

PLANUNG VON LÄNDLICHEN
NIEDERSPANNUNGSNETZEN MIT INNOVATIVEN
LÖSUNGSOPTIONEN

JOHANNES SEBASTIAN HARNISCH

Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen

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

zur Erlangung des akademischen Grades

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

genehmigte Dissertation

von
Johannes Sebastian Harnisch, M. Sc.
aus Wuppertal

Referent: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Korreferent: Prof. Dr.-Ing. Jutta Hanson

Tag der mündlichen Prüfung: 07. Dezember 2018

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der
Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.d-nb.de> abrufbar.

Impressum

Harnisch, Johannes Sebastian

Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen

Neue Energie aus Wuppertal, Band 20, 1. Auflage 2019

© 2018 Johannes Sebastian Harnisch, alle Rechte vorbehalten

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

Bildquelle: Harnisch, Johannes Sebastian, 2018

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, Leiter des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik, der mir einerseits die nötigen Freiräume für die Erstellung der Dissertation verschaffte und andererseits durch seine fachlichen und persönlichen Anregungen wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beitrug.

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

Ganz herzlich möchte ich mich auch bei meinen Kollegen am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik für die freundschaftliche und bereichernde Zusammenarbeit in vielen Forschungsprojekten bedanken, allen voran bei Herrn Dr.-Ing. Philipp Steffens für die gemeinsame Forschung an den Verteilungsnetzen der Zukunft. Besonders hervorheben möchte ich auch die Herren Dr.-Ing. Roman Uhlig, Dr.-Ing. Jan Meese, Tobias Kornrumpf und Dr.-Ing. Marcus Stötzel.

Ich bedanke mich auch herzlich bei Herrn Dr.-Ing. Carsten Böse, Herrn Julian Monscheidt, Frau Linda Münch und Herrn Ben Gemsjäger der Siemens AG in Erlangen für die angenehme und produktive Zusammenarbeit in unserem gemeinsamen Forschungsprojekt, das den Grundstein für diese Arbeit legte.

Abschließend gehört mein größter Dank von ganzem Herzen meinen Eltern und meiner Familie, auf deren Unterstützung und Rat ich mich immer verlassen kann.

Wuppertal, im August 2018

Johannes Sebastian Harnisch

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20190204-102953-4

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3Ahbz%3A468-20190204-102953-4>]

Inhalt

1	Einführung.....	1
1.1	Stand der Wissenschaft und Technik	2
1.2	Zielsetzung der Arbeit.....	5
1.3	Aufbau der Arbeit	6
2	Planung von Niederspannungsnetzen	7
2.1	Arten der Netzplanung	8
2.2	Grundsatzplanung	9
2.3	Aufbau von ländlichen Niederspannungsnetzen	10
2.3.1	Grundlegende Konzepte der Niederspannungsebene.....	10
2.3.2	Verbreitete Netztopologien im ländlichen Raum.....	10
2.3.3	Standardbetriebsmittel.....	12
2.4	Technische Rahmenbedingungen der Netzplanung	13
2.4.1	Anschlussbedingungen für dezentrale Energiewandlungsanlagen.....	13
2.4.2	Spannungshaltung	14
2.4.3	Betriebsmittelbelastbarkeit.....	17
2.4.4	Versorgungszuverlässigkeit	18
2.5	Wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen.....	18
3	Szenarien für dezentrale Energiewandlungsanlagen in ländlichen Niederspannungsnetzen	21
3.1	Szenariotechnik.....	21
3.2	Methode der Szenarienentwicklung zukünftiger Stammdatensätze.....	23
3.2.1	Konstruktion des übergeordneten Szenariorahmens	24
3.2.2	Aufteilung der installierten Leistung auf die Niederspannungsebene.....	25
3.2.3	Regionalisierung auf eine Verwaltungseinheit	26
3.2.4	Ableitung von Netzszenarien	27
3.2.5	Konstruktion der Stammdatensätze.....	28
3.3	Berücksichtigung der Bewegungsdaten in der Netzplanung.....	30

4	Lösungsoptionen für Netze mit einem hohen Anteil dezentraler Energiewandlungsanlagen	31
4.1	Konventionelle Maßnahmen	31
4.1.1	Trennstellenoptimierung.....	32
4.1.2	Lastfreie Umstellung der Stufung von Ortsnetztransformatoren.....	32
4.1.3	Netzverstärkung durch Austausch von Betriebsmitteln	34
4.1.4	Netzausbau mit zusätzlichen Betriebsmitteln.....	35
4.1.5	Grenzen der konventionellen Maßnahmen.....	37
4.2	Innovative Lösungsoptionen	37
4.2.1	Spannungsebenenübergreifende Netzplanung.....	38
4.2.2	Regelbare Ortsnetztransformatoren.....	40
4.2.3	Einzelstrangregler.....	43
4.2.4	Dezentrale Netzautomatisierungssysteme	45
4.2.5	Einspeisemanagement dezentraler Energiewandlungsanlagen.....	47
4.2.6	Blindleistungsmanagement dezentraler Energiewandlungsanlagen.....	56
4.3	Kombination innovativer Lösungsoptionen	57
4.3.1	Kombinationen mit Blindleistungsmanagement	58
4.3.2	Spannungsebenenübergreifende Netzplanung und statisches Einspeisemanagement	58
4.3.3	Statisches Einspeisemanagement und regelbarer Ortsnetztransformator	58
4.3.4	Sonstige Kombinationen	59
4.4	Definition von Planungsvarianten	60
5	Anwendung der Lösungsoptionen in ländlichen Niederspannungsnetzen.....	62
5.1	Unvermascht betriebenes Ringnetz mit hohem Zubau dezentraler Energiewandlungsanlagen.....	62
5.1.1	Anwendung der Szenarien.....	63
5.1.2	Problemidentifikation	64
5.1.3	Planungsvarianten	65

5.1.4	Bewertung der Planungsvarianten.....	72
5.2	Strahlennetz mit hoher Abgangslänge und mittlerer Hausanschlussdichte.....	74
5.2.1	Anwendung der Szenarien	75
5.2.2	Problemidentifikation.....	75
5.2.3	Planungsvarianten	76
5.2.4	Bewertung der Planungsvarianten.....	81
5.3	Strahlennetz mit hoher Abgangslänge und niedriger Hausanschlussdichte	82
5.3.1	Anwendung der Szenarien	83
5.3.2	Problemidentifikation.....	83
5.3.3	Planungsvarianten	84
5.3.4	Bewertung der Planungsvarianten.....	85
6	Planungsgrundsätze für ländliche Niederspannungsnetze.....	87
6.1	Methode zur Entwicklung von Planungsgrundsätzen	88
6.2	Bildung und Charakterisierung der untersuchten Stichprobe.....	89
6.3	Auswertung der untersuchten Planungsvarianten	90
6.4	Entwicklung und Vorstellung der Planungsgrundsätze.....	93
6.4.1	Grundsatz 1: Spannungsebenenübergreifende Netzplanung	94
6.4.2	Grundsatz 2: Blindleistungsmanagement.....	95
6.4.3	Grundsatz 3: Statisches Einspeisemanagement.....	96
6.4.4	Grundsatz 4: Konventionelle Maßnahmen.....	98
6.4.5	Grundsatz 5: Spannungsregler	98
6.4.6	Grundsatz 6: Kombinationen von Lösungsoptionen	103
6.4.7	Grundsatz 7: Gesamtstrategie	103
6.4.8	Grundsatz 8: Dynamisches Einspeisemanagement	105
6.5	Anwendung der Planungsgrundsätze	105
6.5.1	Ableitung eines Entscheidungsbaums zur Auswahl von Lösungsoptionen	105
6.5.2	Anwendung des Entscheidungsbaums und Vergleich der Planungsergebnisse	112
6.6	Diskussion der Methode.....	115

6.7	Einordnung und Vergleich mit Ergebnissen Dritter	117
7	Zusammenfassung und Ausblick	120
8	Summary	123
9	Literaturverzeichnis	126
10	Formelzeichen und Abkürzungen.....	141
11	Anhang	148
11.1	Kostenannahmen	148
11.2	Szenarienentwicklung	149
11.2.1	Aufteilung der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen	149
11.2.2	Netznutzungsfälle	149
11.3	Darstellung der in Kapitel 5 beschriebenen Maßnahmen.....	152
11.3.1	Unvermascht betriebenes Ringnetz mit hohem Zubau dezentraler Energiewandlungsanlagen.....	152
11.3.2	Strahlennetz mit hoher Abgangslänge und mittlerer Hausanschlussdichte	157
11.3.3	Strahlennetz mit hoher Abgangslänge und niedriger Hausanschlussdichte	160
11.4	Charakterisierung der Stichprobe der Netze.....	163

1 Einführung

Als einem wichtigen Treiber des Wohlstands und technischen Fortschritts kommt einer gesichert und kostengünstig verfügbaren Energieversorgung eine fundamentale gesellschaftliche Bedeutung zu. Die Gewinnung der weltweit bis heute dominierenden fossilen Energieträger und die Energiewandlung in nutzbare Energieformen ist mit erheblichen Auswirkungen auf die Umwelt verbunden. Kurzfristig manifestieren sich insbesondere Schadstoffemissionen, die die Gesundheit der Menschen unmittelbar z. B. über die Atemwege und mittelbar z. B. über die Nahrungskette gefährden. Mittel- bis langfristig sind darüber hinaus durch Treibhausgasemissionen massive Änderungen des Klimas zu erwarten, die irreversible globale Schäden vielfältigster Art hervorrufen.

Dies führte zu der Verabschiedung des Übereinkommens von Paris im Jahr 2015, in dessen Rahmen international weitreichend anerkannte Ziele unter anderem zur Begrenzung des Temperaturanstiegs auf deutlich unter 2 °C bezogen auf das vorindustrielle Niveau definiert wurden (vgl. [1, S. 22]). Auf europäischer Ebene wurde bereits im Jahr 2007 das Klima- und Energiepaket 2020 (vgl. [2, S. 9f]) beschlossen, das rechtlich verbindliche Vorgaben zur Reduktion des Energiebedarfs und der Treibhausgasemissionen sowie zur Energieeffizienzsteigerung innerhalb der Europäischen Union sowie seiner Mitgliedstaaten festlegt. Mit dem Energiekonzept 2010 der Bundesregierung wurden noch darüber hinaus gehende nationale Ziele definiert (vgl. [3]). So soll der CO₂-Ausstoß bis zum Jahr 2020 um 40 % und bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % gegenüber dem Jahr 1990 reduziert werden. Hierbei auffällig ist die angestrebte überdurchschnittliche Erhöhung des Anteils der regenerativen Stromerzeugung am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 35 %, die sich auch im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung widerspiegelt (vgl. [4]).

Dies ist insbesondere auf die gute technische Realisierbarkeit von Energiewandlungsanlagen wie Windenergie- und Photovoltaikanlagen zurückzuführen. Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken ist deren spezifischer Flächenbedarf jedoch sehr groß, sodass sich dezentrale Energiewandlungsanlagen mit vergleichsweise geringer installierter Leistung gerade in ländlichen Gebieten häufen. Entsprechend wurden bis zum Ende des Jahres 2016 knapp 98 % aller im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes geförderten Photovoltaikanlagen an Mittelspannungs-/Niederspannungstransformatoren bzw. an Niederspannungsnetze angeschlossen (vgl. [5]), deren bisherige ausschließliche Aufgabe die Versorgung von Lastkunden war.

Als Konsequenz werden verstärkt Netzzustandsverletzungen, also Abweichungen der Spannungen bzw. Betriebsmittelauslastungen von den in den technischen Normen und Regelwerken niedergelegten Grenzwerten, beobachtet. Diese führen zwangsläufig zu einem Umbau- bzw. Ausbaubedarf vieler ländlicher Niederspannungsnetze und in der Folge zu hohen Kosten, die letztlich von Niederspannungskunden getragen werden müssen.

1.1 Stand der Wissenschaft und Technik

Konventionell erfolgt die Anpassung eines Netzes an sich ändernde Netzaufgaben¹, indem die Netztopologie optimiert wird, neue Betriebsmittel hinzugefügt oder bestehende Betriebsmittel durch höher belastbare getauscht werden. Hierfür werden beispielsweise in [6] und [7, S. 93ff.] Vorgehensweisen skizziert, die dem aktuellen Stand der Technik entsprechen. Weiterhin hat sich die Definition von netzbetreiberindividuellen, nicht-öffentlichen Planungsgrundsätzen in der Branche etabliert, in denen beispielsweise technische und wirtschaftliche Rahmenbedingungen beschrieben sowie Zieltopologien, Standardbetriebsmittel und Maßnahmen festgelegt werden (vgl. [8]).

Prinzipiell können die technischen Anforderungen zur Integration von dezentralen Energiewandlungsanlagen in ländliche Niederspannungsnetze durch die Anwendung solcher konventionellen Planungsgrundsätze und Durchführung entsprechender Maßnahmen erfüllt werden. Mit Einführung der Anreizregulierung unterliegen die Netzbetreiber allerdings einem künstlichen Wettbewerb, dessen Ziel der Abbau von Ineffizienzen ist. Gleichzeitig können Netzbetreiber aber auch durch eine zunehmende Digitalisierung auf innovative Lösungsoptionen zugreifen, die Chancen auf eine bessere Ausnutzung der bestehenden Infrastruktur bieten und folglich zur angestrebten Effizienzsteigerung beitragen können.

Einen Schwerpunkt stellen hier innovative Lösungsoptionen dar, die die Ausnutzung des zur Verfügung stehenden Spannungsbands verbessern. Hierunter fällt die Optimierung der Spannungsregelung der Hochspannungs-/Mittelspannungs-Transformatoren durch eine statische oder dynamische Anpassung der Spannungssollwerte bis hin zu einer Weitbereichsregelung (vgl. [9]). Darüber hinaus wurden zur weitgehenden Entkopplung der Spannungsniveaus von Nieder- und Mittelspannungsebene regelbare Ortsnetztransformatoren entwickelt, die von mehreren Herstellern angeboten werden (vgl. [10, S. 19ff.]). In einer Vielzahl wissenschaftlicher Untersuchungen werden dazu das technische Konzept des regelbaren Ortsnetztransformators

¹ Der Begriff *Netzaufgabe* beschreibe die Aufgabe der Versorgung der Lasten (Versorgungsaufgabe) sowie der Integration der dezentralen Energiewandlungsanlagen innerhalb eines vorgegebenen Netzgebiets.

beschrieben, Modellierungen für die Netzberechnung entwickelt und Regelungskonzepte untersucht (vgl. z. B. [11], [12], [13], [14], [15]). Zudem spricht bereits ein Anwenderhinweis des Forums Netztechnik/Netzbetrieb im VDE Empfehlungen für die Netzplanung und den Netzbetrieb mit regelbaren Ortsnetztransformatoren aus (vgl. [10]). Viele prototypische Einsätze sind dokumentiert (vgl. z. B. [16]), wobei einzelne Netzbetreiber den regelbaren Ortsnetztransformator inzwischen sogar als Standardbetriebsmittel nutzen (vgl. z. B. [17]). In ähnlicher Weise wird auch der Einsatz von Einzelstrangreglern, mit dessen Hilfe die Spannung innerhalb einzelner Niederspannungsabgänge geregelt werden kann, untersucht und in der Praxis erprobt (vgl. z. B. [18], [19], [20], [21]).

Das spannungsbeeinflussende Blindleistungsmanagement dezentraler Energiewandlungsanlagen findet in einer sehr hohen Anzahl wissenschaftlich-technischer Arbeiten Beachtung, in denen Bewertungen möglicher Steuerungs- bzw. Regelungsverfahren hinsichtlich der Effektivität, Stabilität sowie der Anwendung im Rahmen der Netzplanung vorgenommen werden (vgl. z. B. [22], [23], [24], [25], [26]). Darüber hinaus wird in der Fachliteratur der Einsatz eines wirkleistungsändernden Einspeisemanagements dezentraler Energiewandlungsanlagen auch in der Niederspannungsebene diskutiert, wobei meist zwischen statischen und dynamischen Verfahren unterschieden wird (vgl. [27], [28], [29]). Dynamische Verfahren zur Spitzenkappung erfordern den Einsatz von Netzautomatisierungssystemen, die auf Basis einer Netzzustandsschätzung, einem Stellglied und einem Regler einzelne dezentrale Energiewandlungsanlagen gezielt ansteuern können. Ein solches bereits in mehreren Netzen eingesetztes System wird beispielsweise in [30] und [14] beschrieben.

Zum aktuellen Zeitpunkt sind bereits mehrere Verteilungsnetzstudien abgeschlossen, die als ein Hauptziel die Quantifizierung der mit der Netzintegration dezentraler Energiewandlungsanlagen verbundenen überregionalen bis deutschlandweiten Netzausbaumaßnahmen und -kosten anstreben (vgl. [7], [28], [31], [32], [33]).

So werden beispielsweise in der dena-Verteilnetzstudie aus dem Jahr 2012 als drei Hauptziele die Analyse der zukünftigen Netzstruktur und Versorgungsaufgabe, die Ermittlung des Ausbau- und Investitionsbedarfs sowie der regulatorischen Implikationen genannt (vgl. [7]). Für den Betrachtungszeitraum bis zum Jahr 2030 wird ein umfassender Netzausbaubedarf identifiziert, der in der Niederspannungsebene einem auf die bisherige Leitungslänge bezogenen Leitungszubau von etwa 5 % entspricht. Zudem wird ein deutliches Ausbau- und Kostenreduktionspotential durch den Einsatz innovativer Lösungsoptionen wie dem regelbaren Ortsnetztransformator oder der Abregelung von dezentralen Energiewandlungsanlagen gesehen, weshalb weitergehende Analysen empfohlen werden.

Die Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ [28] aus dem Jahr 2014 verfolgt grundsätzlich ähnliche Ziele, legt allerdings einen größeren Schwerpunkt auf die Untersuchung des Einflusses innovativer Lösungsoptionen auf die Ausbaurkosten. Anhand von synthetischen Modellnetzen wird insbesondere ein großes Kostenreduktionspotential durch die „optimale Kombination von innovativen Planungskonzepten unter Verwendung intelligenter Technologien“ [28, S. IX] ermittelt.

In [6] wird ein Planungsalgorithmus beschrieben, mit dessen Hilfe ein konventionelles „Planungsszenario“ mit einem solchen verglichen werden kann, das regelbare Ortsnetztransformatoren und Blindleistungsmanagement berücksichtigt. Es zeigen sich wiederum Kostenvorteile bei Einsatz der innovativen Lösungsoptionen. Weitere Untersuchungen beschäftigen sich dagegen mit der Fragestellung, wie und in welcher Einsatzreihenfolge innovative Lösungsoptionen eingesetzt werden sollten, so auch die folgenden zwei besonders hervorzuhebenden Arbeiten:

Im Rahmen des Forschungsprojekts „Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen“ aus dem Jahr 2017 [34] werden insbesondere Hinweise zu der Wahl spannungsbeeinflussender Lösungsoptionen, möglicher Regelstrategien sowie der Installation und dem Betrieb gegeben. Nicht ausführlich betrachtet werden jedoch innovative Lösungsoptionen zur Vermeidung von Betriebsmittelüberlastungen.

Die Studie „Merit Order Netz-Ausbau 2030“ [35] aus dem Jahr 2017 strebt die Ermittlung einer optimierten Einsatzreihenfolge innovativer Lösungsoptionen an, indem diese in Typnetzen angewendet werden. Es wird festgestellt, dass der Einsatz von regelbaren Ortsnetztransformatoren, Längsspannungsreglern und Blindleistungsmanagement in Netzen mit Spannungsbandverletzungen ohne Betriebsmittelüberlastungen technisch vergleichbare Ergebnisse wie der konventionelle Netzausbau bietet. Im Falle von gleichzeitig auftretenden Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen wird hingegen vom Einsatz der oben genannten spannungsbeeinflussenden Lösungsoptionen zugunsten einer Spitzenkappung als möglicher Lösungsansatz abgesehen.

Der Einfluss der Anreizregulierung auf Investitionsentscheidungen hinsichtlich des Einsatzes innovativer Lösungsoptionen wird in Arbeiten wie [36] untersucht.

1.2 Zielsetzung der Arbeit

Die zuvor genannten wissenschaftlichen Untersuchungen zeigen, dass in einer relevanten Anzahl von Niederspannungsnetzen Ertüchtigungsbedarf zu erwarten ist, der bei Durchführung konventioneller Maßnahmen mit hohen Kosten verbunden ist. Zugleich wird dem Einsatz innovativer Lösungsoptionen ein hohes Kostenreduktionspotential zugesprochen. Allerdings treffen die Untersuchungen keine unmittelbar anwendbaren Aussagen, wie ein netzindividueller, ganzheitlicher Planungsprozess ausgestaltet werden sollte, mit dessen Hilfe sowohl Spannungsbandverletzungen als auch Betriebsmittelüberlastungen durch Einsatz innovativer Lösungsoptionen vermieden werden. Daher ergibt sich für diese Arbeit ein Forschungsbedarf, der durch die folgende Leitfrage charakterisiert wird:

Welche innovativen Lösungsoptionen sollen eingesetzt werden, um ein gegebenes reales ländliches Niederspannungsnetz für die Integration dezentraler Energiewandlungsanlagen kosteneffizient zu ertüchtigen?

Auf eine betriebswirtschaftliche Bewertung wird damit zu Gunsten einer Kostenanalyse verzichtet. Beabsichtigt wird dies, da Regulierungssysteme anfällig für Fehlanreize sind und – nicht zuletzt genau deshalb – einem kontinuierlichen Änderungsprozess unterliegen.

Da das Kollektiv der ländlichen Niederspannungsnetze sehr groß, der Wert der Betriebsmittel eines einzelnen Netzes jedoch vergleichsweise niedrig ist, sollte der mit der Integration dezentraler Energiewandlungsanlagen verbundene Netzplanungs- und Betriebsaufwand minimiert werden. Dies kann erreicht werden, indem der durch eine Vielzahl konventioneller Maßnahmen und innovativer Lösungsoptionen aufgespannte Lösungsraum auf wenige empfehlenswerte Lösungen eingeschränkt wird. Hieraus lässt sich die Leitfrage dahingehend ergänzen:

Welche Indikatoren bezüglich der Lösungsoptionen, des Netzes sowie der Netzaufgabe bestimmen eine kosteneffiziente Wahl von Lösungsoptionen?

Um diese Fragestellungen zu beantworten, sollen in dieser Arbeit neue Grundsätze für die strategische Netzplanung im Hinblick auf die Integration von dezentralen Energiewandlungsanlagen entwickelt werden. Hierunter sind Handlungsempfehlungen zu verstehen, die bestehende konventionelle Planungsgrundsätze hinsichtlich des netzindividuellen Einsatzes innovativer Lösungsoptionen anpassen oder ergänzen.

1.3 Aufbau der Arbeit

Zu Beginn werden in Kapitel 2 die Rahmenbedingungen für die Planung von Niederspannungsnetzen vorgestellt. Hierzu gehören insbesondere die für diese Arbeit relevanten technischen Normen und Richtlinien sowie das zugrunde gelegte Kostenmodell. Das dritte Kapitel dient der Entwicklung einer Methode zur Erstellung von Szenarien der künftigen Netzaufgabe. Im Fokus steht die Erzeugung von ortsnetzindividuellen Anlagenstammdatensätzen, die plausible Entwicklungen der Standorte und installierten Leistungen dezentraler Energiewandlungsanlagen beschreiben. In Kapitel 4 werden die berücksichtigten konventionellen Maßnahmen und innovativen Lösungsoptionen vorgestellt und zugehörige Planungsvarianten durch Formalisierung definiert. Neben Einzellösungsoptionen werden ebenfalls Kombinationen von Lösungsoptionen untersucht.

Mehrere Beispiele veranschaulichen den Netzplanungs- und Bewertungsprozess (Kapitel 5), der zu Beginn des sechsten Kapitels auf eine Stichprobe ländlicher Niederspannungsnetze angewendet wird. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse werden schließlich die neuen Planungsgrundsätze entwickelt und ausführlich begründet. Da diese zunächst keine *eindeutige* Anwendung auf ein gegebenes Netz ermöglichen, wird ein aus den Planungsgrundsätzen abgeleiteter Entscheidungsbaum vorgestellt und auf die Stichprobe angewendet. Abschließend werden die Methode und die Ergebnisse diskutiert.

2 Planung von Niederspannungsnetzen

Unter dem Begriff *Planung* ist allgemein ein Vorgang zu verstehen, „[...] durch Abschätzungen, Entwürfe und Entscheidungen festzulegen, auf welchen Wegen, mit welchen Schritten, in welcher zeitlichen und organisatorischen Abfolge, unter welchen Rahmenbedingungen und schließlich mit welchen Kosten und Folgen ein bestimmtes Ziel erreichbar erscheint“ [37]. Im Rahmen der Planung von Netzen der öffentlichen Stromversorgung lässt sich das erwähnte Ziel als die „leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit“ mit elektrischer Energie definieren, wobei der Gesetzgeber eine „sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche [...] Versorgung“ anstrebt (§ 1 Abs. 1 EnWG 2017 [38]).

Aus diesen geforderten grundsätzlichen Eigenschaften der Versorgung lassen sich wiederum konkrete technische Anforderungen an die Netze ableiten, die in einem umfangreichen Regelwerk von technischen Normen und Richtlinien münden und in der Netzplanung zu berücksichtigen sind. Ein wesentlicher Zweck ist ein sicherer und zuverlässiger Betrieb der Stromnetze innerhalb der technischen Grenzen, auch dann noch, wenn im Kontext der Umweltverträglichkeit vermehrt dezentrale Energiewandlungsanlagen (DEA) und neue Lasten wie Elektrofahrzeuge die Netzaufgabe verschärfen. Hinzu kommen die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen: Durch die Anreizregulierung sehen sich Netzbetreiber Forderungen nach einer fortschreitenden Kostenreduktion durch Effizienzsteigerung ausgesetzt, die eine Optimierung der heutigen Investitionsstrategien und Betriebskonzepte sinnvoll erscheinen lassen (vgl. [39, S. 56f.]).

Daher beschäftigt sich das folgende Kapitel mit der Grundsatzplanung der Umspannebene zwischen Mittel- (MS) und Niederspannung (NS) sowie der NS-Ebene (vgl. Abschnitte 2.1 und 2.2). Hierzu wird der Aufbau ländlicher NS-Netze beschrieben (vgl. Abschnitt 2.3), der die Herausforderungen der Netzplanung maßgeblich beeinflusst. Zudem werden die technischen (vgl. Abschnitt 2.4) und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (vgl. Abschnitt 2.5) erläutert.

2.1 Arten der Netzplanung

In der Fachliteratur werden einzelne Netzplanungsprozesse hinsichtlich ihres jeweils betrachteten Zeithorizonts kategorisiert, wobei die Anzahl und genaue Definition der Phasen variiert (vgl. z. B. [39], [40]). Abbildung 2.1 zeigt eine dreistufige Einteilung, die zwischen der Grundsatz-, Struktur- und Ausführungsplanung unterscheidet.

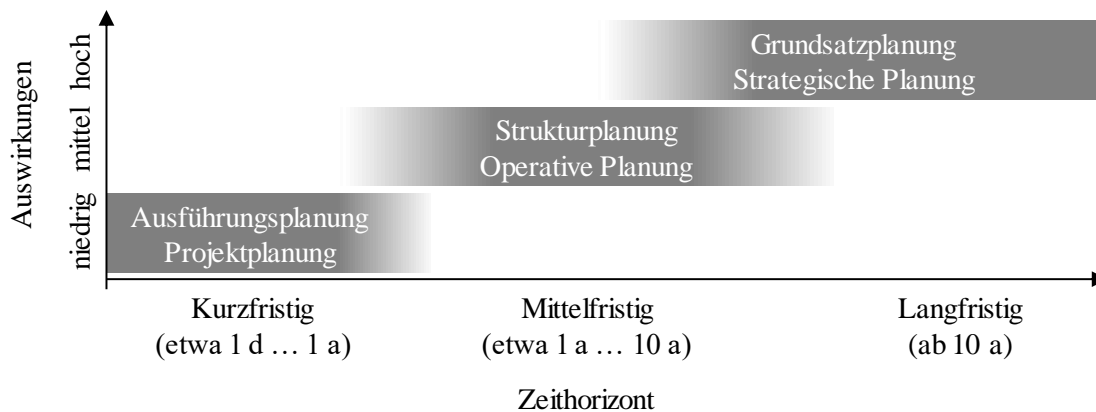


Abbildung 2.1: Auswirkungen und Zeithorizonte unterschiedlicher Netzplanungsprozesse

In der Grundsatzplanung werden die erst in der Strukturplanung auf konkrete Netze anzuwendenden Prämissen und Methoden auf strategischer Ebene festgelegt (vgl. [39, S. 165f]). Die Grundsatzplanung beeinflusst das Netzgeschäft langfristig, d. h. typischerweise über einen Zeitraum von (deutlich) mehr als zehn Jahren. Die technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen der Grundsatzplanung sind sehr hoch, da Änderungen in vielen Fällen einen umfangreichen, sukzessiven Ersatz bestehender Betriebsmittel zur Folge haben. Die Untersuchungen erfolgen häufig auf Basis abstrahierter Modelle, um Verzerrungen der Ergebnisse durch selten auftretende Besonderheiten einzelner Netze und Betriebsmittel zu vermeiden.

In der Strukturplanung werden dagegen bestehende Netze mit Hilfe konkreter Maßnahmen mit den strategischen Entscheidungen in Einklang gebracht oder gehalten und Planungen neuer Netze unter Anwendung der vorgegebenen Strategie umgesetzt (vgl. [39, S. 167f]), sodass ein kürzerer Zeithorizont im Bereich von einem bis zu zehn Jahren angegeben werden kann. Die Maßnahmen selbst werden in einzelnen Projekten meist eher kurzer Dauer (bis zu etwa einem Jahr) zur Ausführung gebracht. Hierzu gehören neben technischen Aufgaben wie geplanten Schaltmaßnahmen, Baumaßnahmen sowie der Inbetriebnahme der Betriebsmittel auch organisatorische Aufgaben wie das Einholen von behördlichen Genehmigungen (vgl. [39, S. 169f.]). Die technischen und wirtschaftlichen Auswirkungen einer einzelnen Ausführungsplanung sind in der Regel eher gering, die Anzahl der durchzuführenden Planungen allerdings hoch.

2.2 Grundsatzplanung

Den in Abschnitt 1.2 definierten Forschungsfragen folgend, ist die vorliegende Arbeit dem Bereich der Grundsatzplanung zuzuordnen. Als Teil der *Zielbildung* beginnt eine Grundsatzplanung mit der Auswahl und Datenerfassung von Netzen als Untersuchungsobjekt (vgl. Abbildung 2.2). In der Regel wird neben einem elektrischen Netzmodell, das sowohl elektrische Kenndaten der Betriebsmittel als auch betriebliche Parameter wie Normalzustände von Schaltern beinhaltet, auch ein (vereinfachtes) geographisches Abbild des Netzgebiets erstellt. Um die künftige Entwicklung der Netzaufgabe berücksichtigen zu können, erfolgt zudem eine Szenarientwicklung.

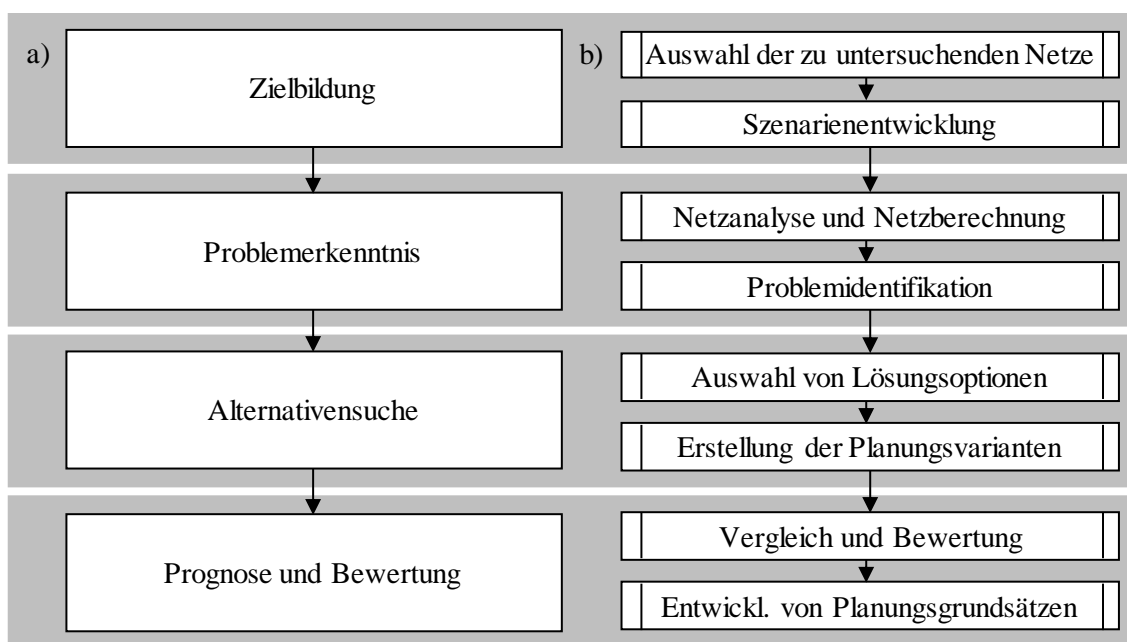


Abbildung 2.2: a) Planungsprozess nach [37] und b) Adaption für die Grundsatzplanung eines Netzes in Anlehnung an [41, S. 5]

Im Anschluss erfolgt die systematische *Problemerkennntnis* durch Vergleich der Ergebnisse der Netzanalysen und -berechnungen mit vorab definierten Zielen bzw. Grenz- oder Sollwerten. Die Grenz- und Sollwerte können einerseits Gesetzen, Normen und Richtlinien entspringen, andererseits auch durch einzelne Stakeholder des Netzbetreibers vorgegeben werden.

Die *Alternativensuche* beginnt mit der Auswahl von Lösungsoptionen, zu denen neben konventionellen Maßnahmen auch innovative Lösungsoptionen zählen. Diese sind geeignet zu modellieren und in einzelnen Planungsvarianten auf tatsächliche Problemlösung zu überprüfen. Die verbleibenden validen Planungsvarianten werden im Rahmen des Schritts *Prognose und Bewertung* verglichen und bewertet, woraufhin schließlich Planungsgrundsätze entwickelt werden können.

2.3 Aufbau von ländlichen Niederspannungsnetzen²

Öffentliche NS-Netze dienen hauptsächlich der Versorgung von Endkunden mit einem eher geringen Leistungsbedarf und moderaten Zuverlässigkeitsanforderungen. Hierzu gehören neben Haushaltskunden auch solche, die den Sektoren Gewerbe, Handel- und Dienstleistungen zuzurechnen sind. Ländliche Gebiete zeichnen sich durch vergleichsweise geringe Hausanschlussdichten aus.

2.3.1 Grundlegende Konzepte der Niederspannungsebene

In Deutschland geschieht die Versorgung der Kunden in der Regel über Kabel oder Freileitungen mit Drehstrom bei einer Netzennspannung von $U_n = 400 \text{ V}$ [42]. Öffentliche NS-Netze werden typischerweise als TN-Netze (Terre Neutre) ausgeführt, bei denen der herausgeführte Transformator-Sternpunkt starr über einen Betriebsleiter geerdet ist (vgl. [43, S. 567]). Über einen zusätzlichen vierten Leiter, den Neutralleiter, wird das Erdpotential zu den Lasten und DEA mitgeführt. Aufgrund des Anschlusses einphasiger Lasten und DEA treten in der NS-Ebene zumeist unsymmetrische Belastungen auf (vgl. [43, S. 567]).

Netze der NS-Ebene werden in der Regel nicht überwacht (vgl. [14, S. 3]) und sind nicht steuerbar, d.h. der Netzbetreiber hat weder Zugriff auf Echtzeit- oder historische Messwerte, noch sind Fernschalthandlungen oder sonstige Ferneingriffe möglich. Eine Ausnahme hiervon bilden ausgewählte Kundenanlagen wie z. B. Nachtspeicherheizungen, die über Tonfrequenz- oder Funk-Rundsteuersignale ein- und ausgeschaltet werden können (vgl. [44, S. 307f.]). Der Netzbetreiber kann zur Beurteilung der Netzaufgabe auf die bei der Anmeldung eines Netzanschlusses bzw. einer meldungspflichtigen Kundenanlage übergebenen Informationen zurückgreifen (vgl. [45]).

2.3.2 Verbreitete Netztopologien im ländlichen Raum

Da mit Versorgungsunterbrechungen innerhalb eines NS-Netzes lediglich lokal stark beschränkte Auswirkungen einhergehen, muss das ($n-1$)-Prinzip weder für Lasten noch DEA angewendet werden. Entsprechend können NS-Netze als Strahlen-, Ring- oder Maschennetze sowie einer Kombination der genannten Topologien ausgeführt sein (vgl. [43, S. 512f.]).

² Dieser Abschnitt wurde bereits durch den Autor in ähnlicher Form in [41, S. 83f] veröffentlicht. Er wird hier in einer überarbeiteten und erweiterten Fassung dargestellt.

Grundsätzlich ist in ländlichen Verteilungsnetzen der NS-Ebene eine einfache Struktur gemäß Abbildung 2.3 als Strahlennetz (vgl. [46]) oder gelegentlich auch als Ring verbreitet, die weitgehend auf Vermaschung verzichtet. Neben geringen Kosten für die Primärtechnik spricht hierfür auch eine sehr einfache Realisierung eines selektiven Netzschutzes. Grenzen Ortsnetze aneinander an, so entsteht häufig eine vermaschte Netzstruktur mit Umschaltmöglichkeiten zu benachbarten Ortsnetzstationen (ONS), vergleichbar mit der Darstellung in Abbildung 2.3 c). Solche NS-Netze werden insbesondere im ländlichen Raum dennoch häufig als Strahlennetze – also mit geöffneten Trennstellen – betrieben. Die Leitungen lassen sich hinsichtlich ihrer Funktion sowie Anordnung unterscheiden: Leitungen zwischen der NS-Verteilung der ONS und Netzknoten sowie Leitungen zwischen zwei Netzknoten werden der Haupt- oder Stammstrecke zugeordnet, Leitungen zwischen einem Netzknoten und dem Hausanschluss bilden die Hausanschlussleitungen. In vielen Netzen werden für Verzweigungen in der Hauptstrecke Kabelverteilerschränke (KVS) eingesetzt, deren Abgänge häufig vor Ort schaltbar sind (vgl. [47]).

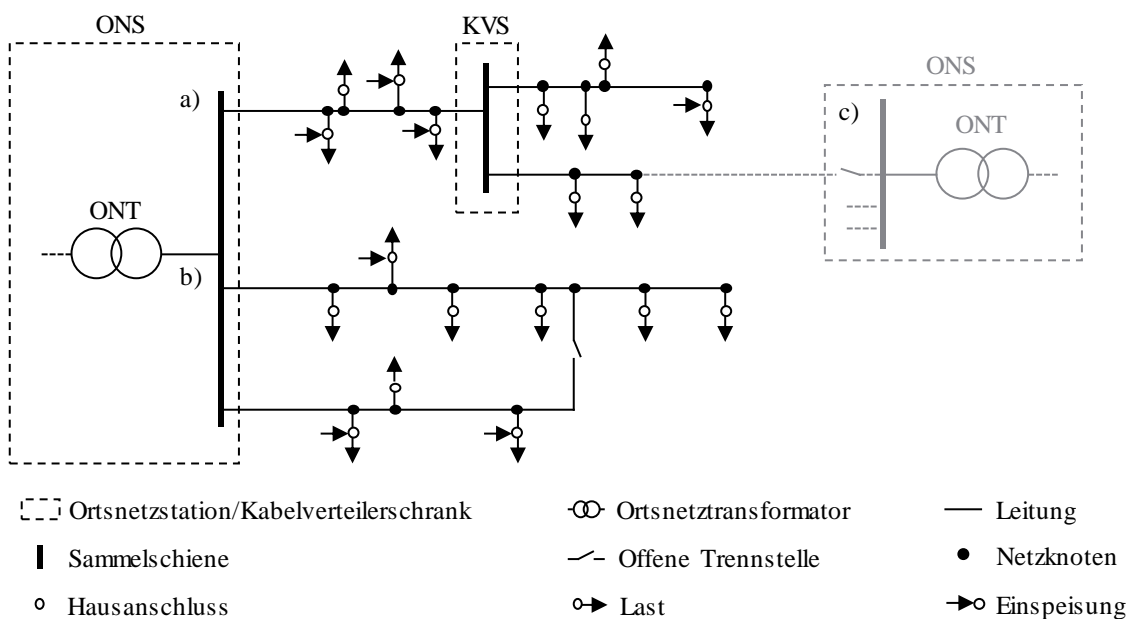


Abbildung 2.3: Typische Netztopologien ländlicher NS-Netze. a) Strahlennetz b) Ringnetz mit offener Trennstelle c) Umschaltmöglichkeit zu einem benachbarten Ortsnetz. Darstellung angelehnt an [41, S. 84].

In Kabelnetzen werden die Hausanschlüsse in der Regel mit Hilfe von Abzweigmuffen hergestellt (vgl. [48, S. 93]), während in Freileitungsnetzen Masten und Dachständer in Frage kommen (vgl. [48, S. 95]). Gelegentlich werden Hausanschlüsse auch durch einen eigens vorgesehenen Abgang eines nahegelegenen Kabelverteilerschranks gespeist (vgl. [48, S. 93]).

Da die NS-Netze der Versorgung der Endkunden dienen, wird die Trassenwahl maßgeblich von der individuellen Bebauung innerhalb des Netzgebietes bestimmt [48, S. 95]. Die Installation

bzw. Verlegung der Leitungen erfolgt in der Regel entlang der Straßen [49, S. 3./18]. Allerdings wird in Einzelfällen insbesondere in Freileitungsnetzen hiervon abgewichen, beispielsweise um die Länge der benötigten Leitungen zu reduzieren.

Weiterhin wird zwischen ein- und zweiseitiger Straßenbelegung unterschieden [48, S. 98ff.] [49, S. 3./19f.], wobei sich eine zweiseitige Straßenbelegung eher bei hohen Lastdichten sowie einer hohen Anzahl von zu versorgenden Kunden auf beiden Straßenseiten anbietet. Im ländlichen Raum ist somit vermehrt eine einseitige Straßenbelegung zu erwarten.

Der Ortsnetztransformator (ONT) wird typischerweise überspannungsseitig durch eine Hochspannungs-Hochleistungssicherung geschützt, während die Abgänge einer ONS sowie von KVS mit selektiv gewählten Niederspannungs-Hochleistungssicherungen ausgerüstet werden (vgl. [49, S. 3./42], [44, S. 328ff.]).

2.3.3 Standardbetriebsmittel

Grundlegende Ausführungen und Eigenschaften von elektrischen Betriebsmitteln wie beispielsweise Leitungen, Transformatoren und Schaltanlagen werden in umfangreichen internationalen (z.B. EN) und gegebenenfalls abgeleiteten oder zusätzlichen nationalen Normen bzw. Richtlinien (DIN VDE) spezifiziert. In der Regel schränken Netzbetreiber weitergehend ein, welche der vielfältigen (genormten) Betriebsmitteltypen für welche Netzplanungsaufgaben innerhalb des bewirtschafteten Netzgebiets verwendet werden können oder sollen. Der Grad der Verpflichtung, die so definierten Standardbetriebsmittel zu verwenden, kann variieren.

Vorteile der weitgehenden Standardisierung sind insbesondere eine mögliche Senkung der Kosten für Beschaffung, Lagerung und Betrieb der Betriebsmittel sowie eine erhöhte Interoperabilität. Nachteilig hingegen ist, dass die Betriebsmittel unter Umständen nicht exakt auf die vorgesehene Aufgabe abgestimmt sind. So kann eine ggf. notwendige Überdimensionierung von Betriebsmitteln die theoretisch möglichen Kosteneinsparungen reduzieren oder gar zusätzliche Kosten hervorrufen. Darüber hinaus besteht durch die Nutzung von vielfach eingesetzten gleichartigen Betriebsmitteln die Gefahr von zunächst versteckten und so mit hohen Folgekosten verbundenen Fehlern.

2.4 Technische Rahmenbedingungen der Netzplanung³

Die folgende Beschreibung der technischen Rahmenbedingungen beschränkt sich auf Aspekte besonders hoher Relevanz für diese Arbeit. Hierzu gehören neben den grundlegenden Voraussetzungen für den Anschluss von Photovoltaikanlagen (PVA) an NS-Netze auch Anforderungen an die Qualität und Sicherheit der Stromversorgung sowie die Robustheit von Planungsvarianten.

Zu beachten ist, dass technische Entwicklungen im Bereich der Informations- und Kommunikationstechnik in den nächsten Jahren fundamentale Änderungen der technischen Möglichkeiten im Netzbetrieb erwarten lassen, die sich mittelfristig auch in den Rahmenbedingungen widerspiegeln werden.

2.4.1 Anschlussbedingungen für dezentrale Energiewandlungsanlagen

Wichtige Grundlagen für den Anschluss und Betrieb von PVA sind §§ 8 und 11 EEG 2017 [50], die technischen Anschlussbedingungen für den Anschluss an das NS-Netz [45] sowie die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105.

So müssen nach § 8 EEG 2017 PVA unverzüglich und vorrangig angeschlossen und nach § 11 EEG 2017 deren eingespeiste Energie auch vorrangig physikalisch abgenommen werden. Weiterhin legt § 8 Abs. 1 EEG 2017 insbesondere fest, dass für PVA mit einer installierten Summenleistung von bis zu $P_{inst} = 30$ kW je Grundstück der bestehende Netzanschluss als günstigster Netzanschlusspunkt gilt. Damit betrifft diese Regelung den größten Teil der in der NS-Ebene installierten PVA⁴. Der Netzbetreiber ist verpflichtet, das Netz bei Bedarf für den Anschluss der PVA zu ertüchtigen. Weiterhin legt § 9 Abs. 2 EEG 2017 fest, dass PVA mit einer installierten Leistung im Bereich von $30 \text{ kW} < P_{inst} \leq 100 \text{ kW}$ fernsteuerbar ausgelegt werden müssen, während bis zu einer installierten Leistung von $P_{inst} \leq 30 \text{ kW}$ als Alternative zur Fernsteuerung die Wirkleistungseinspeisung auf $P_{lim} = 0,7 \cdot P_{inst}$ begrenzt werden kann.

In der VDE-AR-N 4105 [51] wird gefordert, dass DEA ab einer Wirkleistungsabgabe von $P = 0,2 \cdot P_{inst}$ induktive und kapazitive Blindleistung bereitstellen können müssen. In Abhängigkeit von der maximal eingespeisten Scheinleistung S_{max} der DEA gilt für den Leistungsfaktor $\cos(\varphi)$ insbesondere:

³ Teile dieses Abschnitts wurden bereits durch den Autor in ähnlicher Form in [41, S. 27-29] veröffentlicht. Sie werden hier in einer umfassend überarbeiteten und erweiterten Fassung dargestellt.

⁴ Etwa 91 % der an MS/NS-Transformatoren oder in NS-Netzen angeschlossenen in [5] verzeichneten PVA weisen eine entsprechende installierte Leistung auf.

$$0,95 \leq \cos(\varphi) \leq 1 \quad \text{für } 3,68 \text{ kVA} < S_{max} \leq 13,8 \text{ kVA} \quad (2.1)$$

$$0,9 \leq \cos(\varphi) \leq 1 \quad \text{für } S_{max} > 13,8 \text{ kVA} \quad (2.2)$$

Der Netzbetreiber kann die Bereitstellung gemäß eines festen Leistungsfaktors oder einer von der Wirkleistungsabgabe ($Q(P)$ -Regelung) oder der Spannung ($Q(U)$ -Regelung) abhängigen Kennlinie verlangen.

2.4.2 Spannungshaltung

Die Interoperabilität zwischen dem öffentlichen NS-Netz und den angeschlossenen Einrichtungen der Netznutzer wird durch die Normung der Merkmale der Spannung gewährleistet. Die zulässige Höhe (langsamer) Spannungsänderungen⁵ ist in der Norm DIN EN 50160 [42] definiert. Unter normalen Betriebsbedingungen ergibt sich für alle Spannungen U_i an den Netzverknüpfungspunkten i ein zulässiges Spannungsband von:

$$U_{DIN,min} = 0,9 \cdot U_n \leq U_i \leq 1,1 \cdot U_n = U_{DIN,max} \quad (2.3)$$

Dies gilt in ähnlicher Weise auch für MS-Netze, wobei sich der Toleranzbereich dort auf die „zwischen dem Netzbetreiber und dem Netznutzer vereinbarte Versorgungsspannung U_C “ (vgl. [42, S. 7]) bezieht.

In der Vergangenheit mussten die MS- und NS-Netze fast ausschließlich zur Versorgung von Lasten ausgelegt werden. Dies ermöglicht eine unsymmetrische Aufteilung des zur Verfügung stehenden Spannungsbands, bei der ein Spannungswert des Reglers des Hochspannungs-/Mittelspannungs-Transformators (HS/MS-Transformator) von (deutlich) mehr als $100 \% \cdot U_n$ gewählt wird. Dann kann sowohl in der MS- als auch der NS-Ebene ein vergleichsweise hoher Spannungsfall zugelassen werden, ohne die untere Spannungsgrenze $U_{DIN,min}$ zu unterschreiten (vgl. Abbildung 2.4). Die höhere Betriebsspannung kann zudem je nach angeschlossener Last die stromabhängigen Netzverluste geringfügig reduzieren.

In der Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [51] wird die zulässige, durch die Einspeisung von DEA in das NS-Netz hervorgerufene Spannungsänderung ΔU_i an jeglichen Netzverknüpfungspunkten i auf das 0,03-fache der Spannung ohne Einspeisung beschränkt. Mit der Spannung $U_i|_{S_{DEA,NS}=S_{max}}$ bei maximaler Einspeisung aller DEA und der Spannung $U_i|_{S_{DEA,NS}=0}$ ohne Einspeisung aller DEA mit Netzanschluss in der NS-Ebene ergibt sich also folgendes Kriterium:

⁵ (Langsame) Spannungsänderungen werden insbesondere durch Änderungen der Leistungsentnahme bzw. -einspeisung verursacht (vgl. [42, S. 12]).

$$\Delta U_i = U_i|_{S_{DEA,NS}=S_{max}} - U_i|_{S_{DEA,NS}=0} \leq 0,03 \cdot U_i|_{S_{DEA,NS}=0} \tag{2.4}$$

Es wird allerdings die Möglichkeit offengehalten, in begründeten Einzelfällen von diesem Kriterium abzuweichen. Dies erscheint dann sinnvoll, wenn die Einhaltung des zulässigen Spannungsbands nach Kriterium (2.3) anderweitig, beispielsweise durch Einsatz von Spannungsreglern, sichergestellt wird.

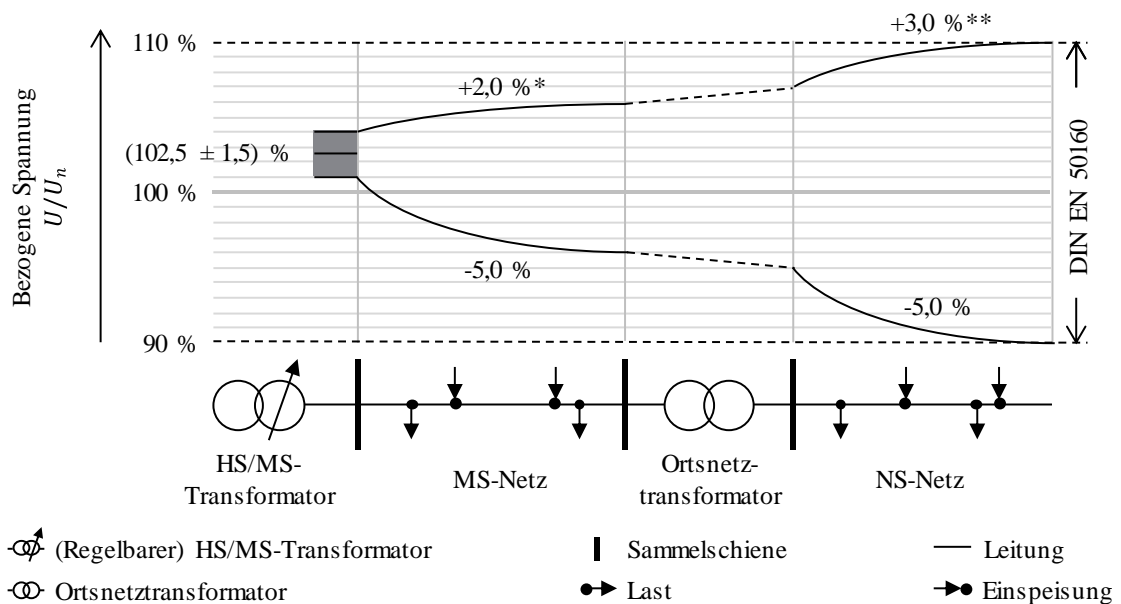


Abbildung 2.4: Exemplarische Darstellung der Aufteilung des nach DIN EN 50160 zur Verfügung stehenden Spannungsbands in der MS- und NS-Ebene. *: Vereinfachend in Anlehnung an die BDEW-MS-Richtlinie, **: in Anlehnung an die Anwenderrichtlinie VDE AR-N 4105.

Die hohe praktische Relevanz des Kriteriums für die Integration von DEA in ländliche NS-Netze ergibt sich aus den elektrischen Eigenschaften gängiger Kabeltypen, wie folgende Überlegung zeigt: Gegeben sei eine Kabelstrecke der Länge l , in die eine ideale, gleichmäßige, kontinuierliche Wirkleistungseinspeisung⁶ erfolgt (vgl. Abbildung 2.5).

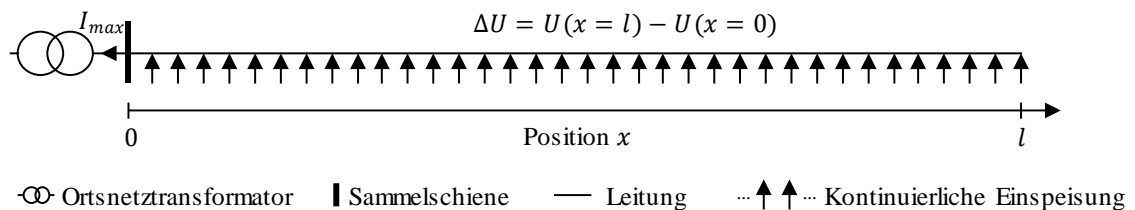


Abbildung 2.5: Kabelstrecke mit idealer, gleichmäßiger, kontinuierlicher Wirkleistungseinspeisung

⁶ Bei der idealen, gleichmäßigen, kontinuierlichen Wirkleistungseinspeisung werde eine gleichmäßig verteilte Leistungseinspeisung $P/d = const$ für alle Abschnitte beliebiger Länge $d \in [0, l]$ entlang der gesamten Leitungsstrecke mit einer Länge von l angenommen.

Die Wirkleistungseinspeisung resultiert in einem Stromfluss, der unter Ansetzen einer entlang der Kabelstrecke konstanten Spannung in Höhe der Nennspannung näherungsweise berechnet werden kann. Der mittlere Strom \bar{I} , der zur Berechnung des gesamten Spannungsanstiegs ΔU (ausgedrückt als verkettete Spannung) entlang des Kabels mit Hilfe des Impedanzbelags Z' und der Gesamtlänge l des Kabels herangezogen werden kann, liegt dann bei genau der Hälfte des maximalen Stroms I_{max} am Anfang des Kabels.

Für die Auslastung $I_{max}(l)/I_{th}$ des Kabels (vgl. Abschnitt 2.4.3) ergibt sich daher in Abhängigkeit von der Gesamtlänge l der Leitung:

$$\frac{I_{max}(l)}{I_{th}} \approx 2 \cdot \frac{\Delta U}{\sqrt{3} \cdot Z' \cdot l} \cdot \frac{1}{I_{th}} \quad (2.5)$$

Abbildung 2.6 stellt diesen Zusammenhang für Kabel des verbreiteten Typs NAYY unterschiedlichen Querschnitts⁷ unter Vorgabe eines bei Anwendung des Kriterium (2.4) als gerade noch zulässig zu bewertenden Spannungsanstiegs von $\Delta U = 0,03 \cdot U_n$ als Kurvenschar dar.

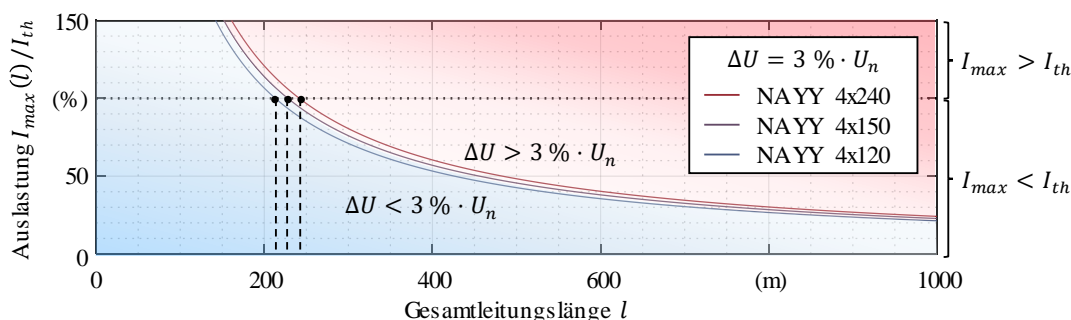


Abbildung 2.6: Genäherte Auslastung eines Kabels des angegebenen Typs in Abhängigkeit von der Gesamtleitungslänge bei einer idealen, gleichmäßigen, kontinuierlichen Wirkleistungseinspeisung, die einen Spannungsanstieg von $\Delta U = 0,03 \cdot U_n$ am Ende des Kabels hervorruft (eigene Darstellung, vgl. auch [52, S. 24f.])

Bei den für Stammstrecken gebräuchlichen Querschnitten von $q = 120 \text{ mm}^2$ und mehr ergeben sich demnach ab einer Kabellänge von geringfügig über $l = 200 \text{ m}$ maximale Auslastungen unterhalb der maximalen Belastbarkeit, sofern der Spannungsanstieg nicht größer als $\Delta U = 0,03 \cdot U_n$ wird. Also treten dann zuerst Spannungsbandverletzungen auf, bevor auch Kabelüberlastungen (vgl. Abschnitt 2.4.3) die einspeisbare Wirkleistung limitieren. Insbesondere in ländlichen Gegenden sind Abgangslängen zu beobachten, die diesen Wert um ein Mehrfaches übertreffen (vgl. Abschnitt 6.1).

⁷ Bei den untersuchten Kabeln handelt es sich um die genormten Typen NAYY 4x120, NAYY 4x150 und NAYY 4x240, die vier mit PVC isolierte Aluminiumleiter der Querschnitte 120 mm^2 , 150 mm^2 bzw. 240 mm^2 und einen PVC-Mantel aufweisen.

Eine vergleichbare Regelung für den Spannungsanstieg in MS-Netzen durch dort angeschlossene DEA findet sich in [53]. Demnach ist der durch die Einspeisung aller DEA mit Netzanschluss in der MS-Ebene verursachte Spannungsanstieg $\Delta U_{i,MS}$ an den Netzverknüpfungspunkten der MS-Ebene auf das 0,02-fache der Spannung ohne Einspeisung zu beschränken:

$$\Delta U_{i,MS} = U_i|_{S_{DEA,MS}=S_{max}} - U_i|_{S_{DEA,MS}=0} \leq 0,02 \cdot U_i|_{S_{DEA,MS}=0} \quad (2.6)$$

Anzumerken ist, dass die Einhaltung des zulässigen Spannungsbands gemäß Kriterium (2.3) beispielsweise durch Vorgabe eines ungeeigneten Spannungssollwertes des Reglers des HS/MS-Transformators gefährdet wird, auch wenn die Kriterien (2.4) und (2.6) eingehalten werden.

2.4.3 Betriebsmittelbelastbarkeit

Die thermische Strombelastbarkeit I_{th} von Energiekabeln der NS-Ebene ist für vorgegebene Normbedingungen in der Norm DIN VDE 0276 [54] definiert. Die Normbelastbarkeit für Kabel wird unter Annahme einer zyklischen Belastung bestimmt. Weichen die Einsatzbedingungen von den Normbedingungen hinsichtlich der Verlegung, den Umgebungseigenschaften, den zulässigen Temperaturen und dem zeitlichen Verlauf der Belastung ab, so ist die angegebene Normbelastbarkeit mit Hilfe von Korrekturfaktoren (vgl. [55]) oder entsprechenden Simulationen anzupassen. Eine vollständige Bestimmung der ortsabhängigen Einsatzbedingungen ist allerdings sehr aufwändig und daher hier nicht gerechtfertigt.

Die typischen Strukturen öffentlicher NS-Netze im ländlichen Raum (vgl. Abschnitt 2.3.2) bieten in der Regel keine oder nur sehr wenige Umschaltmöglichkeiten zur Wiederversorgung nach Fehlern und werden unvermascht betrieben. Deshalb ist es sinnvoll, den zulässigen Betriebsstrom I_{ij} einer Leitung zwischen Knoten i und Knoten j bei strategischen Netzplanungen auf die thermische Strombelastbarkeit $I_{th,ij}$ zu beschränken, wobei eine zyklische Belastung vorausgesetzt wird:

$$I_{ij} \leq I_{th,ij} \quad (2.7)$$

Zwar sind in ländlichen NS-Netzen verstärkt Spannungsbandverletzungen zu erwarten, bevor Kriterium (2.7) verletzt wird, jedoch lassen sich drei praxisrelevante Fälle identifizieren, in denen Leitungsüberlastungen den Ertüchtigungsbedarf maßgeblich bestimmen (vgl. [41, S. 28f]):

- Es existieren sehr kurze Leitungssegmente niedriger thermischer Strombelastbarkeit.
- Es treten hohe Einspeiseleistungen bei kurzen Leitungslängen auf.
- Es treten hohe Einspeiseleistungen auf, und es werden Spannungsregler (vgl. Abschnitte 4.2.2 und 4.2.3) eingesetzt.

Die Dauerbelastbarkeit von Verteiltransformatoren wird in der Norm DIN VDE 0532-76-1 [56] spezifiziert. Zur Bestimmung der tatsächlichen Belastbarkeit in einer Applikation ist insbesondere der zeitliche Verlauf der Belastung zu berücksichtigen (vgl. [46]). Bei einem normalen zyklischen Leistungsverlauf können Verteiltransformatoren deutlich höher ausgelastet werden als im Bemessungsbetrieb vorgesehen. Dennoch erscheint es zweckdienlich, im Rahmen strategischer Netzplanungen die maximal übertragbare Scheinleistung $S_{T,max}$ auf die Bemessungsscheinleistung S_{rT} zu begrenzen, sodass eine Betriebsreserve verbleibt. Mit S_T als zu übertragende Scheinleistung ergibt sich dann als Kriterium:

$$S_T \leq S_{T,max} = S_{rT} \quad (2.8)$$

2.4.4 Versorgungszuverlässigkeit

Zur Gewährleistung einer hohen Versorgungszuverlässigkeit, hat sich in der Energieversorgung die Einhaltung des $(n-1)$ -Kriteriums etabliert (vgl. [44, S. 82]). Da die Auswirkungen eines Fehlers in der NS-Ebene lokal stark begrenzt sind und nur wenige Kunden betreffen, werden Versorgungsunterbrechungen bei Fehlern in aller Regel akzeptiert. In Fehlerfällen werden – sofern möglich – Umschaltmaßnahmen durchgeführt oder Notstromaggregate eingesetzt (vgl. [44, S. 83]). Dies erlaubt die Nutzung einfacher, unvermaschter Netztopologien (vgl. Abschnitt 2.3.2).

Obwohl die absolute Anzahl der Versorgungsunterbrechungen in den bestehenden NS-Netzen aufgrund der Gesamtleitungslänge erwartungsgemäß sehr viel höher als in der MS-Ebene ausfällt, tragen Störungen in der NS-Ebene weniger als ein Viertel zur mittleren Nichtverfügbarkeit der Letztkunden von etwa 12,7 min/a im Jahr 2015 bei (vgl. [57, S. 95]).

2.5 Wirtschaftliche und regulatorische Rahmenbedingungen

Stromversorgungsnetze im Allgemeinen weisen zwei entscheidende Charakteristika auf: Zum einen sind Investitionen in die Netzinfrastruktur zu einem großen Anteil irreversibel, d. h. es lässt sich keine ähnlich produktive, alternative Verwendung finden (vgl. [40, S. 14]). Zum anderen besitzen die Betriebsmittel eine hohe Nutzungsdauer. Schon die zur Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibung herangezogenen Spannen der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauer von primärtechnischen Betriebsmitteln gemäß Anlage 1 der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) [58] weisen Werte zwischen 30 bis 50 Jahren auf. Entsprechend sollten Planungsvarianten entwickelt werden, die eine möglichst gute Ausnutzung der Lebensdauer ermöglichen.

Ein wesentliches Alleinstellungsmerkmal von NS-Netzen im Speziellen ist die große Anzahl der Betriebsmittel bei vergleichsweise geringem Einzelwert (vgl. [59, S. 19f]). In der strategischen Netzplanung sollten daher mögliche Skaleneffekte bei der Beschaffung, der Installation und dem Betrieb der Betriebsmittel ausgenutzt und der Einsatz kostenintensiver Sonderlösungen vermieden werden. Konkret hat sich die Definition und Verwendung von Standardbetriebsmitteln etabliert (vgl. Abschnitt 2.3.3).

Im Zuge der Liberalisierung der Energiewirtschaft wurde für das natürliche Monopol der Stromnetze eine Regulierung eingeführt, deren Gestaltung in der Anreizregulierungsverordnung [60] formuliert ist. Zentrales Ziel der Regulierung ist der Abbau von Ineffizienzen ohne Gefährdung der hohen Versorgungsqualität. Als wirtschaftliches Unternehmen richtet ein Netzbetreiber seine Strategie auf eine Maximierung des Gewinns vor dem Hintergrund des regulatorischen Rahmens aus. Dies ist aufgrund von regulierungsbedingten Anreizverzerrungen nicht deckungsgleich mit einer volkswirtschaftlich angestrebten Minimierung der Kosten durch Maximierung der Effizienz (vgl. [61, S. 81]).

Darüber hinaus können sich die Rahmenbedingungen politisch beeinflusst ändern und damit die Ergebnisse verzerren, was umso mehr in Phasen großer Veränderungen, wie beispielsweise dem aktuellen Transformationsprozess des Energieversorgungssystems, zutrifft. Dem Ziel dieser Arbeit folgend, Planungsvarianten im volkswirtschaftlichen Kontext zu bewerten, beschränkt sich die Arbeit daher bewusst auf eine Kostenbewertung.

Werden unterschiedliche Planungsvarianten miteinander verglichen, bei denen der Großteil der eingesetzten Betriebsmittel unverändert im Netz verbleibt, so ist es zweckmäßig, nur die Änderungen gegenüber dem Ursprungsnetz zu berücksichtigen. Mit Hilfe eines zeitaufgelösten Mengengerüsts aller Maßnahmen über einen definierten Betrachtungszeitraum vom Startzeitpunkt t_S bis zum Endzeitpunkt t_E hinweg werden zunächst Kostenzeitreihen für Investitionen, zyklische Erneuerungen, den Betrieb und die Entschädigung von Abregelungsmaßnahmen von DEA im Rahmen eines Einspeisemanagements (vgl. Abschnitt 4.2.5) berechnet. Hierbei werden die Investitionszeitpunkte in Abstimmung mit dem in Kapitel 3 beschriebenen Szenariorahmen sowie den hierauf aufbauenden Netzplanungen festgelegt.

Den Lösungsoptionen werden individuelle Preismodelle (vgl. [41, S. 75ff]), Nutzungsdauern und Betriebskosten zugeordnet. Letztere werden durch Vorgabe eines konstanten Anteils an den Investitionskosten vorgegeben. Die Änderung der Verlustenergie des Netzes durch die Maßnahmen wird vernachlässigt. Der Berechnung der Entschädigungszahlungen werden spezifische Kosten zu Grunde gelegt, die sich zu Beginn des Betrachtungszeitraums an einer

mittleren Einspeisevergütung nach dem EEG und später an Prognosen für eine Direktvermarktung orientieren. Da die nicht einspeisbare Energie nur im Rahmen der auf die einzelnen betrachteten Szenarienzzeitpunkte (vgl. Kapitel 3) bezogenen Netzplanungen ermittelt wird, erfolgt für Zeitpunkte zwischen zwei Szenarienzzeitpunkten eine lineare Interpolation. Für aus einer Planungsvariante entfernte Betriebsmittel werden Zeitreihen für die erzielbare Betriebskostenreduktion sowie eventuelle Restwerte erstellt. Zudem werden die Restwerte K_R der neu hinzugekommenen Betriebsmittel am Ende des Betrachtungszeitraums bestimmt, da der Betrachtungszeitraum und die Nutzung der Betriebsmittel im Allgemeinen nicht gleichzeitig enden. Kosten für MS-Betriebsmittel, die auf einen Ertüchtigungsbedarf in der NS-Ebene zurückzuführen sind, werden vollständig berücksichtigt.

Um Vergleichbarkeit zwischen mehreren Planungsvarianten herzustellen, deren zuzuordnende Aus- und Einzahlungen in der Zukunft liegen, wird der Barwert BW aller in den jeweiligen Jahren des Betrachtungszeitraums anfallenden Investitions- und Betriebskosten K_j unter Berücksichtigung eines Diskontierungszinssatzes i berechnet (vgl. [48, S. 67ff]). Zudem werden die Restwerte K_R am Ende des Betrachtungszeitraums gutgeschrieben:

$$BW = \left(\sum_{j=t_S}^{t_E} \frac{K_j}{(1+i)^{j-t_S}} \right) - \frac{K_R}{(1+i)^{t_E+1-t_S}} \quad (2.9)$$

Für den Diskontierungszinssatz i werden die durchschnittlichen, nach Fremd- und Eigenkapital gewichteten, relativen Kapitalkosten (Weighted Average Cost of Capital, WACC) angesetzt. Eine Übersicht über einige der Eingangsgrößen der Kostenberechnung findet sich in Tabelle 2-1.

Tabelle 2-1: Übersicht über die wesentlichen Eingangsgrößen der Kostenberechnung (vgl. [62])

Größe	Formelzeichen	Einheit	Wert
Startzeitpunkt	t_S	a	2015
Endzeitpunkt	t_E	a	2050
Zeitpunkte der Szenarien (vgl. Kapitel 3)	-	a	{2020, 2030, 2050}
Investitionszeitpunkte	-	a	{2018, 2025, 2040}
Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten (WACC)	i	1	0,06

Eine Auflistung der Kostenannahmen der Lösungsoptionen findet sich im Anhang 11.1.

3 Szenarien für dezentrale Energiewandlungsanlagen in ländlichen Niederspannungsnetzen

Ausgangspunkt der Netzplanung ist die Aufnahme sämtlicher zukünftiger Anforderungen, zu denen als zentraler Bestandteil die Erfüllung der künftigen Netzaufgabe gehört. Die Netzaufgabe wird originär durch alle Anlagen vorgegeben, die mit dem Netz Leistung austauschen sollen und zugleich nicht dem Betrieb des Netzes selbst dienen, also insbesondere Lasten und DEA, deren Eigenschaften durch Stammdaten und deren Verhalten durch Bewegungsdaten beschrieben werden. Im Gegensatz zu den Anforderungen der zu versorgenden Lasten an ländliche Netze entwickeln sich jene der DEA schnell und intensiv weiter und sind der Haupttreiber für den aktuellen Ertüchtigungsbedarf. Aus diesem Grund fokussiert sich diese Arbeit auf die Beschreibung der Anforderungen der DEA mit Hilfe von Stammdaten, zu denen die installierte Leistung gehört. Die getroffenen Lastannahmen werden in Anhang 11.2.2.2 dargestellt.

Zum Ende des Jahres 2015 entfielen in der NS-Ebene über 96 % der installierten Leistung EEG-geförderter DEA auf PVA (vgl. [63]), während sich die restliche installierte Leistung hauptsächlich auf Biomasse- (ca. 2 %) und Wasserkraftanlagen (ca. 1 %) verteilt. Da auch einschlägige Potentialuntersuchungen zur installierten Leistung von DEA in Deutschland (vgl. z.B. [64]) keine grundsätzliche Änderung der Aufteilung der installierten Leistung auf die DEA-Typen erwarten lassen, erscheint für die NS-Ebene die Beschränkung der Betrachtung auf PVA als gerechtfertigt.

In diesem Kapitel wird zunächst die Szenariotechnik eingeführt (vgl. Abschnitt 3.1), mit deren Hilfe netzindividuelle Stammdatensätze für PVA entwickelt werden (vgl. Abschnitt 3.2). Abschließend wird konkretisiert, wie das durch die Bewegungsdaten beschriebene Verhalten der PVA in der Netzplanung abgebildet werden kann (vgl. Abschnitt 3.3).

3.1 Szenariotechnik

Aufgrund der hohen Nutzungsdauer der Betriebsmittel eines Netzes gilt es, auch zukünftig mögliche oder zu erwartende Veränderungen der Netzaufgabe hinreichend in der Netzplanung zu berücksichtigen. Hierfür bietet sich die Anwendung von Methoden der Zukunftsforschung an. Die Fachliteratur unterscheidet hierbei die Prognoseerstellung von der Szenarioanalyse: Während eine Prognose eine für wahrscheinlich gehaltene Zukunft abbildet, konstruiert ein Szenario *eine* von beliebig vielen denkbaren, in sich konsistenten Zukünften (vgl. [65, S. 11]).

Szenarien lassen sich dabei hinsichtlich ihres Zweckes unterscheiden: Mit Hilfe von explorativen Szenarien soll Wissen generiert werden, indem Wirkungszusammenhänge und Unsicherheiten untersucht werden, während bei der Erstellung normativer Szenarien eine gewünschte Entwicklung zu Grunde liegt (vgl. [65, S. 23f]).

Ein Szenario ordnet einem vorgegebenen Zeitpunkt t_{SZP} den Wert einer Größe M zu und wird zur besseren Differenzierung im Weiteren unter dem Begriff Szenarienzzeitpunkt SZP geführt (vgl. Abbildung 3.1). Sollen lange Zeiträume untersucht werden, so bietet sich die Konstruktion von Kettenszenarien – im weiteren kurz Szenarien – an (vgl. [65, S. 27], [66, S. 433]). Ein Szenario SZ wird durch eine zeitlich aufsteigend sortierte Folge von insgesamt m Szenarienzzeitpunkten gebildet. Den zeitlich weiter entfernten Szenarienzzeitpunkten wird hierbei häufig eine größere Unsicherheit zugeschrieben, die den sogenannten Szenarientrichter (vgl. [65, S. 13]) weiter auffächern. Insgesamt n Szenarien bilden einen Szenariorahmen SR .

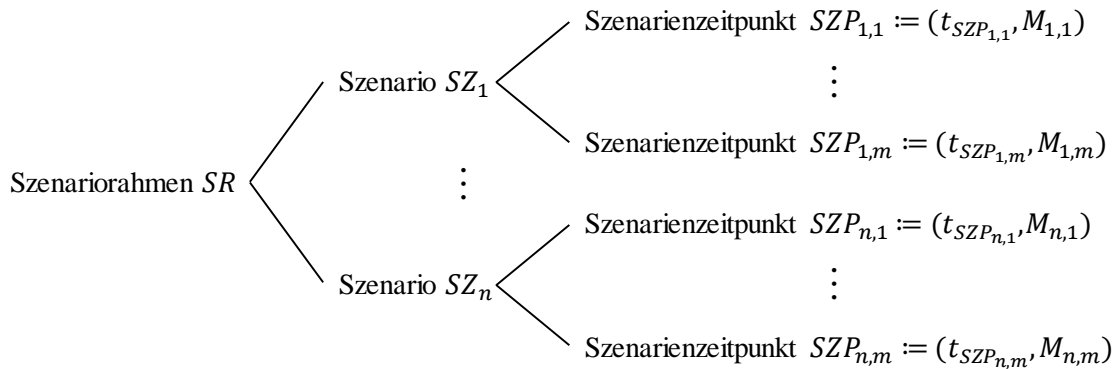


Abbildung 3.1: Aufbau des Szenariorahmens, bestehend aus Szenarien und Szenarienzzeitpunkten.

Eine räumliche Staffelung eines Szenarios kann abgebildet werden, indem die einzelnen Detailstufen gleichzeitig bzw. separat betrachtet, Globalszenarien regionalisiert (Top-Down), Lokalszenarien aggregiert (Bottom-Up) oder beide letztgenannten Verfahren kombiniert werden (vgl. [65, S. 28], [66, S. 431]). Die Konsistenz aller Detailstufen kann z. B. durch deren iterative Angleichung sichergestellt werden (vgl. [65, S. 28]).

3.2 Methode der Szenarientwicklung zukünftiger Stammdatensätze

Da die Entwicklung der Installation von PVA nicht ohne erhebliche Unsicherheiten vorherzusagen ist, ist eine Zusammenstellung eines Szenariorahmens einer einzelnen, mit hoher Unsicherheit behafteten Prognose zu bevorzugen.

Für konkrete Planungen eines NS-Netzes sind Lokalszenarien für PVA zu erstellen und anzuwenden. In der NS-Ebene ergibt sich eine besondere Herausforderung: Die Anzahl der Anlagen innerhalb eines einzelnen Ortsnetzes ist vergleichsweise gering, sodass sich der reale Zubau eines konkreten Netzes deutlich von einem beispielsweise auf Grundlage von Potentialflächen erwarteten Zubau unterscheiden kann: So wurde in [67] die Existenz von Gemeinden mit einer signifikanten Häufung sowie solcher mit einer Unterrepräsentation von PVA pro Einwohner für die Untersuchungsregion Baden-Württemberg nachgewiesen. Als Ursachen hierfür werden unter anderem Unterschiede in der Siedlungsstruktur und dem sozialen Gefüge, ein Nachbarschaftseffekt sowie das Vorhandensein oder Fehlen von Innovatoren angeführt (vgl. [67, S. 162]).

Sollen – wie in der vorliegenden Arbeit – verallgemeinerbare Erkenntnisse zum Einsatz innovativer Lösungsoptionen in der NS-Netzplanung generiert werden, ist es allerdings zielführend, die Szenarien an Erwartungswerten auszurichten. Zu deren Bestimmung können die bereits genannten Methoden zur Ableitung räumlich gestaffelter Szenarien angewendet werden. Da bereits eine große Anzahl von Szenarien der installierten Leistung von PVA für das Gebiet der Bundesrepublik Deutschland und einzelner Bundesländer existieren, bietet sich zur Erstellung von Lokalszenarien die Anwendung einer Top-Down-Methode an. Hierbei werden Szenarien der installierten Leistung von PVA auf einzelne Netze regionalisiert und hierzu passende Stammdatensätze konkreter PVA generiert.

Die im Folgenden näher vorgestellte Methode (vgl. Abbildung 3.2) basiert auf dem in der dena-Verteilnetzstudie [7, S. 55ff] beschriebenen Vorgehen. Es wurde in allgemeiner Form bereits in [41, S. 9ff] erläutert, wird aber in den folgenden Abschnitten schrittweise für die Anwendung in der NS-Ebene konkretisiert.

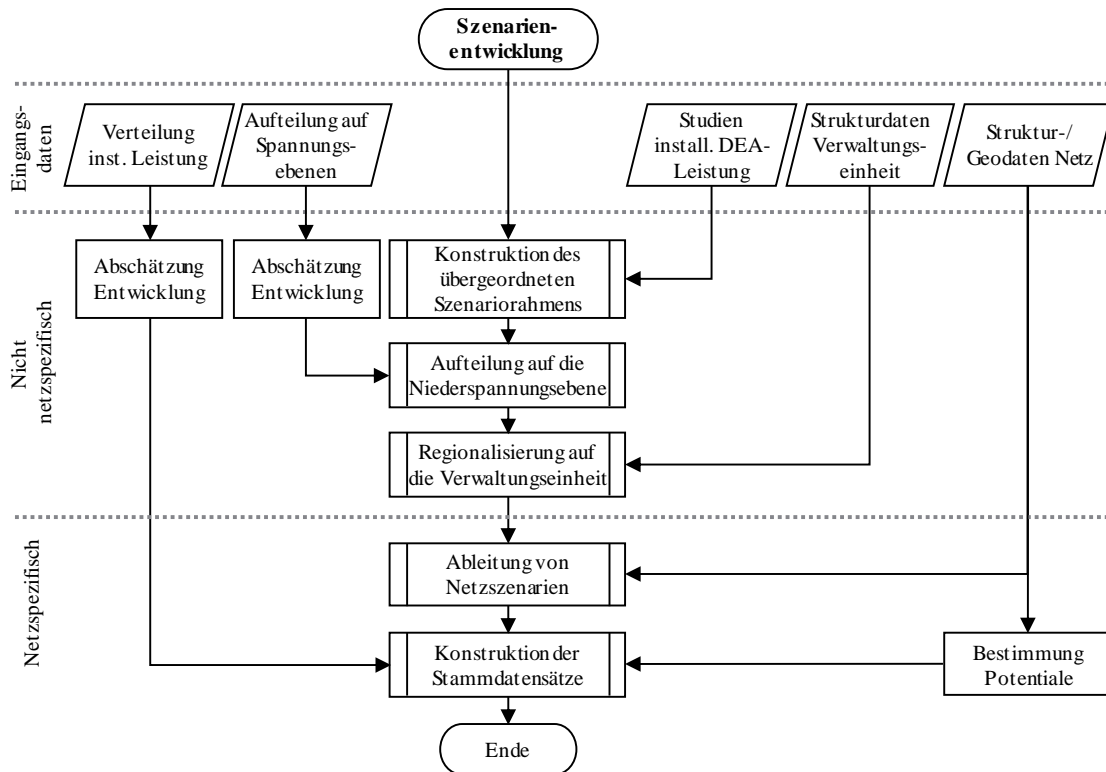


Abbildung 3.2: Methode der Szenarientwicklung für NS-Netze in Anlehnung an [7, S. 55ff]. Darstellung auf Basis von [41, S. 11].

3.2.1 Konstruktion des übergeordneten Szenariorahmens

Zunächst wird ein übergeordneter Szenariorahmen definiert, der als analysierte Größe M die mögliche Entwicklung der installierten Leistung P_{inst} von PVA auf Bundes- oder Länderebene beschreibt, ohne nach der Einspeise-Spannungsebene zu differenzieren. Er basiert auf einer Meta-Analyse von Studien wie u. a. [7], [68], [69], [70] und [71], die vorwiegend normative Szenarien definieren. Darüber hinaus werden Studien berücksichtigt, die das Potential der installierten Leistung von PVA (vgl. [72], [73]) oder allgemeine Trends (z.B. Entwicklung der mittleren Anlagengröße) beschreiben (vgl. [74], [71]).

Die den einzelnen Szenarien zugrundeliegenden Rahmenbedingungen wie Umwelt- und Klimaschutzziele, die betrachteten Zeithorizonte und die zeitlichen Auflösungen variieren zum Teil deutlich. Einige Szenarien (vgl. [68], [69]) erhalten durch einen Einbezug von politischen Vorgaben, die teilweise durch entsprechend steuernde oder gar regelnde Fördermaßnahmen begleitet werden, eine besondere Relevanz. Bezüglich des Betrachtungszeitraums sowie der zeitlichen Auflösung vereinheitlichte Szenarien SZ_i können aus den Szenarien der Studien mit Hilfe von Inter- bzw. Extrapolationsverfahren konstruiert werden. Sie bilden den Szenariorahmen SR (vgl. Abbildung 3.3).

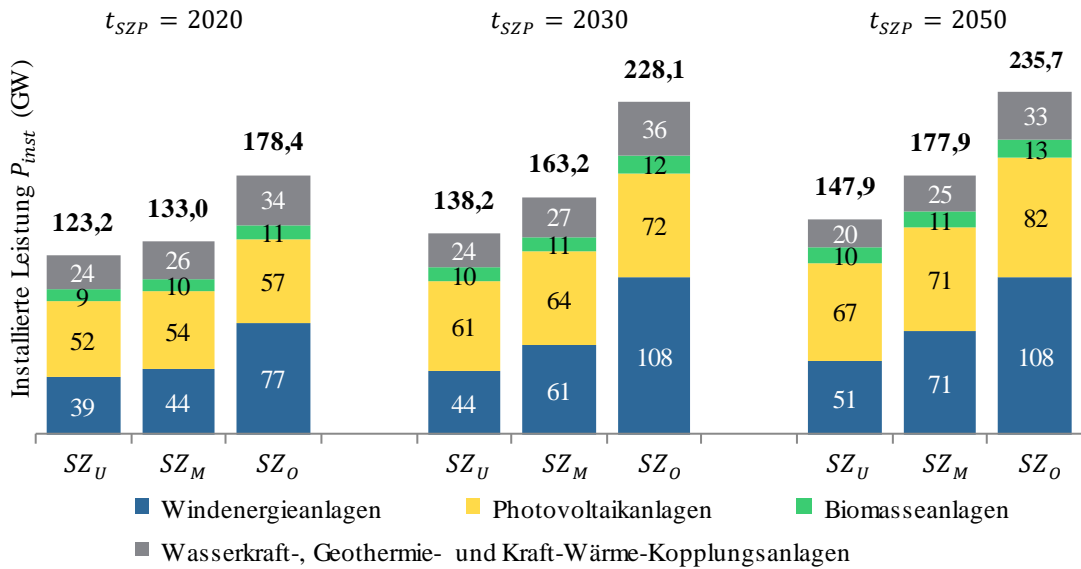


Abbildung 3.3: Szenariorahmen für die Entwicklung der DEA in Deutschland mit drei Szenarien SZ_U , SZ_M und SZ_O in jeweils drei Zeitpunkten. Darstellung angelehnt an [41, S. 165].

Innerhalb des Szenariorahmens SR lassen sich insbesondere drei markante Szenarien identifizieren, in denen die beschriebene Größe P_{inst} über die Szenarienzzeitpunkte hinweg eine eher schwache, mittlere bzw. starke Entwicklung erfährt. Entsprechend werden die Begriffe unteres Szenario SZ_U , mittleres Szenario SZ_M und oberes Szenario SZ_O eingeführt. Zu beachten ist allerdings, dass die einzelnen Szenarien nicht a priori mit einer definierten Eintrittswahrscheinlichkeit verknüpft sind. Die Szenarienzzeitpunkte SZP beziehen sich in dieser Arbeit auf die Jahre 2020, 2030 und 2050.

3.2.2 Aufteilung der installierten Leistung auf die Niederspannungsebene

Der Szenariorahmen SR differenziert zunächst nicht nach Spannungsebene und bildet damit die Summe der installierten Leistung aller Spannungsebenen ab. Jedes Szenario SZ_i des Szenariorahmens wird daher durch einen Aufteilungsfaktor auf die NS-Ebene bezogen. Die installierte Leistung P_{inst} des Szenarienzzeitpunkts ergibt sich dann zu:

$$P_{inst,NS} = b_{NS} \cdot P_{inst} \quad (3.1)$$

Zur Abschätzung des Aufteilungsfaktors b_{NS} kann beispielsweise die Aufteilung der installierten Leistung auf die Spannungsebenen im Anlagenbestand über den Betrachtungszeitraum fortgeschrieben werden. Die für diese Arbeit getroffenen Annahmen werden im Anhang 11.2.1 zusammengefasst.

3.2.3 Regionalisierung auf eine Verwaltungseinheit

Ein mögliches und in dieser Arbeit angewendetes Verfahren zur Regionalisierung des Szenario-rahmens einer übergeordneten Verwaltungseinheit (ÜVE) (z. B. Bundesrepublik Deutschland) auf eine untergeordnete Verwaltungseinheit (VE) (z. B. Bundesland, Landkreis, Gemeinde) ist die Anwendung eines Verteilungsschlüssels. Hierbei wird die regionalisierte, installierte Leistung $P_{inst,NS,i}^{VE,j}$ eines Szenarienzeitpunkts des i -ten Szenarios $SZ_{NS,i}^{VE,j}$ für die j -te untergeordnete Verwaltungseinheit mit Hilfe eines zugehörigen Aufteilungsfaktors $b_{VE,j}$ aus dem entsprechenden Szenario der übergeordneten Verwaltungseinheit $SZ_{NS,i}^{\ddot{U}VE}$ berechnet (vgl. [7, S. 62f], [75], [41, S. 12]):

$$P_{inst,NS,i}^{VE,j} = b_{VE,j} \cdot P_{inst,NS,i}^{\ddot{U}VE} \quad (3.2)$$

Der Aufteilungsfaktor selbst berechnet sich aus dem Verhältnis eines Verteilungsschlüsselwertes $v_{VE,j}$ der j -ten untergeordneten Verwaltungseinheit zu der Summe der Verteilungsschlüsselwerte aller in der übergeordneten Verwaltungseinheit enthaltenen untergeordneten Verwaltungseinheiten (vgl. [7, S. 62f], [75], [41, S. 12]):

$$b_{VE,j} = \frac{v_{VE,j}}{\sum_{m=1}^{n_{VE}} v_{VE,m}} \quad (3.3)$$

Hierbei ist n_{VE} die Anzahl der untergeordneten Verwaltungseinheiten in der übergeordneten Verwaltungseinheit. Das Ergebnis der Regionalisierung hängt stark von der konkreten Definition des Verteilungsschlüssels ab. Prinzipiell lassen sich unendlich viele Verteilungsschlüssel definieren, die als solche weder als richtig noch als falsch bewertet werden können: Zwar ist ein Vergleich der Ergebnisse einer Regionalisierung mit historischen Daten oder gar eine Minimierung der Abweichungen durch eine mathematische Optimierung des Verteilungsschlüssels oder seiner Parameter möglich, jedoch vergrößert dies nicht zwangsläufig die Eintrittswahrscheinlichkeit der regionalisierten (Zukunfts-)Szenarien des Szenario-rahmens. Stattdessen sollte wiederum auf Plausibilität des Verteilungsschlüssels geachtet werden. Hierzu gehört insbesondere eine Überprüfung der Ergebnisse auf eine Überschreitung von Potentialgrenzen. Eine unmittelbare Regionalisierung des Szenario-rahmens auf das zu untersuchende Netzgebiet ist häufig nicht möglich, da die Werte der im Verteilungsschlüssel berücksichtigten Größen in öffentlich verfügbaren Datensätzen oft nicht in der dazu benötigten Regionalisierungstiefe zur Verfügung stehen. Aus diesem Grund kann eine stufenweise Regionalisierung auf Basis unterschiedlicher Verteilungsschlüssel erforderlich sein. Eine Auswahl möglicher Verteilungsschlüssel ist in Tabelle 3-1 dargestellt.

Tabelle 3-1: Mögliche Ansätze zur Regionalisierung der installierten Leistung von PVA auf eine untergeordnete Verwaltungseinheit angelehnt [41, S. 12f]

Nummer	Merkmal	Verteilungsschlüssel für die j -te Verwaltungseinheit	Erläuterung	
1	Gesamtfläche	$v_{VE,j} = A_{VE,j}^{Ges}$	$A_{VE,j}^{Ges}$	Gesamte Fläche der VE j
2	Gebäudeanzahl	$v_{VE,j} = n_{VE,j}^{Gebäude}$	$n_{VE,j}^{Geb}$	Anzahl der Gebäude der VE j
3	Potentialfläche	$v_{VE,j} = A_{VE,j}^{Pot}$	$A_{VE,j}^{Pot}$	Potentialfläche für PVA innerhalb der VE j
4	Potential	$v_{VE,j} = P_{VE,j}^{Pot}$	$P_{VE,j}^{Pot}$	Potential der installierten Leistung von PVA innerhalb der VE j
5	dena-Verteilnetzstudie [7]	$v_{Gem,j} = \frac{A_{Gem,j}^{G\&F}}{\sqrt{EWD_{Gem,j}}}$	$A_{Gem,j}^{G\&F}$	Gebäude- und Freifläche der Gemeinde j
			$EWD_{Gem,i}$	Einwohnerdichte der Gemeinde j

In dieser Arbeit erfolgt eine Regionalisierung auf die Verwaltungseinheit einer Gemeinde mit Hilfe des in der dena-Verteilnetzstudie definierten Verteilungsschlüssels für PVA, der zum einen den Flächenbedarf der PVA würdigt (Gebäude und Freifläche $A_{Gem,j}^{G\&F}$ einer Gemeinde), zum anderen auch die Einwohnerdichte $EWD_{Gem,j}$ einer Gemeinde als ein Maß für die Siedlungs- bzw. Gebäudestruktur berücksichtigt. Dieses Vorgehen wird durch die hohe Verfügbarkeit deutschlandweiter Daten für die verwendeten Einflussfaktoren der Gebäude- und Freiflächen $A_{Gem,j}^{G\&F}$ bzw. der Einwohnerdichte $EWD_{Gem,i}$ einer Gemeinde ermöglicht.

3.2.4 Ableitung von Netzszenarien

Die von einem Netzgebiet versorgte Fläche ist im Allgemeinen nicht identisch mit der oder den Flächen der oben genannten Verwaltungseinheiten, sodass eine weitere Regionalisierung des Szenariorahmens erfolgen muss. Typischerweise liegen NS-Netze vollständig innerhalb einer Verwaltungseinheit, sodass die weitere Regionalisierung auf ein konkretes Netz analog zur Beschreibung in Abschnitt 3.2.3 erfolgen kann. Gegebenenfalls ist allerdings der Verteilungsschlüssel aufgrund der Datenlage anzupassen. So wird in dieser Arbeit als Verteilungsschlüssel zur Ableitung von Netzszenarien die Gebäudeanzahl verwendet, die in der Regionalisierungstiefe der Gemeinde aus öffentlich zugänglichen Daten entnommen und für ein Netzgebiet durch die Anzahl der Hausanschlüsse angenähert werden kann. Damit liegt ein regionalisierter Szenariorahmen SR_{Netz} vor, der die installierte Leistung P_{inst} von PVA im betrachteten Netzgebiet beschreibt.

3.2.5 Konstruktion der Stammdatensätze

Auf Basis des regionalisierten Szenariorahmens SR_{Netz} werden in diesem Schritt Stammdatensätze für die mit dem betrachteten NS-Netz verbundenen PVA konstruiert. Um den Wirkungszusammenhang zwischen einer Steigerung der installierten Leistung und dem Ertüchtigungsbedarf eines Netzes analysieren zu können, sollen die Stammdatensätze aller Szenarienzzeitpunkte des Szenariorahmens nun so konstruiert werden, dass in den typischen Netztopologien (vgl. Abschnitt 2.3.2) und in Betriebspunkten maximaler Wirkleistungseinspeisung ohne Last (vgl. Abschnitt 3.3) mit einer steigenden installierten Leistung von PVA die Leitungsströme I_{ij} und die Knotenspannungen U_i monoton steigen. Bei Vernachlässigung der Netzverluste soll also gelten:

$$P_{inst}^{SZP,k} \geq P_{inst}^{SZP,l} \Rightarrow I_{ij}^{SZP,k} \geq I_{ij}^{SZP,l} \wedge U_i^{SZP,k} \geq U_i^{SZP,l} \quad \forall i \neq j, k, l \quad (3.4)$$

Über die Szenarienzzeitpunkte eines jeden Szenarios SZ_i des Szenariorahmens SR_{Netz} hinweg wird eine zeitliche Entwicklung beschrieben. Unter der Modellvereinfachung, dass eine installierte PVA während des Betrachtungszeitraums im Fehlerfall instandgesetzt und am Ende der Nutzungsdauer durch eine äquivalente PVA ersetzt wird, wird die Bedingung (3.4) erfüllt, wenn in den (meist späteren) Szenarienzzeitpunkten mit höherer installierter Leistung auch immer alle PVA aus den vorherigen Szenarienzzeitpunkten enthalten sind und ggf. weitere hinzukommen. Mit SD_{PVA} als der Menge der Stammdatensätze soll also gelten:

$$P_{inst}^{SZP,k} \geq P_{inst}^{SZP,l} \Rightarrow SD_{PVA}^{SZP,k} \supseteq SD_{PVA}^{SZP,l} \quad \forall k \neq l \quad (3.5)$$

Um Vergleichbarkeit auch zwischen den einzelnen Szenarien des Szenariorahmens herzustellen, wird die Forderung (3.5) auch auf die Gesamtheit der Szenarienzzeitpunkte des Szenariorahmens übertragen. Damit wird die Forderung (3.4) auch für den gesamten Szenariorahmen SR_{Netz} erfüllt. Die Menge der Stammdatensätze SD_{PVA} für einen folgenden Szenarienzzeitpunkt $k + 1$ mit der installierten Leistung $P_{inst}^{SZP,k+1}$ wird nun so durch Hinzufügen von Stammdatensätzen erweitert, dass:

- prioritär die Summe der installierten Leistungen aller in SD_{PVA} beschriebenen PVA näherungsweise gleich der installierten Leistung $P_{inst}^{SZP,k+1}$ im betrachteten Szenarienzzeitpunkt ist und
- die installierten Leistungen aller nicht dem Bestand zuzurechnender Anlagen der Stammdatensätze SD_{PVA} näherungsweise einer vorgegebenen, diskreten Häufigkeitsverteilung folgen (vgl. Abbildung 3.4 a)).

Dazu werden zunächst n_{TK} Typklassen von PVA gebildet, die durch eine vorgegebene installierte Leistung $\mathbf{P}_{inst,TK} = (P_{inst,TK,1}, \dots, P_{inst,TK,n_{TK}})$ charakterisiert sind. Den Typklassen wird im Anschluss eine relative Häufigkeit $\mathbf{h}_{TK} = (h_{TK,1}, \dots, h_{TK,n_{TK}})$ zugeordnet. Im vorliegenden Anwendungsfall werden unter Berücksichtigung einer partitionierenden Clusteranalyse (vgl. [76, S. 417ff.]) historischer Anlagenstammdaten EEG-geförderter PVA insgesamt acht Typklassen definiert und zuzuordnende relative Häufigkeiten ermittelt (vgl. Abbildung 3.4 b)).

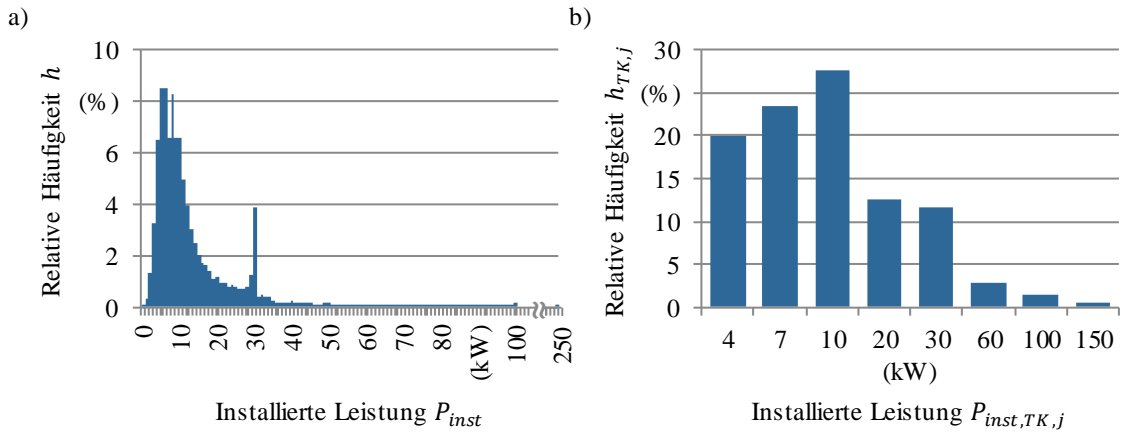


Abbildung 3.4: Auswertung der EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2011 [77]. a) Relative Häufigkeit der im Jahr 2011 installierten PVA mit einer installierten Leistung von weniger als $P_{inst} = 250$ kVA in Abhängigkeit von der installierten Leistung, b) auf einer Clusteranalyse beruhende Definition der Typklassen und deren angesetzte relative Häufigkeit im vorliegenden Anwendungsfall.

Mit einem Quotenverfahren wird nun die jeweilige, durch Abrunden ganzzahlige Anzahl n_{TA} der je Typklasse hinzuzufügenden PVA aus der Differenz der installierten Leistung $P_{inst}^{SZP,i+1}$ im betrachteten Szenarienzeitpunkt und jener aller Bestandsanlagen $P_{inst}^{SZP,i}$ bestimmt:

$$n_{TA,j} = \left\lfloor \frac{(P_{inst}^{SZP,i+1} - P_{inst}^{SZP,i}) \cdot h_{TK,j}}{P_{TK,inst,j}} \right\rfloor \quad (3.6)$$

Durch das Abrunden wird die im Szenario angestrebte Leistung $P_{inst}^{SZP,i+1}$ im Allgemeinen zunächst nicht erreicht. Daher wird für die Typklasse, deren Anzahl ohne Abrundung den größten Nachkommaanteil aufweist, eine weitere Anlage vorgesehen. Würde hierbei eine Überschreitung der angestrebten Leistung $P_{inst}^{SZP,i+1}$ im Szenarienzeitpunkt resultieren, so wird zuvor der Nachkommaanteil auf jenen, der zu der nächstkleineren Typklasse gehört, additiv übertragen. Ist die im Szenario angestrebte Leistung $P_{inst}^{SZP,i+1}$ noch nicht erreicht, wird das Verfahren mit der noch zu vergebenden Leistung wiederholt.

Die Zuordnung der neuen PVA zu den Netzverknüpfungspunkten des Netzes erfolgt nun ausgehend von der höchsten installierten Leistung absteigend zufällig jeweils auf jene Netzverknüpfungspunkte, deren Potentialgrenze nicht überschritten würde. Netzverknüpfungspunkte,

an die bislang keine PVA angeschlossen sind, werden bevorzugt. Stehen Netzverknüpfungspunkte mit dem benötigten Potential nicht in ausreichender Anzahl zur Verfügung, so erfolgt eine Zerlegung der installierten Leistung der jeweiligen PVA in solche mit einer möglichst hohen, aber niedrigeren installierten Leistung entsprechend der Typklassen.

3.3 Berücksichtigung der Bewegungsdaten in der Netzplanung

Die Knotenspannungen und Betriebsmittelauslastungen eines Netzes und damit auch die Bewertung einer Planungsvariante hinsichtlich der in Abschnitt 2.4 beschriebenen technischen Rahmenbedingungen hängen direkt von den zeitabhängigen Leistungsflüssen der mit dem Netz verbundenen Anlagen ab. Üblicherweise erfolgt die Netzplanung allerdings vereinfachend anhand einer stark begrenzten Anzahl von Netznutzungsfällen (NNF), die so gewählt werden müssen, dass durch deren Anwendung die minimalen bzw. maximalen Knotenspannungen sowie die maximalen Betriebsmittelauslastungen aller möglichen Betriebspunkte abgebildet werden. Neben dem obligatorischen NNF *Starklast*, der sich aus einer maximalen gleichzeitigen Leistungsaufnahme der Lasten ohne Wirkleistungseinspeisung von PVA ergibt, wird ein zusätzlicher NNF *Starkeinspeisung* berechnet. Dieser repräsentiert die maximale gleichzeitige Wirkleistungseinspeisung von PVA bei der gleichzeitigen minimalen Last. Eine Spezifikation der NNF hinsichtlich der angewendeten Skalierungs- bzw. Gleichzeitigkeitsfaktoren ist Anhang 11.2.2 zu entnehmen.

Während das beschriebene Vorgehen für die Dimensionierung konventioneller Betriebsmittel eines NS-Netzes ausreicht, erfordern einige der innovativen Lösungsoptionen zusätzliche energetische Analysen. In dieser Arbeit werden dafür lösungsoptionsspezifische Ansätze vorgestellt (vgl. Abschnitte 4.2.5.3 und 4.2.5.4).

4 Lösungsoptionen für Netze mit einem hohen Anteil dezentraler Energiewandlungsanlagen

Wird an ein gegebenes Netz eine neue Netzaufgabe gestellt, so ist zu überprüfen, ob die in Abschnitt 2.4 geforderten Kriterien für die Netzzustandsgrößen erfüllt werden. Zeigt sich, dass das Netz in der bestehenden Form unter der neuen Netzaufgabe nicht mehr normgerecht betrieben werden kann, sind geeignete Maßnahmen zu ergreifen.

Grundsätzlich ist der vollständige Neubau des Netzes oder die Einführung einer parallelen Infrastruktur zur Einbindung der DEA denkbar. Aufgrund der zwangsläufig mit Unsicherheiten belegten Szenarien sowie der typischerweise nur schrittweise ansteigenden Anforderungen an die Stromnetze erscheint ein vollständiger Neubau eines Netzes oder einer parallelen Infrastruktur der öffentlichen Versorgung aufgrund einer Zunahme der installierten Leistung von DEA in der Regel als wirtschaftlich nicht vertretbar.

Daher werden im Folgenden Lösungsoptionen vorgestellt, mit deren Hilfe bestehende Netze in ein für die Netzaufgabe ertüchtigtes Netz überführt werden. Im ersten Abschnitt werden konventionelle Maßnahmen beschrieben, die vorwiegend der Verstärkung des Netzes dienen und flächendeckend bei Verteilnetzbetreibern in Deutschland zum Einsatz kommen. Der zweite Abschnitt befasst sich mit innovativen Lösungsoptionen. Sie erfordern in der Regel eine Neuinterpretation der Rahmenbedingungen sowie eine Erweiterung des Netzplanungsprozesses. Kombinationen mehrerer innovativer Lösungsoptionen werden im dritten Abschnitt diskutiert. Abschließend erfolgt die Definition der in dieser Arbeit betrachteten Planungsvarianten sowie deren Einordnung in den Netzplanungsprozess.

4.1 Konventionelle Maßnahmen

Die Netzzustandsgrößen der Knotenspannungen U_i , der Leitungsströme I_{ij} und die vom Transformator übertragene Leistung S_T hängen in konventionell geplanten, ungesteuerten und unregulierten Netzen ausschließlich von der Dimensionierung des Netzes selbst, der Eingangsgrößen sowie der durch die Netzaufgabe beschriebenen Störgrößen ab. Als relevante Eingangsgröße lässt sich hierbei die dem Netz vorgelagerte Spannung $U_{TUS}(t)$ auf der Unterspannungsseite des ONT identifizieren, während die Störgrößen durch die in die Netzknoten eingespeisten oder entnommen Wirkleistungen P_k und Blindleistungen Q_k gebildet werden (vgl. Abbildung 4.1).

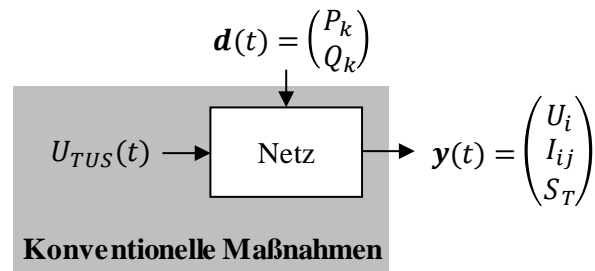


Abbildung 4.1: Abhängigkeit der Netzzustandsgrößen von den Eingangs- und Störgrößen in einem NS-Netz. Darstellung in Anlehnung an [14, S. 49].

Mittels konventioneller Maßnahmen (KONV) werden Abweichungen der Netzzustandsgrößen von den zulässigen Bereichen durch eine dauerhafte Anpassung der Eingangsgröße oder des Übertragungsverhaltens des Netzes vermieden. Konventionelle Maßnahmen lassen sich in betrieblich umsetzbare und bauliche Maßnahmen untergliedern. Zu den relevanten betrieblichen Maßnahmen zählen insbesondere die Trennstellenoptimierung sowie die lastfreie Umstufung von ONT. Den konventionellen baulichen Maßnahmen wird dagegen der Einsatz zusätzlicher oder höher belastbarer Leitungen und Transformatoren inklusive notwendiger Anpassungen der Schalt- und Schutzeinrichtungen zugerechnet. Anzumerken ist, dass Maßnahmen in der MS-Ebene solche in der NS-Ebene ggf. substituieren können.

4.1.1 Trennstellenoptimierung

Mithilfe einer Trennstellenoptimierung kann die Topologie eines vermaschten Netzes im Normalbetrieb durch Schaltmaßnahmen so verändert werden, dass durch eine geeignete Verteilung der Belastung über die Leitungen die im Netz auftretenden maximalen Knotenspannungen und die höchsten Leitungsauslastungen minimiert bzw. die im Netz auftretenden minimalen Knotenspannungen maximiert werden. Hierbei kann als Nebenbedingung der Optimierung auch unvermaschte Betriebsweise gefordert werden. In NS-Netzen des ländlichen Raums ist der Vermaschungsgrad typischerweise sehr gering oder es liegt gar keine Vermaschung vor, sodass die Anwendbarkeit und die erzielten Effekte eher gering sind.

4.1.2 Lastfreie Umstellung der Stufung von Ortsnetztransformatoren

Zum Ausgleich von Spannungsabweichungen auf der Oberspannungsseite können ONT mit mehreren (häufig überspannungsseitig ausgeführten) Anzapfungen ausgestattet sein (vgl. [78]). Mit deren Hilfe lassen sich unterschiedliche Übersetzungsverhältnisse \bar{u} realisieren. Nach Norm ist die Implementierung einer ungeraden Anzahl n_s von Anzapfungen vorgesehen, die jeweils eine unterspannungsseitige Spannungsänderung um eine einheitliche Zusatzspannung symmetrisch um eine Neutralstellung herum ermöglichen. Mit den Bemessungsspannungen der

Oberspannungsseite U_{rTOS} und Unterspannungsseite U_{rTUS} , der Stufe s und der auf U_{rTOS} bezogenen Zusatzspannung u_{zusTUS} ergibt sich:

$$\ddot{u} = \frac{U_{rTOS}}{U_{rTUS} \cdot (1 + s \cdot u_{zusTUS})}, \quad s = -\frac{(n_s - 1)}{2}, \dots, 0, \dots, \frac{(n_s - 1)}{2} \quad (4.1)$$

Üblich ist eine Anzahl n_s von 3, 5 und 9 Stufen mit einer Zusatzspannung von $u_{zus} = 2,5\%$ (vgl. [78, S. 8]), sodass die Spannung entsprechend um insgesamt bis zu $\pm 0,025 U_n$, $\pm 0,05 U_n$ bzw. $\pm 0,1 U_n$ variierbar ist. In konventionellen ONT finden Umsteller (De-energised tap changer, DETC) Verwendung, die eine Stufung nur manuell und im spannungslosen Zustand erlauben, sodass keine automatisierte Steuerung oder Regelung möglich ist. Als betriebliche Maßnahme kann im Falle von Verletzungen des Kriteriums (2.3) eine manuelle Umstufung zur Problemlösung beitragen (Abbildung 4.2), wobei die durch eine Einspeisung hervorgerufene Spannungsänderung ΔU_i eines Knotens nur geringfügig beeinflusst wird. Entsprechend ist das Kriterium (2.4) nicht mehr anwendbar. Die Betriebsmittelauslastung wird ebenfalls nur geringfügig beeinflusst.

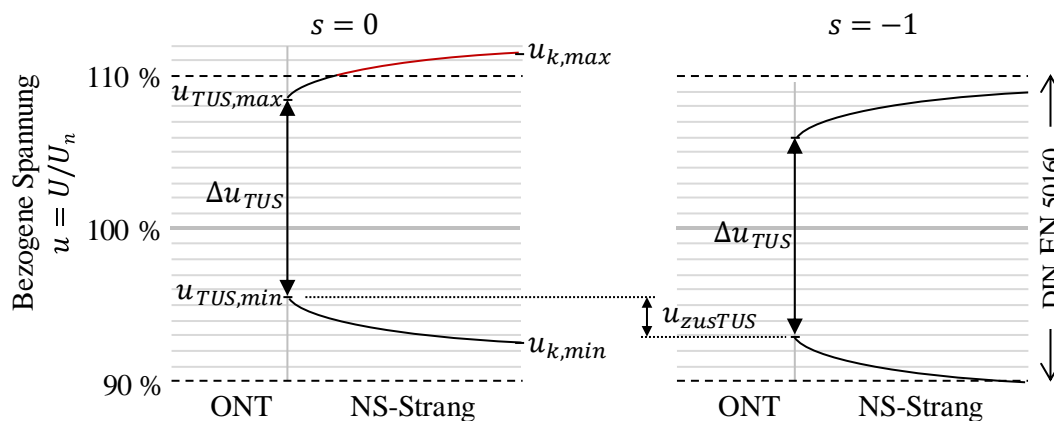


Abbildung 4.2: Darstellung des Effekts einer Umstellung der Stufung des ONT auf die Spannungen in einem NS-Strang

Soll eine Verletzung der oberen Spannungsgrenze an dem Knoten k mit der maximalen (auf die Nennspannung bezogenen) Spannung $u_{k,max}$ vermieden werden, so wird die aktuelle Stufe s um Δs mindestens wie folgt reduziert⁸:

$$\Delta s = \left\lceil \frac{u_{k,max} - u_{DIN,max}}{u_{zusTUS}} \right\rceil \quad (4.2)$$

⁸ Änderungen des Leistungsflusses durch die Änderung der Spannung werden in der folgenden Ausführung vernachlässigt.

Als notwendige Bedingungen für eine vollständige Vermeidung auch einer Verletzung der unteren Spannungsgrenze muss für die minimal auftretende Knotenspannung $u_{k,min}$ vor der Anpassung gelten:

$$u_{k,min} \geq u_{DIN,min} + \Delta s \cdot u_{zustus} \quad (4.3)$$

Insbesondere in ländlichen Netzen können auch im Starklastfall so hohe Spannungsänderungen auftreten, dass die Bedingung (4.3) verletzt wird. Daher ist eine genaue Kenntnis der minimalen bzw. maximalen oberspannungsseitigen Spannung des Transformators in allen relevanten NNF erforderlich, die beispielsweise durch eine spannungsebenenübergreifende Betrachtung zu gewinnen ist. Die lastfreie Umstellung der Stufung von ONT wird daher noch im Kontext einer spannungsebenenübergreifenden Netzplanung diskutiert (vgl. Abschnitt 4.2.1).

4.1.3 Netzverstärkung durch Austausch von Betriebsmitteln

Mit einem Leitungsaustausch kann durch eine Reduktion der Leitungsimpedanz⁹ sowohl die Spannungshaltung verbessert als auch die Belastbarkeit erhöht werden. Im Folgenden wird ein an der Praxis orientierter Prozess zum Leitungsaustausch vorgestellt. Ziele sind die Minimierung der Kosten durch Reduktion der benötigten Trassen- und Leitungslänge und die Vermeidung einer starken Segmentierung des Netzes hinsichtlich der verwendeten Betriebsmitteltypen.

Ein jedes Leitungssegment eines Strahlennetzes wird mit der zugehörigen Summenleistung aller nachfolgend angeschlossenen Lasten und DEA belastet. Daher reduziert sich in Betriebspunkten maximaler Belastung mit steigender Leitungsentfernung von der NS-Verteilung der durch ein Leitungssegment fließende Strom. Gleichzeitig variiert der Impedanzbelag in vielen Fällen entlang einer Hauptstrecke aufgrund der Standardisierung der eingesetzten Leitungstypen nur wenig oder überhaupt nicht. Dadurch nimmt in der Regel mit zunehmender Leitungsentfernung von der NS-Verteilung auch die Spannungsdifferenz über den Leitungssegmenten in Betriebspunkten maximaler Belastung immer weiter ab.

Daher wird bei Identifikation von Spannungsbandverletzungen die folgende Vorgehensweise zur Verstärkung der Stammstrecke eines jeden betroffenen Abgangs angewendet: Ausgehend von der NS-Verteilung werden solange die auf dem Pfad zu einem jeden Knoten mit einer Spannungsbandverletzung liegenden Leitungssegmente gegen solche mit einer niedrigeren Impedanz getauscht, bis sämtliche Spannungsbandverletzungen vermieden sind. Zum einen wird so die zu tauschende Leitungslänge minimiert, da nur jene Leitungssegmente getauscht werden, die typischerweise die höchste Spannungsdifferenz erwarten lassen. Zum anderen wird die

⁹ in der Regel durch Erhöhung des Leitungsquerschnitts

Spannungshaltung im gesamten Abgang verbessert. Eine starke Segmentierung mit unterschiedlichen Kabeltypen wird verhindert, denn alle getauschten Leitungssegmente folgen aufeinander. Um die Trassenlänge zu minimieren ist ggf. zu überprüfen, ob es vorteilhaft ist, mit Hilfe der Parallelschaltung zweier Leitungen die Spannungsdifferenz auf einer kürzeren Trassenlänge auf die zulässige Höhe zu begrenzen. Zudem ist zu untersuchen, ob lange oder hochbelastete Hausanschlussleitungen auszutauschen sind. Da bei zunehmender Leitungsentfernung von der NS-Verteilung mit einer Abnahme der maximalen Leitungsauslastung zu rechnen ist, ist dieselbe Vorgehensweise auch bei Leitungsüberlastungen in aller Regel zielführend.

Im Falle von Überlastungen des MS/NS-Transformators wird dieser durch einen leistungsstärkeren ersetzt. Hierbei ist auf mechanische und elektrische Kompatibilität (z.B. Abmessungen, Belastbarkeit der NS-Verteilung) der Station bzw. Sekundärtechnik zu achten.

4.1.4 Netzausbau mit zusätzlichen Betriebsmitteln

Der Netzausbau mit zusätzlichen Leitungen verbessert die Spannungshaltung und reduziert die Leitungsauslastung in zweifacher Weise: Zum einen können – wie bei der Netzverstärkung – Leitungen mit einer geringeren Impedanz und einer höheren thermischen Belastbarkeit eingesetzt werden, zugleich lässt sich durch Änderung der Topologie eine Aufteilung der Last auf zwei oder mehr Abgänge gemäß Abbildung 4.3 b) und c) realisieren (in Anlehnung an [7, S. 93], [6]).

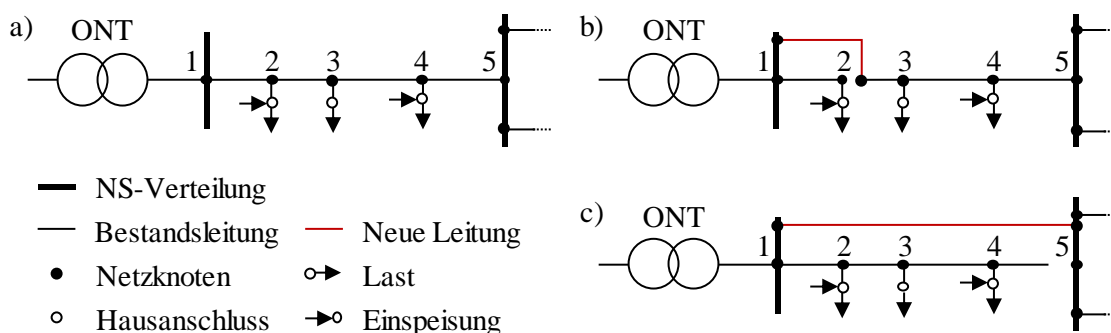


Abbildung 4.3: a) Ausgangsnetz, b) Netzausbau durch Integration eines zusätzlichen Abgangs mit minimaler Leitungslänge (minimaler Verzweigungsausbau), c) wie b), allerdings wird unabhängig vom Erfordernis eine Leitung mindestens bis zu der nächsten Verzweigung ausgeführt (maximaler Verzweigungsausbau) (vgl. [7, S. 93], [6]).

Hierbei versorgt der ursprüngliche Abgang die Lasten nahe der NS-Verteilung, der neue Abgang die entfernt gelegenen Lasten. Der konkrete Verknüpfungspunkt des neuen Abgangs mit dem weiter entfernten Teil des alten Abgangs wird strategieabhängig ermittelt.

Für Strahlennetze mit Verzweigungen wird der in Abbildung 4.4 vereinfacht dargestellte rekursive Netzausbau-Prozess angewendet.

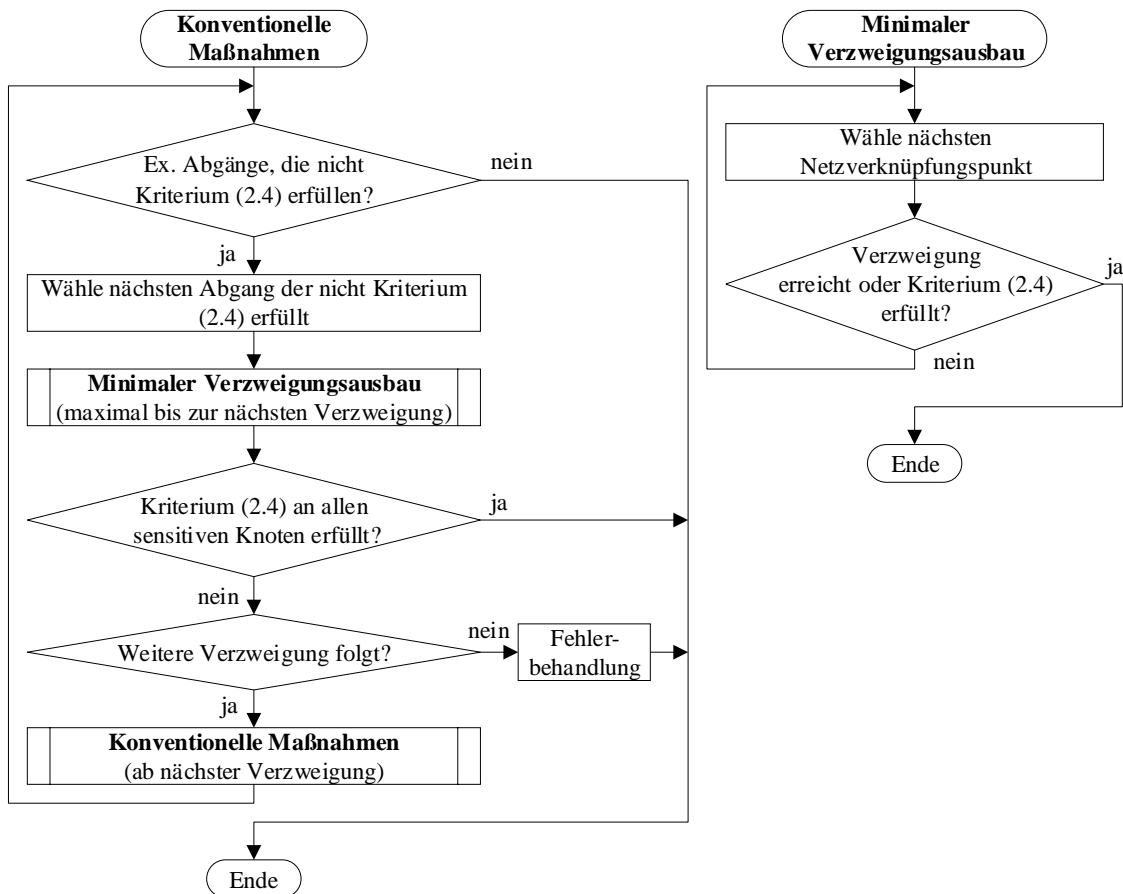


Abbildung 4.4: Prozess der Durchführung konventioneller Maßnahmen am Beispiel des minimalen Verzweigungsausbaus für Spannungsbandverletzungen

Ausgehend von der NS-Verteilung wird nacheinander jeder Abgang, in dem eine Spannungsbandverletzung identifiziert wird, bis höchstens zu der darauf folgenden Verzweigung durch Schaffung eines oder mehrerer neuer Abgänge gemäß der in Abbildung 4.3 gezeigten Vorgehensweise ausgebaut. Bei der im Weiteren als *minimaler Verzweigungsausbau* bezeichneten Strategie wird die zur Vermeidung der Spannungsbandverletzungen benötigte Leitungslänge minimiert (vgl. Abbildung 4.3 b), während bei dem *maximalen Verzweigungsausbau* – sofern möglich – eine Verbindung zum darauf folgenden nächsten Verzweigungspunkt mit Hilfe der neuen Leitung erfolgt (vgl. Abbildung 4.3 c). Wurden durch die Maßnahme bereits alle Spannungsbandverletzungen beseitigt, terminiert der Algorithmus. Bleiben Spannungsbandverletzungen bestehen, wird überprüft, ob der Abgang weiter verzweigt, sodass der Algorithmus ab diesem Abzweigknoten erneut ausgeführt werden kann. Ist dies nicht möglich, wird mit einer Fehlerbehandlung abgebrochen. Dies geschieht insbesondere, wenn der Einsatz jeweils einer Leitung nach Abbildung 4.3 c) zwischen zwei Verzweigungen nicht genügt. In einem solchen Fall kann der Einsatz zweier paralleler Leitungen überprüft werden. Das Verfahren kann in ähnlicher Weise auch effektiv zur Bestimmung von Maßnahmen zur Vermeidung vieler Leitungsüberlastungen angewendet werden, da sich diese typischerweise in ONS-Nähe konzentrieren.

Lassen sich Spannungsbandverletzungen mit dem vorgestellten Algorithmus nicht mit vertretbarem Aufwand vermeiden, so erfolgt als Ultima Ratio eine Aufteilung des Netzes in zwei oder mehr Teilnetze durch Errichtung einer zusätzlichen ONS. Hierbei sind auch im MS-Netz Maßnahmen erforderlich, die von einer Einschleifung der neuen ONS bis hin zu der neuen Verlegung von MS-Leitungen reichen.

4.1.5 Grenzen der konventionellen Maßnahmen

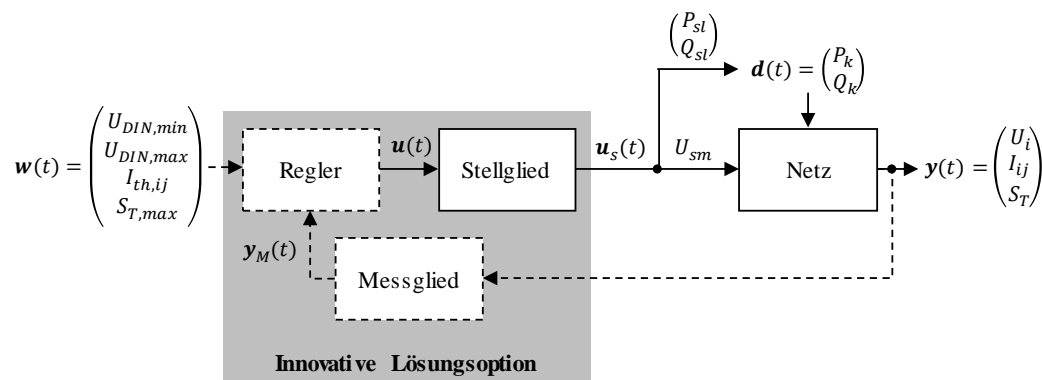
Im Gegensatz zum Leitungsausbau in der Hoch- und Höchstspannungsebene, der mit zeitaufwändigen Genehmigungsprozessen verbunden ist, ist die Nutzung öffentlicher Verkehrswege zur lokalen allgemeinen Versorgung über Wegenutzungsverträge im Rahmen der Konzessionsvergabe geregelt (§ 46 EnWG 2017). Zudem ist gerade im ländlichen Raum nicht zu erwarten, dass Vorhaben zur Netzerweiterung regelmäßig an mangelndem Flächenangebot z. B. für die Aufstellung einer ONS scheitern. Insofern schränken in der NS-Ebene hauptsächlich mögliche hohe Kosten sowie die Vielzahl gleichzeitig abzuwickelnder planerischer und baulicher Schritte die Durchführung konventioneller Maßnahmen ein.

4.2 Innovative Lösungsoptionen¹⁰

Innovative Lösungsoptionen lassen sich einteilen in innovative Planungskonzepte, Betriebskonzepte und Betriebsmittel. Optimierungsziel innovativer Planungskonzepte ist insbesondere eine verbesserte Ausnutzung des Netzes und seiner (konventionellen) Betriebsmittel, indem Worst-Case-Annahmen durch tieferegehende Analysen ersetzt werden (vgl. Abschnitt 4.2.1). Die innovativen Betriebskonzepte und Betriebsmittel (vgl. Abschnitte 4.2.1 bis 4.2.6) setzen dagegen Steuerungs- bzw. Regelungsverfahren ein (vgl. Abbildung 4.5), um die Netzzustandsgröße $\mathbf{y}(t)$ innerhalb der durch die Führungsgröße $\mathbf{w}(t)$ vorgegebenen Grenzen zu halten (vgl. [14, S. 49]). Hauptmerkmal ist die optimierte Nutzung oder Einbringung eines Stellglieds in das Netz. Darüber lässt sich die Spannung der durch Spannungsregler beeinflussbaren Netzknoten U_{sm} bzw. die Wirk- bzw. Blindleistung (P_{sl} , Q_{sl}) aller ansteuerbaren DEA und Lasten der Störgröße $\mathbf{d}(t)$ beeinflussen.

Im Gegensatz zu den konventionellen Maßnahmen bleibt hierbei das Übertragungsverhalten des Netzes entweder weitestgehend unangetastet (z. B. Einspeisemanagement) oder wird bedarfsgerecht und automatisiert angepasst (z. B. regelbarer Ortsnetztransformator).

¹⁰ In diesem Abschnitt erfolgt eine umfassende Konkretisierung der in Teilen bereits im Rahmen der Veröffentlichung [41, S. 39ff] durch den Verfasser entwickelten Inhalte.



i, j : Netzknoten

k : Netzknoten, an die eine DEA oder Last angeschlossen ist

l : Netzknoten, an die eine ansteuerbare DEA angeschlossen ist

m : Netzknoten, deren Spannung direkt beeinflussbar ist

---- Nur bei Regelung

Abbildung 4.5: Verallgemeinerte Darstellung einer durch innovative Lösungsoptionen umgesetzten Steuerung bzw. Regelung der Netzzustandsgröße. Darstellung in Anlehnung an [14, S. 49].

Entweder wird das Stellglied mit Hilfe der Eingangsgröße $\mathbf{u}(t)$ gesteuert oder aber ein Regelkreis realisiert, bei dem die Regelgröße $\mathbf{y}(t)$ in Form der Messgröße $\mathbf{y}_M(t)$ des Messglieds zu einem Regler zurückgeführt wird.

4.2.1 Spannungsebenenübergreifende Netzplanung

Als Vertreter der innovativen Planungskonzepte ermöglicht die spannungsebenenübergreifende Netzplanung (SNP) eine bessere Ausnutzung des zur Verfügung stehenden Spannungsbands, indem MS- und NS-Netze gekoppelt betrachtet werden.

4.2.1.1 Funktionsweise

In konventionell geplanten Netzen wird die unterspannungsseitige Spannung $U_{MS,TUS}$ des HS/MS-Transformators mit Hilfe eines Laststufenstellers geregelt (vgl. Abschnitte 2.4.2 und 4.1.2). Daher kann angenommen werden, dass die Spannung $U_{MS,TUS}$ zu jedem Zeitpunkt innerhalb eines Regelbands um einen vorgegebenen Spannungswert liegt. Eine weitere Spannungsregelung ist weder im MS- noch im NS-Netz vorgesehen.

Durch den zum Beispiel durch MS-DEA beeinflussten Leistungsfluss über die impedanz-behafteten Leitungen eines MS-Strangs ergibt sich für jeden MS-Knoten ein individueller Spannungsbereich, der sich direkt auf die Höhe einer zulässigen Spannungsänderung im unterlagerten NS-Netz auswirkt. So resultieren für Ortsnetze, die über kurze (und daher eher niederimpedante) MS-Leitungsstrecken mit der spannungsgeregelten MS-Sammelschiene verbunden sind, in der Regel höhere mögliche Spannungsänderungen im NS-Netz als über längere (und daher eher höher-impedante) Leitungsstrecken verbundene.

Entsprechend ist zwar das Kriterium (2.4) so gestaltet, dass dessen Anwendung in vielen praktischen Fällen die Einhaltung des Kriteriums (2.3) sicherstellt, jedoch kann der hierüber ermittelte den tatsächlich notwendigen Ertüchtigungsbedarf (deutlich) überschreiten. Dies trifft insbesondere für Ortsnetze zu, deren ONT über vergleichsweise kurze Leitungsstrecken mit der spannungsgeregelten MS-Sammelschiene verbunden sind.

Werden MS- und NS-Ebene im Rahmen einer SNP gekoppelt betrachtet, ist eine Berücksichtigung des Kriteriums (2.4) obsolet, sodass die mögliche Überschätzung des Ertüchtigungsbedarfs vermieden werden kann. Da in vielen Fällen eine spannungsebenenübergreifende Leistungsflussrechnung unter Berücksichtigung eines vollständigen Netzmodells aller unterlagerten NS-Netze aufgrund der Datenverfügbarkeit nur unter erheblichem Aufwand zu realisieren ist, kann der zu erwartende Spannungsbereich am Netzübergabepunkt zum ONT auch durch eine alleinige Leistungsflussrechnung des MS-Netzes in geeigneten NNF angenähert werden.

Darüber hinaus kann auf Basis der SNP ein optimierter Sollwert für die unterspannungsseitige Spannung $U_{MS,TUS}$ des HS/MS-Transformators definiert werden. Die Anpassung des Sollwertes kann im Rahmen eines innovativen Betriebskonzepts statisch oder dynamisch, beispielsweise in Abhängigkeit der vom HS/MS-Transformator zu übertragenden Leistung (Compoundierung) erfolgen (vgl. auch [9]).

4.2.1.2 Modellierung

Während die SNP in konkreten Anwendungsfällen eine netzindividuelle Betrachtung des zur Verfügung stehenden Spannungsbands bewirkt, wird zur Ermittlung des prinzipiellen Effekts einer SNP für Entwicklung von Planungsgrundsätzen ein einheitlicher, netzunabhängiger Ansatz gewählt: Der als zulässig identifizierte Spannungsanstieg durch in der NS-Ebene angeschlossenen DEA wird um einen konstanten Betrag gegenüber Kriterium (2.4) erhöht. Dieser Betrag orientiert sich an dem *mittleren* Spannungsanstieg in einem MS-Leitungsabgang bis zu den MS-Netzverknüpfungspunkten der versorgten NS-Netze, der pauschal mit $\Delta U_{MS} = 0,01 \cdot U_n$ und damit der Hälfte des nach Kriterium (2.5) zulässigen Spannungsanstiegs abgeschätzt wird.¹¹

¹¹ Zum einen nutzt nicht jeder MS-Leitungsabgang den maximal zulässigen Spannungsanstieg vollständig aus, zum anderen kann die mittlere Impedanz typischer MS-Leitungsabgänge bis zu den MS-Netzverknüpfungspunkten der NS-Netze mit etwa der Hälfte der Impedanz bis zum MS-Netzverknüpfungspunkt mit dem höchsten Spannungsanstieg auf der sicheren Seite abgeschätzt werden (vgl. [27, S. 22], [84, S. 44ff.]). Eine Erhöhung der als zulässig identifizierten Spannung lässt sich ggf. auch rechtfertigen, wenn eine Optimierung der Sollwertvorgabe für die unterspannungsseitige Spannung des HS/MS-Transformator erfolgt.

Die Überprüfung auf Spannungsbandverletzungen erfolgt entsprechend mittels Kriterium (2.3) bei Vorgabe einer Spannung U_0 an der NS-Verteilung der ONS von:

$$U_0 = 1,06 \cdot U_n \quad (4.4)$$

4.2.2 Regelbare Ortsnetztransformatoren

Unter einem regelbaren Ortsnetztransformator (RONT) ist ein um ein Stell-, Mess- und Regelglied erweiterter ONT zu verstehen, der die Anpassung des effektiven Übersetzungsverhältnisses und damit der unterspannungsseitigen Spannung unter Last ermöglicht. Das Betriebsmittel realisiert damit eine Spannungsentkopplung zwischen der MS- und der NS-Ebene. Entsprechend kann er zwar auch MS-dienlich eingesetzt werden (vgl. [62], [79]), der Betrachtungsschwerpunkt liegt hier allerdings auf dem NS-dienlichen Einsatz.

4.2.2.1 Aufbau und Funktionsprinzip

Heute erhältliche RONT lassen sich hinsichtlich ihres Aufbaus und damit in ihrer Funktionsweise in zwei Kategorien untergliedern: RONT der ersten Kategorie verwenden einen konventionellen Aktivteil mit mehreren Anzapfungen, die durch einen Laststufensteller (On load tap changer, OLTC) ausgewählt werden können. Dieser kann beispielsweise oberspannungsseitig (elektro-)mechanisch oder unterspannungsseitig mittels Schützen ausgeführt sein (vgl. [10, S. 17ff.]). Die zweite Kategorie wird von RONT gebildet, deren konventioneller Aktivteil um eine in Reihe geschaltete Regeleinheit ergänzt wird. Die Regeleinheit besteht aus einem Zusatztransformator (Booster), dessen seriell verschaltete Lastwicklung eine Zusatzspannung einprägen kann (vgl. [10, S. 17ff.]). Zur Einstellung der Zusatzspannung kann die Steuerwicklung mit einer variablen Spannungsquelle gespeist werden, die beispielsweise mittels einer Anpassung des effektiven Übersetzungsverhältnisses durch einen steuerwicklungsseitigen Stufensteller realisiert werden kann. Die Ansteuerung des Stellglieds erfolgt mit Hilfe eines Automatisierungssystems. RONT unterscheiden sich hinsichtlich der Anzahl der wählbaren Stufen, der Höhe der Zusatzspannung und damit des möglichen Regelbereichs (vgl. Abschnitt 4.1.2).

4.2.2.2 Regelungskonzepte

In der Fachliteratur werden verschiedene Konzepte zur Spannungsregelung mit Hilfe eines RONT beschrieben, die sich hinsichtlich der Wahl der konkreten Regel- sowie der Führungsgröße unterscheiden. Um eine optimale Spannungsregelung gemäß Abbildung 4.5 durchführen zu können, bei der als Führungsgröße die nach Kriterium (2.3) gültigen Spannungsgrenzwerte gewählt werden, sind im Allgemeinen die Spannungen U_i aller Netzknoten zu berücksichtigen. Eine Erfassung der Knotenspannungen kann beispielsweise mit Hilfe eines dezentralen Netzautomatisierungssystems erfolgen (vgl. Abschnitt 4.2.4 und [14]).

Um den mit diesem Regelkonzept verbundenen hohen Aufwand für Mess- und Kommunikationstechnik zu reduzieren, kann das Konzept so vereinfacht werden, dass ausschließlich jene Netzknoten gemessen werden, an denen unter Berücksichtigung aller Betriebspunkte die höchste Spannungsbandverletzung auftritt. Da die exakte Ermittlung solcher Netzknoten in praktischen Anwendungen nur sehr aufwändig möglich ist, werden stattdessen die zu beobachtenden Netzknoten auf Basis von Leistungsflussrechnungen extremer NNF bestimmt (vgl. [10, S. 32]). Der resultierenden Unsicherheit kann durch Verschärfung der vorgegebenen Spannungsgrenzwerte begegnet werden.

Das weit verbreitete Standardkonzept vereinfacht allerdings stärker, indem ausschließlich die Spannung der NS-Verteilung in der ONS U_0 auf einen festen Sollwert $U_{0,soll} = const$ geregelt wird; die Spannungsgrenzwerte nach Kriterium (2.3) stellen also nicht mehr die Führungsgröße der Regelung dar, sondern werden nur implizit durch die Wahl eines geeigneten Sollwerts berücksichtigt. Ein idealer Regler kann dabei die Spannung stationär innerhalb eines symmetrischen Bandes der halben Zusatzspannung pro Stufe U_{zusTUS} um den Sollwert herum halten. In der Praxis ist der Einsatz von Reglern üblich, deren Funktionsweise sich im Rahmen dieser Betrachtung auf einen Dreipunktregler mit Hysterese und Verzögerung zwecks Reduktion der Schaltspielanzahl zurückführen lässt (vgl. [15, S. 16ff]). Unter Berücksichtigung einer Schaltschwellenspannungsdifferenz ΔU_{Schalt} , die die zulässige Regelabweichung beschreibt, ergibt sich für die Spannung U_0 an der NS-Verteilung (näherungsweise) ein mögliches Band:

$$U_{0,soll} - \Delta U_{Schalt} \leq U_0 \leq U_{0,soll} + \Delta U_{Schalt} \quad (4.5)$$

Die Schaltschwellenspannungsdifferenz ΔU_{Schalt} muss dabei größer als die halbe Zusatzspannung pro Stufe sein, um Oszillationen zu verhindern (vgl. [10, S. 33f.]). In Abbildung 4.6 ist die Spannungsbandaufteilung vor und nach Einsatz eines RONT schematisch dargestellt.

Insbesondere wird ersichtlich, dass der RONT das tatsächlich nutzbare Spannungsband in Abhängigkeit vom gewählten Spannungssollwert U_{soll} innerhalb eines Abgangs deutlich vergrößern kann, da die Differenz der größten und kleinsten Spannung an der NS-Verteilung ΔU_0 verkleinert wird.

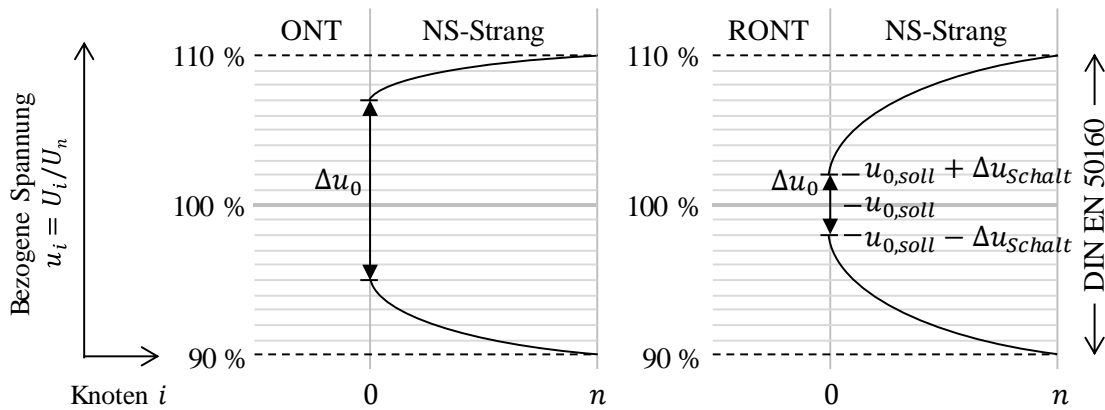


Abbildung 4.6: Beispielhafte Spannungsbandaufteilung bei Nutzung a) eines ONT (vgl. Abbildung 2.4) und b) eines RONT

Der Eignungsnachweis des gewählten Sollwerts wird wiederum über Leistungsflussrechnungen extremer NNF erbracht. Gelegentlich wird zusätzlich eine der Regelung vorgelagerte leistungsflussabhängige Sollwertsteuerung mit $U_{0,soll} = f(I_T)$ oder $U_{0,soll} = f(S_T)$ diskutiert (Kompoundierung) (vgl. z. B. [34, S. 25]).

4.2.2.3 Modellierung

In [10, S. 30] wird angemerkt, dass bereits die feste Sollwertvorgabe in den meisten praktischen Anwendungsfällen der Netzplanung ausreicht. Diese Feststellung bestätigt sich ebenfalls in dieser Arbeit, sodass von einer Betrachtung der weiteren Regelungsverfahren abgesehen wird. Der Einsatz eines RONT wird in dieser Arbeit durch eine Spannungsbetragsvorgabe an der NS-Verteilung modelliert. Auf eine Abbildung des Transformators sowie des Regelprozesses im Netzmodell kann in guter Näherung verzichtet werden, wenn stattdessen als Spannungsbetrag die entsprechend der vom aktuell untersuchten NNF abhängige, ungünstigste Spannung nach Formel (4.5) gewählt wird. Die vom Transformator zu übertragende Leistung entspricht der Summe der Leistungsflüsse in den Leitungsabgängen der NS-Verteilung.

4.2.2.4 Integration und Auslegung

Wenn in einem der betrachteten NNF Spannungsbandverletzungen gemäß dem Kriterium (2.4) auftreten, wird der RONT in das Leistungsflussmodell übernommen (vgl. Abbildung 4.7).

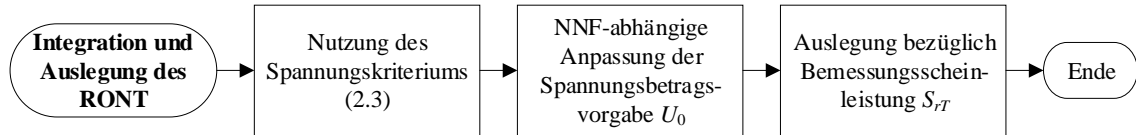


Abbildung 4.7: Prozess der Integration und Auslegung des RONT

Hierdurch wird das Kriterium (2.4) obsolet und durch Kriterium (2.3) ersetzt, da es eine – durch die Regelung aufgehobene – direkte Spannungskopplung zwischen MS- und NS-Ebene voraussetzt (vgl. Abschnitt 2.4.1). Es erfolgt eine NNF-spezifische Spannungsbetragsvorgabe sowie eine Auslegung des Aktivteils des Transformators bezüglich der benötigten Bemessungscheinleistung $S_{r,T}$.

4.2.3 Einzelstrangregler

Ein Einzelstrangregler (ESR) dient der Spannungsregelung eines einzelnen Leitungsabgangs und damit der Spannungsentkopplung innerhalb einer Spannungsebene. Zwar kann das Betriebsmittel auch zwischen ONT und NS-Verteilung eingesetzt werden und damit die Funktion eines RONT nachbilden, verbreiteter ist allerdings eine Integration des ESR im Verlauf eines (meist langen) Leitungsabgangs.

4.2.3.1 Aufbau und Funktionsprinzip

Sämtliche für den RONT beschriebenen Aufbauarten lassen sich für die Konzeption eines ESR adaptieren, indem ein Transformator mit einem Übersetzungsverhältnis in mittlerer Regelstufe von $\tilde{u} = 1$ eingesetzt wird. In konkreten Realisierungen findet typischerweise ein Transformator (Booster) Einsatz, über dessen seriell verschaltete Lastwicklung eine Zusatzspannung eingepreßt werden kann (vgl. Abschnitt 4.2.2.1, [18]). Die Höhe der Zusatzspannung hängt von der an die Steuerwicklung angelegten Spannung einer variablen Spannungsquelle ab.

4.2.3.2 Regelungskonzepte

Auch die Regelungskonzepte des RONT lassen sich auf den ESR übertragen, wobei abermals als Standardkonzept eine Regelung der Sekundärspannung eines geregelten Knotens j auf einen Spannungssollwert erfolgt. Unter der Annahme einer variablen, in Stufen einstellbaren Spannungsquelle für die Steuerwicklung mit einem Dreipunktregler ergibt sich für einen ESR, der auf den Knoten j regelt:

$$U_{j,soll} - \Delta U_{Schalt} \leq U_j \leq U_{j,soll} + \Delta U_{Schalt} \quad (4.6)$$

Hierbei ist ΔU_{Schalt} jene Spannungsdifferenz, bei der ein Umstufung erfolgt. Abbildung 4.8 zeigt die Spannungsbandaufteilung bei Nutzung eines ESR im Verlaufe eines NS-Abgangs.

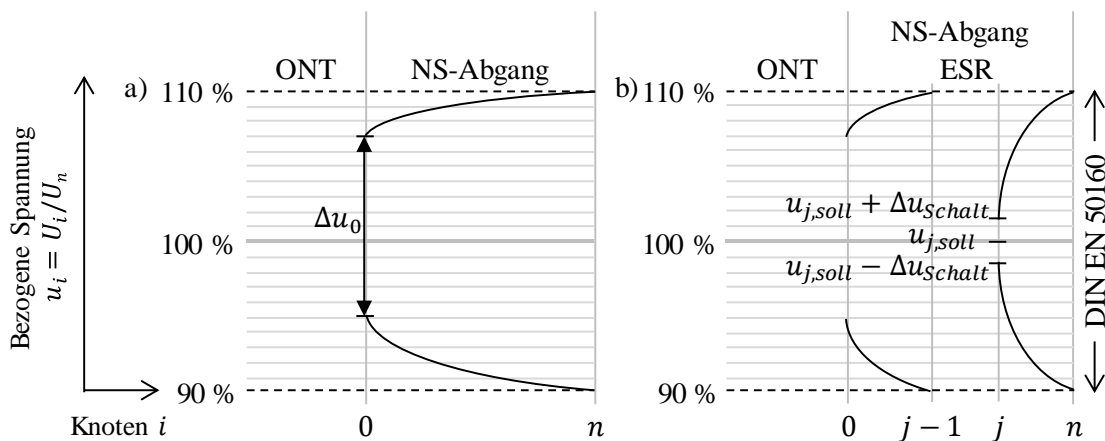


Abbildung 4.8: Beispielhafte Spannungsbandaufteilung entlang eines NS-Abgangs a) ohne und b) mit Nutzung eines ESR

4.2.3.3 Modellierung

Der ESR lässt sich für Leistungsflussrechnungen mit Hilfe eines Transformatormodells mit variablem Übersetzungsverhältnis abbilden. Für stationäre Analysen des Standardregelungskonzepts kann wie beim RONT auf eine genaue Abbildung des eigentlichen Regelprozesses verzichtet werden. Stattdessen erfolgt eine Regelung auf die vom aktuell untersuchten NNF abhängige, ungünstigste Spannung U_j im durch Formel (4.6) vorgegebenen Band.

4.2.3.4 Integration und Auslegung

Der Integrations- und Auslegungsprozess für die Lösungsoption ESR erfolgt grundsätzlich analog zu jener beim RONT. Allerdings ergibt sich beim konkreten Einsatz im ersten Schritt durch die freie Positionierbarkeit eines ESR innerhalb des Abgangs ein zusätzlicher Freiheitsgrad (vgl. Abbildung 4.9).

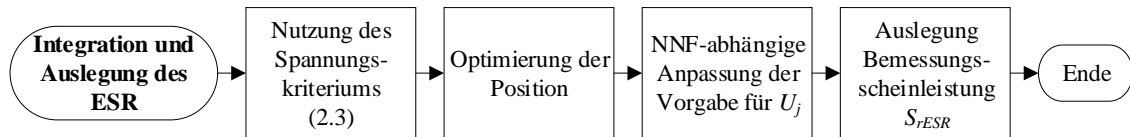


Abbildung 4.9: Prozess der Integration und Auslegung des ESR

Es ist ersichtlich, dass in der Regel für extreme NNF die vom ESR maximal zu übertragende Scheinleistung zunimmt, je näher er an der NS-Verteilung eingesetzt wird. Um die mit der Bemessungsscheinleistung $S_{rESR,j}$ des den Knoten j regelnden ESR ansteigenden Kosten zu minimieren, ist daher die maximale vom ESR zu übertragende Leistung $S_{ESR,max,j}$ zu minimieren:

$$\min_j S_{ESR,max,j} \quad (4.7)$$

Nebenbedingung dieser Optimierung ist allerdings, dass weiterhin an keinem Knoten der Menge aller unregulierten Netzknoten eine Spannungsbandverletzung auftreten darf. In konkreten Anwendungsfällen kommen gegebenenfalls weitere Restriktionen hinzu, bspw. aufgrund des Platzbedarfs für die Aufstellung des ESR. Die Bemessungsscheinleistung $S_{rESR,j}$ wird so gewählt, dass in allen relevanten NNF gilt:

$$S_{ESR,max,j} \leq S_{rESR,j} \quad (4.8)$$

4.2.4 Dezentrale Netzautomatisierungssysteme

Ein dezentrales Netzautomatisierungssystem (DNA-System) stellt als innovatives Betriebsmittel die für eine umfassende Netzzustandsregelung erforderliche informations- und kommunikationstechnische Infrastruktur bereit. Es bildet die technische Grundlage zur Implementierung verschiedener Konzepte zur Spannungs-, Wirkleistungs- und Blindleistungsregelung. Zwar lassen sich DNA-Systeme darüber hinaus auch zur Automatisierung von Schaltmaßnahmen zur Netzzustandsregelung oder Fehlerortung und Wiederversorgung nutzen, jedoch stehen diese Anwendungen nicht im Fokus dieser Arbeit.

4.2.4.1 Aufbau und Funktionsprinzip

Der Aufbau eines Netzautomatisierungssystems orientiert sich eng an den in Abbildung 4.5 gezeigten funktionalen Einheiten des geschlossenen Regelungsprozesses. Die Hauptbestandteile eines DNA-Systems sind Sensoren zur Messung der Netzzustandsgröße (Messglied), ein Prozessrechner zur Datenverarbeitung und Ausführung der Regelung (Regler) sowie die zur Anbindung der Sensoren sowie Aktoren (Stellglied) benötigte Kommunikationstechnik.

Zu Beginn werden die durch das Messglied erhobenen Netzzustandsgrößen y_M mittels eines Prozesses zur Netzzustandsidentifikation in einen approximierten Netzzustand \hat{y}_M überführt (vgl. Abbildung 4.10). Dieser der Regelung vorgelagerte Prozess ist erforderlich, da es aufgrund der hohen Kostensensitivität der NS-Ebene nicht möglich ist, sämtliche Knotenspannungen und Leitungsströme mittels Sensoren zu erfassen, sodass sich zunächst ein unterbestimmtes Leistungsflussgleichungssystem ergibt (vgl. [14, S. 70]). Die eigentliche Netzzustandsregelung erfolgt auf Basis des approximierten Netzzustands.

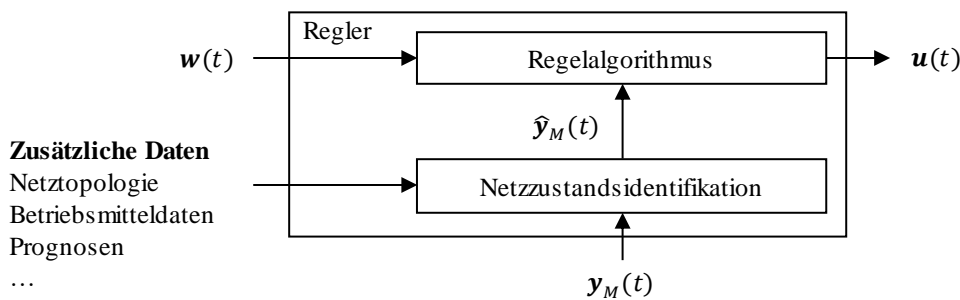


Abbildung 4.10: Funktionale Einheiten des Reglers eines DNA-Systems (vgl. Abbildung 4.5). Darstellung in Anlehnung an [14, S. 70]

4.2.4.2 Modellierung

In Netzplanungen mit konventionellen Maßnahmen (vgl. Abschnitt 4.1) wird als vereinfachende Worst-Case-Betrachtung – unabhängig von der tatsächlich auftretenden Spannung $U_{ONT,OS}$ der Oberspannungsseite des ONT – der höchstzulässige Spannungsanstieg im NS-Netz gemäß Kriterium (2.4) begrenzt. Aufgrund der Netzzustandserfassung erfolgt bei Einsatz eines DNA-Systems eine echtzeitliche Prüfung des Kriteriums (2.3), sodass auch im Modell auf eine Anwendung des Kriteriums (2.4) verzichtet wird. Daher muss eine Spannungsbetragsvorgabe an der NS-Verteilung der ONS der auftretenden Spannung U_0 im jeweiligen NNF entsprechen.

Diese hängt allerdings zum einen von dem gewählten Netzverknüpfungspunkt zum MS-Netz und damit von dessen Position in dem MS-Abgang ab (vgl. Abschnitt 4.2.1). Zum anderen ist davon auszugehen, dass die Regeltoleranz des Reglers des HS/MS-Transformators in den meisten Zeitpunkten nicht vollständig ausgeschöpft wird. Im Rahmen der Netzplanung mit einem DNA-

System wird daher in Anlehnung an die Modellierung (vgl. Abschnitt 4.2.1.2) der SNP ein *mittlerer* Spannungsanstieg ΔU_{MS} von der Hälfte des maximal zulässigen Spannungsanstiegs gemäß Kriterium (2.6) angenommen:

$$\Delta U_{MS} = 0,01 \cdot U_{n,MS} \quad (4.9)$$

Entsprechend ergibt sich für die Spannungsbetragsvorgabe U_0 an der NS-Verteilung der ONS im NNF *Starkeinspeisung*:

$$U_0 = 1,06 \cdot U_n \quad (4.10)$$

Darüber hinaus wird nicht das DNA-Systems selbst, sondern die Regelungskonzepte modelliert.

4.2.5 Einspeisemanagement dezentraler Energiewandlungsanlagen

Das den innovativen Betriebskonzepten zuzurechnende Einspeisemanagement verringert die maximal eingespeiste Wirkleistung von DEA statisch oder dynamisch so, dass Netzzustandsverletzungen (NZV), also Spannungsbandverletzungen und Betriebsmittelüberlastungen, verringert oder vermieden werden.

4.2.5.1 Funktionsprinzip

Unter der vereinfachenden Annahme einer konstanten Spannung U_n am Netzverknüpfungspunkt einer DEA an Knoten k , die in der Nähe des Arbeitspunkts anwendbar ist, ergibt sich durch eine Änderung der eingespeisten Scheinleistung um $\Delta \underline{S}_k$ eine Stromänderung $\Delta \underline{I}_k$ von (vgl. [14, S. 39]):

$$\Delta \underline{I}_k = \frac{\Delta \underline{S}_k^*}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{(\Delta P_k + j \Delta Q_k)^*}{\sqrt{3} \cdot U_n} \quad (4.11)$$

Eine Reduktion der Wirkleistungseinspeisung P_k hat also das Potenzial zur Senkung der Leitungs- und Transformatorauslastung, wenn der Leistungsfluss durch die Einspeisung bestimmt wird. Der Zusammenhang zwischen einer Änderung der in die Netzknoten fließenden Ströme $\Delta \underline{I}$ und den Änderungen der Knotenspannungen $\Delta \underline{U}_k$ im einphasigen Ersatzschaltbild (also bezogen auf die

Leiter-Erde-Spannungen) wird dann durch Berechnung der Inversen¹² der Knotenpunktsadmittanzmatrix \underline{Y}^{-1} eines Netzes hergestellt. Offensichtlich lässt sich also auch der Spannungsanstieg über einer Leitung verringern (vgl. [14, S. 39]):

$$\Delta \underline{U}_{\lambda} = \begin{pmatrix} \Delta \underline{U}_{0,\lambda} \\ \vdots \\ \Delta \underline{U}_{n-1,\lambda} \end{pmatrix} = \underline{Y}^{-1} \cdot \Delta \underline{I} = \underline{Y}^{-1} \cdot \begin{pmatrix} \Delta I_0 \\ \vdots \\ \Delta I_{n-1} \end{pmatrix} \quad (4.12)$$

Da die primäre Aufgabe des Netzes die Bereitstellung bzw. Aufnahme von Wirkleistung der Kunden ist, erscheint das NS-dienliche Einspeisemanagement allerdings nur dann gerechtfertigt, wenn die Maßnahmen auf einen geringen Umfang beschränkt bleiben und zugleich kosteneffizient sind. Für eine DEA an Knoten k kann dies sichergestellt werden, indem die jährliche, aufgrund des Einspeisemanagements nicht einspeisbare Energie $\Delta E_{lim,k}$ auf einen höchstzulässigen Anteil $\Delta e_{lim,max,k}$ der Energie E_k beschränkt wird, die ohne Einspeisemanagement hätte eingespeist werden können.

$$\Delta e_{lim,max,k} = \frac{E_k - E_{lim,k}}{E_k} \Big|_{T=8760 \text{ h}} = \frac{\Delta E_{lim,k}}{E_k} \Big|_{T=8760 \text{ h}} \quad (4.13)$$

Weiterhin ist auf Diskriminierungsfreiheit zu achten, die beispielsweise durch Entschädigungszahlungen hergestellt werden kann.

Aufgrund des Primärenergiedargebots speisen die in der NS-Ebene hauptsächlich vorzufindenden PVA nur über vergleichsweise kleine Zeitdauern eines Jahres mit einer Leistung nahe der installierten Leistung ein. Daher ist die maximal reduzierbare, normierte Leistung $\Delta p_{lim,max,k}$ einer Einspeisung sehr viel größer als die hierdurch jährlich nicht einspeisbare anteilige Energie $\Delta e_{lim,max,k}$, sofern letztere klein bleibt:

$$\Delta p_{lim,max,k} = p_{max,k} - p_{lim,min,k} \gg \Delta e_{lim,max,k} \quad (4.14)$$

Hierbei ist $p_{max,k}$ die maximal eingespeiste normierte Leistung ohne Abregelung und $p_{lim,min,k}$ die minimal mögliche normierte Leistung nach Abregelung, sodass die höchstzulässige abregelbare anteilige Jahresenergie $\Delta e_{lim,max,k}$ nicht überschritten wird. Die rechtliche Grundlage für die Berücksichtigung des Einspeisemanagements von PVA in der Netzplanung bildet § 11 Abs. 2 EnWG 2017. Demnach darf eine Reduzierung der Einspeiseleistung angesetzt

¹² Da die Inverse der Knotenpunktsadmittanzmatrix $\underline{Y} \in \mathbb{C}^{n \times n}$ des Netzes ohne Vorgabe eines Bezugsknoten nicht existiert, wird zunächst eine um einen Bezugsknoten reduzierte Knotenpunktsadmittanzmatrix $\underline{Y}_{red} \in \mathbb{C}^{(n-1) \times (n-1)}$ gebildet, invertiert und anschließend wieder durch Einfügen eines Zeilen- sowie Spalten-Nullvektors so erweitert, dass die invertierte Knotenpunktsadmittanzmatrix $\underline{Y}^{-1} \in \mathbb{C}^{n \times n}$ resultiert. Als Bezugsknoten wird der Bilanzknoten gewählt. [14, S. 39] [80, S. 3]

werden, die einer jährlich abgeregelten anteiligen Energie von $\Delta e_{lim,max} = 0,03$ entspricht. Weitergehende Informationen hierzu finden sich in [29].

4.2.5.2 Steuerungs- und Regelungskonzepte

Das Einspeisemanagement kann dynamisch und statisch ausgeführt werden. Durch Einsatz eines DNA-Systems lässt sich ein geschlossener Regelkreis gemäß Abbildung 4.5 realisieren, sodass sich ein dynamisches Einspeisemanagement (DEM) der DEA ergibt. Der Vorteil hierbei ist insbesondere, dass die Abregelung bedarfsgerecht erfolgt und somit unnötige Eingriffe in den Betrieb der Kundenanlagen vermieden werden. Insbesondere wird durch das DNA-System die Spannung an der NS-Verteilung überwacht, sodass auf eine Worst-Case-Betrachtung, die die höchste mögliche Regelabweichung des Spannungsreglers des HS-/MS-Umspannwerks berücksichtigt, verzichtet werden kann (vgl. Abschnitt 4.2.4.2). Um die Höhe der abregelungsbedingten Entschädigungszahlungen zu minimieren, sind solche DEA in das Einspeisemanagement zu integrieren, die eine möglichst hohe Auswirkung auf die auftretenden NZV haben.

Die Kosten für ein DNA-System lassen sich vermeiden, indem durch Verzicht auf einen geschlossenen Regelkreis entweder eine kennlinienbasierte Steuerung der DEA oder eine dauerhafte Begrenzung der einspeisbaren Leistung als statisches Einspeisemanagement (SEM) realisiert wird. Bei Einsatz des SEM wird unter Umständen auch in solchen Zeitpunkten Leistung abgeregelt, in denen keine Abregelung erforderlich wäre. Allerdings ist in NS-Netzen mit einer vergleichsweise hohen Gleichzeitigkeit der Wirkleistungseinspeisung zu rechnen, weil der größte Anteil der Leistung von PVA gestellt wird, die aufgrund der geringen räumlichen Ausdehnung eines NS-Netzes typischerweise ein ähnliches Primärenergiedargebot erhalten. Deshalb ist der Nachteil der bedarfsunabhängigen Abregelung in der NS-Ebene weniger schwerwiegend.

4.2.5.3 Modellierung, Integration und Auslegung des dynamischen Einspeisemanagements

Die drei funktionalen Hauptaufgaben des zwecks DEM eingesetzten DNA-Systems sind die Erfassung des Netzzustands, die Ermittlung der Leistungssollwerte anhand eines Regelalgorithmus sowie deren Ausgabe an die DEA. In der strategischen Netzplanung kann der Netzzustand durch Ausführen von Leistungsflussrechnungen als bekannt vorausgesetzt werden, sodass in guter Näherung auf eine Modellierung der Netzzustandsschätzung verzichtet werden kann. Die Ausgabe der Sollwerte wird durch Anpassung der Einspeiseleistung der geregelten DEA im Leistungsflussmodell abgebildet. Entsprechend reduziert sich die Integration und Auslegung des DEM auf die Modellierung des Regelalgorithmus selbst.

Da im Zuge des Einsatzes eines DNA-Systems (vgl. Abbildung 4.11) eine Netzzustandsüberwachung erfolgt, muss das Kriterium (2.4) nicht mehr berücksichtigt werden, sodass eine Anwendung des Kriteriums (2.3) erfolgt. Zur Abbildung des DEM werden nacheinander immer weitere DEA mit der jeweils höchsten Auswirkung auf die stärkste Spannungsbandverletzung abgeregelt, bis entweder alle DEA maximal abgeregelt oder sämtliche Spannungsbandverletzungen beseitigt sind (vgl. [14, S. 39ff]). Analog erfolgt im Anschluss bedarfsgerecht die leitungsauslastungsbedingte Regelung der DEA. Auf eine Regelung der Transformatorauslastung wird zugunsten einer Senkung der Anzahl der mit Hilfe von Kommunikationstechnik einzubindenden DEA verzichtet. Für die Bewertung der Planungsvariante wird schließlich die abgeregelte Energie aller DEA berechnet. Die Bestimmung der zu regelnden DEA, die Regelung und die Bestimmung der abgeregelten Energie einer DEA wird in den nachfolgenden Abschnitten detailliert.

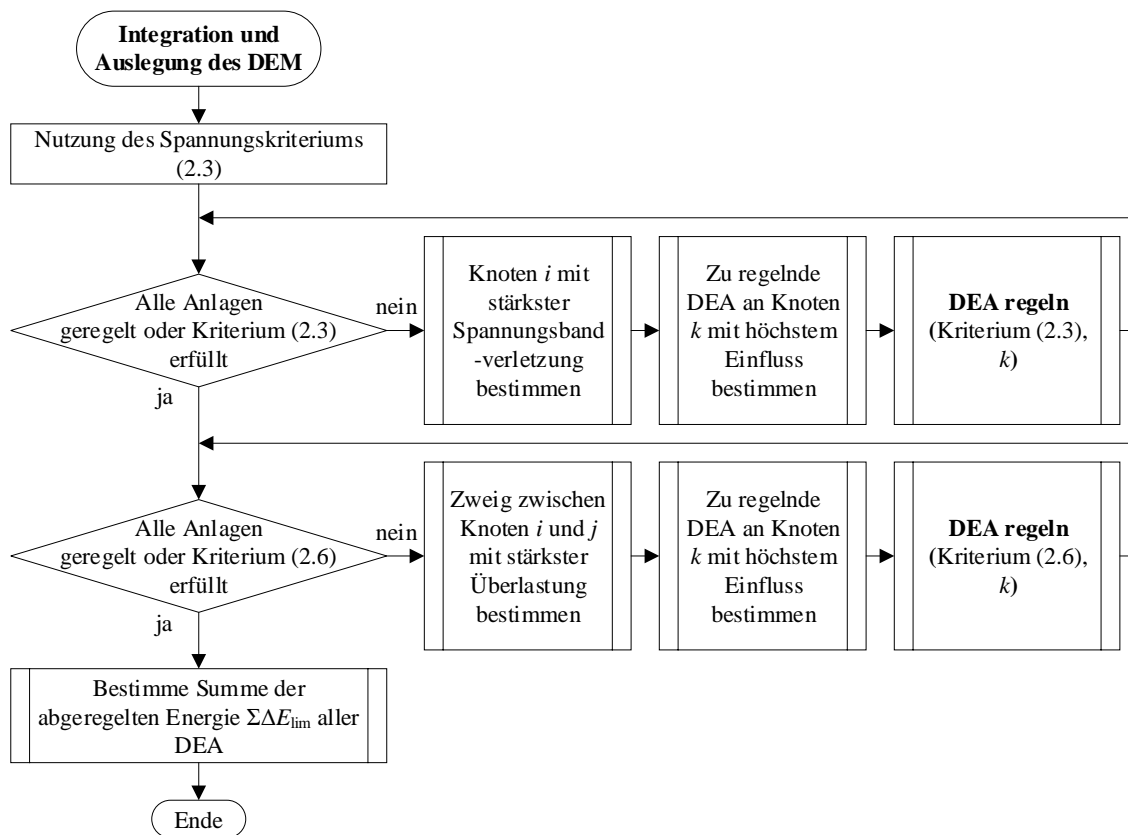


Abbildung 4.11: Prozess der Integration und Auslegung des DEM sowie der Bestimmung der abgeregelten Energie

Bestimmung der zu regelnden DEA

In [14, S. 39ff] wird ein Verfahren beschrieben, mit dessen Hilfe die DEA mit der höchsten Auswirkung auf die Spannung eines gegebenen Netzknotens $U_{i,\lambda}$ ermittelt werden kann. Die Matrix $\underline{\mathbf{Y}}^{-1}$ (vgl. Abschnitt 4.2.5.1) wird in diesem Kontext als Sensitivitätsmatrix $\underline{\mathbf{S}}$ bezeichnet, sodass sich mit n Netzknoten ergibt:

$$\underline{\mathbf{S}} = \begin{pmatrix} \underline{s}_{0,0} & \cdots & \underline{s}_{0,n-1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ \underline{s}_{n-1,0} & \cdots & \underline{s}_{n-1,n-1} \end{pmatrix} = \underline{\mathbf{Y}}^{-1} \quad (4.15)$$

Aus den Gleichungen (4.11), (4.12) und (4.15) lässt sich ein Zusammenhang zwischen einer Scheinleistungsänderung an Knoten k und der Knotenspannung $U_{i,\lambda}$ im einphasigen Ersatzschaltbild ableiten, der in guter Näherung weiter vereinfacht werden kann (vgl. [14, S. 40], [80, S. 399f]):

$$\begin{aligned} \Delta U_{i,\lambda} &= \left| \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot \underline{s}_{i,k} \cdot \Delta \underline{S}_k^* \right| \approx \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot \left(\operatorname{Re}(\underline{s}_{i,k}) \cdot \operatorname{Re}(\Delta \underline{S}_k^*) + \operatorname{Im}(\underline{s}_{i,k}) \cdot \operatorname{Im}(\Delta \underline{S}_k^*) \right) \\ &= \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot \left(\operatorname{Re}(\underline{s}_{i,k}) \cdot \Delta P_k - \operatorname{Im}(\underline{s}_{i,k}) \cdot \Delta Q_k \right) \end{aligned} \quad (4.16)$$

Im Rahmen des Einspeisemanagements für Spannungsbandverletzungen wird in [14, S. 40] nun vorgeschlagen, jene DEA an Knoten k zu regeln, deren Realteil der Sensitivitätszahl $\operatorname{Re}(\underline{s}_{i,k})$ bezüglich der höchsten Spannungsbandverletzung an Knoten i maximal ist. Der Vorgang wird wiederholt, bis alle Spannungsbandverletzungen beseitigt sind. Das Vorgehen ist insofern sinnvoll, als hierdurch die jährlich abgeregelte Energie ΔE_{lim} minimiert wird.

In vielen praktischen Anwendungsfällen genügt allerdings die Abregelung einer einzelnen DEA nicht, insbesondere weil mit der Beschränkung der maximal abregelbaren Jahresenergie einer DEA nach (4.13) eine deutliche Beschränkung der möglichen Leistungsreduktion einhergeht. Da aber mit der kommunikationstechnischen Anbindung von DEA an das DNA-System hohe Kosten verbunden sind, wird das Auswahlkriterium so verallgemeinert, dass die Spannungsreduktion pro geregelter DEA maximiert und damit die Anzahl der geregelten Anlagen minimiert werden kann:

$$\max \left\{ \operatorname{Re}(\underline{s}_{i,k}) \cdot \left(\frac{P_{max,k} - P_{lim,k}}{P_{inst,k}} \right)^\alpha \mid i, k \in \{0, 1, \dots, n-1\}, \alpha \in \{x \in \mathbb{R} \mid 0 \leq x \leq 1\} \right\} \quad (4.17)$$

Der Exponent α kann im geschlossenen Intervall von 0 und 1 gewählt werden. Bei $\alpha = 0$ resultiert das ursprüngliche Auswahlkriterium nach [14, S. 40].

Bei dem hier gewählten Exponenten $\alpha = 1$ wird dagegen die Auswahl anhand der erreichbaren Spannungsänderung gewählt, indem die abregelbare Leistung einfließt, und somit die Anzahl der zu regelnden DEA minimiert.

Die im Falle einer Überlastung der Leitung zwischen Knoten i und j zu regelnden DEA werden bestimmt, indem jene Anlage am Knoten k ermittelt wird, die die Spannungsdifferenz zwischen Knoten i und Knoten j minimiert (vgl. [81, S. 3]). Für die Stromänderung ΔI_{ij} gilt demnach:

$$\Delta I_{ij} \propto \Delta U_{i,\lambda} - \Delta U_{j,\lambda} \approx \frac{1}{\sqrt{3} \cdot U_n} \cdot (\operatorname{Re}(\underline{s}_{i,k} - \underline{s}_{j,k}) \cdot \Delta P_k + \operatorname{Im}(\underline{s}_{i,k} - \underline{s}_{j,k}) \cdot \Delta Q_k) \quad (4.18)$$

Je größer die Differenz der Realteile der Sensitivitätskennzahlen $\underline{s}_{i,k}$ und $\underline{s}_{j,k}$ sind, desto größer ist die mit einer Wirkleistungsänderung ΔP_k zu erzielende Stromänderung ΔI_{ij} . Daher kann die Auswahl dann anhand der folgenden Gleichung erfolgen:

$$\max \left\{ \operatorname{Re}(\underline{s}_{i,k} - \underline{s}_{j,k}) \cdot \left(\frac{P_{max,k} - P_{lim,k}}{P_{inst,k}} \right)^\alpha \mid \begin{array}{l} i, k \in \{0, 1, \dots, n-1\}, \\ \alpha \in \{x \in \mathbb{R} \mid 0 \leq x \leq 1\} \end{array} \right\} \quad (4.19)$$

Während in praktischen Anwendungsfällen die Sensitivitätskennzahl einer DEA mit deren Nähe zu den Knoten mit Spannungsbandverletzungen steigt, zeigen alle DEA, die über belastete Betriebsmittel angeschlossen sind, Sensitivitätskennzahlen auf ähnlichem Niveau. Da meist ONS-nahe Betriebsmittel verstärkt Überlastungen aufweisen, Spannungsbandverletzungen dagegen eher an Abgangsenden auftreten, sollten zunächst Anlagen zur Spannungsregelung ausgewählt werden. Erst wenn diese nicht zugleich die Leitungsüberlastungen verhindern, wird eine auslastungsbedingte Regelung durchgeführt (vgl. Abbildung 4.1).

Für nichtautomatisierte Netzplanungen können hieraus vereinfachte Auswahlkriterien für zu regelnde DEA abgeleitet werden:

- Die Auswahl erfolgt prioritär zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen und erst nachgelagert für Leitungsüberlastungen.
- Zur Spannungsregelung sind DEA in möglichst unmittelbarer Nähe zu den größten Spannungsbandverletzungen entlang der Stammstrecke(n) eines Abgangs und mit möglichst großer installierter Leistung auszuwählen.
- Zur Stromregelung sind den überlasteten Betriebsmitteln nachgelagerte DEA mit einer möglichst großen installierten Leistung auszuwählen.

Regelung der dezentralen Energiewandlungsanlage

Der Leistungssollwert einer zu regelnden DEA an Knoten k wird anhand des in Abbildung 4.12 dargestellten Prozesses so bestimmt, dass ein vorzugebendes Kriterium erfüllt wird.

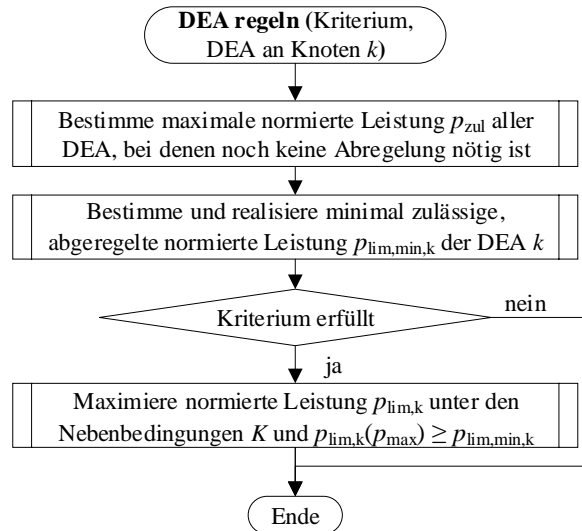


Abbildung 4.12: Prozess zur Bestimmung des Leistungssollwertes einer zu regelnden DEA

Um sicherzustellen, dass die jährlich abregelbare Energie $\Delta E_{lim,max,k}$ nach Gleichung (4.13) durch die Regeleingriffe nicht überschritten wird, wird vorab ein maximaler Regelungsbereich definiert. Für von PVA dominierte Netze wird die Annahme getroffen, dass die normierte Leistung $p_k(t)$ einer unregelmäßig PVA an jedem beliebigen Knoten k zu jedem beliebigen Zeitpunkt t gleich der normierten Leistung $p_j(t)$ einer unregelmäßig PVA an einem beliebigen anderen Knoten j ist.

$$p_k(t) = p_j(t), \forall k, j, t \quad (4.20)$$

Diese Annahme erscheint insofern ausreichend genau, als der die Leistung dominierende Einflussfaktor des Primärenergiedargebots der Sonne in dem räumlich stark begrenzten Gebiet eines NS-Netzes vergleichsweise homogen ist. Dann ergibt sich in dem NNF *Starkeinspeisung* bis zu einer normierten Leistung p_{zul} sämtlicher PVA keine einspeisebedingten NZV, sodass keine PVA geregelt werden müssen (vgl. Abbildung 4.13 a).

Diese normierte Leistung p_{zul} wird durch eine Maximierung bestimmt, bei der die normierten Leistungen aller PVA $p_k = m \cdot p_{inst,k}$ mit einem Faktor m solange erhöht werden, wie keine NZV auftreten:

$$p_{zul} = \max m \quad (4.21)$$

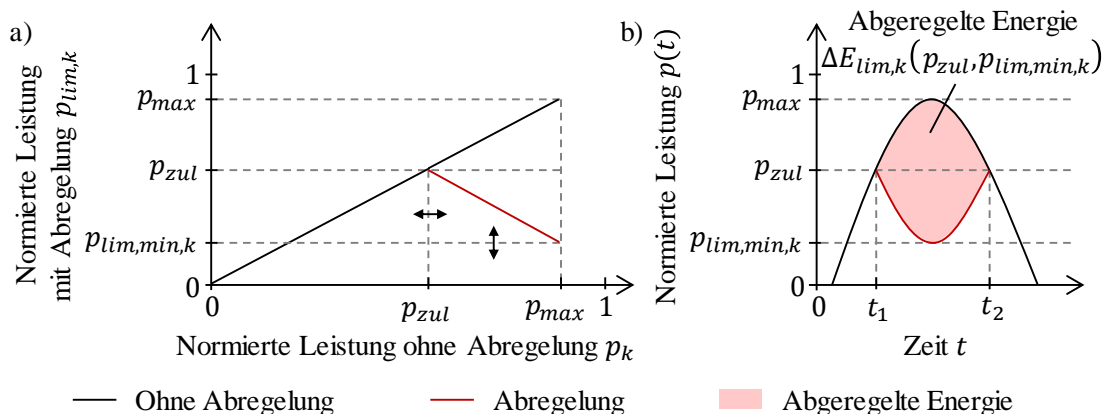


Abbildung 4.13: a) Abbildung des Verhaltens der geregelten PVA durch eine Kennlinie. b) Zeitverlauf der Einspeiseleistung mit und ohne Regelung.

Steigt die Einspeiseleistung weiter, wird nun die bereits ausgewählte PVA an Knoten k geregelt: Wenn die ungeregelten PVA im NNF *Starkeinspeisung* mit ihrer maximalen normierten Leistung p_{max} einspeisen, existiert für die geregelte PVA an Knoten k die bezogene Leistung $p_{lim,min,k}$, mit der entweder die NZV unter Einhaltung des Kriteriums (4.13) möglichst stark verringert bzw. ganz vermieden werden. Das Regelverhalten zwischen den beiden beschriebenen Betriebspunkten wird durch eine lineare Funktion approximiert. Insgesamt ergibt sich eine stückweise definierte Funktion (vgl. Abbildung 4.13 a), die den Zusammenhang zwischen der normierten Einspeiseleistung p_k ohne Regelung und der normierten Leistung $p_{lim,k}$ nach erforderlicher Regelung der PVA beschreibt:

$$p_{lim,k}(p_k) = \begin{cases} p_k, & p_k \leq p_{zul} \\ \frac{p_{lim,min,k} - p_{zul}}{p_{max} - p_{zul}} \cdot (p_k - p_{zul}) + p_{zul}, & p_k > p_{zul} \end{cases} \quad (4.22)$$

Die minimale normierte Leistung $p_{lim,min,k}$, bei der das Kriterium (4.13) der jährlichen maximal abregelbaren anteiligen Energie eingehalten wird, lässt sich dann unter Verwendung einer Leistungszeitreihe eines Jahres der Länge n für die zu regelnde PVA, die noch keine Abregelung berücksichtigt, durch Lösung des folgenden Problems bestimmen:

$$\min(p_{lim,min,k})$$

unter der Nebenbedingung:

$$\frac{\sum_{l=1}^n (p_k(l) - p_{lim,k}(p_k(l)))}{\sum_{l=1}^n \Delta p_k(l)} \leq \Delta e_{lim,max} \quad (4.23)$$

Die tatsächlich erforderliche höchste zulässige normierte Leistung $p_{lim,max,k}$ bei Abregelung, mit der die NZV gerade vermieden werden, kann die so bestimmte minimal mögliche Leistung $p_{lim,min,k}$ überschreiten. In diesem Fall wird das Kriterium (4.13) nicht vollständig ausgereizt – die Abregelung erfolgt also bedarfsgerecht.

Wird eine Anlage bereits zur Reduktion von Spannungsbandverletzungen verwendet und nun auch für die Regelung der Leitungsauslastung in Betracht gezogen, darf die bereits als notwendig identifizierte Abregelung, charakterisiert durch die beiden normierten Leistungen p_{zul} sowie $p_{lim,k}(p_{max})$ nie unterschritten werden.

Zu erwähnen ist, dass die maximal einspeisbare Leistung $p_{lim,k}$ einer PVA ggf. nur in diskreten Schritten vorgegeben werden kann bzw. umgesetzt wird (vgl. [51, S. 26]). Dieser von den eingesetzten PVA-Wechselrichtern abhängige Effekt wird hier vernachlässigt.

4.2.5.4 Modellierung, Integration und Auslegung des statischen Einspeisemanagements

Das SEM wird durch eine Änderung der maximal eingespeisten Leistung einer in das SEM eingebundenen DEA mit anschließender Bestimmung der abgeregelten Energie realisiert (vgl. Abbildung 4.14).

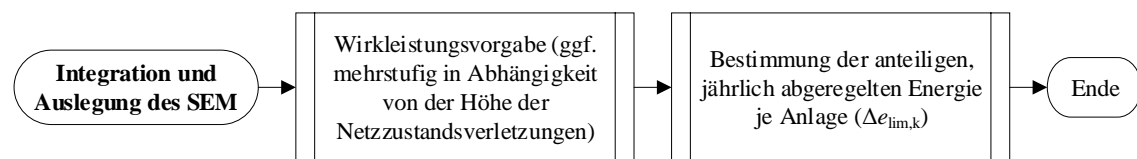


Abbildung 4.14: Prozess der Integration und Auslegung des SEM

Entsprechend wird das Verhalten einer in das SEM eingebundenen DEA durch die folgende einfache Kennlinie abgebildet:

$$p_{lim,k}(p_k) = \begin{cases} p_k, & p_k \leq p_{lim,max,k} \\ p_{lim,max,k}, & p_k > p_{lim,max,k} \end{cases} \quad (4.24)$$

Prinzipiell könnte der jeweilige Maximalwert $p_{lim,max,k}$ der normierten Leistung anlagenindividuell oder bspw. abgangsspezifisch vergeben werden. Aufgrund des hiermit verbundenen Planungs-, Realisierungs- und Abrechnungsaufwands – die DEA sind Kundenanlagen – scheint allerdings eine netzweite, pauschale Vorgabe als praxistauglicher.

Sie erfolgt für die in dieser Arbeit betrachteten PVA in Abhängigkeit des Umfangs bzw. der Höhe auftretender Spannungsbandverletzungen sowie Leitungs- und Transformatorüberlastung zweistufig: In Anlehnung an gesetzliche Vorgaben für nicht fernsteuerbare PVA (vgl. § 9 Abs. 2 S. 2 EEG 2017) wird die maximale normierte Leistung in erster Stufe auf $p_{lim,max} = 0.7$ begrenzt. Sollte dies nicht genügen, erfolgt eine Reduktion der normierten Leistung in zweiter Stufe auf $p_{lim,max} = 0.6$, bei der die Abregelung für die untersuchten PVA knapp dem Kriterium (4.13) entspricht.

4.2.6 Blindleistungsmanagement dezentraler Energiewandlungsanlagen

Unter einem Blindleistungsmanagement (BLM) von DEA wird in dieser Arbeit das Betriebskonzept einer von dem Netzbetreiber beabsichtigten statischen oder dynamischen Bereitstellung von Blindleistung durch DEA mit dem Ziel der Optimierung der Spannungshaltung verstanden.

4.2.6.1 Funktionsprinzip

Aus Gleichung (4.16) ist unmittelbar ersichtlich, dass die Spannungsänderung über einer Leitung durch eine Blindleistungsbereitstellung beeinflusst werden kann. Aufgrund des recht hohen Verhältnisses zwischen Längsresistanz und -reaktanz verbreiteter Leitungstypen in der NS-Ebene (z. B. $R/X_L \approx 3,2$ für ein NS-Kabel des Typs NAYY 4x120) wird die Spannungsänderung jedoch von der zu übertragenden Wirkleistung dominiert. Zu berücksichtigen ist gleichermaßen die Zunahme des von einer DEA hervorgerufenen Strombetrags mit Blindleistungsbereitstellung um den Faktor $1/\cos(\varphi)$ gegenüber jenem ohne Blindleistungsbereitstellung bei konstanter Wirkleistungseinspeisung.

Die technische Grundlage für ein BLM bildet die Anwendungsregel VDE-AR-N 4105 [51] sowie die dort zitierte DIN EN 50438 (vgl. [82]), in der die Blindleistungsanforderungen an DEA mit Anschluss an ein NS-Netz spezifiziert werden. Ab einer installierten Scheinleistung von $S_{inst} = 3,68$ kVA müssen demnach DEA dem Netzbetreiber die Blindleistungsvorgabe ermöglichen, die ab einer Wirkleistungseinspeisung von 20 % der installierten Bemessungswirkleistung realisiert wird. Hierbei kann entweder ein fester Verschiebungsfaktor $\cos(\varphi)$ eingestellt oder eine Kennlinie in Abhängigkeit von der momentanen Wirkleistungseinspeisung vorgegeben werden. Die Bandbreite der einstellbaren Verschiebungsfaktoren $\cos(\varphi)$ ist abhängig von der installierten Scheinleistung der DEA. Eine Online-Vorgabe ist zwar zunächst nicht vorgesehen, wird aber in der Literatur bereits beschrieben (vgl. [14, S. 31f]) und erprobt (vgl. [14, S. 103ff]).

4.2.6.2 Steuerungs- und Regelungskonzepte

Die Regelungskonzepte des Einspeisemanagements (vgl. Abschnitt 4.2.5.2) lassen sich analog auch auf das BLM übertragen. Vorteil des dynamischen Blindleistungsmanagements (DBLM) ist insbesondere, dass die Blindleistungsbereitstellung bedarfsgerecht erfolgt und die zusätzlichen Netzverluste somit minimiert werden. Einfacher umzusetzen und daher bereits heute verbreitet ist die Implementierung eines Blindleistungsmanagements der DEA anhand einer $\cos(\varphi)$ (P)- bzw. $Q(U)$ -Kennlinie oder die statische Vorgabe eines festen Verschiebungsfaktors (SBLM), da eine entsprechende Parametrierung des Umrichters genügt. In vielen Untersuchungen wird eine $Q(U)$ -Steuerung empfohlen (z. B. [26], [24], [23], [22]). Aufgrund der Vorgaben der VDE-AR-N 4105 kann speziell das SBLM mit Vorgabe einer $\cos(\varphi)$ (P)-Kennlinie als Stand der Technik bezeichnet werden.

4.2.6.3 Modellierung, Integration und Auslegung

Aufgrund der vorangegangenen Überlegungen wird auf eine Modellierung des DBLM, die hinsichtlich der Bestimmung der zu regelnden DEA analog zu Abschnitt 4.2.5.3 erfolgen würde, verzichtet: Wird die Menge aller Betriebspunkte wie unter Abschnitt 3.3 auf die beschriebenen NNF reduziert, so genügt es bei Vernachlässigung der Netzverluste, das SBLM durch Berücksichtigung eines konstanten Verschiebungsfaktors abzubilden. Dies gilt offensichtlich auch dann, wenn im realen Betrieb eine Kennlinie verwendet wird, bei der der gewählte Verschiebungsfaktor während der im NNF abgebildeten Einspeiseleistung erreicht wird.¹³

In dieser Untersuchung wurde – als Kompromiss zwischen der erreichbaren Spannungssenkung einerseits und der nicht erwünschten Erhöhung des Stroms und der Netzverluste andererseits – unabhängig von der installierten Leistung einer DEA der für alle Anlagen einstellbare feste Verschiebungsfaktor gewählt zu $\cos(\varphi) = 0,95$ (untererregt) (vgl. Abschnitt 2.4.1). Dieser Verschiebungsfaktor wird dabei grundsätzlich auf alle DEA angewendet, da die Auswirkungen der Blindleistungsbereitstellung von wenigen Einzelanlagen insgesamt eher gering sind.

4.3 Kombination innovativer Lösungsoptionen

Da sich die innovativen Lösungsoptionen in spannungsbeeinflussende sowie gleichzeitig spannungs- und auslastungsbeeinflussende untergliedern lassen, liegt eine Kombination mehrerer innovativer Lösungsoptionen vor Ergreifen konventioneller Maßnahmen nahe, insbesondere dann, wenn mindestens jeweils eine Lösungsoptionen aus den beiden Kategorien gewählt wird:

¹³ Eine Bestimmung der BLM-bedingten Netzverluste ist allerdings nicht möglich.

So kann beispielsweise die auch auslastungsbeeinflussende Lösungsoption Einspeisemanagement mit direkt spannungsbeeinflussenden Lösungsoptionen wie SNP, RONT und ESR ergänzt werden, wenn die spannungssenkende Wirkung des Einspeisemanagements alleine nicht genügt, um sämtliche Spannungsbandverletzungen zu verhindern.

Der autarke Parallelbetrieb mehrerer regelnder Lösungsoptionen kann allerdings zur Instabilität der Regelung führen, da sich die Regelkreise aufgrund der Kopplung über die gemeinsame Regelgröße ggf. gegenseitig beeinflussen. Abhilfe kann eine koordinierte Regelung schaffen, die beispielsweise mit Hilfe eines DNA-Systems realisiert werden kann (vgl. [14, S. 46ff]). Weil bei Einsatz des SEM mit einer statischen Kennlinie nach (4.24) auf einen geschlossenen Regelkreis verzichtet wird, ist die Kombination des SEM mit der SNP bzw. einem Spannungsregler von diesen Überlegungen nicht betroffen.

4.3.1 Kombinationen mit Blindleistungsmanagement

In der Kombination des BLM mit weiteren innovativen Lösungsoptionen wird das BLM prioritär gemäß der Modellierung aus Abschnitt 4.2.6.3 eingesetzt. Über die Integration und Auslegung der weiteren Lösungsoption wird bedarfsabhängig entschieden.

4.3.2 Spannungsebenenübergreifende Netzplanung und statisches Einspeisemanagement

Bei dem kombinierten Einsatz der SNP und des SEM wird angenommen, dass durch Anwendung der SNP ein größerer Spannungsanstieg im NS-Netz zugelassen werden kann (siehe Abschnitt 4.2.1.2). Die Auslegung des SEM erfolgt analog zu Abschnitt 4.2.5.4.

4.3.3 Statisches Einspeisemanagement und regelbarer Ortsnetztransformator

Über den Einsatz sowie die Einsatzreihenfolge des SEM und des RONT entscheidet die Art der NZV sowie im Falle einer identifizierten möglichen Spannungsbandverletzung das Potenzial zu deren Reduktion (vgl. Abbildung 4.15).

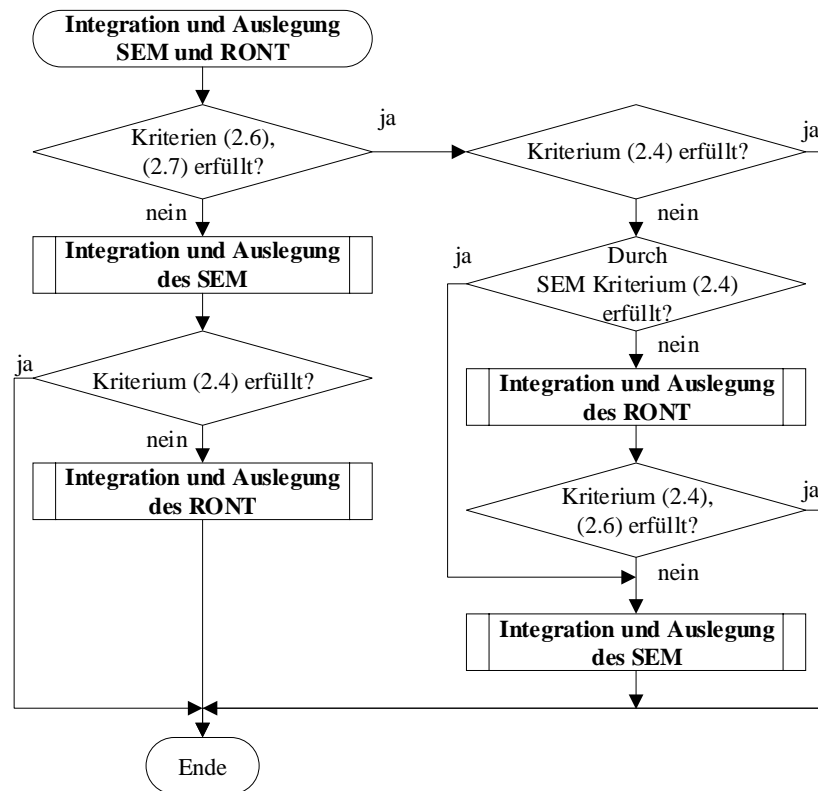


Abbildung 4.15: Integration und Auslegung des kombinierten Einsatzes von SEM und RONT

Bei Betriebsmittelüberlastungen kommt prioritär das SEM zum Einsatz. Treten zusätzlich weiterhin Spannungsbandverletzungen auf, wird der konventionelle ONT durch einen RONT ersetzt. Werden hingegen vor Anwendung jeglicher Maßnahmen ausschließlich Spannungsbandverletzungen identifiziert, so wird das SEM nur eingesetzt, wenn es entweder alleine die Spannungsbandverletzungen vollständig löst oder der RONT als Einzellösungsoption nicht ausreicht.

4.3.4 Sonstige Kombinationen

Da ein RONT eine Spannungsentkopplung zwischen der MS- und der NS-Ebene bewirkt, ist der Nutzen einer Kombination der SNP mit einem RONT für die NS-Ebene sehr gering, sodass diese Kombination nicht näher betrachtet wird. Dagegen kann eine SNP die Anzahl und Bemessungsleistung benötigter ESR reduzieren. Allerdings zeigen sich in Abschnitt 6.4.5 deutliche technische sowie wirtschaftliche Nachteile des Einsatzes eines ESR gegenüber jenem eines RONT, sodass ebenfalls auf eine Betrachtung verzichtet wird. Aus demselben Grund wird auch die Kombination eines SEM mit dem ESR nicht untersucht.

Die Kombination eines RONT mit einem ESR ist in üblichen Anwendungsfällen nicht sinnvoll, da dort bereits der Einsatz *eines* Spannungsreglers Spannungsanstiege ermöglicht, die mit Strömen über der thermischen Strombelastbarkeit der Leitungen einhergehen. Ergänzende Maßnahmen zur Vermeidung der Leitungsüberlastungen würden in der Regel ebenfalls eine Vermeidung von Spannungsbandverletzungen bewirken, sodass auf den Einsatz eines zweiten Spannungsreglers verzichtet werden kann.

Während sich eine Kombination des DEM mit einem SEM in der beschriebenen Modellierung bereits technisch ausschließen, kann auf eine Analyse der Kombinationen des DEM mit der SNP oder einem Spannungsregler aufgrund der in Abschnitt 6.4.8 beschriebenen wirtschaftlichen Nachteile verzichtet werden.

Aus der Gesamtheit der oben genannten Gründe schließen sich weitere Mehrfachkombinationen aus, die zudem die Komplexität weiter steigern würden.

4.4 Definition von Planungsvarianten

Auf Basis der vorgestellten konventionellen Maßnahmen und innovativen Lösungsoptionen werden neun Planungsvarianten definiert (vgl. Tabelle 4-1). In der Planungsvariante KONV erfolgt ein Netzausbau ausschließlich mit Hilfe konventioneller Maßnahmen. Da das SBLM bereits heute etabliert ist, sieht die Planungsvariante REF, die als Referenz für die Bewertung der übrigen Lösungsoptionen dient, die Kombination des SBLM mit konventionellen Maßnahmen vor. Alle übrigen Planungsvarianten nutzen das SBLM und mindestens eine weitere innovative Lösungsoption *L*, bevor konventionelle Maßnahmen durchgeführt werden.

Tabelle 4-1: Übersicht über die untersuchten Planungsvarianten

Planungs- variante	Angewendete Lösungsoptionen (Einsatzreihenfolge von l. nach r.)			Bemerkung
	SBLM	Innovative Lösungsoption <i>L</i>	Konventionelle Maßnahmen, wenn erforderlich	
KONV	nein	-	ja	
REF	ja	-		Referenz
SNP		SNP		
RONT		RONT		
ESR		ESR		
SEM		SEM		
DEM		DEM		
SNP + SEM		SNP + SEM		
SEM + RONT		SEM + RONT		

Der Netzplanungsprozess für eine Planungsvariante gemäß Abbildung 4.16 bildet die vorgegebene Einsatzreihenfolge ab, bei der – falls vorgesehen – zunächst das SBLM integriert und ausgelegt wird, bevor weiterhin bestehenden NZV mit innovativen Lösungsoptionen begegnet wird. Werden ergänzende konventionelle Maßnahmen durchgeführt, muss ggf. eine Neuauslegung der innovativen Lösungsoption durchgeführt werden, da sich das Übertragungsverhalten des Netzes geändert hat.

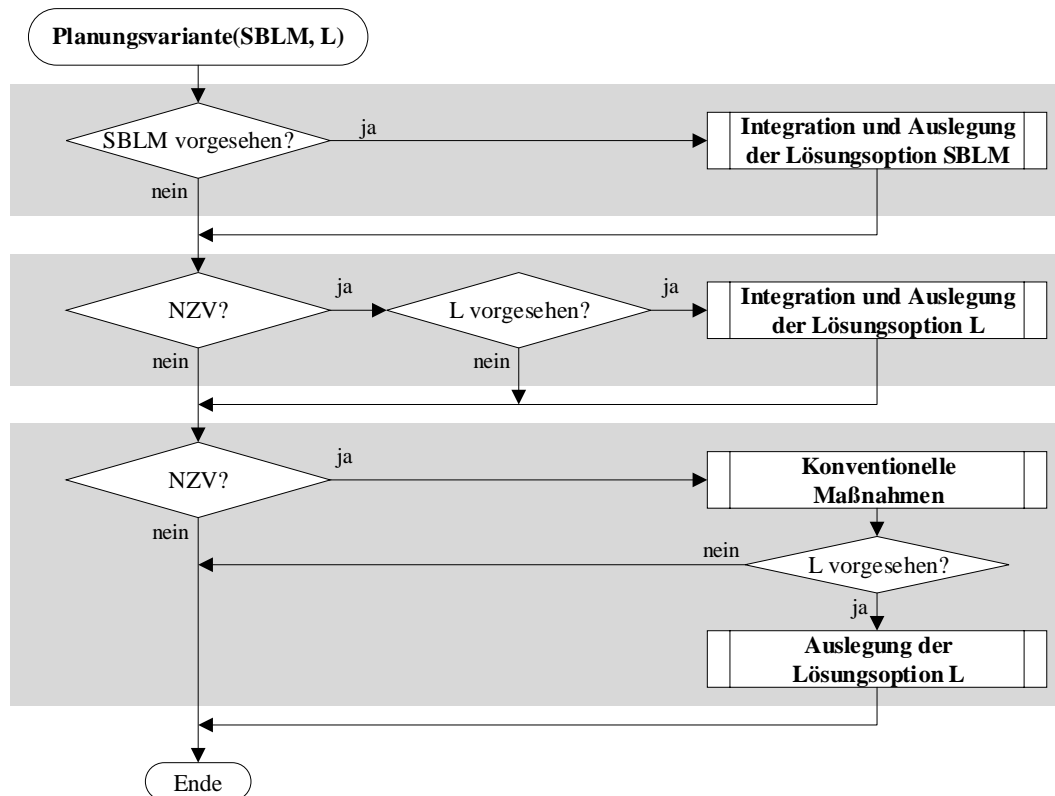


Abbildung 4.16: Netzplanungsprozess für die Planungsvarianten aus Tabelle 4-1

5 Anwendung der Lösungsoptionen in ländlichen Niederspannungsnetzen

Die in den vorangegangenen Kapiteln dargestellten Methoden zur Szenarienentwicklung, der Netzplanung unter Berücksichtigung konventioneller und innovativer Lösungsoptionen sowie der technischen und wirtschaftlichen Bewertung werden im Folgenden auf reale ländliche NS-Netze angewendet. Die Demonstration erfolgt in unterschiedlichem Detaillierungsgrad anhand dreier typischer Netze mit stark unterschiedlicher Struktur und Netzaufgabe.

Das erste Netz versorgt mittels zweier unvermascht betriebener Ringe ein Dorf mit divergenter Siedlungsstruktur (vgl. Abschnitt 5.1). Es verbindet durchgehend sehr hohe Abgangslängen mit einer sehr hohen installierten Leistung von PVA gemäß den entwickelten Szenarien und demonstriert damit einen flächendeckenden, hohen Ertüchtigungsbedarf. Das zweite Netz repräsentiert ein typisches Straßendorf mit einer zukünftig ebenfalls hohen installierten Leistung von PVA (vgl. Abschnitt 5.2). Allerdings konzentriert sich der Ertüchtigungsbedarf nun auf einen einzelnen Abgang, sodass abgangsspezifisch dimensionierbare Lösungsoptionen ihre Vorteile ausspielen können. Abschließend wird ein Netz niedriger Hausanschlussdichte untersucht, das durch die Anwendung der Szenarien einer nur moderaten Zunahme der installierten Leistung von PVA unterworfen wird (vgl. Abschnitt 5.3). Hierbei profitieren skalierbare Lösungsoptionen mit niedrigen Mindestkosten.

5.1 Unvermascht betriebenes Ringnetz mit hohem Zubau dezentraler Energiewandlungsanlagen

Das erste vorgestellte Netz versorgt ein offen bebautes Dorf mit unregelmäßigem Grundriss. Während die Gehöfte im (Nord-)Osten weiter gestreut sind, liegen sie im restlichen Gebiet meist nah beieinander. Mit einer Einwohnerdichte von etwa 180 Einwohnern pro Quadratkilometer ist das Dorf dem ländlichen Raum zuzuordnen. Die insgesamt 79 Hausanschlüsse werden über einen Transformator mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rT} = 250 \text{ kVA}$ versorgt. Der Transformator wird über ein 20 kV-MS-Netz gespeist.

Bei einem Verkabelungsgrad von 100 % beträgt die Gesamtleitungslänge des NS-Netzes $l_{ges} = 6,1 \text{ km}$, von der etwa zwei Drittel auf die Stammstrecke entfallen. Hierbei werden hauptsächlich die Kabeltypen NAYY 4x150 und NAYY 4x120 verwendet. Die Hausanschlusssleitungen sind mehrheitlich als Kabel des Typs NAYY 4x35 ausgeführt.

Die ONS besitzt zwei Abgänge (vgl. Abbildung 5.1). Ausgehend von der NS-Verteilung der ONS sowie dem KVS 1 werden zwei Ringe versorgt, die im Normalbetrieb an KVS 4 bzw. KVS 8 geöffnet sind. Die maximale, im Normalbetrieb miteinander verbundene Stammstreckenlänge beträgt $l = 852$ m.

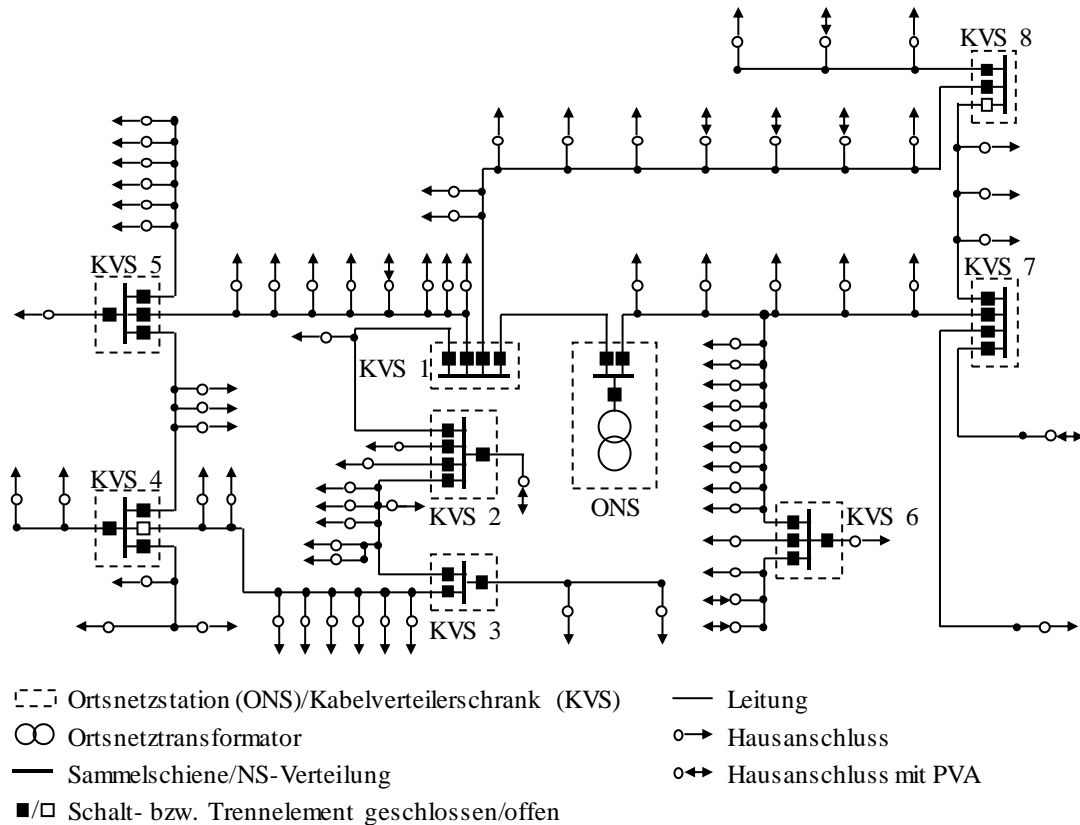


Abbildung 5.1: Schematische Darstellung des untersuchten unvermascht betriebenen Ringnetzes zum Ausgangszeitpunkt (vgl. Anhang 11.4, Netz 5)

5.1.1 Anwendung der Szenarien

Im Bestandsnetz befinden sich zehn PVA mit einer installierten Leistung von $P_{inst} = 171$ kW (vgl. Tabelle 5-1). Sowohl die Anlagenanzahl als auch die installierte Leistung nehmen in den Szenarien stark zu. Im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_0 ergibt sich eine installierte Leistung von $P_{inst} = 1111$ kW, die allerdings noch deutlich unterhalb des ermittelten technischen Dachflächenpotentials von $P_{pot} = 1681$ kW liegt. Die mittlere installierte Leistung pro PVA sinkt in allen Szenarien gegenüber jener im Bestandsnetz als Folge der für Neuanlagen angenommenen Häufigkeitsverteilung (vgl. Abschnitt 3.2.5).

Tabelle 5-1: Übersicht über die installierte Leistung von PVA im betrachteten Netzgebiet gemäß dem Szenariorahmen

Szenario	Ist-Netz	Szenario SZ_U			Szenario SZ_M			Szenario SZ_O		
		2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Zeitpunkt t_{SZP}	2014	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
Anzahl der Hausanschlüsse mit PVA	10	54	67	72	59	72	72	72	72	72
Installierte Leistung (kW)	171	547	665	749	592	780	909	888	1006	1111

5.1.2 Problemidentifikation

Im NNF *Starklast* treten in allen Szenarien weder Leitungs- noch Transformatorüberlastungen auf, allerdings werden geringfügige Spannungsbandverletzungen beobachtet. Bei der Untersuchung des NNF *Starkeinspeisung* zeigen sich bereits im Zeitpunkt 2020 des Szenarios SZ_U in allen Halbringen unzulässige Spannungsanstiege nach Kriterium (2.4), die im westlichen Teil des Netzgebiets Werte von bis zu $\Delta U_{max} = 0,078 \cdot U_n$ erreichen (vgl. Abbildung 5.2).

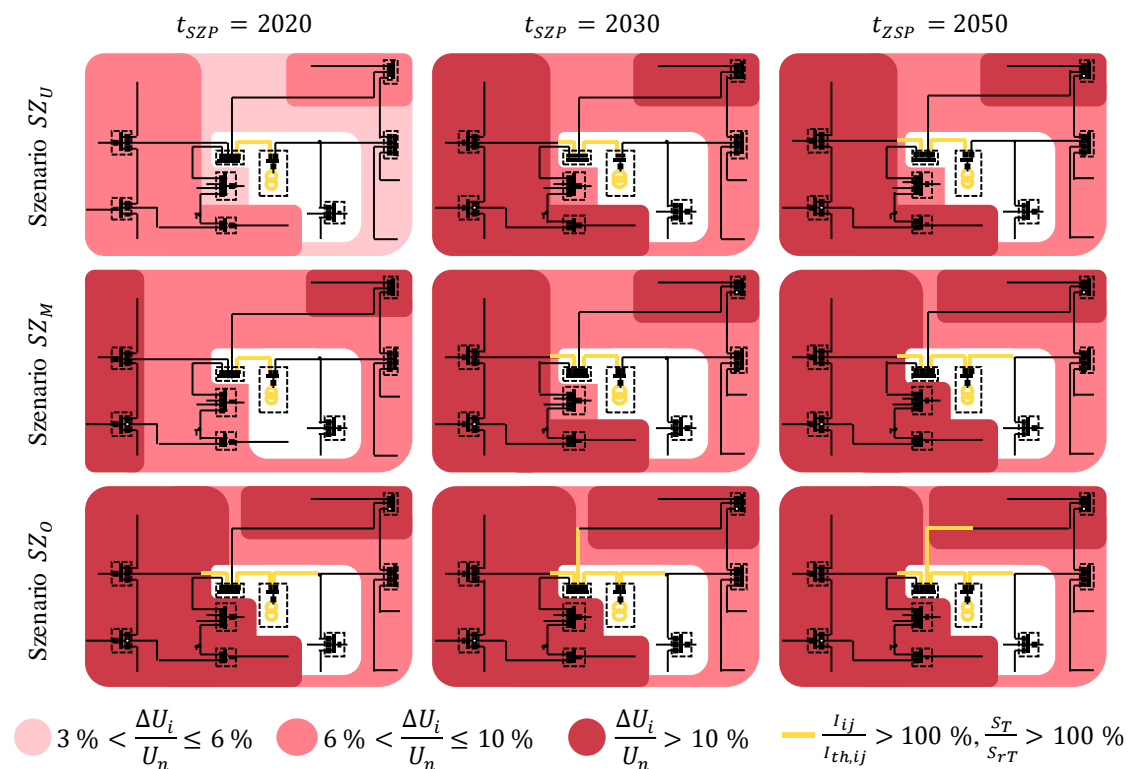


Abbildung 5.2: Darstellung aller NZV im NNF *Starkeinspeisung*

Im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_O kann schließlich im nordwestlichen Teil des Netzes ein höchster Spannungsanstieg von $\Delta U_{max} = 0,178 \cdot U_n$ beobachtet werden. Ebenso treten in allen Szenarien nach Kriterium (2.7) Überlastungen ONS-naher Kabel auf. Sie erreichen im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_O einen Maximalwert von $I_{max} = 3,23 \cdot I_{th}$, betreffen allerdings eine vergleichsweise kurze Leitungsstrecke von $l = 0,6$ km. Insgesamt dominieren Maßnahmen zur Verbesserung der Spannungshaltung den Handlungsbedarf.

In sämtlichen Szenarien wird der ONT unzulässig belastet: Die zu übertragende Leistung im NNF *Starkeinspeisung* liegt zwischen $S_T = 1,69 \cdot S_{rT}$ (Zeitpunkt 2020 des Szenarios SZ_U) und $S_T = 3,30 \cdot S_{rT}$ (Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_O).

5.1.3 Planungsvarianten

Eine detaillierte Darstellung der Maßnahmen findet sich im Anhang 11.3.1.

Referenz (REF)

Aufgrund der Vielzahl und Höhe der in den NNF identifizierten NZV werden zwei Untervarianten untersucht.

In der ersten Untervariante REF 1 wird das Netz primär durch einen Kabelzubau bei Anwendung des Prozesses nach Abbildung 4.4 verstärkt, wobei im Bedarfsfall bis zu zwei zusätzliche parallele Kabelsysteme vorgesehen werden. Im Szenario SZ_U sind insgesamt 15 neue Kabel mit einer Gesamtlänge von $l = 2,3$ km zu verlegen und ein ONT mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rT} = 630$ kVA einzusetzen. Durch die höhere installierte Leistung von PVA im Szenario SZ_M ergeben sich höhere NZV, sodass bis zum Ende des Betrachtungszeitraum insgesamt 20 neue Kabel mit einer Gesamtlänge von $l = 3,2$ km sowie ein ONT mit einer höheren Bemessungsscheinleistung von nun $S_{rT} = 800$ kVA zu verwenden sind. Im Szenario SZ_O erhöht sich schließlich die Anzahl neuer Kabel auf 26 und deren Gesamtlänge auf $l = 4,0$ km. Dies entspricht in etwa der bereits im Bestandsnetz vorliegenden Stammstreckenlänge. Zudem wird ein ONT mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rT} = 1000$ kVA notwendig.

Die sehr hohe Gesamtleitungslänge des ausgebauten Netzes sowie der vielfache Einsatz paralleler Kabelsysteme weisen darauf hin, dass die Netzaufgabe nicht mit akzeptablem Aufwand mit konventionellen NS-Betriebsmitteln zu erfüllen ist. In der zweiten Untervariante REF 2 wird daher eine Aufteilung des Netzes in von drei ONS gespeiste Bezirke untersucht (vgl. Abbildung 5.3), bei der die zwei zusätzlich benötigten ONT über MS-Leitungen mit einer Länge von insgesamt $l = 0,5$ km gespeist werden. Im Gegenzug reduziert sich die zusätzlich benötigte Leitungslänge in der NS-Ebene auf Werte bis höchstens $l = 0,6$ km (Szenario SZ_0) (vgl. Abbildung 5.3).

Die im NNF *Starklast* identifizierten, geringfügigen Spannungsbandverletzungen werden durch die für den NNF *Starkeinspeisung* durchgeführten Maßnahmen in beiden Untervarianten vollständig verhindert.

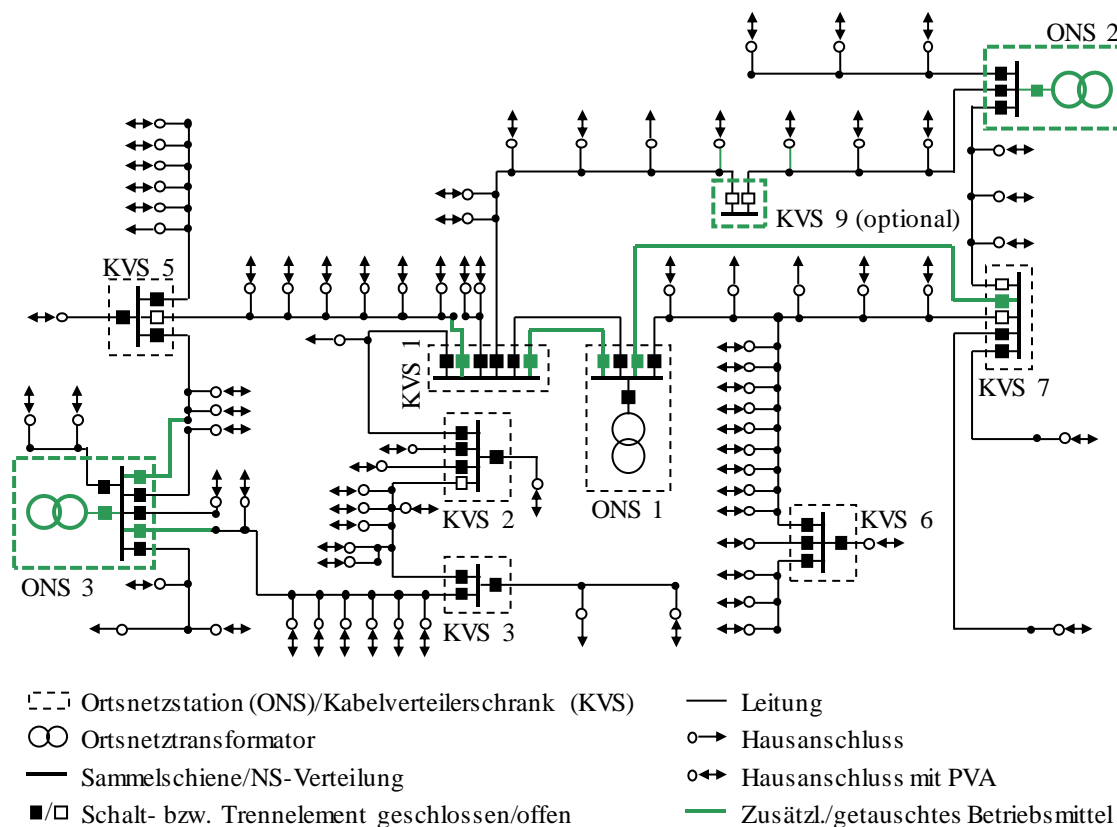


Abbildung 5.3: Vereinfachte schematische Darstellung des Netzes im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_0 in der Referenz-Planungsvariante REF 2

Spannungsebenenübergreifende Netzplanung (SNP)

Eine auf die Planungsvariante REF 1 angewendete SNP reduziert den Umfang konventioneller Maßnahmen nicht so weit, dass auf die beiden zusätzlichen ONS der Referenz-Planungsvariante REF 2 verzichtet wird. Jedoch reduziert sich der Umfang des hauptsächlich aufgrund von

Spannungsbandverletzungen im gesamten Betrachtungszeitraum des Szenarios SZ_0 benötigten Kabelausbau gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF 2 um etwa 44 % auf nun $l = 0,3$ km.

Regelbarer Ortsnetztransformator (RONT)

In dieser Planungsvariante wird der konventionelle ONT zur Vermeidung oder Reduktion von Spannungsbandverletzungen in allen Szenarien durch einen RONT ersetzt – die in der Referenz-Planungsvariante REF 2 vorgenommene Aufteilung des Ortsnetzes ist nicht mehr erforderlich. Da der bisherig eingesetzte ONT aufgrund der in den Szenarien steigenden zu übertragenden Leistung neu dimensioniert werden müsste, ergibt sich hierbei ein Synergieeffekt.

Im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_0 steigt die vom RONT zu übertragende Leistung auf $S_T > 800$ kVA. Da im Rahmen dieser Untersuchung RONT mit einer Bemessungsscheinleistung von mehr als $S_{rT} = 800$ kVA nicht mehr als Standardbetriebsmittel geführt werden, wird die zu übertragende Leistung auf zwei RONT am gleichen Standort aufgeteilt, die jeweils einen der beiden Abgänge der ursprünglichen ONS speisen (vgl. Abbildung 5.4).

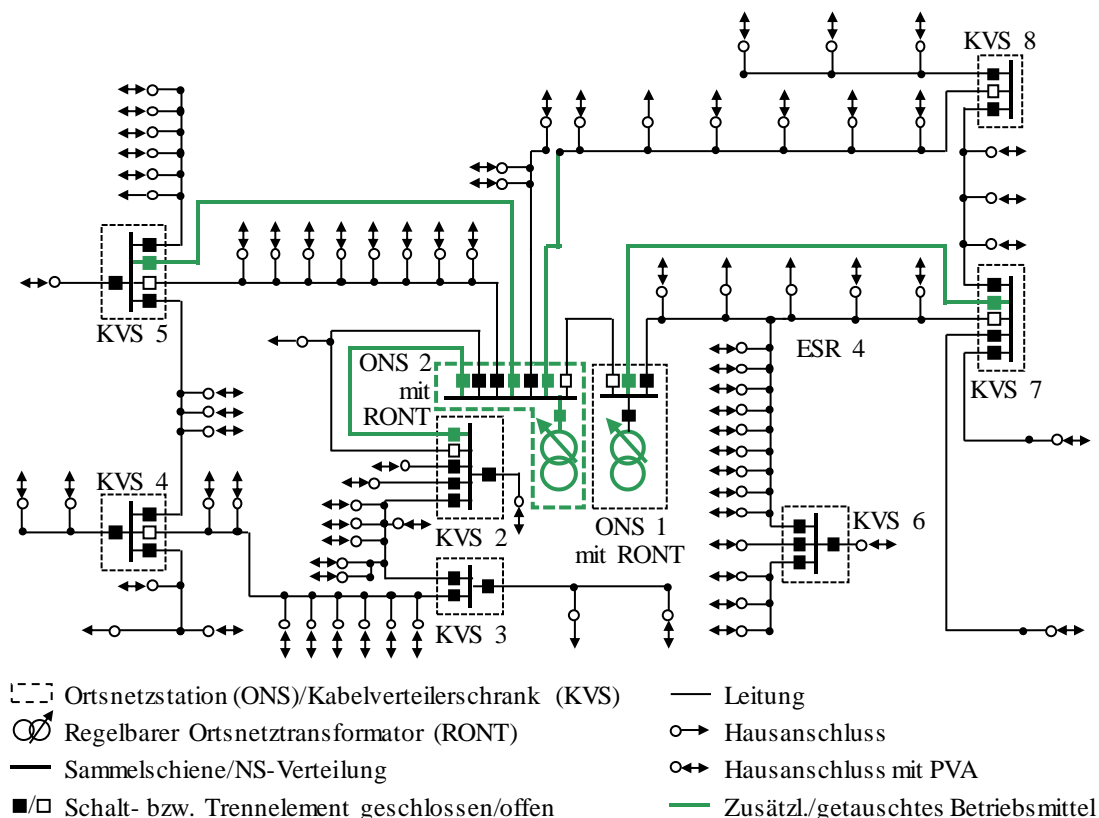


Abbildung 5.4: Vereinfachte schematische Darstellung des Netzes im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_0 in der Planungsvariante RONT

Die benötigte Gesamtleitungslänge lässt sich gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF 2 deutlich auf Werte zwischen $l = 0,4$ km (Szenario SZ_U) und $l = 1,1$ km (Szenario SZ_O) reduzieren.

Einzelstrangregler (ESR)

In sämtlichen Szenarien der Planungsvariante ESR wird zur Optimierung der Spannungshaltung in allen vier Halbringen jeweils ein ESR eingesetzt (vgl. Abbildung 5.5), sodass ebenfalls auf eine Aufteilung des Ortsnetzes verzichtet werden kann. Um Spannungsbandverletzungen an den unregulierten Knoten vorzubeugen, werden die ESR 1 bis ESR 3 abgangsnah hinter KVS 1 installiert. Die Bemessungsscheinleistung aller ESR variiert in Abhängigkeit des untersuchten Szenarios und liegt jeweils entweder bei $S_{rESR} = 125$ kVA oder $S_{rESR} = 250$ kVA.

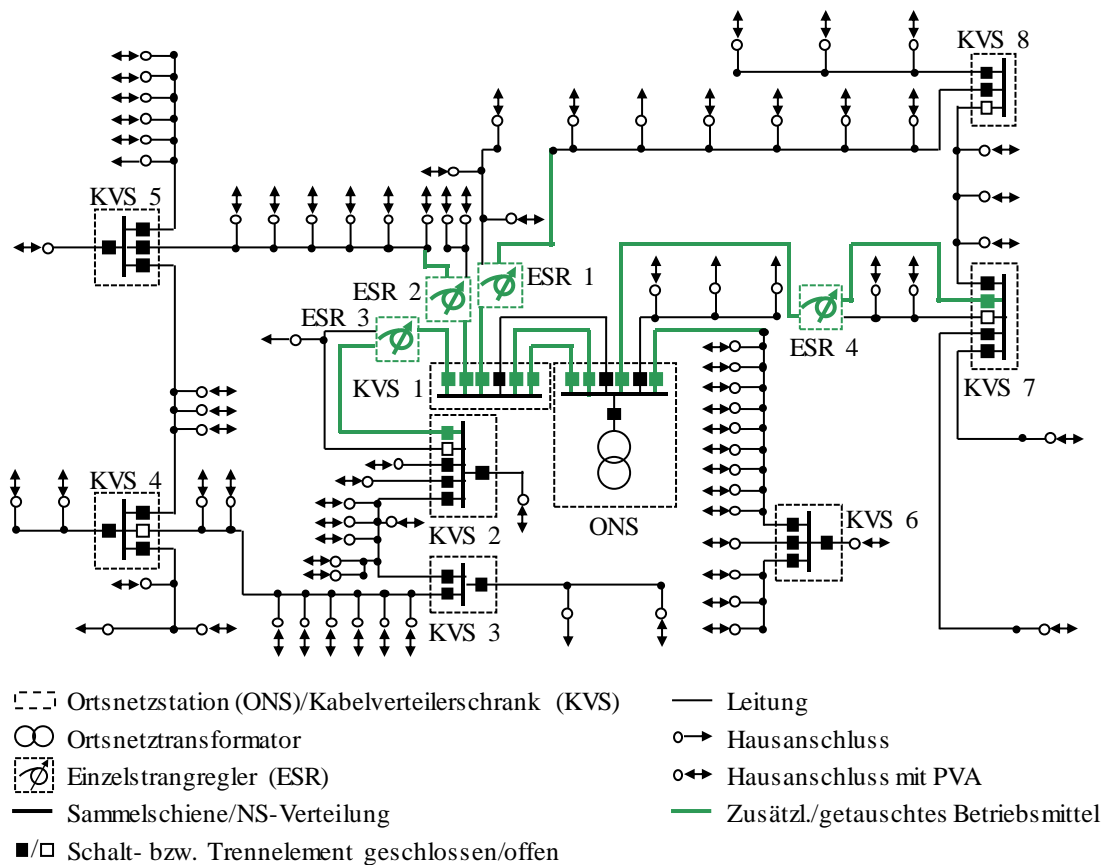


Abbildung 5.5: Vereinfachte schematische Darstellung des Netzes im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_O in der Planungsvariante ESR

Um andernfalls resultierende Überlastungen zu verhindern, werden zusätzliche Kabel eingesetzt, deren Gesamtlänge in den Szenarien zwischen $l = 0,3$ km (Szenario SZ_U) und $l = 1,1$ km (Szenario SZ_O) liegt.

Statisches Einspeisemanagement (SEM)

Ein auf die Planungsvariante REF 1 angewendetes SEM reduziert die konventionellen Maßnahmen nicht so weit, dass auf die zusätzlichen ONS der Referenz-Planungsvariante REF 2 verzichtet wird. Während das SEM im Szenario SZ_U ausschließlich zur Vermeidung von Transformatorüberlastungen benötigt wird, verringert es in den Szenarien SZ_M und SZ_O die dann auftretenden Spannungsbandverletzungen in einer Weise, dass die Länge der zusätzlich einzusetzenden Kabel um 41 % bzw. 44 % (gegenüber REF 2) reduziert wird.

Durch zwingend erforderliche konventionelle Maßnahmen erhöht sich allerdings die Netzaufnahmekapazität des Netzes in diskreten Stufen, sodass die über alle PVA summierte jährlich abgeregelt Energie ΔE_{lim} nicht monoton mit der installierten Leistung der PVA ansteigt (vgl. Abbildung 5.6). Daher kann zum einen die abgeregelt Energie ΔE_{lim} zwischen zwei Zeitpunkten eines Szenarios fallen, obwohl die installierte Leistung steigt. Dieser Effekt tritt im konkreten Fall im Szenario SZ_O auf, da das Netz im Zeitpunkt 2050 zwingend mit Hilfe eines zusätzlichen Kabels verstärkt werden muss. Dies ermöglicht eine Anhebung der maximal einspeisbaren Leistung von $p_{lim,max} = 0,6$ im Zeitpunkt 2030 auf $p_{lim,max} = 0,7$ im Zeitpunkt 2050 im betreffenden Ortsnetz. Zum anderen kann die abgeregelt Energie ΔE_{lim} in einem gegebenen Zeitpunkt in einem höheren Szenario niedriger ausfallen. Im vorliegenden Fall wird beispielsweise im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_U eine Transformatorüberlastung durch eine Begrenzung der maximalen normierten Leistung der PVA im betreffenden Ortsnetz auf $p_{lim,max} = 0,6$ vermieden. Im Szenario SZ_O ist im gleichen Zeitpunkt die Durchführung einer konventionellen Maßnahme zwingend erforderlich, sodass in der Folge eine Abregelung der PVA auf eine maximale normierte Leistung von $p_{lim,max} = 0,7$ genügt.

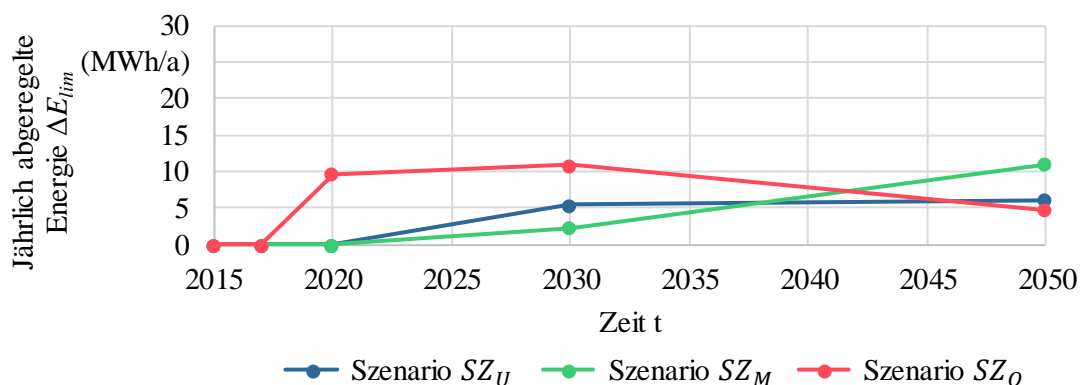


Abbildung 5.6: Darstellung der jährlich abgeregelt Energie ΔE_{lim} aller PVA im Betrachtungszeitraum unterteilt nach Szenarien für die Planungsvariante SEM

Die Bemessungsscheinleistung S_{rT} der ONT sinkt im Mittel um etwa 9 % gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF 2.

Dynamisches Einspeisemanagement (DEM)

In allen Szenarien sind zwar zur Vermeidung aller NZV zusätzlich zum Einsatz des DEM konventionelle Maßnahmen notwendig, allerdings reduziert sich die insgesamt benötigte Leitungslänge gegenüber der Planungsvariante REF 1 deutlich um im Durchschnitt 60 %. Im unteren Szenario werden zudem knapp Dreiviertel der gesamten benötigten Kabellänge erst im Zeitpunkt 2050 benötigt. Daher ist die in der Referenz-Planungsvariante REF 2 vorgenommene Aufteilung des Ortsnetzes aus technischer Sicht nicht erforderlich.

In der Planungsvariante DEM werden bis zu 54 über die Abgänge verteilte PVA so abgeregelt, dass eine jährliche Energie von bis zu knapp $\Delta E_{lim} = 14$ MWh/a nicht eingespeist werden kann. Abbildung 5.7 zeigt die Summe der jährlich abgeregelten Energie ΔE_{lim} aller Anlagen in Abhängigkeit des Szenarios.

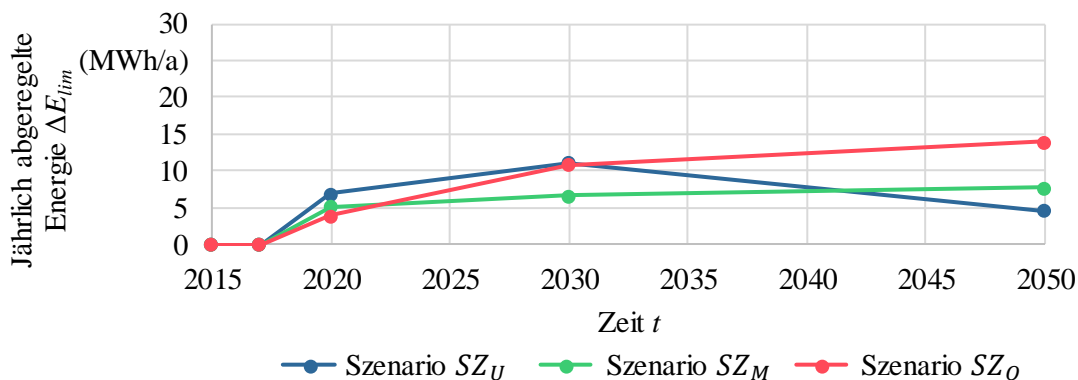


Abbildung 5.7: Darstellung der jährlich abgeregelten Energie ΔE_{lim} aller PVA im Betrachtungszeitraum unterteilt nach Szenarien für die Planungsvariante DEM

Wiederum führen die konventionellen Maßnahmen zu einem diskreten Anstieg der Netzaufnahmekapazität geringfügig über das benötigte Mindestmaß hinaus, sodass zwischen den Zeitpunkten 2030 und 2050 des Szenarios SZ_U die abgeregelte Energie ΔE_{lim} sinkt. Zudem müssen in den Szenarien SZ_M und SZ_O viele konventionelle Maßnahmen vorgezogen werden, wodurch sich im Zeitpunkt 2020 die Abnahme der abzuregelnden Energie ΔE_{lim} mit steigenden Szenario begründet.

Aufgrund der Reduktion der maximalen Einspeiseleistung reduziert sich die zur Bemessung des ONT herangezogene zu übertragende Leistung, sodass die Bemessungsscheinleistung S_{rT} in den einzelnen Zeitpunkten im Mittel um 11 % gegenüber der Planungsvariante REF 1 sinkt.

Spannungsebenenübergreifende Netzplanung und statisches Einspeisemanagement (SNP + SEM)

Wie bereits in den Planungsvarianten SNP sowie SEM wird das bestehende Ortsnetz in drei Ortsnetze unterteilt. Durch den zusätzlichen Einsatz des SEM können nun konventionelle Maßnahmen in einem eher geringen Umfang entweder vermieden oder in einen späteren Zeitpunkt verschoben werden. Wie aus Abbildung 5.8 ersichtlich wird, ist der hierfür benötigte Umfang der Abregelung mit durchweg deutlich weniger als $\Delta E_{lim} = 10$ MWh/a im Vergleich zu der Planungsvariante DEM ebenfalls gering. Dies ist unter anderem darauf zurückzuführen, dass der Bedarf des SEM nun individuell für die drei Ortsnetze bestimmt wird. Der Verlauf der abgeregelten Energie ΔE_{lim} in Abhängigkeit der installierten Leistung der PVA zeigt keine Monotonie. Dies ist wiederum auf zwangsläufig durchzuführende konventionelle Maßnahmen zurückzuführen. So wird im Zeitpunkt 2030 des Szenarios SZ_M einer der drei eingesetzten ONT gegen einen höher belastbaren getauscht, während im Szenario SZ_U noch eine verstärkte Abregelung genügt. Ebenso erfolgt für den Zeitpunkt 2030 des Szenarios SZ_O ein Leitungsausbau, der die in Zeitpunkt 2020 eingeführte Abregelung zunächst obsolet werden lässt.

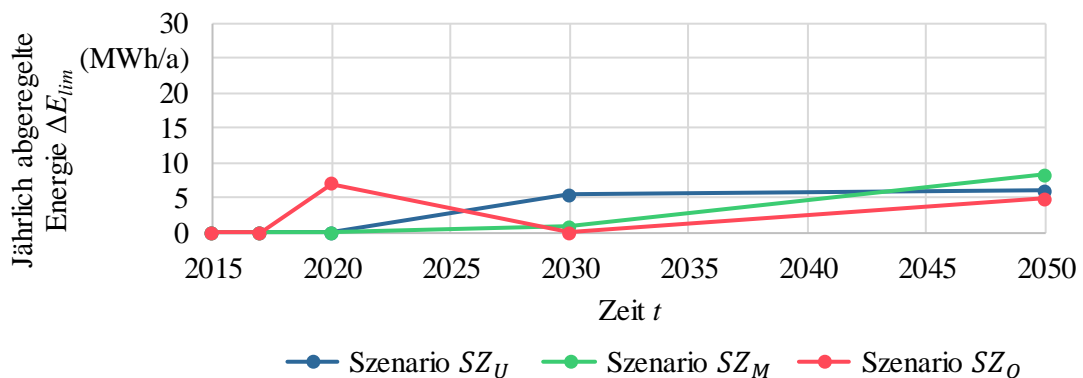


Abbildung 5.8: Darstellung der jährlich abgeregelten Energie ΔE_{lim} aller PVA im Betrachtungszeitraum unterteilt nach Szenarien für die Planungsvariante SNP + SEM

Statisches Einspeisemanagement und regelbarer Ortsnetztransformator (SEM + RONT)

Wie in der Planungsvariante RONT ist eine Aufteilung des Ortsnetzes entsprechend der Referenz-Planungsvariante REF 2 nicht erforderlich. In dem vorliegenden Fall werden in allen Szenarien sowohl das SEM als auch ein RONT eingesetzt, da die Einzellösungsoptionen NZV nicht ohne konventionelle Maßnahmen vollständig verhindern können. In Szenario SZ_U wird ab dem Szenarienzzeitpunkt 2030 eine Begrenzung der maximalen normierten Leistung aller PVA auf $p_{lim,max} = 0,7$ eingeführt. Hierbei resultiert eine vergleichsweise geringe jährlich abgeregelte Energie von bis zu $\Delta E_{lim} = 3,3$ MWh im Szenarienzzeitpunkt 2050 (vgl. Abbildung 5.9). Erst im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_M muss die Abregelung darüber hinausgehend erhöht werden ($p_{lim,max} = 0,6$), um Kabel- und Transformatorüberlastungen zu vermeiden. In allen Zeitpunkten

des Szenarios SZ_O ist eine Abregelung auf eine maximale normierte Leistung aller PVA von $p_{lim,max} = 0,6$ erforderlich, um die notwendigen konventionellen Maßnahmen zu minimieren. Insgesamt kann die Länge der neu zu verlegenden Kabel gegenüber der Planungsvariante REF 1 über alle Szenarien hinweg um mindestens 94 % reduziert werden.

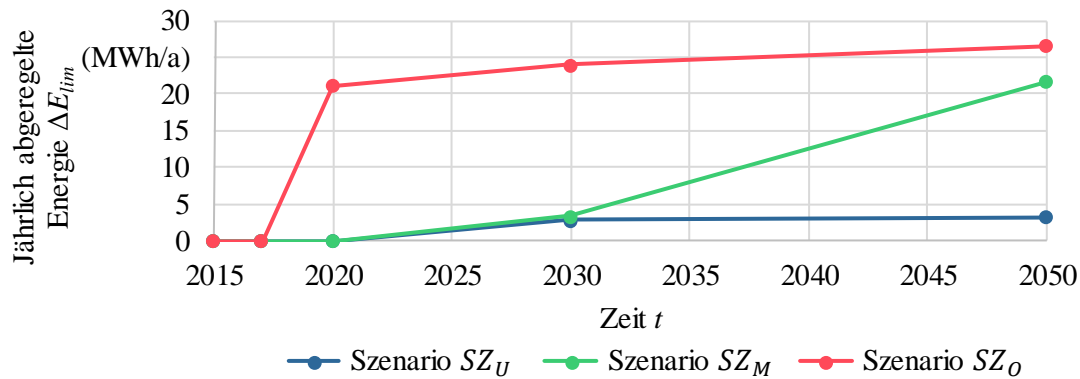


Abbildung 5.9: Darstellung der jährlich abgeregelten Energie ΔE_{lim} aller PVA im Betrachtungszeitraum unterteilt nach Szenarien für die Planungsvariante SEM + RONT

5.1.4 Bewertung der Planungsvarianten

Die folgende Kostenauswertung basiert auf der in Abschnitt 2.5 beschriebenen Methode, bei der die Barwerte im Jahr 2015 der über den gesamten Betrachtungszeitraum anfallenden Kosten aller durchgeführten Maßnahmen gebildet werden (vgl. Abbildung 5.10). Hierbei wird zum einen eine Aufteilung nach Planungsvarianten und Szenarien vorgenommen, zum anderen zwischen konventionellen Maßnahmen, innovativen Lösungsoptionen und Entschädigungszahlungen unterschieden.

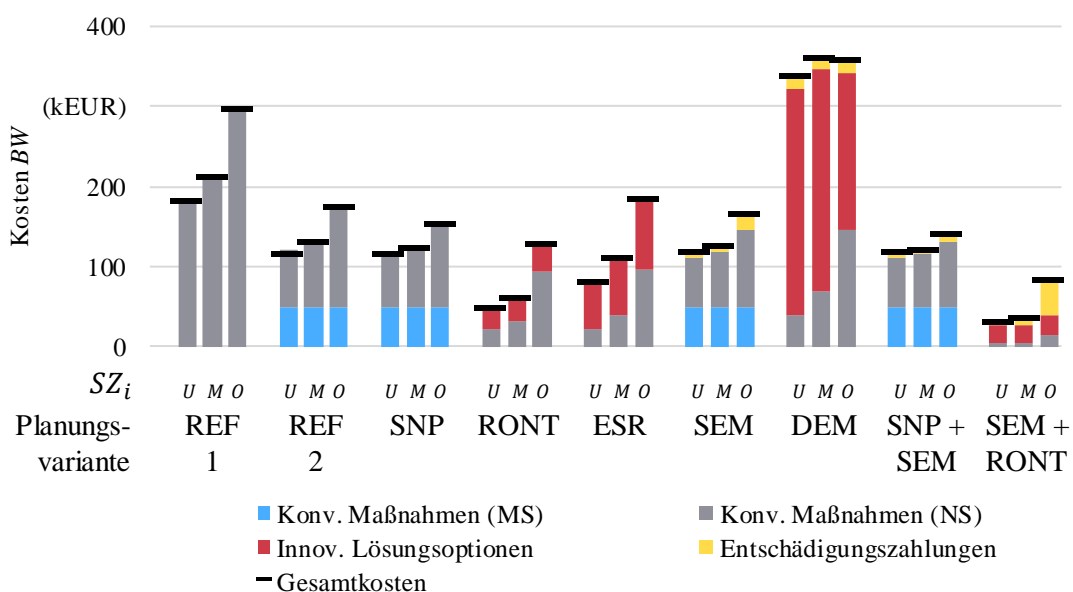


Abbildung 5.10: Barwerte im Jahr 2015 der über den gesamten Betrachtungszeitraum anfallenden Kosten in den einzelnen Planungsvarianten getrennt nach Szenarien

Die Planungsvariante REF 1, bei der NZV vornehmlich durch Kabelzubau verhindert werden, führt im Variantenvergleich in allen Szenarien zu den zweithöchsten Gesamtkosten. Die schon aus technischen Gründen favorisierte Referenz-Planungsvariante REF 2 erweist sich als um etwa ein Drittel kostengünstiger. Ein über die Szenarien hinweg konstanter Betrag von knapp 50 kEUR ist zwar Maßnahmen zur Integration der zwei zusätzlichen ONS in das MS-Netz zuzuordnen, wird allerdings aus Gründen der Vergleichbarkeit in den Gesamtkosten berücksichtigt. Aufgrund der technischen und wirtschaftlichen Vorteile dient die Referenz-Planungsvariante REF 2 als Kostenreferenz für alle übrigen Planungsvarianten.

Die auf der Planungsvariante REF 2 aufbauende SNP reduziert die Kosten erst in dem mittleren und oberen Szenario, da nach Aufteilung des Ortsnetzes im unteren Szenario noch keine Spannungsbandverletzungen nach Kriterium (2.4) auftreten. Auch ohne umfangreiche Änderung der Netztopologie ermöglicht der RONT gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF 2 eine barwertige Gesamtkostenreduktion zwischen 28 % (Szenario SZ_O) und 60 % (Szenario SZ_U). Die Kosten der Planungsvariante ESR sind durchgehend höher als jene der Planungsvariante RONT, im Szenario SZ_O übersteigen sie sogar die Kosten der Referenz-Planungsvariante REF 2. Dies lässt sich insbesondere auf zwei Ursachen zurückführen: Zum einen ist der ONT auch bei Einsatz von ESR auslastungsbedingt auszutauschen, zum anderen müssen in diesem Anwendungsfall mit insgesamt vier von Spannungsbandverletzungen betroffenen Abgängen vergleichsweise viele ESR eingesetzt werden.

Das SEM reduziert den Umfang der benötigten konventionellen Maßnahmen so deutlich, dass das Kostenniveau unter jenes der Referenz-Planungsvariante REF 2 sinkt. Bei Anwendung des in diesem Anwendungsfall sehr effektiven DEM kann aus technischer Sicht auf eine Aufteilung des Netzes verzichtet werden. Aus wirtschaftlicher Sicht lässt es sich aber nicht rechtfertigen, da bereits allein die Kosten des benötigten DNA-Systems die Gesamtkosten der Referenz-Planungsvariante REF 2 übersteigen. Mit einem zunehmenden Umfang (zwingend notwendiger) konventioneller Maßnahmen nehmen die Anzahl der in das DEM einzubindenden PVA und damit die Kosten des DNA-Systems ab.

Durch eine Ergänzung der Planungsvariante SNP um das SEM ergeben sich im Mittel nur geringfügige weitere Kosteneinsparungen. Dagegen kann die Kombination des SEM mit einem RONT konventionelle Maßnahmen weitgehend substituieren, da sowohl Spannungsbandverletzungen (vorwiegend durch den RONT) als auch Betriebsmittelüberlastungen (SEM) mittels innovativer Lösungsoptionen reduziert oder vermieden werden. Dadurch erweist sich diese Planungsvariante mit einer mittleren Gesamtkostenreduktion von etwa 65 % als am kostengünstigsten.

5.2 Strahlennetz mit hoher Abgangslänge und mittlerer Hausanschlussdichte

Im Folgenden wird ein zweites exemplarisches Netz betrachtet, das ein ländliches Straßendorf mit 71 Hausanschlüssen versorgt. Für die versorgte Fläche ergibt sich eine Einwohnerdichte von etwa 123 Einwohnern pro Quadratkilometer. Die ONS ist mit einem 20 kV/0,4 kV-Transformator mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rT} = 250$ kVA ausgestattet und speist über vier Abgänge ein unvermascht betriebenes Kabelnetz mit einer Gesamtlänge von $l_{ges} = 4,5$ km. Stammstrecken sind mehrheitlich als Kabel des Typs NAYY 4x120 ausgeführt, während für die Hausanschlussleitungen der Kabeltyp NAYY 4x35 verwendet wurde. Abbildung 5.11 stellt das Netz schematisch dar.

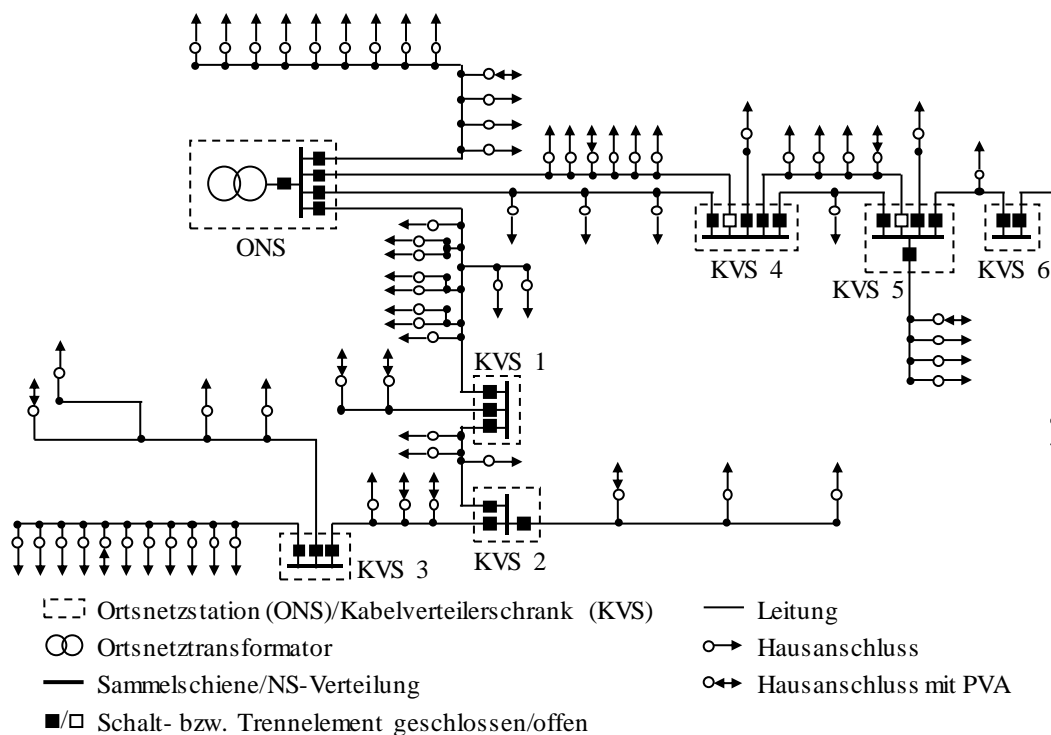


Abbildung 5.11: Schematische Darstellung des untersuchten Strahlennetzes mit hoher Abgangslänge und mittlerer Hausanschlussdichte zum Ausgangszeitpunkt (vgl. Anhang 11.4, Netz 1)

5.2.1 Anwendung der Szenarien

Die Beschreibung beschränkt sich zugunsten einer detaillierten Analyse der zeitlichen Entwicklung innerhalb des Szenarios auf das Szenario SZ_U , an dem bereits die wesentlichen Effekte erkennbar sind. Sie treten in vergleichbarer Weise auch in den Szenarien SZ_M und SZ_O auf.

Die Anzahl und installierte Leistung von PVA steigt zwar deutlich an (vgl. Tabelle 5-2), erreicht allerdings auch im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_U nur knapp ein Fünftel des ermittelten Dachflächenpotentials einer installierten Leistung von etwa $P_{pot} = 2000$ kW. Wiederum sinkt die mittlere installierte Leistung pro PVA in allen Szenarien gegenüber jener im Bestandsnetz als Folge der für Neuanlagen angenommenen Häufigkeitsverteilung (vgl. Abschnitt 3.2.5).

Tabelle 5-2: Übersicht über die installierte Leistung von PVA im betrachteten Netzgebiet im Szenario SZ_U

Szenario	Ist-Netz	Szenario SZ_U		
		2020	2030	2050
Zeitpunkt t_{SZP}	2014	2020	2030	2050
Anzahl der Hausanschlüsse mit PVA	11	23	31	37
Installierte Leistung (kW)	174	278	341	380

5.2.2 Problemlidentifikation

Während im NNF *Starklast* keinerlei NZV auftreten, ist im NNF *Starkeinspeisung* bereits im Zeitpunkt 2020 ein Spannungsanstieg von bis zu $\Delta U_{max} = 0,073 \cdot U_n$ festzustellen, der nach Kriterium (2.4) unzulässig ist. Alle Spannungsbandverletzungen konzentrieren sich auf die Knoten des Abgangs im südlichen Teil des Netzgebiets (vgl. Abbildung 5.12), da dort in Summe etwa zwei Drittel der installierten Leistung von PVA angeschlossen sind. Ab dem Zeitpunkt 2030 sind zudem ONS-nahe Kabelsegmente sowie der ONT überlastet.

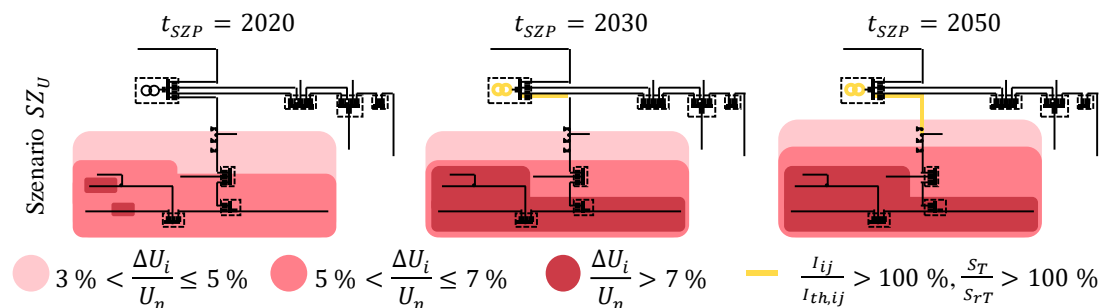


Abbildung 5.12: Darstellung aller NZV im NNF *Starkeinspeisung* für das Szenario SZ_U

5.2.3 Planungsvarianten

Eine detaillierte Darstellung der Maßnahmen findet sich im Anhang 11.3.2.

Referenz (REF)

Zur Vermeidung der in Zeitpunkt 2020 im NNF *Starkeinspeisung* auftretenden Spannungsbandverletzungen wird der betroffene Abgang mit Hilfe zweier neuer Kabelstrecken mit einer Gesamtlänge von $l = 474$ m in drei Abgänge aufgeteilt. Für den Zeitpunkt 2030 erfolgt eine weitere Netzverstärkung durch drei Kabel ($l = 197$ m), mit deren Hilfe die Belastung der Abgänge vergleichmäßigt und damit weitere Spannungsbandverletzungen vermieden werden. Zudem wird ein ONT mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rT} = 400$ kVA eingesetzt. Die beschriebenen Maßnahmen werden im Zeitpunkt 2050 durch die Verlegung eines weiteren Kabels ($l = 85$ m) ergänzt.

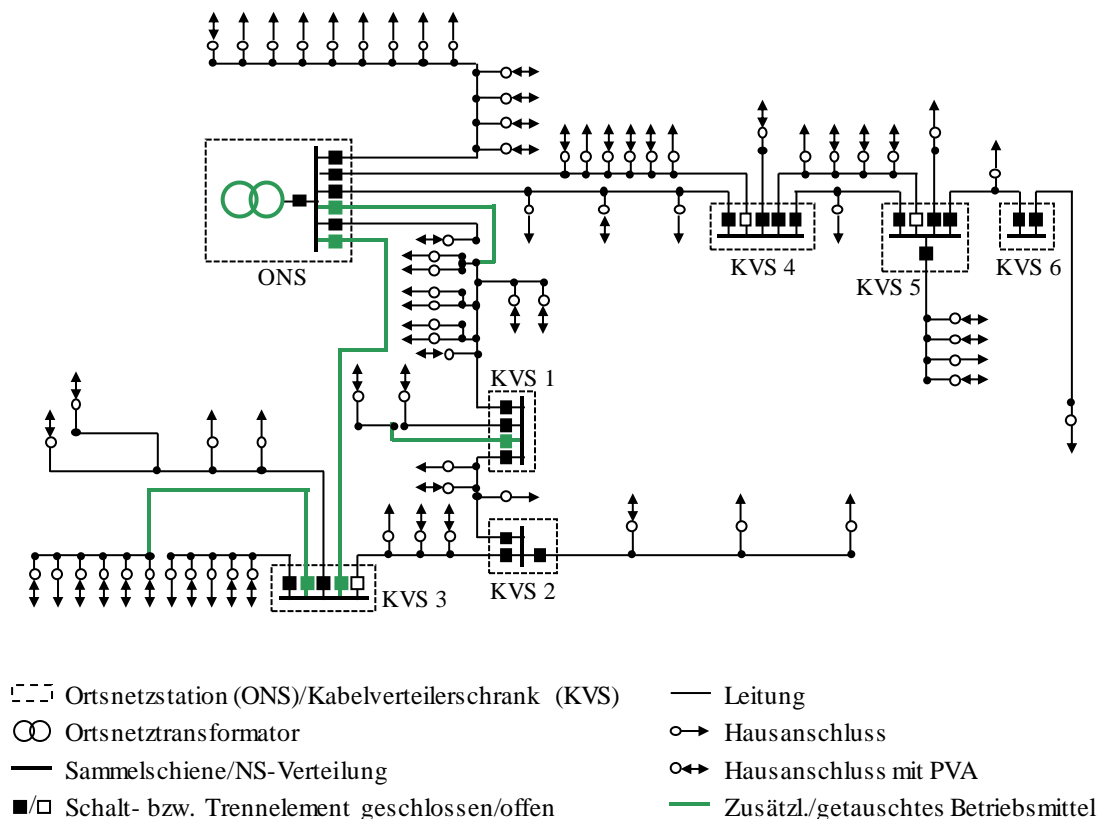


Abbildung 5.13: Vereinfachte schematische Darstellung des Netzes im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_U in der Referenz-Planungsvariante REF

Spannungsebenenübergreifende Netzplanung (SNP)

Durch eine SNP reduziert sich der Umfang der identifizierten Spannungsbandverletzungen so deutlich, dass sich die benötigte Gesamtlänge neuer Kabel im Zeitpunkt 2020 auf $l = 376$ m und im Zeitpunkt 2030 auf $l = 75$ m reduziert.

Regelbarer Ortsnetztransformator (RONT)

In dieser Planungsvariante wird für den Zeitpunkt 2020 ein RONT mit einer Bemessungsleistung von $S_{rRONT} = 250 \text{ kVA}$ eingesetzt, mit dem sämtliche NZV behoben werden. Diese Maßnahme genügt im Zeitpunkt 2030 nicht mehr: Zum einen treten neben Spannungsbandverletzungen in den südlichen Netzausläufern auch im zugehörigen Abgang ONS-nah Leitungsüberlastungen auf. Daher wird der von NZV betroffene Abgang aufgeteilt, indem sämtliche Hausanschlüsse ab KVS 1 über ein neu zu verlegendes Kabel ($l = 261 \text{ m}$) gespeist werden. Zum anderen übersteigt die vom RONT zu übertragende Leistung dessen Bemessungsleistung, sodass ein höher belastbarer RONT ($S_{rRONT} = 400 \text{ kVA}$) einzusetzen ist. Im Zeitpunkt 2050 treten keine weiteren NZV auf. Die Maßnahmen sind in Abbildung 5.14 dargestellt.

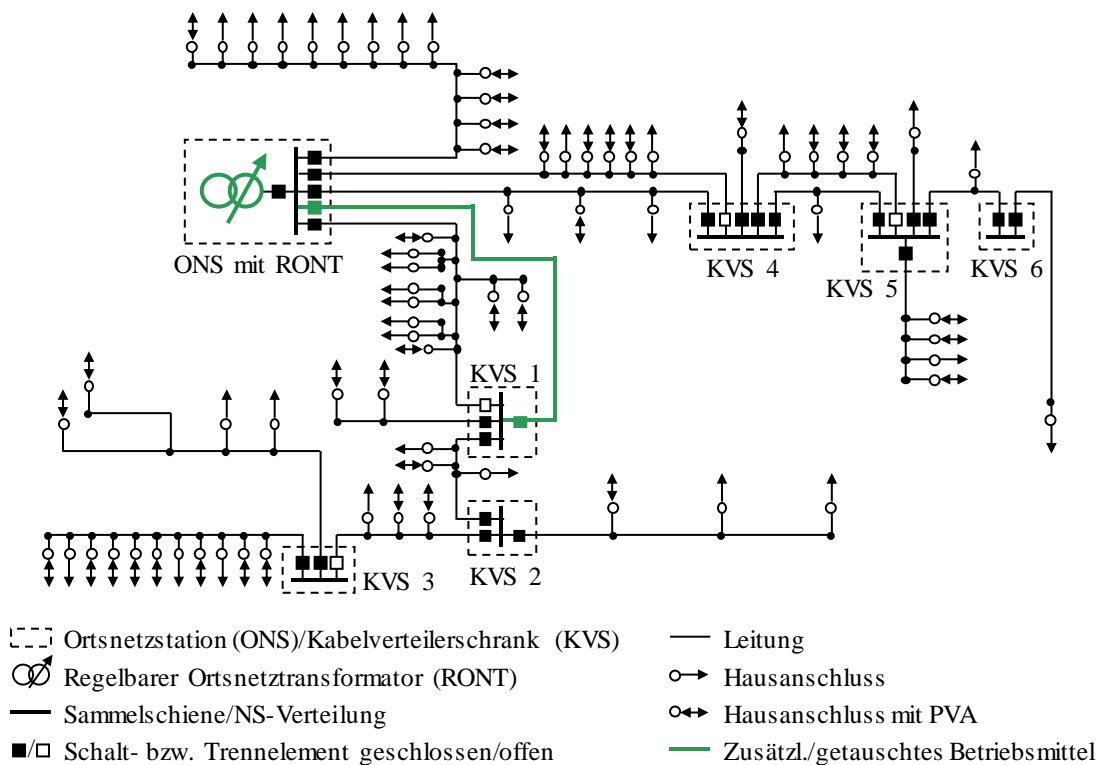


Abbildung 5.14: Vereinfachte schematische Darstellung des Netzes im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_U in der Planungsvariante RONT

Einzelstrangregler (ESR)

Für den Zeitpunkt 2020 wird als einzige Maßnahme ein ONS-nah positionierter ESR mit einer Bemessungsleistung von $S_{rESR} = 250 \text{ kVA}$ eingesetzt. Um Überlastungen des den ESR speisenden Kabels zu verhindern, wird für den Zeitpunkt 2030 ein neuer Abgang ($l = 97 \text{ m}$)

vorgesehen. Zudem erfolgt ein Transformatortausch gegen einen ONT mit einer Bemessungsleistung von $S_{rT} = 400$ kVA. Ein weiteres Kabel ($l = 63$ m) verhindert weitere Leitungsüberlastungen im Zeitpunkt 2050.

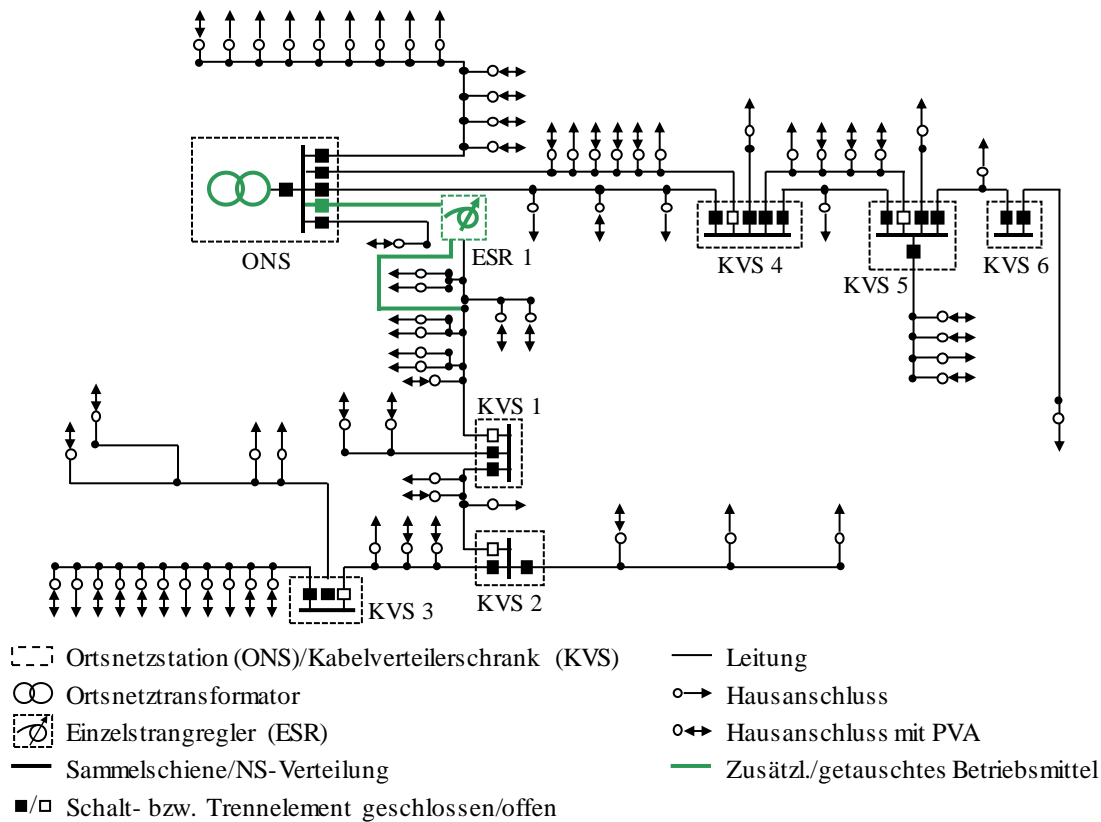


Abbildung 5.15: Vereinfachte schematische Darstellung des Netzes im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_U in der Planungsvariante ESR

Statisches Einspeisemanagement (SEM)

Zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen im Zeitpunkt 2020 reicht das eingesetzte SEM, das die maximal eingespeiste normierte Leistung aller PVA auf $p_{lim,max} = 0,6$ begrenzt, nicht aus. Daher wird der von NZV betroffene Abgang zusätzlich mit Hilfe eines parallel verlegten Kabels ($l = 260$ m) zwischen der ONS und KVS 1 aufgeteilt. Für den Zeitpunkt 2030 wird ein weiteres Kabel mit einer Länge von $l = 118$ m vorgesehen. Darüber hinaus sind im Betrachtungszeitraum keine Maßnahmen erforderlich. Insbesondere genügt ein Transformator mit der bisherigen Bemessungsleistung von $S_{rT} = 250$ kVA, da das SEM die zurückgespeiste Leistung ausreichend reduziert. Abbildung 5.16 zeigt die jährlich abgeregelte Energie im Betrachtungszeitraum.

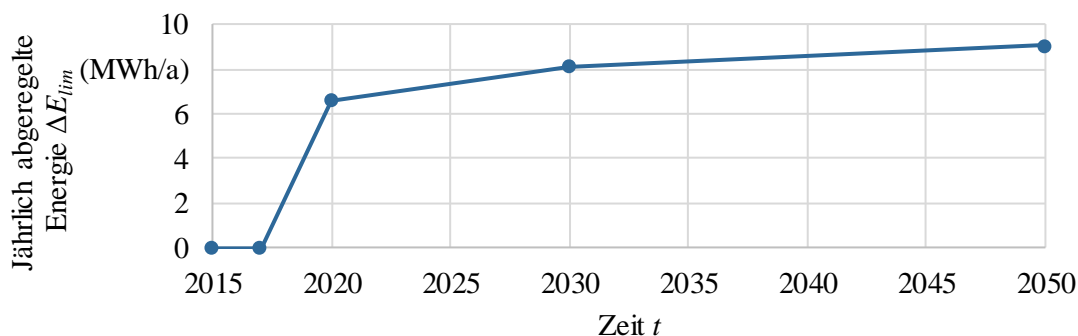


Abbildung 5.16: Darstellung der jährlich abgeregelten Energie ΔE_{lim} aller PVA im Betrachtungszeitraum für die Planungsvariante SEM im Szenario SZ_U

Dynamisches Einspeisemanagement (DEM)

Da der Einsatz eines DEM im Zeitpunkt 2020 nicht genügt, um sämtliche Spannungsbandverletzungen zu verhindern, wird der betroffene vierte Abgang zusätzlich mit Hilfe eines Parallelkabels der Länge $l = 140$ m aufgeteilt. In das DEM werden insgesamt acht PVA eingebunden. Gemäß dem Szenario kommen im Zeitpunkt 2030 sechs PVA hinzu. Deren Regelung ist allerdings erst in Kombination mit einer Kabelverlegung ($l = 121$ m) ausreichend. Für den Zeitpunkt 2050 wird eine weitere PVA in das DEM eingebunden und ein weiteres Kabel mit einer Länge von $l = 31$ m verlegt. Zudem wird ein ONT mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rT} = 400$ kVA benötigt.

In Abbildung 5.17 ist die im Betrachtungszeitraum immer weiter steigende jährlich abgeregelte Energie gezeigt. Sie erreicht im Zeitpunkt 2050 ein Maximum von $\Delta E_{lim} = 4,7$ MWh/a, das deutlich unter jenem der Planungsvariante SEM liegt. Zwar reduziert sich gegenüber der Planungsvariante SEM ebenfalls die Länge zusätzlich benötigter Kabel, jedoch wird bei Einsatz des DEM der Transformatortausch aufgrund der selektiven, nur für Spannungsbandverletzungen und Leitungsüberlastungen ausgelegten Abregelung nicht verhindert.

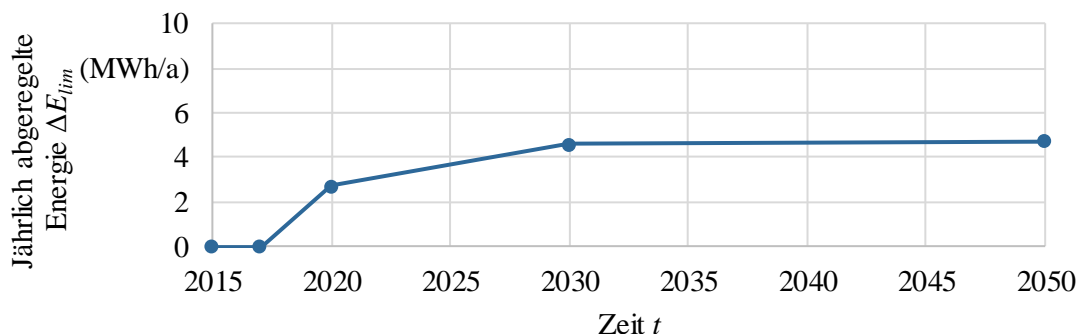


Abbildung 5.17: Darstellung der jährlich abgeregelten Energie ΔE_{lim} aller PVA im Betrachtungszeitraum für die Planungsvariante DEM

Spannungsebenenübergreifende Netzplanung und statisches Einspeisemanagement (SNP + SEM)

Das SEM reduziert die im gesamten Betrachtungszeitraum vorgesehene zusätzliche Leitungslänge gegenüber der Planungsvariante SNP um ein Viertel auf $l = 336$ m. Zudem entfällt durch das SEM die Installation eines ONT mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rT} = 400$ kVA (vgl. Abbildung 5.18).

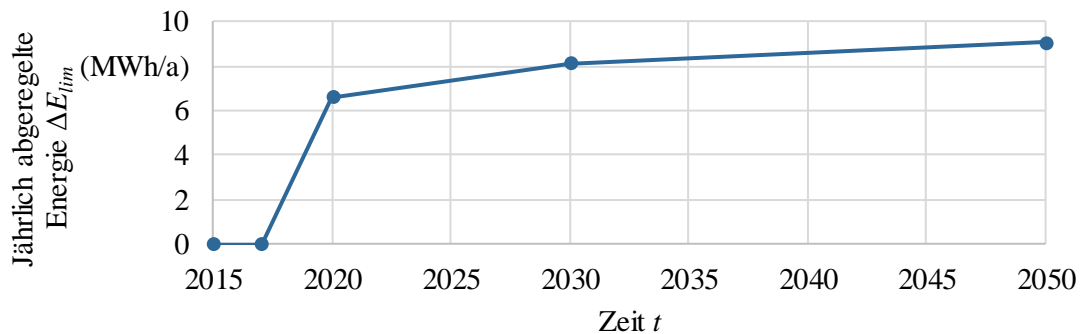


Abbildung 5.18: Darstellung der jährlich abgeregelten Energie ΔE_{lim} aller PVA im Betrachtungszeitraum für die Planungsvariante SNP + SEM

Statisches Einspeisemanagement und regelbarer Ortsnetztransformator (SEM + RONT)

In diesem Anwendungsfall wird für den Zeitpunkt 2020 zunächst ein RONT ($S_{rRONT} = 250$ kVA) eingesetzt, da dieser – anders als das SEM – auch ohne konventionelle Maßnahmen sämtliche Spannungsbandverletzungen verhindert. Den in den Zeitpunkten 2030 und 2050 identifizierten Leitungs- und Transformatorüberlastungen wird anschließend durch Anwendung eines SEM begegnet (vgl. Abbildung 5.19).

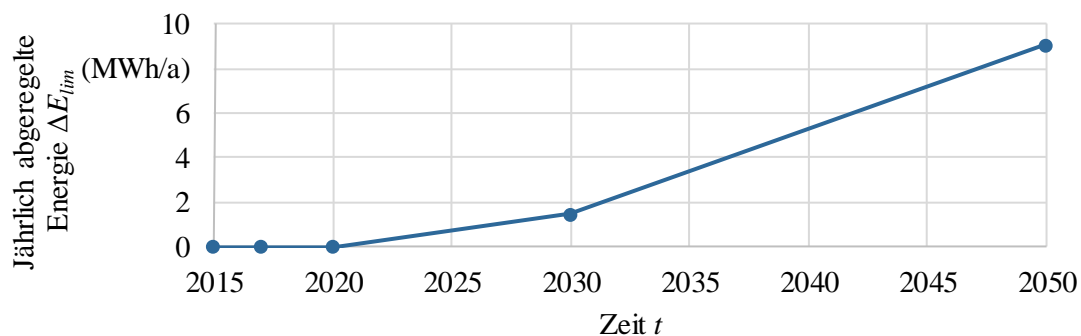


Abbildung 5.19: Darstellung der jährlich abgeregelten Energie ΔE_{lim} aller PVA im Betrachtungszeitraum für die Planungsvariante SEM + RONT im Szenario SZ_U

Für den Zeitpunkt 2030 genügt bereits eine Begrenzung der maximalen normierten Einspeiseleistung aller PVA auf $p_{lim,max} = 0,7$, für den Zeitpunkt 2050 ist schließlich eine Abregelung auf eine maximale normierte Einspeiseleistung von $p_{lim,max} = 0,6$ erforderlich. Dies führt zu einer über den Betrachtungszeitraum monoton ansteigenden, jährlichen abgeregelten Energie, die am Ende des Betrachtungszeitraums ihr Maximum von $\Delta E_{lim} = 9,1 \text{ MWh/a}$ erreicht.

5.2.4 Bewertung der Planungsvarianten

Die Kostenstruktur im Szenario SZ_U (vgl. Abbildung 5.20) weist starke Ähnlichkeiten mit jener des in Abschnitt 5.1 untersuchten Netzes auf.

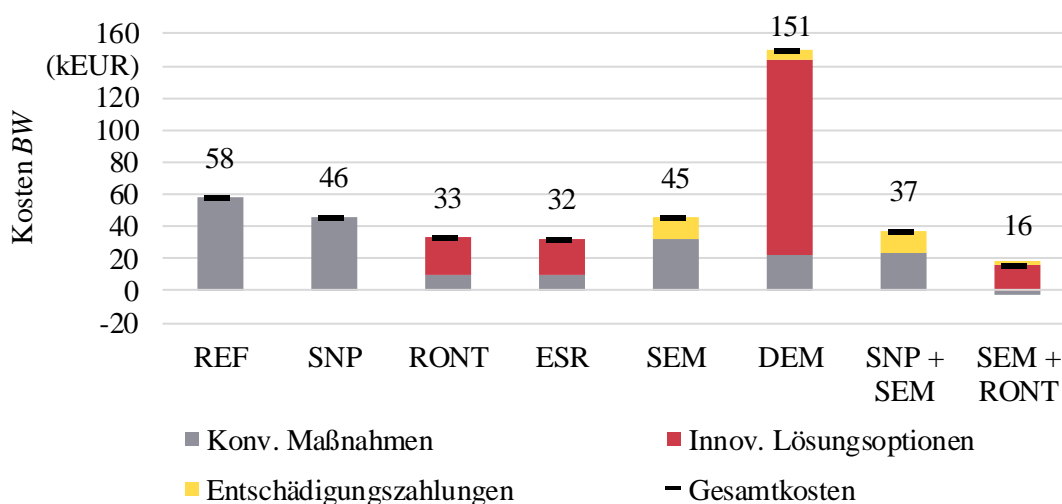


Abbildung 5.20: Barwerte im Jahr 2015 der über den gesamten Betrachtungszeitraum anfallenden Kosten in den einzelnen Planungsvarianten für das Szenario SZ_U

Die Anwendung einer SNP allein reduziert die Kosten bereits um 20 % gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF. Vergleichbar hiermit sind die möglichen Einsparungen durch das SEM. Mit der Kombination aus der SNP und dem SEM lassen sich die Kosten um 36 % mindern, im Bereich der konventionellen Betriebsmittel sogar um 60 %.

Während die Planungsvariante RONT im vorherigen Anwendungsfall (Abschnitt 5.1.4) noch mit deutlich geringeren Gesamtkosten als die Planungsvariante ESR verbunden war, liegen sie in diesem Netz auf gleichem Niveau. Dies ist darauf zurückzuführen, dass lediglich ein Abgang von Spannungsbandverletzungen betroffen ist und eines ESR bedarf.

Zwar lassen sich die Kosten für konventionelle Maßnahmen und Entschädigungszahlungen in der Planungsvariante DEM aufgrund der bedarfsgerechten und in kritischen Betriebspunkten stärkeren Abregelung weiter als mit einem SEM reduzieren. Jedoch fallen sehr hohe Kosten für das DNA-System selbst an, die allein bereits die Gesamtkosten der Referenz-Planungsvariante

REF um etwa 116 % übertreffen. Verursacht werden die Kosten hauptsächlich durch den hohen Anteil der mit Fernwirktechnik auszustattenden PVA im von Spannungsbandverletzungen betroffenen Abgang (15 von insgesamt 20 PVA im Zeitpunkt 2050).

Auch in diesem Netz erreicht der kombinierte Einsatz des SEM mit einem RONT die mit Abstand niedrigsten Gesamtkosten von 28 % jener der Referenz-Planungsvariante REF. Konventionelle Maßnahmen werden vollständig vermieden und der Restwert des ausgetauschten ONT in Ansatz gebracht, sodass sich der Barwert der Kosten reduziert.

5.3 Strahlennetz mit hoher Abgangslänge und niedriger Hausanschlussdichte

Das dritte exemplarisch gezeigte Netz versorgt eine ländliche Streusiedlung mit insgesamt 26 Hausanschlüssen (vgl. Abbildung 5.21).

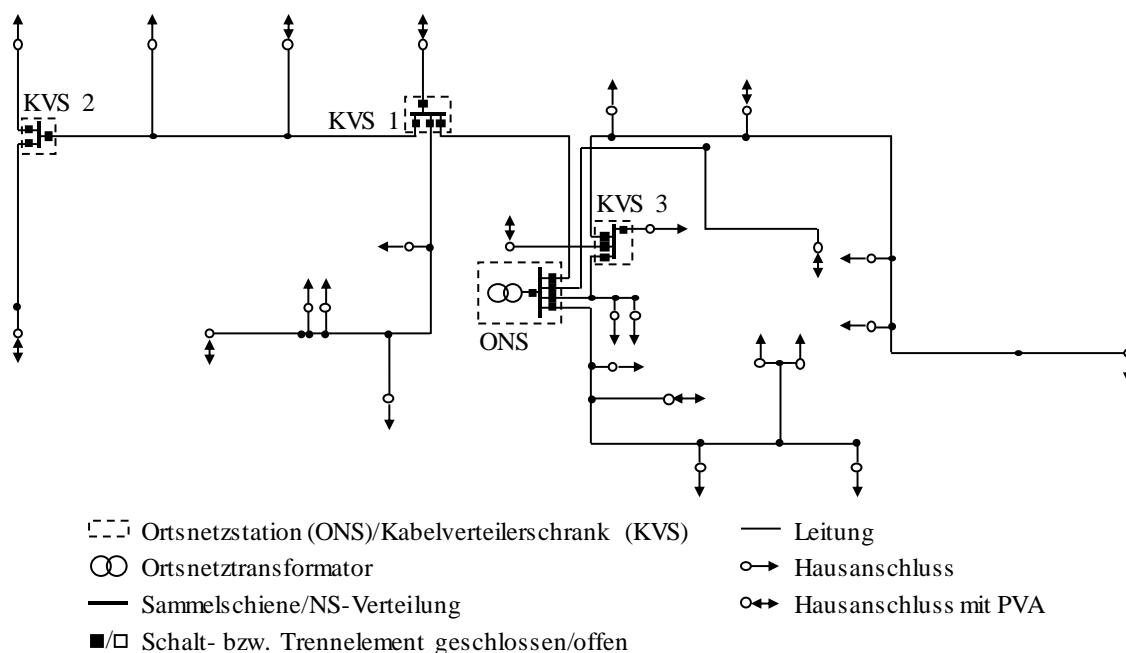


Abbildung 5.21: Schematische Darstellung des untersuchten Strahlennetzes mit hoher Abgangslänge und niedriger Hausanschlussdichte zum Ausgangszeitpunkt

Das Netz wird mittels eines 20 kV/0,4 kV-Transformators mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rT} = 250$ kVA gespeist. Bei einer Gesamtleitungslänge von $l_{ges} = 4,3$ km beträgt der Verkabelungsgrad 100 %. Insgesamt 61 % der Gesamtleitungslänge entfallen auf die Stammstrecken (vorwiegend NAYY 4x150). Sämtliche Hausanschlussleitungen verwenden den Kabeltypen NAYY 4x35. Das Netz besteht aus vier Abgängen, die an insgesamt drei KVS verzweigen. Die Stammstrecken der Abgänge weisen Längen zwischen $l = 362$ m und $l = 841$ m auf und versorgen jeweils bis zu zehn Hausanschlüsse.

5.3.1 Anwendung der Szenarien

Bereits im Ist-Zustand des Netzes sind PVA mit einer installierten Leistung von insgesamt $P_{inst} = 180$ kW an Hausanschlüssen installiert. Die installierte Leistung übersteigt damit im Ist-Netz die Erwartungswerte der Szenarientwicklung, sodass für die Szenarien SZ_U und SZ_M entweder kein oder ein nur geringer weiterer Zubau von PVA angenommen wird. Aus diesem Grund beziehen sich die im Folgenden gezeigten Ergebnisse auf das obere Szenario SZ_O . Eine Potentialüberschreitung ergibt sich bei einer installierbaren Leistung von $P_{pot} = 1186$ kW auch in diesem Netz nicht. Wiederum sinkt die mittlere installierte Leistung pro PVA in allen Szenarien gegenüber jener im Bestandsnetz als Folge der für Neuanlagen angenommenen Häufigkeitsverteilung (vgl. Abschnitt 3.2.5).

Tabelle 5-3: Übersicht über die installierte Leistung von PVA im betrachteten Netzgebiet im Szenario SZ_O

Szenario	Ist-Netz	Szenario SZ_O		
Zeitpunkt t_{SZP}	2014	2020	2030	2050
Anzahl der Hausanschlüsse mit PVA	8	12	16	18
Installierte Leistung (kW)	180	202	240	264

5.3.2 Problemlidentifikation

Im NNF *Starklast* werden sämtliche Kriterien der Spannungshaltung sowie der Betriebsmittelbelastbarkeit der Leitungen und des Transformators eingehalten. Leistungsflussrechnungen für den NNF *Starkeinspeisung* zeigen in allen Zeitpunkten des Szenarios SZ_O eine Verletzung des Kriteriums (2.4). Die NZV beschränken sich auf den westlichen Abgang (vgl. Abbildung 5.22), der mit $l = 841$ m sowohl die größte Stammstreckenlänge als auch über alle Zeitpunkte hinweg die jeweils höchste installierte Leistung von PVA aufweist. Der höchste Spannungsanstieg beträgt $\Delta U_{max} = 0,047 \cdot U_n$ und wird im Zeitpunkt 2050 beobachtet. In keinem Szenario treten Leitungs- oder Transformatorüberlastungen auf.

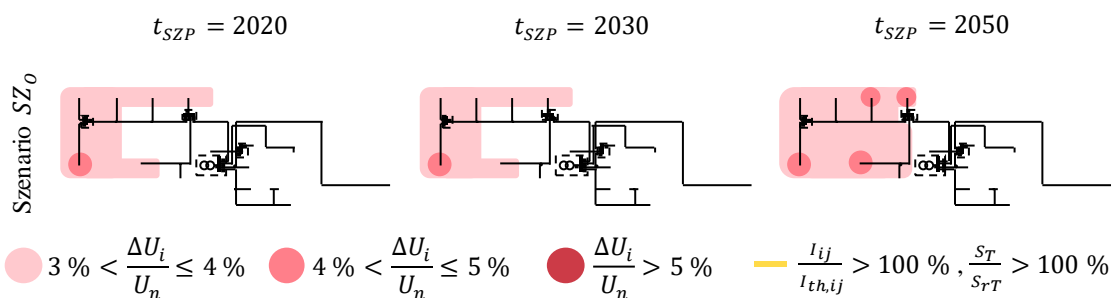


Abbildung 5.22: Darstellung aller NZV im NNF *Starkeinspeisung*. Es werden keine Betriebsmittelüberlastungen beobachtet.

5.3.3 Planungsvarianten

Eine detaillierte Darstellung der Maßnahmen findet sich im Anhang 11.3.3.

Referenz (REF)

Bereits für den Zeitpunkt 2020 wird der KVS 1 mit Hilfe eines zusätzlichen Parallelkabels mit einer Länge von $l = 261$ m mit der ONS verbunden. Der höchste Spannungsanstieg im Zeitpunkt 2050 reduziert sich auf $\Delta U = 0,03 \cdot U_n$.

Spannungsebenenübergreifende Netzplanung (SNP)

Erst im Zeitpunkt 2050 werden Spannungsbandverletzungen beobachtet, die durch Verlegung eines Parallelkabels zwischen der ONS und dem KVS 1 behoben werden ($l = 261$ m).

Regelbarer Ortsnetztransformator (RONT)

Zu Beginn des Betrachtungszeitraums wird ein RONT mit einer Bemessungsscheinleistung von $S_{rRONT} = 250$ kVA eingesetzt. Alle Spannungsbandverletzungen werden vollständig verhindert, ohne sonstige Maßnahmen durchzuführen.

Einzelstrangregler (ESR)

In dieser Planungsvariante wird in dem von Spannungsbandverletzungen betroffenen Abgang ein ESR eingesetzt. Um Spannungsbandverletzungen an unregelmäßigen Netzknoten zu vermeiden, ist der ESR zur Regelung der Spannung an KVS 1 und damit vergleichsweise ONS-nah bei etwa einem Viertel der Abgangslänge einzusetzen. Der ESR überträgt dann die Summenleistung aller Lasten und PVA des Abgangs. Hierfür reicht bereits eine Bemessungsscheinleistung des ESR von $S_{rESR} = 125$ kVA aus. Mit Einsatz des ESR erübrigen sich sonstige konventionelle Maßnahmen.

Statisches Einspeisemanagement (SEM)

In der Planungsvariante SEM genügt eine Begrenzung der normierten Leistung aller PVA auf $p_{lim,max} = 0,6$, um in den Zeitpunkten 2020 und 2030 sämtliche Spannungsbandverletzungen zu vermeiden. Im Zeitpunkt 2050 steigt die installierte Leistung der PVA und damit der Umfang bzw. die Höhe von Spannungsbandverletzungen so weit an, dass eine konventionelle Maßnahme erforderlich wird. Hierbei wird der KVS 1 mit einem Kabel der Länge $l = 261$ m, das parallel zum bestehenden Kabel verlegt wird, mit der ONS verbunden. Diese Maßnahme allein verhindert alle Spannungsbandverletzungen, sodass nun auf ein SEM verzichtet wird.

Dynamisches Einspeisemanagement (DEM)

Wegen der kontinuierlichen Zustandsüberwachung durch das bereits im Zeitpunkt 2020 eingesetzte DNA-System kann ein höherer Spannungsanstieg zugelassen werden (vgl. 4.2.4.2), sodass ohne Regeleingriffe erst ab dem Zeitpunkt 2050 am südwestlichen Netzausläufer geringfügige Spannungsbandverletzungen ($U_{max} = 1,104 \cdot U_n$) beobachtbar werden. Diese lassen sich durch eine Wirkleistungsregelung der dortigen einzelnen PVA vollständig verhindern. Die jährlich abgeregelte Energie beläuft sich auf etwa $\Delta E_{lim} = 46 \text{ kWh/a}$.

Spannungsebenenübergreifende Netzplanung und statisches Einspeisemanagement (SNP + SEM)

Im Gegensatz zur Planungsvariante SNP wird im Zeitpunkt 2050 statt konventioneller Maßnahmen ein SEM mit einer Begrenzung der normierten Leistung auf $p_{lim,max} = 0,7$ eingeführt, das sämtliche Spannungsbandverletzungen verhindert.

Statisches Einspeisemanagement und regelbarer Ortsnetztransformator (SEM + RONT)

In den Zeitpunkten 2020 und 2030 genügt zur Vermeidung aller NZV wiederum der Einsatz des SEM. Erst im Zeitpunkt 2050 werden die andernfalls nötigen konventionellen Maßnahmen durch den Einsatz eines RONT substituiert, woraufhin auf ein SEM verzichtet werden kann.

5.3.4 Bewertung der Planungsvarianten

Die Planungsvariante SNP reduziert die Kosten um 88 %, kombiniert mit SEM sogar um 99 % gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF. Hauptursache ist die Geringfügigkeit des Spannungsanstiegs, der zwar unter konventionellen Annahmen, nicht jedoch im Rahmen der SNP als kritisch bewertet wird. Alle übrigen innovativen Planungsvarianten weisen ein untereinander ähnliches Reduktionspotential der Gesamtkosten gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF zwischen 48 % (RONT) und 60 % (SEM + RONT) auf (vgl. Abbildung 5.23).

Da die absoluten Gesamtkosten dieser innovativen Planungsvarianten nur wenig voneinander abweichen, ist hier eine eher strategisch motivierte Wahl der Lösungsoption naheliegend. In diesem Anwendungsfall weist die Planungsvariante RONT aufgrund der bereits für den Zeitpunkt 2020 anfallenden vergleichsweise großen Investition die höchsten Gesamtkosten der innovativen Planungsvarianten auf.

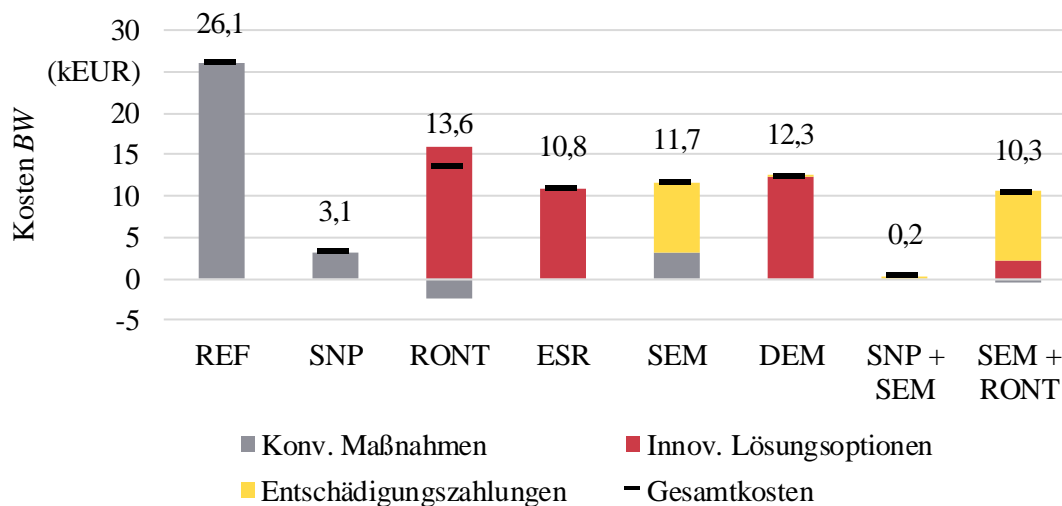


Abbildung 5.23: Barwerte im Jahr 2015 der über den gesamten Betrachtungszeitraum anfallenden Kosten in den einzelnen Planungsvarianten für das Szenario SZ_0

Die Gesamtkosten der Planungsvarianten ESR und DEM fallen moderat aus, da sowohl der ESR als auch das DNA-System selektiv für die Vermeidung der Spannungsbandverletzungen in dem einzigen betroffenen Abgang ausgelegt werden können. In den Planungsvarianten SEM und SEM + RONT entfällt der überwiegende Teil der Gesamtkosten auf Entschädigungszahlungen. In der kosteneffizientesten Planungsvariante SNP + SEM werden konventionelle Maßnahmen vollständig vermieden. Es verbleiben lediglich geringfügige Entschädigungszahlungen.

6 Planungsgrundsätze für ländliche Niederspannungsnetze

Im vorangegangenen Kapitel wurde bereits der Einsatz konventioneller Maßnahmen und innovativer Lösungsoptionen anhand dreier exemplarischer Netze vorgestellt und die Ergebnisse diskutiert. In einem weiteren Schritt wird nun die Datenbasis vergrößert, um verallgemeinerbare Erkenntnisse und schließlich Grundsätze für die Planung ländlicher NS-Netze generieren zu können. Hierbei wird der Begriff *Grundsatz* im Sinne einer (Anwendungs-)Regel verwendet, die innerhalb ihres Kontextes als Ausgangspunkt für weitere Überlegungen und Handlungen dient (vgl. [41], [83]).

Hauptziel dieser Planungsgrundsätze ist es, eine kostengünstige Integration von DEA durch Berücksichtigung innovativer Lösungsoptionen im Netzplanungsprozess zu ermöglichen. Sie sind so allgemein zu formulieren, dass sie auf beliebige reale ländliche NS-Netze der öffentlichen Versorgung angewendet werden können, die noch näher zu spezifizierende Voraussetzungen erfüllen. Gleichzeitig sind die Grundsätze so spezifisch zu gestalten, dass sie in den meisten Anwendungsfällen den gesamten durch die konventionellen und innovativen Lösungsoptionen aufgespannten Lösungsraum (vgl. Kapitel 4) zu einem beträchtlich kleineren Raum einschränken, der mit hinreichender Genauigkeit ausschließlich nahezu optimale Planungsvarianten enthält. Die Grundsätze sollen hierbei Bezug auf die Netzstrukturen bei einer gegebenen Netzaufgabe nehmen, um Selektivität zu erzielen.

Weiterhin sollen die Planungsgrundsätze solche Lösungsoptionen favorisieren, die eine hohe langfristige Robustheit gegenüber Änderungen der Netzaufgabe haben. Denn gerade in der NS-Ebene ist die Anzahl der Netze und damit auch der Betriebsmittel vergleichsweise groß, sodass die Zeitintervalle zwischen Revisionen der Grundsatzplanung eines Netzes und damit auch zwischen der Durchführung von einzelnen Maßnahmen aufgrund der begrenzten Ressourcen eines Netzbetreibers zu maximieren sind.

Im Sinne der Methode zur Entwicklung von Planungsgrundsätzen (vgl. Abschnitt 6.1) wird aus der Grundgesamtheit der ländlichen NS-Netze eine Stichprobe gebildet (vgl. Abschnitt 6.1), die zur Untersuchung der Eignung verschiedener Lösungsoptionen herangezogen wird (vgl. Abschnitt 6.3). Durch Verallgemeinerung der Ergebnisse werden in Abschnitt 6.4 Planungsgrundsätze entwickelt und im Abschnitt 6.5 zur Anwendung gebracht. Abschließend werden die Methode (vgl. Abschnitt 6.6) und die Ergebnisse (vgl. Abschnitt 6.7) dieser Arbeit diskutiert.

6.1 Methode zur Entwicklung von Planungsgrundsätzen

Die eingehende Betrachtung der Grundgesamtheit aller ländlicher Netze in Deutschland ist nicht mit vertretbarem Aufwand möglich. Die Gründe hierfür sind vielfältig und reichen von datenschutzrechtlichen und organisatorischen Hürden, der lückenhaften Verfügbarkeit von elektronisch verwertbaren Daten über den Personalbedarf bis hin zum hiermit verbundenen Kostenaufwand. Daher wird in dieser Arbeit eine Methode zur Entwicklung der Planungsgrundsätze angewandt, bei der die Analysen anhand einer bewusst gewählten Stichprobe von Netzen durchgeführt werden (vgl. Abbildung 6.1).

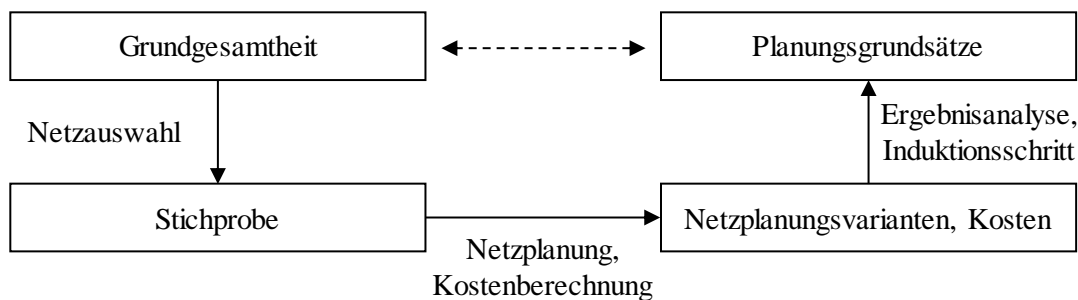


Abbildung 6.1: Übersicht über die angewandte Methode zur Entwicklung von Planungsgrundsätzen

Die Stichprobe soll ausschließlich Netze des ländlichen Raums enthalten, sodass nur solche Netze berücksichtigt werden, die innerhalb von Gemeinden mit einer Einwohnerdichte von weniger als 300 Einwohner pro Quadratkilometer (vgl. [84, S. 6]) liegen. Da die Anzahl vermascht betriebener NS-Netze im ländlichen Raum gering ist, beschränkt sich die Auswahl zudem auf unvermascht betriebene Strahlen- und Ringnetze (vgl. Abschnitt 2.3.2). Zu deren Charakterisierung werden die Parameter der Abgangsanzahl n_A , der Abgangslänge l_A , der Anzahl der Hausanschlüsse n_{HA} je Abgang sowie die verwendeten Betriebsmitteltypen herangezogen (vgl. auch [28, S. 23]). Um die eingangs geforderte Selektivität der Planungsgrundsätze hinsichtlich der Netzstruktur gewährleisten zu können, sollen die Netze eine große Bandbreite möglicher Ausprägungen abdecken (vgl. auch [52, S. 38ff.], [27, S. 19ff.]). Darüber hinaus sollen sie so ausgewählt werden, dass die szenariengemäße Integration der DEA im Betrachtungszeitraum zu NZV führt.

Nach Anwendung der Lösungsoptionen auf die Netze der Stichprobe und anschließender Kostenberechnung werden die Planungsvarianten durch deskriptive Daten- und Clusteranalysen bewertet. Hierbei werden die mit den nötigen Maßnahmen im Betrachtungszeitraum verbundenen Kosten – nach Planungsvarianten separiert – untereinander verglichen. Eine Betrachtung der Differenz von Maximal- und Minimalkosten kann bereits als Maß für die Robustheit der unterschiedlichen Planungsvarianten gegenüber der Anwendung in unterschiedlichen Netzstrukturen und -aufgaben herangezogen werden.

Durch Inbezugsetzen der Kostenergebnisse zu Parametern der Netzaufgabe werden netzspezifische Merkmale identifiziert, anhand derer die Eignung einer Lösungsoption für die untersuchten Netze bewertet werden kann. Ein Induktionsschritt verallgemeinert die gewonnenen Erkenntnisse unter Berücksichtigung der beschriebenen Zusammenhänge zu Planungsgrundsätzen.

6.2 Bildung und Charakterisierung der untersuchten Stichprobe

Es werden 15 Referenznetze aus Gemeinden mit einer Einwohnerdichte zwischen 35 und 209 Einwohnern pro Quadratkilometer und einem hohen erwarteten Zubau von PVA ausgewählt (vgl. [41]), deren Siedlungsformen von Streusiedlungen über Siedlungen in offener Bauweise bis hin zu geschlossen bebauten Siedlungen reichen, sodass auch die Hausanschlussdichten und Ausdehnungen stark variieren. Die Mehrzahl der ausgewählten Netze ist als Strahlennetz ausgeführt, die Übrigen als offen betriebene Ringnetze. Tabelle 6-1 gibt eine Übersicht über einige Kenndaten der ausgewählten Referenznetze. Eine Darstellung einiger Kenndaten aller Netze findet sich im Anhang 11.4.

Tabelle 6-1: Übersicht über einige Kenndaten der ausgewählten Referenznetze

	Einheit	Min.	Max.	Median
Einwohnerdichte des versorgten Netzgebiets (ca.)	km ⁻²	10	2600	127
Installierte Transformatorleistung	kVA	100	630	250
Anzahl der Abgänge je Netz	1	2	14	4
Mittlere Abgangslänge je Netz	km	0,167	0,844	0,400
Mittlere Anzahl der Hausanschlüsse pro Abgang	1	3	40	13

In den untersuchten NS-Netzen liegt der Verkabelungsgrad bei knapp 90 %, wobei für 83 % der Leitungslänge der Normkabeltyp NAYY verwendet wird. Die Stammstrecken sind vorwiegend mit den Querschnitten $q = 120 \text{ mm}^2$ und $q = 150 \text{ mm}^2$, die Hausanschlussleitungen mit einem Querschnitt von $q = 35 \text{ mm}^2$ ausgeführt.

Es ist ersichtlich, dass die Kenndaten der Betriebsmittel der ausgewählten Referenznetze den jeweils besonders relevanten Wertebereich abdecken (vgl. [52, S. 39ff.], [85, S. 41, 128], [27, S. 19ff.], [28, S. 23ff.]). Dies gilt insbesondere auch für die mittleren Abgangslängen.

Durch Anwendung der Szenarien SZ_U , SZ_M , SZ_O des Szenariorahmens auf die Netze der Stichprobe entstehen sog. Netz-Szenario-Kombinationen (NSK). Zehn Netze zeigen in insgesamt 29 NSK in mindestens einem der Zeitpunkte NZV, wobei Spannungsbandverletzungen vorherrschen. Leitungsüberlastungen treten zumeist nicht ohne Spannungsbandverletzungen auf. Kommt wie in sämtlichen Planungsvarianten außer KONV ein SBLM zur Anwendung, verbleiben in 26 NSK Verletzungen des Netzzustands.

6.3 Auswertung der untersuchten Planungsvarianten¹⁴

Im folgenden Abschnitt werden die Gesamtkosten der untersuchten Planungsvarianten aller 26 Netz-Szenario-Kombinationen (NSK) der Stichprobe, die NZV aufweisen, lösungsoptionspezifisch analysiert. Abbildung 6.2 zeigt die auf die Referenz-Planungsvariante REF bezogenen und jeweils absteigend sortierten Kostenersparnisse. Zusätzlich dargestellt wird das Kostenoptimum, bei dem die je NSK günstigste Planungsvariante selektiert wird. Demgemäß existiert immer eine Planungsvariante, die günstiger als die Referenz-Planungsvariante REF ist, sofern eine SNP angewendet werden kann.

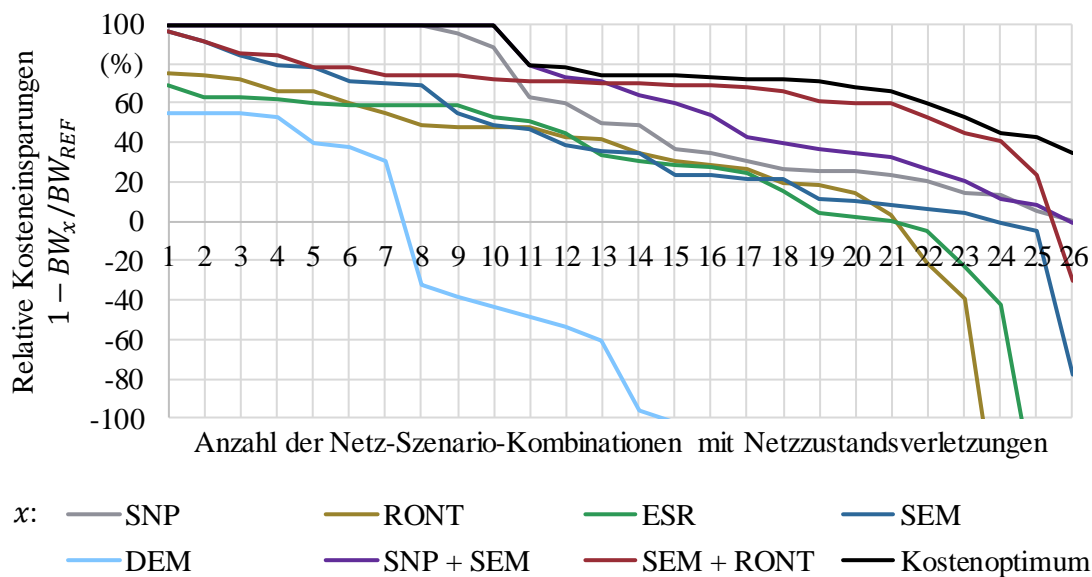


Abbildung 6.2: Je Planungsvariante absteigend sortiertes auf die Planungsvariante REF bezogenes Kosteneinsparpotential unter Berücksichtigung aller NSK, die Verletzungen des Netzzustands aufweisen. Aufgrund der Sortierung ist ein direkter Vergleich unterschiedlicher Planungsvarianten zu einer vorgegebenen Netz-Szenario-Kombination nicht möglich. Der Übersicht halber ist der Wertebereich der Ordinatenachse beschränkt.¹⁵

¹⁴ Dieser Abschnitt wurde bereits durch den Autor in ähnlicher Form in [41, S. 99ff] veröffentlicht. Er wird hier in einer überarbeiteten und erweiterten Fassung dargestellt.

¹⁵ Die Kurven sind nach absteigenden bezogenen Kosteneinsparungen geordnet, um Aussagen zwischen einer einzelnen innovativen Lösungsoption im Vergleich zu konventionellen Maßnahmen zu ermöglichen. Auch wenn sich zwei Kurven nicht schneiden, kann diejenige Kurve mit den höheren Werten bei einzelnen Netzen günstiger sein, als die darunter verlaufende Kurve.

Weiterhin ist ersichtlich, dass alle innovativen Planungsvarianten außer DEM in mindestens 20 NSK zu geringeren Kosten als die Referenz-Planungsvariante REF führen. Wenn die SNP angewendet werden kann, lassen sich geringfügige Spannungsbandverletzungen und ggf. Ausbaumaßnahmen vollständig vermeiden, ohne dem jeweils betrachteten NS-Netz direkt zuordenbare Kosten zu generieren. Dies gilt für acht NSK der Stichprobe. Die Kombinationen der Lösungsoptionen ermöglichen die insgesamt höchsten bezogenen Kosteneinsparungen. Beispielsweise ergibt sich in der Planungsvariante SEM + RONT in 21 NSK eine relative Kostenreduktion von 60 % oder mehr.

Nun werden die Barwerte der spezifischen Gesamtkosten¹⁶ der Ausbaumaßnahmen aller betrachteten NSK – nach den verschiedenen Planungsvarianten untergliedert – in Form eines Boxplots untersucht (vgl. Abbildung 6.3). Hierbei wird auf den Median der Gesamtkosten der Referenz-Planungsvariante REF normiert. Zusätzlich werden die spezifischen Kosten angegeben, die durch Einsatz der jeweils günstigsten Planungsvariante bzw. der jeweils günstigsten innovativen Planungsvariante mit und ohne Berücksichtigung von Kombinationen zweier Lösungsoptionen entstehen.

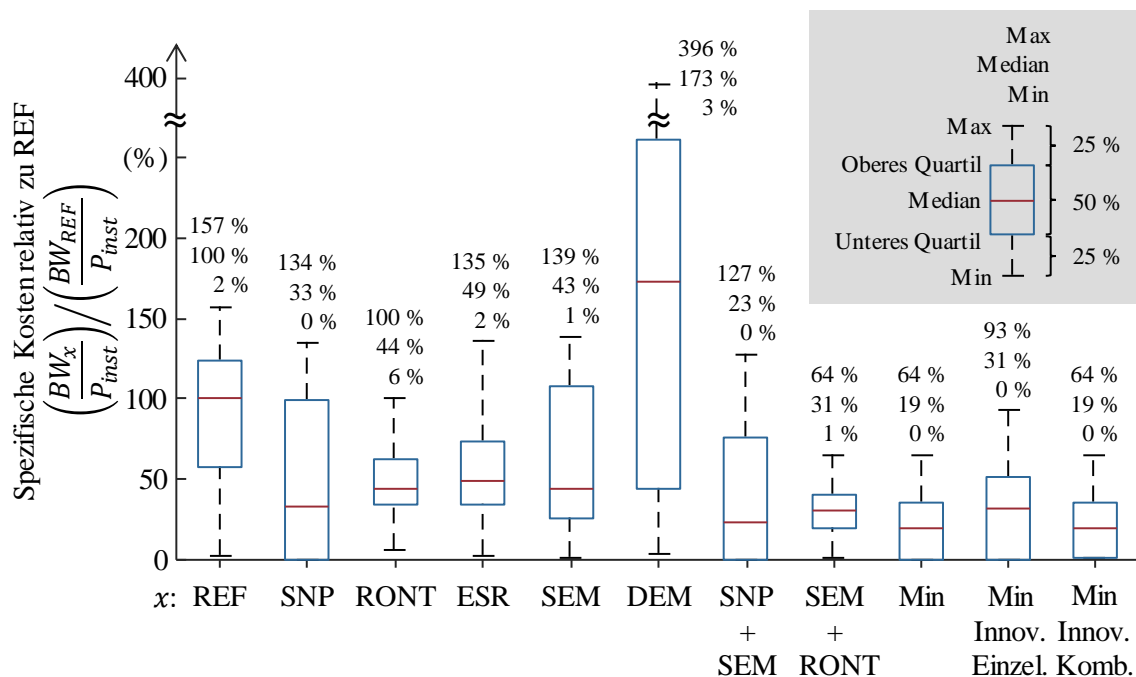


Abbildung 6.3: Vergleich der spezifischen Kosten der 26 betrachteten NSK in den unterschiedlichen Planungsvarianten sowie bei Einsatz der jeweils günstigsten Planungsvariante bzw. der jeweils günstigsten innovativen Planungsvariante mit und ohne Berücksichtigung von Kombinationen zweier Lösungsoptionen

¹⁶ Die barwertigen Gesamtkosten BW werden auf die Summe der installierten Leistung P_{inst} aller netzspezifisch im Anlagenstamm zum Zeitpunkt 2050 vorhandener DEA bezogen.

Besonders aussagekräftig sind Vergleiche der Minimal- und Maximalwerte in den betrachteten Planungsvarianten, da die ausgewählten Netze eine große Bandbreite möglicher Ausprägungen der Strukturparameter beschreiben (vgl. Abschnitt 6.1).

Es ist ersichtlich, dass die spezifischen Kosten durch Einsatz innovativer Lösungsoptionen deutlich gesenkt werden können. Beispielsweise ergeben sich in den Planungsvarianten SNP, RONT, ESR und SEM maximale spezifische Kosten, die mindestens 18 Prozentpunkte – und meist jedoch noch sehr viel mehr – unter jenen der Referenz REF liegen.

In der Planungsvariante RONT werden die maximalen spezifischen Kosten von 157 % auf 100 % und damit noch stärker als bei den übrigen Einzeloptionen reduziert. Auffällig sind zudem die besonders niedrigen spezifischen Kosten des oberen Quartils von 62 %, was auf eine hohe Robustheit der Planungsvariante RONT gegenüber Änderungen in der Netzaufgabe hindeutet. Das DEM weist dagegen den höchsten Median sowie Maximalwert der Kosten auf, sodass das DEM unter den getroffenen Kostenannahmen nicht als Standardlösung geeignet ist.

Durch eine Kombination spannungsbeeinflussender Maßnahmen mit dem spannungs- und auslastungsbeeinflussenden SEM können weitere Kostensenkungen realisiert werden. So sinkt durch Ergänzung der SNP durch ein SEM der Maximalwert der spezifischen Kosten um sieben Prozentpunkte gegenüber der Planungsvariante SNP. Noch deutlicher profitieren die Lösungsoptionen SEM und RONT von einer Kombination. Insbesondere sinkt dabei auch die Höhe der maximalen spezifischen Kosten gegenüber der Planungsvariante RONT.

Keine der gezeigten Planungsvarianten alleine kann das Gesamtoptimum aller Planungsvarianten (*Min*) realisieren. Um die Abhängigkeit der Kosteneffizienz einer Planungsvariante von dem konkreten Anwendungsfall zu untersuchen, werden die auf die Referenz-Planungsvariante REF bezogenen Kosteneinsparungen in Abhängigkeit des maximalen beobachteten Spannungsanstiegs $\max(\Delta U_i/U_n)$ im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_0 des jeweiligen Netzes ermittelt (vgl. Abbildung 6.4). Hierbei werden fünf Gruppen definiert, die jeweils ein linksoffenes Intervall des maximalen Spannungsanstiegs beschreiben.

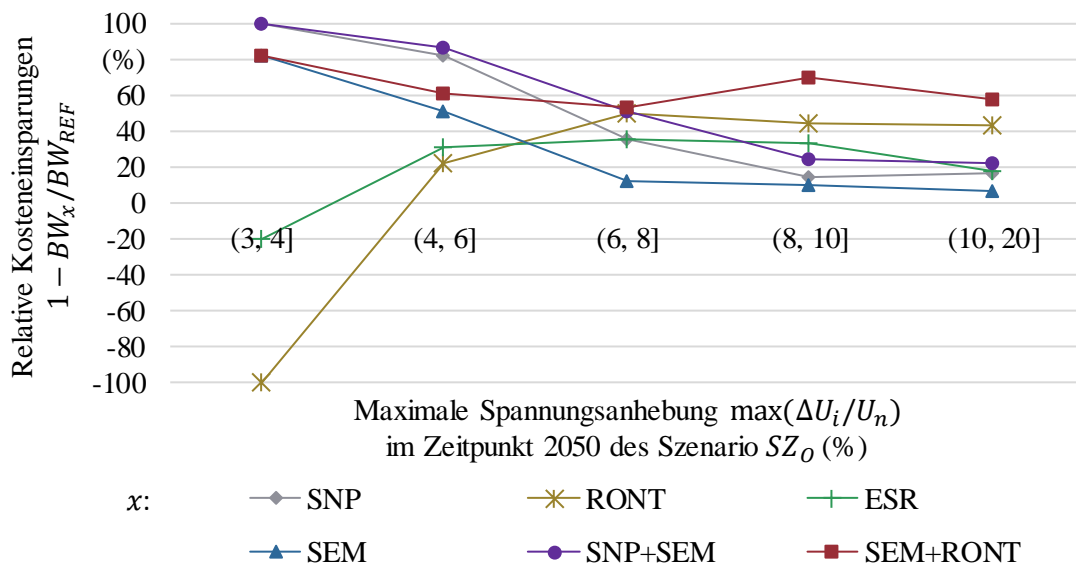


Abbildung 6.4: Mittelwert der auf die Gesamtkosten der Referenz-Planungsvariante REF bezogenen Kosteneinsparungen in Abhängigkeit des jeweiligen maximalen Spannungsanstiegs im Zeitpunkt 2050 des Szenarios SZ_0 . Die Verbindungslinien zwischen den Wertepaaren einer Planungsvariante dienen der besseren Sichtbarkeit.

Das mittlere Kosteneinsparpotential in den Planungsvarianten SNP und SEM fällt erkennbar mit einem steigenden maximalen Spannungsanstieg, während die Planungsvarianten RONT und ESR ab einem maximalen Spannungsanstieg von $\max(\Delta U_i/U_n) = 0,04$ im Mittel kosteneffizienter als die Referenz-Planungsvariante REF werden.

6.4 Entwicklung und Vorstellung der Planungsgrundsätze¹⁷

Da die neuen Planungsgrundsätze auf Erkenntnissen basieren, die aus einer Stichprobe gewonnen werden, ist der Anwendungsbereich zunächst durch eine Formulierung von Voraussetzungen einzuschränken:

- Es ist keine gleichzeitige Optimierung mehrerer geographisch benachbarter Ortsnetze möglich oder erwünscht.
- Eine konventionelle Optimierung (insbesondere Trennstellenoptimierung) ist bereits erfolgt oder nicht möglich.
- Die Topologie des Netzes, auf das die Planungsgrundsätze angewendet werden sollen, entspricht jener typischer ländlicher NS-Netze: Insbesondere wird das betrachtete Netz unvermascht betrieben (vgl. Abschnitt 2.3).
- Die Abgänge weisen typische Längen von bis zu $l = 1$ km auf (vgl. Abschnitt 6.1).

¹⁷ Die Planungsgrundsätze sind bereits in ähnlicher Form durch den Autor in [41, S. 85ff] veröffentlicht worden und werden hier in einer überarbeiteten und erweiterten Fassung dargestellt.

- Die technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen stimmen mit den Annahmen dieser Arbeit überein (vgl. Abschnitte 2.4 und 2.5, Anhang 11.1).
- Es werden Betriebsmittel verwendet, deren elektrische Eigenschaften jenen der Betriebsmittel der Stichprobe ähneln. Insbesondere werden in der Stammstrecke Leitungstypen verwendet, deren elektrische Eigenschaften jenen der Kabeltypen NAYY 4x120, NAYY 4x150, NAYY 4x240 ähneln (vgl. Abschnitt 6.1).
- Das Netz versorgt Kundenanlagen, deren Leistungsaufnahme vorwiegend jener von Haushalts- und Gewerbekunden entspricht.

Unter diesen Voraussetzungen werden die nachfolgenden Planungsgrundsätze definiert, erläutert und begründet.

6.4.1 Grundsatz 1: Spannungsebenenübergreifende Netzplanung

Eine übergreifende Betrachtung von MS- und NS-Netzen ist aufgrund der Kopplung über konventionelle Ortsnetztransformatoren ohne Spannungsregelung anzustreben.

Aufgrund der Kopplung über ONT ohne (automatisierte) Laststufensteller ist eine getrennte Planung eines MS-Netzes und seiner unterlagerten NS-Netze nur durch eine vorab definierte Aufteilung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes zwischen den Spannungsebenen möglich. Durch eine einheitliche, feste Spannungsbandaufteilung gemäß den Kriterien (2.4) und (2.6) wird allerdings der Spannungsanstieg aller Ortsnetze, deren Netzverknüpfungspunkte zur MS-Ebene nicht den maximal erlaubten Spannungsanstieg ausnutzen, unnötig stark begrenzt.

Eine SNP bietet insbesondere folgende Optimierungsmöglichkeiten:

- Die Netzzustandsidentifikation wird präzisiert. Durch eine direkte Anwendung des Kriteriums (2.3) kann eine Überschätzung des Ertüchtigungsbedarfs vermieden werden.
- Der Sollwert der unterspannungsseitigen Spannung des HS/MS-Transformators kann optimiert werden. Ein durch eine Absenkung des Spannungssollwertes hervorgerufener, lastbedingter Ertüchtigungsbedarf kann in Kauf genommen werden, sofern dadurch umfangreichere einspeisebedingte Maßnahmen vermieden werden.
- Kosteneffiziente Maßnahmen in der MS-Ebene können zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen in der NS-Ebene berücksichtigt werden.
- Die Stufung vorhandener ONT mit Umstellern kann optimal gewählt werden.

Zudem bestehen auch lösungsoptionsabhängig Wechselwirkungen zwischen den Spannungsebenen: Ein in der NS-Ebene eingesetztes Einspeisemanagement (insbesondere SEM) reduziert die in überlagerte Netzebenen zurückgespeiste Leistung und damit wiederum die in der Netzplanung zu berücksichtigende Spannung am Übergabepunkt zum ONT.

In der Planungsvariante SNP (vgl. Abschnitt 4.2.1) ergeben sich für die analysierte Stichprobe relative Kosteneinsparungen zwischen 0 % und 100 % bei einem Median von beachtenswerten 55 %.

6.4.2 Grundsatz 2: Blindleistungsmanagement

Der Einsatz von Blindleistungsmanagement reduziert den Ertüchtigungsbedarf und ist vor Investitionen zu optimieren.

Grundsätzlich kann ein BLM von DEA den einspeisebedingten Spannungsanstieg ΔU_{ij} entlang einer Leitung reduzieren (vgl. Abschnitt 4.2.6). Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Bereitstellung von Blindleistung die Auslastung von Betriebsmitteln erhöhen kann. Dies verursacht einen quadratischen Anstieg der Netzverluste und kann zu Leitungs- und Transformatorüberlastungen führen. Da in vielen praktischen Anwendungsfällen Spannungsbandverletzungen den Ertüchtigungsbedarf bestimmen, sollte dort zunächst ein geeignetes BLM eingeführt werden. In vielen Untersuchungen wie z. B. [26] wurde ein hohes Kosten-Nutzen-Verhältnis einer $Q(U)$ -Regelung ermittelt, mit deren Hilfe die zusätzlich entstehenden Netzverluste gegenüber dem in dieser Arbeit analysierten SBLM mit Vorgabe eines konstanten Verschiebungsfaktors reduziert werden können.

Abbildung 6.5 zeigt die relativen Kosten der Referenz-Planungsvariante REF, in der das SBLM berücksichtigt wird, gegenüber einer rein konventionellen Planungsvariante KONV ohne SBLM für die untersuchte Stichprobe.

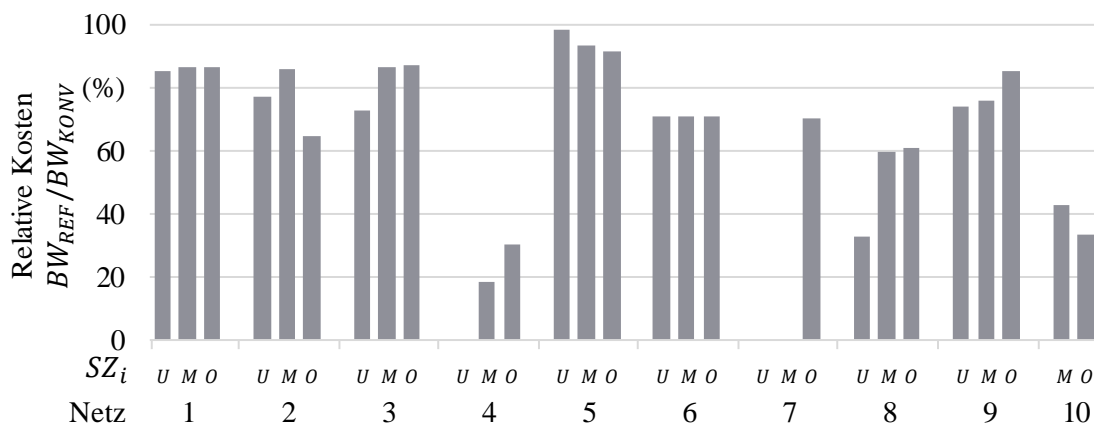


Abbildung 6.5: Relative Kosten der Referenz-Planungsvariante REF im Vergleich zu einer rein konventionellen Planungsvariante KONV ohne SBLM für drei Szenarien SZ_U , SZ_M und SZ_O bei Vernachlässigung der zusätzlichen Netzverluste in den zehn von NZV betroffenen Netzen der Stichprobe

Für die Stichprobe ergibt sich insgesamt ein relatives Kosteneinsparpotential von 18 % allein durch Einsatz des SBLM, wenn mögliche zusätzliche Netzverluste nicht berücksichtigt werden.

6.4.3 Grundsatz 3: Statisches Einspeisemanagement

Mit statischem Einspeisemanagement werden Investitionen wirkungsvoll verzögert und können zum Teil dauerhaft vermieden werden.

Durch SEM wird die maximale Einspeiseleistung von DEA reduziert, sodass in Betriebspunkten starker Einspeisung und niedriger Last die Transformatorbelastung S_T , die Leitungsbelastung I_{ij} , damit der Spannungsanstieg ΔU_{ij} und folglich auch die im Netz zu beobachtende maximale Spannung bei konstanter Summe der installierten Leistung von DEA verringert wird (vgl. Abschnitt 4.2.5.4). Da PVA den überwiegenden Teil der DEA in der NS-Ebene stellen, ist die Gleichzeitigkeit der Wirkleistungseinspeisung der DEA innerhalb eines Ortsnetzes sehr hoch (vgl. hierzu auch [86]). Entsprechend wirkt das SEM in NS-Netzen effektiv auf die NZV (vgl. [29, S. 21]). Ein weiterer Vorteil des SEM besteht darin, dass ein einspeisegetriebenes überlagertes MS-Netz von der reduzierten Rückspeisung profitiert.

Zur Veranschaulichung der Wirkung des SEM auf die Kosten wird die Kostenentwicklung in Abhängigkeit von der Summe der installierten Leistung in Abbildung 6.6 exemplarisch anhand des Netzes 9 (vgl. Anhang 11.4) dargestellt. Hierbei werden alle bis zu einem gegebenen Zeitpunkt durchzuführenden Maßnahmen einem gemeinsamen Investitionszeitpunkt t_S am Anfang des Betrachtungszeitraums zugeordnet. Die sich so ergebenden barwertigen Kosten $BW_{SEM,t_S}(P_{inst})$ werden auf jene der Referenz-Planungsvariante REF im Zeitpunkt 2020 des Szenarios SZ_U bezogen. Aufgrund der näherungsweise linearen Zusammenhänge zwischen der Einspeiseleistung und dem Spannungsanstieg entlang eines Kabels sowie zwischen der Länge neu zu verlegender Kabel und den hiermit verbundenen Kosten wird sowohl für die Referenz-Planungsvariante REF als auch SEM ein Verlauf beobachtet, der durch ein lineares Modell mit hoher Bestimmtheit nachgebildet werden kann.

Die Verschiebung der Geraden des Modells der Planungsvariante SEM in Richtung der negativen Ordinatenachse kann hierbei als Investitionsverzögerung interpretiert werden. Insofern kann ein ggf. temporär eingesetztes SEM zur Vermeidung möglicher Fehlinvestitionen aufgrund einer hohen Unsicherheit der der Netzplanung zugrunde gelegten Szenarien herangezogen werden. Darüber hinaus bietet sich ein SEM auch als kurzfristige Maßnahme zur Vermeidung von NZV bis zur Realisierung anderer (Bau-)Maßnahmen an. Andererseits kann sich auch eine langfristige Investitionsreduktion ergeben.

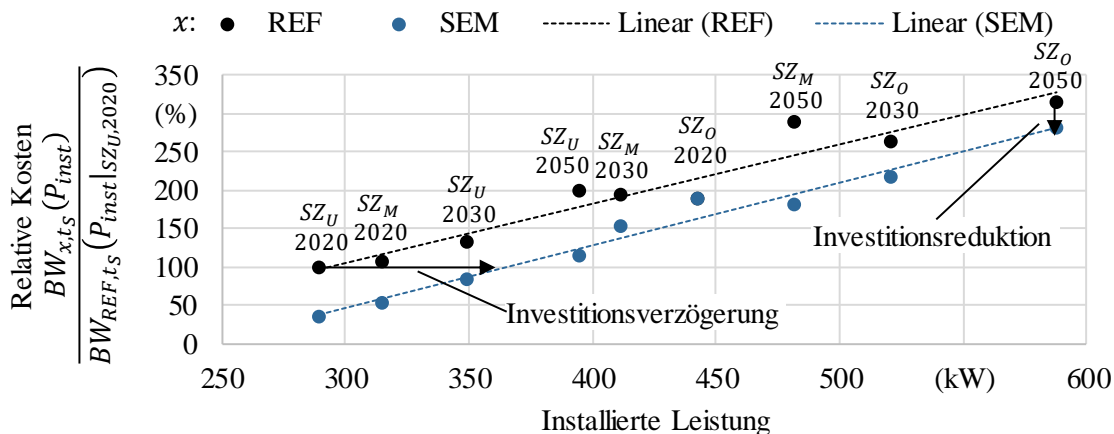


Abbildung 6.6: Entwicklung der relativen Kosten der Planungsvarianten REF und SEM in Abhängigkeit der installierten Leistung von PVA im Zeitpunkt 2020 des Szenarios SZ_U am Beispiel des Netzes 9

Angewendet auf die betrachtete Stichprobe zeigt sich die Planungsvariante SEM in 24 der insgesamt 26 NSK mit NZV als kostengünstiger gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF (Abbildung 6.7). Über alle betrachteten Netze ergeben sich mittlere Kosteneinsparungen von 18 %, sodass empfohlen wird, die Anwendung eines SEM vor Durchführung von Netzverstärkungs- oder Netzausbaumaßnahmen zu prüfen.

Anzumerken ist, dass bereits heute Betreibern von PVA mit einer installierten Leistung von bis zu $P_{inst} = 30$ kW nach § 9 Abs. 2 S. 2 EEG 2017 freigestellt ist, anstelle einer Vorrichtung zur Fernsteuerung die Wirkleistungseinspeisung dauerhaft auf $p_{lim,max} = 0,7$ zu begrenzen. Dieser und weitere Eingriffe in den Betrieb der PVA sind bei der Netzplanung zu berücksichtigen.

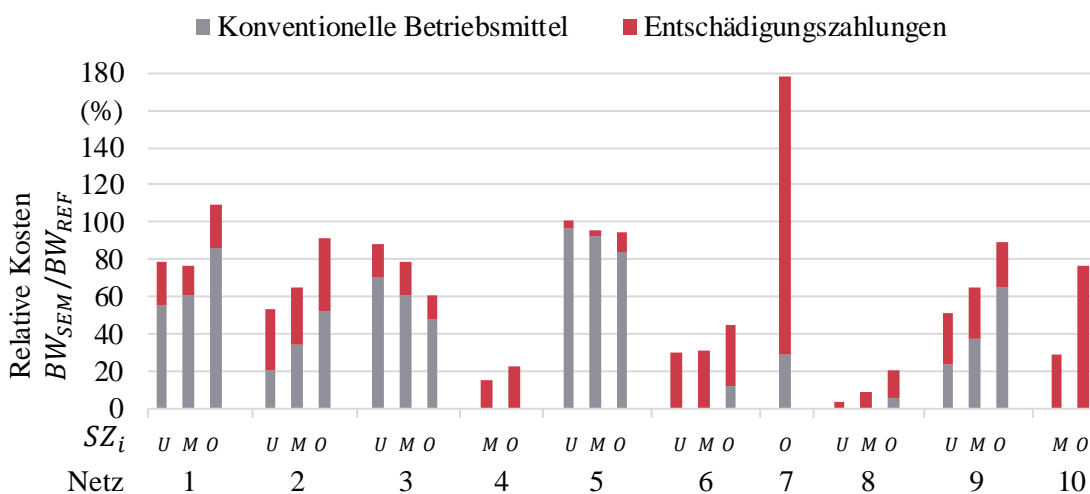


Abbildung 6.7: Auf die Referenz-Planungsvariante REF bezogene Kosten der Planungsvariante SEM für die zehn Netze der Stichprobe mit NZV untergliedert in die drei Szenarien SZ_U, SZ_M, SZ_O

6.4.4 Grundsatz 4: Konventionelle Maßnahmen

Bei langfristig sehr geringem DEA-Zubau kann der Einsatz konventioneller Betriebsmittel am kostengünstigsten sein.

Verursachen DEA während des gesamten Betrachtungszeitraums nur geringfügige NZV, so können konventionelle Maßnahmen (vgl. Abschnitt 4.1) am kostengünstigsten sein. Insbesondere sind lokal stark begrenzte Netzengpässe zu identifizieren und durch konventionelle Maßnahmen zu beseitigen, bei denen kurze Leitungssegmente in einer Stammstrecke eine deutlich höhere Impedanz aufweisen als die übrigen Segmente. Sind diese Leitungssegmente historisch bedingt, so liegt ein Ersatz auch aufgrund einer möglichen Korrelation zwischen dem Alter und dem Zustand eines Betriebsmittels nahe.

6.4.5 Grundsatz 5: Spannungsregler

Treten trotz Blindleistungsmanagement oder statischem Einspeisemanagement Spannungsbandverletzungen auf, sollte der Einsatz von Spannungsreglern (RONT oder ESR) geprüft werden.

In typischen ländlichen NS-Netzen sind Spannungsbandverletzungen die Hauptursache für einspeisebedingten Ertüchtigungsbedarf: Mit Formel (2.5) lässt sich eine Grenzleitungslänge $l_{g,kont}$ bestimmen, ab der in Abhängigkeit des zulässigen Spannungsanstiegs ΔU (verkettet), des Impedanzbelags Z' der Leitung sowie der thermischen Strombelastbarkeit I_{th} bei einer idealen kontinuierlichen Wirkleistungseinspeisung erst Spannungsbandverletzungen beobachtet werden, bevor Leitungsüberlastungen auftreten können.

$$l_{g,kont} = 2 \cdot \frac{\Delta U}{\sqrt{3} \cdot Z' \cdot I_{th}} \quad (6.1)$$

Für den häufig in Stammstrecken anzutreffenden Kabeltyp NAYY 4x150¹⁸ ergibt sich beispielsweise eine Grenzleitungslänge von etwa $l_{g,kont} = 230$ m.

Da die Abgangslängen ländlicher NS-Netze die Grenzleitungslänge sehr häufig (deutlich) überschreiten (vgl. Charakterisierung der untersuchten Netze in Abschnitt 6.1), bietet sich in Netzen mit Spannungsbandverletzungen und hohen Leitungslängen grundsätzlich der Einsatz von Spannungsreglern an, die eine deutlich höhere Auslastung der vorhandenen Betriebsmittel ermöglichen:

¹⁸ Resistanzbelag: $R' = 0,206 \Omega/\text{km}$, Reaktanzbelag: $X' = 0,08 \Omega/\text{km}$, thermische Strombelastbarkeit $I_{th} = 275 \text{ A}$

Bei Annahme eines zulässigen Spannungsanstiegs von $\Delta U = 0,08 \cdot U_n$ nach Einsatz eines Spannungsreglers (vgl. z. B. Abbildung 4.6) würde sich die Grenzleitungslänge auf etwa $l_{g,kont} = 610$ m erhöhen.

In Abbildung 6.8 wird das Einsparpotential der Planungsvarianten RONT und ESR gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF miteinander verglichen. Hierzu wird das relative Einsparpotential, der Höhe nach absteigend sortiert, für alle NSK mit NZV aufgetragen. Demnach liegt das maximal mögliche Einsparpotential in den untersuchten Netzen bei Einsatz eines RONT bei 77 %, jenes des ESR bei 69 %. In der Hälfte der Netze liegt das Einsparpotential bei Einsatz eines RONT bei mindestens 38 %, bei Einsatz eines ESR lediglich bei mindestens 32 %. Dagegen entstehen in nur fünf der untersuchten Fälle durch den Einsatz von Spannungsreglern höhere Kosten gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF.

Nach der Installation eines Spannungsreglers in Netzen mit hohen Leitungslängen treten in einem weiten Bereich der installierten Leistung von DEA vielfach keine weiteren NZV auf. In Abbildung 6.9 ist dieser Sachverhalt exemplarisch für den Einsatz des RONT im Netz 9 untersucht, indem die Abhängigkeit der relativen Gesamtkosten von der Summe der installierten Leistung aller PVA dargestellt wird. Hierzu werden alle bis zu einem gegebenen Zeitpunkt durchzuführenden Maßnahmen einem gemeinsamen Investitionszeitpunkt am Anfang des Betrachtungszeitraums zugeordnet. Die Kosten $BW_{x,t_S}(P_{inst})$ werden auf jene der Referenz-Planungsvariante REF ($BW_{REF}(P_{inst}|_{SZ_U,2020})$) im Zeitpunkt 2020 im Szenario SZ_U bezogen.

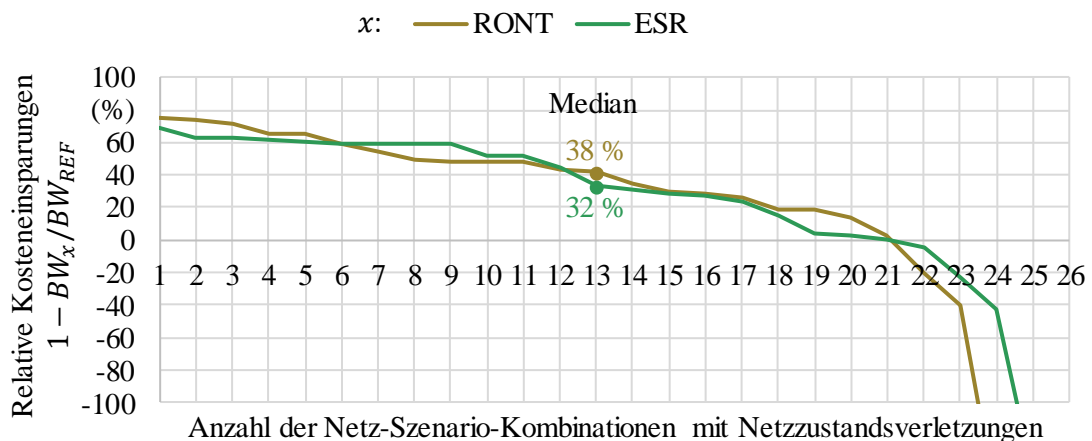


Abbildung 6.8: Gegenüberstellung des Einsparpotentials der Planungsvarianten RONT und ESR bezüglich der Referenz-Planungsvariante REF. Der Übersicht halber ist der Wertbereich der Ordinatenachse beschränkt.

In dem Bereich I der installierten Leistung bis etwa $P_{inst} = 400$ kW treten hier ausschließlich Spannungsbandverletzungen auf, die durch Einsatz eines RONT vermieden werden können. Steigt die Leistung weiter an (Bereich II), so wird ein RONT mit höherer Bemessungscheinleistung erforderlich bzw. es treten vermehrt Leitungsüberlastungen auf, sodass die Kosten ab diesem Punkt in ähnlicher Weise wie in der Referenz-Planungsvariante REF ansteigen.

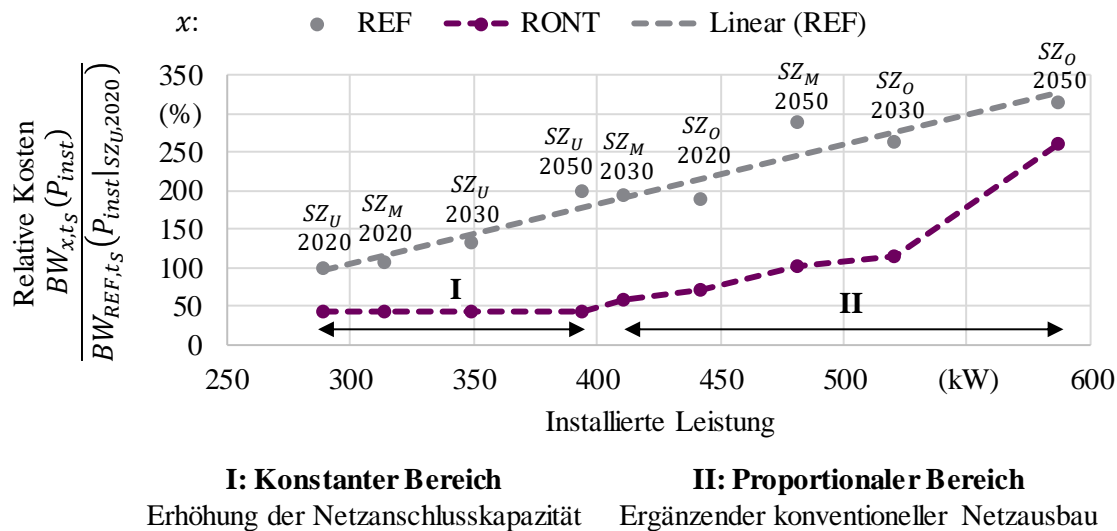


Abbildung 6.9: Entwicklung der relativen Kosten der Planungsvarianten REF und RONT in Abhängigkeit der installierten Leistung von PVA im Zeitpunkt 2020 des Szenarios SZ_U am Beispiel des Netzes 9

Die Summe der absoluten Kosteneinsparungen aller betrachteten Netze in der Planungsvariante RONT liegt mit 38 % der Gesamtkosten höher als in der Planungsvariante ESR mit 29 %. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass die Planungsvariante RONT in Netzen mit hohen absoluten Kosten für konventionelle Maßnahmen wesentlich höhere Einsparungen ermöglicht als der ESR.

Technischer Vergleich des Einsatzes von RONT und ESR

In vielen praktischen Anwendungsfällen stellt der ESR in allen (von Spannungsbandverletzungen betroffenen) Abgängen für das NS-Netz eine zum RONT funktional gleichwertige Lösungsoption dar. Eine Ausnahme hiervon können NS-Netze sein, die Abgänge mit einer stark differierenden Netzaufgabe aufweisen: Besonders durch Vorgabe abgangsspezifischer Spannungswerte der ESR kann dann eine höhere Spreizung zwischen dem Spannungsfall eines stark lastgeprägten Abgangs und dem Spannungsanstieg eines stark einspeisegeprägten Abgangs zugelassen werden als bei Einsatz eines RONT. Werden allerdings nicht sämtliche Abgänge mit einem ESR ausgerüstet, ergibt sich aufgrund der verbleibenden nicht spannungsgeregelten Knoten ein insgesamt weniger robustes Netz gegenüber weiterem DEA-Zubau als bei Einsatz eines RONT.

Der Einsatz eines ESR wird dadurch erschwert, dass ein geeigneter Aufstellungsort gefunden werden muss, der den sich aus der Netzplanung ergebenden Anforderungen hinsichtlich der Auswahl der zu regelnden Knoten genügt. Die Auswahl erfordert indes einen Kompromiss zwischen der Robustheit der Maßnahmen gegenüber Änderungen der Netzaufgabe und der nötigen Bemessungsscheinleistung sowie den hiermit verknüpften Kosten.

Dagegen kann ein RONT einen bereits installierten ONT an dessen Standort in der Regel direkt ersetzen, da die Abmessungen aktueller, gängiger RONT nicht mehr entscheidend von denen eines konventionellen ONT abweichen (vgl. [10, S. 17]). Dies wirkt sich besonders dann vorteilhaft aus, wenn sich die vorgesehene Nutzungsdauer des bisher eingesetzten ONT dem Ende nähert. Die geringere Anzahl benötigter Betriebsmittel bei Einsatz eines RONT reduziert zudem die Instandhaltungskosten.

Kostenvergleich der Planungsvarianten RONT und ESR

Konzentrieren sich Spannungsbandverletzungen auf einen Abgang, so können sich Kostenvorteile der Planungsvariante ESR gegenüber der Planungsvariante RONT ergeben. Mit steigender Anzahl zu regelnder Abgänge kehrt sich der Vorteil allerdings in vielen typischen Anwendungsfällen um. Abbildung 6.10 stellt die mögliche mittlere Bemessungsscheinleistung eines jeden ESR in Abhängigkeit von der Anzahl der mit einem ESR auszurüstenden Abgänge sowie der Bemessungsscheinleistung des RONT unter der Bedingung der Kostengleichheit dar. Hierfür wird eine gleichzeitige Investition für den Zeitpunkt 2020 und ein Betrieb bis zu Ende des Betrachtungszeitraums unterstellt.

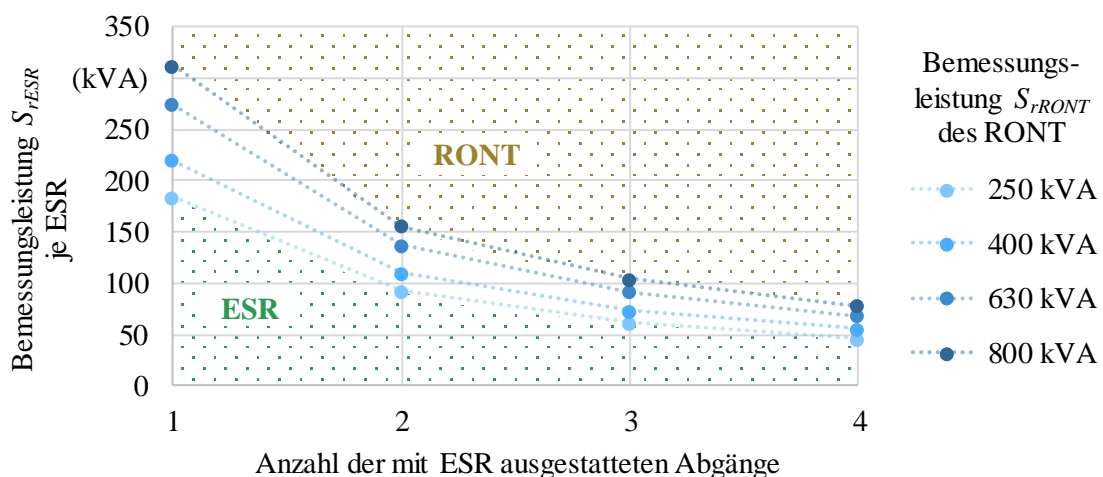


Abbildung 6.10: Mittlere Bemessungsscheinleistung je ESR bei Kostengleichheit mit einem RONT in Abhängigkeit von dessen Bemessungsscheinleistung sowie der Anzahl der mit ESR ausgestatteten Abgänge

Anwendungsfälle unterhalb der jeweiligen Kurve weisen eine eher geringe Bemessungsleistung und/oder Anzahl von ESR auf. In diesen Fällen ist der ESR kostengünstiger als ein RONT. Insbesondere in NS-Netzen mit einer Vielzahl von Abgängen und hohen installierten Leistungen zeigen sich Kostenvorteile für den RONT. Dieser Zusammenhang wird in Abbildung 6.11 weitergehend anhand der Stichprobe untersucht, indem das Kosteneinsparpotential der Planungsvarianten RONT und ESR gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF in Abhängigkeit der jeweiligen Kosten der Referenz-Planungsvariante REF betrachtet wird. Die NSK werden dazu in drei Gruppen¹⁹ mit den Bedeutungen *niedrige*, *mittlere* bzw. *hohe Ausbaukosten* der Referenz-Planungsvariante REF eingeteilt.

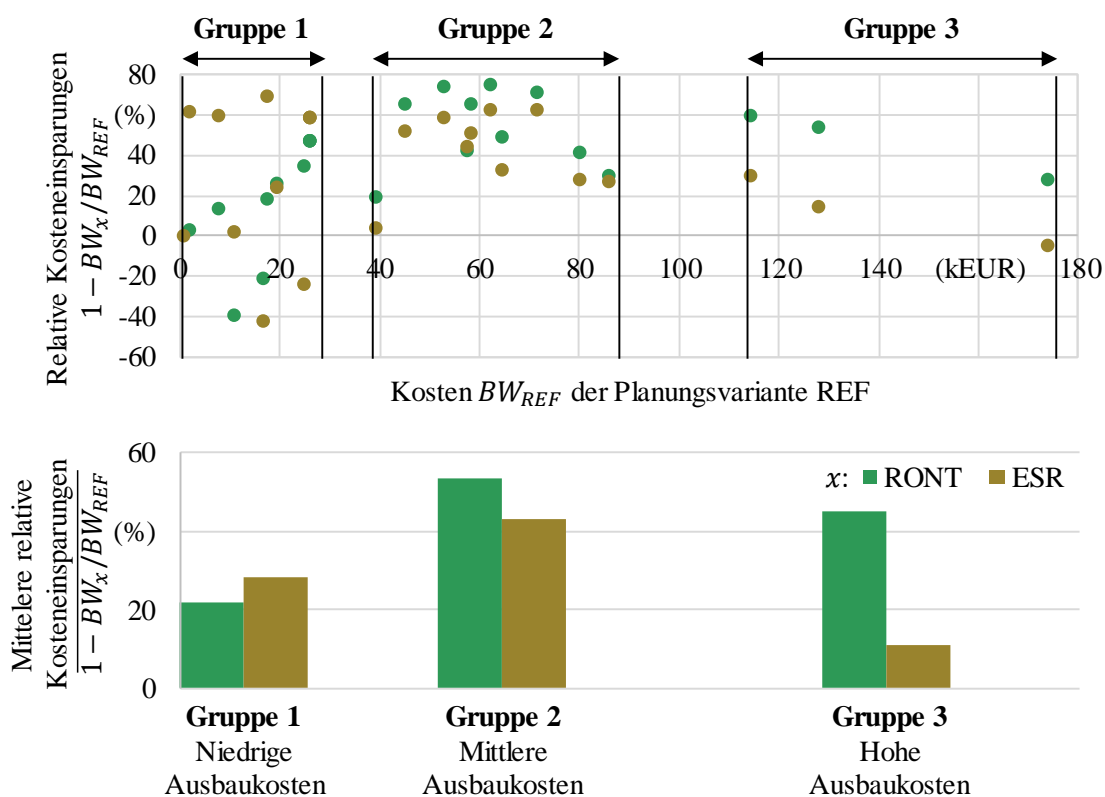


Abbildung 6.11: Relatives Einsparpotential durch Einsatz von RONT oder ESR in Abhängigkeit der Kosten der Referenz-Planungsvariante

Demnach führt der Einsatz eines RONT in NSK der ersten Gruppe im Mittel zu eher geringen Einsparungen in Höhe von etwa 22 %, während der ESR auf Grund der geringeren Investitionskosten im Mittel Kosteneinsparungen von 28 % erzielt. Schon bei mittleren Kosten der Referenz-Planungsvariante REF (Gruppe 2) kehrt sich dieser Effekt mit einer relativen Reduktion von 54 %

¹⁹ Bei der vorgegebenen Anzahl von Gruppen wurden die quadratischen Abweichungen zu den Clusterzentren durch Einsatz einer Implementierung des Algorithmus k-means als Vertreter der partitionierenden Verfahren (vgl. [89, S. 418ff.]) minimiert.

(RONT) gegenüber 43 % (ESR) um. Zwar sind die möglichen Kosteneinsparungen innerhalb der Gruppe 3 insgesamt geringer, auffälliger jedoch ist der hohe Unterschied zwischen RONT (45 %) und ESR (11 %).

Die nur in einzelnen Netzen erzielbaren Kostenvorteile des ESR gegenüber einem RONT sind insgesamt als eher gering zu bewerten. Insgesamt bietet sich der ESR – im Gegensatz zu jenem des RONT – hauptsächlich als Sonderlösung an, beispielsweise für weit überdurchschnittlich lange Netzausläufer.

6.4.6 Grundsatz 6: Kombinationen von Lösungsoptionen

Bei sehr hohem DEA-Zubau und hiermit verknüpftem Netzausbaubedarf eignet sich die Kombination von statischem Einspeisemanagement und Spannungsreglern (RONT oder ESR).

In NS-Netzen mit besonders langen Abgängen können Spannungsanstiege auftreten, die den Regelbereich der Spannungsregler (RONT oder ESR) übersteigen. Durch die Leistungsreduktion eines zusätzlichen Einspeisemanagements können wiederum konventionelle Maßnahmen verzögert oder vermieden werden. Dies gilt ebenfalls bei unzulässig hohen Leitungsauslastungen. Aufgrund der hohen Kosteneffizienz in NS-Netzen (vgl. Abschnitt 6.4.3) empfiehlt sich ein SEM. Wenn explizit sämtliche PVA eines Netzgebiets in das SEM eingebunden werden, kann sich eine deutliche Reduktion der Transformatorauslastung ergeben.

6.4.7 Grundsatz 7: Gesamtstrategie

Als Gesamtstrategie ist eine bedarfsgerechte Kombination von statischem Einspeisemanagement mit einem regelbaren Ortsnetztransformator empfehlenswert.

Als Gesamtstrategie ist daher eine bedarfsgerechte Kombination des SEM mit Spannungsreglern sinnvoll. Insbesondere in Netzen mit niedrigem Ausbaubedarf zeigt sich SEM als sehr kosteneffizient (vgl. Grundsatz 3, Abschnitt 6.4.3), bei mittlerem bis hohem Ausbaubedarf der Einsatz eines RONT (vgl. Grundsatz 5, Abschnitt 6.4.5). Der gleichzeitige Einsatz beider Lösungsoptionen optimiert schließlich die Ausbaurkosten in Netzen mit sehr hohem Ausbaubedarf (vgl. Grundsatz 6, Abschnitt 6.4.6). Diese Strategie ermöglicht in 25 NSK Einsparungen von mindestens 20 % und in 21 der 26 untersuchten NSK Einsparungen von 60 % oder mehr, jeweils gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF.

Anhand des Netzes 9 wird in Abbildung 6.12 ein bedarfsgerechter Einsatz der Kombination SEM + RONT in Abhängigkeit der installierten Leistung aller PVA dargestellt.

Im Bereich I der installierten Leistung lassen sich die auftretenden Spannungsbandverletzungen durch alleinigen Einsatz des SEM am kostengünstigsten vermeiden, während der RONT in Bereich II am kostengünstigsten ist. In Bereich III auftretende Betriebsmittelüberlastungen können schließlich durch SEM teilweise verhindert werden, sodass der Umfang konventioneller Maßnahmen und damit die Gesamtkosten gegenüber der ebenfalls dargestellten Planungsvariante RONT noch einmal deutlich reduziert werden können.

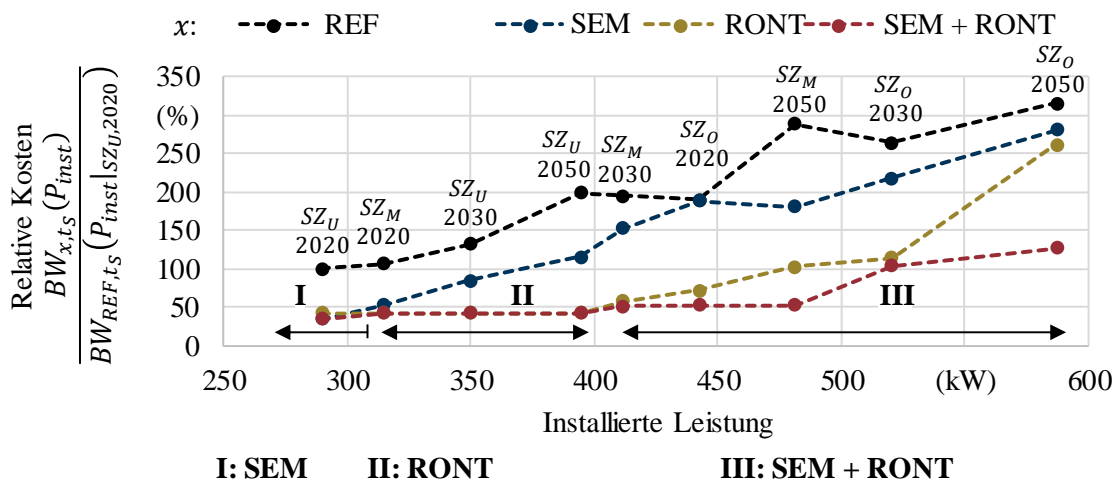


Abbildung 6.12: Entwicklung der Kosten der Planungsvarianten REF, SEM, RONT und SEM + RONT in Abhängigkeit der installierten Leistung der PVA im Zeitpunkt 2020 des Szenarios SZ_U am Beispiel des Netzes 9

Die bisherigen Aussagen werden zusätzlich durch die in Abbildung 6.13 dargestellten Ergebnisse gestützt. Hierbei wird die Anzahl der NSK angegeben, in denen die dargestellten Planungsvarianten jeweils am kostengünstigsten sind. Kann die SNP nicht berücksichtigt werden, so lassen sich mit einer geeigneten Wahl einer der Planungsvarianten SEM, RONT und SEM + RONT in 24 von 26 NSK die höchsten absoluten Kosteneinsparungen erzielen. Andernfalls bleiben diese Planungsvarianten in insgesamt elf NSK am kostengünstigsten.

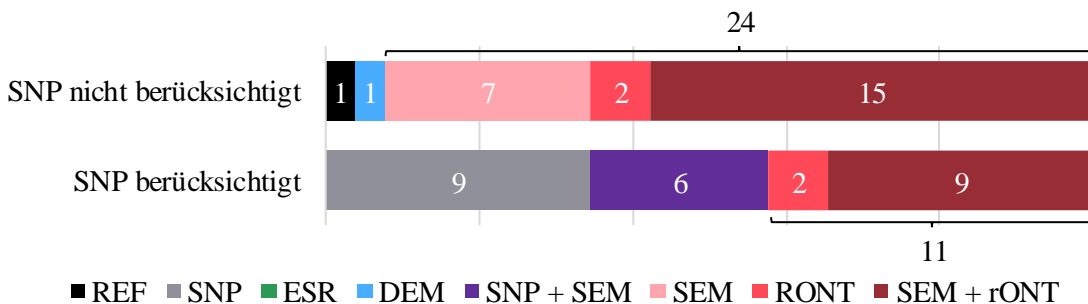


Abbildung 6.13: Anzahl der NSK, in denen die dargestellten Planungsvarianten am kostengünstigsten sind

6.4.8 Grundsatz 8: Dynamisches Einspeisemanagement

Das dynamische Einspeisemanagement ist auf absehbare Zeit nur in Einzelfällen die kostengünstigste Lösung. Jedoch wird dessen Einsatz durch eine geringe Anzahl und hohe installierte Leistung von DEA begünstigt.

Aufgrund der nötigen Investitionen in ein DNA-System findet sich unter aktuellen Kostenannahmen in vielen Anwendungsfällen eine kostengünstigere (innovative) Lösungsoption als das DEM. Insbesondere die aktuell noch erforderliche Hardware zur kommunikationstechnischen Anbindung aller zu steuernder DEA verursacht vergleichsweise hohe Kosten. Daher bietet sich aktuell der Einsatz eines DEM nur an, wenn die Einbindung sehr weniger DEA genügt, um das Netz in einen zulässigen Zustand zu überführen (vgl. Abschnitt 5.3). Hierfür ist prinzipiell eine möglichst hohe installierte Leistung der einzelnen ansteuerbaren DEA förderlich. Bei der Bewertung eines DNA-Systems sind allerdings auch diverse Zusatznutzen zu berücksichtigen. So können durch ein DNA-System prinzipiell auch flexible Lasten und Speicher wie Elektrofahrzeuge mit Netzanschluss und Wärme- bzw. Kälteanlagen geregelt werden, um entweder lokal NZV zu vermeiden oder aber auch längerfristig Systemdienstleistungen bereitzustellen.

6.5 Anwendung der Planungsgrundsätze

Die definierten Planungsgrundsätze ermöglichen keine eindeutige Anwendung auf ein zu planendes Netz, sondern bilden die Grundlage zur Ableitung einer eindeutigen Handlungsvorschrift. Zunächst wird daher *eine* mögliche Ausgestaltung einer solchen Handlungsvorschrift zur *Auswahl von Lösungsoptionen* (vgl. Abbildung 2.2 b)) abgeleitet, bevor sie zur Anwendung auf die Stichprobe kommt.

6.5.1 Ableitung eines Entscheidungsbaums zur Auswahl von Lösungsoptionen

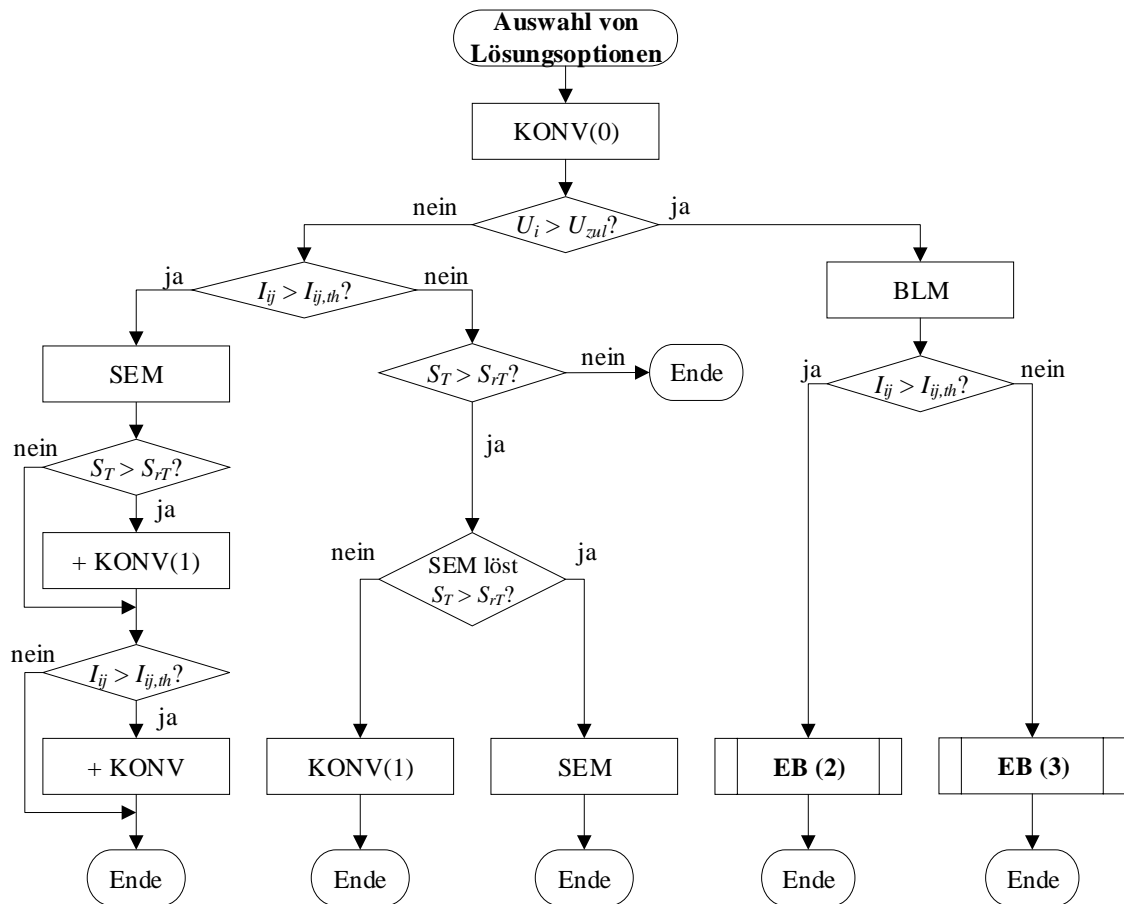
Aufgrund der Struktur des Planungsproblems sowie der Planungsgrundsätze erscheint eine Formulierung der Handlungsvorschrift als Entscheidungsbaum zielführend (Abbildung 6.14 bis Abbildung 6.16). Als primäre Entscheidungsvariable für die Auswahl von Lösungsoptionen werden die Arten der im Rahmen der Problemidentifikation beobachtbaren NZV herangezogen. Hierbei werden die Ausprägungen Spannungsbandverletzung, Leitungsüberlastung sowie Transformatorüberlastung unterschieden und in sämtlichen Kombinationen berücksichtigt.

Als sekundäre Entscheidungsvariablen dienen indirekt der Umfang und die Höhe der NZV sowie die Kosteneffizienz der Lösungsoptionen, indem der Durchlauf durch den Entscheidungsbaum der in den Planungsgrundsätzen festgelegten Einsatzreihenfolge der Lösungsoptionen folgt (vgl. Tabelle 6-2).

Tabelle 6-2: Qualitative Bewertung der Effektivität der untersuchten und relevanten Lösungsoptionen in Abhängigkeit von den beobachteten NZV. +++: sehr hoher positiver Einfluss, ++: hoher positiver Einfluss, +: positiver Einfluss, o: geringfügiger oder kein Einfluss, -: geringer negativer Einfluss.

Art der NZV			Lösungsoptionen										
Spannungsbandverletzung	Leitungsüberlastung	Transformatorüberlastung	KONV(0): Konv. Optimierung	Sortiert in Einsatzreihenfolge gemäß den Planungsgrundsätzen (von l. n. r.)									KONV/KONV(1)/ KONV(3)
				SNP	BLM	SEM	KONV(2): Leitungsengpässe	Spannungsregler		Kombinationen			
								RONT	ESR	SEM + RONT	SEM + ESR		
nein	nein	nein		Nicht erforderlich									
nein	nein	ja	+	o	-	+	o	o/+	o	+ /++	+	+++	
nein	ja	nein	+	o	-	+	+	o	o	+	+	+++	
nein	ja	ja	+	o	-	+	+	o/+	o	+ /++	+	+++	
ja	nein	nein	+	+	+	+	+	++	++	+++	+++	+++	
ja	nein	ja	+	+	+/-	+	+	++	+	+++	++	+++	
ja	ja	nein	+	+	+/-	+	+	+	+	++	++	+++	
ja	ja	ja	+	+	+/-	+	+	++	+	+++	++	+++	

Der Entscheidungsbaum zur Auswahl von Lösungsoptionen ist aufgeteilt auf Abbildung 6.14, Abbildung 6.15 und Abbildung 6.16. Bevor die Planungsgrundsätze angewendet werden, sind konventionelle Optimierungsmöglichkeiten (KONV(0)), zu denen insbesondere die Trennstellenoptimierung zählt, auszuschöpfen (KONV(0) in EB(1), vgl. Abbildung 6.14).



U_{zul} Maximal zulässige Spannung im konkreten Anwendungsfall

Trennstellenoptimierung;

KONV(0) wenn z. B. im Rahmen einer SNP möglich: Optimierung des Spannungswertes des HS/MS-Transformators und/oder Optimierung der Stufung eines mit einem Umsteller ausgerüsteten ONT

KONV(1) Tausch gegen ONT mit höherer Bemessungsscheinleistung

+ KONV Alle erforderlichen konventionellen Maßnahmen zur Vermeidung von NZV

+ <L> Weiterverwendung/Neuauslegung/Hinzunahme der Lösungsoption <L>

Abbildung 6.14: Entscheidungsbaum zur Auswahl von Lösungsoptionen (1)

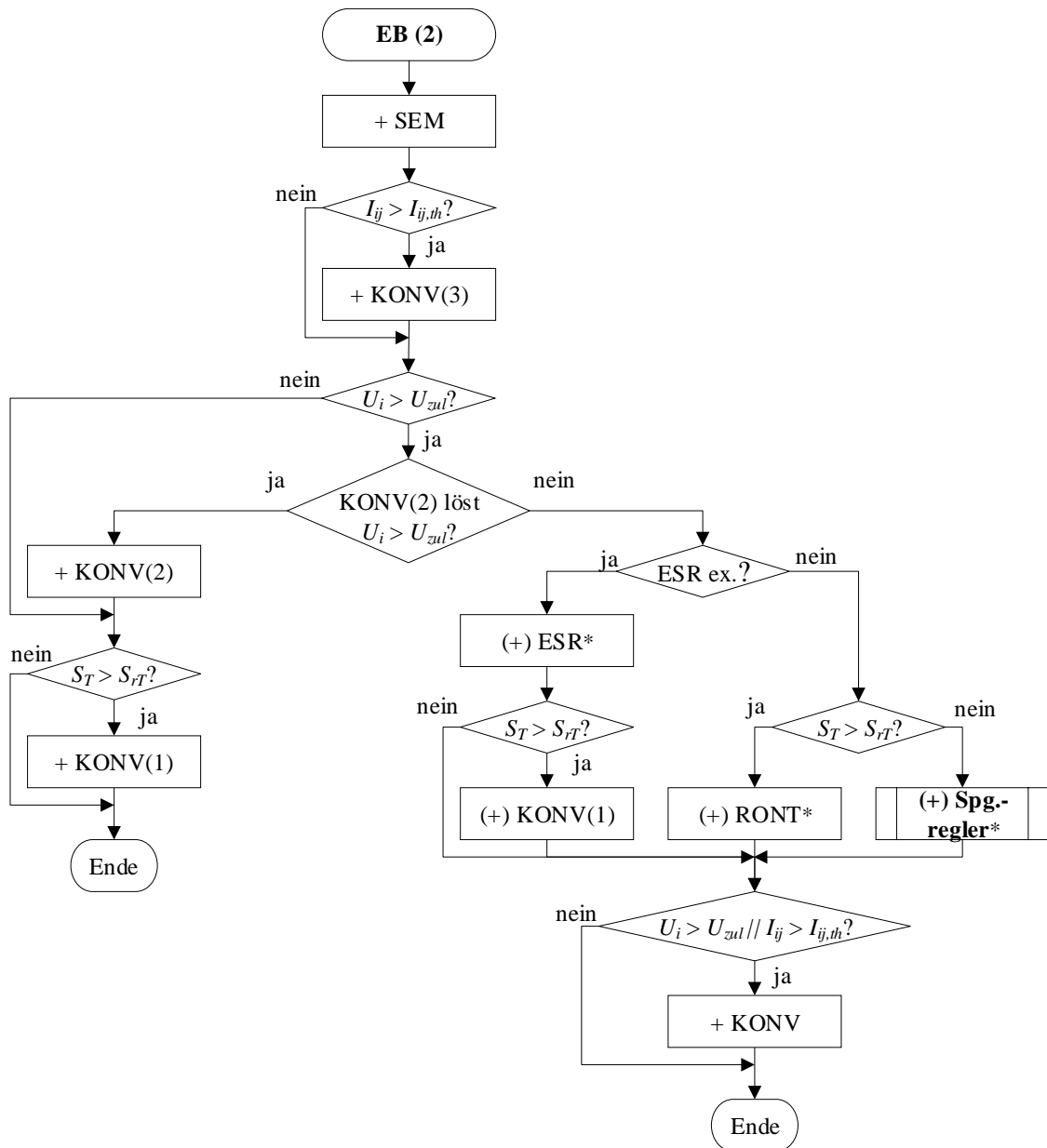
Erfolgt eine SNP (*Grundsatz 1*), können zusätzlich ein verbesserter Spannungswert des HS/MS-Transformators gewählt, eine Anpassung der aktuellen Stufung eines ONT mit Umsteller vorgenommen oder MS-seitige, NS-dienliche Maßnahmen durchgeführt werden. Es ist zu beachten, dass die SNP die Problemidentifikation und damit ggf. auch das Planungsergebnis, nicht jedoch die weitere Ausgestaltung des Entscheidungsbaums selbst beeinflusst. Aus diesem Grund wird die SNP im Entscheidungsbaum nicht explizit erwähnt.

Sollten die genannten Maßnahmen nicht umsetzbar sein oder ausreichen, ist im Falle von Spannungsbandverletzungen die Anwendung des BLM vorgesehen (*Grundsatz 2*), das schon bei Anschluss einer DEA erzwungen werden kann (BLM in EB(1), vgl. Abbildung 6.14).

Das ergänzende SEM bietet sich in Fällen geringer NZV aller betrachteten Arten an. Als operative Maßnahme wird es in Erfüllung des *Grundsatzes 3* in allen Pfaden geprüft, bevor Investitionen erfolgen (vgl. Abbildung 6.14, Abbildung 6.15 und Abbildung 6.16).

Bestehen Leitungsüberlastungen trotz Einsatz eines SEM fort, so werden hierauf abgestimmte, konventionelle Maßnahmen durchgeführt (KONV(3) in EB(2), vgl. Abbildung 6.15). Können Spannungsbandverletzungen nicht vollständig verhindert werden, wird geprüft, ob in der Stammstrecke kurze Leitungssegmente mit stark erhöhter Impedanz existieren. In diesem Fall ist der ergänzende Tausch der betroffenen Leitungssegmente (KONV(2) in EB(2) und EB(3), vgl. Abbildung 6.15 und Abbildung 6.16) vorgesehen (*Grundsatz 4*).

Bei Auftreten noch deutlicherer Spannungsbandverletzungen wird der Einsatz eines Spannungsreglers (RONT oder ESR) untersucht, um *Grundsatz 5* anzuwenden (RONT, ESR, Spannungsregler in EB(2) und EB(3), vgl. Abbildung 6.15 und Abbildung 6.16). Sollte das SEM nicht erforderlich sein, um Leitungsüberlastungen zu verhindern und nicht ausreichen, um die übrigen NZV zu vermeiden (EB(3), vgl. Abbildung 6.16), wird das SEM zunächst nicht beibehalten.



U_{zul} Maximal zulässige Spannung im konkreten Anwendungsfall

KONV(1) Tausch gegen ONT mit höherer Bemessungsscheinleistung

KONV(2) Konventionelle Maßnahmen nur zum Ersatz kurzer Leitungsegmente der Stammstrecke mit stark erhöhter Impedanz (Engpass)

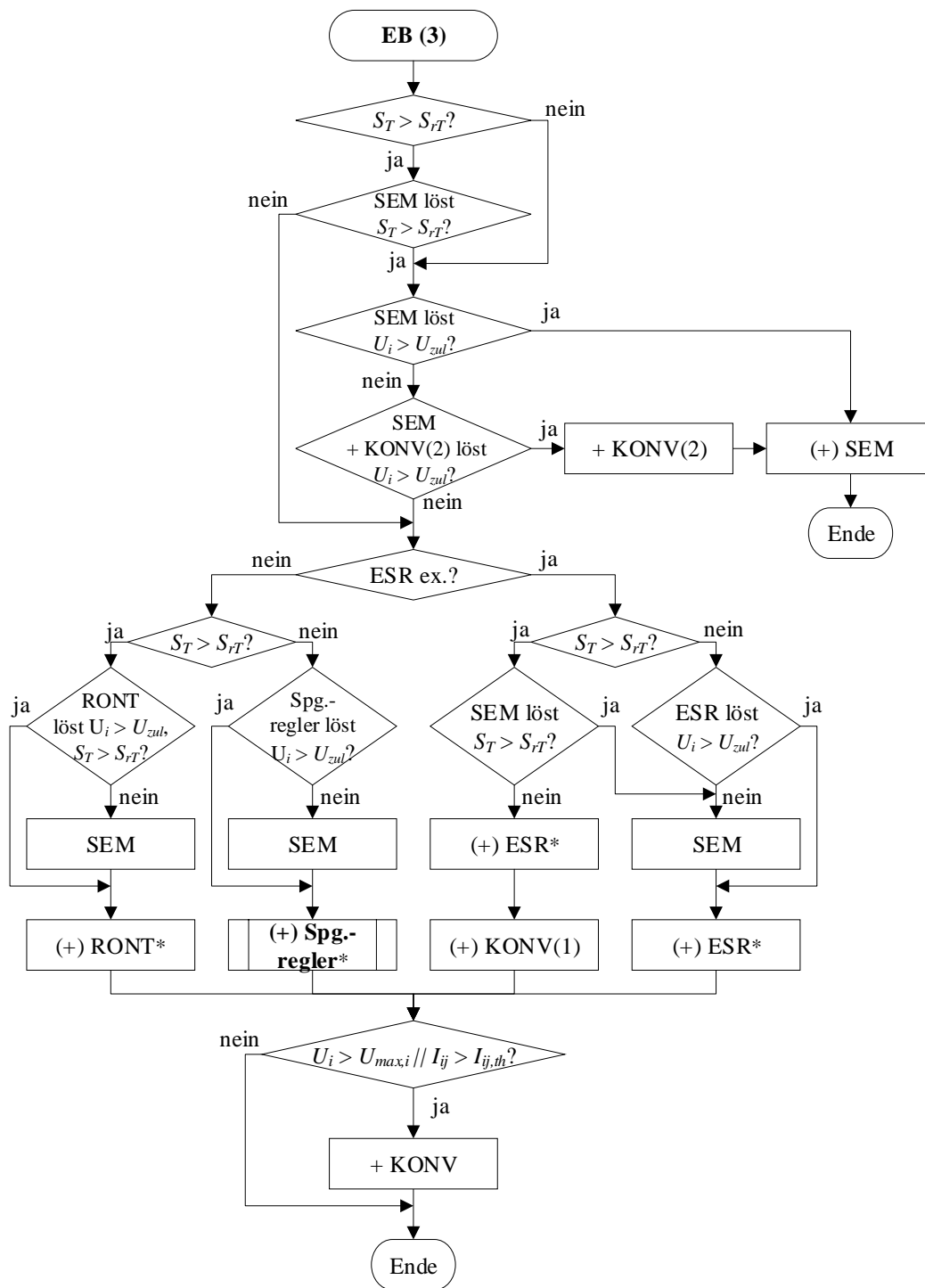
KONV(3) Konventionelle Maßnahmen nur zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen

+ KONV Alle erforderlichen konventionellen Maßnahmen zur Vermeidung von NZV

+ <L> Weiterverwendung/Neuauslegung/Hinzunahme der Lösungsoption <L>

* Durch Einsatz eines Spannungsreglers können sich Betriebsmittelauslastungen erhöhen

Abbildung 6.15: Entscheidungsbaum zur Auswahl von Lösungsoptionen (2)



- U_{zul} Maximal zulässige Spannung im konkreten Anwendungsfall
- KONV(1) Tausch gegen ONT mit höherer Bemessungscheinleistung
- KONV(2) Konventionelle Maßnahmen nur zum Ersatz kurzer Leitungssegmente der Stammstrecke mit stark erhöhter Impedanz (Engpass)
- + KONV Alle erforderlichen konventionellen Maßnahmen zur Vermeidung von NZV
- + <L> Weiterverwendung/Neuauslegung/Hinzunahme der Lösungsoption <L>
- * Durch Einsatz eines Spannungsreglers können sich Betriebsmittelauslastungen erhöhen

Abbildung 6.16: Entscheidungsbaum zur Auswahl von Lösungsoptionen (3)

Die Auswahl des Spannungsreglers erfolgt anhand mehrerer Kriterien: Existiert im betrachteten Netz bereits ein ESR, der auch künftig im Netz verbleiben soll, so fällt die Wahl erneut auf einen ESR. Andernfalls wird überprüft, ob eine zusätzlich identifizierte Transformatorüberlastung den Tausch des bisherigen (R)ONT erfordert. Dann fällt die Wahl auf die Nutzung eines RONT, um den Synergieeffekt auszunutzen. In den übrigen Fällen entscheidet sich die Wahl anhand des in Abbildung 6.17 beschriebenen Teilprozesses: Aus einkaufsstrategischer sowie betrieblicher Sicht kann es sinnvoll sein, das unternehmensspezifische Portfolio von Spannungsreglern auf den vielfältig einsetzbaren²⁰ RONT zu beschränken (vgl. *Grundsatz 5*). Weiterhin zeigt der Einsatz von ESR hauptsächlich dann Kostenvorteile, wenn nur ein Abgang von Spannungsbandverletzungen betroffen ist, sodass andernfalls der Einsatz eines RONT vorgesehen wird. Die einer DEA-Prognose inhärente Unsicherheit erschwert zudem die Positionierung und Dimensionierung des ESR. Nur wenn die Unsicherheit als gering bewertet wird und ein geeigneter Standort für die Installation gefunden werden kann, wird der ESR einem RONT vorgezogen.

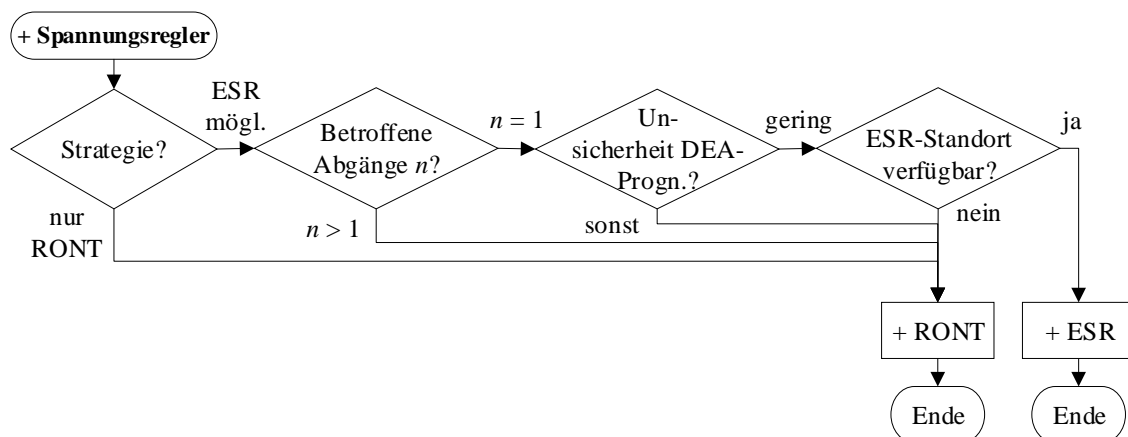


Abbildung 6.17: Teilprozess zur Auswahl eines Spannungsreglers

In Anwendung der *Grundsätze 6* und *7* wird eine Kombination des Spannungsreglers mit einem SEM angestrebt, wenn

- das SEM zur Vermeidung von Leitungsüberlastungen und der Spannungsregler zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen eingesetzt wird (EB(2), Abbildung 6.15),
- der Einsatz eines Spannungsreglers nicht genügt, um sämtliche Spannungsbandverletzungen zu vermeiden (EB(3), Abbildung 6.16), oder
- zusätzlich auftretende Überlastungen des bestehenden Transformators vermieden werden können (EB(3), Abbildung 6.16)

²⁰ Insbesondere kann der RONT auch MS-dienlich eingesetzt werden. Hierunter ist ein RONT-Einsatz zu verstehen, dessen primäres Ziel die Erhöhung des für die MS-Ebene zur Verfügung stehenden Spannungsbandes ist (vgl. [61]).

Sollten die identifizierten NZV nicht durch die bisher gewählten Lösungsoptionen vermieden werden können, erfolgen ergänzende, konventionelle Maßnahmen (KONV in EB(1), EB(2) und EB(3), vgl. Abbildung 6.14, Abbildung 6.15 und Abbildung 6.16). Aufgrund der untergeordneten Bedeutung wird auf eine Berücksichtigung des DEM verzichtet (*Grundsatz 8*).

Der Entscheidungsbaum ist für die Anwendung in der Planung von Netzen entwickelt, die bislang keinen Gebrauch von innovativen Lösungsoptionen machen. Für die Ermittlung der empfohlenen Planungsvariante sind daher ggf. bereits eingesetzte innovative Lösungsoptionen zunächst aus der Betrachtung zu nehmen und auf dieser Basis eine individuelle Strategie zu bilden. Analog gilt dies für aufeinander aufbauende Netzplanungen, die zum Beispiel durch Berücksichtigung aufeinander aufbauender Szenarien für die zukünftige Netzaufgabe (vgl. Abschnitt 3.1) entstehen.

Angemerkt sei zudem, dass Lösungsoptionen wie bspw. das BLM Auslastungserhöhungen hervorrufen können, die zu zusätzlichen – meist jedoch geringfügigen – NZV führen können. Dem ist durch Iteration der Problemidentifikation und entsprechender Auswahl von Lösungsoptionen Rechnung zu tragen.

6.5.2 Anwendung des Entscheidungsbaums und Vergleich der Planungsergebnisse

Ziel ist es nun, zu ermitteln, inwieweit die Anwendung des auf den Planungsgrundsätzen basierten Entscheidungsbaums zur Auswahl von Lösungsoptionen führt, die das netzspezifische Kostenoptimum der Gesamtheit aller zuvor untersuchten Planungsvarianten realisieren. Dazu wird eine neue Planungsvariante *Entscheidungsbaum* (EB) für die bereits in Abschnitt 6.2 vorgestellten und für die Entwicklung der Planungsgrundsätze herangezogene Stichprobe von Netzen erstellt (vgl. Abbildung 6.18).

Planungsvariante	EB			
Untervariante	ohne SNP		mit SNP	
Strategie	nur RONT	ESR möglich	nur RONT	ESR möglich

Abbildung 6.18: Untersuchte Untervarianten der Planungsvariante EB

Das Ergebnis einer Anwendung des Entscheidungsbaums hängt in hohem Maße davon ab, ob die SNP berücksichtigt werden kann bzw. soll. Daher gliedert sich die Planungsvariante in zwei Untervarianten *ohne SNP* und *mit SNP*. Diese fächern jeweils weiter auf, um die strategische Entscheidung bewerten zu können, ob der ESR als Lösungsoption berücksichtigt werden soll (*ESR möglich*) oder nicht (*nur RONT*), sodass die beiden Untervarianten jeweils weiter differenziert werden.

6.5.2.1 Planungsvariante Entscheidungsbaum ohne SNP

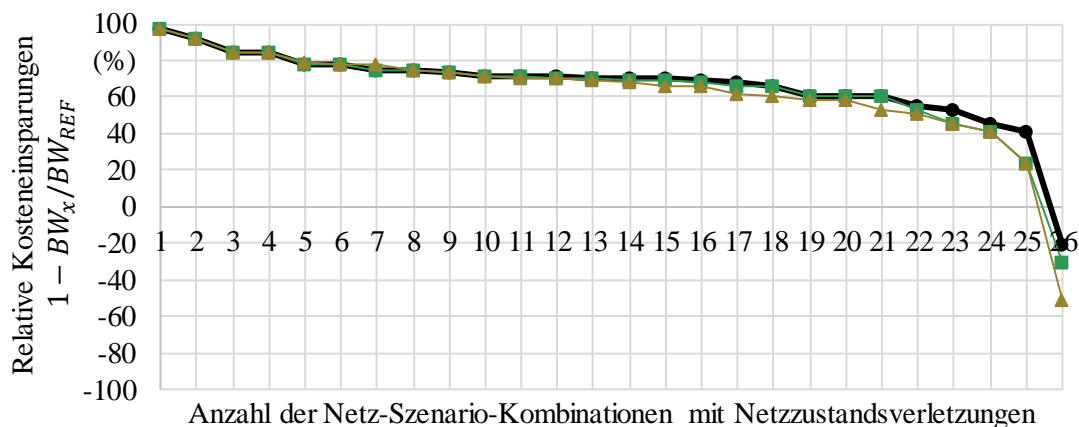
Zunächst wird die Planungsvariante *EB ohne SNP* unter Anwendung der Strategie *nur RONT* mit der kostenoptimalen aller in Kapitel 4 beschriebener Planungsvarianten ohne SNP verglichen. In 22 der insgesamt 26 NSK wird die demnach kostengünstigste Lösungsoption gewählt: In 14 NSK ist dies eine Kombination des SEM mit einem RONT, in sieben NSK der alleinige Einsatz des SEM und in einer NSK der alleinige Einsatz eines RONT. Bei den übrigen vier NSK handelt es sich um Spezialfälle:

- In zwei NSK erweist sich die im Entscheidungsbaum vorgesehene Anwendung eines SEM als nicht kostenoptimal. Dies liegt an hohen fälligen Entschädigungszahlungen trotz nur geringfügiger NZV, die durch eine sehr hohe installierte Leistung von PVA bedingt werden.
- In einer NSK führt die vorgesehene konventionelle Maßnahme zur Beseitigung eines lokalen Netzengpasses zu höheren Kosten als ein sofortiger Einsatz innovativer Lösungsoptionen.
- Die in einer einzelnen NSK kosteneffizienteste Lösungsoption eines DEM wird in dem Entscheidungsbaum nicht berücksichtigt.

Die mittleren relativen Kosteneinsparungen gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF reduzieren sich aber auch in diesen vier NSK im Mittel nur leicht von 63 % auf 54 %.

Ermöglicht die gewählte Strategie den Einsatz von ESR (*ESR möglich*), so werden in 7 der 26 NSK ESR eingesetzt. Zwar resultieren in drei Fällen geringfügig niedrigere Kosten, jedoch steigen die mittleren Kosten. Demnach erweist sich der Teilprozess zur Auswahl des Spannungsreglers Abbildung 6.17 bei Anwendung der Strategie *ESR möglich* für die betrachtete Stichprobe als nicht selektiv genug, um in allen Fällen eine Erhöhung der Kosteneinsparungen gegenüber der Strategie *nur RONT* zu ermöglichen.

Unabhängig von der gewählten Strategie ergibt sich jedoch eine sehr hohe Übereinstimmung der möglichen Kosteneinsparungen zwischen den Planungsvarianten *EB ohne SNP* und der kostenoptimalen Planungsvariante aus der Menge der betrachteten Einzel- und kombinierten Lösungsoptionen ohne SNP, wie auch abschließend in Abbildung 6.19 erkennbar ist.



x: ● Optimum ohne SNP ■ EB ohne SNP (nur RONT) ▲ EB ohne SNP (ESR mögl.)

Abbildung 6.19: Relative Kosteneinsparungen der kostenoptimalen Planungsvariante aus der Menge der betrachteten Einzel- und kombinierten Lösungsoptionen ohne SNP und der Planungsvarianten EB ohne Berücksichtigung der SNP. Die dargestellten NSK sind absteigend nach den erzielbaren Kosteneinsparungen sortiert.

6.5.2.2 Planungsvariante Entscheidungsbaum mit SNP

In der Planungsvariante *EB mit SNP* (Strategie *nur RONT*) wird in 20 von 26 NSK die günstigste aller in Kapitel 4 beschriebener Planungsvarianten gewählt. In zwei weiteren NSK werden die Kosten sogar unterboten. Dies ist auf eine Kombination der Lösungsoptionen SNP, SEM und RONT zurückzuführen, die nicht Teil der Menge der in Kapitel 4 definierten Planungsvarianten ist. In vier NSK treten dagegen höhere Kosten auf:

- In zwei NSK führt der Entscheidungsbaum zum sofortigen Einsatz eines RONT, da die Kombination von SNP und SEM zwar alle Spannungsbandverletzungen, nicht jedoch eine ebenfalls identifizierte Transformatorüberlastung verhindert. Kostengünstiger wäre jedoch der Einsatz der SNP und eines SEM in Kombination mit dem Tausch des ONT gegen einen höher belastbaren konventionellen ONT.
- Wie bereits in der Planungsvariante *EB ohne SNP* erweist sich die im Entscheidungsbaum vorgesehene Anwendung eines SEM für zwei NSK als nicht kostenoptimal. Dies liegt abermals an hohen fälligen Entschädigungszahlungen trotz nur geringfügiger NZV, die durch eine sehr hohe installierte Leistung von PVA bedingt werden.

Die mittleren Kosteneinsparungen reduzieren sich in diesen NSK gegenüber der Referenz-Planungsvariante REF nur leicht von 50 % auf 40 %.

Im Rahmen der Strategie *ESR möglich* wird der ESR zwar in 10 der 26 NSK eingesetzt, jedoch reduzieren sich die Kosten der zugehörigen Planungsvariante nur in 2 NSK (vgl. Abschnitt 6.5.2.1).

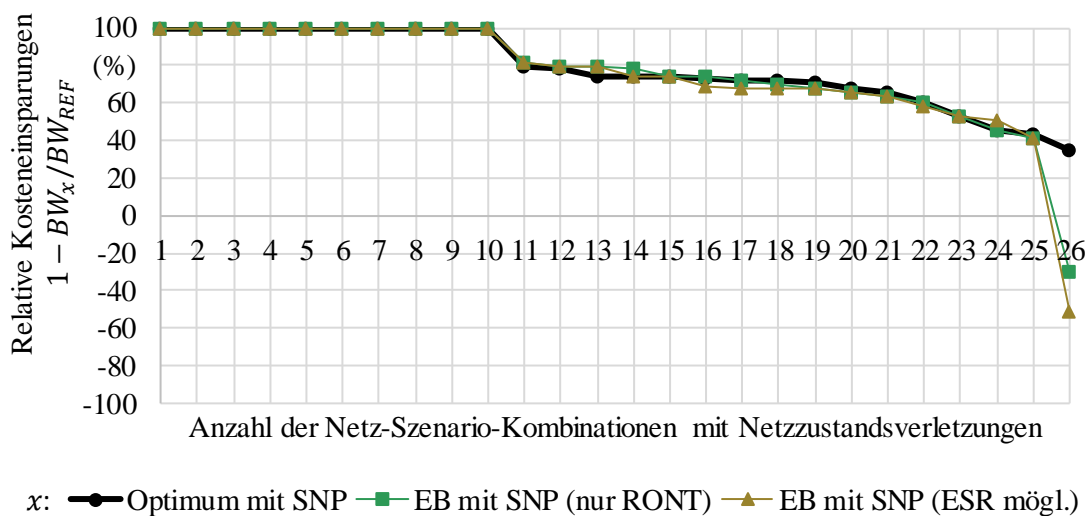


Abbildung 6.20: Relative Kosteneinsparungen der kostenoptimalen Planungsvariante aus der Menge der betrachteten Einzel- und kombinierten Lösungsoptionen mit SNP und der Planungsvarianten auf Basis des Entscheidungsbaums mit Berücksichtigung der SNP. Die dargestellten NSK sind absteigend nach den erzielbaren Kosteneinsparungen sortiert.

Auch unter Berücksichtigung der SNP zeigt sich, dass eine Anwendung des Entscheidungsbaums unabhängig von der gewählten Strategie ein mit dem Optimum der untersuchten Planungsvarianten vergleichbares Kostenreduktionspotential bietet.

6.6 Diskussion der Methode

Gemäß der angewandten Methode werden sämtliche Untersuchungen anhand einer Stichprobe der Grundgesamtheit aller ländlicher NS-Netze durchgeführt, sodass zur Entwicklung von Planungsgrundsätzen ein verallgemeinernder Induktionsschritt erforderlich ist (vgl. Abschnitt 6.1). Da die physikalischen Eigenschaften der Netze durch Ersatzschaltungen mit linearen Bauelementen in einem Arbeitspunkt hinreichend genau beschrieben werden können, ergeben sich bei geringfügigen Änderungen der physikalischen Eigenschaften nur geringfügige Änderungen der Netzzustandsgrößen. In der Folge weicht auch das Ergebnis der Netzplanung sowie der hiermit verbundenen Kosten im Allgemeinen nur geringfügig ab. Aus diesem Grund ist die getroffene Annahme der Verallgemeinerbarkeit der Ergebnisse einer Stichprobe zu Planungsgrundsätzen berechtigt, sofern die physikalischen Eigenschaften eines zu planenden Netzes mit jenen der Stichprobe ähnlich sind. Deshalb werden die Netze der Stichprobe gezielt so ausgewählt, dass die Topologie und Werte charakteristischer Eigenschaften eine als für ländliche Netze typisch angesehene Bandbreite abdecken (vgl. Abschnitt 6.1). Insbesondere bleiben die in Abschnitt 6.4 formulierten Voraussetzungen für die Anwendbarkeit der Planungsgrundsätze unberührt.

In der Arbeit werden drei Szenarien der Entwicklung der installierten Leistung von PVA untersucht, um die Robustheit der Planungsgrundsätze zu gewährleisten. Allerdings beeinflusst auch die Methode der Erstellung von Anlagenstammdatensätzen (vgl. Abschnitt 3.2) die identifizierten NZV und folglich auch die Ausgestaltung der Planungsvarianten. So rufen beispielsweise konzentriert am Ende eines Abgangs einspeisende PVA höhere Spannungsanstiege hervor als über den Abgang verteilte PVA gleicher installierter Summenleistung. Dennoch führt die Anwendung der Planungsgrundsätze sowie des hieraus abgeleiteten Entscheidungsbaums unabhängig davon zu der Wahl technisch geeigneter Lösungsoptionen, da die Problemidentifikation netzspezifisch erfolgt.

Grundsätzlich werden in der Arbeit nur solche Lösungsoptionen betrachtet, die die Leistungsaufnahme von Kundenanlagen aus dem Netz nicht beeinflussen. So wird insbesondere auf die Untersuchung eines Lastmanagements verzichtet, da die Umsetzung durch einen Verteilnetzbetreiber aufgrund der hohen Anzahl an Lasten geringer Leistungsaufnahme in der NS-Ebene technologisch, ökonomisch und rechtlich schwierig ist. Um herstellerunabhängige und vielfältig anwendbare Planungsgrundsätze entwickeln zu können, werden die relevante Funktionalität der Lösungsoptionen abstrahiert und einfache Regelungskonzepte angewendet.

Insofern bietet die Optimierung der Regelungskonzepte innovativer Lösungsoptionen Möglichkeiten zur weiteren Steigerung der Netzaufnahmekapazität für PVA über das identifizierte Maß hinaus.

Für die in dieser Arbeit durchgeführten Leistungsflussrechnungen wird die Gesamtanzahl aller möglichen Betriebspunkte auf eine möglichst kleine Anzahl auslegungsrelevanter NNF reduziert (vgl. Abschnitt 3.3). Die Netzzustandsabhängigkeit des Regelungsprozesses der Spannungsregler wird durch Berücksichtigung einer Regelungstoleranz abgebildet, sodass es sich um eine Worst-Case-Betrachtung handelt. Insbesondere für die Ermittlung der durch die innovativen Lösungsoptionen SEM und DEM abgeregelten Energie (vgl. Abschnitte 4.2.5.3 und 4.2.5.4) werden historische Jahreszeitreihen der eingespeisten Leistung von PVA zu Grunde gelegt. Durch Klima- und Wettereffekte, die geographische Lage des Netzes und die Ausrichtung der PVA können sich Abweichungen in der Kosteneffizienz des SEM und DEM ergeben, denen bei Anwendung der Planungsgrundsätze Rechnung zu tragen ist.

Ebenso ist weiter zu erforschen, welchen Einfluss eine Anwendung der Planungsgrundsätze auf die Auslegung des Netzschutzes, die Versorgungszuverlässigkeit sowie weitere Merkmale der Spannungsqualität (z. B. Oberschwingungen, Flicker) hat. Verschiedene Untersuchungen legen allerdings nahe, dass mögliche negative Einflüsse – insbesondere hinsichtlich der Lastkunden – beherrschbar sind (vgl. [10, S. 36], [87]).

Weiterhin wurde die Alters- bzw. Zustandsstruktur der (konventionellen) Betriebsmittel im Bestandsnetz nicht explizit berücksichtigt (vgl. aber Abschnitt 6.4.4). In anschließenden Untersuchungen sollte daher geprüft werden, inwieweit die alters- oder zustandsbedingte Erneuerung konventioneller Betriebsmittel die mit innovativen Lösungsoptionen erzielbaren Kostenersparnisse beeinflussen.

Die Kostenbewertung der Planungsvarianten und damit die entwickelten Planungsgrundsätze hängen in hohem Maße von den getroffenen Kostenannahmen ab. Deshalb sind vor Anwendung der Planungsgrundsätze und des Entscheidungsbaums die dieser Arbeit zugrundeliegenden Kostenannahmen mit netzbetreiberindividuellen Kosten bzw. Kostenannahmen abzugleichen. Der sehr hohe Kostenunterschied zwischen der Referenz-Planungsvariante REF und den innovativen Planungsvarianten SEM, RONT bzw. SEM + RONT legt allerdings nahe, dass die Planungsgrundsätze und damit ebenfalls der Entscheidungsbaum eine hohe Robustheit gegenüber zukünftigen Kostenänderungen aufweisen. Eine Sonderstellung nimmt das DEM ein, das die Ausbringung eines DNA-Systems voraussetzt. Unter anderem durch Skaleneffekte sind für DNA-Systeme mittel- bis langfristig starke, aber schwierig zu prognostizierende Kostenreduktionen möglich.

Nicht Gegenstand dieser Arbeit ist die betriebswirtschaftliche Optimierung der Auswahl von Maßnahmen im Kontext der Regulierung, da die Anreizregulierung einer fortlaufenden Anpassung an die sich ändernden Rahmenbedingungen unterliegt. Zwar wurde die prinzipielle Wirkung der Anreizregulierung auf Investitionsentscheidungen hinsichtlich des Einsatzes innovativer Lösungsoptionen in Arbeiten Dritter untersucht (vgl. z. B. [36]), jedoch erscheint eine Analyse der Auswirkung der hier vorgestellten Planungsgrundsätze auf die Betriebswirtschaftlichkeit in weiteren Arbeiten sinnvoll.

6.7 Einordnung und Vergleich mit Ergebnissen Dritter

Um die vorgestellten Ergebnisse in einen Gesamtkontext einzuordnen, sollen nun mehrere wissenschaftlich-technische Arbeiten im Themenumfeld der Integration von DEA in NS-Netze diskutiert werden. Hierbei werden sowohl Verteilnetzstudien als auch Untersuchungen über die Netzplanung mit innovativen Lösungsoptionen berücksichtigt.

Die bereits einleitend erwähnte dena-Verteilnetzstudie leitet zwar keine netzspezifischen Einsatzempfehlungen ab, untersucht jedoch in einer Variantenrechnung einige der auch hier betrachteten innovativen Lösungsoptionen. So zeigt sich trotz Abweichungen in den Rahmenbedingungen und Modellierungen ein mit den Ergebnissen dieser Arbeit qualitativ und quantitativ ähnliches

Kosteneinsparungspotential bis zum Jahr 2030 sowohl für die Abregelung von DEA in NS-Netzen von 13 % (vgl. [7, S. 190]) als auch für den RONT von 32 % (vgl. [7, S. 173]).

Besonders relevante Erkenntnisse aus der Studie „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ [28], die den Ausbaubedarf anhand synthetischer Modellnetze bewertet, sind die beobachtete hohe Wirksamkeit und Kosteneffizienz eines Erzeugungsmanagements²¹ in der NS-Ebene. Demnach würden im Betrachtungszeitraum der Studie bis zum Jahr 2032 jährliche Kosteneinsparungen von 15 % gegenüber dem konventionellen Netzausbau resultieren (vgl. [28, S. 81]). Darüber hinaus wird festgehalten, dass der konventionelle Netzausbau in der NS-Ebene durch Einsatz eines RONT fast vollständig verhindert werden könne. Die höchsten jährlichen Kosteneinsparungen von 10 % im Kollektiv der NS-Netze würden bei einem „umfänglichen“ Einsatz des RONT auftreten (vgl. [28, S. 101]). Insgesamt wird die Kombination des prioritär eingesetzten Erzeugungsmanagements mit einem RONT empfohlen, bei dem sich jährliche Kosteneinsparungen von 20 % ergeben würden (vgl. [28, S. 107]). Es lassen sich also auch hier Gemeinsamkeiten hinsichtlich der *prinzipiellen* Auswahl innovativer Lösungsoptionen erkennen. Die in dieser Arbeit entwickelten Planungsgrundsätze und der abgeleitete Entscheidungsbaum differenzieren allerdings wesentlich stärker hinsichtlich der Problemidentifikation, geeigneter Lösungsoptionen und der Einsatzreihenfolge für die Planung konkreter Netze.

Der „Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen in Niederspannungsnetze“ [34] fokussiert sich auf Maßnahmen zur Vermeidung von Spannungsbandverletzungen. Es werden Spannungsregler (RONT und ESR), eine Blindleistungskompensation, Blindleistungsmanagement von Erzeugungsanlagen und die Optimierung der Stufung eines mit mehreren Anzapfungen ausgestatteten ONT berücksichtigt. In dem Leitfaden wird ein vereinfachtes Verfahren zur Auswahl eines Spannungsreglers beschrieben, das als ausschließliche Entscheidungsvariable zwischen RONT und ESR die Anzahl der Abgänge mit Spannungsbandverletzungen vorsieht (vgl. [34, S. 20f.]). Diese Entscheidungsvariable wurde bereits in [41, S. 97] vorgeschlagen und wird in dieser hierauf aufbauenden Arbeit berücksichtigt (vgl. Abbildung 6.17). Darüber hinaus wird im Leitfaden ein Entscheidungspfad vorgestellt, der den Einsatz des Blindleistungsmanagements und eine Optimierung der Stufung des ONT den Spannungsreglern gegenüber höher priorisiert (vgl. [34, S. 27ff.]). Zwar findet sich diese Einsatzreihenfolge in ähnlicher Form auch in den erarbeiteten Planungsgrundsätzen, jedoch ist das SEM integraler Bestandteil der hier vorgestellten Strategie, die erst dadurch eine ganzheitliche Netzplanung zur Behandlung sowohl von Spannungsbandverletzungen als auch Betriebsmittelüberlastungen ohne konventionelle Maßnahmen ermöglicht.

²¹ In etwa vergleichbar mit dem hier beschriebenen SEM

Im Gegensatz dazu werden in der Studie „Merit Order Netz-Ausbau 2030“ [35] in der Analyse synthetischer Netze nicht nur Spannungsbandverletzungen sondern auch Betriebsmittelüberlastungen umfänglicher berücksichtigt. Übereinstimmend mit den Erkenntnissen dieser Arbeit wird den Lösungsoptionen RONT, Längsspannungsregler²² und Blindleistungsmanagement in Netzen mit Spannungsbandverletzung als alleinige NZV eine ähnlich effektive Problembeseitigung wie dem konventionellen Netzausbau zugestanden (vgl. [35, S. 280]). Kommen Betriebsmittelüberlastungen hinzu, sei jedoch der Einsatz der spannungsbeeinflussenden Betriebsmittel nicht empfehlenswert, da mit einer Spannungssenkung eine zusätzliche Erhöhung des Betriebsstroms einhergeht (vgl. [35, S. 281]). Stattdessen wird als alternative Lösungsoptionen eine Spitzenkappung²³ und konventioneller Netzausbau genannt. In den hier betrachteten ländlichen Netzen treten jedoch meist sehr starke Spannungsbandverletzungen auf, bevor Betriebsmittelüberlastungen eintreten. Daher wird die ohnehin eher geringfügige Erhöhung der Betriebsmittelauslastungen durch den Spannungsregler akzeptiert, selbst dann, wenn (zusätzliche) Überlastungen entstehen. Den Überlastungen wiederum wird durch *zusätzlichen* Einsatz des SEM begegnet.

Auch weitere Studien und Anwendungshinweise zu den Lösungsoptionen ([29], [10], [88], [26], [52]) sind mit den erarbeiteten Planungsgrundsätzen vereinbar.

²² Vergleichbar mit ESR

²³ Vergleichbar mit SEM

7 Zusammenfassung und Ausblick

Die beobachteten und antizipierten Auswirkungen der heutigen Energieversorgung auf die Umwelt führen zu einem massiven Anschluss dezentraler, regenerativ betriebener Energiewandlungsanlagen an ländliche Niederspannungsnetze. In der Folge lassen sich verstärkt Netzzustandsverletzungen feststellen, die mit hohen Kosten verbundene Maßnahmen erfordern. In einer Vielzahl von Untersuchungen wird einerseits der deutschlandweite, bundeslandweite oder regionale Ausbaubedarf quantifiziert und andererseits ein hohes Kostenreduktionspotential identifiziert, das durch den Einsatz innovativer Lösungsoptionen ausgeschöpft werden kann. Bislang fehlen jedoch ganzheitliche Planungsgrundsätze für die individuelle Planung ländlicher Niederspannungsnetze, deren Entwicklung sich diese Arbeit widmet.

Der Planungsprozess lässt sich in seiner allgemeinen Form in die vier Schritte *Zielbildung*, *Problemerkennntnis*, *Alternativensuche* sowie *Prognose und Bewertung* gliedern. Voraussetzung für die Ausführung dieses Prozesses ist eine Kenntnis aller relevanten technischen Rahmenbedingungen. Für die Netzplanung zur Integration dezentraler Energiewandlungsanlagen sind dies insbesondere die Grenzwerte der (langsamen) Spannungsänderung und der Betriebsmittelbelastbarkeit. Ebenso zu berücksichtigen sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen, die in Form der Anreizregulierung eine fortlaufende Steigerung der Kosteneffizienz erfordern. Entsprechend wird ein Kostenmodell beschrieben, mit dessen Hilfe die Gesamtkostendifferenz zwischen dem geplanten und dem Ursprungsnetz in einem definierten Betrachtungszeitraum ermittelt werden kann.

Als Teil der *Zielbildung* stellt die Beschreibung der zukünftigen Netzaufgabe den Ausgangspunkt des Netzplanungsprozesses dar. Teil dieser Arbeit ist die Formalisierung und Weiterentwicklung einer Methode zur Erzeugung netzspezifischer Stammdatensätze dezentraler Energiewandlungsanlagen, die den zukünftigen Zubau als Szenarien abbilden. Hierzu werden ein unteres, mittleres und oberes Szenario der deutschlandweit bzw. bundeslandweit installierten Leistung dezentraler Energiewandlungsanlagen regionalisiert und unter Berücksichtigung lokaler Potentialgrenzen auf die Netzverknüpfungspunkte eines Niederspannungsnetzes verteilt. Es resultieren Anlagenstammdatensätze, die einen Zeitraum bis zum Jahr 2050 abdecken.

Um Netze für die zukünftige Netzaufgabe zu ertüchtigen, bieten sich unterschiedliche *Alternativen* an, die sich in konventionelle Maßnahmen und innovative Lösungsoptionen gliedern. Zu den konventionellen Maßnahmen gehören die Trennstellenoptimierung, eine lastfreie Umstellung der Stufung von Ortsnetztransformatoren sowie der zusätzliche Einsatz oder

Tausch bestehender Betriebsmittel. Ihnen ist gemein, dass sie das Netz selbst robuster gegenüber einer Änderung der Leistungsaufnahme und -einspeisung werden lassen.

Die innovativen Lösungsoptionen beeinflussen durch eine optimierte Nutzung bzw. Einführung von Stell- und Regelgliedern die in der Netzplanung identifizierten oder im Betrieb auftretenden Netzzustände. Zum einen werden Lösungsoptionen untersucht, die die Spannungen der Netzknoten neu bewerten bzw. direkt ändern. Hierzu gehören neben der spannungsebenenübergreifenden Netzplanung auch regelbare Ortsnetztransformatoren und Einzelstrangregler. Zum anderen werden Lösungsoptionen berücksichtigt, die durch eine Leistungsänderung der Einspeisung von Kundenanlagen zugleich Knotenspannungen und Leitungsauslastungen anpassen: Blindleistungsmanagement und statisches sowie dynamisches Einspeisemanagement. Aufgrund der verschiedenen Wirkmechanismen werden zudem Lösungsoptionen beider Gruppen kombiniert.

Eine detaillierte Analyse dreier exemplarischer Niederspannungsnetze des ländlichen Raums lässt verstärkt einspeisebedingte Spannungsbandverletzungen erkennen, während Leitungs- und Transformatorüberlastungen eine untergeordnete Rolle spielen. Durch Einsatz geeigneter innovativer Lösungsoptionen können Netzzustandsverletzungen entweder vollständig vermieden oder so stark abgeschwächt werden, dass sich der Umfang konventioneller Maßnahmen deutlich reduziert. Dies spiegelt sich ebenfalls in den Gesamtkosten der im Betrachtungszeitraum vom Jahr 2015 bis zum Jahr 2050 durchzuführenden Maßnahmen wider, die mit Hilfe der innovativen Lösungsoptionen in diesen Netzen deutlich reduziert werden können.

Vorbereitend auf die Entwicklung von Planungsgrundsätzen werden die konventionellen Maßnahmen und innovativen Lösungsoptionen auf eine gezielt ausgewählte Stichprobe ländlicher Niederspannungsnetze angewendet, die eine große Bandbreite charakteristischer Netzstrukturparameter abdeckt und ergo eine große Aussagekraft besitzt. Hierbei bestätigen sich die oben beschriebenen Ergebnisse. Über alle Netze der Stichprobe resultiert der Einsatz der spannungsebenenübergreifenden Netzplanung in den niedrigsten spezifischen Minimalkosten (Kosten bezogen auf die installierte Leistung der dezentralen Energiewandlungsanlagen am Ende des Betrachtungszeitraums), während der regelbare Ortsnetztransformator zu den niedrigsten spezifischen Maximalkosten aller Einzellösungsoptionen bezogen auf die konventionelle Referenz-Planungsvariante führt. Die Mediane der spezifischen Kosten der innovativen Einzellösungsoptionen – außer des dynamischen Einspeisemanagements – liegen auf einander ähnlichem Niveau, etwa 51 % bis 67 % niedriger als der Median der Referenz-Planungsvariante. Der kombinierte Einsatz innovativer Lösungsoptionen ermöglicht weitere Kostensenkungen, sodass der Median der spezifischen Kosten bei optimaler Wahl der Lösungsoption um 81 % gegenüber der Referenz-Planungsvariante sinkt.

Allerdings führt nicht in jedem Netz die gleiche Lösungsoption bzw. Kombination von Lösungsoptionen zu den niedrigsten Kosten: Die Art und der Umfang der Netzzustandsverletzungen haben einen erheblichen Einfluss auf die kostenoptimierende Auswahl der Lösungsoptionen. Insbesondere lässt sich erkennen, dass das relative Kostenreduktionpotential der spannungsebenenübergreifenden Netzplanung und des statischen Einspeisemanagements gegenüber konventionellen Maßnahmen mit steigendem Umfang von Spannungsbandverletzungen sinkt, während es bei Einsatz des regelbaren Ortsnetztransformators steigt.

Aus der Gesamtheit der Analysen werden Planungsgrundsätze abgeleitet, die Empfehlungen für die Wahl und die Einsatzreihenfolge der Lösungsoptionen geben (vgl. Abschnitt 6.4):

1. Eine übergreifende Betrachtung von Mittel- und Niederspannungsnetzen ist aufgrund der Kopplung über konventionelle Ortsnetztransformatoren ohne Spannungsregelung anzustreben.
2. Der Einsatz von Blindleistungsmanagement reduziert den Ertüchtigungsbedarf und ist vor Investitionen zu optimieren.
3. Mit statischem Einspeisemanagement werden Investitionen wirkungsvoll verzögert und können zum Teil dauerhaft vermieden werden.
4. Bei langfristig sehr geringem Zubau dezentraler Energiewandlungsanlagen kann der Einsatz konventioneller Betriebsmittel am kostengünstigsten sein.
5. Treten trotz Blindleistungsmanagement oder statischem Einspeisemanagement Spannungsbandverletzungen auf, sollte der Einsatz von Spannungsreglern (regelbarer Ortsnetztransformator oder Einzelstrangregler) geprüft werden.
6. Bei sehr hohem Zubau dezentraler Energiewandlungsanlagen und hiermit verknüpftem Netzausbaubedarf eignet sich die Kombination von statischem Einspeisemanagement und Spannungsreglern (regelbarer Ortsnetztransformator oder Einzelstrangregler).
7. Als Gesamtstrategie ist eine bedarfsgerechte Kombination von statischem Einspeisemanagement mit einem regelbaren Ortsnetztransformator empfehlenswert.
8. Das dynamische Einspeisemanagement ist auf absehbare Zeit nur in Einzelfällen die kostengünstigste Lösung. Jedoch wird dessen Einsatz durch eine geringe Anzahl und hohe installierte Leistung dezentraler Energiewandlungsanlagen begünstigt.

Um eine direkte und eindeutige Anwendbarkeit der Planungsgrundsätze zu ermöglichen, wird aus den Planungsgrundsätzen ein Entscheidungsbaum abgeleitet (vgl. Abschnitt 6.5), der in fast allen Netzen der Stichprobe entweder zur Auswahl der kostenoptimalen Planungsvariante oder zu einer solchen mit vergleichbaren Kosten führt. Aufgrund der Praxisnähe ergibt sich damit ein Werkzeug, das den Aufwand für innovative Zielnetzplanungen realer Netze deutlich reduziert.

8 Summary

The observed and anticipated effects of today's energy supply on the environment lead to a massive integration of distributed generators into rural low-voltage networks. As a result, network state violations can be detected to an increasing extent, which require measures associated with high costs. A large number of studies quantify Germany-wide, country-wide or regional expansion requirements and identify a high cost reduction potential that can be exploited through the use of innovative technologies. However, so far planning principles for the individual planning of rural low-voltage networks are missing.

In its general form, the planning process can be divided into four steps: goal setting, problem recognition, search of alternatives as well as forecasting and evaluation. This process presumes a comprehensive knowledge of all relevant technical parameters and conditions. When integrating distributed generators into low voltage networks, these are in particular the permissible voltage range and the load capacity of the network equipment. Simultaneously, the incentive regulation requires a continuous increase in cost efficiency. Accordingly, a cost model is described in order to cost-compare different planning variants.

As a starting point of the actual network planning process the future supply task has to be examined. This includes the formalization and further development of a method for generating grid-specific master data sets of distributed generators. To this end, a lower, middle and upper scenario of the installed capacity of distributed generators installed throughout Germany and its states is regionalized. The derived master data sets cover a period up to the year 2050.

In order to upgrade networks for future supply tasks, various options—divided into conventional measures and innovative solutions—are available. Conventional measures include the optimization of the disconnector configuration, an optimized use of de-energised tap changers of distribution transformers as well as the additional installation or replacement of existing equipment. Those measures improve the networks' robustness to an increasing power consumption and feed-in.

The innovative solutions influence the network states identified in network planning or occurring during open or closed loop network operation by means of actuators and control elements. On the one hand, solutions are examined which re-evaluate or directly change the voltage of the network nodes. In addition to a combined medium and low voltage network planning approach, this also includes regulated distribution transformers and line voltage regulators.

On the other hand, solutions are taken into account that change node voltages and equipment utilization at the same time by changing the feed-in of distributed generators: Reactive power management as well as static and dynamic feed-in management. Due to the different mechanisms of action, solutions of both groups are also combined.

A detailed analysis of three real exemplary low-voltage networks in rural areas reveals extensive and impermissible voltage rises, while network equipment overloads are comparatively rare. By using suitable innovative solutions, network state violations can either be completely avoided or mitigated to such an extent that the extent of conventional measures is significantly reduced. This is also reflected in the total costs of the measures to be implemented in the period under review from 2015 to 2050, which can be significantly reduced with the help of innovative solutions.

In preparation for the development of planning principles, conventional measures and innovative solutions are applied to a specifically selected sample of rural low-voltage networks, which covers a wide range of topological and electrical parameters. The analysis of the sample networks confirms the results described above. The use of the combined medium and low voltage network planning approach results in the lowest specific minimum costs across all networks in the sample (costs related to the installed capacity of distributed generators at the end of the analysis), whereas the regulated distribution transformer leads to the lowest specific maximum costs of all individual solutions in relation to the more conventional reference planning variant. The medians of the specific costs of all innovative solutions except the dynamic feed-in management are at a similar level, about 51 % to 67 % lower than the median of the reference planning variant. The combined use of innovative solutions enables further cost reductions: When selected optimally, innovative solutions reduce the median of the specific costs by 81 % compared to the reference planning variant.

However, not in every network the same (innovative) solution or combination of (innovative) solutions leads to the lowest costs: The type and extent of network state violations exert a considerable influence on the cost-optimizing selection of solutions. In particular, it can be seen that the relative cost reduction potential of the combined medium and low voltage network planning approach as well as the static feed-in management decreases with an increasing extent of impermissible voltage rises, whereas it increases when applying a regulated distribution transformer.

Based on the analysis planning principles are derived which recommend a problem-oriented choice and order of use of the different solutions:

1. A combined medium- and low-voltage network planning approach shall be implemented due to the prevalent use of medium-to-low-voltage distribution transformers without on-load tap changers.
2. The use of reactive power management reduces network expansion and shall be optimized before investing.
3. By use of static feed-in management, investments are either effectively delayed or in some cases permanently avoided.
4. Conventional measures can be the most cost-effective solution if the increase of the installed capacity is very limited.
5. If impermissible voltage rises occur despite a reactive power management or static feed-in management, the use of voltage regulators (regulated distribution transformers or line voltage regulators) shall be evaluated.
6. The combination of static feed-in management and voltage regulators (regulated distribution transformers or line voltage regulators) shall be evaluated in cases of a high installed capacity of distributed generators and subsequent network state violations.
7. As an overall strategy, a requirements-based combination of static feed-in management and a regulated distribution transformer is recommended.
8. In the foreseeable future only in isolated cases dynamic feed-in management will be the most cost-effective solution. However, its use is favored by a small number and high installed capacity of distributed generators.

To enable the planning principles to be applied unambiguously, a decision tree is derived, which in almost all of the examined sample's networks leads either to the selection of the cost-optimal planning variant or to a variant with similar costs. This practical approach reduces the effort required for network planning under consideration of innovative solutions.

9 Literaturverzeichnis

- [1] United Nations Framework Convention on Climate Change:
Adoption of the Paris Agreement
Conference of the Parties, Twenty-first session, FCCC/CP/2015/L.9/Rev.1, Paris, 2015.
- [2] Deutscher Bundestag:
**Aktuelle Klimaschutzziele auf internationaler, europäischer und nationaler Ebene:
Nominale Ziele und Rechtsgrundlagen**
Bericht, Sachstand WD 8 - 3000 - 009/18, Berlin, 2018.
- [3] Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi):
Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung
Berlin, 2010.
- [4] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB):
Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung
Berlin, 2016.
- [5] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH:
EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2016
Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, Berlin, Dortmund, Bayreuth,
Stuttgart, 2017.
- [6] W. Biener, K. Dallmar-Zerbe, B. Krug et al.:
**Automated distribution grid planning considering Smart Grid and conventional grid
reinforcement technologies**
Proceedings of the International ETG Congress 2015 (Bonn), VDE Verlag GmbH, Berlin,
Offenbach, 2015.

-
- [7] A.-C. Agricola, B. Höflich, P. Richard et al.:
dena-Verteilnetzstudie. Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030.
Studie, Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) (Hrsg.), Endbericht, Berlin, 2012.
- [8] A. Esser, C. Linke, R. Kuper et al.:
Zukünftige Gestaltung von Niederspannungsnetzen unter veränderten Randbedingungen
Tagungsband Internationaler ETG-Kongress 2011 (Würzburg), VDE VERLAG GmbH, Berlin, Offenbach, 2011.
- [9] C. Körner, F. Oechsle, M. Braun et al.:
Leistungsabhängige Spannungsregelung im Mittelspannungsnetz
7. ETG/FNN-Tutorial Schutz- und Leittechnik 2012, Mainz, 2012.
- [10] FNN Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE:
FNN-Hinweis: rONT – Einsatz in Netzplanung und Netzbetrieb
Berlin, 2016.
- [11] M. Bendrat:
Analyse der Spannungsqualität in Verteilnetzen auf der Niederspannungsebene sowie Realisierung geeigneter Kompensationsmaßnahmen
Dissertation, Fern-Universität Hagen, Hagen, 2010.
- [12] S. Eilenberger, G. Kayser, S. Tenbohlen et al.:
Probabilistische Netzsimulation zur Bewertung von regelbaren Ortsnetztransformatoren
Tagungsband Internationaler ETG-Kongress 2013 (Berlin), VDE VERLAG GmbH, Berlin, Offenbach, 2013.
- [13] R. Schnieder:
Regelungsverfahren für regelbare Ortsnetztransformatoren im Mono- und Multisensorbetrieb
Dissertation, Technische Universität Clausthal, Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 51, Cuvillier Verlag Göttingen, Göttingen, 2018.

- [14] C. Oerter:
Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Bd. 4, epubli GmbH, Berlin, 2014.
- [15] A. Becker, T. Lühn, M. Mohrmann et al.:
Netzausbauvarianten in Niederspannungsverteilsnetzen - Regelbare Ortsnetztransformatoren in Konkurrenz zu konventionellen Netzausbaumaßnahmen
Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 20, Cuvillier Verlag Göttingen, Göttingen, 2014.
- [16] C. Körner, M. Hennig, R. Schmid et al.:
Gaining Experience With a Regulated Distribution Transformer in a Smart Grid Environment
Proceedings of the CIRED Workshop 2012, Paper No. 161, Lissabon, Portugal, 2012.
- [17] B. Lehde, P. Ratsch, J. Schmiesing:
Standardbetriebsmittel rONT: Planung und Betrieb bei der Avacon AG
Tagungsband Internationaler ETG-Kongress 2013 (Berlin), VDE VERLAG GmbH, Berlin, Offenbach, 2013.
- [18] M. Holt, J. Maasmann, C. Rehtanz:
Line voltage regulator based on magnetic-controlled inductors for low-voltage grids
CIRED, Open Access Proc. J., Vol. 2017, Iss. 1, pp. 278-281, Institution of Engineering and Technology (IET), 2017.
- [19] A. Barnes, V. Martinelli, A. Kam et al.:
Load-Flow Modelling of a Three-Phase Local Voltage Regulator
Proceedings of the CIRED Workshop 2014, Paper No. 46, Rom, Italien, 2014.
- [20] A. Kam, A. Barnes, V. Martinelli et al.:
Optimal Placement of an Inline Voltage Regulator on a Secondary Distribution System
Proceedings of the CIRED Workshop 2014, Paper No. 96, Rom, Italien, 2014.

-
- [21] E. Kaffe, M. Mangani, F. Kienzle et al.:
New Grid Solutions in Practise: Voltage Regulation in a Low Voltage Grid in Zurich
Proceedings of the CIRED Workshop 2016, Paper No. 100, Helsinki, Finland, 2016.
- [22] C. Geiss, A. F. Kaptue Kamga, J. Woidasky:
Einfluss der spannungsabhängigen Blindleistungsregelung auf die Integration von Photovoltaikanlagen im Verteilnetz
Tagungsband Internationaler ETG-Kongress 2011 (Würzburg), VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2011.
- [23] E. Chabod, L. Karsenti, J. Witkowski et al.:
Local Voltage Regulation Influence on DG and Distribution Network
Proceedings of the CIRED Workshop 2012 (Lisbon), Paper No. 49, Lisbon, 2012.
- [24] O. Marggraf, S. Laudahn, B. Engel et al.:
U-Control - Analysis of Distributed and Automated Voltage Control in current and future Distribution Grids
Proceedings of the International ETG Congress 2017 (Bonn), VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2017.
- [25] D. Schacht, P. Schäfer, H. Vennegeerts et al.:
Planungsgrundsätze für den effizienten Einsatz und die Umsetzung einer Spannungsregelung durch Erzeugungsanlagen in Verteilungsnetzen
Tagungsband Internationaler ETG-Kongress 2013 (Berlin), VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2013.
- [26] B. Engel, S. Laudahn, O. Marggraf et al.:
Vergleich von technischer Wirksamkeit sowie Wirtschaftlichkeit zeitnah verfügbarer Verfahren zur Sicherung der statischen Spannungshaltung in Niederspannungsnetzen mit starker dezentraler Einspeisung
Studie, Schlussbericht, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN), Braunschweig, Aachen, München, Mannheim, 2014.

- [27] A. Moser, S. Dierkes, P. Larscheid et al.:
Systemstudie zum Einspeisemanagement erneuerbarer Energien: Wissenschaftliche Studie im Auftrag der EWE Aktiengesellschaft
Studie, Institut für elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der Rheinisch-Westfälischen Technischen Hochschule Aachen (RWTH) und Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V. (FGH), Aachen, 2015.
- [28] J. Büchner, J. Katzfey, O. Flörken et al.:
Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie): Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi)
Studie, Abschlussbericht, Bonn, 2014.
- [29] FNN Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE:
Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad: Möglichkeiten zur Berücksichtigung der Spitzenkappung bei der Netzplanung in Verteilnetzen
Berlin, 2017.
- [30] N. Neusel-Lange:
Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Bd. 1, Wuppertal, 2013.
- [31] C. Rehtanz, J. Kays, M. Kloubert et al.:
Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen
Gutachten, Dortmund, Aachen, 2014.
- [32] M. Braun, I. Krybus, H. Becker et al.:
Verteilnetzstudie Hessen 2024 - 2034 - Studie im Auftrag des Hessischen Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung
Studie, Abschlussbericht, Frankfurt am Main, Kassel, 2018.
- [33] C. Rehtanz, M. Greve, U. Häger et al.:
Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg
Studie, Dortmund, 2017.

-
- [34] P. Hauffe, S. Lang, K. Zimmer et al.:
Leitfaden zur Integration spannungsstabilisierender Applikationen in Niederspannungsnetzen
Ludwigshafen, Ettlingen, Mannheim, Nürnberg, Kaiserslautern, 2017.
- [35] F. Samweber, S. Köppl, A. Bogensperger et al.:
Abschlussbericht Einsatzreihenfolgen: Projekt MONA 2030: Ganzheitliche Bewertung Netzoptimierender Maßnahmen gemäß technischer, ökonomischer, ökologischer, gesellschaftlicher und rechtlicher Kriterien
Abschlussbericht, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (FfE), 2017.
- [36] M. Sieberichs, L. Löhr, A. Moser:
Amendment of the German Incentive Regulation: Implications on Investment Decisions of Distribution Network Operator
Proceedings of the International ETG Congress 2017 (Bonn), VDE Verlag GmbH, Berlin, Offenbach, 2017.
- [37] **Brockhaus - die Enzyklopädie, 17: PERU - RAG**
Bd. 17, Brockhaus, Leipzig [u.A], 1998.
- [38] **Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), das zuletzt durch Artikel 2 Absatz 6 des Gesetzes vom 20. Juli 2017 (BGBl. I S. 2808, 2018 I 472) geändert worden ist**
2017.
- [39] A. Sillaber:
Leitfaden zur Verteilnetzplanung und Systemgestaltung
Springer Fachmedien Wiesbaden, Imprint: Springer Vieweg, Wiesbaden, 2016.
- [40] S. Schnabel:
Ein techno-ökonomisches Modell zur Netzplanung unter Berücksichtigung regulierter Netzentgelte
Dissertation, Karlsruher Institut für Technologie (KIT), Karlsruhe, 2013.

- [41] S. Harnisch, P. Steffens, H. Thies et al.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Bd. 8, Wuppertal, 2016.
- [42] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
DIN EN 50160: Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor.:2010
Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2011.
- [43] A. Schwab:
Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Transport, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie
3. Aufl., Springer Heidelberg Dordrecht London New York, Heidelberg, 2011.
- [44] K. Heuck, K.-D. Dettmann, D. Schulz:
Elektrische Energieversorgung - 8. überarbeitete und aktualisierte Auflage
Vieweg + Teubner Verlag, Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, Wiesbaden, 2010.
- [45] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.:
Technische Anschlussbedingungen für den Anschluss an das Niederspannungsnetz - TAB 2007
Berlin, 2011.
- [46] D. Metz:
Netzsystemtechnik. Planung und Projektierung von Netzen und Anlagen der Elektroenergieversorgung.
Schlabbach, Jürgen (Hrsg.), VDE Verlag GmbH, Berlin, 2005.
- [47] Jean Müller GmbH:
Gehäusetechnik für die Energieverteilung
Produktkatalog, 2009.

-
- [48] H. Nagel:
Systematische Netzplanung
2. Aufl., Cichowski, Rolf R. (Hrsg.), Anlagentechnik für elektrische Verteilungsnetze, Bd. 8, vde-verlag gmbh, Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H., Berlin, Frankfurt am Main, 2008.
- [49] W. Kaufmann:
Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m. b. H., VDE-Verlag GmbH, Frankfurt am Main, Berlin, 1995.
- [50] **Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das durch Artikel 2 Absatz 10 des Gesetzes vom 21. Dezember 2015 (BGBl. I S. 2498) geändert wurde**
2015.
- [51] VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik:
VDE-AR-N 4105:2011-08 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
VDE Verlag GmbH, Berlin, 2011.
- [52] P. Franz:
Eignung innovativer Technologien zur Erhöhung der Aufnahmefähigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen
Dissertation, Technische Universität Darmstadt, Verlag Dr. Hut, München, 2018.
- [53] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.:
Technische Richtlinie Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz - Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
Berlin, 2008.

- [54] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
**DIN VDE 0276-603: Starkstromkabel - Teil 603: Energieverteilungskabel mit
Nennspannung 0,6/1 kV; Deutsche Fassung HD 603 S1:1994/A3:2007, Teile 0,1, 3-G und 5-
G**
VDE Verlag GmbH, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2010.
- [55] S. Kämpfer (Hrsg.), G. Kopatsch (Hrsg.):
Schaltanlagen-Handbuch
12. Aufl., Mannheim, 2011.
- [56] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
**DIN EN 60076-1:2012-03: Leistungstransformatoren - Teil 1: Allgemeines (IEC 60076-
1:2011); Deutsche Fassung EN 60076-1:2011**
Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2012.
- [57] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen;
Bundeskartellamt:
Monitoringbericht 2016
Bonn, 2016.
- [58] **Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen**
2005.
- [59] D. Beerboom:
**Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-
Optimierung**
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Bd.
11, epubli GmbH, Berlin, 2016.
- [60] **Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch
Artikel 1 der Verordnung vom 14. September 2016 (BGBl. I S. 2147) geändert worden ist**
2016.

-
- [61] G. Knieps:
Wettbewerbsökonomie: Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik
3. Aufl., Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2008.
- [62] P. Steffens:
Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Bd. 16, Wuppertal, 2018.
- [63] Bundesnetzagentur:
EEG in Zahlen 2015
unter
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/zahlenunddaten-node.html, abgerufen am 25. Jul 2017.
- [64] Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (BMVI) (Hrsg.):
Räumlich differenzierte Flächenpotentiale für erneuerbare Energien in Deutschland
BMVI-Online-Publikation 08/2015, Berlin, 2015.
- [65] H. Kosow, R. Gaßner:
Methoden der Zukunfts- und Szenarioanalyse - Überblick, Bewertung und Auswahlkriterien
WerkstattBerichte / IZT, Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung, Bd. 103, Berlin, 2008.
- [66] P. van Notten, J. Rotmans, M. van Asselt et al.:
An updated scenario typology
In: Futures, Vol. 35 (2003), Issue 5, pp. 423-443, Elsevier Science Ltd., 2003.
- [67] S. Linder:
Räumliche Diffusion von Photovoltaik-Anlagen in Baden-Württemberg
Dissertation, Würzburger Geographische Arbeiten, Bd. 109, Würzburg, 2013.

- [68] J. Nitsch, T. Pregger, T. Naegler et al.:
Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global
Schlussbericht, Stuttgart, Kassel, Teltow, 2012.
- [69] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH:
Netzentwicklungsplan Strom 2012 - 2. Überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2012.
- [70] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH:
Netzentwicklungsplan Strom 2013 - Erster Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2013.
- [71] r2b energy consulting GmbH:
Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken
Endbericht, Köln, 2012.
- [72] M. Lödl, G. Kerber, R. Witzmann et al.:
Abschätzung des Photovoltaik-Potentials auf Dachflächen in Deutschland
11. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2010.
- [73] Umweltbundesamt (Hrsg.):
Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen
Dessau-Roßlau, 2010.
- [74] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE:
Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland
Fassung vom 28.4.2013, Freiburg, 2013.
- [75] J. Teuwsen:
Gegenüberstellung divergenter Zukunftsszenarien des Energieversorgungssystems
Dissertation, Technische Universität Dortmund, Reihe ie3 - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft, Bd. 28, Sierke, Göttingen, 2016.

-
- [76] K. Backhaus, B. Erichson, W. Plinke et al.:
Multivariate Analysemethoden: Eine Anwendungsorientierte Einführung
13. Aufl., Springer-Verlag Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2011.
- [77] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH:
EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2011
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2011.
- [78] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
DIN EN 50588-1: Mittelleistungstransformatoren 50 Hz, mit einer höchsten Spannung für Betriebsmittel nicht über 36 kV – Teil 1: Allgemeine Anforderungen; Deutsche Fassung EN 50588-1:2015
Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2016.
- [79] J. Schmiesing:
Regelbare Ortsnetztransformatoren zur Integration regenerativer Erzeugungsanlagen in ländlichen Mittelspannungsnetzen
Dissertation, Technische Universität Clausthal, Schriftenreihe des Energie-Forschungszentrums Niedersachsen, Bd. 38, Cuvillier Verlag Göttingen, Göttingen, 2016.
- [80] V. Crastan:
Elektrische Energieversorgung 1: Netzelemente, Modellierung, stationäres Verhalten, Bemessung, Schalt- und Schutztechnik
3. Aufl., Springer Verlag Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2012.
- [81] R. Uhlig, N. Neusel-Lange, M. Zdrallek et al.:
Integration of e-mobility into distribution grids via innovative charging strategies
Proceedings of the CIRED Workshop 2014, Paper No. 55, Rom, 2014.
- [82] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
DIN EN 50438 VDE 0435-901:2014-06: Anforderungen für den Anschluss von Klein-Generatoren an das öffentliche Niederspannungsnetz
VDE Verlag GmbH, Beuth Verlag GmbH, Berlin, 2014.

- [83] **Brockhaus - die Enzyklopädie, 9: GOTL - HERP**
Bd. 9, Leipzig [u.a.], Brockhaus, 1997.
- [84] L. Dijkstra, H. Poelman:
A harmonised definition of cities and rural areas: the new degree of urbanisation
European Commission, Regional Working Paper 2014, WP 01/2014, 2014.
- [85] G. Kerber:
Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikkleinanlagen
Dissertation, Technische Universität München, München, 2011.
- [86] G. Wirth, A. Spring, G. Becker et al.:
Field study on changing grid requirements due to high PV penetration
26th European Photovoltaic Solar Energy Conference and Exhibition, Hamburg, 2011.
- [87] K. Kamps, F. Möhrke, M. Zdrallek et al.:
Modeling of Smart Grid Technologies for Reliability Calculations of Distribution Grids
Proceedings of the 20th Power System Computation Conference, Dublin, Irland, 2018.
- [88] D. C. Hille, M. Gödde, F. Potratz et al.:
Technologieoptionen für den Verteilungsnetzausbau in Deutschland – Marktanalyse und Bewertung
Schlussbericht, P3 Energy, Aachen, 2013.
- [89] B. Lehde, M. Zdrallek:
New Load and Infeed Approaches for cost-efficient low-voltage Grid Design
Proceedings of the CIRED Conference 2013, Stockholm, Schweden, 2013.
- [90] **Marktstammdatenregisterverordnung vom 10. April 2017 (BGBl. I S. 842), die durch Artikel 5 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532) geändert worden ist**
2017.

Veröffentlichungen des Verfassers

- Steffens, P.; Harnisch, S.; Zdrallek, M.; Monscheidt, J., Münch, L.; Böse, C.:
New Planning Guidelines for Rural Distribution Grids
Proceedings of the International ETG Congress 2017, Bonn (2017).
- Uhlig, R.; Harnisch, S.; Stötzel, M.; Zdrallek, M.:
Marketing Potential of EV's Charging Flexibility Using a Distribution Grid Automation System
Proceedings of the IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, Torino, Italy, (2017).
- Uhlig, R.; Harnisch, S.; Stötzel, M.; Zdrallek, Arnoneit, T.:
Profitability Analysis of Grid Supporting EV Charging Management
Proceedings of the 24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2017), Glasgow (2017).
- Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheidt, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B. Zdrallek, M. (Hrsg.):
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
Band 8 der Schriftenreihe „Neue Energie aus Wuppertal“, urn:nbn:de:hbz:468-20160617-144243-6.
- Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Cibis, K.; Zdrallek, M.; Lehde, B.:
New planning principles for low voltage networks with a high share of decentralized generation
Proceedings of the CIRED Workshop 2016 "Electrical networks for society and people", Helsinki (2016).
- Steffens, P.; Harnisch, S.; Thies, H.; Zdrallek, M.; Münch, L.; Gemsjäger, B.; Böse, C.; Noske, T.; Hache, J.; Lehde, B.:
Planungsgrundsätze für den Einsatz innovativer Technologien auf Verteilnetzebene
Tagungsband zur 3. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2016).
- Martin, L.; Böse, C.; Gemsjäger, B.; Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Zdrallek, M.; Hache, J.; Noske, T.:
Planning and operation of rural HV distribution grids of the future
Proceedings of the International ETG Congress 2015, Bonn (2015).
- Steffens, P.; Harnisch, S.; Thies, H.; Zdrallek, M.; Martin, L.; Böse, C.; Noske, T.; Hache, J.:
Kostenoptimierte Planung und Betrieb ländlicher Verteilungsnetze
Fachbericht zum Internationalen ETG-Kongress 2015 „Die Energiewende“, Bonn (2015).

- Böse, C.; Gemsjäger, B.; Martin, L.; Harnisch, S.; Steffens, P.; Mour, S.; Zdrallek, M.; Hache, J.; Noske, T.:
Energy Storage in Distribution Grids - Needs for Cross-Voltage-Level Planning and Optimization
Proceedings of the 23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED 2015), Lyon, France (2015).
- Uhlig, R.; Harnisch, S.; Neusel-Lange, N.; Zdrallek, M.; Friedrich, W.; Stiegler, M.:
Nutzeroptimierte Systemdienstleistungserbringung durch Elektrofahrzeuge
Tagungsband zur 2. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2015).
- Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Zdrallek, M.; Martin, L.; Böse, C.; Lehde, B.; Noske, T.; Hache, J.:
Methodology for developing innovative planning principles
Proceedings of the CIRED Workshop 2014 "Challenges of implementing Active Distribution System Management", Rome (2014).
- Martin, L.; Böse, C.; Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H. H.; Zdrallek, M.:
Szenarien für neue Planungsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze
Tagungsband zur OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“, Berlin (2014).

10 Formelzeichen und Abkürzungen

Allgemeine Konventionen und Notationen

x, X	Skalar
\underline{x}	Komplexe Größe
\mathbf{x}	Vektor
\mathbf{X}	Matrix

Allgemeine Indizes

DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlage
ESR	Einzelstrangregler
i, j, k, l, m	Laufindizes
lim	Betrieb unter Abregelung
max	Maximalwert
min	Minimalwert
NS	Bezogen auf die Niederspannungsebene
MS	Bezogen auf die Mittelspannungsebene
ONT	Ortsnetztransformator
OS	Oberspannungsseite
r	Bemessungsgröße
s	Stellgröße
$RONT$	Regelbarer Ortsnetztransformator
$soll$	Sollwert
T	Transformator, Ortsnetztransformator
TA	Typanlage
TK	Typklasse
US	Unterspannungsseite
$\ddot{U}VE$	Übergeordnete Verwaltungseinheit
VE	Untergeordnete Verwaltungseinheit

Formelzeichen und Symbole

φ	Phasenwinkel zwischen Spannung und Strom
A	Fläche
A^{Ges}	Gesamte Fläche
A^{Pot}	Potentialfläche
$A^{G\&F}$	Gebäude- und Freifläche
b	Aufteilungsfaktor zur Regionalisierung von Szenarien
b_{NS}	Aufteilungsfaktor, der den Anteil der installierten Leistung von PVA in der NS-Ebene beschreibt
b_{VE}	Aufteilungsfaktor, der den Anteil der installierten Leistung von PVA in einer untergeordneten Verwaltungseinheit beschreibt
BW	Barwert der Gesamtkosten im Startzeitpunkt t_s der Betrachtung
$\cos(\varphi)$	Leistungsfaktor
$\mathbf{d}(t)$	Störgröße
e_{lim}	Auf E_{ges} bezogene jährlich eingespeiste Energie im abgeregelten Betrieb
Δe_{lim}	Auf E_{ges} bezogene jährlich nicht eingespeiste Energie
$\Delta e_{lim,max}$	Maximal zulässiger Anteil der jährlich nicht einspeisbaren Energie an E_{ges}
E	Jährlich eingespeiste Energie einer DEA im Normalbetrieb
E_{lim}	Jährlich eingespeiste Energie einer DEA im abgeregelten Betrieb
ΔE_{lim}	Jährliche aufgrund eines Einspeisemanagements nicht einspeisbare Energie einer DEA
EWD	Einwohnerdichte
h	Relative Häufigkeit
\mathbf{h}_{TK}	Relative Häufigkeit von Anlagen der Typklassen
i	Diskontierungszinssatz
I	Strom
I_{ij}	Strom, der in der Leitung zwischen Knoten i und j fließt
I_{max}	Maximaler, in einem Betriebsmittel fließender Strom
I_{th}	Thermische Strombelastbarkeit
K	Kosten
K_R	Restwerte neu in einer Planungsvariante hinzugekommener Betriebsmittel am Ende des Betrachtungszeitraum
l	Leitungslänge
$l_{g,kont}$	Grenzleitungslänge

l_{ges}	Gesamtleitungslänge eines Ortsnetzes
L	Variable für eine der möglichen Lösungsoptionen
M	Von einem Szenarienzzeitpunkt beschriebene Größe
n	Anzahl
n^{Geb}	Anzahl der Gebäude
n_s	Anzahl der Anzapfungen
n_{TA}	Anzahl der Typanlagen
n_{TK}	Anzahl der Typklassen
n_{VE}	Anzahl der untergeordneten Verwaltungseinheiten in der übergeordneten Verwaltungseinheit
p	Auf die installierte Leistung einer DEA bezogene (Einspeise-)Leistung (kurz: normierte Leistung)
p_{lim}	Auf die installierte Leistung bezogene (Einspeise-)Wirkleistung einer DEA während der Abregelung
$p_{lim,max}$	Auf die installierte Leistung bezogene maximal mögliche (Einspeise-)Wirkleistung einer DEA während der Abregelung, sodass unter Einhaltung der höchstzulässig abregelbaren anteiligen Jahresenergie $\Delta e_{lim,max,k}$ NZV gerade eben vermieden bzw. maximal verringert werden
$p_{lim,min}$	Auf die installierte Leistung bezogene minimal mögliche (Einspeise-)Wirkleistung einer DEA während der Abregelung, bei der die höchstzulässig abregelbare anteilige Jahresenergie $\Delta e_{lim,max,k}$ nicht überschritten wird
Δp_{lim}	Auf die installierte Leistung einer DEA bezogene abgeregelte Leistung
$\Delta p_{lim,max}$	Auf die installierte Leistung einer DEA bezogene maximal abregelbare Leistung, bei der die höchstzulässig abregelbare anteilige Jahresenergie $\Delta e_{lim,max,k}$ nicht überschritten wird
p_{max}	Auf die installierte Leistung einer DEA bezogene maximal mögliche (Einspeise-)Wirkleistung einer DEA
p_{max}	Auf die installierte Leistung einer DEA bezogene minimale (Einspeise-)Wirkleistung einer DEA
p_{zul}	Höchste auf die installierte Leistung einer DEA bezogene (Einspeise-)Leistung, bei der noch keine Netzzustandsverletzungen hervorgerufen werden
P	Wirkleistung
P_{inst}	Installierte (Wirk-)Leistung einer DEA
$P_{inst,TK}$	Installierte (Wirk-)Leistung von DEA der Typklassen
P_{lim}	Maximal mögliche (Einspeise-)Wirkleistung einer DEA während der Abregelung
P_{max}	Maximal mögliche (Einspeise-)Wirkleistung einer DEA
P_{Pot}, P^{Pot}	Potential der installierten (Wirk-)Leistung von DEA
P_{sl}	Stellgröße für die Wirkleistung einer ansteuerbaren DEA an Knoten l
q	Leiterquerschnitt
Q	Blindleistung
Q_{sl}	Stellgröße für die Blindleistung einer ansteuerbaren DEA an Knoten l

R	Resistanz
s	Stufe eines Umstellers bzw. Laststufenstellers
\underline{s}	Sensitivität
S	Scheinleistung
\underline{S}	Sensitivitätsmatrix
S_{ESR}	Von einem ESR zu übertragende Scheinleistung
S_{inst}	Installierte Scheinleistung
S_{max}	Maximale mögliche (Einspeise-)Scheinleistung einer DEA
S_r	Bemessungsscheinleistung
S_{rESR}	Bemessungsscheinleistung eines ESR
S_{rT}, S_{rRONT}	Bemessungsscheinleistung eines ONT bzw. RONT
S_T, S_{RONT}	Von einem ONT bzw. RONT übertragene Scheinleistung
$S_{T,max},$ $S_{RONT,max}$	Maximale von einem ONT bzw. RONT übertragbare Scheinleistung
SD	Menge der Stammdatensätze
SR	Szenariorahmen
SZ	Szenario
$SZ_U, SZ_M,$ SZ_O	Unteres, mittleres und oberes Szenario
SZP	Szenarienzeitpunkt
t	Zeit
t_B	Bezugszeitpunkt des Barwerts
t_E	Endzeitpunkt der Betrachtung
t_S	Startzeitpunkt der Betrachtung
t_{SZP}	Szenarienzeitpunkt
T	Zeitdauer
u	Auf die Nennspannung U_n bezogene Spannung
\mathbf{u}	Steuergröße
\ddot{u}	Übersetzungsverhältnis
\mathbf{u}_s	Stellgröße
u_{zus}	Zusatzspannung der Stufen eines Umsteller bzw. Laststufenstellers
U	Spannung

ΔU	Spannungsdifferenz, häufig im Sinne eines Spannungsanstiegs verwendet
ΔU_{λ}	Spannungsdifferenz im einphasigen Ersatzschaltbild, also bezogen auf die Leiter-Erde-Spannungen
ΔU_{max}	Maximaler Spannungsanstieg
U_0	Spannung an Netzknoten 0 (NS-Verteilung)
U_i	Spannung an Netzknoten i
U_C	Vereinbarte Betriebsspannung (Mittelspannungsebene)
$U_{DIN,max}$, $U_{DIN,min}$	Grenzwerte der Knotenspannungen nach DIN EN 50160
U_i	Spannung am Knoten i
U_n	Nennspannung
U_{sm}	Stellgröße für die Spannung eines direkt beeinflussbaren Netzknoten m
ΔU_{Schalt}	Schalterschwellenspannung
U_{TUS}	Unterspannungsseitige Spannung eines Transformators
v	Verteilungsschlüssel zur Regionalisierung
$\mathbf{w}(t)$	Führungsgröße
X	Reaktanz
X_L	Längsreaktanz einer Leitung
$y(t)$	Regelgröße
$y_M(t)$	Messgröße, hier: Netzzustand
$\hat{y}_M(t)$	Approximierter Netzzustand
\underline{Y}	Knotenpunktadmittanzmatrix
Z	Impedanz

Abkürzungen

BLM	Blindleistungsmanagement
BMA	Biomasseanlage
DBLM	Dynamisches Blindleistungsmanagement
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlage
DEM	Dynamisches Einspeisemanagement
DETC	De-energised tap changer (Umsteller)
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DNA	Dezentrale Netzautomatisierung
EB	Entscheidungsbaum
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EN	Europäische Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESR	Einzelstrangregler
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
HS	Hochspannung
KONV	Konventionelle Maßnahmen
KVS	Kabelverteilerschrank
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
MS	Mittelspannung
NAYY	Kurzzeichen eines genormten Kabels mit Aluminiumleitern, PVC-Isolierung und PVC-Mantel
NNF	Netznutzungsfall
NS	Niederspannung
NSK	Netz-Szenario-Kombination
NZV	Netzzustandsverletzung
OLTC	On load tap changer (Laststufensteller)
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
PVA	Photovoltaikanlage
RONT	Regelbarer Ortsnetztransformator

SBLM	Statisches Blindleistungsmanagement
SEM	Statisches Einspeisemanagement
SNP	Spannungsebenenübergreifende Netzplanung
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
TN	Terre Neutre
UW	Umspannwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
WACC	Weighted Average Cost of Capital
WEA	Windenergieanlage

11 Anhang

11.1 Kostenannahmen

Tabelle 11-1: Inflationsbereinigte Preise von Maßnahmen und Betriebsmitteln in der NS-Ebene. Tabelle auf Basis von [41, S. 173f]

Größe	Einheit	Wert 2018	Wert 2025	Wert 2040
NS-Kabel				
Nutzungsdauer	Jahre	45		
Grundbetrag (Muffenmontage, Inbetriebnahme)	EUR/Stück	640	618	573
Verlegung (Mischwert: 30 % unbefestigter Untergrund)	EUR/m	64	62	57
Kabel: NAYY 240 mm ²	EUR/m	20	19	18
ONS ohne Transformator (neue Station zwingend bei (R)ONT ab 800 kVA)				
Nutzungsdauer	Jahre	40		
Neue Station	EUR/Stück	21.672	20.924	19.409
Erneuerung	EUR/Stück	18.000	18.000	18.000
ONT (250 kVA, 400 kVA, 630 kVA, 800 kVA, 1000 kVA)				
Nutzungsdauer	Jahre	40		
Sockelpreis	EUR/Stück	3.940	3.618	3.529
Leistungspreis	EUR/kW	14	14	14
RONT				
Nutzungsdauer	Jahre	30		
250 kVA	EUR/Stück	14.280	11.261	11.346
400 kVA	EUR/Stück	17.069	13.961	14.065
630 kVA	EUR/Stück	21.242	18.022	18.134
800 kVA	EUR/Stück	24.186	21.012	21.133
NS-ESR				
Nutzungsdauer	Jahre	30		
NS-ESR	EUR/kVA	78	72	62
Dezentrales Netzautomatisierungssystem für NS-Netze				
Nutzungsdauer	Jahre	20		
Grundbetrag ²⁴	EUR/Stück	9.527	6.370	5.390
Messeinrichtung ^{24, 25} (Mischkalkulation)	EUR/Stück	4.946	2.600	650
Kombinierte Mess- und Steuereinrichtung ²⁵ (Mischkalkulation)	EUR/Stück	6.813	2.360	590
Entschädigungszahlungen für PVA in der NS-Ebene²⁶				
Für nicht einspeisbare Energie	EUR/kWh	0,255	0,179	0,093

²⁴ Projektierung inkl. Datenintegration, Kleinferrnwirksystem, Inbetriebnahme

²⁵ 20 % der Knoten eines Netzes werden mit Messeinrichtungen ausgestattet, hierin inbegriffen sind die zur Steuerung von PVA eingesetzten kombinierten Mess- und Steuereinrichtungen. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass nach dem Jahr 2018 PVA-Wechselrichter zunehmend eine Mess-/Steuer- inkl. einer Kommunikationsfunktionalität bereits ab Werk besitzen werden. Daher muss mit steigendem Szenarienzzeitpunkt ein immer geringerer Teil der DEA mit separaten Mess- und Kommunikationseinrichtungen ausgerüstet werden. Dies wird durch einen sinkenden Preis abgebildet.

²⁶ Mischkalkulation: Der Errichtungszeitpunkt und die installierte Anlagenleistung bestimmt maßgeblich die individuelle Vergütung. In den ersten beiden Zeitpunkten ist für den Großteil der PVA mit einer Förderung nach dem EEG, im dritten Zeitpunkt mit einer vermehrten Direktvermarktung zu rechnen.

11.2 Szenarientwicklung

11.2.1 Aufteilung der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen

Tabelle 11-2: Annahme der Aufteilung der installierten Leistung von PVA auf die Spannungsebenen auf Basis des EEG-Anlagenbestands im Jahr 2011.

Spannungsebene	Anteil
	%
NS (b_{NS})	59
MS	31
HS	10
HöS	0

11.2.2 Netznutzungsfälle

Tabelle 11-3: Angesezte Skalierungs- und Gleichzeitigkeitsfaktoren für PVA (vgl. [41, S. 171])

Fall	Maximale Wirkleistungseinspeisung $P_{max,i}/P_{inst,i}$	Bemerkung
Einzelanlage	0,84	PVA erreichen in vielen typischen Anwendungsfällen nicht ihre maximale Einspeiseleistung unter Normbedingungen (vgl. hierzu auch [86])
Mehrere Anlagen im Ortsnetz	0,76	Annahme mehrerer unterschiedlich ausgerichteter PVA im Ortsnetz und Degradation der Solarmodule

11.2.2.1 Netznutzungsfall Starkeinspeisung

Unter Berücksichtigung von Tabelle 11-3 wird der NNF *Starkeinspeisung* wie folgt definiert:

Tabelle 11-4: Skalierungs- bzw. Gleichzeitigkeitsfaktoren für PVA im NNF *Starkeinspeisung*

Auslegung	Wirkleistungseinspeisung	Wirkleistungsaufnahme der Lasten
	$P_i/P_{inst,i}$	P_{Last}
Leitungen	0,84	0
ONT	0,76	Gemäß Gleichzeitigkeitsfunktion der minimalen Last

Die minimale Last wird für die Auslegung der Leitungen als Worst-Case-Betrachtung zu null angenommen. Aufgrund des im Allgemeinen größeren Kollektivs der Lasten innerhalb eines Ortsnetzes wird für die Auslegung des ONT eine mit der Einspeisung gleichzeitige Minimallast pro Wohneinheit $P_{min,WE}(n_{WE})$ angesetzt (vgl. auch [89]).

$$P_{min,WE}(n_{WE}) = \begin{cases} 0 & \text{für } n_{WE}^\beta < \frac{1}{\alpha} \\ P_{min,\infty} \cdot \left(1 - \frac{1}{\alpha \cdot n_{WE}^\beta}\right) & \text{sonst.} \end{cases} \quad (11.1)$$

Die unabhängige Variable n_{WE} stellt die Anzahl der Wohneinheiten im Ortsnetz dar. $P_{min,\infty}$ als Minimallast pro Wohneinheit für $n_{WE} \rightarrow \infty$ sowie die Parameter α und β werden auf empirischer Grundlage bestimmt. Angesetzt werden $P_{min,\infty} = 0,27 \text{ kW}$, $\alpha = 0,659$ und $\beta = 0,291$, sodass sich Abbildung 11.1 ergibt. Für alle Lasten wird ein Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,95$ (induktiv) angesetzt.

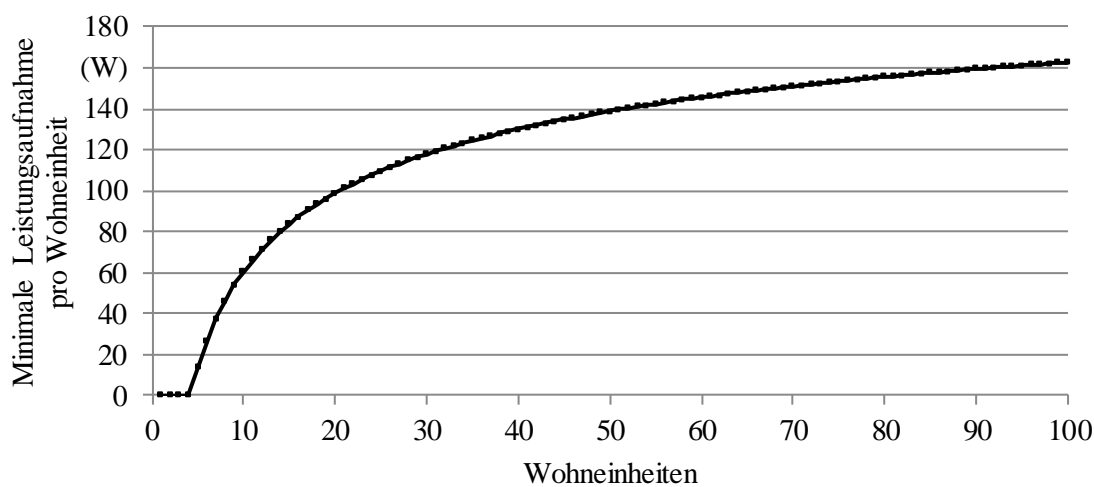


Abbildung 11.1: Minimale mit der maximalen Einspeisung gleichzeitige Leistungsaufnahme pro Wohneinheit (vgl. [41, S. 170])

11.2.2.2 Netznutzungsfall Starklast

Der NNF *Starklast* wird wie folgt definiert: Die Einspeiseleistung P_i der PVA wird als Worst-Case-Betrachtung zu null angenommen. Die maximale, zu berücksichtigende Leistungsaufnahme einer Wohneinheit wird gemäß folgender Formel berechnet:

$$P_{max,WE}(n_{WE}) = P_{max,\infty} \cdot \left(\gamma + \frac{(1-\gamma)}{n_{WE}^\delta} \right) \quad (11.2)$$

Hierbei werden $P_{max,\infty}$ als die maximale, zu berücksichtigende Leistung einer einzelnen Wohneinheit sowie die Parameter γ und δ wiederum auf empirischer Grundlage bestimmt. Angesetzt werden $P_{max,\infty} = 18 \text{ kW}$, $\gamma = 0,08$ und $\delta = 0,75$, sodass sich Abbildung 11.2 ergibt (vgl. auch [89]).

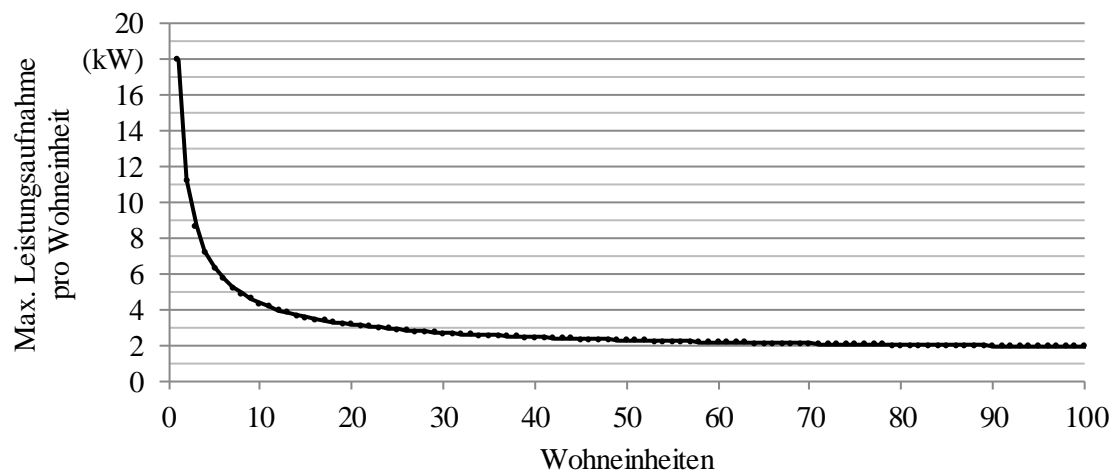


Abbildung 11.2: Maximale Leistungsaufnahme pro Wohneinheit (vgl. [41, S. 170]).

Für alle Lasten wird ein Leistungsfaktor von $\cos(\varphi) = 0,95$ (induktiv) angesetzt.

11.3 Darstellung der in Kapitel 5 beschriebenen Maßnahmen

11.3.1 Unvermascht betriebenes Ringnetz mit hohem Zubau dezentraler Energiewandlungsanlagen

11.3.1.1 Referenz

Tabelle 11-5: Übersicht über die in der Planungsvariante REF 1 eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten

Szenario Zeitpunkt	Einheit	Ist	Szenario SZ_U			Szenario SZ_M			Szenario SZ_O		
		2014	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator											
Anzahl	1	1	1								
Bemessungs- scheinleistung	kVA	250	630	630	630	630	630	800	800	800	1000
Zusätzliche Leitungen 0,4 kV											
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	7	3	5	8	5	7	16	5	5
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	1361	579	337	1604	903	732	3025	422	524

Tabelle 11-6: Übersicht über die in der Referenz-Planungsvariante REF 2 eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten

Szenario Zeitpunkt	Einheit	Ist	Szenario SZ_U			Szenario SZ_M			Szenario SZ_O		
		2014	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator											
Anzahl	1	1	3								
Bemessungs- scheinleistung (ONT 1, 2, 3)	kVA	250 - -	250 160 160	250 160 250	250 160 250	250 160 160	250 250 250	400 250 250	400 250 250	400 250 250	400 250 400
Zusätzliche Leitungen 20 kV											
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	2								
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	km	-	0,5								
Zusätzliche Leitungen 0,4 kV											
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	2	0	0	2	2	3	7	2	3
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	6	0	0	6	109	354	471	32	87

11.3.1.2 Spannungsebenenübergreifende Netzplanung

Tabelle 11-7: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten

Szenario Zeitpunkt	Einheit	Ist	Szenario SZ_U			Szenario SZ_M			Szenario SZ_O		
		2014	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator											
Anzahl	1	1	3								
Bemessungs- scheinleistung (ONT 1, 2, 3)	kVA	250 - -	250 160 160	250 160 250	250 160 250	250 160 160	250 250 250	400 250 250	400 250 250	400 250 250	400 250 400
Zusätzliche Leitungen 20 kV											
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	2								
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	km	-	0,5								
Zusätzliche Leitungen 0,4 kV											
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	2	0	0	2	0	1	3	0	1
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	6	0	0	6	0	272	278	0	52

11.3.1.3 Regelbarer Ortsnetztransformator

Tabelle 11-8: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten. *: ONS wird direkt neben der alten Station aufgestellt, sodass keine MS-Leitung berücksichtigt wird.

Szenario Zeitpunkt	Einheit	Ist	Szenario SZ_U			Szenario SZ_M			Szenario SZ_O		
		2014	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator											
Art	-	ONT	RONT								
Anzahl	1	1	1								
Bemessungs- scheinleistung	kVA	250	630	630	630	630	630	800	800	800	800 630*
Zusätzliche Leitungen											
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	1	2	0	1	3	0	4	0	2
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	52	394	0	52	523	0	718	0	357

11.3.1.4 Einzelstrangregler

Tabelle 11-9: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren, Einzelstrangregler und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ_U			Szenario SZ_M			Szenario SZ_O			
		2014	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050	
20 kV/0,4 kV-Transformator												
Anzahl	1	1	1									
Bemessungs-scheinleistung	kVA	250	630	630	630	630	630	800	800	800	1000	
ESR												
Anzahl	1	0	4	4	4	4	4	4	4	4	4	
Bemessungs-scheinleistung	kVA	-	125	125	125	125	125	250	250	250	250	
			125	125	125	125	125	250	250	250	250	
			125	125	250	125	250	250	250	250	250	250
			250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Zusätzliche Leitungen												
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	1	1	1	1	3	0	4	4	2	
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	52	95	130	52	359	0	409	341	354	

11.3.1.5 Statisches Einspeisemanagement

Tabelle 11-10: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen sowie die jährlich abgeregelte Energie durch SEM getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ_U			Szenario SZ_M			Szenario SZ_O		
		2014	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator											
Anzahl	1	1	1								
Bemessungs-scheinleistung (ONT 1, 2, 3)	kVA	250	250	250	250	250	250	400	250	400	400
			160	160	160	160	160	160	250	250	250
			160	160	160	160	250	250	250	250	250
Statisches Einspeisemanagement											
Jährlich abgeregelte Energie	MWh/a	0	0	5,4	6,1	0	2,3	11,0	9,7	11,0	4,8
Zusätzliche Leitungen 20 kV											
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	2								
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	km	-	0,5								
Zusätzliche Leitungen											
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	2	0	0	2	0	1	3	0	1
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	6	0	0	6	0	272	278	0	52

11.3.1.6 Dynamisches Einspeisemanagement

Tabelle 11-11: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren, zusätzlichen Leitungen, die in das DEM eingebundenen PVA sowie die jährlich abgeregelte Energie getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ _U			Szenario SZ _M			Szenario SZ _O		
			2014	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030
20 kV/0,4 kV-Transformator											
Anzahl	1	1	1								
Bemessungs-scheinleistung	kVA	250	400	630	630	630	630	630	630	800	800
Dynamisches Einspeisemanagement											
Geregelte Anlagen	1	0	24	54	31	25	24	31	17	30	34
Jährlich abgeregelte Energie	MWh/a	0	6,94	11,1	4,6	5,2	6,7	7,8	3,9	10,8	14,0
Zusätzliche Leitungen											
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	2	2	3	2	4	3	6	1	2
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	108	198	698	230	777	181	1173	45	371

11.3.1.7 Spannungsebenenübergreifende Netzplanung + Statisches Einspeisemanagement

Tabelle 11-12: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ _U			Szenario SZ _M			Szenario SZ _O		
			2014	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030
20 kV/0,4 kV-Transformator											
Art	-	ONT	RONT								
Anzahl	1	1	3								
Bemessungs-scheinleistung (ONT 1, 2, 3)	kVA	250	250 160 160	250 160 160	250 160 160	250 160 160	250 160 250	250 250 250	250 250 250	400 250 250	400 250 250
Statisches Einspeisemanagement											
Jährlich abgeregelte Energie	MWh/a	0	0	5,4	6,1	0	0,9	8,3	7,0	0	4,8
Zusätzliche Leitungen 20 kV											
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	2								
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	km	-	0,5								
Zusätzliche Leitungen 0,4 kV											
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	2	0	0	2	0	0	2	1	0
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	6	0	0	6	0	0	6	272	0

11.3.1.8 Statisches Einspeisemanagement + regelbarer Ortsnetztransformator

Tabelle 11-13: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ_U			Szenario SZ_M			Szenario SZ_O		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050	2020	2030	2050	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator											
Art	-	ONT	RONT								
Anzahl	1	1	1								
Bemessungs- scheinleistung	kVA	250	630	630	630	630	630	630	630	630	800
Statisches Einspeisemanagement											
Jährlich abgeregelte Energie	MWh/a	0	0	2,9	3,3	0	3,4	21,7	21,2	24	26,5
Zusätzliche Leitungen											
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	1	0	0	1	0	0	1	1	1
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	52	0	0	52	0	0	52	130	53

11.3.2 Strahlennetz mit hoher Abgangslänge und mittlerer Hausanschlussdichte

11.3.2.1 Referenz

Tabelle 11-14: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten

Szenario Zeitpunkt	Einheit	Ist	Szenario SZ_U		
		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250	400	400
Zusätzliche Leitungen 0,4 kV					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	2	3	1
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	474	197	85

11.3.2.2 Spannungsebenenübergreifende Netzplanung

Tabelle 11-15: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten

Szenario Zeitpunkt	Einheit	Ist	Szenario SZ_U		
		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250	400	400
Zusätzliche Leitungen 0,4 kV					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	1	1	0
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	376	75	0

11.3.2.3 Regelbarer Ortsnetztransformator

Tabelle 11-16: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario Zeitpunkt	Einheit	Ist	Szenario SZ_U		
		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Art	-	ONT	RONT		
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250	400	400
Zusätzliche Leitungen					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	0	1	0
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	0	261	0

11.3.2.4 Einzelstrangregler

Tabelle 11-17: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren, Einzelstrangregler und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ _U		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250	400	400
ESR					
Anzahl	1	0	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	-	250		
Zusätzliche Leitungen					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	0	1	1
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	0	97	63

11.3.2.5 Statisches Einspeisemanagement

Tabelle 11-18: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen sowie die jährlich abgeregelte Energie durch SEM getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ _U		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250		
Statisches Einspeisemanagement					
Jährlich abgeregelte Energie	MWh/a	0	6,6	8,1	9,1
Zusätzliche Leitungen					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	1	1	0
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	260	118	0

11.3.2.6 Dynamisches Einspeisemanagement

Tabelle 11-19: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren, zusätzlichen Leitungen, die in das DEM eingebundenen PVA sowie die jährlich abgeregelte Energie getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ _U		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250	250	400
Dynamisches Einspeisemanagement					
Geregelte Anlagen	1	0	8	14	15
Jährlich abgeregelte Energie	MWh/a	0	2,7	4,6	4,7
Zusätzliche Leitungen					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	1	1	1
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	140	121	31

11.3.2.7 Spannungsebenenübergreifende Netzplanung + Statisches Einspeisemanagement

Tabelle 11-20: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen sowie die jährlich abgeregelte Energie durch SEM getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ _U		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250		
Statisches Einspeisemanagement					
Jährlich abgeregelte Energie	MWh/a	0	6,6	8,1	9,1
Zusätzliche Leitungen					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	1	3	2
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	141	155	40

11.3.2.8 Statisches Einspeisemanagement + Regelbarer Ortsnetztransformator

Tabelle 11-21: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen sowie die jährlich abgeregelte Energie durch SEM getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ _U		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Art	-	ONT	RONT		
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250		
Statisches Einspeisemanagement					
Jährlich abgeregelte Energie	MWh/a	0	0	1,5	9,1
Zusätzliche Leitungen					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	0	0	0
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	0	0	0

11.3.3 Strahlennetz mit hoher Abgangslänge und niedriger Hausanschlussdichte

11.3.3.1 Referenz

Tabelle 11-22: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ_0		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250		
Zusätzliche Leitungen 0,4 kV					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	1	0	0
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	261	0	0

11.3.3.2 Spannungsebenenübergreifende Netzplanung

Tabelle 11-23: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ_0		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250		
Zusätzliche Leitungen 0,4 kV					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	0	0	1
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	0	0	261

11.3.3.3 Regelbarer Ortsnetztransformator

Tabelle 11-24: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ_0		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Art	-	ONT	RONT		
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250		
Zusätzliche Leitungen					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	0	0	0
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	0	0	0

11.3.3.4 Einzelstrangregler

Tabelle 11-25: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren, Einzelstrangregler und zusätzlichen Leitungen getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ ₀		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250		
ESR					
Anzahl	1	0	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	-	125		
Zusätzliche Leitungen					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	0	0	0
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	0	0	0

11.3.3.5 Statisches Einspeisemanagement

Tabelle 11-26: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen sowie die jährlich abgeregelte Energie durch SEM getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ ₀		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250		
Statisches Einspeisemanagement					
Jährlich abgeregelte Energie	MWh/a	0	4,8	5,7	0
Zusätzliche Leitungen					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	0	0	1
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	0	0	261

11.3.3.6 Dynamisches Einspeisemanagement

Tabelle 11-27: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren, zusätzlichen Leitungen, die in das DEM eingebundenen PVA sowie die jährlich abgeregelte Energie getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten. *: Es wird bereits für Szenarienzeitpunkt 2020 ein DNA-System installiert, das den Netzzustand überwacht.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ ₀		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250		
Dynamisches Einspeisemanagement					
Geregelte Anlagen	1	0	0*	0	1
Jährlich abgeregelte Energie	MWh/a	0	0	0	0,05
Zusätzliche Leitungen					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	0	0	0
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	0	0	0

11.3.3.7 Spannungsebenenübergreifende Netzplanung + statisches Einspeisemanagement

Tabelle 11-28: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen sowie die jährlich abgeregelte Energie durch SEM getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ_0		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250		
Statisches Einspeisemanagement					
Jährlich abgeregelte Energie	MWh/a	0	0	0	1,1
Zusätzliche Leitungen					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	0	0	0
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	0	0	0

11.3.3.8 Statisches Einspeisemanagement + Regelbarer Ortsnetztransformator

Tabelle 11-29: Übersicht über die eingesetzten Transformatoren und zusätzlichen Leitungen sowie die jährlich abgeregelte Energie durch SEM getrennt nach Szenarien und Zeitpunkten.

Szenario	Einheit	Ist	Szenario SZ_0		
Zeitpunkt		2014	2020	2030	2050
20 kV/0,4 kV-Transformator					
Art	-	ONT	ONT		RONT
Anzahl	1	1	1		
Bemessungsscheinleistung	kVA	250	250		
Statisches Einspeisemanagement					
Jährlich abgeregelte Energie	MWh/a	0	4,8	5,7	0
Zusätzliche Leitungen					
Anzahl neuer Kabelstrecken	1	-	0	0	0
Gesamtlänge zusätzlicher Kabelstrecken	m	-	0	0	0

11.4 Charakterisierung der Stichprobe der Netze

Tabelle 11-30: Strukturparameter der Stichprobe. Die Netze 1 bis 10 weisen einen durch den Anschluss von PVA bedingten Ertüchtigungsbedarf auf.

Netz Nr.	Leitungslänge (2015, ohne Hausanschlüsse, ca.) [km]	Anzahl Abgänge	Anzahl versorgter Hausanschlüsse	Installierte Leistung P_{inst} von PVA im Zeitpunkt 2050 [kW]		
				Szenario SZ_U	Szenario SZ_M	Szenario SZ_O
1	2,8	4	71	380	464	565
2	1,9	4	53	283	346	424
3	1,9	3	36	277	336	410
4	1,7	5	15	100	119	147
5	4,1	2	79	749	909	1111
6	2,6	4	26	180	216	264
7	2,6	14	103	291	305	757
8	0,8	2	12	78	94	118
9	1,5	4	45	394	481	587
10	3	6	177	228	277	368
11	0,6	2	8	14	14	32
12	3,7	5	29	50	62	76
13	1,7	4	11	236	251	271
14	3,0	3	54	157	171	195
15	5,6	9	121	293	365	471

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der
Bergischen Universität Wuppertal

Herausgeber: 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 Zustandsbewertungs-
verfahrens 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: 978-3-746743-81-3

Band 19

Dorsewagen, Felix:

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

1. Auflage 2018

ISBN: 978-3-7467-7488-6

Band 20

Harnisch, Johannes Sebastian:

Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen

1. Auflage 2019