

NEUE TOPOLOGIEKONZEPTE FÜR MODERNE MITTELSPANNUNGSNETZE

Von der Fakultät für
Elektrotechnik, Informationstechnik und Medientechnik
der Bergischen Universität Wuppertal

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften

(Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

vorgelegt von

Daniel Wolter

aus Dinslaken

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

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Johann Jäger

Tag der mündlichen Prüfung: 10. Juli, 2019

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der
Bergischen Universität Wuppertal

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

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20190916-113527-5

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20190916-113527-5>]

DOI: 10.25926/t02g-0a68

[<https://doi.org/10.25926/t02g-0a68>]

Impressum:

Wolter, Daniel:

Neue Topologiekonzepte für moderne Mittelspannungsnetze

Neue Energie aus Wuppertal, Band 24

Copyright: © 2019 Daniel Wolter

Druck: epubli GmbH, Berlin, www.epubli.de

Bildquelle: urbans78 – stock.adobe.com

Vorwort

Eine Dissertation ist meines Erachtens nach nicht die ausschließliche Leistung des Einzelnen, sondern das Ergebnis aus Forschung einerseits und des Umfelds des Forschenden andererseits. Es bedarf eines Mentors, eines Kritikers, einer Person, die ablenkt, den Blick weitet und eventuell in eine andere Richtung lenkt.

Während meiner Zeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal hatte ich das große Glück, genau ein solches Umfeld zu genießen.

Zunächst möchte ich meiner Familie danken, meinen Eltern, die mir diese Ausbildung erst ermöglicht haben, am meisten aber meiner wundervollen Frau Cornelia, die stets der Anker war, die mich ermutigt, getragen und oftmals auch ertragen hat. Für die nötige Ablenkung danke ich meinem Sohn, der die Wichtigkeit und den Stellenwert der Promotion oftmals wieder zurechtrückte.

Der größte Dank in Bezug auf meine Arbeit gilt meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, der mir immer vollstes Vertrauen geschenkt hat und sich geduldig mit meinen Themen und den Ergebnissen auseinandergesetzt hat. Besonders herausstellen will ich die mir gegebenen Chancen, mich auch über mein eigentliches Promotionsvorhaben hinaus mit vielen Themenfeldern beschäftigt haben zu können und so wertvolle Erfahrungen gesammelt zu haben. Herrn Prof.-Dr.-Ing. Johann Jäger bin ich für die Übernahme des Korreferats und das Interesse an meiner Arbeit dankbar.

Dem gesamten Kollegium danke ich für die entspannte Atmosphäre, den gesunden, selbstironischen Umgang miteinander und so manche humoristische Einlage. Sich selbst nicht zu ernst zu nehmen bewahrt euch weiterhin. Namentlich möchte ich stellvertretend Tobias Kornrumpf nennen, der mich gleichermaßen kritisch hinterfragte und mit so manchem Spaß schwierige Phasen erleichtert hat.

Weiterhin danke ich allen meinen Freunden, die mich unterstützt haben und für mich da waren.

Düsseldorf im August 2019

Daniel Wolter

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Aktuelle Anforderungen an Mittelspannungsnetze.....	1
1.2	Stand der Wissenschaft und Forschung zu Topologiekonzepten.....	2
1.3	Motivation der Arbeit und Forschungsziel.....	4
2	Analyse vermaschter Netztopologien in der Mittelspannungsebene	7
2.1	Topologien in Mittelspannungsnetzen.....	7
2.1.1	Heute übliche Netztopologien.....	9
2.1.2	Definition und Abgrenzung des Begriffs Vermaschung.....	9
2.1.3	Topologiekonzepte im Kontext dieser Arbeit.....	10
2.2	Innovative Betriebsmittel in Mittelspannungsnetzen.....	12
2.2.1	Regelbarer Ortsnetztransformator.....	13
2.2.2	Dezentrale Netzautomatisierung.....	13
2.2.3	Leistungsflusssteuerung.....	14
2.2.4	Kurzschlussstrombegrenzer.....	15
2.3	Prinzipielle Auswirkungen von Topologieänderungen auf die Leistungsflusssituation.....	17
2.3.1	Parameter 1 – Lastverhältnis.....	20
2.3.2	Parameter 2 – Impedanzverhältnis.....	21
2.3.3	Schlussfolgerungen hinsichtlich der Leistungsflusssituation.....	24
2.4	Prinzipielle Auswirkungen von Topologieänderungen auf die Kurzschlussituation.....	25
2.5	Prinzipielle Auswirkungen von Topologieänderungen auf Netzverluste.....	27
2.6	Prinzipielle Auswirkungen von Topologieänderungen auf überlagerte Spannungsebenen.....	28
2.6.1	Identifikation wesentlicher Einflussfaktoren.....	30
2.6.2	Analyse der wesentlichen Einflussfaktoren.....	32
2.7	Prinzipielle Auswirkungen unterschiedlicher Topologiekonzepte auf den Netzschutz.....	37

2.7.1	Netzschutzkonzepte in Verteilnetzen	38
2.7.2	Auswirkung einer vermaschten Netztopologie auf den Netzschutz	39
2.8	Prinzipielle Auswirkungen von Topologieänderungen auf die Versorgungszuverlässigkeit.....	41
2.9	Schlussfolgerungen aus der Analyse vermaschter Netztopologien in der Mittelspannungsebene	43
3	Methode zur Anwendung neuer Topologiekonzepte in der Netzausbauplanung.....	45
3.1	Methode der Netzausbauplanung	45
3.1.1	Grundlagen in der Netzausbauplanung	45
3.1.2	Konventionelle Netzausbauplanung	49
3.1.3	Netzausbauplanung unter Berücksichtigung innovativer Betriebsmittel	49
3.1.4	Identifikation auslegungsrelevanter Netznutzungssituationen	54
3.1.5	Zeitreihenbasierte Netzausbauplanung.....	58
3.1.6	Methode der Netzausbauplanung unter Anwendung neuer Topologiekonzepte ..	59
3.2	Entwicklung eines Verfahrens zur Topologieoptimierung.....	62
3.2.1	Graphentheorie	62
3.2.2	Anforderungen an ein Verfahren und Ziele.....	64
3.2.3	Verfahrensteil – Optimierte Trennstellenkonfiguration	67
3.2.4	Verfahrensteil – Optimierte Querverbindungen (Counterpart-Analyse).....	74
3.2.5	Grenzen des Verfahrens	79
4	Netzausbauplanung unter Berücksichtigung neuer Topologiekonzepte.....	81
4.1	Eingangsdaten	81
4.1.1	Repräsentativität.....	81
4.1.2	Szenariendefinition.....	83
4.1.3	Ökonomische Bewertung	87
4.2	Verfahrensvalidierung	88
4.2.1	Optimierte Trennstellenkonfiguration	89
4.2.2	Optimierte Querverbindungen.....	91
4.3	Exemplarische Netzausbauplanungen	93

4.3.1	Beschreibung der Netzplanungsvarianten.....	93
4.3.2	Planungsbeispiel 1.....	94
4.3.3	Planungsbeispiel 2.....	109
4.3.4	Planungsbeispiel 3.....	114
4.4	Vergleichende Bewertung der Netzplanungsvarianten.....	122
5	Grundsätze zu Topologiekonzepten in Mittelspannungsnetzen	129
6	Zusammenfassung und Ausblick.....	133
7	Verzeichnisse	137
7.1	Literaturverzeichnis.....	137
7.2	Abkürzungsverzeichnis.....	153
7.3	Formelzeichen.....	155
8	Anhang.....	159
8.1	Ökonomische Parameter.....	159
8.2	Zuverlässigkeitskenndaten.....	161
8.3	Tabellarische Ergebnisse der Zielnetzplanungen.....	163
8.4	Ergänzende Abbildungen.....	165
8.5	Netzparameter.....	169

1 Einleitung

Der Transformationsprozess des deutschen Energieversorgungssystems befindet sich nach wie vor in seiner Umsetzung. Die Ziele der Pariser Klimakonferenz von 2015, die globale Erderwärmung bis 2050 auf maximal 2 Grad Celsius im Vergleich zum vorindustriellen Zeitalter zu begrenzen und die Bestätigung dieses Ziels im Rahmen der UN-Klimakonferenz in Katowice 2018 treiben diesen Prozess weiter an [1, 2]. Um diese Ziele erreichen zu können, ist es notwendig, die globalen Treibhausgasemissionen weltweit in der zweiten Jahrhunderthälfte gänzlich zu vermeiden [1]. Speziell für Deutschland bedeutet das laut IPCC-Sonderbericht über 1,5 °C globale Erwärmung (Intergovernmental Panel on Climate Change) eine Aufgabe der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030 [3, 4]. Ein derzeitiger Anteil fossiler Energieträger an der deutschen Bruttostromerzeugung von annähernd 49 % im Jahr 2018 bedingt daher weiterhin eine rasche Wandlung der Energieversorgung von zentralen fossilen Kraftwerken hin zu dezentralen, regenerativen Energiequellen [5].

1.1 Aktuelle Anforderungen an Mittelspannungsnetze

Die skizzierte Entwicklung der Energieversorgung trifft in der Verteilnetzebene insbesondere Mittelspannungsnetze, da diese einerseits aufgrund der geographischen Ausdehnung im Bundesgebiet (die Leitungslänge der Mittelspannung beträgt in Deutschland ungefähr 505.000 km) genügend Anschlusspunkte bilden und andererseits bereits ausreichend große Leistungen aufnehmen können und so beispielsweise kleinere Windparks an Land ins Netz integrieren [6]. Die Abbildung 1.1 stellt die Entwicklung der installierten Leistung aller regenerativen Energiequellen in Deutschland je Spannungsebene dar¹. Die Leistung aller Windenergieanlagen umfasst dabei ausschließlich jene an Land.

Die Aufteilung der Gesamtleistung je Spannungsebene zeigt deutlich, dass der größte Anteil aller EEG-Anlagen in Deutschland einen Netzanschlusspunkt in der Mittelspannungsebene aufweist. Seit dem Jahr 2014 ist dieser Anteil außerdem kontinuierlich gestiegen. Die Bedeutung der Mittelspannungsebene im beschriebenen Wandel des gesamten Energieversorgungssystems ist also immens, da ein Großteil der Integration Erneuerbarer Energien (EE) hier stattfindet.

¹ Die Angaben in Abbildung 1.1 umfassen ausschließlich Anlagen regenerativer Energiequellen, die im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) gefördert werden.

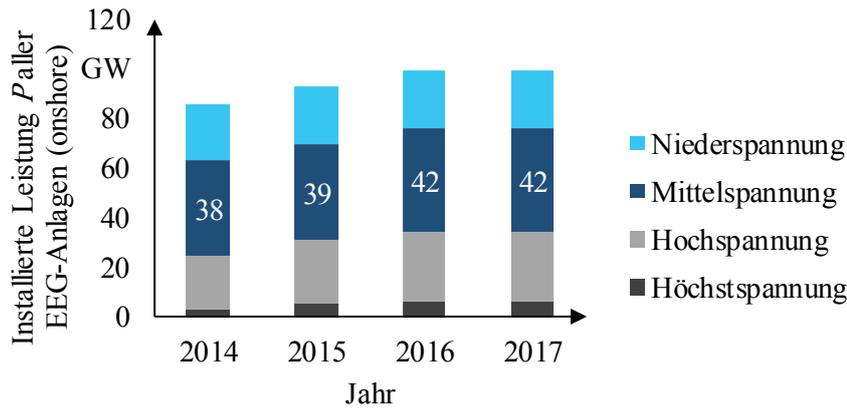


Abbildung 1.1: Installierte Leistung aller EEG-Anlagen (an Land) je Spannungsebene im zeitlichen Verlauf, eigene Berechnung auf Basis von [7]

Gleichzeitig stellt diese Integration Erneuerbarer Energien Mittelspannungsnetze vor große Herausforderungen, gerade in Regionen, wo durch das natürliche Dargebot regenerativer Energiequellen deren Leistung sehr hoch ist. Originär ausschließlich für die Versorgung von Lasten ausgelegt, wird die aufzunehmende Leistung Erneuerbarer Energien mehr und mehr eine dimensionierende Größe in Mittelspannungsnetzen [8, 9]. Unzulässige Belastungen der Netzbetriebsmittel, Verletzungen der Grenzwerte der Netzspannung sowie eine abnehmende Spannungsqualität sind die Folgen [10, 11, 12]. Darüber hinaus ist grundsätzlich auch die Entwicklung der Kurzschlussleistungen im Fehlerfall in Mittelspannungsnetzen vom Wandel der Energieversorgung betroffen. Durch den im Transformationsprozess vorgesehenen Wegfall konventioneller Großkraftwerke ist ein verringerter Beitrag der Kurzschlussleistung der überlagerten Netzebene abzusehen [13, 14]. Gleichzeitig erhöht sich die Kurzschlussleistung innerhalb der Mittelspannungsnetzebene aufgrund der vielen dezentralen EE-Anlagen, wenngleich davon auszugehen ist, dass die Mehrheit dieser Anlagen über Wechselrichter in der Mittelspannungsebene angeschlossen wird, die einen deutlich geringeren Fehlerstrombeitrag liefern als Generatoren [15].

1.2 Stand der Wissenschaft und Forschung zu Topologiekonzepten

Die beschriebenen Herausforderungen können mit verschiedenen Möglichkeiten des Netzausbaus gemeistert werden. Zur Einhaltung eines zulässigen Netzbetriebs und der Versorgungszuverlässigkeit werden in der konventionellen Netzplanung Betriebsmittel wie Leitungen oder Transformatoren ertüchtigt oder ausgetauscht. Dies geschieht durch den Einsatz neuer Leitungen und Transformatoren höherer Bemessungsleistungen und geringerer Impedanzen. Maßgebend für einen zulässigen Netzbetrieb ist die Norm DIN EN 50160, in der die maximalen und minimalen Grenzwerte kritischer Parameter in Bezug auf die Netznutzer definiert sind [16].

Neben der konventionellen Netzplanung wird in den letzten Jahren verstärkt an innovativen Betriebsmitteln geforscht, die durch intelligente Regelungsalgorithmen und –eingriffe dafür sorgen, dass ein zulässiger Netzbetrieb gewährleistet ist [17, 18, 19, 20, 21]. Die Anwendung von Netzautomatisierungssystemen ermöglichen beispielsweise die Identifikation und Behebung auftretender Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen mithilfe regelbarer Komponenten (z.B. Photovoltaikanlagen).

Regelbare Ortsnetztransformatoren ermöglichen es, durch automatische Änderung des Übersetzungsverhältnisses den Spannungswert auch unter volatiler Einspeisung oder Last einzuhalten und Spannungsgrenzwertverletzungen zu vermeiden. Allen innovativen Betriebsmitteln ist gemein, dass sie auf sich verändernde Netzbetriebssituationen reagieren und ggf. automatisch eine Maßnahme einleiten. Aufgrund dessen ist für die Auslegung konventioneller Betriebsmittel nicht mehr die kritischste anzunehmende Netzbetriebssituation auslegungsrelevant, da Einspeisung und Lasten gezielt angesteuert bzw. Spannungswerte angepasst werden können. Daraus resultierend haben diverse Arbeiten teils erheblich reduzierte Netzausbaukosten nachgewiesen unter Berücksichtigung der Anwendung innovativer Netzbetriebsmittel und Betriebskonzepte [22, 23, 24, 25].

Die Anpassung der Topologie im Sinne einer stärkeren Vermaschung eines Netzes ist neben dem konventionellen Netzausbau und dem Einsatz innovativer Betriebsmittel ein weiteres Instrument, den erheblich gestiegenen Anforderungen an Mittelspannungsnetze insbesondere aufgrund der hohen Belastung durch Erneuerbare Energien gerecht zu werden. Aufgrund einer stärkeren Vermaschung eines Netzes ergibt sich einerseits eine geringere Gesamtimpedanz, die zu einer geringeren Spannungsveränderung führt und andererseits ein veränderter Leistungsfluss, der die Vermeidung von Leitungsüberlastungen zur Folge haben kann. Die Auswahl der geeigneten Netztopologie ist von einer Vielzahl an Gesichtspunkten abhängig. Neben wirtschaftlichen Gründen ist die Versorgungszuverlässigkeit von Netzkunden, die auftretende Kurzschlussleistung im Fehlerfall aber auch die Philosophie des Netzbetriebs eines Unternehmens ausschlaggebend [26].

Eine möglichst hohe Aufnahmefähigkeit von Erneuerbaren Energien spielt bei der Auswahl der Topologie in der Netzplanung bisher eine untergeordnete Rolle, wenngleich bereits in Forschungsarbeiten gezeigt wurde, dass eine an die Anforderungen regenerativer Energiequellen angepasste Topologie einen signifikanten Beitrag zu einem zulässigen und regelkonformen Netzbetrieb leistet [27, 28]. Einige Spezialanwendungen und Pilotprojekte zeigen darüber hinaus bereits heute, dass eine stärker vermaschte Topologie mit dem Ziel, Erneuerbare Energien in Mittelspannungsnetze zu integrieren und einen Ausgleich zwischen Last und Einspeisung zu erreichen, sinnvoll ist [29, 30].

Auch die Forschungsfrage des Umgangs mit aufgrund geringerer Impedanzen erhöhten Kurzschlussströmen sowie der Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit vermaschter Topologien hat in den letzten Jahren an Bedeutung gewonnen. Erforscht werden leistungselektronische Bauelemente (z.B. Mittelspannungsgleichstromkurzkupplungen oder so genannte Soft Open Points) mit dem Ziel einer galvanischen Entkopplung vermaschter Netzbereiche bzw. einer Wiederherstellung einer unvermaschten Topologie im Fehlerfall [31, 32, 33].

1.3 Motivation der Arbeit und Forschungsziel

Aus den Herausforderungen an die Mittelspannungsnetze im Kontext der Transformation des Energieversorgungssystems und den aktuellen Forschungsarbeiten hinsichtlich neuer, vermaschter Topologiekonzepte erwächst die Motivation dieser Arbeit. Der wesentliche Kerngedanke ist, die Auswirkungen der Anwendung vermaschter Topologien auf die Netzplanung und den –betrieb zu untersuchen. Im Unterschied zu anderen Arbeiten, die sich auf einzelne Beispielregionen und –netze konzentrieren, soll diese Arbeit durch eine Vielzahl von Netzplanungen und deren repräsentative Einordnung möglichst belastbare Aussagen zu Topologien in Mittelspannungsnetzen entwickeln, auf Basis derer prinzipielle Grundsätze abgeleitet werden können. Entsprechend der großen Grundgesamtheit aller Mittelspannungsnetze besteht hier allerdings nicht der Anspruch, für alle vorhandenen Netzkonstellationen allgemeingültige Prinzipien zu entwickeln. Aufbauend auf der Kernidee dieser Arbeit lassen sich verschiedene Forschungsfragen formulieren.

- 1. Sind heutige Netzstrukturen in Mittelspannungsnetzen im Kontext der Energiewende noch angemessen?*
- 2. Welche Topologien sind prinzipiell sinnvoll zur Maximierung der Integration Erneuerbarer Energien in Mittelspannungsnetze und mit welchen Vor- und Nachteilen sind diese verbunden?*
- 3. Wie kann ein Verfahren ausgestaltet sein, um definierte Topologien anzuwenden und zu untersuchen?*
- 4. Ist der Netzausbau unter Anwendung neuartiger Topologien kostengünstiger als ein konventioneller Netzausbau?*

Um diese Forschungsfragen beantworten zu können, erfolgt zunächst die Definition und Abgrenzung der zu untersuchenden Topologien, die in unterschiedliche Typen eingeteilt werden. Eine anschließende Analyse des Einflusses der definierten Topologien auf den Netzbetrieb zeigt die Wirkungsweise auf und ermöglicht schließlich die Beantwortung der dritten Forschungsfrage nach der Ausgestaltung eines Verfahrens zur Untersuchung der verschiedenen Topologien. Die Analyse der Wirkungsweise einer Topologieveränderung erfolgt für verschiedene Parameter teils analytisch und teils mithilfe von Simulationen.

Darauf aufbauend schließt sich die Entwicklung einer Methode zur Berücksichtigung der definierten Topologien in der Netzplanung an. In diesem Kontext wird ein Verfahren zur Topologieoptimierung vorgestellt, um die definierten Topologien automatisiert zu untersuchen. Dazu werden zunächst die verschiedenen Ziele, die im Rahmen einer Topologieänderung verfolgt werden können, gegenübergestellt. Anschließend wird ein mathematisches Optimierungsmodell aufgestellt, das basierend auf der zugrunde gelegten Zielfunktion die Topologien optimal anwendet.

Die Beantwortung der vierten und der ersten Forschungsfrage erfolgt mittels einer Vielzahl von Netzplanungsvarianten unter Berücksichtigung der definierten Topologien. Ziel der Netzplanungen ist neben der Beantwortung der Frage, inwieweit vermaschte Topologien die Netzausbaukosten reduzieren können, welche der untersuchten Typen von Topologien unter welchen Umständen geeignet sind und inwieweit die Anwendung einer Topologieoptimierung in Kombination mit innovativen Betriebsmitteln sinnvoll ist. Für die Untersuchungen werden Zukunftsszenarien zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien und der Verbraucherlast bis zum Jahr 2050 definiert. Abschließend werden die gewonnenen Erkenntnisse der Netzplanungen in Grundsätze überführt.

2 Analyse vermaschter Netztopologien in der Mittelspannungsebene

Die in dieser Arbeit vorgestellten Analysen zu Mittelspannungsverteilsnetzen beziehen sich allesamt auf Netze der öffentlichen Energieversorgung. Mittelspannungs-Industrienetze oder Mittelspannungsnetze in Gebäudekomplexen werden im Folgenden nicht betrachtet.

Zunächst wird in Abschnitt 2.1 auf heute übliche Netztopologien eingegangen und der im Rahmen dieser Arbeit verwendete Begriff Vermaschung definiert. Anschließend erfolgt die Abgrenzung der untersuchten Topologiekonzepte. Abschnitt 2.2 beinhaltet Beschreibung und Erläuterung der für diese Arbeit relevanten innovativen Betriebsmittel in Mittelspannungsnetzen.

Bereiche, auf die sich eine Änderung der Netztopologie auswirkt, sind im Wesentlichen

- die Leistungsflusssituation,
- die Kurzschlussituation,
- die Netzverluste,
- die überlagerte Spannungsebene,
- der Netzschutz,
- die Versorgungszuverlässigkeit.

Diese vielfältigen Auswirkungen werden in den Abschnitten 2.3-2.8 analysiert.

2.1 Topologien in Mittelspannungsnetzen

Die Auswahl einer geeigneten Topologie wird maßgeblich bestimmt durch die Ausdehnung des Versorgungsbereichs, die Lastdichte sowie die geografische Lage bzw. die notwendige Trassenführung. Ziel ist grundsätzlich eine möglichst kosteneffiziente Topologie bei gleichzeitig möglichst hoher Versorgungszuverlässigkeit. Prinzipiell lassen sich gemäß Literatur folgende wesentliche Topologien unterscheiden [34, 35]:

- Strahlennetz
- Ringnetz (mit und ohne Gegenstation)
- Vermaschtes Netz

Die einfachste Topologie ist das Strahlennetz, in dem Stickleitungen die einzelnen Netzkunden beziehungsweise Ortsnetzstationen versorgen (Abbildung 2.1a)).

Vorteil der Strahlennetze sind die geringen Investitions- und Betriebskosten und eine einfache Auslegung des Netzschutzes. Ein Nachteil ist die relativ geringe Versorgungszuverlässigkeit, da bei einem Fehler in einer Stickleitung alle Endkunden, die an diesen Stich angebunden sind, für die Dauer des Fehlers unversorgt bleiben [36].

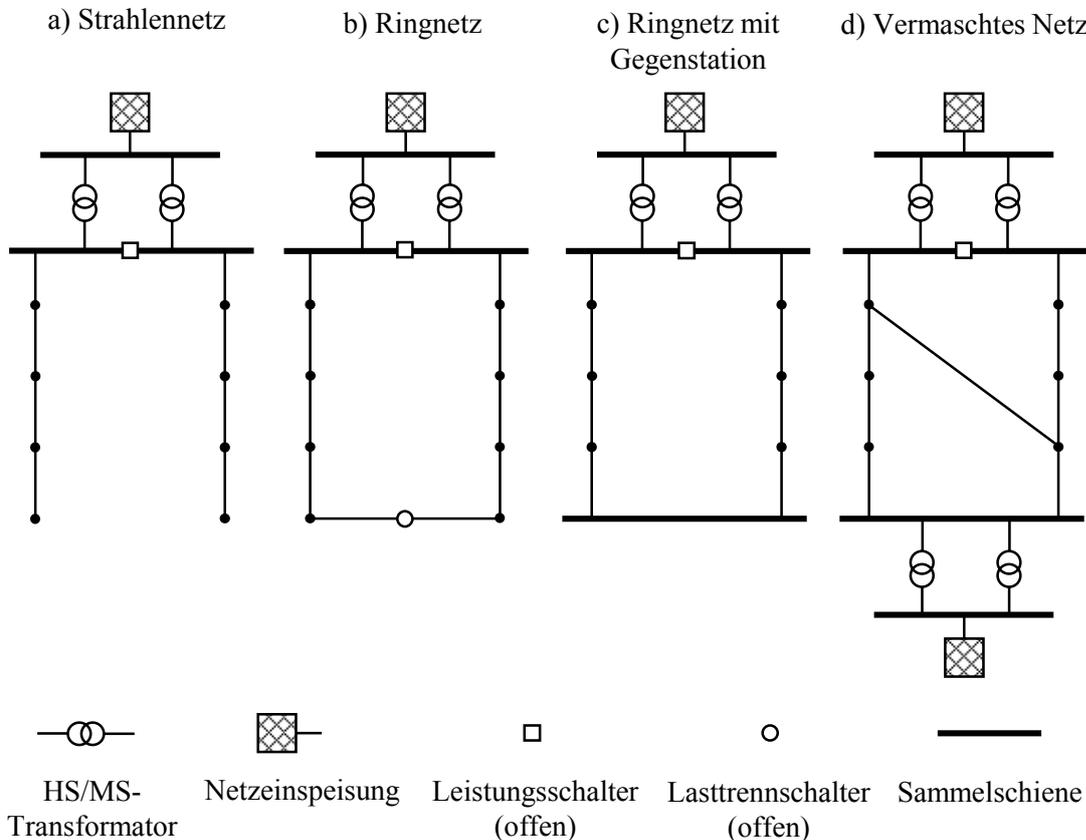


Abbildung 2.1: Übersicht der Netztopologien

Ringnetze binden die Netzkunden dem Namen entsprechend in einen Ring ein (Abbildung 2.1b)). Üblicherweise wird dieser Ring offen betrieben, d.h., dass der Ring durch einen geöffneten Lasttrennschalter aufgetrennt ist. Das hat den Vorteil, dass die Versorgungszuverlässigkeit im Fehlerfall durch die zusätzliche Umschaltmöglichkeit im Vergleich zu Strahlennetzen deutlich höher ist, da eine Versorgungsunterbrechung nur für die Dauer bis zur Umschaltmaßnahme auftritt. Ringnetze werden auch mit einer Gegenstation betrieben, d.h., dass die offen betriebenen Ringe der speisenden Umspannanlage in einer anderen Schaltanlage (der Gegenstation) enden (vgl. Abbildung 2.1c)). Die Entscheidung für oder gegen eine Gegenstation ist von der Lage der Umspannanlage bezogen auf die Netzkunden abhängig sowie von der Lastdichte. Am Rand des Versorgungsbereichs gelegene Umspannanlagen sowie in gleicher Richtung verlaufene Trassen begünstigen den Einsatz einer Gegenstation [37, 38]. Maschennetze ermöglichen die höchste Versorgungszuverlässigkeit bei gleichzeitig höchsten Investitionskosten und komplexen Anforderungen an den Netzschutz. Jeder Knotenpunkt des Netzes wird zu jedem Zeitpunkt von mindestens zwei Abgangsfeldern einer Umspannanlage versorgt (vgl. Abbildung 2.1d)).

2.1.1 Heute übliche Netztopologien

Um den über Jahrzehnte hinweg entwickelten Anforderungen an Mittelspannungsverteilstnetze zu genügen, einerseits eine möglichst zuverlässige Versorgung der Netzendkunden zu gewährleisten, andererseits möglichst kosteneffizient und einfach in der Netzbetriebsführung zu sein, werden Mittelspannungsnetze heute weit überwiegend als Ringnetze mit und ohne Gegenstationen betrieben. Aus Gründen der Versorgungszuverlässigkeit und um die Betriebsmittel im Kurzschlussfall nicht zu überlasten, operieren Mittelspannungsnetze im Normalbetrieb typischerweise mit geöffneten Trennstellen [39].

2.1.2 Definition und Abgrenzung des Begriffs Vermaschung

Der Begriff Vermaschung ist in dieser Arbeit wie folgt definiert:

„Ein Netz(-bereich) ist dann vermascht, wenn ein Knotenpunkt von mindestens zwei Seiten zeitgleich versorgt wird.“

Ein offen betriebenes Ringnetz stellt nach dieser Definition folglich kein vermaschtes Netz dar. Des Weiteren wird zwischen horizontaler und vertikaler Vermaschung unterschieden. Bei der vertikalen Vermaschung bleibt die Versorgungsaufgabe der überlagerten Spannungsebene unverändert (abgesehen von veränderter Verlustleistung und von verändertem Blindleistungsbedarf des nachgelagerten Netzes). Die horizontale Vermaschung hingegen übt expliziten Einfluss auf die Versorgungsaufgabe des überlagerten Netzes aus. Die galvanische Kopplung zweier Mittelspannungsnetze (zwei von unterschiedlichen Umspannanlagen versorgte Netzbereiche) führt zu einem Ausgleich der Einspeisung und des Bedarfs auf Mittelspannungsebene und gleichzeitig zu einer Veränderung der zu übertragenen Leistung zwischen den Knotenpunkten A und B in der Hochspannungsebene (vgl. Abbildung 2.2).

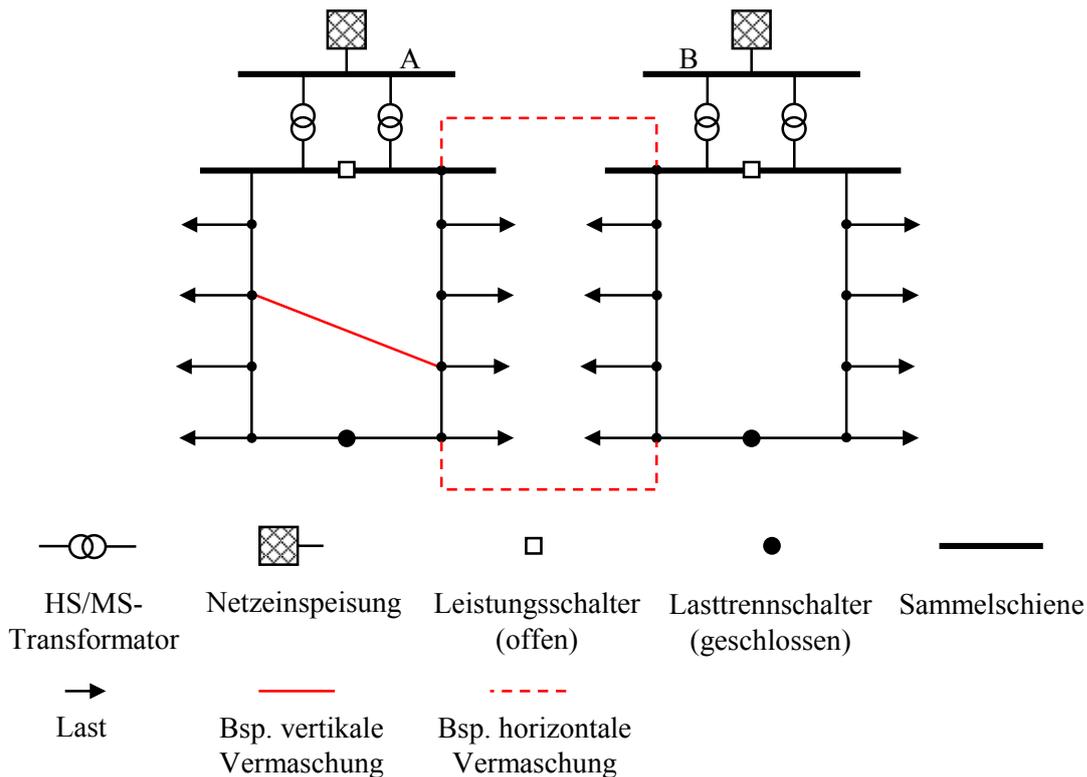


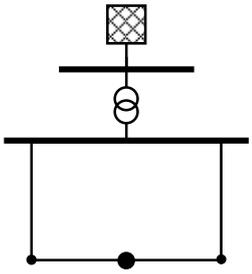
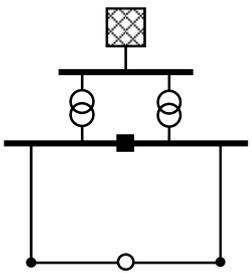
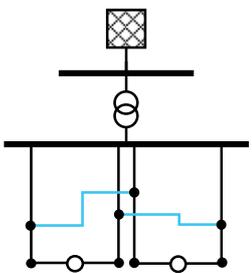
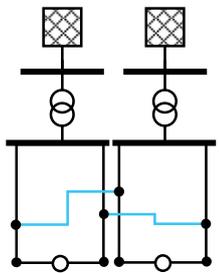
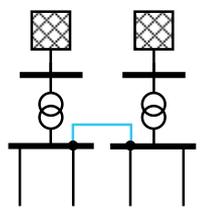
Abbildung 2.2: Definition von Vermaschung in dieser Arbeit

Die rote Querverbindung innerhalb des linken Netzes in Abbildung 2.1 ist wie auch die geschlossene Trennstelle ein Instrument der vertikalen, auf dieses Netz begrenzten Vermaschung. Die gestrichelten roten Querverbindungen zwischen den beiden Netzen entsprechen einer horizontalen, netzübergreifenden Vermaschung.

2.1.3 Topologiekonzepte im Kontext dieser Arbeit

Um prinzipielle Aussagen über die Auswirkungen von Topologieänderungen zu treffen, ist eine Typisierung der Topologien notwendig. Die typisierten Topologien werden im Folgenden als Topologiekonzepte bezeichnet. Ziel ist es, möglichst wenige voneinander differenzierte Topologien zu definieren, die gleichzeitig eine möglichst eindeutige Einordnung realer Netzstrukturen zu diesen Topologiekonzepten ermöglichen. Die untersuchten Topologiekonzepte sind in Tabelle 2.1 aufgelistet.

Tabelle 2.1: Topologiekonzepte

Einfluss	Topologiekonzept		Bezeichnung	Abbildung
netzbegrenzt	Typ 1	Typ 1 _{ST}	Closed Loop	
		Typ 1 _{UA}		
	Typ 2	Typ 2 _{ST}	Querverbindungen	
netzübergreifend	Typ 3	Typ 3 _{ST}	Netzkupplungen	
		Typ 3 _{UA}		



Grundsätzlich werden drei Topologiekonzepte zur Vermaschung unterschieden, von denen die ersten beiden innerhalb eines Versorgungsgebiets netzbegrenzt eingesetzt werden und der Typ 3 zwei oder mehrere Versorgungsbereiche umfasst, also netzübergreifende Auswirkungen hervorruft. Zusätzlich ist eine Differenzierung zwischen einer Vermaschung im Strang (Typ X_{ST}) und einer Vermaschung innerhalb einer Umspannanlage (Typ 1_{UA}) beziehungsweise zwischen den Umspannanlagen zweier Netze (Typ 3_{UA}) sinnvoll, da unterschiedliche Ausgangsprobleme zugrunde liegen können. Topologiekonzepte, die im Strang eingesetzt werden (Typ X_{ST}), werden überwiegend bei Überschreitung der zulässigen Grenzwerte maximaler Leitungsauslastung sowie bei Verletzung minimaler und maximaler Knotenspannungswerte Anwendung finden. Zum Ausgleich von Transformatorbelastungen und zur Vermeidung von Überlastungen von Transformatoren der Umspannanlagen ist eine Vermaschung der Umspannanlage(n) eine Alternative (Typ 1_{UA} , Typ 3_{UA}).

2.2 Innovative Betriebsmittel in Mittelspannungsnetzen

Die folgenden Abschnitte umfassen eine grundlegende Beschreibung der Funktionalität und der Einsatzmöglichkeiten verschiedener innovativer Betriebsmittel insoweit sie für die Beschreibung der Methoden der Netzplanung in Abschnitt 3.1 und der exemplarischen Netzausbauplanungen in Abschnitt 3.2.5 notwendig sind. Die Auswahl der beschriebenen Betriebsmittel umfasst dabei mit dem regelbaren Ortsnetztransformator zunächst ein ausschließlich spannungsregelndes Betriebsmittel, das bereits häufige Anwendung findet. Systeme zur dezentralen Netzautomatisierung können darüber hinaus die Strombelastung von Betriebsmitteln beeinflussen und sind ebenfalls bereits bis zur Marktreife entwickelt. Leistungsflusssteuernde Betriebsmittel beeinflussen ebenso wie Netzautomatisierungssysteme sowohl Spannung als auch Strombelastung und werden aufgrund der Notwendigkeit für die Realisierung des Topologiekonzepts Typ 3 (Netzkupplungen) erörtert. Aufgrund der in Abschnitt 2.4 diskutierten Abhängigkeiten zwischen einer Topologieänderung und sich ändernden Kurzschlussströmen werden schließlich kurz die wesentlichen Betriebsmittel zur Kurzschlussstrombegrenzung skizziert. Für detailliertere Informationen zu den Betriebsmitteln sei auf ergänzende Literatur verwiesen (Dezentrale Netzautomatisierung (DNA): [40], Regelbarer Ortsnetztransformator (rONT): [41, 42], Leistungsflusssteuerung: [37, 43])

2.2.1 Regelbarer Ortsnetztransformator

Regelbare Ortsnetztransformatoren ermöglichen die Spannungsregelung zwischen der Mittel- und der Niederspannungsebene durch eine Veränderung des Übersetzungsverhältnisses zwischen Primär- und Sekundärseite unter Belastung. Das impliziert aus Sicht der Netzplanung eine Spannungsentkopplung der Mittel- und Niederspannungsebene, die dazu führt, dass je nach Notwendigkeit ein größeres Spannungsband in der Mittelspannungs-, beziehungsweise der Niederspannungsebene zur Verfügung steht. Die Anpassung auf den Spannungssollwert geschieht automatisch mittels einer Regeleinheit. Die Spannungsmessung erfolgt entweder an der Sammelschiene des NS-Netzes oder mit abgesetzten Sensoren an Schlechtpunkten im NS-Netz. Je nach Bauart und Modell variiert der Regelbereich üblicherweise zwischen $\pm 4\%$ und $\pm 10\%$ der unterspannungsseitigen Bemessungsspannung [44].

2.2.2 Dezentrale Netzautomatisierung

Ein System zur dezentralen Netzautomatisierung (DNA-System) dient der Überwachung des Netzzustands und der (autarken) Regelung von MS- oder NS-Netzen, um Grenzwertverletzungen zu vermeiden. Mithilfe von Sensoren (Spannungs-/Strommessung) wird der aktuelle Netzzustand bestimmt und gegebenenfalls mittels verschiedener Aktoren (steuerbare Einheiten, z.B. rONT, Windenergieanlagen) beeinflusst. Dazu ist eine sekundärtechnische Ausstattung des Netzes bestehend aus Fernwirktechnik, Recheneinheit und Kommunikationsverbindungen zwischen Sensoren und Aktoren und der Recheneinheit notwendig.

Die Regelung erfolgt auf Basis der Netzzustandsanalyse z.B. in einem dreistufigen Verfahren [40]. Für den Fall, dass alle netzseitigen Maßnahmen (Schalthandlungen) unzulässige Betriebssituationen nicht beheben, wird die Möglichkeit der direkten Spannungsregelung mithilfe von Transformatoren oder leistungselektronischer Spannungsregler angewendet, gefolgt von einer Blindleistungsregelung der umrichterbasierten Aktoren. Im letzten Schritt wird die Wirkleistung der Netzteilnehmer beeinflusst. Die Kenntnis der Regelungsstrategie ist notwendig für die planerische Bewertung des Einsatzes eines DNA-Systems, da Kompensationszahlungen für abgeregelte Energiemengen an den Netznutzer entstehen, die die Wirtschaftlichkeit eines solchen Systems beeinflussen. Des Weiteren sind für den Einsatz der dezentralen Netzautomatisierung in strategischen Netzplanungen insbesondere die Anzahl der notwendigen Sensoren zur Netzzustandsanalyse und der damit verbundenen Aufwendungen der Kommunikationsanbindungen relevant.

Die Auswirkungen der einzelnen Regelungsstufen können in der Netzplanung für die erste Stufe als rONT und für die zweite Stufe über eine Anpassung des festen Leistungsfaktors $\cos(\varphi)$ der Aktoren modelliert werden. In der dritten Stufe ist eine Wirkleistungsanpassung aller Aktoren durchzuführen und anschließend mithilfe von Zeitreihensimulationen die abgeregelte Jahresenergiemenge zu bestimmen (in Anlehnung an [22]).

2.2.3 Leistungsflusssteuerung

Allgemein ist mit dem Begriff Leistungsflusssteuerung die Möglichkeit der gezielten Übertragung von Wirk- und/oder Blindleistung sowohl zur Spannungshaltung als auch zur Reduzierung von Netzbelastungen gemeint. Leistungselektronische Bauelemente ermöglichen eine Übertragung unabhängig von Impedanzverhältnissen und Knotenspannungen. Diese Betriebsmittel werden auch FACTS-Betriebsmittel (Flexible AC Transmission System) genannt und kommen bislang überwiegend in der Hoch- und Höchstspannungsebene zum Einsatz. Die Anwendung einer Leistungsflusssteuerung in der Mittelspannungsebene unterscheidet sich in ihrer Funktionalität allerdings nicht von der Anwendung in überlagerten Netzebenen.

Leistungsflusssteuernde Betriebsmittel lassen sich wie folgt kategorisieren [37]:

Tabelle 2.2: Übersicht über Betriebsmittel zur Leistungsflusssteuerung

Typ	Beispiel	Anwendung
Seriell geschaltet	Static Synchronous Series Compensator (SSSC)	- Blindleistungskompensation - Gezielte Steuerung der Leistungsflüsse einzelner Leitungen
Parallel geschaltet	Static Synchronous Compensator (STATCOM)	- Spannungsregelung mittels induktiver/kapazitiver Blindleistungseinspeisung
Kombiniert geschaltet	Unified Power Flow Controller (UPFC)	- Regelung der Übertragungskapazität mithilfe von Wirk- und Blindleistungseinspeisung
Kurzkupplungen	Medium-Voltage-DC-Kurzkupplung (MVDC, Mittelspannung) Soft-Open-Points (SOP) (Niederspannung)	- Netzkupplung

Besondere Bedeutung hat im Rahmen dieser Arbeit die Kupplung von Mittelspannungsnetzen mithilfe von MVDC-Kurzkupplungen. Solche Kurzkupplungen sind die einzige Möglichkeit, asynchronen Systeme verschiedener Phasenwinkel oder Frequenzen miteinander zu verbinden [43]. Darüber hinaus sind mittels Kurzkupplungen gekoppelte Netze galvanisch voneinander getrennt aufgrund der verwendeten Kuppeltransformatoren (siehe Abbildung 2.3). Sie können damit unabhängig von der Sternpunktbehandlung eingesetzt werden und verhindern eine Erhöhung der Kurzschlussleistung [29, 45].

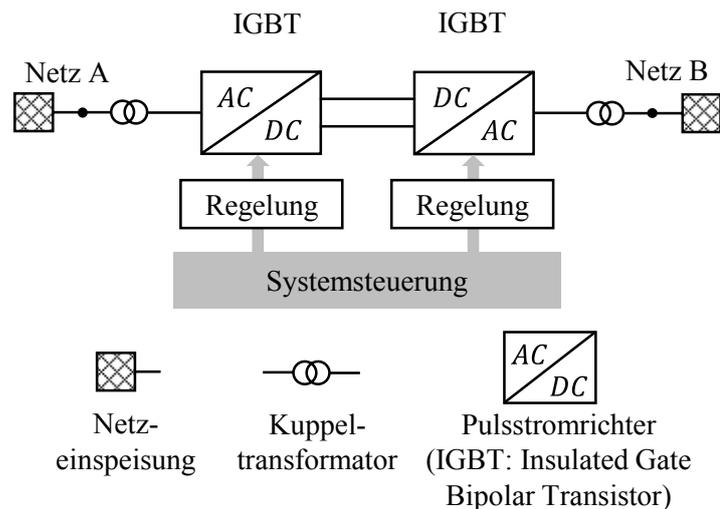


Abbildung 2.3: Prinzipieller Aufbau einer MVDC-Kurzkupplung in Anlehnung an [30, 43]

MVDC-Kurzkupplungen basieren auf einem Einsatz von Pulsstromrichtern, die auf der Gleichspannungsseite miteinander verbunden sind. Der Netzanschluss der MVDC-Kurzkupplung erfolgt über Kuppeltransformatoren, die einerseits eine galvanische Trennung der beiden Netze gewährleisten und andererseits eine flexible Anbindung der Netze ohne weitere Anpassungsmaßnahmen ermöglichen [30]. Die Regelung auf einen über die Systemsteuerung der Betriebsführung vorgegebenen Sollwert für Wirk- und/oder Blindleistung erfolgt separat für jeden der beiden Pulsstromrichter.

Im stationären Betrieb verhalten sich MVDC-Kurzkupplungen wie Kompensationseinrichtungen (Blindleistungsbereitstellung zur Spannungsregelung) mit zusätzlichem Wirkleistungsbezug bzw. zusätzlicher Wirkleistungseinspeisung. Sie werden daher in der Netzplanung durch Netzeinspeisungen mit variablen Blind- und Wirkleistungsbetriebspunkten abgebildet (vgl. Abschnitt 3.1.3).

2.2.4 Kurzschlussstrombegrenzer

Kurzschlussstrombegrenzer sind von Bedeutung, wenn durch Netzerweiterungen oder durch Veränderungen der Netztopologie unzulässig hohe Kurzschlussleistungen entstehen. Die Wirkungsweise aller Strombegrenzer besteht im Wesentlichen darin, die Betriebsströme im Normalbetrieb möglichst verlustarm zu leiten und im Fehlerfall durch ohmsche oder induktive Bauelemente zu begrenzen. Übliche Strombegrenzer in der Mittel- und Hochspannungsebene sind nachfolgend kurz beschrieben.

Drosselspulen

Die einfachste Möglichkeit zur Begrenzung von Kurzschlussströmen ist der Einsatz von Drosselspulen. Die aufgrund der Spule erhöhte Innenimpedanz des Netzes führt zur Begrenzung des Kurzschlussstroms auf einen niedrigeren Wert. Allerdings ist bei einem Einsatz von Drosselspulen darauf zu achten, dass im Normalbetrieb ein möglichst geringer Laststrom über die Spule geführt wird, da ansonsten vergleichsweise hohe Verlustleistungen und ein zusätzlicher Spannungsabfall entstehen. Deswegen finden Drosselspulen hauptsächlich bei Sammelschienenquerkupplungen Anwendung unter der Voraussetzung, dass die Sammelschienen ein nahezu identisches Potential aufweisen [34].

Is-Begrenzer

Is-Begrenzer sind pyrotechnische Strombegrenzer. Mithilfe einer Sprengladung wird der Hauptstrompfad des Is-Begrenzers geöffnet und der Kurzschlussstrom kommutiert auf eine parallele Hochleistungssicherung, die diesen in sehr kurzer Zeit (0,5ms) begrenzt und schließlich unterbricht [46]. Vorteil von Is-Begrenzern ist die sehr geringe Verlustleistung im Normalbetrieb. Nach Auslösen des Begrenzers sind allerdings Sprengladung und Sicherung zu ersetzen, außerdem ist eine Neuparametrierung notwendig [47]. Typischer Anwendungsfall ist der Einsatz in einer Sammelschienenlängskupplung innerhalb einer Umspananlage.

Supraleitender Kurzschlussstrombegrenzer

Supraleitende Kurzschlussstrombegrenzer nutzen die Eigenschaft supraleitender Materialien, die den Betriebsstrom verlustfrei führen. Im Kurzschlussfall verursacht das Magnetfeld des Kurzschlussstroms den Verlust der supraleitenden Eigenschaft. Mit Wirkwiderständen oder Induktivitäten wird die Höhe des Kurzschlussstroms determiniert. Nach einem Kurzschluss ist der supraleitende Strombegrenzer ohne weitere Maßnahme sehr schnell wieder einsatzfähig. Dem Vorteil einer quasi verlustfreien Übertragung im Normalbetrieb steht der Aufwand der Kühlung des supraleitenden Bandleiters gegenüber [48]. Bisher werden supraleitende Strombegrenzer nur in Einzelfällen angewendet [49, 50].

2.3 Prinzipielle Auswirkungen von Topologieänderungen auf die Leistungsflusssituation

Änderungen der Netztopologie im Sinn einer stärkeren Vermaschung führen im Allgemeinen zu einer Verringerung der Gesamtnetzimpedanz aufgrund paralleler Strompfade. Diese verringern die Belastung der einzelnen Leitungen und Transformatoren und damit auch den Spannungsabfall insbesondere entlang der Leitungen. Da diese Wirkungsweise von elementarer Bedeutung bei einer Anpassung der Netztopologie ist, wird darauf im Folgenden näher eingegangen. Abbildung 2.4a) entspricht einer einfachen Ringstruktur, bestehend aus zwei Halbringen, L_1 und L_2 , die jeweils eine Last V_1 und V_2 versorgen. Dabei sei der Scheinleistungsbezug S_{V1} der Last V_1 größer als der Scheinleistungsbezug S_{V2} der Last der Last V_2 . Gemäß des Ersatzschaltbildes elektrischer Leitungen aus Abbildung 2.4b) sind die Spannungswerte U_{K1} und U_{K2} an den Knotenpunkten K_1 und K_2 sowie die Leitungsbelastungen der Halbringe einerseits abhängig von der Höhe der Verbraucherlast S_{V1} und S_{V2} , andererseits von der Leitungsbeschaffenheit und der Länge der Halbringe. Die folgenden Untersuchungen geschehen unter der Annahme, dass gleiche Leitungstypen und baugleiche Transformatoren in beiden Halbringen zum Einsatz kommen (vgl. Tabelle 8.9 im Anhang).

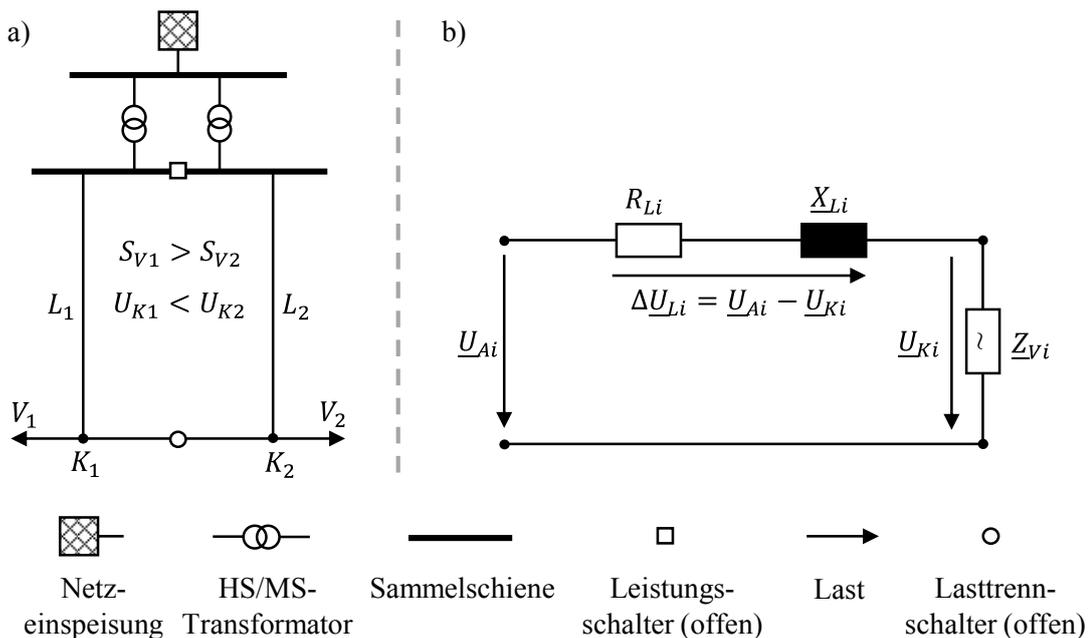


Abbildung 2.4: a) Exemplarische Ringstruktur b) Vereinfachtes Ersatzschaltbild einer Leitung (elektrisch kurz) nach [34]

Der prinzipielle Einfluss einer Topologieänderung wird am Beispiel des Topologiekonzepts Typ 1_{ST} verdeutlicht (vgl. Abschnitt 2.1.3). Die Auswirkungen einer geschlossenen Trennstelle – also eines Ringbetriebs – verdeutlicht nachfolgende Beispielrechnung. Die Knotenspannung an den Knotenpunkten K_1 und K_2 berechnen sich zunächst für den Fall der geöffneten Trennstelle mithilfe der Formel (2.1) und Formel (2.2) unter der Annahme, dass die Knotenspannungen an der Sammelschiene identisch sind ($\underline{U}_{A1} = \underline{U}_{A2} = \underline{U}_A$). Das ist im Allgemeinen nicht unbedingt der Fall, zur Ermittlung der hier betrachteten Auswirkung des Topologiekonzepts Typ 1_{ST} allerdings zulässig, da üblicherweise auf die gleiche Sollspannung an den Sammelschienen geregelt wird.

$$\underline{U}_{K1} = \underline{U}_A \cdot \frac{\underline{Z}_{V1}}{\underline{Z}_{V1} + \underline{Z}_{L1}} \quad (2.1)$$

$$\underline{U}_{K2} = \underline{U}_A \cdot \frac{\underline{Z}_{V2}}{\underline{Z}_{V2} + \underline{Z}_{L2}} \quad (2.2)$$

Die Verbraucherimpedanz kann wiederum über die Leistungsgleichung ermittelt werden. Für die dreiphasigen Verbraucher aus Abbildung 2.4a) gelten entsprechend die Beziehungen (2.3) und (2.4).

$$\underline{Z}_{V1} = \frac{\sqrt{3}}{\underline{S}_{V1}} \cdot \underline{U}_A \cdot \underline{U}_A^* \quad (2.3)$$

$$\underline{Z}_{V2} = \frac{\sqrt{3}}{\underline{S}_{V2}} \cdot \underline{U}_A \cdot \underline{U}_A^* \quad (2.4)$$

Der Netzbetrieb mit geschlossener Trennstelle führt nun dazu, dass sich die Gesamtimpedanz des Ringes halbiert, ein symmetrischer Aufbau der Halbringe vorausgesetzt. Aufgrund dieser Tatsache ergibt sich für die Spannungen $\underline{U}_{K1,cl}$ und $\underline{U}_{K2,cl}$ (*cl*: closed loop) unter Vernachlässigung der Impedanz des Verbindungsstücks zwischen den Knoten K_1 und K_2 folgende Beziehung.

$$\underline{U}_{K1,cl} = \underline{U}_{K2,cl} = \underline{U}_A \cdot \frac{\underline{Z}_{V1} + \underline{Z}_{V2}}{\underline{Z}_{V1} + \underline{Z}_{V2} + \frac{\underline{Z}_L}{2}} \quad (2.5)$$

Die Beziehungen (2.3), (2.4) und (2.5) zeigen, dass der Einfluss des Betriebs mit geschlossener Trennstelle zum einen von der Höhe der Verbraucherlast und zum anderen von den Impedanzen der Zuleitungen abhängt. Mit sinkendem Einfluss der Leitungsimpedanz nähert sich die Knotenspannung $\underline{U}_{K1,cl} = \underline{U}_{K2,cl}$ der Spannung \underline{U}_A am Leitungsanfang an. Die Veränderung der Leitungsbelastungen kann wie folgt berechnet werden.

$$\Delta I_{1,cl} = \frac{U_1 - U_{1,cl}}{\underline{Z}_{V1} + \underline{Z}_{V2} + \frac{\underline{Z}_L}{2}} \quad (2.6)$$

$$\Delta I_{2,cl} = \frac{U_2 - U_{2,cl}}{\underline{Z}_{V1} + \underline{Z}_{V2} + \frac{\underline{Z}_L}{2}} \quad (2.7)$$

Im Beispiel aus Abbildung 2.4a) führen diese Stromveränderungen zu einer Erhöhung des Betriebsstromes von Leitung L_2 und einer Verringerung des Betriebsstromes von Leitung L_1 . Das lässt sich dadurch erklären, dass bei geschlossener Trennstelle der Potentialunterschied zwischen \underline{U}_{K1} und \underline{U}_{K2} ausgeglichen wird. Die Annahme, dass die Last S_{V1} größer ist als S_{V2} und respektive die Spannung \underline{U}_{K1} geringer ist als \underline{U}_{K2} , führt im Beispiel zu einer Erhöhung der Spannung \underline{U}_{K1} und einem Absinken der Spannung \underline{U}_{K2} . Die veränderten Spannungen haben schließlich die beschriebene Änderung der Leitungsbelastungen zur Folge.

Eine quantitative Analyse dieser Abhängigkeit erfolgt mithilfe einer Parametervariation für die Beispielanordnung in Abbildung 2.4a). Die betrachteten Parameter sind basierend auf obiger Herleitung zum einen die Leitungsimpedanzen (modelliert über die Leitungslänge) und zum anderen die Leistungen der Verbraucher. Da die Auswirkung einer Vermaschung vom Leistungsunterschied der Verbraucher V_1 und V_2 sowie von den unterschiedlichen Leitungsimpedanzen der Leitungen L_1 und L_2 abhängt, wird jeweils deren Quotient gebildet (vgl. Tabelle 2.3). Für die Auswertung des Einflusses auf die Knotenspannungen wird die Spannungsänderung ΔU_{Ki} eingeführt als Differenz der Knotenspannung $U_{Ki,cl}$ bei einem Betrieb mit geschlossener Trennstelle und der Knotenspannung U_{Ki} bei offener Trennstelle (Formel (2.8)).

$$\Delta U_{Ki} = U_{Ki,cl} - U_{Ki} \quad (2.8)$$

Tabelle 2.3: Übersicht variiertes Parameter

	Parameter		Wertebereich
1.	Lastverhältnis	$\frac{S_{V1}}{S_{V2}}$	[-1;1]
2.	Impedanzverhältnis ²	$\frac{l_{L1}}{l_{L2}}$	[0,5;2]

² Die Impedanzen der beiden Halbringe L_1 und L_2 sind aufgrund der unterstellten gleichen Leitungstypen (vgl. Tabelle 8.9 im Anhang) ausschließlich abhängig von den unterschiedlichen Längen l_{L1} und l_{L2} der Halbringe, weswegen das Impedanzverhältnis im weiteren Verlauf mit dem Quotienten l_{L1}/l_{L2} angegeben wird.

2.3.1 Parameter 1 – Lastverhältnis

Die Analyse des Einflusses des Lastverhältnisses auf die Leistungsflusssituation wird für einen Wertebereich von $S_{V1}/S_{V2} \in [-1; 1]$ und verschiedene Stromkreislängen durchgeführt. In Anlehnung an die dena-Verteilnetzstudie erfolgt die Simulation mit für Mittelspannungsnetze repräsentativen Abgangslängen von $l_{L1,L2} = 5km$, $l_{L1,L2} = 10km$ und $l_{L1,L2} = 16km$ [8]. Die Leistung $S_{V2} = P_{V2} = 7MW$ bleibt konstant. Variiert wird ausschließlich die Leistung des Verbrauchers V_1 . Bei einem negativen Verhältnis der Halbringlasten entspricht V_1 einer Einspeisung. Die Leitungslängen der beiden Leitungen L_1 und L_2 und der Ort der Verbraucher seien zunächst identisch.

Das Ergebnis der Simulation ist in Abbildung 2.5 und Abbildung 2.6 entsprechend Formel (2.8) anhand der Veränderung der maximal und minimal auftretenden Knotenspannungen ΔU_{max} und ΔU_{min} bei offen bzw. bei geschlossen betriebenen Halbringen dargestellt. Erwartungsgemäß verändert sich der Einfluss von Topologiekonzept Typ 1 in Abhängigkeit des Verhältnisses der Lasten nahezu linear.

Bei einem Lastverhältnis kleiner null ist der deutliche Einfluss der geschlossenen Trennstelle ersichtlich. Die maximale Knotenspannung tritt am Ende der Leitung L_1 auf (V_1 entspricht hier einer Einspeisung) und wird verringert. Gleichzeitig wird die minimale Knotenspannung am Ende der Leitung L_2 erhöht. Im Wertebereich $-1 \leq S_{V1}/S_{V2} \leq 0$ steigt der Einfluss des Betriebs mit geschlossener Trennstelle mit kleiner werdendem Lastverhältnis. Es ist abzulesen, dass der Einfluss einer geschlossenen Trennstelle umso signifikanter ausfällt, je gegensätzlicher S_{V1} und S_{V2} ausfallen. Maximal wird der Einfluss für ein Lastverhältnis von $S_{V1}/S_{V2} = -1$. Das bedeutet, dass eine Vermaschung von Halbringen und allgemein von Netzbereichen und Netzen insbesondere dann sinnvoll ist, wenn diese einerseits durch Lasten und andererseits durch Einspeiser dominiert sind.

Für ein Lastverhältnis größer null ist kein senkender Einfluss auf die maximale Knotenspannung zu beobachten (ΔU_{max} -Linien), da dann keine Einspeisung im Netz vorhanden ist und die maximale Knotenspannung an der Sammelschiene auftritt und durch die Netzeinspeisung konstant gehalten wird. Im theoretischen Fall einer quasi leerlaufenden Leitung L_1 ($S_{V1}/S_{V2} = 0$) wird der Ferranti-Effekt (Spannungserhöhung am Ende einer unbelasteten Leitung) durch das Schließen der Trennstelle kompensiert und die maximal auftretende Knotenspannung sinkt.

Die Simulation verdeutlicht darüber hinaus die Auswirkung unterschiedlicher Stromkreislängen. Der Einfluss der Topologieänderung auf die Veränderung sowohl der minimalen als auch der maximalen Knotenspannung nimmt proportional zur Steigerung der Stromkreislängen zu. Eine Halbierung der Stromkreislängen bedeutet ebenso eine Halbierung des Einflusses auf die minimale und maximale Knotenspannung.

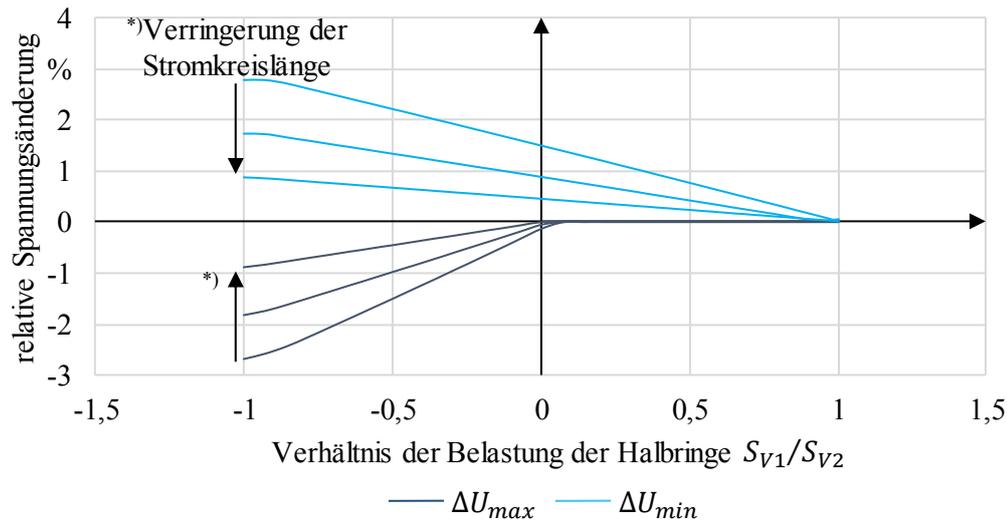


Abbildung 2.5: Prinzipieller Einfluss des Topologiekonzepts Typ 1 (closed loop) auf die Knotenspannungen bei Variation des Lastverhältnisses S_{V1}/S_{V2}

2.3.2 Parameter 2 – Impedanzverhältnis

Analog zur Variation des Lastverhältnisses werden nun die Auswirkungen des Impedanzverhältnisses auf die Leistungsflusssituation untersucht. Dazu wird das Lastverhältnis der drei Extrempunkte $S_{V1}/S_{V2} = 0$, $S_{V1}/S_{V2} = 1$ sowie $S_{V1}/S_{V2} = -1$ bei $S_{V2} = P_{V2} = 7MW$ zugrundegelegt. Ausgehend von der Basisabgangslänge $l_{L1} = l_{L2} = 16km$ wird das Impedanzverhältnis l_{L1}/l_{L2} über die Veränderung der Abgangslänge l_{L1} für den in Tabelle 2.3 definierten Wertebereich variiert. Das Ergebnis dieser Analyse ist wiederum anhand des Einflusses auf die Knotenspannungen in Abbildung 2.6 dargestellt.

Aufgetragen ist die relative Veränderung der minimal bzw. maximal auftretenden Knotenspannung über dem Impedanzverhältnis unter Anwendung des Topologiekonzepts Typ 1. Die verschiedenen Linien gleicher Farben repräsentieren ein unterschiedliches Lastverhältnis der Abgänge.

Zunächst sei auf die Veränderung der maximal auftretenden Knotenspannung ΔU_{max} eingegangen. Für ein Lastverhältnis von $S_{V1}/S_{V2} = 1$ (identische Last beider Verbraucher V_1 und V_2) verändert sich die maximale Knotenspannung, die in diesem Fall wieder an der Sammelschiene auftritt, nicht und wird über die Netzeinspeisung vorgegeben. Mit steigendem Unterschied des Impedanzverhältnisses zwischen den Leitungen L_1 und L_2 steigt auch der Einfluss auf die Veränderung der maximalen Knotenspannung bei den relevanten Lastverhältnissen $S_{V1}/S_{V2} = 0$ und $S_{V1}/S_{V2} = -1$ linear an. Es zeigt sich, dass der Einfluss der Topologieänderung im Rahmen des Topologiekonzepts Typ 1 dann maximal wird, wenn die Netzstruktur der beiden vermaschten Halbringe den größten Unterschied aufweisen ($l_{L1}/l_{L2} = 2$).

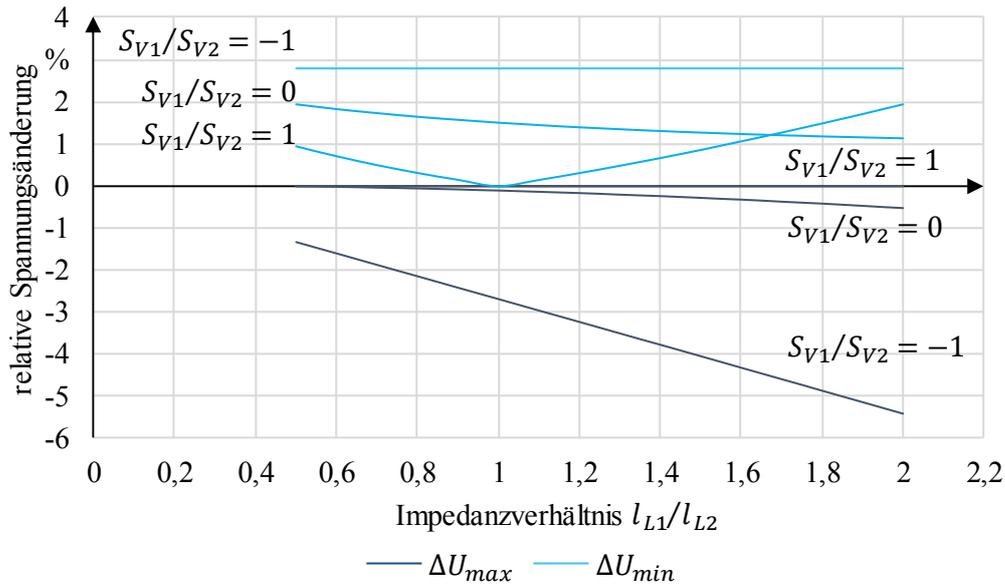


Abbildung 2.6: Prinzipieller Einfluss des Topologiekonzepts Typ 1 (closed loop) auf die Knotenspannungen bei Variation des Impedanzverhältnisses l_{L1}/l_{L2}

Die Entwicklung der minimalen Knotenspannung verläuft gegensätzlich (ΔU_{min} -Linien). Für das Lastverhältnis $S_{V1}/S_{V2} = 0$ nimmt der Einfluss auf die minimale Knotenspannung mit zunehmendem Impedanzverhältnis ab, da die minimale Knotenspannung in diesem Fall immer in Abgang L_2 auftritt, dessen Abgangslänge nicht variiert wird. Die gleichzeitig steigende Leitungsimpedanz der Leitung L_1 führt dann dazu, dass die Topologieänderung an Einfluss auf die minimale Knotenspannung verliert. Da der Verbraucher V_2 immer weniger über die Leitung L_1 versorgt wird, die Belastung der Leitung L_2 folglich weniger stark abnimmt und letztlich die minimale Knotenspannung weniger stark angehoben wird.

Bei einem Lastverhältnis von $S_{V1}/S_{V2} = -1$ hat eine Veränderung des Impedanzverhältnisses l_{L1}/l_{L2} in der gewählten Anordnung aus Abbildung 2.4a) keine Auswirkungen. Der Einfluss auf die minimal auftretende Knotenspannung ist konstant. Dies liegt daran, dass einerseits die minimale Knotenspannung immer am Leitungsende der Leitung L_2 auftritt, deren Leitungslänge nicht variiert wird und andererseits daran, dass der Verbraucher V_2 bei geschlossener Trennstelle unmittelbar durch den (bei diesem Lastverhältnis) Einspeiser V_1 versorgt wird und die Variation der Leitungslänge l_{L1} der Leitung L_1 ohne Einfluss auf die minimale Knotenspannung bleibt.

Den Einfluss, den unterschiedliche Impedanzen der Leitungen L_1 und L_2 auf die minimale Knotenspannung haben können, verdeutlicht der Verlauf der Linie für das Lastverhältnis $S_{V1}/S_{V2} = 1$. Je unterschiedlicher die Leitungsimpedanzen sind ($l_{L1} \gg l_{L2}$ oder $l_{L1} \ll l_{L2}$), desto stärker wird die minimale Knotenspannung erhöht.

An dieser Stelle ist es von Bedeutung, auf die Entwicklung der maximalen Leitungsbelastungen einzugehen, da diese im Konflikt zur Entwicklung der Knotenspannungen stehen können. Analog zu den bereits beschriebenen Abbildungen stellt Abbildung 2.7 die Entwicklung der maximalen Leitungsentlastung aufgrund der Anwendung des Topologietyps Typ 1 – also einem Betrieb mit geschlossener Trennstelle – in Abhängigkeit des Impedanzverhältnisses für die drei eingeführten Lastverhältnisse dar. Das Impedanzverhältnis der beiden Leitungen L_1 und L_2 wird wiederum über deren Länge modelliert. Werte im negativen Y-Achsenabschnitt bedeuten eine Erhöhung der Leitungsbelastung bei geschlossener Trennstelle, positive Werte eine Entlastung bei geschlossener Trennstelle.

Zunächst wird der Lastfall $S_{V1}/S_{V2} = 1$ beschrieben, d.h., dass beide Verbraucher V_1 und V_2 die gleiche Leistung beziehen und die Belastungen der Leitungen folglich nur von den Leitungslängen l_{L1} und l_{L2} abhängen. Für den Fall, dass die Leitungslängen unterschiedlich sind ($l_{L1}/l_{L1} \neq 0$) bedeutet die Anwendung des Topologietyps Typ 1 eine Erhöhung der maximal auftretenden Leitungsbelastung. Grund dafür ist, dass die geringere Impedanz der jeweils kürzeren Leitung zu einer deutlichen Erhöhung der Belastung dieser Leitung führt. Gemäß der Stromteilerregel wird der Leistungsbezug beider Verbraucher stärker über die jeweils kürzere Leitung bzw. die Leitung mit der geringeren Impedanz erfolgen.

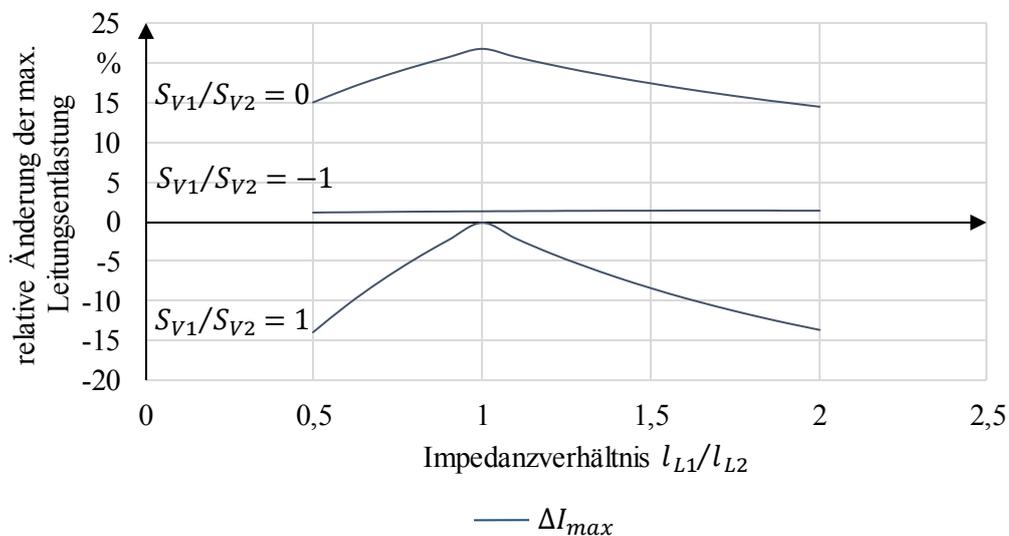


Abbildung 2.7: Prinzipieller Einfluss des Topologiekonzepts Typ 1 (closed loop) auf die Leitungsbelastungen bei Variation des Impedanzverhältnisses l_{L1}/l_{L2}

Gleiches gilt prinzipiell auch für den Lastfall $S_{V1}/S_{V2} = 0$. Die Verringerung der maximalen Leitungsauslastung sinkt mit steigendem Unterschied der Leitungslängen l_{L1} und l_{L2} . Aufgrund der Tatsache, dass Leitung L_1 allerdings unbelastet ist, bleibt die Entlastung im betrachteten Bereich des Impedanzverhältnisses stets positiv.

Für ein Lastverhältnis von $S_{V_1}/S_{V_2} = -1$ ist die Verringerung der maximalen Leitungsbelastung konstant leicht positiv. Da der für dieses Lastverhältnis negative Verbraucher V_1 am Ende der Leitung L_1 direkt den Verbraucher V_2 versorgt, bleibt eine Änderung der Leitungslänge l_{L1} ohne Auswirkung.

2.3.3 Schlussfolgerungen hinsichtlich der Leistungsflusssituation

Die vorgestellten prinzipiellen Simulationen zum Topologiekonzept Typ 1 lassen generell folgende Schlussfolgerungen zu:

- Eine Vermaschung führt zu einer Nivellierung der Knotenspannungen innerhalb des vermaschten Netzbereichs. Hohe Knotenspannungen werden gesenkt und niedrige Knotenspannungen erhöht. Dies kann zur Behebung von Grenzwertverletzungen führen und so letztlich Netzausbau vermeiden.
- Je unterschiedlicher die Versorgungsaufgaben der vermaschten Netzbereiche sind, umso stärker ist der Einfluss der Vermaschung auf die Knotenspannungen und Leitungsbelastungen. Abbildung 2.5 zeigt, dass es von großem Vorteil ist für die Spannungshaltung des Netzes, Last-dominierte Netzbereiche mit von Einspeisung dominierten Netzbereichen zu verbinden. Dies trifft insbesondere bei einer Vermaschung ländlicher und städtischer Netzbereiche zu.
- Der Unterschied der Netzstruktur zweier oder mehrerer Netzbereiche erhöht den Einfluss der Vermaschung. Je stärker die Impedanzen bzw. Leitungslängen voneinander verschieden sind, desto höher der Effekt der Vermaschung auf die Knotenspannungen und Leitungsbelastungen. Das führt abermals zu dem Schluss, dass insbesondere die Vermaschung ländlicher und städtischer Netzbereiche sinnvoll ist, da sich dort üblicherweise die Abgangslängen deutlich voneinander unterscheiden.
- Darüber hinaus ist eine prinzipiell gegenläufige Entwicklung der Leitungsbelastungen und Knotenspannungen in Abhängigkeit des Lastverhältnisses möglich. Führen bei Anwendung einer Vermaschung im betrachteten Beispiel möglichst unterschiedliche Leitungslängen zu positiven Auswirkungen auf die maximale/minimale Knotenspannung (Abbildung 2.6), wird die maximale Leitungsbelastung erhöht (Abbildung 2.7). Dies kann im Extremfall dazu führen, dass die Vermeidung einer Spannungsbandverletzung mit einer Leitungsüberlastung einhergeht. Diese Tatsache ist von großer Bedeutung bei der Entwicklung eines Verfahrens zur Topologieoptimierung in Kapitel 3.

2.4 Prinzipielle Auswirkungen von Topologieänderungen auf die Kurzschlusssituation

Ein Kurzschluss liegt vor, wenn aufgrund eines Isolationsversagens zwischen Leitern oder zwischen Leiter(n) und Erdpotential eines Drehstromsystems die Verbraucherimpedanz überbrückt und somit kurzgeschlossen wird. Die Kurzschlussströme fließen über die vom Kurzschluss betroffenen Phasen aller Zuleitungen von der Umspannanlage der Mittelspannung bis zum Ort des Kurzschlusses und können zu enormer thermischer und mechanischer Belastung der Betriebsmittel führen. Die Berechnung von Kurzschlussströmen und die Auslegung elektrischer Netze und Anlagen für die Kurzschlussstrombeanspruchung ist in den Normen VDE 0102, bzw. IEC 60909 geregelt [51]. Wichtigste Größe zur Auslegung elektrischer Netze gegen Kurzschlussstrom ist der subtransiente Anfangskurzschlusswechselstrom I_k'' . Für den Effektivwert gilt:

$$I_k'' = \frac{c \cdot U_n / \sqrt{3}}{Z_{ges}} \quad (2.9)$$

Der Spannungsfaktor c repräsentiert den ungünstigsten in der Planung anzunehmenden Fall der Netzspannung im Augenblick des Kurzschlusses. In der Mittelspannungsebene gilt für die kleinste, bzw. größte treibende Spannung und damit für den minimalen und maximalen Kurzschlussstrom:

$$c_{min} = 1 \quad (2.10)$$

$$c_{max} = 1,1$$

Alle Betriebsmittel sind zum einen für die thermischen Beanspruchungen und zum anderen für die mechanischen Beanspruchungen auszulegen. Für die thermische Beanspruchung ist der thermisch wirksame Kurzschlussstrom relevant, der ein thermisches Äquivalent zu einem über ein Zeitintegral gleichwertigen Kurzschlussstrom darstellt. Es gilt gemäß VDE 0102 folgende Beziehung:

$$I_{th} = I_k'' \cdot \sqrt{\tilde{m} + \tilde{n}} \quad (2.11)$$

Mithilfe der Parameter \tilde{m} und \tilde{n} wird die Wärmeentwicklung des Gleich- und des Wechselstromanteils des Kurzschlussstroms berücksichtigt [34].

Der Stoßkurzschlussstrom, der für die maximale mechanische Belastung herangezogen wird, ist durch Formel (2.12) beschrieben.

$$i_p = \sqrt{2} \cdot \kappa \cdot I_k'' \quad (2.12)$$

Die Stoßziffer κ ist ein heuristisches Maß für das Verhältnis von Wirk- zu Blindwiderstand des Kurzschlusspfads [52]. Typische Werte für den Bemessungsstoßstrom von Schaltanlagen in der Mittelspannungsebene sind in Tabelle 2.4 angegeben.

Tabelle 2.4: Kurzschlussfestigkeit von MS-Schaltanlagen [53]

Spannungsebene	Bemessungsstoßstrom $i_{p,max}$ (kA)
10 kV	50
20 kV	40

Weitere Berechnungsgrößen sind der Ausschaltstrom I_a , maßgeblich für die Bestimmung des Ausschaltvermögens der Leistungsschalter, sowie der Dauerkurzschlussstrom I_k .

Anhand von Formel (2.9) kann der Einfluss einer veränderten Netztopologie leicht nachvollzogen werden. Eine Erhöhung des Vermaschungsgrads (Verringerung von Z_{ges}) führt zu einer Erhöhung des Kurzschlussstroms. Die Einhaltung der thermischen und mechanischen Kurzschlussfestigkeit (I_{th} bzw. i_p) insbesondere von MS-Schaltanlagen ist aufgrund deren zentraler Bedeutung nach jeder Veränderung der Netztopologie zu prüfen.

Neben der Kurzschlussimpedanz Z_{ges} bestimmt die treibende Spannung die Höhe des subtransienten Anfangskurzschlusswechselstroms maßgeblich (in Formel (2.9) ist die treibende Spannung mittels des Spannungsfaktors c in Beziehung gesetzt zur Netznominalspannung U_n). Der Kurzschlussstrombeitrag verschiedener Erzeugungsanlagen unterscheidet sich dabei signifikant voneinander. Überschlüssig werden zur Ermittlung der Kurzschlussstrombeiträge die Werte aus Tabelle 2.5 herangezogen.

Tabelle 2.5: Kurzschlussstrombeitrag verschiedener Erzeugungsanlagen [54]

Generatortyp	Kurzschlussstrombeitrag I_k/I_n
Synchrongenerator	$8 \cdot I_n$
Asynchrongenerator	$6 \cdot I_n$
Umrichterbasierte Anlage (z.B. PV-Anlage)	$1 \cdot I_n$

Hinsichtlich der Entwicklung der Kurzschlussleistung in zukünftigen Verteilnetzen ist ein kompensierender Effekt zwischen steigenden Kurzschlussströmen aufgrund eines vermaschten Betriebs einerseits und abnehmender Kurzschlussströme aufgrund eines insgesamt veränderten Kraftwerksparks wahrscheinlich. Grundsätzlich wurde bereits in der Literatur dargelegt, dass bei einer sukzessiven Veränderung des deutschen Kraftwerksparks hin zu dezentralen, umrichterbasierten Anlagen das Kurzschlussleistungsniveau insgesamt abnimmt [14].

Schlussfolgernd ist festzuhalten, dass jede Topologieänderung eine Veränderung der Netzimpedanz zur Folge hat, die wiederum die Höhe des Kurzschlussstroms mitbestimmt. Eine stärkere Vermaschung führt per Definition zu einer geringeren Netzimpedanz (vgl. Abschnitt 2.3) und somit zu höheren Belastungen der Betriebsmittel durch steigende Kurzschlussströme, die dann zu unzulässigen Überlastungen im Kurzschlussfall führen können. Deswegen ist bei der Anwendung der verschiedenen Topologiekonzepte im Rahmen dieser Arbeit stets die sich verändernde Kurzschlussituation zu analysieren.

2.5 Prinzipielle Auswirkungen von Topologieänderungen auf Netzverluste

Die Quantifizierung der Netzverluste ist für eine wirtschaftliche Bewertung des Netzbetriebs erforderlich. Zwar ist eine Verlustbewertung keine führende Größe in der Netzplanung, allerdings wird der Netzbetreiber bestrebt sein, seine Netzverluste und damit Verlustkosten nach Möglichkeit zu minimieren. Dies allein schon deswegen, da die Netzverluste, bzw. die Verlustenergie bei der Ermittlung der Netzentgelte in der Stromnetzentgeltverordnung (§10) als volatile, grundsätzlich beeinflussbare Kosten angesetzt werden und in den Effizienzvergleich der Netzbetreiber einfließen [55].

Netzverluste entstehen in allen Betriebsmitteln des Netzes. Prinzipiell wird zwischen spannungsabhängigen Verlusten und stromabhängigen Verlusten unterschieden [26, 56].

Der prinzipielle Einfluss einer topologischen Änderung des Netzes wird im Folgenden nur anhand der Berechnung der stromabhängigen Wirkleistungsverluste einer Leitung für eine konzentrierte Last am Ende dieser Leitung erörtert.

Mithilfe der Formel (2.13) lassen sich die stromabhängigen Wirkleistungsverluste ermitteln.

$$P_V = 3 \cdot I_B^2 \cdot r_W \cdot l \quad (2.13)$$

Die (stromabhängigen) Verluste einer Leitung sind proportional zum Quadrat des Betriebsstroms I_B und abhängig vom spezifischen Wechselstromwiderstand r_W und der Länge l der Leitung. Der Wechselstromwiderstand r_W berücksichtigt Zusatzverluste durch Stromverdrängung (Skin-Effekt und Proximity-Effekt), Magnetisierungsverluste und im Fall von Kabeln Wirbelströme in Metallmänteln und induzierte Mantelströme. Der Austausch einer Einfachleitung durch eine Doppelleitung gleicher Materialeigenschaften und Länge beispielsweise hätte automatisch eine Halbierung der Wirkleistungsverluste zur Folge. Die Halbierung des Betriebsstroms I_B führt zu einem Viertel der Verluste.

Darüber hinaus fallen spannungsabhängige dielektrische Verluste in der Isolierung an, auf die an dieser Stelle nicht weiter eingegangen werden, da eine veränderte Topologie die Netzspannung im Zusammenhang der Verlustbetrachtung nicht signifikant verändert (die planerischen Grenzwerte der Netznennspannung bleiben eingehalten).

Fazit: Die Vermaschung eines Netzes führt dazu, dass die Strombelastung aller Leitungen im Mittel geringer wird aufgrund der Verringerung der Netzimpedanz (vgl. Abschnitt 2.4). Aufgrund des quadratischen Zusammenhangs zwischen dem Betriebsstrom einer Leitung und den resultierenden Stromwärmeverlusten übt eine Vermaschung einen überproportional großen Einfluss auf die für die Bewertung der Netzverluste maßgeblichen stromabhängigen Verluste aus. Dieser Einfluss wird umso größer sein, je höher die Leitungsbelastungen sind.

2.6 Prinzipielle Auswirkungen von Topologieänderungen auf überlagerte Spannungsebenen³

Die Kurzakupplung benachbarter Mittelspannungsnetze (Topologiekonzept Typ 3, vgl. Abschnitt 2.1.3) ist von besonderer Bedeutung, da durch einen Ausgleich von Last und Einspeisung in den gekuppelten Netzen die überlagerten Netze sowie die Transformatoren entlastet werden können. Das führt zu einer größeren Reserve im überlagerten Netz und ist für Netzbetreiber ausschließlich einer Spannungsebene von Interesse hinsichtlich einer Netzentgelt-Optimierung, da die Netznutzung der überlagerten Netzebene sinkt.

³ Die Inhalte des Abschnitts 2.6 stammen größtenteils aus dem bereits veröffentlichten Konferenzbeitrag „Bewertung des Potentials von Mittelspannungs-Verteilungsnetzakupplungen zum stabilen Netzbetrieb und zur Entlastung von Hochspannungsnetzen“ [106]

Eine direkte Kupplung von Mittelspannungsnetzen erscheint grundsätzlich dann sinnvoll, wenn sich zwei benachbarte Netze hinsichtlich ihrer Betriebszustände (insbesondere der Knotenspannungen) deutlich unterscheiden und durch die Kupplung eine Nivellierung der Knotenspannungen stattfindet. Unterscheidet sich darüber hinaus auch die Last-/Einspeisesituation der Netze signifikant voneinander, führt eine Kupplung von Netzen zur Entlastung der überlagerten Netzebene, da der Energiebedarf dann direkt aus dem benachbarten MS-Netz gedeckt werden kann (vgl. Abschnitt 2.3.1).

Um die Einflüsse von MS-Netzkupplungen zu quantifizieren, wird im Folgenden zunächst von der in Abbildung 2.8 dargestellten, vereinfachten Netzstruktur ausgegangen.

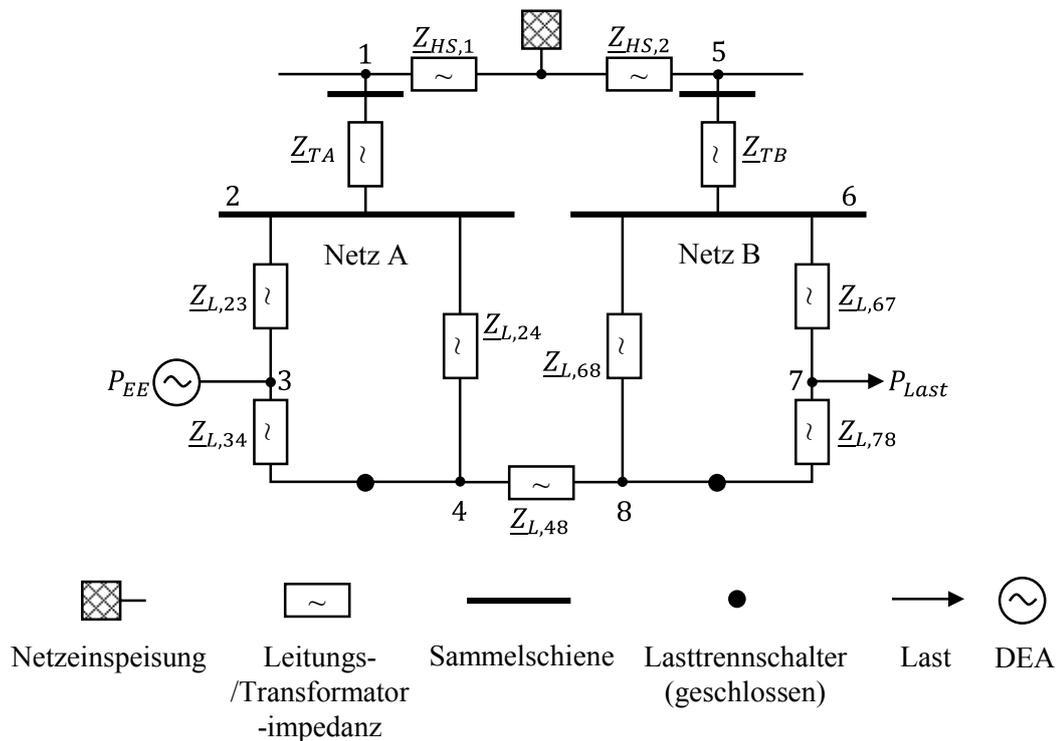


Abbildung 2.8: Prinzipielle Netzstruktur bei der Kupplung zweier benachbarter Netze

Zwei 20 kV-MS-Verteilnetze werden über jeweils einen HS/MS-Transformator aus der Hochspannungsebene (HS-Ebene) gespeist. Die Kenndaten des Netzes sind dem Anhang zu entnehmen (Tabelle 8.10)

Die beiden MS-Netze werden mithilfe einer MVDC-Kurzkupplung miteinander verbunden (vgl. Abschnitt 2.2.3), wobei die eigentliche Kupplung als quasi impedanzlos angenommen wird und lediglich die Impedanz der Zuleitung $\underline{Z}_{L,48}$ modelliert wird.

Die beiden MS-Netze werden mit geschlossenen Halbringen betrieben, wobei das Netz A den Einspeiseschwerpunkt bildet und das Netz B ausschließlich eine Last versorgt. Zur einfacheren Analyse wird sowohl eine konzentrierte Einspeisung an Knoten 3 als auch eine konzentrierte Last an Knoten 7 angenommen, die zusammen die gesamte Versorgungsaufgabe abbilden. Die hochspannungsseitige Impedanz zwischen den beiden HS/MS-Transformatoren wird durch die Impedanzen $\underline{Z}_{HS,1}$ und $\underline{Z}_{HS,2}$ nachgebildet.

2.6.1 Identifikation wesentlicher Einflussfaktoren

Um grundsätzlich eine Aussage über die Auswirkungen von MS-Netzkupplungen hinsichtlich der Leistungsflüsse ableiten zu können, ist es sinnvoll, die theoretisch auftretenden Extrema der Netzbetriebssituationen zu unterscheiden und zu untersuchen. Abbildung 2.9 illustriert den Raum möglicher Netzbetriebssituationen.

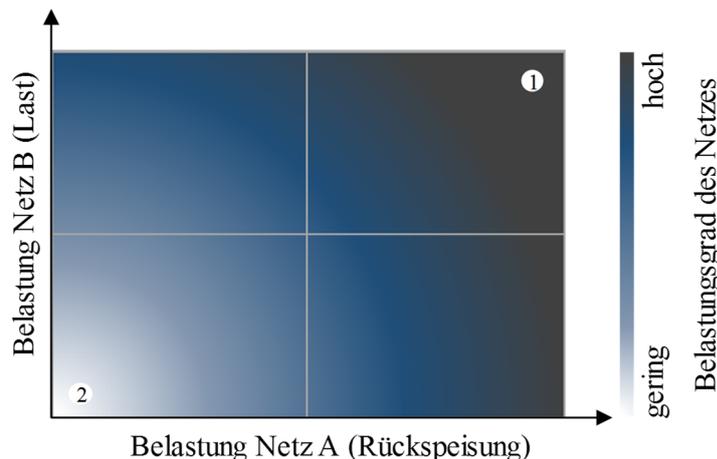


Abbildung 2.9: Auswahl der Netzbetriebspunkte für die Analyse von MS-Netzkupplungen

Die beiden eingezeichneten Netzbetriebspunkte 1 und 2 stellen für die Untersuchung der Netzkupplungen die Randpunkte dar. Die Netzbetriebssituation 1 entspricht dabei der Starklastsituation (Netz B in Abbildung 2.8), bzw. der Situation höchster Rückspeisung (Netz A in Abbildung 2.8). Die Netzbetriebssituation 2 (MS-Bypass) repräsentiert die Situation einer Geringbelastung beider Netze.

Wie bereits in Abschnitt 2.4 dargelegt wurde, ist der Einfluss einer Vermaschung unter anderem stark abhängig vom Unterschied der vermaschten Netzbereiche, im vorliegenden Fall der beiden MS-Netze. D.h., dass die Entlastung der HS-Ebene dann signifikant wird, wenn der Leistungsfluss über die Kuppelleitung ($\underline{Z}_{L,48}$) möglichst hoch ist und der Energiebedarf in Netz B direkt von Netz A gedeckt wird. Dies ist in Netzbetriebssituation 1 – Starklastsituation (Netz A) und Rückspeisung (Netz B) – der Fall, die nachfolgend zunächst betrachtet wird.

Nach Anwendung der Dreieck-Stern-Umwandlung auf das Ersatzschaltbild (ESB) aus Abbildung 2.8 ergibt sich ein vereinfachtes ESB gemäß Abbildung 2.10.

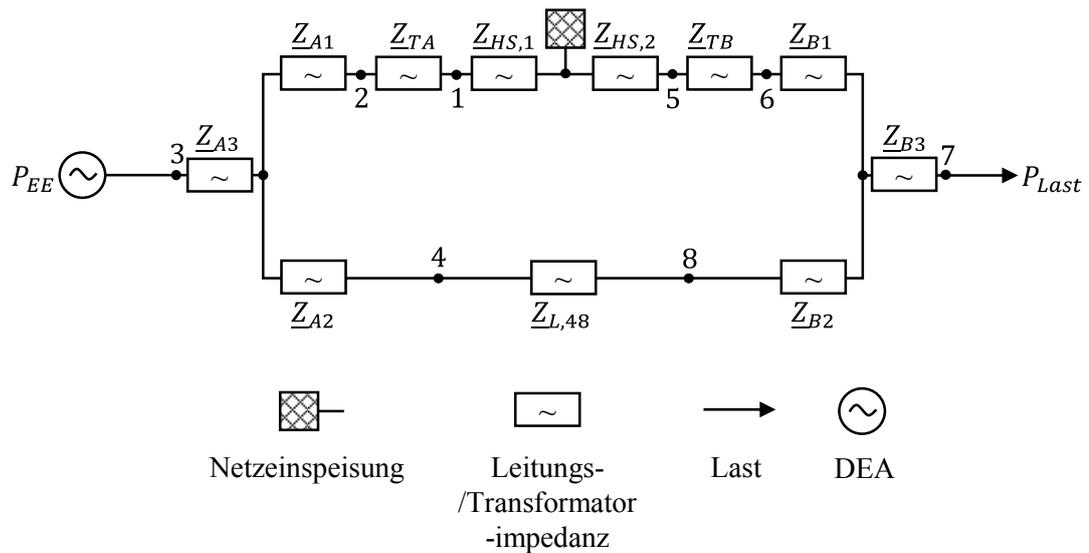


Abbildung 2.10: Ersatzschaltbild in Netzbetriebssituation 1

Aus dieser Abbildung lassen sich die bestimmenden Größen der Leistungsaufteilung ermitteln. Die Parallelschaltung wird im Wesentlichen bestimmt durch

- die Impedanz und Leitungslänge der MS-Kuppelleitung ($\underline{Z}_{L,48}$),
- die Position der Einspeisung/der Last im Strang (das Verhältnis von \underline{Z}_{A1} zu \underline{Z}_{A2} bzw. \underline{Z}_{B1} zu \underline{Z}_{B2}),
- die Ringsummenimpedanz der MS Netze (Summe aller Impedanzen eines MS-Rings, in Netz A \underline{Z}_{A1} und \underline{Z}_{A2} , in Netz B \underline{Z}_{B1} und \underline{Z}_{B2}),
- die Transformatorimpedanzen (\underline{Z}_{TA} , \underline{Z}_{TB}) sowie die
- HS-Netzimpedanzen zwischen den beiden MS-Umspannwerken ($\underline{Z}_{HS,1}$, $\underline{Z}_{HS,2}$).

Über die Situation der Starkbelastung hinaus ist zu quantifizieren, inwiefern, bzw. ob die Parallelschaltung der HS- und MS-Netzebene eine zusätzliche Belastung der MS-Netze darstellt. Dazu wird die Netzbetriebssituation 2 (MS-Bypass) betrachtet.

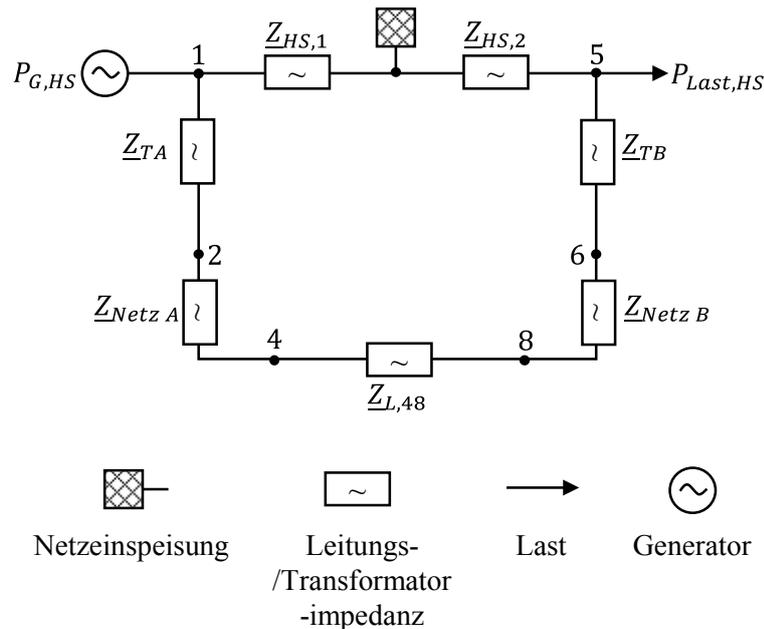


Abbildung 2.11: Ersatzschaltbild Netzbetriebssituation 2 – MS-Bypass-Situation

Abbildung 2.11 zeigt die Modellierung der Netzbetriebssituation 2 für den theoretischen Fall unbelasteter MS-Netze (MS-Bypass). Um einen Leistungsfluss im Hochspannungsnetz zwischen Knoten 1 und Knoten 5 zu erzeugen, wird an Knoten 1 eine Wirkleistung $P_{G,HS}$ eingepreist, die an Knoten 2 entnommen wird ($P_{Last,HS}$) und zu einer mittleren Auslastung der HS-Leitungsabschnitte von 20 % führt.

Die Abbildung 2.11 lässt erkennen, dass der Leistungsfluss in der Mittelspannung zwischen Knoten 1 und Knoten 2, der aufgrund der Parallelschaltung der hochspannungs- und mittelspannungsseitigen Verbindung zwischen Knoten 1 und Knoten 2 entsteht, maßgeblich begrenzt wird durch die Summe der beiden Transformatorimpedanzen (Z_{TA} , Z_{TB}) sowie der Netzimpedanzen $Z_{Netz A}$, $Z_{Netz B}$ und der Kuppelleitungsimpedanz $Z_{L,48}$.

2.6.2 Analyse der wesentlichen Einflussfaktoren

Die im vorangegangenen Abschnitt auf Basis der prinzipiellen Netzanordnung aus Abbildung 2.8 abgeleiteten Einflussfaktoren werden nun in verschiedenen Simulationsdurchläufen variiert und bewertet. Dazu werden die Varianten gemäß Tabelle 2.6 betrachtet. Die Variablenbezeichnung entspricht für Variante 1 bis Variante 3 denen in Abbildung 2.10 (Netzbetriebssituation 1) und in Variante 4 denen der Abbildung 2.11 (Netzbetriebssituation 2).

Tabelle 2.6: Varianten zur Simulation des Einflusses der definierten Parameter

Nr.	Variante	Variable	Einspeisung P_{EE} (MW)	Last P_{Last} (MW)	$Z_{HS,1} + Z_{HS,2}$ (Ω)	Netzlängen (km)	
						Netz A	Netz B
1	Kuppelleitung	$Z_{L,48}$	3	3	0	42	42
2	Ringsummenimpedanzen	Z_{A1}, Z_{A2}, Z_{A3} Z_{B1}, Z_{B2}, Z_{B3}	3	3	0	14	14
3	Variation Last/Einspeisung	P_{Last}, P_{EE}	1-25	0-25	0	42	42
4	MS-Bypass	$Z_{HS,1}, Z_{HS,2}$	0	0	-	42	14

Die Variation der Position der Einspeiser und Lasten entspricht einem veränderten Impedanzverhältnis zwischen oberem und unterem Pfad in Abbildung 2.10 und führt daher zu prinzipiell gleichen Ergebnissen wie Variante 1 und wird deswegen nicht weiter betrachtet.

Die HS-Leitungsabschnitte werden in den ersten drei Varianten als verlustlos betrachtet ($Z_{HS,1} = 0$ und $Z_{HS,2} = 0$) und damit der „worst-case“ für den Leistungsfluss über die HS-Ebene angenommen.

Variante 1

Die Abbildung 2.12 zeigt die Aufteilung der Wirk- und Scheinleistungsflüsse zwischen der HS- und der MS-Ebene (Pfad 2-6 und Pfad 4-8 in Abbildung 2.10). Die Variation der Impedanz der Kuppelleitung $Z_{L,48}$ ist als Variation der Länge dieser Leitung modelliert.

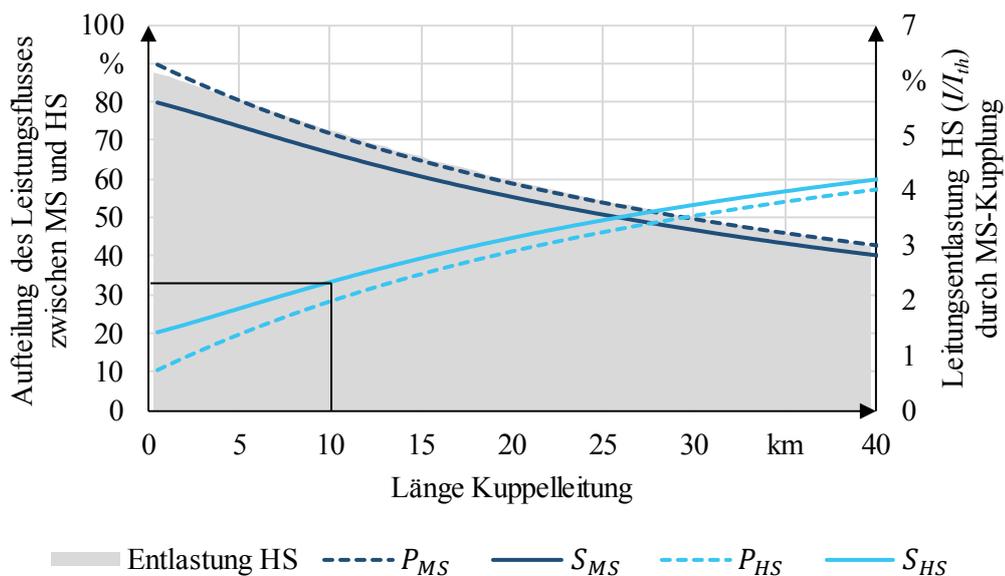


Abbildung 2.12: Wirk- und Scheinleistungsflüsse in Abhängigkeit der Länge der Kuppelleitung (Variante 1)

Die auf der vertikalen Sekundärachse dargestellte Fläche entspricht der relativen Leitungsentlastung der HS-Ebene verglichen mit der Leitungsbelastung ohne Kupplung der MS-Netze.

Der jeweilige Schnittpunkt der Kurven S_{HS} , und S_{MS} bzw. P_{HS} und P_{MS} entspricht identischer Leistungsflüsse zwischen den Knoten 2-6 und 4-8 in Abbildung 2.10. Unabhängig von der Länge der Kuppelleitung werden 10 % der Wirk- und 20 % der gesamten Scheinleistung über die HS-Ebene transportiert. Bei einer Kuppelleitungslänge von 10 km erhöht sich der Anteil der in die HS-Ebene eingespeisten Scheinleistung auf ca. 33 %. Die mittlere Leitungsentlastung der HS-Ebene beträgt bei geringen Längen der Kuppelleitung (<2,5 km) ca. 6 % und sinkt proportional zum Anstieg der HS-Scheinleistung S_{HS} . Insgesamt ist der Rückgang der Leitungsentlastung der HS-Netzebene relativ unempfindlich gegenüber einer Variation der MS-Kuppelleitungslänge (ca. 1 % pro 10 km), was maßgeblich auf die Impedanz der HS/MS-Transformatoren zurückzuführen ist, die gemäß dem Ersatzschaltbild aus Abbildung 2.10 seriell verschaltet sind.

Das Ergebnis der Variante 1 stellt heraus, dass die Variation der Leitungsimpedanz $Z_{L,48}$ der Kuppelleitung keinen signifikanten Einfluss auf die Entlastung der HS-Ebene hat. Das gilt insbesondere für Kuppelleitungen mit einer Länge kleiner 5 km.

Variante 2

Um den Einfluss der Ringsummenimpedanz eines Netzes zu untersuchen, wird die Netzimpedanz der Netze A und B auf ein Drittel reduziert gegenüber der Variante 1. Die Abbildung 2.13 zeigt das Ergebnis der Simulation und entspricht dem Aufbau der vorangegangenen Abbildung.

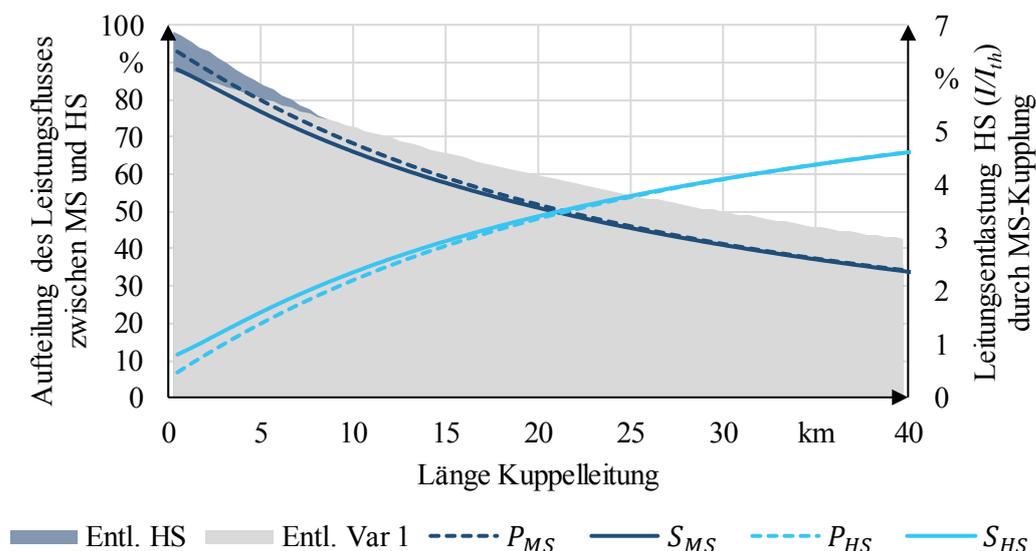


Abbildung 2.13: Aufteilung des Leistungsflusses bei Variation der Ringsummenimpedanz (Variante 2)

Die Reduktion der Ringsummenimpedanzen führt zu einem deutlich geringeren Blindleistungsbedarf, was einen ebenso geringeren Scheinleistungstransport in der HS-Ebene zur Folge hat. Damit einher geht eine größere Entlastung der HS-Ebene durch die Kupplung, die jetzt stärker durch die Wirkleistung bestimmt ist. Der Einfluss der Impedanz $Z_{L,48}$ der Kuppelleitung hat in Variante 2 im Verhältnis zur Gesamtimpedanz der Netze einen größeren Einfluss. Deswegen ist der Schnittpunkt der Wirkleistungsflüsse bereits bei einer geringeren Leitungslänge der Kuppelleitung als in Variante 1. Analog dazu reagiert auch die Reduktion der Leitungsentlastung sensitiver auf veränderte Kuppelleitungslängen (vgl. dunkelblau hinterlegte Fläche in Abbildung 2.13). Im Bereich der Kuppelleitungslängen bis 5 km ist eine etwas höhere Entlastung ersichtlich.

Insgesamt ist allerdings festzuhalten, dass die Ringsummenimpedanz der MS-Netze nur einen geringen Einfluss auf die Entlastung der HS-Ebene ausübt. Die Auswirkungen einer Kupplung von MS-Netzen auf die HS-Ebene ist also im Wesentlichen nicht durch die Netzbeschaffenheit der einzelnen MS-Netze bestimmt.

Variante 3

In Variante 3 wird gemäß Tabelle 2.6 die Leistung von Last und Einspeisung variiert. Das Ergebnis dieser Variation ist in Abbildung 2.14 dargestellt als die mittlere Entlastung der HS-Leitungen bezogen auf die Belastungen ohne Kupplung, aufgetragen über dem Verhältnis der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien P_{EE} zur Last P_{Last} . Farblich unterschieden ist die kumulierte Leistung aus Einspeisung und Last. Im Fall von Abbildung 2.14 wird die Entlastung der HS-Ebene maximal, wenn die Leistung der Einspeisung und der Last von Netz A und Netz B aus Abbildung 2.8 in einem Verhältnis von $P_{EE}/P_{Last} \in [0,9; 1,6]$ zueinander steht. Dieser mithilfe des eingeführten einfachen Prinzipnetzes ermittelte Korridor stellt ein grundsätzliches Indiz dafür dar, wann aus Sicht eines Leistungsausgleichs eine Kupplung zweier oder mehrerer betrachteter Netze miteinander in Betracht gezogen werden kann.

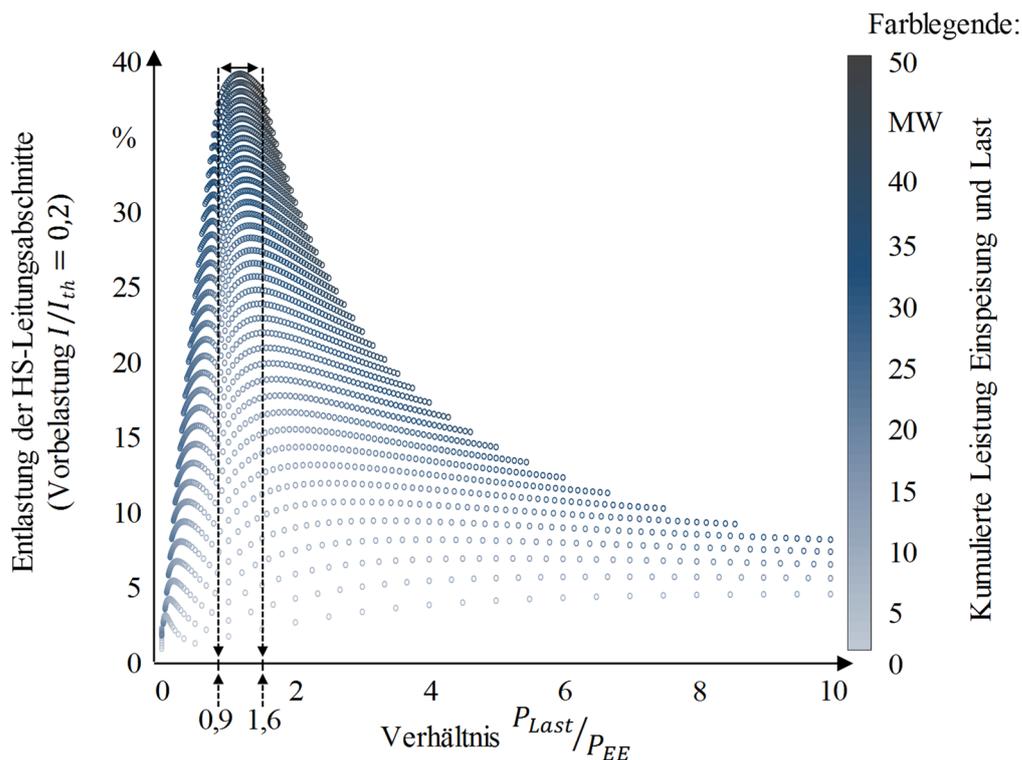


Abbildung 2.14: Entlastung der HS-Ebene bei Variation der Leistung von Einspeisung und Last (Variante 3)

Fazit: Wie bereits in Abschnitt 2.3 dargelegt verdeutlicht das Ergebnis der Variante 3, dass eine Kupplung von MS-Netzen zur Entlastung der HS-Ebene insbesondere dann sinnvoll ist, wenn sich die Versorgungsaufgabe der MS-Netze signifikant voneinander unterscheidet (vgl. auch [57]). Dies führt wiederum zu dem Schluss, nach Möglichkeit städtische und ländliche MS-Netze miteinander zu verschalten, wenn diese einerseits eher Last-dominiert und andererseits durch Einspeisung aus Erneuerbaren Energien charakterisiert sind.

Variante 4

Variante 4 hat zum Ziel, die zusätzliche Belastung der MS-Netze aufgrund der Parallelschaltung zur Hochspannungsebene aufzuzeigen (vgl. Abbildung 2.11). Dazu wird gemäß Tabelle 2.6 die Impedanz der HS-Ebene durch eine veränderte Länge der Leitungsabschnitte zwischen den Knotenpunkten 1-5 in Abbildung 2.11 variiert. Stellvertretend für die Belastung der MS-Netze wird die Leitungsbelastung der Kuppelleitung zwischen den MS-Netzen ausgewertet. Das Ergebnis ist in Abbildung 2.15 dargestellt.

Die Aufteilung des Leistungsflusses zwischen HS- und MS-Ebene ist über der Veränderung der Länge der HS-Leitungsabschnitte ($Z_{HS,1}$, $Z_{HS,2}$ in Abbildung 2.11) aufgetragen. Die zusätzliche Belastung der MS-Ebene (Sekundärachse) ist für HS-Leitungsabschnitte bis zu einer Länge von 20 km gering (kleiner 10 %), für längere HS-Abschnitte (und damit Impedanzen) steigt allerdings die Leitungsbelastung der MS-Kuppelleitung stark an und ist deswegen im Einzelfall zu betrachten.

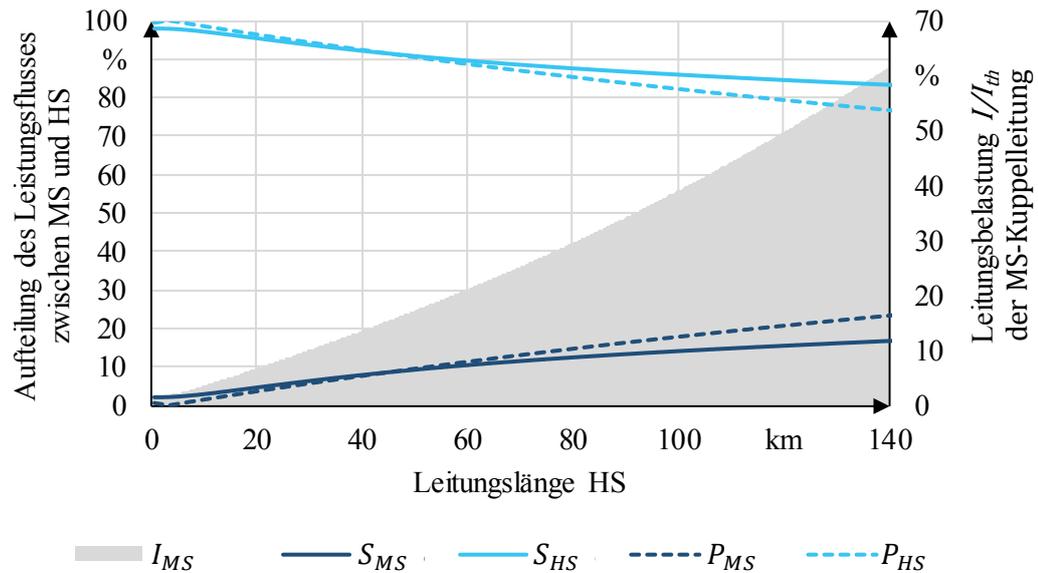


Abbildung 2.15: Leistungsaufteilung für Netzbetriebssituation 2 (Variante 4)

Insgesamt lässt die Analyse der Netzbetriebssituation 2 den Schluss zu, dass die zusätzliche Belastung der MS-Netze aufgrund der Parallelschaltung zur HS-Ebene im Allgemeinen nur sehr gering ausfällt. Wesentlicher Grund dafür ist ebenso wie in Variante 2 die Begrenzung des Leistungsflusses in der Mittelspannung durch die HS/MS-Transformatoren. Lediglich in den Fällen, wo unterlagerte MS-Netze eines sehr flächengroßen HS-Netzes mit hohen Leitungslängen und damit hohen Impedanzen gekuppelt werden, sind die Auswirkungen auf die MS-Netze zu berücksichtigen und im Einzelfall detaillierter zu untersuchen.

2.7 Prinzipielle Auswirkungen unterschiedlicher Topologiekonzepte auf den Netzschutz

Der Netzschutz ist heutzutage auf die jeweilige Topologie des Netzes/Netzbereichs abgestimmt und dafür parametrierbar. Die Veränderung der Topologie führt mindestens zu einer Neuparametrierung der Schutzgeräte und in der Mittelspannungsebene allgemein auch zu einer prinzipiellen Neuauslegung des Schutzkonzepts für den Fall mehrseitig gespeister Leitungen, bzw. miteinander vermaschter Netzbereiche.

Die detaillierte Analyse der Auswirkungen der in Abschnitt 2.1.3 eingeführten Topologiekonzepte auf den heutigen Netzschutz und die Entwicklung eines angepassten Schutzkonzepts sind nicht Teil dieser Arbeit. Allerdings werden nachfolgend als Teil einer ganzheitlichen Netzplanung unter Berücksichtigung vermaschter Topologiekonzepte die derzeit üblichen Schutzkonzepte vorgestellt sowie eine kurze Problemanalyse des Netzschutzes in der Mittelspannungsebene aufgrund dezentraler Stromerzeugungsanlagen und vermaschter Topologiekonzepte durchgeführt.

Die Kenntnis der Auswirkungen einer veränderten Topologie auf den Netzschutz fließt in die Entwicklung eines Verfahrens zur Topologieoptimierung (Abschnitt 3.2) und in die Ableitung von Grundsätzen zu Topologiekonzepten (Abschnitt 4.3.4) ein.

2.7.1 Netzschutzkonzepte in Verteilnetzen

Ziel des Netzschutzes ist die sichere und zuverlässige Abschaltung von Kurzschlüssen. Dabei orientiert sich die Auslegung des Netzschutzes im Allgemeinen an den drei Parametern „Selektivität“, „Sensitivität“ und „Schnelligkeit“ (vgl. Tabelle 2.7)

Tabelle 2.7: Zielgrößen bei der Auslegung des Netzschutzes (in Anlehnung an [56])

Parameter	Bedeutung
Selektivität	Vermeidung eines Auslösens für einen Kurzschluss in einem anderen Schutzbereich
Sensitivität	Möglichst keine Über- oder Unterfunktion bezüglich des Auslösekriteriums
Schnelligkeit	Möglichst kurze Auslösezeit im Kurzschlussfall

Zwischen diesen Parametern kann ein Zielkonflikt entstehen. Beispielsweise ist das Kriterium Schnelligkeit unter Umständen nur zu Lasten der Sensitivität des Schutzes zu erfüllen. In Abhängigkeit des Anwendungsfalls sind die Parameter in der Netzplanung einer Priorisierung zu unterziehen, sodass die Sicherheit möglichst kosteneffizient gewährleistet ist.

Die Schutzkoordination erfolgt für alle Betriebsmittel des Netzes (Transformatoren, Generatoren, Leitungsabgänge, Sammelschienen etc.) und ist relativ umfangreich. Da die Auswirkung von Topologieänderungen in diesem Kapitel im Fokus stehen, sei im Folgenden ausschließlich auf die gängige Schutzauslegung in MS-Strahlen- und MS-Ringnetzen eingegangen.

Strahlennetz/Ringnetz (mit offen betriebener Trennstelle):

In Strahlennetzen finden in der MS-Ebene unabhängige Maximalstrom-Zeit-Relais (UMZ) für die einzelnen Abgänge der Sammelschiene sowie längere Stichleitungen im Netz Anwendung. Die Anregung erfolgt auf Basis des Strombetrags mit zusätzlich einstellbarer Zeitverzögerung. Letztere ist für die Realisierung einer mehrstufigen Kennlinie notwendig, um Haupt- und Reserveschutz mehrerer in Reihe liegender UMZ-Relais zu erreichen [56].

Maschennetz:

In Maschennetzen wird zumeist ein Distanzschutz verwendet, bei dem auf Basis der Impedanz zur Fehlerstelle und Unterschreiten einer einstellbaren Kippimpedanz die Auslösung eines Leistungsschalters erfolgt. Ein Vergleich der zu schützenden Leitungsimpedanz mit der errechneten Impedanz zur Fehlerstelle lässt auf den Fehlerort schließen und ermöglicht so Selektivität [26].

2.7.2 Auswirkung einer vermaschten Netztopologie auf den Netzschutz

Eine vermaschte Netztopologie und mehrseitig gespeiste Leitungen stellen grundsätzlich höhere Anforderungen an die Schutztechnik. Abgesehen von erhöhten Kosten (hervorgerufen durch zusätzliche Leistungsschalter für zusätzliche Auslösebereiche) und einer komplexeren Parametrierung der Schutzgeräte ist eine Schutzkoordination vermaschter Mittelspannungsnetze heutzutage Stand der Technik. Eine vermaschte Netztopologie, wie sie im Rahmen dieser Arbeit zur Beseitigung einspeisebedingter unzulässiger Netzbetriebspunkte angewendet wird, führt dazu, dass eine zunehmende Anzahl an DEA den Fehlerort speist. Dadurch werden die Herausforderungen in der Schutzkoordination aufgrund dezentraler Stromerzeugungsanlagen verstärkt. Deswegen sind nachstehend die wesentlichen Herausforderungen bei der Schutzkoordination bedingt durch DEA skizziert.

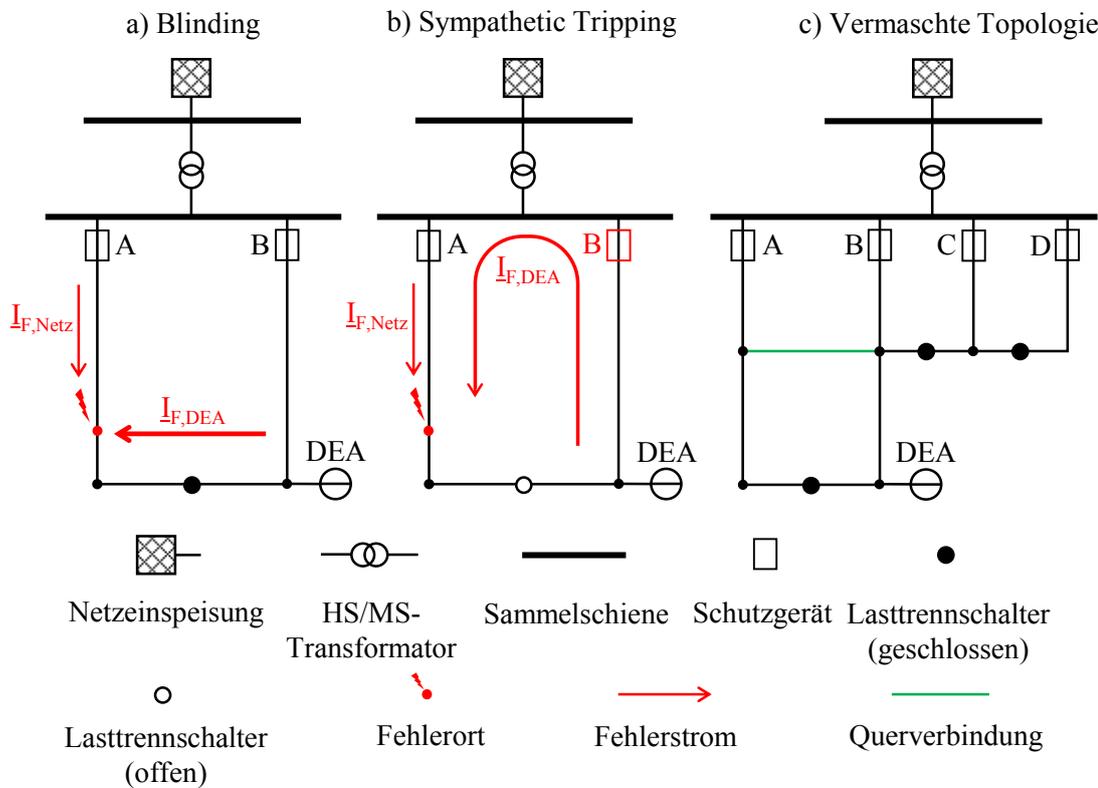


Abbildung 2.16: Herausforderungen für den Netzschutz

Abbildung 2.16 zeigt eine Kategorisierung der Herausforderungen des Netzschutzes im Umgang mit der Stromerzeugung erneuerbarer Anlagen und einer Vermaschung. Bei einer Fehlmessung („Blinding“, Abbildung 2.16a)) kann der Fehlerstrombeitrag der DEA ($I_{F,DEA}$) dazu führen, dass der Fehlerstrombeitrag des Netzes ($I_{F,Netz}$) so verringert wird, dass Schutzgerät A nicht mehr korrekt arbeitet [58]. Die in vermaschten Netztopologien erhöhte Anzahl an DEA, die den Fehlerort speisen, erhöhen die Wahrscheinlichkeit von Fehlmessungen. Darüber hinaus sorgt das natürliche Dargebot erneuerbarer Energien insgesamt für eine hohe Volatilität des Beitrags der DEA zum Fehlerstrom.

Das Auslösen der Schutzeinrichtung eines fehlerfreien Abgangs (Abgang A in Abbildung 2.16b) aufgrund des Fehlerstrombeitrags der DEA ist als „Sympathetic Tripping“ bekannt [59, 60]. Der Fehlerstrom der DEA fließt über die Sammelschiene und damit über die Schutzeinrichtung des Abgangs B zum Fehlerort in Abgang A. Wird die Fehlerstromschwelle der Schutzeinrichtung B überschritten, erfolgt im fehlerfreien Abgang B eine Auslösung.

Eine vermaschte Topologie (Abbildung 2.16c)) führt im Allgemeinen zu einer erhöhten Kurzschlussleistung aufgrund einer geringeren Gesamtimpedanz im Vergleich zu unvermaschten Netztopologie. Allerdings besteht auch die Gefahr, dass die Schutzgeräte einen geringeren Fehlerstrom messen, da sich der Fehlerstrom auf mehrere Strompfade aufteilt. Dies kann zu einer verzögerten Auslösung bei UMZ und Distanzschutzgeräten führen [59]. Darüber hinaus verlieren ungerichtete Kurzschlussanzeiger ihre Funktion, da alle vom Fehlerstrom durchflossen werden.

Zur Lösung der beschriebenen Problematik kann ein neues Schutzprinzip des Stromvergleiches auf Basis der Gegensystemströme eingesetzt werden und den bisher angewendeten klassischen Distanzschutz im Fall einer geschlossenen Ringstruktur ersetzen. Da bei umrichtergesteuerten Stromerzeugungsanlagen gemäß der technischen Richtlinie für Erzeugungsanlagen im Mittelspannungsnetz im Fehlerfall keine bzw. nur geringe Gegensystemströme eingespeist werden, ist dieses neue Verfahren gegenüber Fehlmessungen bei Zwischeneinspeisungen (Blinding) sowie Auslösungen des fehlerfreien Abgangs (Sympathetic Tripping) und Fehlerwiderständen resistent [54, 58, 59, 61, 62].

Zwei Erkenntnisse sind als Schlussfolgerung wesentlich. Erstens führt eine Vermaschung zu einer Verstärkung der Herausforderungen in der Schutztechnik aufgrund dezentraler Energiewandlungsanlagen (Blinding, Sympathetic Tripping). Zweitens ist eine Vermaschung selbst mit erhöhten Anforderungen an die Schutzkoordination verbunden, da sich der Fehlerstrom auf verschiedene Strompfade aufteilt, die Ortung des Fehlers erschwert ist und möglicherweise die Höhe des Fehlerstroms zu gering wird für ein korrektes Auslösen der Schutzgeräte. Eine Anpassung der Schutztechnik aufgrund der Änderung der Netztopologie und damit verbundene Kosten sind in Netzplanungen (in Abschnitt 3.2.5) folglich immer miteinzubeziehen.

2.8 Prinzipielle Auswirkungen von Topologieänderungen auf die Versorgungszuverlässigkeit

Die Versorgungszuverlässigkeit der Netze ist für Netzbetreiber und Netzkunden von großer Bedeutung. Entsprechend der Anreizregulierungsverordnung (AregV) der Bundesnetzagentur können sich die Erlösmöglichkeiten des Netzbetreibers aufgrund einer unterdurchschnittlichen Versorgungszuverlässigkeit verringern, bzw. bei einer überdurchschnittlichen Versorgungszuverlässigkeit erhöhen [63]. Der Netzbetreiber wird deswegen grundsätzlich bestrebt sein, eine möglichst hohe Versorgungszuverlässigkeit in seinem Netzgebiet aufzuweisen. Die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit wird auf Basis verschiedener Kenngrößen ermittelt. Bei der Ermittlung der Kenngrößen werden sowohl die Häufigkeit und Dauer von Versorgungsunterbrechungen, als auch die Menge der nicht gelieferten Energie, bzw. die Höhe Leistung der nicht versorgten Kunden berücksichtigt, vgl. §20 AregV [63]. In der Mittelspannungsebene ist die Nichtverfügbarkeit in Form des ASIDI (Average System Interruption Duration Index), basierend auf dem IEEE-Standard 1366-2012 die wichtigste verwendete Kenngröße [64]. Dieser beschreibt gemäß dem Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung „*allgemein die mittlere kumulierte Dauer von Versorgungsunterbrechungen für einen Kunden in einem definierten Zeitraum*“ [65].

Formel (2.14) zeigt die Berechnung des ASIDI. Neben der Dauer t_i der Versorgungsstufe i ist die ausgefallene Leistung s_i im Verhältnis zur insgesamt installierten Bemessungsscheinleistung S_{ges} der dimensionierender Parameter für den ASIDI.

$$ASIDI = \frac{\sum_i s_i \cdot t_i}{S_{ges}} \quad (2.14)$$

Die ausgefallene Leistung s_i wird insbesondere durch topologische Veränderungen des Netzes beeinflusst. Abbildung 2.17 zeigt die prinzipiellen Auswirkungen des Betriebs mit geschlossener Trennstelle (Typ 1_{ST} der Topologiekonzepte, vgl. Abschnitt 2.1.3). Zunächst sei der Referenzfall offen betriebener Halbringe (Abbildung 2.17 a)) erläutert. Für einen Kurzschluss im Halbring zwischen dem Schutzgerät Sz_1 und dem Trennschalter Tr in der Mitte des Halbrings ist das Ausmaß des Ausfalls nach Auslösung des Abgangsschutzes Sz_1 auf den linken Halbring beschränkt. Die Ausdauer t_i der betroffenen Lasten entspricht der Zeitspanne, die nötig ist, um die fehlerbehaftete Teilstrecke zu isolieren und die Zuschaltung der Lasten über den fehlerfreien Abgang vorzunehmen. Für den Fall einer geschlossen betriebenen Trennstelle wird der Kurzschlussstrom beidseitig gespeist, sodass auch die beiden Schutzgeräte Sz_1 und Sz_2 auslösen.

Vom Ausfall betroffene Kunden erstrecken sich auf den gesamten Ring (Abbildung 2.17 b)), sodass die ausgefallene Leistung s_i in Formel (2.14) steigt. Gleichzeitig wird die Dauer der Versorgungsunterbrechung t_i negativ beeinflusst, da sich die Ortung des Kurzschlusses auf einen größeren Netzbereich erstreckt und aufwendiger wird.

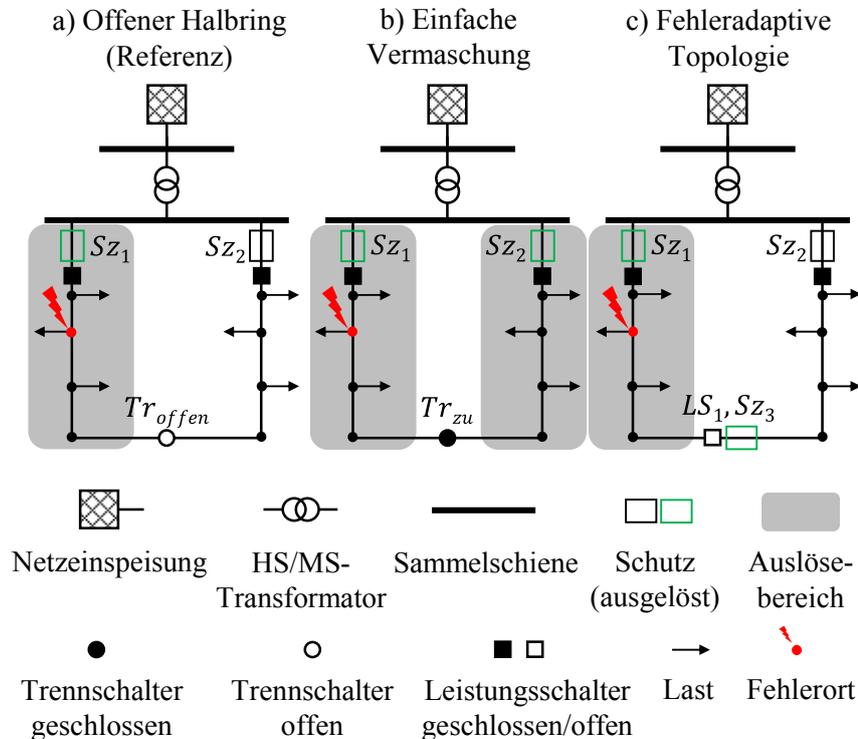


Abbildung 2.17: Prinzipieller Einfluss der Vermaschung (Typ 1_{ST}) auf die ausgefallene Leistung

Dieser Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit lässt sich durch Wiederherstellung der ursprünglichen Topologie (hier: geöffnete Trennstelle) entgegenwirken. Mithilfe eines zusätzlichen UMZ-Schutzes samt Leistungsschalter kann die Trennstelle Tr bei entsprechender Parametrierung in ausreichend kurzer Zeit geöffnet werden, noch vor der regulären Schutzauslösung der Schutzgeräte Sz_1 bzw. Sz_2 der beiden Abgänge (Abbildung 2.17 c) [59, 61]. Diese Schutzstrategie einer adaptiven Topologie wird auch als „lose Kupplung“ bezeichnet und bereits in verschiedenen Ausprägungen in der Praxis angewendet. Auch in dem Fall der zunehmenden Vermaschung ist die Strategie der „losen Kupplung“ oder der „Soft-Open-Points“ vorteilhaft und wird im Folgenden bei der Bewertung der Zuverlässigkeitskenngrößen in Abschnitt 4.3 angewendet [66, 67, 68]. Bei einer solchen Betrachtung ist zu berücksichtigen, dass zusätzliche Leistungsschalter und Schutzgeräte bzw. Soft Open Points selbst einer geringen Ausfallwahrscheinlichkeit unterliegen, die Eingang finden muss in der Berechnung des ASIDI.

Das simple Beispiel in Abbildung 2.17 stellt die prinzipielle Auswirkung der Vermaschung auf die Versorgungszuverlässigkeit klar heraus. Ohne weitere Maßnahmen führt die Vermaschung zu deutlich größeren Auslösebereichen und folglich insbesondere zu einer Erhöhung der ausgefallenen Leistung, die eine Verschlechterung des ASIDI bewirkt. Um die Versorgungszuverlässigkeit unter Anwendung vermaschter Netztopologien auf einem ähnlichen Niveau zu halten, sind in der Netzplanung entsprechende Maßnahmen – z.B. die Anwendung des Konzepts einer losen Kupplung – zu berücksichtigen.

2.9 Schlussfolgerungen aus der Analyse vermaschter Netztopologien in der Mittelspannungsebene

Die Analysen vermaschter Netztopologien in den vorangegangenen Abschnitten zeigen einerseits, dass solche Topologien ein Instrument in der Netzplanung sein können, unzulässige Netzbetriebssituationen zu vermeiden, wie sie bei einer zunehmenden Anzahl von Stromerzeugungsanlagen aus Erneuerbaren Energien auftreten können. Andererseits verdeutlichen die umfassenden Auswirkungen vermaschter Netztopologien auf die verschiedenen Netzparameter, dass ein Einsatz nur nach Überprüfung aller wesentlichen Netzparameter im Rahmen der Netzplanung erfolgen kann. Diese sind:

- Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen im Normalbetrieb
- Höhe der auftretenden Kurzschlussströme
- Auswirkungen auf den Netzschutz
- Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit

Eine Überprüfung dieser Netzparameter ist in geeigneter Weise im Rahmen der Entwicklung eines Verfahrens zur Topologieoptimierung in Kapitel 3 zu implementieren.

Der Abschnitt 2.3 stellt im Kern heraus, dass ein Einsatz vermaschter Netztopologien die Knotenspannungen und Leitungsbelastungen im Besonderen dann positiv beeinflusst, wenn die Versorgungsaufgabe und die Netzstruktur der vermaschten Netzbereiche/Netze möglichst unterschiedlich sind. Dies führt zur Schlussfolgerung, dass insbesondere eine Vermaschung ländlicher und städtischer Netzstrukturen sinnvoll ist. Diese Schlussfolgerung wird bekräftigt durch die Analyse der Auswirkung vermaschter Mittelspannungsnetze auf die überlagerte Spannungsebene (Abschnitt 2.6). Je stärker die Versorgungsaufgabe divergiert, desto größer wird die Entlastung der Hochspannungsebene sein. Die Netzstruktur der MS-Netze spielt dabei eine untergeordnete Rolle.

Da eine Änderung der Topologie immer eine Änderung der Netzimpedanz bedeutet, werden auch die Netzverluste und die Kurzschlussituation beeinflusst (Abschnitt 2.4 und Abschnitt 2.5). Während die Verluste aufgrund der geringeren Netzimpedanz vermaschter Netztopologien geringer ausfallen, steigen die maximalen Kurzschlussströme an. Letztere sind deswegen nach einer Topologieänderung stets speziell in den Umspannanlagen auf eine Überschreitung der Grenzwerte hin zu überprüfen.

Mit steigender Vermaschung eines Netzes steigen auch die Anforderungen an den Netzschutz und dessen Komplexität (siehe Abschnitt 2.7). Eine vermaschte Netztopologie verstärkt die negativen Effekte dezentraler Stromerzeugungsanlagen auf den Netzschutz (z.B. Blinding). Eine Anpassung der Schutzkoordination an die Topologie ist also notwendig.

Die Versorgungszuverlässigkeit vermaschter Mittelspannungsnetze ist von den angewendeten Schutzprinzipien und -strategien abhängig. Sind diese nicht ausreichend, verschlechtert sich die Versorgungszuverlässigkeit signifikant. (Abschnitt 2.8). Um die Versorgungszuverlässigkeit unter Anwendung vermaschter Netztopologien dennoch auf ähnlichem Niveau zu halten, sind geeignete Anpassungen des Netzschutzes und ein Einsatz zusätzlicher sekundärtechnischer Betriebsmittel vorzunehmen. Im Rahmen dieser Arbeit wird eine adaptive Topologie vorausgesetzt.

3 Methode zur Anwendung neuer Topologiekonzepte in der Netzausbauplanung

Hauptteil dieses Kapitels ist die Entwicklung eines Verfahrens zur Topologieoptimierung (vgl. Abschnitt 3.2) unter Berücksichtigung der in Abschnitt 2.1.3 vorgestellten Topologietypen. Dazu wird zunächst die angewendete Methode in der Netzausbauplanung beschrieben und eine Abgrenzung zwischen konventioneller, innovativer und topologieoptimierender Planung vorgenommen (Abschnitt 3.1).

3.1 Methode der Netzausbauplanung

Ziel der Netzausbauplanung ist es, zu jedem Zeitpunkt einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb zu möglichst geringen Kosten sicherzustellen, der den Anforderungen aller Netzanschlussnehmer auch unter zukünftigen Anforderungen stets genügt. Dazu wird in der strategischen Netzplanung ein wahrscheinliches, zukünftiges Szenario entwickelt, für welche Netzplanungen durchgeführt werden, um die adäquaten Maßnahmen zu bestimmen, die für den definierten Planungshorizont notwendig sind. Für diese strategischen Netzausbauplanungen sind Annahmen und Planungsprämissen im Vorhinein zu definieren, die in den nachfolgenden Unterkapiteln erläutert werden. Darüber hinaus wird die Vorgehensweise der Netzausbauplanungen unter Berücksichtigung verschiedener Betriebsmittel beschrieben.

3.1.1 Grundlagen in der Netzausbauplanung⁴

Um einen zulässigen Netzbetrieb und eine ausreichende Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten, werden Netzausbauplanungen unter Berücksichtigung verschiedener Normen und Anwenderrichtlinien, die Grenzwerte für alle Netzparameter vorgeben, durchgeführt. Nachfolgend sind die für strategische Planungen relevanten Parameter *Spannungsqualität*, *Betriebsmittelbelastung* und *Kurzschlussstromfestigkeit* aufgeführt. Neben diesen Parametern existieren diverse andere, die allerdings entweder dynamische Vorgänge beschreiben (z.B. Oberschwingungen, Flicker) oder die Netzbetriebsführung betreffen (z.B. Symmetrie der Phasenbelastung). Üblicherweise bleiben solche Parameter in strategischen Planungen zunächst unberücksichtigt.

⁴ Dieser Abschnitt ist in Teilen bereits vom Verfasser veröffentlicht worden in [80], S. 109-113

Spannungsqualität

Die Spannungsqualität ist in der Norm *DIN EN 50160* beschrieben. Dort ist unter anderem definiert, dass die Versorgungsspannung an den Übergabepunkten zum Anschlussnehmer sofern vertraglich nicht anders vereinbart ein Toleranzband von zehn Prozent der vorgegebenen Netzennennspannung nicht verletzt ($0,9 \cdot U_n \leq U_i \leq 1,1 \cdot U_n$) [16]. Darüber hinaus empfiehlt die VDE-Anwenderrichtlinie für die Niederspannung einen maximalen Spannungsanstieg von $\Delta U_{max} = 0,03 \cdot U_n$, um die Aufteilung des Spannungsbandes zwischen Mittel- und Niederspannung bei Netzausbauplanungen zu berücksichtigen. Die Anwendung dieser Richtlinien führt zur prinzipiellen Aufteilung des Spannungsbands gemäß Abbildung 3.1. Dabei wird die Spannungsdifferenz an Ortsnetztransformatoren mit $\Delta U = 0,01 \cdot U_n$ abgeschätzt [22, 23]. Die Sollspannung der Umspannanlage beträgt $U_{soll} = 1,025 \cdot U_n$, die Schaltweite einer Position der Stufensteller der dortigen Leistungstransformatoren ist zu $U_{St} = 0,015 \cdot U_n$ angenommen.

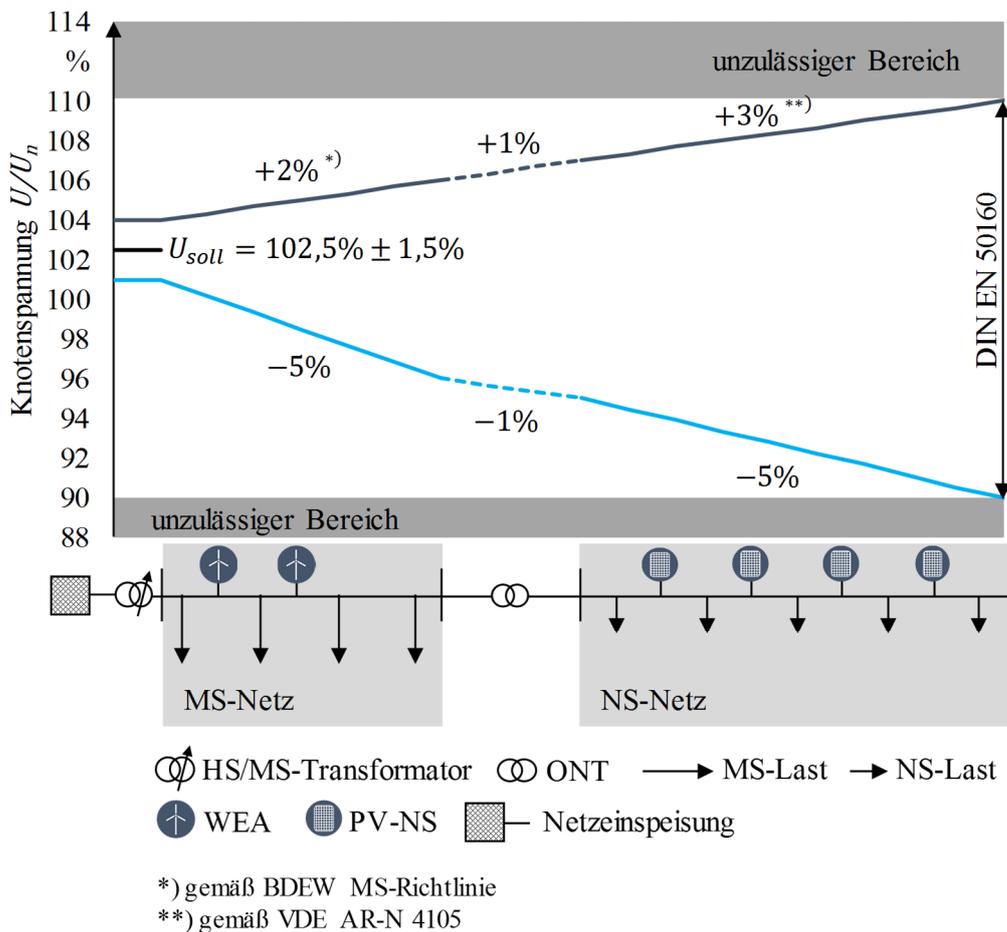


Abbildung 3.1: Prinzipielle Spannungsbandaufteilung zwischen Mittel- und Niederspannungsebene [54, 69]

Auf Basis der Abbildung 3.1 ergibt sich eine maximal zulässige Spannung am Übergabepunkt zur Niederspannung von $U_{max} = 1,06 \cdot U_n$. Die untere Grenze des Spannungsbands wird je zur Hälfte auf die Mittel- und Niederspannung aufgeteilt. Die minimal zulässige Spannung am Übergabepunkt zur Niederspannung beträgt damit $U_{min} = 0,96 \cdot U_n$. Folglich ist immer dann eine Maßnahme zum Netzausbau einzuleiten, wenn einer dieser Grenzwerte verletzt wird.

Betriebsmittelüberlastung

Die Belastungsgrenzen für Leitungen (Kabel und Freileitungen) sowie Transformatoren sind ebenfalls in verschiedenen Normen festgelegt. Die Auslegung von Kabeln in Nieder- und Mittelspannungsnetzen ist in verschiedenen Teilen der *DIN VDE 0276* beschrieben. Insbesondere ist dort die Belastbarkeit (max. Stromtragfähigkeit) der Kabel in Abhängigkeit von Kabeltyp und Nennquerschnitt unter Normbedingungen definiert. Abweichungen von den Normbedingungen werden mittels der Vorfaktoren f_1 (Umrechnungsfaktor für abweichende Umgebungs-/Erdtemperatur) und f_2 (Häufung von Kabeln bei der Verlegung/Anzahl der parallel verlegten Systeme) berücksichtigt:

$$I_z = f_1(m) \cdot f_2(m) \cdot I_r \quad (3.1)$$

Der Strom I_z ist der für das betrachtete Kabel bestimmte thermische Grenzstrom und I_r der Bemessungsstrom des Kabeltyps unter Normbedingungen. Die Bemessungsströme für verschiedene Kabeltypen sind weiteren Normen zu entnehmen [70, 71, 72].

Da die Faktoren f_1 und f_2 wiederum abhängig von der Belastung sind, wird die Kenngröße des Belastungsgrades m eingeführt:

$$m = \frac{\int_{t=0}^{24} p(t)}{P_{max,0 \leq t \leq 24} \cdot 24h} \quad (3.2)$$

Hierbei wird der Mittelwert der Leistung über einen Zeitraum von einem Tag auf die Spitzenleistung bezogen. Die Abhängigkeit der Faktoren f_1 und f_2 sind in der Norm *DIN VDE 0276-1000* tabelliert [73]. Im Rahmen dieser Arbeit werden Normbedingungen ($Temp_{Boden} = 20^\circ C$, $R_{th,Erdboden} = 1K \cdot m/W$) für die thermischen Umgebungs- und Betriebsparameter gewählt, da die Bestimmung lokaler Parameter nicht Gegenstand der Untersuchungen sind. Der Belastungsgrad wird mit einem Mischwert von $m = 0,7$ (EVU-Last) angenommen. Dem zugrunde liegt ein in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen typischer Belastungsverlauf [74].

Transformatoren werden derart ausgelegt, dass im Betrieb mit Bemessungsleistung die maximalen Übertemperaturen nicht überschritten werden. Die Übertemperatur bezeichnet dabei die Temperaturdifferenz zwischen dem Transformator (Wicklung/Kühl- und Isolierflüssigkeit) und der Umgebung. Die Überlastung von Transformatoren ist in der Norm *DIN EN 60076-1/VDE 0532-76-1* festgelegt und gilt für alle Transformatoren ab einer Bemessungsleistung von $S_r = 1 \text{ kVA}$ [75]. Solange die maximale Kühlmitteltemperatur des Transformators unterschritten wird ist ein Betrieb bei Überlast grundsätzlich möglich. Es ist zu beachten, dass die Zeitdauer der möglichen Überlast sowohl von der Umgebungstemperatur als auch von der Vorbelastung abhängt.

Weiterhin ist zu beachten, dass in der Mittelspannungsebene bei dem Anschluss von Verbrauchern gemeinhin das (n-1)-Kriterium Anwendung findet [76]. Das bedeutet, dass nach einem Fehlerfall durch geeignete Umschaltmaßnahmen möglichst alle Verbraucher wiederversorgt werden. Dies gilt sowohl für Fehler entlang von Leitungen als auch an Transformatoren in Umspannanlagen. Die Auslastung der Leitungen und Transformatoren wird im (n-0)-Fall auf $I_{max,(n-0)} = 0,6 \cdot I_{th}$ und im (n-1)-Fall auf $I_{max,(n-1)} = 1,2 \cdot I_{th}$ begrenzt.

Kurzschlussstromfestigkeit

Neben den Belastungsgrenzen im Normalbetrieb müssen die Belastungen im Fehlerfall durch Kurzschlussströme insbesondere nach Veränderungen der Netztopologie überprüft werden. Dies gilt für die thermische und die mechanische Beanspruchung aller Betriebsmittel. Je nach Verhältnis der Impedanzen am Kurzschlussort führen unterschiedliche Fehlerarten zum höchsten Kurzschlussstrom und müssen entsprechend bei der Planung betrachtet werden. Eine Übersicht der Fehlerarten, die in Abhängigkeit der Null- Mit- und Gegenimpedanzen symmetrischer Komponenten zu den höchsten Kurzschlussstrombeanspruchungen führen, kann der Norm *DIN VDE 0102* entnommen werden [51]. Da der Netzschutz von Mittelspannungsnetzen Fehler konzeptgemäß in sehr kurzer Zeit ($t \ll 1\text{s}$) klärt, ist die mechanische und thermische Beanspruchung von Leitungen üblicherweise nachrangig und die Belastung der Umspannanlagen (Transformatoren und Sammelschienen) ausschlaggebend bei der Netzausbauplanung [42]. Bei der Überprüfung der Topologietypen muss also zunächst die Fehlerart bestimmt werden, die zum höchsten Fehlerstrom führt, um anschließend mithilfe der Berechnung des Sammelschienenfehlers die Kurzschlussstromfestigkeit der entsprechenden Umspannanlage zu überprüfen. Für eine Beschreibung der Kurzschlussstromberechnung und deren maßgebliche Parameter sowie Grenzwerte sei auf Abschnitt 2.4 verwiesen.

3.1.2 Konventionelle Netzausbauplanung

Unter der konventionellen Netzausbauplanung werden alle Maßnahmen verstanden, die ein Verteilnetzbetreiber üblicherweise im Rahmen der Netzplanung durchführt. Eingesetzte Betriebsmittel der Primärtechnik im Bereich der Mittelspannung umfassen Kabel, Freileitungen, Transformatoren, Lasttrennschalter und Abgangsfelder in Umspannanlagen. Die Planungen orientieren sich am derzeitigen technischen Regelwerk und werden für definierte Netzbetriebspunkte ausgelegt [54, 16, 73].

Die Maßnahmen, die getroffen werden, lassen sich wie folgt kategorisieren [23]:

- **Umschaltmaßnahmen:** Die kosteneffizienteste Maßnahme, um bspw. eine Überlastung von Betriebsmitteln zu beheben, besteht in einer Umschaltmaßnahme, bzw. in der dauerhaften Verlagerung der Trennstelle in offen betriebenen Ringnetzen. Aufgrund der mit diesem Eingriff verbundenen geringen Kosten wird eine Umschaltmaßnahme immer bevorzugt gegenüber anderen Maßnahmen eingesetzt.
- **Austausch von Betriebsmitteln:** Ein Austausch von Betriebsmitteln durch solche mit größerer Bemessungsleistung wird vorgenommen, um lokale Engpässe zu beheben.
- **Netzerweiterungen:** Eine Netzerweiterung impliziert den Einsatz zusätzlicher Betriebsmittel (Stiche, Ringe/Abgänge und Transformatoren). Netzerweiterungen kommen dann zur Anwendung, wenn flächendeckende Engpässe oder Spannungsbandverletzungen auftreten. Zusätzliche Abgänge werden entsprechend der Methode der dena-Verteilnetzstudie geplant [8]. Dabei wird eine neue Leitung ausgehend von einem neuen Abgangsfeld in der Umspannanlage parallel zu einem überlasteten Abgang eingesetzt und mit diesem Abgang verbunden. Am Ort der Verbindung der beiden Abgänge wird das Ende des überlasteten Abgangs aufgetrennt, sodass kein Ringschluss entsteht.

3.1.3 Netzausbauplanung unter Berücksichtigung innovativer Betriebsmittel

Im Rahmen dieser Arbeit werden im Wesentlichen regelbare Ortsnetztransformatoren als innovative Betriebsmittel in der Netzausbauplanung eingesetzt. Dies liegt darin begründet, dass in vorherigen Forschungsarbeiten gezeigt werden konnte, dass der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren in der Mittelspannungsebene in nahezu jedem Anwendungsfall zu geringeren Netzausbaukosten führt als ein rein konventioneller Netzausbau [23]. Zusätzlich zum Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren wird exemplarisch die Anwendung von Leistungsflusssteuerungen als ein zukunftsweisendes Betriebsmittel untersucht.

Regelbare Ortsnetztransformatoren (rONT): Wie bereits in Abschnitt 2.2.1 dargelegt, ermöglicht der regelbare Ortsnetztransformator eine planerische Entkopplung des Spannungsbands zwischen der Mittel- und der Niederspannungsebene.

Für die Netzausbauplanungen wird angenommen, dass der rONT mittelspannungsdienlich betrieben wird. Das heißt, dass das zulässige Spannungsband in der Mittelspannungsebene von $U_{min} = 0,92 \cdot U_n$ bis $U_{max} = 1,10 \cdot U_n$ reicht (vgl. Abbildung 3.2).

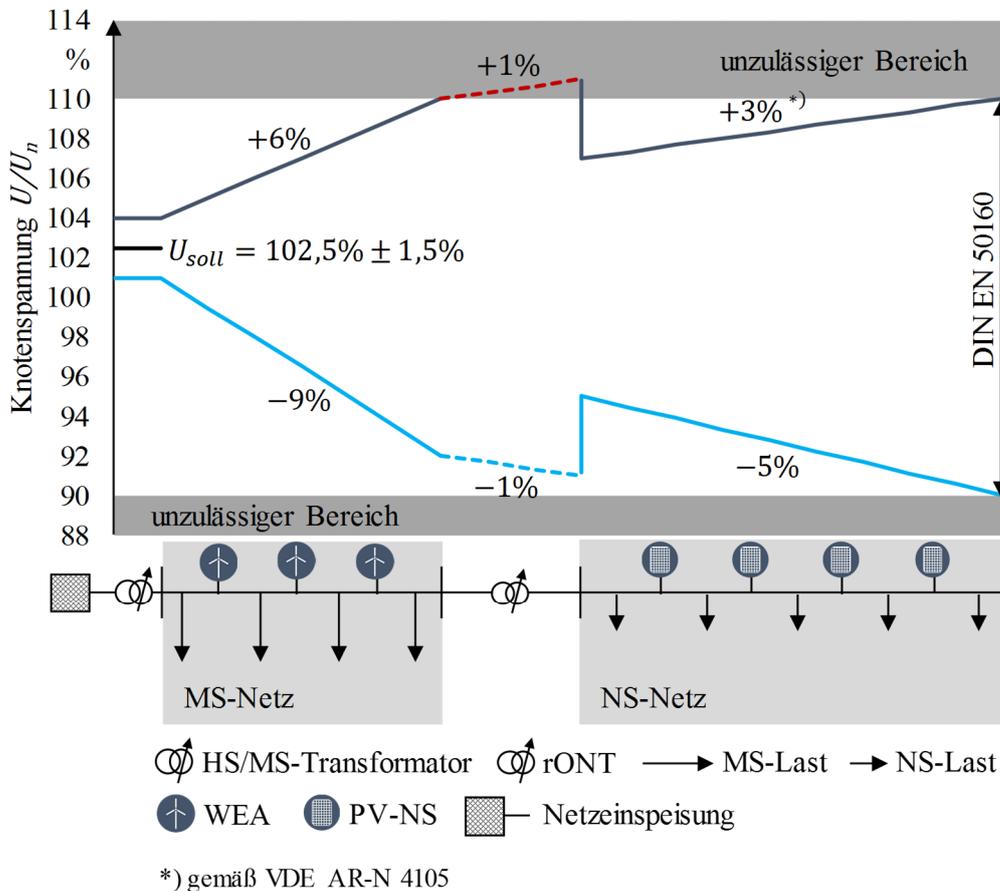


Abbildung 3.2: Spannungsbandaufteilung mit mittelspannungsdienlichen rONT (Annahme eines Regelbereichs von $\pm 4\%$) [69]

Demnach kann ein größerer Spannungsanstieg zugelassen werden als in der BDEW-Mittelspannungsrichtlinie empfohlen ($\Delta U_{max} = 0,02 \cdot U_n$) [54]. Der zulässige Spannungsanstieg in Niederspannungsebene von ($\Delta U_{max} = 0,03 \cdot U_n$) gemäß VDE-Anwenderrichtlinie bleibt für den Fall eines mittelspannungsdienlichen rONT-Einsatzes unberührt [69]. Grundsätzlich ist der Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren auch niederspannungsnetzdienlich möglich, wird allerdings gemäß dem Fokus dieser Arbeit auf Mittelspannungsnetze nicht weiter behandelt. Zur Modellierung des rONT werden die Spannungsgrenzwerte im Planungsprozess wie beschrieben angepasst. Mithilfe von Leistungsflussrechnungen kann einfach überprüft werden, an welchen Ortsnetzstationen das Spannungsband verletzt werden würde ($U_{min} < 0,95 \cdot U_n$ bzw. $U_{max} > 1,06 \cdot U_n$) und dementsprechend ein rONT einzufügen ist. Zuvor sind allerdings etwaige Leitungsüberlastungen planerisch aufzulösen, da mithilfe regelbarer Ortsnetztransformatoren nahezu ausschließlich Einfluss auf die Netzspannung ausgeübt werden kann.

Die Auswirkungen des Einsatzes von rONT auf die Netzausbauplanung und die -kosten werden einerseits als Alternative zu den definierten Topologietypen aus Abschnitt 2.1.3 bewertet und andererseits in Kombination mit diesen.

Der rONT selbst ist innerhalb der Leistungsflussberechnung nicht abzubilden, wenn die Niederspannungsebene wie im vorliegenden Fall über Ersatzlasten und -einspeisungen modelliert wird. Allerdings ist stets die Einhaltung der DIN EN 50160 ($\Delta U_{max} = \pm 0,1 \cdot U_n$) für direkt in der Mittelspannungsebene angeschlossene Netzkunden zu überprüfen.

Leistungsflusssteuerung: Die Leistungsflusssteuerung wird grundsätzlich eingesetzt, um den natürlichen Leistungsfluss zwischen zwei Knotenpunkten aufgrund physikalischer Eigenschaften der Betriebsmittel (im Wesentlichen Impedanzverhältnisse) zu manipulieren. Für den Fall, dass eine Leistungsflusssteuerung in bereits bestehenden Leitungen eingesetzt wird, erhöhen sich stets die gesamten Netzverluste, da die physikalisch optimale Aufteilung des Leistungsflusses auf die vorhandenen Strompfade verändert wird. Allerdings ist es dadurch wiederum möglich, Leitungsreserven gezielt auszunutzen, um Leitungsüberlastungen und unzulässige Netzspannungen zu vermeiden. Zur Modellierung ist es für quasi-stationäre Leistungsflussberechnungen ausreichend, den veränderlichen Leistungsfluss zwischen zwei Knotenpunkten mithilfe von komplementären Netzeinspeisungen nachzubilden. Diese müssen hinsichtlich der Wirk- und Blindleistung zu jedem Zeitpunkt eine ausgeglichene Bilanz aufweisen. In der strategischen Netzausbauplanung sind sowohl die Dimensionierung als auch die Einsatzdauern der eingesetzten Leistungsflusssteuerung von Bedeutung. Die Dimensionierung der Bauelemente, insbesondere die Bemessungsleistung, ist maßgebend für die Investitionskosten. Die Einsatzdauern bestimmen die betriebliche Auslastung sowie die damit verbundenen Betriebskosten und beeinflussen zusammen mit den Investitionskosten die Investitionsentscheidung. Die in Abschnitt 3.1.1 definierten Spannungsgrenzwerte und Auslastungsgrenzen für Leitungen bleiben bei einem Einsatz leistungsflusssteuernder Betriebsmittel unberührt. Nachfolgend wird der entwickelte Algorithmus beschrieben, der dazu dient, die Dimensionierung vorzunehmen und die Einsatzdauern zu quantifizieren. Abbildung 3.3 stellt die möglichen Anwendungsfälle anhand zweier exemplarischer Netzknoten A und B und einer Leitung \overline{AB} dar.

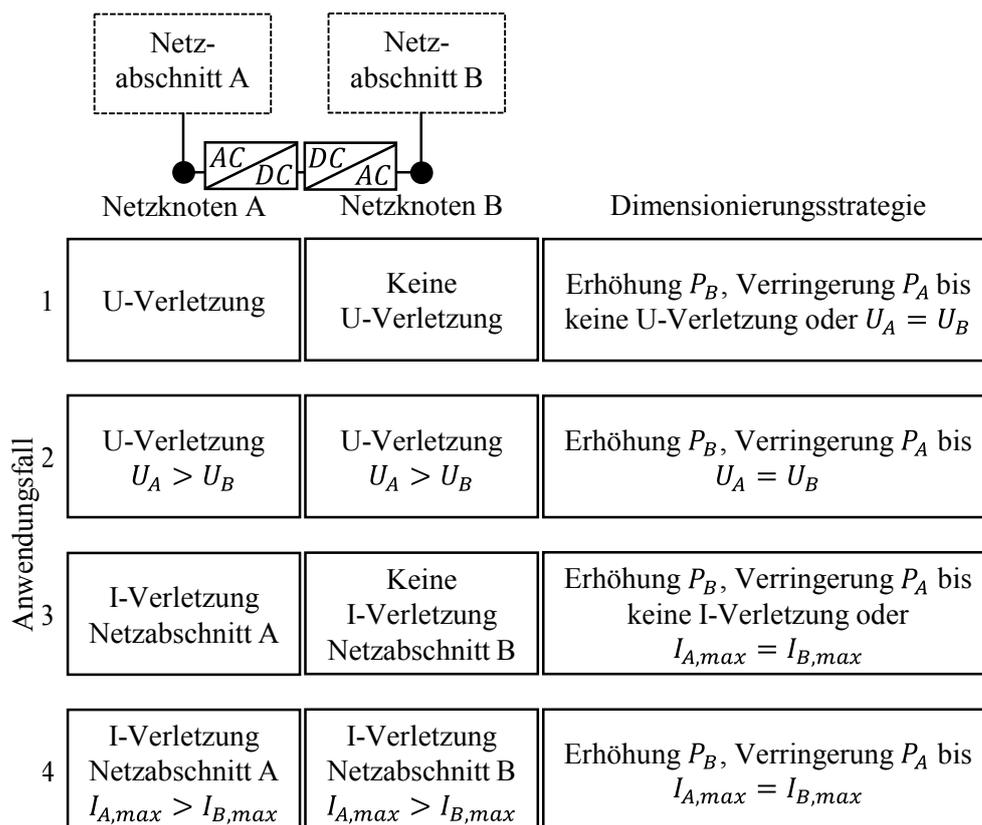


Abbildung 3.3: Anwendungsfälle bei der Dimensionierung leistungsflusssteuernder Betriebsmittel zwischen zwei Netzknoten A und B

Bei der Beschreibung der Anwendungsfälle wird angenommen, dass am Netzknoten A die Überschreitung der zulässigen Grenzwerte der Spannung (U-Verletzung) sowie der maximalen Betriebsmittelbelastung (I-Verletzung) vorliegt, respektive höher ist als am Netzknoten B. Das bedeutet keine Einschränkung der Allgemeinheit, der beschriebene Sachverhalt kann auch entgegengesetzt auftreten, bzw. auch für eine Unterschreitung der zulässigen Spannungsgrenzwerte. Der Dimensionierungsprozess wird im Folgenden allerdings für eine Überschreitung der maximal zulässigen Spannung geschildert.

Anwendungsfall 1 und Anwendungsfall 2 beziehen sich auf Spannungsbandverletzungen, wohingegen Anwendungsfall 3 und Anwendungsfall 4 Betriebsmittelüberlastungen in den jeweiligen Netzabschnitten abbilden. Im Anwendungsfall 1 erfolgt iterativ eine Leistungserhöhung der Ersatznetzeinspeisung an Netzknoten B bis entweder alle Spannungsbandverletzungen vermieden werden oder sich die Knotenspannungen U_A und U_B angleichen. Dieser Iterationsprozess erfolgt unter der Randbedingung, dass keine neuen Grenzwertverletzungen in den betrachteten Netzabschnitten auftreten. Diese Logik kann analog auf die Anwendungsfälle 2 bis 4 übertragen werden. Neben den beschriebenen Anwendungsfällen sei noch ein weiterer prinzipieller Anwendungsfall erwähnt, bei dem sowohl Spannungsband-, als auch Betriebsmittelüberlastungen auftreten, die zudem noch miteinander konkurrieren (vgl. Abschnitt 2.3). So ist theoretisch denkbar, dass eine Leitungüberlastung in Netzabschnitt B

Grenzwertverletzungen der Spannung in Netzabschnitt A gegenüberstehen. In diesem Fall kann die Leistungsflusssteuerung nicht oder nur bedingt eingesetzt werden. Mathematisch lässt sich das Dimensionierungsproblem wie folgt formulieren.

$$\min C = c_{Inv,LFS} \cdot P_{r,LFS} \quad (3.3)$$

so dass

$$U_k(P_{LFS}) \leq U_{max} \quad \forall k \in K_{U_k \leq U_{max}} \quad (3.4)$$

$$I_l(P_{LFS}) \leq I_{l,max} \quad \forall l \in L_{I_l \leq I_{l,max}} \quad (3.5)$$

$$\sigma \cdot U_{k_{max},B}(P_{r,LFS}) \leq U_{k_{max},A}(P_{r,LFS}) \leq (1 + \sigma) \cdot U_{k_{max},B}(P_{r,LFS}) \quad (3.6)$$

$$\forall k \in K_{U_k > U_{max}}$$

$$\sigma \cdot I_{l_{max},B}(P_{r,LFS}) \leq I_{l_{max},A}(P_{r,LFS}) \leq (1 + \sigma) \cdot I_{l_{max},B}(P_{r,LFS}) \quad (3.7)$$

$$\forall l \in L_{I_l > I_{l,max}}$$

Ziel des Dimensionierungsproblems ist es, die proportional mit der Bemessungsleistung $P_{r,LFS}$ der Lastflusssteuerung ansteigenden Gesamtkosten C zu minimieren unter den Nebenbedingungen, dass für alle Netzknoten K und Leitungen L gilt: $U_k \leq U_{max}$ und $I_l \leq I_{l,max}$. Um die Anwendungsfälle 2 und 4 zu berücksichtigen, müssen zwei weitere Nebenbedingungen ergänzt werden (Formel (3.6) und Formel (3.7)). Falls in den beiden betrachteten Netzabschnitten A und B Grenzwertverletzungen auftreten, wird die Leistung $P_{r,LFS}$ solange angepasst, bis die maximalen Knotenspannungen beider Netzbereiche $U_{k_{max},A}$ und $U_{k_{max},B}$ respektive die maximalen Leitungsbelastungen $I_{l_{max},A}$ und $I_{l_{max},B}$ gleich sind. Um möglichen Konvergenzproblemen vorzubeugen, wird eine Konvergenzschranke σ eingeführt. Der Programmablauf zur Dimensionierung der Leistungsflusssteuerung ist in Abbildung 3.4 dargestellt.

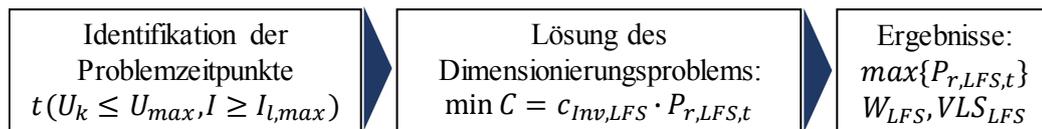


Abbildung 3.4: Programmablauf zur Dimensionierung der Leistungsflusssteuerung

Zunächst werden alle Zeitpunkte bestimmt, in denen in den betrachteten Netzabschnitten Grenzwertverletzungen vorliegen. Hierfür sind zeitreihenbasierte Leistungsflussberechnungen notwendig, die im Abschnitt 3.1.5 vorgestellt werden. Anschließend wird für jeden Zeitpunkt das Optimierungsproblem iterativ gelöst. Schließlich ergibt sich die gesuchte Leistung unter Anwendung der Formel (3.8). Die elektrische Arbeit W_{LFS} und damit auch die Einsatzdauer (Volllaststunden VLS_{LFS}) wird mit Formel (3.9), bzw. Formel (3.10) ermittelt.

$$P_{r,LFS} = \max\{P_{r,LFS,t}\} \quad (3.8)$$

$$W_{LFS} = \sum_{t=1}^{t=8760} P_{r,LFS,t} \cdot 1h \quad (3.9)$$

$$VLS_{LFS} = \frac{W_{LFS}}{P_{r,LFS}} \quad (3.10)$$

3.1.4 Identifikation auslegungsrelevanter Netznutzungssituationen

Konventionelle Netzbetriebssituation: Wie bereits in Abschnitt 3.1.1 erläutert, basieren konventionelle Netzplanungen üblicherweise auf a priori definierten Netzbetriebssituationen, die nicht unbedingt den realen Netzbetrieb, allerdings die kritischen anzunehmenden Netzzustände widerspiegeln (worst-case-Betrachtungen). Darauf fußende Planungen sind folglich sehr robust gegenüber sich verändernden Anforderungen. Das Netz ist anschließend allerdings meistens für ein Ereignis ausgelegt, das nicht (oder nur sehr unwahrscheinlich) auftritt. Aus ökonomischer Sicht ist dieser Ansatz nicht effizient.

Netzbetriebssituationen basierend auf Residuallastanalysen: Um das Problem der Überdimensionierung abzumildern, werden die planungsrelevanten Netzbetriebspunkte teilweise mithilfe von Zeitreihen bestimmt. Dazu wird ein netzweiter Residuallastgang ermittelt. Die Zeitpunkte mit den beiden absolut höchsten Werten (negativ und positiv), werden anschließend als planungsrelevant definiert. Eine deutliche Überdimensionierung wird so verhindert, allerdings birgt die Auswahl des Betriebspunktes auf Basis der netzweiten Residuallast auch das Problem der Unterdimensionierung [77]. Anhand folgender Abbildung wird der Sachverhalt deutlich.

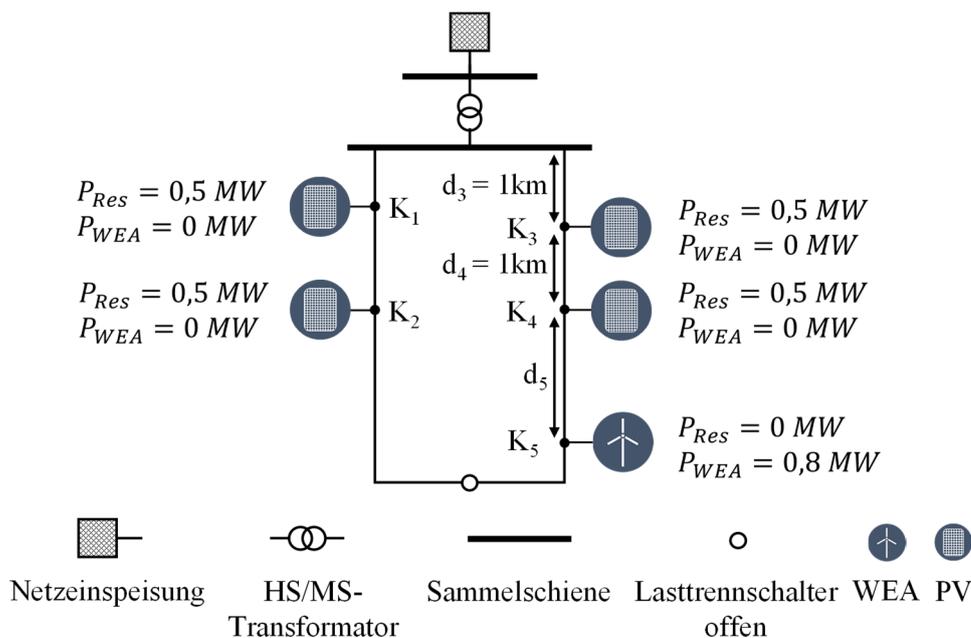


Abbildung 3.5: Problembeispiel bei Planungen auf Basis der höchsten Residuallast

In den beiden Halbringen seien im Beispiel ausschließlich PV-Anlagen angeschlossen, im rechten Halbring außerdem eine Windenergieanlage. Exemplarisch sind die Leistungen der Einspeisung für die zwei Zeitpunkte „Res“ und „WEA“ dargestellt. Der Zeitpunkt „Res“ bezeichnet den Zeitpunkt der höchsten Rückspeisung im gesamten Netzgebiet ($P_{Res} = -2 \text{ MW}$), der Zeitpunkt „WEA“ bildet den Zeitpunkt der höchsten Rückspeisung der Windenergieanlage ($P_{WEA} = -0,8 \text{ MW}$) ab. Es ist nun prinzipiell möglich, dass in Abhängigkeit der Distanzen der Knoten K_4 und K_5 zur Sammelschiene im Zeitpunkt „WEA“ eine Überschreitung der zulässigen Spannungswerte auftreten kann, die zum Zeitpunkt der höchsten Residuallast nicht vorherrschen muss. Analytisch ist diese Situation mit der Ermittlung des Spannungsabfalls einer einseitig gespeisten Leitung zu beschreiben. Es gilt näherungsweise folgende Beziehung:

$$\Delta \underline{U} = \frac{R'_b + jX'_b}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot \left(\sum_{K=1}^N (P_{K,V} - P_{K,G}) \cdot d_K - j \cdot \sum_{K=1}^N (Q_{K,V} - Q_{K,G}) \cdot d_K \right) \quad (3.11)$$

$$\Delta \underline{U} = (R'_b + jX'_b) \cdot \left(\sum_{K=1}^N I_K \cdot d_K - j \cdot \sum_{G=1}^N I_K \cdot d_K \right) \quad (3.12)$$

In Abhängigkeit der spezifischen Leitungsparameter R'_b und X'_b ist der Spannungsabfall in Formel (3.11) bestimmt durch das Leistungswirkmoment ($\sum_{K=1}^N (P_{K,V} - P_{K,G}) \cdot d_K$) und das Leistungsblindmoment ($\sum_{K=1}^N (Q_{K,V} - Q_{K,G}) \cdot d_K$), bzw. durch die Lastströme in Formel (3.12). Der Parameter d_K gibt die Distanz des jeweils betrachteten Knotenpunkts K zur Sammelschiene an. Die Differenz der Wirk-, bzw. Blindleistung ($P_{K,V} - P_{K,G}$, bzw. $Q_{K,V} - Q_{K,G}$) entspricht der Residuallast am Knoten K . Formel (3.12) setzt allerdings voraus, dass an allen Verbrauchern und/oder Einspeisern die identische Knotenspannung U_n anliegt, bzw. die Lastströme konstant sind. Für eine mathematisch exakte Berechnung sind die Teilspannungsabfälle zu ermitteln. Diese können iterativ ermittelt werden. Es lässt sich zeigen, dass so die exakten Ergebnisse der Spannungsabfälle errechnet werden können [78]. Allerdings ist unter der Annahme elektrisch kurzer Leitungen der systematische Fehler der ersten Iteration hinreichend klein, sodass diese im Allgemeinen ausreichend genaue Näherungswerte liefert [34]. Unter diesen Annahmen lässt sich nun ein Leistungsäquivalent der Lasten und Einspeiser bezogen auf das Leitungsende angeben, indem in Formel (3.11) eine fiktive Residuallast am Ende der Leitung gleichgesetzt wird der Summe aller tatsächlich vorhandenen Leistungswerte. Es ergibt sich folgender Ausdruck:

$$(P_E - j \cdot Q_E) \cdot d_E := \left(\sum_{K=1}^N (P_{K,V} - P_{K,G}) \cdot d_K - j \cdot \sum_{K=1}^N (Q_{K,V} - Q_{K,G}) \cdot d_K \right) \quad (3.13)$$

Und durch Umformung:

$$P_E = \frac{\sum_{K=1}^N (P_{K,V} - P_{K,G}) \cdot d_K}{d_E} \quad (3.14)$$

$$Q_E = \frac{\sum_{K=1}^N (Q_{K,V} - Q_{K,G}) \cdot d_K}{d_E} \quad (3.15)$$

Die Residuallast an allen Knotenpunkten K einer Leitung in Formel (3.14) und Formel (3.15) wird gewichtet mit der Position d_K/d_E auf dem Leitungsabschnitt. Dieses Leistungsäquivalent gibt die Höhe einer Punktlast am Ende einer Leitung an, die zu dem gleichen Spannungsabfall entlang dieser Leitung führt. Formel (3.14) und Formel (3.15) stellen den speziellen Fall dar, dass alle Leitungsabschnitte die identischen spezifischen Leitungsparameter aufweisen. Dieser Fall ist für längere Leitungsabgänge in Verteilnetzen untypisch. Beziehung (3.16) und Beziehung (3.17) geben die Abhängigkeit unter Berücksichtigung unterschiedlicher spezifischer Leitungsparameter an.

$$P_E = \frac{\sum_{K=1}^N (R'_{b,K} + jX'_{b,K}) \cdot (P_{K,V} - P_{K,E}) \cdot d_K}{(R'_{b,E} + jX'_{b,E}) \cdot d_E} \quad (3.16)$$

$$Q_E = \frac{\sum_{K=1}^N (R'_{b,K} + jX'_{b,K}) \cdot (Q_{K,V} - Q_{K,G}) \cdot d_K}{(R'_{b,E} + jX'_{b,E}) \cdot d_E} \quad (3.17)$$

Für das in Abbildung 3.5 dargestellte Beispiel und unter der Annahme ausschließlicher Wirkleistungseinspeisung ergibt sich unter Anwendung von Formel (3.14) folgender Verlauf für das Leistungsäquivalent an Knotenpunkt K_5 .

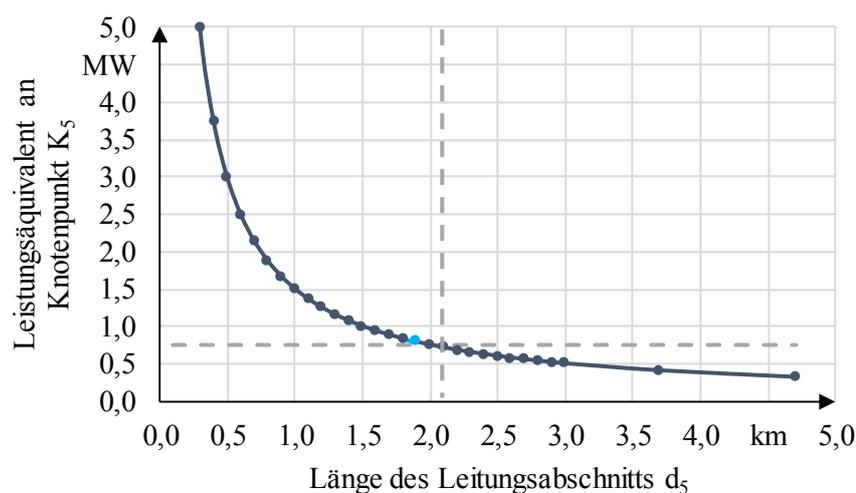


Abbildung 3.6: Verlauf des Leistungsäquivalents für einen identischen Spannungsabfall in Abbildung 3.5

Der Kurvenverlauf gibt an, wie groß die Anlagenleistung der Windenergieanlage in Abhängigkeit des Einspeisepunktes maximal sein dürfte, um den identischen Spannungsabfall hervorzurufen wie die zwei PV-Anlagen im rechten Abgang in Abbildung 3.5. Unter Zuhilfenahme der horizontal und vertikal eingezeichneten Hilfslinien wird deutlich, dass die Einspeisung der Windenergieanlage kleiner bzw. gleich $P_{WEA} = 0,75 \text{ MW}$ sein müsste, um im Zeitpunkt „WEA“ einen geringeren oder einen identischen Spannungsabfall zu bewirken. Da die Anlagenleistung im gewählten Beispiel größer ist ($P_{WEA} = 0,8 \text{ MW}$), wird der auslegungsrelevante Planungszeitpunkt zur Einhaltung der Kriterien der Netzspannung nicht dem Zeitpunkt der größten Residuallast entsprechen.

Netzbetriebssituationen basierend auf Zeitreihenberechnungen: Demgegenüber erfolgt in der zeitreihenbasierten Netzplanung dem Namen entsprechend eine Auslegung gemäß hinterlegter Zeitreihen für jeden Netzanschlussnehmer (Erzeuger, Verbraucher) für einen definierten Zeitraum, üblicherweise ein gesamtes Jahr. Dieser Zeitraum ist notwendig, um alle saisonalen Einflüsse auf Last und Einspeisung zu berücksichtigen.

Eine Über- oder Unterdimensionierung wird vermieden, da für jedes Netzbetriebsmittel der planungsrelevante Zeitpunkt im Vorhinein ermittelt wird. Die Identifikation dieser Zeitpunkte ist gleichzeitig der bedeutendste Nachteil, da für den Planungszeitraum unter Umständen eine hohe Anzahl von Lastflussberechnungen nötig ist (für ein Jahr 35040 Lastflussrechnungen bei viertelstündlicher Auflösung). Allerdings ist es nur mithilfe auf Zeitreihen basierender Planungen möglich, energetische Abhängigkeiten zu berücksichtigen (max. abgeregelte Energiemengen, Auslegung von Kurzkupplungen etc.).

Schlussfolgernd lässt sich festhalten, dass die Planungsergebnisse stark abhängig sind von der Methode der Bestimmung auslegungsrelevanter Netzbetriebssituationen. Für den Verlauf dieser Arbeit sind Netzbetriebssituationen basierend auf Zeitreihenberechnungen notwendig für eine Bewertung der Häufigkeiten von Grenzwertverletzungen unter Berücksichtigung der Topologietypen. Tabelle 3.1 fasst die wesentlichen Vor- und Nachteile der verschiedenen Planungsmethoden zusammen.

Tabelle 3.1: Übersicht der Vor- und Nachteile verschiedener Methoden zur Identifikation auslegungsrelevanter Netzbetriebssituationen

Methoden	Vorteile	Nachteile
Konventionelle Netzbetriebssituationen (worst-case)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schnell ▪ Einfach ▪ Robust 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Überdimensionierung möglich ▪ ökonomisch Ineffizient
Netzbetriebssituationen basierend auf Residuallastanalysen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Schnell ▪ Einfach ▪ Ökonomisch effizient 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Über- und Unterdimensionierung möglich ▪ Abhängig von der Güte der Zeitreihen
Netzbetriebssituationen basierend auf Zeitreihenberechnungen	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Ökonomisch effizient ▪ Energetische Auswertungen möglich ▪ Auswertungen zur Häufigkeit möglich 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aufwändig ▪ Abhängig von der Güte der Zeitreihen

Über die beschriebenen Methoden hinaus versuchen neue Ansätze mithilfe von Clusterverfahren und der Lösung von Optimierungsproblemen die planungsrelevanten Zeitpunkte in einer Zeitreihe zu bestimmen, ohne Lastflussrechnungen dafür vornehmen zu müssen. Ziel ist es, Zeitpunkte zu definieren, die eine sichere und robuste Auslegung des Netzes ermöglichen und andererseits möglichst keine Überdimensionierung zulassen [79].

3.1.5 Zeitreihenbasierte Netzausbauplanung

Der Ablauf der zeitreihenbasierten Netzausbauplanungen wird durch das Ablaufdiagramm in Abbildung 3.7 beschrieben.

Eine Besonderheit bei der Netzausbauplanung unter Anwendung von Änderungen der Topologie ist, dass eben diese Änderung dazu führen kann, dass ein bisher nicht relevanter Zeitpunkt, d.h. ein Zeitpunkt, in dem bisher keine Grenzwertverletzungen auftraten, nun Grenzwertverletzungen aufweist. Diese Auswirkung kann immer dann auftreten, wenn durch eine Vermaschungsmaßnahme ein zusätzlicher Leistungsfluss auf einem Strompfad entsteht. Deswegen ist für den Fall einer Veränderung des Netzaufbaus stets eine erneute Zeitreihensimulation durchzuführen, um sicherzustellen, dass die Planungsvariante zulässig ist.

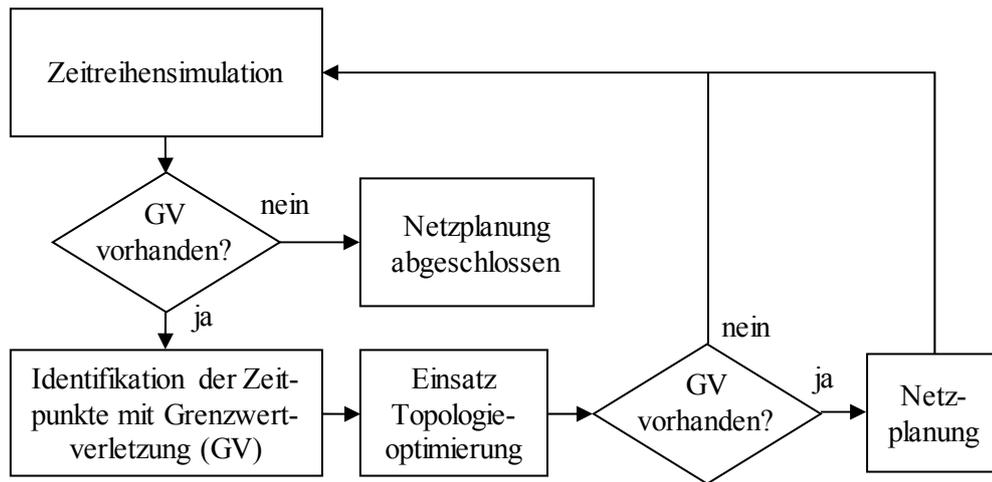


Abbildung 3.7: Ablaufdiagramm zeitreihenbasierter Netzausbauplanungen

3.1.6 Methode der Netzausbauplanung unter Anwendung neuer Topologiekonzepte

Die eingeführten Topologiekonzepte stellen ein weiteres Werkzeug für die Netzausbauplanung dar, um den sich verändernden Anforderungen an die Versorgungsnetze gerecht zu werden. Konzepte zur Vermaschung werden dementsprechend nicht zum Selbstzweck angewendet, sondern nur insofern dadurch auftretende Netzprobleme behoben werden können. Es ist stets darauf zu achten, die insgesamt kostenminimalen Maßnahmen zu ergreifen.

Grundsätzlich lassen sich verschiedene übergeordnete Einflussfaktoren identifizieren, die bei der Anwendung vermaschter Netzstrukturen als netzplanerisches Werkzeug zu beachten sind. Diesen Einflussfaktoren sind in Abbildung 3.8 die in Kapitel 2 analysierten Parameter zugeordnet.

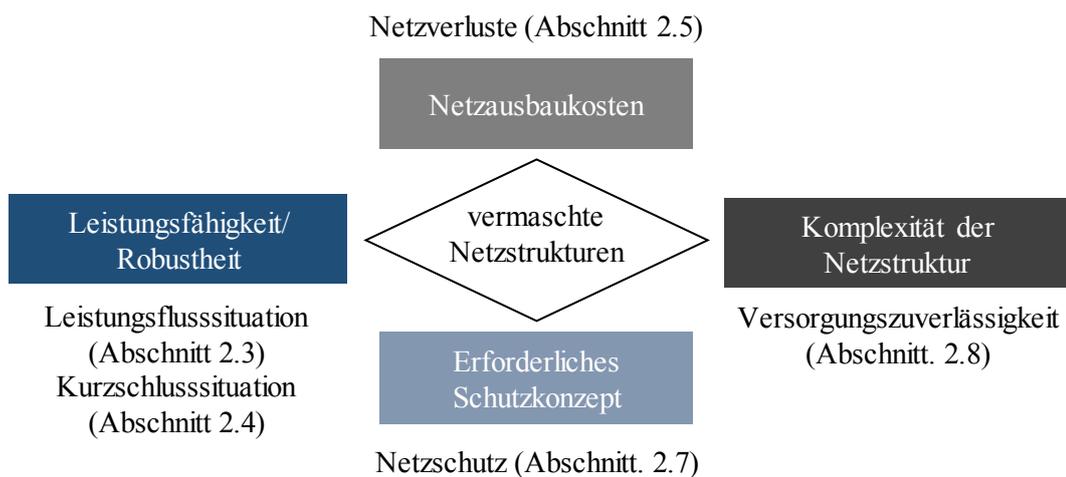


Abbildung 3.8: Zielkonflikt bei der Planung mit vermaschten Netzstrukturen

Neben der Prämisse möglichst minimaler Netzausbaukosten sind beim Einsatz vermaschter Netzstrukturen die Leistungsfähigkeit, bzw. die Robustheit der Maßnahme entscheidend. D.h., dass zunächst eine Bewertung der Maßnahme notwendig ist, die angibt, wie gut diese Maßnahme ein Problem im Netz löst bzw. wie deutlich der Netzzustand verbessert wird (vgl. Abschnitt 3.2.4). Der Leistungsfähigkeit einer topologischen Maßnahme steht die Komplexität der Netzstruktur gegenüber. Insbesondere in Verteilnetzen, wo überwiegend keine computergestützte Netzüberwachung zum Einsatz kommt, ist eine „einfache“ Netzstruktur für das Personal wünschenswert und sinnvoll. Außerdem wird eine komplexe, hochvermaschte Netzstruktur deutliche Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit ausüben, da Auslösbereiche des Netzschutzes vergrößert werden. Damit einher gehen notwendige Anpassungen des Schutzkonzepts. Diese Anpassungen (Austausch und Neuparametrierung vorhandener Schutzgeräte, Wechsel der Art der Schutzgeräte, Einsatz zusätzlicher Leistungsschalter) führen zu Kosten, die dem Netzausbau unter Berücksichtigung vermaschter Netzstrukturen zuzurechnen sind. Die konkrete Auslegung des Schutzkonzepts für die verwendeten Topologiemassnahmen ist ein Schwerpunkt des Projekts NeToVe (Neuartige Topologien für Verteilungsnetze), das den Ausgangspunkt auch dieser Arbeit bildet. Die Untersuchung der Auswirkungen auf den Netzschutz steht allerdings nicht im Fokus dieser Arbeit, wo erforderlich wird die Koordination des Schutzsystems allerdings mit aufgeführt. An dieser Stelle sei auf entsprechende Literatur verwiesen [58, 61, 80].

Die nachfolgende Abbildung 3.9 zeigt die entwickelte, ganzheitliche Planungsmethodik. Es handelt sich um ein hierarchisches Konzept, bei dem die Topologietypen gemäß ihrer Auswirkung auf die Netzstruktur nacheinander eingesetzt werden. So ist sichergestellt, dass eine möglichst einfache Netzstruktur beibehalten wird und die Anpassungen des Schutzkonzepts möglichst gering sind. Die Anwendung der Topologietypen wird falls notwendig ergänzt durch zusätzliche Netzausbaumaßnahmen (additiver Netzausbau), bis keine Grenzwertverletzungen mehr auftreten. Letztlich wird durch dieses Vorgehen erreicht, dass nur exakt so viele Maßnahmen wie notwendig Anwendung finden. Nachfolgend wird das Konzept detailliert beschrieben.

Zunächst wird eine Closed-loop Optimierung der Netze vorgenommen (Typ 1). D.h. vorhandene Trennstellen, die üblicherweise offene Halbringe voneinander trennen, werden auf Basis eines Algorithmus geschlossen (vgl. Abschnitts 3.2.3). Da für den Betrieb eines Netzes mit geschlossenen Halbringen neben dem Schließen des Trennschalters und einer eventuellen Neuparametrierung der Schutzgeräte nahezu keine Anpassungen im Netzvorgenommen werden müssen, stellt dieser Typ die einfachste Art der Vermaschung dar. Für den Fall, dass nicht alle Grenzwertverletzungen (GV) behoben werden können, schließt sich Typ 2 als netzinterne Maßnahme an (Querverbindungen). Analog wird falls notwendig und möglich Typ 3 ergänzt (Netzkupplungen).

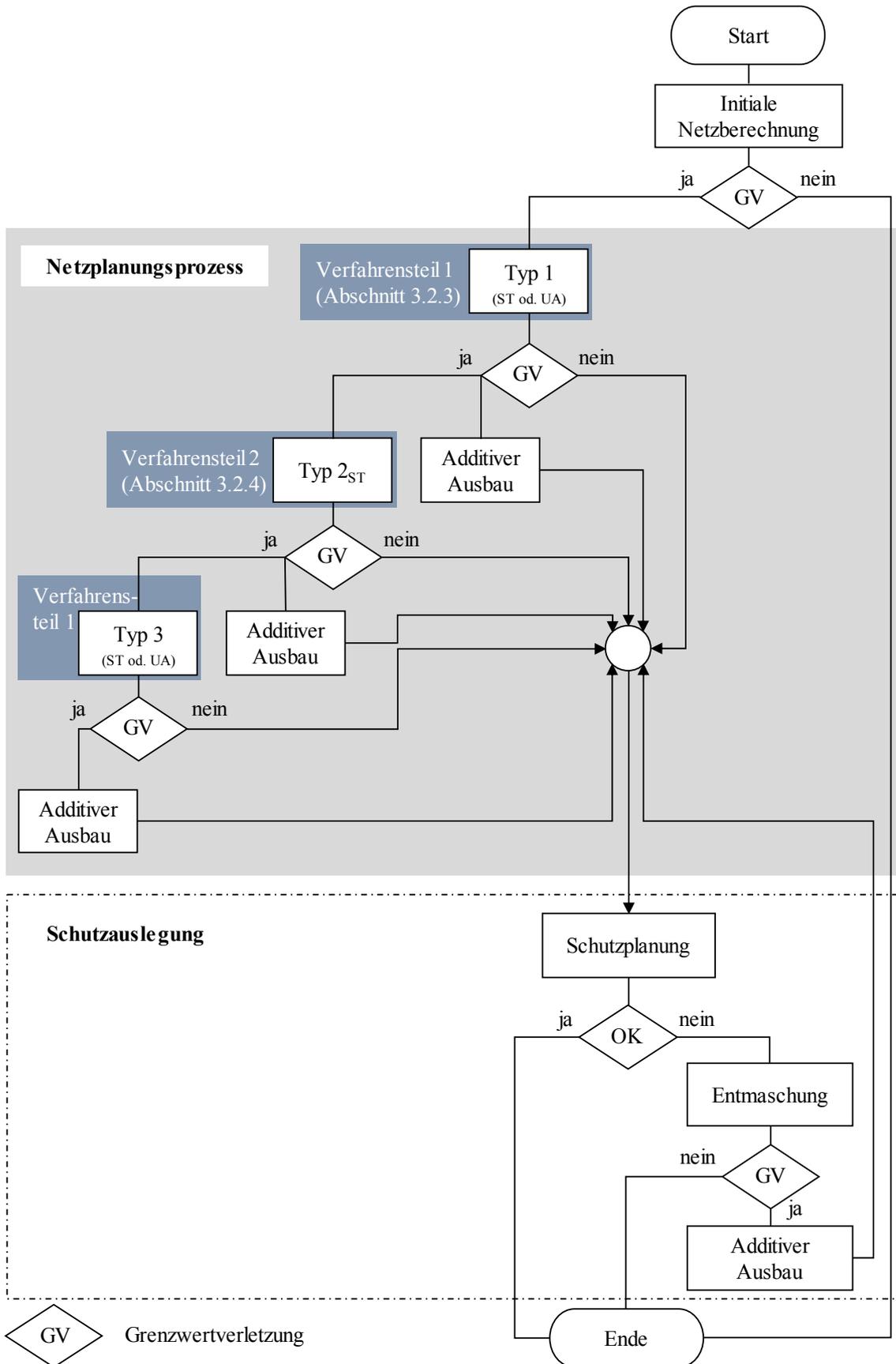


Abbildung 3.9: Ablaufdiagramm der Netzausbauplanung unter Berücksichtigung topologischer Optimierungen

Sollten die topologischen Maßnahmen Topologietyp 1-3 nicht ausreichen, alle Netzprobleme zu beheben, schließt sich zusätzlich ein additiver Netzausbau an. Dabei werden entsprechende konventionelle oder innovative Maßnahmen (z.B. rONT) eingesetzt (vgl. Abschnitt 3.1.1 und Abschnitt 3.1.3), sodass letztlich alle unzulässigen Betriebspunkte vermieden werden. Um die Auswirkungen jedes einzelnen Topologietyps bewerten und untereinander vergleichen zu können, wird zusätzlich für jeden Topologietyp falls erforderlich ein additiver Netzausbau vorgenommen ohne Einsatz des folgenden Topologietyps.

Für jedes Topologiekonzept ist eine gesonderte Schutzauslegung vorzunehmen. Die Ergebnisse dieser Schutzauslegung sind für den Fall einer Änderung der Topologie erneut zu überprüfen in der Netzausbauplanung. Auftretende unzulässige Netzbetriebszustände werden dann mittels additiver Maßnahmen behoben. Prinzipiell besteht die Möglichkeit, nahezu alle Topologien ohne eine erneute Veränderung zu schützen, allerdings mit unterschiedlich hohem Aufwand und zu unterschiedlich hohen Kosten. Deswegen wird in dieser Arbeit eine Vorgehensweise vorgeschlagen, bei der die Schutzauslegung möglichst nah an gängiger Praxis erfolgt in Anlehnung an [81].

3.2 Entwicklung eines Verfahrens zur Topologieoptimierung

Aufbauend auf den Analysen aus Kapitel 2 und der Darstellung der Methode der Netzausbauplanung des Abschnitts 3.1 wird innerhalb dieses Kapitels ein Verfahren, bestehend aus zwei Verfahrensteilen, zur Optimierung der vorhandenen Netztopologie vorgestellt. Zum besseren Verständnis der Vorgehensweise innerhalb der Verfahrensteile sind nachfolgend zunächst grundlegende Begriffe und Methoden der Graphentheorie erläutert.

3.2.1 Graphentheorie

Da Teile des in Abschnitt 3.2.3 und Abschnitt 3.2.4 vorgestellten Verfahrens auf Methoden der Graphentheorie beruhen, erfolgt an dieser Stelle eine kurze Einführung in die Grundlagen der Graphentheorie und die Adaption auf Stromnetze. Anschließend wird die konkrete Anwendung in der Topologieoptimierung erläutert.

Grundlagen

Wichtigster Begriff der Graphentheorie ist der des Graphen, der verschiedene Knoten miteinander verbindet. Geschieht dies in einer geordneten Reihenfolge, wird der Graph als gerichteter Graph bezeichnet, andernfalls als ungerichteter Graph. Im Zusammenhang mit Stromnetzen entsprechen alle Kraftwerke und Netzkunden (Einspeiser und Verbraucher) den Knoten des Graphen, Leitungen und Transformatoren stehen in Analogie zu den Kanten. Grundsätzlich handelt es sich bei Stromnetzen um ungerichtete Graphen, da sich in Abhängigkeit der Betriebssituation des Netzes der Leistungsfluss umkehren kann.

Ausnahme stellen allerdings Leistungsflusssteuerungen dar, die einen bestimmten Leistungsfluss in einer Richtung erzwingen und dementsprechend zu einem gerichteten (Teil-)Graphen führen.

Eine Folge von Kanten mit identischem Anfangs und Endknoten heißt Kreis und entspricht einer Ringstruktur entsprechend der Erläuterungen in Abschnitt 2.1. Gegensätzlich dazu wird ein zusammenhängender, kreisloser ungerichteter Graph als Baum bezeichnet, der wiederum mit einer strahlenförmigen Netzstruktur zu vergleichen ist.

Im Fall einer Bewertung einer jeden Kante mit Kosten existiert ein bewerteter Graph. In elektrischen Versorgungsnetzen stellen die Leitungs- und Transformatorimpedanzen diese Bewertung dar, die mit Verlustkosten der Energieübertragung korrelieren. Folglich ist der elektrisch kürzeste Weg mit minimaler Gesamtimpedanz nicht automatisch der geographisch kürzeste Weg.

Die nachfolgende Tabelle listet die Analogien zwischen den wesentlichen Begriffen der Graphentheorie und elektrischen Versorgungsnetzen auf.

Tabelle 3.2: Analogien zwischen Begriffen der Graphentheorie und elektrischer Versorgungsnetze

Begriff der Graphentheorie	Begriff in elektrischen Versorgungsnetzen
Knoten	Kraftwerke und Netzkunden
Kante	Leitungen und Transformatoren
Kreis/geschlossener Weg	Ringtopologie
Baum	Strahlentopologie
Bewerteter Graph (Kosten)	Leitungs- und Transformatorimpedanzen

Anwendung der Graphentheorie zur Topologieoptimierung

Die nachfolgend vorgestellten Methoden zur Topologieoptimierung beruhen im Wesentlichen auf drei graphentheoretischen Überlegungen. Für die Ermittlung einer optimierten Trennstellenkonfiguration (Abschnitt 3.2.3) ist die Kenntnis galvanischer Direktverbindungen zwischen Trennschaltern Voraussetzung. Dazu wird ein Algorithmus verwendet, der die kürzesten Wege eines Graphen ermittelt (Dijkstra-Algorithmus) [82]. Da die bloße Überprüfung der Existenz einer Verbindung zwischen Trennschaltern von Interesse ist, müssen Impedanzverhältnisse nicht berücksichtigt werden.

Die Delaunay-Triangulierung ist der Kern des Verfahrens zur Identifikation optimierender Querverbindungen (Abschnitt 3.2.4). Eine Triangulierung kann im Allgemeinen als maximaler, kreuzungsfreier, geradliniger Graph aufgefasst werden [83]. Entsprechend des Namens wird die Fläche der zu verbindenden Knoten in Dreiecke zerteilt. Besondere Eigenschaft der Delaunay-Triangulierung liegt in der Zielfunktion, den Winkelvektor der Dreiecke zwischen den Knoten zu maximieren und unter allen Triangulierungen hinsichtlich der Zielfunktion optimal zu sein [84]. Das hat zur Folge, dass nur wenige Dreiecke mit langen Kanten und kleinen Winkeln entstehen. Diese Eigenschaft führt zu der Tendenz, benachbarte Knoten miteinander zu verbinden, was wiederum dem Ziel der Identifikation optimierender Querverbindungen dienlich ist.

Schließlich ist die Identifikation von Kreisen in Abhängigkeit einer Topologieänderung von Bedeutung, da die Anzahl paralleler Pfade eine Herausforderung an die Schutzkoordination der Netze stellt (vgl. Abschnitt 2.7). Hierzu wird ebenfalls der Dijkstra-Algorithmus verwendet.

3.2.2 Anforderungen an ein Verfahren und Ziele

Zielstellung des in den nächsten Abschnitten vorgestellten Verfahrens ist Optimierung der Netztopologie unter Berücksichtigung einer zu definierenden Zielfunktionsgröße. Im ersten Verfahrensteil (Optimierte Trennstellenkonfiguration, vgl. Abschnitt 3.2.3) wird dazu die sinnvollste Schaltkonfiguration ermittelt, also Topologietyp 1 angewendet. Im zweiten Verfahrensteil (Identifikation sinnvoller Querverbindungen, vgl. Abschnitt 3.2.4) wird die Anwendungsmöglichkeit von Topologietyp 2 geprüft (zur Beschreibung der Topologietypen siehe Abschnitt 2.1.3). Der Topologietyp 3 entspricht im Prinzip dem Topologietyp 1 bei einer Erweiterung der Systemgrenzen (mindestens zwei Netze). Die Netzkuppelstellen entsprechen dann Trennstellen. Deswegen wird für diesen Topologietyp kein gesonderter Verfahrensteil eingeführt.

Eine wesentliche Anforderung an das Verfahren ist, zu vermeiden, dass es in lokale Optima oder gar nicht konvergiert. Zudem soll die Durchführung der Verfahren mit möglichst geringem Rechenaufwand erfolgen. Beide Verfahren eint die Tatsache, dass die Optimierung einer Netztopologie ein multikriterielles Optimierungsproblem ist, gekennzeichnet durch mehrere, teils gegenläufige Zielfunktionsgrößen.

Grundsätzlich können die Ziele eines Verfahrens in komplementäre und konkurrierende Ziele unterschieden werden. Komplementäre Ziele führen im Gegensatz zu letzteren zu keinem Zielkonflikt.

In dem Fall konkurrierender Ziele sind in der Literatur überwiegend vier Möglichkeiten zur Findung einer Kompromisslösung beschrieben [85, 86, 87]. Dazu zählen:

- Lexikographische Ordnung von Zielen
- Zieldominanz
- Zielgewichtung
- Berücksichtigung von Abstandsfunktionen

Im Folgenden wird nur auf die in Teilen angewendete Möglichkeit der *Zieldominanz* näher eingegangen [82]. Für alle weiteren Methoden sei auf weiterführende Literatur verwiesen. Bei dem Verfahren der Zieldominanz sind die verschiedenen Ziele der Optimierung in ein Hauptziel und mehrere Nebenziele im Vorhinein zu klassifizieren. In der Formulierung des Optimierungsproblems werden die Nebenziele dann mittels Nebenbedingungen berücksichtigt, mit deren Hilfe untere und oberer Schranken (s.g. Anspruchsniveaus) für diese Nebenziele eingeführt werden.

Eine besondere Wichtigkeit kommt dabei der Definition der Anspruchsniveaus zu, da eine ungünstige Wahl dazu führen kann, dass die Erreichung des Hauptziels stark eingeschränkt wird [82].

Die wichtigsten Zielfunktionsgrößen im Fall der Topologieoptimierung sind:

1. Maximierung der Integration von DEA
2. Minimierung der Netzausbaukosten
3. Minimierung der Netzverluste
4. Minimierung der Komplexität des Netzschutzes
5. Maximierung der Versorgungszuverlässigkeit

Die Maximierung der Integration von DEA kann über eine Veränderung der Impedanzverhältnisse des Netzes wie in Abschnitt 2.3 beschrieben erreicht werden. Diese Zielfunktionsgröße stellt das Hauptziel des Verfahrens dar, da unter deren Anwendung die wesentliche Fragestellung beantwortet werden kann, in welchem Maß eine Änderung der Topologie die Leistungsfähigkeit der Netze in Bezug auf die Integration von dezentralen Stromerzeugungsanlagen beeinflusst beziehungsweise erhöht.

Die Netzausbaukosten können erst im Anschluss an eine Zielnetzplanung ermittelt werden und fließen daher nicht explizit in die Zielfunktion der Verfahrensteile zur Topologieoptimierung ein, die vor der Netzausbauplanung durchgeführt werden, um einen Ausgangspunkt für diese zu erhalten. Allerdings sind die Netzausbaukosten komplementär zum Hauptziel der Optimierung. D.h., es entsteht kein Zielkonflikt zwischen einer Erhöhung der Integration von DEA und den Netzausbaukosten. Vielmehr verhalten sich diese beiden Zielfunktionen weitestgehend gleich. Eine Maximierung der Integration dezentraler Stromerzeugungsanlagen mithilfe der Topologieoptimierung führt in einem Netz mit Grenzwertverletzungen tendenziell auch zu geringeren Netzausbaukosten, da Grenzwertverletzungen vermieden werden. Hier besteht allerdings keine Allgemeingültigkeit, da die Kostenbestandteile des Netzausbaus insbesondere bei der Neuverlegung von Kabeln aufgrund der örtlichen Gegebenheiten situationsbedingt stark variieren können.

Das Minimum der Netzverluste wird immer dann erreicht, wenn ein Netz gänzlich vermascht ist, also alle Möglichkeiten paralleler Strompfade genutzt werden. Da Änderungen der Netzstruktur die gesamte Netzimpedanz verändern, kann mit gezieltem Einsatz der Topologietypen (vgl. Abschnitt 2.1.3) die Verlustleistung minimiert werden.

Die Maximierung der Versorgungszuverlässigkeit ist unmittelbar mit der Netzstruktur verknüpft. Grundsätzlich ist jeder Netzbetreiber um eine möglichst hohe Versorgungszuverlässigkeit bemüht. Je geringer die versorgte Leistung der Schutzbereiche eines Netzes ausfällt, umso höher wird die Versorgungszuverlässigkeit sein. Folglich führt eine Vermaschung einzelner Netzbereiche grundsätzlich zu einer Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit in der Mittelspannungsebene, da bis zum Zeitpunkt der Umschaltung ein größerer Versorgungsbereich vom Netz getrennt ist (vgl. Abschnitt 2.8). Die Ziele 1 und 5 verfolgen also einen gegenläufigen Trend. Die Versorgungszuverlässigkeit als Zielfunktionsgröße wird allerdings ebenso wie Ziele 2 und 3 nicht explizit in den Verfahren berücksichtigt, da die Zuverlässigkeitsbetrachtung erst nach der Netzausbauplanung erfolgen kann, weil erst dann die Voraussetzung keiner Grenzwertverletzungen im fehlerfreien Betrieb des Netzes erfüllt ist und alle in der Planung getroffenen Maßnahmen einfließen. Eine Bewertung der Zuverlässigkeit der Netzausbauplanungen wird in Abschnitt 4.3.4 vorgestellt.

Die Schutzkonzepte der Netzstrukturen verfolgen die in Abschnitt 2.7 definierten Ziele Selektivität, Sensitivität und Schnelligkeit. Alle drei Parameter können durch eine Änderung der Topologie losgelöst von einer Neuparametrierung der Schutzgeräte derart beeinflusst werden, dass ein konzeptgemäßer Betrieb mit den Möglichkeiten des standardmäßig angewendeten Schutzkonzepts nicht mehr umzusetzen ist (vgl. Abschnitt 2.7.2). Zwar ist es prinzipiell möglich, nahezu jede Topologie unter den genannten Zielvorgaben adäquat zu schützen, allerdings wird der Netzbetreiber zunächst bestrebt sein, das Standardschutzkonzept weiterhin anzuwenden, um die Komplexität der Schutzkoordination nicht zu erhöhen.

Da die Ergebnisse dieser Arbeit möglichst allgemeingültig sein sollen, ist die Zielfunktionsgröße „Minimierung der Komplexität des Netzschutzes“ in geeigneter Form ins Verfahren zu integrieren. Dazu wird ein maximaler Vermaschungsgrad definiert anhand der Anzahl von Ringstrukturen innerhalb eines Netzes (vgl. Formel (3.24)).

Folgende Abbildung verdeutlicht die zuvor beschriebene Auswahl und Kategorisierung der Zielfunktionsgrößen der beiden Verfahrensteile.

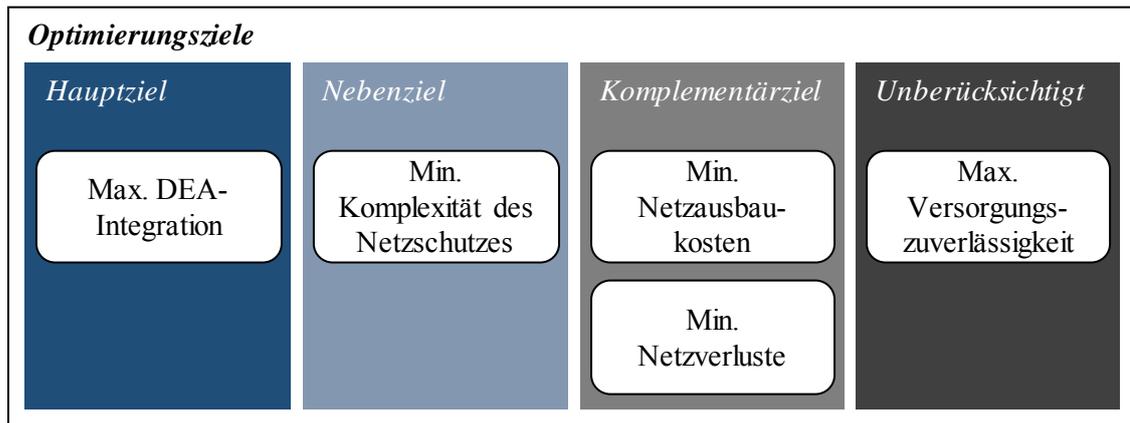


Abbildung 3.10: Berücksichtigung verschiedener Ziele innerhalb der Verfahrensteile

Unabhängig von der hier festgelegten Auswahl der Zielfunktionsgrößen sollte es innerhalb beider Verfahrensteile möglich sein, Zielfunktionsgrößen auszutauschen oder auch hinzuzufügen.

3.2.3 Verfahrensteil – Optimierte Trennstellenkonfiguration

Im Folgenden wird der Verfahrensteil *Optimierte Trennstellenkonfiguration* unter Berücksichtigung der im vorherigen Abschnitt erläuterten Anforderungen und Ziele erläutert. Dazu sei zunächst auf den Aufbau der Zielfunktion vor dem Hintergrund der Abbildung 3.10 eingegangen.

Zielfunktion

Zielstellung des Verfahrensteils ist wie bereits erwähnt eine Umsetzung des Topologietyps 1. Das Hauptziel ist dabei die Maximierung der möglichen Integration dezentraler Energiewandlungsanlagen. Da dieses Verfahren wie in Abschnitt 3.2.5 dargestellt auf bestehenden Szenarien zur Last- und zur Einspeiseleistung aufsetzt, ist die Leistung von DEA keine Variable des Problems, sondern eine Konstante. Gleichwohl kann unter dieser Voraussetzung eine alternative, äquivalente Zielfunktion formuliert werden. Diese lautet:

Werden für ein gegebenes Last- und Einspeiseszenario durch Änderung der Netztopologie strom- und spannungsseitige Grenzwertverletzungen minimiert, so ist in dieser Netztopologie gleichzeitig die maximale Integration von dezentralen Energiewandlungsanlagen möglich.

Dementsprechend kann das Optimierungsproblem nun mathematisch im ersten Schritt wie folgt formuliert werden. Minimiere die Anzahl aller Grenzwertverletzungen $GV_j(I_j, SK)$ der Leitungen L und aller Grenzwertverletzungen $GV_i(U_i, SK)$ der Knoten N in Abhängigkeit der Schalterstellung SK sowie der Strombelastung I_j , beziehungsweise der Knotenspannung U_i (Formel (3.18)). Der Faktor δ_i , bzw. δ_j ist eine Entscheidungsvariable, die bewirkt, dass nur Knoten und Leitungen, die Grenzwertverletzungen aufweisen, im Optimierungsproblem berücksichtigt werden. Die Nebenbedingungen des Problems sind zunächst nicht aufgeführt.

$$\begin{aligned}
\min ZF &= (GV_j(I_j, SK) + GV_i(U_i, SK)) \\
&= \left(\sum_j^L \delta_j(I_j, SK) + \sum_i^N \delta_i(U_i, SK) \right) \\
&\quad \text{mit } \delta_j = \begin{cases} 1, & I_j > I_{j,max} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \\
&\quad \text{und } \delta_i = \begin{cases} 0, & U_{min} \leq U_i \leq U_{max} \\ 1, & \text{sonst} \end{cases}
\end{aligned} \tag{3.18}$$

Die obige Formulierung enthält keine Informationen über die Höhe der Überlastung, die allerdings ein Maß ist für die Höhe der Netzausbaukosten, die wiederum gemäß der Ausführungen in Abschnitt 3.2.2 implizit in die Zielfunktion aufzunehmen sind. Die Höhe der Überlastung wird in der Zielfunktion relativ berücksichtigt, um die Zielfunktion einheitenlos abzubilden. Es ergibt sich nachfolgende Form.

$$\begin{aligned}
\min ZF &= \left[\sum_j^L \delta_j \left(\frac{I_j(SK)}{I_{j,max}} - 1 \right) \right. \\
&\quad \left. + \left(\sum_n^N \delta_{i,max} \left(\frac{U_i(SK)}{U_{max}} - 1 \right) + \sum_n^N \delta_{i,min} \left(1 - \frac{U_i(SK)}{U_{min}} \right) \right) \right] \\
&\quad \text{mit } \delta_j = \begin{cases} 1, & I_j > I_{j,max} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \\
&\quad \text{und } \delta_{i,max} = \begin{cases} 0, & U_i \leq U_{max} \\ 1, & \text{sonst} \end{cases} \\
&\quad \text{und } \delta_{i,min} = \begin{cases} 1, & U_{i,min} \leq U_{min} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}
\end{aligned} \tag{3.19}$$

Die Strombelastung I_j wird auf den planerisch zulässigen Stromwert $I_{j,max}$ und die Knotenspannung U_i auf den planerisch zulässigen Spannungswert U_{max} für den Fall unzulässig hoher Knotenspannung und auf U_{min} für zu niedrige Knotenspannungen bezogen. Die Grenzwerte für Leitungsbelastungen und Knotenspannungen sind in Abschnitt 3.1.1 dargelegt.

In der Formel (3.19) besteht noch das Problem, dass stromseitige und spannungsseitige Grenzwertverletzungen nicht gleich gewichtet sind. Während die maximale Auslastung von Leitungen in der Regel im (n-1)-Planungsfall 60 Prozent nicht übersteigen darf, steht in der Mittelspannung gemäß BDEW-Mittelspannungsrichtlinie (vgl. Abschnitt 3.1.1) nur ein Spannungsband von $\Delta U^+ / U_n = 2\%$ bzw $\Delta U^- / U_n = 5\%$ zur Verfügung. Daraus resultiert, dass die prozentualen Werte von Spannungsbandverletzungen in der Höhe wesentlich geringer sind als die der Grenzwertverletzungen hinsichtlich der Leitungsbelastung, sodass letztere in Formel (3.19) deutlich überbewertet werden. Deswegen werden alle Grenzwertverletzungen zusätzlich auf den planerisch maximal zulässigen Wert bezogen (vgl. Formel (3.20)). Dadurch wird ein Gleichgewicht zwischen beiden Arten von Grenzwertverletzungen erreicht. Die Überlastung einer Leitung von 30% ($I_j / I_{th} = 90\%$) geht ebenso wie eine spannungsseitige Grenzwertverletzung der oberen Grenze von 1% ($U_i / U_n = 107\%$) mit einem Zielfunktionswert $ZF = 0,5$ ein. Die Gesamtlänge der überlasteten Leitungsabschnitte fließt in die Zielfunktion bewusst nicht mit ein, da eine ausschließlich technische Bewertung des Netzes und keine implizite Kostenabschätzung erfolgen soll (z.B. Tiefbaumaßnahmen bei Kabelverlegung in Abhängigkeit der Länge der überlasteten Leitung).

$$\min ZF = \left[\sum_j^L \delta_j \left(\frac{\left(\frac{I_j(SK) - I_{j,max}}{I_{j,th}} \right)}{\frac{I_{j,max}}{I_{j,th}}} \right) + \sum_i^N \delta_{i,max} \left(\frac{\left(\frac{U_i(SK) - U_{max}}{U_n} \right)}{\left(\frac{U_{max} - U_{soll}}{U_n} \right)} \right) + \sum_i^N \delta_{i,min} \left(\frac{\left(\frac{U_{min} - U_i(SK)}{U_n} \right)}{\left(\frac{U_{soll} - U_{min}}{U_n} \right)} \right) \right] \quad (3.20)$$

$$\text{mit } \delta_j = \begin{cases} 1, & I_j > I_{j,max} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$

$$\text{und } \delta_{i,max} = \begin{cases} 0, & U_i \leq U_{max} \\ 1, & \text{sonst} \end{cases}$$

$$\text{und } \delta_{i,min} = \begin{cases} 1, & U_{i,min} \leq U_{min} \\ 0, & \text{sonst} \end{cases}$$

$$\text{sodass} \quad I_{k,i} \leq I_{k,max} \quad \forall i \in N \quad (3.21)$$

$$i_{p,i} \leq i_{p,max} \quad \forall i \in N \quad (3.22)$$

$$I_{k,j} \leq I_{1s,j} \quad \forall j \in L \quad (3.23)$$

$$n(Tr_i, Tr_{i+1}) < 3 \quad \forall p = [n(Tr_i), \dots, n(Tr_l)] \quad (3.24)$$

$$U_i > 0 \quad \forall i \in N \quad (3.25)$$

$$I_j > 0 \quad \forall j \in L \quad (3.26)$$

Die Formel (3.21) bis und Formel (3.33) komplettieren die Formulierung der Optimierungsaufgabe mit sechs Nebenbedingungen. Die ersten drei Nebenbedingungen stellen sicher, dass die maximal auftretenden Kurzschlussströme $I_{k,i}$ und $i_{p,i}$ sowie $I_{k,j}$ die thermischen und mechanischen Grenzwerte an Knoten und Leitungen nicht überschreiten. Die vierte Nebenbedingung bewirkt, dass durch die Änderung der Topologie keine Quadrupel-Strukturen mit vier oder mehr parallelen Strompfaden entstehen. Das ist genau dann der Fall, wenn für alle Pfade zwischen Knoten zweier geschlossenen Trennstellen $n(Tr_i)$ und $n(Tr_{i+1})$ keine weiteren Trennstellen passiert werden. Für den Fall, dass in der ursprünglichen Topologie bereits solche Strukturen vorliegen, bleiben diese von der Nebenbedingung unberührt. Unter Berücksichtigung von Formel (3.24) wird das in Abbildung 3.10 definierte Nebenziel, die Komplexität des Netzschutzes zu minimieren, innerhalb der Toleranzschränke erfüllt. Die letzten zwei Nebenbedingungen bewirken, dass die Versorgungsaufgabe erfüllt ist und keine isolierten Knoten und Leitungen auftreten.

Es besteht prinzipiell die Möglichkeit, dass unterschiedliche Schaltkonfigurationen oder allgemein Topologieveränderungen zum gleichen Zielfunktionswert führen. In diesem Fall wird im Verfahrensteil *Optimierte Trennstellenkonfiguration* die Schaltkonfiguration als Ergebnis ausgewiesen, bei der eine geringere Anzahl an Trennstellen geschlossen betrieben werden. Diese Vorgehensweise unterstützt wiederum das Nebenziel, die Komplexität des Netzschutzes zu minimieren. Für den Fall, dass auch dann keine eindeutige Lösung gefunden wird, stellt die erste gefundene Lösung das Ergebnis dar.

Aufbau und Ablauf des Verfahrensteils

Der Verfahrensablauf ist schematisch in Abbildung 3.11 illustriert und in acht Module unterteilt. Nach der Einleseroutine der Netzdaten wird im zweiten Modul das Netzmodell aufgebaut und in ein Berechnungsobjekt überführt, mit dem die Leistungsfluss- und Kurzschlussstromberechnungen durchgeführt werden. Vor dem Hauptteil des Verfahrensteils sind Initialberechnungen notwendig (Modul 3, Abbildung 3.11), um zu überprüfen, ob einerseits Grenzwertverletzungen hinsichtlich des Leistungsflusses auftreten, die eine nachgelagerte Topologieoptimierung überhaupt erst notwendig machen. Andererseits muss sichergestellt sein, dass das eingelesene Netz im originären Zustand keine Überschreitung der Kurzschlussfestigkeit aufweist. In beiden Fällen – seien keine Grenzwertverletzungen im Leistungsfluss oder unzulässig hohe Kurzschlussströme vorhanden – endet das Verfahren an dieser Stelle.

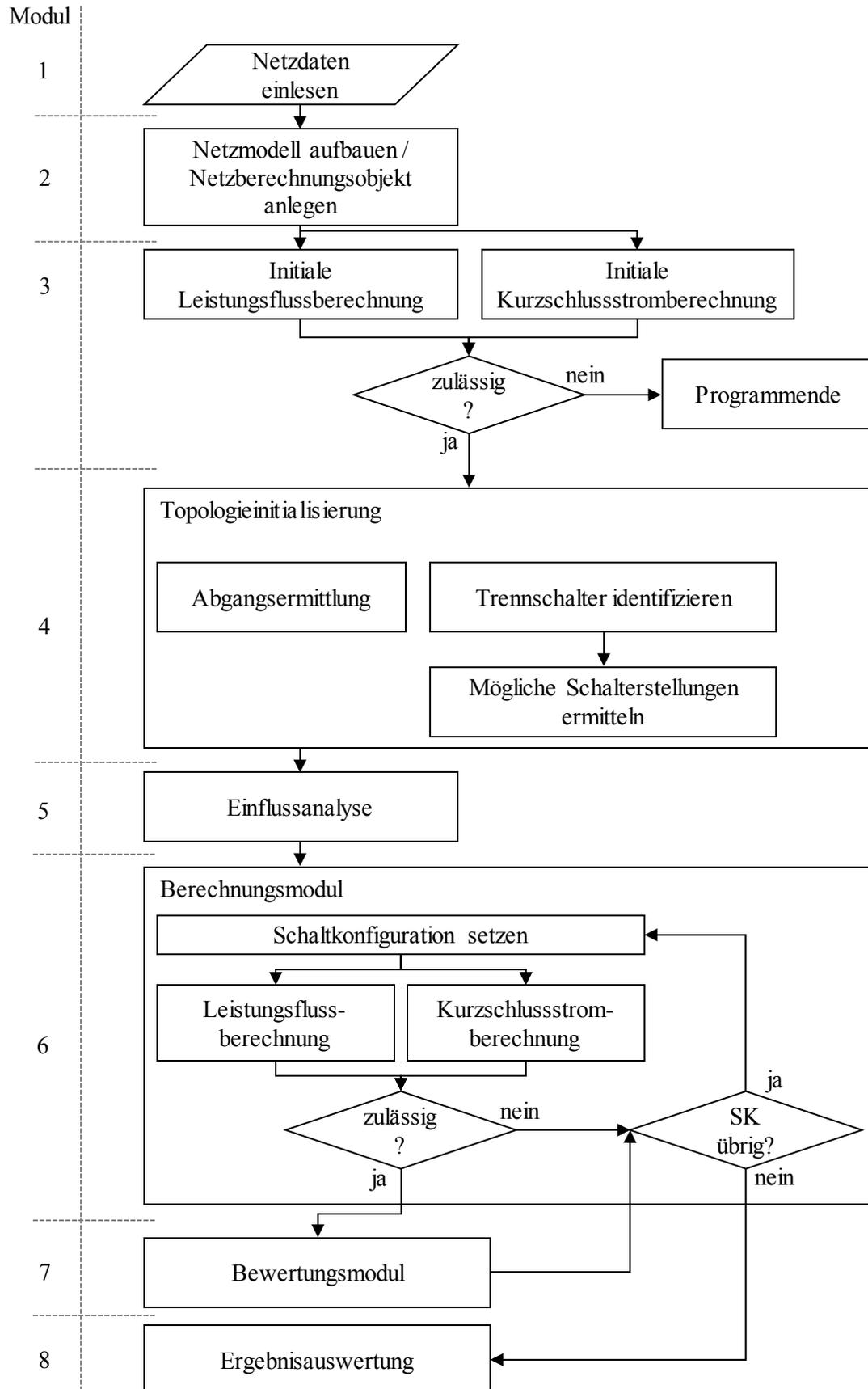


Abbildung 3.11: Ablaufdiagramm des Verfahrensteils „Optimierte Trennstellenkonfiguration“

Im Anschluss an die Prüfung der Voraussetzungen zur Durchführung des Verfahrensteils schließt sich eine Initialisierung der Topologie an (Modul 4, Abbildung 3.11). Neben der Zuordnung aller Netzelemente zu Abgängen der zugehörigen Umspannanlage werden alle im Netzgebiet vorhandenen Trennstellen identifiziert und anschließend alle möglichen Kombinationen von Schalterstellungen (Schaltkonfigurationen) ermittelt. Mathematisch ist dieses Problem als Binärbaum-Problem in der Literatur bekannt [88, 89]. Der Wachstumsverlauf aller Permutationen entspricht 2^n , wobei n der Anzahl der betrachteten Schalter entspricht. Dieser Wachstumsverlauf kann an folgendem simplen Beispiel nachvollzogen werden (Abbildung 3.12).

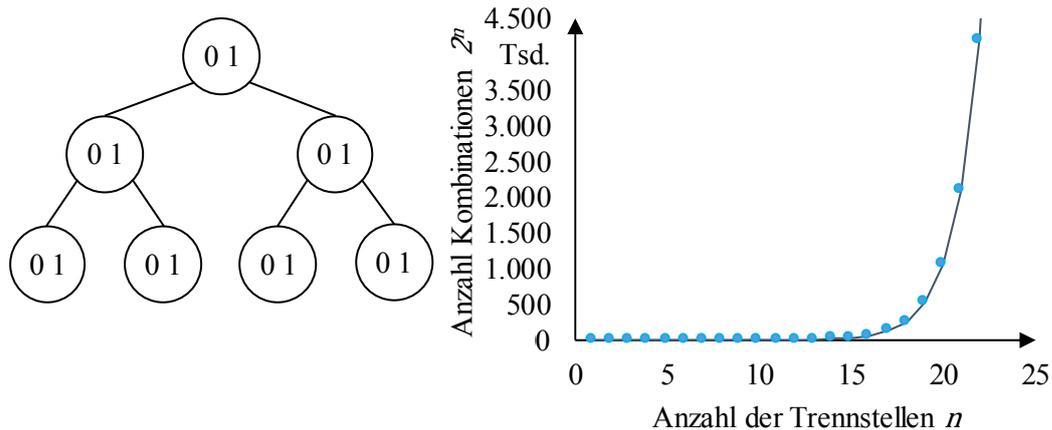


Abbildung 3.12: Entwicklung der Anzahl möglicher Schalterstellungen anhand eines Binärbaums

Der exponentielle Verlauf einer binären Wachstumsfunktion (Abbildung 3.12, rechts) führt dazu, dass ab einer Trennstellenanzahl von $n > 15$ die Anzahl möglicher Schaltkonfigurationen rasant wächst. Die Anzahl der Trennstellen in Mittelspannungsnetzen ist stark abhängig von der Größe der Netze, der Anzahl an Abgängen je Sammelschiene und von der Zieltopologie (z.B. offene Halbringe oder Strukturen mit Schwerpunktstationen). Die in dieser Forschungsarbeit untersuchten Strukturen weisen alle eine Anzahl (offener) Trennstellen von $n = [7 \dots 20]$ und liegen damit teilweise in dem Bereich des Kurvenverlaufs, der zu einer enormen Anzahl an Kombinationen führt.

Allerdings führen nicht alle Schaltkonfigurationen zu einer sinnvollen Netztopologie, weil zum Beispiel unversorgte Teilnetzgebiete entstehen. Relevanter ist allerdings, dass nicht alle Schalter in Sensitivität zueinanderstehen, also die Schalterposition eines Schalters A keinen oder nur einen sehr geringen Einfluss auf die Knotenspannungen und Leitungsauslastungen des Strompfads eines Schalters B hat.

Zwar sind grundsätzlich alle Trennschalter eines Netzes über die Sammelschiene(n) in der Umspannanlage galvanisch miteinander verbunden, die Spannungsregelung der Transformatoren der Umspannanlage auf einen vorgegebenen Spannungswert führt allerdings dazu, dass die gegenseitige Beeinflussung von Netzbereichen, die nur über die Sammelschiene der Umspannanlage galvanisch verbunden sind, in der Netzplanung vernachlässigbar ist. Weiterhin werden nur solche Schaltkonfigurationen analysiert, die die Voraussetzung der unmittelbaren Einflussnahme erfüllen.

Das Prinzip der unmittelbaren Einflussnahme liegt dem fünften Modul des Verfahrens, der Einflussanalyse zugrunde [90]. Das Netzmodell wird dahingehend untersucht, zwischen welchen Trennstellen eine galvanische Verbindung besteht, die nicht über die Sammelschiene der Umspannanlage verläuft. Aus dem Knoten-Kanten-Netzmodell wird deswegen zunächst der Sammelschienen-Knoten entfernt und alle Trennschalter werden in geschlossene Position versetzt. Die Pfadbestimmung zwischen den Trennschaltern wird mithilfe eines Dijkstra-Algorithmus durchgeführt (siehe blau hervorgehobener Beispielpfad in Abbildung 3.13). Nachdem alle Pfade zwischen den Trennschaltern bestimmt wurden, ergeben sich Gruppen, innerhalb derer alle Schaltkonfigurationen analysiert werden müssen. Abbildung 3.13 verdeutlicht das Vorgehen anhand eines Beispielnetzes mit acht Trennschaltern. Nach der Überprüfung der unmittelbaren Einflussnahme der Trennschalter existieren drei Gruppen, innerhalb derer alle Schaltkonfigurationen überprüft werden müssen.

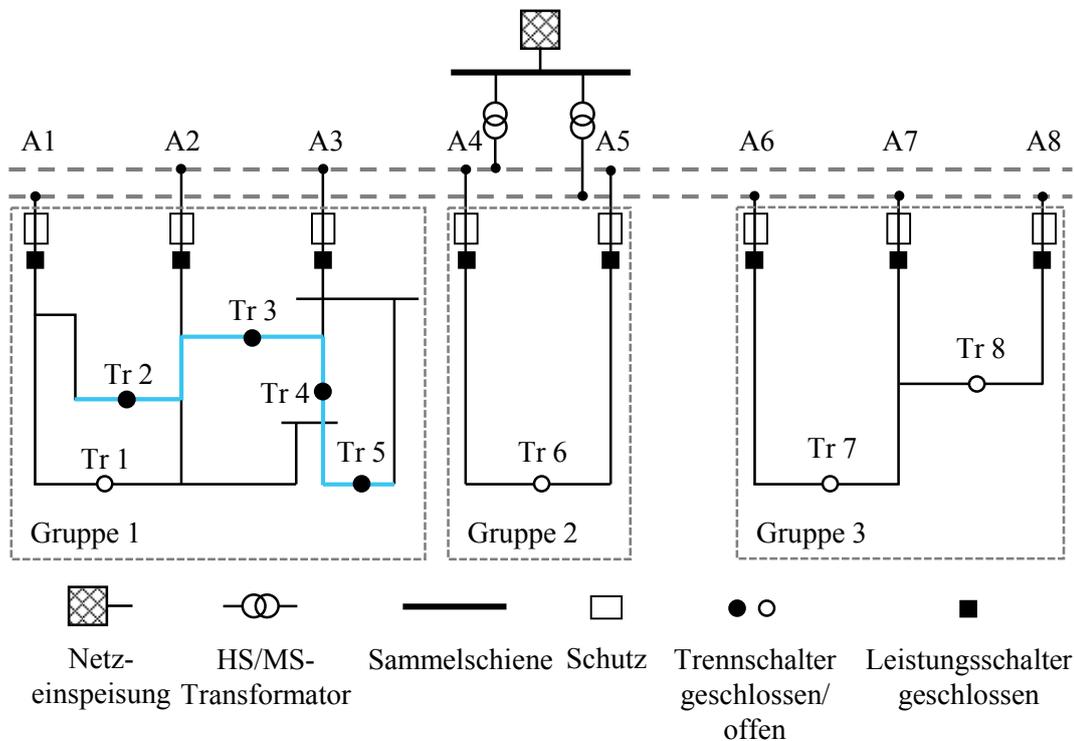


Abbildung 3.13: Beispielnetz zur Verdeutlichung des Prinzips der unmittelbaren Einflussnahme der Trennschalter zueinander

Die Anzahl aller weiterhin zu untersuchenden Schaltkonfigurationen SK reduziert sich in diesem Beispiel von $SK = 2^8 = 256$ auf $SK = 2^5 + 2^1 + 2^2 = 38$, wie anhand der Abbildung 3.13 nachvollzogen werden kann. Die Eingrenzung der Anzahl der zu untersuchenden Schaltkonfigurationen ist äquivalent zur Reduzierung der Rechenzeit des Verfahrens (in diesem Beispiel minus 85 Prozent).

Im Anschluss an die Einflussanalyse erfolgt sukzessive die Untersuchung aller Schaltkonfigurationen mithilfe von Leistungsfluss- und Kurzschlussstromberechnungen (Modul 6, Abbildung 3.11). Jede Schaltkonfiguration wird einer Zulässigkeitsüberprüfung unterzogen, um unversorgte Teilnetzbereiche und unzulässige Kurzschlussströme zu identifizieren. Falls die Zulässigkeitsüberprüfung negativ ausfällt, wird die Schaltkonfiguration verworfen und mit der nächsten fortgefahren bis alle Schaltkonfigurationen untersucht wurden.

Die Leistungsflussergebnisse unter Anwendung der verschiedenen Schaltkonfigurationen werden im Bewertungsmodul anhand der Zielfunktion bewertet und schließlich wird eine Empfehlung für eine optimierte Trennstellenkonfiguration als Ergebnis ausgegeben (Modul 7 und 8, Abbildung 3.11).

3.2.4 Verfahrensteil – Optimierte Querverbindungen (Counterpart-Analyse)

Im Folgenden wird der zweite Verfahrensteil *Optimierte Querverbindungen* unter Berücksichtigung der im vorherigen Abschnitt erläuterten Anforderungen und Ziele erläutert. Die Ausführungen zur Berücksichtigung der verschiedenen Ziele in einer Zielfunktion des ersten Verfahrensteils *Optimierte Trennstellenkonfiguration* treffen in gleicher Weise auch auf den zweiten Verfahrensteil zu (vgl. Abschnitt 3.2.3).

Zielfunktion

Die Anwendung des Topologietyps 2 wird im Verfahrensteil *Optimierte Querverbindungen* durchgeführt. Die Zielfunktion entspricht der des ersten Verfahrensteils. Darüber hinaus ist allerdings die Positionierung potenzieller Querverbindungen vorzunehmen. Dieses Positionierungsproblem wird als Teilproblem mithilfe einer *Counterpart-Analyse* vorgelagert gelöst. Die *Counterpart-Analyse* ist nachfolgend genauer beschrieben.

Prinzipiell basiert diese Analyse auf der Idee, Querverbindungen zwischen zwei Knotenpunkten einzufügen, an denen der Potentialunterschied maximal ist. Die Querverbindung an dieser Stelle wird den größten Einfluss auf den Leistungsfluss haben, da der Stromfluss zwischen zwei Knotenpunkten proportional zur Potentialdifferenz ansteigt. Zusätzlich dazu ist die Länge der Querverbindung entscheidend für die Investitionskosten dieser Verbindung und daher möglichst kurz auszuführen. Gesucht sind also die Querverbindungen mit möglichst großem Einfluss auf den Leistungsfluss bei gleichzeitig geringen Kosten.

Ebenso wie im ersten Verfahrensteil liegt ein multikriterielles Ziel vor. Entsprechend der Ausführungen in Abschnitt 3.2.2 wird die Methode der *Zieldominanz* zur Formulierung eines Optimierungsproblems gewählt. Wiederum sind ein Haupt- und im vorliegenden Fall ein Nebenziel zu definieren, das über ein Anspruchsniveau in einer Nebenbedingung Berücksichtigung findet (siehe Tabelle 3.3).

Tabelle 3.3: Haupt- und Nebenziel der Counterpart-Analyse

Hauptziel	Nebenziel
Maximierung des Strombetrags zwischen zwei Knoten i und j .	Minimierung der Distanz zwischen den beiden Knoten i und j .

Die Formulierung des Positionierungsproblems der *Counterpart-Analyse* lautet wie folgt.

$$\max I_{ij}(\Delta U) = \frac{\Delta U}{Z_{ij}} = \frac{U_i - U_j}{Z_{ij}} \quad (3.27)$$

$$\text{so dass} \quad U_i \leq U_{max} \quad \forall i \in N \quad (3.28)$$

$$U_i \geq U_{min} \quad \forall i \in N \quad (3.29)$$

$$I_j \leq I_{j,max} \quad \forall j \in L \quad (3.30)$$

$$d_{min} \leq d_{ij} \leq d_{max} \quad (3.31)$$

Die Variable des Problems U wird über die Kombination der Knotenspannungen \underline{U}_i und \underline{U}_j an den Netzknoten i und j variiert. Dabei darf es zu keiner Überschreitung der Auslastungsgrenze $I_{j,max}$ der potentiellen Querverbindung j kommen. Das Nebenziel – Minimierung der Distanz zwischen den beiden Knoten i und j – wird über ein Anspruchsniveau für die Distanz d_{ij} zwischen den entsprechenden Knoten modelliert.

Aufbau und Ablauf des Verfahrensteils

Abbildung 3.15 zeigt das Ablaufdiagramm des Verfahrensteils *Optimierte Querverbindungen*. Die ersten drei Programmmodule entsprechen denen der Optimierung der Trennstellenkonfiguration aus Abschnitt 3.2.3. Nach dem Einlesen der Netzdaten und dem Aufbau des Netzmodells (Modul 1 und 2 in Abbildung 3.15) erfolgt eine initiale Leistungsfluss- und Kurzschlussstromberechnung (Modul 3 in Abbildung 3.15), um die Voraussetzungen zu überprüfen, ob erstens Grenzwerte der Betriebsmittelauslastung und/oder des Spannungsbands verletzt werden und zweitens ob unzulässige Kurzschlussstrombeanspruchungen bereits im eingelesenen Netz vorliegen.

Unter Erfüllung der Voraussetzungen schließt sich die Abgangsermittlung an (Modul 4 in Abbildung 3.15), bei der jedes Netzelement außerhalb der Umspannanlage eindeutig einem Abgang einer Sammelschiene zugeordnet wird. Im fünften Modul erfolgt die *Counterpart-Analyse* unter Anwendung der bereits beschriebenen Zielfunktion (vgl. Formel (3.27)). Diese Analyse besteht aus den vier Prozessen *Delaunay-Triangulierung*, *Zuordnung der LF-Ergebnisse zur Triangulierung*, *Abgangsanalyse* und *Aufbau einer Liste möglicher Querverbindungen*.

Die *Delaunay-Triangulierung* ist der wichtigste Prozess. Die Identifikation optimierter Querverbindungen unterliegt zunächst der Tatsache, dass diese im eingelesenen Netzdatensatz noch nicht vorhanden sind. Es ist also zunächst der Netzdatensatz um alle (sinnvollen) Querverbindungen zu erweitern, aus denen anschließend eine Liste potenzieller Querverbindungen extrahiert werden kann, die schließlich zu bewerten sind. Grundsätzlich kommen alle Knoten-Knoten-Verbindungen unterschiedlicher Abgänge als mögliche Querverbindungen in Frage. In Abhängigkeit der Knotenanzahl KA_A eines Abgangs A und KA_B eines Abgangs B aus der Menge aller Abgänge F gilt für die Anzahl potenzieller Querverbindungen QV_{AB} Formel (3.32).

$$QV_{AB} = KA_A \cdot KA_B \quad (3.32)$$

Darüber hinaus sind theoretisch Verbindungen zwischen allen Abgängen möglich. Entsprechend Formel (3.33) errechnet sich die Anzahl an Abgangs-Kombinationen FK abhängig von der Anzahl der Abgänge F .

$$FK = \frac{F(F - 1)}{2} \quad (3.33)$$

Bei durchschnittlich zehn Abgängen je Umspannanlage mit jeweils 20 Knoten ergeben sich unter Anwendung der Formel (3.32) und Formel (3.33) 18.000 zu untersuchende Querverbindungen. Aus dieser großen Anzahl an Querverbindungen sind allerdings nur solche von Interesse, deren Abstände zueinander möglichst gering sind (Nebenziel der Zielfunktion in Formel (3.27)). Vor diesem Hintergrund wird die Delaunay-Triangulierung angewendet. Aufgrund der in Abschnitt 3.2.1 beschriebenen Eigenschaft, den Winkelvektor aller die Knotenmenge verbindenden Dreiecke zu maximieren, entsteht die Tendenz, benachbarte Knotenpunkte miteinander zu verbinden.

Diese Eigenschaft wird im weiteren Verlauf dafür genutzt, potenzielle Querverbindungen zwischen benachbarten Knoten unterschiedlicher Abgänge einer Sammelschiene zu identifizieren.

Abbildung 3.14 (links) zeigt die Delaunay-Triangulierung eines realen Netzes, auf deren Basis geeignete Querverbindungen aus der Kantenmenge der Triangulierung extrahiert werden müssen (Abbildung 3.14 (rechts)). Diese Extraktion erfolgt im nächsten Prozessschritt – der *Counterpart-Analyse*.

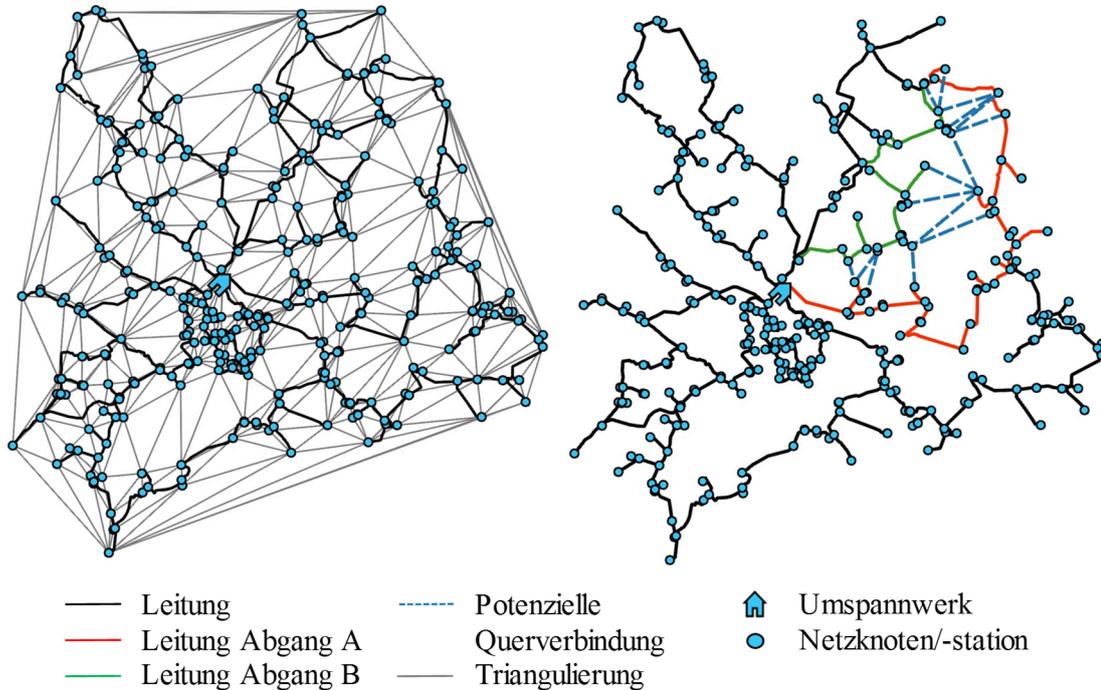


Abbildung 3.14: Delaunay-Triangulierung eines Beispielnetzes (links) und potenzielle Querverbindungen zwischen zwei Abgängen (rechts)

In der *Counterpart-Analyse* erfolgt eine Zuordnung der Leistungsflussresultate zu den Delaunay-Dreiecken. Anschließend ist sicherzustellen, dass mögliche Querverbindungen Knotenpaare unterschiedlicher Abgänge einer Sammelschiene miteinander verbinden. Schließlich entsteht eine Ordnung potentieller Querverbindungen abhängig von der Differenzspannung ΔU bzw. vom Stromfluss I_{ij} zwischen zwei Knoten (vgl. Formel (3.27)).

Diese Querverbindungsmöglichkeiten unterliegen im Berechnungsmodul (Modul 6 Abbildung 3.15) iterativ der Überprüfung der Einhaltung der Grenzwert für Knotenspannungen und Leitungsbelastungen und werden im Bewertungsmodul (Modul 7 Abbildung 3.15) entsprechend der Zielfunktion bewertet. Die Auswahl der Querverbindung(en) erfolgt in der Ergebnisauswertung anhand des minimalen Zielfunktionswerts. Innerhalb der Liste bewerteter Querverbindungen können Verbindungen zwischen unterschiedlichen Abgangskombinationen auftreten (beispielsweise zwischen Abgang A und B sowie zwischen C und D). Für jede Abgangskombination stellt die beste Lösung entsprechend der Zielfunktion das Ergebnis dar.

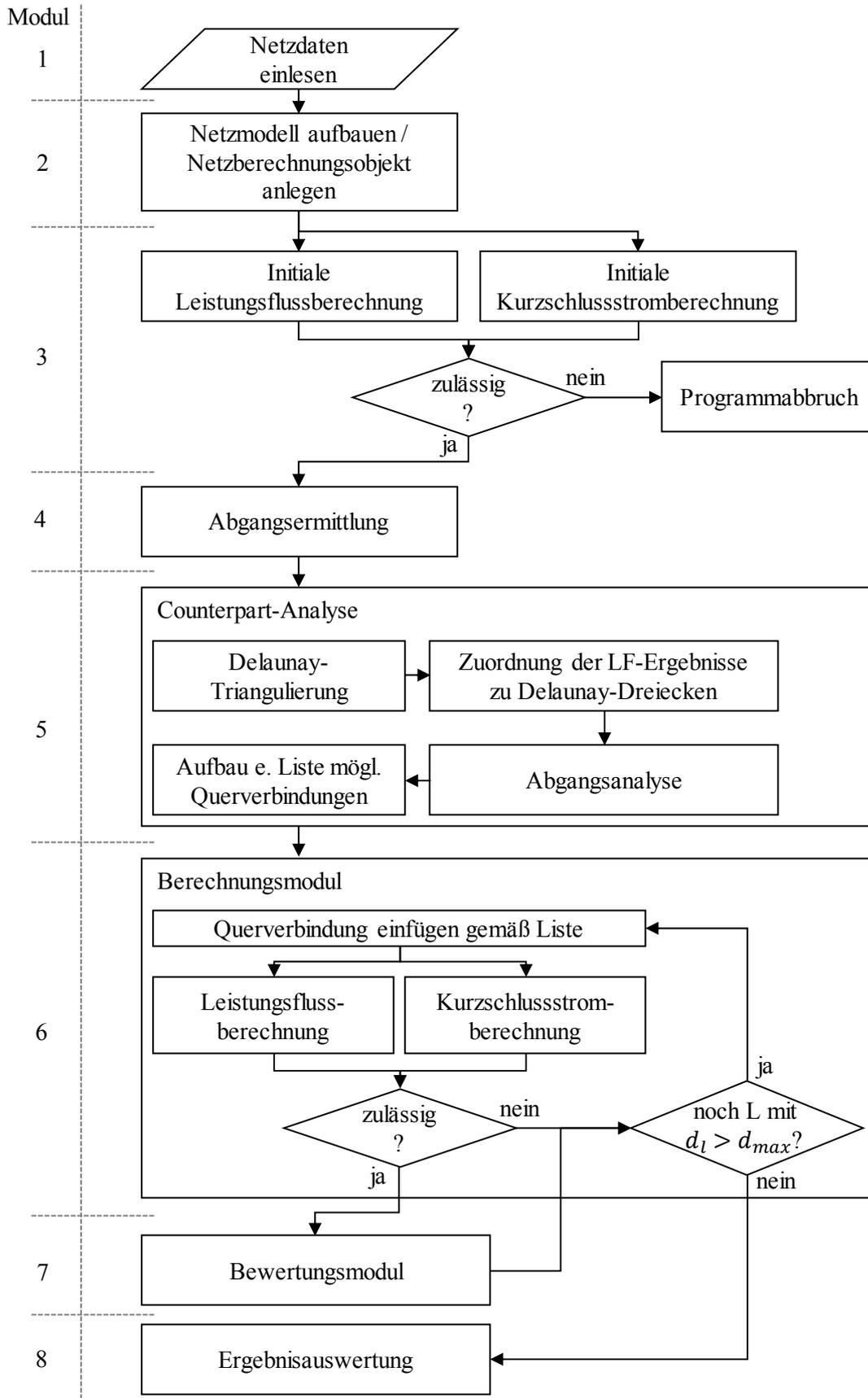


Abbildung 3.15: Ablaufdiagramm des Verfahrensteils „Optimierte Querverbindungen“

3.2.5 Grenzen des Verfahrens

Beide Verfahrensteile des Abschnitts 3.2.3 und des Abschnitts 3.2.4 basieren auf Netzdaten inklusive Verbrauchs- und DEA-Szenarien. Aufbauend auf diesen Szenarien werden eine Optimierung der Netztopologie und gegebenenfalls ein additiver Netzausbau vorgenommen. Diese Verfahren leisten keinen „Stresstest“ für die Netze, bei denen unter gewissen Annahmen die maximale Last- und Einspeiseleistung ermittelt wird, die gerade noch ohne Maßnahmen des Netzausbaus integriert werden kann. Ebenso wird die Verteilung der Lasten- und Einspeisungen nicht variiert mit dem Ziel, das theoretische Maximum der Leistungsfähigkeit des Netzes zu ermitteln.

Der erste Verfahrensteil berücksichtigt ausschließlich vorhandene Trennschalter und führt darüber hinaus keine Optimierung des Ortes der Trennstelle eines geschlossenen Rings durch. Zudem ermittelt das Verfahren keinen „Fahrplan“ für eine adaptive Topologie, die sich der Belastung der Versorgungsaufgabe anpasst. Das liegt hauptsächlich daran, dass heutige Netzschutzkonzepte statisch sind, also nicht veränderlich sind während des Netzbetriebs. Der zweite Verfahrensteil liefert nur unter der Voraussetzung georeferenzierter Netzdaten sinnvolle Ergebnisse. Allerdings werden weitergehende GIS-Informationen über landschaftliche Gegebenheiten und die Bebauung im Bereich möglicher Querverbindungen nicht berücksichtigt.

Beide Verfahrensteile setzen innerhalb der Zielfunktion eine Gleichgewichtung zwischen Leitungsüberlastungen und Spannungsbandverletzungen voraus. So ist sichergestellt, dass ausschließlich eine technische Bewertung des Netzzustands erfolgt. Allerdings ist diese Annahme im Einzelfall zu diskutieren, da die Netzausbaukosten bspw. nicht nur von der Höhe der Überlastung abhängen, sondern darüber hinaus über die vorzunehmenden Baumaßnahmen bestimmt sind. Des Weiteren sind die Ergebnisse der Verfahrensteile nicht zwingend kostenminimal. Das liegt wie bereits erläutert zum einen daran, dass die Kosten einer sich anschließenden Netzausbauplanung a priori nicht bestimmt werden können und zum anderen ist es denkbar, dass sich die Topologietypen unterscheiden, je nachdem, welche zusätzlichen Maßnahmen in der Netzausbauplanung Eingang finden. Es ist per se also nicht auszuschließen, dass sich bspw. die Schaltkonfiguration des Topologietyps 1 bei zusätzlichem Einsatz von rONT von der Schaltkonfiguration unterscheidet, die bei ausschließlich konventionellem Netzausbau zur kostenminimalen Lösung führen würde. Grundsätzlich gilt allerdings, dass eine optimierte Topologie ohne explizite Berücksichtigung der Netzausbaukosten als Zielfunktionsgröße dennoch zu einer deutlichen Reduzierung dergleichen führen werden wie eingehend im Abschnitt 4.3 dargestellt ist. Eine Berücksichtigung der Änderung der Versorgungszuverlässigkeit aufgrund einer Veränderung der Netztopologie ist explizit nicht in den Verfahrensteilen enthalten. Grund dafür ist, dass für die Bewertung der Zuverlässigkeit die Netze ohne Grenzwertverletzungen vorliegen müssen. Dies ist aber gerade nicht der Fall, weswegen die Topologieoptimierung erst überhaupt zum Einsatz kommt.

4 Netzausbauplanung unter Berücksichtigung neuer Topologiekonzepte

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse aller im Rahmen dieser Arbeit vorgenommenen Netzausbauplanungen unter Berücksichtigung einer Topologieoptimierung vorgestellt und bewertet. Der prinzipielle Einfluss und die Auswirkungen auf die Netzplanung werden anhand dreier Planungsbeispiele realer Mittelspannungsnetze dargelegt. Zuvor werden die Eingangsdaten beschrieben und die entwickelten Verfahrensteile aus Kapitel 3 validiert.

4.1 Eingangsdaten

4.1.1 Repräsentativität

Um die Aussagekraft der auf Basis der zur Verfügung stehenden realen Mittelspannungsnetze gewonnenen Ergebnisse beurteilen zu können, sind Häufigkeitsverteilungen unter anderem zur Art der Versorgungsaufgabe in MS-Netzgebieten in Deutschland notwendig. Dazu ist zunächst die Versorgungsaufgabe zu klassifizieren, wozu verschiedene statistische Verfahren zur Verfügung stehen. In der im Folgenden vorgestellten Klassifizierung finden das Ward-Verfahren und das k-means-Verfahren der Clusteranalyse Anwendung, womit es möglich ist, auf Basis eines Abstandskriteriums (hier: Euklidische Distanz) Datenpunkte in ähnliche Gruppen zu unterteilen [91]. Zunächst wird das Ward-Verfahren dazu genutzt, auf Basis des „Ellbow“-Kriteriums eine optimale Anzahl an Clustern zu identifizieren [92]. Mithilfe des partitionierenden k-means-Verfahrens erfolgt anschließend die eigentliche Clusterung. Das Ergebnis ist eine Anzahl von Datengruppen, die sich größtmöglich voneinander unterscheiden, wobei die Datenpunkte innerhalb einer Gruppe möglichst homogen sind [92]. Auf Basis der Homogenität der Vorkommen innerhalb einer Gruppe und Anzahl der Vorkommen einer Gruppe in Relation zur Datengesamtheit kann die Aussagekraft und Allgemeingültigkeit der Ergebnisse letztlich beurteilt werden.

Datengrundlage der Clusteranalyse sind Anlagenleistungen für Photovoltaik- und Windenergieanlagen auf Postleitzahlebene, die dem Anlagenstammdatenregister der deutschen Übertragungsnetzbetreiber entstammen [93]. Da die Anlagenleistungen anderer Technologien zur regenerativen Stromerzeugung (z.B. Biomasse) im deutschlandweiten Vergleich nur gering sind und folglich kein wesentlicher Treiber des Netzausbaus darstellen, wird von einer Einbeziehung in die Clusteranalyse abgesehen (vgl. Abschnitt 4.1.2) [8]. Entsprechend der Zielstellung dieser Arbeit sind nur die Anlagenleistungen mit einem Anschlusspunkt in der Mittelspannungsebene sowie der unterlagerten Niederspannungsebene berücksichtigt.

Das Balkendiagramm in Abbildung 4.1 gibt einen Überblick über die gewichteten Mittelwerte (Clusterzentren) der Gruppen der Clusteranalyse. Die Ausprägung der Cluster kann Abbildung 8.8 des Anhangs entnommen werden. Das Ergebnis sind insgesamt zwölf Gruppen, die sich hinsichtlich der Höhe der Anlagenleistung sowie der Zusammensetzung der Erzeugungstechnologien signifikant voneinander unterscheiden. Zusätzlich zu den Anlagenleistungen je Gruppe ist die Häufigkeit des Vorkommens dieser Gruppe als auf die Gesamtfläche Deutschlands bezogener Flächenanteil dargestellt (Markierungen auf der Sekundärachse).

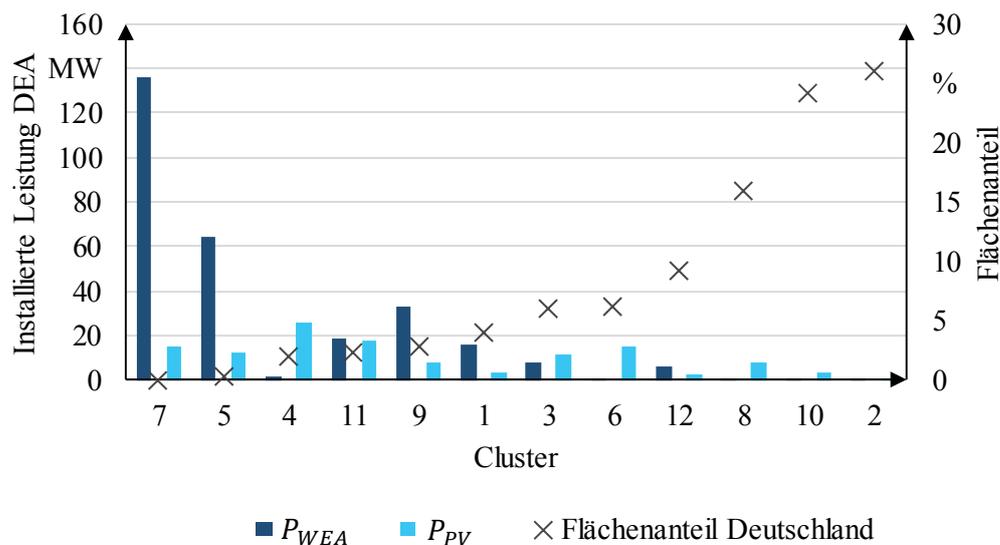


Abbildung 4.1: Anlagenleistungen je Clusterzentrum (Primärachse) und Flächenanteil jedes Clusters bezogen auf die Gesamtfläche Deutschlands (Sekundärachse)

Das Diagramm verdeutlicht, dass im überwiegenden Teil aller Gemeinden die dortigen Mittelspannungsnetze sehr geringe oder moderate Anlagenleistungen aufnehmen müssen. Es ist also in den entsprechenden Clustern (2, 8, 10 und 12) kein oder nur ein sehr geringer Netzausbaubedarf zu erwarten. Bei diesen Clustern handelt es sich einerseits um Städte und andererseits um forstwirtschaftliche Flächen. Gegensätzlich dazu stellen Erzeugungscluster mit einer sehr hohen Anlagenleistung die Ausnahme bei den Gemeinden dar (Cluster 5, Cluster 7), repräsentieren also nur eine sehr geringe Anzahl von Gemeinden. Netze dieser Cluster sind also ungeeignet für eine weitere Untersuchung, für die Gebiete mit einer relativ hohen Anlagenleistung benötigt werden (um den Einfluss der Topologietypen zu untersuchen), die gleichzeitig in einem möglichst großen Cluster vorzufinden sind und damit eine hohe Repräsentativität aufweisen. Alle in dieser Arbeit untersuchten Netze können in die Cluster 4, 6, 9 und 11 eingeordnet werden. Sie sind Teil von Clustern, die geprägt sind durch einen signifikanten Flächenanteil und durch eine moderate bis hohe kumulierte Anlagenleistung (vgl. Tabelle 8.8 im Anhang). Damit erfüllen sie die Anforderungen, den Einfluss der Topologietypen in Netzen hoher Durchdringung von DEA untersuchen zu können und eine möglichst repräsentative Aussage zu ermöglichen.

Zwar ist die versorgte Fläche von Mittelspannungsnetzen selten kongruent mit einem Gemeinde- oder Postleitzahlgebiet, die vier zuvor genannten Cluster nehmen in den betrachteten Netzen allerdings jeweils den größten Flächenanteil ein. Auf dieser Basis repräsentieren die Cluster 4, 6, 9 und 11 ca. 14 % aller Postleitzahlgebiete Deutschlands und ca. 30 % der deutschlandweit installierten Anlagenleistung von PV- und Windenergieanlagen.

4.1.2 Szenariendefinition

Wie bereits in Abschnitt 3.1.1 erläutert, ist das Ziel von Netzausbauplanungen, ein wahrscheinliches Szenario hinsichtlich der zukünftigen Versorgungsaufgabe abzubilden und die möglicherweise notwendigen Netzausbaumaßnahmen dafür zu beschreiben. Wesentliche Parameter, die den Netzausbau beeinflussen, sind die in den Netzen angeschlossene DEA. Auf die Berücksichtigung von Lasten wird hier verzichtet, da nicht zu erwarten ist, dass sich diese bis auf Ballungsgebiete (aufgrund evtl. massiv zunehmender Elektromobilität) grundlegend ändern. Darüber hinaus sind die Kernaussagen zum Einfluss vermaschter Topologien unabhängig von der Belastungsrichtung der Netze (Grenzwertverletzungen durch DEA oder Lasten). Um Unsicherheiten hinsichtlich der zukünftigen Ausgestaltung der Versorgungsaufgabe zu berücksichtigen, werden verschiedene Szenarien untersucht, die einen Szenarienkorridor aufspannen, in dessen Grenzen sich die Realität höchstwahrscheinlich wiederfindet. Dieses Vorgehen ist in der Literatur weit verbreitet (vgl. z.B. [94]). Die Definition des Szenarienkorridors ist im Diagramm in Abbildung 4.2 abgebildet. Der Korridor besteht aus den drei Szenarios US (Unteres Szenario), TS (Trend-Szenario) und OS (Oberes Szenario), die sich im Verlauf und der Höhe der installierten Leistung voneinander unterscheiden. Die Szenarien werden mit dem Planungshorizont 2050 in die drei Planungsjahre 2020, 2030 und 2050 unterteilt. Die den prognostizierten Werten zugrundeliegenden Annahmen basieren auf den wesentlichen Studien zur zukünftigen Stromerzeugung Deutschlands, u. A. [8, 95, 96, 97].

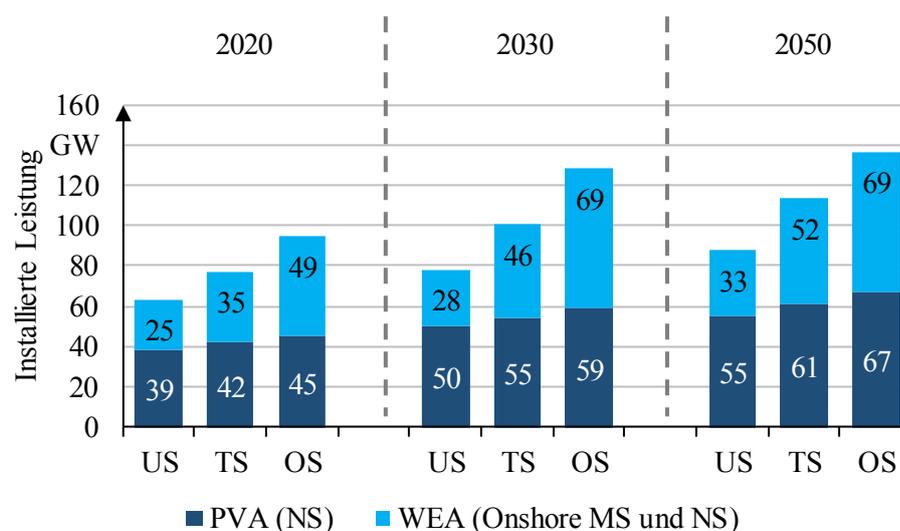


Abbildung 4.2: Szenarienkorridor für betrachtete DEA-Technologien (Deutschland)

Diese Szenarien bilden die Entwicklung der Versorgungsaufgabe zunächst aggregiert für das gesamte Bundesgebiet ab und sind entsprechend zu regionalisieren, um auf die konkreten Netze angewendet werden zu können. Diese Regionalisierung erfolgt mithilfe der Ausbaufaktoren je Erzeugungstechnologie für die Bundesländer, die im Netzentwicklungsplans Strom der Bundesnetzagentur angegeben werden [95]. Schließlich wird der mithilfe der Clustering bestimmte Status Quo-Wert (Jahr 2012) der Leistung P für das betrachtete Cluster Cl je Erzeugungstechnologie T und Bundesland Bl auf Basis der Ausbaufaktoren für einen zukünftigen Zeitpunkt t skaliert (vgl. Formel (4.1)).

$$P_{Cl,Bl,T}(t) = P_{Cl,Bl,T}(2012) \cdot \frac{P_{NEP,Bl,T}(t)}{P_{NEP,Bl,T}(2012)} \quad (4.1)$$

Die beschriebene Gesamtmethode der Szenariendefinition ist in Abbildung 4.3 dargestellt.



Abbildung 4.3: Gesamtmethode der Szenariendefinition

Die regionalisierten Szenarien je Cluster, bzw. Netz sind zuletzt noch auf das Netzgebiet zu verteilen. Die Verteilung der Leistung aller PV-Anlagen je Netzgebiet $P_{PV,ges}$ erfolgt auf Basis der Leistung der Ortsnetztransformatoren $S_{Trafo}(ONS)$. Für die PV-Leistung an einer beliebigen Ortsnetzstation ONS gilt gemäß Formel (4.2).

$$P_{PV}(ONS) = P_{PV,ges} \cdot \frac{S_{Trafo}(ONS)}{\sum_{ONS=1}^n S_{Trafo}(ONS)} \quad (4.2)$$

Die Windenergieanlagen werden zufällig auf das Netzgebiet entsprechend der Netzknoten verteilt. Auf eine detaillierte Berücksichtigung von Windvorzugsflächen im jeweiligen Netzgebiet wird verzichtet, da die Ergebnisse der Netze schließlich für die korrespondierenden Cluster repräsentativ verwendet werden sollen, was durch diese spezifische Betrachtung eingeschränkt werden würde.

Für die in Abschnitt 3.1.5 beschriebene zeitreihenbasierte Netzausbauplanung sind für die unterschiedlichen DEA-Technologien und die Verbraucherlasten realitätsgerechte Zeitreihen für die Leistungsflussberechnungen zu definieren.

PVA-Zeitreihen

Um repräsentative Zeitreihenprofile für Photovoltaikanlagen zu erhalten, wird zunächst eine Analyse der globalen solaren Strahlung in Deutschland durchgeführt. Dazu werden öffentliche Daten des Deutschen Wetterdienstes (DWD) verwendet, die die mittlere globale Strahlung der Jahre 1981 bis 2010 angeben [98]. Basierend auf diesen Daten schließt sich eine Clusterung an, um zu identifizieren, in welchen Gebieten Deutschlands grundsätzlich andere Profilverläufe zu erwarten sind. Das Ergebnis ist in Abbildung 4.4 dargestellt.

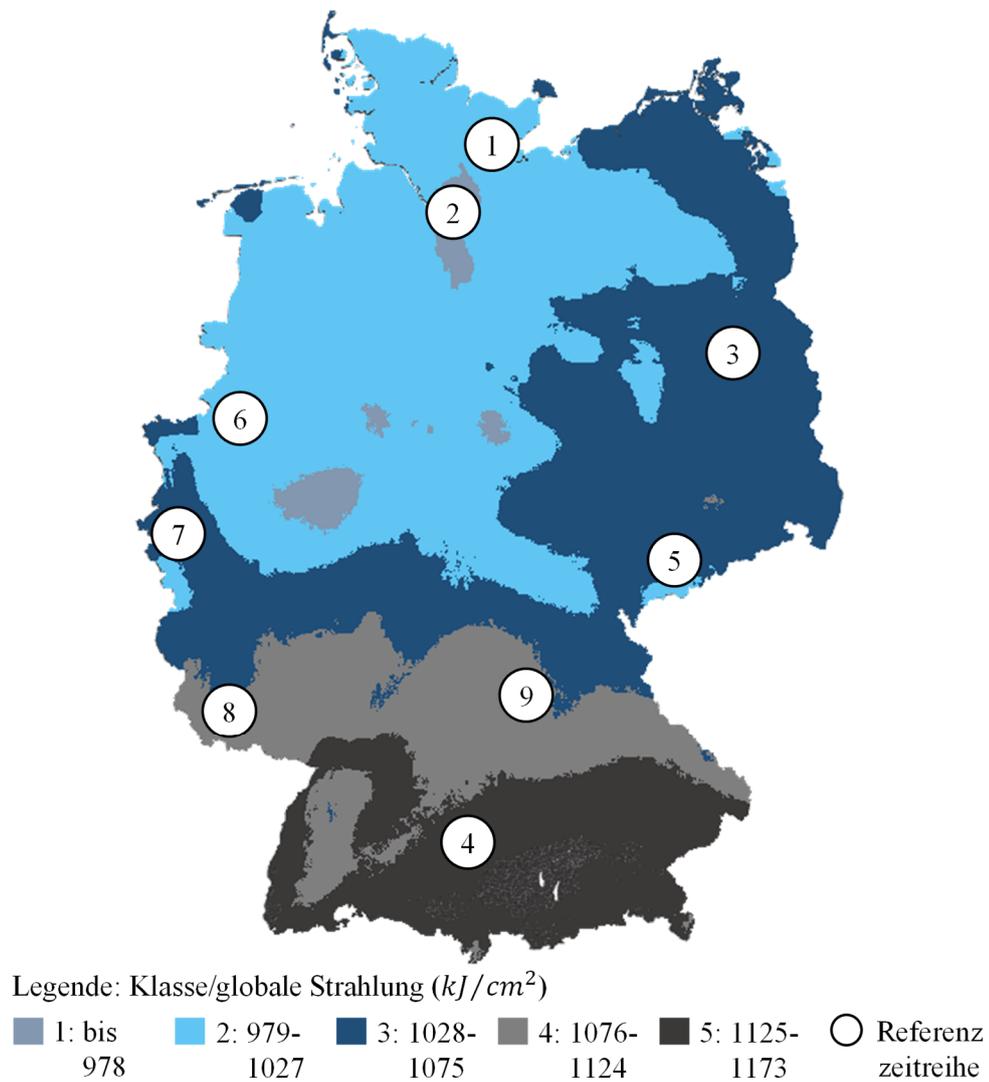


Abbildung 4.4: Verteilung der globalen Strahlung in Deutschland im langjährigen Mittel (1981-2010) (eigene Darstellung auf Basis der Daten des Deutschen Wetterdienstes)

Im zweiten Schritt werden normierte Profilverläufe für die fünf identifizierten Klassen unterschiedlicher globaler Strahlung erstellt. Grundlage dafür sind veröffentlichte Daten zur Einspeiseleistung je Spannungsebene in viertelstündlicher Auflösung der Stromnetzbetreiber aus den neun nummerierten Bereichen der Karte in Abbildung 4.4 (vgl. Stromnetz Zugangsverordnung [99]). Um ein PV-Profil zu extrahieren, werden die viertelstündlichen Zeitreihen der Niederspannung verwendet.

Da diese allerdings auch noch die Einspeisung weiterer Technologien enthalten können (z.B. Kleinwasserkraftanlagen) ist die nächtliche Einspeisung von der originären Zeitreihe zu subtrahieren. Dazu muss der Zeitpunkt des Sonnenaufgangs und Sonnenuntergangs ermittelt werden, sodass schließlich ein bereinigtes PV-Profil vorliegt. Vorteil dieses Vorgehens ist, dass bereits regionale Wiedereinflüsse und Gleichzeitigkeitsfaktoren der Einspeisung in den Zeitreihen implizit enthalten sind. Nachteilig ist die eintretende Ungenauigkeit, die durch die Extraktion aus dem Gesamtprofil resultiert. Die sich ergebenden PV-Profile werden bei der Netzberechnung je nach Netzregion für alle PV-Anlagen verwendet. Abbildung 4.5 fasst die beschriebene Methode zusammen.

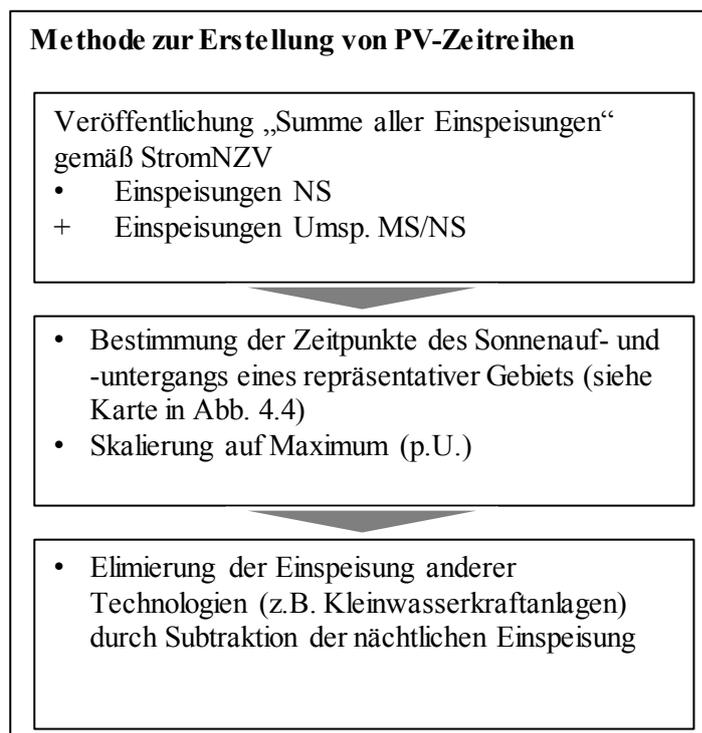


Abbildung 4.5: Methode zur Erstellung von PV-Zeitreihen

WEA-Zeitreihen

Gemessene Leistungszeitreihen verschiedener Referenz-WEA unterschiedlicher Leistungsklassen und Standorte über einen Zeitraum von vier Jahren (2012 bis 2015) werden den WEA in den Netzen zugeordnet. Die Zeitreihen sind normiert auf die maximale Einspeisung, sodass sie entsprechend der genauen Leistung der Anlagen im Netz skalierbar sind.

Auf eine Zuordnung der Zeitreihen zu den Clustern der Versorgungsaufgabe kann mit Blick auf die Verteilung der mittleren Windgeschwindigkeiten in Deutschland verzichtet werden, da sich diese deutschlandweit überwiegend sehr ähnlich sind, ausgenommen der Küstenabschnitte (siehe Abbildung 8.6). Stattdessen erfolgt die Zuordnung der Zeitreihe über die Leistungsklasse der betrachteten WEA der Netze. Alle verwendeten Leistungszeitreihen sind im Anhang abgebildet (vgl. Abbildung 8.1-Abbildung 8.5).

Endverbraucher

Endverbrauchern wird ein BDEW-Standardlastprofil für ein Jahr zugeordnet [100]. Mithilfe einer Flächennutzungsanalyse des jeweiligen Netzgebiets wird ein Anteil der gewerblichen Nutzfläche bestimmt, sodass einem Teil der Gesamtlast ein gewerbliches Lastprofil zugeordnet wird. Für Haushaltendkunden wird das H0-Standardlastprofil, für gewerbliche Endkunden das G0-Standardlastprofil verwendet. Die Analyse der Nutzung der Bodenfläche basiert auf den Daten des statistischen Bundesamts [101].

4.1.3 Ökonomische Bewertung

Die ökonomische Bewertung dient dazu, die technischen Maßnahmen, die zur Problembehebung in den unterschiedlichen Netzausbauplanungen durchgeführt werden, zu vergleichen. Da diese Maßnahmen zu unterschiedlichen Investitionszeitpunkten anfallen können, wird die Kapitalwertmethode bei der Ermittlung der Gesamtkosten angewendet, bei der alle zukünftig anfallenden Zahlungen auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt (Jahr 2015) transformiert, bzw. diskontiert werden [102, 103]. Der dafür notwendige Kalkulationszinssatz wird in Anlehnung an die Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilnetze verwendet und beträgt 6 % p.a. [22].

Die ökonomische Bewertung umfasst die drei Bestandteile Investitionskosten und Restwerte (beide CAPEX) sowie Betriebskosten (OPEX). Letztere entstehen nur für den Fall, dass zum Ende des Betrachtungszeitraums (Jahr 2050) die statistische Lebensdauer des entsprechenden Betriebsmittels noch nicht erreicht ist. Die Betriebskosten werden in Relation zu den Investitionskosten des entsprechenden Betriebsmittels pro Zeiteinheit berücksichtigt. Bei Betriebsmitteln, die die maximale Lebensdauer während des Betrachtungszeitraums erreichen, wird eine zyklische Erneuerung vorgenommen. Dabei ist für innovative Betriebsmittel (z.B. rONT) von einer Kostendegression auszugehen. Alle wesentlichen Kostensätze sind im Anhang aufgeführt (vgl. Tabelle 8.1).

Für die Planung und Umsetzung der Netzausbaumaßnahmen wird eine mittlere Dauer von zwei Jahren veranschlagt, sodass der Investitionszeitpunkt in der ökonomischen Bewertung immer zwei Jahre vor dem eigentlichen Planungshorizont liegt.

4.2.1 Optimierte Trennstellenkonfiguration

Im Rahmen der Voranalyse werden innerhalb dieses Verfahrensteils zunächst alle möglichen Schalterkombinationen ermittelt. Für das Netz aus Abbildung ergeben sich $SK = 512$ Schalterkombinationen. Anschließend erfolgt die Einflussanalyse, um Schalterkombinationen zu identifizieren, die aufgrund der Auswirkungen auf den Leistungsfluss nicht weiter analysiert werden müssen (vgl. Abschnitt 3.2.3). Gemäß dem Prinzip, dass die Schalterkombinationen genau dann untersucht werden müssen, wenn eine galvanische Verbindung zwischen den Schaltern besteht, ohne die Umspannanlage zu passieren, ergeben sich nur zwei zu analysierende Gruppen, von denen eine nur die Sammelschienenquerkupplung enthält und die andere alle weiteren Trennschalter. Diese Gruppierung ist einfach nachzuvollziehen, indem alle Pfade eines Trennschalters zu allen anderen markiert werden (vgl. Abbildung 4.6).

Das Ergebnis wird für die in Formel (3.20) definierte Zielfunktion diskutiert. Die Abbildung 4.7 zeigt das Optimierungsergebnis. Die ersten vier Säulen von links entsprechen dabei dem Ergebnis ohne Berücksichtigung der Nebenbedingung zur maximalen Anzahl paralleler Strompfade (Kreise) in Formel (3.27).

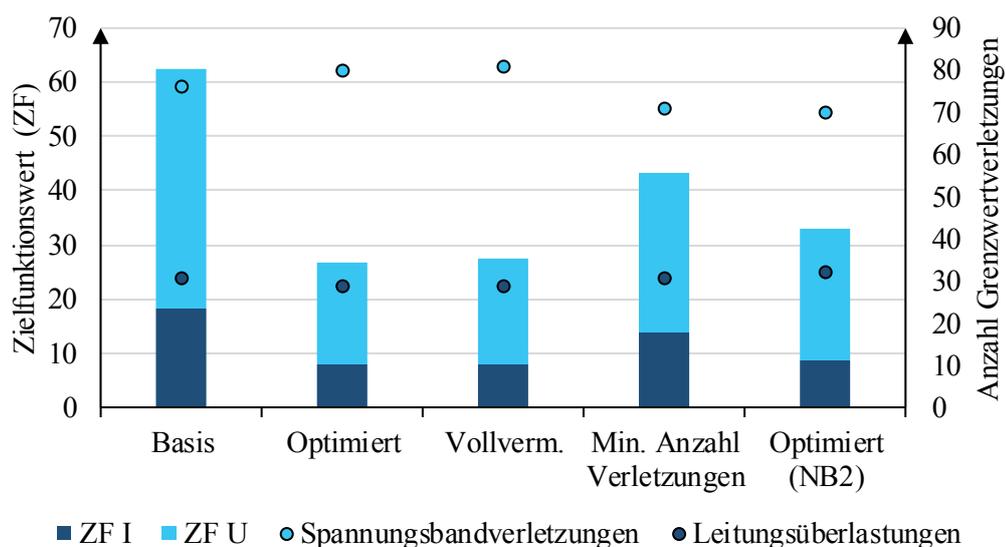


Abbildung 4.7: Optimierungsergebnis des Verfahrens „Optimierte Trennstellenkonfiguration“

Die Säulen repräsentieren den dimensionslosen Zielfunktionswert auf der vertikalen Primärachse für die vier Topologievarianten „Basis“, „Optimiert“, „Vollvermascht“ („Vollverm.“) sowie „Min. Anzahl Verletzungen“. Darüber hinaus markiert die letzte Säule des Diagramms das Ergebnis der optimierten Variante unter Berücksichtigung der zweiten Nebenbedingung (Formel (3.27)). Die maximale Anzahl an Kreisen/parallelen Strompfade zur Sammelschiene ist in diesem Beispiel auf drei begrenzt. Die Punkte geben einerseits die resultierenden Spannungsbandverletzungen und andererseits die Leitungsüberlastungen für den auslegungsrelevanten Zeitpunkt an.

Gegenüber der Basistopologie wird der Zielfunktionswert um mehr als die Hälfte reduziert in der optimierten Topologievariante obwohl sich die Anzahl der Spannungsbandverletzungen um vier erhöht. Unter Berücksichtigung der mittleren Höhe der Spannungsbandverletzungen ist dieses Ergebnis nachzuvollziehen. Der Mittelwert aller Spannungsbandverletzungen sinkt von $\bar{U}_{Basis} = 107,2\%$ auf $\bar{U}_{Optimiert} = 106,5\%$. Das Resultat der optimierten Topologie ist zwar nahezu identisch mit dem der vollvermaschten Topologie, allerdings sind wesentlich weniger Schalterschließungen notwendig, um dieses Ergebnis zu erreichen, wie Tabelle 4.1 zu entnehmen ist. Die Variante „Min. Anzahl Verletzungen“ führt aufgrund der dann stärkeren Verletzungen zu einem insgesamt höheren Zielfunktionswert. In der Variante „Optimiert (NB2)“ führt die Einhaltung der Restriktion zur maximalen Anzahl paralleler Strompfade zu einer erwarteten Verschlechterung des Ergebnisses.

Tabelle 4.1: Schaltzustand der Trennschalter

Topologie	Trennschalter								
	Tr 1	Tr 2	Tr 3	Tr 4	Tr 5	Tr 6	Tr 7	Tr 8	Tr 9
Basis	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Optimiert	0	0	0	1	1	1	1	0	0
Vollvermascht	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Min. Anzahl Verletzungen	0	0	0	0	1	0	1	0	0
Optimiert (NB2)	0	0	0	0	0	1	1	0	0

Anhand eines kurzen Beispiels sei auf die teilweise gegenläufigen Effekte hinsichtlich des Zielfunktionswerts der Spannungsbandverletzungen und der Leitungsüberlastungen eingegangen. Dazu werden zwei beliebige Topologievarianten ausgewählt, von denen eine einen schlechteren Zielfunktionswert (Topologie „ZF schlechter“) aufweist als die andere (Topologie „ZF besser“) (vgl. Tabelle 4.2).

Tabelle 4.2: Vergleich zweier Topologievarianten mit unterschiedlichem Zielfunktionswert

Topologie	Trennschalter								
	Tr 1	Tr 2	Tr 3	Tr 4	Tr 5	Tr 6	Tr 7	Tr 8	Tr 9
ZF besser	1	1	1	1	0	1	1	0	0
ZF schlechter	0	0	0	1	1	1	1	1	0

Wie die Abbildung 4.8 verdeutlicht, kommt es in der Variante „ZF schlechter“ zu dem Fall, dass sich die Zielfunktionswerte der Leitungsüberlastung und der Spannungsbandverletzung gegenläufig verhalten. Trotz des geringeren Zielfunktionswerts der Leitungsüberlastung ergibt sich eine insgesamt schlechtere Bewertung dieser Topologie. Aus diesem Grund ist es ohne weiterführendes Wissen über das Netzgebiet (örtliche Gegebenheiten, Untergrundbeschaffenheit) sinnvoll, Verletzungen des Spannungsbands und Verletzungen der maximalen Leitungsauslastung gleich zu gewichten (vgl. Abschnitt 3.2.3, Abschnitt Zielfunktion).

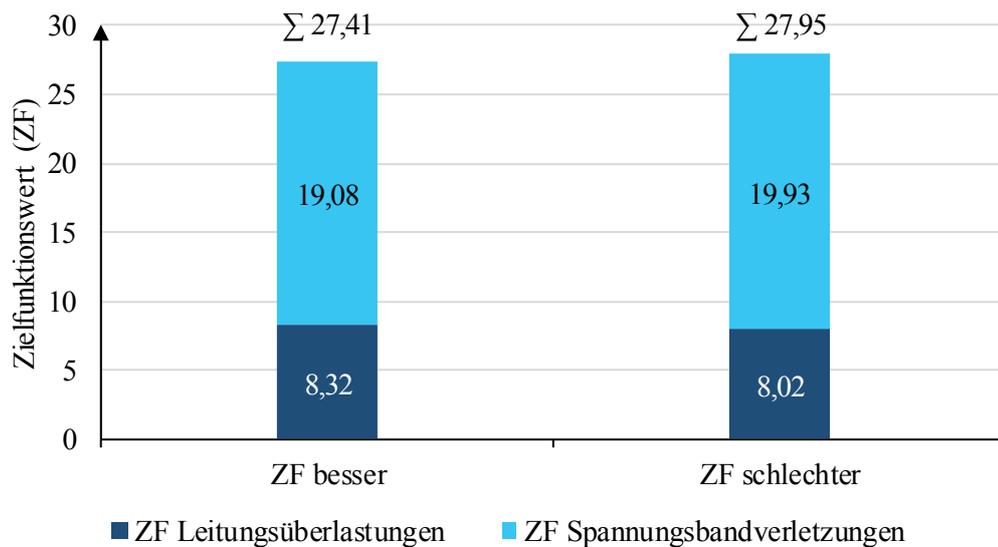


Abbildung 4.8: Vergleich der Zielfunktionswerte zweier Topologievarianten

4.2.2 Optimierte Querverbindungen

Die Validierung des Verfahrensteils „Optimierte Querverbindungen“ erfolgt aufbauend auf den Ergebnissen der optimierten Trennstellenkonfiguration. D.h., dass im vorliegenden Fall die optimierte Topologie mit den vier geschlossenen Trennschaltern Tr 4, Tr 5, Tr 6 und Tr 7 (vgl. Tabelle 4.1) Eingang findet in dieses Verfahren. Ursächlich dafür ist die Tatsache, dass einerseits die Vermaschung so gering wie nötig ausgeführt werden soll (vgl. Abschnitt 3.1.6) und andererseits, dass ohne vorherige Anwendung der optimierten Trennstellenkonfiguration Querverbindungen identifiziert werden, die möglicherweise obsolet sind. Beispielsweise könnten Querverbindungen zwischen zwei Abgängen ermittelt werden, die eigentlich bereits miteinander verbunden sind und damit der Einfluss einer zusätzlichen Querverbindung wesentlich geringer ausfiele als errechnet.

Das Ergebnis der Optimierung ist in Abbildung 4.9 dargestellt. Diese Abbildung ist analog zur Ergebnisabbildung der optimierten Trennstellenkonfiguration aufgebaut (vgl. Abbildung 4.7). Wiederum werden fünf Topologievarianten miteinander verglichen und bewertet.

Die Topologievariante „Optimiert QV (NB2)“ ist das Ergebnis unter Berücksichtigung der Nebenbedingung zur maximalen Anzahl an Kreisen (begrenzt auf drei Kreise). Die Ergebnisse der vier übrigen Varianten enthalten diese Einschränkung nicht. Die Variante „Basis“ gibt hier ebenfalls die ursprünglichen Zielfunktionswerte der Basistopologie vor der Optimierung an. Die zweite Variante „Optimiert“ entspricht dem Ergebnis des ersten Verfahrens zur Optimierung der Trennstellenkonfiguration. Aufbauend auf diesem Ergebnis liefert die Variante „Optimiert QV“ das Ergebnis unter Anwendung einer optimierten Querverbindung. Der Zielfunktionswert dieser Variante liegt nochmal deutlich unter dem optimalen Ergebnis des ersten Verfahrensteils (ca. 21 %).

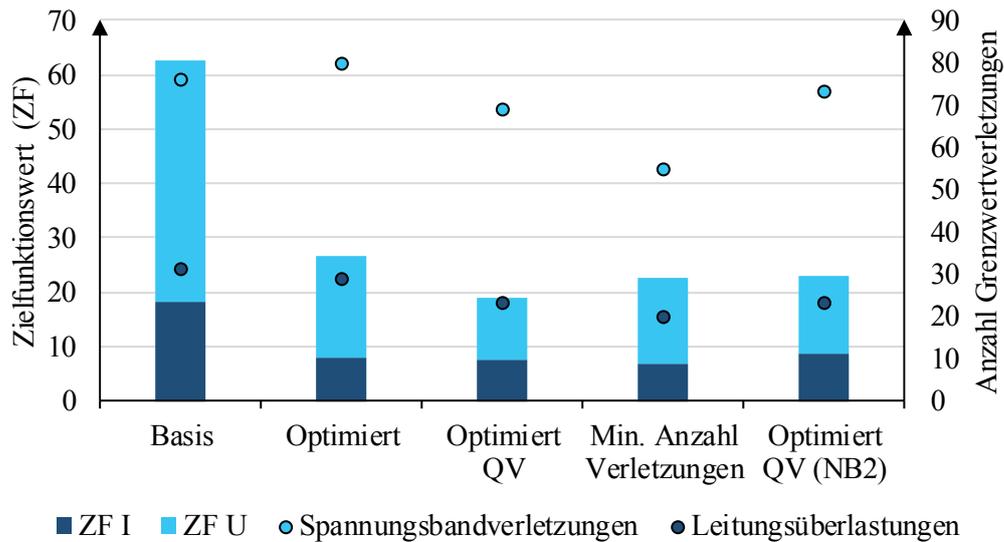


Abbildung 4.9: Optimierungsergebnis des Verfahrens „Optimierte Querverbindungen (QV)“

Insbesondere kann auch die Anzahl der stromseitigen Grenzwertverletzungen deutlich reduziert (um 28 % gegenüber der Variante „Optimiert“), was mit einer ausschließlichen Optimierung der Trennstellenkonfiguration nicht erreicht wird. Der Einfluss der Querverbindung wird deutlich bei Betrachtung des Einsatzortes (vgl. Abbildung 4.10). Durch die Verbindung des Abgangs 5 nahe seines Endes mit Abgang 7 können die Leitungsabschnitte zwischen den Knotenpunkten K_A und K_B entlastet werden. Die Anzahl überlasteter Leitungskilometer verringert sich um elf Prozent (2,4 km). Abzüglich der Länge der Querverbindung (0,51 km) verbleibt unmittelbar ein eingesparter Leitungsaustausch von 1,9 km.

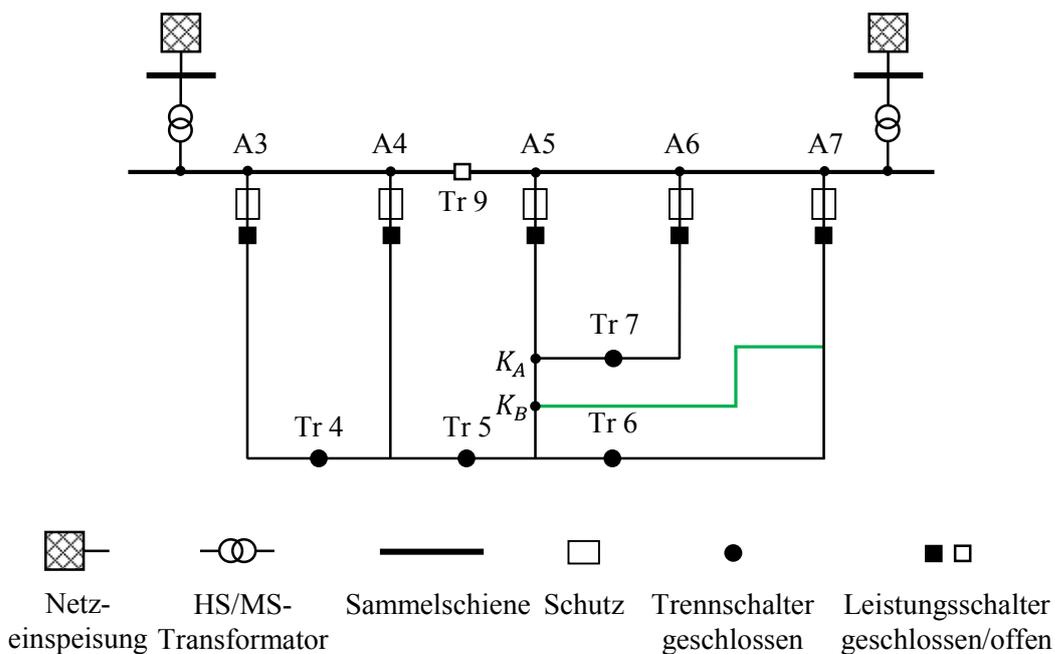


Abbildung 4.10: Netzausschnitt für den Bereich der Querverbindung

Der Einsatz der Querverbindung bleibt unter Berücksichtigung der zweiten Nebenbedingung der Optimierungsaufgabe (vgl. Formel (3.27)) unberührt, da dann nach wie vor nur die beiden Trennstellen Tr 6 und Tr 7 miteinander verbunden sind somit nicht mehr als drei Abgänge zueinander parallel verlaufen (vgl. Abbildung 4.10, A5, A6 und A7). Der Zielfunktionswert liegt in dieser Variante aufgrund der Querverbindung immer noch um 28 % unter der Variante „Optimiert“ ohne Einsatz einer Querverbindung.

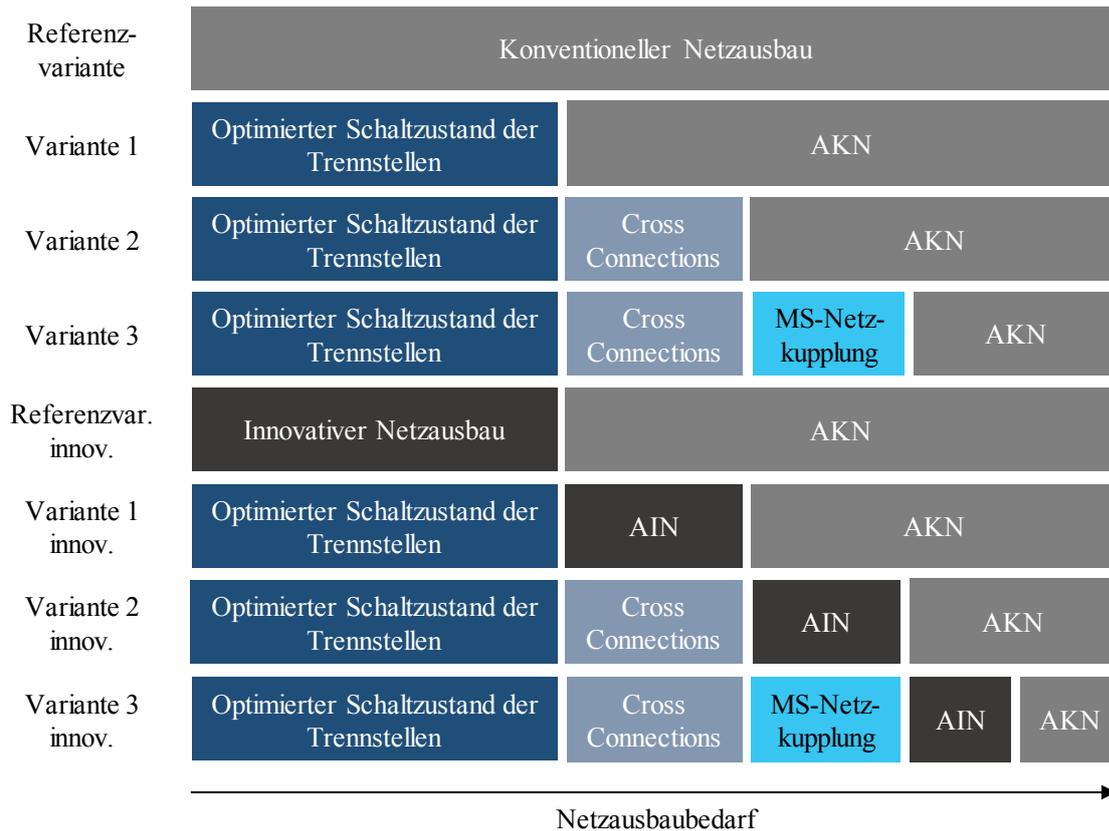
4.3 Exemplarische Netzausbauplanungen

Die Netzausbauplanung unter Berücksichtigung vermaschter Netzstrukturen soll zunächst anhand dreier ausgewählter realer Netze (Planungsbeispiele) diskutiert werden, bevor im nächsten Abschnitt eine vergleichende Bewertung aller Planungen basierend auf sieben realen Mittelspannungsnetzen erörtert wird. Die Planungsbeispiele sind derart gewählt, dass die prinzipiellen Auswirkungen der angewendeten Topologietypen deutlich herausgearbeitet werden können.

4.3.1 Beschreibung der Netzplanungsvarianten

Eine Zielstellung dieser Arbeit ist es, für definierte Anwendungsfälle den sinnvollsten Grad der Vermaschung zu ermitteln. Deswegen werden alle Planungsvarianten aufeinander aufbauend konzipiert. Das Vorgehen dazu ist in Abschnitt 3.1.6 detailliert beschrieben. Nachfolgend sind die verschiedenen Planungsvarianten definiert, die in den Planungsbeispielen Gegenstand der Untersuchungen sind. Es werden acht Planungsvarianten auf die Netze angewendet, die sich in der Art der eingesetzten Technologie oder des Topologietyps zur Behebung aller Grenzwertverletzungen voneinander unterscheiden (vgl. Abbildung 4.11). Insgesamt spiegeln alle eingesetzten Maßnahmen den gesamten Netzausbaubedarf wider. In den ersten vier Varianten wird neben den unterschiedlichen Topologietypen ausschließlich der konventionelle Netzausbau eingesetzt, wobei der konventionelle Netzausbau die Referenzvariante darstellt.

Bei den zweiten vier Varianten wird neben den Topologietypen jeweils eine innovative Technologie eingesetzt, um netzseitige Probleme zu beheben. Analog zur Referenzvariante stellt der innovative Netzausbau zusammen mit dem additiven konventionellen Netzausbau die Referenzvariante innovativ dar. Entsprechend dem additiven konventionellen Netzausbau werden in den letzten drei Varianten innovative Maßnahmen als additiver innovativer Netzausbau (AIN) bezeichnet.



AKN: Additiver konventioneller Netzausbau AIN: Additiver innovativer Netzausbau

Abbildung 4.11: Übersicht der Planungsvarianten

Die Auslegung des Netzschutzes auf die unter Umständen geänderte Topologie wird in dieser Arbeit nicht vorgenommen. Auf im Rahmen des Projektes *Neuartige Topologien für Verteilungsnetze* vorgenommene Schutzauslegungen, die eine Rückwirkung auf die Maßnahmen des Netzausbaus haben, wird allerdings Bezug genommen und eingegangen [81].

4.3.2 Planungsbeispiel 1⁵

Anhand des ersten Planungsbeispiels wird der Einfluss der optimierten Topologien in Form der im vorherigen Abschnitt beschriebenen Varianten deutlich. Dabei liegt der Fokus auf der Variante 1 und der Variante 2. Neben den Auswirkungen auf die Betriebsmittel-/Leitungsauslastungen und Knotenspannungen ist die Entwicklung der Kurzschlussleistung sowie der Zuverlässigkeit dargestellt und bewertet.

⁵ Die Ergebnisse dieses Planungsbeispiel wurden bereits auszugsweise veröffentlicht durch den Verfasser in [80], S. 131-142

Netzstruktur

Das Netz des Planungsbeispiels 1 versorgt im Basiszustand über neun Abgänge und eine gesamte Leitungslänge von 196 km 215 Ortsnetze. Es weist einen Verkabelungsgrad von 53 % auf und ist damit eher ländlich geprägt. Die Versorgungsaufgabe ist dem Cluster 11 zugeordnet (vgl. Abbildung 4.1). Die insgesamt installierte Anlagenleistung dieses Clusters ist bereits im Basiszustand sehr hoch und durch einen ausgeglichenen Technologiemark gekennzeichnet. Die installierte PVA-Leistung von $P_{PVA} = 17 \text{ MW}$ komplettiert eine WEA-Leistung von $P_{WEA} = 16 \text{ MW}$. Der bundesweite Flächenanteil dieses Clusters bezogen auf die relevanten Cluster 4, 6, 9 und 11 beträgt ca. $A_{Cl11} = 17 \%$. Biomasseanlagen und sonstige Stromerzeugungsanlagen sind in diesem Netz nicht vorhanden.

Die Netzstruktur ist gekennzeichnet durch lange Abgänge mit einem Mittelwert von 28,3 km. Dabei unterscheiden sich die Längen der offen betriebenen Halbringe im Mittel um 13 % voneinander. Abbildung 4.12 zeigt die Entwicklung der DEA-Leistung für die entwickelten Szenarien (vgl. Abschnitt 4.1.2). Die Netzstruktur ist in Abbildung 4.15 dargestellt.

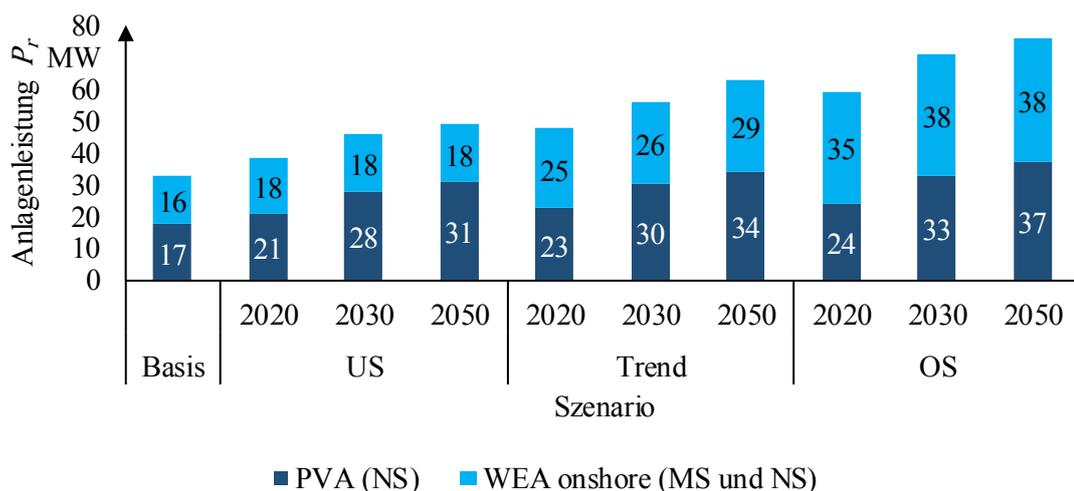


Abbildung 4.12: Planungsbeispiel 1 – Installierte DEA-Leistung je Szenario und Planungshorizont

In den drei Stützjahren wächst die installierte Leistung der DEA stetig an. Im Szenario *US* entspricht die Gesamtleistung im Jahr 2050 dem 1,5-fachen des Basis-Werts. In den Szenarien *Trend* und *OS* beträgt die Zunahme im Jahr 2050 das 1,9-fache bzw. das 2,2-fache.

Einfluss der Topologievarianten auf die Grenzwertverletzungen

Die Diagramme in Abbildung 4.13 geben die Anzahl der Spannungsbandverletzungen (oben) und Leitungsüberlastungen (unten) eines jeden Zeitschritts für das Jahr 2020 des Szenarios *OS* an. Dieses Szenario wurde ausgewählt, da es dort aufgrund der insgesamt hohen Leistung aller DEA ($P_{DEA} = 59 \text{ MW}$, vgl. Abbildung 4.12) zu deutlichen Auswirkungen hinsichtlich des Netzbetriebs kommt.

Die links abgebildeten Diagramme spiegeln das tatsächliche zeitliche Auftreten innerhalb des Jahres wider, die Diagramme rechts zeigen die nach der Anzahl der Grenzwertverletzungen absteigend geordnete Jahreslinie an.

Dargestellt sind die Auswirkungen auf das Netz ohne weitere Ausbaumaßnahmen (Basis), um ausschließlich den Einfluss der topologischen Veränderung herauszustellen. Zunächst ist offensichtlich, Topologietyp 1 (optimierte Trennstellenkonfiguration) eine deutliche Reduktion der Anzahl der Spannungsbandverletzungen bewirkt. In diesem Beispiel sinkt die Anzahl der Zeitpunkte mit Spannungsbandverletzungen von 1047 Stunden auf 72 Stunden (obere Diagramme). Die Entwicklung der Leitungsauslastungen des Netzes zeigt einen ähnlichen Verlauf. Die Häufigkeit der Zeitpunkte, in denen Leitungen den planerischen Grenzwert $I_{max,(n-0)} = 0,6 \cdot I_{th}$ überschreiten, fällt von 825 Stunden auf 188 Stunden. Grundsätzlich sind deutlich weniger Leitungen von Überlastungen betroffen als Netzknoten von Spannungsbandverletzungen (maximal 29 Leitungen), was typisch ist für ein ländliches Netz.

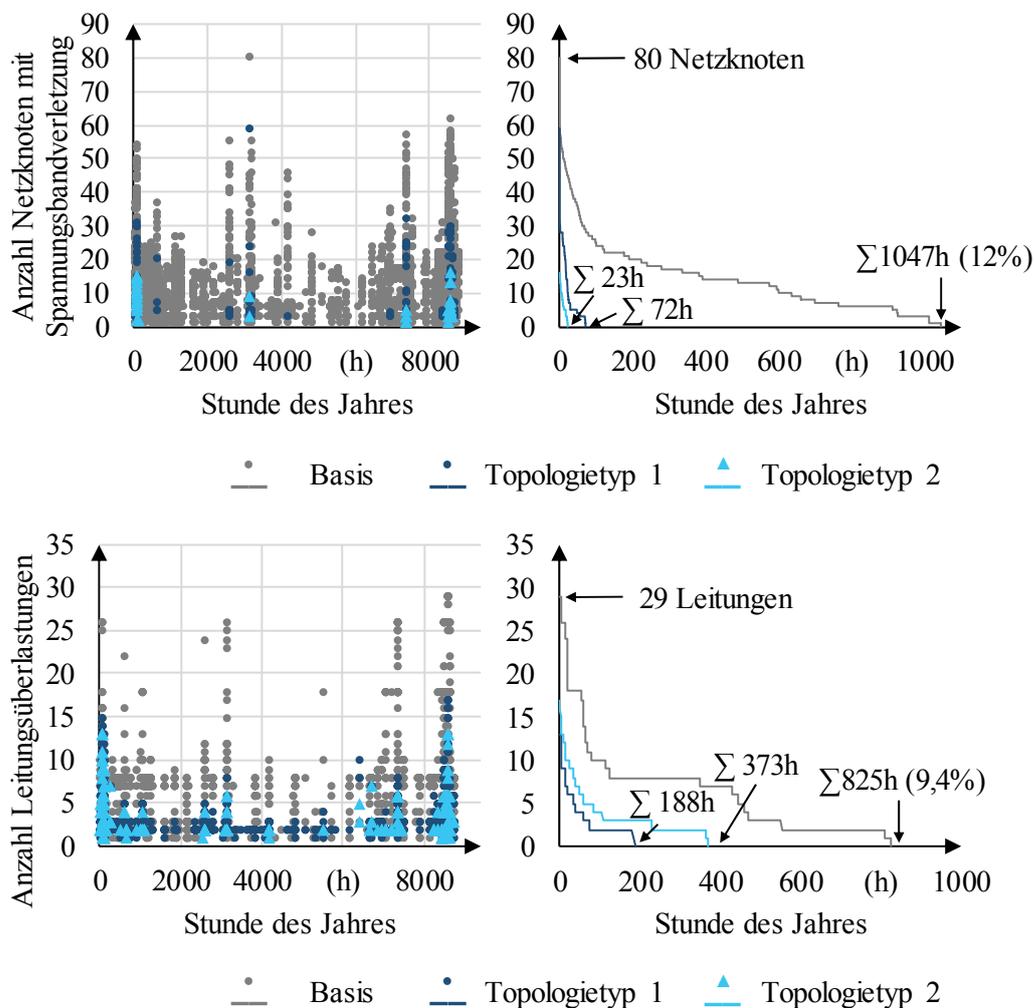


Abbildung 4.13: Planungsbeispiel 1 – Häufigkeit der Spannungsbandverletzung und Leitungsauslastungen des Jahres 2020 im Szenario OS (links: im Jahresverlauf, rechts: geordnete Jahresdauerlinie)

Unter Anwendung des Topologietyps 2 (Optimierte Querverbindungen) wird die Anzahl an Spannungsbandverletzungen nochmals deutlich verringert (von 73 Stunden auf 23 Stunden). Der Einfluss der Topologietyps 2 auf die Leitungsüberlastungen unterscheidet sich allerdings signifikant vom Einfluss auf die Spannungsbandverletzungen.

Der positive Effekt auf das Niveau der Knotenspannungen trifft auf einen gegenläufigen negativen Effekt hinsichtlich der Leistungsbelastungen. Die Anzahl der Zeitpunkte mit Leitungsüberlastungen steigt wieder deutlich an und verdoppelt sich nahezu im Vergleich zur Anwendung des Topologietyps 1. Das ist auch Abbildung 4.15 zu entnehmen. Dort sind alle Grenzwertverletzungen hinsichtlich der Knotenspannung und der Leitungsauslastung je Topologietyps dargestellt. Durch die Querverbindung Q1 überschreiten abgangsnaher Leitungen in dem nun stärker belasteten Halbring die maximalen Belastungen bei bereits geschildeter gleichzeitiger Reduzierung der Spannungsbandverletzungen im nördlichen Netzbereich.

Ein großer Vorteil des Topologietyps 2 gegenüber Topologietyp 1 liegt in der Verringerung der maximal auftretenden und damit auslegungsrelevanten Belastung (Abbildung 4.14). So liegt die höchste Leitungsauslastung nur noch leicht über der vorgegebenen Belastungsgrenze von $I/I_{th} = 60\%$. Zusätzlich sinkt auch die maximale Knotenspannung U_{max} (Sekundärachse) um 0,35 Prozentpunkte auf $U_{max} = 106,3\%$. Neben der Anzahl bestimmt die maximal auftretende Grenzwertverletzung die notwendigen Ausbaumaßnahmen. Die bisherigen Ergebnisse sind also bereits ein Indiz dafür, dass der Ausbaubedarf und damit auch die Ausbaukosten in den Varianten sukzessiv verringert werden.

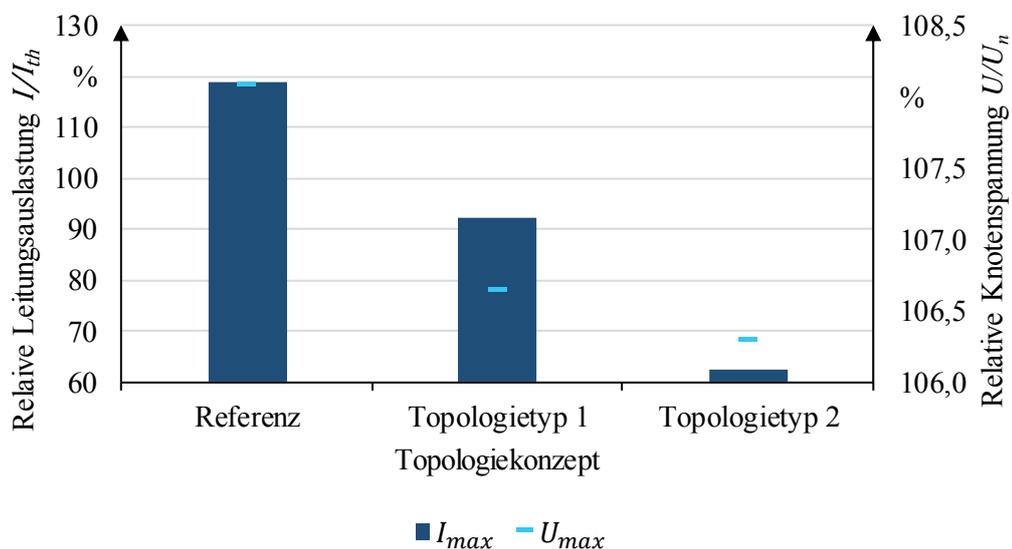


Abbildung 4.14: Planungsbeispiel 1 – Maximale Knotenspannung und Leitungsauslastung je Topologievariante für das Szenario OS im Jahr 2020

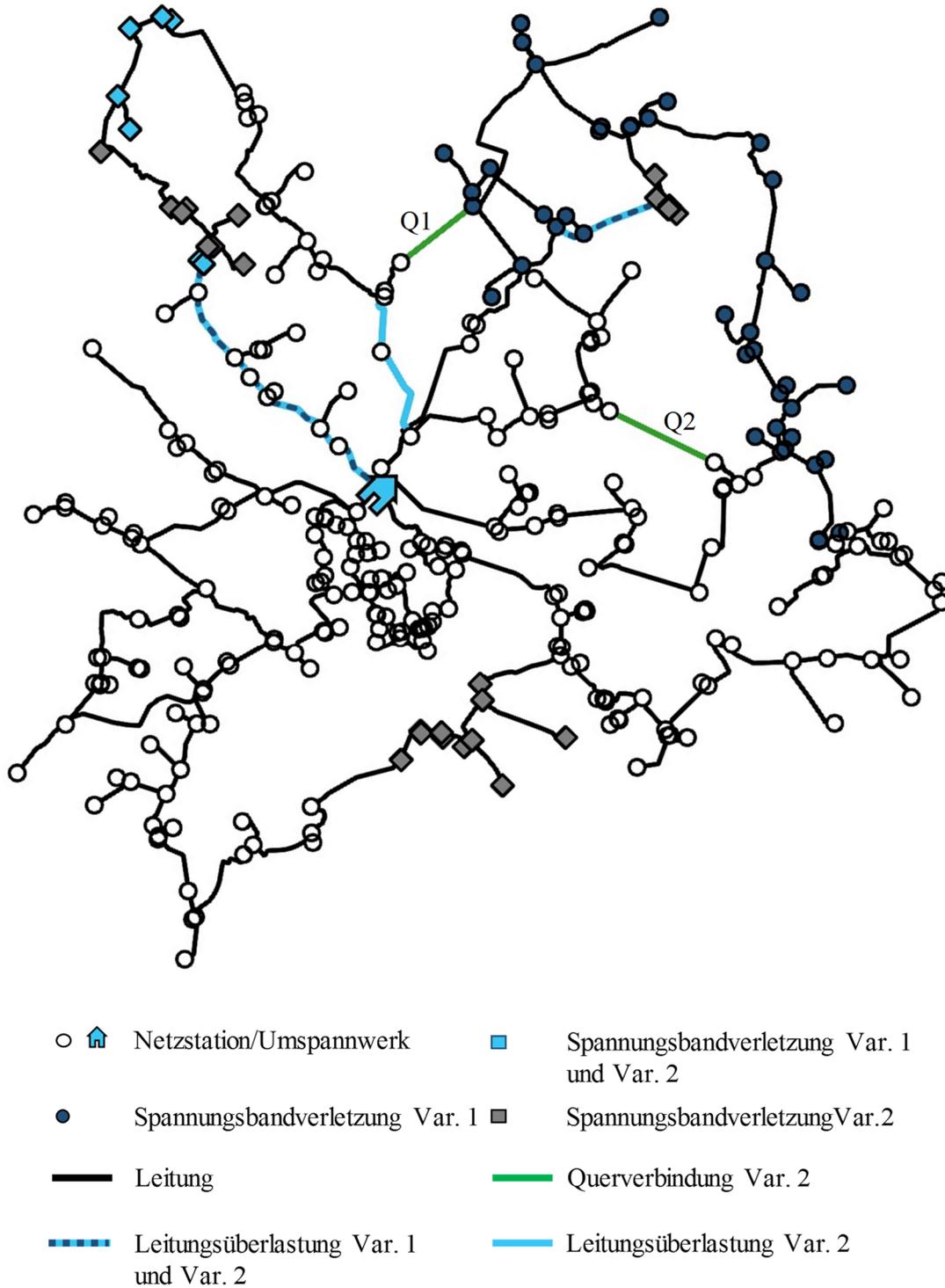


Abbildung 4.15: Planungsbeispiel 1 – Einfluss der Topologievarianten auf Grenzwertverletzungen für das Szenario OS im Jahr 2020 (lageorientierte Darstellung des Netzes)

Die wesentlichen Erkenntnisse bezüglich des Einflusses der Topologievarianten auf die Grenzwertverletzungen lassen sich wie folgt zusammenfassen. Insgesamt ist die Anwendung des Topologietyps 2 im Planungsbeispiel 1 sinnvoll, da zwar deutlich häufiger Leitungsüberlastungen auftreten als unter ausschließlicher Anwendung des Topologietyps 1 (vgl. Abbildung 4.13 rechts unten), diese dafür allerdings in der Höhe der Überlastung wesentlich niedriger ausfallen (vgl. Abbildung 4.14). Die Häufigkeit von Spannungsbandverletzungen kann darüber hinaus massiv verringert werden gegenüber der Referenzvariante unter Anwendung beider Topologietypen (vgl. Abbildung 4.13 rechts oben).

Maßnahmen der Netzausbauplanung

Nachfolgend werden die konkreten Auswirkungen auf die Netzplanung und vorgenommenen Maßnahmen für die Variante 1 dargestellt. Der Übersichtlichkeit halber erfolgt diese Darstellung anhand schematischer Netzpläne.

Wie aus Abbildung 4.16 ersichtlich wird, ist der Netzbereich zwischen Sammelschienenabgang A3 und A6 stark vermascht. In der Variante 1 sind dort alle Trennschalter geschlossen. Folglich ergibt sich in diesem Bereich ein Quadrupelnetz, das aufgrund des geschlossenen Teilrings an der Trennstelle Tr 6 zusätzlich einen Doppelring enthält. Ursächlich für diese Anordnung ist die hohe Durchdringung von EE-Stromerzeugungsanlagen gerade in diesem Netzbereich. Die Knotenspannungen können in dieser Betriebsweise wie bereits gezeigt deutlich reduziert werden, was in einem verringerten Leitungsausbau resultiert. Grün hervorgehoben sind in Abbildung 4.16 die Leitungen, die im Vergleich zur Referenzvariante entweder gar nicht oder in geringerem Umfang erneuert bzw. getauscht werden.

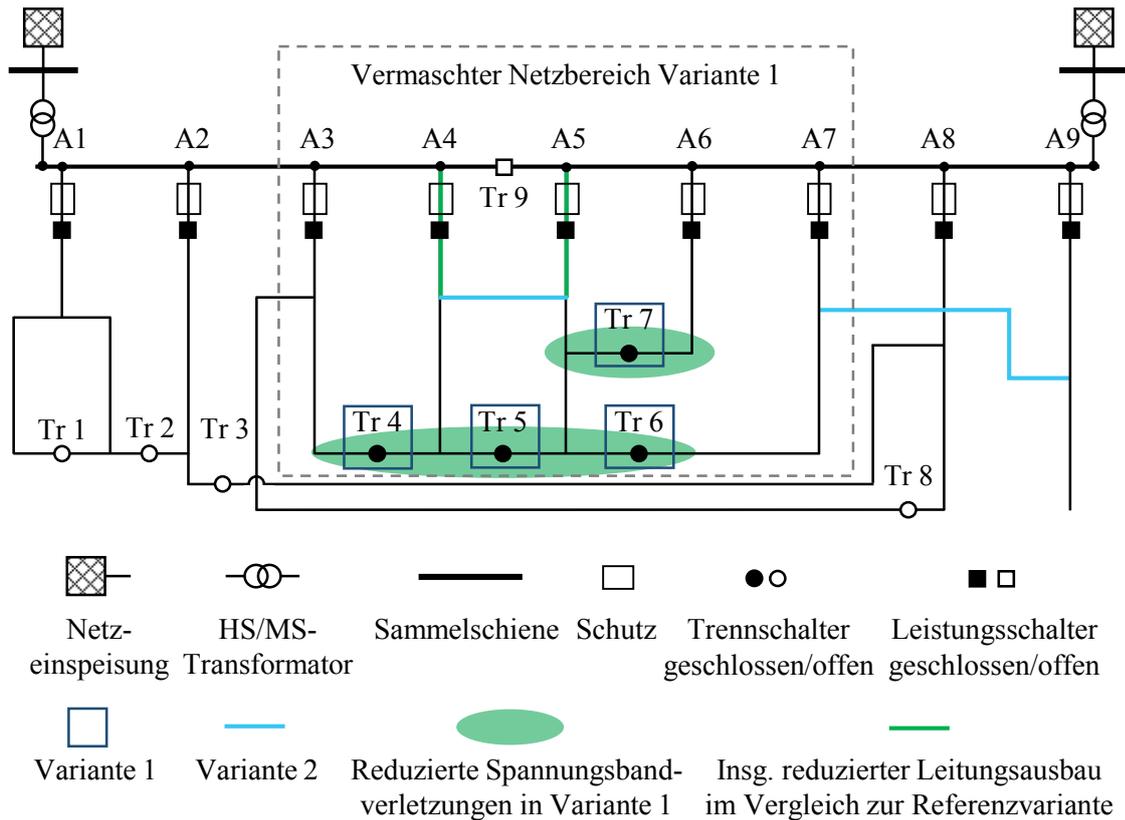


Abbildung 4.16: Planungsbeispiel 1 – Auswirkungen der Variante 1 (Optimierte Querverbindungen) auf die Spannungsbandverletzungen und den Leitungsausbau im Vergleich zur Referenzvariante für das Szenario OS im Jahr 2020

Auch wenn die Entwicklung eines Schutzkonzepts nicht Kern dieser Arbeit ist, so werden im folgenden Abschnitt gleichwohl die Auswirkungen auf die Netzausbauplanung für das Planungsbeispiel 1 erläutert. Das ist insbesondere deswegen notwendig, um die in Abschnitt 4.4 vorgenommene vergleichende Bewertung nachvollziehen zu können.

Die Schutzkoordination dieser Netzanordnung wird gemäß des in Abschnitt 2.7.2 vorgestellten Prinzips des Stromvergleichs im Gegensystem vorgenommen. Gemäß Abbildung 4.16 sind die Abgänge A3 bis A7 zueinander parallel geschaltet ($n = 5$), sodass ein Stromvergleich mit eindeutiger Identifikation des Fehlerpfads nicht mehr möglich ist und eine Entmaschung, induziert durch die Schutzkoordination, vorgenommen wird. Abbildung 4.17 stellt einerseits das Ergebnis der Entmaschung dar und andererseits den aufgrund dieser Maßnahme entstehenden zusätzlichen Leitungsausbau im Vergleich zur Variante 1 ohne Berücksichtigung des Schutzkonzepts.

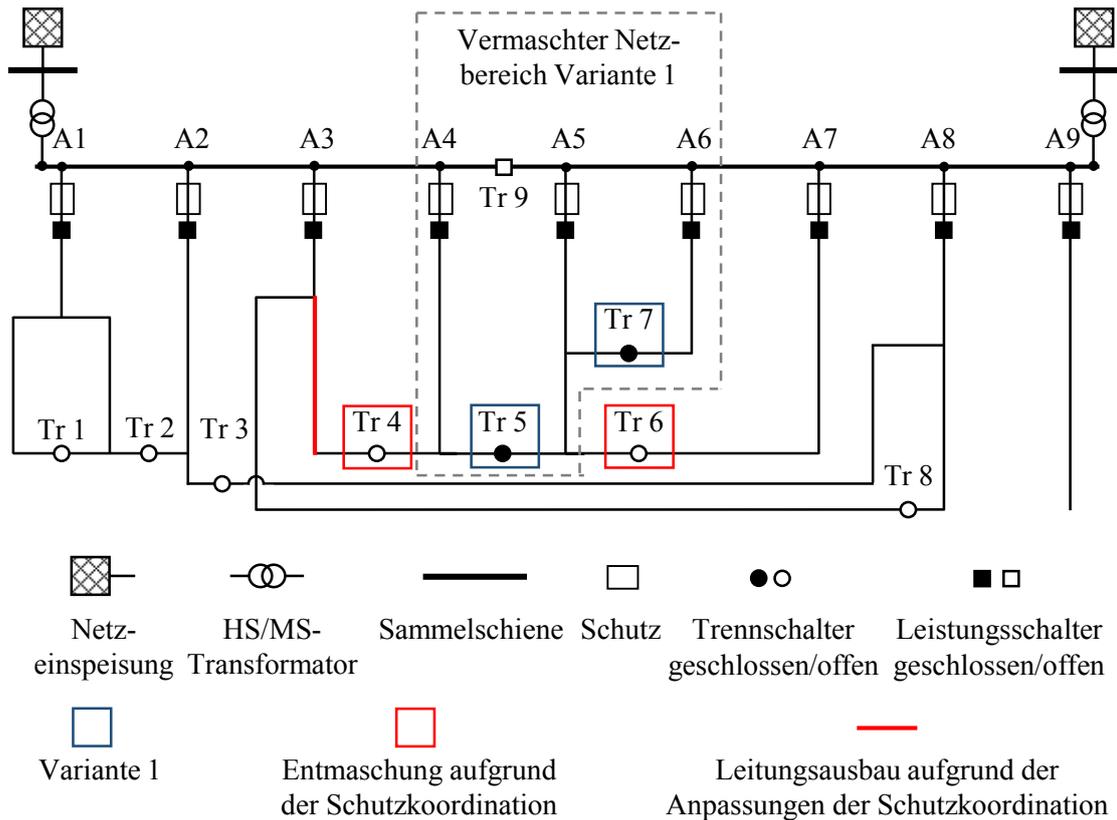


Abbildung 4.17: Planungsbeispiel 1 – Auswirkungen der Schutzkoordination in Variante 1 auf den Leitungsausbau für das Szenario OS im Jahr 2020

Der vermaschte Netzbereich in Variante 1, bestehend aus fünf parallelen Abgängen, wird in ein Tripelnetz, bestehend aus drei parallelen Pfaden verbunden über die Trennstellen Tr 4 und Tr 6 umgewandelt (vgl. Abbildung 4.17). Die sich dadurch erhöhende Impedanz führt wiederum zu einem höheren Spannungsfall entlang der Leitungen der Abgänge, sodass der rot hervorgehobene Leitungsabschnitt des Abgangs A3 aufgrund zusätzlicher Spannungsbandverletzungen verstärkt werden muss.

Einfluss auf die Entwicklung der Kurzschlussleistung

In den folgenden Diagrammen sind die Auswirkungen der Varianten auf die Entwicklung der Kurzschlussströme dargestellt. Die Untersuchungen basieren auf Berechnungen für einen dreipoligen Fehler. Die Vergleichsgröße ist der subtransiente Anfangskurzschlusswechselstrom I_k'' als Maß zur Auslegung der Netzkomponenten auf die thermische Kurzschlussfestigkeit.

Auf die Darstellung der Ergebnisse zum Stoßkurzschlussstrom i_p wird hier verzichtet und auf die Darstellung im Anhang verwiesen (vgl. Abbildung 8.7), da die Entwicklung des Stoßkurzschlussstroms in den verschiedenen Varianten nahezu analog zu der des Anfangskurzschlusswechselstroms verläuft und die prinzipiellen Aussagen sich demnach nicht wesentlich voneinander unterscheiden.

Abbildung 4.18 enthält die Ergebnisse des Anfangskurzschlusswechselstroms an einem jeden Netzknoten für die Variante 1 und die Variante 2 im Vergleich zur Referenzvariante. Die Knoten sind der Höhe des Kurzschlussstroms nach absteigend sortiert, bezogen auf das Ergebnis der Referenzvariante. Geringe Knotennummern entsprechen Netzknoten in der Nähe der Umspannanlage, höhere Knotennummern entsprechen analog Netzknoten, die sich zunehmend von der Umspannanlage entfernt befinden.

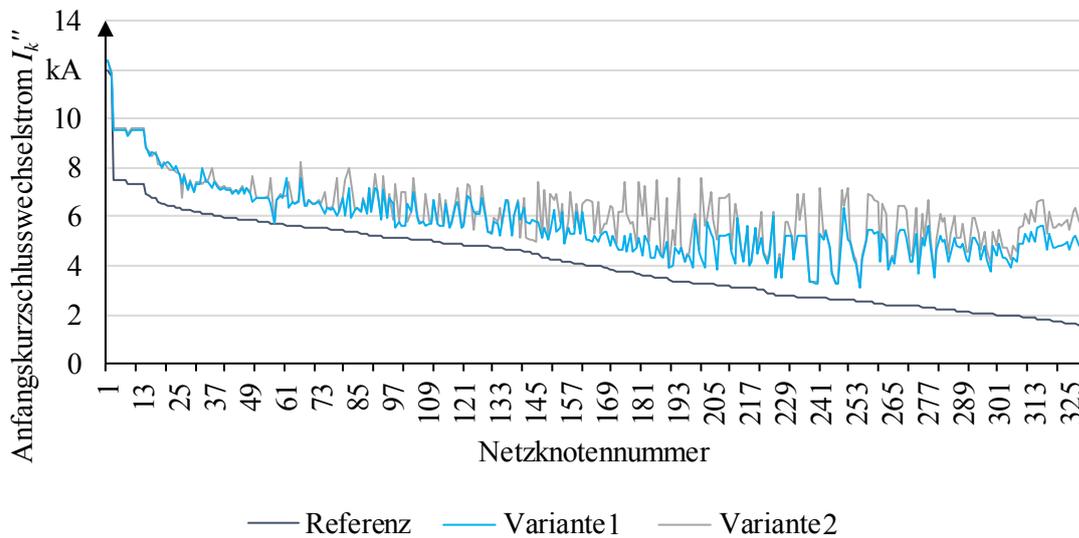


Abbildung 4.18: Planungsbeispiel 1 – Vergleich des Anfangskurzschlusswechselstroms an jedem Netzknoten in allen Varianten für einen dreipoligen Fehler am jeweiligen Netzknotenpunkt im Szenario OS

Im Bereich bis Netzknoten 50 entsprechen die Verläufe der Variante 1 und der Variante 2 bis auf kleinere Abweichungen der Entwicklung des Kurzschlussstroms der konventionellen Variante, allerdings im Mittel um ca. 1,5 kA erhöht (ca. 23 %). Begründet ist dieser Offset durch die in den vermaschten Varianten insgesamt geringere Netzimpedanz. Mit zunehmender Entfernung von der Umspannanlage (entspricht höherer Netzknotennummern) divergieren auch die Entwicklungen zwischen den Varianten. Je weiter die Netzknoten von der Umspannanlage entfernt sind, desto höher sind die auftretenden Kurzschlussströme im Vergleich zur Referenzvariante. Das ist dadurch hervorgerufen, dass die zusätzliche Belastung der Betriebsmittel im Kurzschlussfall am Ort der Vermaschung (im Netz, nicht in der Umspannanlage) stets am höchsten ist, da die Impedanz zwischen Umspannanlage und Ort der Vermaschung am stärksten absinkt.

Auch wenn die relativen Auswirkungen an den weiter von der Umspannanlage entfernten Betriebsmitteln tendenziell größer sind, so ist die Erhöhung der Kurzschlussströme dort aufgrund der absoluten Höhe eher unkritisch (im vorliegenden Fall gilt immer $I_k'' < 8 \text{ kA}$). Die maximal auftretenden Kurzschlussströme (in der Umspannanlage) sind in Tabelle 4.3 aufgelistet.

Tabelle 4.3: Planungsbeispiel 1 – Maximal auftretende Kurzschlussströme

I_k'' in kA			i_p in kA		
Referenz	Variante 1	Variante 2	Referenz.	Variante 1	Variante 2
11,9	12,4	12,4	31,7	32,8	32,9
11,8	11,8	11,8	31,4	31,7	31,7

Die üblichen Grenzwerte einer 20 kV-Umspannanlage ($I_{k,max}'' = 16\text{kA}$, $i_p = 40\text{kA}$) werden nicht überschritten [53].

Der Unterschied der Kurzschlussströme zwischen Variante 1 und Variante 2 ist wesentlich geringer als im Vergleich zur Referenzvariante. Gemittelt über alle Netzknoten führt Variante 2 zu einem Anstieg des Kurzschlussstroms um 9,3 % bezogen auf Variante 1.

Abbildung 4.19 und Abbildung 4.20 zeigen die prozentuale Steigerung der Anfangskurzschlusswechselstroms an jedem Netzknotenpunkt für die Variante 1 und die Variante 2 bezogen auf die auftretenden Kurzschlussströme der Referenzvariante. Die aufgetragene Reihenfolge der Knotennummern entspricht der des vorherigen Diagramms. Farblich hellblau hervorgehoben sind die Balken der Knotenpunkte, an denen die Vermaschung erfolgt mit der entsprechenden Bezeichnung des Trennschalters, die in den Single-Line-Diagrammen des Netzes (Abbildung 4.16 und Abbildung 4.17) wiederzufinden sind.

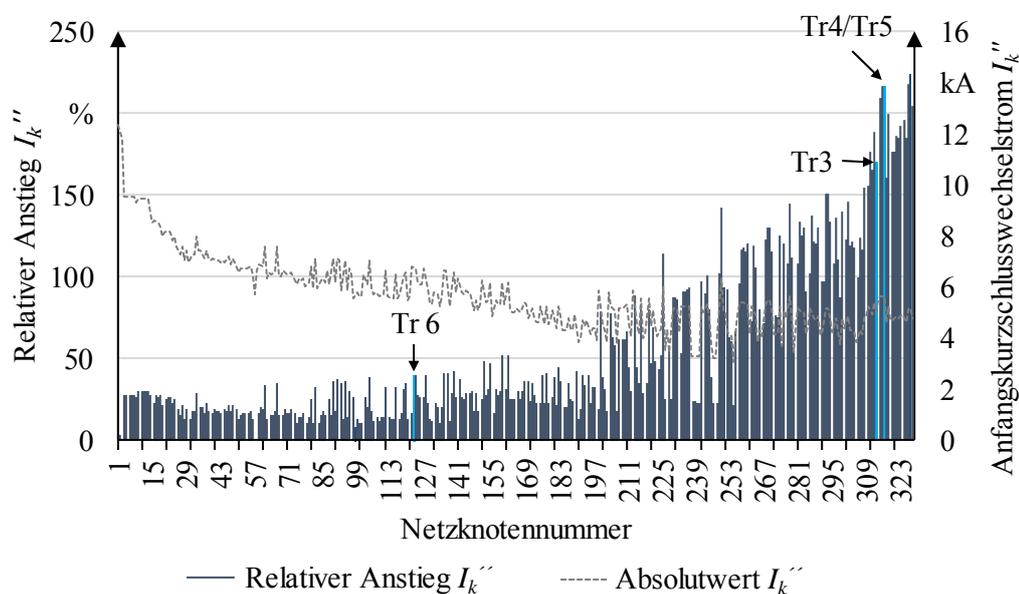


Abbildung 4.19: Planungsbeispiel 1 – Prozentualer Vergleich des Anfangskurzschlusswechselstroms an jedem Netzknoten für Variante 1 bezogen auf die konventionelle Variante im Szenario OS

Basierend auf den Ergebnissen aus Abbildung 4.19 lässt sich das Netz in zwei Bereiche hinsichtlich der Höhe des Kurzschlussstroms unterteilen.

Der erste Bereich bis zum Knoten 200 weist einen moderaten Anstieg des Stroms auf (Mittelwert: 24 %). In diesem Bereich liegt der Trennschalter Tr 6. Im Vergleich mit Abbildung 4.16 wird ersichtlich, dass der durch diesen Schalter geschlossene Halbring innerhalb des wesentlich größeren Quadrupel-Teilnetzes liegt. Die Erhöhung des Kurzschlussstroms ist deswegen relativ gering. Im zweiten Netzbereich ab Knoten 201 ist ein starker Anstieg der Kurzschlussströme zu verzeichnen.

Dieser stark vermaschte Bereich ist über die eingezeichneten vier Trennstellen miteinander verbunden. Zu erkennen sind die Peaks insbesondere an den Netzknoten der Trennstellen Tr 3, Tr 4, Tr 5 und Tr 6. Im Mittel führt die Vermaschung an diesen Netzknoten zu einer Verdoppelung der Kurzschlussströme, allerdings übersteigt die absolute thermische Strombelastung der Leitungen nie den kritischen Wert des Einsekundenstroms⁶ [104].

In Abbildung 4.20 ist die weitere Entwicklung in Variante 2 dargestellt, allerdings bezogen auf die Variante 1, um die Veränderung zwischen diesen Varianten herauszustellen. Abgebildet ist neben den Trennschaltern auch die eingesetzte Querverbindung an den entsprechenden Knotenpunkten. Wiederum sind deutliche Peaks des Kurzschlussstroms insbesondere an den Knotenpunkten der Querverbindungen zu erkennen.

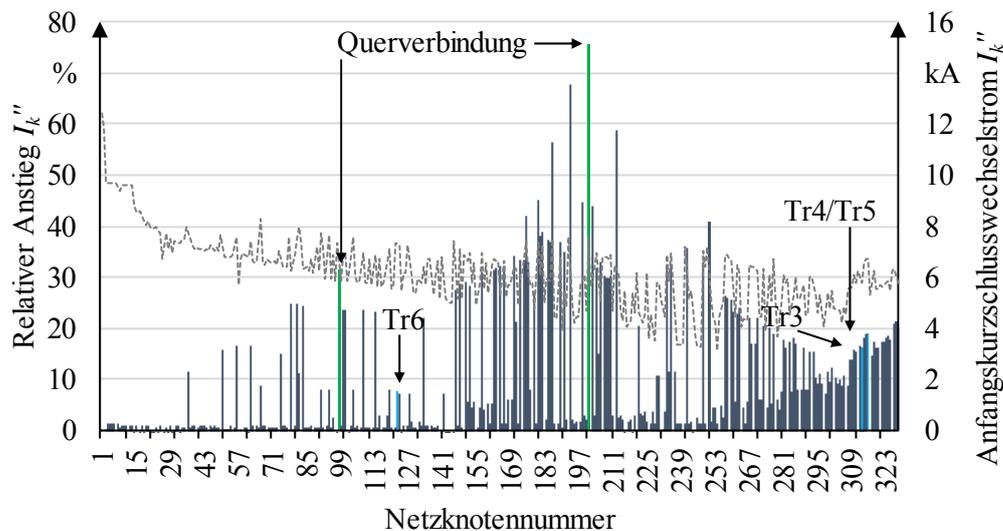


Abbildung 4.20: Planungsbeispiel 1 – Prozentualer Vergleich des Anfangskurzschlusswechselstroms an jedem Netzknoten für Variante 2 bezogen auf die Variante 1 im Szenario OS

Der mittlere Anstieg des Kurzschlussstroms liegt in Variante 2 gegenüber Variante 1 wie bereits erwähnt bei 9,3 %. Der maximale relative Anstieg am Knotenpunkt 201 beträgt ca. 75 %.

⁶ Die Leitung zwischen den Knoten 327 (Tr 7 mit maximaler Erhöhung des Kurzschlussstrom) und Knoten 171 wird mit einem thermisch äquivalenten Kurzschlussstrom $I_{th} = 3,08 \text{ kA}$ belastet (Annahme des Worst-Case: $I_k'' = I_{th}$). Der maximale Einsekundenstrom beträgt $I_{1s} = 6,65 \text{ kA}$ für eine Aluminium-Freileitung mit $q = 95 \text{ mm}^2$.

Die Ergebnisse zur Entwicklung der Kurzschlussleistung für das Planungsbeispiel 1 lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- Die Umspannanlage ($I''_{k,max} = 16 \text{ kA}$; $i_{p,max} = 40 \text{ kA}$) wird hinsichtlich der auftretenden Kurzschlussströme weder thermisch noch mechanisch überlastet.
- Der Median der Erhöhung des Kurzschlussstroms beträgt in Variante 1 30 % und in Variante 2 43 %.
- Die zusätzliche Kurzschlussbelastung der Umspannanlage beträgt ca. 23 %. Dieser Anstieg ist allein in der veränderten Topologie begründet.
- Die Erhöhung der Kurzschlussströme ist in Planungsbeispiel 1 zwar hoch, allerdings dennoch unkritisch. Die Absolutwerte des Kurzschlussstroms liegen an allen Netzknoten außerhalb der Umspannanlage unter $I''_{k,max} = 10 \text{ kA}$. Die Grenzwerte für Leitungen und Ortsnetztransformatoren werden damit im Planungsbeispiel 1 nicht überschritten und sind auch im Allgemeinen für die meisten Netzbetriebsmittel unkritisch (vgl. Abschnitt 8.5, Tabelle 8.11). Im Wesentlichen sind die Beanspruchungen der Umspannanlage zu überprüfen.

Auswirkungen auf die Nichtverfügbarkeit

Die Auswirkungen auf die Nichtverfügbarkeit der einzelnen Topologievarianten ist anhand des *Average System Interruption Duration Index (ASIDI)* ausgewertet (vgl. Abschnitt 2.8). Dargestellt ist der ASIDI in Abbildung 4.21 für die Referenzvariante sowie die Variante 1 und Variante 2. Zusätzlich wird in den mit „LC“ („Loose Coupling“/„Lose Kupplung“) gekennzeichneten Varianten der Ansatz einer fehleradaptiven Topologie hinsichtlich der Nichtverfügbarkeit überprüft, indem zusätzliche Schutzgeräte und Leistungsschalter am jeweiligen Ort der Topologieanpassung eingesetzt werden.

Erwartungsgemäß steigt der ASIDI in der Variante 1 und der Variante 2 stark an. Die Nichtverfügbarkeit erhöht sich in Variante 1 in etwa um das 1,5-fache und in Variante 2 um das 1,9-fache bezogen auf den Wert der Referenzvariante.

Die Differenz zwischen Variante 1 und Variante 2 ist insbesondere auf die Querverbindung zwischen Abgang 7 und Abgang 8 zurückzuführen, da sich die Topologieveränderung in Variante 2 nun zusätzlich auf Abgang 8 auswirkt und einen deutlichen Einfluss auf die Nichtverfügbarkeit hat (vgl. Abbildung 4.16).

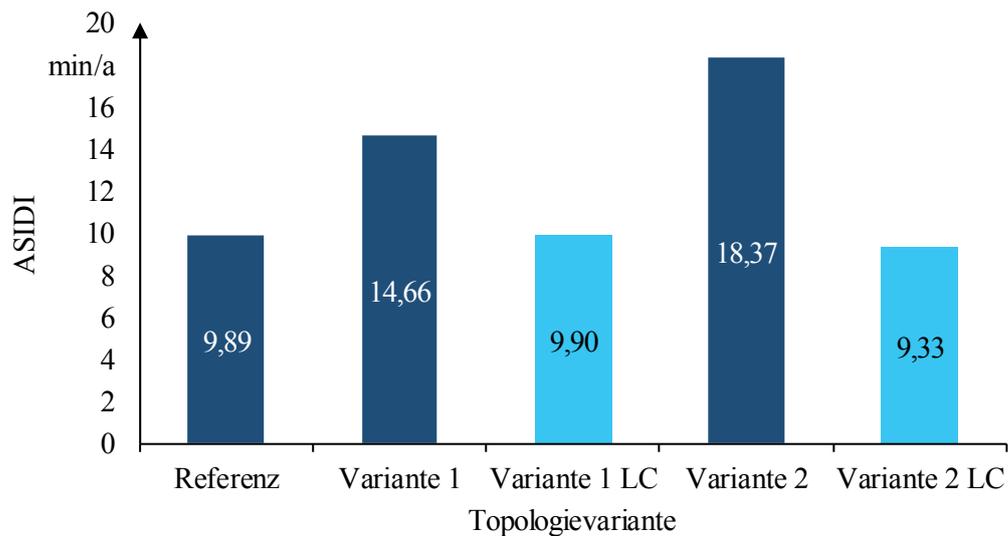


Abbildung 4.21: Planungsbeispiel 1 – Nichtverfügbarkeit der Varianten für das Planungsbeispiel 1 (ASIDI)

Die farblich hervorgehobenen Säulen des Balkendiagramms entsprechen den ASIDI-Werten unter Anwendung einer losen Kupplung. Unter Berücksichtigung der zusätzlichen Fehlerquellen in Form des Leistungsschaltersversagens oder einer Schutzüberfunktion der losen Kupplung ergeben sich die dargestellten ASIDI-Werte. Diese verdeutlichen zum einen, dass die angewendeten Topologievarianten so ausgestaltet werden können, dass sich nahezu keine Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit ergeben. Zum anderen ist der Einfluss von Fehlern an den zusätzlichen Betriebsmitteln aufgrund ihrer geringen Ausfallhäufigkeiten vernachlässigbar gering.

Netzausbaukosten

In Abbildung 4.22 sind die Netzausbaukosten aller Varianten für die beiden Szenarien *OS* und *Trend* dargestellt. Alle Ausbaukosten sind als relative Kosten in Bezug zur Referenzvariante angegeben für den gesamten Betrachtungszeitraum (bis 2050). Die absoluten Kosten entsprechen dem Barwert aller in den Planungs Jahren anfallenden Kosten (vgl. Methode der ökonomischen Bewertung in Abschnitt 4.1.3).

Im Szenario *OS* können die enorm hohen Ausbaukosten der Referenzvariante in den Topologievarianten deutlich reduziert werden. In der Variante 1 sinken die Ausbaukosten um 50 Prozent, in der Variante 2 sogar um 53 Prozent. Auch unter Berücksichtigung der Investitions- und Betriebskosten, die im Zusammenhang mit der Anpassung der Schutztechnik anfallen und der Kompensationskosten der Zuverlässigkeit (Einbau einer losen Kupplung), ist eine deutliche Reduzierung der Netzausbaukosten zu erreichen (28 Prozent in Variante 1 (S) und 39 Prozent in Variante 2 (S) im Vergleich zur Referenzvariante).

Die verringerten Einsparungen sind in Variante 1 (S) gegenüber Variante 1 maßgeblich auf den zusätzlich notwendigen additiven konventionellen Leitungsausbau zurückzuführen (vgl. Abbildung 4.17). In Variante 2 dominieren die Kompensationskosten zur Beibehaltung des Zuverlässigkeitsniveaus die verringerten Einsparungen. Diese betragen in Variante 1 7 % und in Variante 2 9 % des konventionellen Netzausbaus in der Referenzvariante.

Im Szenario *Trend* weisen die Netzausbaukosten ein anderes Bild auf. Dort fallen insgesamt deutlich weniger Netzausbaukosten über den gesamten Betrachtungszeitraum an (Barwert 2015: 0,67 Mio. €), was darauf zurückzuführen ist, dass in diesem Szenario erst im Planungsjahr 2050 vergleichbare Ausbaumaßnahmen notwendig werden, wie sie im Szenario *OS* bereits im Jahr 2020 anfallen. Unter Anwendung der Variante 1 können die Ausbaukosten nicht verringert werden, da die Leitungsüberlastungen in dieser Variante nicht durch die topologische Veränderung vermieden werden. In der Variante 2 fallen die Netzausbaukosten zwar zunächst um elf Prozent im Vergleich zur Referenzvariante, allerdings führen die deutlich stärker ins Gewicht fallenden Kosten der Sekundärtechnik und insbesondere die Kompensationskosten der Zuverlässigkeit dazu, dass sowohl die Variante 1 (S) als auch die Variante 2 (S) zu insgesamt höheren Netzausbaukosten führen.

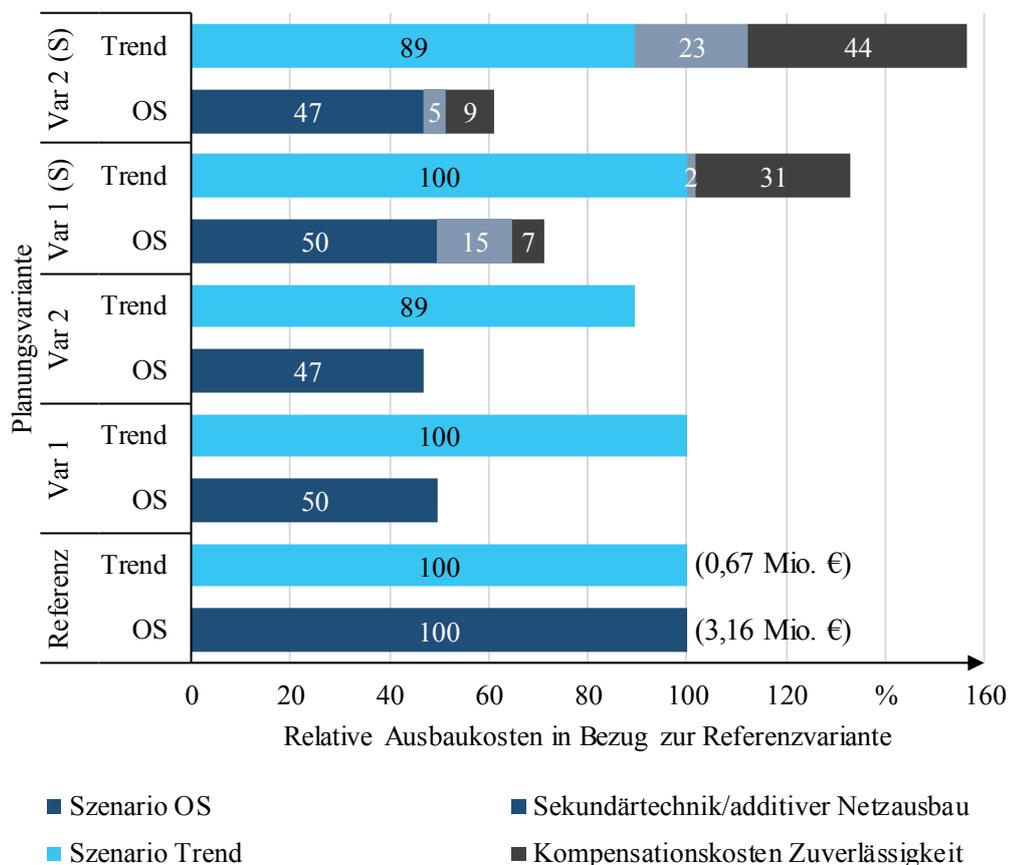


Abbildung 4.22: Planungsbeispiel 1 – Relative Netzausbaukosten je Variante bezogen auf die Referenzvariante

Die Analyse der Netzausbaukosten des Planungsbeispiels 1 unterstreicht grundsätzlich die Ergebnisse der Auswirkungen der Topologievarianten auf die Grenzwertverletzungen. Deutliche Einsparungen hinsichtlich der Netzausbaukosten werden bei starkem Zubau von DEA erzielt.

Allerdings wird die Höhe dieser Einsparung durch Anpassungen der Sekundärtechnik bzw. der Maßnahmen zur Beibehaltung des Zuverlässigkeitsniveaus reduziert. Da diese im vorliegenden Beispiel nicht mit den rein konventionellen Netzausbaukosten korrelieren, fallen diese Kostenanteile dann stärker ins Gewicht, wenn weniger Maßnahmen zur Behebung aller Grenzwertverletzungen notwendig sind. Dies wird anhand des Szenarios *Trend* offensichtlich.

Zusammenfassend lässt sich aus dem Planungsbeispiel und für das repräsentierte Cluster 11 nachfolgendes festhalten.

- Die optimierte Netztopologie unter Anwendung der Topologietypen reduziert die Häufigkeit und die Höhe der auftretenden Grenzwertverletzungen signifikant.
- Die Anwendung der Schutzkoordination führt zur Einschränkung der Wirkung der Topologietypen, die dann je nach Szenario zu einer Verringerung der Einsparungen der Netzausbaukosten führt (Szenario *OS*) oder aber auch zu einer Erhöhung der gesamten Netzausbaukosten (Szenario *Trend*).
- Die auftretenden Kurzschlussströme erhöhen sich unter Anwendung der Topologietypen teils erheblich. Allerdings werden keine Grenzwerte verletzt, sodass ein Einsatz der optimierten Netzstruktur durch zu hohe Kurzschlussbeanspruchungen nicht eingeschränkt wird.
- Die signifikante Erhöhung der Nichtverfügbarkeit in den verschiedenen Topologietypen bedingt zwingend entsprechende Maßnahmen zur Beibehaltung des Zuverlässigkeitsniveaus. Diese wiederum ziehen Kosten nach sich, die ebenfalls je nach Szenario zu einer Verringerung der Einsparung (Szenario *OS*) oder zu einer Erhöhung der Netzausbaukosten führen (Szenario *Trend*).
- Der Vergleich der Netzausbaukosten der verschiedenen Varianten und Szenarien zeigt, dass die Optimierung der Netztopologie im Sinne einer stärkeren Vermaschung dann sinnvoll ist, wenn die Durchdringung Erneuerbarer Energien innerhalb eines Netzes sehr hoch ist (Szenario *OS*) und damit verbunden notwendige Ausbaumaßnahmen unter Anwendung der Topologietypen deutlich verringert werden. Dann nämlich werden die zusätzlich anfallenden Kosten für die Sekundärtechnik und die Kompensationskosten für die Zuverlässigkeit durch die Einsparungen des Netzausbaus überkompensiert.

4.3.3 Planungsbeispiel 2

Anhand des Planungsbeispiels 2 wird die Wirkung der verschiedenen Topologietypen in Kombination mit regelbaren Ortsnetztransformatoren als innovatives Betriebsmittel auf den Netzausbaubedarf herausgestellt.

Netzstruktur

Das Netz des Planungsbeispiels 2 versorgt im Basiszustand über elf Abgänge und eine gesamte Leitungslänge von 185,5 km insgesamt 197 Ortsnetze. Die Versorgungsaufgabe entspricht dem Cluster 4 (vgl. Abbildung 4.1). In diesem Cluster sind im Basiszustand Windenergieanlagen mit einer gesamten Leistung von $P_{WEA} = 2 \text{ MW}$ installiert sind. Die installierte Leistung aller PV-Anlagen beträgt $P_{PVA} = 26 \text{ MW}$. Bezogen auf die relevanten Cluster 4, 6, 9 und 11 beträgt der Flächenanteil dieses Cluster $A_{Cl4} = 15 \%$. Die PV-Anlagen der Mittelspannungsebene sowie sonstige DEA-Anlagen werden über den Planungshorizont nicht weiter variiert.

Dieses Netz weist die kürzeste gesamte Stromkreislänge aller betrachteten Netze auf und ist gekennzeichnet durch deutlich kürzere Abgänge als das erste Planungsbeispiel. Die mittlere Abgangslänge beträgt 15,9 km. Dabei unterscheiden sich die Längen der offen betriebenen Halbringe sehr deutlich voneinander. Im Mittel beträgt die Abweichung der Halbringlängen zueinander 43 %. Mit einem Verkabelungsgrad von 41 % ist dieses Netz als ländliches Netz einzuordnen. Mithilfe von sieben Trennschaltern kann die Topologie verändert werden.

Abbildung 4.23 zeigt die Entwicklung der DEA-Leistung für die Szenarien. Ausgehend vom Basisleistungswert aller Erneuerbaren Energien von $P_{DEA} = 43,5 \text{ MW}$ steigt die zukünftig installierte Leistung in den Szenarien sukzessiv an. Der größte Leistungswert tritt im Szenario OS auf und beträgt insgesamt $P_{DEA,OS}^{2050} = 83,5 \text{ MW}$.

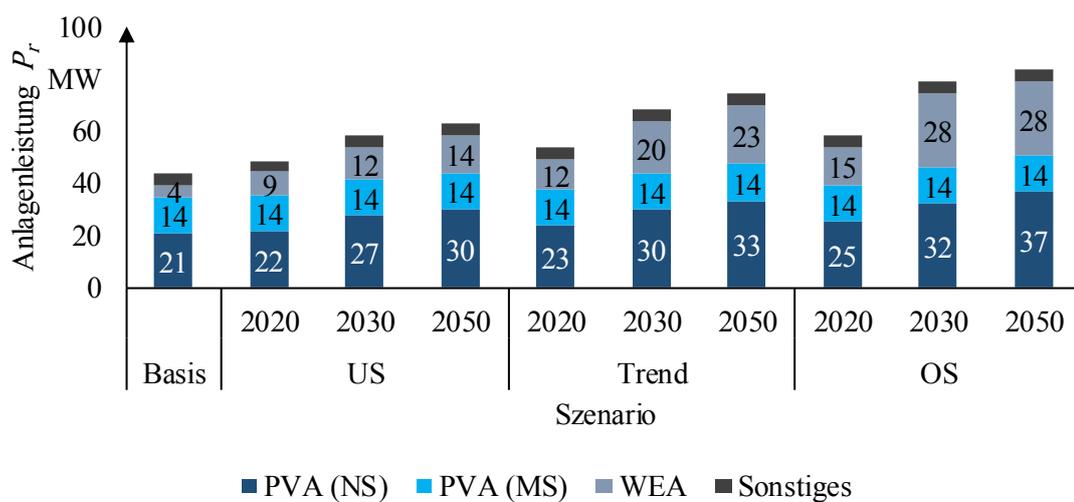


Abbildung 4.23: Planungsbeispiel 2 – Installierte DEA-Leistung je Szenario und Planungshorizont

Problemidentifikation

In Abbildung 4.24 ist die Basistopologie des Netzes in schematisch vereinfachter Form dargestellt. Farblich hervorgehoben sind Grenzwertverletzungen, die in fünf der elf Abgänge auftreten. Zusätzlich dazu sind die Windenergieanlagen in Abgang A6 eingezeichnet, da diese drei Anlagen mit einer Gesamtleistung von $P_{WEA}^{A6} = 8,3 \text{ MW}$ einen Einspeiseschwerpunkt bilden und für die meisten Netzausbaumaßnahmen ursächlich sind. In diesem Abgang treten auch die höchste Netzspannung ($U_{max} = 110,7 \%$) und die maximale Leitungüberlastung ($I_{max} = 99,1 \%$) des gesamten Netzes auf.

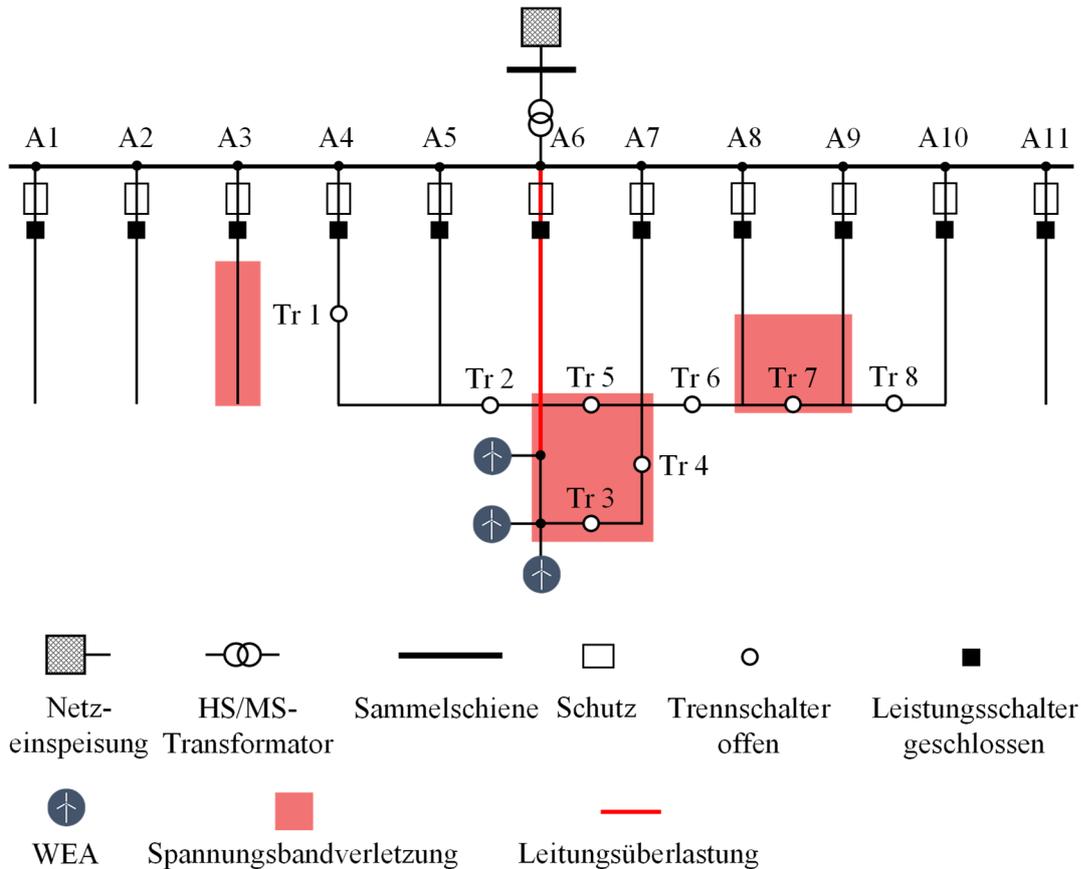


Abbildung 4.24: Planungsbeispiel 2 – Netztopologie und Problemidentifikation für das Szenario *Trend* im Jahr 2030

Maßnahmen der Netzausbauplanung

Alle notwendigen Netzausbaumaßnahmen sind für das Planungsbeispiel 2 in Tabelle 4.4 je Planungsvariante für das Szenario *Trend* dargestellt. Bis zum Betrachtungsjahr 2020 entsteht in diesem Szenario keine Notwendigkeit zum Netzausbau, weswegen die Maßnahmen erst ab 2030 beginnen.

Tabelle 4.4: Planungsbeispiel 2 – Netzausbaumaßnahmen im Szenario *Trend*

Kabelausbau je Planungsvariante in km	2030	2050	gesamt
Referenzvariante innov.	14,65	3,66	18,31
Variante 1 innov.	7,67	10,29	17,96
Variante 2 innov.	9,46	0	8,93
<i>Referenzvariante</i>	<i>25,24</i>	<i>6,28</i>	<i>31,52</i>
<i>Variante 1</i>	<i>19,57</i>	<i>1,18</i>	<i>20,75</i>
<i>Variante 2</i>	<i>9,8</i>	<i>3,65</i>	<i>13,45</i>
rONT-Einbau je Planungsvariante (Stk.)	2030	2050	gesamt
Referenzvariante innov.	5	14	19
Variante 1 innov.	30	11	41
Variante 2 innov.	7	7	14

Die Werte der Tabelle 4.4 für die Kabelausbaumaßnahmen und die einzusetzenden rONT der innovativen Planungsvarianten geben bereits Aufschluss darüber, in welcher Höhe der Einsatz von rONT den Kabelausbau in den verschiedenen Planungsvarianten substituiert. Der Einfluss der Topologietypen ist anhand Abbildung 4.25 nachzuvollziehen.

In der Referenzvariante innovativ muss ein Kabelausbau mit einer Gesamtlänge von $l_{ges,Ref\ innov} = 18,31\ km$ vollzogen werden, davon $l_{ges,Ref\ innov}^{2030} = 14,65\ km$ im Jahr 2030. Zusätzlich dazu sind im Jahr 2030 fünf bzw. im Jahr 2050 14 Ortsnetztransformatoren gegen rONT zu tauschen, um auch alle Spannungsbandverletzungen zu beheben.

In der Varianten 1 innovativ wird deutlich, dass durch die Topologieoptimierung der Kabelausbau insgesamt nur sehr wenig verringert werden kann, allerdings wird ein Großteil des Ausbaubedarfs bis zum Jahr 2050 hinausgezögert. Die Abbildung 4.25 zeigt den Netzausschnitt des Planungsbeispiels 2, der von den meisten Netzausbaumaßnahmen betroffen ist. Im linken Teil der Abbildung ist das Kabelstück, das aufgrund der Topologieoptimierung im Jahr 2030 nicht getauscht werden muss, grün eingefärbt. Dieses Leitungsstück entspricht einer Länge von $l_{red,Var1\ innov} = 6,98\ km$. Der verbleibende notwendige additive Netzausbau zur Vermeidung aller Leitungsüberlastungen verringert zwar auch die Knotenspannungen deutlich ($U_{max,Var1\ innov} = 107,5\ \%$), gleichwohl tritt an 30 Ortsnetzstationen eine unzulässig hohe Spannung auf.

Mithilfe der Querverbindung in Variante 2 innovativ entsteht ein zusätzlicher Ringschluss zwischen den Abgängen A6 und A7 mit der Folge, dass Abgang A6 nun nahezu keine Leitungsüberlastung mehr aufweist. Der rechte Teil der Abbildung 4.25 verdeutlicht die vermiedenen Netzausbaumaßnahmen in Variante 2 von insgesamt $l_{red,Var2\ innov} = 11,86\ km$ (grün gestrichelte Leitungen).

Allerdings ist im Gegenzug dazu eine Querverbindung der Länge $l_{QV} = 4,97 \text{ km}$ zu errichten und ein kurzes Leitungsstück im Abgang A7 auszutauschen ($l_{Var2 \text{ innov}, A7} = 1,7 \text{ km}$).

Insgesamt ergibt sich ein Leitungsausbau von $l_{Var2 \text{ innov}} = 9,46 \text{ km}$. Im Vergleich zur Variante 1 innovativ fällt der notwendige Leitungsausbau im Jahr 2030 aufgrund der langen Querverbindung zwar etwas höher aus, allerdings entsteht einerseits darüber hinaus kein weiterer Leitungsausbau und andererseits werden die Knotenspannungen weiter gesenkt ($U_{max, Var2 \text{ innov}} = 106,4 \%$), sodass eine deutlich geringere Anzahl an Ortsnetzstationen mit rONT ausgestattet werden muss. Die notwendigen rONT sind jeweils in den Bereichen mit Spannungsbandverletzungen eingesetzt.

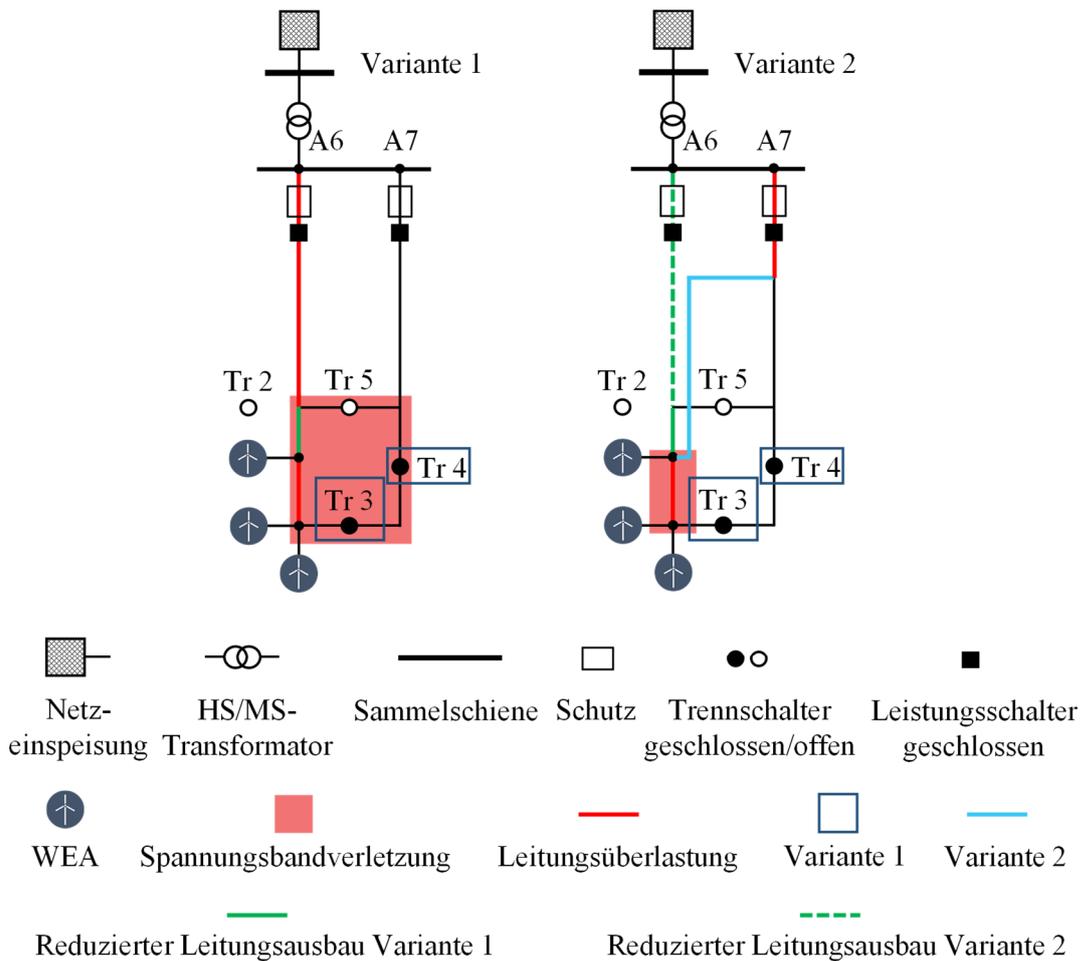


Abbildung 4.25: Planungsbeispiel 2 – Netzausbaumaßnahmen je Planungsvariante für das Szenario *Trend* im Jahr 2030

Netzausbaukosten

In Abbildung 4.26 sind die Netzausbaukosten für das Planungsbeispiel 2 dargestellt. Da die Kosten für zusätzliche Sekundärtechnik sowie die Kompensationskosten der Zuverlässigkeit von der Anwendung der Topologietypen und nicht vom Einsatz innovativer Betriebsmittel abhängen (und somit gleich sind in den innovativen Varianten), werden diese Kosten zur besseren Vergleichbarkeit ausgeklammert.

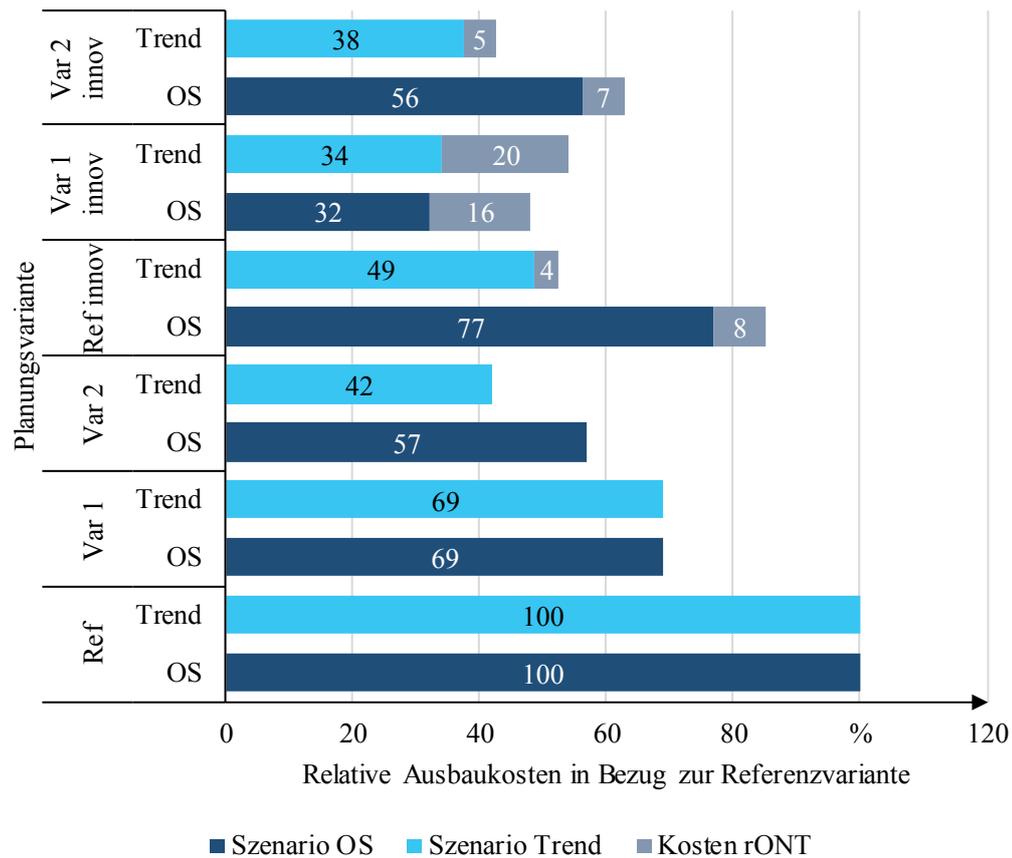


Abbildung 4.26: Planungsbeispiel 2 – Relative Ausbaurkosten je Variante bezogen auf die Referenzvariante

Zunächst wird auch im zweiten Planungsbeispiel die Aussage bekräftigt, dass der Einsatz der Topologietypen zu einer deutlichen Verringerung der Netzausbaurkosten in beiden Szenarien führt. Die Kombination des Einsatzes der verschiedenen Topologietypen mit regelbaren Ortsnetztransformatoren lässt darüber hinaus zwei Erkenntnisse offensichtlich werden. Erstens kann im Trendszenario der eingesparte Kabelausbau der Planungsvariante Var 1 innovativ im Vergleich zur Variante Referenz innovativ die Kosten der zusätzlich notwendigen rONT nicht kompensieren, sodass diese Variante letztlich um ein Prozent teurer ausfällt.

Zweitens ist die Variante 2 innovativ zuzüglich des rONT in beiden Szenarien mit höheren Ausbaurkosten verbunden (im Vergleich zur Variante 2). Grund dafür ist die vergleichsweise hohe Anzahl an rONT im Vergleich zum notwendigen Kabelausbau. So müssen im Szenario Trend im Jahr 2030 in der Variante 2 innovativ sieben Ortsnetzstationen umgerüstet werden. Allerdings lässt sich der Kabelausbau im Vergleich zur Variante 2 dadurch nur um $l_{red,Var2\ innov} = 0,33\ km$ reduzieren und ein geringerer Querschnitt auf einer Gesamtlänge von 2,25 km verlegen ($q = 300\ mm^2$ anstelle von $q = 185\ mm^2$).

Zusammenfassend lässt sich für das Planungsbeispiel 2 und das repräsentierte Cluster 4 nachfolgendes festhalten.

- Unter Anwendung von rONT (innovative Varianten) lässt sich der konventionelle Kabelausbau im Vergleich zu den entsprechenden Varianten ohne rONT deutlich reduzieren (Variante 1 innovativ: 14 %, Variante 2 innovativ: 34 %, vgl. Tabelle 4.4). Vor diesem Hintergrund ist der kombinierte Einsatz der Topologietypen mit rONT immer sinnvoll.
- Der Vergleich der Netzausbaukosten aller Varianten zeigt allerdings, dass in der Variante 2 innovativ im Szenario *Trend* nahezu keine Kosten mehr eingespart werden können im Vergleich zur Variante 2. Der Grund dafür ist, dass die auftretenden Spannungsbandverletzungen in der Variante 2 in der Höhe relativ gering sind. Dann wird ein additiver konventioneller Netzausbau günstiger als der Einsatz von rONT (vgl. Jahr 2030, Tabelle 4.4).
- Prinzipiell gilt: Wenn der DEA-Zubau eher moderat ausfällt (Szenario *Trend*), ist bezugnehmend auf die Netzausbaukosten eine Kombination aus Topologietyp 1 und rONT sinnvoll, bei Anwendung des Topologietyps 2 kann auf einen zusätzlichen Einsatz von rONT verzichtet werden. Fällt der DEA-Zubau stärker aus (Szenario *OS*), ist für alle Topologietypen eine Kombination mit rONT wirtschaftlich sinnvoll. Das gilt allerdings nur, bis vermehrt Leitungsüberlastungen auftreten, da diese nicht mithilfe von rONT vermieden werden können.

4.3.4 Planungsbeispiel 3

Das dritte Planungsbeispiel beschreibt die Wirkungsweise einer direkten Netzkupplung (Topologietyp 3). Anders als im ersten Planungsbeispiel stehen nicht die Auswirkungen auf die veränderte Kurzschlussleistung oder die Nichtverfügbarkeit im Vordergrund, sondern die Auswirkungen auf die überlagerte Spannungsebene. Zunächst wird allerdings wie in den vorangegangenen Planungsbeispielen auf den Einfluss des Topologietyps 3 auf die Grenzwertverletzungen eingegangen und die wesentlichen Maßnahmen der Netzausbauplanung beispielhaft für das Szenario *OS* im Jahr 2020 beschrieben.

Netzstruktur

Das Planungsbeispiel 3 umfasst zwei benachbarte Netze, im Folgenden Netz A und Netz B genannt, die an definierten Kuppelstellen miteinander verbunden werden. Das Netz A ist im Basiszustand seitens der Versorgungsaufgabe dem Cluster 11 zuzuordnen und ist geprägt durch eine hohe installierte Anlagenleistung aus Erneuerbaren Energien (vgl. Abbildung 4.1). Die Entwicklung der Erneuerbaren Energien in den Szenarien und im Zeitverlauf zeigt Abbildung 4.27.

Ausgehend vom Basiswert ($P_{DEA,ges} = 39 \text{ MW}$) steigt die Anlagenleistung in den verschiedenen Szenarien bis zum Jahr 2050 um das 1,4-fache (Szenario *US*), das 1,7-fache (Szenario *Trend*), bzw. das 2,2-fache (Szenario *OS*). Im Szenario *OS* beträgt die Leistung aller dezentralen Energiewandlungsanlagen dann $P_{DEA,ges}^{OS,2050} = 86,3 \text{ MW}$.

Das Netz A versorgt über acht Abgänge 158 Ortsnetzstationen bei einer mittleren Abgangslänge von 20,61 km. Der Verkabelungsgrad ist mit 54,2 % relativ gering, womit sich dieses Netz wie bereits das Planungsbeispiel 1 als ländliches Netz einordnen lässt.

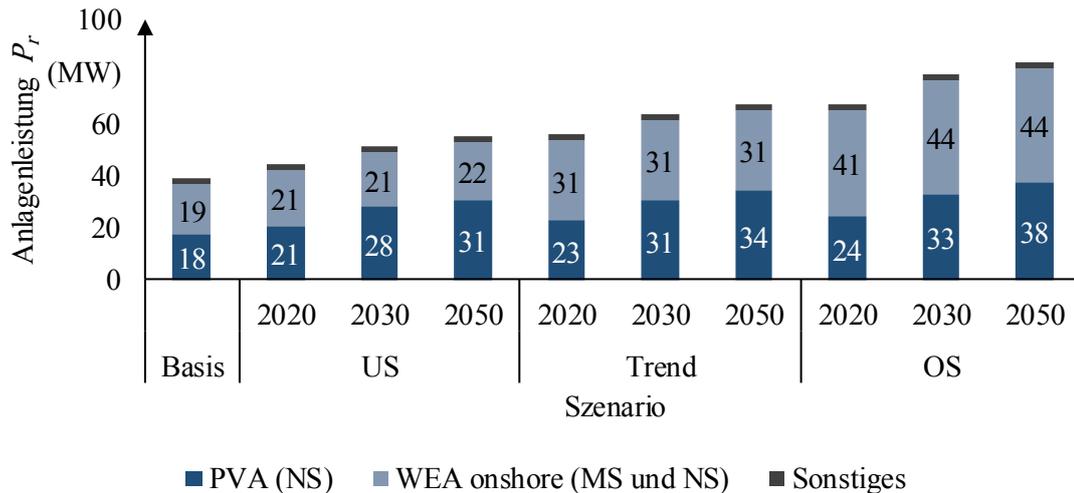


Abbildung 4.27: Planungsbeispiel 3, Netz A – Installierte DEA-Leistung je Szenario und Planungshorizont

Das Netz B ist als Netz des Cluster 6 kategorisiert. Im Gegensatz zum Cluster 11 sind im Basiszustand nahezu keine Windenergieanlagen installiert ($P_{WEA} < 1 \text{ MW}$). Die Leistung aller PV-Anlagen ist auf ähnlichem Niveau ($P_{PVA} = 15 \text{ MW}$). Die Zubauraten Erneuerbarer Energien sind ähnlich zu denen des Netzes A. Allerdings liegt die absolute Steigerung der installierten Anlagenleistung deutlich unter denen des Netzes A (vgl. Abbildung 4.28).

Das Netz B weist einen signifikant höheren Verkabelungsgrad (76,5 %) auf als das Netz A. Insgesamt sind 221 Ortsnetze über acht Abgänge mit einer Gesamtleitungslänge von 287,5 km mit der Mittelspannung verbunden.

Insgesamt lässt sich Netz A als ländliches Netz interpretieren (hohe installierte Leistung aller WEA, relativ geringer Verkabelungsgrad), das mit einem (vor-)städtischen Netz gekuppelt wird, in dem ein charakteristisch hoher Verkabelungsgrad vorzufinden ist und nahezu ausschließlich PV-Anlagen installiert sind. Diese Netze stellen also grundsätzlich eine geeignete Kombination dar, um die Auswirkungen einer Kupplung zweier Netze zu untersuchen (vgl. Abschnitt 2.6).

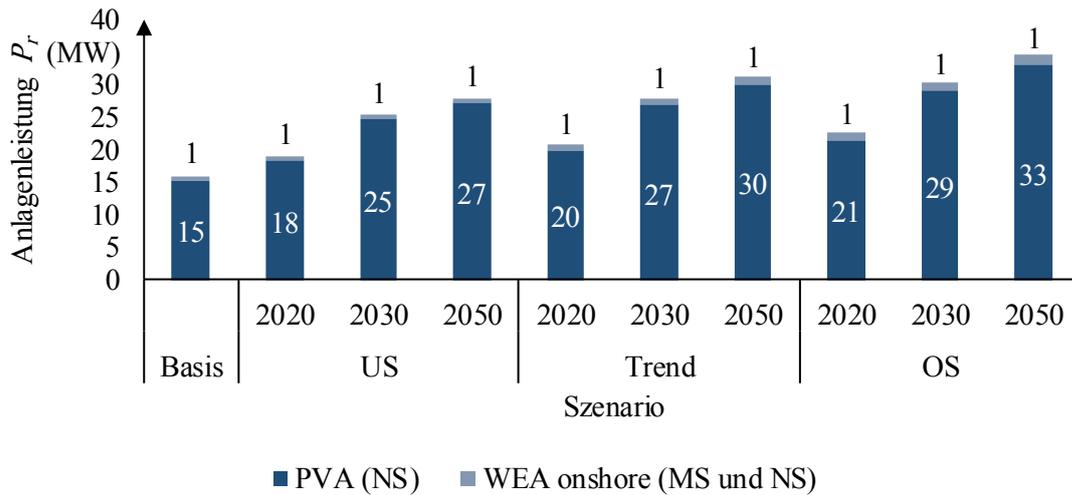


Abbildung 4.28: Planungsbeispiel 3, Netz B – Installierte DEA-Leistung je Szenario und Planungshorizont

Einfluss auf Grenzwertverletzungen

Analog zum ersten Planungsbeispiel ist die Anzahl der Grenzwertverletzungen innerhalb eines Jahres hinsichtlich des zulässigen Spannungsbands und der Leitungsauslastung in Abbildung 4.29 dargestellt. Es handelt sich dabei um die Grenzwertverletzungen des Netzes A. Der relativ geringe Ausbau der Erneuerbaren Energien in Netz B in Kombination mit einem hohen Verkabelungsgrad führt zu keinen Grenzwertverletzungen. In den Diagrammen werden die Auswirkungen der Anwendung des Topologietyps 3 im Vergleich zum Topologietyp 2 dargestellt. Mit Blick auf die geordnete Jahresdauerlinie der Grenzwertverletzung (Diagramme rechts in Abbildung 4.29) wird der Einfluss des Topologietyps 3 deutlich.

Die Verringerung der Zeitpunkte mit Spannungsbandsverletzungen beträgt 26 % im Vergleich zum Topologietyp 2. Insgesamt treten in 527 Stunden Spannungsbandsverletzungen auf (vgl. Abbildung 4.29, rechts oben). Die Auswirkungen auf die Anzahl an Zeitpunkten mit Leitungsüberlastungen und die Anzahl überlasteter Leitungen ist noch deutlicher. Durch den Einsatz der Netzkupplung fällt die maximal auftretende Belastung in nahezu der Hälfte aller überlasteten Leitungen unter die Auslastungsgrenze. Bezogen auf die Referenzvariante reduzieren sich die Zeitpunkte mit Leitungsüberlastungen um 51 %, im Vergleich zur Planungsvariante 2 um 38 %. Insgesamt verbleiben allerdings trotz des Einsatzes der Netzkupplung noch 694 Stunden, in denen Leitungen überlastet sind.

Über den Einsatz des Topologietyps 3 hinaus besteht also ein additiver Netzausbaubedarf. Auf eine eingehende Darstellung dieser Maßnahmen wird im Folgenden Abschnitt allerdings verzichtet. Stattdessen wird auf die durch den Einsatz der Netzkupplung verhinderten Maßnahmen eingegangen.

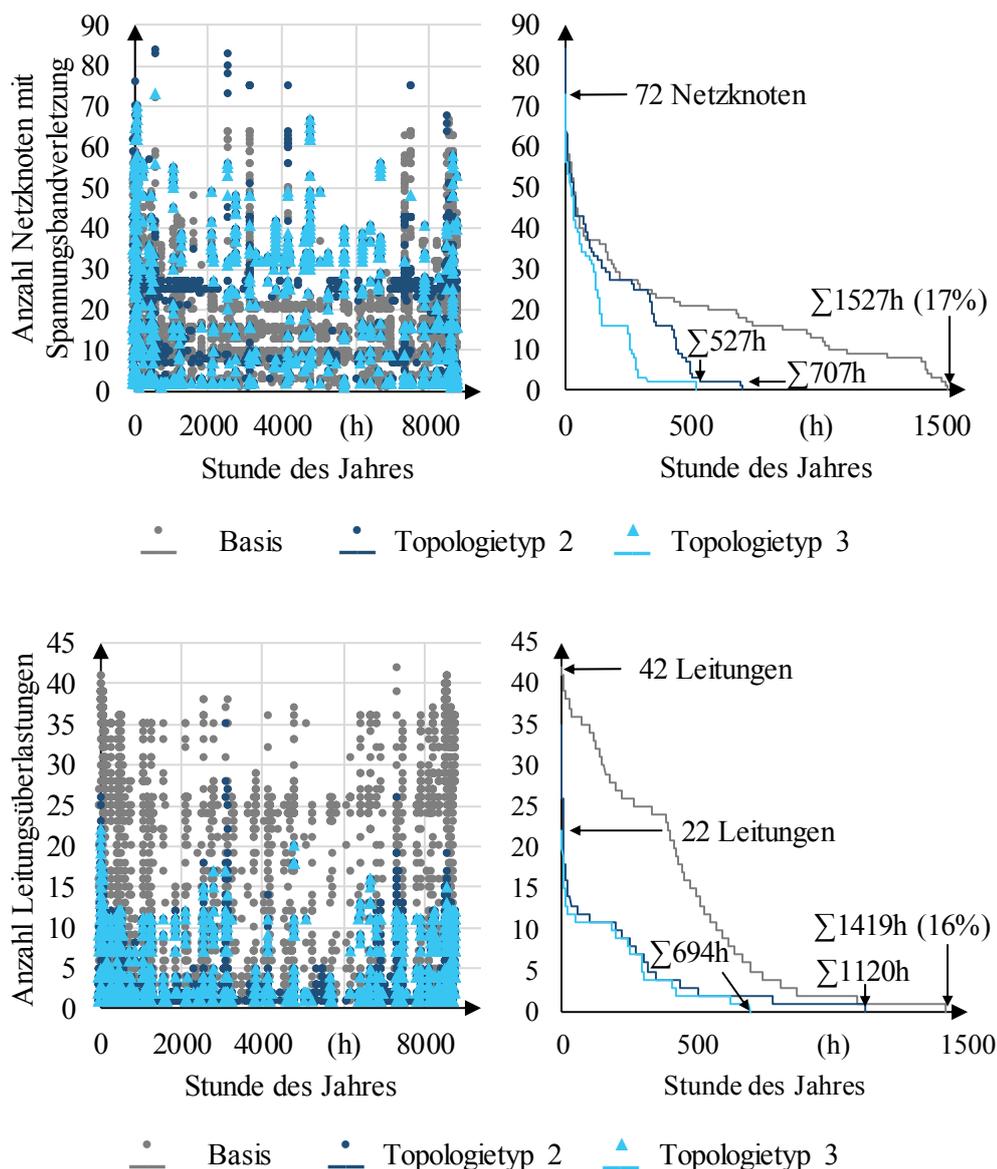


Abbildung 4.29: Planungsbeispiel 3, Netz A – Häufigkeit der Spannungsbandverletzung des Jahres 2020 im Szenario OS (links: im Jahresverlauf, rechts: geordnete Jahresdauerlinie)

Maßnahmen der Netzausbauplanung

Die Abbildung 4.30 zeigt die Netztopologie von Netz A des Planungsbeispiels 3 in einer schematischen Darstellung. Farblich unterschiedlich sind die auftretenden Grenzwertverletzungen unter Anwendung der verschiedenen Topologietypen dargestellt. Die Auswirkung der Netzkupplung ist begrenzt auf den Abgang A8. Dort entsteht auch der reduzierte Netzausbau in Variante 3 im Vergleich zu Variante 2. In letzterer Variante entsteht in diesem Abgang aufgrund einer großen Windenergieanlage kurz vor der Kuppelstelle ein Ausbaubedarf mit einer Gesamtlänge von $l_{var2} = 9,3 \text{ km}$. Dieser Leitungsausbau reduziert sich in Variante 3 aufgrund der Kupplung mit dem Netz B in Abgang A8 auf eine Gesamtlänge von $l_{var3} = 3,2 \text{ km}$.

Die beiden Netze grenzen unmittelbar aneinander, sodass die Kupplung ohne zusätzlichen Leitungsausbau vorgenommen werden kann.

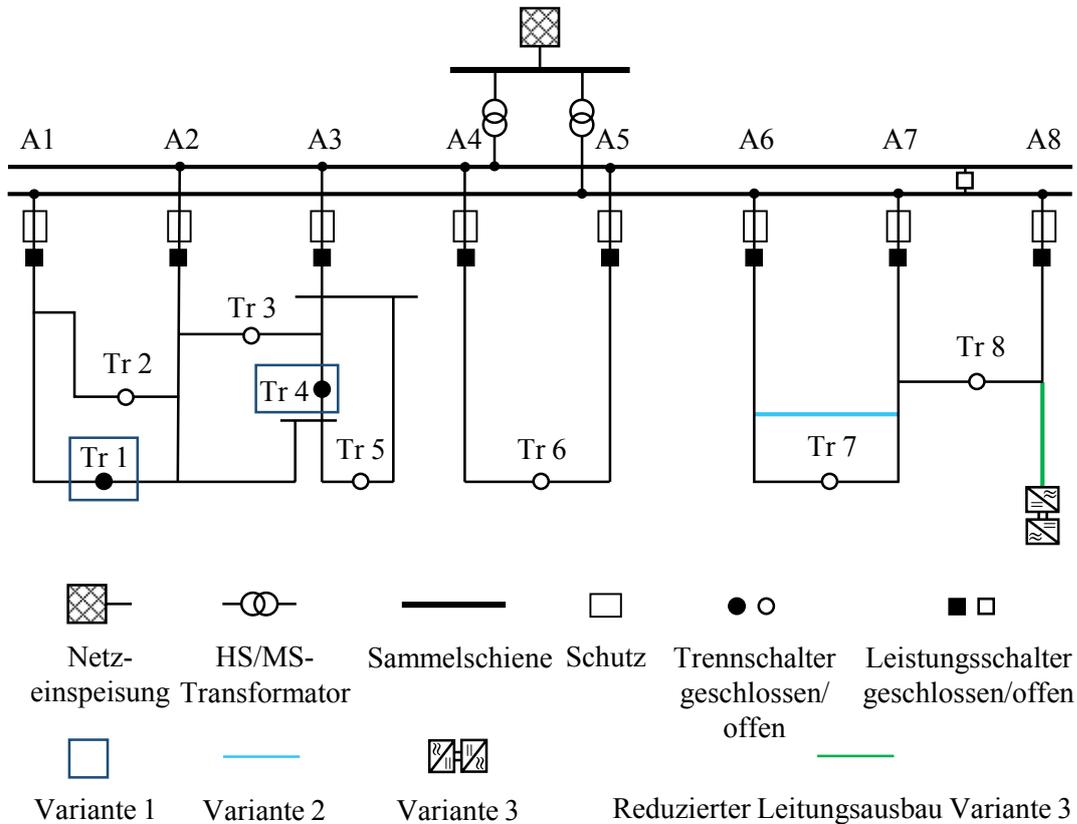


Abbildung 4.30: Planungsbeispiel 3 – Netztopologie

Einfluss auf die überlagerte Spannungsebene

Der Einfluss auf die überlagerte Spannungsebene wird auf Basis des Vergleichs der Leistungs- und Energiewerte am Übergabepunkt zur Hochspannungsebene (110 kV) deutlich. Dazu werden Jahressimulationen der Leistungsflüsse der Variante 3 und der Variante 2 miteinander verglichen. Die Variante 2 stellt dabei als beste netzinterne Topologievariante die Vergleichsvariante dar, um keine scheinbaren Vorteile einer Netzkupplung zu identifizieren, die sich eventuell im Vergleich mit der konventionellen Referenzvariante ergäben.

In Abbildung 4.31 erfolgt zunächst der Vergleich der kumulierten Wirk- und Blindenergie-Jahresmengen für Variante 2 und Variante 3. Dieser Vergleich erfolgt für die zwei gekuppelten Netze sowie für die bezogenen und rückgespeisten Energiemengen getrennt.

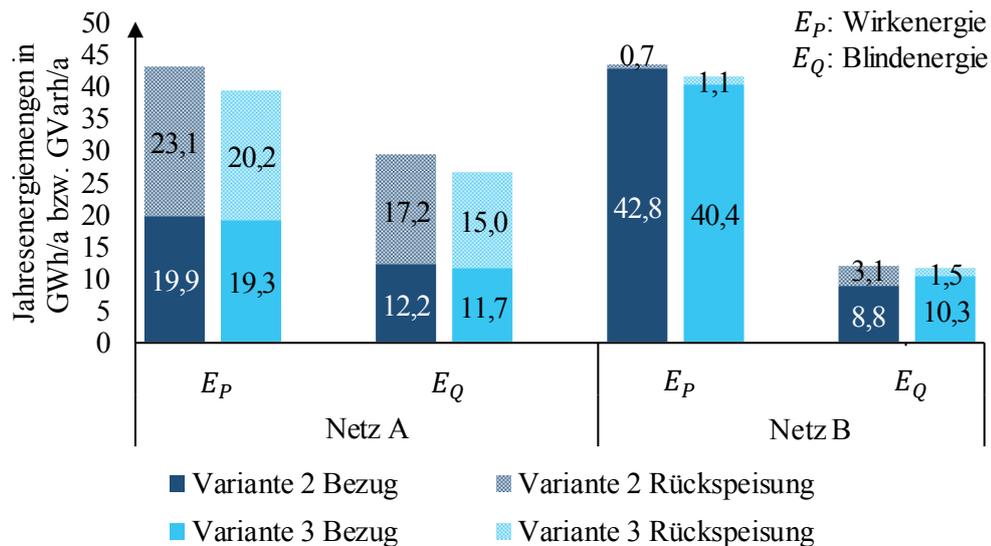


Abbildung 4.31: Planungsbeispiel 3 – Betrag des kumulierten Energiebezugs der gekuppelten Netze am 110-kV-Übergabepunkt innerhalb eines Jahres (Jahr 2020 für das Szenario OS)

Die deutlichen Werteunterschiede der bezogenen und rückgespeisten Energiemengen zwischen dem Netz A und dem Netz B entsprechen den installierten Leistungen der dezentralen Stromerzeugungsanlagen im Szenario OS. Im Netz A tritt in Variante 2 zu vielen Zeitpunkten des Jahres eine Überproduktion aus Erneuerbaren Energien auf, die dazu führt, dass insgesamt 23,1 GWh/a Wirkenergie ins überlagerte Netz eingespeist werden. Die Blindenergiemenge zu den Zeitpunkten der Rückspeisung entspricht 17,2 Gvarh/a. Bei einer Kupplung der beiden Netze in Variante 3 wird die insgesamt zurückgespeiste Wirkenergie um 2,6 GWh/a (10,7 %) reduziert. Die Blindenergiemenge fällt um 18,7 % auf 15 Gvarh/a. Die reduzierten Energiemengen sind äquivalent zur Netznutzung der überlagerten Netzebene und deswegen ausschlaggebend für die zu entrichtenden Netzentgelte im Fall unterschiedlicher Netzbetreiber je Spannungsebene.

Über die Jahresenergiemengen hinaus ist die Kenntnis der Höhe der Scheinleistung am Übergabepunkt maßgeblich für die Veränderung der Belastungssituation in der überlagerten Netzebene. In Abbildung 4.32 ist die Häufigkeitsverteilung des Betrags des Scheinleistungsbezugs beider Netze für ein gesamtes Jahr je Planungsvariante aufgetragen. Die Abszisse beschreibt das jeweilige Scheinleistungsintervall, die Ordinate gibt die dazugehörige Häufigkeit an. Durch die Netzkupplung werden insbesondere die Zeitpunkte mit einem hohen Betrag der Scheinleistung (15-40 MVA) und damit auch einer tendenziell hohen Belastung des überlagerten Netzes verringert (um 5,4 %). Der für einen möglicherweise notwendigen Netzausbau relevante maximale Betrag der Scheinleistung am Übergabepunkt bleibt allerdings nahezu identisch. Ursächlich für die vergleichsweise geringen Auswirkungen der Netzkupplung in Variante 3 auf die überlagerte Netzebene ist die Tatsache, dass die hohe Strom-Überproduktion des stark vermaschten Netzes A ausschließlich auf den zusätzlichen Stromverbrauch eines Halbringes in Netz B trifft.

Eine stärkere Auswirkung ergäbe sich bei einem zusätzlichen Einsatz weiterer Netzkupplungen und bei einer stärkeren Vermaschung des Netzes B. Aufgrund des primären Optimierungsziels (Maximierung der Integration Erneuerbarer Energien) werden diese Möglichkeiten nicht ausgeschöpft (vgl. Abschnitt 3.2.3).

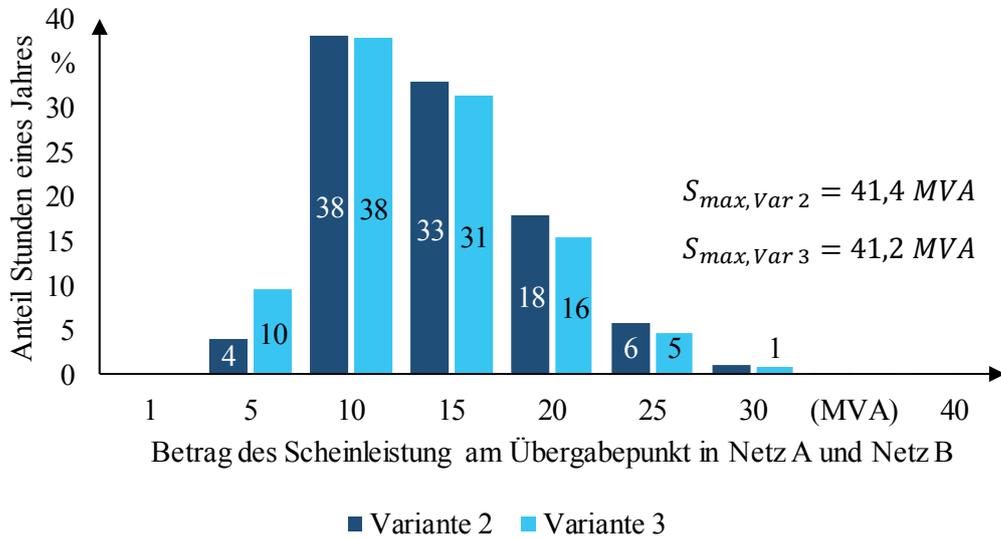


Abbildung 4.32: Planungsbeispiel 3 – Häufigkeitsverteilung der Scheinleistungsbeträge

Die vorangegangenen Betrachtungen lassen für dieses Planungsbeispiel zwei Schlussfolgerungen zu. Erstens reduziert der Einsatz von Netzkupplungen (Variante 3) die bezogenen und insbesondere die zurückgespeisten Energiemengen deutlich im Vergleich zur Variante 2 (um ca. 11 %). Das hat unmittelbar eingesparte Netzentgelte für den MS-Netzbetreiber zur Folge, wenn er die überlagerte Netzebene nicht selbst betreibt. Darüber hinaus werden Zeitpunkte mit einem hohen Leistungsbezug verringert (um ca. 5 % in den Intervallen 15-40 MVA), wengleich der maximale auftretende Leistungsbezug nahezu identisch ist. Es wird also ein potenzieller Netzausbau der überlagerten Netzebene durch die Netzkupplung des Planungsbeispiels nicht verhindert werden können. Allerdings wird die Leistungsreserve des überlagerten Netzes erhöht.

Netzausbaukosten

Analog zur Darstellung in den vorangegangenen Planungsbeispielen sind alle Ausbaurkosten als relative Kosten in Bezug zur Referenzvariante angegeben für den gesamten Betrachtungszeitraum (Barwert aller anfallenden Kosten).

Die Abbildung 4.33 stellt die Netzausbaukosten aller Planungsvarianten gegenüber. Auffallend ist insbesondere, dass der Einfluss die Netzkupplung in Variante 3 den größten Effekt auf die Netzausbaukosten aufweist sowohl im Szenario *OS* als auch im Szenario *Trend*. In letzterem ist der Einfluss sogar noch deutlicher, da der Leitungsausbau des von der Netzkupplung betroffenen Abgangs den größten Anteil am gesamten Netzausbau in Netz A einnimmt (vgl. Abgang A8 in Abbildung 4.30).

Zusammenfassend lässt sich für das Planungsbeispiel 3 bzw. für die Netzkupplung nachfolgend festhalten:

- Der Einsatz einer Netzkupplung in Variante 3 führt im Vergleich zur Variante 2 noch einmal zu einer deutlichen Verringerung der Häufigkeit auftretender Grenzwertverletzungen (vgl. Abbildung 4.29).
- Die Netzausbaukosten fallen in Variante 3 auch unter Berücksichtigung der Kosten zusätzlicher Sekundärtechnik und der Kompensationskosten der Zuverlässigkeit geringer aus unter der Annahme, dass die Investitionskosten einer MVDC-Kurzkupplung weniger als 32 % (*Trend*) bzw. 21 % (*OS*) der Kosten der Variante 2 betragen.
- Die in die überlagerte Netzebene rückgespeisten Energiemengen werden deutlich reduziert (-10 % Wirkenergie pro Jahr, vgl. Abbildung 4.31), was in einer möglichen Einsparung von Netzentgelten in gleicher Größenordnung resultiert.
- Die Belastung der überlagerten Netzebene wird im Planungsbeispiel 3 allerdings kaum verringert. Grund dafür ist das starke Überangebot an EE-Strom in Netz A, das auch den zusätzlichen Verbrauch im relevanten Netzteil von Netz B deutlich übersteigt. Mit dem primären Ziel einer Entlastung der überlagerten Netzebene bestätigt sich also, dass Leistung der Einspeiser und Verbraucher in den gekuppelten Netzen der Höhe nach möglichst nah beieinanderliegen (Abschnitt 2.6).

4.4 Vergleichende Bewertung der Netzplanungsvarianten

Inhalt dieses Abschnitts ist die Gegenüberstellung und Bewertung der Ergebnisse aller exemplarischen Netzplanungen auf Basis von sieben untersuchten realen MS-Netzen. Diese Bewertung erfolgt anhand der drei Kategorien Netzausbaukosten, Ausbaumaßnahmen und Topologiemassnahmen.

Netzausbaukosten

In Abbildung 4.34 sind die relativen Netzausbaukosten je Planungsvariante bezogen auf die konventionellen Netzausbaukosten der Variante Referenz in Analogie zur Darstellung der Kosten in den vorherigen Abschnitten dieses Kapitels aufgetragen. Es handelt sich hier allerdings um den Mittelwert der relativen Netzausbaukosten je Planungsvariante aller betrachteten Netze. Weiterhin sind die Gesamtkosten in die Kostenkomponenten Kabelausbau, Kompensationskosten Zuverlässigkeit, Kosten für die Anpassung des Netzschutzes (Sekundärtechnik) sowie Kosten rONT unterteilt. Außerdem sind die Ergebnisse für die beiden relevanten Szenarien *OS* und *Trend* separat ausgewiesen.

Die Anwendung der behandelten Topologiekonzepte führt insgesamt in allen Varianten unabhängig vom Szenario im Durchschnitt zu geringeren Kosten als die entsprechende Referenzvariante.

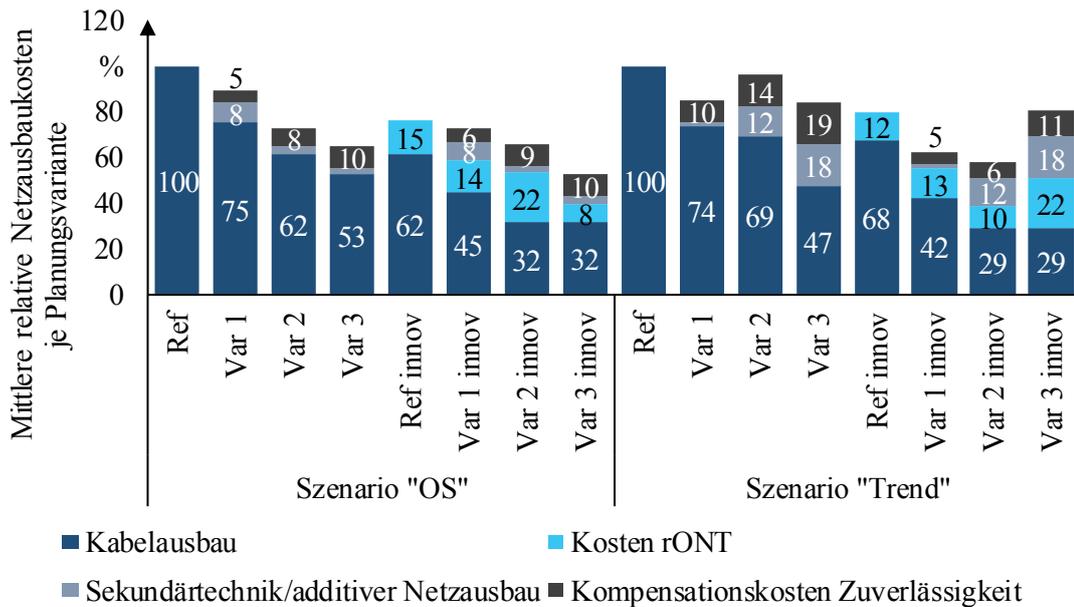


Abbildung 4.34: Mittlere relative Netzausbaukosten je Planungsvariante für die Szenarien OS und Trend

Im Szenario OS zeigen die Ergebnisse ausgehend von der Planungsvariante Referenz in den ersten drei Planungsvarianten sehr deutlich die grundsätzlichen Auswirkungen einer Netzplanung unter Berücksichtigung der in dieser Arbeit definierten Topologietypen. Die Reduzierung der Netzausbaukosten mithilfe einer optimierten Trennstellenkonfiguration (Variante 1) betragen im Mittel 12 % unter Berücksichtigung der Kompensationskosten der Zuverlässigkeit und der Kosten zur Anpassung der Sekundärtechnik. Die Ersparnisse steigen um weitere 15 % unter Einsatz zusätzlich optimierter Querverbindungen (Variante 2). Schließlich ergibt sich in Planungsvariante 3 ein mittlerer Rückgang der Netzausbaukosten von 34 % gegenüber der Referenzvariante.

Aus dieser Darstellung geht außerdem hervor, dass im Szenario OS in Variante 3 die Investitionskosten einer notwendigen Mittelspannungsgleichstromkurzkupplung im Mittel nicht mehr als 8 % der Kosten der Referenzvariante betragen dürfen, um mit Variante 2 zu konkurrieren.

Das entspricht gemittelten Investitionskosten in Höhe von $\bar{c}_{Inv,MVDC} = 206.422\text{€}$ (Barwert 2015). Bezogen auf die planerisch maximale Belastung einer Querverbindung (VPE Kabel, $q = 185\text{ mm}^2$, $I_{th} = 0,498\text{ kA}$, $U_n = 20\text{ kV}$) ergibt sich näherungsweise ein mittlerer Leistungspreis der Kurzkupplung von $\bar{c}_{Inv,MVDC} = 12.000\text{ €/MVA}$.

Das Szenario *Trend* bestätigt in den ersten drei Planungsvarianten die Auswirkungen der Topologietypen auf die Kosten für den Kabelausbau. Diese weichen in Variante 1, Variante 2 und Variante 3 des Szenarios *Trend* nur geringfügig von den Ausbaurkosten der entsprechenden Varianten des Szenarios *OS* ab. Allerdings tragen die Kompensationskosten der Zuverlässigkeit einen nahezu verdoppelten Beitrag zu den gesamten Ausbaurkosten bei. Die darüber hinaus anfallenden Anpassungskosten der Sekundärtechnik führen dann dazu, dass stärker vermaschte Varianten bisweilen kostenintensiver sind und dem Ergebnis des Szenarios *OS* entgegenstehen (Variante 2 im Vergleich zu Variante 1, Variante 3 innovativ im Vergleich zu den anderen innovativen Varianten). Das ist auf die absolut betrachtet wesentlich geringeren Kosten im Szenario *Trend* zurückzuführen, die wiederum herrühren aus der um ca. 20 % geringeren installierten Leistung aller DEA im Szenario *Trend* im Vergleich zum Szenario *OS* (siehe Tabelle 4.5).

Tabelle 4.5: Summe aller installierter DEA (WEA und PVA) deutschlandweit im Szenario *OS* und im Szenario *Trend*

Szenario	2020	2030	2050
Szenario <i>OS</i> (P_{DEA} in GW)	94	128	136
Szenario <i>Trend</i> (P_{DEA} in GW)	77	101	113
Verringerter DEA-Ausbau <i>Trend</i> zu <i>OS</i> (in Prozent)	22	27	20

Für die innovativen Varianten gilt unabhängig vom Szenario, dass die Kombination innovativer Betriebsmittel (hier rONT) mit den Topologietypen zu geringeren Netzausbaurkosten führt, also wirtschaftlich sinnvoll ist. Im Szenario *Trend* sind die Auswirkungen der innovativen Varianten auf die Netzausbaurkosten mit Ausnahme der Variante 3 deutlich stärker als im Szenario *OS*, da dort überwiegend Spannungsbandverletzungen vermieden werden müssen, wohingegen im Szenario *OS* vermehrt Leitungsüberlastungen auftreten, auf die rONT keine Auswirkungen haben.

Maßnahmen der Netzausbauplanung

Die Ausbaumaßnahmen sind im Folgenden getrennt nach dem notwendigen (additiven) konventionellen Kabelausbau (Abbildung 4.35) und nach der Anzahl der notwendigen rONT zur Vermeidung aller Spannungsbandverletzungen (Abbildung 4.36) dargestellt. In Analogie zu der Darstellung der Netzausbaurkosten handelt es sich um Mittelwerte über alle durchgeführten Planungen.

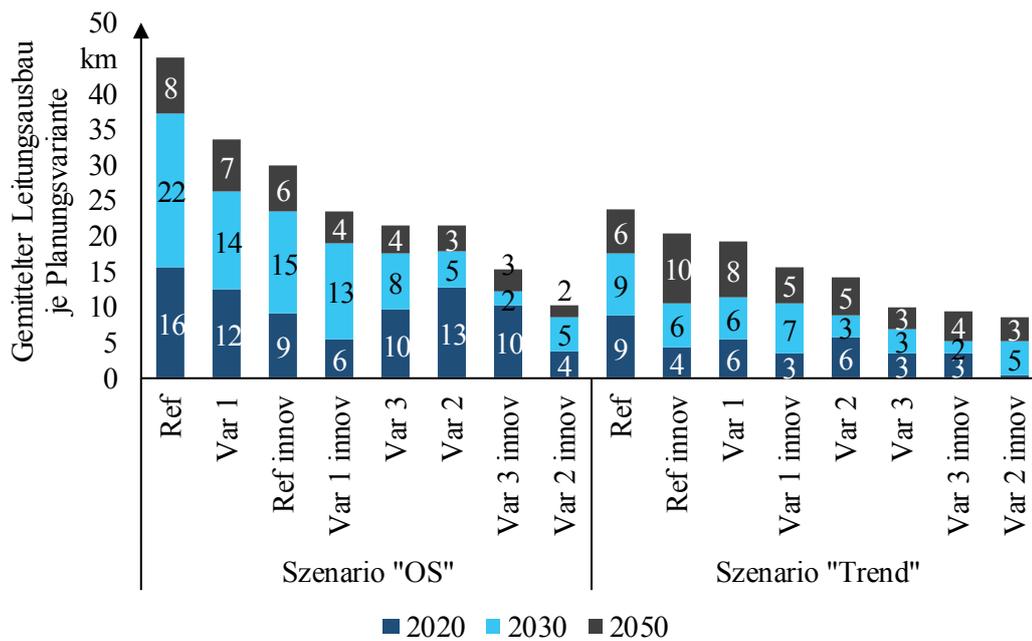


Abbildung 4.35: Mittlerer Leitungsausbau je Planungsvariante und Planungsjahr in km für die Szenarien OS und Trend

Die unterschiedlichen Bereiche der Säulen in Abbildung 4.35 repräsentieren den Leitungsausbau in den verschiedenen Planungsjahren. Die Ergebnisse sind für die Szenarien *OS* und *Trend* jeweils absteigend sortiert. Offensichtliches Ergebnis ist ein deutlich verringertes Aufkommen des Leitungsaubaus in jeder Variante im Vergleich zur Referenzvariante. Im Szenario *OS* werden die im Mittel notwendigen Leitungskilometer der Referenzvariante von $\bar{l}_{Ref,ges} = 45,1 \text{ km}$ bereits um 26 % reduziert auf $\bar{l}_{Var1,ges} = 33,9 \text{ km}$. Dieses Szenario verdeutlicht ebenso, dass Variante 2 und Variante 3 sowohl mit als auch ohne Einsatz zusätzlicher rONT den größten Einfluss auf den Leitungsausbau in den Planungsjahren 2030 und 2050 haben (Verringerung des hellblauen Anteils der Säulen in Abbildung 4.35). Der geringste Leitungsausbau entsteht in beiden Szenarien in der Variante 2 innovativ. Im Szenario *OS* werden insgesamt im Mittel 77 % der Kabelausbaumaßnahmen vermieden ($\bar{l}_{Var2,reduziert}^{OS} = 34,8 \text{ km}$), im Szenario *Trend* fällt die Reduzierung im Mittel mit 64 % etwas geringer aus ($\bar{l}_{Var2,reduziert}^{Trend} = 15,1 \text{ km}$).

Die Entwicklung des verringerten Kabelausbaus korreliert nur teilweise mit den in Abbildung 4.34 vorgestellten mittleren Netzausbaukosten. Einerseits fallen Investitionen und betriebliche Ausgaben in früheren Planungsjahren aufgrund der Diskontierung im Rahmen der Kapitalwertmethode (vgl. Abschnitt 4.1.3) stärker ins Gewicht hinsichtlich der Gesamtkosten (Barwert).

Dies erklärt beispielsweise, dass trotz nahezu gleicher Höhe des notwendigen Kabelausbaus in Variante 2 und Variante 3 im Szenario *OS* die Netzausbaukosten der Variante 3 im Mittel um sieben Prozent geringer ausfallen als die der Variante 2. Dort ist der notwendige Ausbaubedarf im Planungsjahr 2020 größer ($\bar{l}_{Var2,2020}^{-OS} = 13 \text{ km}$, $\bar{l}_{Var3,2020}^{-OS} = 10 \text{ km}$).

Andererseits trägt der Anteil der eingesetzten rONT einen signifikanten Anteil zu den gesamten Netzausbaukosten bei, sodass trotz teilweise deutlich geringeren Kabelausbaus in rONT-Varianten ein Verzicht auf den Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren zu den kosteneffizienteren Ergebnissen führt. Diese Erkenntnis lässt sich am Beispiel der Variante 2 innovativ im Vergleich zur Variante 2 im Szenario *OS* nachvollziehen. Wenngleich der Kabelausbau der Variante 2 innovativ um mehr als die Hälfte reduziert werden kann verglichen mit der Variante ohne den Einsatz von rONT (vgl. Abbildung 4.35), so reduzieren sich die gesamten Netzausbaukosten im Mittel nur um $\bar{c}_{red,Var2\ innov}^{-OS} = 8 \%$ (vgl. Abbildung 4.34). Da die Kompensationskosten der Zuverlässigkeit dieser Varianten auf ähnlichem Niveau liegen, zeichnet sich ausschließlich der Einsatz der rONT für dieses Ergebnis verantwortlich. Das lässt sich anhand Abbildung 4.36 nachvollziehen. In Variante 2 innovativ (Szenario *OS*) wird zwar die Anzahl benötigter rONT insgesamt verringert, allerdings werden im Planungsjahr 2020 sogar zwei rONT mehr benötigt als in der Referenzvariante. Das führt aufgrund der Barwertbetrachtung dazu, dass die Reduzierung der Netzausbaukosten in Variante 2 innovativ im Vergleich zur Referenzvariante innovativ wesentlich geringer ausfällt als der gesamte Einsatz von rONT zunächst vermuten lässt.

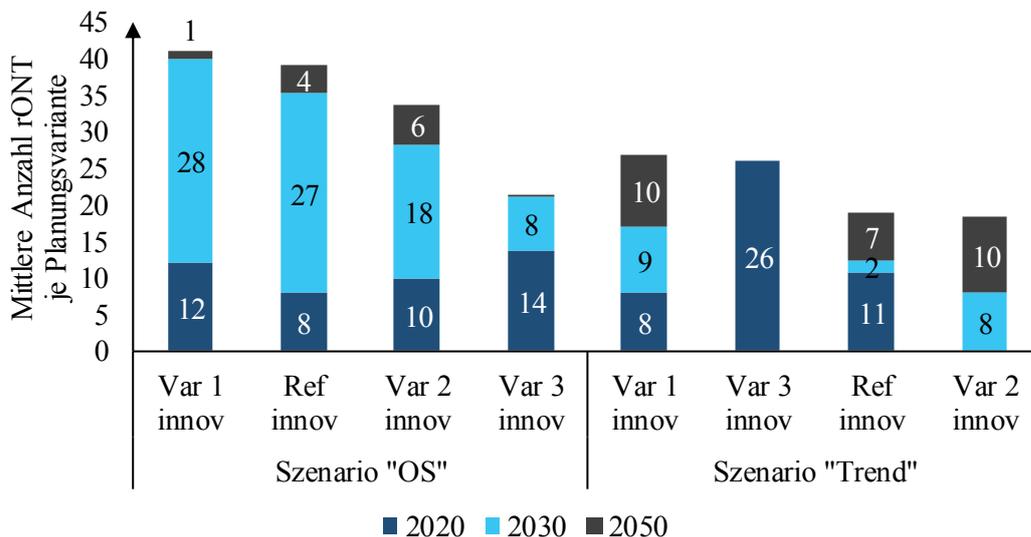


Abbildung 4.36: Mittlere Anzahl eingesetzter rONT je Planungsvariante und Planungsjahr für die Szenarien *OS* und *Trend*

Entwicklung der Kurzschlussleistungen

Die Entwicklung der Kurzschlussleistung ist in der nachfolgenden Abbildung für das Szenario *OS* dargestellt. Das linke Diagramm stellt die mittlere Erhöhung der Kurzschlussströme (Anfangskurzschlusswechselstrom I_k'' und Stoßkurzschlussstrom ip) bezogen auf die Basistopologie (Referenzvariante) über alle Topologietypen dar. Ausgewertet ist ein dreipoliger Sammelschienenfehler als kritischstes anzunehmendes Fehlerereignis. Der erhöhte Beitrag, hervorgerufen durch die Impedanzverringeringung aufgrund der Topologietypen, führt zu einer mittleren Erhöhung des Anfangskurzschlusswechselstroms von 15,7 %, die mechanische Belastung, bewertet mithilfe des Stoßkurzschlussstroms, steigt im Mittel um ca. 20 % (Abbildung 4.37 rechts). Diese Mittelwerte entsprechen in etwa auch dem Median aller Planungsvarianten, sodass in nahezu der Hälfte aller Planungen eine geringere Steigerung und analog in 50 Prozent eine höhere Steigerung auftritt.

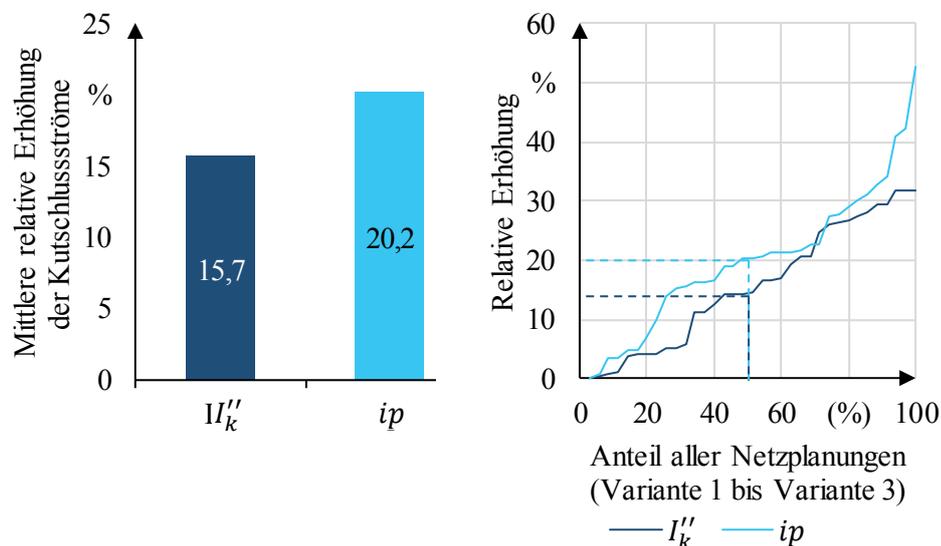


Abbildung 4.37: Entwicklung der Kurzschlussleistung unter Anwendung der Topologieoptimierung im Szenario *OS* (rechtes Diagramm: mittlere relative Erhöhung der Kurzschlussleistung; linkes Diagramm: Erhöhung der Kurzschlussleistung je Planung aufsteigend sortiert)

Basierend auf den Ergebnissen zur Entwicklung der Kurzschlussleistung ist festzuhalten, dass in Dreiviertel aller Planungen der Anstieg der Kurzschlussströme (I_k'' und ip) unter 25 % liegt bezogen auf die Höhe der Kurzschlussströme ohne der Anwendung der Topologietypen. Wenn also die entsprechenden Betriebsmittel einer Umspannanlage eine Reserve dieser Größenordnung aufweisen, führt die Anwendung der Topologietypen wahrscheinlich nicht zu einer Überschreitung zulässiger Grenzwerte und damit nicht zu zusätzlichen Kosten.

5 Grundsätze zu Topologiekonzepten in Mittelspannungsnetzen

Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen des Kapitels 3 und des Kapitels 4 werden nachfolgend die wesentlichen Kernergebnisse konzentriert zusammengefasst und wo sinnvoll zu Grundsätzen formuliert.

1. Eine (Teil-)Automatisierung strategischer Netzplanungen ist notwendig zur Topologieoptimierung:

Die Anzahl der Variationen einer Topologie innerhalb eines Netzgebiets ist maßgeblich bestimmt durch die Anzahl an Umschaltmöglichkeiten und der daraus resultierenden Anzahl verschiedener Schaltkonfigurationen (SK). Letztere entwickeln sich in Abhängigkeit der Umschaltmöglichkeiten exponentiell ($SK = 2^n$) und führen damit bereits bei einer relativ geringen Anzahl an Umschaltmöglichkeiten zu sehr hohem planerischem Aufwand. Mit ansteigender Netzgröße und damit verbundenen Umschaltmöglichkeiten sind alle Topologievariationen nicht mehr ohne Automatisierungsunterstützung zu überprüfen. Des Weiteren sollte eine Anpassung der Ausrichtung der Zielfunktion der Topologieoptimierung möglich sein, um aufgrund divergierender Teilziele (bspw. Maximierung der Integration von Erneuerbaren Energien, Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit, Netzverlustminimierung) unterschiedliche optimierte Topologievariationen zu identifizieren und zu bewerten. Mithilfe des vorgestellten Verfahrens wird eine Entscheidungsfindung hinsichtlich der für den Netzbetreiber optimalen Topologie erheblich erleichtert.

2. Die Netzausbaukosten werden durch eine Topologieoptimierung in den meisten Fällen deutlich reduziert:

Im Rahmen dieser Arbeit führt die Anwendung der Topologieoptimierung in ca. 80 % aller Netzplanungen zu einer Reduzierung der Netzausbaukosten im Vergleich zur konventionellen Netzausbauplanung. Damit werden bisherige Forschungsergebnisse zunächst bestätigt. Ursache teilweise höherer oder identischer Netzausbaukosten unter Anwendung einer Topologieoptimierung sind Kosten zur Sicherstellung eines vergleichbaren Zuverlässigkeitsniveaus im Vergleich zum konventionellen Netzausbau sowie Kosten zur Anpassung der Sekundärtechnik und die Tatsache, dass aufgrund diskreter Ausbauentscheidungen der Vorteil einer optimierten Topologie überkompensiert wird.

3. Unter Anwendung der definierten Topologietypen betragen die mittleren Einsparungen der Netzausbaukosten im ambitionierten Erneuerbare-Energien-Rahmenszenario mehr als ein Drittel:

Die mittleren Ersparnisse ergeben sich unter Anwendung der Kombination der drei Topologietypen optimierte Trennstellenkonfiguration (Closed-loop), Querverbindungen und Netzkupplungen. Den größten Einzeleffekt auf die Ausbaukosten hat eine optimierte Trennstellenkonfiguration (Topologietyp 1) mit einer mittleren Kostenreduktion von $\bar{C}_{red,Typ1} = 20\%$. Dies liegt hauptsächlich darin begründet, dass deutlich mehr Freiheitsgrade bei der Optimierung der Trennstellenkonfiguration existieren als beispielsweise in der Anwendung von Netzkupplungen (Topologietyp 3). Deswegen ist ein Einsatz in den meisten Fällen bezogen auf Grenzwertverletzungen sehr zielgerichtet möglich. Dieses wesentliche Ergebnis motiviert sehr deutlich eine Topologieoptimierung im Rahmen der strategischen Netzplanung von Mittelspannungsnetzen.

4. Eine Kombination aus Topologieoptimierung und innovativen Betriebsmitteln ist sinnvoll:

Die Netzausbaukosten fallen im Vergleich aller Netzplanungen im Mittel immer geringer aus. Der Nutzen innovativer Betriebsmittel (hier rONT) steigt allerdings mit sinkendem Einfluss der Topologieoptimierung auf die auslegungsrelevanten Netzbetriebs-situationen. Das erste Planungsbeispiel zeigt deutlich, dass der Einfluss einer Topologieoptimierung auf die Häufigkeit von Grenzwertverletzungen innerhalb eines Betrachtungszeitraums nicht zwingend mit den entsprechenden Netzausbaukosten der Planungsvarianten korreliert. Dies liegt daran, dass eine optimierte Netztopologie in vielen Netzbetriebssituationen und einzelnen Mittelspannungsabgängen ausreicht, um die Grenzwertverletzungen zu beheben, in der für die einzelnen Abgänge auslegungsrelevanten Netzbetriebssituation allerdings nur die Höhe der Grenzwertverletzung beeinflusst. Je größer diese Verletzung schließlich vom maximal oder minimal zugelassenen Wert entfernt ist, umso eher ist der Einsatz von rONT sinnvoll. Der Einsatz von rONT in der Variante 2 (Einsatz von Querverbindungen) ist deswegen im ambitionierten EE-Rahmenszenario mit vergleichsweise geringen zusätzlichen Einsparungen verbunden im Vergleich zur Variante 2 ohne Einsatz von rONT ($\bar{C}_{red,Var2\ rONT} = 7\%$). Im zweiten Planungsbeispiel führt der Einsatz von rONT in der Variante 2 sogar zu höheren Netzausbaukosten, da die rONT-Dichte im Vergleich zum Kabelausbau sehr hoch ist. Im Planungsjahr 2013 sind sieben rONT notwendig, um einen Kabelausbau von nur $l_{Var2,reduziert}^{rONT} = 0,33\ km$ zu vermeiden.

5. Netzkupplungen in der MS-Ebene entlasten die überlagerte HS-Netzebene vor allem bei signifikantem Unterschied der Versorgungsaufgabe:

Ausschlaggebend für den Einfluss auf die Hochspannungsebene ist die Varianz der Versorgungsaufgabe der miteinander gekoppelten Mittelspannungsbereiche. Die Auswirkungen werden dann am größten sein, wenn ein lastdominiertes Netz mit einem von der Einspeisung von DEA dominierten Netz gekoppelt wird. Basierend auf einer Prinzipnetzsimulation (vgl. Abschnitt 2.6) ergibt sich ein Signifikanzintervall des Verhältnisses der Residuallast der miteinander gekoppelten Netze von $0,9 \leq |P_{Res}^{Netz A}|/|P_{Res}^{Netz B}| \leq 1,6$, in dem die Entlastung der HS-Ebene maximal wird. Das Netz A entspricht dabei dem lastdominierten Netz, das Netz B folglich dem von DEA dominierten Netz. Eine Quantifizierung der Entlastung ist wiederum von der Vorbelastung der entsprechenden Leitungsabschnitte der Hochspannungsebene abhängig und daher im Einzelfall zu überprüfen. Die zusätzliche Belastung der MS-Ebene aufgrund der Bypass-Anordnung aus Sicht der Hochspannungsebene im Fall von Netzkupplungen ist maßgeblich abhängig von der (elektrischen) Entfernung der MS-Umspannanlagen auf der Hochspannungsseite, da die Impedanz der Mittelspannungsnetze hauptsächlich durch die Transformatorimpedanzen in den MS-Umspannanlagen bestimmt ist. Unabhängig von der Entlastung der überlagerten Netzebene wirken sich die Planungsvarianten unter Einsatz von Netzkupplungen in der Mittelspannung belastungssenkend aus und führen damit auch zu einer weiteren Verringerung der Netzausbaukosten im Vergleich zu Planungen der Variante 2.

6. In aller Regel ist ein Einsatz von Netzkupplungen sinnvoll. Der wirtschaftlich effiziente Einsatz ist allerdings stark abhängig von der notwendigen zu übertragenden Leistung:

Die Kupplung von Netzen (Variante 3) führt im Vergleich zur Variante 2 noch einmal zu deutlich weniger Grenzwertverletzungen und damit auch zu geringeren Netzausbaukosten. Allerdings ist für die Anwendung der Netzkupplung eine MVDC-Kurzkupplung erforderlich. Die mittleren Investitionskosten dieser Kupplungen, die in einem Vergleich zur nächst kostenintensiveren Planungsvariante maximal auftreten dürfen, belaufen sich im Mittel auf $\bar{C}_{Inv,MVDC} \approx 200.000$ €. In Abhängigkeit der Leistung der notwendigen Netzkupplung ergeben sich daraus die spezifischen Investitionskosten.

7. Der Technologiemitmix und die Verteilung von DEA im Netzgebiet ist entscheidend für die Beeinflussung der Netzausbaukosten durch die Topologieoptimierung:

Die unterschiedliche Volatilität des Dargebots von Wind- und Solarenergie kann durch eine Topologieoptimierung ausgenutzt werden, da in vielen Zeitpunkten die Leistungsspitzen von PV-Anlagen und Windenergieanlagen nicht kongruent sind. In Halbringen mit einem unterschiedlichen Technologiemitmix führt ein Betrieb mit geschlossener Trennstelle (Topologietyp 1) dann unter Umständen bereits zu einer Vermeidung spannungsseitiger Grenzwertverletzungen. Darüber hinaus begünstigen heterogene Verteilungen der DEA innerhalb eines Netzes den Einsatz der in dieser Arbeit definierten Topologietypen und reduzieren prinzipiell den Netzausbau, da selbst bei identischer Residuallast der verschalteten Teilnetzbereiche der Effekt unterschiedlicher Knotenspannungen und Leitungsbelastungen ausgenutzt wird.

8. Die Topologieoptimierung mit dem Hauptziel der Integration Erneuerbarer Energien führt in der Regel zu einer deutlichen Erhöhung der Kurzschlussleistung:

Die Anwendung der einzelnen Topologietypen führt zu einer Verringerung der Impedanz zwischen dem Ort des Fehlers und dem Ort der Fehlerstromquelle. Außerdem besteht in vermaschten Netzen für eine größere Anzahl DEA die Möglichkeit der Fehlerspeisung. Das führt dazu, dass im Mittel die Kurzschlussleistung der betrachteten Netze um ca. 16 % ansteigt. In Dreiviertel aller Planungsvarianten ist die Erhöhung der Belastung kleiner als 25 %. Dieser Anstieg führt in den betrachteten Netzen aufgrund des eher ländlichen Charakters allerdings nicht zur Notwendigkeit einer Kurzschlussstrombegrenzung oder einer Netzverstärkung.

9. Kompensationskosten zur Erhaltung des Zuverlässigkeitsniveaus sind im Mittel geringer als die Einsparungen der Netzausbaukosten durch die Topologieoptimierung:

Durchschnittlich betragen die Kosten, die aufgebracht werden müssen, um die Nichtverfügbarkeitskennzahlen in den Varianten mit optimierter Topologie auf dem ursprünglichen Niveau zu halten in etwa 10 % bezogen auf die Netzausbaukosten einer rein konventionellen Netzausbauplanung. Voraussetzung ist allerdings, dass an den Netzpunkten der Vermaschung s.g. lose Kupplungen (bzw. Soft-Open-Points) eingesetzt werden, die im Fehlerfall dafür sorgen, dass die ursprüngliche unvermaschte Netzstruktur wiederhergestellt wird (vgl. Abschnitt 2.8).

6 Zusammenfassung und Ausblick

Ziel der vorliegenden Arbeit ist die Untersuchung neuartiger Topologien und Betriebsweisen in Mittelspannungsverteilsnetzen.

Den Herausforderungen in Mittelspannungsnetzen im Rahmen der Energiewende – zum Beispiel die Einhaltung der zulässigen Spannungswerte und die Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen – wird heutzutage hauptsächlich mit konventionellem Netzausbau begegnet, bei dem neue Betriebsmittel (z.B. Leitungen/Kabel) ins Stromnetz integriert oder vorhandene Betriebsmittel ausgetauscht werden. Darüber hinaus wird seitens der Forschung ein verstärkter Einsatz innovativer Betriebsmittel gefordert, der eine Steuerung und Regelung von Netzbetriebsmitteln ermöglicht. Nur so kann der notwendige Netzausbau auch ökonomisch effizient erfolgen.

Neben dem Einsatz innovativer Betriebsmittel ist eine bisher in der Forschung unterrepräsentierte Möglichkeit eines effizienten Netzausbaus in der Mittelspannung die Optimierung der Netzstrukturen (Topologie) mit dem Hauptziel, eine möglichst hohe Gesamtleistung der Stromerzeugung aus regenerativen Energien in die Mittelspannungsnetze zu integrieren, bzw. auftretende Grenzwertverletzungen hinsichtlich der zulässigen Spannung und der maximalen Betriebsmittelauslastung zu vermeiden oder zumindest zu minimieren.

Zunächst ist dazu eine Einordnung und Definition von Topologien notwendig. Im Rahmen dieser Arbeit werden drei prinzipielle Topologiekonzepte unterschieden, unterteilt in netzinterne und netzübergreifende Topologien. Der Topologietyp 1 umfasst eine Optimierung des Schaltzustands aller verfügbaren Trennstellen. Die Anwendung dieses Topologietyps führt im Allgemeinen zu einem Betrieb geschlossener Halbringe. Der Topologietyp 2 bezeichnet das gezielte Einfügen zusätzlicher Leitungsabschnitte als Querverbindung zwischen stark belasteten und weniger stark belasteten Leitungsabschnitten (s.g. Abgänge). Der dritte Topologietyp ist eine netzübergreifende Struktur, die eine Kupplung zweier oder mehrerer benachbarter Mittelspannungsnetze zur Folge hat.

Aufbauend auf der Analyse der Auswirkungen der Topologien erfolgt die Entwicklung eines Verfahrens zur optimierten Anwendung dieser Topologien. In dieser Arbeit werden zwei Verfahrensteile zur Anwendung des Topologietyps 1 („Optimierte Trennstellenkonfiguration“) und des Topologietyps 2 („Optimierte Querverbindungen“) eingeführt. Der dritte Topologietyp stellt eine Erweiterung der Systemgrenzen dar, unterscheidet sich allerdings hinsichtlich der Aufgabenstellung nicht von den beiden ersten Typen, sodass kein gesonderter Verfahrensteil notwendig wird.

Die Optimierung einer Netztopologie ist ein multikriterielles Optimierungsproblem. Beiden Verfahrensteilen liegt als primäres Ziel die Maximierung der Integration Erneuerbarer Energien in ein Mittelspannungsnetz zugrunde. Alle weiteren Ziele werden über entsprechende Nebenbedingungen abgebildet. Die Verfahrensteile lösen das Optimierungsproblem iterativ, wobei topologische Abhängigkeiten bei der Einschränkung des Lösungsraums ausgenutzt werden. So ermöglichen beide Verfahrensteile eine schnelle und einfache Überprüfung der verschiedenen Topologiekonzepte.

Zur Bewertung werden Zukunftsszenarien zur Entwicklung der dezentralen Energieversorgung basierend auf einer Metastudie entworfen und auf sieben verschiedene reale Mittelspannungsnetze angewendet. In verschiedenen Planungsszenarien wird der Bedarf des Netzausbaus identifiziert und dieser anschließend konventionell, innovativ und unter Anwendung der definierten neuartigen Topologiekonzepte durchgeführt. Das Vorgehen zur Netzausbauplanung unter Berücksichtigung neuartiger Topologiekonzepte erfolgt dabei konsekutiv mit steigendem Grad der Vermaschung. So wird sichergestellt, dass der Einsatz der Topologiekonzepte der Notwendigkeit in den Netzen folgt.

Basierend auf den Ergebnissen der Realnetzplanungen (ca. 340 Planungen) werden neun Grundsätze aufgestellt. Daraus lassen sich folgende Ergebnisse herausstellen.

- Die Anwendung neuartiger Topologiekonzepte in Mittelspannungsnetzen ist sinnvoll. Alle untersuchten Planungsvarianten weisen deutlich geringere Netzausbaukosten auf als die konventionellen Referenzvarianten, in denen keine innovativen Betriebsmittel eingesetzt werden und keine grundlegende Topologieänderung vorgenommen wird.
- Nachteile der Topologiekonzepte sind höhere Kurzschlussströme, eine verringerte Versorgungszuverlässigkeit und eine Anpassung des Netzschutzes. Diese Nachteile können allerdings monetär bewertet und mit entsprechenden Maßnahmen vermieden werden. Auch unter Einbeziehung der Kosten für diese Maßnahmen stellen die Planungsvarianten unter Anwendung der Topologiekonzepte in den allermeisten Fällen die kostengünstigste Alternative dar.
- Die im Mittel größten Einsparungen von Netzausbaukosten werden bei einer Kombination der Topologiekonzepte mit innovativen Betriebsmitteln (regelbare Ortsnetztransformatoren) erzielt (zwischen 20 % und 47 %). Dies gilt insbesondere dann, wenn die Topologieoptimierung zwar einen großen Einfluss auf die Häufigkeit des Auftretens von Grenzwertverletzungen hat, die Auswirkungen auf den auslegungsrelevanten Planungszeitpunkt allerdings gering sind.
- Das vorgestellte Verfahren zur Topologieoptimierung stellt ein geeignetes Werkzeug der Netzplanung dar, um die Entscheidung einer Änderung der Netztopologie vor dem Hintergrund verschiedener, teils divergierender Ziele quantitativ zu erleichtern.

Aufbauend auf den Ergebnissen dieser Arbeit lässt sich weiterer Forschungsbedarf im Zusammenhang mit neuartigen Topologien und daraus resultierenden Planungskonzepten ableiten.

Es kann gezeigt werden, dass der Einsatz neuartiger Topologien zur Integration Erneuerbarer Energien in Mittelspannungsnetze in Kombination mit regelbaren Ortsnetztransformatoren in den meisten betrachteten Planungsfällen zur kostengünstigsten Netzausbauplanung führt. Um allerdings universale Aussagen zur Anwendung neuartiger Topologien treffen zu können, ist die Untersuchung weiterer innovativer Betriebsmittel mit und ohne Kombination einer Topologieoptimierung anzuraten. So lässt sich in der strategischen Netzplanung letztlich für weitere Anwendungsfälle eine Entscheidungsmatrix aufstellen.

Bezugnehmend auf das vorgestellte Verfahren zur Topologieoptimierung ist eine Weiterentwicklung im Sinne einer Echtzeitoptimierung für Mittelspannungsnetze denkbar, um eine für jeden Zeitpunkt und jede Netzbetriebssituation optimierte Topologie zu ermitteln. Diese Erweiterung hin zu einer adaptiven Topologie erscheint besonders vor dem Hintergrund der Auswirkungen der Topologiekonzepte auf die Versorgungszuverlässigkeit sinnvoll, weil erreicht würde, dass die primär hinsichtlich der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien optimierten Topologien nur in den Zeitpunkten zur Anwendung kommen, in denen auch die Notwendigkeit besteht. Der zeitvariante Einsatz der Topologien wiederum nimmt direkten Einfluss auf die Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit, sodass anzunehmen ist, dass die im Rahmen dieser Arbeit nachgewiesene Verschlechterung der Kennzahlen ohne weitere Anpassungen (adaptive Schutzauslegung) deutlich verringert werden würde.

Zuletzt ist es sinnvoll, den gewählten Untersuchungsrahmen zu erweitern um eine Vielzahl weiterer Netze insbesondere der Cluster, die in dieser Arbeit nicht untersucht wurden. Die aus den Ergebnissen gewonnenen Aussagen lassen sich dadurch untermauern oder gegebenenfalls auch anpassen. Das entwickelte Topologie-Optimierungsverfahren stellt dafür eine geeignete Grundlage dar.

7 Verzeichnisse

7.1 Literaturverzeichnis

- [1] Übereinkommen von Paris:
**Übereinkommen der 21. Konferenz der Vertragsparteien des
Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über Klimaänderungen (COP21)
vom 12. Dezember 2015 (Amtsblatt der EU Nr. L 282 vom 19.10.2016, S. 0004 -
0018)**
(2015)
- [2] Germanwatch e.V.:
**Umsetzungsregeln für das Paris-Abkommen beschlossen - Auswertung der
Ergebnisse der COP24 in Katowice**
Germanwatch e.V., Bonn (2019)
- [3] The Intergovernmental Panel in Climate Change (IPCC):
IPCC-Sonderbericht über 1,5 °C globale Erwärmung
IPCC-Koordinierungsstelle, Deutsche, Bonn (2018)
- [4] Climate Analytics gGmbH:
**Science based coal phase-out pathway for Germany in line with the Paris
Agreement 1.5°C warming limit**
Climate Analytics gGmbH, Berlin (2018)
- [5] Statistisches Bundesamt:
**Statistisches Jahrbuch 2018 - Deutschland und Internationales (Kapitel 22 -
Energie)**
Statistisches Bundesamt (Destatis), Wiesbaden (2018)
- [6] Flechtner, J., Dr. Bolay, S.:
Faktenpapier Ausbau der Stromnetze
DIHK - Deutscher Industrie- und Handelskammertag, (2015)

- [7] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH:
EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2017
Bayreuth, Berlin, Dortmund, Stuttgart (2018)
- [8] Rehtanz, C., et al.:
dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030. Technisches Gutachten im Auftrag der Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
dena, Berlin (2012)
- [9] Thies, H., Zdrallek, M., Schmiesing, J., Schneider, M.:
Future Structure of Rural Medium Voltage Grids for Sustainable Energy Supply
Proceedings CIRED Workshop, Lissabon (2012)
- [10] Gallas, W., Hollmach, D., Roman, H., Schweer, A.:
Grid security management - Basis of secure operation of distribution grid of ENVIAM
Proceedings CIRED Conference, Frankfurt/Main (2011)
- [11] During, H.:
The change happens today
Proceedings CIRED Workshop, Lissabon (2012)
- [12] Metzger, M., Bamberger, J., Köberle, R., Meyer, E.-P.:
Herausforderungen und Lösungskonzepte für Verteilnetze im ländlichen Raum
ETG Fachbericht, Band 130 (2011)
- [13] Deutscher Bundestag:
Entwurf eines Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes (17/6070)
Bundesanzeiger Verlagsgesellschaft mbH, Berlin (2011)
- [14] Altschäffl, S.:
Einfluss zunehmender Einspeisung aus Wechselrichtersystemen auf Kurschlussauswirkungen im deutschen Übertragungsnetz
Dissertation Verlag Dr. Hut, München (2016)

- [15] Witzmann, R., Esslinger, P., Grass, N., Girstl, S., Keck, R., Adelman, A.:
Verbesserung der Spannungsqualität und Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsnetzen bei dezentraler Einspeisung durch intelligente Wechselrichter
ETG-Fachbericht, Band 130 (2011)
- [16] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
DIN EN 50160:2011-02. Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
Beuth-Verlag, Berlin (2011)
- [17] Dorsemagen, F.:
Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der Mittel- und Niederspannungsebene
Dissertation, Neue Energie aus Wuppertal Band 19 Verlag epubli GmbH, Wuppertal (2018)
- [18] Korotkiewicz, K., Ludwig, M., Dorsemagen, F., Zdrallek, M., Braje, T., Neusel-Lange, N., Hetzel, S., Dietzler, U., Friedrich, W.:
Autarkic State Control in Electrical Distribution Grids – Innovative Distribution Grids by Decentralized Intelligence
Proceedings of the 3rd International Conference on Smart and Suitable Technologies (SpliTech), Split (2018)
- [19] Ludwig, M., Korotkiewicz, K., Dahmann, B., Zdrallek, M., Derksen, C., Loose, N., Törsleff, S., Wassermann, E.:
Agent-based grid automation in distribution grids: Experiences under real field conditions
Proceedings of the CIRED Workshop 2018 on microgrids and local energy communities, Ljubljana (2018)
- [20] Steinbusch, P., Meese, J., Uhlig, R., Mehlich, J., Stötzel, M., Zdrallek, M., Heldmaier, W., Blanaru, S., Friedrich, W., Schlüter, U.:
Determination of the future actuator demand of adaptive Smart low voltage Grids
Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Turin (2017)

- [21] Ardakanian, O., Yuan, Y., Wong, V., Dobbe, R., Low, S. H., von Meier, A., Tomlin, C.:
On Identification of Distribution Grids
IEEE Transactions on Control of Network Systems (2019)
- [22] Harnisch, S., Steffens, P., Thies, H. H., Monscheidt, J., Münch, L., Böse, C., Gemsjäger, B., Zdrallek, M.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze
Neue Energie aus Wuppertal Band 8, Wuppertal, Erlangen (2016)
- [23] Steffens, P.:
Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze
Dissertation, Neue Energie aus Wuppertal Band 16, Wuppertal (2018)
- [24] Deutsche Energie Agentur GmbH (dena):
dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025
Berlin (2010)
- [25] Deutsche Energieagentur GmbH (dena):
dena-Netzflexstudie: Optimierter Einsatz von Speichern für Netz- und Marktanwendungen in der Stromversorgung
Berlin (2017)
- [26] Nagel, H.:
Systematische Netzplanung
2. Auflage VDE Verlag GmbH, Hamburg (2008)
- [27] Celli, C., Pilo, F., Pisano, G., Allegranza, V., Cicoria, R., Iaria, A.:
Meshed vs. Radial MV Distribution Network in Presence of Large Amount of DG
Power Systems Conference and Exposition, IEEE PES, New York (2004)
- [28] Celli, C., Ghiani, M., Loddo, M., Pilo, F.:
An Heuristic Technique for the Optimal Planning of Meshed MV Distribution Network
Proceedings 2005 IEEE Russia Power Tech, St. Petersburg

- [29] Wohlgenannt, M.:
MS-Kurzkupplung zwischen Ulm und Neu-Ulm
Elektropraktiker 58/2004, S.648-649
- [30] Hübel, I., Hirth, H.-P.:
Optimierte Netznutzung in der Mittelspannungsverteilungsebene mit einer Stromrichterkurzkupplung, Erläuterung am Beispiel des regionalen Energieversorgers in Ulm
ETG-Fachbericht, Würzburg, Band Bd. 98 (2005)
- [31] Wang, C., Song, G., Li, P., Ji, H., Zhao, J., Wu, J.:
Optimal Configuration of Soft open Point for Active Distribution Network Based on Mixed-integer Second-order Cone Programming
Applied Energy Symposium and Forum, REM2016: Renewable Energy Integration with Mini/Microgrid, Malediven (2016)
- [32] Qi, Q., Wu, J., Zhang, L., Cheng, M.:
Multi-Objective Optimization of Electrical Distribution Network Operation Considering Reconfiguration and Soft Open Points
Applied Energy Symposium and Forum, REM2016: Renewable Energy Integration with Mini/Microgrid, Malediven (2016)
- [33] Giannelos, S., Konstantelos, I., Strbac, G.:
Option Value of Soft Open Points in Distribution Networks
2015 IEEE Eindhoven PowerTech, Eindhoven (2015)
- [34] Heuck, K., Dettmann, K.-D., Schulz, D.:
Elektrische Energieversorgung
9. Auflage Springer Vieweg, Hamburg (2013)
- [35] Oeding, D., Oswald, B.:
Elektrische Kraftwerke und Netze
8. Auflage Springer Vieweg, Hannover (2016)
- [36] Schulz, D., Plaßmann, W.:
Handbuch der Elektrotechnik
7. Auflage Springer Vieweg, Hamburg (2016)

- [37] Schwab, A.:
Elektroenergiesysteme
3. Auflage Springer Vieweg, Karlsruhe (2012)
- [38] Linse, H., Fischer, R.:
Elektrotechnik für Maschinenbauer
12. Auflage Vieweg+Teubner Verlag, Esslingen (2008)
- [39] Crastan, V.:
Elektrische Energieversorgung 1
Band 3 Springer, Evilard (2012)
- [40] Oerter, C.:
Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen
Dissertation, Neue Energie aus Wuppertal Band 4, Wuppertal (2014)
- [41] Körner, C., Hennig, M., Schmid, R., Handt, K.:
Gaining Experience with a regulated Distribution Transformer in a Smart Grid Environment
Proceedings of the CIRED Workshop 2012, Lissabon (2012)
- [42] Siemens AG:
Planung der elektrischen Energieverteilung
Siemens AG, Erlangen (2014)
- [43] Heinrich, C., Schmitt, H.:
Integration of new switching Technologies in medium-voltage Systems
16th International Conference and Exhibition on ELECTRICITY DISTRIBUTION (Cired), Amsterdam (2001)
- [44] Forum Netzleittechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Hinweis: rONT - Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb
VDE Verlag GmbH, Berlin (2016)

- [45] Buchholz, B., Huebel, I., Povh, D., Weinhold, M.:
Medium-Voltage Direct-Current (MVDC) Coupling in the Liberalized Market
Proceedings of CIGRÉ Session, Paris (2002)
- [46] Hartung, K.-H., Schmidt, V.:
Limitation of Short Circuit Current by an Is-Limiter
Proceedings of 10th International Conference Electrical Power Quality and Utilisation,
Lodz (2009)
- [47] Bäuml, K., Piederer, H., Kaltenborn, U.:
Neue Alternativen zur Kurzschlussstrombegrenzung
12. Symposium Energieinnovation, Graz (2012)
- [48] Schacherer, C.:
**Theoretische und experimentelle Untersuchungen zur Entwicklung supraleitender
resistiver Strombegrenzer**
Band 1 Universitätsverlag Karlsruhe, Karlsruhe (2009)
- [49] RWE Deutschland AG:
rwe.com
Bereitgestellt auf:
<https://www.rwe.com/app/Pressecenter/Download.aspx?pmid=4007441&datei=1> am 05.
Dezember 2018
- [50] Siemens AG:
Supraleitende Strombegrenzer
Bereitgestellt auf:
[https://www.siemens.com/press/pool/de/pressemitteilungen/2014/corporate/factsheet-
supraleiter_d.pdf](https://www.siemens.com/press/pool/de/pressemitteilungen/2014/corporate/factsheet-supraleiter_d.pdf) am 05. Dezember 2018
- [51] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und
VDE:
DIN EN 60909-0 VDE 0102. Kurzschlussströme in Drehstromnetzen
VDE Verlag GmbH, Berlin (2016)

- [52] Kasikci, I.:
Planung von Elektroanlagen
2. Auflage Springer Vieweg, Weinheim (2015)
- [53] Westnetz GmbH:
Technische Anschlussbedingungen Mittelspannung
Essen/Dortmund (2019)
- [54] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.:
Technische Richtlinie. Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz (Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz)
Technische Richtlinie, BDEW, Berlin (2008)
- [55] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz:
Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzentgeltverordnung - StromNEV) vom 25.7.2005 (BGBl. I S. 1565), zuletzt geändert durch Art. 8 G v. 22.12.2016 (BGBl. I S. 3106) (2005)
- [56] Schlabbach, J., Metz, D.:
Netzsystemtechnik
VDE Verlag GmbH, Bielefeld (2005)
- [57] Wolter, D., Biller, M., Mladenovic, I., Schacherer, C., Stötzel, M., Zdrallek, M.:
Impact of meshed Grid Topologies on distribution Grid Planning and Operation
24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED), Glasgow (2017)
- [58] Biller, M., Jäger, J.:
Relay Coordination of Highly Meshed Distribution Grids in the Presence of Volatile Infeed and Power Flow Control
APAP 2015 - The 6th International Conference on Advanced Power System Automation and Protection, Nanjing (China) (2015)
- [59] Wolter, D., Biller, M., Schacherer, C., Mladenovic, I., Zdrallek, M., Jäger, J.:
Einfluss vermaschter Topologiekonzepte auf die Netzplanung unter Berücksichtigung der Schutzkoordination
EnInnov2018 - 15. Symposium Energieinnovation, Graz (2018)

- [60] Biller, M., Jäger, J.:
Selective Protection Relaying in the Presence of Distributed Generation and Closed-Ring Structures
IEEE 2018 International Conference on Power System Technology (POWERCON), Guangzhou, China (2018)
- [61] Biller, M., Jäger, J., Zimmerer, M.:
Advanced Coupling Relay Approach in Closed-Ring Grids with Distributed Generation
pacworld - Protection, Automation & Control World Conference, Wroclaw (Poland) (2017)
- [62] Biller, M., Jäger, J.:
Voltage-Free Distance Protection Method for Closed Loop Structures
2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), Sarajevo (2018)
- [63] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (juris):
Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (Anreizregulierungsverordnung - ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Art. 1 V v. 14.9.2016 (BGBl. I S. 2147)
(2016)
- [64] IEEE Power & Energy Society:
IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices
The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc., New York (2012)
- [65] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung
(2010)
- [66] Cao, W., Wu, J., Jenkins, N., Wang, C., Green, T.:
Benefits analysis of Soft Open Points for electrical distribution network operation
Applied Energy, Ausgabe 165/2016, S.36-47

- [67] Li, P., Ji, H., Wang, C., Zhao, J., Song, G., Ding, F., Wu, J.:
Optimal Operation of Soft Open Points in Active Distribution Networks Under Three-Phase Unbalanced Conditions
IEEE Transactions on Smart Grid/2017
- [68] Aithal, A., Long, C., Cao, W., Wu, J., Ugalde-Loo, C.:
Impact of Soft Open Point on Feeder Automation
2016 IEEE International Energy Conference (ENERGYCON), Leuven (2016)
- [69] VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.:
VDE-AR-N 4105 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für den Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
VDE Verlag GmbH (2011)
- [70] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
DIN VDE 0276-603. Verteilerkabel mit Nennspannungen 0,6/1 kV
VDE Verlag GmbH (2003)
- [71] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
DIN VDE 0276-620. Starkstromkabel
VDE Verlag GmbH (2010)
- [72] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
DIN VDE 0276-621. Starkstromkabel, Energieverteilung, isoliertes Kabel, Papierisolierung, Mittelspannung
VDE Verlag GmbH (1997)
- [73] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
DIN VDE 0276-1000. Starkstromkabel - Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren
Beuth-Verlag, Berlin (1995)

- [74] ABB AG:
Schaltanlagen
Cornelsen, Mannheim/Ratingen (1999)
- [75] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
DIN-EN-60076-1. Leistungstransformatoren
VDE Verlag GmbH (2012)
- [76] Forum Netzleittechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN):
VDE-AR-N 4110 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)
VDE Verlag GmbH, Berlin (2017)
- [77] Probst, A., Junge, E., Oechsle, F.:
Zeitreihenbasierte Netzplanung zur Vermeidung von Über- und Unterdimensionierungen auf Hochspannungsebene
Zukünftige Stromnetze für die Energiewende (OTTI), Berlin (2016)
- [78] Koettnitz, H., Pundt, H., Schultheiss, F., Wessnigk, K.-D., Schaller, D.:
Berechnung elektrischer Energieversorgungsnetze
Band 1-3 VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig (1972)
- [79] Patzack, S.:
Ermittlung von planungsrelevanten Netznutzungsfällen für elektrische Verteilnetze
Band 180 ABEV Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Aachen (2017)
- [80] Biller, M., Jäger, J., Mladenovic, I., Schacherer, C., Wolter, D., Stötzel, M.:
Schutz im Verteilnetz unter Berücksichtigung veränderlicher Kurzschlussleistungen
ETG/FNN Tutorial Schutz- und Leittechnik 2016, Berlin (2013)
- [81] Biller, M., Jäger, J., Mladenovic, I., Wolter, D., Zdrallek, M.:
NeToVe - Neuartige Topologien für Verteilungsnetze
Abschlussbericht, Wuppertal (2018)

- [82] Domschke, W., Drexl, A.:
Einführung in die Operations Research
6. Springer-Verlag, Darmstadt/Kiel (2004)
- [83] Aichholzer, O., Jüttler, B.:
Einführung in die angewandte Geometrie
Band Mathematik Kompakt Birkhäuser, Graz, Linz (2014)
- [84] Klein, R.:
Algorithmische Geometrie
2. Auflage Springer-Verlag, Bonn (2004)
- [85] Zimmermann, H.-J.:
Operations Research
2. Auflage vieweg, Aachen (2008)
- [86] Dempe, S., Schreier, H.:
Operations Research - Deterministische Modelle und Methoden
Teubner, Freiberg (2006)
- [87] Eiselt, H. A., Sandblom, C.-L.:
Operations Research - A Model-Based Approach
Springer-Verlag, Fredericton, Kanada (2010)
- [88] Beutelspacher, A., Zschiegner, M. A.:
Diskrete Mathematik für Einsteiger
4. Auflage Vieweg + Teubner, Gießen (2011)
- [89] Fei, B., Liu, J.:
Binary Tree of SVM: A New Fast Multiclass Training and Classification Algorithm
IEEE Transactions on neural networks (2006)
- [90] Wolter, D., Mladenovic, I., Schacherer, C., Zdrallek, M.:
Topological Adjustment of Distribution Grids based on Grid Performance Indicators for improved Planning and Operation
IEEE PES Transmission and Distribution Conference & Exposition, Denver (2018)

- [91] Bortz, J., Schuster, C.:
Statistik für Human- und Sozialwissenschaftler
7. Auflage Springer-Verlag GmbH, Gießen (2010)
- [92] Backhaus, K., Erichson, B., Plinke, W., Weiber, R.:
Multivariate Analysemethoden
15. Auflage Springer-Verlag GmbH, Münster (2018)
- [93] 50Hertz Transmission GmbH:
**netztransparenz.de - Informationsplattform der deutschen
Übertragungsnetzbetreiber**
Bereitgestellt auf: <https://www.netztransparenz.de> am 2. November 2018
- [94] Claus, T., Herrmann, F.:
Produktionsplanung und -steuerung
Springer-Verlag GmbH, Dresden (2014)
- [95] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW
GmbH:
**Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015 - Entwurf der
Übertragungsnetzbetreiber**
(2014)
- [96] Fraunhofer IWES, DLR, IfnE:
**Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbare Energien in
Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global
(Leitustudie)**
(2012)
- [97] r2b energy consulting GmbH:
**Jahresprognose 2014 und Mittelfristprognose bis 2018 zur deutschlandweiten
Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken**
Köln (2013)

- [98] Deutscher Wetterdienst (DWD):
FTP-Server DWD
Bereitgestellt auf: ftp://ftp-cdc.dwd.de/pub/CDC/grids_germany/multi_annual/radiation_global am 05. Januar 2018
- [99] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz:
Verordnung über den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (Stromnetzzugangsverordnung - StromNZV) 25. Juli 2005 (BGBl. I S. 2243), zuletzt geändert durch Artikel 1 der Verordnung vom 19. Dezember 2017 (BGBl. I S. 3988) (2005)
- [100] (BDEW) Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.:
Standardlastprofile Strom
Bereitgestellt auf: <https://www.bdew.de/media/documents/Profile.zip> am 23. April 2019
- [101] Statistische Ämter des Bundes und der Länder:
Zensus 2011 - Vielfältiges Deutschland
2. Auflage Information und Technik Nordrhein-Westfalen, Düsseldorf (2016)
- [102] Poggensee, K.:
Investitionsrechnung
3. Auflage Springer-Verlag GmbH, Kremperheide (2015)
- [103] Noosten, D.:
Investitionsrechnung
Springer Vieweg, Detmold (2018)
- [104] Balzer, N.:
Kurzschlussstromberechnung nach IEC und DIN EN 60909-0 (VDE0102)
VDE Verlag GmbH, Darmstadt/Kaiserslautern (2009)
- [105] Forum Netzleittechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2016
Forum Netzleittechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), Berlin (2017)

- [106] Bühler, P., Schlaich, P., Sinner, D.:
Informationstechnik
Springer Vieweg, Heidelberg (2018)
- [107] Bretzke, W.-R.:
Logistische Netzwerke
3. Auflage, Krefeld (2015)
- [108] Wolter, D., Zdrallek, M., Schacherer, C., Mladenovic, I., Biller, M., Jäger, J.:
Bewertung des Potentials von Mittelspannungs-Verteilungnetzakupplungen zum stabilen Netzbetrieb und zur Entlastung von Hochspannungsnetzen
Zukünftige Stromnetze für die Energiewende (OTTI), Berlin (2017)
- [109] 50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH:
Netzentwicklungsplan Strom 2014 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
(2014)
- [110] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena):
Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030
Berlin (2012)
- [111] Jäger, J., Romeis, C., Petrossian, E.:
Duale Netzplanung
Springer Vieweg, Erlangen, Leinburg (2016)

7.2 Abkürzungsverzeichnis

Alle Abkürzungen gelten im Singular und im Plural.

AIN	Additiver innovativer Netzausbau
AKN	Additiver konventioneller Netzausbau
AregV	Anreizregulierungsverordnung
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
CL	Closed-loop (geschlossen betriebener Halbring)
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlage
DNA	Dezentrales Netzautomatisierungssystem
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
ESB	Ersatzschaltbild
EVU	Energieversorgungsunternehmen
FACTS	Flexible AC Transmission System (Leistungsflusssteuerung)
GV	Grenzwertverletzung
HS	Hochspannung
LC	Loose Coupling (Lose Kupplung)
LF	Leistungsfluss
MS	Mittelspannung
MVDC	Medium-Voltage Direct Current (Mittelspannungsgleichstromkupplung)
NB	Nebenbedingung
NS	Niederspannung
ONT	Ortsnetzstation (MS/NS)
OS	Oberes Szenario
PLZ	Postleitzahl
PV	Photovoltaik
PVA	Photovoltaikanlage

QV	Querverbindung
Res	Residuallast
rONT	Regelbarer Ortsnetztransformator
SOP	Soft-Open-Point
SSSC	Static Synchronous Series Compensator
ST	Strang
STATCOM	Static Synchronous Compensator
StromNZV	Stromnetzzugangsverordnung
Tr	Trennschalter
TS	Trend-Szenario
UA	Umspannanlage
UMZ	Unabhängiges Maximalstrom-Zeitrelais
UPFC	Unified Power Flow Controller
US	Unteres Szenario
Var	Variante
VLS	Volllaststunden
WEA	Windenergieanlage

7.3 Formelzeichen

$\max ZF$	Funktion zur Maximierung des Zielfunktionswerts ZF
$\min ZF$	Funktion zur Minimierung des Zielfunktionswerts ZF
$\bar{C}_{Inv,MVDC}$	Mittlere maximale Investitionskosten einer Mittelspannungsgleichstromkurzkupplung
$\bar{C}_{red,Var X}^{Sz Y}$	Mittelwert reduzierter Netzausbaukosten einer Variante X eines Szenarios Y
$\bar{c}_{Inv,MVDC}$	Mittlerer Leistungspreis (€/MVA) einer Mittelspannungsgleichstromkurzkupplung
A_{Cti}	Flächenanteil eines Clusters i an der Gesamtfläche Deutschlands
I_{1s}	Einsekundenstrom einer Leitung
I_B	Betriebsstrom einer Leitung
$I_{F,DEA}$	Fehlerstrombeitrag dezentraler Energiewandlungsanlagen
$I_{F,Netz}$	Fehlerstrom, der vom überlagerten Netz zur Fehlerstelle fließt
I_{Loop}	Kreisstrom
I_a	Ausschaltstrom
$I''_{k,max}$	Maximal zulässiger subtransienter Anfangskurzschlusswechselstrom
I''_k	Subtransienter Anfangskurzschlusswechselstrom
$I_{max,(n-1)}$	Maximale Belastung einer Leitung im (n-1)-Fall
I_{th}	Thermischer Grenzstrom einer Leitung unter Normbedingungen
I_z	Individueller thermischer Grenzstrom einer Leitung
K_i	Netzknoten i
L_i	Leitung i
P_{DEA}	Installierte Leistung dezentraler Energiewandlungsanlagen
P_{EE}	Installierte Leistung Erneuerbarer Energien
$P_{K,G}$	Wirkleistung der Stromerzeugung G an Knoten K
$P_{K,V}$	Wirkleistung des Verbrauchers V an Knoten K
P_{Last}	Summierte Verbraucherleistung eines Netzes
P_{PVA}	Installierte Leistung aller PV-Anlagen innerhalb eines Clusters
P_{WEA}	Installierte Leistung aller Windenergieanlagen innerhalb eines Clusters

P_{WEA}^{Ai}	Installierte Leistung aller Windenergieanlagen innerhalb des Abgangs i
$P_{r,LFS}$	Bemessungsleistung einer Leistungsflusssteuerung
P_r	Bemessungsleistung
$Q_{K,G}$	Blindleistung der Stromerzeugung G an Knoten K
$Q_{K,V}$	Blindleistung des Verbrauchers V an Knoten K
R'_b	Spezifischer Leitungswiderstand
$R_{th,Erdboden}$	Erdbodenwiderstand
$Temp_{Boden}$	Bodentemperatur
U_A	Spannung am Anfang einer Leitung
U_{St}	Schaltweite einer Transformatorstufenstellung
U_i	Knotenspannung am Knoten i
$U_{max,Variante}$	Maximal auftretende Knotenspannung der Planungsvariante „Variante“
U_{max}	Maximal zulässige Knotenspannung
U_{min}	Minimal zulässige Knotenspannung
U_n	Nennspannung
U_{soll}	Sollspannung am Transformator
V_i	Verbraucher i
W_{LFS}	Energetische Arbeit einer Leistungsflusssteuerung
X_T	Transformatorreaktanz
X'_b	Spezifische Leitungsreaktanz
Z_{Netz}	Netzimpedanz
Z_V	Verbraucherimpedanz
Z_l	Leitungsimpedanz
$c_{Inv,LFS}$	Leistungspreis (€/MVA) einer Leistungsflusssteuerung
d_K	Distanz Knotens K zur Sammelschiene der Umspannanlage
f_1	Umrechnungsfaktor für abweichende Umgebungs-/Erdtemperatur
f_2	Häufung von Kabeln bei der Verlegung/Anzahl der parallel verlegten Systeme
i_p	Stoßkurzschlussstrom

$i_{p_{max}}$	Maximal zulässiger Stoßkurzschlussstrom
$l_{Variante,Ai}$	Länge des Leitungsausbaus in Planungsvariante „Variante“ im Abgang i
$l_{ges,Variante}$	Länge des gesamten Leitungsausbaus in Planungsvariante „Variante“
$l_{ges,Variante}^{Jahr}$	Länge des gesamten Leitungsausbaus in Planungsvariante „Variante“ in Planungsjahr „Jahr“
$l_{red,Variante}$	Reduzierter Leitungsausbaus in Planungsvariante „Variante“
\tilde{m}	Faktor für die Wärmewirkung der abklingenden Gleichstromkomponente bei einem Kurzschluss
\tilde{n}	Faktor für die Wärmewirkung der Wechselstromkomponente Kurzschluss
n_{Tr}	Transformatorstufenstellung
r_W	Spezifischer Wechselstromwiderstand einer Leitung
s_i	Ausgefallene Leistung am Verbraucher i
t_i	Ausdauer des Verbrauchers i
u_s	Relative Slackspannung in Prozent
δ_j	Duale Entscheidungsvariable für Leitungen j
ΔI	Stromdelta
ΔU	Spannungsdelta
Δn	Stufenstellerdifferenz zweier paralleler Transformatoren
\in	Symbol zur Zuordnung eines Elements zu einer Menge
Bl	Bundesland
C	Gesamtkosten
Cl	Cluster
F	Anzahl aller Abgänge einer Umspannanlage
FK	Anzahl an Kombinationen, alle Abgänge miteinander zu verbinden
I	Elektrischer Strom
KA	Knotenanzahl eines Abgangs
LS	Leistungsschalter
N	Anzahl aller Netzknoten
P	Wirkleistung

Q	Blindleistung
S	Scheinleistung
S_r	Bemessungsscheinleistung
SK	Schaltkombination
Sz	Schutzgerät
T	Technologie
U	Elektrische Spannung
V	Verbraucher
Z	Impedanz
c	Spannungsfaktor
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor
$f(\delta_i)$	Funktion zur Angabe einer Überlastung eines Knotens i
$f(\delta_j)$	Funktion zur Angabe einer Überlastung einer Leitung j
i	Duale Entscheidungsvariable für Knoten i
ip	Stoßkurzschlussstrom
l	Leitungslänge
m	Belastungsgrad einer Leitung
$n(Tr_i, Tr_{i+1})$	Anzahl aller Strompfade zwischen zwei Trennstellen i und j , ohne die Umspannanlage zu passieren
t	Zeitpunkt
κ	Stoßziffer

8 Anhang

8.1 Ökonomische Parameter

Tabelle 8.1: Ökonomische Parameter der verwendeten Betriebsmittel in Mittelspannungsnetzen [22]

Betriebsmittel	Einheit	Wert (2018)
Kabel		
Nutzungsdauer	Jahre	45
Investitionskosten VPE 240 mm ²	(€/km)	11.821
Investitionskosten VPE 300 mm ²	(€/km)	34.478
Investitionskosten VPE 500 mm ²	(€/km)	68.955
Verlegung (Mischwert 70 % unbefestigter Untergrund)	(€/km)	57.134
Inbetriebnahme	(€/Stück)	3.940
Betriebskosten pro Jahr	(%*CAPEX/a)	1
Kostendegression Investitionskosten pro Jahr	(%*CAPEX/a)	0,5
Schaltfeld (inkl. Sekundärtechnik)		
Nutzungsdauer	Jahre	35
Investitionskosten	(€/Stück)	73.881
Betriebskosten	(%*CAPEX/a)	1
Kostendegression	(%*CAPEX/a)	0,5
Lasttrennschalter		
Nutzungsdauer	Jahre	40
Investitionskosten	(€/Stück)	3.940
Betriebskosten	(%*CAPEX/a)	1
Kostendegression	(%*CAPEX/a)	0,5
rONT		
Nutzungsdauer		30
Investitionskosten im Zeitpunkt 2018 (Mischwert der Leistungsklassen)	(€/Stück)	18.100
Investitionskosten im Zeitpunkt 2028 (Mischwert der Leistungsklassen)	(€/Stück)	13.080
Investitionskosten im Zeitpunkt 2048 (Mischwert der Leistungsklassen)	(€/Stück)	12.915
Betriebskosten	(%*CAPEX/a)	2
Einnahme durch ONT-Restwert	(€)	1.380
Kostendegression	(%*CAPEX/a)	-5
MS-Netzstation		
Nutzungsdauer	Jahre	30
Investitionskosten		19.701

Betriebsmittel	Einheit	Wert (2018)
Betriebskosten	(%*CAPEX/a)	1
Kostendegression	(%*CAPEX/a)	0,5
Stromwandler		
Nutzungsdauer	Jahre	40
Investitionskosten	(€/Stück)	443
Betriebskosten	(%*CAPEX/a)	5
Kostendegression	(%*CAPEX/a)	0,5
Spannungswandler		
Nutzungsdauer	Jahre	40
Investitionskosten	(€/Stück)	443
Betriebskosten	(%*CAPEX/a)	5
Kostendegression	(%*CAPEX/a)	0,5
UMZ-Relais ungerichtet		
Nutzungsdauer	Jahre	15
Investitionskosten	(€/Stück)	1.478
Betriebskosten	(%*CAPEX/a)	5
Kostendegression	(%*CAPEX/a)	0,5
HH-Sicherung		
Nutzungsdauer	Jahre	15
Investitionskosten	(€/Stück)	34
Betriebskosten	(%*CAPEX/a)	5
Kostendegression	(%*CAPEX/a)	0,5
Distanzschutz		
Nutzungsdauer	Jahre	15
Investitionskosten	(€/Stück)	4.925
Betriebskosten	(%*CAPEX/a)	5
Kostendegression	(%*CAPEX/a)	0,5

8.2 Zuverlässigkeitskenndaten

Tabelle 8.2: Zuverlässigkeitskenndaten Freileitungen [105]

Freileitungen (20 kV, kompensiert betriebenes Netz)		
Beschreibung	Einheit	Freileitung
Überlastfaktor ($I_{Anregung}/I_{th}$)	1	1,3
Häufigkeit stehender Erdschluss	1/a/km	0,00386
Ausdauer stehender Erdschluss ⁷	h	6,5
Schaltzeit bis Freischaltung	h	1
Schaltzeit bis Wiederschaltung	h	1
Häufigkeit Mehrfacherdschluss	1	0,0007
Ausdauer Mehrfacherdschluss	h	6,39
Ausfallwahrscheinlichkeit Schutzversager	1	0,0015
Ausdauer Schutzversager	h	2
Wahrscheinlichkeit Schutzüberfunktion	1	0,00198
Dauer Schutzüberfunktion	h	2
Wahrscheinlichkeit Leistungsschalterversager	1	0,00088
Dauer Leistungsschalterversager	h	2
Häufigkeit Unabhängiger Einfachausfall	1	0,02563
Ausdauer unabhängiger Einfachausfall ⁷	h	10,28
Häufigkeit Common Mode Ausfall	1/a/km	0,00215
Ausdauer Common Mode Ausfall ⁷	h	23,3

Tabelle 8.3: Zuverlässigkeitskenndaten Kabel [105]

Kabel (20 kV, kompensiert betriebenes Netz)			
Beschreibung	Einheit	Massekabel	VPE-Kabel
Überlastfaktor ($I_{Anregung}/I_{th}$)	1	1,2	1,2
Häufigkeit stehender Erdschluss	1/a/km	0,0109	0,00266
Ausdauer stehender Erdschluss ⁷	h	55,34	28,55
Schaltzeit bis Freischaltung	h	1	1
Schaltzeit bis Wiederschaltung	h	1	1
Häufigkeit Mehrfacherdschluss	1	0,0043	0,0009
Ausdauer Mehrfacherdschluss ⁷	h	47,75	38,42
Ausfallwahrscheinlichkeit Schutzversager	1	0,0015	0,0015
Ausdauer Schutzversager	h	2	2
Wahrscheinlichkeit Schutzüberfunktion	1	0,00198	0,00198
Dauer Schutzüberfunktion	h	2	2
Wahrscheinlichkeit Leistungsschalterversager	1	0,00088	0,00088
Dauer Leistungsschalterversager	h	2	2
Häufigkeit Unabhängiger Einfachausfall	1	0,01012	0,00271
Ausdauer unabhängiger Einfachausfall ⁷	h	40,22	24,05

⁷ Bei Stickleitungen wird von einer Wiederversorgung per Notstromaggregat nach 3,5 Stunden ausgegangen.

Tabelle 8.4: Zuverlässigkeitskenn Daten Schaltfelder [105]

Schaltfelder (20 kV, kompensiert betriebenes Netz)			
Beschreibung	Einheit	Schaltfeld (sammelschienen- seitig)	Schaltfeld (abgangs- seitig)
Häufigkeit stehender Erdschluss	1/a/km	0,00002	0,00003
Ausdauer stehender Erdschluss	h	17,46	4,99
Häufigkeit Mehrfacherdschluss	l	0	0
Ausdauer Mehrfacherdschluss	h	18,44	26,1
Häufigkeit Unabhängiger Einfachausfall	1/a/km	0,00061	0,00021
Ausdauer unabhängiger Einfachausfall	h	14,93672131	8,82

Tabelle 8.5: Zuverlässigkeitskenn Daten Netzstationen und Sammelschienen [105]

Netzstationen/Sammelschienen (20 kV, kompensiert betriebenes Netz)			
Beschreibung	Einheit	Gebäude	UA- Sammelschiene
Häufigkeit stehender Erdschluss	1/a/km	0,00004	0,00001
Ausdauer stehender Erdschluss	h	19,21	8,54
Schaltzeit bis Freischaltung	h	1	1
Schaltzeit bis Wiederzuschaltung	h	1	1
Häufigkeit Mehrfacherdschluss	l	0	0
Ausdauer Mehrfacherdschluss	h	23,45	25,5
Ausfallwahrscheinlichkeit Schutzversager	l	0,0015	0,0015
Ausdauer Schutzversager	h	2	2
Wahrscheinlichkeit Schutzüberfunktion	l	0,00198	0,00198
Dauer Schutzüberfunktion	h	2	2
Wahrscheinlichkeit Leistungsschalerversager	l	0,00088	0,00088
Dauer Leistungsschalerversager	h	2	2
Häufigkeit Unabhängiger Einfachausfall	1/a/km	0,0003	0,00009
Ausdauer unabhängiger Einfachausfall	h	14,56	13,62

8.3 Tabellarische Ergebnisse der Zielnetzplanungen

Die nachfolgende Tabelle enthält in tabellarischer Form die Ergebnisse der Zielnetzplanungen der in Kapitel 4 vorgestellten Planungsbeispiele.

Tabelle 8.6: Ausbaumaßnahmen der Planungsbeispiele 1 und 2

Netz	Variante	Ausbaumaßnahme	Szenario Trend			Szenario OS					
			2020	2030	2050	2020	2030	2050			
C	Planungsbeispiel 1	Referenz	Kabel (km)	7,5	0,0	9,6	24,0	17,7	13,6		
		Variante 1	Kabel (km)	7,5	0,0	9,6	17,1	7,4	10,7		
		Variante 2	Kabel (km)	6,8	0,0	3,1	16,3	5,7	5,6		
		Variante 3	Kabel (km)	6,8	0,0	1,8	16,8	25,2	6,8		
		Referenz innov	Kabel (km)	5,9	0,0	14,2	12,4	17,7	12,7		
			rONT (Stk.)	10,0	0,0	0,0	25,0	6,0	3,0		
		Variante 1 innov	Kabel (km)	-	-	-	8,7	14,9	9,7		
			rONT (Stk.)	-	-	-	25,0	13,0	0,0		
		Variante 2 innov	Kabel (km)	-	-	-	12,6	3,4	5,3		
			rONT (Stk.)	-	-	-	11,0	2,0	0,0		
		Variante 3 innov	Kabel (km)	-	-	-	13,0	2,0	5,3		
			rONT (Stk.)	-	-	-	13,0	5,0	1,0		
		D	Planungsbeispiel 2	Referenz	Kabel (km)	0,0	25,2	6,3	2,4	24,1	0,0
				Variante 1	Kabel (km)	0,0	19,6	1,2	0,0	19,5	3,5
Variante 2	Kabel (km)			0,0	9,8	3,7	0,0	17,5	3,6		
Variante 3	Kabel (km)			0,0	10,1	3,3	0,0	7,3	6,1		
Referenz innov	Kabel (km)			0,0	14,7	3,7	2,4	16,8	0,0		
	rONT (Stk.)			0,0	5,0	14,0	0,0	15,0	0,0		
Variante 1 innov	Kabel (km)			0,0	7,7	10,3	0,0	8,5	0,0		
	rONT (Stk.)			0,0	30,0	11,0	0,0	29,0	0,0		
Variante 2 innov	Kabel (km)			0,0	9,5	0,0	0,0	17,5	0,2		
	rONT (Stk.)			0,0	7,0	7,0	0,0	12,0	0,0		
Variante 3 innov	Kabel (km)			0,0	-	-	0,0	7,3	2,5		
	rONT (Stk.)			0,0	-	-	0,0	10,0	0,0		

Tabelle 8.7: Ausbaumaßnahmen des Planungsbeispiels 3

Netz	Variante	Ausbaumaßnahme	Szenario Trend			Szenario OS					
			2020	2030	2050	2020	2030	2050			
A	Planungsbeispiel 3	Referenz	Kabel (km)	24,0	9,3	3,9	42,1	8,5	4,0		
		Variante 1	Kabel (km)	26,4	0,4	2,4	42,2	1,3	3,5		
		Variante 2	Kabel (km)	26,4	0,4	2,4	36,6	1,3	3,5		
		Variante 3	Kabel (km)	13,8	1,6	4,4	30,5	9,5	1,5		
		Referenz innov	Kabel (km)	-	-	-	42,1	6,8	0,0		
			rONT (Stk.)	-	-	-	0,0	1,0	8,0		
		Variante 1 innov	Kabel (km)	13,3	13,3	3,4	-	-	-		
			rONT (Stk.)	28,0	0,0	0,0	-	-	-		
		Variante 2 innov	Kabel (km)	-	-	-	-	-	-		
			rONT (Stk.)	-	-	-	-	-	-		
		Variante 3 innov	Kabel (km)	3,4	1,6	4,4	25,7	0,8	1,5		
			rONT (Stk.)	26,0	0,0	0,0	23,0	0,0	0,0		
		B	Planungsbeispiel 3	Referenz	Kabel (km)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
				Variante 1	Kabel (km)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
				Variante 2	Kabel (km)	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Variante 3	Kabel (km)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Referenz innov	Kabel (km)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
	rONT (Stk.)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Variante 1 innov	Kabel (km)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
	rONT (Stk.)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Variante 2 innov	Kabel (km)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
	rONT (Stk.)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
Variante 3 innov	Kabel (km)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		
	rONT (Stk.)			0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0		

8.4 Ergänzende Abbildungen

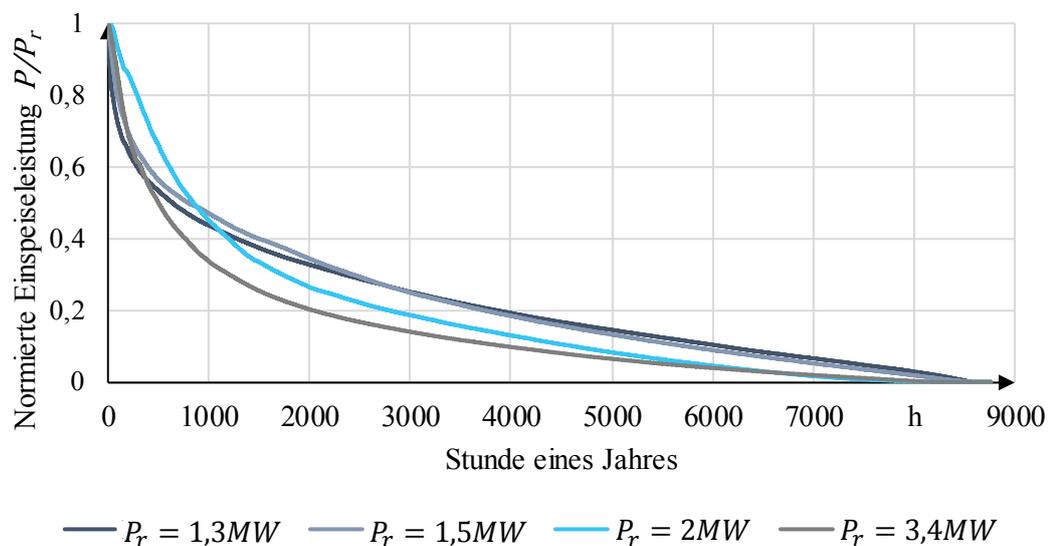


Abbildung 8.1: Geordnete und normierte Jahresdauerlinien der verwendeten WEA-Leistungszeitreihen je Leistungsklasse

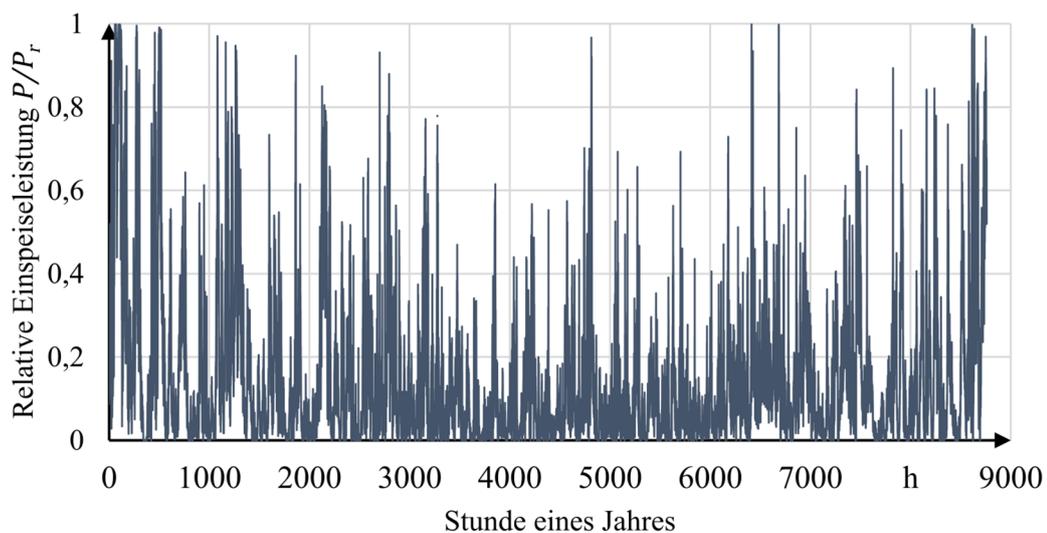


Abbildung 8.2: Normierte Leistungszeitreihe WEA (Leistungsklasse 1,3 MW)

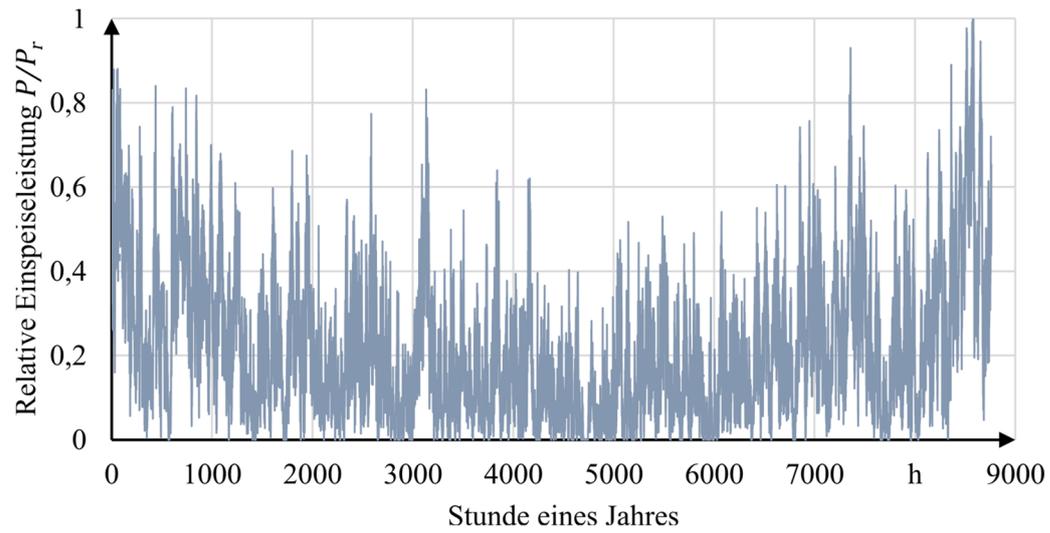


Abbildung 8.3: Normierte Leistungszeitreihe WEA (Leistungsklasse 1,5 MW)

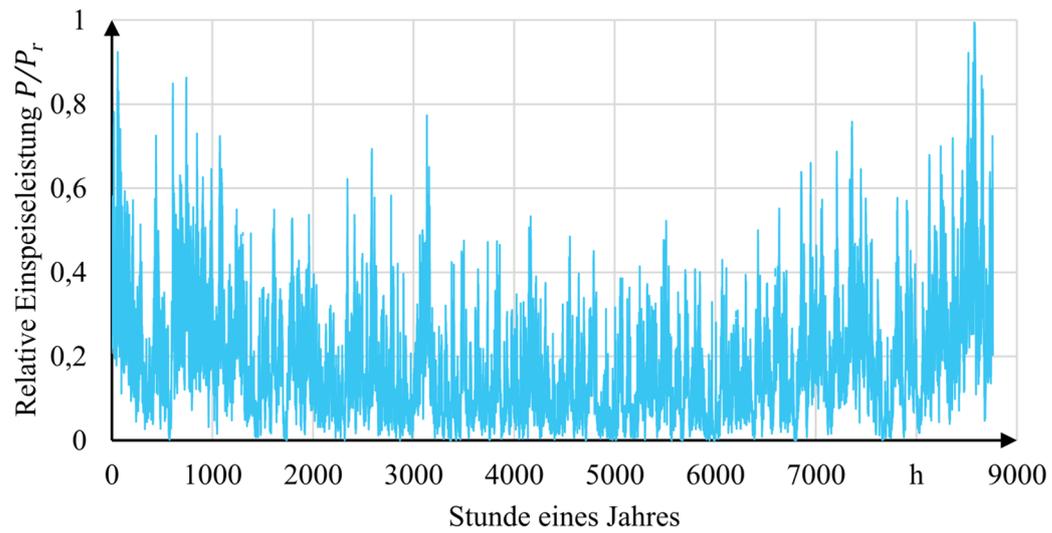


Abbildung 8.4: Normierte Leistungszeitreihe WEA (Leistungsklasse 2 MW)

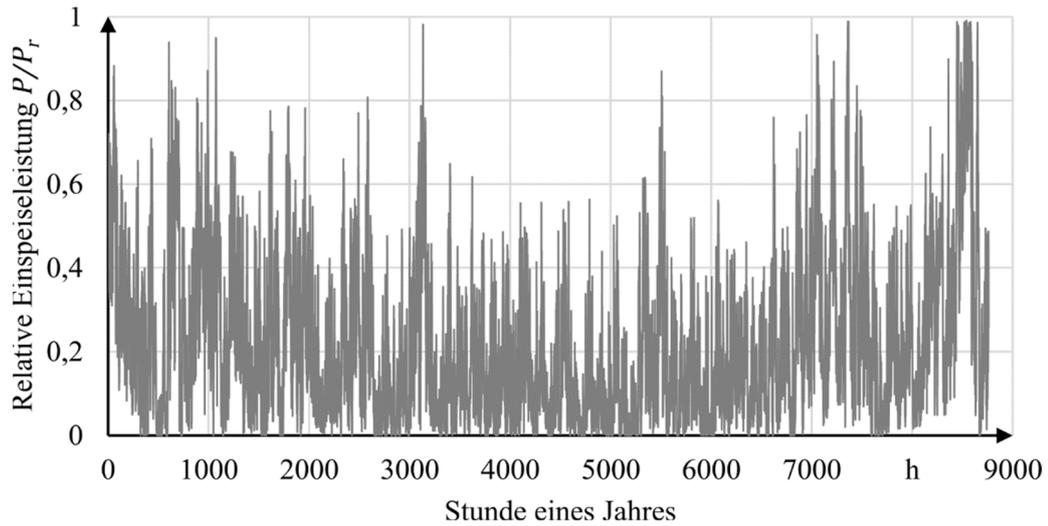


Abbildung 8.5: Normierte Leistungszeitreihe WEA (Leistungsklasse 3,4 MW)

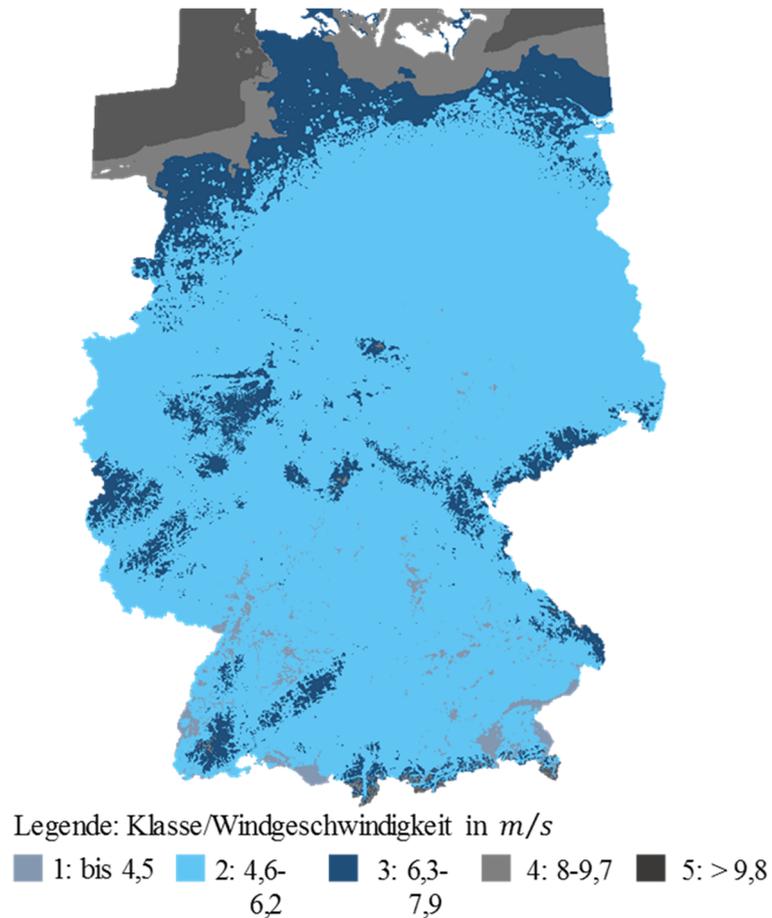


Abbildung 8.6: Verteilung der Windgeschwindigkeiten bundesweit im langjährigen Mittel (1987-2000) in 90 m Höhe (eigene Darstellung auf Basis der Daten des Deutschen Wetterdienstes)

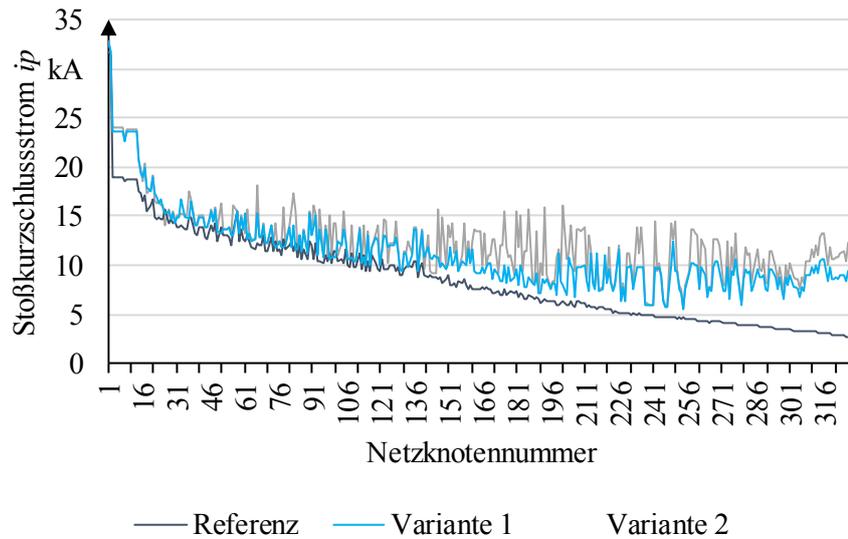


Abbildung 8.7: Planungsbeispiel 1 - Vergleich des Stoßkurzschlussstroms i_p an jedem Netzknoten in allen Varianten für einen dreipoligen Fehler am jeweiligen Netzknotenpunkt im Szenario OS

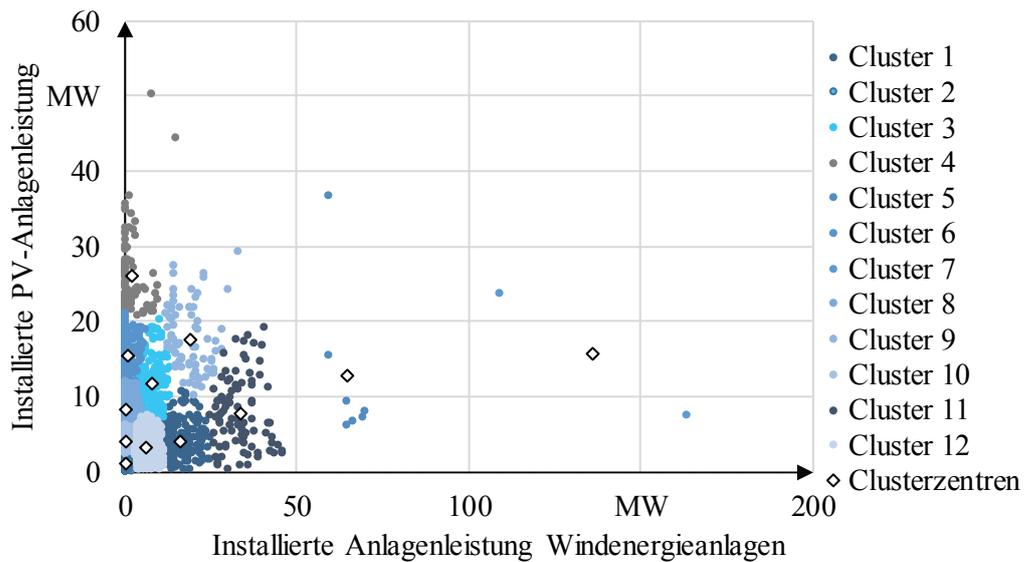


Abbildung 8.8: Ergebnis der Clustering der PV- und WEA-Anlagenleistung je PLZ-Gebiet (Versorgungsaufgabe)

Tabelle 8.8: Ergebnis der Clusterung der Anlagenleistung je PLZ-Gebiet in Deutschland

Cluster	WKA in kW	PVA in kW	Anzahl PLZ-Gebiete	Flächenanteil in %
1	15945	3885	183	4,2
2	94	994	4015	26,0
3	8043	11494	177	6,2
4	1810	25969	95	2,1
5	64694	12613	7	0,4
6	598	15441	294	6,3
7	136017	15480	2	0,1
8	418	8108	860	15,9
9	33461	7604	78	2,9
10	187	3815	1885	24,2
11	19054	17430	87	2,3
12	6182	3048	467	9,3

8.5 Netzparameter

Tabelle 8.9: Kenndaten des Netzes in den Untersuchungen des Abschnitts 2.3

Allgemein	Kenndaten
Nennspannung	$U_n = 20kV$
Relative Slackspannung	$u_s = 104 \%$
Leitung	Typ
L_1	NA2YSY VPE 300mm ²
L_2	NA2YSY VPE 300mm ²
Netztyp (Abschnitt 2.3.1: Parameter 1 – Lastverhältnis)	Leitungslänge in km ($L_1 = L_2$)
Ländlich	16
Vorstädtisch	10
Städtisch	5
Lasten	$\cos(\varphi)$
V_1	1
V_2	1

Tabelle 8.10: Kenndaten des Netzes in den Untersuchungen des Abschnitts 2.6

Transformator	Kenndaten
Transformator A (TA) entspricht Transformator B (TB)	$S_r = 31,5 \text{ MVA}; u_k = 12,8; U_n = 20 \text{ kV}$
Leitung	Typ/Leitungslänge in km
Alle Leitungen	NA2YSY VPE 240mm ²
L_{23}	18
L_{24}	3
L_{34}	21
L_{67}	18
L_{68}	21
L_{78}	3
$L_{HS,1} = L_{HS,2}$	≈ 0 (Netzbetriebssituation 1 - Starklastsituation Netz B in Abbildung 2.8, bzw. der Situation höchster Rückspeisung Netz A in Abbildung 2.8)

Tabelle 8.11: Maximale Kurzschlussbeanspruchung verschiedener Ortsnetztransformatoren

S_r in kVA	I_n in A bei Nennspannung $U_n = 0,4 \text{ kV}$	$I_{k,max}$ in kA für $u_k = 4 \%$	$I_{k,max}$ in kA für $u_k = 6 \%$
160	231	5,8	3,8
250	360	9,0	6,0
400	577	14,4	9,6
630	909	22,7	15,2
1260	1819	45,5	30,3

Tabelle 8.12: Maximale Kurzschlussbeanspruchung verschiedener Mittelspannungskabeltypen

Kabeltyp	Querschnitt	I_{th} in A	I_{1s} in kA
NA2XSY (VPE)	95	248	8,9
NA2XSY (VPE)	185	357	17,4
NA2XSY (VPE)	300	466	28,2
NKBA	95	269	11,8
NKBA	185	392	22,9
NKBA	300	511	37,2

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: 978-3-746743-81-3

Band 18

Meese, Jan:
Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen
1. Auflage 2018
ISBN: 978-3-746775-58-6

Band 19

Dorsewagen, Felix:
Zustandsidentifikation von Mittelspannungsnetzen für eine übergreifende Automatisierung der
Mittel- und Niederspannungsebene
1. Auflage 2018
ISBN: 978-3-746774-88-6

Band 20

Harnisch, Johannes Sebastian:
Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen
1. Auflage 2019

Band 21

Nebel, Arjuna:

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

1. Auflage 2019

Band 22

Kornrumpf, Tobias:

Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2019

ISBN: 978-3-748513-94-0

Band 23

Zdrallek, Markus (Hrsg.):

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

1. Auflage 2019