraus, um im jeweiligen NS-Netz die kosteneffizienteste Netzertüchtigungsvariante zu identifizieren. Gleichzeitig bietet die Software auch die Möglichkeit Alternativlösungen auszugeben, um so auf neue Gegebenheiten im Netzgebiet zu reagieren. Somit kann auch die zweite Forschungsfrage positiv beantwortet werden. Die dritte Forschungsfrage hinsichtlich der Übertragbarkeit der Ergebnisse auf ländliche europäische Netze ist ebenfalls positiv zu beantworten (vgl. Abschnitt 5.2). Die Übertragbarkeit für ländliche NS-Netze in Deutschland ist als ausgezeichnet zu bezeichnen. Aber auch für NS-Netze der Partnerländer des Projektes Smart Guide ist eine sehr gute Übertragbarkeit gegeben. Für weitere europäische Netze konnte mithilfe der Daten aus der DSOO-Studie eine gute Übertragbarkeit nachgewiesen werden [149].

Aus den Ergebnissen und Erkenntnissen dieser Arbeit lassen sich weitere Fragestellungen für zukünftige Forschungsaufgaben entwickeln. Mithilfe einer spannungsebenenübergreifenden Zielnetzplanung, also einer gleichzeitigen Optimierung von MS-Netzen und den unterlagerten NS-Netzen, lassen sich die Auswirkungen von Planungsmaßnahmen in der MS-Ebene auf die NS-Ebene analysieren. Dies sind komplexe Aufgaben und eine automatisierte Lösung kann auch hier zum Einsatz kommen.

Darüber hinaus wurde in dieser Arbeit lediglich einspeisegetriebene Netzertüchtigung betrachtet. Durch den aktuellen Ausbau der Ladeinfrastruktur für Elektromobilität und die weitere Verbreitung von Wärmepumpen, kann es vor allem in städtischen Regionen zu Netzertüchtigungsbedarf basierend auf Starklastsituationen kommen. Zu diesem Zweck müssen entsprechende städtische Netzdaten analysiert und überplant werden. Auch hier kann eine Übertragbarkeit auf den europäischen Raum geprüft werden. Die Transformation des Mobilitäts- und Wärmesektors schreitet in ganz Europa voran und überall werden Lösungen gesucht. Auch innerhalb des Wärmesektors kann eine Software zur automatisierten Zielnetzplanung zur Anwendung kommen. Die Methode der entwickelten Software und die Nutzung eines genetischen Algorithmus kann auch für die Planung von Wärmenetzen eingesetzt werden. So lassen sich Fernwärmenetze oder Gasnetze ebenfalls automatisiert planen und der manuelle Planungsaufwand kann reduziert werden.

Anknüpfend daran ist auch der Einsatz einer Software zur automatisierten Zielnetzplanung in dem sehr komplexen Themengebiet der sektorenübergreifenden Zielnetzplanung vorstellbar. Eine gemeinsame Analyse von Wärme-, Gas- und Stromnetzen könnte so automatisiert durchgeführt werden. Dies ist aufgrund ihrer Komplexität manuell kaum umzusetzen. Eine entsprechende Software könnte eine solche Analyse allerdings ermöglichen und weitere Einsparpotentiale im Transformationsprozess der europäischen Energiesysteme realisieren.

Die in der vorliegenden wissenschaftlichen Arbeit gewonnenen Erkenntnisse und entwickelten innovativen Planungsgrundsätze lassen sich in den Planungsprozess von Netzbetreibern in ganz Europa integrieren. Darüber hinaus können die Ergebnisse als Basis für Regulierungsbehörden dienen, die derzeitigen Rahmenbedingungen anzupassen, um innovative Lösungsoptionen für die Netzertüchtigung weiter zu fördern und Kosten für Netzbetreiber und Endkunden zu reduzieren. Die Arbeit leistet so einen Beitrag, um den europäischen Transformationsprozess des Energieversorgungssystems kostengünstig zu gestalten und einen weiteren Ausbau von erneuerbaren Energien in ganz Europa zu ermöglichen.

7 Verzeichnisse

7.1 Literaturverzeichnis

- [1] **Kyoto Protocol**
„Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change“.
- [2] **United Nations Framework Convention on Climate Change**
„Adoption of the Paris Agreement“. Conference of the Parties, Twenty-first-session, FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1, Paris, 2015.
- [3] **Deutscher Bundestag**
„Aktuelle Klimaschutzziele auf internationaler, europäischer und nationaler Ebene: Sachstand WD 8 - 3000 - 009/18“, Berlin, 2018.
- [4] **Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie**
„Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“, Berlin, 2010.
- [5] **Bundesministerium für Umwelt und Naturschutz und nukleare Sicherheit**
„Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“, Berlin, 2016.
- [6] **Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit**
„Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050“, Bonn, 2019.
- [7] **J. S. Harnisch**
Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen, epubli GmbH, Neue Energie aus Wuppertal, Band 20, 1. Aufl. Berlin: epubli, 2019.
- [8] **T. Bründlinger *et al.***
„dena-Leitstudie Integrierte Energiewende: Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050“, Berlin, Juli 2018.
- [9] **P. Küpper**
Abgrenzung und Typisierung ländlicher Räume. [Online]. Verfügbar unter: <http://hdl.handle.net/10419/148398>.
- [10] **A. Sillaber**
Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung: *Entwicklung dezentraler Elektrizitätssysteme*, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH. Wiesbaden: Springer Vieweg, 2016.

- [11] **W. Biener, K. Dallmer Zerbe, B. Krug, G. Gust und B. Wille Haussmann**
„Automated distribution grid planning considering Smart Grid and conventional grid reinforcement technologies“ in *International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age*, 2015, S. 1–6.
- [12] **A. C. Agricola et al.**
„dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030“, Berlin, 2012.
- [13] **J. Büchner et al.**
„Moderne Verteilnetze für Deutschland (Verteilernetzstudie): Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)“, Bonn, 2014.
- [14] **S. Harnisch, P. Steffens und M. Zdrallek**
Schlussbericht des Forschungsvorhabens "Neue Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze als Rückgrat der Energiewende (PuBVerteilung)" - Teilvorhaben "Mittel- und Niederspannungs-Verteilungsnetze". Wuppertal: Bergische Universität Wuppertal Fakultät für Elektrotechnik Informationstechnik und Medientechnik Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, 2016.
- [15] **Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze:**
Anreizregulierungsverordnung - ARegV, 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Art. 1 V v. 2016 (BGBl. I S. 2147).
- [16] **S. Harnisch et al.**
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze: *Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen*, Bergische Universität Wuppertal; Siemens AG, Neue Energie aus Wuppertal, Band 8. Wuppertal, 2016.
- [17] **C. Körner, F. Oechsle, M. Braun und A. Probst**
„Leistungsabhängige Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz: Load-Dependent Medium Voltage Regulation“ in *7 ETG/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2012*, Mainz, 2012.
- [18] **Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE**
„FNN-Hinweis: rONT - Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb: rONT - Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb“, Berlin, 2016.
- [19] **B. Lehde, P. Ratsch und J. Schmiesing**
„Standardbetriebsmittel rONT: Planung und Betrieb bei der Avacon AG: Standard equipment VRDT: Design and operation at Avacon AG“ in *Internationaler ETG-Kongress 2013: Energieversorgung auf dem Weg nach 2050 ; Beiträge des Internationalen ETG-Kongresses vom 5. - 6. November 2013 in Berlin*, 2013.

- [20] **M. Arnold**
„Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung regelbarer Ortsnetztransformatoren“. Dissertation, Shaker Verlag GmbH, Aachen, 2019.
- [21] **A. Becker et al.**
Netzausbauvarianten in Niederspannungsverteilnetzen: *Regelbare Ortsnetztransformatoren in Konkurrenz zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen*, Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen (EFZN), v.20, 1. Aufl. Göttingen: Cuvillier Verlag, 2014.
- [22] **M. Holt, J. Maasmann und C. Rehtanz**
„Line voltage regulator based on magnetic-controlled inductors for low-voltage grids“, *CIREC - Open Access Proceedings Journal*, Jg. 2017, Nr. 1, S. 278–281, 2017, doi: 10.1049/oap-cired.2017.0207.
- [23] **A. Kam, A. Barnes, V. Martinelli, H. Wrede und J. Simonelli**
„Optimal Placement of an Inline Voltage Regulator on a Secondary Distribution System“ in *CIREC 2014 Workshop: Challenges of Implementing Active Distribution System Management*, Rome, Italy, 2014.
- [24] **A. Barnes, V. Martinelli, A. Kam, J. Simonelli und H. Wrede**
„Load-Flow Modelling of a Three-Phase Local Voltage Regulator“ in *CIREC 2014 Workshop: Challenges of Implementing Active Distribution System Management*, Rome, Italy, 2014.
- [25] **E. Kaffe, M. Mangani, F. Kienzle, H. Luternauer und B. Loeffe**
„New grid solutions in practice: Voltage regulation in a low voltage grid in Zurich“ in *CIREC Workshop 2016*, Helsinki, 2016, S. 1–4.
- [26] **C. Geiss, A. F. Kaptue Kamga und J. Woidasky**
„Einfluss der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung auf die Integration von Photovoltaikanlagen im Verteilnetz“ in *Internationaler ETG Kongress 2011: Umsetzungskonzepte nachhaltiger Energiesysteme - Erzeugung, Netze, Verbrauch*, Würzburg, 2011.
- [27] **O. Marggraf et al.**
„U-Control - Analysis of Distributed and Automated Voltage Control in current and future Distribution Grids“ in *International ETG Congress 2017; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age*, Bonn, 2017.
- [28] **D. Schacht, P. Schäfer, H. Vennegeerts und M. Meuser**
„Planungsgrundsätze für den effizienten Einsatz und die Umsetzung einer Spannungsregelung durch Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen“ in *Internationaler ETG Kongress 2013: Energieversorgung auf dem Weg nach 2050*, Berlin, 2013.

- [29] **A. Moser et al.**
„Systemstudie zum Einspeisemanagement“, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der Rheinisch-, Aachen, 2015.
- [30] **C. Oerter**
Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen, Neue Energie aus Wuppertal, Band 4, 1. Aufl. Berlin: epubli GmbH, 2014.
- [31] **C. Rehtanz et al.**
„Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen: Gutachten“, Dortmund, Aachen, 2014.
- [32] **M. Braun et al.**
„Verteilnetzstudie Hessen 2024 - 2034 - Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung“, Frankfurt am Main, Kassel, 2018.
- [33] **C. Rehtanz et al.**
„Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg“, Dortmund, 2017.
- [34] **A. Navarro und H. Rudnick**
„Large-Scale Distribution Planning—Part I: Simultaneous Network and Transformer Optimization“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 24, Nr. 2, S. 744–751, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016593.
- [35] **A. Navarro und H. Rudnick**
„Large-Scale Distribution Planning—Part II: Macro-Optimization With Voronoi's Diagram And Tabu Search“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 24, Nr. 2, S. 752–758, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016594.
- [36] **A. Madureira**
Coordinated Voltage Control in Multi-Microgrids: *Coordinated and Optimized Voltage Management of Distribution Networks with Multi-Microgrids*, 1. Aufl. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 2012.
- [37] **M. M. Begovic, I. Kim, D. Novosel, J. R. Agüero und A. Rohatgi**
„Integration of Photovoltaic Distributed Generation in the Power Distribution Grid“ in *2012 45th Hawaii International Conference on System Sciences*, Maui, HI, USA, 2012, S. 1977–1986.
- [38] **V. Neimane**
On Development Planning of Electricity Distribution Networks, Dissertation Royal Institute of Technology. Stockholm, 2001.

- [39] **J. Ziegeldorf et al.**
„Innovative planning method for deriving new rules for future network planning“ in *International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, 2015.
- [40] **V. Helmbrecht, M. Vandenberg, H. Loew, R. Hermes und D. Craciun**
„Technical Solutions Supporting the Large Scale Integration of Photovoltaic Systems in the Future Distribution Grids“ in *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, Stockholm, Sweden, 2013, S. 380.
- [41] **S. Mohtashami, D. Pudjianto und G. Strbac**
„Strategic Distribution Network Planning With Smart Grid Technologies“, *IEEE Transactions on Smart Grid*, Jg. 8, Nr. 6, S. 2656–2664, 2017.
- [42] **C. d. P. Rodríguez, A. C. Santos, D. B. Diez und O. Monzón**
„Smart grid investment and technology roadmap for power system planning. Case study for a distribution system operator: EAECSA“ in *2014 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON)*, Cavtat, Croatia, 2014, S. 1162–1169.
- [43] **Ž. Popović, B. Brbaklić und S. Knežević**
„A mixed integer linear programming based approach for optimal placement of different types of automation devices in distribution networks“, *Electric Power Systems Research*, Jg. 148, S. 136–146, 2017, doi: 10.1016/j.epsr.2017.03.028.
- [44] **G. Celli, F. Pilo, G. Pisano und G. G. Soma**
„Optimal planning of active networks“ in *16th Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Glasgow, 2008.
- [45] **S. Koopmann, F. Potratz, P. Goergens und M. Cramer**
„Automated Smart Grid Planning considering Flexibility Options and Voltage Regulating Assets“ in *2017 24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, 12-15 Juni 2017.
- [46] **J. A. Nelder und R. Mead**
„A Simplex Method for Function Minimization“, *The Computer Journal*, Jg. 7, Nr. 4, S. 308–313, 1965, doi: 10.1093/comjnl/7.4.308.
- [47] **V. Miranda und L. M. Proenca**
„A General Methodology for Distribution Planning Under Uncertainty, Including Genetic Algorithms and Fuzzy Models In Multi-Criteria Environment“ in *IEEE Power Tech Conference*, 1995.

- [48] **V. Miranda, J. V. Ranito und L. M. Proenca**
„Genetic algorithms in optimal multistage distribution network planning“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 9, Nr. 4, S. 1927–1933, 1994, doi: 10.1109/59.331452.
- [49] **E. D. Dorado, J. Cidras und E. Miguez**
„Application of evolutionary algorithms for the planning of urban distribution networks of medium voltage“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 17, Nr. 3, S. 879–884, 2002, doi: 10.1109/TPWRS.2002.800975.
- [50] **S. Najafi, S. H. Hosseinian, M. Abedi, A. Vahidnia und S. Abachezadeh**
„A Framework for Optimal Planning in Large Distribution Networks“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 24, Nr. 2, S. 1019–1028, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2016052.
- [51] **S. Kilyeni, C. Barbulescu, A. Simo, R. Teslovan und C. Oros**
„Genetic algorithm based distribution network expansion planning“ in *2014 49th International Universities Power Engineering Conference (UPEC)*, Cluj-Napoca, 2014, S. 1–6.
- [52] **V. F. Martins und C. L. T. Borges**
„Active Distribution Network Integrated Planning Incorporating Distributed Generation and Load Response Uncertainties“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 26, Nr. 4, S. 2164–2172, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2011.2122347.
- [53] **D. Wang, L. Ochoa und G. Harrison**
„Modified GA and data envelopment analysis for multistage distribution network expansion planning under uncertainty“ in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 2011, S. 1.
- [54] **J. A. V. V et al.**
„Application of Genetic Algorithms in Colombian Interconnected Power System Operative Planning“ in *2009 15th International Conference on Intelligent System Applications to Power Systems*, Curitiba, 2009, S. 1–6.
- [55] **N. C. Koutsoukis, P. S. Georgilakis und N. D. Hatziargyriou**
„A Tabu search method for distribution network planning considering distributed generation and uncertainties“ in *2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Durham, 2014, S. 1–6.
- [56] **B. R. Pereira, J. R. S. Mantovani, A. M. Cossi und J. Contreras**
„A multiobjective model for distribution system planning based on tabu search“ in *2013 IEEE Grenoble Conference*, Grenoble, 2013, S. 1–6.

- [57] **I. J. R. Rosado und J. A. D. Navarro**
„New multiobjective tabu search algorithm for fuzzy optimal planning of power distribution systems“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 21, Nr. 1, S. 224–233, 2006, doi: 10.1109/TPWRS.2005.860946.
- [58] **A. M. Cossi, R. Romero und J. R. S. Mantovani**
„Planning and Projects of Secondary Electric Power Distribution Systems“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 24, Nr. 3, S. 1599–1608, 2009, doi: 10.1109/TPWRS.2009.2021208.
- [59] **M. Sedghi, M. Aliakbar-Golkar und M.-R. Haghifam**
„Distribution network expansion considering distributed generation and storage units using modified PSO algorithm“, *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Jg. 52, S. 221–230, 2013, doi: 10.1016/j.ijepes.2013.03.041.
- [60] **I. Ziari, G. Ledwich und A. Ghosh**
„Optimal integrated planning of MV–LV distribution systems using DPSO“, *Electric Power Systems Research*, Jg. 81, Nr. 10, S. 1905–1914, 2011, doi: 10.1016/j.epsr.2011.05.015.
- [61] **L. Thurner**
„Structural Optimizations in Strategic Medium Voltage Power System Planning“. Dissertation, Universität; Kassel University Press GmbH, Kassel.
- [62] **A. Scheidler, L. Thurner und M. Braun**
„Heuristic optimisation for automated distribution system planning in network integration studies“, *IET Renewable Power Generation*, Jg. 12, Nr. 5, S. 530–538, 2018.
- [63] **DIN EN 50160**, 2011.
- [64] **Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung: *Energiewirtschaftsgesetz - EnWG***, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2005 (BGBl. I S. 1970, ber. S. 3621), das zuletzt durch Art. 1 G vom 2019 geändert worden ist.
- [65] **A. J. Schwab**
Elektroenergiesysteme: *Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 5. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer Vieweg, 2017.
- [66] **H. Nagel**
Systematische Netzplanung, Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze, 2. Aufl. Berlin, Frankfurt am Main: VDE-Verl.; VWEW Energieverl., 2008.

- [67] **J. Schlabbach**
Elektroenergieversorgung: *Betriebsmittel, Netze, Kennzahlen und Auswirkungen der elektrischen Energieversorgung ; mit CD-ROM*, 3. Aufl. Berlin: VDE-Verl., 2009.
- [68] **G. Kerber**
Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen. Zugl.: München, Techn. Univ., Diss., 2011. Uelvesbüll: Der Andere Verl., 2011.
- [69] **W. Kaufmann**
Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme, 1. Aufl. Berlin, Frankfurt am Main: VDE-Verl.; Verl.- und Wirtschaftsges. der Elektrizitätswerke, 1995.
- [70] **Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke**
Netzverluste: *Eine Richtlinie für ihre Bewertung und ihre Verminderung*, 3. Aufl. Frankfurt: Verl. u. Wirtschaftsges. d. Elektrizitätswerke, 1978.
- [71] **Starkstromkabel - Teil 603: Energieverteilungskabel mit Nennspannungen U0/U 0,6/1 kV**
DIN VDE 0276-603, 2005.
- [72] **Deutsches Institut für Normung**
DIN EN 50588-1, Mittelleistungstransformatoren 50 Hz, mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel nicht über 36 kV. Teil 1, Allgemeine Anforderungen: = *Medium power transformers 50 Hz, with highest voltage for equipment not exceeding 36 kV. Part 1, General requirements*, 50588. Aufl. Berlin: Beuth Verlag GmbH, 2019.
- [73] **J. Scheffler**
Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten. Chemnitz, Techn. Univ., Diss, 2002.
- [74] **J. Schlabbach und K.-H. Rofalski**
Power system engineering: *Planning, design and operation of power systems and equipment*, 2. Aufl. Weinheim: Wiley-VCH, 2014.
- [75] **VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz**, 2011.
- [76] **VDE-AR-N 4110: Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)**, 2018.
- [77] **DIN VDE 0276-1000: Starkstromkabel**, 1995.

- [78] **F. Potratz**
„Grundsatzplanung in der Mittel- und Niederspannung unter Berücksichtigung aktiver Netzbetriebsmittel“. Dissertation, Verlagshaus Mainz GmbH; Günter Mainz, Aachen, 2017.
- [79] **VDE 0532-76-1: 2003 01 Leistungstransformatoren**, 2003.
- [80] **K. Heuck, K. D. Dettmann und D. Schulz**
Elektrische Energieversorgung: *Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis*, 8. Aufl. Wiesbaden: Vieweg+Teubner Verlag / Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH Wiesbaden, 2010.
- [81] **Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt**
„Monitoringbericht 2019“, Bonn, 2019.
- [82] **F. Möhrke**
Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen. Wuppertal: Universitätsbibliothek Wuppertal, 2021.
- [83] **K. Kamps et al.**
„Reliability Calculations with Smart Grid Technologies in Distribution Grids“ in *The 25th international conference and exhibition on electricity distribution*, Madrid, 2019.
- [84] **K. Kamps et al.**
„Reliability of Decentralized Network Automation Systems and Impacts on Distribution Network Reliability“ in *2020 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, 2020, S. 1–6.
- [85] **F. Möhrke, K. Kamps, M. Zdrallek, P. Awater und M. Schwan**
„Modelling of decentral energy resources in distribution grids for reliability calculation“ in *International ETG Congress 2017*, Bonn, Germany, 2017.
- [86] **Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV)**, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2005.
- [87] **C. Spencer**
Financial strategy: *Vital statistics*. Milton Keynes: Open Univ. Worldwide, 2001.
- [88] **S. Schnabel und W. Fichtner**
Ein techno-ökonomisches Modell zur Netzplanung unter Berücksichtigung regulierter Netzentgelte - Ein integrierter Ansatz im Rahmen der wertorientierten Unternehmensführung am Beispiel der 110-kV-Verteilnetzebene. Karlsruhe, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Diss., 2013. Karlsruhe: KIT-Bibliothek, 2013.

- [89] **J. Schlabbach und D. Metz**
Netzsystemtechnik: *Planung und Projektierung von Netzen und Anlagen der Elektroenergieversorgung ; mit CD-ROM*. Berlin: VDE-Verl., 2005.
- [90] **P. Steffens**
Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze, Neue Energie aus Wuppertal, Band 16, 1. Aufl. Berlin: epubli, 2018.
- [91] **S. Zsolt, G. Griepentrog und K. Handt**
„Regelbarer Ortsnetztransformator,“ DE102013211653A1. Deutschland.
- [92] **S. Eilenberger et al.**
„Probabilistische Netzsimulation zur Bewertung von regelbaren Transformatoren“ in *Internationaler ETG-Kongress 2013: Energieversorgung auf dem Weg nach 2050 ; Beiträge des Internationalen ETG-Kongresses vom 5. - 6. November 2013 in Berlin*, 2013.
- [93] **F. Cornelius et al.**
„Erhöhung der Anschlusskapazitäten im Verteil- und Ortsnetz durch den Einsatz von Längsspannungsreglern“ in *Von Smart Grids zu Smart Markets 2015: Zur zukünftigen Wechselwirkung von elektrischem Netz und Energiemarktaktivitäten ; Beiträge der ETG-Fachtagung 25. - 26. März 2015 in Kassel*, 2015.
- [94] **H.-D. Storzer und J. Schnarr**
„Effizienzsteigerung in Niederspannungsnetzen“, *Magazin für die Energiewirtschaft (EW)*, S. 86–89, 2013, Sonderdruck (Nr. 7168) aus 2013 (Jg. 112).
- [95] **Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE**
„FNN-Hinweis: Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad“, Berlin, 2017.
- [96] **Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien sowie zur Änderung des Energiewirtschaftsgesetzes und des Mineralölsteuergesetzes: Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG**, Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, 2000 (BGBl. I S. 305), das zuletzt durch Art. 3 G vom 2019 (BGBl. I S. 1719, 1722) geändert worden ist.
- [97] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie**
„Bekanntmachung Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen“, Bundesanzeiger BAnz AT 20.06.2017 B1, 7. Juni 2017.
- [98] **N. Neusel Lange**
Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze, Neue Energie aus Wuppertal, Band 1. Berlin: epubli GmbH, 2013.

- [99] **S. Harnisch et al.**
„New planning principles for low voltage networks with a high share of decentralized generation“ in *CIREN Workshop 2016*, Helsinki, 2016, S. 1–4.
- [100] **Siemens AG**
PSS Sincal. [Online]. Verfügbar unter:
<https://new.siemens.com/global/de/produkte/energie/services/transmission-distribution-smart-grid/consulting-and-planning/pss-software/pss-sincal.html>.
- [101] **NEPLAN AG**
NEPLAN. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.neplan.ch>.
- [102] **DigSILENT**
PowerFactory. [Online]. Verfügbar unter: <http://www.digsilent.com>.
- [103] **FGH**
INTEGRAL (Netzberechnung). [Online]. Verfügbar unter: <https://www.fgh-ma.de/de/portfolio-produkte/software/netzberechnung-mit-integral>. Zugriff am: 3. März 2021.
- [104] **F. Milano und L. Vanfretti**
„State of the art and future of OSS for power systems“ in *2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Calgary, AB, 2009, S. 1–7.
- [105] **S. Pfenninger et al.**
„Opening the black box of energy modelling: Strategies and lessons learned“, *Energy Strategy Reviews*, S. 63–71.
- [106] **R. D. Zimmerman, C. E. M. Sánchez und R. J. Thomas**
„MATPOWER: Steady-State Operations, Planning, and Analysis Tools for Power Systems Research and Education“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 26, Nr. 1, S. 12–19, 2011, doi: 10.1109/TPWRS.2010.2051168.
- [107] **R. W. Lincoln**
Learning to trade power. Ph.D. dissertation, University of Strathclyde. Glasgow, 2011.
- [108] **R. C. Dugan und T. E. McDermott**
„An open source platform for collaborating on smart grid research“ in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, MI, USA, 2011, S. 1–7.
- [109] **F. Milano**
„An open source power system analysis toolbox“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 20, Nr. 3, S. 1199–1206, 2005, doi: 10.1109/TPWRS.2005.851911.

- [110] **L. Thurner et al.**
 „pandapower — An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 33, Nr. 6, S. 6510–6521, 2018.
- [111] **Y. Hold Geoffroy, O. Gagnon und M. Parizeau**
 „Once you SCOOP, no need to fork“ in *the 2014 Annual Conference*, Atlanta, GA, USA, 2014, S. 1–8.
- [112] **K. C. Cibis, J. Wruk und M. Zdrallek**
 „Ansätze für eine optimierte rechnergestützte Verteilnetzplanung unter Berücksichtigung konventioneller und innovativer Technologien und Maßnahmen“ in *Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien*, Berlin, 2018.
- [113] **L. Suhl und T. Mellouli**
 Optimierungssysteme: *Modelle, Verfahren, Software, Anwendungen*, Springer-Lehrbuch, 2. Aufl. Dordrecht: Springer, 2009.
- [114] **T. Sowa, A. Stroband, W. Cramer, S. Koopmann und A. Schnettler**
 „An AC power flow linearization for power system optimization using linear programming“ in *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*, 2016, S. 1–5.
- [115] **G. Gust et al.**
 „Decision Support for Distribution Grid Planning“ in *ENERGYCON*, Leuven, 2016.
- [116] **D. P. Bernardon et al.**
 „Automatic reconfiguration of distribution networks using Smart Grid concepts“ in *2012 10th IEEE/IAS International Conference on Industry Applications - INDUSCON 2012*, Fortaleza, CE, Brazil, 2012, S. 1–6.
- [117] **E. Silver**
 „An overview of heuristic solution methods“, *Journal of The Operational Research Society - J OPER RES SOC*, Jg. 55, S. 936–956, 2004.
- [118] **F. W. Glover, Hg.**
 Handbook of metaheuristics. Boston, Mass. [u.a.]: Kluwer Acad. Publ, 2003.
- [119] **R. Battiti und G. P. Tecchiolli**
 The reactive tabu search, IRST technical report, 9302-13. Trento: Istituto per la Ricerca Scientifica e Tecnologica, 1993.
- [120] **A. E. Eiben und J. E. Smith**
 Introduction to evolutionary computing, Natural Computing Series, 2. Aufl. Berlin: Springer, 2015.

- [121] **W. Domschke und A. Scholl**
Heuristische Verfahren, Jenaer Schriften zur Wirtschaftswissenschaft, 08/2006. Jena:
Univ. Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät, 2006.
- [122] **V. Černý**
„Thermodynamical approach to the traveling salesman problem: An efficient simulation
algorithm“, *J Optim Theory Appl*, Jg. 45, Nr. 1, S. 41–51, 1985.
- [123] **M. DORIGO**
„Optimization, Learning and Natural Algorithms“, *PhD Thesis, Politecnico di Milano*,
1992.
- [124] **P. Hansen und N. Mladenović**
„Variable neighborhood search“ in *Handbook of metaheuristics*, F. W. Glover, Hg.,
Boston, Mass. [u.a.]: Kluwer Acad. Publ, 2003, S. 145–184.
- [125] **Félix Antoine Fortin, François-Michel De Rainville, Marc André Gardner, Marc
Parizeau und Christian Gagné**
„DEAP: Evolutionary Algorithms Made Easy“, *Journal of Machine Learning Research*,
Jg. 13, S. 2171–2175, 2012.
- [126] **E. W. Dijkstra**
„A note on two problems in connexion with graphs“, *Numer. Math.*, Jg. 1, Nr. 1, S.
269–271, 1959.
- [127] **F. Pilo, V. Allegranza, G. Celli, R. Cicoria und S. Mocci**
„An integrated tool for optimal active network planning“ in *17th International
Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2003)*, Barcelona, Spain.
- [128] **Aric A. Hagberg, Daniel A. Schult und Pieter J. Swart**
„Exploring Network Structure, Dynamics, and Function using NetworkX“ in
Proceedings of the 7th Python in Science Conference, 2008, S. 11–15.
- [129] **P. Neis, L. Dietze und A. Zipf**
„A Web Accessibility Analysis Service based on the OpenLS Route Service“ in *10th
AGILE International Conference on Geographic Information Science*, Aalborg, 2007.
- [130] **OpenStreetMap contributors**
Planet dump retrieved from <https://planet.osm.org>. Zugriff am: 29. Januar 2020.
- [131] **G. Boeing**
„OSMnx: New methods for acquiring, constructing, analyzing, and visualizing complex
street networks“, *Computers, Environment and Urban Systems*, Jg. 65, S. 126–139,
2017.

- [132] **ENSOG und ENTSO E**
„TYNP 2018 Scenario Report: Main Report“, Brüssel.
- [133] **P. Tannenbaum**
Excursions in modern mathematics, 7. Aufl. New York: Prentice Hall, 2010.
- [134] **Amprion GmbH**
EEG-Anlagenstammdaten. [Online]. Verfügbar unter:
<https://www.amprion.net/Strommarkt/Abgaben-und-Umlagen/EEG/Anlagenstammdaten.html>. Zugriff am: 14. September 2020.
- [135] **J. W. Still**
„A Class of New Methods for Congressional Apportionment“, *SIAM J. Appl. Math.*, Jg. 37, Nr. 2, S. 401–418, 1979, doi: 10.1137/0137031.
- [136] **K. Y. Lee und M. A. El-Sharkawi**
Modern heuristic optimization techniques: *Theory and applications to power systems*, IEEE Press series on power engineering. Hoboken, N.J, Chichester: John Wiley distributor, 2008. [Online]. Verfügbar unter:
<http://search.ebscohost.com/login.aspx?direct=true&scope=site&db=nlebk&AN=219806>
- [137] **E.-G. Talbi**
Metaheuristics: *From design to implementation*. Hoboken, NJ: Wiley, 2009.
- [138] **J. Hromkovič**
Algorithmics for hard problems: *Introduction to combinatorial optimization, randomization, approximation, and heuristics*, Texts in theoretical computer science, 2. Aufl. Berlin, Heidelberg: Springer, 2004.
- [139] **J. Wruk**
An Optimisation Approach to Automated Strategic Network Planung at Low-Voltage Level, epubli GmbH, Neue Energie aus Wuppertal, Band 34, 1. Aufl. Berlin: epubli, 2021.
- [140] **„IEEE Standard for Software Verification and Validation - Content Map to IEEE 12207.1“**, *IEEE Std 1012a 1998*, S. 1–13, 1998, doi: 10.1109/IEEESTD.1998.6936453.
- [141] **W. L. Oberkamp und C. J. Roy**
Verification and validation in scientific computing. Cambridge: Cambridge University Press, 2010.

- [142] **L. Thurner et al.**
„pandapower — An Open-Source Python Tool for Convenient Modeling, Analysis, and Optimization of Electric Power Systems“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 33, Nr. 6, S. 6510–6521, 2018.
- [143] **J. Patronen, E. Kaura und C. Torvestad**
Nordic heating and cooling: *Nordic approach to EU's Heating and Cooling Strategy*, TemaNord. Copenhagen: Nordic Council of Ministers, 2017.
- [144] **The Norwegian Smartgrid Centre's Scientific Committee**
„Norwegian Smart Grid Research Strategy“, 2015. [Online]. Verfügbar unter: https://smartgrids.no/wp-content/uploads/sites/4/2015/08/Norwegian-Smart_Grid_Research_Strategy_DRAFT_June10_WT_ks_hii.pdf. Zugriff am: 25. September 2020.
- [145] **J. MacQueen**
„Some methods for classification and analysis of multivariate observations“ in *Proceedings of the Fifth Berkeley Symposium on Mathematical Statistics and Probability, Volume 1: Statistics*, 1967, S. 281–297.
- [146] **M. Matsumoto und T. Nishimura**
Mersenne Twister: A 623-dimensionally equidistributed uniform pseudorandom number generator, MPI / Max-Planck-Institut für Mathematik, Bonn97,89. Bonn: MPI, 1997.
- [147] **K. Cibis et al.**
„Smart Grids Business Models and Market Integration: Deliverable Work Package 2“, Juni 2017.
- [148] **N. Fonseca et al.**
„Defining Planning and Operation Guidelines for European Smart Distribution Systems (SmartGuide): Deliverable D1 - SG Solutions and Technologies“, März 2017.
- [149] **G. Pretico, F. Gangale, A. Mengolini, A. Lucas und G. Fulli**
Distribution system operators observatory: *From European electricity distribution systems to reference networks*, EUR, Scientific and technical research series27927. Luxembourg: Publications Office, 2016.
- [150] **B. Tavares et al.**
„Assessment of Flexibilities and Smart Grid Technologies in the Planning and Operation of Congested European Distribution Networks“ in *The 25th international conference and exhibition on electricity distribution*, Madrid, 2019.

- [151] **B. D. Tavares, J. Sumaili, F. J. Soares, A. G. Madureira und R. Ferreira**
 „Assessing the impact of demand flexibility on distribution network operation“ in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, Manchester, 2017, S. 1–6.
- [152] **V. Miranda, L. d. M. Carvalho, M. A. d. Rosa, A. M. L. d. Silva und C. Singh**
 „Improving Power System Reliability Calculation Efficiency With EPSO Variants“, *IEEE Transactions on Power Systems*, Jg. 24, Nr. 4, S. 1772–1779, 2009.
- [153] **B. Tavares und F. Soares**
 „Distribution Network Planning Using Detailed Flexibility Models for DER“ in *Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER 2018)*, Dubrovnik, Croatia, 12-15 Nov. 2018, 23 (2 pp.)-23 (2 pp.).
- [154] **B. Tavares und F. J. Soares**
 „An innovative approach for distribution network reinforcement planning: Using DER flexibility to minimize investment under uncertainty“, *Electric Power Systems Research*, Nr. 183, 2020, doi: 10.1016/j.epsr.2020.106272.
- [155] **J. Pena-Martinez et al.**
 „Curtailement Methods Characteristic and Definition“ in *23rd International Conference on Electricity Distribution: CIGRE*, Lyon, 2015.
- [156] **R. Taljaard et al.**
 „Standardisation of curtailment analysis and the implications for distribution network operators and generators“ in *CIGRE Workshop 2016*, Helsinki, Finland, 14-15 June 2016.
- [157] **H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam und B. Schieferdecker**
 „Repräsentative VDEW-Lastprofile“, Frankfurt am Main, 1999.
- [158] **H. Sæle et al.**
 „Prototype for estimation and forecasting of the future demand and generation from households in selected European countries“ in *53rd International Universities Power Engineering Conference: UPEC*, Glasgow, 2018.
- [159] **K. Cibis et al.**
 „European Planning Guidelines for Distribution Networks based on Automated Network Planning“ in *International ETG-Congress 2019; ETG Symposium*, Esslingen, Germany, 2019, S. 1–6.
- [160] **W. Stegmüller**
 Das Problem der Induktion: *Humes Herausforderung und moderne Antworten*. Darmstadt: Wiss. Buchges, 1975.

- [161] **Europäische Kommission**
Der europäische Grüne Deal. [Online]. Verfügbar unter: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:52019DC0640>. Zugriff am: 17. August 2020.
- [162] **A. Scheidler, L. Thurner und M. Braun**
„Automated Distribution System Planning for Large-Scale Network Integration Studies“, *IET Renewable Power Generation*, 2017.
- [163] **P. Hauffe et al.**
„Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen in Niederspannungsnetze“, Aachen, 2018.
- [164] **F. Samweber et al.**
Projekt MONA 2030 Ganzheitliche Bewertung netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien: *Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen*. München: FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V, 2017.
- [165] **F. Pilo, G. Celli, E. Ghiani und G. G. Soma**
„New Electricity Distribution Network Planning Approaches for Integrating Renewables“ in *Advances in energy systems: The large-scale renewable energy integration challenge*, P. D. Lund, Hg., Hoboken, NJ: John Wiley & Sons, Inc, 2019, S. 167–186.
- [166] **G. Celli et al.**
„A comparison of distribution network planning solutions: Traditional reinforcement versus integration of distributed energy storage“ in *2013 IEEE Grenoble Conference*, 2013, S. 1–6.
- [167] **R. Leal-Arcas, F. Lesniewska und F. Proedrou**
„Smart grids in the European Union: Assessing energy security, regulation & social and ethical considerations“, *Columbia Journal of European Law*, S. 293–391.

7.2 Abkürzungsverzeichnis

ARegV	Anreizregulierungsverordnung
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
CAPEX	Capital Expenditures (Investitionskosten)
DEA	Dezentrale Energieumwandlungsanlagen
DIN	Deutsches Institut für Normung
DNA	Dezentrales Netzautomatisierungssystem
DSK	Dynamische Spitzenkappung
EA	Evolutionärer Algorithmus

EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EN	Europäische Normen
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESR	Einzelstrangregler
EU	Europäischen Union
GA	Genetischer Algorithmus
GIS	Geografisches Informationssystem
HS	Hochspannung
KVS	Kabelverteilerschränke
MCI	Magnetic Controlable Inductance
MS	Mittelspannung
MS-Netz	Mittelspannungsnetz
NAYY	Kurzzeichen eines genormten Kabels mit Aluminiumleitern, PVC-Isolierung und PVC-Mantel
NNF	Netznutzungsfälle
NS	Niederspannung
NS-Netz	Niederspannungsnetz
NW	Norwegen
ONS	Ortsnetzstationen
ONT	Ortsnetztransformator
OPEX	Operative Kosten
ORS	OpenRouteService
OS	Oberes Szenario
OSM	OpenStreetMaps
PT	Portugal
PVA	Photovoltaikanlagen
PVC	Polyvinylchlorid
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SA	Simulated Annealing
SAIDI	System Average Interruption Duration Index
SSK	Statische Spitzenkappung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
SUW	Spannungsabsenkung am Umspannwerk
TN-Netze	Terre-Neutre-Netze
TS	Trend-Szenario
TYNDP	Ten-Year-Network-Development-Plan
US	Unteres Szenario
VDE	Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik
VK	Vereinigtes Königreich von Großbritannien und Nordirland
WACC	Weighted Average Cost of Capital

7.3 Formelverzeichnis

BW	Barwert
$CAPEX$	Capital Expenditures (Investitionskosten)
e_A	Relative Energiebeschränkung
E_A	Spezifische abgeregelte Energie

E_{Jahr}	Jährliches Energieerzeugungspotenzial
f_1	Faktor der thermischen Bedingungen
f_2	Faktor für die Anzahl der parallel verlegten Kabel im selben Kabelgraben
f_a	Faktor für weitere Effekte (z. B. Oberschwingungen)
f_d	Leistungsminderungsfaktor der PVA
f_{prio}	Prioritätsfaktor der PVA
F	Fest definierte Strafkosten im Falle des Nichteinhalten von technischen Grenzwerten
F_{UW}	Umwegfaktor
H_C	Häufigkeit in Leistungsklasse C
I	Stromstärke
i	Diskontierungszinssatz
i_{dc}	Gleichstrom
$I_{i,j}$	Strom zwischen den Netzknoten i und j
I_{th}	Maximaler thermischer Grenzstrom
$I_{\text{th},r}$	Maximal zulässiger Nennstrom eines Kabels ohne Vorfaktoren
$I_{\text{th},i,j}$	Maximaler thermischer Grenzstrom zwischen den Netzknoten i und j
K_A	Investitionskosten für einen Aktor des DNA-Systems
K_B	OPEX für konventionelle Betriebsmittel und aktive Spannungsregelung
$K_{\text{B,DSK}}$	OPEX für das System zur DSK
K_{ESR}	Investitionskosten des ESR
K_{IONT}	Investitionskosten für eine zentrale Steuereinheit des DNA-Systems
K_K	Kompensationskosten für die zu kappende Energiemenge
K_R	Gesamtkosten für die Netzertüchtigungsvariante der Spannungsregelung
K_{rONT}	Investitionskosten des rONT
K_{SSK}	Gesamtkosten für die Netzertüchtigungsvariante der Spitzenkappung
K_{Sens}	Investitionskosten für einen Sensor des DNA-Systems
K_T	Gesamtkosten für den Transformator
K_{Trafo}	Investitionskosten für den Transformator
$K_{\text{BW},t}$	Barwert der Kosten in Periode t
$K_{\text{A},k}$	Investitionskosten für den Anschluss des Leitungsstücks k
$K_{\text{L},k}$	Gesamtkosten für das Leitungsstück k
$K_{\text{M}_1,k}$	Investitionskosten für das Kabelmaterial des Leitungsstücks k und Kabeltypen NAYY 4 x 240 mm ²
$K_{\text{M}_2,k}$	Investitionskosten für das Kabelmaterial des Leitungsstücks k und Kabeltypen NAYY 4 x 150 mm ²
$K_{\text{Tief},k}$	Investitionskosten für den Tiefbau des Leitungsstücks k
$K_{\text{R,ESR},t_e}$	Restwert von i ESR nach Ende des Betrachtungshorizontes t_e
$K_{\text{R,DSK},t_e}$	Restwert des Systems zur DSK nach Ende des Betrachtungshorizontes t_e
$K_{\text{R},k,\text{L1},t_e}$	Restwerte der Leitung k und dem Leitungstypen NAYY 4 x 240 mm ² nach Ende des Betrachtungshorizontes t_e
$K_{\text{R},k,\text{L2},t_e}$	Restwerte der Leitung k und dem Leitungstypen NAYY 4 x 150 mm ² nach Ende des Betrachtungshorizontes t_e
$K_{\text{R,rONT},t_e}$	Restwert des rONT nach Ende des Betrachtungshorizontes t_e

K_{R,T,t_e}	Restwert des Transformators nach Ende des Betrachtungshorizontes t_e
l_k	Länge des Leitungsstücks k
l_{Netz}	Gesamtleitungslänge im NS-Netz
n_A	Anzahl der Abgänge im NS-Netz
$n_{C,\sigma}$	Anzahl von Generatoren pro Klasse C im Szenario σ
n_i	Anzahl der Knoten im Abgang i
n_L	Anzahl Gene zum Leitungsausbau
$OPEX$	Betriebskosten
ΔP_i	Leistungsänderung an Knoten i
P	Wirkleistung
P_A	Abgeregelte Wirkleistung
P_C	Nennleistung der PVA in Klasse C
$P_{E_j,inst}$	Installierte Wirkleistung des Einspeisers j
$P_{E_j,NNF}$	Wirkleistung des Einspeisers j im betrachteten Netznutzungsfall
$p(t)$	Zu übertragende Leistung in Zeitschritt t
P_{inst}	Nennleistung der PVA
$P_{inst,j}$	Installierte Leistung der PVA j
P_{lim}	Maximal einspeisbare Leistung der PVA nach Abregelung
$P_{max,0 \leq t \leq 24}$	Zu übertragende Spitzenleistung innerhalb von 24 Stunden
P_n	Wirkleistungseinspeisung der PVA n
$P_{n,max}$	Maximale Wirkleistungseinspeisung der PVA n
P_t	Wirkleistung im Zeitpunkt t
$P_{V_j,inst}$	Maximaler Wirkleistungsbedarf des Verbrauchers j
$P_{V_j,NNF}$	Wirkleistungsbedarf des Verbrauchers j im betrachteten Netznutzungsfall
$P_{PVA,\sigma}$	PVA-Leistung im Szenario σ
Q	Blindleistung
R_{t_e}	Betriebsmittelrestwerte am Ende des Betrachtungshorizontes t_e
S	Scheinleistung
$\sin\varphi$	Phasenverschiebung um Phasenwinkel φ
$S_{max,Trafo}$	Maximale zu übertragende Scheinleistung am Transformator
S_{PVA}	Installierte PVA-Scheinleistung im NS-Netz
$S_{r,ESR}$	Bemessungsscheinleistung des Einzelstrangreglers
$S_{r,Trafo}$	Bemessungsscheinleistung des Transformators
S_{SL}	Spitzensummenlast von allem im Netz angeschlossenen Verbraucher
$SAIDI_{EnWG}$	Durchschnittliche Versorgungsunterbrechung der Kunden in Deutschland
$SF_{E,NNF}$	Skalierungsfaktor für Einspeiser im betrachteten Netznutzungsfall
$SF_{V,NNF}$	Skalierungsfaktor für Verbraucher im betrachteten Netznutzungsfall
t_E	Endzeitpunkt
t_s	Startzeitpunkt
\ddot{U}	Übersetzungsverhältnis
U	Spannung
ΔU	Veränderung der Nennspannung des Stromnetzes
U_1	Leiter-Erde Spannung vor dem ESR (ungeregelte Spannung)

U_2	Leiter-Erde Spannung hinter dem ESR (geregelter Spannung)
$U_{Din,max}$	Maximalspannung gemäß DIN EN 50160 im ungestörten Betrieb
$U_{Din,min}$	Minimalspannung gemäß DIN EN 50160 im ungestörten Betrieb
$U_{Din,W,min}$	Zehnminütiger Mittelwert jedes Wochenintervalls der Minimalspannung gemäß DIN EN 50160
U_i	Spannung am Netzknoten i
ΔU_i	Veränderung der Spannung am Netzknoten i
$U_i _{S_{DEA,NS} = 0}$	Spannung am Netzknoten i ohne Einspeiseleistung durch DEA
$U_i _{S_{DEA,NS} = S_{max}}$	Spannung am Netzknoten i bei maximaler Einspeiseleistung durch DEA
U_b	Zusätzliche Spannung/Booster Spannung
U_{max}	Maximalspannung im Netz
ΔU_{MS}	Spannungsänderung in der MS-Ebene
U_n	Nennspannung des Stromnetzes
ΔU_{NS}	Spannungsänderung in der NS-Ebene
U_{R1}, U_{R2}	Regelspannungen des Einzelstrangreglers
$U_{SS,NS}$	Spannung an der Sammelschiene der NS-Ebene
$U_{SS,NS,SL}$	Spannung an der Sammelschiene der NS-Ebene im Netznutzungsfall Starklast
$U_{SS,NS,SE}$	Spannung an der Sammelschiene der NS-Ebene im Netznutzungsfall Starkeinspeisung
ΔU_T	Spannungsabweichung über dem Ortsnetztransformator
U_{OS}	Spannung an der Oberspannungsseite eines Transformators
U_{US}	Spannung an der Unterspannungsseite eines Transformators
w_1	Windungszahl Oberspannungsseite
w_2	Windungszahl Unterspannungsseite
$x_{L,k}$	Integer mit k Leitungsausbaupvarianten
$x_{R,i}$	Integer mit i Varianten der aktiven Spannungsregelung
$x_{S,j}$	Integer mit j Varianten der Spitzenkappung
y	Gewichtungsfaktor abhängig von der Höhe der Grenzwertverletzung
β	Barwertfaktor für gleichbleibende Betriebsausgaben
Z_{Netz}	Integer zur Definition des Netzzustandes

7.4 Publikationsverzeichnis

Wruk, J.; Cibis, K.; Resch, M.; Sæle, H.; Zdrallek, M.:

Optimized Strategic Planning of Future Norwegian Low-Voltage Networks with a Genetic Algorithm Applying Empirical Electric Vehicle Charging Data

Electricity 2021, Bd. 2, S. 91-109, <https://doi.org/10.3390/electricity2010006>

Wruk, J.; Cibis, K.; Zdrallek, M.:

Asset Strategy Optimisation in Distribution Networks by Aligning Reinforcement and Renewal Actions

Proceedings of the 12th Mediterranean Conference on Power Generation, Transmission, Distribution and Energy Conversion (MEDPOWER2020), Paphos; Cyprus (2020)

Cibis, K.; Wruk, J.; Zdrallek, M.:

Application of Routing Algorithms in Automated Distribution Network Planning

Proceedings of the 3rd International Conference on Smart Energy Systems and Technologies (SEST 2020), Istanbul (2020)

Cibis, K.; Wruk, J.; Zdrallek, M.; Tavares, B.; Sæle, H.; MacDonald, R.:

European Planning Guidelines for Distribution Networks based on Automated Network Planning,

Proceedings of the International ETG Congress 2019, Esslingen (2019)

Tavares, B.; Cibis, K.; Wruk, J.; Zdrallek, M.; MacDonald, R.; Sæle, H.; Berg, K.;

Landsverk, H.; Resch, M.; Soares, F.:

Assessment of Flexibilities and Smart Grid Technologies in the Planning and Operation of Congested European Distribution Networks

Proceedings of the 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2019), Madrid (2019)

Wruk, J.; Cibis, K.; Zdrallek, M.; Landsverk, H.:

Automated Planning of Smart Low Voltage Networks Using an Evolutionary Algorithm

Proceedings of the 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2019), Madrid (2019)

Sæle, H.; Berg, K.; Landsverk, H.; Wruk, J.; Cibis, K.; MacDonald, R.:

Prototype for estimation and forecasting of the future demand and generation from households in selected European countries

Proceedings of the 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), Glasgow, United Kingdom (2018)

Cibis, K.; Wruk, J.; Zdrallek, M.:

Ansätze für eine optimierte rechnergestützte Verteilnetzplanung unter Berücksichtigung konventioneller und innovativer Technologien und Maßnahmen

Tagungsband zur Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2018)

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Cibis, K.; Zdrallek, M.; Lehde, B.:

New planning principles for low voltage networks with a high share of decentralized generation
Proceedings of the CIRED Workshop 2016 "Electrical networks for society and people",
Helsinki (2016)

8 Anhang

8.1 Kostenannahmen

In den folgenden Tabellen sind zunächst der kalkulatorische Zinssatz und die prognostizierte Kostenveränderung der Netzbetriebsmittel pro Jahr (Tabelle 8.1) und die Netzbetriebsmittelpreise für die durchgeführten automatisierten Zielnetzplanungen (Tabelle 8.2 und Tabelle 8.3) hinterlegt. Der Grundbetrag für die Installation respektive Montage der Betriebsmittel umfasst unter anderem den Transport oder auch die Muffung von neuen Kabelabschnitten. Im Kostenpunkt Verlegung finden sich die Kosten für Tiefbau und Oberflächenwiederherstellung.

Tabelle 8.1: Kostenveränderungen und kalkulatorischer Zinssatz

Größe	Einheit	Wert
Kostenveränderung der konventionellen Lösungsoptionen	% pro Jahr	-0,5
Kostenveränderung der innovativen Lösungsoptionen	% pro Jahr	-0,9
Kalkulatorischer Zinssatz	% pro Jahr	4,0

Tabelle 8.2: Kostenannahmen der konventionellen Betriebsmittel

Größe	Einheit	Preis 2018 in €	Anteil OPEX an CAPEX in %	Nutzungsdauer in Jahren
NS-Kabel				
NAYY 240 mm ²	€/m	25	1	45
NAYY 150 mm ²	€/m	19	1	45
Grundbetrag	€/Stück	640	1	45
Verlegung	€/m	60	1	45
Ortsnetztransformatoren (Preise inkl. Anlieferung und Inbetriebnahme)				
ONT 250 kVA	€/Stück	7.000	1	40
ONT 400 kVA	€/Stück	9.000	1	40
ONT 630 kVA	€/Stück	12.000	1	40
ONT 800 kVA	€/Stück	15.140	1	40

ONT 1.000 kVA	€/Stück	17.940	1	40
ONT 1.200 kVA	€/Stück	20.800	1	40

Tabelle 8.3: Kostenannahmen der innovativen Lösungsoptionen

Größe	Einheit	Preis 2018 in €	Anteil OPEX an CAPEX in %	Nutzungsdauer in Jahren
Regelbarer Ortsnetztransformator (Preise inkl. Anlieferung und Inbetriebnahme)				
rONT 250 kVA	€/Stück	18.000	1	30
rONT 400 kVA	€/Stück	20.000	1	30
rONT 630 kVA	€/Stück	22.000	1	30
rONT 800 kVA	€/Stück	24.000	1	30
rONT 1.000 kVA	€/Stück	26.000	1	30
rONT 1.200 kVA	€/Stück	28.000	1	30
Einzelstrangregler (Preise inkl. Anlieferung, Inbetriebnahme und Grundstück)				
ESR 125 kVA	€/Stück	9.750	1	30
ESR 250 kVA	€/Stück	19.500	1	30
ESR 400 kVA	€/Stück	31.200	1	30
Spitzenkappung				
Grundbetrag	€/Stück	9.527	2	10
Messeinrichtung	€/Stück	4.946	2	10
Steuereinrichtung	€/Stück	6.813	2	10
Energiepreis bis 2030	€/kWh	0,21		
Energiepreis 2030–2039	€/kWh	0,15		
Energiepreis 2040–2050	€/kWh	0,06		

8.2 Verwendete PVA-Zeitreihe

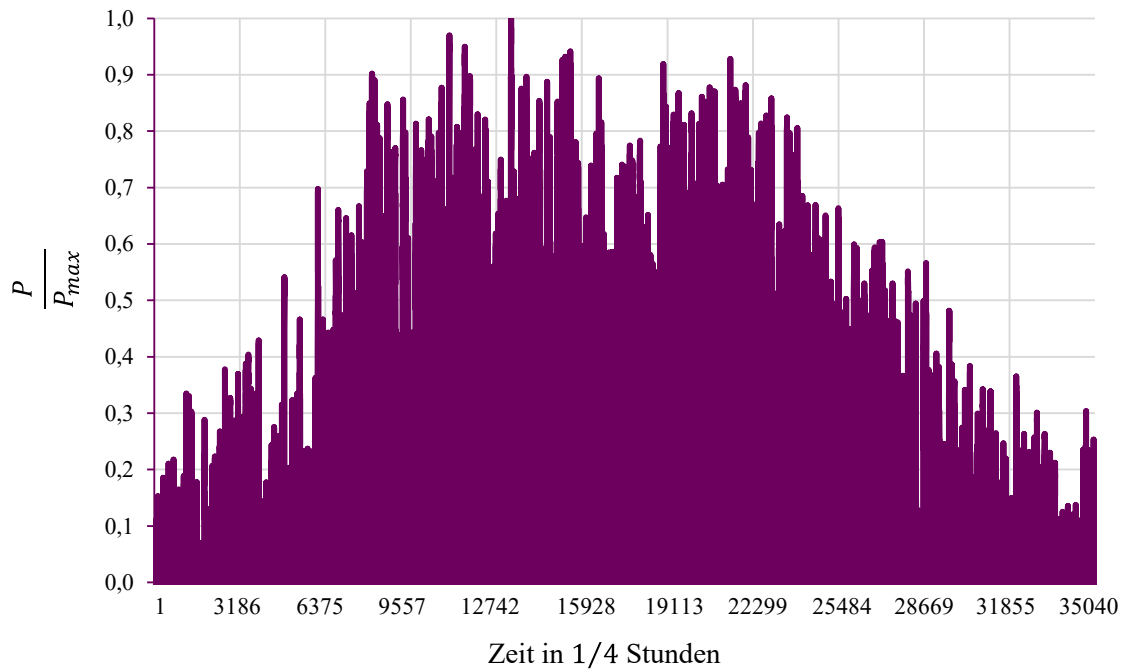


Abbildung 8.1: Von 21 PVA gemittelte jährliche auf die Spitzeneinspeiseleistung bezogener Wirkleistungsverlauf

8.3 Histogramm der Anlagengrößen

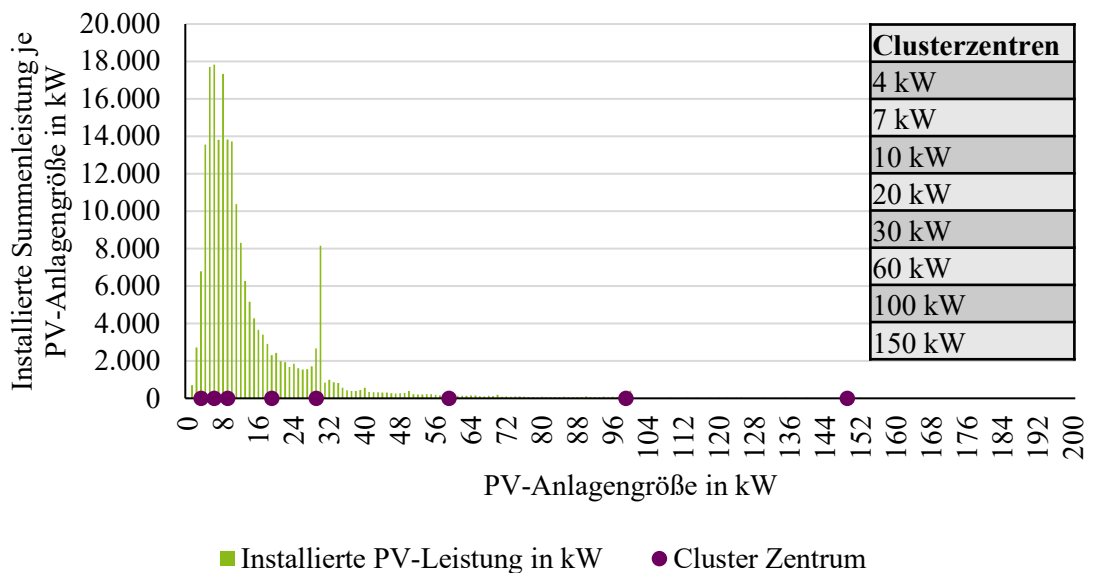


Abbildung 8.2: Histogramm der PV-Anlagengrößen der Amprion Anlagenstammdaten und die hieraus mit einem k-means-Clusteralgorithmus berechneten Clusterzentren

8.4 Planungsbeispiele

8.4.1 Planungsbeispiel deutsches NS-Netz

Tabelle 8.4: Notwendige Maßnahmen bei der konventionellen Netzertüchtigungsvariante des deutschen Beispielnetzes

Szenario Stützjahr		Anzahl neuer Leitungen	Länge neuer Leitungen in km	Trafo getauscht
US	Status quo	1	0,43	Nein
	2030	1	0,01	Nein
	2040	0	0,00	Nein
TS	Status quo	1	0,43	Nein
	2030	1	0,01	Nein
	2040	2	1,20	Nein
OS	Status quo	1	0,43	Nein
	2030	1	0,15	Nein
	2040	4	1,68	Nein

Tabelle 8.5: Notwendige Maßnahmen bei der innovativen Netzertüchtigungsvariante des deutschen Beispielnetzes

Szenario Stützjahr		Anzahl neuer Leitungen	Länge neuer Leitungen in km	Trafo getauscht in kVA	Zusätzlicher ESR	Zusätzliche Spitzenkappung	Abgeregelte Energie in kWh
US	Status quo	0	0,00	Nein	Nein	SSK	270
	2030	0	0,00	Nein	Nein	Nein	270
	2040	0	0,00	Nein	Nein	Nein	270
TS	Status quo	0	0,00	Nein	Nein	SSK	270
	2030	0	0,00	Nein	Nein	Nein	270
	2040	0	0,00	rONT 400	Nein	Nein	270
OS	Status quo	0	0,00	Nein	Nein	SSK	270
	2030	0	0,00	Nein	Nein	Nein	270
	2040	0	0,00	rONT 400	Nein	Nein	270

Die in den folgenden Abschnitten dargestellten Tabellen mit den Ergebnissen der Leistungsflussberechnungen sollen die Wirkung der Netzertüchtigungsvarianten auf die technischen Grenzwerte verdeutlichen. Hierzu sind in Tabelle 8.6, Tabelle 8.9, Tabelle 8.12 und Tabelle 8.15 die entsprechenden Parameter dargestellt. Es sind jeweils die maximale thermische Belastung einer Leitung, die maximale Spannung und die Auslastung des ONT im jeweils dargestellten Netz zu sehen. Grau hinterlegte Werte zeigen eine Verletzung der geltenden Grenzwerte und führen zu einer automatisierten Zielnetzplanung. Die fett markierten Werte zeigen die Parameter im selben Stützjahr nach der automatisierten Zielnetzplanung. Zusätzlich ist die installierte PVA-Leistung in kVA in der Szenario-Stützjahr Kombination zu sehen.

Tabelle 8.6: Ergebnis der Leistungsflussberechnungen vor- und nach den automatisierten Zielnetzplanungen für das deutsche Beispielnetz mit in grau markierten Grenzwertverletzungen und in fett dargestellten Leistungsflussergebnissen nach einer automatisierten Zielnetzplanung

Szenario	Jahr	Start-/Endwerte	Max. I/I_{th} in %	Max. U/U_n in %	$S_{max,Trafo}/S_{r,Trafo}$ in %	PVA-Leistung in kVA
US	Status quo	Startwerte Konv.	15,82	110,50	13,49	62
		Startwerte Innov.	15,82	110,50	13,49	62
		Endwerte Konv.	15,82	109,70	13,50	62
		Endwerte Innov.	13,21	108,00	9,78	62
	2030	Startwerte Konv.	19,45	110,50	15,71	73
		Startwerte Innov.	13,21	108,10	9,78	73
		Endwerte Konv.	19,45	109,60	15,72	73
		Endwerte Innov.	16,64	108,80	11,18	73
	2040	Startwerte Konv.	21,9	110,00	17,86	77
		Startwerte Innov.	16,64	108,80	12,09	77
		Endwerte Konv.	21,9	110,00	17,86	77
		Endwerte Innov.	16,64	108,80	12,09	77
TS	Status quo	Startwerte Konv.	15,82	110,50	13,49	62
		Startwerte Innov.	15,82	110,50	13,49	62
		Endwerte Konv.	15,82	109,70	13,50	62
		Endwerte Innov.	13,21	108,00	9,78	62
	2030	Startwerte Konv.	20,16	110,60	20,18	87
		Startwerte Innov.	14,88	108,60	14,41	87
		Endwerte Konv.	20,16	110,00	20,18	87
		Endwerte Innov.	14,88	108,60	14,41	87
	2040	Startwerte Konv.	32,45	113,80	33,88	148
		Startwerte Innov.	27,25	110,20	26,02	148
		Endwerte Konv.	32,45	110,00	34,05	148
		Endwerte Innov.	30,16	107,00	28,71	148
OS	Status quo	Startwerte Konv.	15,82	110,50	13,49	62
		Startwerte Innov.	15,82	110,50	13,49	62
		Endwerte Konv.	15,82	109,70	13,50	62
		Endwerte Innov.	13,21	108,00	9,78	62
	2030	Startwerte Konv.	25,9	110,60	21,94	95
		Startwerte Innov.	18,96	109,20	15,51	95
		Endwerte Konv.	25,90	110,00	21,95	95
		Endwerte Innov.	20,7	109,50	16,17	95
	2040	Startwerte Konv.	52,08	115,90	74,75	330
		Startwerte Innov.	47,06	112,90	66,09	330
		Endwerte Konv.	47,07	109,80	67,97	330
		Endwerte Innov.	51,88	107,00	72,94	330

8.4.2 Planungsbeispiel NS-Netz aus dem VK

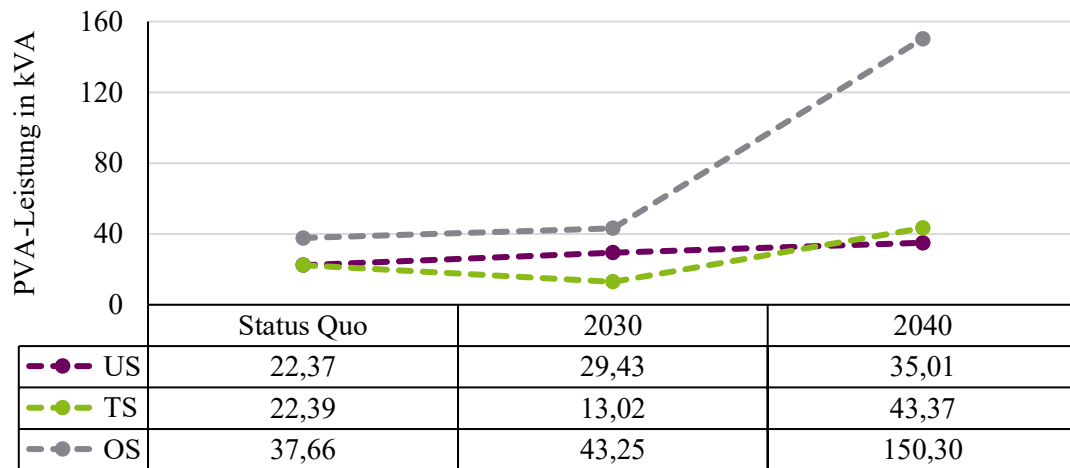


Abbildung 8.3: Darstellung des Szenarienvlaufes für das Beispielnetz aus dem VK unter Berücksichtigung der länderspezifischen Szenarien

Tabelle 8.7: Notwendige Maßnahmen bei der konventionellen Netzertüchtigungsvariante des Beispielnetzes aus dem VK

Szenario	Stützjahr	Anzahl neuer Leitungen	Länge neuer Leitungen in km	Neuer Trafo
US	Status quo	0	0,00	Nein
	2030	0	0,00	Nein
	2040	0	0,00	Nein
TS	Status quo	0	0,00	Nein
	2030	0	0,00	Nein
	2040	0	0,00	250 kVA
OS	Status quo	0	0,00	Nein
	2030	0	0,00	Nein
	2040	2	0,28	400 kVA

Tabelle 8.8: Notwendige Maßnahmen bei der innovativen Netzertüchtigungsvariante des Beispielnetzes aus dem VK

Szenario	Stützjahr	Anzahl neuer Leitungen	Länge neuer Leitungen in km	Trafo getauscht in kVA	Zusätzlicher ESR	Zusätzliche Spitzenkappung	Abgeregelte Energie in kWh
US	Status quo	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
	2030	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
	2040	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
TS	Status quo	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
	2030	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
	2040	0	0,00	ONT 250	Nein	Nein	0
OS	Status quo	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
	2030	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
	2040	1	0,04	rONT 400	Nein	SSK	1534

Tabelle 8.9: Ergebnis der Leistungsflussberechnungen vor- und nach den automatisierten Zielnetzplanungen für das Beispielnetz aus dem VK mit in grau markierten Grenzwertverletzungen und in fett dargestellten Leistungsflussergebnissen nach einer automatisierten Zielnetzplanung

Szenario	Jahr	Start-/Endwerte	Max. I/I_{th} in %	Max. U/U_n in %	$S_{max,Trafo}/S_{r,Trafo}$ in %	PVA-Leistung in kVA
US	Status quo	Startwerte Konv.	25,89	108,33	60,11	65
		Startwerte Innov.	25,89	108,33	60,11	65
		Endwerte Konv.	25,89	108,33	60,11	65
		Endwerte Innov.	25,89	108,33	60,11	65
	2030	Startwerte Konv.	30,21	109,09	70,1	76
		Startwerte Innov.	30,21	109,09	70,1	76
		Endwerte Konv.	30,21	109,09	70,10	76
		Endwerte Innov.	30,21	109,09	70,1	76
	2040	Startwerte Konv.	33,34	109,19	77,42	84
		Startwerte Innov.	33,34	109,19	77,42	84
		Endwerte Konv.	33,34	109,19	77,42	84
		Endwerte Innov.	33,34	109,19	77,42	84
TS	Status quo	Startwerte Konv.	25,89	108,33	60,11	65
		Startwerte Innov.	25,89	108,33	60,11	65
		Endwerte Konv.	25,89	108,33	60,11	65
		Endwerte Innov.	25,89	108,33	60,11	65
	2030	Startwerte Konv.	37,28	109,05	86,54	94
		Startwerte Innov.	37,28	109,05	86,54	94
		Endwerte Konv.	37,28	109,05	86,54	94
		Endwerte Innov.	37,28	109,05	86,54	94
	2040	Startwerte Konv.	62,92	110,51	146,03	160
		Startwerte Innov.	62,92	110,51	146,03	160
		Endwerte Konv.	63,39	109,67	58,88	160
		Endwerte Innov.	63,39	109,67	58,88	160
OS	Status quo	Startwerte Konv.	25,89	108,33	60,11	65
		Startwerte Innov.	25,89	108,33	60,11	65
		Endwerte Konv.	25,89	108,33	60,11	65
		Endwerte Innov.	25,89	108,33	60,11	65
	2030	Startwerte Konv.	40,03	109,12	92,91	101
		Startwerte Innov.	40,03	109,12	92,91	101
		Endwerte Konv.	40,03	109,12	92,91	101
		Endwerte Innov.	40,03	109,12	92,91	101
	2040	Startwerte Konv.	134,97	115,87	313,26	353
		Startwerte Innov.	134,97	115,87	313,26	353
		Endwerte Konv.	84,99	108,44	82,35	353
		Endwerte Innov.	82,51	107,00	66,07	353

8.4.3 Planungsbeispiel norwegisches NS-Netz

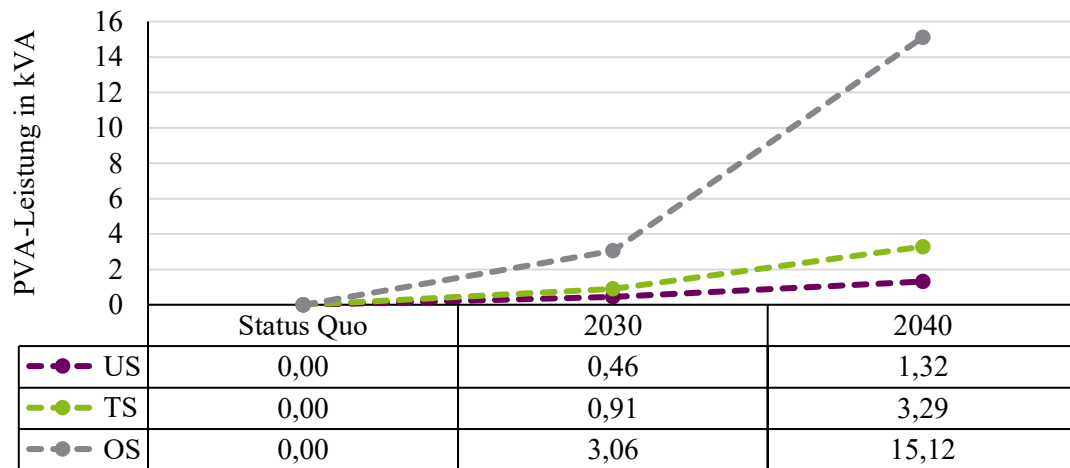


Abbildung 8.4: Darstellung des Szenarienvlaufes für das Beispielnetz aus Norwegen unter Berücksichtigung der länderspezifischen Szenarien

Tabelle 8.10: Notwendige Maßnahmen bei der konventionellen Netzertüchtigungsvariante des norwegischen Beispielnetzes

Szenario	Stützjahr	Anzahl neuer Leitungen	Länge neuer Leitungen in km	Neuer Trafo
US	Status quo	2	0,31	Nein
	2030	0	0,00	Nein
	2040	2	0,56	Nein
TS	Status quo	2	0,31	Nein
	2030	1	0,30	Nein
	2040	6	0,78	Nein
OS	Status quo	2	0,31	Nein
	2030	1	0,30	Nein
	2040	9	1,31	400 kVA

Tabelle 8.11: Notwendige Maßnahmen bei der innovativen Netzertüchtigungsvariante des norwegischen Beispielnetzes

Szenario	Stützjahr	Anzahl neuer Leitungen	Länge neuer Leitungen in km	Trafo getauscht in kVA	Zusätzlicher ESR	Zusätzliche Spitzenkappung	Abgeregelte Energie in kWh
US	Status quo	0	0,00	rONT 250	Nein	Nein	0
	2030	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
	2040	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
TS	Status quo	0	0,00	rONT 250	Nein	Nein	0
	2030	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
	2040	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
OS	Status quo	0	0,00	rONT 250	Nein	Nein	0
	2030	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
	2040	0	0,00	Nein	Nein	SSK	1460

Tabelle 8.12: Ergebnis der Leistungsflussberechnungen vor- und nach den automatisierten Zielnetzplanungen für das norwegische Beispielnetz mit in grau markierten Grenzwertverletzungen und in fett dargestellten Leistungsflussergebnissen nach einer automatisierten Zielnetzplanung

Szenario	Jahr	Start-/Endwerte	Max. I/I_{th} in %	Max. U/U_n in %	$S_{max,Trafo}/S_{r,Trafo}$ in %	PVA-Leistung in kVA
US	Status quo	Startwerte Konv.	23,01	112,34	27,91	61
		Startwerte Innov.	23,01	112,34	27,91	61
		Endwerte Konv.	23,01	110,02	27,97	61
		Endwerte Innov.	25,48	107,00	24,72	61
	2030	Startwerte Konv.	22,92	110,03	32,92	72
		Startwerte Innov.	25,37	107,00	29,11	72
		Endwerte Konv.	22,92	110,03	32,92	72
		Endwerte Innov.	25,37	107,00	29,11	72
	2040	Startwerte Konv.	22,91	110,84	36,46	80
		Startwerte Innov.	25,36	107,00	32,18	80
		Endwerte Konv.	22,91	109,86	36,72	80
		Endwerte Innov.	25,36	107,00	32,18	80
TS	Status quo	Startwerte Konv.	23,01	112,34	27,91	61
		Startwerte Innov.	23,01	112,34	27,91	61
		Endwerte Konv.	23,01	110,02	27,97	61
		Endwerte Innov.	25,48	107,00	24,72	61
	2030	Startwerte Konv.	23,1	111,82	41,02	90
		Startwerte Innov.	25,63	107,00	36,21	90
		Endwerte Konv.	23,10	110,04	41,17	90
		Endwerte Innov.	25,63	107,00	36,21	90
	2040	Startwerte Konv.	36,42	112,83	68,45	151
		Startwerte Innov.	40,36	107,00	60,13	151
		Endwerte Konv.	28,14	110,04	68,92	151
		Endwerte Innov.	40,36	107,00	60,13	151
OS	Status quo	Startwerte Konv.	23,01	112,34	27,91	61
		Startwerte Innov.	23,01	112,34	27,91	61
		Endwerte Konv.	23,01	110,02	27,97	61
		Endwerte Innov.	25,48	107,00	24,72	61
	2030	Startwerte Konv.	22,87	111,85	44,14	97
		Startwerte Innov.	25,32	107,00	38,96	97
		Endwerte Konv.	22,87	110,01	44,29	97
		Endwerte Innov.	25,32	107,00	38,96	97
	2040	Startwerte Konv.	69,74	122,38	147,16	336
		Startwerte Innov.	75,88	112,47	128,47	336
		Endwerte Konv.	58,83	109,83	77,20	336
		Endwerte Innov.	55,27	108,08	91,90	336

8.4.4 Planungsbeispiel portugiesisches NS-Netz

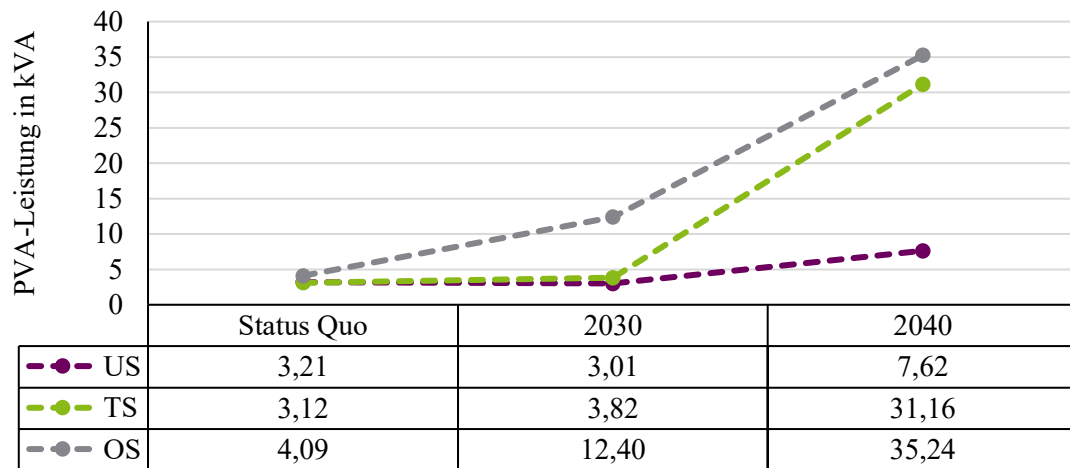


Abbildung 8.5: Darstellung des Szenarienvlaufes für das Beispielnetz aus Portugal unter Berücksichtigung der länderspezifischen Szenarien

Tabelle 8.13: Notwendige Maßnahmen bei der konventionellen Netzertüchtigungsvariante des portugiesischen Beispielnetzes

Szenario	Stützjahr	Anzahl neuer Leitungen	Länge neuer Leitungen in km	Neuer Trafo
US	Status quo	3	0,56	Nein
	2030	2	0,31	Nein
	2040	1	0,14	Nein
TS	Status quo	3	0,56	Nein
	2030	3	0,39	Nein
	2040	7	0,64	Nein
OS	Status quo	3	0,56	Nein
	2030	5	0,64	Nein
	2040	6	0,58	Nein

Tabelle 8.14: Notwendige Maßnahmen bei der innovativen Netzertüchtigungsvariante des portugiesischen Beispielnetzes

Szenario	Stützjahr	Anzahl neuer Leitungen	Länge neuer Leitungen in km	Trafo getauscht in kVA	Zusätzlicher ESR	Zusätzliche Spitzenkappung	Abgeregelte Energie in kWh
US	Status quo	0	0,00	rONT 250	Nein	Nein	0
	2030	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
	2040	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
TS	Status quo	0	0,00	rONT 250	Nein	Nein	0
	2030	0	0,00	Nein	Nein	Nein	0
	2040	0	0,00	Nein	Nein	DSK	489
OS	Status quo	0	0,00	rONT 250	Nein	Nein	0
	2030	0	0,00	Nein	Nein	SSK	765
	2040	1	0,07	Nein	Nein	DSK	834

Tabelle 8.15: Ergebnis der Leistungsflussberechnungen vor- und nach den automatisierten Zielnetzplanungen für das portugiesische Beispielnetz mit in grau markierten Grenzwertverletzungen und in fett dargestellten Leistungsflussergebnissen nach einer automatisierten

Szenario	Jahr	Star-/Endwerte	Max. I/I_{th} in %	Max. U/U_n in %	$S_{max,Trafo}/S_{r,Trafo}$ in %	PVA-Leistung in kVA
US	Status quo	Startwerte Konv.	50,76	116,49	37,51	85
		Startwerte Innov.	50,76	116,49	37,51	85
		Endwerte Konv.	24,76	109,51	39,23	85
		Endwerte Innov.	55,44	107,00	16,41	85
	2030	Startwerte Konv.	31,61	112,40	56,69	106
		Startwerte Innov.	55,27	107,59	24,06	106
		Endwerte Konv.	28,33	109,65	57,28	106
		Endwerte Innov.	55,27	107,59	24,06	106
	2040	Startwerte Konv.	37,91	112,22	79,03	131
		Startwerte Innov.	54,98	108,61	33,64	131
		Endwerte Konv.	38,15	110,02	31,74	131
		Endwerte Innov.	54,98	108,61	33,64	131
TS	Status quo	Startwerte Konv.	50,76	116,49	37,51	85
		Startwerte Innov.	50,76	116,49	37,51	85
		Endwerte Konv.	24,76	109,51	39,23	85
		Endwerte Innov.	55,44	107,00	16,41	85
	2030	Startwerte Konv.	40,84	112,07	95,88	150
		Startwerte Innov.	54,98	108,53	41,47	150
		Endwerte Konv.	31,89	110,04	38,69	150
		Endwerte Innov.	54,98	107,75	41,47	150
	2040	Startwerte Konv.	77,56	117,34	83,85	281
		Startwerte Innov.	94,02	116,79	88,21	281
		Endwerte Konv.	55,41	110,03	86,03	281
		Endwerte Innov.	72,56	107,85	75,22	281
OS	Status quo	Startwerte Konv.	50,76	116,49	37,51	85
		Startwerte Innov.	50,76	116,49	37,51	85
		Endwerte Konv.	24,76	109,51	39,23	85
		Endwerte Innov.	55,44	107,00	16,41	85
	2030	Startwerte Konv.	42,88	122,21	117,3	176
		Startwerte Innov.	54,86	112,44	50,88	176
		Endwerte Konv.	43,13	110,04	47,88	176
		Endwerte Innov.	41,83	107,00	38,88	176
	2040	Startwerte Konv.	77,49	116,71	91,46	303
		Startwerte Innov.	93,85	117,60	95,84	303
		Endwerte Konv.	61,21	110,03	96,04	303
		Endwerte Innov.	63,75	110,01	71,18	303

8.5 Netzstrukturkennwerte und schematische Darstellung des Land- und Dorfnetzes

Für die in Abschnitt 4.3 durchgeführten Sensitivitätsanalysen sind an dieser Stelle die Netzstrukturkennwerte der beiden als Beispiel genutzten Netze, dem Land- und Dorfnetz, in tabellarischer Form dargestellt.

Tabelle 8.16: Netzstrukturkennwerte des Land- und Dorfnetzes

Netzstrukturkennwerte	Landnetz	Dorfnetz
Gesamtleitungslänge in km	4,29	2,93
Gesamtimpedanz in Ω	2,05	1,67
\emptyset Impedanz in Ω pro km	0,48	0,57
Verkabelungsgrad	61,09 %	49,70 %
Spitzenlast in kVA	31,20	54,00
Anzahl NS-Verbraucher	25	41
Trafoleistung in kVA	250	400
Netzlänge pro NS-Verbraucher in km	0,11	0,04
ONT-Leistung pro NS-Verbraucher in kVA	6,41	5,88

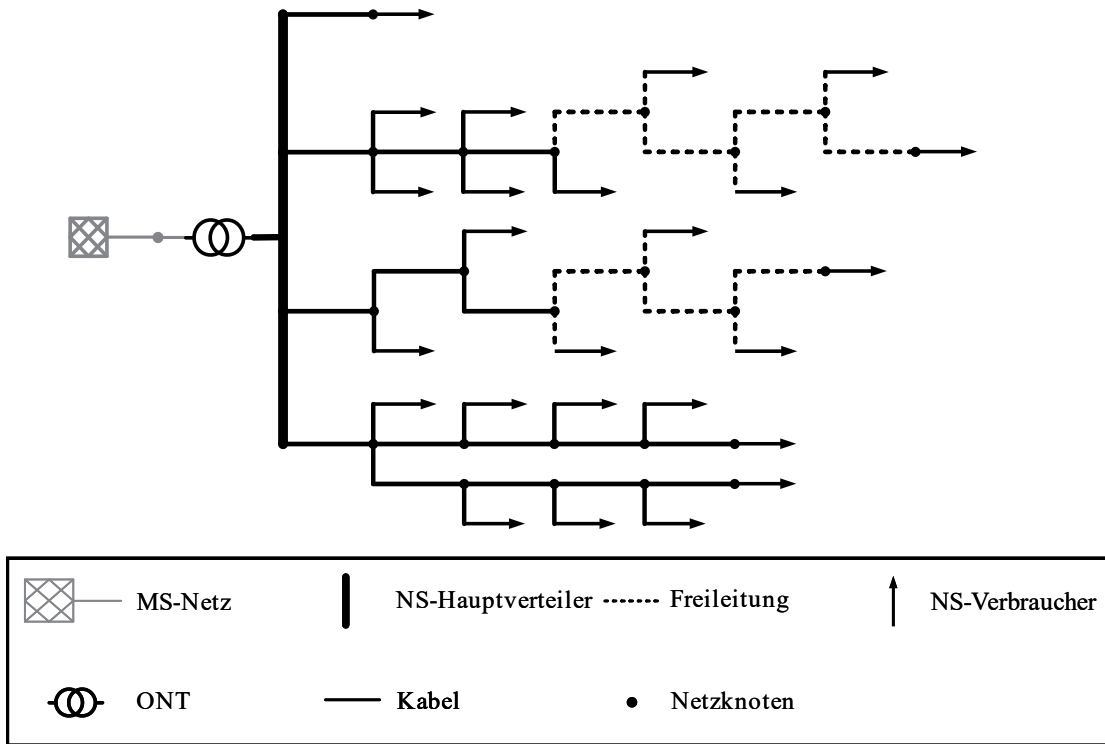


Abbildung 8.6: Schematische Darstellung des 'Landnetzes'

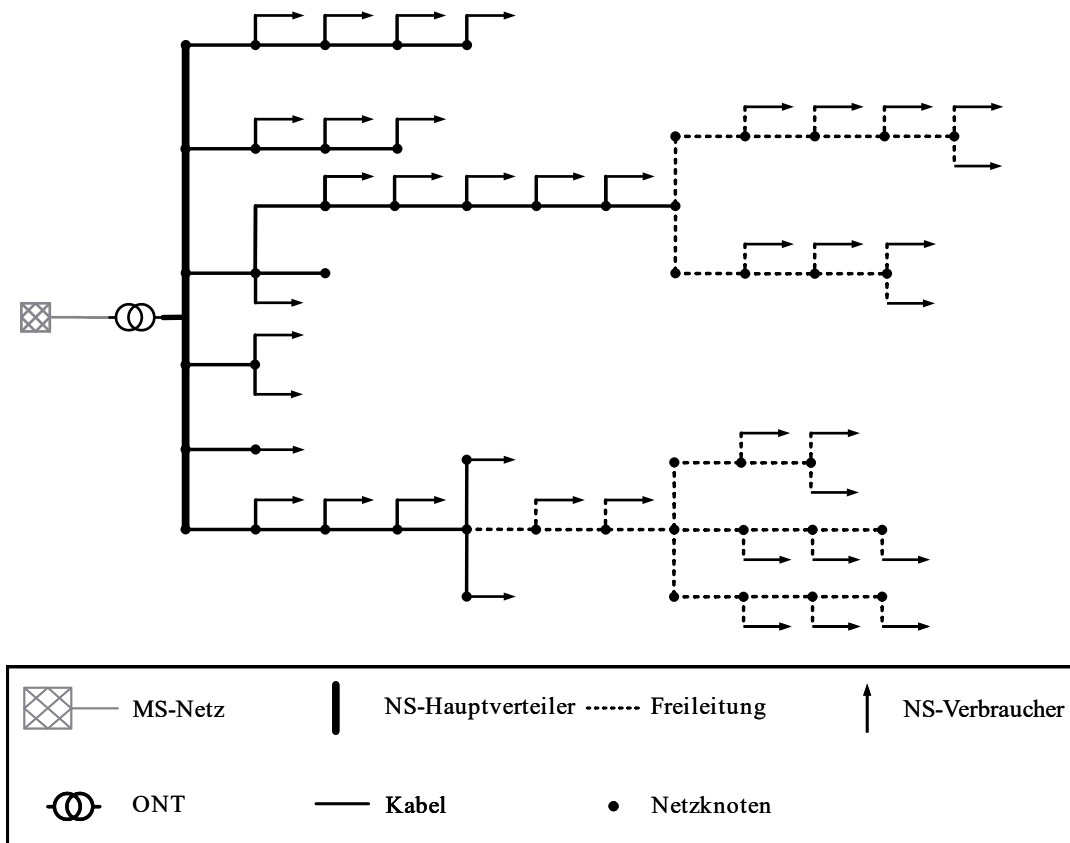


Abbildung 8.7: Schematische Darstellung des 'Dorfnetzes'

8.6 Netzstrukturkennwerte der deutschen Stichprobe

Tabelle 8.17: Netzstrukturkennwerte der deutschen Stichprobe

Netzstrukturkennwerte	Netz 1	Netz 2	Netz 3	Netz 4	Netz 5	Netz 6	Netz 7	Netz 8	Netz 9	Netz 10	Netz 11	Netz 12	Netz 13	Netz 14	Netz 15	Netz 16	Netz 17	Netz 18
Gesamtleitungslänge in km	4,57	3,24	1,65	2,93	1,11	2,23	1,60	2,20	2,26	0,68	1,09	3,52	2,06	1,11	0,87	2,47	2,16	4,29
Gesamtimpedanz in Ω	1,19	1,67	0,95	1,67	0,49	1,58	0,79	1,80	2,35	0,17	0,65	1,05	0,94	0,05	0,39	1,07	0,82	2,05
\emptyset Impedanz in Ω pro km	0,26	0,52	0,58	0,57	0,44	0,71	0,49	0,82	1,04	0,25	0,60	0,30	0,46	0,04	0,45	0,43	0,38	0,48
Verkabelungsgrad	17,72%	62,34%	80,55%	61,09%	79,98%	49,70%	43,77%	17,72%	71,78%	100,00%	19,35%	60,72%	60,20%	72,87%	49,86%	90,25%	61,07%	78,69%
Spitzenlast in kVA	93,40	73,40	12,00	54,00	76,00	37,95	50,99	114,96	108,97	13,00	53,96	53,97	236,96	32,97	45,96	130,87	172,44	31,20
Anzahl NS-Verbraucher	107	80	15	68	38	17	38	62	65	2	36	23	78	16	17	64	23	39
Trafoleistung in kVA	630	630	400	250	160	400	400	630	400	100	400	250	160	160	250	100	630	400
Netzlänge pro NS-Verbraucher in km	0,04	0,04	0,11	0,04	0,03	0,13	0,04	0,04	0,03	0,34	0,03	0,15	0,03	0,07	0,05	0,04	0,09	0,11
ONT-Leistung pro NS-Verbraucher in kVA	8,08	9,84	17,39	6,41	10,67	5,88	17,39	16,58	10,53	50,00	23,53	2,34	2,00	9,41	6,94	6,25	10,16	6,15

8.7 Netzstrukturkennwerte der europäischen Beispielnetze

Tabelle 8.18: Netzstrukturkennwerte der europäischen Beispielnetze, sowie der synthetischen repräsentativen europäischen NS-Netze

Netzstrukturkennwerte	Vereinigtes Königreich	Norwegen	Portugal	EU-Rep. Netz 1	EU-Rep. Netz 2	EU-Rep. Netz 3	EU-Rep. Netz 4	EU-Rep. Netz 5	EU-Rep. Netz 6
Gesamtleitungslänge in km	1,83	3,42	2,46	1,30	0,83	0,72	1,35	0,62	0,82
Gesamtimpedanz in Ω	1,48	2,17	6,19	1,49	1,08	0,77	0,79	0,82	1,04
\emptyset Impedanz in Ω pro km	0,81	0,64	2,52	1,15	1,30	1,07	0,59	1,31	1,27
Verkabelungsgrad	75,29%	57,54%	0,00%	27,73%	5,58%	3,77%	20,02%	8,95%	14,19%
Spitzenlast in kVA	71,58	175,90	49,71	236,79	178,74	201,29	271,45	183,75	211,73
Anzahl NS-Verbraucher	68	54	52	71	50	48	51	35	46
Trafoleistung in kVA	100	200	100	400	250	250	400	250	250
Netzlänge pro NS-Verbraucher in km	0,027	0,063	0,047	0,018	0,017	0,015	0,026	0,018	0,018
ONT-Leistung pro NS-Verbraucher in kVA	1,47	3,70	1,92	5,63	5,00	5,21	7,84	7,14	5,43

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Band 1

Neusel-Lange, Nils:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013

ISBN 978-3-8442-7401-1

Band 2

Stötzel, Marcus:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-8442-7826-2

Band 3

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

Band 4

Oerter, Christian:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014

ISBN 978-3-7375-1758-4

Band 5

Athamna, Issam:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-5678-1

Band 6

Thies, Hans Henning:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015

ISBN 978-3-7375-7465-5

Band 7

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2016

Band 8

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung
der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2016

Band 9

Pawlowski, Erik:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2016

ISBN 978-3-7418-1983-4

Band 10

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

BUW Seminar „Smart Grids“ - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

1. Auflage 2016

Band 11

Beerboom, Dominik:

Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-Optimierung

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7418-9539-5

Band 12

Tabke, Thorsten:

Entwicklung und Anwendung eines typunabhängigen, minimalinvasiven Zustandsbewertungsverfahrens für SF6-Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7450-0240-9

Band 13

Uhlig, Roman:

Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der Elektromobilität

1. Auflage 2017

ISBN: 978-3-7450-5959-5

Band 14

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 4. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2018

Band 15

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik – Portrait

1. Auflage 2018

Band 16

Steffens, Philipp:

Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze

1. Auflage, 2018

ISBN: 978-3-7450-9538-8

Band 17

Johae, Christopher:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter Messverfahren

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-7467-4381-3

Band 18

Meese, Jan:

Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-7467-7558-6

Band 19

Dorsewagen, Felix:

Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-7467-7488-6

Band 20

Harnisch, Johannes Sebastian:

Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen

1. Auflage 2019

ISBN: 978-3-7485-2122-8

Band 21

Nebel, Arjuna:

Auswirkung einer übergeordneten Steuerung dezentraler elektrischer Anlagen auf die Höhe des konventionellen positiven Redispatcheinsatzes in Deutschland

1. Auflage 2019

ISBN: 978-3-7485-1948-5

Band 22

Kornrumpf, Tobias:

Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2019

ISBN: 978-3-7485-1394-0

Band 23

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

BUW Seminar „Smart Grids 2019“ - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

1. Auflage 2019

Band 24

Wolter, Daniel:

Neue Topologiekonzepte für moderne Mittelspannungsnetze

1. Auflage 2019

ISBN: 978-3-7485-8662-3

Band 25

Hopfer, Nikolai:

Nutzen der Breitband-Powerline-Kommunikation zur Erfassung kritischer Kabelzustände in Mittel- und Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2020

ISBN: 978-3-7502-7734-2

Band 26

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband zum 5. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2020

Band 27

Schäfer, Karl Friedrich

Netzberechnung – Übungsaufgaben mit Lösungen

1. Auflage 2020

ISBN: 978-3-7502-7910-0

Band 28

Dahlmann, Benedikt:

Aktivierung und Vermarktung industrieller Flexibilitätsoptionen mittels eines dynamischen Stromtarifs

1. Auflage 2020

ISBN: 978-3-7529-6673-2

Band 29

Ludwig, Marcel:

Automatisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis von Multiagentensystemen

1. Auflage 2020

ISBN: 978-3-7529-8649-5

Band 30

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

Tagungsband BUW Seminar "Elektromobilität in der Netzplanung" - Strategien für Ladeinfrastruktur, Anwendungsfälle und Praxisbeispiele

1. Auflage 2020

Band 31

Korotkiewicz, Kamil:

Koordinierte, teilautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7541-5783-1

Band 32

Steinbusch, Philippe:

Adaptive, aufwandsminimale und fehlerrobuste Automatisierung von Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7541-1625-8

Band 33

Möhrke, Fabian:

Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7541-6565-2

Band 34

Wruk, Julian:

An Optimisation Approach to Automated Strategic Network Planning at Low-Voltage Level

1. Auflage 2021

ISBN: 978-3-7541-5679-7

Band 35

Wintzek, P.; Ali, S. A.; Monscheidt, J.; Gemsjäger, B.; Slupinski, A.; Zdrallek, M:

Planungs- und Betriebsgrundsätze für städtische Verteilnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2021

Band 36

Kamps, Kristof:

Auswirkungen von Smart-Grid-Technologien auf die Zuverlässigkeit von Mittel- und Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2021

Band 37

Cibis, Kevin:

Automatisierte Zielnetzplanung zur Entwicklung von innovativen Planungsgrundsätzen für ländliche Niederspannungsnetze in Europa

1. Auflage 2022