

**Probabilistische
Verteilnetzplanung zur optimierten
Integration flexibler dezentraler
Erzeuger und Verbraucher**

Probabilistische Verteilnetzplanung zur optimierten Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher

Von der Fakultät
Informatik, Elektrotechnik und Informationstechnik
der Universität Stuttgart
zur Erlangung der Würde eines Doktor-Ingenieurs (Dr.-Ing.)
genehmigte Abhandlung

vorgelegt von
Pascal Wiest
aus Weingarten

Hauptberichter:	Prof. Dr.-Ing. habil. K. Rudion
Mitberichter:	Prof. Dr.-Ing. T. Leibfried
Tag der Prüfung:	14.02.2018

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik
der Universität Stuttgart

2018

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <<http://dnb.ddb.de>> abrufbar.

Universität Stuttgart

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Band 24

D93 (Dissertation Universität Stuttgart)

**Probabilistische Verteilnetzplanung zur optimierten Integration
flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher**

Autor:

Pascal Wiest

ISBN 13: 978-3-86844-970-9

1. Auflage 2018

Copyright

© sierke VERLAG

Hermann-Föge-Weg 15

37073 Göttingen

Tel.: +49 (0)551 506647



Alle Rechte vorbehalten. Das Werk einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung außerhalb der engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes ist ohne Zustimmung des Verlags unzulässig und strafbar. Das gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen und die Einspeicherung und Verarbeitung in elektronischen Systemen.

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) der Universität Stuttgart.

An erster Stelle möchte ich meinem Doktorvater Prof. Dr.-Ing. habil. Krzysztof Rudion danken, der meine Arbeit durch fachliche Diskussionen und kritisches Hinterfragen stets förderte. Dabei bedanke ich mich für den Gestaltungsspielraum und die persönlichen Raschläge bei der Erstellung dieser Arbeit. Herrn Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen danke ich für das entgegengebrachte Vertrauen sowie die stete Diskussionsbereitschaft.

Auch bedanken möchte ich mich bei Prof. Dr.-Ing. Thomas Leibfried für die Anfertigung des Mitberichts und die Anregungen zu meiner Arbeit.

Herrn Dr.-Ing. Alexander Probst möchte ich von Herzen für die sehr gute und vertrauensvolle Zusammenarbeit im Rahmen von Network² danken. Die Anregungen und fachlichen Diskussionen haben maßgeblich zum praxisnahen Bezug dieser Arbeit beigetragen sowie mir die Herausforderungen der probabilistischen Verteilnetzplanung aufgezeigt. Darüber hinaus möchte ich mich bei der Netze BW GmbH, im Speziellen Frau Franziska Mohr und Herr Tobias Lübbe, für die Unterstützung während meines Forschungsprojektes bedanken.

Meinen Kollegen am IEH danke ich für die gute und vertrauensvolle Zusammenarbeit, welche durch große Hilfsbereitschaft und gute fachliche Diskussionen geprägt war. Das gute Arbeitsklima hat dazu beigetragen, dass die Arbeitszeit stets große Freude machte und damit Freundschaften entstanden sind. Insbesondere möchte ich Herr Daniel Groß, Herr Markus Miller, Herr Philipp Hillenbrand und Herr Dr.-Ing. Alexander Probst für die Durchsicht des Manuskriptes danken. Darüber hinaus möchte ich der Verwaltung des IEH, Frau Nicole Schärli, Frau Hermine Lwowski, Frau Annette Gugel, Frau Janja Schulz sowie Herrn Dr.-Ing. Ulrich Schärli herzlich für die organisatorische und menschliche Unterstützung danken.

Ganz besonders danke ich meiner Familie, meinen Eltern Horst und Barbara, für die uneingeschränkte Unterstützung während meiner gesamten Ausbildung. Meinem Bruder Patrick möchte ich für die schöne, gemeinsame Studienzeit in Stuttgart danken. Zu guter Letzt gilt mein herzlicher Dank meiner Freundin Daniela für die Unterstützung und Geduld in vielen Belangen. Die gemeinsame Entspannung hat mir immer geholfen mich neu zu motivieren und damit das Gelingen dieser Arbeit maßgeblich beeinflusst.

Kurzfassung

Die hohe Durchdringung an erneuerbaren Energien sowie deren zunehmende Flexibilisierung macht eine Veränderung der Verteilnetzplanung notwendig. Hierfür wird im Rahmen dieser Arbeit eine neue probabilistische, zeitreihenbasierte Methode zur Verteilnetzplanung entwickelt, welche den heute angewandten deterministischen Ansatz ersetzen kann. Das Ziel dieser Arbeit ist es die notwendigen Veränderungen in den technischen Analysen der Verteilnetzplanung aufzuzeigen und am Beispiel eines Hochspannungsnetzes die notwendigen Modelle und Berechnungsmethoden zu entwickeln.

Um die Netzbelastungen in der probabilistischen Verteilnetzplanung zu ermitteln, zeigt sich eine zeitreihenbasierte Monte Carlo Simulation als vorteilhaft, da damit neue Betriebskonzepte detailliert in der Netzplanung bewertet werden können. Der damit einhergehende hohe Berechnungsaufwand kann mit einer Linearisierung der Lastfluss- und Ausfallanalyse reduziert werden. Die hierfür entwickelte Methode zeigt in den durchgeführten Analysen einen geringen Fehler von maximal 6 % bei der thermischen Grenzleistungen der einzelnen Leitungen, bei gleichzeitiger Reduktion des Rechenaufwandes. Die notwendigen zeitreihenbasierten Eingangsdaten werden mithilfe von Klimamodelldaten und Messdaten modelliert. Als Beispiel für die Flexibilisierung der Erzeugung werden zwei Methoden zur dynamischen Spitzenkappung entwickelt und miteinander verglichen. Die Grundlage für die dynamische Spitzenkappung bildet die entwickelte Linearisierung der Lastfluss- und Ausfallanalyse. Die Verwendung eines Optimierungsmodells zeigt sich als vorteilhaft gegenüber einer heuristischen Einsatzreihenfolge, da dadurch die abgeregelte Energie minimiert werden kann.

Im Rahmen einer Planungsstudie eines realen 110 kV-Hochspannungsnetzes wird die entwickelte probabilistische Verteilnetzplanung mit der konventionellen Netzplanung verglichen. Dabei wird gezeigt, dass die geringe Anzahl an deterministischen Netzauslegungsfällen bei der konventionellen Netzplanung zu Unterdimensionierungen der Leitungen führen kann. Ebenfalls wird in dieser Fallstudie gezeigt, dass der Einsatz einer optimierten dynamischen Spitzenkappung den Ausnutzungsgrad der Verteilnetze erhöht und den notwendigen Netzausbau signifikant reduziert. Dabei ist es möglich die Leitungslänge des notwendigen Netzausbaus um 67 % zu reduzieren, unter Einhaltung der technischen und regulatorischen Rahmenbedingungen. Im gesamten Netzgebiet ist für diese Reduzierung des notwendigen Netzausbaus eine Abregelung von 1,32 % der erneuerbaren

Energien erforderlich. Als Ergebnis dieser Arbeit steht ein Ansatz zur probabilistischen Verteilnetzplanung, welcher Fehldimensionierungen verhindern kann und die Möglichkeit bietet Betriebskonzepte zur Reduzierung des Netzausbaus detailliert in der Netzplanung zu bewerten.

Abstract

The high penetrations of renewable energy sources and an increasing flexibility of load and generation units leads to new demands within the distribution grid planning. Therefore, it is a new method for distribution grid planning developed based on probabilistic and time-series based calculations, which can replace today's deterministic approach. The aim of this work is to show the necessary changes in the planning process. Additionally, the necessary models and calculation methods have been developed for a high voltage distribution grid.

A time-series based Monte Carlo Simulation is beneficial for the calculation of the line loadings in the probabilistic distribution grid planning since network operation as e.g. dynamic curtailment can be modelled in detail. The high computational burden can be reduced by using a linearization of power flow calculation and contingency analysis. The developed new methodology show a maximum relative error of 6% in the rated line power flows. Time-series based input data is necessary for the probabilistic distribution grid planning which is modelled using climatic and measured data. Additionally, two methodology for dynamic curtailment are developed and investigated as an example for flexibility of generation. Therefore, the developed linearization of power flow calculation and contingency analysis are used. An optimization model for dynamic curtailment is beneficial compared to a heuristic approach since the curtailed energy can be minimized.

A planning study of a real 110 kV high voltage distribution grid is used to test the new probabilistic distribution grid planning method and to compare it with the conventional approach. The low number of deterministic load and generation scenarios in conventional planning leads to an undersizing of the lines. Additionally, the planning study shows that the optimized dynamic curtailment method significantly reduces the necessary grid expansion. Here, a reduction of 67% of grid expansion is possible when curtailing only 1.32% of the annual energy from renewable energy sources. The results of this work is a probabilistic distribution grid planning method that can prevent over or under dimensioned lines and is able to integrate operational concepts for the reduction of grid expansion.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	i
Kurzfassung	iii
Abstract	v
Inhaltsverzeichnis	vii
Abkürzungsverzeichnis	x
Symbolverzeichnis	xii
1 Einleitung	1
1.1 Motivation und Hintergrund	1
1.2 Thema und Zielsetzung	2
1.3 Struktur der Arbeit	4
1.4 Wissenschaftliche These	5
2 Veränderungen in der Verteilnetzplanung durch dezentrale Erzeugung	7
2.1 Allgemeine Aufgaben der Netzplanung	8
2.2 Technische Analyse in der Verteilnetzplanung	11
2.3 Stand der Technik der Verteilnetzplanung	13
2.3.1 Methodik konventioneller Ansatz	13
2.3.2 Restriktionen des konventionellen Ansatzes	15
2.4 Moderne Methoden der Netzplanung	16
2.4.1 Verwendung von Zeitreihen	16
2.4.2 Probabilistische Lastflussrechnung	17
2.4.3 Versorgungszuverlässigkeit zur Netzausbauplanung	18
2.5 Bewertung moderner Methoden zur Netzplanung	19
2.6 Abgrenzung der entwickelten Methodik	21
3 Modellierung der Eingangsinformationen	23
3.1 Lastmodellierung	24
3.1.1 Methodik zur Korrektur der Residuallast	25
3.1.2 Plausibilisierung der korrigierten Residuallast	27
3.2 Erzeugungsmodellierung	28
3.2.1 Modellierung der Photovoltaik	28

3.2.2	Modellierung Windkraftanlagen	30
3.3	Räumliche Korrelation der Erzeugungsleistung	32
3.4	Stochastische Modellierung Residuallast	33
3.4.1	Methodik	34
3.4.2	Validierung	36
3.5	Anpassung auf andere Spannungsebenen	38
4	Netzberechnungen in der probabilistischen Verteilnetzplanung	39
4.1	Methoden zur probabilistischen Lastflussrechnung	39
4.1.1	Monte Carlo Simulation	40
4.1.2	Faltungsbasierte Probabilistische Lastflussrechnung	43
4.1.3	Bewertung der Methoden zur probabilistischen Lastflussrechnung in der Verteilnetzplanung	44
4.2	5-Knoten-Testsystem	45
4.3	Linearisierungen der Lastflussrechnung	47
4.3.1	Methodik der Linearisierung mittels Superpositionstheorem	48
4.3.2	Auswahl des Linearisierungspunktes der Lastflussrechnung	51
4.3.3	Validierung der Linearisierung der Lastflussrechnung anhand des 5-Knoten-Testsystems	54
4.3.4	Sensitivitätsuntersuchung des Linearisierungspunktes	55
4.4	Linearisierung der Ausfallanalyse	57
4.4.1	Methodik	58
4.4.2	Validierung anhand des 5-Knoten-Testsystems	68
4.4.3	Sensitivitätsuntersuchung	69
4.5	Erweiterung mehrerer Bilanzknoten	70
5	Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher	73
5.1	Flexibilisierung dezentraler Erzeuger und Verbraucher	73
5.1.1	Spitzenkappung von Erzeugungsanlagen	74
5.1.2	Blindleistungsmanagement	75
5.1.3	Lastmanagement	76
5.1.4	Intelligente Netzbetriebsmittel	76
5.2	Dynamische Spitzenkappung mit Einsatzreihenfolge	77
5.2.1	Ablauf der dynamischen Spitzenkappung mit Einsatzreihenfolge	78
5.2.2	Berechnung der Reduzierung der Einspeiseleistung	80
5.2.3	Nachteile der heuristischen Einsatzreihenfolge	81
5.3	Optimierungsmodell zur dynamischen Spitzenkappung	82
5.3.1	Einführung in lineare Optimierung	82
5.3.2	Zielfunktion	83

5.3.3	Randbedingungen.....	84
5.4	Vergleich der Spitzenkappung anhand des 5-Knoten-Testsystems.....	86
6	Fallstudie eines realen Hochspannungsnetzes	89
6.1	Gesamtüberblick	89
6.2	Beschreibung der Netztopologie	90
6.2.1	Ausbauszenario der Erneuerbaren Energien.....	91
6.2.2	Analyse der Eingangsinformationen	92
6.3	Validierung der Linearisierungen.....	94
6.4	Konventionelle Netzplanung	96
6.5	Probabilistische Verteilnetzplanung ohne flexible Erzeugung.....	96
6.5.1	Vergleich mit konventionellem Ansatz für das Szenario 2020	97
6.5.2	Risiko zur Unterdimensionierung bei Jahressimulation	99
6.5.3	Analyse der Zeitdauern und Überlastungswahrscheinlichkeiten	101
6.5.4	Vergleich mit konventionellem Ansatz für das Szenario 2014	103
6.6	Anwendung der Spitzenkappung	104
6.6.1	Analyse der Leitungsauslastungen im Ausfallzustand	105
6.6.2	Analyse der abgeregelten Energie	109
6.6.3	Variation der Grenzwerte	110
6.7	Ermittlung des notwendigen Netzausbaus	111
6.7.1	Methodik zur Bestimmung der Netzverstärkungsmaßnahmen	111
6.7.2	Vergleich zwischen Netzausbau und Spitzenkappung	112
6.7.3	Bewertung der Netzausbaureduzierung durch Spitzenkappung	117
6.8	Adaption auf unterschiedliche Spannungsebenen	118
7	Zusammenfassung und Ausblick	119
8	Anhang	123
9	Literaturverzeichnis.....	137

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Bedeutung
AC	Alternating Current (engl.)
ACDF	Alternating Current Distribution Factor (engl.)
ACLODF	Alternating Current Line Outage Distribution Factor (engl.)
BNetzA	Bundesnetzagentur
DC	Direct Current (engl.)
DF	Distribution Factor (engl.)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
ESB	Ersatzschaltbild
HS	Hochspannung
LHS	Latin Hypercube Sampling (engl.)
LODF	Line Outage Distribution Factor (engl.)
MB	Mehrbein
MC	Monte Carlo
MS	Mittelspannung
NACLODF	Nodal Alternating Current Line Outage Distribution Factor (engl.)
NOVA	Netzoptimierung vor Netzverstärkung vor Netzausbau
NS	Niederspannung
OPF	Optimal Power Flow (engl.)
PLF	Probabilistische Lastflussrechnung
PTDF	Power Transfer Distribution Factors (engl.)
PV	Photovoltaik
REMO	Regionales Klimamodell
RMSE	Root Mean Square Error (engl.)
rOnt	Regelbarer Ortsnetztransformator

SRS	Simple Random Sampling (engl.)
UW	Umspannwerk
LOLE	Loss of Load Expectation (engl.)
EENS	Expected Energy not supplied (engl.)

Symbolverzeichnis

Symbol	Bedeutung	Einheit
$ACDF_p$	Abbildungsmatrix der Knotenwirkleistungen auf die Wirkleistungsflüsse	
$ACDF_{p,Leitung-d,g}$	ACDF der Wirkleistung von Leitung d zum Knoten g	
$ACLODF_p^k$	Spaltenvektor der Sensitivität der Wirkleistungsänderungen durch Ausfall der Leitung-k	
E_{Ges}	Bestrahlungsstärke auf den PV-Modulen	W/m^2
E_{STC}	Bestrahlungsstärke unter Standardtestbedingungen	W/m^2
$I_{Grenz-k}$	Thermischer Grenzstrom von Leitung-k	A
$NACLODF_p^k$	Abbildungsmatrix der Knotenwirkleistungen auf die Wirkleistungsflüsse für den Ausfall von Leitung-k	
$P_{AC,PV}$	Leistung der PV-Anlage	W
P_{Knoten}	Knotenwirkleistung	MW
$P_{Leitung}$	Wirkleistungsfluss auf einer Leitung	MW
$P_{Leitung}^k$	Wirkleistungsfluss auf einer Leitung bei Ausfall der Leitung-k	MW
P_{STC}	Leistung der PV-Anlage unter Standardtestbedingungen	W
P_{i-j}	Wirkleistungsfluss auf der Leitung zwischen Knoten i & j	MW
P_k	Knotenwirkleistung von Knoten k	MW
\underline{S}_{i-j}	Scheinleistungsfluss auf der Leitung zwischen Knoten i & j	MVA
SF_{MB}	Inverse-Sensitivitätsfaktor-Matrix der fiktiven Wirkleistungsquellen im Mehrbein	
\underline{U}_i	Komplexe Spannung an Anschlussknoten i	kV

\underline{Z}	Leitungsimpedanz	Ω
aS_g	Anteil der abzuregelnden EE-Energie an Knoten-g	%
\bar{x}	Mittelwert von Variable x	
η_{WR}	Wirkungsgrad des Wechselrichters	
η_{temp}	temperaturabhängiger Wirkungsgrad	
σ_x	Standardabweichung von Variable x	
ϑ	Spannungswinkel	°

1 Einleitung

1.1 Motivation und Hintergrund

Die Anforderungen an die elektrischen Verteilnetze haben sich aufgrund des Ausbaus an dezentralen, regenerativen Erzeugern im Rahmen der politisch geförderten Energiewende in Deutschland grundlegend verändert. Früher erfolgte in den Verteilnetzen eine Versorgung der Endkunden mit elektrischer Energie durch zentrale Großkraftwerke, welche überwiegend im Transportnetz angeschlossen waren. Die daraus resultierenden unidirektionalen Lastflüsse ermöglichten es den Netzbetreibern ihre Verteilnetze deterministisch, mit Hilfe einer Abschätzung des maximalen Verbrauchs ihrer Endkunden, zu planen. Aufgrund der zunehmenden dezentralen und volatilen Einspeisung, vorwiegend aus Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen), entstehen jedoch bidirektionale Lastflüsse. Aufgrund der installierten Leistung dezentraler Erzeugungsanlagen können größere Leistungsflüsse auftreten als durch den Verbrauch der Endkunden. In den historisch gewachsenen Netzplanungsgrundsätzen hat sich daher ein zweiter deterministischer Fall, mit hoher Einspeisung aus dezentralen Erzeugern und geringer Last, etabliert [1]. Insbesondere in Hochspannungsverteilnetzen, welche aufgrund ihrer hohen Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit als Maschennetze aufgebaut sind, kann jedoch nicht sichergestellt werden, dass die deterministischen Netzauslegungsfälle auch für jede individuelle Leitung deren höchste Belastung abbilden. Im schlimmsten Fall kann dies dazu führen, dass die Hochspannungsnetze unterdimensioniert geplant werden, wodurch eine hohe Versorgungszuverlässigkeit nicht mehr gewährleistet werden kann.

Zusätzlich ist eine zunehmende Flexibilisierung des Betriebs von elektrischen Verteilnetzen zu vermerken. Einerseits erfolgt von den Endkunden eine zunehmende Flexibilisierung ihres Energieverbrauchs sowie ihrer Einspeisung aus PV-Anlagen, z.B. durch die Etablierung von Speichersystemen in Haushalten. Andererseits erfolgt bei den Netzbetreibern eine Zunahme intelligenter Betriebsmittel, wie z.B. ein regelbarer Ortsnetztransformator (rOnt), der steuernd in den Netzbetrieb eingreift, um technische Grenzwerte einzuhalten. Derartige betriebliche Maßnahmen müssen in die Netzplanung der Verteilnetzbetreiber integriert werden können, um die hohe Versorgungszuverlässigkeit auch zukünftig zu gewährleisten. Vorteilhaft an diesen betrieblichen Konzepten ist, dass der Ausnutzungsgrad der Betriebsmittel erhöht werden kann. Dadurch kann die Effizienz der Netz-

betreiber gesteigert und die volkswirtschaftlichen Kosten der Energiewende gesenkt werden. Diese neuen Anforderungen an die Verteilnetzplanung können mit einem deterministischen Ansatz, wie es heutzutage Stand der Technik ist, nicht erfüllt werden.

1.2 Thema und Zielsetzung

Ziel dieser Arbeit ist die Entwicklung eines ganzheitlichen Ansatzes zur technischen Analyse in der Verteilnetzplanung. Dieser soll einerseits die Anforderungen der bestehenden Netzplanungsgrundsätze, wie z.B. die (n-1)-Sicherheit im Falle von Hochspannungsnetzen mit Übertragungscharakter [2], erfüllen als auch detailliertere Analysen über die Auslastung der Verteilnetze, wie z.B. die Auftrittswahrscheinlichkeiten von bestimmten Leitungsauslastungen, unter der Berücksichtigung zukünftiger Szenarien ermöglichen. Um eine praxisnahe Anwendung zu ermöglichen, soll der entwickelte Ansatz die beschriebenen Ergebnisse in einer akzeptablen Simulationszeit liefern. Diese Anforderung ist insbesondere notwendig, damit der entwickelte Ansatz bei den Verteilnetzbetreibern angewandt wird.

Mithilfe des neuen Ansatzes zur technischen Analyse in der Verteilnetzplanung soll eine bessere Ausnutzung existierender Betriebsmittel und Netzstrukturen möglich werden. Um dies zu erreichen ist es notwendig, dass Betriebskonzepte, welche flexible dezentrale Erzeuger und Verbraucher steuern, um Netzengpässe zu verhindern, in die Verteilnetzplanung integriert werden können. Durch die vorgeschlagene Methode wird eine Optimierung des Netzausbaus unter der Berücksichtigung betrieblicher Maßnahmen möglich. Zusätzlich sollen die detaillierten Analysemöglichkeiten die Verteilnetzbetreiber bei der Risikobewertung ihrer Netzausbauplanung unterstützen. Hierfür bietet die vorgestellte Methodik den Vorteil, dass Auftrittswahrscheinlichkeiten und Zeitdauern hoher Belastungen analysiert werden können. Dies ermöglicht es den Verteilnetzbetreibern neue Planungsgrundsätze zu etablieren, bei dem z.B. das 99. Perzentil als Grenzwert für einen Netzausbau herangezogen wird. In diesem Beispiel würde der Verteilnetzbetreiber in seiner Netzplanung ein Risiko eingehen, dass zu 1 % der Zeitpunkte sein Verteilnetz nicht ausreichend dimensioniert ist, sofern die angenommene Ausbauprognose von Erzeugern und Lasten fehlerfrei ist. Derartige Bewertungen sind mit der heute angewandten Verteilnetzplanung, welche auf der Berechnung von Extremfällen beruht, nicht möglich.

Nach den heutzutage gültigen Planungsgrundsätzen der Netzbetreiber erfolgt die Planung des Verteilnetzes üblicherweise mit zwei deterministischen netzausgangsrelevanten Fällen, einen für hohe Last mit gleichzeitig niedriger dezentraler

Erzeugung und einen mit niedriger Last und gleichzeitig hoher dezentraler Erzeugung [1], [3], [4], [5]. Aufgrund des Aufbaus als Maschennetze in der Hochspannung (HS) besteht jedoch die Möglichkeit, dass die Verwendung von lediglich zwei netzauslegungsrelevanten Fällen nicht die höchste Belastung jeder individuellen Leitung abbildet [6]¹. Um solche Fehldimensionierungen in der Netzplanung zu verhindern, muss daher die Anzahl der netzauslegungsrelevanten Fälle erhöht werden. Eine Möglichkeit hierzu bietet die Verwendung einer probabilistischen Lastflussanalyse, welche eine Last an einem Knoten nicht mit einem diskreten Wert, sondern mit einer Häufigkeitsverteilung abbildet [7]. Eine Verwendung dieser Analyse in der Netzplanung bietet die Möglichkeit, die Auftrittswahrscheinlichkeiten der netzauslegungsrelevanten Fälle zu ermitteln und mögliche Fehldimensionierungen zu verhindern. Hierfür müssen jedoch zuerst Modelle für Energieverbräuche und Einspeisungen unter Berücksichtigung eines weiteren Ausbaus an dezentraler Erzeugung entwickelt werden. Ein Ziel dieser Arbeit stellt die Entwicklung gerade dieser Modelle unter Berücksichtigung eines zeitlichen Zusammenhangs der elektrischen Leistung dar. Zur Berechnung probabilistischer Lastflüsse sind verschiedene Methoden publiziert, daher erfolgt innerhalb dieser Arbeit ebenfalls eine Bewertung der Methoden zur Anwendung in einer zeitreihenbasierten probabilistischen Netzplanung.

Der Fokus dieser Arbeit liegt im Hochspannungsnetz, welches besondere Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit besitzt. Im HS-Netz sind an jedem Umspannwerk sehr viele Verbraucher und Erzeugungsanlagen angeschlossen, wodurch ein Ausfall im HS-Netz zu einer weitreichenden Versorgungsunterbrechung führen würde. Daher werden Hochspannungsnetze mit Übertragungscharakter, nach den heutzutage gültigen Planungsgrundsätzen, unter Berücksichtigung des (n-1)-Kriteriums geplant, um somit eine ausreichende Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten [2]. Das (n-1)-Kriterium sagt in der Netzplanung aus, dass nach einem störungsbedingtem Ausfall eines Betriebsmittel keine dauerhaften Grenzwertverletzungen der Netzbetriebsgrößen, wie z. B. Knotenspannungen oder Leitungsauslastungen, auftreten [2]. Da an dieser Anforderung in einer probabilistischen Netzplanung festgehalten werden soll, ist eine effiziente Überprüfung des (n-1)-Kriteriums ein weiteres Ziel innerhalb dieser Arbeit.

Netzverstärkungsmaßnahmen im Hochspannungsnetz sind heutzutage häufig durch den Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) geprägt [3]. Mithilfe der Netzverstärkungen wird „die Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus erneuerbaren Energien“ (§12 Absatz 1 Erneuerbare Energien Gesetz - EEG) [8]

¹ Der vorgestellte Vergleich ist eine Analyse des Autors dieser Arbeit

sichergestellt. Da jedoch die Netzbetreiber nach dem EnWG für einen „wirtschaftlich zumutbaren Ausbau der Elektrizitätsversorgungsnetze“ (§ 11 Absatz 2 EnWG) [9], die jährliche Energie von Photovoltaik (PV) und Windkraft um 3 % reduzieren dürfen, resultiert daraus ein weiteres Ziel dieser Arbeit. Besonders bei der Betrachtung von Energien zeigt sich der große Nutzen einer zeitreihenbasierten probabilistischen Netzplanung, da innerhalb der deterministischen Netzplanung eine Bewertung von Energien nur sehr stark approximiert möglich ist. Aus der Spitzenkappung erfolgt für diese Arbeit das Ziel, verschiedene Methoden zu entwickeln und diese gegenseitig zu bewerten. Von besonderem Interesse ist hierbei die Minimierung der reduzierten elektrischen Energie unter Berücksichtigung verschiedener Randbedingungen. Das abschließende Ziel dieser Arbeit liegt in der Bewertung der vorgestellten neuen Netzplanungsmethode anhand der Planung eines realen Hochspannungsnetzes der Netze BW GmbH.

Zusammengefasst besitzt die Arbeit die folgenden Ziele:

- Entwicklung von Modellen zur Berechnung der zeitlichen Leistungsverläufe an Umspannwerken im HS-Netz unter Berücksichtigung eines weiteren Zubaus an EE
- Effiziente Überprüfung des (n-1)-Kriteriums in zeitreihenbasierter, probabilistischer Netzplanung
- Bewertung des Nutzens einer dynamischen Spitzenkappung von dezentralen Erzeugungsanlagen innerhalb der Netzplanung
- Durchführung einer Planungsstudie an einem realen Hochspannungsnetz und Bewertung der zeitreihenbasierten, probabilistischen Netzplanung

Im nachfolgenden Abschnitt erfolgt eine Beschreibung des Aufbaus dieser Arbeit, um die genannten Ziele zu erreichen.

1.3 Struktur der Arbeit

Zuerst erfolgt in Kapitel 2 eine Beschreibung der bereits erfolgten Veränderungen in der Netzplanung, hervorgerufen durch den Ausbau von dezentralen Erzeugungsanlagen, sowie moderner Methoden, welche jedoch noch Gegenstand der Forschung sind. Im Weiteren werden anhand der einzelnen Arbeitsphasen der Verteilnetzplanung die neuen Modellierungs- und Berechnungsschritte detailliert beschrieben. Dabei erfolgt zunächst in Kapitel 3 eine Beschreibung, wie die Eingangsinformationen für die zeitreihenbasierte, probabilistische Verteilnetzplanung modelliert werden können. Im Weiteren werden in Kapitel 4 die notwendigen Netzberechnungen beschrieben, sowie Linearisierungen der Lastfluss- und Ausfallanalyse vorgestellt. Diese bilden die Grundlage für die Integration neuer Be-

triebskonzepte in die Verteilnetzplanung. Als Beispiel dafür werden zwei Methoden zur dynamischen Spitzenkappung, auf Basis einer heuristischen Einsatzreihenfolge und mit einem Optimierungsmodell, in Kapitel 5 vorgestellt. Eine Bewertung der probabilistischen Verteilnetzplanung inklusive der Spitzenkappung erfolgt in einer Fallstudie mit einem realen HS-Netz im Süden Deutschlands in Kapitel 6. Die Ergebnisse dieser Arbeit werden abschließend zusammengefasst.

1.4 Wissenschaftliche These

Aufgrund der veränderten Anforderungen an die Verteilnetze und der Zielsetzung dieser Arbeit wird die folgende wissenschaftliche These formuliert:

Die probabilistische Verteilnetzplanung kann Fehldimensionierungen verhindern und bietet die Möglichkeit Betriebskonzepte in der Verteilnetzplanung zu berücksichtigen, womit der notwendige Netzausbau signifikant reduziert werden kann.

Um diese These zu überprüfen, erfolgt im Rahmen dieser Arbeit ein detaillierter Vergleich zwischen der deterministischen Netzplanung, wie sie heutzutage von den Netzbetreibern angewandt wird, und der entwickelten probabilistischen Methode. Zusätzlich wird überprüft, in welchem Umfang der Netzausbau durch den Einsatz einer dynamischen Spitzenkappungsmethode reduziert werden kann.

2 Veränderungen in der Verteilnetzplanung durch dezentrale Erzeugung

Durch den Ausbau der EE im Rahmen der Energiewende in Deutschland haben sich die Anforderungen an die Planung und den Betrieb sicherer und zuverlässiger Versorgungsnetze grundlegend verändert [10]. Für die Verteilnetze resultiert daraus eine Veränderung ihrer Versorgungsaufgabe. Früher erfolgte in den Verteilnetzen eine unidirektionale Versorgung der Endverbraucher und heutzutage werden die Verteilnetze zusätzlich benötigt, um die dezentral, in unterlagerten Spannungsebenen bereitgestellte Energie bidirektional zu verteilen [4]. Zusätzlich ist bereits heutzutage eine zunehmende Flexibilisierung der Erzeugung und des Verbrauchs durch innovative, intelligente Technologien zu vermerken, welche zukünftig noch weiter zunehmen wird [10]. Beispiele dieser Technologien sind Lastmanagement [10], [11], Einspeisemanagement [12], [13], [14], [15], Speichertechnologien [11] oder auch innovative Betriebsmittel wie regelbare Ortsnetztransformatoren [10], um nur wenige ausgewählte Beispiele zu nennen. Die Notwendigkeit für innovative, intelligente Technologien resultiert in der elektrischen Energieversorgung wiederum aus dem Ausbau der EE im Rahmen der Energiewende [8]. Um dies zu verdeutlichen, zeigt Abbildung 2-1 die Entwicklung der installierten Leistungen der EE von 2002 bis 2017 [16].

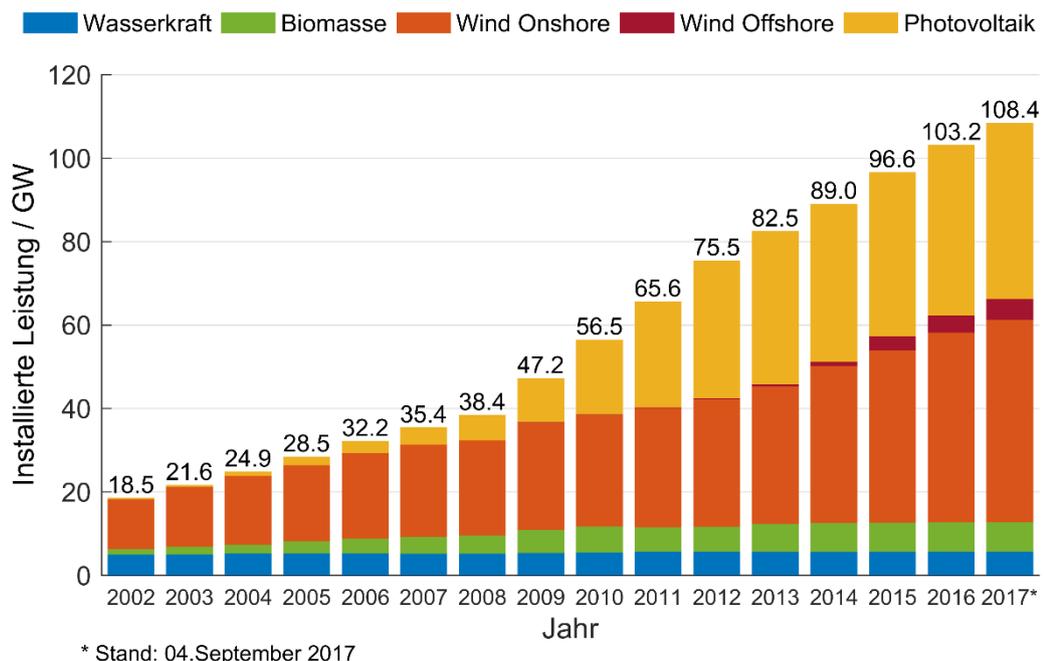


Abbildung 2-1: Entwicklung der installierten Leistungen der EE von 2002 bis 2017 (eigene Darstellung, Daten aus [16])

Im EEG ist ein Ausbaupfad von jährlich 2,5 GW Windenergieanlagen und 2,5 GW PV-Anlagen festgelegt [8]. Dieser Ausbaupfad ist festgelegt mit dem Ziel auch zukünftig eine stetige Zunahme von EE zu erreichen und gleichzeitig eine stärkere Zunahme zu verhindern. Im Verteilnetz resultiert aus den beschriebenen Veränderungen der Versorgungsaufgabe heute ein massiver Netzausbaubedarf [4], [5], [10], [14]. Der Bundesnetzagentur (BNetzA) sind in diesem Zusammenhang insgesamt 1984 Netzausbaumaßnahmen im Verteilnetz, Hoch- bis Niederspannung, für den Zeitraum von 2016 bis 2026 in Deutschland gemeldet. Deren Kosten belaufen sich auf 9,3 Mrd. €, welche drastisch im Vergleich zum Vorjahr (6,6 Mrd. €) angestiegen sind [12]. Die BNetzA hat für diesen plötzlichen Anstieg keine Begründung seitens der Verteilnetzbetreiber erhalten [12]. Eine Aufteilung der Netzausbauprojekte in ihren jeweiligen Projektstatus kann Abbildung 2-2 entnommen werden. Auffallend dabei ist, dass sich ein Großteil der Projekte mit 55 % noch innerhalb der Planungsphase befindet. Auswertungen der Bundesnetzagentur haben zusätzlich gezeigt, dass Verteilnetzbetreiber Schwierigkeiten bei der Netzausbauplanung, aufgrund der hohen Unsicherheit der Standortprognose von erneuerbaren Energien, haben [12].

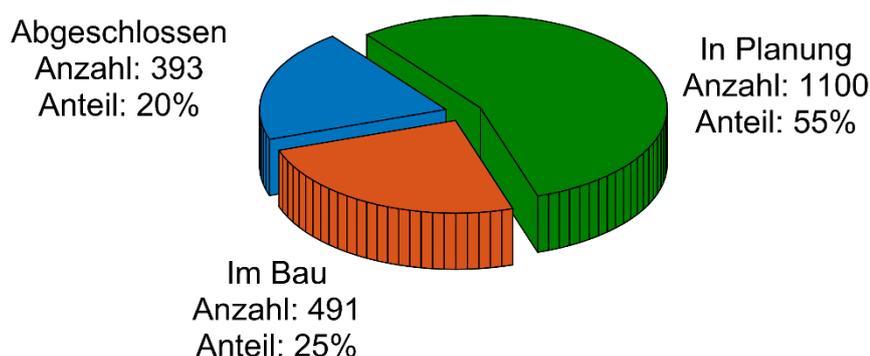


Abbildung 2-2: Gemeldete Netzausbauprojekte bei der Bundesnetzagentur (Stichtag 31. Dezember 2015) im Verteilnetz für den Zeitraum 2016 bis 2026 (eigene Darstellung, Daten aus [12])

Die Methodik der Netzplanung, wie sie bei den Netzbetreibern angewandt wurde, um die Netzausbauprojekte zu ermitteln, wird nachfolgend beschrieben, sowie die bereits heute erfolgten Veränderungen in der Netzplanung als auch moderne Methoden, die jedoch noch Gegenstand der Forschung sind, hervorgehoben.

2.1 Allgemeine Aufgaben der Netzplanung

Die elektrische Energieversorgung besitzt das Ziel „eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität“ (§1 Absatz 1 EnWG) [9]

bereitzustellen. Üblicherweise erfolgt für die Zielvorgaben eine Zusammenfassung in die technische Funktionsfähigkeit, die Wirtschaftlichkeit und die Umweltverträglichkeit [17], [18]. Dies wird als das Zieldreieck der elektrischen Energieversorgung bezeichnet. Eine Darstellung erfolgt in Abbildung 2-3. Nach [19] kann die Netzplanung wie folgt definiert werden:

„Planung ist das Zusammenfügen aller erreichbaren und sachbezogenen Informationen zur Bestandsaufnahme und - darauf aufbauend - das Schaffen einer Prognose zur Entwicklung in überschaubaren Zeiträumen, das Aufstellen von Planungszielen, das Erarbeiten von Lösungsvorschlägen, deren Prüfung auf Verträglichkeit mit dem Axiomensystem sowie die Auswahl einer optimalen Lösung.“ (Seite 19 [19])

Wobei in diesem Zusammenhang innerhalb des Axiomensystems die Grundforderungen an die Netzplanung zusammengefasst werden [19].

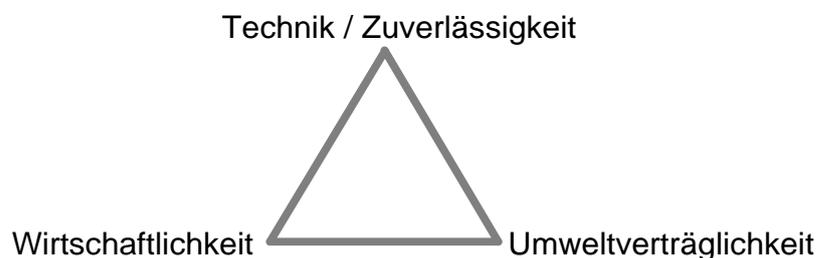


Abbildung 2-3: Zieldreieck der elektrischen Energieversorgung

Um die Zielvorgaben zu erfüllen, werden einzelne Analysen im Rahmen der Netzplanung durchgeführt. Ein Überblick, sowie ein zeitlicher Ablauf, dieser Analysen kann Abbildung 2-4 entnommen werden. Zunächst erfolgt im Rahmen der Netzplanung eine technische Bewertung. Dabei wird für den Prognosehorizont von bis zu 20 Jahren [20] überprüft, ob Netzverstärkungen notwendig sind. Ist dies der Fall, werden verschiedene Netzausbauvarianten entwickelt, welche in den nachfolgenden Analysen gegenseitig bewertet werden. Zusätzlich kann im Rahmen der technischen Analyse eine Berechnung von Zuverlässigkeitsindices der Netzausbauvarianten erfolgen. Diese Analyse wird nicht von allen Netzbetreibern angewandt und dient daher als optionale Entscheidungshilfe für die Auswahl der Netzausbauvarianten. Nachfolgend zur technischen Analyse erfolgt eine Berechnung der Investitions- und Betriebskosten der verschiedenen Netzausbauvarianten. Um den Zielvorgaben der Energieversorgung zu entsprechen, wird die kostengünstigere Netzausbauvariante bei der Wirtschaftlichkeitsbetrachtung ausgewählt. Anschließend zur Auswahl einer Netzausbauvariante erfolgt die konkrete Planung der Trassen zusätzlicher Leitungen. Dabei können die Umwelteingriffe

ein weiteres Kriterium bei der Netzplanung darstellen, da der Ausbau auf verschiedenen Leitungstrassen erfolgen kann. Ein immer stärker werdendes Kriterium ist die Akzeptanz in der betroffenen Bevölkerung, da in den vergangenen Jahren verstärkt Proteste gegen den Netzausbau bis hin zur Gründung von Bürgerinitiativen und der Verhinderung von Netzausbauprojekten erfolgte.

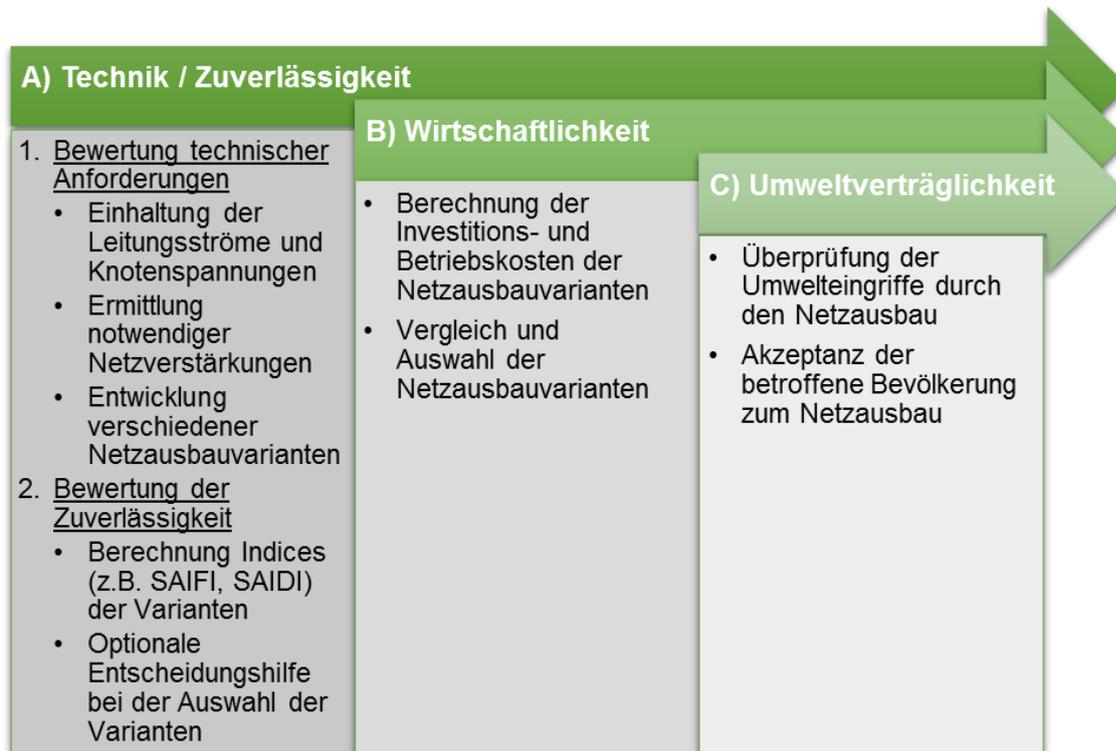


Abbildung 2-4: Ablauf der Analysen im Netzplanungsprozess zur Überprüfung der Zielvorgaben der Energieversorgung

Insgesamt zeigt sich die Netzplanung als ein multikriterieller Prozess [18], da die Auswahl einer Netzausbauvariante sehr viele unterschiedliche Kriterien erfüllen muss. Dabei besteht die Möglichkeit, dass einige der Kriterien im Widerspruch stehen können. Beispielsweise kann eine Erhöhung der Zuverlässigkeit häufig nur mit höheren Investitionskosten erreicht werden, da mehr Netzbetriebsmittel notwendig sind. Ein weiteres Beispiel für den Widerspruch in den Zielvorgaben ist die häufige Forderung nach Kabelstrecken in der Bevölkerung. Eine Kabelstrecke als Netzausbau besitzt jedoch höhere Kosten verglichen mit einer Freileitung, hat aber in weiten Teilen der Bevölkerung eine höhere Akzeptanz. Diese unterschiedlichen Kriterien müssen im Rahmen der Netzplanung gegenseitig bewertet werden. Ein Ansatz hierfür liegt z.B. in spieltheoretischen Ansätzen, wie in [18] vorgeschlagen. Dabei werden für die Planungskriterien Nutzenfunktionen formuliert, wodurch sich die Planungsaufgabe in ein spieltheoretisches System transformiert und anschließend optimiert werden kann [18].

Der Fokus dieser Arbeit liegt in der Bewertung der technischen Anforderungen der Verteilnetzplanung, wie im Punkt 1 des Blockes A in Abbildung 2-4 dargestellt. Demnach erfolgt in dieser Arbeit weder eine wirtschaftliche Bewertung, noch eine Prüfung der Umweltverträglichkeit. Das detailliertere Vorgehen der Netzbetreiber bei der technischen Analyse in der Verteilnetzplanung wird nachfolgend beschrieben.

2.2 Technische Analyse in der Verteilnetzplanung

Da innerhalb der Netzplanung ein vorausschauender Blick in die Zukunft erfolgt, in einem Zeithorizont bis zu 20 Jahre [20], ist das Ziel der technischen Analyse in der Verteilnetzplanung zu entscheiden, ob neue Betriebsmittel installiert oder alte Betriebsmittel aufgerüstet werden müssen, um die Zielvorgaben zu erreichen [21]. Um dieses Ziel zu erreichen, kann die Aufgabe der technischen Analyse, im weiteren vereinfachend Netzplanung genannt, in einzelne Schritte unterteilt werden. Angelehnt an [17] zeigt Abbildung 2-5, die einzelnen Phasen in den grauen Blöcken im Hintergrund, sowie ein schematischer Ablauf der einzelnen Arbeitsschritte.

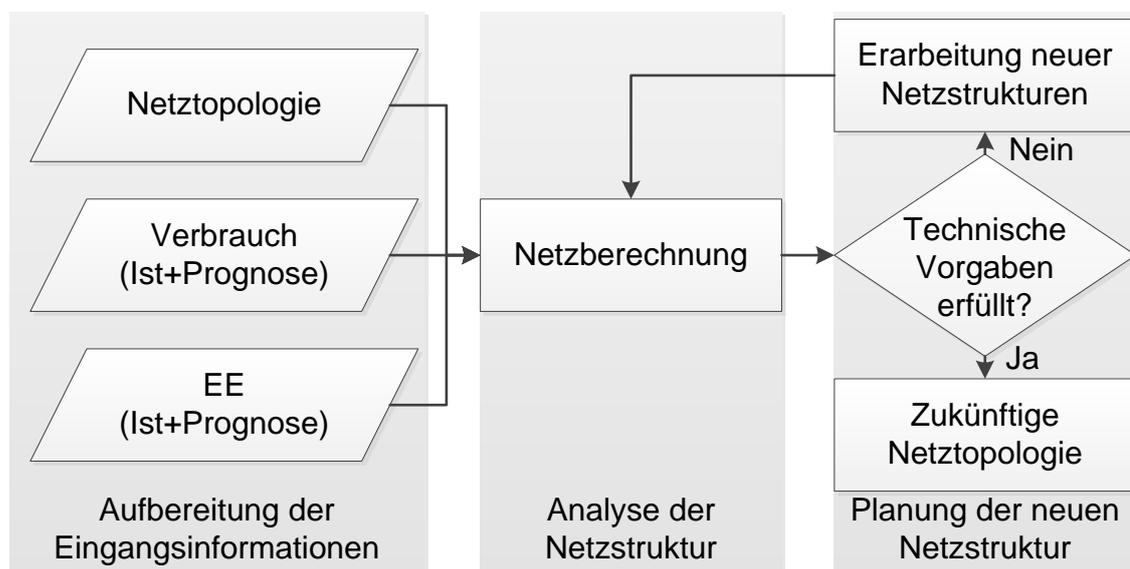


Abbildung 2-5: Schematische Darstellung der Phasen der technischen Analyse in der Netzplanung sowie einzelner Arbeitsschritte

Zu Beginn jeder Netzplanungsaufgabe erfolgt stets die Aufbereitung der Eingangsinformationen, in denen sowohl die Netztopologie als auch Verbrauchs- und Erzeugungsdaten zusammengefasst werden. Im Falle der Netztopologie beinhaltet dies auch den Aufbau eines Simulationsmodells für die anschließenden Netzberechnungen [17]. Eine hohe Unsicherheit innerhalb des Planungsprozesses erfolgt durch das stochastische Verhalten des Leistungsbezugs sowie der Einspei-

seleistung von EE [22]. Zusätzlich dazu ist die Prognose über das zukünftige Verhalten fehlerbehaftet. Heutzutage erfolgt die technische Analyse der Verteilnetzplanung durch ein deterministisches Verfahren, bei dem nur die Extremfälle des Verbrauchs und der Einspeisung betrachtet werden [3], [4], [5]. Eine detaillierte Beschreibung der Auswahl dieser Extremfälle erfolgt in Kapitel 2.3.1. Nach [1] muss jedoch die Beschreibung der Eingangsinformationen zukünftig zeitreihenbasiert erfolgen, um innovative Technologien innerhalb der Netzplanung zu berücksichtigen. Verschiedene moderne Ansätze, wie z.B. in [7], [23], [24], sind heutzutage jedoch noch Gegenstand der Forschung und werden noch nicht in der Praxis bei den Netzbetreibern angewandt.

Die aufbereiteten Eingangsinformationen bilden die Grundlage für die anschließenden Netzberechnungen wie z.B. Lastflussberechnungen oder Kurzschlussanalysen [17]. Welche Berechnungen innerhalb dieser Phase der Netzplanung durchgeführt werden, ist hierbei sehr stark von der Spannungsebene abhängig. Für eine statische Betrachtung ist in der Niederspannungsebene eine Lastflussberechnung ausreichend [7], [23], während im Höchst- und Hochspannungsnetz zusätzlich eine Ausfallanalyse durchgeführt werden muss [2], [25]. Bei dieser wird eine Lastflussberechnung durchgeführt, wenn jeweils ein Betriebsmittel nicht verfügbar und damit außer Betrieb ist. Dadurch wird die $(n-1)$ -Sicherheit des Netzes überprüft.

Abschließend erfolgt die eigentliche Planung der neuen Netztopologie, in der neue Netzstrukturen erarbeitet werden und überprüft wird, ob mit diesen die technischen Vorgaben erfüllt sind. Sollten dabei technische Grenzwerte verletzt werden, entwickelt der Planungsingenieur neue Netzstrukturen, in dem er z. B. dem Netzmodell neue Leitungen hinzufügt, und anschließend überprüft, ob die Zielvorgaben, wie z.B. die Einhaltung der technischen Grenzwerte, erfüllt werden. Innerhalb der Planung neuer Netzstrukturen werden mehrere Ausbauvarianten erarbeitet und bewertet [17]. Wie im vorangegangenen Abschnitt 2.1 beschrieben, ist eine Bewertung notwendig, um z.B. eine kostenoptimale Lösung für den Netzausbau zu finden.

Die grundlegenden Phasen der technischen Analyse in der Verteilnetzplanung, wie in Abbildung 2-5 dargestellt, sind in vielen verschiedenen modernen Methoden, wie z.B. in [7], [23], [24], weiterhin enthalten. Einzelne Arbeitsschritte darin können jedoch modifiziert werden, um die technische Analyse der Verteilnetzplanung auf neue Gegebenheiten anzupassen. Nachfolgend wird der Stand der Technik in der Verteilnetzplanung, sowie bereits erfolgte Veränderungen und die Problematik der heutigen Anforderungen, beschrieben.

2.3 Stand der Technik der Verteilnetzplanung

Heutzutage erfolgt die technische Analyse in der Verteilnetzplanung mit einem deterministischen Ansatz, bei dem nur definierte Zustände als Eingangsgröße, hier die Extremfälle der Last- und Erzeugungsszenarien, verwendet werden [4]. Dieser Ansatz basiert auf der Annahme, dass die Netzbelastung am höchsten ist, wenn die Last oder die Erzeugung maximal ist und die damit ermittelte Transportkapazität ausreichend für alle auftretenden Fälle ist. Es wird somit durch die Überprüfung weniger, definierter Zustände auf das Gesamtverhalten eines Verteilnetzes geschlossen. Dieselbe Annahme ist ebenfalls gültig für die Betrachtung der (n-1)-Sicherheit, da diese für die definierten Zustände der Eingangsgröße überprüft werden kann. Entscheidend in diesem Ansatz ist die Auswahl der Last- und Erzeugungsszenarien, da diese das Ergebnis der Verteilnetzplanung maßgeblich beeinflussen. Daher wird nachfolgend die Methodik zur Ermittlung dieser näher erläutert. Da der Fokus dieser Arbeit im Hochspannungsnetz liegt, erfolgt die Beschreibung der Methodik anhand dieser Spannungsebene.

2.3.1 Methodik konventioneller Ansatz

Da das elektrische Energieversorgungssystem historisch gewachsen ist, gilt dies auch für die Netzplanung, wodurch etablierte Methoden resultieren [1]. Dabei war insbesondere die Verteilnetzplanung früher ausschließlich vom Verbrauch elektrischer Leistung geprägt, da in der Verteilnetzebene nur eine vernachlässigbare Anzahl und Leistung an Erzeugungsanlagen installiert war [1]. Als Eingangsinformation für die Netzplanung wurde dabei lediglich der maximale Verbrauch der individuellen Lasten unter Verwendung von Gleichzeitigkeitsfaktoren und einer Prognose für deren Zunahme verwendet [1]. Nach der Planung wurden keine Veränderungen der Netztopologie mehr vorgenommen, wodurch dieses Vorgehen auch als ‚Fit and Forget‘ Strategie bezeichnet wird [1].

In Deutschland ist heute die installierte Leistung an dezentralen Erzeugungsanlagen nicht mehr vernachlässigbar. Deshalb werden üblicherweise zwei statische netzauslegungsrelevante Fälle angenommen [4]. Diese Eingangsinformationen werden differenziert für die einzelnen Spannungsebenen ermittelt. Allgemein erfolgt nach [1] eine Unterteilung in zwei Fälle:

- **Hochlastfall:** maximale Last und keine Erzeugung
- **Einspeisefall:** minimale Last und maximale Erzeugung

In der Niederspannungsebene werden für Haushaltslasten eine konstante Leistung angesetzt und in der Mittelspannungsebene werden die Werte des Schleppzeigers (Jahresmaximallast) verwendet [7]. Aus Messungen der Leistungsflüsse über die Transformatoren zwischen der Hoch- und Mittelspannungsebene werden

die netzauslegungsrelevanten Zeitpunkte für die Verteilnetzplanung der Hochspannungsebene bestimmt [7]. Hierbei wird für den Hochlastfall die zeitgleiche Jahresmaximallast einer Netzgruppe und für den Einspeisefall die zeitgleiche Jahresminimallast verwendet [3]. Ein verkürztes Beispiel für dieses Vorgehen ist in Abbildung 2-6 für drei Umspannwerke und einer Zeitdauer von 24 Stunden dargestellt.

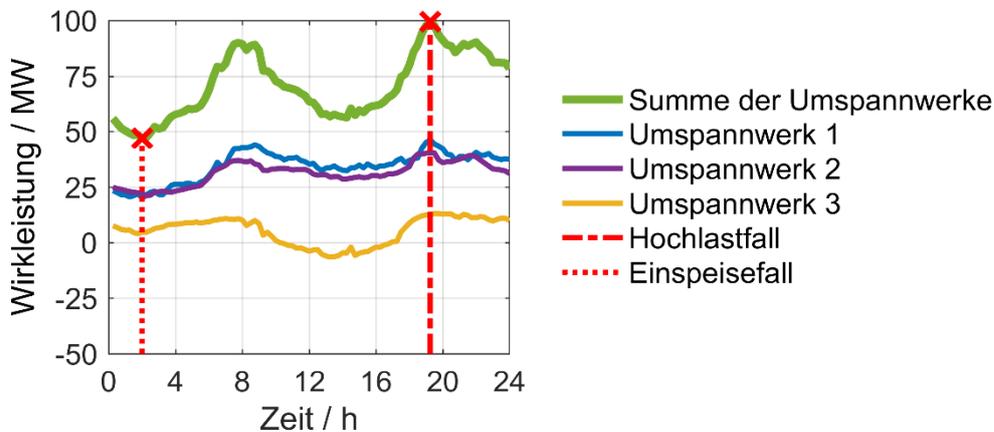


Abbildung 2-6: Zeitlicher Wirkleistungsverlauf von 3 Umspannwerken sowie der daraus resultierende Hochlast- und Einspeisefall für das Hochspannungsnetz ermittelt aus der Summenlast

Als Datengrundlage für Abbildung 2-6 wurden Messdaten der Wirkleistungsflüsse in den Umspannwerken zwischen HS und MS aus dem Jahr 2014 verwendet. Zur Ermittlung der netzauslegungsrelevanten Fälle werden die Wirkleistungen der Umspannwerke addiert. Der Zeitpunkt des Maximums der Summenkurve entspricht dem Hochlastfall und der Zeitpunkt des Minimums dem Einspeisefall. Wie anhand von Umspannwerk 3 in Abbildung 2-6 deutlich wird, findet bereits heutzutage eine Rückspeisung von elektrischer Energie aus der MS-Ebene statt. Jedoch bildet in dem dargestellten Beispiel der identifizierte Einspeisefall keine Rückspeisung an Umspannwerk 3 ab. Nach [7] kann daraus die Gefahr für eine Über- oder Unterdimensionierung der HS-Netze resultieren, da individuelle Last- und Erzeugungsmaxima durch andere Umspannwerke kompensiert werden. Dieser Effekt muss durch Sicherheitsreserven oder Expertenwissen des Netzplaners kompensiert werden [7]. Eine weitere Kompensationsmöglichkeit stellt die Überarbeitung der Methode dar, in dem eine höhere Anzahl an netzauslegungsrelevanten Fällen berücksichtigt wird.

Ein Zubau an dezentralen Erzeugungsanlagen wird lediglich im Einspeisefall berücksichtigt. Hierfür werden Prognosen für den Zubau an den Umspannwerken erstellt und bei der technischen Analyse berücksichtigt. Aufgrund der Erfahrungswerte der Netzbetreiber ist bekannt, dass im Hochspannungsnetz die PV- und

Windkraftanlagen nie gleichzeitig mit ihrer installierten Leistung einspeisen. Daher wird im Einspeisefall der prognostizierte Zubau mit einem Gleichzeitigkeitsfaktor skaliert. Dieser Gleichzeitigkeitsfaktor wird auf Basis der Erfahrungswerte der Verteilnetzbetreiber ermittelt. Insbesondere stellt die geringe Anzahl an netz-auslegungsrelevanten Fällen und die Anwendung von Erfahrungswerten eine der größten Restriktionen in der konventionellen Verteilnetzplanung dar. Daher werden nachfolgend die bestehenden Restriktionen und Risiken des konventionellen Ansatzes detailliert beschrieben.

2.3.2 Restriktionen des konventionellen Ansatzes

Eine der größten Restriktionen des konventionellen Ansatzes ist die Annahme, dass die beiden Extremfälle als relevant angenommen werden, obwohl deren Auftretswahrscheinlichkeit unbekannt ist [1]. Nach [7] birgt diese Problematik die Gefahr, dass die elektrischen Verteilungsnetze über- bzw. unterdimensioniert werden. Aus Sicht der Netzbetreiber ist eine Überdimensionierung als kritisch anzusehen, da in diesem Fall ein zu hohes Investment in die Transportkapazität erfolgt, welche die Effizienz des Netzbetreibers reduziert [1]. Eine Unterdimensionierung kann bei den Netzbetreibern dazu führen, dass die geforderte Versorgungszuverlässigkeit nicht erreicht wird [1]. Zusätzlich werden die Extremfälle üblicherweise auf Basis von Messdaten bzw. Erfahrungswerten der Netzbetreiber bestimmt. Werden jedoch zukünftig neue Verbrauchstypen, wie z.B. Elektrofahrzeuge, an das Verteilnetz angeschlossen, müssen im konventionellen Ansatz Annahmen durch die Verteilnetzbetreiber getroffen werden. Da solche Annahmen jedoch sehr schwierig zu treffen sind, bieten sich in diesem Kontext neue Planungs- und Simulationsprozesse, wie z.B. in [7], [23], [26], [27], [28], [29] beschrieben, an.

Eine weitere Restriktion des konventionellen Ansatzes ist die unzureichende Abbildung von betrieblichen Freiheitsgraden, welche durch Flexibilitätsoptionen, wie z.B. Steuerung von Erzeugungsanlagen, Lastmanagement oder Speichereinsatz, erreicht wird [28]. Insbesondere bei der Bewertung von derartigen Netzbetriebsstrategien im Rahmen der Netzplanung ist eine Abschätzung deren Einsatzhäufigkeit notwendig, um die verursachten und gesparten Kosten gegenüber stellen zu können [7]. Dies trifft insbesondere auf Netzbetriebsstrategien zu, die eine Betrachtung von Energien benötigt, wie z.B. Spitzenkappung von EE oder der Einsatz von Speichertechnologien. Derartige Netzbetriebsstrategien können im konventionellen Ansatz nur sehr vereinfacht betrachtet werden, da nur der Betriebszustand der zwei Extremfälle bekannt ist. Daher sind verschiedene Ansätze zur Verteilnetzplanung bereits publiziert, bei denen eine Integration von flexiblen Lasten und Erzeugern berücksichtigt wird.

2.4 Moderne Methoden der Netzplanung

Um die Gefahr von Unter- bzw. Überdimensionierungen zu verhindern, sind verschiedene moderne Ansätze zur Verteilnetzplanung publiziert. Diese sind jedoch häufig nur akademischer Natur und haben selten eine praxisnahe Anwendung [22]. Beispielsweise erfolgt in [30] eine Ermittlung der maximalen installierten Kapazität an flexibler, dezentraler Erzeugung oder in [31] eine optimierte Positionierung neuer dezentraler Erzeugungsanlagen. Da nach dem EnWG in Deutschland die Netzbetreiber keine Erzeugungsanlagen betreiben dürfen, können diese auch keinen Einfluss auf den Ort der Installation der Anlagen nehmen. Daher ist die Methode aus [31] in der Praxis in Deutschland nicht anwendbar.

Die modernen Methoden zur Verteilnetzplanung werden in dieser Arbeit wie folgt unterteilt:

- Verwendung von Zeitreihen der Last und Erzeuger als Eingangsinformation
- Probabilistische Lastflussrechnung (PLF),
- Versorgungszuverlässigkeit zur Netzausbauplanung

Jedoch ist eine Unterteilung der modernen Methoden nicht eindeutig möglich, da verschiedene Ansätze in allen Methoden eingesetzt werden. So erfolgt beispielsweise in [23] eine Verwendung von Zeitreihen, welche, wie in [7] beschrieben, auch die Grundlage für eine PLF sein kann. Eine Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit in der Verteilnetzplanung kann ebenfalls durch eine zeitsequentielle Simulation erfolgen [32], [33]. Nachfolgend werden die einzelnen Kategorien näher beschrieben und im Hinblick auf die Anforderungen an das Hochspannungsnetz bewertet.

2.4.1 Verwendung von Zeitreihen

Eine naheliegende Lösung für das Problem der Fehldimensionierung bei Verwendung von zwei netzauslegungsrelevanten Fällen ist die Verwendung von Zeitreihen über eine Periode von einem Jahr als Eingangsinformationen von Lasten und Erzeugungsanlagen. Der größte Vorteil ist die einfache energetische Bewertung innovativer Technologien wie z. B. eine Spitzenkappung von Erzeugungsanlagen sowie eine anschließende ökonomische Bewertung mittels der Barwertmethode [34]. Anwendung findet diese Methode in allen Spannungsebenen, beispielsweise im Transportnetz durch den Netzentwicklungsplan und die Verwendung von Strommarktsimulationen [35], im HS-Netz zur Bewertung innovativer Technologien [26], [36], im MS-Netz zur Ermittlung der Netzanschlusskapazität von EE unter Verwendung einer Spitzenkappung [37] oder im NS-Netz zur Entwicklung von

agentenbasierten Simulationsumgebungen [23], [29]. Für die planerische Bewertung von innovativen Betriebsführungskonzepten ist eine zeitreihenbasierte Betrachtung unumgänglich, da dadurch verschiedene Regelungskonzepte detailliert modelliert und bewertet werden können [1]. Zusätzlich kann bei der Verwendung von Zeitreihen in der Netzplanung die $(n-1)$ -Sicherheit überprüft werden, in dem für jeden Zeitpunkt eine Ausfallanalyse durchgeführt wird. Jedoch muss an dieser Stelle hinterfragt werden, ob eine Ausfallanalyse für alle Zeitpunkte notwendig ist, oder ob diese auch für ausgewählte Last- und Erzeugungsszenarien ausreichend ist [6]².

Ein Nachteil für den Einsatz von Zeitreihen in der Verteilnetzplanung ist der signifikant steigende Berechnungsaufwand, da eine höhere Anzahl an netzauslegungsrelevanten Fällen betrachtet wird. Besonders in der Planung neuer Netzstrukturen stellt dies eine Limitierung für eine Anwendung in der Praxis dar, da verschiedene Netztopologien untersucht werden müssen und somit eine Berechnung mehrfach erfolgen muss. Ebenfalls kann bei Betrachtung einer Zeitreihe über die Periode von einem Jahr nicht sichergestellt werden, dass sämtliche individuellen Extremfälle betrachtet werden. Durch die Analyse von Jahresdauer-kennlinien in der zeitreihenbasierten Netzplanung können ebenfalls Auftrittswahrscheinlichkeiten einzelner Netzzustände ermittelt werden, wodurch die Abgrenzung zur PLF nicht eindeutig festgelegt werden kann.

2.4.2 Probabilistische Lastflussrechnung

Unter einer probabilistischen Lastflussrechnung wird in dieser Arbeit eine Berechnung der Häufigkeitsverteilung von Knotenspannungen bzw. Leitungsströmen verstanden. Dabei ist kein zeitlicher Zusammenhang zwischen einzelnen Knotenspannungen bzw. Leitungsströmen vorhanden. Die PLF wird innerhalb der Netzplanung verwendet, um den Planungsingenieuren ein besseres „Gefühl“ für die zukünftige Netzbelastung sowie deren Auftrittswahrscheinlichkeiten zu geben [38]. Die ersten Ansätze zur PLF gehen in die 1970er Jahre zurück und beschrieben die Unsicherheiten der Lasten mit deren diskreten Auftrittswahrscheinlichkeiten [39], [40]. Daraus werden mit einer analytischen Berechnungsmethode die Auftrittswahrscheinlichkeiten der Leistungsflüsse bestimmt [40]. Bei einer analytischen Berechnung der PLF, werden die Lasten und Erzeuger mittels Verteilungsfunktionen beschrieben. Somit ergibt sich bei dieser Methode der Vorteil, dass sämtliche Last- und Erzeugungssituationen in die Netzplanung einfließen und somit sichergestellt werden kann, dass alle individuellen Extremfälle in der Netzplanung betrachtet wird. Nachteilig an den analytischen Verfahren ist die aufwändige

² Die Analyse in dieser Quelle, welche die Frage aufwirft, ist Beitrag des Autors dieser Arbeit.

Betrachtung von Betriebskonzepten. Darüber hinaus bietet die Bewertung der Auftrittswahrscheinlichkeiten hoher Netzbelastungen die Möglichkeit einer risiko-optimierten Netzausbauplanung [22].

Die PLF wird häufig mithilfe einer Monte Carlo (MC) Simulation durchgeführt [7]. Dies stellt eine alternative Berechnungsmethode zu den analytischen Verfahren dar. Eine MC Simulation nutzt zufällig ausgewählte Last- und Erzeugersituationen, um mittels deterministischer Lastflussberechnung die Auftrittswahrscheinlichkeiten der Netzbelastung zu approximieren [22]. Da die MC Simulation von Zufallsereignissen, sogenannten Stichproben, abhängig ist, hängt die Lösungsqualität von der Anzahl der Stichproben ab [41].

Um Netzregelverfahren zu untersuchen, kann dieses Zufallsexperiment auch mit einzelnen Zeitreihen erfolgen [42], wodurch wiederum die Abgrenzung zur Verwendung von Zeitreihen erschwert wird. Nach der Definition aus [43] spricht man bei der Verwendung von Zeitreihen nicht mehr von einer Monte Carlo Simulation, da diese vollkommen zufällig sein muss und in der Zeitreihe dies nicht mehr gewährleistet wird. Nach [43] spricht man in diesem Fall von einem stochastischen Prozess, welcher zufällig oder zeitsequentiell erfolgen kann.

Vorteilhaft durch die Verwendung eines zeitsequentiellen stochastischen Prozesses ist wiederum die detaillierte Modellierung von innovativen Technologien zur Netzbetriebsführung. Eine Überprüfung der (n-1)-Sicherheit kann analog zur Verwendung von Zeitreihen bei einer MC Simulation oder einem zeitsequentiellen Prozess durchgeführt werden. Analytische Verfahren zur PLF nutzen häufig eine Faltungsoperation, bei der die Überprüfung der (n-1)-Sicherheit nur bedingt möglich ist.

2.4.3 Versorgungszuverlässigkeit zur Netzausbauplanung

Ein differenzierter Ansatz zur technischen Analyse in der Verteilnetzplanung ist die Verwendung der Versorgungszuverlässigkeit durch die Berechnung von probabilistischen Zuverlässigkeitskenngrößen. Dabei werden anhand einer gegebenen Netztopologie Kenngrößen berechnet mit denen eine Beschreibung der Versorgungsunterbrechungen an den einzelnen Verbrauchern möglich wird [44], [45]. Beispiele hierfür sind der Erwartungswert für die Wahrscheinlichkeit einer Versorgungsunterbrechung (engl.: „loss of load expectation“ - LOLE) oder der Erwartungswert der nicht gelieferten Energie (engl.: „expected energy not supplied“ - EENS). Eine Netzverstärkung erfolgt bei diesem Ansatz bis eine geforderte Zuverlässigkeit erreicht ist [45]. Somit ändert sich die Zielgröße der technischen Analyse, da z.B. im Hochspannungsnetz im Rahmen der Verteilnetzplanung eine Netzverstärkung erfolgt, bis keine Verletzung der (n-1)-Sicherheit auftritt. Diese

Zielgröße wird bei diesen Verfahren durch eine definierte Versorgungszuverlässigkeit ersetzt. Ein großer Vorteil an der Betrachtung der Versorgungszuverlässigkeit ist die Verwendung in Optimierungsproblemen. So ist es möglich, die Netzausbaukosten unter der Randbedingung zu minimieren, dass eine geforderte Zuverlässigkeit erreicht wird [44]. Ähnliche Formulierungen für derartige Optimierungsprobleme sind unter anderem in [45], [46] zu finden.

Die größte Schwierigkeit bei diesen Ansätzen ist die Vorgabe einer geforderten Zuverlässigkeit, da mit steigender Zuverlässigkeit auch die Kosten des Versorgungssystems steigen [47]. Betrachtet man hierzu das Zieldreieck der elektrischen Energieversorgung aus Abbildung 2-3, so fällt auf, dass gerade bei dieser Betrachtung zwei Ziele im Widerspruch stehen. Für die Netzbetreiber stellt sich dabei die Frage, welche Reserve in Form der Transportkapazität technisch notwendig und wirtschaftlich sinnvoll ist. Daraus ergibt sich dann die geforderte Zuverlässigkeit. Da diese Frage nicht direkt zu beantworten ist und stets auch individuell für jede Netztopologie, sowie die verwendeten Lastmodelle [48], festgelegt werden muss, folgt daraus eine Forderung nach einem deterministischen Kriterium wie der (n-1)-Sicherheit in den heutzutage gültigen Planungsrichtlinien [2].

2.5 Bewertung moderner Methoden zur Netzplanung

Zur optimalen Integration von flexiblen dezentralen Erzeugern und Verbrauchern, welches Ziel dieser Arbeit ist, besitzen die genannten modernen Methoden jeweils Vor- und Nachteile. Diese sind in Tabelle 2-1 stichpunktartig zusammengefasst.

Eine Verwendung der Versorgungszuverlässigkeit wird in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet, da dieses Vorgehen keine Konformität zu heutzutage gültigen Planungsrichtlinien [2] besitzt. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass es keine Definition gibt, welche Zuverlässigkeit, auf Basis einer definierten Kenngröße, ein Verteilnetz erreichen muss [48]. Daher erfolgt in den Planungsrichtlinien weiterhin eine Definition über deterministische Ansätze wie der (n-1)-Sicherheit. Da in dieser Arbeit eine praxisnahe Methode entwickelt werden soll, welche konform zu gültigen Planungsrichtlinien ist, findet die Berechnung von Zuverlässigkeitskenngrößen im Weiteren keine Betrachtung.

Bei der PLF und der Berechnung von Zeitreihen über eine Dauer von einem Jahr halten sich die Vor- und Nachteile in etwa die Waage. Der größte Vorteil der PLF ist, dass alle individuellen Extremfälle in der Netzplanung berücksichtigt werden. Jedoch muss für die optimale Integration von flexibler, dezentraler Erzeugung der zeitliche Zusammenhang gegeben sein, damit innovative Betriebsführungsstrategien im Detail berücksichtigt werden können [1].

Tabelle 2-1: Vor- und Nachteile der modernen Methoden zur Verteilnetzplanung

	Zeitreihen über ein Jahr	Probabilistische Lastflussrechnung	Versorgungszuverlässigkeit
Vorteile	<ul style="list-style-type: none"> - Einfache energetische Bewertung von Regelkonzepten - Überprüfung der (n-1)-Sicherheit möglich 	<ul style="list-style-type: none"> - Analytische Berechnungsmethoden mit geringem Rechenaufwand vorhanden - Analytische Verfahren berücksichtigen alle Extremfälle - Bewertung innovativer Regelkonzepte durch zeitsequentiellen, stochastischen Prozess möglich - Überprüfung der (n-1)-Sicherheit möglich in MC Simulation 	<ul style="list-style-type: none"> - Gute Formulierung von Optimierungsproblemen zur Minimierung der Netzausbaukosten
Nachteile	<ul style="list-style-type: none"> - Keine sichere Abdeckung aller Extremfälle - Hoher Berechnungsaufwand 	<ul style="list-style-type: none"> - Bei MC Simulation hoher Rechenaufwand - Betrachtung der (n-1)-Sicherheit bei analytischen Berechnungsmethoden 	<ul style="list-style-type: none"> - Schwierige Definition der Zuverlässigkeit - Planungsrichtlinien fordern Überprüfung mit Lastflussberechnung

Da eine eindeutige Trennung zwischen der Zeitreihenberechnung und der PLF nicht möglich ist, da auch mit einzelnen Zeitreihen eine probabilistische Analyse durchgeführt werden kann, erfolgt innerhalb dieser Arbeit eine Verwendung eines zeitsequentiellen stochastischen Prozesses, welcher im Weiteren zur Vereinfachung auch als MC Simulation bezeichnet wird. Dabei wird die Zeitsequenz, welche zufällig ausgewählt wird, auf die Dauer eines Tages festgelegt. Dies hat den Vorteil, dass die Anzahl der berechneten Tage der Dauer eines Jahres entsprechen kann, um somit eine einfache energetische Bewertung zu ermöglichen. Zusätzlich dazu soll in der Fallstudie aus Kapitel 6 untersucht werden, welche Anzahl an Tagen notwendig ist.

Wie aus Tabelle 2-1 deutlich wird, besitzen beide Methoden den Nachteil eines hohen Rechenaufwandes. Daher werden in Kapitel 4.1 die einzelnen Berechnungsmethoden der PLF auf die Eignung in einem zeitsequentiellen Prozess geprüft. Ein Nachteil bei der Verwendung von Zeitreihen über die Dauer von einem Jahr ist, dass nicht sichergestellt werden kann, ob jeder individuelle Extremfall berücksichtigt wird. Daher erfolgt in Abschnitt 6.5.2 eine Analyse welches Risiko

zur Unterdimensionierung bei Betrachtung einer Simulation über die Dauer eines Jahres verglichen zum PLF besteht.

2.6 Abgrenzung der entwickelten Methodik

Wie die Analyse der modernen Methoden zur Verteilnetzplanung zeigt, haben sich bereits sehr viele Autoren mit der Weiterentwicklung der konventionellen Netzplanung beschäftigt. Dabei zeigt sich, dass nahezu alle Autoren der Forderung aus [1] anschließen und zeitreihenbasierte Ansätze in die Verteilnetzplanung integrieren. Insbesondere die Integration von Flexibilitätsoptionen in die Verteilnetzplanung ist ein aktuell großes Forschungsfeld [23], [26], [28], [29].

Eine Abgrenzung dieser Arbeit zu den bereits erfolgten entwickelten modernen Methoden zur Verteilnetzplanung erfolgt einerseits über die Spannungsebene. Die verschiedenen Spannungsebenen im Verteilnetz besitzen sehr unterschiedliche Voraussetzungen und Strukturen. Daher sind Ansätze aus der Niederspannung wie in [7] oder [23] nicht direkt auf die Hochspannungsebene übertragbar. Dies betrifft sämtliche Phasen der technischen Analyse im Rahmen der Verteilnetzplanung, da andere Eingangsdaten notwendig sind, bei den Netzberechnungen eine Ausfallanalyse notwendig ist und der Einsatz flexibler Lasten und Erzeuger auf verschiedene Ziele ausgerichtet sein muss. So erfolgt beispielsweise in der Niederspannung vorwiegend ein Einsatz, um die Spannungserhöhung bzw. den Spannungsabfall zu reduzieren. In der Hochspannungsebene ist die Zielgröße dahingegen die Leitungsauslastung. In der Mittelspannung, wie in [28] und [29] wird zwar vermehrt die Leitungsauslastung betrachtet, jedoch besitzen auch hier die Netze grundsätzlich unterschiedliche Strukturen.

In [26] erfolgte eine Betrachtung der Netzplanung in der Hochspannungsebene. Dort wurde jedoch eine starke Vereinfachung der Ausfallanalyse angenommen, da der maximale Leistungsfluss im Normalzustand weit unterhalb der maximalen Auslastung begrenzt wurde. Daher erfolgt in dieser Arbeit eine Abgrenzung zu [26] durch die detailliertere Abbildung der Ausfallanalyse. Ein ähnliches Verfahren zu dem hier vorgestellten Ansatz wird in [36] angewandt, durch den Einsatz einer Spitzenkappung unter Berücksichtigung der $(n-1)$ -Sicherheit. Diese Arbeit grenzt sich zu [36] durch die Anwendung einer linearen Ausfallanalyse für komplexe Netzstrukturen, wie in Abschnitt 4.4 vorgestellt, ab. Zusätzlich erfolgt in [36] lediglich eine Betrachtung über die Zeitdauer eines Jahres, wodurch eine weitere Abgrenzung zu dieser Arbeit resultiert, da in der Fallstudie aus Kapitel 6 untersucht wird, ob dieser Betrachtungszeitraum ausreichend ist und der Betrachtungszeitraum gegebenenfalls verbessert werden muss.

Somit liefert diese Arbeit einen wissenschaftlichen Beitrag zur Verteilnetzplanung in der Hochspannungsebene unter der Anwendung einer linearen Ausfallanalyse für komplexe Netzstrukturen. Ein weiterer wesentlicher wissenschaftlicher Beitrag liegt in der Implementierung und dem Vergleich verschiedener Methoden zur Spitzenkappung unter der im EnWG vorgeschriebenen Energiegrenze von 3% pro PV- bzw. Windkraftanlage [9]. Die durchgeführten Modellierungs- und Berechnungsschritte der einzelnen Phasen der technischen Analyse der Verteilnetzplanung im Hochspannungsnetz werden nachfolgend detailliert beschrieben.

3 Modellierung der Eingangsinformationen

Wie bereits in Kapitel 2.2 beschrieben, stellt die Aufbereitung der Eingangsinformationen für die technische Analyse in der Verteilnetzplanung einen wesentlichen Teil des Arbeitsaufwandes dar [17], [19]. Da in dieser Arbeit ein zeitsequentieller stochastischer Prozess verwendet werden soll, ist das Ziel dieser Modellierung sowohl das zeitliche als auch das statistische Verhalten der Knotenleistungen im Verteilnetz unter Berücksichtigung eines weiteren Ausbaus an EE zu beschreiben.

Die Grundlage hierfür stellen bei der Netzplanung stets die Informationen über den aktuellen Ist-Zustand der Verteilnetze dar, welche durch Messungen gewonnen werden können [19]. Dabei zeigen sich insbesondere im Verteilnetz signifikante Unterschiede in der Verfügbarkeit derartiger Messdaten bei den einzelnen Spannungsebenen. Während im Hochspannungsnetz zeitliche Messungen der Leistungsflüsse über die Transformatoren zur Mittelspannungsebene vorliegen, sind derartige Informationen in den niedrigeren Spannungsebenen nicht mehr vorhanden. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf dem Hochspannungsnetz, daher wird zu Beginn dieses Kapitels die Modellierung der Eingangsinformationen am Beispiel des HS-Netzes gezeigt und abschließend eine Übertragbarkeit auf die niedrigeren Spannungsebenen vorgestellt. Zusätzlich wird in diesem Kapitel aufgezeigt, wie andere Datenquellen, in Form von Klimamodelldaten, für die Netzplanung aufbereitet und verwendet werden können.

Aufgrund des weiterhin starken Zubaus von PV- und Windkraftanlagen, wie er im EEG auch vorgesehen ist [8], stellen diese zwei Technologien entscheidende Einflussgrößen für die Netzplanung dar. Andere Technologien, wie z.B. Biomasse- oder Wasserkraftwerke, besitzen zukünftig ein deutlich geringeres Potential [4] und werden daher in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet. Aufgrund ihrer Betriebsweise, welche im zeitlichen Verlauf nahezu konstant ist, zeigen diese Anlagen für die Netzbelastungen ebenfalls einen konstanten Einfluss, welcher für die probabilistische Betrachtung eine geringere Relevanz besitzt. Eine schematische Darstellung für die Modellierung der Eingangsdaten zur Netzplanung im Hochspannungsnetz zeigt Abbildung 3-1. Die hier vorgestellte Modellierung der zeitlichen Lastprofile für HS-Umspannwerke ist bereits in [49] veröffentlicht³. In Abbildung

³ Das in dieser Veröffentlichung präsentierte Modell ist eine Entwicklung des Autors dieser Promotion.

3-1 ist auf der linken Seite dargestellt, wie eine mögliche reale Netztopologie aussehen könnte und wie diese für die probabilistische Verteilnetzplanung innerhalb dieser Arbeit modelliert wird (rechte Seite).

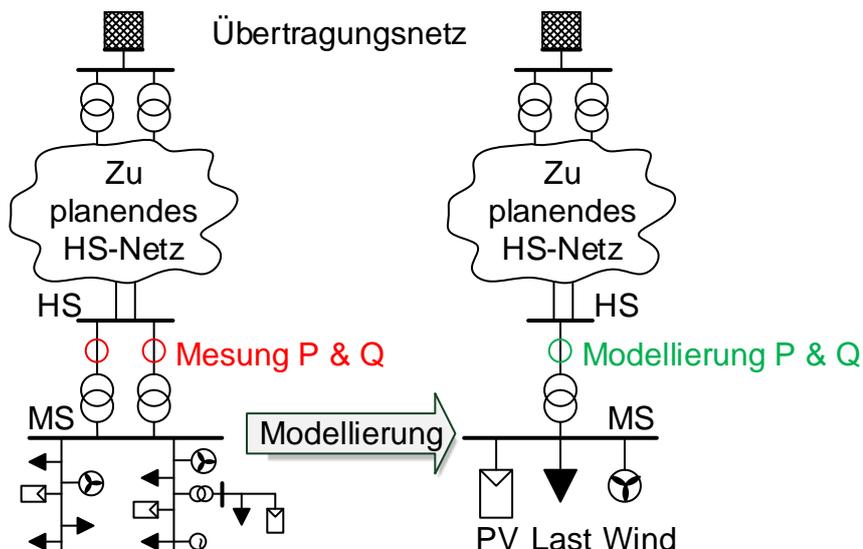


Abbildung 3-1: Schematische Darstellung der modellierten Eingangsdaten für die Netzplanung im Hochspannungsnetz

Wie Abbildung 3-1 zeigt, erfolgt für die Modellierung der Eingangsinformationen lediglich eine aggregierte Betrachtung der Last, PV und Windkraftanlagen. Für die niedrigeren Spannungsebenen kann eine analoge Modellierung erfolgen, jedoch können einzelne Komponenten aufgrund ihrer typischen Netzanschlusspunkte entfallen. So werden beispielsweise Windkraftanlagen aufgrund ihrer Nennleistung nicht im Niederspannungsnetz angeschlossen und müssen bei der Modellierung der Ortsnetze nicht betrachtet werden. Eine detaillierte Beschreibung, wie die zeitlichen Leistungsverläufe der einzelnen Komponenten modelliert werden können, erfolgt in den folgenden Unterkapiteln.

3.1 Lastmodellierung

Das Ziel der Lastmodellierung ist es, das zeitliche und statistische Verhalten des elektrischen Energieverbrauchs nachzubilden, um somit eine Komponente der Eingangsdaten für die probabilistische Verteilnetzplanung bereitzustellen. Die Grundlage für diese Modellierung sollten stets historische zeitliche Messungen des Netzzustandes sein, sofern derartige Messdaten vorhanden sind. Die Verwendung von Messdaten ist für die Lastmodellierung in der Netzplanung immer vorteilhaft, da nur damit das individuelle Verbrauchsverhalten detailliert abgebildet werden kann. Insbesondere in der HS- und MS-Ebene besitzen die Verteil-

netzbetreiber nur sehr wenige Informationen über die Anzahl und Art der Verbraucher in den unterlagerten Spannungsebenen. Darüber hinaus besitzen die einzelnen Verbraucher stets sehr individuelle zeitliche Verbräuche, wodurch eine statistische Beschreibung erschwert wird. Berücksichtigt werden kann das individuelle Verbrauchsverhalten durch Verwendung von Messdaten der aggregierten Last, wie in Abbildung 3-1 auf der linken Seite dargestellt.

Wie in Abbildung 3-1 gezeigt ist, werden die Leistungsflüsse über die Transformatoren zwischen HS- und MS-Netz messtechnisch erfasst. Da jedoch auch Erzeugungsanlagen in den unterlagerten Spannungsebenen installiert sind, kann mit dieser Messung lediglich die Residuallast erfasst werden. Bei der Modellierung für die Netzplanung, wie in Abbildung 3-1 dargestellt, ist jedoch die gesamte Netto-Last erforderlich. Bei der deterministischen Netzplanung ist die Residuallast ausreichend, da bei der Ermittlung des Einspeisefalls die Annahme getroffen wird, dass zu diesem Zeitpunkt die maximale Einspeisung der installierten EE-Leistung anliegt und somit nur ein weiterer Zubau an Erzeugungsanlagen modelliert werden muss. Bei Verwendung der Residuallast als Last in der in Abbildung 3-1 dargestellten Modellierung müsste bei der zeitlichen Einspeiseleistung des weiteren Zubaus an EE die Korrelation zur Einspeiseleistung in der Residuallast berücksichtigt werden. Eine starke Korrelation zwischen den einzelnen Erzeugungsanlagen existiert aufgrund ihrer Abhängigkeit zum Primärenergieträger, wie z.B. Windgeschwindigkeit oder Solarstrahlung. Die Korrelation und damit die Abhängigkeit zwischen einzelnen PV-Anlagen in einem NS-Netz wurde in [50] anhand von zeitlich aufgelösten Messdaten nachgewiesen. Da jedoch in der Residuallast keine Information über den Anteil der Erzeugungsleistung vorliegt, müssen andere Daten herangezogen werden. Für die Lastmodellierung in dieser Arbeit werden hierfür zeitliche Messungen von Windkraft- und PV-Anlagen, welche in der unterlagerten Spannungsebene an einem Umspannwerk (UW) angeschlossen sind, verwendet. Dabei wird die Annahme getroffen, dass eine Erzeugungsanlage eine Referenz für die gesamte installierte EE-Leistung des Umspannwerkes darstellt und die Residuallast um die Einspeiseleistung von EE korrigiert werden kann.

3.1.1 Methodik zur Korrektur der Residuallast

Die Datengrundlage bilden Messdaten in einer 15-minütigen Auflösung über das Jahr 2014. Die Daten stammen aus einem realen Hochspannungsnetz der Netze BW GmbH in Baden-Württemberg. Eine detailliertere Beschreibung dieses Netzes erfolgt in der Planungsstudie in Kapitel 6. Für die Korrektur der Residuallast liegen Messdaten der Leistungsflüsse über die Transformatoren der Umspann-

werke vor. In einem ersten Schritt wird daraus die Residuallast des Umspannwerkes ermittelt. Dies erfolgt, um Fehler in den Daten durch Umschaltung parallel betriebener Transformatoren zu vermeiden. Für ein beispielhaftes Umspannwerk ist die Korrektur der EE an einem Tag in Abbildung 3-2 dargestellt.

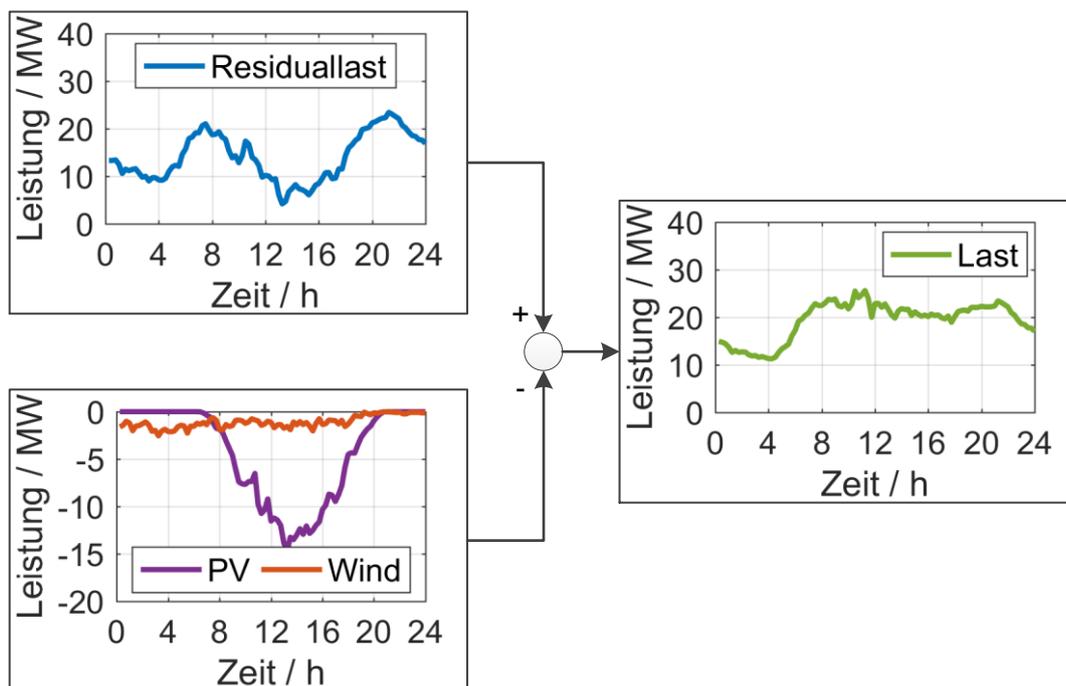


Abbildung 3-2: Beispielhafte Korrektur der Residuallast für einen Tag eines Umspannwerkes

Für die Einspeisung von EE werden Messdaten von Erzeugungsanlagen an demselben Umspannwerk herangezogen. Sind Messdaten im Versorgungsgebiet eines UWs von mehreren PV- oder Windkraftanlagen vorhanden, wird eine mittlere Leistung berechnet und auf die installierte Leistung des Umspannwerkes skaliert. Für das dargestellte UW in Abbildung 3-2 ist dies der Fall. Daher zeigen die Kurven der Erzeugung gemittelte Werte über mehrere Anlagen. Auffallend ist an der Darstellung der Erzeugung die höhere Einspeisung der PV, welche auf die höhere installierte Leistung zurückzuführen ist. An diesem Umspannwerk ist die installierte Leistung von PV um den Faktor 4,7 höher als die installierte Leistung von Windkraftanlagen. Liegen keine Messdaten von Erzeugungsanlagen an einem UW vor, so wird ein mittleres Profil über alle Erzeugungsanlagen des gesamten Netzgebietes verwendet. Dies stellt eine Näherung dar. Jedoch ist eine Validierung dieses Verfahrens aufgrund mangelnder Daten nicht möglich. Bei der Blindleistung wird angenommen, dass die bisherigen Erzeugungsanlagen nur einen vernachlässigbaren Beitrag zur Blindleistung liefern und dieser vernachlässigt werden kann.

Zusätzlich zeigt Abbildung 3-2 die Lastkurve als Ergebnis der Korrektur für diesen beispielhaften Tag. Auffallend ist im Vergleich mit der Residuallast, dass über die Mittagsstunden eine nahezu konstante Last anliegt und ein Absenken wie bei der

Residuallast nicht mehr auftritt. Diese Absenkung ist ein sehr typisches Verhalten in der Residuallast von Netzgebieten mit viel PV. Bei der Korrektur der Residuallast wird sich ebenfalls wieder nur auf PV und Windkraft beschränkt, da diesen Technologien auch zukünftig ein signifikanter Zubau prognostiziert wird.

Als Alternative zur Verwendung von Messdaten ist in [49]⁴ ein Regressionsmodell zur Generierung von synthetischen Lastprofilen veröffentlicht. Dieses Modell generiert mit einem zufälligen Prozess, basierend auf einer linearen Regression, Lastprofile für ein Umspannwerk. Als Trainingsdaten werden hierfür Messdaten eines Umspannwerkes verwendet, wodurch der zusätzliche Aufwand der Modellierung in Frage gestellt wird. Sind jedoch keine Messdaten vorhanden, kann dieses Regressionsmodell für die probabilistische Verteilnetzplanung verwendet werden. Die notwendigen Parameter des Modells sowie einer detaillierteren Beschreibung, analog zu [49]⁴, können Anhang A entnommen werden.

3.1.2 Plausibilisierung der korrigierten Residuallast

Da die Korrektur der Residuallast nur eine Näherung darstellt, können die Ergebnisse nicht validiert werden. Daher wird an dieser Stelle lediglich eine Plausibilisierung mit Messdaten aus dem Jahr 2006 angestellt, da erst nach diesem Jahr ein massiver Ausbau der EE erfolgte, wie in Abbildung 2-1 dargestellt. Ein Vergleich der Mittelwerte, Maxima und Minima über die Dauer eines Jahres sind im zeitlichen Verlauf über ein Tag in Abbildung 3-3 für ein Umspannwerk dargestellt.

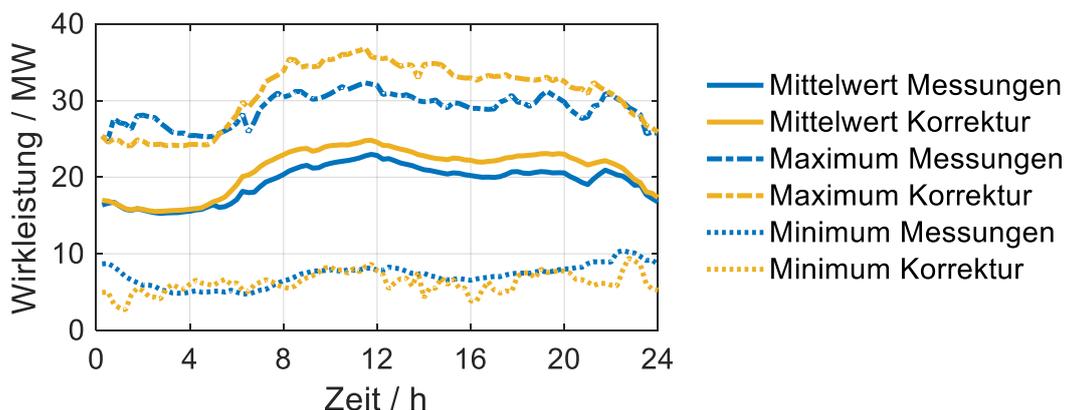


Abbildung 3-3: Vergleich zwischen der Korrektur der Residuallast mit Daten aus dem Jahr 2014 und Messdaten aus dem Jahr 2006. Die Mittelwerte, Maxima, Minima wurden über die Dauer eines Jahres berechnet.

Die beste Übereinstimmung zeigen die Mittelwerte, auch wenn eine Verschiebung um wenige MW zu erkennen ist. Hierbei kann jedoch nicht plausibilisiert werden,

⁴ Das vorgestellte Regressionsmodell ist eine Entwicklung des Autors dieser Arbeit.

ob dieser Unterschied aus einem Fehler der Korrektur oder aus einer Veränderung des elektrischen Verbrauchs resultiert. Festzuhalten bleibt jedoch die gute Übereinstimmung.

3.2 Erzeugungsmodellierung

Für die Modellierung der zeitlichen Erzeugungsleistung von PV und Windkraftanlagen werden Klimamodelldaten verwendet, mit denen die elektrische Einspeiseleistung berechnet wird. Durch diese Berechnung können die Zeitreihen mit einer Ausbauprognose der EE skaliert werden. Als Datensatz wird das regionale Klimamodell REMO verwendet [51]. Dieses wurde entwickelt, um die Klimaentwicklung in Deutschland zu simulieren und bietet als Ergebnis sowohl zeitlich als auch räumlich aufgelöste klimatische Daten. Dabei wird eine räumliche Auflösung von 0,1 Längen- und Breitengrade erreicht. Entscheidend für die Modellierung sind dabei sowohl die Sonnenstrahlung und die Windgeschwindigkeiten, da daraus die elektrische Einspeiseleistung berechnet werden kann. Detaillierte Berechnungsmethoden hierfür können der Literatur, wie z.B. in [52], [53], [54] oder [55], entnommen werden. Das prinzipielle Vorgehen wird daher in dieser Arbeit nur kurz skizziert. Vorteilhaft an Klimamodelldaten ist, dass Wetterfronten in der Verteilnetzplanung, wie sie auch in der Realität auftreten, berücksichtigt werden können. Diese zeigen sich beispielsweise an einem zeitlich und räumlichen Versatz der Windgeschwindigkeiten über einer Netzregion [26]. Eine genauere Analyse der räumlichen Korrelation erfolgt in Kapitel 3.3.

3.2.1 Modellierung der Photovoltaik

Als Eingangsdaten für die Modellierung der PV werden Globalstrahlungswerte aus dem REMO-Klimamodell verwendet. In der schematischen Darstellung der Berechnung in Abbildung 3-4 stellt dies die Eingangsgröße auf der linken Seite dar. Darauf aufbauend wird die Bestrahlungsstärke in der geneigten Modulebene, welche aus der Ausrichtung und der Neigung besteht, berechnet. Dies ist notwendig, da PV-Anlagen zur Ertragssteigerung in Deutschland eine Ausrichtung in Richtung Süden und zusätzlich eine Neigung besitzen. Nach [52] setzt sich die gesamte Bestrahlungsstärke aus einem direkten, diffusen und reflektierten Anteil zusammen, welche in Abhängigkeit der Sonnenposition berechnet werden können. Für die Berechnung der diffusen Strahlung wird in dieser Arbeit das Modell von Klucher [52] verwendet, da hierfür nur sehr wenige Parameter zur Berechnung notwendig sind. Auf weitere Details zur Berechnung einzelner Strahlungsanteile sei an dieser Stelle auf die Literatur wie beispielsweise in [52] verwiesen.

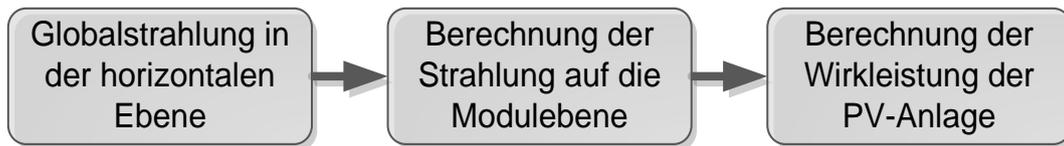


Abbildung 3-4: Ablauf Leistungsberechnung von PV-Anlagen auf Basis der Globalstrahlung

Die elektrische Wirkleistung kann nach [54] mithilfe der Standardtestbedingungen und einem temperaturabhängigen Wirkungsgrad berechnet werden. Unter Annahme eines konstanten Wirkungsgrades des Wechselrichters, in dieser Arbeit wurden 95 % verwendet, folgt für den wechselstromseitigen Anschluss der PV-Anlage:

$$P_{AC,PV} = \eta_{WR} \cdot P_{STC} \cdot \frac{E_{Ges}}{E_{STC}} \cdot \eta_{temp} \quad (3-1)$$

Mit:	$P_{AC,PV}$	Leistung der PV-Anlage	kW
	η_{WR}	Wirkungsgrad des Wechselrichters	
	P_{STC}	Leistung der PV-Anlage unter Standardtestbedingungen	kW
	E_{Ges}	Bestrahlungsstärke auf den PV-Modulen	kW/m^2
	E_{STC}	Bestrahlungsstärke unter Standardtestbedingungen	kW/m^2
	η_{temp}	temperaturabhängiger Wirkungsgrad	

Im temperaturabhängigen Wirkungsgrad wird die Veränderung der Leistungsabgabe von PV-Modulen bei abweichender Modultemperatur zusammengefasst [56], [57]. Nach [56] kann dieser mit 0,5 %/K angenommen werden. Um die Berechnung zu überprüfen wird nachfolgend ein statistischer Vergleich gezeigt, zwischen Messungen und der hier skizzierten Modellierung.

3.2.1.1 Vergleich Modellierung und Messdaten einer PV-Anlage

Um die Umrechnung mit den REMO-Klimamodelldaten zu verifizieren, zeigt Abbildung 3-5 einen Vergleich der Histogramme zwischen Messdaten von insgesamt 325 PV-Anlagen und der Umrechnung mit dem REMO-Klimamodell. Die Messdaten der PV-Anlagen wurden von der Netze BW GmbH für diese Arbeit bereit gestellt. Die Linien der Messdaten sind dabei teilweise transparent dargestellt, wodurch sich ein Bereich hervorhebt in dem sehr viele der Messdaten liegen. Dabei ist eine gute Übereinstimmung in sehr vielen Leistungsbereichen zu erkennen, lediglich für niedrige Erzeugungsleistungen und die Maxima sind Unterschiede ersichtlich. Da für die Netzplanung die Leistungsmaxima relevant sind, erfolgt eine zusätzliche Markierung in Abbildung 3-5. Hier ist ersichtlich, dass bei den Messdaten der 325 PV-Anlagen ein Maximum bei ca. 1 p.u. auftritt. Dieser Wert wird bei der Modellierung mit den REMO-Klimamodelldaten nicht erreicht. Dies kann auf die Modellierung, wie sie im vorangegangenen Kapitel beschrieben

ist zurückgeführt werden. Aus den Globalstrahlungswerten des REMO-Klimamodells wurde die Anlagenleistung berechnet. Da die PV-Einspeisung in einem MS-Netz aus sehr vielen einzelnen Anlagen besteht, welche unterschiedlich ausgerichtet sind, wurde hierbei bereits eine Durchmischung der Anlagenausrichtung angenommen. Dies hat zur Folge, dass die Sonneneinstrahlung nie in einem idealen Winkel auf alle PV-Anlagen fällt, wodurch keine Leistungswerte nahe der installierten Leistung auftreten. Diese Modellierung wurde eingefügt, um eine höhere Anzahl an PV-Anlagen, welche an einem HS-Umspannwerk angeschlossen sind, zu modellieren. Im Vergleich zum konventionellen Ansatz kann diese Modellierung mit der Einführung der Gleichzeitigkeitsfaktoren verglichen werden. In Abbildung 3-5 zeigen die Messdaten der PV-Anlagen eine Häufung der maximalen Leistung im Bereich des Maximums des REMO-Klimamodells, wodurch die Gültigkeit dieser Annahme verdeutlicht wird. Aufgrund der guten Übereinstimmung in vielen Leistungsbereichen wird davon ausgegangen, dass die Modellierung der PV-Anlagen eine ausreichende Genauigkeit besitzt.

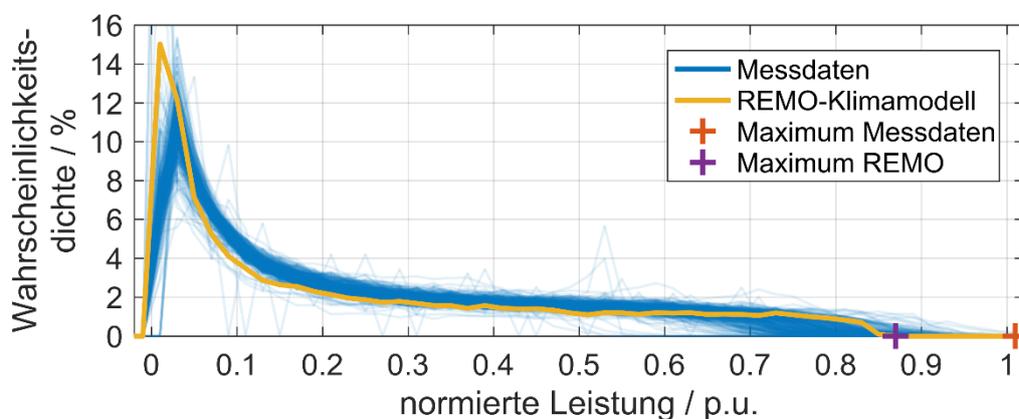


Abbildung 3-5: Vergleich der Histogramme der Messdaten von 325 PV-Anlagen und der Modellierung mit dem REMO-Klimamodell

3.2.2 Modellierung Windkraftanlagen

Für die Modellierung der Windkraftanlagen werden die Windgeschwindigkeiten in einer Höhe von 10 Metern über dem Boden aus dem REMO-Klimamodell als Eingangsdaten verwendet [51]. Die notwendigen Berechnungsschritte sind in Abbildung 3-6 dargestellt. Zu Beginn wird die Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe berechnet, da die Windgeschwindigkeiten bei größerem Bodenabstand zunehmen [52]. Die Berechnung erfolgt mit dem logarithmischen Grenzschichtprofil mit einer Rauheitslänge, welche eine mittlere landwirtschaftliche Fläche repräsentiert. Diese Berechnung ist notwendig, da im REMO-Klimamodell lediglich die Windgeschwindigkeiten in 10 m Höhe verfügbar sind. Auf eine genauere Beschreibung sei an dieser Stelle auf [52] verwiesen. Für diese Arbeit wird eine Nabenhöhe von 120 Metern angenommen.

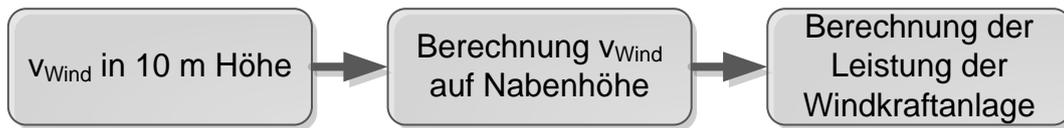


Abbildung 3-6: Ablauf der Leistungsberechnung von Windkraftanlagen auf Basis der Windgeschwindigkeit

Für die Umrechnung in die Leistung der Windkraftanlage wird eine Leistungskennlinie einer Anlage mit Pitch-Regelung verwendet. In dieser Arbeit wurde als Referenz eine Enercon E-82 E2 ausgewählt [58]. Um die Berechnung zu plausibilisieren erfolgt wieder ein statistischer Vergleich mit Messdaten einer Windkraftanlage.

3.2.2.1 Vergleich Modellierung und Messdaten einer Windkraftanlage

In Abbildung 3-7 ist wieder ein Vergleich der Histogramme zwischen der Modellierung und den Messdaten über die Dauer eines Jahres von 28 verschiedenen Windkraftanlagen dargestellt. Die Messdaten wurden wiederum von der Netze BW GmbH für diese Arbeit bereitgestellt. Deutlich ist wieder die gute Übereinstimmung zu erkennen. Auffallend ist die kleine Verschiebung der Maxima, welche jedoch auf den Anlagentyp zurückzuführen ist. Die dargestellten Windkraftanlagen regeln bei hohen Windgeschwindigkeiten auf einen Leistungswert größer der Nennleistung, wodurch ein Maximum größer 1,0 p.u. erreicht wird. In der Produktübersicht von Windkraftanlagen aus [58] wird dieser Effekt deutlich. Auffallend ist ebenfalls die Zunahme der Wahrscheinlichkeitsdichte im Bereich von 1 p.u. Dies ist ebenfalls wieder auf die Leistungsbegrenzung der Windkraftanlagen bei höheren Windgeschwindigkeiten zurückzuführen.

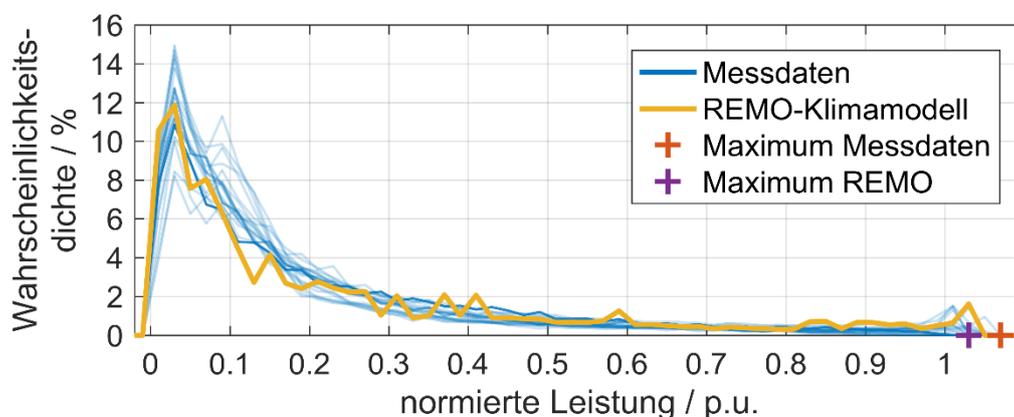


Abbildung 3-7: Vergleich der Histogramme der Messdaten von 28 verschiedener Windkraftanlagen und der Modellierung mit dem REMO-Klimamodell

3.3 Räumliche Korrelation der Erzeugungsleistung

Aufgrund der Abhängigkeit zwischen der Erzeugungsleistung von PV und Windkraftanlagen zur Wettersituation, kann davon ausgegangen werden, dass in einem Netzgebiet die Einspeiseleistungen der einzelnen UWs zueinander korrelieren. Besitzt beispielsweise ein HS-UW gerade eine hohe Erzeugung von PV, so besitzen benachbarte UWs ebenfalls eine hohe Erzeugung, da die Globalstrahlung ähnlich sein wird. Um derartige Abhängigkeiten zu quantifizieren, werden in der Statistik Korrelationskoeffizienten eingesetzt [59]. Um die Stärke einer linearen Abhängigkeit zu quantifizieren, kann der Korrelationskoeffizient nach Pearson verwendet werden [59]. Für zwei Zufallsvariablen x und y folgt nach [59] für den Korrelationskoeffizient r :

$$r = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})(y_i - \bar{y})}{(n - 1)\sigma_x\sigma_y} \quad (3-2)$$

Mit:	σ_x, σ_y	Standardabweichungen
	\bar{x}, \bar{y}	Mittelwerte
	n	Anzahl der Zufallswerte

Der Korrelationskoeffizient r nimmt Werte zwischen -1 und 1 an [59]. Ist der Korrelationskoeffizient r nahe 1, so spricht man von einer positiven Korrelation. Nimmt in diesem Fall die Zufallsvariable x zu, so nimmt ebenfalls die Zufallsvariable y zu. Übertragen auf die Erzeugungsleistung von z.B. PV bedeutet dies, dass wenn an einem UW eine hohe Erzeugung erfolgt, an einem anderen UW ebenfalls eine hohe Erzeugung erfolgt, sofern diese eine positive Korrelation besitzen. Nach [59] kann man bis zu einem Korrelationskoeffizienten von $r = 0,7$ von einer positiven Korrelation sprechen. Leider stellt dieser Wert nur eine Näherung dar und eine eindeutige Grenze ist bei Korrelationen nicht möglich [59]. Trotzdem kann der Korrelationskoeffizient verwendet werden, um zu überprüfen wie stark die Abhängigkeit zwischen den Erzeugungsleistungen von EE im HS-Netz ist und ob die Berechnung mittels des REMO-Klimamodells eine ähnliche Korrelation abbildet.

Analog zur Lastmodellierung erfolgt die Überprüfung der räumlichen Korrelation mittels Messdaten von PV- und Windkraftanlagen in einem HS-Netz. Dabei wurde die mittlere Einspeiseleistung an jedem UW verwendet. Mit den vorliegenden Messdaten konnte dadurch die Einspeiseleistung an 16 UWs für PV und an 7 UWs für Windkraftanlagen über die Dauer von einem Jahr ermittelt werden. Für dieselben UWs wurde auch mit dem REMO-Klimamodell die zeitliche Einspeiseleistung für ein Jahr berechnet. Mit Gleichung (3-2) wird der Korrelationskoeffi-

zient zwischen allen Datensätzen für PV und Windkraft berechnet. Eine Auswertung über die Mittelwerte, Minima und Maxima erfolgt in Tabelle 3-1. Betrachtet man in Tabelle 3-1 die Minima der Messungen, so fällt auf, dass zwischen allen Daten stets eine positive Korrelation besteht. Lediglich bei Windkraftanlagen liegt der minimale Korrelationskoeffizient bei den Messungen unter der näherungsweise Grenze von 0,7, jedoch zeigt sich im Mittel trotzdem eine positive Korrelation. Da zwischen den Messungen stets positive Korrelationen bestehen, muss diese in der nachfolgenden Berechnung der Residuallast an den HS-Umspannwerken berücksichtigt werden.

Tabelle 3-1: *Mittlere, minimale und maximale Korrelationskoeffizienten der Einspeiseleistung aus PV und Windkraft über der Fläche eines 110 KV-Netzgebietes*

		Mittelwert	Minimum	Maximum
PV	Messung	0,911	0,787	0,976
	REMO	0,955	0,875	1
Wind	Messung	0,785	0,621	0,949
	REMO	0,907	0,812	0,985

Das REMO-Klimamodell zeigt in Tabelle 3-1 stets einen höheren Korrelationskoeffizienten als die Messungen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass innerhalb der Messungen standortspezifische Unterschiede, wie z.B. Abschattungen der PV-Anlagen oder Abbremsungen der Windgeschwindigkeiten durch Gebäude den Korrelationskoeffizienten verschlechtern. Innerhalb des REMO-Klimamodells sind derartige Einflüsse nicht modelliert, wodurch der Korrelationskoeffizient etwas höher als in den Messungen ist. Für die Netzplanung kann daraus abgeleitet werden, dass räumliche Korrelationen mit dem REMO-Klimamodell abgebildet werden können, auch wenn diese eine geringfügige Erhöhung der Gleichzeitigkeit der Einspeiseleistung mit sich bringt. Da jedoch bei den Netzbetreibern nie vollständige Messdaten über die Einspeiseleistungen in ihrem Netzgebiet vorliegen werden, bietet sich die Verwendung von Klimamodelldaten an, da somit fehlende Eingangsinformationen ersetzt werden können.

3.4 Stochastische Modellierung Residuallast

Bislang wurde in diesem Kapitel gezeigt, wie aus Messdaten der Residuallast näherungsweise auf den elektrischen Energieverbrauch geschlossen werden kann und wie aus Klimamodelldaten die Einspeiseleistung von PV und Windkraftanlagen ermittelt werden kann. Für die probabilistische Verteilnetzplanung müssen nun diese einzelnen Schritte zusammengeführt werden, um ein stochastisches

Modell für die Residuallast zu erhalten. Anschließend wird die Methodik vorgestellt und eine Validierung anhand von Daten für ein HS-Netz gegeben, wobei für eine detaillierte Validierung an dieser Stelle auf [49]⁵ verwiesen sei.

3.4.1 Methodik

Nach der Berechnung der zeitlichen Leistung der Lasten über die Dauer von einem Jahr werden einzelne Tagesprofile gebildet. In Anlehnung an [60] erfolgt sowohl eine Unterteilung in die Jahreszeiten Winter, Sommer und Übergangszeit (Frühling und Herbst) als auch in die Typtage Werktage, Samstage und Sonntage. Wobei Feiertage zu den Sonntagen gezählt werden [60]. Eine Unterteilung erfolgt anhand der gegebenen Zeiträume in [60]. Diese Kategorisierung wird verwendet, da die einzelnen Tage typische Charakteristiken bei den Energieverbräuchen aufweisen. So kann beispielsweise davon ausgegangen werden, dass im Winter ein höherer Verbrauch aufgrund der Beleuchtung als im Sommer auftritt, oder Industriebetriebe an Werktagen einen höheren Verbrauch als an Sonntagen haben. Bei der Erzeugungsleistung erfolgt lediglich eine Unterteilung in die Jahreszeiten, da die Wettersituation ausschließlich von der Jahreszeit und nicht von den Typtagen abhängig ist.

Die stochastische Modellierung der Residuallast kann nach der Kategorisierung in die Typtage mittels einer MC Simulation erfolgen. Um dabei einen zeitsequentiellen stochastischen Prozess zu ermöglichen, werden nicht einzelne Leistungswerte, sondern gesamte Tagesprofile zufällig aus den Datenbanken der Typtage ausgewählt. Der zeitsequentielle stochastische Prozess erfolgt dabei stets getrennt für die einzelnen Typtage, um sicherzustellen, dass nicht Tagesprofile unterschiedlicher Typtage zufällig ausgewählt werden. Um jedoch die räumliche Korrelation der EE Einspeisung abbilden zu können, muss für einen Tag in der Simulation stets dieselbe Wettersituation über das gesamte Netzgebiet ausgewählt werden. Dabei erhält jedes Umspannwerk das zu seinem Ort korrespondierende Zeitprofil aus dem REMO-Klimamodell. Eine vereinfachte schematische Darstellung erfolgt in Abbildung 3-8.

Zur besseren Darstellung ist in Abbildung 3-8 die Anzahl der räumlich aufgelösten Datensätze im REMO-Klimamodell reduziert worden. Insgesamt erreicht das REMO-Klimamodell über die betrachtete Netzgruppe eine Auflösung von 11x15 Datensätzen. Das bedeutet, dass für die Modellierung der Einspeiseleistung von EE in der betrachteten Netzgruppe insgesamt 165 verschiedene Datensätze aus dem REMO-Klimamodell herangezogen werden.

⁵ Modellierung und Validierung der in dieser Literatur vorgestellten Methodik ist eine Entwicklung des Autors dieser Promotion.

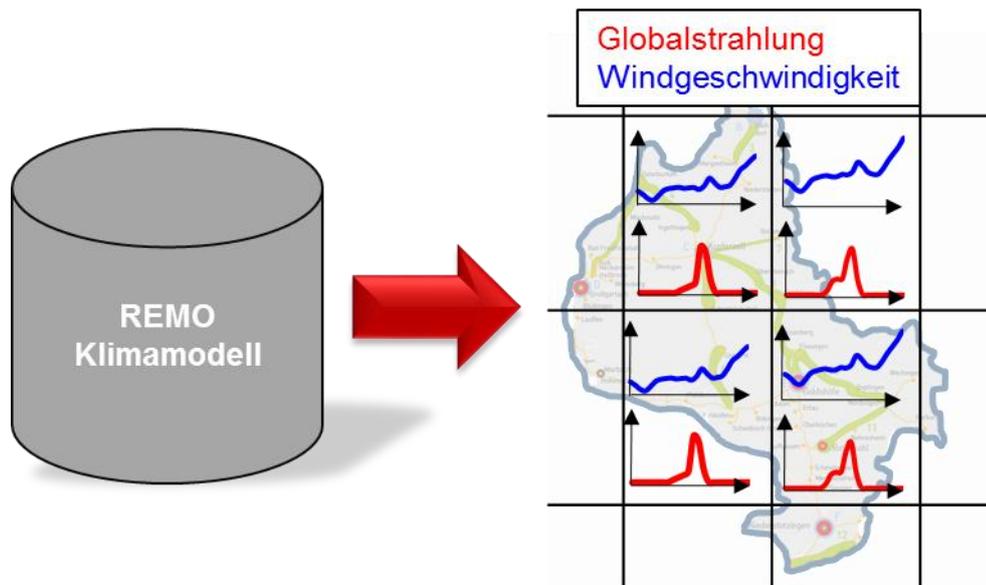


Abbildung 3-8: Vereinfachte, schematische Darstellung der räumlich aufgelösten Daten des REMO-Klimamodells, insgesamt erreicht das REMO-Klimamodell über die betrachtete Netzgruppe ein Raster von 11x15 Datensätzen

Im Folgenden bedeutet eine zufällige Wettersituation, dass ein Tag aus dem REMO-Klimamodell zufällig ausgewählt wird und die korrespondierenden Zeitreihen aus den 11x15 Datensätzen ausgewählt werden. Somit wird über die gesamte Netzgruppe eine zusammenhängende Wettersituation ausgewählt, auch wenn die zeitlichen Profile der einzelnen Raster unterschiedlich sein können. Die Modellierung der gesamten Eingangsdaten erfolgt nach dem Ablaufplan aus Abbildung 3-9.

Wie Abbildung 3-9 zeigt, startet der Prozess zur Modellierung der Residuallast mit der zufälligen Auswahl einer Wettersituation, welche für alle UWs dieses Tages festgehalten wird. Zeitgleich wird für das erste UW ein zufälliges Lastprofil ausgewählt. Für die Berechnung der Residuallast wird nun diesem Lastprofil die Einspeiseleistung von PV und Windkraft, durch Auswahl des korrespondierenden Tagesprofils zu der ausgewählten Wettersituation, abgezogen. Anschließend wird für das nächste UW wieder ein zufälliges Lastprofil gezogen und wiederum mit der EE-Einspeisung dieses UWs getreu der bereits ausgewählten Wettersituation und dem korrespondierenden Ort des UWs verrechnet. Für weitere Residuallastprofile aller UW im Rahmen einer MC Simulation, kann der Prozess wie in Abbildung 3-9 dargestellt, wiederholt.

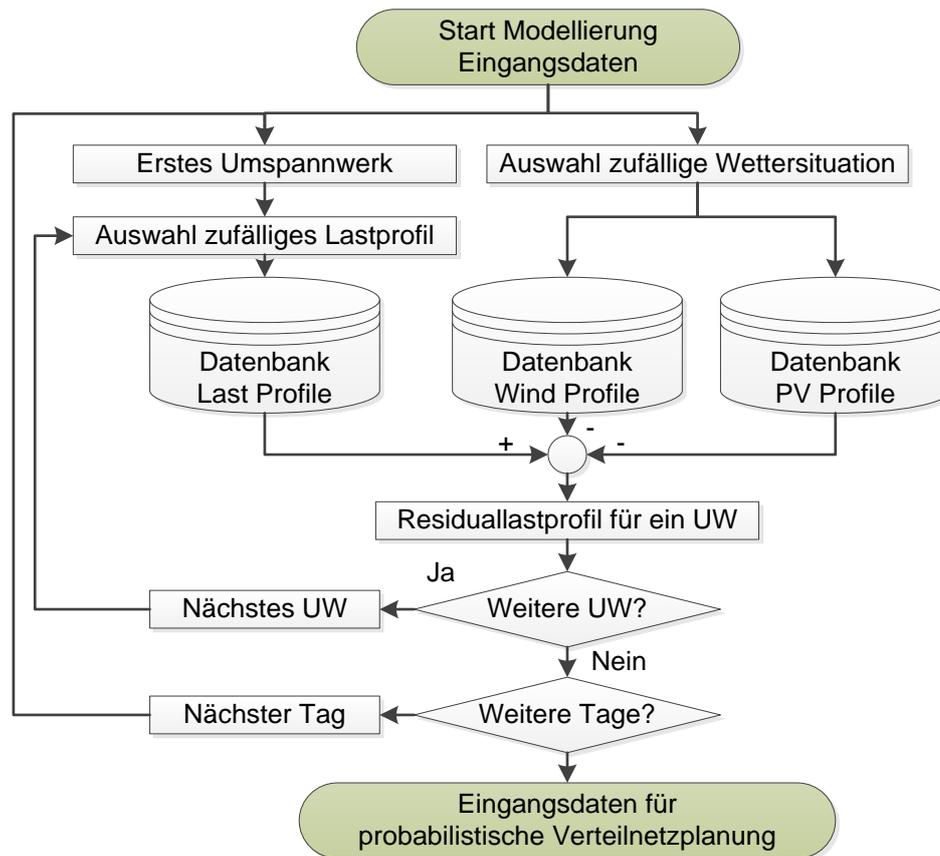


Abbildung 3-9: Flussdiagramm zur Modellierung der Residuallast an einem Tag für alle Umspannwerke in einem HS-Netz

3.4.2 Validierung

Bei einer PLF mit MC Simulation können die Mittelwerte für die Überprüfung der Konvergenz herangezogen werden. Somit wird dadurch überprüft, ob eine ausreichende Anzahl an Wiederholungen berechnet wurde. Um die Güte der Modellierung abzuschätzen, wird daher auch der Mittelwert in Form des mittleren Profils der Modellierung herangezogen. Als Größe wird der mittlere quadratische Fehler (engl. „root mean square error“ - RMSE) nach Gleichung (3-3) verwendet:

$$RMSE = \sqrt{\frac{\sum_{t=1}^n (\bar{P}_{Model,t} - \bar{P}_{Messung,t})^2}{n}} \quad (3-3)$$

Mit: $\bar{P}_{Model,t}$ Mittelwerte des Modells und der Messung zum Zeitpunkt t MW
 $\bar{P}_{Messung,t}$
 n Anzahl der Zeitpunkte im Tagesprofil

Für insgesamt 42 Umspannwerke in einem HS-Netz wurde der Prozess der stochastischen Modellierung der Residuallast durchgeführt und der RMSE nach Gleichung (3-3) berechnet. Dabei wurden aus jedem Typtag so viele Tagesprofile gebildet, wie sie auch in einem Jahr auftreten. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3-10 gezeigt. Sehr viele UWs haben einen Fehler kleiner als der Mittelwert von

1,1 MW. Die gezeigten UWs besitzen eine mittlere Leistung über das Jahr zwischen 13,8 MW und 34,7 MW. Diese Zahlen sind notwendig, um die Größenordnung der RMSE einordnen zu können.

Lediglich drei Umspannwerke haben einen RMSE größer 4 MW. Diese sind auf den verwendeten Referenzmessungen der EE zur Korrektur der Residuallast zurückzuführen. Bei diesen UWs sind keine Referenzanlagen vorhanden, wodurch ein größerer Fehler bei der Korrektur der Einspeisung auftritt. Dieser Fehler pflanzt sich dann in der Modellierung fort und resultiert in einem höheren RMSE.

In Anhang B erfolgt eine zusätzliche Validierung der RMSE für das 1. & 99. Perzentil. Hierbei zeigen sich deutlich stärker die Auswirkungen der verwendeten Referenzmessungen der EE zur Korrektur der Residuallast. Diese führen bei den Umspannwerken, welche in Abbildung 3-10 einen hohen RMSE aufweisen, zu deutlich höheren RMSE in den Perzentilen. Dies verdeutlicht, dass die verwendeten Referenzmessungen einen signifikanten Einfluss auf die Abbildungsgenauigkeit der verwendeten Modellierung besitzen. Weitere Validierungen des Modells können [49]⁶ entnommen werden.

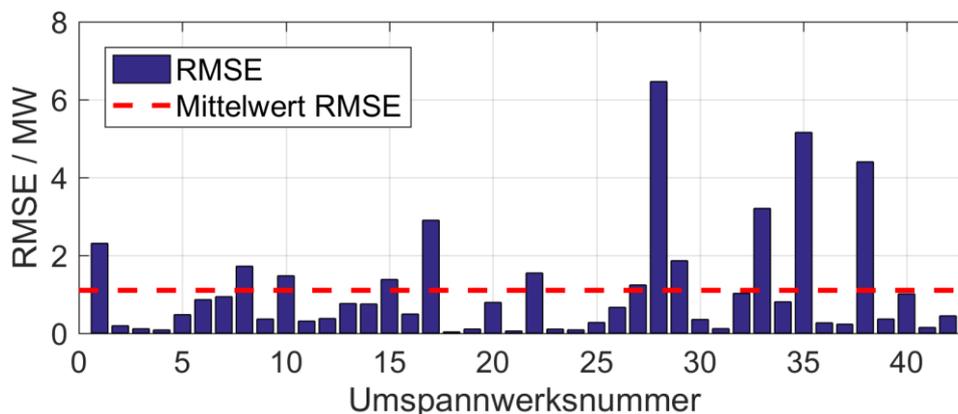


Abbildung 3-10: Root Mean Square Error des Mittelwertes über die Dauer eines Jahres für die stochastische Modellierung der Residuallast von 42 Umspannwerken

Insgesamt wird durch die stochastische Modellierung der Residuallast eine erhöhte Einspeisung der EE erreicht. Betrachtet man innerhalb der Netzplanung jedoch, dass die Ausbauprognose eine sehr hohe Unsicherheit und damit ein großes Fehlerpotenzial bietet, besitzt die hier vorgestellte Modellierung für die Netzplanung eine hinreichende Genauigkeit.

⁶ Das Modell und deren Validierung wurde vom Autor dieser Arbeit entwickelt bzw. durchgeführt.

3.5 Anpassung auf andere Spannungsebenen

In diesem Abschnitt erfolgt eine Beschreibung der Übertragung der Modellierung der Eingangsdaten auf niedrigere Spannungsebenen. Da im MS-Netz nicht alle Transformatoren zu den Ortsnetzen mit einer zeitlich aufgelösten Messung versehen sind, kann die vorgestellte Lastmodellierung nicht direkt übernommen werden. Aufgrund von unterschiedlichen Lastarten, wie z.B. Haushalts- und Gewerbelasten, sind allgemeine stochastische Modelle im Mittelspannungsnetz selten. Ansätze für die Lastmodellierung sind in [37] und [61] zu finden, jedoch basieren diese auf Standardlastprofilen und bilden damit das stochastische Verhalten nur ungenügend ab. So bleibt für die Lastmodellierung in der Mittelspannungsebene die Frage, ob ein Top-Down-Ansatz, bei dem die Leistungsmessungen an den HS/MS-Transformatoren auf die Knoten des MS-Netzes aufgeteilt werden, oder ein Bottom-Up-Ansatz, bei dem die NS-Lasten nach oben aggregiert werden, sinnvoller ist.

Die stochastische Erzeugungsmodellierung kann wie in [61] einerseits durch Messdaten als auch andererseits durch Klimamodelldaten, wie oben präsentiert, erfolgen. Bei den Klimamodelldaten ist jedoch darauf zu achten, dass eine Unabhängigkeit zwischen den einzelnen Erzeugungsanlagen erhalten bleibt. Dabei ist eine Möglichkeit, den berechneten Zeitreihen für eine ganze Netzregion einen normalverteilten Fehlerterm zu überlagern, um eine unabhängige Komponente zu berücksichtigen. Die Standardabweichung dieser Normalverteilung muss auf Basis der räumlichen Korrelation gewählt werden. Zur Ermittlung der räumlichen Korrelation können Messdaten aus einem Versorgungsgebiet herangezogen werden.

Im NS-Netz erfolgt heutzutage keine flächendeckende Messung der zeitlichen Energieverbräuche. Abhilfe könnte hierfür der geplante Smart-Meter-Rollout leisten [62]. Es müssen jedoch trotzdem noch stochastische, zeitreihenbasierte Modelle für Lasten ohne Messung verwendet werden. Verschiedene Modelle, welche das statistische Verhalten auf Basis von zeitlichen Messdaten modellieren, sind in [63], [64], [65]⁷, [66]⁸ veröffentlicht. Derartige Modelle können in der probabilistischen Verteilnetzplanung im NS-Netz eingesetzt werden, jedoch werden diese auch mit Messdaten trainiert. Weiterhin muss noch überprüft werden, wie gewerbliche Lasten modelliert werden können. Eine Modellierung der Erzeugungsleistung kann analog zur Mittelspannung erfolgen.

⁷ Das vorgestellte Regressionsmodell ist eine Entwicklung des Autors dieser Arbeit.

⁸ Die vorgestellte Parametrierung des Regressionsmodells ist eine Entwicklung des Autors dieser Arbeit.

4 Netzberechnungen in der probabilistischen Verteilnetzplanung

Um sowohl eine optimierte Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher zu ermöglichen als auch alle individuellen Extremfälle im Netz abzubilden, erfolgt eine Verwendung eines zeitsequentiellen stochastischen Prozesses. Jedoch werden zunächst die Methoden zur PLF auf die Anwendung von Zeitreihen geprüft. Daher werden zunächst ausgewählte Verfahren zur PLF beschrieben und abschließend bewertet. Dabei steht insbesondere die Überprüfung der (n-1)-Sicherheit als auch die optimierte Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher im Rahmen der probabilistischen Verteilnetzplanung im Vordergrund. Wie bereits beschrieben, besitzen MC Simulationen die Problematik eines hohen Rechenaufwandes. Eine Verringerung des Rechenaufwandes kann durch Linearisierungen der Lastfluss- und Ausfallanalyse erreicht werden [67]⁹, welche in diesem Kapitel entwickelt und an einem 5-Knoten-Testsystem validiert werden. Durch die entwickelten Linearisierungen kann zum einen der Rechenaufwand bei guter Abbildungsgenauigkeit signifikant gesenkt werden. Zusätzlich stellen sie eine Grundlage für die Berechnungen der Betriebsstrategien zur optimierten Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher dar.

4.1 Methoden zur probabilistischen Lastflussrechnung

Grundsätzlich können die Verfahren zur Berechnung probabilistischer Lastflüsse in zwei Gruppen eingeteilt werden:

- Monte Carlo Simulation
- Analytische Verfahren

Dabei beinhalten die MC Simulationen sämtliche Berechnungsverfahren basierend auf Zufallsprozessen, welche mittels Zufallsgeneratoren die Eingangsgrößen variieren und mittels wiederholt durchgeführter Lastflussberechnung die Verteilungsfunktion der Berechnungsergebnisse approximieren [68]. Kritisch bei sämtlichen MC Simulationen ist, dass die Anzahl der Zufallsexperimente groß sein muss, um eine repräsentative Aussage zu erhalten [69]. In der Wahrscheinlichkeitstheorie wird diese Tatsache mit dem Gesetz der großen Zahlen begründet, welches besagt, dass der Mittelwert einer Folge unabhängiger Zufallszahlen nahe dem Erwartungswert liegt, wenn die Anzahl der Elemente der Folge groß ist

⁹ Die vorgestellte Methode ist eine Entwicklung des Autors dieser Arbeit.

[70], [71]. Im Falle der PLF muss die Anzahl der einzelnen Lastflussberechnungen in einer MC Simulation groß sein, um die Verteilung der Leistungsflüsse gut nachzubilden. Demgegenüber stehen analytische Verfahren, welche direkt die Verteilungen der Leistungsflüsse berechnen. Vorteilhaft an den analytischen Verfahren ist ein erheblicher Zeitgewinn bei der Berechnung.

Innerhalb dieses Abschnitts werden die für diese Arbeit wichtigsten Verfahren zur PLF beschrieben. Dabei besitzt diese Auswahl keinen Anspruch auf Vollständigkeit, da von mehreren Autoren eigene Verfahren zur PLF entwickelt wurden, wie beispielsweise in [22], [27], [72], [73], [74]. Jedoch basieren viele Publikationen auf Weiterentwicklungen der hier vorgestellten, grundlegenden Verfahren. Als Variation für die MC Simulation werden Stichprobenverfahren vorgestellt, welche die Anzahl der Wiederholungen verringern können. Die analytischen Verfahren werden mathematisch umgesetzt durch die Faltung von Verteilfunktion, welche detaillierter im Folgenden beschrieben werden. Abschließend werden die beschriebenen Verfahren für die Eignung in der probabilistischen Verteilnetzplanung bewertet.

4.1.1 Monte Carlo Simulation

Die grundlegende Idee einer Monte Carlo Simulation zur PLF liegt in der wiederholten Berechnung deterministischer Lastflüsse mit zufällig ausgewählten, variierenden Knotenleistungen als Eingangsdaten, welche anhand ihrer entsprechenden Verteilungsfunktion gewählt werden. Dieses Verfahren wird angewendet, da die kombinatorischen Möglichkeiten der Knotenleistungen exponentiell ansteigen und somit für größere Netze nicht mehr vollständig abbildbar sind [7]. Üblicherweise werden Monte Carlo Experimente in der Statistik zur numerischen Lösung zufallsbedingter Prozesse verwendet, welche analytisch schwer zu lösen sind [75], wie z.B. die PLF. Eine schematische Darstellung des Gesetzes der großen Zahlen in der PLF erfolgt in Abbildung 4-1. Diese zeigt auf der linken Seite ein kleines Netzschema mit zwei, in einem Strang angeschlossenen Lasten. Bei der MC Simulation werden nun die komplexen Scheinleistungen in einzelnen Zufallsexperimenten getreu ihrer Verteilungsfunktion ausgewählt und somit eine mögliche Kombination erstellt. Für jedes Zufallsexperiment (Kombination) erfolgt anschließend eine deterministische Lastflussberechnung. Durch die Auswertung der Ergebnisse der einzelnen Lastflussberechnungen kann nun die Konvergenz des Verfahrens überprüft werden. Dies ist auf der rechten Seite in Abbildung 4-1 dargestellt. Bei dieser Auswertung zeigt sich, dass der Mittelwert eines Berechnungsergebnisses, wie z.B. der Transformatorauslastung, bei zunehmender Anzahl an Zufallsexperimenten (Kombinationen) sich dem Erwartungswert annähert. Darüber hinaus zeigt sich in derartigen Auswertungen, dass der Mittelwert bei einer

kleinen Anzahl an Zufallsexperimenten noch eine größere statistische Varianz besitzt und diese sich mit zunehmender Anzahl an Zufallsexperimenten verringert. Durch dieses Konvergenzverhalten wird es möglich, ein Abbruchkriterium für die Güte der Approximation zu definieren, um dieses nach jedem Zufallsexperiment zu überprüfen und bei Unterschreitung die Simulation abzubrechen.

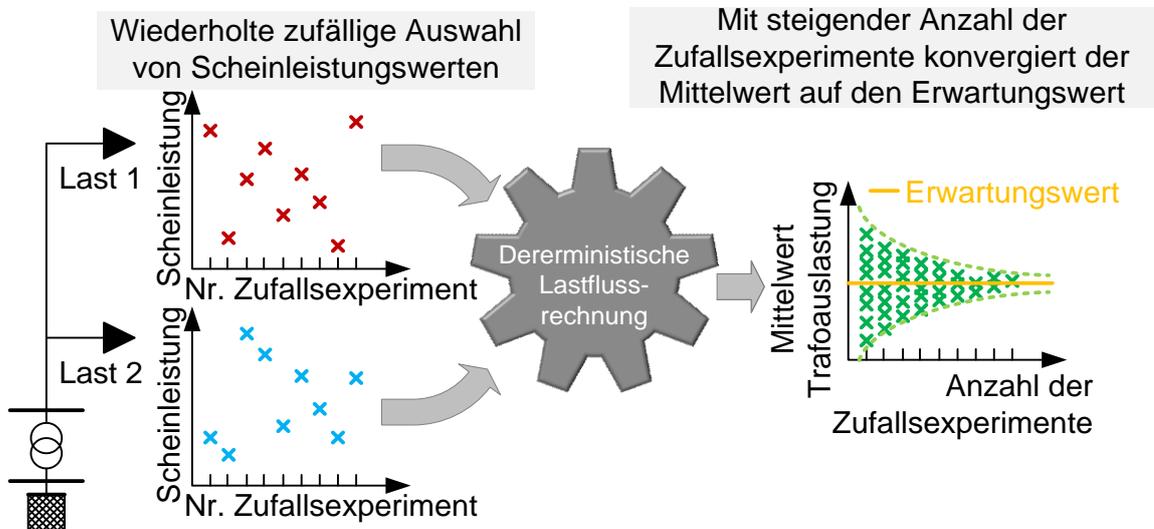


Abbildung 4-1: Schematische Darstellung des Konvergenzverhaltens einer Monte Carlo Simulation in einer probabilistischen Lastflussrechnung

Durch die Verwendung einer MC Simulation ist es ebenfalls möglich einen zeitlichen Zusammenhang herzustellen. Hierfür können einerseits wie in [7] oder [42] real gemessene Zeitreihen von Haushaltslasten oder andererseits multivariate Verteilungsfunktionen wie in [68] verwendet werden. Bei der Verwendung von gemessenen Zeitreihen erfolgt in jedem Zufallsexperiment eine zufällige Auswahl einer Zeitreihe, wie z.B. ein Tagesprofil mit einer Auflösung von 15 Minuten. Hierbei wird üblicherweise die Annahme getroffen, dass jede einzelne Zeitreihe gleichwahrscheinlich ist und somit über eine gleichverteilte Zufallszahl ausgewählt werden kann. Durch die anschließende deterministische Lastflussberechnung jedes einzelnen Zeitpunktes kann der zeitliche Zusammenhang festgehalten werden. Wie jedoch in [7] nachgewiesen wurde, besitzt das Verfahren für die Auswahl der einzelnen Zeitreihen einen Einfluss auf die Abbildungsgenauigkeit der Extremwerte der Ergebnisse der PLF, wie z.B. Knotenspannungen. So zeigten sich in dieser Untersuchung, dass zwischen den Messdaten unterschiedlicher Haushalte sowohl eine Korrelation zwischen den Zeitpunkten der einzelnen Haushalte als auch zwischen verschiedenen Haushalten besteht. Durch die unterschiedliche, zufällige Auswahl der Zeitreihen zeigten sich besonders für die Extremwerte der Knotenspannungen Unterschiede. Daraus folgt, dass ein besonderes Augenmerk auf Korrelationen der Eingangsdaten gelegt werden muss. Für die Verwendung innerhalb der Netzplanung sind besonders die Extremwerte der

Knotenspannungen und Leitungsströme von Interesse, weshalb eine hohe Anzahl an einzelnen Simulationen bei der MC Simulation unumgänglich ist. Die notwendige Anzahl ist dabei von den Eingangsdaten abhängig und muss individuell geprüft werden.

Ein Vorteil der MC Simulation ist, dass für die Lastflussberechnung keine Vereinfachungen, wie dies bei den analytischen Verfahren notwendig ist, gemacht werden müssen. Daher wird die MC Simulation auch üblicherweise als Referenzverfahren für die Bewertung unterschiedlicher Verfahren herangezogen [22], [69], [76]. Ein weiterer Vorteil ist die einfache Implementierung und Flexibilität des Verfahrens wie es auch für die Abbildung der zeitlichen Zusammenhänge notwendig ist. Zusätzlich dazu bietet diese Flexibilität auch die Möglichkeit in der MC Simulation die Ausfallanalyse zu integrieren. Da stets eine hohe Anzahl an Zufallsexperimenten notwendig ist, um insbesondere die Extremwerte genau abzubilden, besitzt die MC Simulation einen hohen Rechenaufwand, welcher für eine praxisnahe Anwendung in der Verteilnetzplanung als nachteilig angesehen werden kann.

Eine Verringerung des Rechenaufwandes ist durch die Anwendung von besonderen Stichprobenverfahren möglich. Diese optimieren die Auswahl der Zufallsexperimente [77]. Bei der einfachen Zufallsauswahl (SRS engl.: Simple Random Sampling) werden die Zufallsexperimente unabhängig voneinander gewählt, wie vorangegangen beschrieben. Dabei besteht die Möglichkeit, dass mehrmals ähnliche Knotenleistungen gewählt werden und somit eine hohe Anzahl an Zufallsexperimenten durchgeführt werden muss, um den gesamten Zustandsraum zu betrachten und somit die Ergebnisse der PLF genau abzubilden. Nach [77] besitzt dieses Verfahren den höchsten Berechnungsaufwand. Alternativen zum SRS stellen die geschichtete Zufallsauswahl (engl.: Stratified Sampling) und das Latin Hypercube Sampling (LHS) dar [78].

Beim Stratified Sampling wird die Verteilungsfunktion, der eine Stichprobe entnommen werden soll, zu Beginn in gleichwahrscheinliche Bereiche unterteilt. Bei der Entnahme der Stichproben, wird nun jedem dieser Bereiche eine Probe entnommen. Dadurch wird sichergestellt, dass der gesamte Wertebereich der Verteilungsfunktion abgedeckt wird. Dies stellt eine Verbesserung gegenüber dem SRS dar, weil bei diesem Verfahren die Möglichkeit besteht, dass alle gewählten Zufallszahlen in einem ähnlichen Wertebereich liegen.

Das LHS stellt eine Weiterentwicklung des Stratified Sampling dar, da zusätzlich zur Aufteilung einer Verteilungsfunktion in gleichwahrscheinliche Bereiche ein Mechanismus definiert ist, wie die einzelnen Zufallsexperimente, z.B. Knotenleis-

tungen beim PLF, miteinander kombiniert werden. Für detaillierte Beschreibungen sei an dieser Stelle auf die Literatur in [77] und [79] verwiesen. In [78] wurde gezeigt, dass mit dem LHS der Stichprobenumfang am stärksten reduziert werden kann. In Bezug auf die PLF wurde dies in [77] und [79] bestätigt. Da in dieser Arbeit ein zeitsequentieller stochastischer Prozess verwendet werden soll, müssten Stichprobenverfahren auf die Anwendung von Zeitreihen angepasst werden, was jedoch nicht im Rahmen dieser Arbeit erfolgt. Daher wird in dieser Arbeit lediglich das SRS als Möglichkeit für eine MC Simulation weiter betrachtet.

4.1.2 Faltungsbasierte Probabilistische Lastflussrechnung

Neben MC Simulationen kann die PLF auch mittels analytischer Verfahren gelöst werden. Diese besitzen den Vorteil, dass die Verteilungen der Berechnungsergebnisse direkt aus den Verteilungen der Eingangsgrößen berechenbar sind. Dadurch resultiert eine deutliche Verringerung des Berechnungsaufwands. Voraussetzung für die analytische Lösung ist jedoch eine Linearisierung der Lastflussberechnung [22]. Eine Linearisierung stellt eine Näherung der Lastflussrechnung dar, deshalb muss stets die Genauigkeit der verwendeten Linearisierung untersucht werden. Aus diesem Grund wird eine MC Simulation als Referenzverfahren für die analytischen Lösungen herangezogen [27]. Anwendungen dieses Verfahrens sind unter anderem in [39], [27], [80], [81] und [82] publiziert.

Durch die Linearisierung der Lastflussberechnung wird es möglich, die Leistungsflüsse mithilfe einer linearen Abbildung der Knotenleistungen darzustellen [39]. Daraus folgt, dass sich die PLF aus der Summe der Verteilungen der einzelnen Zufallsvariablen berechnen lässt. Nach [70] wird die Summe zweier unabhängiger Verteilungen über die Faltung berechnet. Für zwei beispielhafte Verteilungen f_1 und f_2 berechnet sich das Faltungsintegral mittels Gleichung (4-1):

$$(f_1 * f_2)(x) = \int f_1(\tau) f_2(x - \tau) d\tau \quad (4-1)$$

Im Falle von Messungen von z.B. Haushaltslasten ist auch eine diskrete Berechnung des Faltungsintegrals möglich. Dabei wird anstelle des Faltungsintegrals die Faltungssumme gebildet [7]. Die Abbildung von Korrelationen unter den Eingangsdaten muss bei den analytischen Verfahren zusätzlich gesondert betrachtet werden.

Nach [22] besitzt die faltungsbasierte PLF, aufgrund der komplexen Faltungsoperation, weiterhin einen hohen Berechnungsaufwand und zusätzlich hängt die Genauigkeit der Verfahren von der Güte der Linearisierung ab. Der Berechnungsaufwand stellt eine Einschränkung für größere Netzmodelle dar. Darüber hinaus ist eine detaillierte Abbildung von Zeitreihen, wie es Ziel in dieser Arbeit ist, nur

bedingt möglich. Vorteilhaft gegenüber der MC Simulation ist jedoch, dass kein Konvergenzverhalten betrachtet werden muss und die Extremwerte stets exakt abgebildet werden.

Eine Erweiterung der faltungsbasierten PLF stellt die Verwendung der charakteristischen Funktion dar. Diese bezeichnet in der Wahrscheinlichkeitstheorie die Fourier-Transformation von Verteilungen [70]. Durch die Verwendung der charakteristischen Funktion erfolgt anstelle der aufwändigen Faltungsoperation ein punktweises Produkt der Verteilungen [38], [70], [82]. Dadurch sinkt der Rechenaufwand bei der Verwendung von analytischen Verfahren zur PLF, jedoch stellt die Anwendung von Zeitreihen weiterhin eine große Herausforderung dar.

4.1.3 Bewertung der Methoden zur probabilistischen Lastflussrechnung in der Verteilnetzplanung

Eine Anforderung für die Anwendung des Berechnungsverfahrens in der probabilistischen Verteilnetzplanung ist die Verwendung von Zeitreihen. Zusätzlich sollen neuartige, intelligente Technologien innerhalb der probabilistischen Netzplanung detailliert modelliert und bewertet werden. Betrachtet man diese zwei Aspekte, zeigt sich die Monte Carlo Simulation als vorteilhaft gegenüber den analytischen Verfahren.

Als entscheidender Nachteil der analytischen Verfahren ist hierbei, dass der zeitliche Zusammenhang für die Betrachtung neuartiger intelligenter Technologien notwendig ist. Da häufig Technologien eingesetzt werden, welche auf den aktuellen Netzzustand reagieren, wie z.B. ein rOnt, muss eine eindeutige Zuordnung zwischen den Eingangsgrößen und Ergebnissen der PLF bestehen. Bei den analytischen Verfahren werden lediglich die Verteilungen berechnet und es ist damit keine eindeutige Zuordnung beispielsweise der Leistungsflüsse zu einzelnen Knotenleistungen möglich. Hierbei zeigt sich die große Stärke der MC Simulation, da innerhalb der einzelnen Zufallsexperimente Netzregelungen wie z.B. in [10] oder [26] detailliert abgebildet werden können. Bei der Anwendung von analytischen Verfahren ist dies nur durch einen großen zusätzlichen Berechnungsaufwand möglich, welcher dann auch den Einsatz einer MC Simulation rechtfertigt. Daher wird im Weiteren nur die Anwendung der MC Simulation betrachtet.

Für die optimierte Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher ist eine Linearisierung der Netzberechnungen hilfreich. Damit wird es möglich den Einsatz einer Spitzenkappung von EE gemäß dem EnWG [9] als lineares Optimierungsproblem zu formulieren. Dies stellt zum einen das theoretische Optimum für den Einsatz der Spitzenkappung dar [83], zum anderen können lineare Opti-

mierungsprobleme am effizientesten gelöst werden [84]. Als Nebeneffekt der Linearisierungen resultiert eine Verringerung des Rechenaufwandes [85]¹⁰, da kein iteratives Verfahren zur Lastflussrechnung wie die Newton-Raphson Methode angewandt wird. Nachfolgend werden die entwickelten Linearisierungen zur Lastfluss- und Ausfallanalyse vorgestellt und an einem Testsystem angewandt.

Für diese Arbeit erfolgt die Anwendung eines zeitsequentiellen stochastischen Prozesses, bei dem einzelne Tagesprofile der Lasten und Einspeisungen an den Umspannwerken zufällig, wie in Kapitel 3 beschrieben, ausgewählt werden. Um den hohen Rechenaufwand zu reduzieren, wird eine Linearisierung der Lastfluss- und Ausfallanalyse eingesetzt. Dabei muss die Genauigkeit der Linearisierungen validiert werden. Die Linearisierung wird im weiteren Verlauf dieser Arbeit notwendig, um eine dynamische Spitzenkappung anzuwenden.

4.2 5-Knoten-Testsystem

Die Netztopologie des 5-Knoten-Testsystems basiert auf der Netztopologie in [86] und ist in Abbildung 4-2 dargestellt. Die Impedanzen der Leitungen wurden verändert, um ein HS-Netz bestehend aus Freileitungen zu modellieren. Hierfür wurde der Leitungstyp Al/St 185/30 gewählt. Die Leitungsparameter können der Tabelle 8-5 im Anhang entnommen werden. Wie Abbildung 4-2 zeigt, sind insgesamt 3 Umspannwerke (Knoten 2, 3, 5) nach der Methode aus Kapitel 3 modelliert worden und beschreiben die Verknüpfung zur MS-Ebene. An Knoten 4 ist ein externes Netz angeschlossen, welches in den Lastflussberechnungen als Bilanzknoten dient und die Verknüpfung zum Transportnetz nachbildet.

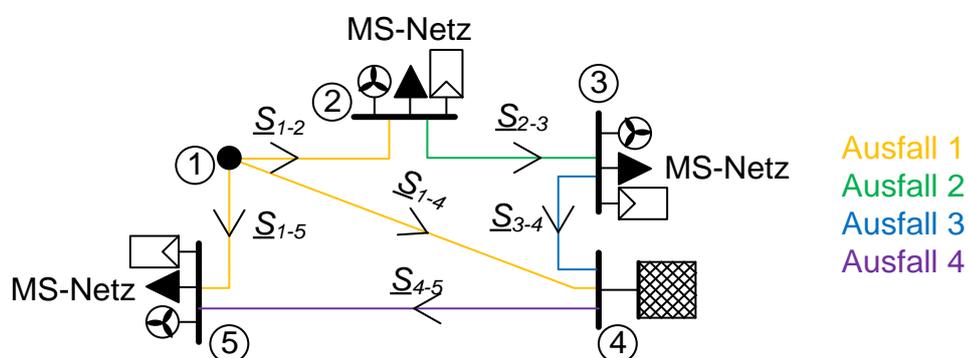


Abbildung 4-2: Netztopologie des 5-Knoten-Testsystems

Der Knoten 1 in Abbildung 4-2 repräsentiert eine Verzweigung auf einem Freileitungsmast. Eine derartige Netztopologie ist typisch für deutsche HS-Netze und

¹⁰ Der vorgestellte Vergleich ist eine Analyse des Autors dieser Arbeit.

stellt eine spezielle Anforderung besonders für die Ausfallanalyse dar. Sollte ein Fehlerfall auf einer der Leitungen, welche an Knoten 1 angeschlossen sind, auftreten, kann das Schutzsystem nur alle drei Leitungen gemeinsam abschalten. Für die Ausfallanalyse folgt daraus, dass ein Ausfall dieser drei Leitungen stets gemeinsam betrachtet werden muss. Dadurch ergeben sich für das 5-Knoten-Testsystem insgesamt 4 mögliche Ausfallzustände, welche in Abbildung 4-2 farblich dargestellt sind. Eine Verwendung dieser Ausfallzustände erfolgt innerhalb der entwickelten Ausfallanalyse, welche in Kapitel 4.4 beschrieben wird.

Für die drei UW, an Knoten 2, 3 & 5, in Abbildung 4-2 wurden Daten von realen HS-Umspannwerken der Netze BW GmbH für die Modellierung herangezogen. Für die installierte Leistung wurde eine Zukunftsprognose verwendet, um eine hohe Durchdringung an EE zu erreichen. Ein Überblick über die Leistungen der Umspannwerke und des Gesamtsystems erfolgt in Tabelle 4-1. Die maximale Last des gesamten Netzes ist dabei ungleich der Summe der einzelnen UWs, da die Maximalwerte nicht gleichzeitig auftreten. Der Betrachtungszeitraum ist hierbei auf eine Dauer von einem Jahr gewählt worden, um charakteristische Größen wie den Anteil der EE am Stromverbrauch zu ermitteln. Auffallend ist, dass bilanziell gesehen im 5-Knoten-Testsystem mehr Energie aus PV und Windkraft erzeugt als verbraucht wird. Aufgrund der Volatilität von Last und Erzeugung tritt jedoch eine maximale Residuallast von 97,5 MW und eine minimale Residuallast von -336,6 MW auf. Daran wird deutlich, dass trotz des vermeintlichen energetischen Ausgleichs des 5-Knoten-Testsystems hohe Transportkapazitäten notwendig sind. Zusätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die höhere Belastung im Netz im Falle einer hohen Erzeugung aus EE auftritt.

Tabelle 4-1: Leistungen der MS-Umspannwerke und des Gesamtsystems im 5-Knoten-Testsystem

	UW 2	UW 3	UW 5	Gesamt
Max. Last	50 MW	36,9 MW	47,1 MW	106,8 MW
Inst. PV-Leistung	100,9 MW	49,4 MW	120,3 MW	270,6 MW
Inst. Windleistung	33 MW	44,8 MW	58,7 MW	136,5 MW
Max. Residuallast	40 MW	32,4 MW	44,4 MW	97,5 MW
Min. Residuallast	-109,6 MW	-78,2 MW	-161,8 MW	-336,6 MW
Anteil EE am Stromverbrauch	95 %	75,4 %	230,1 %	123,5 %

4.3 Linearisierungen der Lastflussrechnung

Das Ziel der Lastflussrechnung ist die Ermittlung der Wirk- und Blindleistungsflüsse sowie der Knotenspannungen in einem Netz unter Vorgabe der Einspeisleistungen und Verbrauchsleistungen [87]. Durch die Vorgabe der Leistungen an den einzelnen Knoten wird das zu lösende Gleichungssystem zur Lastflussrechnung nichtlinear und kann nur noch iterativ gelöst werden [87]. Um den Rechenaufwand zu verringern und gleichzeitig die Grundlage für die Berechnung der Betriebsstrategien zu legen, erfolgt in dieser Arbeit eine Linearisierung der Lastflussrechnung. Somit ergibt sich daraus das Ziel einer linearen Abbildung der Knotenwirkleistung auf die Wirkleistungsflüsse (analog zu [85]¹¹):

$$\mathbf{P}_{Leitung} = \mathbf{ACDF}_P \cdot \mathbf{P}_{Knoten} \quad (4-2)$$

Mit:	$\mathbf{P}_{Leitung}$	Vektor der Wirkleistungsflüsse	MW
	\mathbf{ACDF}_P	Abbildungsmatrix der Knotenwirkleistungen (Spalten) auf die Wirkleistungsflüsse (Zeilen)	
	\mathbf{P}_{Knoten}	Vektor der Knotenwirkleistungen	MW

Der Gleichung (4-2) liegt bereits eine Entkopplung der Wirk- und Blindleistungsflüsse zugrunde, wie dies in [88], [89] publiziert ist. Durch die entkoppelte Betrachtung erfolgt eine identische Formulierung für die Blindleistungsflüsse. Die Abbildungsmatrix \mathbf{ACDF}_P beinhaltet die Sensitivitätsfaktoren (engl.: „Distribution Factors“ - DF) der Wirkleistungsflüsse zu den Knotenwirkleistungen. Dabei beschreiben die Zeilen der Matrix die Leitungen und die Spalten die Knoten. Die hier verwendeten Sensitivitätsfaktoren wurden ACDF benannt, da sie auf einer AC Lastflussrechnung basieren. Diese Faktoren geben an, welcher Anteil einer Knotenwirkleistung über welche Leitung fließt. Zusätzlich wird bei der Linearisierung der Leistungsflüsse eine verlustlose Betrachtung der Leistungsflüsse nach [90] angewendet, bei der ein gemittelter Leistungsfluss in der Mitte der Leitung verwendet wird.

Zur Berechnung der Sensitivitätsfaktoren sind verschiedene mathematische Formulierungen wie z.B. in [84], [90], [91], [92], [93], [94], [95] publiziert. Eine der häufigsten Linearisierungen ist die Verwendung des DC-Lastflusses (engl. Direct Current (Gleichstrom)) und damit die Berechnung von Power Transfer Distribution Factors (PTDF) [84], [93]. Bei der Verwendung des DC-Lastflusses werden ausschließlich Wirkleistungen berechnet, zusätzlich wird davon ausgegangen, dass konstante Spannungen im Netz vorliegen und nur die Leitungsreaktanzen berücksich-

¹¹ Die vorgestellte Linearisierung der Lastflussrechnung ist eine Entwicklung des Autors dieser Arbeit.

sichtigt werden. Innerhalb dieser Arbeit sollen bei der Linearisierung die Blindleistungen ebenfalls betrachtet werden, daher können die PTDF nicht weiterverwendet werden. Andere Formulierungen wie in [92] beziehen sich ausschließlich auf die Erzeugungsleistung oder setzen eine Kenntnis der Leistungsflüsse voraus [90], [91] und können damit auch nicht für diese Arbeit verwendet werden.

Die Anforderung einer Linearisierung der Blindleistungsflüsse setzt grundsätzlich die Verwendung des AC-Lastflusses (engl. Alternating Current (Wechselstrom)) zur Linearisierung voraus. Daher wird nachfolgend die Herleitung der verwendeten Linearisierung beschrieben. Eine weitere Anforderung an die Linearisierung der Lastflussrechnung resultiert aus der Entwicklung einer praxisnahen Methode zur probabilistischen Verteilnetzplanung. Da bei den Netzbetreibern, die Netzdaten in unterschiedlichen kommerziellen Netzberechnungsprogrammen hinterlegt sind und diese häufig nur bedingten Zugriff auf die Netzparameter haben, soll die hier entwickelte Linearisierung ausschließlich durch Ergebnisse einzelner Lastflussberechnungen erfolgen.

4.3.1 Methodik der Linearisierung mittels Superpositionstheorem

Der Scheinleistungsfluss über eine Leitung im Stromnetz kann allgemein in Abhängigkeit der Leitungsimpedanz und den komplexen Spannungen an den Anschlussknoten berechnet werden:

$$\underline{S}_{i-j} = \frac{\underline{U}_i}{\underline{Z}^*} \cdot (\underline{U}_i^* - \underline{U}_j^*) \quad (4-3)$$

Mit:	\underline{S}_{i-j}	Scheinleistungsfluss	MVA
	\underline{Z}	Leitungsimpedanz	Ω
	$\underline{U}_i, \underline{U}_j$	Komplexe Spannung an Anschlussknoten i bzw. j	kV

Der Wirkleistungsfluss kann mithilfe des Realteils aus (4-3) und der Blindleistungsfluss mittels des Imaginärteils berechnet werden. Nach [87] hängt der Wirkleistungsfluss bei reaktiven Netzen, mit einem niedrigen R/X-Verhältnis, überwiegend von den Spannungswinkeln ϑ ab. Somit folgt als Näherung für den Wirkleistungsfluss:

$$\underline{P}_{i-j} = \frac{|\underline{U}_i| \cdot |\underline{U}_j|}{X} \cdot \sin(\vartheta_i - \vartheta_j) \quad (4-4)$$

Mit:	\underline{P}_{i-j}	Wirkleistungsfluss	MVA
	X	Leitungsreaktanz	Ω
	$ \underline{U}_i , \underline{U}_j $	Spannungsbeträge an Anschlussknoten i bzw. j	kV
	ϑ_i, ϑ_j	Spannungswinkel an den Anschlussknoten i bzw. j	$^\circ$

Durch eine Taylorreihenentwicklung erster Ordnung kann der Wirkleistungsfluss über einer Leitung, bei einer Änderung der Spannungswinkel, wie folgt berechnet werden:

$$P_{i-j}(\vartheta_i + \Delta\vartheta_i) = P_{i-j}(\vartheta_i) + \left. \frac{\partial P_{i-j}}{\partial \vartheta_i} \right|_{\vartheta_{i,0}} \cdot \Delta\vartheta_i \quad (4-5)$$

Mit:	P_{i-j}	Wirkleistungsfluss auf Leitung $i-j$
	$\Delta\vartheta_i$	Änderung des Spannungswinkels am Anschlussknoten i

Wie (4-5) zeigt, ist hierfür die Kenntnis des Leistungsflusses vor einer Spannungswinkeländerung notwendig. Mittels des Newton-Raphson Verfahrens zur Lastflussrechnung kann, unter Anwendung einer Entkopplung der Wirk- und Blindleistungen nach [88], die Änderung der Spannungswinkel berechnet werden, wobei die vektorielle Schreibweise die Betrachtung aller Knoten ausdrückt:

$$\Delta \mathbf{P}_{Knoten} = \left. \frac{\partial \mathbf{P}_{Knoten}}{\partial \boldsymbol{\vartheta}} \right|_{\boldsymbol{\vartheta}_0} \cdot \Delta \boldsymbol{\vartheta} \quad (4-6)$$

Mit:	$\Delta \mathbf{P}_{Knoten}$	Vektor der Änderung der Knotenwirkleistung	MW
	\mathbf{P}_{Knoten}	Vektor der Knotenwirkleistung	MW
	$\Delta \boldsymbol{\vartheta}$	Vektor der Spannungswinkeländerung	°

Mithilfe von (4-6) kann nun der Vektor der Spannungswinkeländerung, durch Berechnung der Inversen der Ableitungen, ermittelt werden. Setzt man anschließend die Spannungswinkeländerung aus (4-6) in (4-5) ein, so folgt für die Wirkleistungsflüsse über alle Leitungen:

$$\mathbf{P}_{Leitung} = \mathbf{P}_{Leitung}^0 + \frac{\partial \mathbf{P}_{Leitung}}{\partial \boldsymbol{\vartheta}} \cdot \left. \frac{\partial \mathbf{P}_{Knoten}}{\partial \boldsymbol{\vartheta}} \right|_{\boldsymbol{\vartheta}_0}^{-1} \cdot \Delta \mathbf{P}_{Knoten} \quad (4-7)$$

Mit:	$\mathbf{P}_{Leitung}^0$	Vektor der Wirkleistungsflüsse vor Leistungsänderung	MW
	$\Delta \mathbf{P}_{Knoten}$	Vektor der Änderung der Knotenwirkleistung	MW
	\mathbf{P}_{Knoten}	Vektor der Knotenwirkleistung	MW
	$\Delta \boldsymbol{\vartheta}$	Vektor der Spannungswinkeländerung	°

Wobei sich durch die Berechnung der Inversen von $\partial \mathbf{P}_{Knoten} / \partial \boldsymbol{\vartheta}$ eine Änderung der Spannungswinkel zur Änderung der Knotenleistung ergibt. Unter Anwendung der Formulierung für den Leistungsfluss auf der Mitte einer Leitung nach [90], kann der Leistungsfluss auf einer beliebigen Leitung, z.B. Leitung-d, bei Änderung einer Knotenleistung P_g , wie folgt berechnet werden:

$$P_{Leitung-d} = P_{Leitung-d}^0 + \frac{\partial P_{Leitung-d}}{\partial \vartheta_g} \cdot \left. \frac{\partial P_g}{\partial \vartheta_g} \right|_{\vartheta}^{-1} \cdot \Delta P_g \quad (4-8)$$

Mit:	$P_{Leitung-d}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-d	MW
	$P_{Leitung-d}^0$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-d vor der Leistungsänderung	MW
	ϑ_g	Spannungswinkel an Knoten-g	°
	P_g	Wirkleistung an Knoten-g	MW
	ΔP_g	Wirkleistungsänderung an Knoten-g	MW

Das Produkt der Ableitungen in (4-8) entspricht der Sensitivität des Leistungsflusses auf Leitung-d zu einer Änderung der Knotenleistung ΔP_g . Damit entspricht das Produkt der Ableitungen einem Eintrag für Leitung-d und Knoten-g aus der **ACDF_P**-Matrix aus (4-2). Jedoch wird aus (4-8) deutlich, dass das Produkt der Ableitungen und somit der **ACDF_P**-Faktor eine Abhängigkeit zu den Spannungswinkeln und damit nach (4-6) zum Last- und Erzeugungsfall besitzt. Es folgt für die Berechnung der **ACDF_P**-Faktoren, wie in [85]¹² bereits gezeigt:

$$ACDF_{P,Leitung-d,g} = \frac{P_{Leitung-d} - P_{Leitung-d}^0}{\Delta P_g} \quad (4-9)$$

Mit:	$ACDF_{P,Leitung-d,g}$	Eintrag in der ACDF_P -Matrix für Leitung-d (Zeile) und Knoten-g (Spalte)	
	$P_{Leitung-d}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-d	MW
	$P_{Leitung-d}^0$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-d vor der Leistungsänderung	MW
	ΔP_g	Wirkleistungsänderung an Knoten-g	MW

Durch Kenntnis der vollständigen Netztopologie, bestehend aus den Leitungsimpedanzen sowie deren Verknüpfungen, können die Ableitungen in (4-8) und damit die **ACDF_P**-Faktoren direkt berechnet werden. Bei Anwendung von kommerziellen Netzberechnungsprogrammen sind die hierfür notwendigen Parameter grundsätzlich für den Benutzer nicht verfügbar. Daher wird in dieser Arbeit ein anderer Ansatz gewählt und die Ableitungen näherungsweise mithilfe von Lastflussberechnungen gelöst. In (4-9) ist für die Berechnung der **ACDF** das Ergebnis von 2 Lastflussberechnungen, eine vor und eine nach der Änderung der Knotenleistung, notwendig. Ausgehend von einem Last- und Erzeugungsfall können die **ACDF** durch das Superpositionsprinzip berechnet werden. Dafür erfolgt eine getrennte Lastflussrechnung für die Änderung der Leistung an jedem Knoten.

¹² Die vorgestellte Linearisierung der Lastflussrechnung ist eine Entwicklung des Autors dieser Arbeit.

Da eine entkoppelte Betrachtung der Wirk- und Blindleistungen erfolgt, können die ACDF für die Blindleistung analog berechnet werden. Die Unterschiede resultieren in der Formulierung der Ableitungen, da diese über den Spannungsbetrag gebildet werden. Ein Überblick über den Ablauf der Linearisierung zeigt Abbildung 4-3. Ausgehend von einer Lastflussberechnung wird innerhalb einer Schleife jeweils eine Knotenleistung erhöht und anschließend wieder reduziert. Zusätzlich wird innerhalb dieser Schleife eine Lastflussrechnung nach der Newton-Raphson Methode durchgeführt und mit (4-9) die ACDF für diesen Knoten berechnet. Dabei erfolgt wieder eine Berechnung der mittleren Leistungsflüsse auf einer Leitung nach [90]. Ein Rechenbeispiel für die Ermittlung der ACDF kann Anhang D entnommen werden.

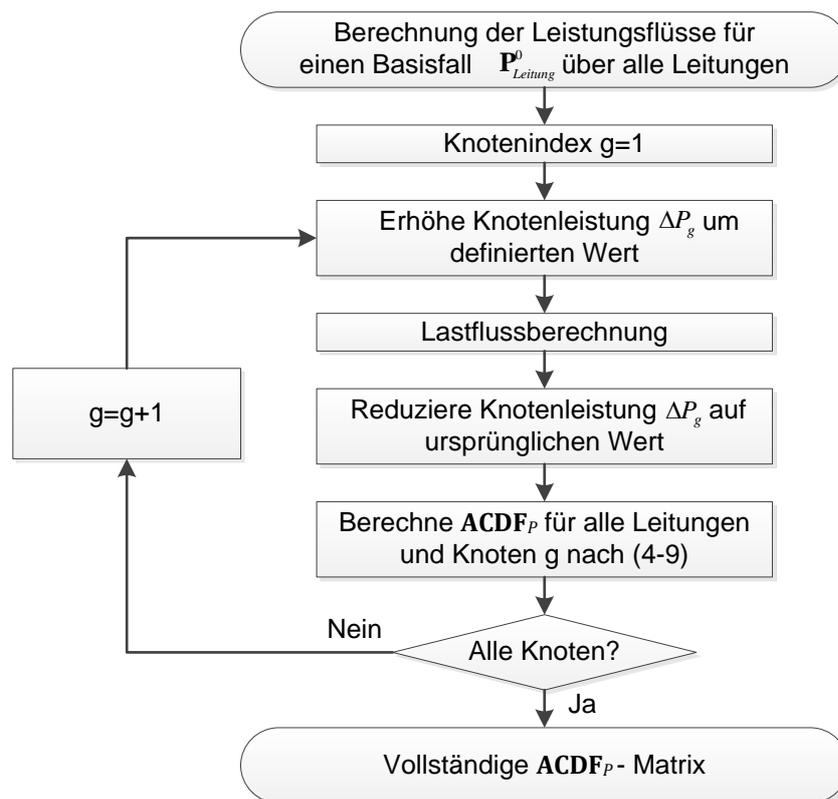


Abbildung 4-3: Flussdiagramm für die Ermittlung der $ACDF_p$ -Matrix

4.3.2 Auswahl des Linearisierungspunktes der Lastflussrechnung

Wie bereits beschrieben, besitzt die vorgestellte Linearisierung der Lastflussrechnung eine Abhängigkeit zum Last- und Erzeugungsfall. Die Berechnung kann mittels zwei getrennten Lastflussrechnungen (pro Knoten im Netz) durchgeführt werden. Um den Einfluss des Linearisierungspunktes zu verdeutlichen, zeigt Abbildung 4-4 ein Beispiel einer Leistungsübertragung über eine Leitung anhand eines 2-Knoten-Testsystems. Die Netztopologie ist ebenfalls in Abbildung 4-4 gezeigt. Anhand der Ergebnisse der Newton-Raphson Lastflussrechnung sieht man die

Nicht-Linearität des Wirkleistungsflusses, welche hauptsächlich durch die Verluste verursacht wird.

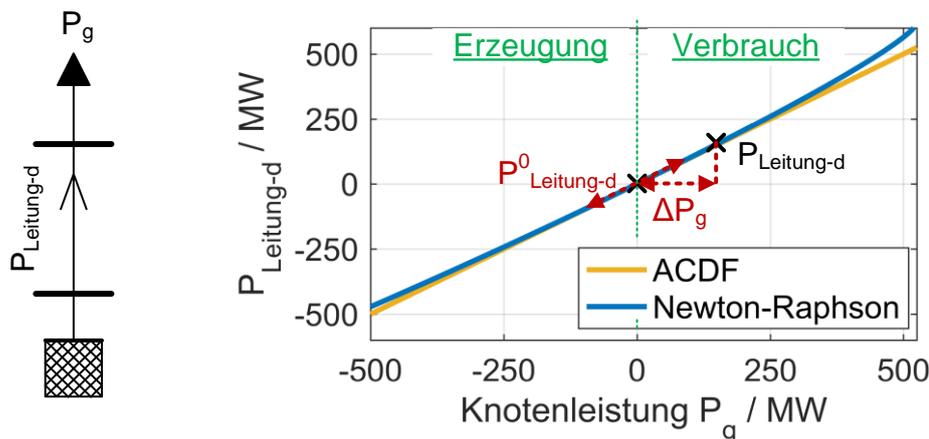


Abbildung 4-4: Vergleich des Wirkleistungsflusses in einem 2-Knoten-Testsystem zwischen der iterativen Newton-Raphson Methode und der ACDF-Methode (Linearisierungspunkt: $P_{Leitung-d}^0 = 0$ MW, $\Delta P_g = 1$ MW), zusätzlich sind die Größen der ACDF Berechnung aus (4-9) eingetragen, wobei die rot geschriebenen Größen als Linearisierungspunkt variiert werden können

Zusätzlich dazu sind die notwendigen Punkte zur Ermittlung der ACDF eingetragen und die frei wählbaren Größen der Linearisierungspunkte in rot markiert. Hierbei besteht zum einen die Möglichkeit das ΔP_g der Knotenleistung zu verändern, wodurch sich das eingezeichnete Dreieck in seiner Größe verändert. Zum anderen kann der Ausgangspunkt der Linearisierung $P_{Leitung-d}^0$ verändert werden. Dies resultiert in einer Verschiebung des Dreiecks entlang der blauen Kurve in Abbildung 4-4. Wie anhand der Ergebnisse mit der linearen Methode deutlich wird, kann in dem kleinen Beispiel eine hohe Abbildungsgenauigkeit erreicht werden. Lediglich bei Leistungsflüssen im Bereich von ± 500 MW sind Abweichungen zu erkennen. Diese sind jedoch bereits weit außerhalb des technisch zulässigen Bereiches. Die Leitung besitzt einen thermischen Grenzstrom, der bei einer Übertragungsleistung von 100 MVA erreicht wird. Um die Einflüsse des Linearisierungspunktes detaillierter zu untersuchen, sind in Abbildung 4-5 die Differenzen der Leistungsflüsse für verschiedene Linearisierungspunkte dargestellt. Dabei ist in Abbildung 4-5 a) die Knotenleistung ΔP_g variiert worden und in Abbildung 4-5 b) der Ausgangspunkt $P_{Leitung-d}^0$.

Die positiven Differenzen in Abbildung 4-5 bedeuten, dass der Wirkleistungsfluss nach Newton-Raphson größer als mittels der ACDF-Methode ist. Dass die ACDF-Methode die Leistungsflüsse stets unterschätzt, lässt sich jedoch nicht verallgemeinern, da dies von der Definition der Leistungsflussrichtung auf der Leitung abhängig ist. Wird die Leistungsflussrichtung auf der Leitung in Abbildung 4-4 umgekehrt definiert, spiegelt sich die blaue Kurve bei $\Delta P_{Leitung-d} = 0$ MW in Abbildung

4-5 a) und die ACDF-Methode würde größere Leistungsflüsse annehmen. Dieser Effekt ist der vereinfachten Abbildung der Leitungsverluste in der ACDF-Methode geschuldet. Für die Netzplanung ist es wichtig, dass die ACDF-Methode stets größere Leistungsflüsse ermittelt, um eine sichere Abschätzung zu erhalten. Daher sollten die Leistungsflussrichtungen stets von der Last zu den Bilanzknoten definiert werden.

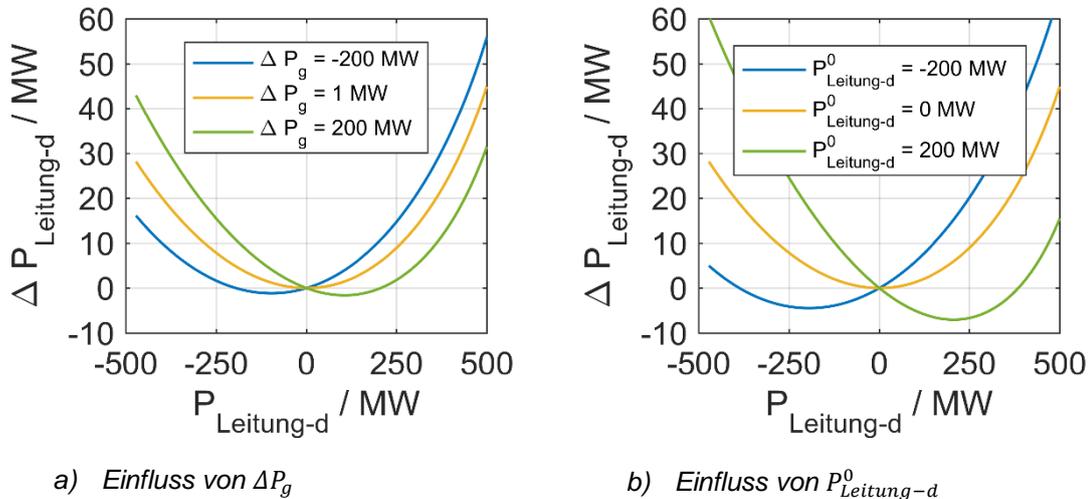


Abbildung 4-5: Differenz der Wirkleistungsflüsse zwischen Newton-Raphson und der ACDF-Methode für unterschiedliche Linearisierungspunkte im 2-Knoten-Testsystem

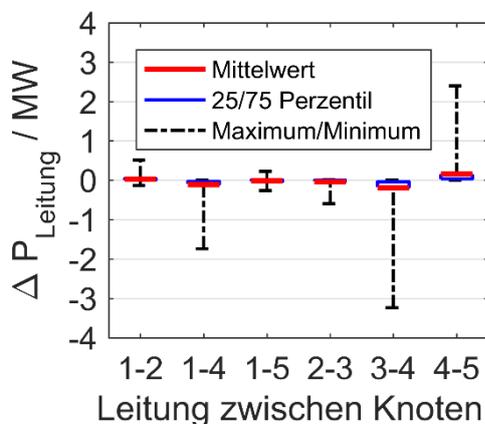
Betrachtet man Abbildung 4-5 a) so zeigt sich, dass durch eine Veränderung von ΔP_g sich die Scheitelpunkte der Parabeln verschieben. Somit kann damit ein Bereich eingestellt werden in dem die Linearisierung einen geringeren Fehler erreicht. Wie aus Abbildung 4-4 deutlich wird, kann mittels ΔP_g die Sekante der Linearisierung definiert werden. In Bezug zu Abbildung 4-5 zeigt sich dadurch, dass im Bereich zwischen $P^0_{\text{Leitung-d}}$ und $P_{\text{Leitung-d}}$ eine geringere Abweichung erreicht werden kann, jedoch nimmt die Abweichung bei anderen Wirkleistungsflüssen zu. Eine Veränderung von $P^0_{\text{Leitung-d}}$ zeigt eine analoge Auswirkung. Da bei diesen Berechnungen stets ein sehr kleines $\Delta P_g = 1$ MW verwendet wird, kann man in Näherung davon ausgehen, dass eine Tangente an den Wirkleistungsfluss angenähert und zur Linearisierung verwendet wird. Dabei besitzt der Punkt der Berechnung dieser Tangente natürlich einen maßgeblichen Einfluss auf deren Steigung. Für die Blindleistungsflüsse lässt sich dies übertragen, auch wenn die Abschätzung mittels ACDF in höheren Abweichungen resultiert.

Die vorgestellte Methode der Linearisierung soll zur probabilistischen Verteilnetzplanung bei einer hohen Durchdringung von EE im HS-Netz verwendet werden. Daher können in den betrachteten Netzen stets Leistungsflüsse in positiver und negativer Richtung auftreten. Eine Verwendung von $P^0_{\text{Leitung-d}} = 0$ MW und $\Delta P_g = 1$ MW für die Linearisierung ist daher sinnvoll, da ansonsten stets in einer

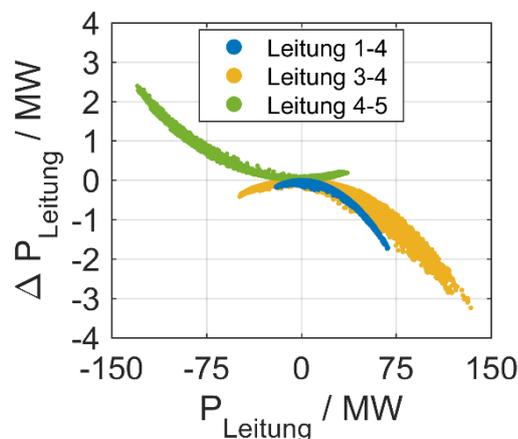
Leistungsflussrichtung größere Abweichungen zu erwarten sind. Dieser Linearisierungspunkt wird durch [94] bestätigt, da in dieser Arbeit bewiesen wird, dass eine Tangentialebene die bestmögliche lineare Abbildung des Lastflusses ist.

4.3.3 Validierung der Linearisierung der Lastflussrechnung anhand des 5-Knoten-Testsystems

Durch die Verwendung der Linearisierung mittels der ACDF kann ein Fehler in den Leistungsflüssen resultieren. Anhand des in Kapitel 4.2 gezeigten 5-Knoten-Testsystems erfolgt innerhalb dieser Arbeit eine Validierung der ACDF-Methode. Hierfür wird mit beiden Methoden eine zeitreihenbasierte Lastflussrechnung über die Dauer von einem Jahr durchgeführt und die Leistungsflüsse verglichen. In Abbildung 4-6 a) sind die Differenzen in den Wirkleistungsflüssen zwischen Newton-Raphson Methode und ACDF als Boxplots dargestellt. Wie darin zu erkennen ist, beträgt der minimale Fehler im Netz $\Delta P_{\text{Leitung}} = -3,2$ MW und der maximale $\Delta P_{\text{Leitung}} = 2,4$ MW.



a) Boxplot



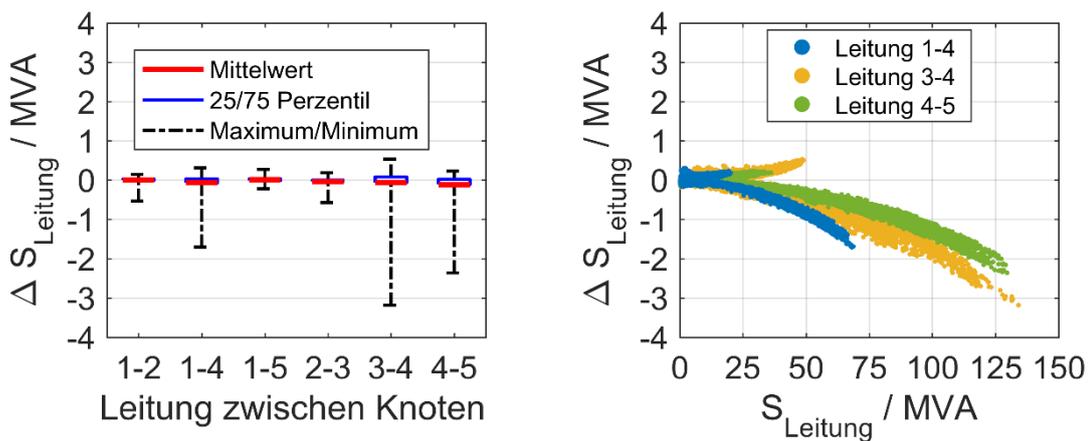
b) Dargestellt über die Wirkleistungsflüsse

Abbildung 4-6: Abweichung der Wirkleistungsflüsse im 5-Knoten-Testsystem zwischen Newton-Raphson und ACDF-Methode

In Abbildung 4-6 b) sind die Fehler über den Wirkleistungsflüssen dargestellt. Hierbei wird identisch zum 2-Knoten-Testsystem deutlich, dass der absolute Fehler mit steigenden Leistungsflüssen zunimmt. Anhand der rechten Grafik in Abbildung 4-6 wird ebenfalls die Definition der Lastflüsse deutlich. Während bei Leitung 4-5 die ACDF Methode kleinere Wirkleistungsflüsse ermittelt, sind diese bei den anderen Leitungen stets größer. Betrachtet man hierfür die Definition der Flussrichtung aus der Netztopologie in Abbildung 4-2, so zeigt sich, dass diese umgekehrt für Leitung 4-5 ist. Damit wird bestätigt, dass die Definition der Flussrichtungen für die ACDF Methode in der Netzplanung besser von der Last zum Bilanzknoten definiert werden soll. Die Leistungsflüsse sind in vermaschten HS-Netzen

aufgrund der Stromtragfähigkeit der Leitungen begrenzt. Daraus resultiert für die Verteilnetzplanung, dass die Scheinleistung ausschlaggebend ist. Da die Linearisierung der ACDF der Blindleistungen zu höheren Fehlern führt (siehe Anhang E), zeigt Abbildung 4-7 eine zusätzliche Validierung der Scheinleistungsflüsse.

Anhand der Boxplots in Abbildung 4-7 wird deutlich, dass die Fehler in einem vergleichbaren Größenbereich zu den Wirkleistungsflüssen sind. Dies kann damit begründet werden, dass die Blindleistungsflüsse zwar einen höheren Fehler in der ACDF Methode besitzen, ihr Betrag jedoch deutlich geringer ist. Aufgrund der vektoriellen Addition besitzen diese daher einen geringen Einfluss auf die Scheinleistung. Abbildung 4-7 b) zeigt die Differenz über dem Betrag der Scheinleistungsflüsse. Hierbei zeigt sich wieder ein zunehmender Fehler bei größeren Scheinleistungsflüssen, welcher aus den Wirkleistungsflüssen resultiert.



a) Boxplot

b) Dargestellt über die Scheinleistungsflüsse

Abbildung 4-7: Abweichungen der Scheinleistungsflüsse im 5-Knoten-Testsystem zwischen Newton-Raphson und ACDF-Methode

4.3.4 Sensitivitätsuntersuchung des Linearisierungspunktes

Wie in den vorangegangenen Kapiteln beschrieben ist, besitzt die Linearisierung der Lastflussrechnung mithilfe der ACDF Methode eine Abhängigkeit zum Linearisierungspunkt. Um die Auswirkungen des Linearisierungspunktes zu analysieren, sind zeitreihenbasierte Lastflussrechnungen wie in Kapitel 4.3.3 mit unterschiedlichen Linearisierungspunkten der ACDF Methode durchgeführt worden. Die Fehler, ermittelt aus der Differenz der Scheinleistung aus Newton-Raphson und ACDF, sind für Leitung 3-4 im 5-Knoten-Testsystem in Abbildung 4-8 dargestellt. Dabei zeigt Abbildung 4-8 a) die Veränderung der Knotenleistung ΔP_g und Abbildung 4-8 b) die Veränderung des Ausgangspunktes P^0_{Leitung} der Linearisierung.

Wie aus Abbildung 4-8 deutlich wird, erfolgt durch eine Veränderung des Linearisierungspunktes eine Verschiebung der Fehler. Dabei zeigt sich, dass ein Linearisierungspunkt für eine hohe Last zu höheren Fehlern führt (Abbildung 4-8 a) $\Delta P_g = 200$ MW; Abbildung 4-8 b) $P^0_{Leitung} = \max(P_{Node})$). Dies kann auf die Last und Erzeugungssituation im Netz zurückgeführt werden. Das 5-Knoten-Testsystem besitzt eine sehr hohe installierte Leistung an EE, wie bereits in Kapitel 4.2 beschrieben. Dadurch treten höhere Leistungsflüsse stets im Rückspeisefall auf, wodurch ein Linearisierungspunkt im Lastfall zu höheren Fehlern führt.

Ein Linearisierungspunkt im Falle einer Erzeugung im Netz kann zu geringeren absoluten Fehlern führen ($\Delta P_g = -200$ MW Abbildung 4-8 a)). Jedoch resultiert diese Wahl des Linearisierungspunktes zum einen zu größeren Fehlern im Falle von hohen Lasten im Netz und zum anderen werden damit die Leistungsflüsse mit der ACDF Methode unterschätzt. Dies bedeutet, dass die ACDF Methode kleinere Leistungsflüsse ermittelt, welche im Falle der Netzplanung zu einer Unterdimensionierung der Leitungen führen kann.

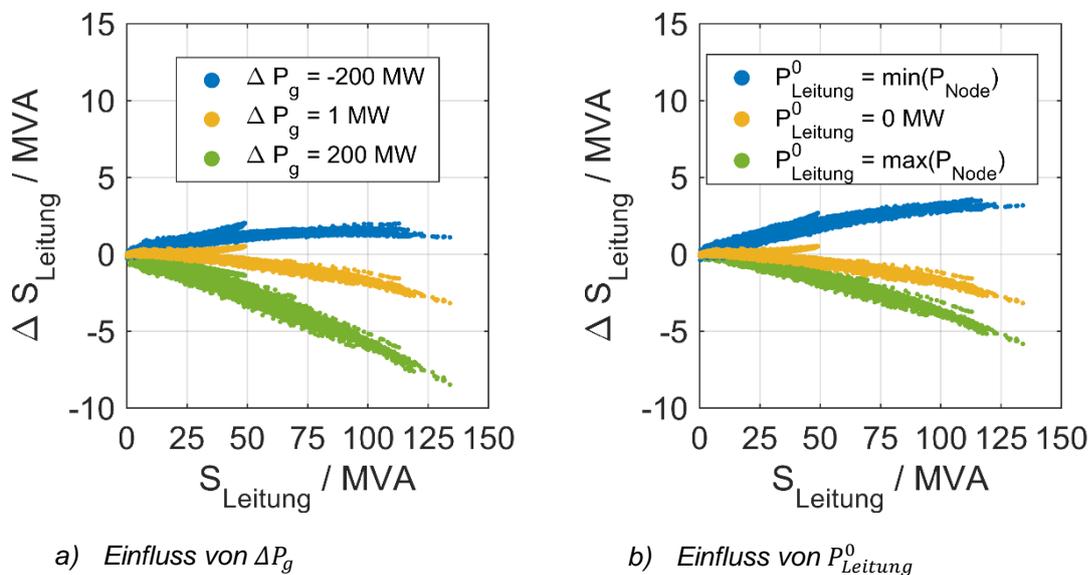


Abbildung 4-8: Differenz der Scheinleistungsflüsse auf Leitung 3-4 im 5-Knoten-Testsystem für unterschiedliche Linearisierungspunkte zwischen Newton-Raphson und ACDF-Methode

Die entwickelte Methode zur Linearisierung der Leistungsflüsse soll sowohl für Last als auch für Erzeugungsszenarien eine hohe Abbildungsgenauigkeit erreichen. Hierfür zeigt die durchgeführte Sensitivitätsanalyse, dass ein Linearisierungspunkt mit $P^0_{Leitung-d} = 0$ MW & $\Delta P_g = 1$ MW den besten Kompromiss darstellt, da ansonsten in einem der Fälle höhere Fehler zu erwarten sind.

4.4 Linearisierung der Ausfallanalyse

Nach [2] sind 110 kV HS-Netze mit Übertragungsnetzfunktionen unter Anwendung des (n-1)-Kriteriums zu planen. Somit muss innerhalb der Netzplanung dieser HS-Netze überprüft werden, dass bei einem störungsbedingtem Ausfall keine dauerhaften Grenzwertverletzungen der Betriebsmittelauslastungen auftreten [2]. Dieses Kriterium wird angewendet, um eine ausreichende Versorgungszuverlässigkeit zu gewährleisten [2]. Eine Überprüfung der (n-1)-Sicherheit erfolgt innerhalb der Netzplanung mit einer Ausfallanalyse, bei der die Lastflüsse berechnet werden, wenn ein Netzbetriebsmittel nicht zur Verfügung steht. Die Anzahl der zu berechnenden Lastflüsse innerhalb der Netzplanung multipliziert sich bei Anwendung des (n-1)-Kriteriums mit der Anzahl der Netzbetriebsmittel, wodurch eine signifikante Zunahme des Berechnungsaufwandes in der probabilistischen Verteilnetzplanung einhergeht. Aufbauend auf der Linearisierung der Lastflussberechnung aus Kapitel 4.3 erfolgt in dieser Arbeit eine lineare Ausfallanalyse mittels Sensitivitätsfaktoren für den Leitungsausfall (engl.: Line Outage Distribution Factors - LODF). In dieser Arbeit werden die Sensitivitätsfaktoren **ACLODF** benannt, da diese mit der AC-Lastflussrechnung bestimmt werden. Hierfür wird wiederum eine Entkopplung der Wirk- und Blindleistungsflüsse aus [88], [89] zugrunde gelegt, wodurch die nachfolgend gezeigten Herleitungen für die Wirkleistung auch analog für die Blindleistung gilt. Es folgt für die Wirkleistungsflüsse für einen Ausfall der Leitung-k [67]¹³, [84], [96], [97], [98]¹³:

$$\mathbf{P}_{Leitung}^k = \mathbf{P}_{Leitung} + \mathbf{ACLODF}_P^k \cdot P_{Leitung-k} \quad (4-10)$$

Mit:	$\mathbf{P}_{Leitung}^k$	Spaltenvektor der Wirkleistungsflüsse für den Ausfall der Leitung-k	MW
	$\mathbf{P}_{Leitung}$	Spaltenvektor der Wirkleistungsflüsse vor dem Ausfall von Leitung-k	MW
	\mathbf{ACLODF}_P^k	Spaltenvektor der Sensitivität der Leistungsänderungen durch Ausfall der Leitung-k (Zeilen entsprechen den Leitungen, Spalten den Ausfällen)	
	$P_{Leitung-k}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-k vor dem Ausfall	MW

Nach (4-10) setzen sich die Wirkleistungsflüsse für den Ausfall der Leitung-k aus dem Wirkleistungsfluss im Normalzustand und einem zusätzlichen Anteil, hervorgerufen durch den Ausfall der Leitung-k, zusammen. Dabei beinhaltet der Spaltenvektor \mathbf{ACLODF}_P^k alle relativen Änderungen der Leistungsflüsse hervorgerufen durch einen Ausfall der Leitung-k. Die Sensitivitätsfaktoren \mathbf{ACLODF}_P können wiederum auf Basis der \mathbf{ACDF}_P und der Simulation von Leitungsausfällen wie in [80], [99], [100] und [101] publiziert, ermittelt werden. Da die \mathbf{ACDF}_P in dieser

¹³ Die vorgestellte lineare Methode ist eine Entwicklung des Autors dieser Arbeit.

Arbeit entwickelt wurden, erfolgt nachfolgend in Abschnitt 4.4.1 eine detaillierte Beschreibung der Berechnung der \mathbf{ACLODF}_P . Ein besonderes Augenmerk wird dabei auf die Berücksichtigung typischer HS-Netzstrukturen gelegt, um die lineare Ausfallanalyse in der probabilistischen Verteilnetzplanung anwenden zu können.

Durch Verwendung der linearen Lastflussrechnung mithilfe der \mathbf{ACDF}_P aus (4-2) können die Wirkleistungsflüsse in (4-10) berechnet werden. Dabei kann die Berechnung aller Leistungsflüsse $\mathbf{P}_{Leitung}$, inklusive des Leistungsflusses $P_{Leitung-k}$, direkt aus (4-2) verwendet werden. Somit können die Wirkleistungsflüsse für einen Ausfall von Leitung-k mithilfe einer linearen Abbildung und des Vektors der Knotenwirkleistungen berechnet werden. Es folgt aus (4-10) und (4-2):

$$\mathbf{P}_{Leitung}^k = (\mathbf{ACDF}_P + \mathbf{ACLODF}_P^k \cdot \mathbf{ACDF}_{P,Leitung-k}) \cdot \mathbf{P}_{Knoten} \quad (4-11)$$

Mit:	$\mathbf{P}_{Leitung}^k$	Spaltenvektor der Wirkleistungsflüsse für den Ausfall der Leitung-k	<i>MW</i>
	\mathbf{ACDF}_P	Abbildungsmatrix der Knotenwirkleistungen (Spalten) auf die Wirkleistungsflüsse (Zeilen)	
	\mathbf{ACLODF}_P^k	Spaltenvektor der Sensitivität der Wirkleistungsänderungen durch Ausfall der Leitung-k (Zeilen entsprechen den Leitungen, Spalten den Ausfällen)	
	$\mathbf{ACDF}_{P,Leitung-k}$	Zeilenvektor für Leitung-k aus der \mathbf{ACDF}_P -Matrix	
	\mathbf{P}_{Knoten}	Spaltenvektor der Knotenwirkleistungen	<i>MW</i>

In [84] wird eine analoge Berechnung auf Basis der PTDF als kompensierte PTDFs bezeichnet. Die lineare Abbildung zur Berechnung der Wirkleistungsflüsse für den Ausfall von Leitung-k wird als knotenbezogene \mathbf{ACLODF}_P -Matrix weiterverwendet:

$$\mathbf{P}_{Leitung}^k = \mathbf{NACLODF}_P^k \cdot \mathbf{P}_{Knoten} \quad (4-12)$$

Mit:	$\mathbf{P}_{Leitung}^k$	Spaltenvektor der Wirkleistungsflüsse für den Ausfall der Leitung-k	<i>MW</i>
	$\mathbf{NACLODF}_P^k$	Knotenbezogene \mathbf{ACLODF}_P -Matrix für den Ausfall von Leitung-k	
	\mathbf{P}_{Knoten}	Vektor der Knotenwirkleistungen	<i>MW</i>

4.4.1 Methodik

Die Idee bei der Simulation von Leitungsausfällen nach [80], [99], [100] und [101] ist es, den Ausfall einer Leitung durch zusätzliche, fiktive Leistungsquellen an den Enden der betrachteten Leitung zu modellieren. Ein Ersatzschaltbild (ESB) für den Ausfall einer Leitung ist in Abbildung 4-9 dargestellt. Entspricht im ESB aus Abbildung 4-9 die eingespeiste Leistung der fiktiven Leistungsquellen dem Leistungsfluss, welcher am jeweiligen Knoten in die Leitung hineinfließt, so ist der Zustand des gesamten Netzes (Leistungsflüsse auf allen anderen Leitungen)

äquivalent zu dem Zustand nach dem Ausfall der Leitung k-l aus Abbildung 4-9 [99]. Somit wird der Leistungsfluss auf der betrachteten Leitung k-l ausschließlich aus den fiktiven Leistungsquellen gespeist und es stellt sich in den anderen Leitungen ein Leistungsfluss ein, als ob die betrachtete Leitung im System nicht vorhanden wäre. Für die Berechnung hat dies den Vorteil, dass die Netztopologie für alle Ausfälle identisch ist und lediglich die Leistungen der fiktiven Leistungsquellen berechnet werden müssen. Im Falle des Newton-Raphson Algorithmus zur Lastflussrechnung müssen die Leistungsflussgleichungen dadurch nicht für jeden Ausfall neu aufgestellt werden und die Ausfallanalyse kann damit effizienter berechnet werden.

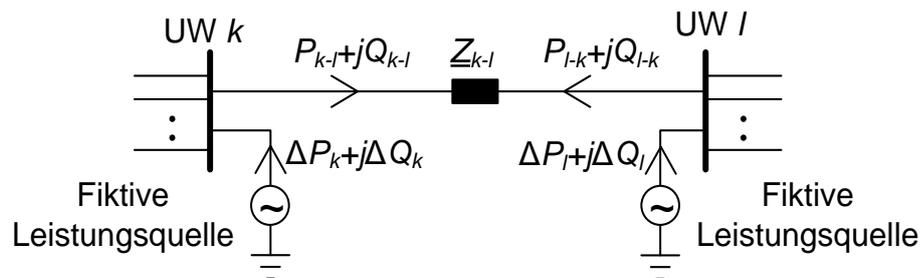


Abbildung 4-9: Ersatzschaltbild zur Simulation von Leitungsausfällen mit fiktiven Leistungsquellen (eigene Darstellung, nach [80])

Um einen Ausfall der Leitung in Abbildung 4-9 zu modellieren, muss für die fiktiven Leistungsquellen gelten [80]:

$$\Delta P_k + j\Delta Q_k = (P_{k-l} + \Delta P_{k-l}) + j(Q_{k-l} + \Delta Q_{k-l}) \quad (4-13)$$

$$\Delta P_l + j\Delta Q_l = (P_{l-k} + \Delta P_{l-k}) + j(Q_{l-k} + \Delta Q_{l-k}) \quad (4-14)$$

Mit:	$\Delta P_k + j\Delta Q_k,$	Leistungen der fiktiven Leistungsquellen	MW
	$\Delta P_l + j\Delta Q_l$		MVar
	P_{k-l}, Q_{k-l}	Leistungsflüsse vor Hinzufügen der fiktiven Leistungsquellen	MW
	P_{l-k}, Q_{l-k}		MVar
	$\Delta P_{k-l}, \Delta Q_{k-l}$	Zusätzliche Leistungsflüsse durch die fiktiven Leistungsquellen	MW
	$\Delta P_{l-k}, \Delta Q_{l-k}$		MVar

Die zusätzlichen Leistungsflüsse werden dabei durch die fiktiven Leistungsquellen verursacht. Nach [99] können diese durch die partiellen Ableitungen der Leistungsflüsse nach den fiktiven Leistungsquellen ermittelt werden. Im Fall des Newton-Raphson Algorithmus sind diese in der Jacobi-Matrix definiert.

4.4.1.1 Ausfall einer einzelnen Leitung

Die in Kapitel 4.3 angenommenen Vereinfachungen zur Linearisierung der Leistungsflüsse (Entkopplung der Wirk- und Blindleistungen; verlustlose Betrachtung der Leistungsflüsse durch Bildung des Leistungsflusses auf der Mitte der Leitung)

werden ebenfalls in der Berechnung der ACLODF angewendet. Unter Betrachtung der Wirkleistungen vereinfacht sich das ESB wie in Abbildung 4-10 dargestellt.

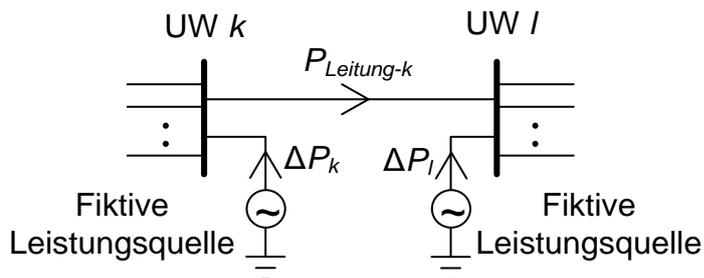


Abbildung 4-10: Vereinfachtes Ersatzschaltbild zur Simulation von Leitungsausfällen mit Entkopplung der Wirk- und Blindleistungen sowie der verlustlosen Betrachtung nach [90]

Durch Anwendung der genannten Vereinfachungen folgt aus (4-13) und (4-14) für die Wirkleistungsflüsse auf Leitung-k:

$$P_{Leitung-k} = \Delta P_k - \Delta P_{Leitung-k} \quad (4-15)$$

$$-P_{Leitung-k} = \Delta P_l + \Delta P_{Leitung-k} \quad (4-16)$$

Mit:	$P_{Leitung-k}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-k	MW
	$\Delta P_k, \Delta P_l$	Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen	MW
	$\Delta P_{Leitung-k}$	Zusätzlicher Wirkleistungsfluss durch die fiktiven Leistungsquellen	MW

Durch die Beschreibung der zusätzlichen Wirkleistungsflüsse mithilfe der partiellen Ableitungen kann (4-15) und (4-16) in die nachfolgende Matrixschreibweise umgeformt werden:

$$\begin{bmatrix} P_{Leitung-k} \\ -P_{Leitung-k} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Leitung-k}}{\partial P_k} & \frac{\partial P_{Leitung-k}}{\partial P_l} \\ -\frac{\partial P_{Leitung-k}}{\partial P_k} & -\frac{\partial P_{Leitung-k}}{\partial P_l} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_l \end{bmatrix} \quad (4-17)$$

Mit:	$P_{Leitung-k}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-k	MW
	$\frac{\partial P_{Leitung-k}}{\partial P_k}, \frac{\partial P_{Leitung-k}}{\partial P_l}$	Partielle Ableitungen der Leistungsflüsse	
	$\Delta P_k, \Delta P_l$	Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen	MW

Durch Bildung der inversen Matrix können aus (4-17) die fiktiven Wirkleistungseinspeisungen berechnet werden.

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial P_{Leitung-k}}{\partial P_k} & \frac{\partial P_{Leitung-k}}{\partial P_l} \\ -\frac{\partial P_{Leitung-k}}{\partial P_k} & -\frac{\partial P_{Leitung-k}}{\partial P_l} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_{Leitung-k} \\ -P_{Leitung-k} \end{bmatrix} \quad (4-18)$$

Mit:	$\Delta P_k, \Delta P_l$	Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen	MW
	$\frac{\partial P_{Leitung-k}}{\partial P_k}, \frac{\partial P_{Leitung-k}}{\partial P_l}$	Partielle Ableitungen der Leistungsflüsse	
	$P_{Leitung-k}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-k	MW

Die partiellen Ableitungen in (4-18) entsprechen den $ACDF_P$ wie in (4-8) gezeigt. Da die Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen als Einspeisung definiert sind und die $ACDF_P$ jedoch im Verbraucherzählpfeilsystem definiert sind, kehrt sich das Vorzeichen bei Substitution der $ACDF_P$ in (4-18) um:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_l \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} ACDF_{P,k,k} & ACDF_{P,k,l} \\ -ACDF_{P,k,k} & -ACDF_{P,k,l} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_{Leitung-k} \\ -P_{Leitung-k} \end{bmatrix} \quad (4-19)$$

Mit:	$\Delta P_k, \Delta P_l$	Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen	MW
	$ACDF_{P,k,k}, ACDF_{P,k,l}$	ACDF der Leitung-k zu UW k bzw. UW l	
	$P_{Leitung-k}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-k	MW

Durch Berechnung der Inversen der Matrix folgen für die Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen:

$$\Delta P_k = \frac{1}{1 + ACDF_{P,k,k} - ACDF_{P,k,l}} \cdot P_{Leitung-k} \quad (4-20)$$

$$\Delta P_l = \frac{1}{1 + ACDF_{P,k,k} - ACDF_{P,k,l}} \cdot (-P_{Leitung-k}) \quad (4-21)$$

Mit:	$\Delta P_k, \Delta P_l$	Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen	MW
	$ACDF_{P,k,k}, ACDF_{P,k,l}$	ACDF der Leitung-k zu UW k bzw. UW l	
	$P_{Leitung-k}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-k	MW

Die fiktiven Leistungsquellen sorgen für eine Änderung der Leistungsflüsse im gesamten Netz. Für eine beliebige Leitung-d im Netz kann die Änderung des Wirkleistungsflusses mithilfe der $ACDF_P$ aus (4-2) berechnet werden:

$$\Delta P_{Leitung-d} = -ACDF_{P,d,k} \cdot \Delta P_k - ACDF_{P,d,l} \cdot \Delta P_l \quad (4-22)$$

Mit:	$\Delta P_{Leitung-d}$	Änderung des Wirkleistungsflusses auf Leitung-d	MW
	$ACDF_{P,d,k}, ACDF_{P,d,l}$	ACDF der Leitung-d zu UW k bzw. UW l	
	$\Delta P_k, \Delta P_l$	Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen	MW

Die negativen Vorzeichen in (4-22) resultieren aus der Definition der $ACDF_P$. Diese sind im Verbraucherzählpfeilsystem definiert, jedoch entsprechen ΔP_k bzw. ΔP_l

Wirkleistungseinspeisungen wodurch sich das negative Vorzeichen ergibt. Setzt man nun (4-20) und (4-21) in (4-22) ein, so folgt für die Änderung des Wirkleistungsflusses auf Leitung-d:

$$\Delta P_{\text{Leitung-d}} = \frac{ACDF_{P,d,l} - ACDF_{P,d,k}}{1 + ACDF_{P,k,k} - ACDF_{P,k,l}} \cdot P_{\text{Leitung-k}} \quad (4-23)$$

Mit:	$\Delta P_{\text{Leitung-d}}$	Änderung des Wirkleistungsflusses auf Leitung-d	MW
	$ACDF_{P,d,k}, ACDF_{P,d,l}$	ACDF der Leitung-d zu UW <i>k</i> bzw. UW <i>l</i>	
	$ACDF_{P,k,k}, ACDF_{P,k,l}$	ACDF der ausgefallenen Leitung-k zu UW <i>k</i> bzw. UW <i>l</i>	
	$P_{\text{Leitung-k}}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-k vor dem Ausfall	MW

Der Bruchterm mit den $ACDF_P$ aus (4-23) beschreibt die Wirkleistungsänderung der Leitung-d durch einen Ausfall der Leitung-k und entspricht somit der Definition der $ACLODF_{P,\text{Leitung-d}}^k$ aus (4-10). Somit folgt damit für die Berechnung $ACLODF_P$ für den Ausfall einer einzelnen Leitung:

$$ACLODF_{P,\text{Leitung-d}}^k = \begin{cases} -1 & \text{für Leitung-d = Leitung-k} \\ \frac{ACDF_{P,d,l} - ACDF_{P,d,k}}{1 + ACDF_{P,k,k} - ACDF_{P,k,l}} & \text{sonst} \end{cases} \quad (4-24)$$

Mit:	$ACLODF_{P,\text{Leitung-d}}^k$	ACLODF der Wirkleistungen für Leitung-d wenn Leitung-k ausfällt
	$ACDF_{P,d,k}, ACDF_{P,d,l}$	ACDF der Leitung-d zu UW <i>k</i> bzw. UW <i>l</i> (Anschlussknoten der ausgefallenen Leitung)
	$ACDF_{P,k,k}, ACDF_{P,k,l}$	ACDF der ausgefallenen Leitung-k zu UW <i>k</i> bzw. UW <i>l</i> (Anschlussknoten der ausgefallenen Leitung)

Gleichung (4-24) beschreibt die Sensitivität einer Wirkleistungsflussänderung auf Leitung-d hervorgerufen durch den Ausfall von Leitung-k und ist somit nach Definition der $ACLODF_{P,\text{Leitung-d}}^k$. Falls Leitung-d die ausgefallene Leitung ist, wird der $ACLODF_P$ auf -1 gesetzt, damit in der Berechnung der Leistungsflüsse im Ausfallzustand nach (4-10) der Wirkleistungsfluss auf der ausgefallenen Leitung $P_{\text{Leitung-k}} = 0$ MW entspricht. Ein numerisches Beispiel zur Berechnung der $ACLODF_P$ erfolgt in Anhang F.

4.4.1.2 Ausfall eines Mehrbeins

Aufgrund der Netzstruktur von realen HS-Netzen, welche einen sehr hohen Vermaschungsgrad aufweisen, existieren zwischen den einzelnen Umspannwerken nicht ausschließlich einzelne Leitungen wie dies im vorangegangenen Abschnitt beschrieben ist. Häufig sind Verzweigungen der Leitungen direkt auf Freileitungsmasten montiert. Dies hat zur Folge, dass bei einem störungsbedingtem Ausfall

einer der Leitungen an diesem Verzweigungspunkt, nur alle Leitungen an diesem Verzweigungspunkt durch das Schutzsystem abgeschaltet werden können. Für die Ausfallanalyse hat dies zur Folge, dass mehrere Leitungen als ein Ausfall betrachtet werden müssen. Diese Netzstruktur wird im Weiteren als Mehrbein (MB) bezeichnet und ist in Abbildung 4-11 dargestellt. Beispielhaft besteht das MB aus Abbildung 4-11 aus drei Leitungen, die über den Knoten in der Mitte verbunden sind, welcher die Verzweigung auf dem Freileitungsmast repräsentiert. Wie durch die gestrichelte Linie angedeutet, können an diesem Knoten noch weitere Leitungen angebunden werden. Die in diesem Abschnitt vorgestellte Berechnung der $ACLODF_P$ des MB wird beispielhaft für drei Leitungen durchgeführt, die Berechnung ist jedoch übertragbar auf größere MB.

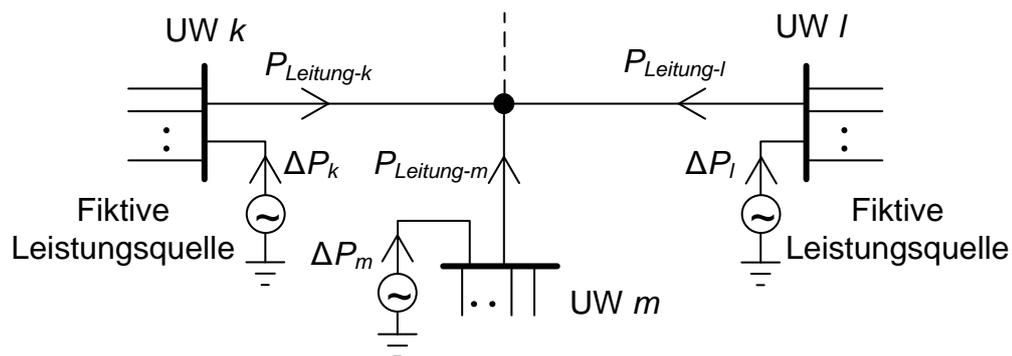


Abbildung 4-11: Ersatzschaltbild eines Mehrbein-Ausfalls zur Berechnung der $ACLODF_P$

In Abbildung 4-11 sind bereits die fiktiven Leistungsquellen, wie sie zur Berechnung der $ACLODF_P$ des MB notwendig sind, eingezeichnet. Damit durch die fiktiven Leistungsquellen ein äquivalenter Zustand des Netzes zum Ausfallzustand erreicht wird, müssen die Leistungsflüsse auf den Leitungen des MB wiederum aus den fiktiven Leistungsquellen gespeist werden, wie dies in [99] hergeleitet ist. Somit muss für jede fiktive Leistungsquelle im MB eine Gleichung analog zu (4-13) und (4-14) aufgestellt werden. Nach Substitution der partiellen Ableitungen durch die $ACDF_P$ folgt für das MB in Matrizenschreibweise wie in (4-19):

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_l \\ \Delta P_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} ACDF_{P,k,k} & ACDF_{P,k,l} & ACDF_{P,k,m} \\ ACDF_{P,l,k} & ACDF_{P,l,l} & ACDF_{P,l,m} \\ ACDF_{P,m,k} & ACDF_{P,m,l} & ACDF_{P,m,m} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \quad (4-25)$$

$$\begin{bmatrix} P_{Leitung-k} \\ P_{Leitung-l} \\ P_{Leitung-m} \end{bmatrix}$$

Mit:	$\Delta P_k, \Delta P_l, \Delta P_m$	Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen	MW
	$ACDF_{P,k,k}$	$ACDF$ der Leitung-k zu UW k (identisch für andere Leitungen und UW im MB)	
	$P_{Leitung-k}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-k vor dem Ausfall (identisch für andere Leitungen im MB)	MW

Gegenüber (4-19) sind die Vorzeichen in (4-25) stets positiv. Dies ist auf die Definition der Leistungsflussrichtungen im MB zurückzuführen, wie dies in Abbildung 4-11 gezeigt ist. In diesem MB sind die Leistungsflüsse stets von den UWs zum Verzweigungspunkt definiert, dadurch werden die $ACDF_P$ positiv in (4-26) berücksichtigt. Für größere MB erhöht sich die Dimension der Matrizen und Vektoren in (4-25). Im Weiteren wird die Inverse Matrix aus (4-25) als Inverse-Sensitivitätsfaktor-Matrix \mathbf{SF}_{MB} für das MB definiert. Damit erfolgt aus (4-25) die verkürzte Schreibweise:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_l \\ \Delta P_m \end{bmatrix} = \mathbf{SF}_{MB} \cdot \begin{bmatrix} P_{Leitung-k} \\ P_{Leitung-l} \\ P_{Leitung-m} \end{bmatrix} \quad (4-26)$$

Mit:	$\Delta P_k, \Delta P_l, \Delta P_m$	Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen	MW
	\mathbf{SF}_{MB}	Inverse-Sensitivitätsfaktor-Matrix der fiktiven Wirkleistungsquellen im Mehrbein	
	$P_{Leitung-k}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-k vor dem Ausfall (identisch für andere Leitungen im MB)	MW

Nach der Berechnung der Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen kann wiederum die Änderung des Leistungsflusses auf einer beliebigen Leitung-d mit den $ACDF_P$ berechnet werden:

$$\Delta P_{Leitung-d} = (-1) \cdot [ACDF_{P,d,k} \quad ACDF_{P,d,l} \quad ACDF_{P,d,m}] \cdot \begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_l \\ \Delta P_m \end{bmatrix} \quad (4-27)$$

Mit:	$\Delta P_{Leitung-d}$	Änderung des Wirkleistungsflusses auf Leitung-d	MW
	$ACDF_{P,d,k}$	ACDF der Leitung-d zu UW k (UW k ist Teil des MB)	
	$\Delta P_k, \Delta P_l, \Delta P_m$	Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen	MW

Die Matrizenmultiplikation in (4-27) entspricht dabei der Summe wie in (4-22), nur wird im Fall eines MBs über mehrere zusätzliche fiktive Leistungsquellen summiert. Mithilfe von (4-26) kann analog zum Ausfall der einzelnen Leitung die Änderung des Leistungsflusses in Abhängigkeit der Leistungsflüsse auf den Leitungen im MB berechnet werden:

$$\Delta P_{Leitung-d} = (-1) \cdot \mathbf{ACDF}_{P,d}^{MB} \cdot \mathbf{SF}_{MB} \cdot \begin{bmatrix} P_{Leitung-k} \\ P_{Leitung-l} \\ P_{Leitung-m} \end{bmatrix} \quad (4-28)$$

Mit:	$\Delta P_{Leitung-d}$	Änderung des Wirkleistungsflusses auf Leitung-d	MW
	$\mathbf{ACDF}_{P,d}^{MB}$	Zeilenvektor der $ACDF_P$ von Leitung-d zu den UW im MB	
	\mathbf{SF}_{MB}	Inverse-Sensitivitätsfaktor-Matrix der fiktiven Wirkleistungsquellen im Mehrbein	

$P_{Leitung-k}$ Wirkleistungsfluss auf Leitung-k vor dem Ausfall (identisch für andere Leitungen im MB) MW

Aus der Multiplikation der $ACDF_P$ und der Sensitivitätsfaktoren im MB resultieren die Sensitivitäten der Leistungsflussänderung auf Leitung-d zu den jeweiligen Leitungen im MB und entsprechen somit wiederum der Definition der $ACLODF_{P,d,k}^{MB}$ aus (4-10). Somit folgt für die Berechnung der $ACLODF_P$ für eine Leitung im MB:

$$ACLODF_{P,d,k}^{MB} = \begin{cases} -1 & \text{für Leitung-d = Leitung-k} \\ 0 & \text{für Leitung-d in Mehrbein} \\ (-1) \cdot ACDF_{P,d}^{MB} \cdot SF_{MB,k} & \text{alle anderen} \end{cases} \quad (4-29)$$

Mit: $ACLODF_{P,d,k}^{MB}$ ACLODF der Wirkleistungen für Leitung-d wenn Leitung-k als ein Teil eines Mehrbeines ausfällt
 $ACDF_{P,d}^{MB}$ Zeilenvektor der ACDF von Leitung-d und den UWs des Mehrbeines
 $SF_{MB,k}$ Spaltenvektor der Leitung-k der Sensitivitätsfaktoren nach (4-26)

Der $ACLODF_{P,d,k}^{MB}$ entspricht dem $ACLODF_P$ für die Leitung-d und den Ausfall von Leitung-k als Teil eines MBs. Die Definition, wenn Leitung-d gleich Leitung-k ist und wenn Leitung-d Teil des Mehrbeines ist, stellt sicher, dass nach der Berechnung der Leistungsflüsse im Ausfallzustand der Wirkleistungsfluss auf den Leitungen im MB $P_{Leitung-d} = 0$ MW ist. Da für einen MB-Ausfall stets mehrere Leitungen gleichzeitig nicht verfügbar sind, verändert sich die Berechnung der knotenbezogenen $ACLODF_P$ -Matrix wie folgt:

$$NACLODF_P^{MB} = (ACDF_P + ACLODF_P^{MB} \cdot ACDF_{P,MB}) \quad (4-30)$$

Mit: $NACLODF_P^{MB}$ Knotenbezogene $ACLODF_P$ -Matrix für ein Mehrbein-Ausfall (Zeilen entsprechen den Leitungen im Netzgebiet, Spalten den Knoten)
 $ACDF_P$ Abbildungsmatrix der Knotenwirkleistungen (Spalten) auf die Wirkleistungsflüsse (Zeilen)
 $ACLODF_P^{MB}$ $ACLODF_P$ für das Mehrbein (Spalten entsprechen den Leitungen im Mehrbein, Zeilen allen Leitungen im betrachteten Netzgebiet)
 $ACDF_{P,MB}$ $ACDF_P$ für das Mehrbein (Zeilen entsprechen den Leitungen im Mehrbein, Spalten den Knoten im Netzgebiet)

Dabei entsprechen die Zeilen in der Matrix $ACLODF_P^{MB}$ allen Leitungen im Netz und die Spalten den Leitungen des MBs. Bei der Matrix $ACDF_{P,MB}$ entsprechen dagegen die Zeilen den Leitungen im MB und die Spalten den Knoten wie in (4-11) gezeigt. Ein numerisches Beispiel zur Berechnung der $ACLODF_P$ im MB erfolgt in Anhang F.

4.4.1.3 Erzeugungsanlagen in Stichtanbindung

Größere Erzeugungsanlagen werden aufgrund ihrer installierten Leistung teilweise direkt an das HS-Netz angeschlossen. Dabei werden Erzeugungsanlagen üblicherweise nicht (n-1)-sicher angebunden [102], [103]. In der Linearisierung der Ausfallanalyse muss dies für die probabilistische Verteilnetzplanung ebenfalls berücksichtigt werden. Ein ESB zur Berechnung der $ACLODF_P$ von Erzeugungsanlagen in Stichtanbindung ist in Abbildung 4-12 gezeigt.

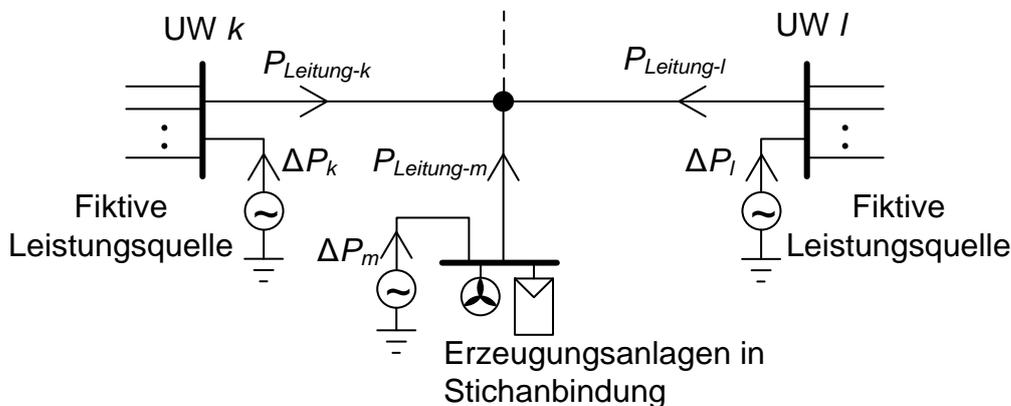


Abbildung 4-12: Ersatzschaltbild zur Berechnung der $ACLODF$ von Erzeugungsanlagen in Stichtanbindung

Der Leistungsfluss auf der Stichtanbindung der Erzeugungsanlagen in Abbildung 4-12 $P_{Leitung-m}$ entspricht ausschließlich der Knotenleistung der Erzeugungsanlagen. Für die Simulation von Leitungsausfällen folgt daraus, dass kein zusätzlicher Leistungsfluss auf dieser Leitung durch die fiktiven Leistungsquellen resultiert. Somit müssen die $ACDF_P$ dieser Leitung aus (4-25) auf 0 gesetzt werden. Es folgt für eine Stichtanbindung im MB:

$$\begin{bmatrix} \Delta P_k \\ \Delta P_l \\ \Delta P_m \end{bmatrix} = \left[\begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} ACDF_{P,k,k} & ACDF_{P,k,l} & ACDF_{P,k,m} \\ ACDF_{P,l,k} & ACDF_{P,l,l} & ACDF_{P,l,m} \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} \right]^{-1} \cdot \begin{bmatrix} P_{Leitung-k} \\ P_{Leitung-l} \\ P_{Leitung-m} \end{bmatrix} \quad (4-31)$$

Mit:	$\Delta P_k, \Delta P_l, \Delta P_m$	Wirkleistungen der fiktiven Leistungsquellen	MW
	$ACDF_{P,k,k}$	$ACDF$ der Leitung-k zu UW k (identisch für andere Leitungen und UW im Ausfall)	
	$P_{Leitung-k}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-k vor dem Ausfall (identisch für andere Leitungen im MB)	MW

Die Definition ist notwendig, da der $ACDF_{P,m,m}$ betragsmäßig den Wert von eins annimmt und je nach Definition der Leistungsflussrichtung auf Leitung-m alle Einträge dieser Zeile in der Matrix null werden und diese somit nicht mehr invertierbar ist. Die weitere Berechnung der $ACLODF_P$ erfolgt identisch zum MB und kann

dem vorherigen Abschnitt entnommen werden. Bei Berechnung der Leistungsflüsse nach (4-11) sorgt die Definition aus (4-31) dafür, dass der Knoten innerhalb der Stichanbindung der Erzeugungsanlagen keinen Einfluss auf jegliche Leistungsflüsse besitzt und der Knoten somit nicht versorgt wird.

4.4.1.4 Leitungen innerhalb eines Mehrbein-Ausfalls

Eine weitere Netztopologie, welche für die Berechnung der $ACLODF_P$ gesondert betrachtet werden muss, ist das Vorhandensein von Leitungen innerhalb eines MB-Ausfalls. In der Netztopologie aus Abbildung 4-13 entspricht dies der Leitung-o. Wie darin dargestellt, ist diese Leitung lediglich an zwei Verzweigungspunkten ohne Umspannwerk, z.B. Freileitungsmasten, angeschlossen. Im Falle eines MB-Ausfalls aller Leitungen in Abbildung 4-13 wird diese Leitung ebenfalls vom Netz getrennt und die ACLODF müssen ebenfalls ermittelt werden.

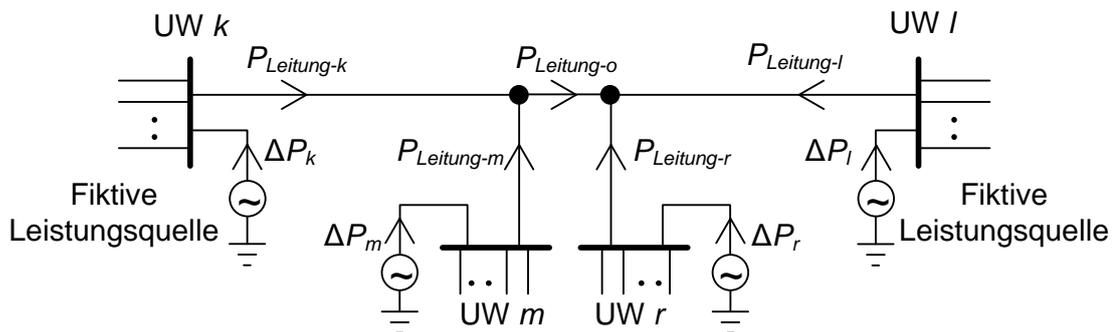


Abbildung 4-13: Netztopologie zur Berechnung der ACLODF für Leitungen innerhalb eines Mehrbein-Ausfalls

Wie in Abbildung 4-13 werden für die Berechnung der ACLODF nur fiktive Leistungsquellen an den UWs hinzugefügt. Das bedeutet, dass für ein derartiges MB nur die Leitungen am Rand des MBs für (4-25) verwendet werden. Somit werden die Leistungswerte der fiktiven Leistungsquellen und darauf aufbauend die ACLODF auch nur mit diesen Leitungen bestimmt, da die Veränderung im Rest des Netzes auch nur durch diese fiktiven Leistungsquellen hervorgerufen wird. Zur Vervollständigung der ACLODF kann für die Leitung-o der Wert null angenommen werden. Ausnahme hierfür ist die ACLODF von Leitung-o auf sich selbst, welcher zu -1 gesetzt wird, um in der Berechnung der Leistungsflüsse im Ausfallzustand nach (4-11) einen Leistungsfluss von 0 MW zu erzielen.

4.4.1.5 Berücksichtigung von Umschaltmaßnahmen zur (n-1)-Sicherheit

Teilweise wird die (n-1)-Sicherheit von Umspannwerken durch Umschaltmaßnahmen sichergestellt. Eine mögliche Netztopologie besteht aus einer Anbindung eines Umspannwerkes als Doppelstich wie dies in Abbildung 4-14 dargestellt ist. Wie Abbildung 4-14 zeigt, werden zwei Sammelschienen im UW m an getrennte

Leitungen einer Doppelleitung angeschlossen. Im störungsbedingten Ausfall einer Leitung werden die Lasten im UW m durch Kopplung der Sammelschienen und somit über die andere Leitung der Doppelleitung versorgt. Die ACLODF können in einer solchen Topologie wie beim MB-Ausfall berechnet werden. Hierfür werden, wie in Abbildung 4-14 gezeigt, die fiktiven Leistungsquellen hinzugefügt und die ACLODF können, wie in 4.4.1.2 beschrieben, berechnet werden. Bei der Berechnung der Leistungsflüsse im Ausfallzustand nach (4-11) muss jedoch die Knotenleistung des UW m_a zur Knotenleistung UW m_b addiert werden. Damit werden die Leistungsflüsse für den Fall einer Umschaltung zur Einhaltung der $(n-1)$ -Sicherheit berechnet.

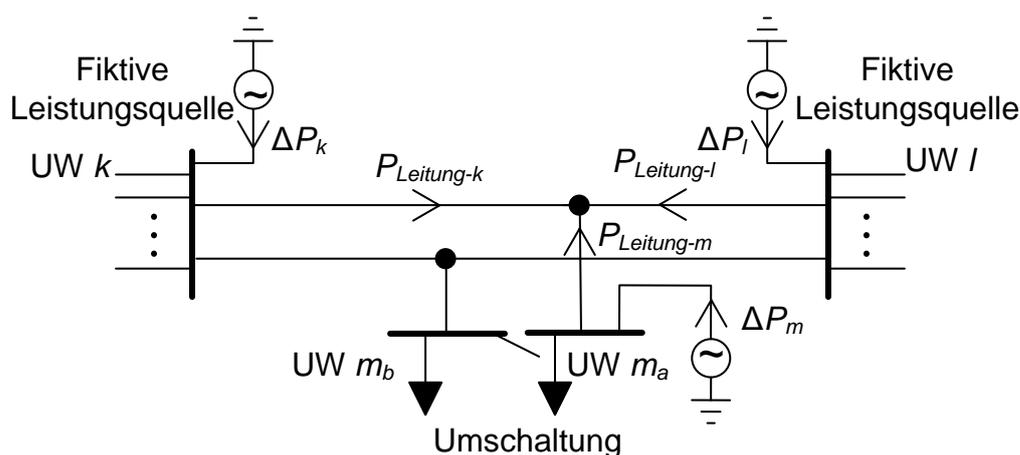


Abbildung 4-14: Netztopologie bei $(n-1)$ -Sicherheit durch Umschaltung im Umspannwerk

4.4.2 Validierung anhand des 5-Knoten-Testsystems

Die Validierung der Linearisierung der Ausfallanalyse ist identisch aufgebaut wie die der Lastflussrechnung aus Kapitel 4.3.3. Als Netzmodell wird das 5-Knoten-Testsystem aus Abbildung 4-2 inklusiv der eingetragenen Ausfälle verwendet. Die Leistungsflüsse werden für jeden der 4 Ausfallzustände über einen Zeitraum von einem Jahr berechnet. In Abbildung 4-15 sind in Grafik a) die Differenzen aller Leistungsflüsse zwischen Newton-Raphson und der ACLODF-Methode als Boxplot dargestellt. Die Grafik b) zeigt die Differenzen über dem Scheinleistungsfluss im $(n-1)$ -Zustand.

Auffallend dabei sind im Vergleich zu Abbildung 4-7 die deutlich angestiegenen Abweichungen. Diese sind zum einen auf die höheren Scheinleistungsflüsse, wie in Grafik b) aus Abbildung 4-15 gezeigt, zurückzuführen. Zum anderen werden die ACLODF auf Basis der ACDF ermittelt, wodurch der Fehler in den ACDF bei den ACLODF noch verstärkt wird. Die absolut betrachtet größeren Differenzen sind im negativen Bereich, wodurch für die Netzplanung folgt, dass die Linearisie-

Die Ausfallanalyse höhere Scheinleistungsflüsse ermittelt, wodurch diese einer konservativen Abschätzung gleichkommt. Dies lässt sich jedoch nicht verallgemeinern, da es abhängig von der Definition der Flussrichtungen der einzelnen Leitungen ist.

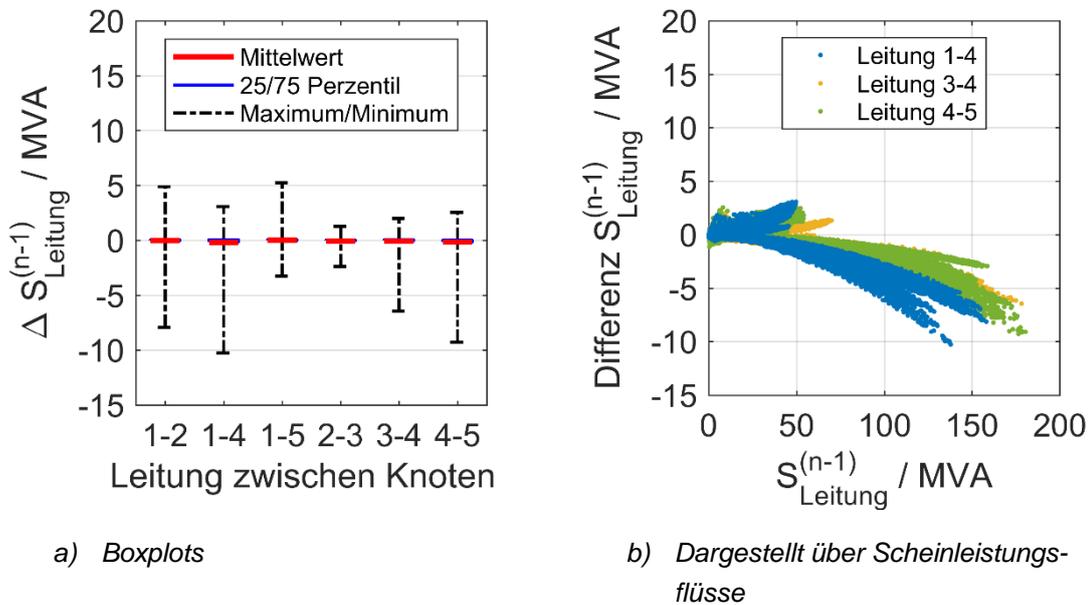


Abbildung 4-15: Validierung der Scheinleistungsflüsse im $(n-1)$ -Zustand des 5-Knoten-Testsystems

Die modellierten Leitungen im 5-Knoten-Testsystem besitzen eine thermische Grenzleistung von 100 MVA. Für die Genauigkeit der Linearisierung der Ausfallanalyse folgt daraus die Anforderung, dass im Bereich bis zur thermischen Grenzleistung eine hohe Genauigkeit notwendig ist. Da für höhere Leistungsflüsse ein Netzausbau notwendig ist, erfolgt im Rahmen der Netzplanung eine Modellierung von zusätzlichen Leitungen. Dadurch werden die Leistungsflüsse auf allen Leitungen gesenkt, wodurch gleichzeitig der absolute Fehler der Linearisierung der Ausfallanalyse reduziert wird, wie dies in Abbildung 4-15 gezeigt ist. Anhand der gezeigten Untersuchung kann festgehalten werden, dass im Bereich der zulässigen Leistungsflüsse der relative Fehler der Linearisierung der Ausfallanalyse kleiner 6 % ist. Eine individuelle Überprüfung der Genauigkeit der Linearisierungen sollte jedoch im Rahmen der Netzplanung an jedem Netzmodell individuell erfolgen.

4.4.3 Sensitivitätsuntersuchung

Aufgrund der Abhängigkeit der ACDF und damit auch der ACLODF zum Linearisierungspunkt der Lastflussrechnung erfolgt identisch zu Kapitel 4.3.4 eine Sensitivitätsuntersuchung. Dabei werden die selben Linearisierungspunkte verwen-

det und die Differenzen in den Scheinleistungsflüssen von Leitung 1-4 sind in Abbildung 4-16 dargestellt. Dabei zeigt sich, abgesehen von der absoluten Differenz, dasselbe Bild wie bei der Sensitivitätsuntersuchung der Lastflussrechnung. Daraus lässt sich schlussfolgern, dass auch für die Ausfallanalyse ein Linearisierungspunkt mit $P_{Leitung-d}^0 = 0 \text{ MW}$ und $\Delta P_g = 1 \text{ MW}$ den besten Kompromiss darstellt, um sowohl bei Last- als auch bei Erzeugungsszenarien eine gute Abbildungsgenauigkeit zu erreichen. Dabei wird wiederum das Ziel verfolgt, im Bereich der zulässigen Leistungsflüsse, welche in Abbildung 4-16 kleiner 100 MVA sind, eine hohe Abbildungsgenauigkeit zu erreichen.

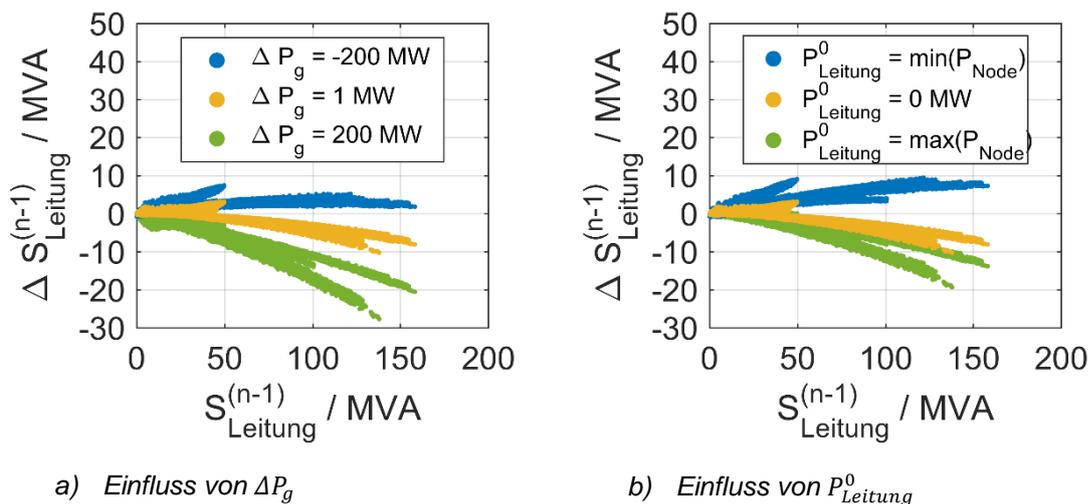


Abbildung 4-16: Differenz der Scheinleistungsflüsse im $(n-1)$ -Zustand auf Leitung 1-4 im 5-Knoten-Testsystem zwischen Newton-Raphson und ACLODF-Methode für unterschiedliche Linearisierungspunkte

4.5 Erweiterung mehrerer Bilanzknoten

Größere HS-Netze besitzen in mehreren Umspannwerken Transformatoren zum Transportnetz. Für die probabilistische Verteilnetzplanung im HS-Netz können diese als Bilanzknoten mit einer Vorgabe der komplexen Spannungen modelliert werden. Besitzen die komplexen Spannungen an den einzelnen Knoten unterschiedliche Werte, so erfolgt im HS-Netz ein Leistungsfluss, hervorgerufen durch das überlagerte Transportnetz. Die hier vorgestellten Linearisierungen berechnen die Leistungsflüsse nur auf Basis von vorgegebenen Knotenleistungen. Somit würden die Leistungsflüsse, verursacht durch das Transportnetz, nicht abgebildet werden. Um diese zusätzlichen Leistungsflüsse zu berücksichtigen, können diese bei der Berechnung der ACDF festgehalten und in der Berechnung der Leistungsflüsse mit der ACDF-Methode addiert werden. Somit folgt aus (4-2):

$$\mathbf{P}_{Leitung} = \mathbf{P}_{Leitung,TN} + \mathbf{ACDF}_P \cdot \mathbf{P}_{Knoten} \quad (4-32)$$

Mit:	$\mathbf{P}_{Leitung}$	Spaltenvektor der Wirkleistungsflüsse vor dem Ausfall von Leitung-k	MW
	$\mathbf{P}_{Leitung,TN}$	Spaltenvektor der Wirkleistungsflüsse, welche durch das Transportnetz hervorgerufen werden	
	\mathbf{ACDF}_P	Abbildungsmatrix der Knotenwirkleistungen (Spalten) auf die Wirkleistungsflüsse (Zeilen)	
	\mathbf{P}_{Knoten}	Vektor der Knotenwirkleistungen	MW

Zusätzlich dazu müssen bei Anwendung der NACLODF ebenfalls die Leistungsflüsse, hervorgerufen durch das Transportnetz, berücksichtigt werden. Hierfür wird $\mathbf{P}_{Leitung,TN}$ aus (4-32) mit den ACLODF der ausgefallenen Leitung multipliziert. Dadurch ergibt sich ein neuer Vektor der Wirkleistungsflüsse, hervorgerufen durch das Transportnetz, für jeden individuellen Ausfallzustand.

Aufgrund der Leistungsflüsse im Transportnetz sind die komplexen Spannungen an den Umspannungsknoten zum Hochspannungsnetz variabel über die Zeit. Um diese zeitliche Variabilität in der probabilistischen Verteilnetzplanung für Hochspannungsnetze zu berücksichtigen, müssten die komplexen Spannungen modelliert werden. Eine Möglichkeit hierfür wäre ein Regressionsmodell, bei dem die komplexen Spannungen in Abhängigkeit der Summenlast des Hochspannungsnetzes beschrieben werden. Hierfür sind jedoch Daten der komplexen Spannungen notwendig, welche bei der Erstellung dieser Arbeit leider nicht verfügbar waren. Daher werden die komplexen Spannungen an den Übergabeknoten zum Transportnetz im Folgenden als konstant angenommen.

5 Integration flexibler dezentraler Erzeuger und Verbraucher

Flexiblen dezentralen Erzeugern und Verbrauchern, sowie intelligenten Netztechnologien wird ein großes Potential zur Reduzierung des Netzausbaubedarfs zugesprochen [4], [10]. Dafür wurde in verschiedenen Studien, wie z.B. in [4], [10], [104], untersucht, welcher Netzausbaubedarf sich ergibt, wenn flexible, dezentrale Erzeuger und Verbraucher eingesetzt werden, um Netzbelastungen zu reduzieren. Eine Kombination aus Erzeugungsmanagement und regelbarem Ortsnetztransformator besitzt das höchste Potential zu Kosteneinsparungen nach [10]. So kann beispielsweise der Netzausbau halbiert werden, wenn 3 % der jährlichen Einspeisung von Windkraft- und PV-Anlagen abgeregelt wird [10]. Derartige Konzepte können jedoch im Rahmen einer deterministischen Netzplanung basierend auf Extremszenarien nur stark vereinfacht analysiert werden, da keine zeitliche Variabilität in den Netzberechnungen verwendet wird [1], [104]. Im Rahmen der in dieser Arbeit entwickelten probabilistischen Verteilnetzplanung, welcher eine Zeitreihenanalyse zugrunde liegt, können jedoch flexible dezentrale Erzeuger und Verbraucher detailliert bewertet werden. Daher wird in diesem Kapitel eine kurze Übersicht möglicher flexibler Betriebskonzepte gegeben und die Integration in die probabilistische Verteilnetzplanung am Beispiel der Spitzenkappung aufgezeigt. Es wird sich an dieser Stelle auf die Spitzenkappung beschränkt, da diese heutzutage im EnWG eine gesetzliche Grundlage hat [9].

5.1 Flexibilisierung dezentraler Erzeuger und Verbraucher

Unter der Flexibilisierung von dezentralen Erzeugern und Verbrauchern wird eine Steuerbarkeit der Wirk- und Blindleistung verstanden. Diese können im Rahmen eines aktiven Verteilnetzes geregelt werden, um beispielsweise die Leistungsflüsse auf den Leitungen unterhalb derer technischen Grenzwerte zu halten [1]. Damit solche Systeme flächendeckend eingesetzt werden, müssen diese auch im Rahmen der Netzplanung bewertbar sein. Verschiedene Möglichkeiten zur Flexibilisierung werden nachfolgend beschrieben sowie deren Umsetzungen im Rahmen der Netzplanung vorgestellt.

5.1.1 Spitzenkappung von Erzeugungsanlagen

Die Spitzenkappung von Erzeugungsanlagen beschreibt die Reduzierung der Einspeiseleistung von dezentralen Erzeugungsanlagen innerhalb der Netzplanung. Somit entspricht sie der betrieblichen Maßnahme des Einspeisemanagements. Nach [83] ist das Ziel der Spitzenkappung die „effiziente Ausnutzung der Netzinfrastruktur und die Vermeidung von volkswirtschaftlich ineffizienten Überkapazitäten“. Somit soll eine Abregelung der Einspeiseleistung von EE genutzt werden, um den Netzausbau zu reduzieren. Hierfür darf der Netzbetreiber nach dem EnWG eine Abregelung von 3 % der jährlichen elektrischen Energie von PV und Windkraftanlagen in seiner Netzplanung annehmen [9]. Die Spitzenkappung wird nach [83] in pauschale und dynamische Verfahren unterteilt. Bei einem pauschalen Ansatz wird die maximal mögliche Einspeiseleistung reduziert, damit insgesamt 3 % der Jahresenergie abgeregelt werden [83]. Somit erfolgt bei diesem Ansatz eine Abregelung der Einspeiseleistung unabhängig davon, ob ein Netzengpass vorliegt [83]. Demgegenüber steht der dynamische Ansatz, bei dem eine zielgerichtete Abregelung lediglich dann erfolgt, wenn ein Netzengpass vorliegt.

Zur Verdeutlichung ist in Abbildung 5-1 die unterschiedliche Funktionsweise am Beispiel eines Anschlusses einer PV-Anlage und einer Last an einer Leitung gezeigt. In Abbildung 5-1 sind die zeitlichen Verläufe über einen Tag für die Einspeiseleistung der PV-Anlage sowie der Wirkleistungsfluss für die verschiedenen Methoden zur Spitzenkappung dargestellt. Wie darin gezeigt wird, erfolgt beim pauschalen Ansatz eine Begrenzung der Einspeiseleistung auf einen konstanten Wert. Aufgrund der Überlagerung mit der Last kann mit diesem Ansatz jedoch keine definierte Grenze des Leistungsflusses eingehalten werden. Demgegenüber steht der dynamische Ansatz, bei dem der Leistungsfluss auf einen konstanten Wert begrenzt wird, und die Abregelung der Einspeiseleistung dementsprechend ermittelt wird.

Der Aufwand in der Netzplanung ist bei einer dynamischen Spitzenkappung deutlich höher, da Zeitreihen über die Dauer von mindestens einem Jahr berechnet werden müssen [83]. Jedoch sinkt mit einer dynamischen Spitzenkappung der Netzausbaubedarf gegenüber dem pauschalen Ansatz, da die möglichen 3 % der Jahresenergie effizienter ausgenutzt werden [83]. Am Beispiel aus Abbildung 5-1 zeigt sich, dass mit dem pauschalen Ansatz keine feste Grenze des Leistungsflusses eingehalten werden kann. Häufig resultiert daraus eine höhere abgeregelt Energie und trotzdem können Leitungsüberlastungen mit diesem Konzept

nicht verhindert werden [105]¹⁴. Für die Umsetzung der dynamischen Spitzenkappung ist in [105]¹⁴ und [98]¹⁵ eine heuristische Einsatzreihenfolge definiert, wodurch die abgeregelte jährliche Energie der einzelnen Erzeugungsanlagen nicht begrenzt werden kann. Hierfür ist die Formulierung eines Optimierungsproblems in Form eines angepassten Optimal Power Flows (OPF) notwendig [83]. In [106]¹⁶ sind verschiedene Formulierungen für den OPF vorgestellt, welche eine Begrenzung der jährlich abgeregelten Energie ermöglichen.

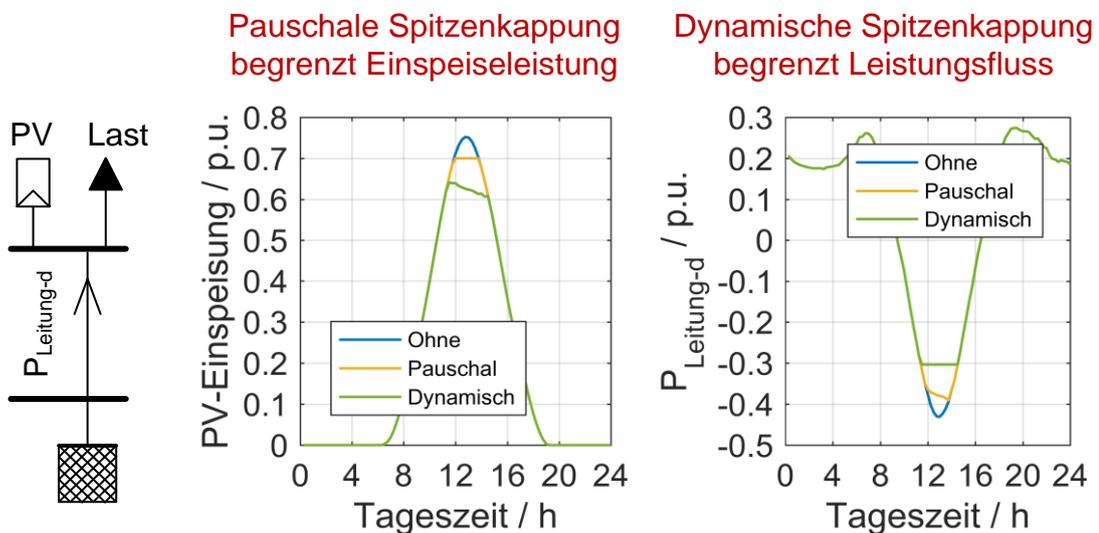


Abbildung 5-1: Vergleich der Funktionsweise der pauschalen und dynamischen Spitzenkappung am Beispiel eines Tagesverlaufs einer PV-Anlage und des Leistungsflusses über eine Leitung

Der Spitzenkappung wird in verschiedenen Studien ein sehr hohes Potential zur Reduzierung des Netzausbaus zugesprochen [4], [10], [13], [37]. Daher erfolgt im Rahmen dieser Arbeit eine detaillierte Beschreibung, wie dieses Konzept in die probabilistische Verteilnetzplanung unter Berücksichtigung einer (n-1)-Sicherheit integriert werden kann. Dabei wird sowohl ein heuristisches Verfahren mit einer Einsatzreihenfolge verwendet als auch ein OPF vorgestellt.

5.1.2 Blindleistungsmanagement

Durch die geregelte Bereitstellung von Blindleistung können sich Erzeugungsanlagen an der statischen Spannungshaltung beteiligen [102]. Die Spannungshaltung stellt insbesondere in NS-Netzen eine netzauslegungsrelevante Größe dar, da der Anschluss von dezentralen Erzeugungsanlagen häufig zu Spannungsbandproblemen führt [42]. In den technischen Anschlussbedingungen der Erzeu-

¹⁴ Der vorgestellte Vergleich ist eine Entwicklung und eine Analyse des Autors dieser Arbeit.

¹⁵ Die vorgestellte heuristische Einsatzreihenfolge ist eine Entwicklung des Autors dieser Arbeit.

¹⁶ Der vorgestellte Optimal Power Flow ist eine Entwicklung des Autors dieser Arbeit.

gungsanlagen [102], [107] sind Mindestanforderungen für die Blindleistungsbe-
reitstellung definiert, wodurch eine Reduzierung des Netzausbaus möglich wird
[10]. Da Blindleistungsmanagement den Netzausbau nur gering reduzieren kann
[10], erfolgt im Weiteren keine detaillierte Betrachtung.

Eine Flexibilisierung der Blindleistung kann zukünftig im Rahmen der Netzens-
passbewirtschaftung [108] oder auch zur Regelung der Austauschleistung einge-
setzt werden [109]. Der Einsatz derartiger Betriebsstrategien macht es notwendig,
diese auch im Rahmen der Netzplanung zu berücksichtigen. Der hier vorgestellte
probabilistische Ansatz bietet hierfür zum einen die Möglichkeit die Ausgestaltung
derartiger Maßnahmen detailliert zu entwickeln als auch Einsatzdauern bzw. Ein-
satzwahrscheinlichkeiten aus den Berechnungen abzuleiten.

5.1.3 Lastmanagement

Unter Lastmanagement wird die gezielte Steuerung der elektrischen Verbraucher
verstanden. Für die Netzplanung entsteht dadurch die Möglichkeit, die Netzbelas-
tung durch gezielte Steuerung der Verbraucher zu reduzieren. Nach [10] besitzt
das Lastmanagement heutzutage nur einen geringen Einfluss auf den Netzaus-
baubedarf, da dieser durch den Ausbau der EE geprägt ist. Es kann jedoch davon
ausgegangen werden, dass die Beeinflussbarkeit der Last durch Elektromobilität
oder Speicher in Deutschland zunehmen wird [10]. Im NS-Netz kann heutzutage
in Einzelfällen der Einsatz von Batteriespeichern bereits eine kostengünstigere
Variante als der Netzausbau darstellen [104]. Um Speicher jedoch zu bewerten,
sind detaillierte Zeitreihenanalysen notwendig [104], wie sie auch der hier vorge-
stellten probabilistischen Verteilnetzplanung zu Grunde liegen. Der Vorteil des
probabilistischen Ansatzes ist, dass sowohl Leistungen als auch Energiemengen,
welche im Rahmen des Lastmanagements zeitlich verschoben werden, analysiert
und somit bewertet werden können.

5.1.4 Intelligente Netzbetriebsmittel

Unter intelligenten Netzbetriebsmitteln werden in dieser Arbeit sämtliche Techno-
logien verstanden, welche den aktuellen Betriebszustand überwachen und auch
teilweise gezielt beeinflussen können, um etwaige Grenzwertverletzungen zu ver-
hindern. Eines der bekanntesten Beispiele hierfür ist der regelbare Ortsnetztrans-
formator (rOnt), welcher im Betrieb sein Übersetzungsverhältnis verändert und
somit die Spannung in NS-Netzen beeinflussen kann. Dadurch kann der Netzaus-
baubedarf in NS-Netzen reduziert werden [10]. Weitere Technologien sind bei-
spielsweise Spannungslängsregler, Phasenschiebertransformatoren oder auch
Freileitungsmonitoring. Beim Freileitungsmonitoring erfolgt eine Überwachung

der Temperatur der Leiterseile, um den thermischen Grenzstrom von Freileitungen dynamisch im Betrieb zu ermitteln. Dadurch entsteht die Möglichkeit, die Übertragungsleistung von Freileitungen zu bestimmten Zeitpunkten zu erhöhen [110].

Die probabilistische Verteilnetzplanung bietet für die Bewertung solcher Technologien den Vorteil, dass analysiert werden kann wie häufig solche Betriebsmittel eingesetzt werden. So kann beispielsweise ermittelt werden, wie häufig ein rOnt sein Übersetzungsverhältnis ändert, um damit die Lebensdauer des Stufenschalters abzuschätzen. Diese zusätzlichen Informationen können bei der Planung die Investitionsentscheidungen maßgebend beeinflussen.

5.2 Dynamische Spitzenkappung mit Einsatzreihenfolge

Die große Herausforderung bei der dynamischen Spitzenkappung in der Verteilnetzplanung ist die Berechnung einer Reduzierung der Einspeiseleistung welche ausreicht, um eine Leitungsüberlastung zu verhindern. Um dabei die abgeregelte Energie so gering wie möglich zu halten, sollte der Leistungsfluss nur bis zu seiner technischen Grenze reduziert werden, jedoch nicht darüber hinaus. Zusätzlich stellen Maschennetze eine weitere Herausforderung dar, da theoretisch an jedem Knoten die Einspeiseleistung reduziert werden kann, um eine Leitungsüberlastung zu verhindern. Ein Beispiel dazu erfolgt anhand einer Lastflusssituation im 5-Knoten-Testsystem in Abbildung 5-2. Die Leistungsflüsse in Abbildung 5-2 sind durch eine hohe Einspeisung von EE geprägt, da diese zum externen Netz fließen.

Die Leitungen 3-4 und 4-5 sind in diesem Beispiel überlastet, da diese eine thermische Grenzleistung von 100 MVA besitzen. Im Rahmen der Spitzenkappung könnte an Knoten 2, 3 & 5 die Einspeiseleistung reduziert werden, um die Überlastung zu verhindern, da diese Knoten auf allen Leitungen einen Leistungsfluss verursachen. Um wiederum die abgeregelte Leistung zu verringern, sollte der Knoten gewählt werden, welcher den größten Einfluss auf die jeweilige Leitung besitzt. Hierfür können die ACDF, wie in Kapitel 4.3 vorgestellt, verwendet werden, da diese der Sensitivität einer Leistungsflussänderung, hervorgerufen durch eine Änderung der Knotenleistung, entsprechen. Somit kann mithilfe der ACDF berechnet werden, welche Einspeiseleistung an den jeweiligen Knoten reduziert werden muss, um den Leistungsfluss auf seinen Grenzwert zu reduzieren. Da die abgeregelte Knotenleistung umgekehrt proportional zum ACDF ist, sollte der Knoten mit dem betragsmäßig größten ACDF gewählt werden. Durch die Wahl des betragsmäßig größten ACDF kann auf die jeweilige Leitung mit der kleinsten Knotenleistung die größte Reduzierung des Leistungsflusses erreicht werden.

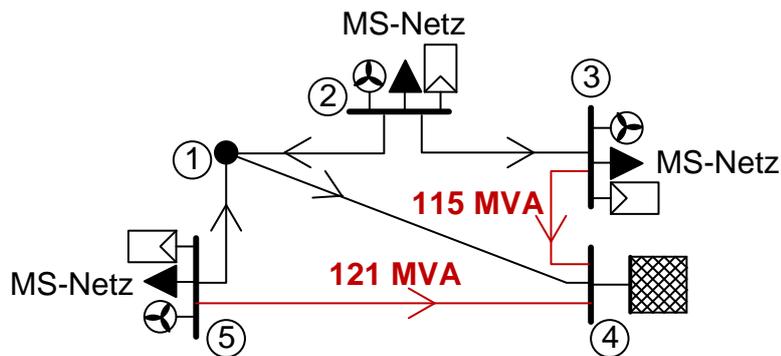


Abbildung 5-2: Beispielhafte Lastflusssituation im 5-Knoten-Testsystem zeigt dass theoretisch alle Erzeugungsanlagen zur Spitzenkappung verwendet werden können

Da HS-Netze mit einer (n-1)-Sicherheit geplant werden, muss diese auch bei Anwendung der dynamischen Spitzenkappung berücksichtigt werden. Damit müssen die EE-Anlagen soweit abgeregelt werden, dass keine Überlastung einer Leitung im (n-1)-Zustand des Netzes auftritt. Bei Verwendung der Einsatzreihenfolge werden für alle Ausfallzustände und den Normalzustand die EE-Anlagen soweit abgeregelt, dass keine Überlastung in einem der Netzzustände auftritt. Um zu ermitteln, welche Leistung der EE-Anlagen abgeregelt werden muss, können die NACLODF für jeden Ausfallzustand verwendet werden, da diese wiederum die Sensitivität der Leistungsflussänderung bezogen auf eine Änderung der Knotenleistung im Ausfallzustand beschreiben. Der Ablauf der dynamischen Spitzenkappung mit Einsatzreihenfolge wird nachfolgend detailliert beschrieben.

5.2.1 Ablauf der dynamischen Spitzenkappung mit Einsatzreihenfolge

Ein Flussdiagramm für den Ablauf der dynamischen Spitzenkappung mit Einsatzreihenfolge erfolgt in Abbildung 5-3. Die Idee der Einsatzreihenfolge ist die Reduzierung der Einspeiseleistung, jeweils gezielt für eine Leitung und ein Ausfallzustand durchzuführen und anschließend sukzessive zu prüfen, ob für andere Leitungen eine weitere Reduzierung der Einspeiseleistung notwendig ist. Dabei wird mit der am stärksten ausgelasteten Leitung und deren korrespondierenden Ausfallzustand begonnen, da für diese Leitung üblicherweise die stärkste Abregelung notwendig ist.

Wie Abbildung 5-3 zeigt, werden zu Beginn die ACDF- und NACLODF-Matrizen berechnet und, wie in Kapitel 4 vorgestellt, die Leistungsflüsse linear approximiert. Anschließend erfolgt eine Sortierung der Leitungen nach ihrer maximalen Auslastung, um die Abregelung der EE-Anlagen mit der Leitung, welche die höchste Auslastung besitzt, zu beginnen. Nach dieser Reihenfolge wird über alle Leitungen iteriert und die jeweilige Abregelung berechnet.

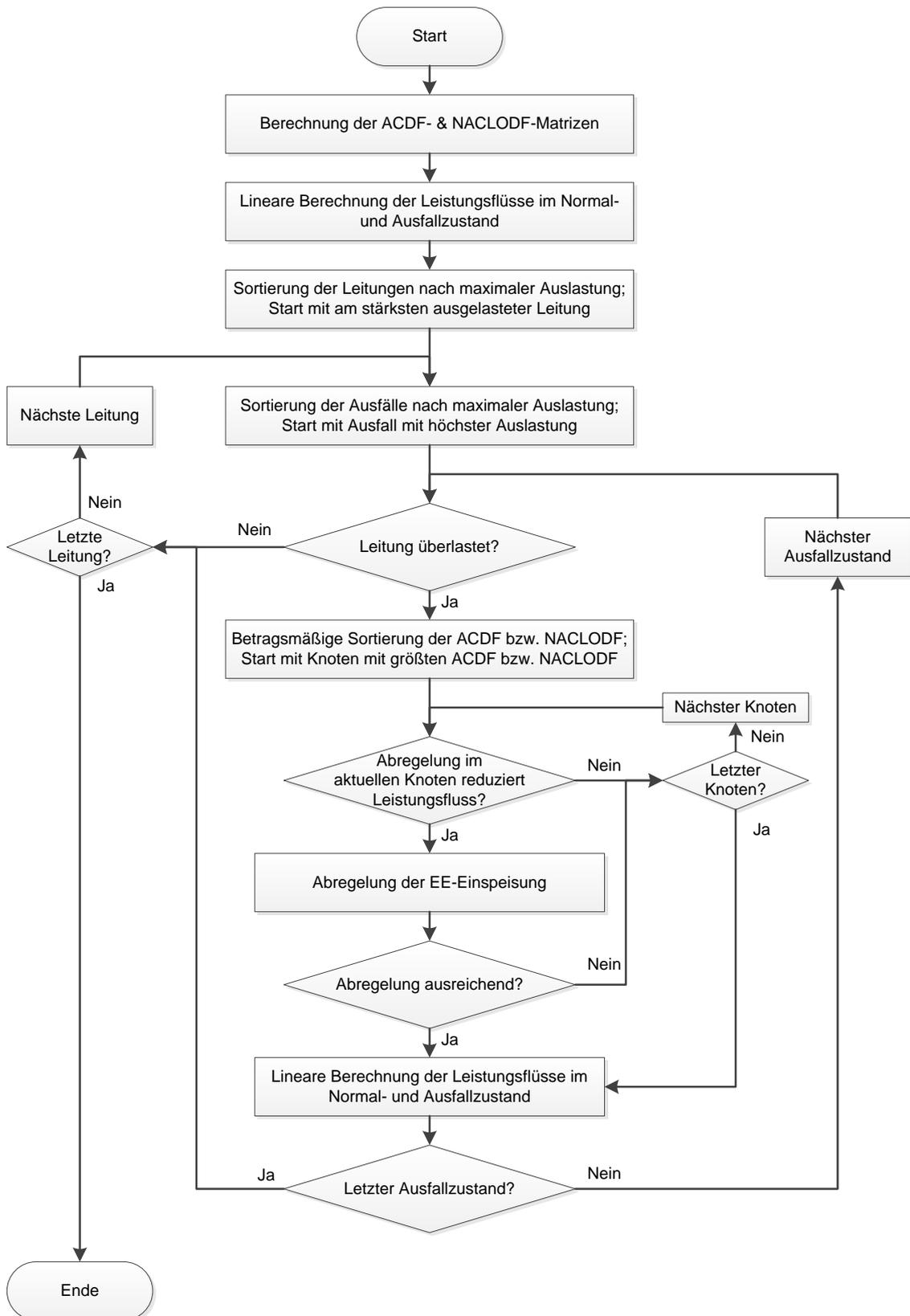


Abbildung 5-3: Flussdiagramm der dynamischen Spitzenkappung mit Einsatzreihenfolge

Für jede Leitung erfolgt zunächst eine Sortierung der Ausfallzustände nach den maximalen Leitungsauslastungen. Der Normalzustand wird in diese Reihenfolge mit aufgenommen, um auch in diesem eine Spitzenkappung zu berücksichtigen.

Analog zur Reihenfolge der Leitungen wird für jede einzelne Leitung über ihre Ausfallzustände iteriert und eine Abregelung durchgeführt. Wiederum wird dabei mit dem Ausfallzustand mit der höchsten Leitungsauslastung begonnen.

Getrennt für jeden Ausfallzustand werden die ACDF bzw. die NACLODF betragsmäßig sortiert und eine Abregelung der EE-Anlagen erfolgt nach dieser Reihenfolge, um die abgeregelte Energie zu minimieren. Dabei wird zusätzlich überprüft, ob eine Abregelung der EE-Anlagen auch zu einer Reduzierung des Leistungsflusses führt, da in einem vermaschten Netz auch eine Erhöhung einzelner Leistungsflüsse möglich ist.

Bei der Abregelung der EE-Einspeisung wird die Einspeiseleistung soweit reduziert, bis die Leitung nicht mehr überlastet ist. Ist die Einspeiseleistung am jeweiligen Knoten nicht ausreichend, erfolgt eine weitere Abregelung am Knoten mit dem nächst niedrigeren ACDF bzw. NACLODF. Nach einer ausreichenden Abregelung oder einer Überprüfung aller Knoten werden die Leistungsflüsse erneut unter Berücksichtigung der reduzierten EE-Einspeisung linear approximiert. Dies erfolgt, um bei den weiteren Leitungen bzw. Ausfallzuständen die bereits durchgeführte Abregelung zu berücksichtigen und dementsprechend die Einspeiseleistung nur zusätzlich zu reduzieren.

Der in Abbildung 5-3 gezeigte Algorithmus reduziert die Einspeisung von EE-Anlagen bis keine Überlastung mehr auftritt, sofern diese ausschließlich durch eine hohe Einspeisung verursacht ist. Der Algorithmus ist ebenfalls anwendbar, wenn keine $(n-1)$ -Sicherheit berücksichtigt wird. Dadurch entfällt die Schleife über die Ausfallzustände der einzelnen Leitungen.

5.2.2 Berechnung der Reduzierung der Einspeiseleistung

Da die hier vorgestellte Methode zur probabilistischen Verteilnetzplanung für HS-Netze entwickelt ist, erfolgt eine Reduzierung der Einspeiseleistung lediglich aufgrund einer Verletzung des thermischen Grenzstromes der Leitungen. Eine Betrachtung der Spannungen ist nicht notwendig, da diese aufgrund der hohen Vermaschung im HS-Netz nahezu konstant sind [85]¹⁷. Wie in Abbildung 5-3 gezeigt, erfolgt zu Beginn der Spitzenkappung stets eine lineare Approximation der Leistungsflüsse. Somit kann mithilfe der vektoriellen Addition der maximal mögliche Wirkleistungsfluss auf einer Leitung in Abhängigkeit des Blindleistungsflusses berechnet werden:

¹⁷ Die vorgestellte Analyse der Knotenspannung ist der Beitrag des Autors dieser Arbeit.

$$P_{Leitung-k,Max} = \sqrt{(\sqrt{3} \cdot U_k \cdot I_{Grenz-k})^2 - Q_{Leitung-k}^2} \quad (5-1)$$

Mit:	$P_{Leitung-k,Max}$	Maximaler Wirkleistungsfluss auf Leitung-k	MW
	$I_{Grenz-k}$	Thermischer Grenzstrom von Leitung-k	A
	U_k	Spannungsbetrag an Knoten-k von Leitung-k	kV
	$Q_{Leitung-k}$	Blindleistungsfluss auf Leitung-k	MVar

Wenn Leitung-k überlastet ist und an Knoten-g die Einspeiseleistung von EE reduziert werden soll, um die Überlastung zu verhindern, kann die zu reduzierende Einspeiseleistung wie folgt berechnet werden:

$$P_{g,red} = \frac{(P_{Leitung-k} - P_{Leitung-k,Max}) \cdot sn(P_{Leitung-k})}{ACDF_{P,Leitung-k,g}} \quad (5-2)$$

Mit:	$P_{g,red}$	Zu reduzierende Knotenleistung an Knoten-g	MW
	$P_{Leitung-k}$	Wirkleistungsfluss auf Leitung-k	MW
	$P_{Leitung-k,Max}$	Maximaler Wirkleistungsfluss auf Leitung-k	MW
	$ACDF_{P,Leitung-k,g}$	ACDF der Wirkleistung von Knoten-g auf Leitung k	
	$sn(P_{Leitung-k})$	Vorzeichenfunktion für den Leistungsfluss	

Wird anstelle des Normalzustandes des Netzes in (5-2) ein Ausfallzustand betrachtet, muss der ACDF mit den NACLODF ersetzt werden. Wie in Abbildung 5-3 gezeigt, muss überprüft werden, ob die zu reduzierende Knotenleistung aus einer Spitzenkappung der EE möglich ist.

5.2.3 Nachteile der heuristischen Einsatzreihenfolge

Die Verwendung einer Einsatzreihenfolge besitzt für die Spitzenkappung zwei große Nachteile. Zum einen kann eine Energiegrenze der Abregelung, wie sie im EnWG mit 3 % der jährlichen Energie pro Erzeugungsanlage [9] festgelegt ist, nicht eingehalten werden, da stets der Knoten mit dem größten Einfluss verwendet wird. Ist beispielsweise eine Leitung bei einer Betrachtung über ein Jahr häufig überlastet, würde die Einsatzreihenfolge stets eine Abregelung am gleichen Knoten vornehmen, welche eine Verletzung der Energiegrenze zur Folge haben könnte.

Zusätzlich besteht bei der Verwendung einer Einsatzreihenfolge die Möglichkeit, dass Leitungen zu stark entlastet werden. Dies resultiert aus der iterativen Reduzierung der Einspeiseleistung sowie der gleichzeitigen Betrachtung nur einer Leitung bei der Abregelung. Am Beispiel aus Abbildung 5-2 lässt sich dieser Effekt erklären. Die dynamische Spitzenkappung mit Einsatzreihenfolge würde in diesem Beispiel mit der Entlastung von Leitung 4-5 beginnen, da diese die höchste

Auslastung besitzt. Hierfür würde zunächst eine Abregelung der Einspeiseleistung an Knoten 5 erfolgen. Ist diese Abregelung nicht ausreichend, um auch Leitung 3-4 zu entlasten, würde die Spitzenkappung mit Einsatzreihenfolge zusätzlich an Knoten 3 eine Abregelung der Einspeiseleistung ermitteln. Diese hätte zur Folge, dass der Leistungsfluss auf Leitung 4-5 ebenfalls verringert wird und diese damit zu stark entlastet wird. Umgekehrt resultiert in größeren Netzen daraus auch die Gefahr, dass durch die beschriebene weitere Abregelung anderer Knoten auch die Leistungsflüsse auf einzelnen Leitungen erhöht werden. Eine Lösung dieser Nachteile liegt in der Verwendung eines Optimierungsmodells zur dynamischen Spitzenkappung wie es nachfolgend entwickelt wird.

5.3 Optimierungsmodell zur dynamischen Spitzenkappung

Nach [83] stellt die Verwendung eines Optimierungsmodells in Form eines angepassten OPF die theoretisch beste Lösung dar, auch wenn diese mit einem erheblichen Aufwand verbunden ist. Bei der Entwicklung eines Optimierungsmodells zur dynamischen Spitzenkappung sind die Linearisierungen der Lastfluss- und Ausfallanalyse von Vorteil. Dadurch kann ein lineares Optimierungsproblem formuliert werden, welches am schnellsten und effizientesten gelöst werden kann [84], [111]. Zunächst wird in diesem Abschnitt eine allgemeine Einführung in die lineare Optimierung gegeben und anschließend ein Optimierungsmodell zur dynamischen Spitzenkappung entwickelt.

5.3.1 Einführung in lineare Optimierung

Nach [112] behandelt die lineare Optimierung Probleme, bei denen eine lineare Zielfunktion unter Einhaltung von linearen Restriktionen minimiert bzw. maximiert wird. Somit wird in Optimierungsproblemen ein Satz von Entscheidungsvariablen \mathbf{x} gesucht, welcher den minimalen bzw. maximalen Wert einer Funktion liefert [112]. Mathematisch werden lineare Optimierungsprobleme allgemein in folgender Form beschrieben:

$$\begin{array}{ll} \text{Minimiere} & \mathbf{c}^T \cdot \mathbf{x} \\ & \text{unter den Randbedingungen: } \mathbf{A} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b} \end{array} \quad (5-3)$$

Mit: $\mathbf{c}^T \cdot \mathbf{x}$ Zielfunktion des Optimierungsproblems
 $\mathbf{A} \cdot \mathbf{x} \leq \mathbf{b}$ Randbedingungen des Optimierungsproblems

Im Optimierungsproblem aus (5-3) wird ein Vektor \mathbf{x} gesucht, welcher die Zielfunktion minimiert und gleichzeitig alle Randbedingungen einhält. Zur Lösung derartiger Optimierungsprobleme sind verschiedene Algorithmen, wie z.B. die Simp-

lexmethode publiziert [112]. Für weiterführende Erklärungen zur linearen Optimierung sei an dieser Stelle beispielsweise auf [112] verwiesen. Für die dynamische Spitzenkappung resultiert daraus die Aufgabenstellung mithilfe der ACDF im Normalzustand bzw. NACLODF im Ausfallzustand eine Zielfunktion sowie Randbedingungen zu formulieren, welche das Problem mathematisch beschreiben und anschließend mit bekannten Algorithmen gelöst werden kann.

5.3.2 Zielfunktion

Bei der dynamischen Spitzenkappung existiert das Ziel, die abgeregelte Energie von EE unter den Randbedingungen zu minimieren, dass keine Leitungen überlastet sind. Wie in Kapitel 3 beschrieben ist, wird in dieser Arbeit mit Zeitprofilen bestehend aus 15 Minuten Mittelwerten gearbeitet. Um die abgeregelte Energie im Netz zu minimieren folgt eine Zielfunktion, bei der die abgeregelte Leistung von jeder Anlage zu jedem Zeitpunkt, multipliziert mit dem Zeitfaktor von 15 Minuten, aufsummiert wird. Da der Zeitfaktor nur den Wert der Zielfunktion skaliert, jedoch in der Optimierung keinen Einfluss hat, kann dieser entfallen. Es folgt analog zu [106]¹⁸ für die Zielfunktion:

$$\min \left(\sum_{i \in T} -\mathbf{P}_{EE,t}^T \cdot \mathbf{x}_t \right) \quad (5-4)$$

Mit:	\mathbf{x}_t	Entscheidungsvariablen für Zeitpunkt t mit dem Einsatz der Spitzenkappung (Spaltenvektor)	
	$\mathbf{P}_{EE,t}^T$	EE-Einspeisung für Zeitpunkt t an allen Knoten (Zeilenvektor)	<i>MW</i>

Die Entscheidungsvariablen \mathbf{x}_t besitzen einen Wertebereich von $[0;1]$ und entsprechen dem Anteil der EE-Leistung, welche zu den jeweiligen Zeitpunkten abgeregelt werden muss. Die Vektoren in (5-4) beinhalten alle Knoten. Wie in (5-4) beschrieben, entspricht die Zielfunktion der Summe der abgeregelten Leistung aus EE über alle Knoten und alle Zeitpunkte. Wobei die Summe über die Knoten im Produkt der Vektoren enthalten ist. Eine Umrechnung der Summe der Leistungen in Energien kann in der Zielfunktion entfallen, da diese keinen Einfluss auf die jeweiligen Entscheidungsvariablen besitzt, sondern nur den absoluten Wert der Zielfunktion verändert. Das negative Vorzeichen bei der EE-Einspeisung resultiert aus der Verwendung des Verbraucherzählpeilsystems ($\mathbf{P}_{EE} \leq 0$). Für die in (5-4) beschriebene Zielfunktion wäre ein Optimum erreicht, wenn jede Entscheidungsvariable den Wert 0 besitzt, da somit die Zielfunktion ebenfalls einen Wert von 0 annimmt. Dies entspricht keiner Abregelung der EE-Einspeisung. Ein kleinerer Wert für die Zielfunktion ist nicht möglich, da die Entscheidungsvariablen

¹⁸ Die formulierten Optimierungsprobleme sind eine Entwicklung des Autors dieser Arbeit.

\mathbf{x}_t auf einen Wertebereich von $[0;1]$ begrenzt sind. Durch die Formulierungen der Randbedingungen wird der Lösungsraum jedoch eingegrenzt, wodurch im Falle von Leitungsüberlastungen die Zielfunktion den Wert 0 nicht mehr annehmen kann und somit ein Einsatz der Abregelung von EE notwendig wird. Der Lösungsalgorithmus des Optimierungsproblems stellt jedoch sicher, dass der Einsatz der Abregelung so gering wie möglich gehalten wird.

5.3.3 Randbedingungen

Bevor das Optimierungsproblem formuliert werden kann, müssen bei der dynamischen Spitzenkappung die Leistungsflüsse im Normal- und Ausfallzustand ermittelt werden [83]. Damit können die Zeitpunkte, an denen eine Überlastung einzelner Leitungen vorliegt, identifiziert werden. Nach (5-1) kann aus den Leistungsflüssen der maximal mögliche Wirkleistungsfluss auf jeder Leitung für jeden Zeitpunkt ermittelt werden. Dies ermöglicht es, die Randbedingungen als Entlastung der Leitung durch die Spitzenkappung im Falle einer Überlastung zu formulieren. Damit folgen für die Leistungsflüsse im Normal- und Ausfallzustand die folgenden Randbedingungen:

$$-\mathbf{ACDF}_P \cdot (\mathbf{P}_{EE,t} \circ \mathbf{x}_t) \leq \mathbf{P}_{L,Max,t} - \mathbf{P}_{L,t} \quad \forall t \in T \quad (5-5)$$

$$+\mathbf{ACDF}_P \cdot (\mathbf{P}_{EE,t} \circ \mathbf{x}_t) \leq \mathbf{P}_{L,Max,t} + \mathbf{P}_{L,t} \quad \forall t \in T \quad (5-6)$$

$$-\mathbf{NACLODF}_P^k \cdot (\mathbf{P}_{EE,t} \circ \mathbf{x}_t) \leq \mathbf{P}_{L,Max,t}^k - \mathbf{P}_{L,t}^k \quad \forall t \in T, \forall k \in \mathbf{NACLODF}_P \quad (5-7)$$

$$+\mathbf{NACLODF}_P^k \cdot (\mathbf{P}_{EE,t} \circ \mathbf{x}_t) \leq \mathbf{P}_{L,Max,t}^k + \mathbf{P}_{L,t}^k \quad \forall t \in T, \forall k \in \mathbf{NACLODF}_P \quad (5-8)$$

Mit:	$\mathbf{P}_{L,Max,t}$	Spaltenvektor der maximalen Wirkleistungsflüsse auf allen Leitungen zum Zeitpunkt t nach (5-1)	<i>MW</i>
	$\mathbf{P}_{L,Max,t}^k$	Spaltenvektor der maximalen Wirkleistungsflüsse auf allen Leitungen zum Zeitpunkt t und Ausfallzustand k nach (5-1)	<i>MW</i>
	$\mathbf{P}_{L,t}$	Spaltenvektor der Wirkleistungsflüsse auf allen Leitungen vor Spitzenkappung zum Zeitpunkt t	<i>MW</i>
	$\mathbf{P}_{L,t}^k$	Spaltenvektor der Wirkleistungsflüsse auf allen Leitungen vor Spitzenkappung zum Zeitpunkt t und Ausfallzustand k	<i>MW</i>
	\mathbf{ACDF}_P	Abbildungsmatrix der Knotenwirkleistungen (Spalten) auf die Wirkleistungsflüsse (Zeilen)	
	$\mathbf{NACLODF}_P^k$	Knotenbezogene \mathbf{ACLODF}_P -Matrix für den Ausfallzustand k	
	$\mathbf{P}_{EE,t}$	EE-Einspeisung für Zeitpunkt t an allen Knoten (Spaltenvektor)	<i>MW</i>
	\mathbf{x}_t	Entscheidungsvariablen für Zeitpunkt t mit dem Einsatz der Spitzenkappung (Spaltenvektor)	

Dabei beschreiben (5-5) / (5-6) jeweils den Normalzustand und (5-7) / (5-8) über die jeweiligen NACLODF die Ausfallzustände. Die Multiplikation der EE-Einspeiseleistung $P_{EE,t}$ und der Entscheidungsvariable x entspricht dabei dem elementweisen Produkt „ \circ “. Da stets eine Betrachtung beider Leistungsflussrichtungen erfolgen muss, sind jeweils zwei getrennte Formulierungen der Randbedingungen notwendig. Wie in Abschnitt 5.3.2 bereits beschrieben, ist für die Zielfunktion die optimale Lösung wenn alle Entscheidungsvariablen den Wert 0 annehmen. Liegt eine Leitungsüberlastung in positiver Lastflussrichtung vor, so wird beispielsweise der rechte Term einer der Ungleichung in (5-5) negativ und eine Entscheidungsvariable x muss ungleich 0 werden, damit die Randbedingung erfüllt wird. Welche Entscheidungsvariable x in diesem Fall ausgewählt und welchen Wert diese annimmt, erfolgt durch den Lösungsalgorithmus des Optimierungsproblems wie z.B. dem Simplexalgorithmus. Analog dazu wird im Falle einer Überlastung in negativer Lastflussrichtung der rechte Term in einer Gleichung aus (5-6) negativ und es muss eine Abregelung erfolgen. Gleiches gilt für die Ausfallzustände, welche in (5-7) und (5-8) beschrieben sind. Die Stärke des Optimierungsproblems gegenüber der Einsatzreihenfolge liegt in Lastflusssituationen, bei den gleichzeitig mehrere Leitungen überlastet sind, da durch die Randbedingungen aus (5-5) bis (5-8) alle Leitungen gleichzeitig betrachtet werden und durch die Zielfunktion stets die minimale Reduzierung der Einspeiseleistung gesucht wird.

Mit den bisher gezeigten Randbedingungen wäre eine Einzelbetrachtung der Zeitpunkte noch möglich, da diese unabhängig voneinander sind und eine Spitzenkappung für jeden Zeitpunkt getrennt betrachtet werden kann. Die Energiegrenze für die Abregelung der EE-Anlagen macht es jedoch notwendig, alle Zeitpunkte gemeinsam zu betrachten, da ansonsten einzelne EE-Anlagen eine stärkere Abregelung erhalten könnten. Daraus resultiert in der Zielfunktion die Summe über alle Zeitpunkte und in den Randbedingungen die getrennte Formulierung für alle Zeitpunkte. Für die Energiegrenze folgt die Randbedingung:

$$\sum_{t \in T} -P_{g,EE}(t) \cdot x_g(t) \leq as_g \cdot \sum_{t \in T} -P_{g,EE}(t) \quad \forall g \in EE - \text{Anlagen} \quad (5-9)$$

Mit:	$P_{g,EE}(t)$	EE-Einspeiseleistung von Knoten-g zum Zeitpunkt t	MW
	$x_g(t)$	Entscheidungsvariable von Knoten-g zum Zeitpunkt t	
	as_g	Anteil der gesamten abzuregelnden EE-Leistung an Knoten-g	

Gleichung (5-9) beschreibt, dass die Summe der abgeregelten EE-Leistungen über den Betrachtungszeitraum kleiner gleich einem Anteil der Summe der gesamten EE-Leistung entsprechen muss. Wie in der Zielfunktion muss auch an

dieser Stelle keine Umrechnung in die Energien erfolgen, da dies nur einem konstanten Faktor entspricht, welcher keinen Einfluss auf die Entscheidungsvariablen besitzt. Die Energiegrenze in der Randbedingung aus (5-9) sorgt dafür, dass im Falle einer energieminierenden Abregelung an nur einem Knoten diese Abregelung auf mehrere Knoten aufgeteilt wird, sofern die Energiegrenze verletzt wird. Dadurch verschlechtert sich zwar der Wert der Zielfunktion, jedoch ist aufgrund der Eingrenzung des Lösungsraums keine andere Lösung möglich.

Beim Optimierungsmodell zur dynamischen Spitzenkappung besteht die Möglichkeit, dass keine Lösung gefunden werden kann. Dies ist zum einen möglich, wenn entweder eine Leitungsüberlastung durch den Verbrauch hervorgerufen wird oder die abzuregelnde Energie nicht ausreicht, um alle Leitungsüberlastungen zu verhindern. Besonders die Randbedingung der Energiegrenze konkurriert mit den Randbedingungen der Leistungsflüsse. Beispielsweise besteht die Möglichkeit, dass alle Leitungsüberlastungen nur durch die EE-Einspeisung hervorgerufen werden und somit durch Spitzenkappung komplett verhindert werden können. Durch die Energiegrenze besteht jedoch die Möglichkeit, dass das Optimierungsproblem trotzdem nicht gelöst werden kann.

5.4 Vergleich der Spitzenkappung anhand des 5-Knoten-Testsystems

Ein Vergleich der Methoden erfolgt anhand des bereits in Kapitel 4.2 vorgestellten 5-Knoten-Testsystems. Der Betrachtungszeitraum wird auf ein Jahr gewählt, um eine einfache Bewertung der Energien zu ermöglichen. Wie der Boxplot in Abbildung 5-4 zeigt, kann mit beiden Methoden zur Spitzenkappung eine Grenze des Scheinleistungsflusses, hier 100 MVA, im (n-1)-Zustand eingehalten werden. Dabei wurde jedoch im Optimierungsmodell eine Grenze der jährlichen Energie von 5 % gewählt, da bei einer Grenze von 3 % keine Lösung im betrachteten System möglich ist.

Anhand der Maxima im Boxplot aus Abbildung 5-4 sind keine Unterschiede zwischen den beiden Methoden zu erkennen, zusätzlich wird anhand dieser Grafik nicht ersichtlich, ob eine Regelung der Leistungsflüsse auf den Grenzwert erfolgt. Betrachtet man jedoch das Histogramm in Abbildung 5-4 b), so ist ersichtlich, dass beim Optimierungsmodell eine Regelung auf den Grenzwert erfolgt, da die Wahrscheinlichkeiten für Scheinleistungsflüsse kleiner 100 MVA identisch zum Histogramm ohne Spitzenkappung sind. Bei der Einsatzreihenfolge hingegen, tritt eine erhöhte Wahrscheinlichkeit für Werte im Bereich zwischen 70 MVA und 100 MVA auf. Dies bedeutet, dass bei der Spitzenkappung nach Einsatzreihenfolge eine Verringerung der Leistungsflüsse unterhalb des Grenzwertes von

100 MVA erfolgt. Dies ist auf die Funktionsweise zurückzuführen und kann anhand der beispielhaften Tagesverläufe der Leitung 4-5 und 3-4 in Abbildung 5-5 veranschaulicht werden.

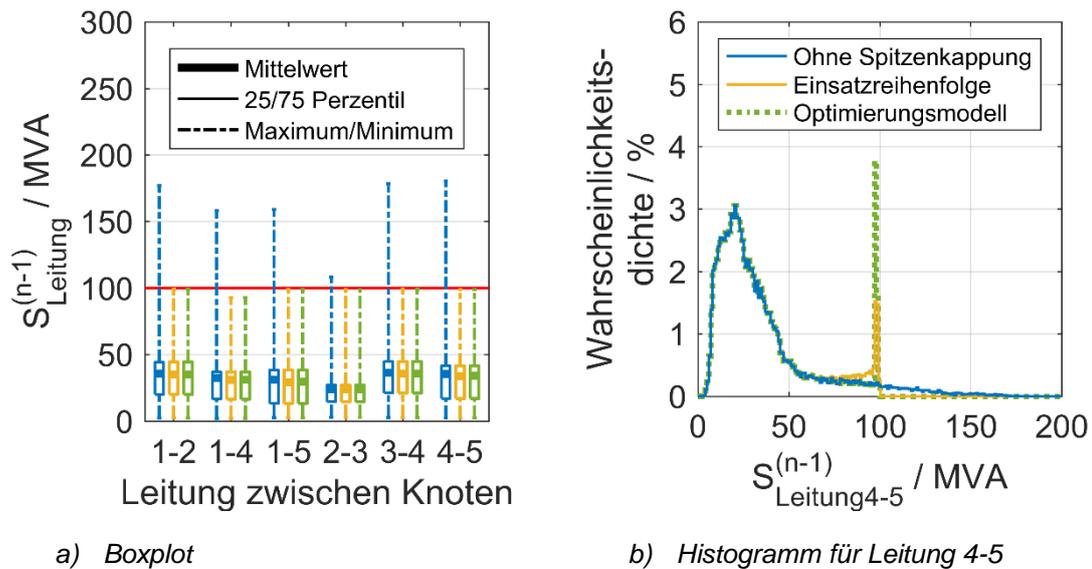


Abbildung 5-4: Vergleich der maximalen Scheinleistungsflüsse im $(n-1)$ -Zustand zwischen den Methoden der Spitzenkappung (Legende der Farben aus Graphik b))

Da Leitung 4-5 die am stärksten ausgelastete Leitung ist, erfolgt bei der Einsatzreihenfolge zuerst eine Reduzierung der EE-Einspeisung, bis diese Leitung nicht mehr überlastet ist. Jedoch ist diese Reduzierung nicht ausreichend, damit auch Leitung 3-4 entlastet ist. Dies hat zur Folge, dass eine weitere Reduzierung der Einspeiseleistung erfolgt, um auch bei Leitung 3-4 eine Grenze von 100 MVA einzuhalten, wie dies auch in Abbildung 5-5 gezeigt ist. Dadurch wird jedoch wiederum auch Leitung 4-5 weiter entlastet, wodurch der Leistungsfluss unter den Grenzwert absinkt. Dies ist anhand der Absenkung um die Mittagszeit bei Leitung 4-5 in Abbildung 5-5 zu sehen. Beim Optimierungsmodell hingegen wird eine Abregelung der EE-Einspeisung gesucht, welche beide Leitungen gemeinsam entlastet.

Die stärkere Reduzierung der Leistungsflüsse der Einsatzreihenfolge resultiert ebenfalls in einer größeren abgeregelten Energie aus EE, wie in Tabelle 5-1 gezeigt ist. Darin sind sowohl die abgeregelten Energien sowie deren prozentualen Anteile an der Einspeiseleistung zu sehen. Wie in Tabelle 5-1 deutlich wird, erfolgt hauptsächlich an UW 3 und UW 5 eine Abregelung der EE. Jedoch ist deren prozentualer Anteil von maximal 5,5 % bei UW 5 im Falle der Einsatzreihenfolge gering, bezogen auf die gesamte jährliche Energie an diesem Umspannwerk. Insbesondere wenn man in Betracht zieht, dass mit dieser abgeregelten Energie eine Reduzierung der maximalen Scheinleistungsflüsse im $(n-1)$ -Zustand um ca. 80 MVA (siehe Abbildung 5-4) erreicht wird.

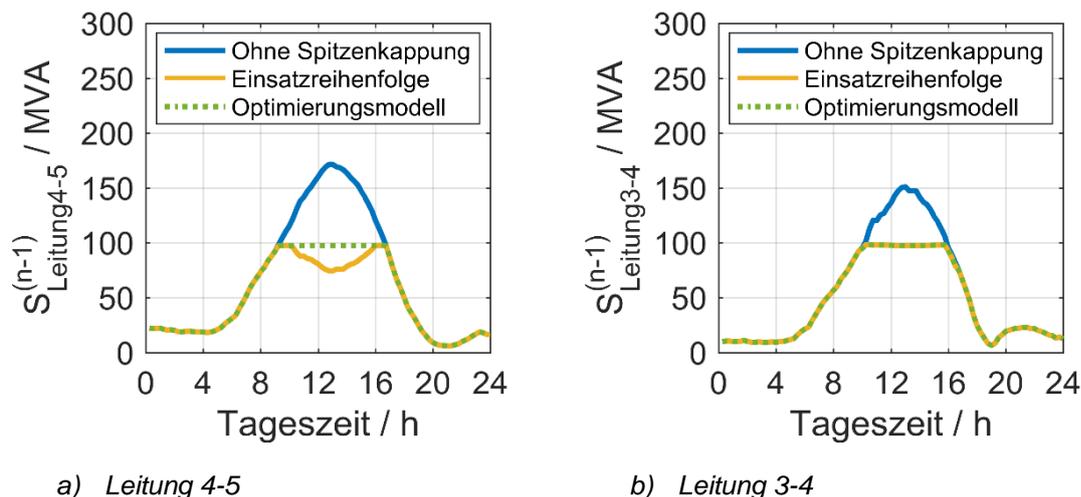


Abbildung 5-5: Beispielhafter Tagesverlauf der maximalen Leitungsauslastung im $(n-1)$ -Zustand für die Methoden zur Spitzenkappung

Die im EnWG vorgeschriebene Grenze von 3% pro Erzeugungsanlage [9], kann aufgrund der thermischen Grenzleistungen der Leitungen im 5-Knoten-Testsystem nicht eingehalten werden. Daher wurde, wie bereits beschrieben, eine Grenze von 5 % gewählt. Im Algorithmus des Optimierungsmodells kann dieser Grenzwert frei gewählt werden. Wird die Grenze der abgeregelten Energie zu gering gewählt, findet der Optimierungsalgorithmus für das beschriebene Problem keine Lösung. In diesen Fällen wäre ein Netzausbau unumgänglich und wird im Rahmen der Fallstudie näher analysiert.

Ebenfalls wird in Tabelle 5-1 deutlich, dass mit dem Optimierungsmodell eine geringere Abregelung erfolgt. Nachteilig am Optimierungsmodell ist der erhöhte Rechenaufwand. Trotzdem sollte stets das Optimierungsmodell zur Spitzenkappung verwendet werden, da dies zu deutlich geringeren abgeregelten Energien führt. Aufgrund der Anzahl an Leitungen und Knoten ist das 5-Knoten-Testsystem geeignet, um die Funktionsweise der Spitzenkappung aufzuzeigen. Jedoch kann eine Bewertung des Nutzens dieser Methode nur anhand einer realen Netztopologie erfolgen, welche im nächsten Kapitel erfolgt.

Tabelle 5-1: Abgeregelte Energie aus EE und prozentualer Anteil für die beiden Methoden der Spitzenkappung bei Betrachtung über ein Jahr

	UW 2	UW 3	UW 5	Gesamt
Einsatzreihenfolge	0,04 GWh (0,02 %)	5,12 GWh (3,73 %)	16,88 GWh (5,5 %)	22,04 GWh (3,5 %)
Optimierungsmodell	0,03 GWh (0,01 %)	5,10 GWh (3,72 %)	13,81 GWh (4,5 %)	18,94 GWh (3,03 %)

6 Fallstudie eines realen Hochspannungsnetzes

Die bereits vorgestellte Methode zur probabilistischen Verteilnetzplanung wird anhand einer Planungsstudie eines realen HS-Netzes angewandt. Dabei werden sämtliche Phasen der technischen Analyse im Rahmen der Verteilnetzplanung wie in Abbildung 2-5 dargestellt durchgeführt. Vorweg erfolgt jedoch nochmal ein Gesamtüberblick über die einzelnen Berechnungen sowie deren Einordnung in die einzelnen Kapitel.

6.1 Gesamtüberblick

Das Flussdiagramm in Abbildung 6-1 zeigt einen Überblick der einzelnen Berechnungsschritte innerhalb der probabilistischen Verteilnetzplanung und deren Zuordnung zu den einzelnen Kapiteln dieser Arbeit. Den Beginn der Netzplanung stellt stets die Modellierung der Eingangsdaten dar. Die Netzberechnungen bestehen im HS-Netz aus der Lastfluss- und Ausfallanalyse mittels Monte Carlo Simulation. Hierfür können die in Kapitel 4 vorgestellten Linearisierungen verwendet werden, da diese einerseits eine Verringerung der Rechenzeit ermöglichen als auch eine Grundlage für die Betriebsstrategien bilden [85]¹⁹.

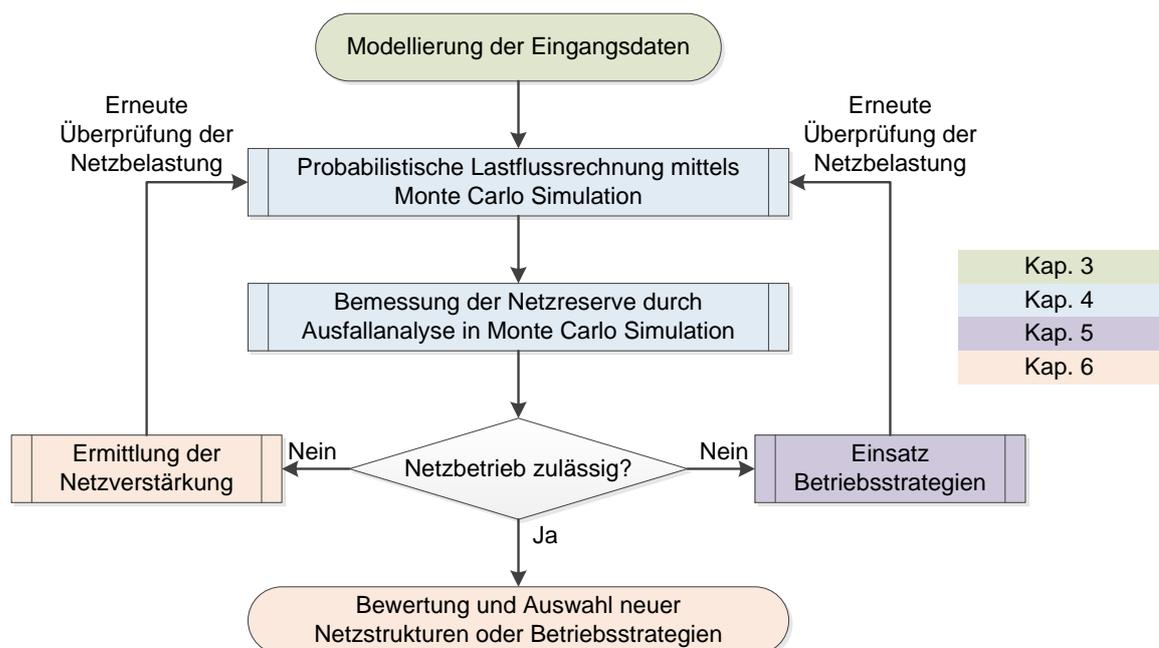


Abbildung 6-1: Gesamtüberblick der Berechnungsschritte der probabilistischen Verteilnetzplanung und deren Zuordnung in dieser Arbeit

¹⁹ Die vorgestellte Analyse der Rechenzeit ist Beitrag des Autors dieser Arbeit.

Nach den Netzberechnungen, welche als blaue Blöcke in Abbildung 6-1 dargestellt sind, erfolgt eine Überprüfung, ob keine Grenzwerte der Leitungsströme und Knotenspannungen im betrachteten Netz bei den verwendeten Eingangsdaten verletzt sind und somit ein Netzbetrieb zulässig ist.

Sollte der Betrieb nicht zulässig sein, erfolgt entweder, wie in der konventionellen Netzplanung üblich, eine Ermittlung der Netzverstärkung. Alternativ dazu bietet die probabilistische Verteilnetzplanung die Möglichkeit flexible dezentrale Erzeuger und Verbraucher einzusetzen, um die Netzbelastung zu reduzieren. Nach einer Netzverstärkung oder einem Einsatz der Betriebsstrategien muss die Netzberechnung stets erneut erfolgen, um zu prüfen, ob ein Netzbetrieb zulässig ist. Im Falle der Betriebsstrategien muss diese Überprüfung um die Kontrolle der abgeregelten Energien aus EE erweitert werden. Die Entscheidung ob Netzverstärkung oder Betriebsstrategie kann dabei vom Netzbetreiber beliebig gewählt werden.

Um die Netzverstärkung und somit die Kosten für den Netzausbau gering zu halten, ist deren Ermittlung ein iterativer Prozess. Bei diesem wird stets eine Netzverstärkung im Modell vorgenommen und anschließend überprüft, ob diese ausreichend ist. Wenn dies nicht der Fall ist, wird eine weitere Netzverstärkung vorgenommen und alles wiederholt. Dies verdeutlicht erneut, dass die Netzberechnungen im Rahmen der Netzplanung mit möglichst geringem Aufwand durchgeführt werden sollten.

6.2 Beschreibung der Netztopologie

Als Untersuchungsregion wird eine 110kV-Netzgruppe der Netze BW GmbH ausgewählt. Diese befindet sich, wie in Abbildung 6-2 gezeigt, im Nordosten von Baden-Württemberg. Abbildung 6-2 zeigt auf der linken Seite eine Karte von Baden-Württemberg mit der regionalisierten Prognose für den Zubau von Windkraftanlagen nach [3]. Wie die Markierung der Untersuchungsregion zeigt, wird prognostiziert, dass die Netzgruppe einen großen Zubau an Windenergie erhalten wird, welches das entscheidende Kriterium für die Auswahl dieser Netzgruppe darstellt. Auf der linken Seite in Abbildung 6-2 zeigt die rote Farbe die Leistungsdichte an Windkraftanlagen.

Auf der rechten Seite von Abbildung 6-2 ist eine schematische Darstellung der Netztopologie der Untersuchungsregion dargestellt. Diese stammt aus dem Netzausbauplan der Netze BW GmbH und zeigt in Orange die existierenden Leitungen und in Grün die geplanten Netzverstärkungen der Netze BW [3]. Deutlich wird dabei der hohe Netzausbaubedarf in der betrachteten Netzgruppe. Wie die Netztopologie in Abbildung 6-2 zeigt, ist das 110kV-Netz ein Maschennetz mit

mehreren Verknüpfungspunkten zum Transportnetz. Diese Struktur ist notwendig, um eine (n-1)-Sicherheit zu gewährleisten, da jedes Umspannwerk im Normalzustand über zwei Leitungen versorgt werden kann. Das in dieser Fallstudie verwendete Ausbauszenario der EE, sowie die Modellierung der Eingangsdaten wird nachfolgend detailliert beschrieben.

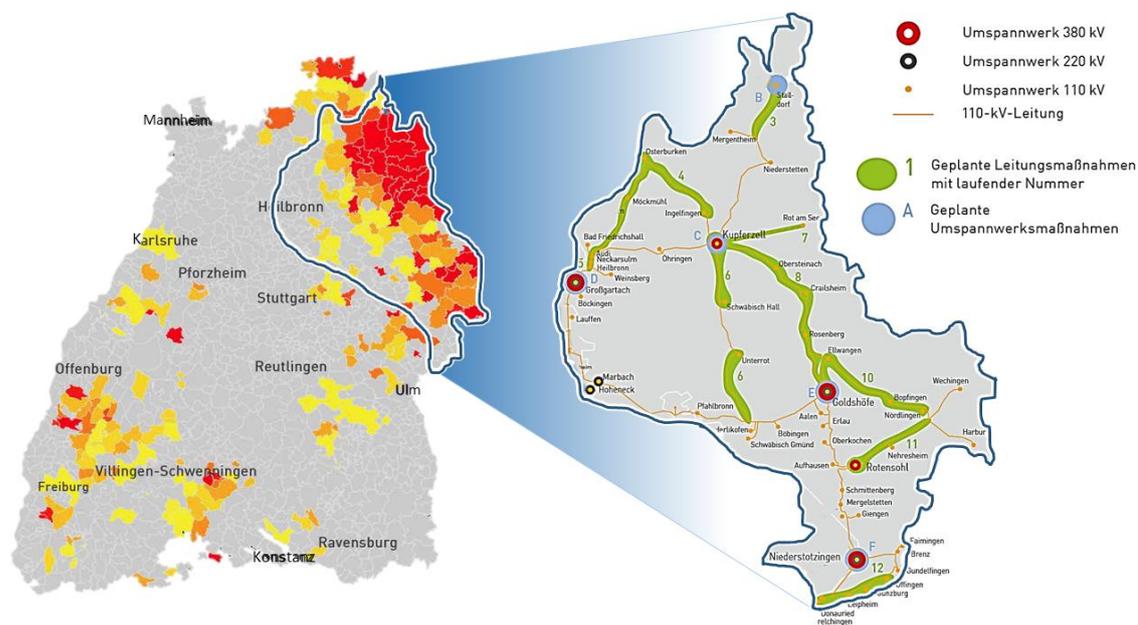


Abbildung 6-2: Regional aufgelöste Prognose des Zubaus von Windenergieanlagen (links, Grafik aus [3], rote Farbe signalisiert eine hohe Leistungsdichte) und schematische Darstellung der Netztopologie der betrachteten Netzgruppe und derer geplanten Ausbaumaßnahmen (rechts, Grafik aus [3], Verbindung der Gebiete ist eine eigene Darstellung)

6.2.1 Ausbauszenario der Erneuerbaren Energien

Die Fallstudie wird durchgeführt auf Basis des Jahres 2014. Hierfür werden einerseits die installierten Leistungen zum Ende des Jahres 2014, als auch Messdaten der zeitlichen Austauschleistungen zu der unterlagerten MS-Ebene verwendet. Für den Ausbau der erneuerbaren Energien wird das regionalisierte Szenario aus [3] verwendet. Nach [3] wird dieser Zubau für das Jahr 2020 prognostiziert. Zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Arbeit im Jahr 2017 zeigt sich jedoch, dass dieser Zubau bis 2020 als unrealistisch eingeschätzt werden kann. Es kann jedoch davon ausgegangen werden, dass ein derartiger Zubau in der Netzgruppe zu einem späteren Zeitpunkt erfolgen wird und der Planungshorizont von bis zu 20 Jahren erhalten bleibt. Somit wird in dieser Fallstudie eine starke Zunahme der installierten Leistung an EE abgebildet.

Ein Überblick über die installierten Leistungen der EE sowie der Last und Residuallast erfolgt in Tabelle 6-1. Als Datengrundlage für die Residuallasten wurde das

stochastische Modell aus Kapitel 3 verwendet. Bei den EE zeigt sich der hohe Zuwachs auf 296 % bezogen auf den Ausgangswert von 2014.

Wie aus Tabelle 6-1 deutlich wird, nimmt die minimale Residuallast im Netz absolut auf 347 % zu und ist damit eine stärkere Zunahme als die installierte Leistung von EE. Dies kann auf den hohen Zubau an Windkraft zurückgeführt werden, da dieser eine höhere Gleichzeitigkeit besitzt als die PV. Aufgrund der Volatilität der EE zeigt sich auch, dass der Anteil der EE am Stromverbrauch nur geringer zunimmt als die Residuallast. Die negative Residuallast im 2020 Szenario ist absolut größer als die maximale Residuallast, daher kann davon ausgegangen werden, dass höhere Netzbelastungen im Falle einer hohen Einspeisung aus EE auftreten werden. Eine Aussage über die Auftrittswahrscheinlichkeiten ist aufgrund der Zahlen in Tabelle 6-1 nicht möglich und erfolgt durch einen Vergleich zwischen der konventionellen und probabilistischen Betrachtung der Eingangsinformationen.

Tabelle 6-1: *Veränderungen der Versorgungsaufgabe in der Planungsstudie des realen Netzes*

	2014	2020	Absolute Zunahme auf
Max. Last	1.119 MW	1.136 MW	102 %
Inst. PV-Leistung	890 MW	1.891 MW	212 %
Inst. Windleistung	332 MW	1.730 MW	521 %
Inst. EE-Leistung	1.222 MW	3.621 MW	296 %
Max. Residuallast	1029 MW	1026 MW	100 %
Min. Residuallast	-783 MW	-2721 MW	347 %
Jährliche Energie aus EE	1.909 GWh	5.845 GWh	306 %
Jährlicher Anteil EE am Stromverbrauch	29,97 %	92,38 %	308 %

6.2.2 Analyse der Eingangsinformationen

Durch die stochastische, zeitreihenbasierte Modellierung der Eingangsinformationen aus Kapitel 3 können die Auftrittswahrscheinlichkeiten der Wirkleistungen an den Umspannwerken sowie deren zeitlichen Verläufe detailliert nachgebildet und analysiert werden. Hierfür zeigt Abbildung 6-3 ein zeitlich aufgelöstes Histogramm für ein Umspannwerk mit den Szenarien aus Tabelle 6-1. Dabei ist ein Umspannwerk ausgewählt worden, bei dem ein repräsentativer Zubau für das gesamte Netz erfolgt. In Abbildung 6-3 entspricht die Farbskala der Auftrittswahrscheinlichkeit, wobei bei den weißen Gebieten keine Werte auftreten. Abbildung 6-3 ermöglicht es einerseits zu analysieren, zu welchen Zeitpunkten Extremwerte

auftreten als auch deren Auftretswahrscheinlichkeiten abzuleiten. Wie deutlich wird, sorgt der Ausbau der EE hauptsächlich für eine deutlich höhere Rückspeisung an diesem UW (Grafik im Verbraucherzählpeilsystem). Hingegen sinkt der maximale Verbrauch nur minimal. Wie die konventionellen Netzauslegungsfälle in Abbildung 6-3 zeigen, wird im Einspeisefall die maximale Rückspeisung in der konventionellen Verteilnetzplanung nicht abgebildet, dies kann bei der Netzplanung zu einer Unterdimensionierung führen.

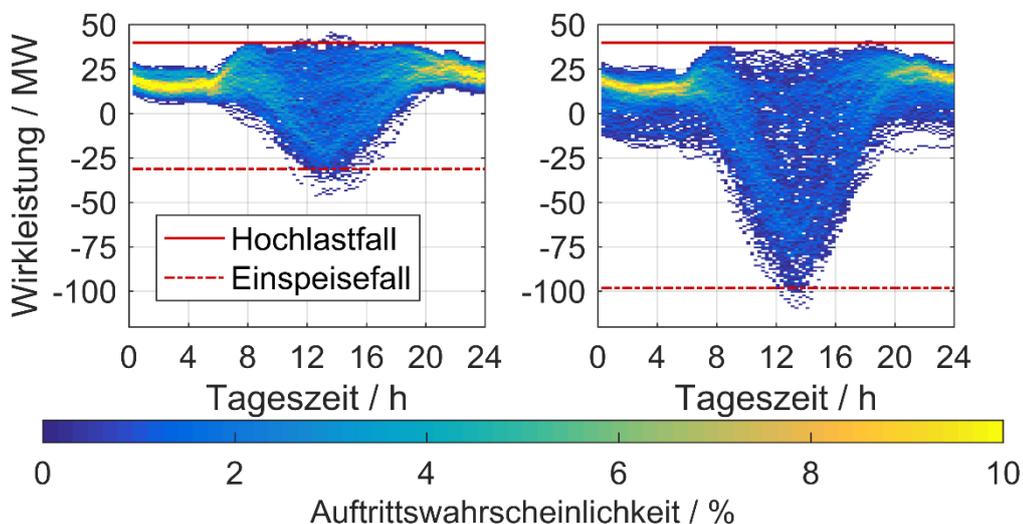


Abbildung 6-3: Zeitlich aufgelöstes Histogramm der Wirkleistung an einem Umspannwerk für das Szenario 2014 (links) und 2020 (rechts) inklusive der konventionellen Auslegungsfällen (rote Linien)

Der Spitzenkappung liegt die Prämisse zu Grunde, dass aufgrund der Volatilität mit einer geringen Energie die maximale Einspeiseleistung deutlich reduziert werden kann. Um zu prüfen, ob dieser Effekt auch bei einer Überlagerung von EE und Last an einem HS-Umspannwerk auftritt, erfolgt in Abbildung 6-4 eine Darstellung der Histogramme für das bereits gezeigte Umspannwerk und die beiden Szenarien. Dabei wird deutlich, dass hohe Rückspeisungen mit nur einer sehr geringen Auftretswahrscheinlichkeit auftreten. Somit kann davon ausgegangen werden, dass auch in der HS-Ebene mit einer Spitzenkappung der Netzausbaubedarf deutlich reduziert werden kann. Zusätzlich zeigt Abbildung 6-4 noch das Histogramm der Messdaten aus 2014, wodurch die hohe Abbildungsgenauigkeit des Modells aus Kapitel 3 nochmals verdeutlicht wird.

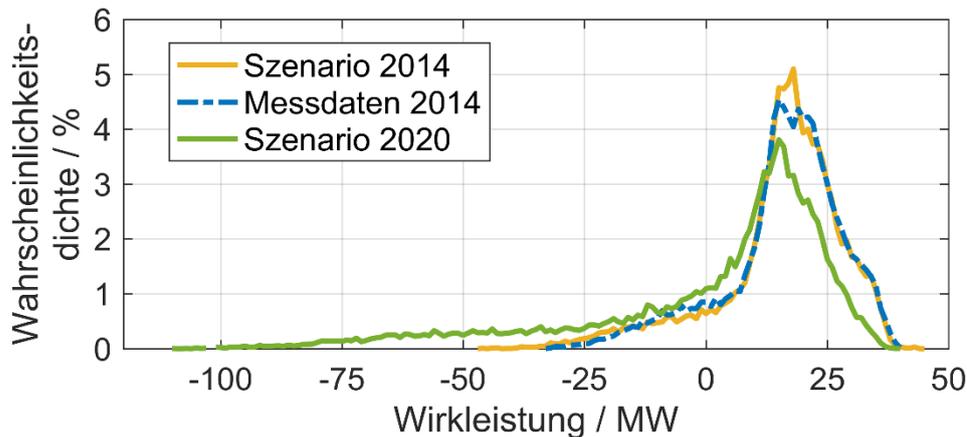


Abbildung 6-4: Vergleich der Histogramme der Wirkleistungen an einem Umspannwerk

6.3 Validierung der Linearisierungen

Zunächst erfolgt im Rahmen der Fallstudie eine Validierung der Linearisierung der Ausfallanalyse analog zu Kapitel 4.4.2. Hierfür wurde als Linearisierungspunkt wiederum $P_{Leitung-d}^0 = 0$ MW und $\Delta P_g = 1$ MW gewählt, da dieser nach Kapitel 4.4.3 den geringsten Fehler über einen großen Bereich der Leistungsflüsse aufweist. In Abbildung 6-5 a) sind die Differenzen der Auslastungen im (n-1)-Zustand des Netzes als Boxplot über den Zeitraum eines Jahres dargestellt. Die Auslastungen entsprechen dabei dem Verhältnis des Leitungsstromes zum thermischen Grenzstrom und stellen für die Netzplanung im HS-Netz die auslegungsrelevante Größe dar. Die Leitungen sind dabei nach ihrer maximalen Auslastung in den konventionellen Auslegungsfällen sortiert. Diese Sortierung wird ebenfalls in den nachfolgenden Kapiteln angewandt und dient somit einer Vergleichbarkeit der einzelnen Leitungen. Zusätzlich werden damit die am stärksten belasteten Leitungen betrachtet, da diese die höchsten Fehler bei der Linearisierung aufzeigen werden, wie dies bereits in Kapitel 4.3.2 gezeigt wurde. In Abbildung 6-5 a) zeigt sich anhand der blauen Boxen, dass der Fehler über das Jahr sehr häufig nur wenige Prozentpunkte der Leitungsauslastung beträgt. Jedoch zeigen insbesondere die Leitungen Nr. 3 und 4 höhere Differenzen von bis zu 25 Prozentpunkten. Eine negative Differenz bedeutet an dieser Stelle, analog zur Analyse in 4.4.2, dass die genaue Ausfallanalyse mit Newton-Raphson kleinere Werte als die lineare Methode liefert. Um detaillierter zu analysieren, bei welchen Leistungsflüssen die Fehler auftreten, sind in Abbildung 6-5 b) die Differenzen der Leitungsauslastungen im (n-1)-Zustand über den Leitungsauslastungen dargestellt.

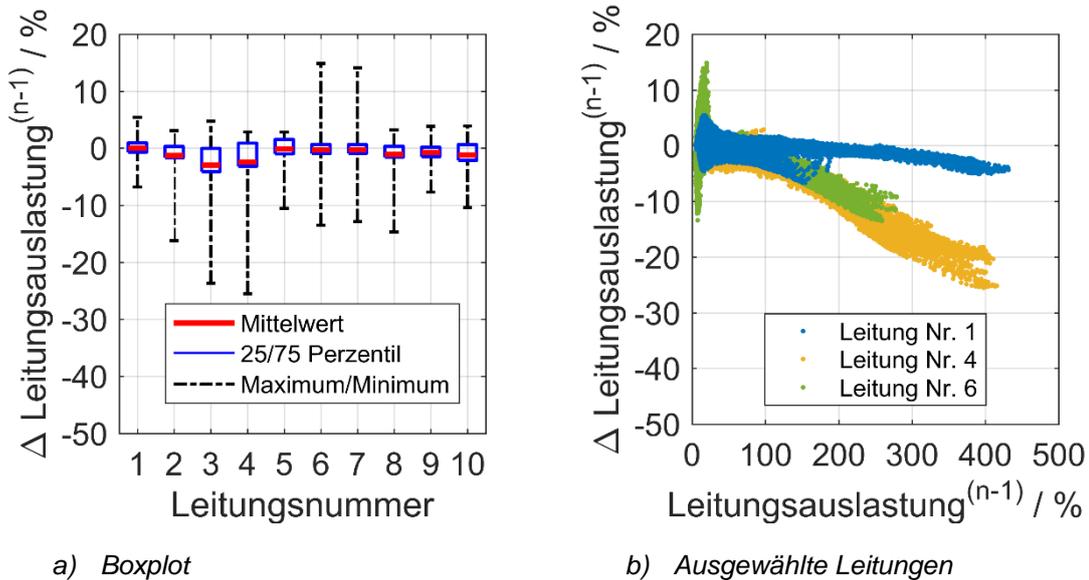


Abbildung 6-5: Differenz der Leitungsauslastung im $(n-1)$ -Zustand zwischen Newton-Raphson und ACLODF-Methode der betrachteten Netzgruppe

Analog zur Analyse am 5-Knoten-Testsystem, steigen die Differenzen mit zunehmenden Auslastungen an. Es zeigt sich, dass die größten Differenzen bei Leitung Nr. 4 bei einer Auslastung von ca. 400 % auftreten. Im Rahmen der Netzplanung besteht die Aufgabe stets darin, eine Netztopologie zu entwickeln, welche 100 % Leitungsauslastung im $(n-1)$ -Zustand nicht überschreitet. Daher ist der Fehler bei dieser Leitungsauslastung von besonderem Interesse. Wie Abbildung 6-5 zeigt, liegt der Fehler bei einer Leitungsauslastung von 100 % unter 6 %.

Auffallend in Abbildung 6-5 b) ist Leitung Nr. 6, welche hohe Differenzen bei geringen Leistungsflüssen aufzeigt. Diese können auf die Modellierung von Lastumschaltungen, wie in Abschnitt 4.4.1.5 beschrieben, zurückgeführt werden. In der gezeigten Analyse ist die Ausfallanalyse der Newton-Raphson Methode mit einer kommerziellen Netzberechnungssoftware durchgeführt. Diese bietet nur eine vereinfachte Möglichkeit zur Abbildung von Lastumschaltungen. Die großen Fehler bei Leitung Nr. 6 können daher auf unterschiedliche Modellierungen und nicht auf die Ungenauigkeit der Linearisierung zurückgeführt werden. Die hohen Differenzen bei Leitung Nr. 7 besitzen denselben Hintergrund, da die beiden Leitungen parallel zueinander sind.

Eine Sensitivitätsanalyse der Linearisierungspunkte erfolgt anhand des realen Netzmodells nicht erneut, da hier die Ergebnisse identisch zum 5-Knoten-Testsystem sind. Somit lässt sich als Fazit der Validierung festhalten, dass der Fehler bei Verwendung der Linearisierungen unter 6 %, bei einer Leitungsauslastung von 100%, liegt und diese im Folgenden für alle Berechnungen herangezogen wird.

6.4 Konventionelle Netzplanung

Als Vergleichsgröße für die Analyse der probabilistischen Verteilnetzplanung wird stets die konventionelle Netzplanung herangezogen. Dafür sind mit derselben Prognose für den Zubau der EE die deterministischen Auslegungsszenarien gebildet und mittels der linearen Ausfallanalyse aus Kapitel 4 die Leistungsflüsse berechnet worden. In Abbildung 6-6 sind für das Szenario 2020 der Hochlast- und Einspeisefall getrennt dargestellt, während für das Jahr 2014 nur das Maximum aus beiden Fällen gezeigt wird. Deutlich wird, dass nahezu alle Leitungen im Einspeisefall höhere Leitungsauslastungen als im Hochlastfall besitzen. Dies zeigt deutlich, dass das Netz stärker belastet ist, wenn eine hohe Einspeisung von EE erfolgt. Da die technische Grenze von 100 % Leitungsauslastung von sehr vielen Leitungen überschritten wird, bestätigt dies den hohen Netzausbaubedarf in dieser Netzgruppe, wie er auch in [3] ermittelt wurde. Auffallend ist ebenfalls, dass selbst für das Jahr 2014 Überlastungen auftreten, welche den Handlungsbedarf für diese Netzgruppe nochmal deutlich aufzeigen. Die maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Fall aus Abbildung 6-6 wird für alle weiteren Vergleiche mit der probabilistischen Verteilnetzplanung herangezogen.

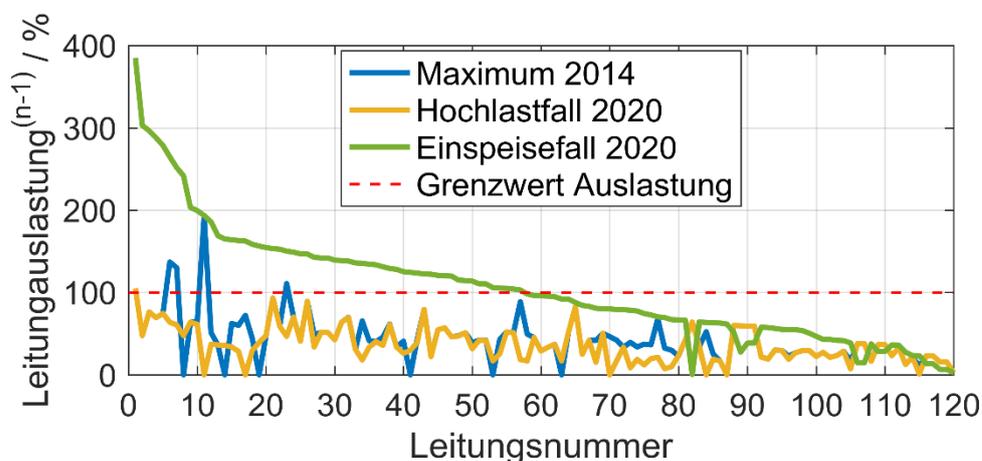


Abbildung 6-6: Vergleich der konventionellen Netzplanung für das Szenario 2014 und 2020 (Leitungen nach dem Einspeisefall 2020 sortiert)

6.5 Probabilistische Verteilnetzplanung ohne flexible Erzeugung

Zunächst wird der Einsatz von flexibler Erzeugung in Form der Spitzenkappung nicht betrachtet. Im Vordergrund dieser Betrachtung steht der Vergleich des probabilistischen Ansatzes mit der konventionellen Netzplanung. Darüber hinaus erfolgt eine Bewertung des Risikos zur Fehldimensionierung bei Verwendung einer Jahressimulation anstatt einer probabilistischen Lastflussrechnung anhand des

Szenarios 2020. Zusätzlich wird die Netzplanung bei niedriger Durchdringung mit EE anhand des Szenarios 2014 analysiert.

6.5.1 Vergleich mit konventionellem Ansatz für das Szenario 2020

Um zu überprüfen, ob mit der konventionellen Netzplanung Unter- bzw. Überdimensionierungen der Leitungen resultieren, werden zunächst die Leitungsauslastungen im (n-1)-Zustand des Netzes für das Szenario 2020 analysiert. Dafür sind in Abbildung 6-7 die Leitungsauslastungen der 20 am stärksten ausgelasteten Leitungen, sortiert nach der konventionellen Netzplanung, dargestellt. Überlagert zeigt Abbildung 6-7 die Ergebnisse der probabilistischen Netzplanung, bei der für die einzelnen Typtage und Jahreszeiten jeweils 1000 Tage berechnet worden sind. Da eine MC-Simulation ein zufälliger Prozess ist, wurde überprüft, ob 1000 Tage pro Kategorie eine ausreichende Anzahl an Wiederholungen sind. Hierfür wurden Simulationen mit einer noch höheren Anzahl an Wiederholungen, insgesamt wurden pro Typtag und Jahreszeit 2500 Tagesprofile verwendet, durchgeführt. Die Ergebnisse der Maxima jeder Leitung zeigten dabei vernachlässigbare Unterschiede, wodurch davon ausgegangen werden kann, dass mit einer Wiederholung von 1000 Tagen alle Extremfälle abgebildet werden.

In Abbildung 6-7 wird deutlich, dass mit der konventionellen Netzplanung stets niedrigere Leitungsauslastungen im (n-1)-Zustand abgebildet werden. Dadurch lässt sich folgern, dass die konventionelle Netzplanung bei einer hohen Durchdringung an EE die Extremfälle nicht ausreichend abbildet, wodurch die Gefahr von Unterdimensionierungen der einzelnen Leitungen resultiert. Wie jedoch anhand des 99. Perzentils deutlich wird, bildet die konventionelle Netzplanung häufig Leitungsauslastungen ab, welche über diesem Perzentil liegen. Das 99. Perzentil entspricht dem Auslastungswert, welcher in 99 % der Zeitpunkte unterschritten wird. Im Umkehrschluss kann somit das Risiko für eine Unterdimensionierung bei diesen wenigen Leitungen auf unter 1 % bewertet werden. Die Voraussetzung dafür ist, dass es das Ziel der Netzplanung ist, die Leitungen auf alle möglichen maximalen Lastfälle auszulegen.

Die Wahrscheinlichkeit, dass höhere Leitungsauslastungen auftreten als in der konventionellen Netzplanung ermittelt, ist zwar gering, jedoch ist deren Überschreitung sehr hoch. So bildet die konventionelle Netzplanung beispielsweise bei Leitung Nr. 8 eine um 140 % niedrigere Leitungsauslastung ab. Dies würde zu einem zu geringen Leitungsausbau führen, welcher unter der Annahme einer richtigen Prognose des Zubaus an EE zu einer Verletzung des (n-1)-Kriteriums in 2020 führen könnte und somit keine hinreichende Versorgungszuverlässigkeit mehr gewährleistet werden kann. Auffallend in Abbildung 6-7 ist ebenfalls die

hohe Differenz zwischen den Maxima und dem 75. Perzentil. Diese große Differenz kann auf die volatile Einspeisung aus EE zurückgeführt werden, wie bereits in Abbildung 6-4 gezeigt wurde. Aufgrund dieser großen Differenz kann davon ausgegangen werden, dass eine Spitzenkappung ein hohes Potential zur Reduzierung des Netzausbaus besitzt.

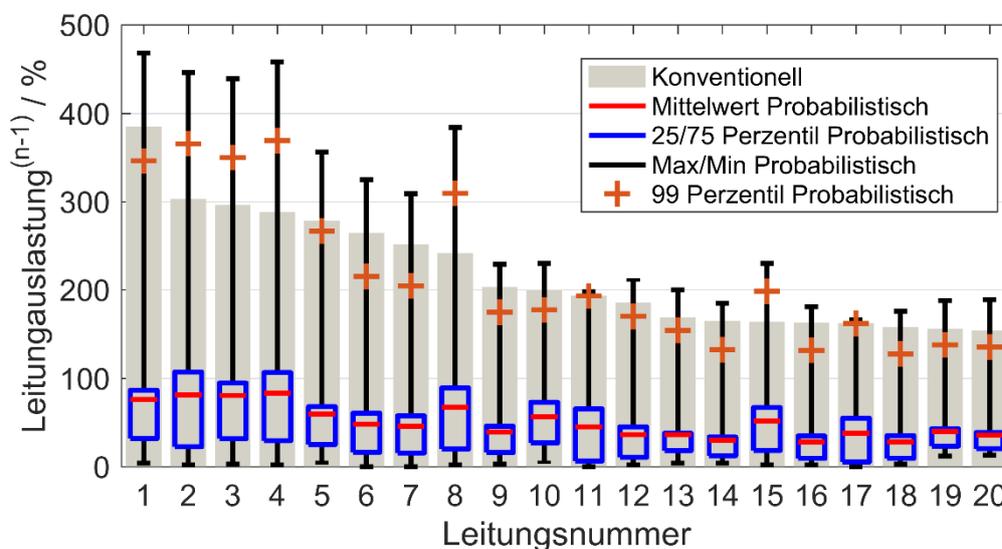


Abbildung 6-7: Vergleich der Leitungsauslastung im $(n-1)$ -Zustand zwischen konventioneller und probabilistischer Verteilnetzplanung im Szenario 2020, berechnet mit der ACLODF-Methode

Um die Unterdimensionierungen genauer zu analysieren, zeigt Abbildung 6-8 ein zeitlich aufgelöstes Histogramm für Leitung Nr. 1 & Nr. 8. Anhand der deutlichen Erhöhung um die Mittagszeit kann auf eine hohe Einspeisung von PV geschlossen werden. Wie der Vergleich mit den konventionellen Auslegungsfällen zeigt, bildet der Einspeisefall dies zu gering ab. Dies kann an einem zu geringen Gleichzeitigkeitsfaktor für die PV liegen. Da jedoch bei Leitung Nr. 8 (rechts in Abbildung 6-8) auch zu den Nachtstunden eine höhere Auslastung auftritt, ist dies zusätzlich auf einen zu hohen Energieverbrauch im Einspeisefall zurückzuführen. Dies verdeutlicht, dass die Auswahl der Auslegungsfälle bei der konventionellen Netzplanung entscheidend ist. Da die Unterschiede zwischen konventioneller und probabilistischer Methode in Abbildung 6-7 sehr unterschiedlich für die einzelnen Leitungen sind, kann festgehalten werden, dass zwei Auslegungsfälle für die hohe Durchdringung an EE unzureichend sind, wie dies auch in [6]²⁰ aufgezeigt wurde. Die probabilistische Verteilnetzplanung ist daher vorteilhaft, da im Rahmen der Netzplanung das Risiko zu Fehldimensionierungen minimiert werden kann.

²⁰ Die vorgestellte Methodik ist ein Beitrag des Autors dieser Arbeit.

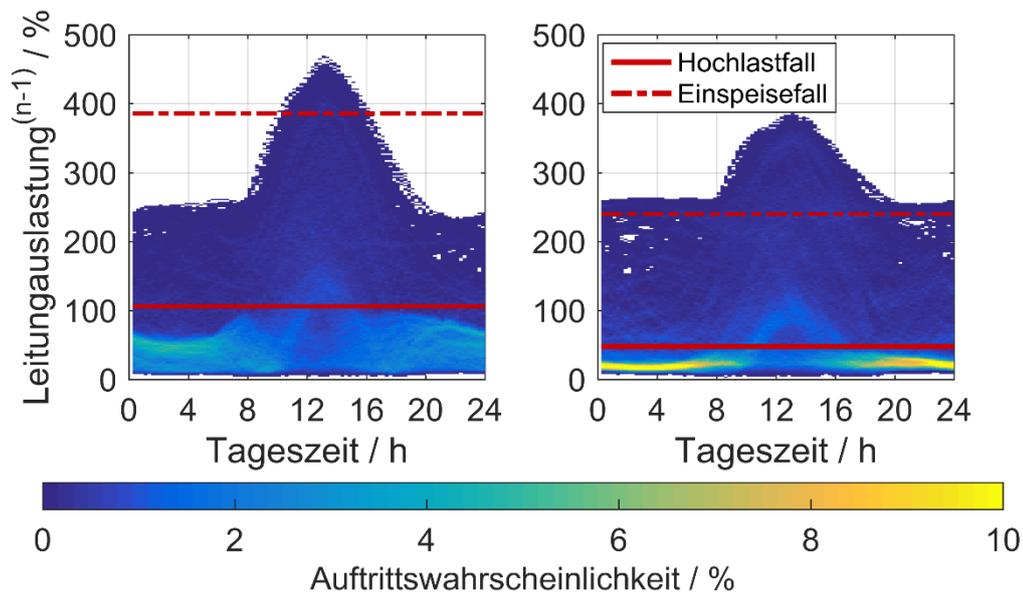


Abbildung 6-8: Vergleich der konventionellen Auslegungsfälle mit den probabilistischen Ergebnissen anhand Leitung Nr. 1 (links) und Leitung Nr. 8 (rechts)

6.5.2 Risiko zur Unterdimensionierung bei Jahressimulation

Wie bereits in Abschnitt 2.5 beschrieben, ist der große Vorteil bei einer PLF die Abbildung aller Extremfälle. Bei einer Jahressimulation kann dies nicht sichergestellt werden, da die Anzahl der Tage zu gering sein kann, um alle Extremfälle abzubilden. Daher wird nachfolgend geprüft, welche Leitungsauslastungen bei einer Jahressimulation ermittelt werden und welches Risiko zur Unterdimensionierung daraus entsteht.

In Abbildung 6-9 ist der Vergleich der Boxplots zwischen einer probabilistischen Simulation, wie im vorangegangenen Abschnitt verwendet, und einer Jahressimulation dargestellt. Die Unterschiede beider Berechnungen liegen in der Anzahl der berechneten Tage. Während bei der Jahressimulation 365 Tage berechnet wurden, erfolgte bei der PLF eine Berechnung von je 1000 Tage in den einzelnen Kategorien (Sommer, Winter, Übergangszeit sowie Werktage, Samstag, Sonn- und Feiertage). Wie in Abbildung 6-9 deutlich wird, zeigen sich Unterschiede in den Maxima der Leitungsauslastungen im $(n-1)$ -Zustand. Beim Mittelwert und dem 25/75 Perzentil sind nur minimale Unterschiede zu erkennen. Wie deutlich wird, bildet die Jahressimulation niedrigere Maxima im Bereich von bis zu 35 % der Leitungsauslastung ab.

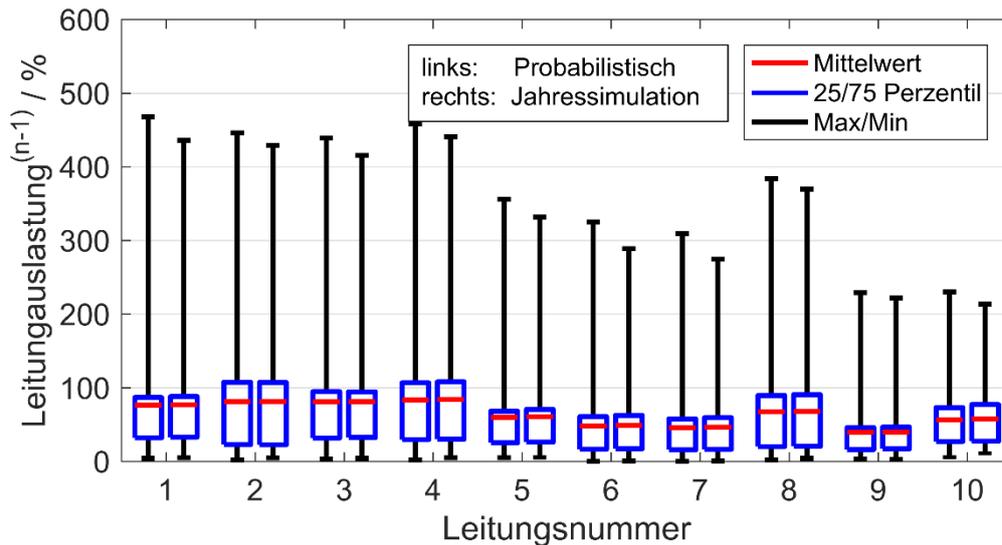


Abbildung 6-9: Vergleich der Boxplots zwischen einer probabilistischen Simulation mit je 1000 Tage pro Kategorie und einer Jahressimulation

Da die Modellierung der Eingangsinformationen aus Kapitel 3 ein zufälliger Prozess ist, gilt es zu überprüfen, ob die Ergebnisse einer Jahressimulation reproduzierbar sind. Hierfür wurden insgesamt 10 Jahressimulationen getrennt voneinander mit zufällig erzeugten Eingangsdaten durchgeführt. Da für die Netzplanung die Maxima der Leitungsauslastung im Vordergrund stehen, sind diese in Abbildung 6-10 a) dargestellt. Dabei sind zusätzlich zu den Ergebnissen der PLF die Mittelwerte und Standardabweichungen der Maxima aus den 10 Jahressimulationen dargestellt. Analog zu Abbildung 6-9 werden die Maxima im Mittel bei der Jahressimulation zu gering abgebildet. Jedoch zeigt die geringe Standardabweichung, dass die Ergebnisse bei einer Jahressimulation nur eine sehr geringe Schwankungsbreite aufweisen. Zusätzlich zeigt Abbildung 6-10 b) noch den Wert des Perzentils, welcher durch die Jahressimulationen abgebildet wird. Dabei wird deutlich, dass die Maxima der Jahressimulation im Mittel das 99,99 Perzentil abbilden. Demnach kann das Risiko für eine Unterdimensionierung bei Verwendung einer Jahressimulation auf ca. 0,01 % abgeschätzt werden. Somit kann bei einer Jahressimulation von einer hinreichenden Genauigkeit für die probabilistische Verteilnetzplanung ausgegangen werden, welche auch im Weiteren nur noch betrachtet wird. Insbesondere für die Anwendung der Spitzenkappung und die Berechnung der abgeregelten Energien besitzen diese geringen Auftrittswahrscheinlichkeiten keinen Einfluss.

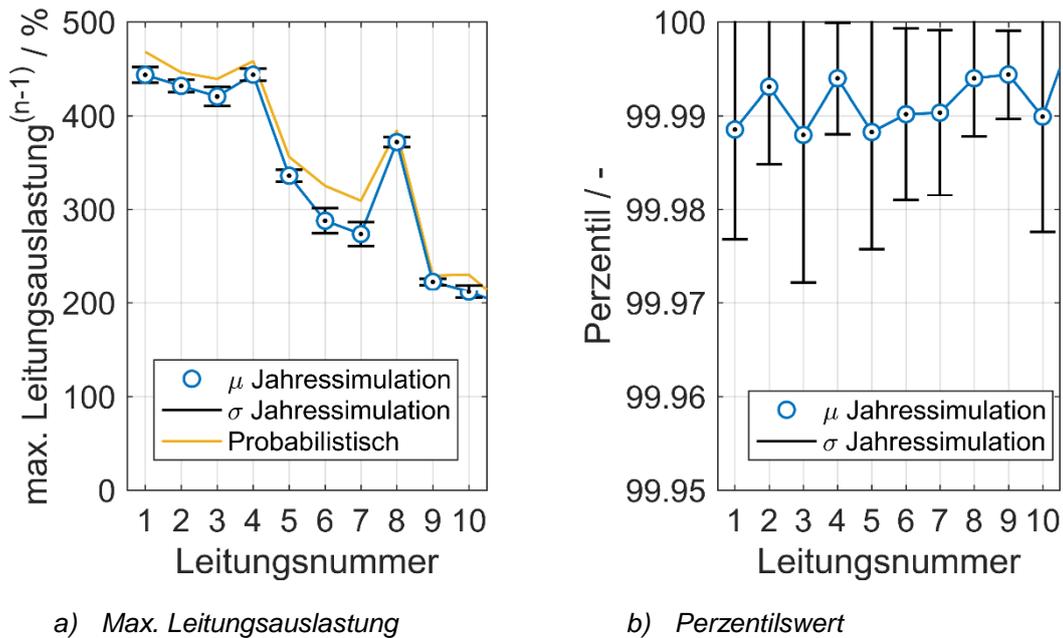


Abbildung 6-10: Vergleich zwischen 10 Simulationen mit der Dauer über ein Jahr und einer probabilistischen Simulation mit je 1000 Tage pro Kategorie der Typtage

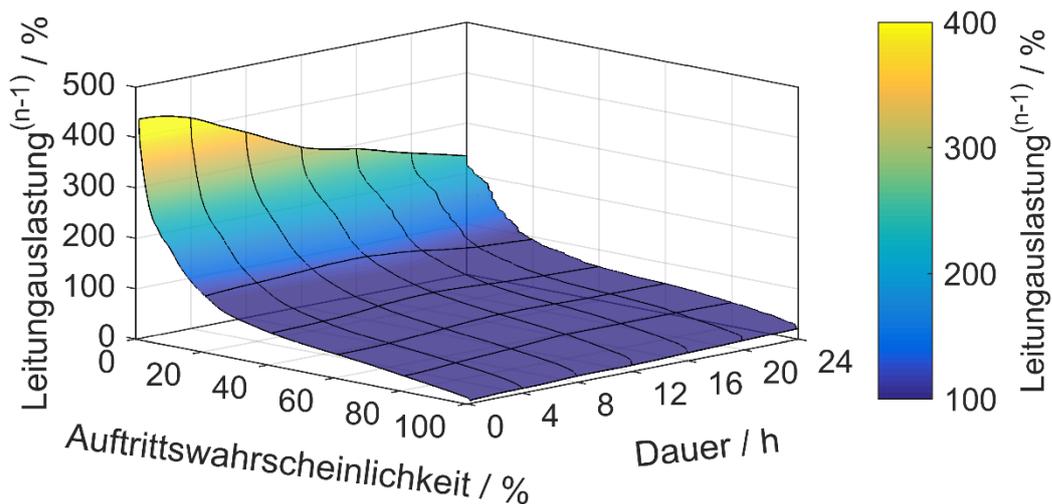
6.5.3 Analyse der Zeitdauern und Überlastungswahrscheinlichkeiten

Durch die probabilistische Verteilnetzplanung werden zusätzliche Informationen über die Belastungen im Netz des betrachteten Zukunftsszenarios gewonnen, welche in der konventionellen Netzplanung nicht abgebildet werden. Insbesondere bietet die probabilistische Verteilnetzplanung die Möglichkeit neben den Wahrscheinlichkeiten für hohe Leitungsauslastungen auch deren Dauer zu ermitteln. Mithilfe der Auftrittswahrscheinlichkeiten einzelner Leitungsauslastungen können Netzbetreiber beispielsweise ein eigenes Risiko zur Dimensionierung definieren, in dem sie einen Netzausbau nicht bis zum absoluten Maximum, sondern nur bis zu einem definierten Perzentil vornehmen. Erfolgt z.B. ein Netzausbau nur bis zum 99. Perzentil, so geht der Netzbetreiber das Risiko ein, dass in 1 % der Zeitpunkte in dem betrachteten Zukunftsszenario sein Netz keine (n-1)-Sicherheit aufweist, sofern die Prognose der EE fehlerfrei ist. Würden diese Überlastungen eintreten, müsste zu diesen Zeitpunkten der Netzbetreiber aktiv eingreifen, um die geforderte (n-1)-Sicherheit einzuhalten.

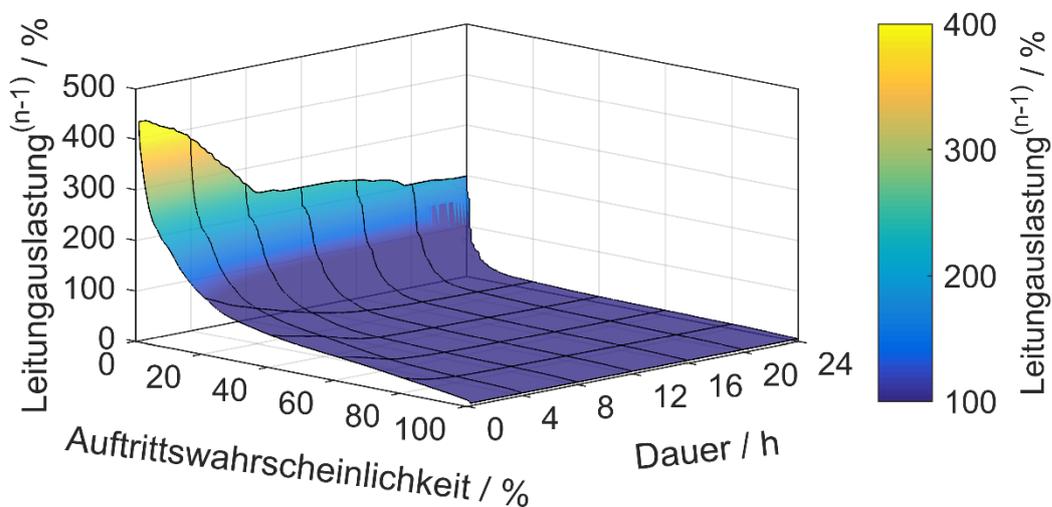
Zur Bewertung derartiger Risiken bietet die probabilistische Verteilnetzplanung zusätzlich die Information, wie lange derartige Betriebszustände anliegen. Dies ermöglicht dem Netzbetreiber eine Überprüfung, ob seine Betriebsmittel diese zusätzlichen Belastungen überstehen, ohne Schaden zu nehmen. So ist es beispielsweise bei Kabeln und Freileitungen möglich, diese kurzfristig mit einem höheren Strom als deren Nennstrom zu belasten, da dieser durch die Erwärmung

des Leitermaterials begrenzt ist [110]. Aufgrund von thermischen Kapazitäten erfolgt diese Erwärmung zeitlich verzögert und bietet somit die Möglichkeit einer kurzfristigen Überlastung. Somit kann mithilfe der probabilistischen Verteilnetzplanung ebenfalls der Einsatz neuer Technologien wie z.B. dem Freileitungsmonitoring bewertet werden.

Zur Analyse sind in Abbildung 6-11 die mittlere und minimale Leitungsauslastung über der Dauer und der Auftrittswahrscheinlichkeit dargestellt. Hierfür wurde der gleitende Mittelwert bzw. das gleitende Minimum über einen Zeitraum berechnet und zusätzlich betrachtet, wie wahrscheinlich derartige Zustände sind.



a) Mittlere Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand



b) Minimale Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand

Abbildung 6-11: Mittlere und minimale Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand von Leitung Nr. 1 dargestellt über der Zeitdauer und Auftrittswahrscheinlichkeit

In Abbildung 6-11 b) ist das gleitende Minimum dargestellt, um zu überprüfen, wie lange eine definierte Leitungsauslastung vorliegt. Der gleitende Mittelwert dient

zur Betrachtung von Erwärmungsprozessen der Leitungen, da somit in Näherung die Verlustenergie abgeschätzt werden kann. Auffallend in Abbildung 6-11 ist, dass die mittlere Leitungsauslastung für bis zu 4 Stunden nahezu konstant ist, was darauf schließen lässt, dass hohe Belastungen auch mindestens diese Zeit anliegen. Darüber hinaus zeigt sich über die Zeitdauer eine geringere Abnahme der Leitungsauslastung gegenüber der Auftrittswahrscheinlichkeit. Dies bedeutet, dass hohe Leitungsauslastungen zwar sehr selten auftreten, jedoch aufgrund der hohen installierten Windleistung auch über die Dauer eines Tages eine hohe Erwärmung der Leitung verursachen können.

Gegenteilig dazu ist das gleitende Minimum in Abbildung 6-11 b), da bei diesem eine eindeutige Erhöhung von ca. 8 Stunden ersichtlich ist. Dies kann auf die PV-Leistung aus den Mittagsstunden zurückgeführt werden. Dies zeigt, dass hohe Netzbelastungen eine längere Zeit anliegen. Somit lässt sich ableiten, dass ein definiertes Risiko, wenn die Dimensionierung nicht bis zum Maximum erfolgt, den Netzausbau stärker reduzieren kann, als wenn eine bestimmte Zeitdauer einer Überlastung toleriert wird.

6.5.4 Vergleich mit konventionellem Ansatz für das Szenario 2014

Da das Szenario 2020 eine sehr hohe Durchdringung an EE besitzt, wie in Tabelle 6-1 dargestellt, erfolgt in diesem Abschnitt ein Vergleich zwischen einer Jahressimulation und der konventionellen Netzplanung für das Szenario 2014. Dabei wird überprüft, welchen Einfluss die hohe Durchdringung an EE auf die Unterdimensionierungen mittels der konventionellen Netzplanung hat. In Abbildung 6-12 sind die Leitungsauslastungen im (n-1)-Zustand für das Szenario 2014 analog zu Abbildung 6-7 dargestellt. Die Sortierung der Leitungsnummern ist dabei identisch. Die Leitungen, welche in Abbildung 6-12 keine Leitungsauslastungen besitzen, entsprechen Teilsegmenten einer Leitung, welche durch den Anschluss von geplanten Windparks auftreten. Wird beispielsweise ein Windpark direkt im 110 kV-Netz angeschlossen, so kann es sein, dass eine bestehende Leitung in zwei Segmente aufgeteilt wird. Da im Szenario derartige Windparks noch nicht vorhanden sind, kann es passieren, dass manche Leitungssegmente im Szenario 2014 noch nicht vorhanden sind.

Bei einigen Leitungen in Abbildung 6-12 zeigt sich, wie im Szenario 2020, eine deutliche Unterdimensionierung bei konventioneller Netzplanung. Auffallend ist jedoch auch, dass z.B. bei Leitung Nr. 1 die Maxima sehr gut übereinstimmen. Diese Leitung ist in Zeiten von hohen Energieverbräuchen stark ausgelastet, woraus folgt, dass der Hochlastfall weiterhin eine gute Approximation darstellt. Wie jedoch in Abbildung 6-7 deutlich wird, resultieren hohe Leitungsauslastungen zukünftig durch eine hohe Einspeisung an EE.

Als besonders kritisch ist der konventionelle Ansatz für die Anschlussüberprüfung neuer Windparks bzw. Photovoltaikanlagen anzusehen. Betrachtet man die Leitungen Nr. 2-5, so fällt die deutliche Unterdimensionierung auf. Im Fall einer Anfrage für den Anschluss an Erzeugungsanlagen an diesen Leitungen würde der Netzplaner die konventionellen Auslegungsfälle mit dem zusätzlichen Windpark überprüfen. Die deutlich niedrigere Leitungsauslastung könnte dazu führen, dass weitere Erzeugungsanlagen an diese Leitung angeschlossen würden, obwohl die Transportkapazität nicht ausreichend ist. Dies zeigt, dass für die Anschlussüberprüfung von Erzeugungsanlagen die probabilistische Verteilnetzplanung unumgänglich ist, da ansonsten Überlastungen drohen.

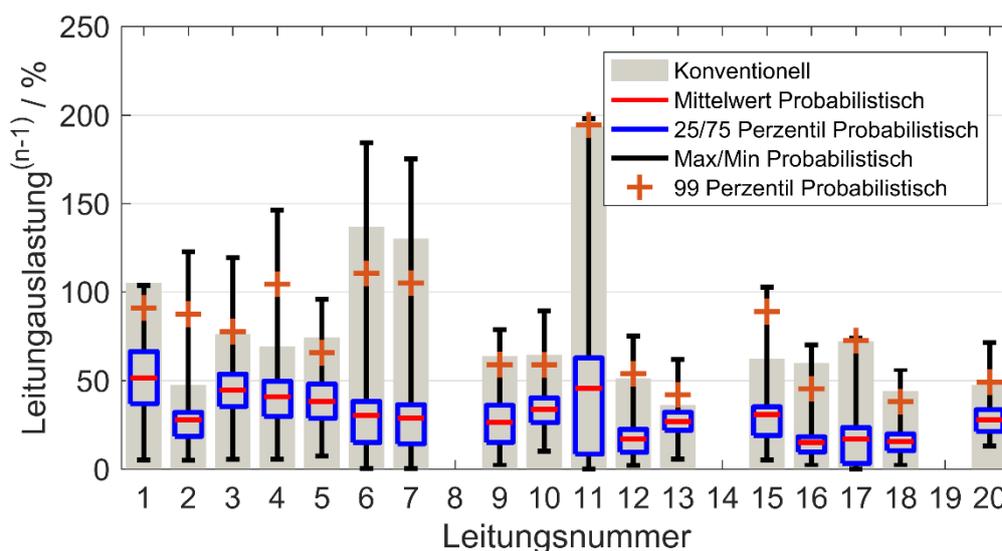


Abbildung 6-12: Vergleich zwischen konventionellem Ansatz und Jahressimulation für das Szenario 2014

6.6 Anwendung der Spitzenkappung

Um das Potential zur Reduzierung des Netzausbaus durch die Spitzenkappung anhand des realen Netzmodells zu analysieren, erfolgt in diesem Abschnitt eine Anwendung der beiden Methoden zur Spitzenkappung aus Kapitel 5. Zusätzlich dazu erfolgt noch ein Vergleich mit einer pauschalen Spitzenkappung bei der die bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren aus [83] angewandt wurden. Für die Erneuerbaren Energien wird das Szenario 2020 angenommen. Da sehr hohe Leitungsauslastungen im (n-1)-Zustand auftreten, wie in Abbildung 6-7 gezeigt, kann davon ausgegangen werden, dass eine Begrenzung auf 100 % Leitungsauslastung mit den 3 % abgeregelter Energie nach dem EnWG [9] nicht möglich ist. Daher wird beim Optimierungsmodell keine Grenze für die abgeregelte Energie vorgegeben und die notwendige minimale Energiemenge wird im Rahmen der Simulation ermittelt.

6.6.1 Analyse der Leitungsauslastungen im Ausfallzustand

In Abbildung 6-13 erfolgt ein Vergleich der Leitungsauslastungen im (n-1)-Zustand zwischen den Methoden zur Spitzenkappung und dem Ergebnis ohne Spitzenkappung. Hierbei sind die 10 am stärksten ausgelasteten Leitungen analog zu Abbildung 6-7 dargestellt. Wie dabei deutlich wird, ermöglicht die Einsatzreihenfolge und das Optimierungsmodell eine Reduzierung auf den geforderten Grenzwert. Vergleicht man insbesondere die Ergebnisse der Einsatzreihenfolge und des Optimierungsmodells, so fallen bei sehr vielen Leitungen, insbesondere bei Leitung Nr. 2, die deutlich erhöhten Leitungsauslastungen beim 75. Perzentil auf. Hierbei zeigt sich verstärkt das bereits in Abschnitt 5.4 beschriebene Problem, dass bei Verwendung der Methode mit der heuristischen Einsatzreihenfolge einzelne Leitungen zu stark reduziert werden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass bei der Einsatzreihenfolge eine Reduzierung der Einspeiseleistung immer nur für eine Leitung und Ausfallzustand gleichzeitig betrachtet wird. Sind dabei mehrere Leitungen in einem Netz überlastet, kann dies dazu führen, dass die Leitungen zu stark entlastet werden.

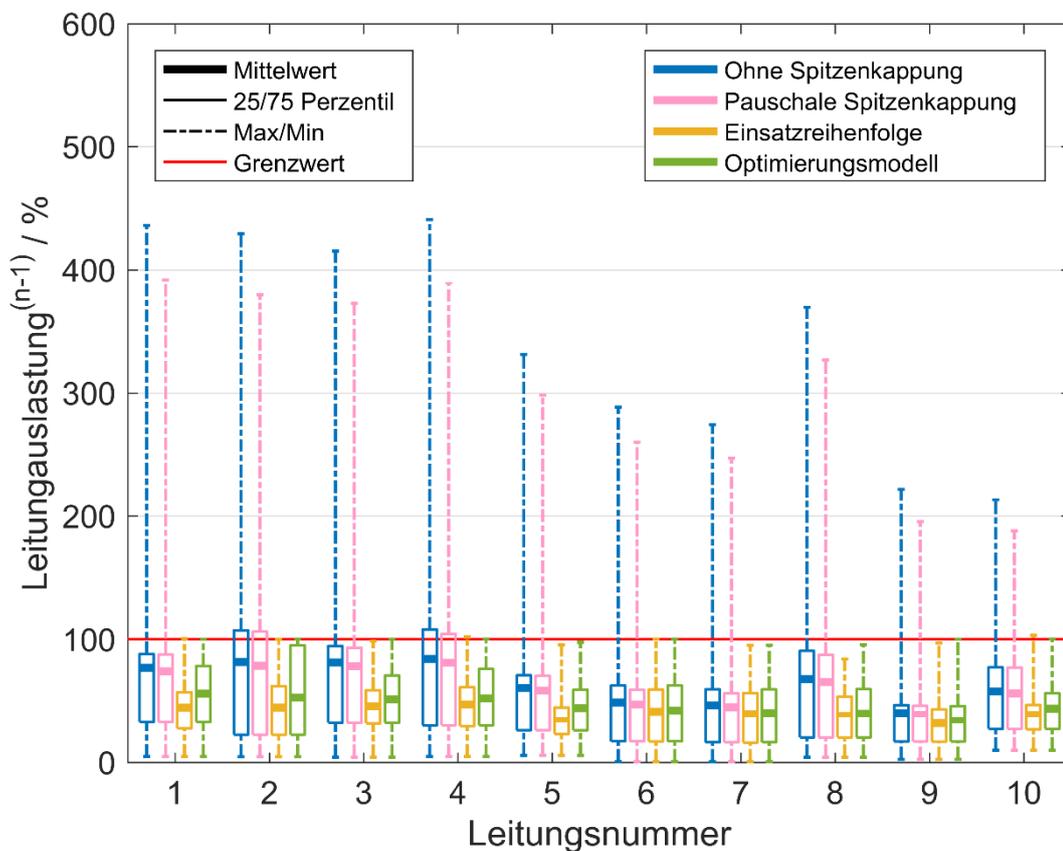
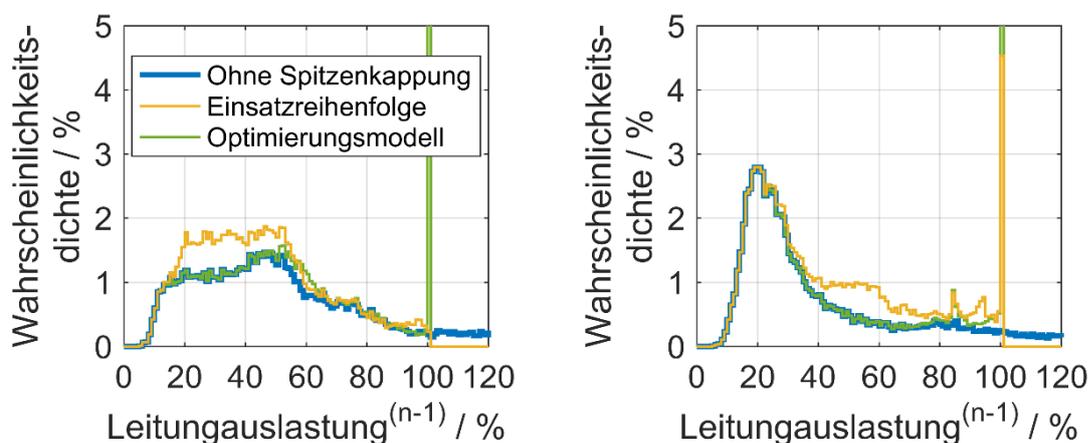


Abbildung 6-13: Vergleich der Leitungsauslastung dargestellt als Boxplot im (n-1)-Zustand zwischen den Methoden der Spitzenkappung

Die pauschale Spitzenkappung in Abbildung 6-13 zeigt zwar eine Reduzierung der maximalen Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand, jedoch kann damit der Grenzwert nicht eingehalten werden. Dies kann auf deren Funktionsweise, wie in Abschnitt 5.1.1 beschrieben, zurückgeführt werden. Bei einer pauschalen Spitzenkappung wird die maximale Einspeiseleistung begrenzt, um eine definierte Grenze der abgeregelten Energie einhalten zu können. Aufgrund der Überlagerung mit den Energieverbräuchen ist es damit nicht möglich eine Grenze der Leitungsauslastung einzuhalten. Zusätzlich sind die Leitungsauslastungen zu hoch, damit die bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren nach [83] ausreichen, um die geforderte Grenze der Leitungsauslastung einhalten zu können. Diese Nachteile der pauschalen Spitzenkappung überwiegen deren einfache Implementierung. Daher wird nachfolgend die pauschale Spitzenkappung nicht weiter betrachtet.

Um die zu starke Entlastung der Leitungen durch die heuristische Einsatzreihenfolge zu verdeutlichen, zeigt Abbildung 6-14 die Histogramme der Leitungen Nr. 1 und 2. Die zu starken Entlastungen zeigen sich bei der erhöhten Wahrscheinlichkeit der Einsatzreihenfolge bei 20 %-60 % der Leitungsauslastung bei Leitung Nr.1 bzw. 40 %-80 % bei Leitung Nr. 2. Auffallend beim Optimierungsmodell ist hingegen die deutlich erhöhte Wahrscheinlichkeit beim Grenzwert von 100 %. Insbesondere bei Leitung Nr. 2 liegt die Auftrittswahrscheinlichkeit hier bei 23 %. Wie Abbildung 6-13 jedoch zeigt, ist bei dieser Leitung das 75. Perzentil über dem Grenzwert von 100 % Leitungsauslastung. Da die Auftrittswahrscheinlichkeit beim Optimierungsmodell jedoch mit 23 % geringer ist, lässt sich daraus schließen, dass eine energieminimale Reduzierung der Einspeiseleistung von EE auch bei einzelnen Leitungen für Auslastungen kleiner der maximal möglichen 100 % im (n-1)-Zustand führen kann. Dieser Effekt kann auf die komplexe Netztopologie mit vielen Maschen zurückgeführt werden.



a) Leitung Nr. 1

b) Leitung Nr. 2 (Legende: linke Grafik)

Abbildung 6-14: Vergleich der Methoden zur Spitzenkappung anhand der Histogramme

Um zu verdeutlichen, dass das Optimierungsmodell eine Begrenzung auf den Grenzwert von 100 % Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand ermöglicht, zeigt Abbildung 6-15 einen beispielhaften Tagesverlauf der Leitungen Nr. 1 & 2. Zusätzlich dazu sind noch die zeitlichen Verläufe der Wirkleistung zweier Umspannwerke, welche über die Leitungen versorgt werden, dargestellt. Wie anhand Abbildung 6-15 a) und b) deutlich wird, erfolgt beim Optimierungsmodell eine konstante Begrenzung auf den Grenzwert von 100 % der Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand. Hingegen wird bei der heuristischen Einsatzreihenfolge der Grenzwert zwar nicht überschritten, jedoch treten nur selten Leitungsauslastungen gleich dem Grenzwert auf. Zu den Zeitpunkten bei denen bei der Einsatzreihenfolge eine Leitungsauslastung unterhalb des Grenzwertes auftritt, ist somit die Abregelung von EE-Anlagen zu hoch.

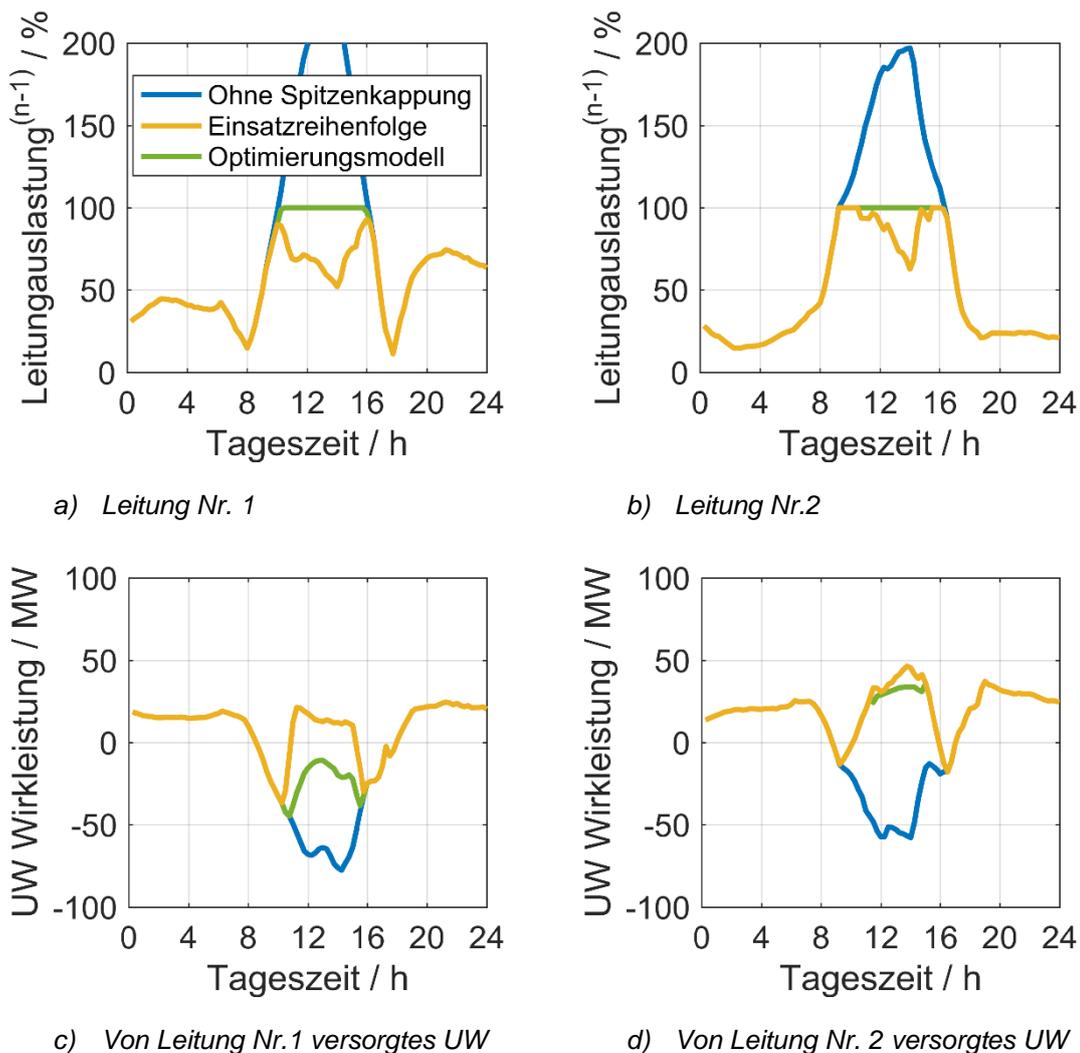


Abbildung 6-15: Vergleich der Spitzenkappung anhand eines beispielhaften Tagesverlaufs

Um dies zu verdeutlichen, zeigen die beiden Grafiken Abbildung 6-15 c) und d) die Wirkleistungen von zwei Umspannwerken. Bei den UW Wirkleistungen ist ein Energieverbrauch positiv definiert, somit entsprechen negative Werte einer Einspeisung in das 110kV-Netz. Besonders bei dem UW in Abbildung 6-15 c) wird

deutlich, dass die bei der Einsatzreihenfolge eine zu hohe Reduzierung der Einspeiseleistung erfolgt. Dabei ist die Reduzierung der Einspeiseleistung so hoch, dass an diesem UW wieder ein Energieverbrauch erfolgt, wohingegen beim Optimierungsmodell weiterhin eine Einspeisung möglich ist. Beim UW in Abbildung 6-15 d) ist bei beiden Methoden zur Spitzenkappung eine ähnliche Reduzierung der Einspeiseleistung zu erkennen. Daraus folgt, dass an diesem Umspannwerk die heuristische Einsatzreihenfolge nahe der energieminimalen Abregelung arbeitet.

Wie in [83] beschrieben, ist das Ziel der Spitzenkappung „die effiziente Ausnutzung der Netzinfrastruktur“. Um die Effizienz zu steigern, muss somit die Netzinfrastruktur zu mehr Stunden im Jahr eine hohe Auslastung aufweisen, jedoch darf der Grenzwert nicht überschritten werden. Um hierfür einen Vergleich zwischen den Methoden zu ermöglichen, sind in Abbildung 6-16 die Jahresdauerlinien der bereits beschriebenen Leitungen dargestellt. Darin wird erneut ersichtlich, dass das Optimierungsmodell eine deutlich bessere Begrenzung auf den vorgegebenen Grenzwert von 100 % der Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand erreicht und somit der Ausnutzungsgrad erhöht wird.

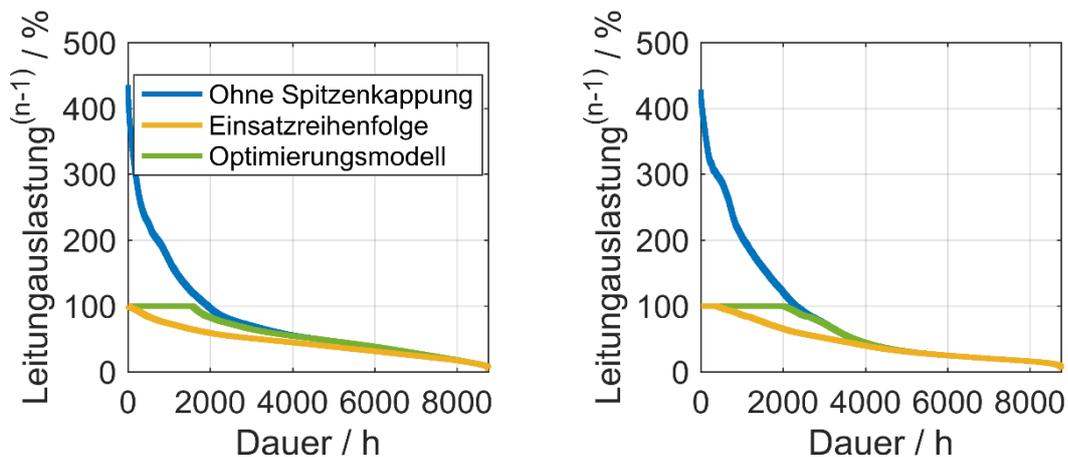


Abbildung 6-16: Jahresdauerlinien zum Vergleich der Methoden zur Spitzenkappung von Leitung Nr. 1 (links) und Leitung Nr. 2 (rechts)

In der Kraftwerkstechnik wird der Ausnutzungsgrad üblicherweise mithilfe der Volllaststunden verglichen. Diese geben die Anzahl der Stunden im Jahr an, mit denen ein Kraftwerk mit Nennleistung betrieben werden müsste, um seine jährliche Energie in das Netz einzuspeisen. Eine analoge Betrachtung kann auch bei den Leitungsauslastungen erfolgen. So zeigt sich beispielsweise bei Leitung Nr. 1 eine Steigerung der Volllaststunden von 3.892 h bei der Einsatzreihenfolge auf 4.887 h beim Optimierungsmodell. Wenn keine Spitzenkappung eingesetzt wird, ist ein Netzausbau notwendig. So kann ein Vergleich der Volllaststunden in diesem Fall nur erfolgen, wenn davon ausgegangen wird, dass die Transportkapazität der Leitung mindestens auf deren maximale Leitungsauslastung erhöht wird.

In diesem Fall werden 1.544 h Volllaststunden bei Leitung Nr. 1 erreicht. Somit zeigt sich, dass durch den Einsatz der Spitzenkappung der Ausnutzungsgrad signifikant gesteigert werden kann.

6.6.2 Analyse der abgeregelter Energie

Bislang sind die Methoden zur Spitzenkappung lediglich auf ihre Auswirkungen auf die Leitungsauslastungen im (n-1)-Zustand analysiert worden. Da jedoch im EnWG [9] eine Grenze der abgeregelter Energie festgelegt ist, erfolgt in Abbildung 6-17 eine Darstellung der abgeregelter Energie aus EE sowohl für die einzelnen Transformatoren bzw. EE-Anlagen als auch für das gesamte Netz. Auffallend bei der Betrachtung des gesamten Netzes ist, dass die abgeregelter Energie mit 19,87 % bei der Einsatzreihenfolge und 10,17 % beim Optimierungsmodell verhältnismäßig gering ist, betrachtet man die sehr starke Reduzierung der maximalen Leitungsauslastungen im (n-1)-Zustand von 436 % auf 100 %. Eine Sortierung der Transformatoren bzw. EE-Anlagen erfolgt abfallend derer abgeregelter Energie bei Verwendung der Einsatzreihenfolge. Trotz der verhältnismäßig geringen Abregelung im gesamten Netz werden bei einzelnen Transformatoren bzw. EE-Anlagen bis zu 60 % im Falle des Optimierungsmodells abgeregelt. Diese hohe Abregelung einzelner Anlagen zeigt, dass ein Netzausbau in bestimmten Teilen des HS-Netzes sinnvoll ist. Jedoch besitzen andere Anlagen niedrigere Anteile der abgeregelter Energie, welche es eventuell ermöglichen einzelne Netzverstärkungsmaßnahmen zu ersetzen. Eine Überprüfung kann nur durch einen Vergleich mit Netzausbaumaßnahmen in dem betroffenen Netzmodell erfolgen und ist in Abschnitt 6.7 genauer beschrieben. Zuvor erfolgt jedoch noch eine Variation der Grenzwerte der maximalen Leitungsauslastung.

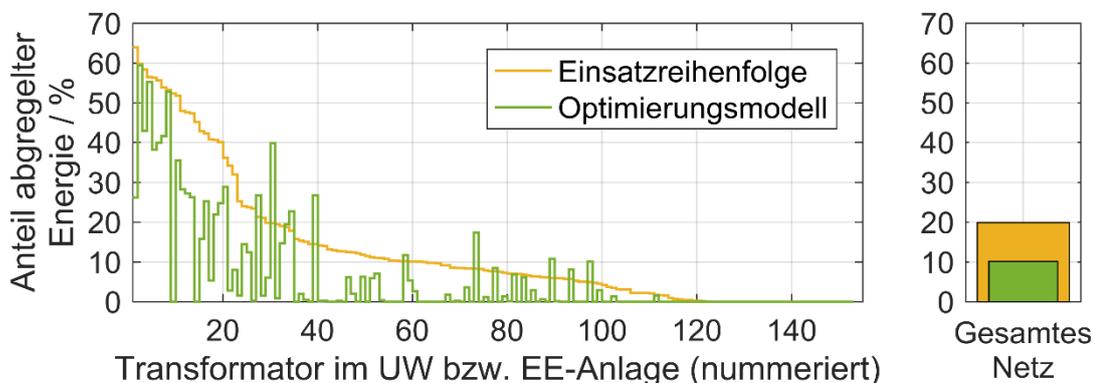


Abbildung 6-17: Prozentuale abgeregelter Energie der Transformatoren in den Umspannwerken bzw. EE-Anlagen und im gesamten Netz für eine Grenze der Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand

6.6.3 Variation der Grenzwerte

Mithilfe der Erhöhung der Grenzwerte der maximalen Leitungsauslastung kann analysiert werden, welche abgeregelte Energie im Netz notwendig ist, um die Spitzen der Leitungsauslastungen zu verringern. Hierfür zeigt Abbildung 6-18 die abgeregelte Energie im gesamten Netz aufgetragen über den Grenzen der maximalen Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand. Auffallend dabei ist die konvexe Form, welche zeigt, dass mit zunehmender Reduzierung der maximalen Leitungsauslastungen die abgeregelte Energie überproportional zunimmt. Markant ist ebenfalls, dass beim Optimierungsmodell eine Reduzierung der maximalen Leitungsauslastung auf bis zu 200 % mit weniger als 3 % abgeregelter Energie im gesamten Netz möglich ist. Jedoch ist auch in diesem Fall keine Begrenzung einzelner Anlagen auf diese abgeregelte Energie möglich. Dies zeigt das Ergebnis mit der Energiegrenze von 3 %. Hierfür wurde in der Optimierung die Randbedingung der Energiegrenze der einzelnen Anlagen aktiviert. In diesem Fall konnte das Optimierungsproblem nur bis zu einer Grenze von 300 % der Leitungsauslastung gelöst werden. Daraus folgt, dass bei der Grenze von 200 % der Leitungsauslastung an einzelnen EE-Anlagen eine höhere Abregelung erfolgen muss. Die beiden Ergebnisse der Optimierungen zeigen nur minimale Unterschiede der abgeregelten Energien. Im Falle der Einhaltung der Energiegrenze einzelner Anlagen wird es möglich, dass sich die abgeregelte Energie erhöht, da nicht zu jedem Zeitpunkt eine energieminimale Abregelung erfolgen kann. Wie jedoch an den Ergebnissen aus Abbildung 6-18 deutlich wird, zeigen sich bei derart geringen Abregelungen nur vernachlässigbare Unterschiede. Erfolgt dies in Kombination mit einer Netzverstärkung, können sich jedoch Unterschiede zwischen den Optimierungen ergeben.

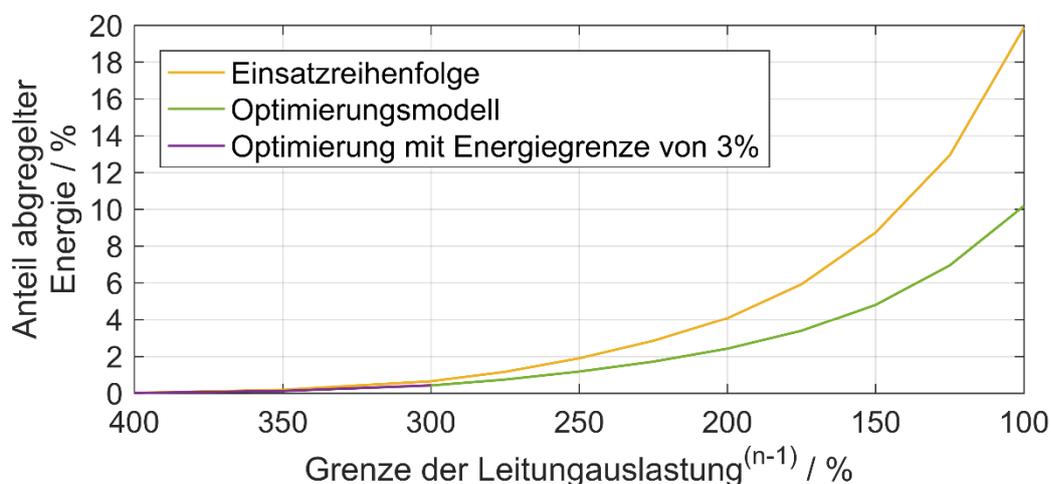


Abbildung 6-18: Prozentuale abgeregelte Energie im gesamten Netz für verschiedene Grenzen der maximalen Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand

6.7 Ermittlung des notwendigen Netzausbaus

Wie bereits gezeigt wurde, resultiert aus der Zunahme an EE eine Verletzung des (n-1)-Kriteriums. Nach den heutzutage gültigen Planungsgrundsätzen [2] wäre der Verteilnetzbetreiber in diesem Fall verpflichtet, seine Übertragungskapazität, üblicherweise durch Netzausbau, zu erhöhen. Um zu vergleichen, in welchem Maße die Methoden zur Spitzenkappung den Netzausbau reduzieren können, erfolgt in diesem Abschnitt eine Ermittlung des notwendigen Netzausbaus. Dafür werden dem Simulationsmodell sukzessive neue Leitungen hinzugefügt, bis keine Verletzung des (n-1)-Kriteriums mehr vorliegt bzw. die abgeregelte jährliche Energie an jeder Erzeugungsanlage unter 3 % liegt. Die Methodik zur Bestimmung der Netzverstärkungsmaßnahmen wird nachfolgend beschrieben.

6.7.1 Methodik zur Bestimmung der Netzverstärkungsmaßnahmen

Eine der Arbeitsphasen der technischen Analyse in der Verteilnetzplanung nach Abbildung 2-5 ist die Planung neuer Netzstrukturen. Darin entscheidet der Netzplaner, welche Leitungen in seinem Netz verstärkt bzw. ausgebaut werden müssen. Diese Entscheidung hat sich am NOVA-Prinzip zu orientieren, welches eine Netzoptimierung vor einer Netzverstärkung und einem Netzausbau vorsieht [35]. Aufgrund von lokalen Gegebenheiten, wie z.B. des Landschaftsbildes, Besiedlungen oder auch Bürgerproteste, ist die Planung von Netzstrukturen eine sehr individuelle Aufgabe in der auch üblicherweise die Erfahrung des Netzplaners einfließt. Um allgemeingültigere Aussagen zu erreichen, erfolgt in dieser Arbeit ein Ansatz angelehnt an [4], [10], [15]. Dabei werden die Leitungen gemäß ihrer maximalen Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand verstärkt. Im Gesamtüberblick der probabilistischen Verteilnetzplanung aus Abbildung 6-1 erfolgt die Ermittlung der Netzverstärkung nach dem Ablauf aus Abbildung 6-19.

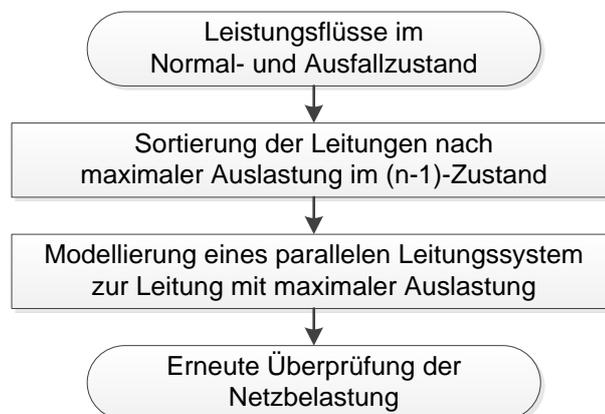


Abbildung 6-19: Ablaufplan zur Bestimmung der Netzverstärkungsmaßnahmen

Wie in Abbildung 6-19 dargestellt, wird stets die Leitung verstärkt, welche die höchste Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand hat. Dafür wird im Netzmodell eine

parallele Leitung zu der am höchsten ausgelasteten Leitung hinzugefügt. Ist die ausgewählte Leitung Teil eines MB, so wird das komplette MB parallel ausgebaut. Die so ermittelten Netzverstärkungen entsprechen zwar nicht dem NOVA-Prinzip, jedoch kann dadurch der Einfluss von lokalen Besonderheiten ausgeschlossen werden.

In der bereits vorgestellten Fallstudie entspricht die erste Netzverstärkungsmaßnahme der Leitung Nr. 1 aus Abbildung 6-7. Anschließend zur Modellierung des Netzausbaus werden die Leistungsflüsse mit der zusätzlichen Leitung im Normal- und Ausfallzustand erneut berechnet. Wird das (n-1)-Kriterium weiterhin verletzt, so wird die nächste Leitung nach demselben Prinzip verstärkt. Der Ablauf wird so lange wiederholt, bis keine Leitung eine Auslastung größer 100 % im (n-1)-Zustand aufweist.

Bei Verwendung der Spitzenkappung können die Netzverstärkungsmaßnahmen nicht nach demselben Prinzip ermittelt werden, da die Spitzenkappung eine Begrenzung der Leistungsflüsse, wie in Abbildung 6-13 gezeigt, auf den Grenzwert von 100 % ermöglicht. Somit wäre keine Detektion der Leitungen mehr möglich, welche das (n-1)-Kriterium verletzen. Die Notwendigkeit eines Netzausbaus begründet sich bei Anwendung der Spitzenkappung aus einer abgeregelten jährlichen Energie einer Erzeugungsanlage größer als 3 %. Um Netzverstärkungsmaßnahmen zu ermitteln, muss in diesem Fall auf eine Leitung zurückgeschlossen werden, deren Überlastung eine hohe abgeregelte jährliche Energie verursacht. Dies ist jedoch nicht Teil dieser Arbeit und stellt einen ersten Ausblick für die Erweiterung der in dieser Arbeit entwickelten Methode zur probabilistischen Verteilnetzplanung dar. Als Vereinfachung werden daher die Leitungen nach derselben Reihenfolge verstärkt, wie dies ohne Spitzenkappung ermittelt wurde. Dadurch besteht jedoch die Möglichkeit, dass der notwendige Netzausbau mit Spitzenkappung nicht minimal ist und eine weitere Reduzierung des Netzausbaus durch eine verbesserte Auswahl der Netzverstärkungsmaßnahmen möglich ist.

6.7.2 Vergleich zwischen Netzausbau und Spitzenkappung

Wie vorangegangen beschrieben, erfolgte im Netzmodell eine sukzessive Netzverstärkung. Dies ermöglicht, ohne die Anwendung einer Spitzenkappung, eine Analyse, wie sich die Netzbelastungen verändern, wenn die Transportkapazität sukzessive erhöht wird. Hierfür ist in Abbildung 6-20 mit der blauen Linie die maximale Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand auf der rechten y-Achse über dem Netzausbau dargestellt. Wie zu erwarten ist, sinkt mit zunehmendem Netzausbau die maximale Leitungsauslastung, da sich der Leistungsfluss durch das Hinzufügen paralleler Leitungen aufteilt. Auffallend an den Ergebnissen ohne Spitzenkap-

pung ist in Abbildung 6-20, dass sich die maximale Leitungsauslastung bei einzelnen Netzverstärkungen erhöht. In diesen Fällen gibt es zwei parallele Leitungen zwischen zwei Umspannwerken zum Transportnetz, welche durch Umspannwerke zum MS-Netz unterteilt sind. Wird bei einem Leitungsabschnitt eine parallele Leitung hinzugefügt, so sinkt die Impedanz der gesamten Leitung zwischen den Umspannwerken zum Transportnetz, wodurch der Leistungsfluss auf dieser Leitung insgesamt erhöht wird. Wird nur die Transportkapazität auf einem Abschnitt erhöht, stellt sich auf einem anderen Leitungsabschnitt eine höhere Auslastung ein.

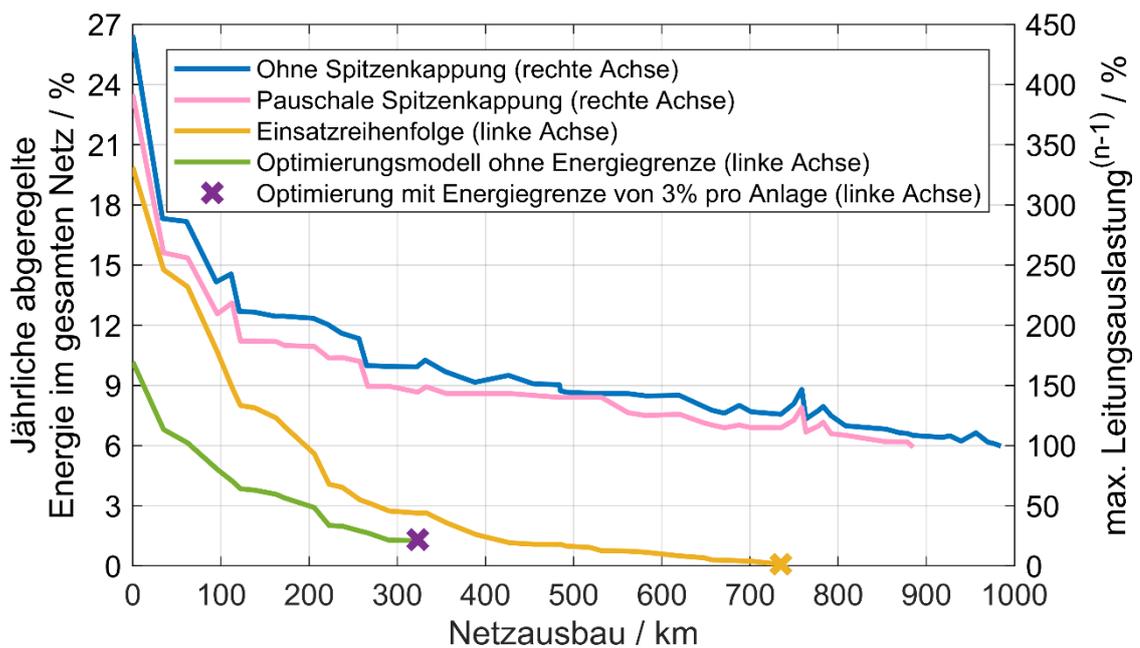


Abbildung 6-20: Vergleich der abgeregelten jährlichen und der maximalen Leitungsauslastung im $(n-1)$ -Zustand für einen Netzausbau

Wie aus Abbildung 6-20 deutlich wird, müssen in dem betrachteten Netz insgesamt 984 km neue Leitungen gebaut werden, wenn der Netzausbau nach der Methode aus Abschnitt 6.7.1 erfolgt. Die untersuchte 110kV-Netzgruppe besitzt heutzutage eine Stromkreislänge von 1109 km. Demnach muss die Stromkreislänge nahezu verdoppelt werden, um die zusätzliche Leistung an EE in das Netz zu integrieren.

Die Anwendung einer pauschalen Spitzenkappung mit den bundeseinheitlichen Reduktionsfaktoren nach [83] zeigt in Abbildung 6-20 leicht verringerte maximale Leitungsauslastungen verglichen mit den Ergebnissen ohne Spitzenkappung. Dies kann auf die leicht reduzierte maximale Einspeisung zurückgeführt werden. Wie die Ergebnisse in Abbildung 6-20 zeigen, ist mit pauschaler Spitzenkappung ein Netzausbau von 885 km notwendig. Ab diesem Netzausbau treten bei der pauschalen Spitzenkappung keine Überlastungen mehr im $(n-1)$ -Zustand auf. Der

notwendige Netzausbau kann somit durch Anwendung einer pauschalen Spitzenkappung um 10 % reduziert werden.

Wird eine Spitzenkappung mit Einsatzreihenfolge eingesetzt, so nimmt mit dem Netzausbau die abgeregelte jährliche Energie ab, wie anhand der gelben Linie auf der linken y-Achse in Abbildung 6-20 gezeigt wird. Für die Spitzenkappung mit Einsatzreihenfolge wurden, wie in Abschnitt 6.7.1 beschrieben, so lange Netzausbau vorgenommen, bis an keinem Transformator in einem Umspannwerk bzw. einer EE-Anlage die abgeregelte Energie die im EnWG definierte Grenze von 3 % überschreitet. Dies wurde bei einem Netzausbau von 735 km erreicht. In Abbildung 6-20 liegt die abgeregelte Energie für diesen Netzausbau unterhalb der vorgeschriebenen 3%, da bei diesem Netzausbau nicht an jedem Knoten eine Abregelung der Erzeugung notwendig ist. Dies ist anhand der abgeregelten Energie für die Einsatzreihenfolge in Abbildung 6-21 ersichtlich.

Beim Optimierungsmodell zeigt sich ebenfalls eine Abnahme der abgeregelten jährlichen Energie bei zunehmendem Netzausbau. Bei der grünen Linie in Abbildung 6-20 wurden keine Energiegrenzen der EE-Anlagen im Optimierungsmodell, nach (5-9), vorgegeben, wodurch an einzelnen Anlagen eine Abregelung größer den gesetzlich erlaubten 3 % erfolgt. Bei einem Netzausbau von 323 km ist das Optimierungsmodell mit Energiegrenze zum ersten Mal lösbar und an jeder EE-Anlage kann die Abregelung auf die gesetzlich vorgeschriebenen 3 % begrenzt werden. Somit kann der notwendige Netzausbau in der untersuchten Netzgruppe, durch Einsatz eines Optimierungsmodells zur Spitzenkappung, unter Einhaltung aller technischen und gesetzlichen Grenzen, um bis zu 67 % reduziert werden.

Wie Abbildung 6-20 zeigt, werden bei Verwendung der Optimierung mit Energiegrenze die maximalen 3 % der abgeregelten Energie nicht vollständig ausgenutzt. Um dies detailliert zu analysieren sind in Abbildung 6-21 die abgeregelten Energien der einzelnen Anlagen und im gesamten Netz dargestellt. Hierfür wurde der bereits beschriebene Netzausbau verwendet, bei dem die Grenzen der Leistungsflüsse und der abgeregelten Energien eingehalten wird. Wie das Ergebnis der Optimierung zeigt, erfolgt an jeder Anlage eine Begrenzung auf die vorgeschriebenen 3 %. Im Vergleich zur Einsatzreihenfolge zeigt sich auch die deutlich bessere Verteilung auf mehrere Anlagen. Der deutlich höhere Netzausbau bei der Einsatzreihenfolge erklärt die deutlich geringere Abregelung. Die Aufteilung der abgeregelten Energie im Falle des Optimierungsmodells stellt auch dessen größten Vorteil dar, da somit die gesetzlich vorgeschriebene Grenze deutlich stärker für die Reduzierung des Netzausbaus eingesetzt werden kann.

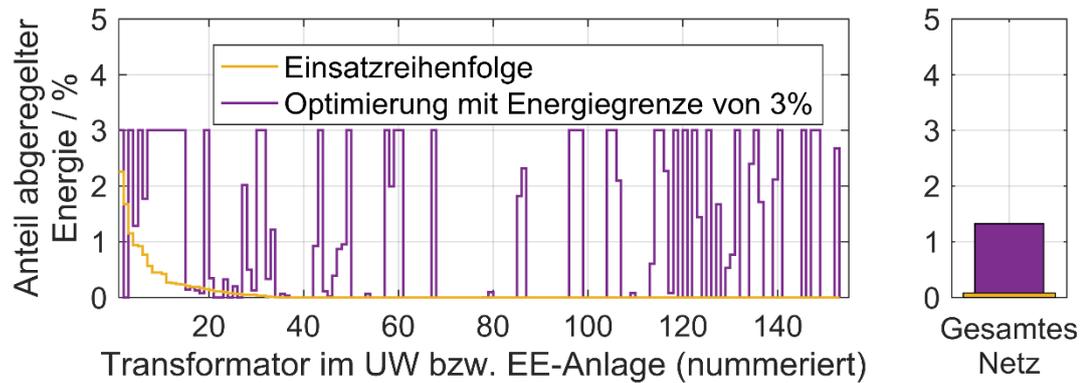


Abbildung 6-21: Vergleich der abgeregelten jährlichen Energie der Transformatoren in den Umspannwerken bzw. der EE-Anlagen für einen Netzausbau bei dem alle Grenzen eingehalten werden

An einigen Umspannwerken in der untersuchten 110 kV-Netzgruppe ist die Transportkapazität hoch genug, so dass keine Abregelung der EE erfolgen muss. Dies hat zur Folge, dass im gesamten Netz die abgeregelte Energie lediglich 1,32 % beträgt. Wie Abbildung 6-21 zeigt, führt der deutlich höhere Netzausbau bei der Einsatzreihenfolge zu einer Abregelung von lediglich 0,08 %. Die abgeregelten Energien aus Abbildung 6-21 zeigen deutlich, dass für einen Netzbetreiber die Verwendung des Optimierungsmodells vorteilhaft ist, da die im EnWG erlaubten Energien damit deutlich zielgerichteter zur Netzausbaureduzierung eingesetzt werden können. Um zu analysieren, ob mit dem Optimierungsmodell der Ausnutzungsgrad der Netzinfrastruktur erhöht wird, sind in Abbildung 6-22 die Leitungsauslastungen im (n-1)-Zustand für den bereits beschriebenen Netzausbau dargestellt. Darin ist die Sortierung der Leitungen wiederum identisch zu Abbildung 6-7.

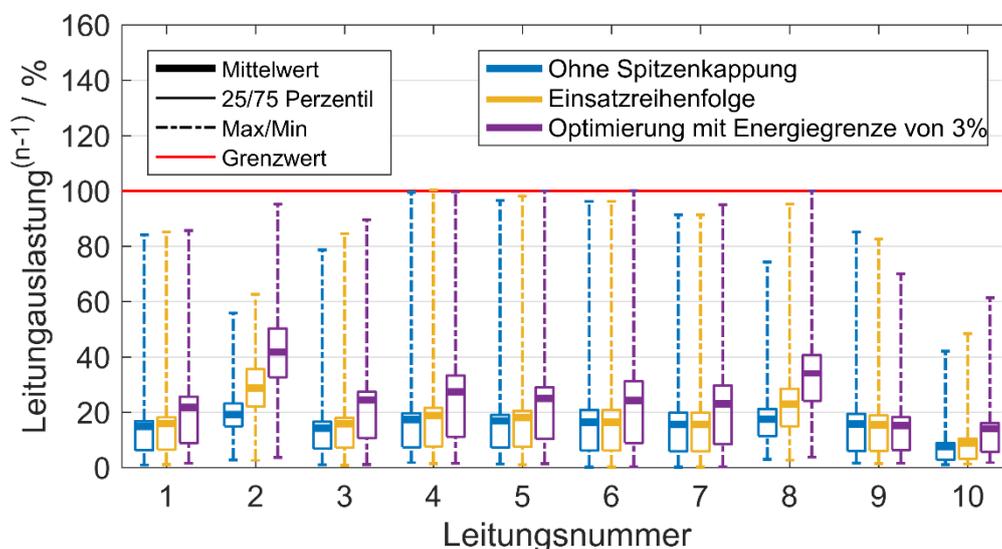


Abbildung 6-22: Vergleich der Leitungsauslastung im (n-1)-Zustand zwischen den Methoden der Spitzenkappung für einen Netzausbau bei dem alle Grenzwerte eingehalten werden

Wie die 10 Leitungen in Abbildung 6-22 zeigen, wird bei keiner Leitung der Grenzwert von 100 % der Leitungsauslastung überschritten. Bei Leitung Nr. 4 wird der Netzausbau so knapp bemessen, dass keine Überlastung ohne den Einsatz der Spitzenkappung erfolgt. Auffallend ist ebenfalls, dass mithilfe des Optimierungsmodells bei den Leitungen Nr. 1-3 keine Regelung auf den Grenzwert erfolgt. Dies kann damit begründet werden, dass der erfolgte Netzausbau gerade diese Leitungen entlastet und diese somit Leitungsauslastungen unterhalb des Grenzwertes haben.

Eine Erhöhung des Ausnutzungsgrades wird anhand der 75. Perzentile deutlich. Insbesondere zeigt die Optimierung bei nahezu allen Leitungen eine Erhöhung, wodurch gezeigt wird, dass durch den Einsatz einer Spitzenkappung die Ausnutzung der vorhandenen Netzinfrastruktur gesteigert werden kann. Am deutlichsten fällt dies bei Leitung Nr. 2 auf. Jedoch zeigen die Unterschiede in den Ergebnissen auch, dass eine Erhöhung individuell ausfällt und abhängig von der Netztopologie ist. Um die Erhöhung des Ausnutzungsgrades weiter zu verdeutlichen, zeigt Abbildung 6-23 die Jahresdauerlinie der Leitungen Nr. 1 und 2. Im Vergleich zu Abbildung 6-16 fällt auf, dass aufgrund des Netzausbaus keine konstante Begrenzung auf eine Leitungsauslastung von 100 % im (n-1)-Zustand mehr erfolgt. Eine Steigerung der Vollaststunden durch den Einsatz der Spitzenkappung ist bei beiden Leitungen in Abbildung 6-23 ersichtlich, wobei das Optimierungsmodell eine deutlichere Zunahme aufweist. Bei Leitung Nr. 2 steigert sich diese von 1.667 h ohne Spitzenkappung über 2.518 h bei Verwendung der Einsatzreihenfolge auf 3.660 h für das Optimierungsmodell. Dies zeigt deutlich, dass mit der Verwendung einer Spitzenkappung die Netzinfrastruktur effizienter ausgenutzt werden kann, wie in [83] beschrieben.

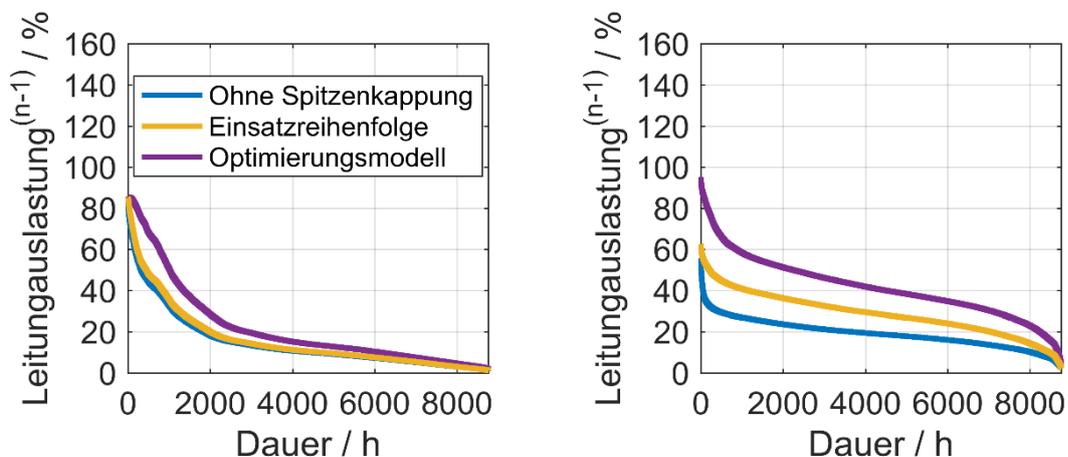


Abbildung 6-23: Jahresdauerlinien zum Vergleich der Methoden zur Spitzenkappung von Leitung Nr. 1 (links) und Leitung Nr. 2 (rechts) für einen Netzausbau bei dem alle Grenzen eingehalten werden

6.7.3 Bewertung der Netzausbaureduzierung durch Spitzenkappung

Wie die Ermittlung des notwendigen Netzausbaus bei Anwendung der Spitzenkappung zeigt, erfolgt bei allen Methoden eine Reduzierung. Der pauschale Ansatz zeigt jedoch nur eine geringe Reduzierung von 10 %. Hingegen ist mit der Einsatzreihenfolge eine Reduzierung des Netzausbaus um 25 % möglich. Diese kann durch Verwendung des Optimierungsmodells auf 67 % gesteigert werden. Dieser deutliche Unterschied ist auf die Begrenzung der abgeregelten jährlichen Energie der einzelnen Anlagen zurückzuführen. Während bei der Einsatzreihenfolge stets die Erzeugungsanlage mit dem größten Einfluss verwendet wird, erfolgt im Optimierungsmodell eine gleichmäßigere Aufteilung auf alle Erzeugungsanlagen.

Die Reduzierung des Netzausbaubedarfs durch Spitzenkappung mithilfe des Optimierungsmodells übersteigt sogar die Ergebnisse der Verteilernetzstudie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie [10]. Diese besagt, dass mit einer Abregelung von 3 % der jährlichen Energie der Netzausbau halbiert werden kann [10]. Da in dieser Studie die Spitzenkappung jedoch nur vereinfacht abgebildet wurde, kann diese deutlich stärkere Reduzierung des Netzausbaubedarfs auf die detaillierte Abbildung in der probabilistischen Verteilnetzplanung zurückgeführt werden. Ein wirtschaftlicher Vergleich, bei dem die Kosten des Netzausbaus den Kosten der abgeregelten Energie gegenübergestellt werden, erfolgt nicht in dieser Arbeit. Im Planungsprozess besitzt die regionalisierte Ausbauprognose der EE eine sehr hohe Unsicherheit. Dies hat zur Folge, dass die in Realität auftretenden abgeregelten Energien von den Simulationsergebnissen deutlich abweichen können, da ein Ausbau der EE unter Umständen an verschiedenen Anschlusspunkten erfolgt. Eine Bewertung der reduzierten Netzausbaukosten könnte daher nicht plausibilisiert werden.

Wie die Ergebnisse zeigen, ist die Anwendung der Spitzenkappung, insbesondere das Optimierungsmodell, für den Netzbetreiber sinnvoll, da das Risiko eine Fehlinvestition zu tätigen, in dem eine Leitung gebaut wird, welche nicht benötigt wird, verringert werden kann. Dies kann damit begründet werden, dass die mit Einsatz der Spitzenkappung notwendigen Netzausbaumaßnahmen sehr wahrscheinlich notwendig sind, selbst wenn die Ausbauprognose der EE sehr stark fehlerbehaftet ist. Die Volatilität der EE, welche in niedrigen Wahrscheinlichkeiten für eine hohe Rückspeisung an den UW führt, wie in Abbildung 6-4 gezeigt, resultiert in einem hohen Netzausbaubedarf, wenn die volle installierte Leistung in das Verteilnetz integriert werden soll. Die Anwendung der Spitzenkappung sorgt vor allem dafür, dass Leitungen nicht ausgebaut werden, welche nur sehr selten benötigt werden. Daher kann davon ausgegangen werden, dass der Netzausbau

bei Anwendung der Spitzenkappung selbst dann benötigt wird, wenn die Ausbauprognose der EE stark fehlerbehaftet ist.

6.8 Adaption auf unterschiedliche Spannungsebenen

Die in dieser Arbeit vorgestellte Methode zur probabilistischen Verteilnetzplanung ist für das 110 kV HS-Netz entwickelt worden. Daher erfolgt in diesem Abschnitt, wie in Kapitel 3.5, eine Beschreibung wie die Methode auf niedrigere Spannungsebenen übertragen werden kann.

Die Linearisierungen der Lastflussrechnung erfolgen in dieser Arbeit mittels Sensitivitätsfaktoren in Form der ACDF-Matrizen. Da diese lediglich die Leistungsflüsse abbilden, sind die Knotenspannungen bei dieser Betrachtung unbekannt. Im MS- und NS-Netz erfolgt ein Netzausbau häufig aufgrund der Verletzungen der zulässigen Spannungsbänder. Daher müssen die Linearisierungen der Lastflussrechnungen auf die Ermittlung der Knotenspannungen und Leitungsströme erfolgen. Nach [94] kann dafür eine Tangentialebene aus der Jacobi-Matrix der Newton-Raphson Methode verwendet werden.

Bei der Spitzenkappung muss ebenfalls eine Anpassung auf die Ermittlung der Knotenspannungen und Leitungsströme erfolgen. Diese müssen dann auch bei der Spitzenkappung als Grenzwerte verwendet werden. Beispielsweise muss bei der Einsatzreihenfolge die abgeregelte Leistung von EE-Anlagen derart berechnet werden, sodass sich eine Reduzierung der Knotenspannung auf den geforderten Grenzwert ergibt. Beim Optimierungsmodell kann die Zielfunktion beibehalten werden, jedoch müssen auch hier die Randbedingungen für die Knotenspannungen und Leitungsströme aufgestellt werden.

Insbesondere in der NS-Ebene spielen neue Betriebskonzepte, z.B. in Form eines Netzampelkonzeptes [113], für die Netzplanung bei den Netzbetreibern eine entscheidende Rolle. Durch solche Konzepte soll eine Koordination von marktseitigen Entscheidungen, wie z.B. ein Lastmanagement, erfolgen [113]. In der Netzplanung müssen solche Konzepte ebenfalls abgebildet werden, da ansonsten ein Netzausbau erfolgen würde, der diese Konzepte obsolet macht. Hierfür stellt die probabilistische Verteilnetzplanung eine ideale Methode zur Verfügung, da solche Konzepte detailliert modelliert werden können.

7 Zusammenfassung und Ausblick

In dieser Arbeit wurde eine Methodik entwickelt, um Verteilnetze probabilistisch und zeitreihenbasiert zu planen. Dabei stand der gesamte Prozess der technischen Analyse in der Verteilnetzplanung, angefangen von der Modellierung der Eingangsdaten, über die notwendigen Netzberechnungen bis hin zur optimierten Integration flexibler Lasten und Erzeuger im Vordergrund. Mit dieser Arbeit konnte gezeigt werden, dass die heute angewandte deterministische Verteilnetzplanung zu Unterdimensionierungen im HS-Netz führt. Zusätzlich konnte quantifiziert werden, in welchem Maße sich der notwendige Netzausbau durch den Einsatz eines Optimierungsmodells zur Spitzenkappung reduzieren lässt. Dies beweist, dass die probabilistische Verteilnetzplanung eine Möglichkeit liefert, netzbetriebliche Konzepte gegenüber dem Netzausbau zu bewerten.

Zu Beginn wurde in Kapitel 2 analysiert, welche Veränderungen sich durch den stetigen Zubau an erneuerbaren Energien für die Verteilnetzplanung ergeben. Aufbauend darauf wurde analysiert und bewertet, welche modernen Methoden in der Literatur vorgeschlagen werden. Hierbei hat sich eine zeitsequentielle stochastische Simulation als vorteilhaft erwiesen, da zum einen netzbetriebliche Konzepte integriert werden können, als auch eine Bemessung der Netzreserve in Form einer Ausfallanalyse möglich ist. Gerade die Ausfallanalyse ist in der Planung von Hochspannungsverteilnetzen notwendig, um mit den heutzutage gültigen Planungsgrundsätzen konform zu sein.

Eine zeitreihenbasierte Modellierung der Eingangsinformationen zur Verteilnetzplanung wurde in Kapitel 3 vorgestellt. Für dieses Modell wurde eine Kombination aus Klimamodell- und Messdaten verwendet, um zeitliche Leistungsprofile an Hochspannungsumspannwerken unter Anwendung einer Ausbauprognose von erneuerbaren Energien zu berechnen. In diesem Kapitel wurde einerseits die räumliche Korrelation der Einspeisung von Windkraft- und PV-Anlagen aufgezeigt und deren hohe Abbildungsgenauigkeit bei Verwendung von Klimamodelldaten nachgewiesen.

Kapitel 4 beschäftigt sich mit den Netzberechnungen in der probabilistischen Verteilnetzplanung. Durch eine Analyse verschiedener Berechnungsmethoden zur probabilistischen Lastflussrechnung wurde deutlich, dass eine Monte Carlo Simulation vorteilhaft zur Bewertung von betrieblichen Konzepten in der Netzplanung ist. Um den Nachteil des hohen Rechenaufwands der Monte Carlo Simulation, bei der eine wiederholte Lastflussrechnung für zufällig ausgewählte Tagesprofile

durchgeführt wird, entgegenzuwirken, wurde eine Linearisierung der Lastflussrechnung auf Basis des Superpositionsprinzips entwickelt. Diese Linearisierung stellt gleichzeitig die Grundlage für die Integration flexibler Lasten und Erzeuger aus Kapitel 5 dar. Die lineare Abbildung der Lastflussrechnung konnte im Weiteren für eine lineare Ausfallanalyse auf Basis von Sensitivitätsfaktoren für die Leistungsflussänderung durch den Ausfall einer Leitung verwendet werden. Diese Faktoren wurden für typische, komplexere Netzstrukturen in Deutschland, wie z.B. Mehrbeine, nicht (n-1) sicher angeschlossene Erzeugungsanlagen oder Schaltmaßnahmen, hergeleitet. Ein Mehrbein besteht dabei aus einem verzweigten Leitungssystem, das nur als gleichzeitiger Ausfall betrachtet werden kann. Die Abbildungsgenauigkeit der Linearisierungen wurden einerseits an einem 5-Knoten-Testsystem als auch in einer Fallstudie in Kapitel 6 überprüft. Dabei konnte ein relativer Fehler der Scheinleistungsflüsse unter 6 % im (n-1)-Zustand nachgewiesen werden. Die damit erreichte Abbildungsgenauigkeit kann als hinreichend für die Netzplanung bewertet werden.

Die Integration von flexiblen Lasten und Erzeugern in die Verteilnetzplanung ist in Kapitel 5 beschrieben. Darin wurden zwei Methoden für eine dynamische Spitzenkappung entwickelt, bei der die Einspeiseleistung von erneuerbaren Energien zielgerichtet reduziert wird, um eine Überlastung einzelner Leitungen zu verhindern. Die Verwendung eines Optimierungsmodells, bei dem die Abregelung von erneuerbaren Energien minimiert wird unter den Randbedingungen, dass die Leistungsflüsse im Normal- und Ausfallzustand ihre thermischen Grenzen nicht überschreiten, zeigte sich als vorteilhaft gegenüber der Anwendung einer heuristischen Einsatzreihenfolge. Durch die Verwendung eines Optimierungsmodells kann die vorhandene Transportkapazität am effizientesten ausgenutzt werden.

Eine Fallstudie für die Anwendung der probabilistischen Verteilnetzplanung wird in Kapitel 6 vorgestellt. Hierfür ist eine reale 110 kV-Netzgruppe der Netze BW GmbH verwendet worden. Der starke Zubau an erneuerbaren Energien zeigt in diesem Netzgebiet, dass ein Netzausbau unumgänglich ist. Mithilfe der Fallstudie konnte nachgewiesen werden, dass der konventionelle, deterministische Ansatz zu einer signifikanten Unterdimensionierung in Netzgebieten mit einer hohen Durchdringung an erneuerbaren Energien führen kann. Die Anzahl der Wiederholungen bei der Monte Carlo Simulation kann für eine energetische Bewertung von Betriebskonzepten auf die Anzahl an Tagen im Jahr begrenzt werden. Weiterhin ist für Verteilnetzbetreiber vorteilhaft, dass mit der probabilistischen Verteilnetzplanung Überlastungsdauern und Wahrscheinlichkeiten ermittelt werden können. Dies ermöglicht jedem Verteilnetzbetreiber eine Risikobewertung bei der Entscheidung, ob Netzausbaumaßnahmen notwendig sind.

Der notwendige Netzausbau in der Fallstudie konnte durch Anwendung der optimierten Spitzenkappung um 67 % reduziert werden. Im Rahmen der Optimierung wurde sichergestellt, dass jede Erzeugungsanlage die im EnWG vorgeschriebene Begrenzung auf 3 % der jährlichen Energie einhält. Das Optimierungsmodell ist hierbei in der Lage die mögliche Abregelung effizienter auszunutzen, da eine gleichmäßigere Abregelung der einzelnen Erzeugungsanlagen, verglichen mit der heuristischen Einsatzreihenfolge, erfolgt. Im gesamten Netzgebiet der Fallstudie mussten insgesamt 77 GWh aus erneuerbaren Energien (entspricht 1,32 %) abgeregelt werden, um den Netzausbau um 661 km Stromkreislänge (entspricht 67 %) zu reduzieren. Diese Fallstudie stellt eindeutig die Effektivität und den Nutzen einer optimierten dynamischen Spitzenkappung unter Beweis.

Zu Beginn dieser Arbeit wurde die folgende wissenschaftliche These aufgestellt:

Die probabilistische Verteilnetzplanung kann Fehldimensionierungen verhindern und bietet die Möglichkeit Betriebskonzepte in der Verteilnetzplanung zu berücksichtigen, womit der notwendige Netzausbau signifikant reduziert werden kann.

Diese kann mit den gezeigten Ergebnissen vollständig bestätigt werden. Die hierfür wichtigsten Ergebnisse für diese Bestätigung sind:

- Die deterministische Verteilnetzplanung bildet deutlich geringere maximale Netzbelastungen als die probabilistische Verteilnetzplanung ab.
- Die Zeitreihensimulation über die Dauer eines Jahres ist ausreichend für die probabilistische Verteilnetzplanung.
- Ein Optimierungsmodell stellt die beste Methode zur dynamischen Spitzenkappung dar, da die abgeregelt Energie minimiert und für jede Erzeugungsanlage begrenzt werden kann.
- Durch eine optimierte Spitzenkappung kann der notwendige Netzausbau in einem Hochspannungsnetz bis zu 67 % reduziert werden, bei Verwendung von lediglich 1,32 % der Energie aus erneuerbaren Energien.

Durch die in dieser Arbeit entwickelte Methode zur probabilistischen Verteilnetzplanung wurde die Grundlage geschaffen, Betriebsmittel, welche auf den Netzbetrieb eingreifen, als Alternative zum Netzausbau bewertbar zu machen. Im Rahmen dieser Arbeit erfolgte dabei lediglich eine Betrachtung der Spitzenkappung. Als weiterer Forschungsbedarf wird hierbei die Modellentwicklung für Energiespeicher, welche zur Netzausbaureduzierung eingesetzt werden, angesehen. Insbesondere für die Dimensionierung bietet sich die probabilistische Verteilnetzplanung an, da damit die maximal einzuspeichernde Energie über ein Jahr ermittelt werden kann. Hierfür müssen neue Optimierungsalgorithmen entwickelt werden, welche die Speicherleistung und –kapazität minimieren um somit eine optimale

Speicherdimensionierung zu erhalten. Zusätzlich dazu bietet sich die probabilistische Verteilnetzplanung an, um Freileitungsmonitoring als Alternative zum Netzausbau bewertbar zu machen. Da mittels dem REMO-Klimamodell in der Netzplanung Zeitreihen für die Windgeschwindigkeit, Globalstrahlung und Umgebungstemperatur vorhanden sind, kann daraus eine zeitabhängige Belastbarkeit der Freileitungen ermittelt werden. Derartige Modelle können, nach der notwendigen Entwicklung, in die probabilistische Verteilnetzplanung integriert werden. Dies bietet den Verteilnetzbetreibern die Möglichkeit Freileitungsmonitoring als Alternative zum konventionellen Netzausbau bewertbar zu machen.

Eine Übertragung der probabilistischen Verteilnetzplanung auf die Mittel- und Niederspannungsebene stellt einen weiteren Ausblick dar. Hierfür müssen zum einen die Modelle für die Eingangsinformationen adaptiert und validiert werden als auch zum anderen die Linearisierungen der Lastflussrechnung auf die Berechnung der Knotenspannungen weiterentwickelt werden. Damit wird es möglich zu prüfen, ob mit der Spitzenkappung auch in der Mittel- und Niederspannungsebene eine deutliche Reduzierung des Netzausbaus möglich ist.

Die Ermittlung des Netzausbaus unter Anwendung einer Spitzenkappung hat gezeigt, dass die Methodik zur Ermittlung von Netzverstärkungsmaßnahmen weiterentwickelt werden muss. Dabei tritt insbesondere die Fragestellung auf, welche Leitung verstärkt werden muss, wenn durch Anwendung der Spitzenkappung lediglich detektiert werden kann, an welchen Netzknoten die abgeregelte Energie zu hoch ist. Ein Ansatz hierfür ist die Verwendung der, in dieser Arbeit hergeleiteten Sensitivitätsfaktoren für die Lastfluss- und Ausfallanalyse, da damit ein Rückschluss von der abgeregelten Energie auf eine Leitung, welche für die Abregelung verantwortlich ist, hergestellt werden kann. Abschließend kann festgehalten werden, dass die entwickelte probabilistische Verteilnetzplanung eine deutliche Verbesserung gegenüber der, heutzutage angewandten, deterministischen Planungsmethode darstellt und die Freiheitsgrade der Methode ausreichend sind um Betriebskonzepte detailliert abzubilden.

8 Anhang

A Regressionsmodell zur Lastmodellierung von Umspannwerken im Hochspannungsnetz

Nach [49]²¹ können Lastprofile mit einem Regressionsmodell nachgebildet werden. Hierfür wird der Leistungswert eines Zeitpunktes auf Basis des Leistungswertes des vorangegangenen Zeitpunktes gewählt. Die Generierung wird in einen Term, der eine lineare Abbildung und einen normalverteilten Fehlerterm aufgeteilt. Somit kann der Leistungswert zu einem Zeitpunkt t , analog zu [49], berechnet werden:

$$P(t) = \beta_0 \cdot P(t-1) + \beta_1 + N(0, \sigma) \quad (8-1)$$

Mit:	$P(t), P(t-1)$	Wirkleistungswert zum Zeitpunkt t bzw. $t-1$
	β_0, β_1	Parameter der linearen Abbildung
	$N(0, \sigma)$	Normalverteilung des Fehlerterms mit einem Erwartungswert von 0

Die Parameter aus (8-1) werden auf Basis von Messdaten mit der Methode der kleinsten Fehlerquadrate gefittet [49]. Es werden Messdaten verwendet, um das individuelle Verhalten der einzelnen Umspannwerke nachzubilden. Im Regressionsmodell aus (8-1) muss der Startzeitpunkt gesondert betrachtet werden, da kein Leistungswert zum vorangegangenen Zeitpunkt bekannt ist. Daher wird für diesen Zeitpunkt eine Verteilungsfunktion angenähert und der Startwert zufällig aus dieser Verteilung ausgewählt. Als Startzeitpunkt wird für jeden der Jahreszeiten und Typtage jeweils der Zeitpunkt 0:15 Uhr gewählt.

Als Verteilungsfunktion für den Startwert wurde eine Weibull-Verteilung angenommen. Die Parameter dieser Verteilungsfunktion wurden wiederum auf Basis der Messdaten angenähert. Die Weibull-Verteilung wird mit einem Skalenparameter a und einem Formparameter b wie folgt beschrieben

$$f(x) = \frac{b}{a} \cdot \left(\frac{x}{a}\right)^{b-1} \cdot e^{-(x/a)^b} \quad (8-2)$$

Mit:	a	Skalenparameter
	b	Formparameter

Das Regressionsmodell kann verwendet werden, um Lastprofile nach Abschnitt 3.1 synthetisch zu generieren. Um die Güte des Regressionsmodells darzustellen

²¹ Das vorgestellte Regressionsmodell ist eine Entwicklung des Autors dieser Arbeit.

ist in Abbildung 8-1 ein Vergleich zwischen den, um die Einspeisung von EE korrigierten, Lastprofilen und dem Regressionsmodell dargestellt. Die Datengrundlage für Abbildung 8-1 bildet die Dauer eines Jahres. Insbesondere wird die gute Übereinstimmung der Mittelwerte deutlich. Dies kann auf die lineare Abbildung des Regressionsmodells zurückgeführt werden, da dieser Anteil die Mittelwerte der Lastprofile nachbildet. Bei den Maxima zeigt sich eine leichte Erhöhung der Werte, welche auf den zufällig ausgewählten Fehlerterm zurückgeführt werden kann. Für diesen wird angenommen, dass dessen Standardabweichung über den gesamten Wertebereich konstant ist, wodurch sich eine Erhöhung der Maxima aufgrund des stochastischen Prozesses ergeben kann. Für weitere Analysen der Genauigkeit sei an dieser Stelle wiederum auf [49] verwiesen.

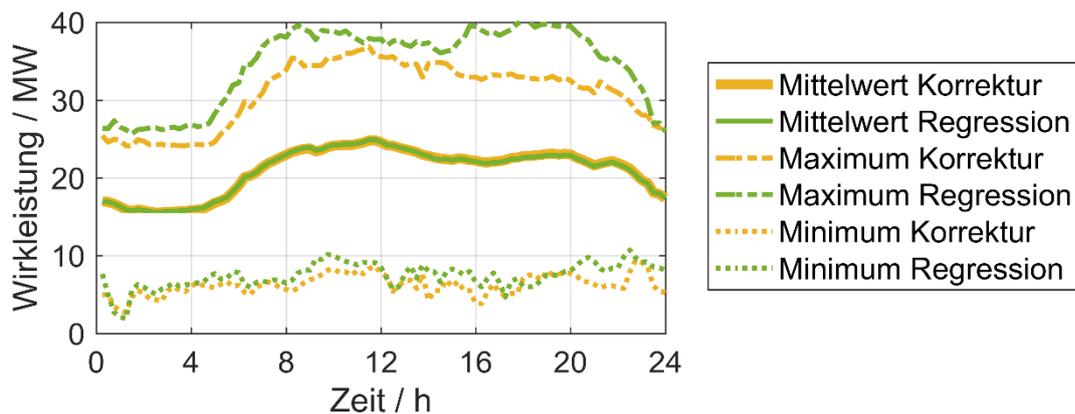


Abbildung 8-1: Vergleich zwischen der Korrektur der Residuallast für ein Jahr aus Abbildung 3-3 und deren synthetischen Lastprofile mittels Regressionsmodell

Die Parameter des Regressionsmodells sind in den nachfolgenden Tabellen für insgesamt 2 Umspannwerke, normiert auf die Jahreshöchstlast, dargestellt. Dabei gibt Tabelle 8-1 die Parameter der Weibull-Verteilungen für die Startwerte an und in den Tabelle 8-2 bis Tabelle 8-4 sind die Parameter der Regressionsmodells dargestellt.

Tabelle 8-1: Parameter der Weibull-Verteilungen für die Startwerte der 2 Umspannwerke

		Umspannwerk 1		Umspannwerk 2	
Sommer	Werktag	a=0,535	b=9,298	a=0,606	b=8,334
	Samstag	a=0,507	b=12,997	a=0,578	b=9,942
	Sonntag	a=0,403	b=11,449	a=0,489	b=7,012
Winter	Werktag	a=0,528	b=6,142	a=0,640	b=10,084
	Samstag	a=0,505	b=5,130	a=0,598	b=11,944
	Sonntag	a=0,450	b=6,718	a=0,585	b=9,574
Übergangszeit	Werktag	a=0,552	b=8,691	a=0,625	b=10,990
	Samstag	a=0,513	b=8,702	a=0,583	b=13,115
	Sonntag	a=0,398	b=8,802	a=0,520	b=8,160

Tabelle 8-2: Parameter des Regressionsmodells für 2 Umspannwerke für die Jahreszeit Sommer

Zeit	Umspannwerk 1									Umspannwerk 2								
	Werktag			Samstag			Sonntag			Werktag			Samstag			Sonntag		
	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ
00:30	0,91	0,03	0,01	0,97	0,00	0,01	1,02	-0,03	0,01	0,99	-0,01	0,01	0,97	0,00	0,01	0,97	0,00	0,01
00:45	0,95	0,01	0,01	1,02	-0,03	0,01	1,00	-0,02	0,01	0,99	-0,01	0,01	0,98	-0,01	0,01	1,02	-0,03	0,01
01:00	0,99	0,00	0,01	1,00	-0,01	0,01	0,85	0,04	0,01	0,97	0,00	0,01	0,99	-0,01	0,01	0,92	0,02	0,01
01:15	1,00	-0,01	0,01	0,98	-0,01	0,01	1,02	-0,02	0,01	0,98	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01	0,98	0,00	0,00
01:30	0,99	0,00	0,01	0,88	0,04	0,01	1,01	-0,01	0,02	0,98	0,00	0,01	0,96	0,01	0,01	0,98	0,00	0,01
01:45	0,99	0,00	0,01	0,81	0,06	0,02	0,97	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01	1,02	-0,01	0,01	0,97	0,00	0,01
02:00	0,96	0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	0,90	0,03	0,01	0,98	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	0,97	0,00	0,01
02:15	0,97	0,01	0,01	0,89	0,04	0,01	0,97	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	0,94	0,03	0,01	0,92	0,02	0,01
02:30	0,98	0,01	0,01	1,05	-0,03	0,01	0,95	0,01	0,01	1,02	-0,01	0,01	0,98	0,00	0,01	0,97	0,01	0,01
02:45	0,95	0,02	0,01	0,95	0,02	0,01	0,98	0,00	0,01	0,96	0,02	0,01	1,05	-0,02	0,01	0,95	0,01	0,01
03:00	0,98	0,01	0,01	1,00	0,00	0,01	1,02	-0,01	0,01	1,01	-0,01	0,01	0,86	0,06	0,01	0,97	0,00	0,00
03:15	1,00	0,00	0,01	1,03	-0,01	0,01	0,96	0,01	0,01	0,99	0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01
03:30	0,99	0,01	0,01	0,96	0,01	0,01	0,96	0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	0,95	0,01	0,01	1,00	-0,01	0,01
03:45	0,97	0,01	0,01	1,03	-0,01	0,01	1,03	-0,01	0,01	0,99	0,01	0,01	0,96	0,02	0,00	0,98	0,01	0,00
04:00	0,99	0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	0,98	0,00	0,01	0,96	0,02	0,01	0,97	0,01	0,01	0,96	0,01	0,01
04:15	0,94	0,03	0,01	0,88	0,04	0,01	0,99	0,00	0,01	1,02	0,00	0,01	1,01	0,00	0,01	0,95	0,02	0,01
04:30	0,98	0,01	0,01	0,97	0,01	0,01	0,95	0,02	0,01	0,96	0,02	0,01	0,93	0,03	0,01	0,94	0,02	0,01
04:45	1,00	0,01	0,01	1,01	0,00	0,01	1,01	0,00	0,01	1,02	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	1,05	-0,01	0,01
05:00	1,00	0,02	0,01	0,98	0,02	0,00	1,00	0,01	0,01	0,98	0,01	0,01	0,94	0,03	0,01	0,95	0,02	0,00
05:15	1,04	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	1,01	0,00	0,01	0,93	0,04	0,01	0,88	0,05	0,01	0,91	0,03	0,01
05:30	1,00	0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	0,87	0,03	0,01	0,98	0,02	0,01	0,99	0,01	0,01	1,02	-0,01	0,01
05:45	1,02	0,02	0,01	1,02	-0,01	0,01	0,92	0,02	0,01	0,96	0,05	0,01	0,91	0,05	0,01	0,93	0,02	0,01
06:00	1,00	0,03	0,01	1,03	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	0,98	0,03	0,01	0,91	0,05	0,01	0,94	0,01	0,01
06:15	1,01	0,04	0,01	1,02	0,01	0,01	0,86	0,03	0,01	1,02	0,02	0,01	1,00	0,01	0,01	0,83	0,05	0,01
06:30	0,99	0,03	0,01	1,00	0,01	0,01	0,98	0,01	0,01	0,96	0,04	0,01	1,03	-0,01	0,01	1,02	-0,01	0,01
06:45	0,99	0,03	0,01	0,96	0,03	0,01	0,97	0,01	0,01	0,96	0,04	0,01	1,04	-0,01	0,01	1,01	0,00	0,01
07:00	0,98	0,03	0,01	0,97	0,02	0,01	1,01	0,00	0,01	1,00	0,02	0,01	0,90	0,05	0,01	0,97	0,01	0,01
07:15	1,00	0,02	0,01	1,04	-0,01	0,01	1,00	0,01	0,01	0,98	0,03	0,01	1,05	-0,02	0,01	0,90	0,04	0,01
07:30	0,99	0,03	0,01	1,02	0,00	0,01	0,99	0,01	0,01	0,99	0,02	0,01	0,96	0,02	0,01	1,02	0,00	0,01
07:45	0,97	0,03	0,01	0,98	0,02	0,01	0,94	0,03	0,01	0,97	0,03	0,01	1,07	-0,03	0,01	1,00	0,01	0,01
08:00	0,97	0,03	0,01	0,92	0,05	0,02	1,01	0,01	0,01	0,97	0,03	0,01	0,95	0,02	0,01	0,91	0,03	0,01
08:15	0,98	0,03	0,01	0,97	0,02	0,01	1,12	-0,03	0,01	1,01	0,00	0,01	1,04	-0,01	0,01	1,06	-0,02	0,01
08:30	1,00	0,01	0,01	0,90	0,06	0,01	0,93	0,03	0,01	1,02	-0,01	0,01	1,05	-0,03	0,01	0,99	0,00	0,01
08:45	0,97	0,03	0,01	0,93	0,04	0,02	1,06	-0,01	0,01	0,98	0,01	0,01	1,01	-0,01	0,01	0,95	0,02	0,01
09:00	0,93	0,05	0,01	0,85	0,08	0,01	0,98	0,02	0,01	1,03	-0,03	0,01	1,06	-0,03	0,01	0,98	0,01	0,01
09:15	0,92	0,04	0,02	0,96	0,02	0,02	0,97	0,02	0,01	0,97	0,01	0,01	0,97	0,01	0,01	0,94	0,02	0,01
09:30	0,96	0,03	0,01	0,83	0,09	0,02	0,94	0,02	0,01	0,99	0,00	0,02	1,00	0,00	0,01	1,02	-0,01	0,01
09:45	1,03	-0,01	0,01	0,85	0,09	0,02	1,05	-0,01	0,02	1,00	0,00	0,01	1,04	-0,02	0,02	0,96	0,01	0,01
10:00	1,00	0,01	0,01	1,07	-0,04	0,01	0,92	0,03	0,02	0,98	0,01	0,01	0,90	0,05	0,01	1,05	-0,02	0,01
10:15	0,99	0,01	0,02	0,91	0,05	0,02	0,90	0,05	0,02	0,99	0,00	0,01	1,04	-0,02	0,01	1,05	-0,02	0,01
10:30	0,93	0,06	0,02	1,03	-0,02	0,02	1,00	0,00	0,02	1,02	-0,02	0,02	0,98	0,01	0,01	1,02	-0,01	0,01
10:45	0,93	0,06	0,02	0,80	0,11	0,02	1,04	-0,02	0,02	1,00	0,00	0,02	1,03	-0,02	0,02	0,98	0,01	0,01
11:00	0,92	0,07	0,02	0,90	0,06	0,01	0,92	0,04	0,02	0,98	0,02	0,01	1,00	-0,01	0,02	1,13	-0,04	0,02
11:15	0,94	0,06	0,02	1,02	-0,03	0,03	1,03	0,00	0,02	1,00	0,00	0,01	1,00	0,00	0,01	1,00	0,00	0,01
11:30	0,96	0,04	0,02	1,04	-0,01	0,02	0,99	0,02	0,02	0,94	0,04	0,02	0,89	0,06	0,02	0,91	0,04	0,01
11:45	1,00	0,00	0,02	0,87	0,06	0,02	0,92	0,04	0,02	0,98	0,02	0,02	1,00	0,00	0,02	1,02	0,00	0,01
12:00	0,85	0,11	0,03	1,14	-0,09	0,02	1,04	-0,02	0,02	1,01	-0,01	0,02	0,96	0,03	0,02	1,03	-0,01	0,02
12:15	0,88	0,08	0,02	0,87	0,05	0,03	1,05	-0,03	0,02	0,92	0,04	0,02	0,99	-0,01	0,02	1,03	-0,02	0,02
12:30	0,86	0,10	0,03	1,00	-0,01	0,02	0,97	0,01	0,03	0,92	0,04	0,02	0,92	0,03	0,02	0,96	0,01	0,01
12:45	0,90	0,07	0,03	0,90	0,04	0,02	0,88	0,04	0,03	0,96	0,02	0,02	0,89	0,04	0,02	1,02	-0,01	0,02
13:00	0,84	0,12	0,03	0,84	0,07	0,03	0,78	0,08	0,03	1,00	0,00	0,02	0,93	0,01	0,02	0,89	0,03	0,02
13:15	0,92	0,06	0,03	0,85	0,06	0,03	0,79	0,07	0,03	0,97	0,03	0,02	0,76	0,10	0,03	0,99	0,00	0,02
13:30	0,86	0,10	0,03	0,87	0,05	0,03	0,95	0,01	0,03	0,98	0,01	0,02	0,84	0,06	0,02	0,76	0,07	0,02
13:45	1,00	-0,01	0,03	0,76	0,10	0,04	0,84	0,05	0,04	0,93	0,04	0,02	0,94	0,02	0,02	0,78	0,06	0,02
14:00	0,85	0,11	0,03	0,71	0,13	0,03	1,05	-0,02	0,05	0,96	0,03	0,02	0,89	0,06	0,02	0,97	0,00	0,02
14:15	0,84	0,12	0,03	1,21	-0,10	0,03	0,68	0,10	0,03	0,99	0,00	0,02	1,00	-0,01	0,02	0,69	0,09	0,02
14:30	0,95	0,03	0,03	0,90	0,03	0,02	0,86	0,04	0,04	0,90	0,06	0,02	1,04	-0,02	0,02	0,89	0,03	0,02
14:45	0,90	0,07	0,03	0,83	0,07	0,02	0,58	0,14	0,03	0,97	0,02	0,02	0,94	0,02	0,02	0,88	0,03	0,02

15:00	0,86	0,11	0,03	1,22	-0,11	0,03	1,03	-0,01	0,03	0,93	0,05	0,03	1,00	-0,01	0,02	1,17	-0,06	0,02
15:15	0,89	0,07	0,03	0,93	0,03	0,03	0,72	0,10	0,02	0,95	0,03	0,02	0,88	0,05	0,02	1,00	0,00	0,02
15:30	0,95	0,03	0,03	0,91	0,03	0,03	1,22	-0,08	0,02	0,93	0,05	0,02	0,98	0,00	0,02	0,80	0,06	0,02
15:45	0,83	0,11	0,03	0,93	0,02	0,02	0,95	0,01	0,02	0,99	0,01	0,02	0,97	0,02	0,02	0,87	0,04	0,02
16:00	0,96	0,03	0,03	0,73	0,11	0,02	1,00	0,00	0,02	0,97	0,02	0,02	0,96	0,01	0,01	1,08	-0,02	0,02
16:15	0,87	0,08	0,03	0,81	0,07	0,03	0,82	0,07	0,03	0,94	0,03	0,02	0,81	0,08	0,02	1,01	0,00	0,02
16:30	0,90	0,07	0,02	0,91	0,04	0,02	0,73	0,08	0,02	0,97	0,02	0,02	0,86	0,06	0,02	1,00	0,01	0,02
16:45	0,90	0,07	0,03	0,70	0,12	0,03	0,86	0,05	0,02	0,97	0,02	0,02	0,95	0,02	0,01	0,90	0,04	0,01
17:00	0,87	0,09	0,03	0,96	0,01	0,03	1,09	-0,03	0,02	0,96	0,03	0,02	0,98	0,02	0,02	0,88	0,04	0,02
17:15	0,88	0,08	0,02	0,82	0,07	0,03	0,98	0,01	0,02	0,99	0,01	0,02	0,89	0,05	0,01	0,93	0,04	0,02
17:30	0,98	0,02	0,02	0,84	0,06	0,02	0,96	0,01	0,02	0,96	0,03	0,01	0,95	0,03	0,02	0,89	0,05	0,01
17:45	0,99	0,01	0,02	0,80	0,08	0,02	0,98	0,02	0,02	0,98	0,02	0,02	0,97	0,02	0,02	0,96	0,03	0,01
18:00	0,89	0,08	0,02	0,88	0,06	0,02	0,82	0,08	0,02	0,97	0,03	0,01	0,99	0,01	0,02	0,91	0,04	0,01
18:15	0,95	0,03	0,02	0,92	0,04	0,02	0,93	0,04	0,02	0,94	0,04	0,01	0,79	0,10	0,01	0,87	0,06	0,01
18:30	0,95	0,03	0,02	0,87	0,06	0,02	0,88	0,05	0,02	0,96	0,03	0,01	0,98	0,01	0,01	0,87	0,06	0,01
18:45	0,96	0,03	0,02	0,88	0,06	0,01	1,00	0,00	0,01	0,99	0,01	0,01	1,05	-0,02	0,01	0,90	0,05	0,01
19:00	1,00	0,01	0,01	0,85	0,06	0,02	0,88	0,05	0,02	0,99	0,02	0,01	0,86	0,07	0,01	0,95	0,02	0,01
19:15	0,96	0,03	0,01	0,97	0,01	0,01	0,95	0,02	0,01	0,98	0,02	0,01	0,96	0,03	0,01	1,04	-0,01	0,01
19:30	0,96	0,03	0,02	0,85	0,06	0,01	0,93	0,03	0,01	0,99	0,01	0,01	0,95	0,03	0,01	0,94	0,03	0,01
19:45	1,00	0,00	0,01	1,02	-0,01	0,01	1,01	0,00	0,01	0,96	0,02	0,01	0,92	0,03	0,01	0,96	0,02	0,01
20:00	1,03	-0,02	0,01	1,04	-0,01	0,01	1,06	-0,01	0,01	0,96	0,03	0,01	0,92	0,04	0,01	1,05	-0,01	0,01
20:15	1,04	-0,03	0,01	0,97	0,01	0,01	0,97	0,02	0,01	0,99	0,01	0,01	1,20	-0,10	0,01	0,94	0,03	0,01
20:30	1,05	-0,04	0,01	0,98	0,01	0,01	1,01	0,00	0,01	0,93	0,06	0,01	0,93	0,04	0,01	0,92	0,04	0,01
20:45	0,98	0,01	0,01	0,90	0,04	0,00	1,01	-0,01	0,01	0,95	0,03	0,01	0,93	0,03	0,01	0,95	0,02	0,01
21:00	0,97	0,02	0,01	0,92	0,03	0,01	0,97	0,02	0,01	0,95	0,03	0,01	0,93	0,03	0,01	1,00	0,00	0,01
21:15	0,98	0,03	0,01	0,95	0,02	0,01	1,03	0,01	0,02	0,96	0,04	0,01	0,93	0,03	0,01	0,95	0,04	0,01
21:30	0,95	0,02	0,01	0,93	0,03	0,01	1,00	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	1,09	-0,05	0,01	1,01	-0,01	0,01
21:45	0,96	0,02	0,01	0,99	0,01	0,01	0,99	0,01	0,02	0,99	0,00	0,01	1,03	-0,01	0,01	1,07	-0,03	0,01
22:00	0,96	0,02	0,01	0,85	0,07	0,01	1,03	0,00	0,02	1,06	-0,05	0,01	1,02	-0,01	0,01	1,00	0,01	0,01
22:15	0,96	0,01	0,01	0,89	0,07	0,02	0,91	0,05	0,01	1,03	-0,04	0,01	1,05	0,00	0,01	0,99	0,02	0,02
22:30	0,98	0,00	0,01	1,03	-0,02	0,01	0,90	0,04	0,02	0,99	-0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	0,99	0,01	0,01
22:45	0,97	-0,01	0,01	1,06	-0,04	0,01	0,99	-0,01	0,02	0,98	0,00	0,01	1,00	-0,02	0,01	0,98	-0,01	0,01
23:00	0,98	-0,01	0,01	1,07	-0,04	0,01	1,04	-0,03	0,01	0,99	-0,01	0,01	0,94	0,02	0,01	0,91	0,03	0,01
23:15	0,95	0,02	0,01	1,05	-0,03	0,01	1,09	-0,03	0,01	0,98	0,03	0,01	1,06	-0,04	0,01	0,90	0,06	0,01
23:30	0,97	0,00	0,01	0,91	0,02	0,01	1,02	-0,02	0,01	1,00	-0,02	0,01	0,97	0,00	0,01	0,98	0,00	0,01
23:45	0,97	0,02	0,01	0,99	0,01	0,01	0,98	0,02	0,01	0,99	0,01	0,01	1,01	0,00	0,01	0,97	0,01	0,01
00:00	0,99	-0,01	0,01	0,97	0,00	0,01	0,97	0,00	0,01	0,99	-0,02	0,01	0,93	0,02	0,00	0,97	0,00	0,01

Tabelle 8-3: Parameter des Regressionsmodells für 2 Umspannwerke für die Jahreszeit Winter

Zeit	Umspannwerk 1									Umspannwerk 2								
	Werktag			Samstag			Sonntag			Werktag			Samstag			Sonntag		
	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ
00:30	0,87	0,11	0,03	0,80	0,14	0,03	1,01	-0,07	0,02	0,88	0,12	0,03	0,74	0,20	0,03	0,90	-0,01	0,03
00:45	0,99	0,03	0,02	0,94	0,06	0,02	1,06	-0,07	0,02	1,00	0,02	0,02	0,99	0,02	0,01	1,01	-0,05	0,01
01:00	1,00	-0,01	0,01	0,96	0,01	0,01	1,01	-0,01	0,01	0,97	0,00	0,01	0,94	0,02	0,01	0,99	-0,01	0,01
01:15	0,98	0,00	0,01	1,01	-0,02	0,01	0,99	-0,01	0,01	0,99	-0,01	0,01	1,04	-0,04	0,01	1,00	-0,01	0,01
01:30	1,00	-0,01	0,01	1,04	-0,03	0,01	0,85	0,09	0,03	0,99	-0,01	0,01	0,97	0,01	0,01	0,81	0,13	0,03
01:45	1,03	0,00	0,01	1,03	0,00	0,01	0,98	0,04	0,02	1,01	0,01	0,01	1,13	-0,06	0,01	1,04	0,00	0,02
02:00	1,00	0,00	0,01	1,01	-0,01	0,01	0,97	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	0,96	0,02	0,01	0,98	0,00	0,01
02:15	1,00	0,00	0,01	0,98	0,00	0,01	1,01	-0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	1,00	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01
02:30	0,99	0,00	0,01	0,96	0,01	0,02	1,00	-0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	1,06	-0,04	0,01	1,01	-0,02	0,01
02:45	0,99	0,00	0,01	1,03	-0,02	0,02	0,97	0,01	0,01	1,00	0,00	0,01	1,01	-0,01	0,01	0,96	0,01	0,00
03:00	1,00	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01	0,89	0,03	0,01	1,00	0,00	0,01	1,00	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01
03:15	1,00	0,00	0,01	0,95	0,02	0,02	0,96	0,01	0,01	0,97	0,02	0,01	0,95	0,03	0,01	1,00	0,00	0,01
03:30	0,99	0,00	0,01	0,93	0,03	0,01	0,97	0,01	0,01	1,00	0,00	0,01	1,05	-0,03	0,01	1,04	-0,02	0,00
03:45	1,00	0,00	0,01	0,99	0,01	0,01	0,96	0,02	0,01	0,99	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	0,97	0,01	0,00
04:00	0,99	0,01	0,01	0,95	0,03	0,01	1,04	-0,01	0,01	0,98	0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	0,99	0,01	0,01
04:15	0,98	0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	0,93	0,03	0,01	1,01	0,01	0,01	1,03	-0,01	0,01	0,97	0,02	0,01
04:30	0,99	0,01	0,01	0,98	0,01	0,01	0,97	0,01	0,01	0,99	0,01	0,01	0,99	0,01	0,01	1,01	0,00	0,01
04:45	1,01	0,01	0,01	0,95	0,03	0,01	1,04	0,01	0,01	0,97	0,03	0,01	1,00	0,00	0,01	0,99	0,03	0,01
05:00	1,01	0,01	0,01	1,01	-0,01	0,02	1,04	-0,01	0,01	0,98	0,02	0,01	0,99	0,01	0,01	1,00	0,01	0,01
05:15	0,97	0,04	0,03	0,91	0,04	0,03	0,99	0,01	0,01	0,98	0,02	0,03	1,01	-0,01	0,02	0,96	0,03	0,01
05:30	1,02	0,01	0,01	1,00	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	1,02	0,00	0,01	1,03	-0,01	0,01	0,99	0,00	0,01
05:45	1,03	0,01	0,01	0,97	0,02	0,01	1,04	-0,01	0,01	1,00	0,03	0,01	0,95	0,03	0,01	0,96	0,02	0,01
06:00	1,02	0,02	0,02	0,98	0,02	0,01	1,00	0,00	0,01	1,03	0,00	0,01	0,98	0,02	0,00	1,07	-0,03	0,01
06:15	1,07	-0,01	0,01	1,05	-0,02	0,01	1,07	-0,04	0,03	1,02	0,02	0,01	0,98	0,02	0,01	0,98	0,01	0,02
06:30	1,02	-0,03	0,02	0,93	-0,01	0,03	0,99	0,00	0,01	0,97	0,01	0,02	0,97	-0,01	0,02	0,99	0,00	0,01
06:45	1,05	-0,03	0,02	0,98	0,00	0,01	0,99	0,01	0,01	1,04	-0,03	0,01	0,96	0,02	0,01	1,01	-0,01	0,01
07:00	1,02	0,01	0,01	1,05	-0,01	0,01	0,97	0,01	0,01	1,03	0,00	0,01	1,02	0,00	0,00	1,00	0,00	0,01
07:15	1,02	0,00	0,01	0,92	0,03	0,01	0,99	0,00	0,01	1,03	-0,01	0,01	0,96	0,02	0,01	0,98	0,01	0,01
07:30	1,00	0,02	0,01	1,05	-0,01	0,01	0,89	-0,01	0,02	1,00	0,02	0,01	1,01	0,00	0,01	0,92	0,01	0,02
07:45	0,99	0,02	0,01	1,02	0,00	0,01	0,96	0,00	0,01	0,97	0,03	0,01	0,97	0,03	0,01	0,95	0,01	0,01
08:00	0,97	0,03	0,01	0,97	0,02	0,01	1,02	0,00	0,01	0,97	0,03	0,01	0,95	0,03	0,01	1,02	-0,01	0,01
08:15	1,02	0,00	0,02	1,04	-0,01	0,01	1,01	0,00	0,01	1,01	-0,01	0,01	1,04	-0,02	0,01	1,01	0,00	0,01
08:30	0,99	0,01	0,02	1,04	-0,02	0,01	1,01	0,01	0,01	1,00	0,00	0,01	0,95	0,03	0,00	1,00	0,00	0,01
08:45	0,98	0,02	0,01	1,04	-0,01	0,01	0,99	0,01	0,01	0,98	0,01	0,01	1,01	0,00	0,01	1,00	0,01	0,01
09:00	0,97	0,02	0,01	0,98	0,02	0,01	1,01	0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	0,98	0,02	0,01	0,99	0,01	0,01
09:15	0,95	0,03	0,01	0,98	0,01	0,01	0,97	0,03	0,01	0,94	0,04	0,01	1,00	0,01	0,01	1,03	-0,01	0,01
09:30	0,99	0,02	0,01	0,97	0,03	0,01	0,96	0,03	0,01	0,98	0,01	0,01	0,96	0,02	0,01	1,03	-0,01	0,01
09:45	1,02	0,00	0,01	1,03	-0,01	0,01	0,94	0,03	0,01	1,03	-0,02	0,01	1,03	-0,02	0,01	1,01	0,00	0,01
10:00	0,99	0,01	0,01	0,97	0,02	0,02	1,00	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	0,97	0,02	0,01	1,03	-0,01	0,01
10:15	1,00	0,00	0,01	1,02	-0,01	0,01	0,97	0,01	0,01	1,00	0,00	0,01	1,07	-0,04	0,01	1,02	-0,02	0,01
10:30	1,01	0,00	0,02	1,04	-0,02	0,02	0,97	0,02	0,02	1,02	-0,02	0,02	1,04	-0,03	0,01	1,04	-0,02	0,01
10:45	1,00	-0,01	0,02	1,00	-0,01	0,01	1,00	0,00	0,02	0,99	0,01	0,01	1,05	-0,03	0,01	1,08	-0,04	0,01
11:00	0,97	0,03	0,02	0,94	0,04	0,02	1,02	0,00	0,02	1,00	0,00	0,02	1,06	-0,04	0,01	1,00	0,00	0,01
11:15	1,00	0,00	0,02	0,92	0,04	0,02	1,04	0,00	0,01	1,01	-0,01	0,02	1,01	-0,01	0,01	0,99	0,01	0,01
11:30	0,99	0,01	0,02	1,00	0,01	0,02	0,98	0,02	0,02	1,01	0,00	0,01	1,00	0,01	0,01	1,00	0,01	0,01
11:45	0,98	0,02	0,02	0,91	0,05	0,02	0,90	0,05	0,01	1,01	-0,01	0,02	0,97	0,02	0,01	1,02	-0,01	0,01
12:00	0,98	0,01	0,02	0,88	0,06	0,02	1,01	0,00	0,01	0,98	0,01	0,02	1,06	-0,04	0,01	1,03	-0,02	0,01
12:15	0,95	0,04	0,02	1,04	-0,03	0,02	0,86	0,06	0,02	0,95	0,04	0,02	0,96	0,03	0,02	0,97	0,02	0,01
12:30	0,98	0,02	0,02	0,91	0,05	0,02	0,93	0,04	0,01	0,96	0,04	0,02	1,00	0,01	0,01	1,01	0,00	0,01
12:45	1,00	0,00	0,02	1,02	-0,02	0,02	1,02	-0,02	0,02	1,00	-0,01	0,01	1,00	-0,01	0,01	1,02	-0,02	0,01
13:00	1,00	-0,01	0,02	1,02	-0,02	0,03	0,96	0,01	0,02	0,96	0,03	0,01	0,95	0,02	0,01	0,96	0,01	0,01
13:15	1,00	0,00	0,02	0,97	0,00	0,01	0,93	0,01	0,02	0,97	0,03	0,02	0,96	0,01	0,01	0,97	0,01	0,02
13:30	0,96	0,03	0,02	0,95	0,02	0,02	0,99	-0,01	0,02	0,98	0,01	0,02	0,97	0,00	0,02	0,97	0,00	0,01
13:45	0,98	0,01	0,02	0,92	0,04	0,02	1,08	-0,04	0,03	0,99	0,00	0,02	1,01	-0,02	0,02	1,00	-0,01	0,01
14:00	0,98	0,01	0,02	0,90	0,04	0,02	0,98	0,00	0,02	0,99	0,01	0,02	0,99	0,00	0,02	1,00	-0,01	0,01
14:15	1,01	-0,01	0,02	0,99	0,00	0,01	0,90	0,03	0,02	0,99	0,01	0,02	0,96	0,02	0,02	0,96	0,01	0,02
14:30	1,00	0,00	0,02	0,99	0,00	0,01	0,97	0,00	0,02	1,01	0,00	0,02	1,02	-0,01	0,01	0,98	0,01	0,01
14:45	1,00	0,00	0,02	1,02	-0,01	0,01	0,98	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	0,91	0,05	0,01	0,92	0,03	0,02

15:00	0,99	0,01	0,02	0,90	0,05	0,01	0,92	0,02	0,02	0,98	0,01	0,01	0,93	0,04	0,01	0,95	0,02	0,01
15:15	0,98	0,03	0,03	0,97	0,03	0,02	0,96	0,03	0,02	1,03	0,00	0,02	1,04	0,00	0,01	0,99	0,03	0,01
15:30	0,99	0,01	0,02	0,99	0,00	0,01	0,94	0,03	0,02	0,99	0,01	0,01	0,94	0,03	0,01	0,93	0,03	0,01
15:45	1,00	0,00	0,02	0,94	0,02	0,01	0,99	0,00	0,01	1,00	0,00	0,01	0,92	0,05	0,01	0,91	0,05	0,01
16:00	0,98	0,01	0,01	0,94	0,03	0,02	1,01	0,00	0,01	0,97	0,02	0,01	0,99	0,01	0,01	0,98	0,02	0,01
16:15	0,97	0,02	0,01	0,92	0,04	0,02	0,95	0,02	0,01	0,96	0,03	0,01	0,94	0,05	0,01	0,94	0,03	0,01
16:30	0,98	0,02	0,01	0,97	0,02	0,01	0,97	0,02	0,01	0,96	0,04	0,02	0,94	0,05	0,01	0,93	0,04	0,01
16:45	0,98	0,02	0,01	0,93	0,05	0,01	1,02	0,01	0,01	0,98	0,02	0,01	0,95	0,04	0,01	0,98	0,02	0,01
17:00	0,97	0,03	0,01	0,94	0,03	0,01	1,05	-0,01	0,01	0,96	0,04	0,01	0,93	0,06	0,01	0,94	0,05	0,01
17:15	0,99	0,02	0,01	0,84	0,09	0,02	1,01	0,02	0,01	0,97	0,03	0,01	0,93	0,05	0,01	1,02	0,01	0,01
17:30	1,01	0,01	0,01	0,90	0,06	0,02	1,02	0,01	0,01	0,98	0,03	0,01	0,97	0,03	0,01	0,95	0,04	0,01
17:45	1,00	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	0,95	0,03	0,02	0,94	0,04	0,01	1,01	-0,01	0,01	0,97	0,02	0,01
18:00	1,00	0,01	0,01	1,00	0,00	0,01	0,98	0,02	0,01	0,98	0,03	0,01	0,99	0,01	0,01	0,98	0,02	0,01
18:15	0,98	0,01	0,02	1,03	-0,01	0,02	1,01	0,00	0,02	0,96	0,03	0,01	0,94	0,04	0,01	0,97	0,02	0,01
18:30	0,99	0,01	0,02	0,97	0,02	0,01	1,00	0,00	0,02	0,97	0,03	0,01	1,03	-0,02	0,01	1,00	0,00	0,01
18:45	1,01	-0,01	0,01	1,01	-0,01	0,02	0,95	0,03	0,02	0,98	0,02	0,01	0,93	0,04	0,01	0,99	0,01	0,01
19:00	1,01	-0,01	0,01	1,02	-0,02	0,02	0,99	0,01	0,01	0,98	0,02	0,01	1,03	-0,02	0,01	1,01	0,00	0,01
19:15	1,00	0,00	0,01	0,96	0,01	0,01	1,04	-0,03	0,01	1,00	0,01	0,01	0,98	0,00	0,01	0,95	0,03	0,01
19:30	1,00	-0,01	0,01	0,93	0,03	0,01	1,01	-0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01	1,02	-0,02	0,01
19:45	1,00	0,00	0,01	0,95	0,03	0,01	0,99	0,01	0,01	0,98	0,02	0,01	1,02	-0,01	0,01	1,00	0,01	0,01
20:00	0,99	0,00	0,01	0,92	0,03	0,01	0,97	0,01	0,01	1,01	-0,02	0,01	1,00	-0,01	0,01	1,02	-0,01	0,01
20:15	0,99	-0,01	0,01	1,08	-0,06	0,01	1,00	-0,01	0,01	0,99	-0,01	0,01	0,96	0,02	0,01	0,97	0,00	0,01
20:30	1,00	-0,01	0,01	1,00	-0,02	0,01	1,02	-0,02	0,01	1,00	-0,01	0,01	0,98	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01
20:45	0,99	-0,01	0,01	0,96	0,01	0,01	1,04	-0,03	0,01	0,99	-0,01	0,01	0,95	0,02	0,01	0,93	0,02	0,01
21:00	0,97	0,00	0,01	0,95	0,01	0,01	1,05	-0,03	0,01	0,99	-0,01	0,01	0,97	0,00	0,01	0,95	0,01	0,01
21:15	1,01	-0,02	0,04	0,98	-0,01	0,02	1,01	-0,01	0,04	1,00	-0,01	0,04	1,06	-0,05	0,03	1,09	-0,05	0,04
21:30	0,95	0,07	0,02	1,00	-0,01	0,02	0,99	0,05	0,03	0,93	0,10	0,03	1,05	-0,04	0,01	0,92	0,09	0,03
21:45	1,00	0,03	0,02	0,94	0,02	0,01	1,05	0,01	0,02	1,00	0,03	0,02	0,99	0,00	0,01	1,06	0,00	0,02
22:00	0,98	0,00	0,01	0,97	0,01	0,01	1,05	-0,02	0,01	0,99	0,00	0,01	0,99	-0,01	0,01	1,04	-0,03	0,01
22:15	0,97	0,00	0,01	0,91	0,04	0,04	1,02	-0,01	0,01	0,97	0,00	0,01	1,06	-0,03	0,04	1,00	0,00	0,01
22:30	0,92	0,04	0,01	0,74	0,16	0,02	0,84	0,08	0,02	0,86	0,10	0,01	0,77	0,18	0,03	0,87	0,08	0,02
22:45	0,92	0,03	0,01	0,90	0,08	0,02	0,92	0,03	0,02	0,88	0,07	0,01	0,94	0,06	0,02	0,93	0,03	0,02
23:00	0,96	0,00	0,01	1,01	-0,01	0,01	1,00	-0,01	0,01	0,97	0,00	0,01	1,03	-0,03	0,01	0,98	0,00	0,01
23:15	0,98	-0,01	0,01	1,05	-0,04	0,01	1,01	-0,02	0,01	0,95	0,02	0,01	0,99	-0,01	0,01	0,99	-0,01	0,01
23:30	0,95	-0,04	0,03	1,04	-0,03	0,01	0,91	-0,01	0,03	0,86	0,04	0,03	1,00	-0,02	0,01	0,87	0,01	0,03
23:45	0,98	-0,01	0,02	0,98	0,02	0,01	0,98	-0,01	0,02	0,99	-0,02	0,01	0,95	0,03	0,01	1,04	-0,04	0,01
00:00	0,98	0,00	0,01	0,97	0,00	0,01	0,99	0,00	0,01	0,97	0,00	0,01	1,01	-0,02	0,01	0,97	0,01	0,01

Tabelle 8-4: Parameter des Regressionsmodells für 2 Umspannwerke für die Jahreszeit Übergangszeit

Zeit	Umspannwerk 1									Umspannwerk 2								
	Werktag			Samstag			Sonntag			Werktag			Samstag			Sonntag		
	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ	β_0	β_1	σ
00:30	0,99	-0,01	0,01	0,95	0,00	0,01	1,09	-0,06	0,01	0,98	-0,01	0,01	0,96	0,01	0,01	0,92	0,02	0,01
00:45	1,00	-0,02	0,01	1,04	-0,04	0,01	0,96	0,00	0,01	0,98	0,00	0,01	0,94	0,01	0,01	0,97	-0,01	0,00
01:00	0,98	0,00	0,01	1,01	-0,02	0,01	0,91	0,02	0,01	1,00	-0,01	0,01	0,95	0,01	0,01	0,93	0,01	0,01
01:15	1,01	-0,01	0,01	0,96	0,01	0,02	0,93	0,01	0,01	0,98	0,00	0,01	0,98	0,00	0,01	0,96	0,00	0,01
01:30	1,01	-0,01	0,01	0,94	0,02	0,01	0,84	0,05	0,01	0,99	0,00	0,01	0,97	0,00	0,01	0,96	0,00	0,01
01:45	1,04	-0,02	0,01	0,97	0,01	0,02	0,99	0,00	0,01	1,02	-0,01	0,01	1,02	-0,01	0,01	0,94	0,01	0,01
02:00	0,98	0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	1,02	-0,01	0,01	1,00	0,00	0,01	0,98	0,00	0,01	0,94	0,01	0,01
02:15	0,99	0,00	0,01	0,96	0,01	0,01	0,96	0,01	0,01	0,98	0,01	0,01	0,96	0,02	0,01	0,97	0,01	0,01
02:30	0,97	0,01	0,01	0,97	0,01	0,00	0,99	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	1,02	-0,01	0,01	1,01	-0,01	0,01
02:45	0,99	0,01	0,01	0,99	0,01	0,01	0,91	0,03	0,01	0,99	0,01	0,01	0,97	0,01	0,01	0,99	0,00	0,00
03:00	0,99	0,01	0,01	0,96	0,02	0,01	0,97	0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	0,96	0,02	0,01	0,97	0,00	0,01
03:15	0,97	0,02	0,01	1,02	-0,01	0,01	0,98	0,00	0,01	0,98	0,02	0,01	0,99	0,01	0,01	1,02	-0,01	0,01
03:30	0,98	0,01	0,01	1,00	0,00	0,01	1,08	-0,02	0,00	1,00	0,00	0,01	1,00	0,00	0,01	1,00	0,00	0,01
03:45	1,01	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	0,97	0,01	0,01	0,95	0,03	0,01	1,04	-0,01	0,01	0,97	0,01	0,01
04:00	1,00	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	0,90	0,03	0,01	0,99	0,01	0,01	0,99	0,00	0,01	0,97	0,01	0,01
04:15	0,96	0,02	0,01	1,05	-0,02	0,01	1,00	0,00	0,01	0,99	0,02	0,01	1,05	-0,02	0,01	1,01	0,00	0,01
04:30	0,95	0,03	0,02	1,00	0,00	0,01	1,03	-0,01	0,01	0,97	0,02	0,01	0,99	0,01	0,01	1,00	0,01	0,01
04:45	0,98	0,02	0,01	1,05	-0,02	0,01	0,99	0,01	0,01	0,96	0,02	0,01	0,94	0,03	0,01	1,07	-0,02	0,01
05:00	1,02	0,00	0,01	1,04	-0,01	0,01	1,06	-0,01	0,01	0,96	0,03	0,01	1,01	-0,01	0,01	0,97	0,01	0,01
05:15	0,96	0,01	0,02	1,01	-0,04	0,02	1,00	0,00	0,01	0,88	0,06	0,02	0,80	0,07	0,01	0,98	0,01	0,00
05:30	1,00	0,02	0,01	0,97	0,01	0,01	0,95	0,02	0,01	0,99	0,02	0,01	1,02	0,00	0,01	1,04	-0,02	0,00
05:45	0,99	0,04	0,01	0,94	0,03	0,01	1,07	-0,02	0,01	0,96	0,05	0,01	1,02	0,00	0,01	0,94	0,02	0,01
06:00	1,00	0,03	0,01	0,96	0,03	0,01	0,95	0,02	0,01	0,97	0,04	0,01	0,93	0,04	0,01	0,97	0,01	0,01
06:15	1,06	0,01	0,01	1,04	0,00	0,01	0,93	-0,01	0,02	0,98	0,05	0,01	1,02	0,00	0,01	0,87	0,03	0,01
06:30	1,05	0,00	0,01	1,05	-0,01	0,01	1,05	-0,01	0,01	1,03	0,00	0,01	0,97	0,02	0,01	0,94	0,02	0,01
06:45	1,03	0,01	0,01	1,05	-0,01	0,01	0,91	0,03	0,01	0,97	0,04	0,01	0,91	0,05	0,01	0,91	0,03	0,01
07:00	1,02	0,01	0,01	1,00	0,01	0,01	0,97	0,02	0,01	0,97	0,04	0,01	1,04	-0,01	0,01	0,93	0,03	0,01
07:15	1,01	0,02	0,01	0,97	0,02	0,01	1,00	0,01	0,01	0,94	0,06	0,01	0,96	0,03	0,01	0,95	0,03	0,01
07:30	1,02	0,00	0,01	1,04	0,00	0,01	0,91	0,04	0,01	1,01	0,01	0,01	0,98	0,01	0,01	1,07	-0,02	0,00
07:45	0,96	0,04	0,01	1,03	0,00	0,01	0,98	0,01	0,01	0,95	0,05	0,01	0,90	0,06	0,01	0,99	0,01	0,01
08:00	0,95	0,05	0,01	0,98	0,02	0,01	1,06	-0,01	0,01	0,94	0,06	0,01	1,02	0,00	0,01	1,03	-0,01	0,01
08:15	0,98	0,03	0,01	1,02	0,00	0,01	0,97	0,02	0,01	1,04	-0,03	0,01	0,95	0,04	0,01	1,01	0,00	0,01
08:30	0,98	0,02	0,01	0,99	0,01	0,01	0,85	0,06	0,01	1,01	-0,01	0,01	1,02	-0,01	0,01	1,01	0,00	0,01
08:45	1,00	0,00	0,01	1,02	0,00	0,01	0,94	0,03	0,01	1,00	-0,01	0,01	1,03	-0,02	0,01	1,04	-0,01	0,01
09:00	0,94	0,05	0,02	1,01	0,00	0,01	1,01	0,00	0,01	0,95	0,03	0,01	1,00	-0,01	0,01	1,09	-0,03	0,01
09:15	0,92	0,05	0,01	0,94	0,03	0,01	0,79	0,08	0,01	1,03	-0,04	0,01	1,03	-0,02	0,01	1,01	0,00	0,01
09:30	0,96	0,03	0,01	1,03	-0,01	0,01	0,91	0,04	0,01	1,02	-0,03	0,01	1,02	-0,01	0,01	0,96	0,01	0,01
09:45	1,02	0,00	0,02	0,98	0,01	0,02	1,09	-0,03	0,01	1,04	-0,02	0,02	1,05	-0,03	0,01	1,03	-0,01	0,01
10:00	0,97	0,03	0,02	0,97	0,02	0,01	0,99	0,01	0,01	1,00	-0,01	0,01	1,14	-0,08	0,01	1,08	-0,03	0,01
10:15	1,00	0,00	0,02	0,98	0,01	0,02	0,96	0,01	0,03	0,99	0,00	0,02	1,02	-0,01	0,01	1,05	-0,02	0,01
10:30	0,98	0,02	0,02	0,90	0,07	0,02	1,01	0,00	0,01	1,02	-0,01	0,02	1,02	-0,02	0,01	1,05	-0,02	0,01
10:45	0,98	0,01	0,02	0,98	0,01	0,02	0,81	0,08	0,02	0,99	0,01	0,01	1,07	-0,04	0,01	1,00	0,00	0,01
11:00	0,97	0,03	0,02	1,07	-0,05	0,01	0,80	0,09	0,01	0,98	0,01	0,02	0,95	0,03	0,01	0,95	0,02	0,02
11:15	0,99	0,01	0,02	0,98	0,01	0,02	0,90	0,05	0,01	1,00	0,00	0,02	1,00	0,00	0,02	0,96	0,02	0,01
11:30	0,96	0,04	0,02	1,03	-0,01	0,02	1,09	-0,03	0,02	1,01	-0,01	0,01	1,00	0,00	0,02	0,96	0,02	0,02
11:45	0,98	0,01	0,02	0,90	0,05	0,02	0,92	0,04	0,02	1,00	0,00	0,02	0,99	0,00	0,01	0,93	0,03	0,01
12:00	0,90	0,07	0,03	0,99	-0,01	0,02	0,88	0,06	0,01	0,94	0,04	0,02	1,01	-0,01	0,01	1,06	-0,03	0,01
12:15	0,99	0,00	0,03	0,97	0,01	0,02	1,24	-0,12	0,03	0,97	0,01	0,02	1,01	-0,02	0,01	0,94	0,02	0,01
12:30	0,89	0,08	0,03	0,96	0,02	0,02	0,66	0,14	0,02	0,97	0,02	0,02	1,06	-0,04	0,01	1,05	-0,04	0,02
12:45	0,97	0,01	0,03	0,91	0,04	0,03	1,01	-0,01	0,03	1,00	0,00	0,02	0,94	0,01	0,02	0,92	0,02	0,01
13:00	0,86	0,10	0,03	0,93	0,03	0,02	0,81	0,07	0,02	1,00	-0,01	0,02	0,98	-0,01	0,01	0,92	0,02	0,01
13:15	0,92	0,06	0,03	0,88	0,04	0,03	1,35	-0,16	0,04	0,96	0,03	0,02	0,99	-0,01	0,02	0,99	-0,01	0,02
13:30	0,92	0,06	0,03	0,90	0,04	0,01	0,67	0,12	0,03	1,01	-0,01	0,02	1,02	-0,02	0,02	1,01	-0,01	0,02
13:45	1,07	-0,06	0,03	0,96	0,01	0,02	1,05	-0,02	0,02	0,92	0,05	0,02	1,05	-0,02	0,01	0,93	0,01	0,02
14:00	0,94	0,04	0,03	1,01	-0,01	0,02	0,91	0,02	0,03	0,92	0,05	0,02	0,89	0,04	0,01	0,94	0,02	0,02
14:15	0,87	0,09	0,03	1,03	-0,02	0,02	1,10	-0,04	0,02	0,97	0,01	0,02	1,04	-0,03	0,02	0,93	0,02	0,02
14:30	1,00	0,00	0,03	0,91	0,04	0,02	0,69	0,09	0,02	0,98	0,01	0,02	1,02	-0,01	0,01	0,75	0,07	0,02
14:45	0,91	0,07	0,03	0,90	0,03	0,02	0,75	0,09	0,03	0,96	0,03	0,02	0,98	0,01	0,02	1,00	0,00	0,02

15:00	1,00	-0,01	0,03	1,03	-0,01	0,02	0,89	0,03	0,02	0,96	0,03	0,02	1,01	-0,01	0,01	0,94	0,02	0,02
15:15	0,90	0,08	0,03	0,83	0,07	0,03	1,10	-0,04	0,02	0,94	0,04	0,03	1,00	0,01	0,01	0,86	0,05	0,02
15:30	0,90	0,07	0,03	1,07	-0,02	0,02	0,98	0,00	0,02	1,00	0,00	0,02	0,99	0,00	0,02	1,01	0,00	0,02
15:45	0,91	0,06	0,03	0,89	0,05	0,02	0,79	0,07	0,02	0,95	0,03	0,02	0,99	0,00	0,01	0,91	0,03	0,02
16:00	0,99	0,01	0,03	0,96	0,02	0,02	0,96	0,02	0,03	0,97	0,02	0,02	0,90	0,04	0,01	1,02	0,00	0,02
16:15	0,97	0,02	0,03	1,02	-0,01	0,01	1,01	0,00	0,03	0,97	0,02	0,02	0,96	0,02	0,01	0,91	0,03	0,02
16:30	0,92	0,06	0,03	0,89	0,05	0,01	0,60	0,15	0,03	0,98	0,01	0,01	0,98	0,02	0,01	0,64	0,12	0,03
16:45	0,92	0,06	0,02	0,90	0,03	0,03	1,01	0,00	0,01	0,95	0,04	0,02	0,94	0,04	0,01	0,89	0,05	0,01
17:00	0,99	0,01	0,03	0,94	0,03	0,01	1,18	-0,06	0,02	0,89	0,09	0,02	0,94	0,03	0,01	1,02	0,01	0,02
17:15	0,96	0,03	0,02	1,07	-0,02	0,02	1,14	-0,04	0,02	0,95	0,04	0,02	0,98	0,01	0,01	0,91	0,04	0,01
17:30	1,02	-0,01	0,02	1,07	-0,03	0,02	0,69	0,13	0,02	0,99	0,01	0,02	0,97	0,02	0,01	0,94	0,03	0,01
17:45	0,91	0,07	0,02	0,95	0,03	0,01	1,10	-0,04	0,03	0,99	0,02	0,01	0,91	0,05	0,01	1,10	-0,03	0,01
18:00	0,98	0,02	0,02	0,87	0,06	0,01	1,13	-0,04	0,01	0,98	0,03	0,01	0,94	0,04	0,01	0,97	0,03	0,02
18:15	1,02	-0,01	0,01	1,04	-0,01	0,01	0,98	0,02	0,03	0,95	0,04	0,01	0,90	0,06	0,01	0,98	0,03	0,01
18:30	0,98	0,02	0,02	1,08	-0,03	0,01	1,05	-0,01	0,01	0,97	0,03	0,01	0,94	0,04	0,01	1,03	0,00	0,01
18:45	1,04	-0,02	0,01	1,12	-0,05	0,01	0,95	0,03	0,01	0,96	0,05	0,01	0,99	0,01	0,01	0,97	0,03	0,01
19:00	0,97	0,03	0,01	1,02	0,00	0,01	1,00	0,01	0,02	0,99	0,02	0,01	0,95	0,04	0,01	0,90	0,05	0,01
19:15	1,05	-0,03	0,02	1,09	-0,04	0,01	1,05	-0,01	0,01	1,02	-0,01	0,01	0,97	0,02	0,01	0,93	0,04	0,01
19:30	0,99	0,01	0,02	0,91	0,04	0,01	1,01	0,00	0,01	0,94	0,05	0,01	0,93	0,04	0,01	0,91	0,05	0,01
19:45	1,01	-0,01	0,02	0,95	0,03	0,01	1,01	0,00	0,01	0,94	0,05	0,01	0,98	0,01	0,01	0,96	0,03	0,01
20:00	0,99	0,01	0,02	1,01	-0,01	0,01	1,00	0,00	0,01	0,94	0,05	0,01	0,96	0,02	0,00	0,91	0,05	0,01
20:15	0,96	0,02	0,01	1,01	-0,01	0,01	0,94	0,02	0,01	0,92	0,06	0,01	0,99	0,00	0,01	0,99	0,01	0,01
20:30	0,92	0,05	0,02	0,87	0,06	0,01	0,92	0,03	0,02	0,92	0,06	0,01	0,99	0,00	0,01	1,03	-0,01	0,01
20:45	0,93	0,04	0,01	0,90	0,04	0,01	0,91	0,04	0,01	0,90	0,07	0,01	1,00	0,00	0,01	0,90	0,05	0,01
21:00	0,96	0,02	0,01	0,90	0,04	0,02	0,93	0,03	0,02	0,89	0,07	0,01	0,96	0,02	0,01	0,90	0,05	0,01
21:15	1,05	-0,01	0,02	0,93	0,02	0,01	1,06	0,02	0,02	1,08	-0,02	0,02	0,93	0,03	0,01	1,27	-0,09	0,02
21:30	0,95	0,02	0,01	0,95	0,01	0,01	0,95	0,02	0,01	1,00	-0,01	0,01	0,96	0,01	0,01	1,01	-0,01	0,01
21:45	1,01	-0,02	0,01	1,02	-0,02	0,01	1,01	0,00	0,01	1,00	-0,01	0,01	0,97	0,01	0,01	0,97	0,01	0,01
22:00	0,99	-0,01	0,01	0,93	0,02	0,01	1,05	-0,02	0,01	1,00	-0,02	0,01	1,06	-0,04	0,01	1,04	-0,02	0,01
22:15	0,90	0,05	0,01	0,89	0,09	0,02	0,91	0,05	0,01	0,83	0,10	0,02	1,25	-0,07	0,02	0,94	0,04	0,02
22:30	0,97	0,00	0,01	1,02	-0,01	0,01	0,99	-0,01	0,01	0,95	0,01	0,01	1,04	-0,03	0,01	1,02	-0,02	0,01
22:45	0,97	-0,01	0,01	1,01	-0,02	0,01	1,04	-0,04	0,01	0,94	0,02	0,01	0,96	0,00	0,01	0,90	0,03	0,01
23:00	0,96	-0,01	0,02	1,01	-0,02	0,01	1,00	-0,01	0,01	0,94	0,02	0,01	0,99	-0,01	0,01	0,92	0,03	0,01
23:15	0,99	0,00	0,01	1,01	-0,02	0,00	1,04	-0,01	0,01	1,00	0,01	0,01	1,01	-0,02	0,01	1,01	0,01	0,01
23:30	0,96	0,01	0,01	1,06	-0,04	0,01	1,02	-0,03	0,01	0,96	0,01	0,01	0,92	0,02	0,01	1,01	-0,02	0,01
23:45	0,99	0,00	0,01	0,96	0,02	0,01	1,02	-0,01	0,01	0,98	0,01	0,01	0,93	0,03	0,00	0,94	0,03	0,01
00:00	0,96	0,00	0,02	0,99	-0,01	0,01	0,99	-0,01	0,01	0,96	0,01	0,01	0,93	0,02	0,01	1,03	-0,03	0,00

B Weitere Validierungen der stochastischen Modellierung der Residuallast

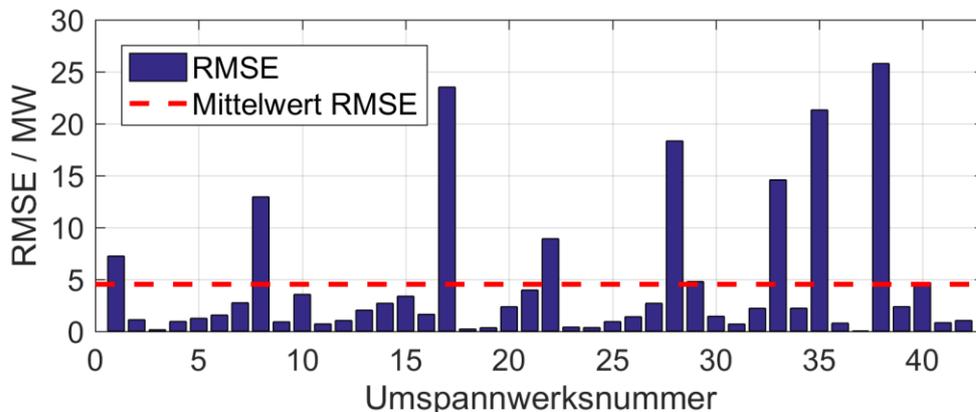


Abbildung 8-2: RMSE des 1. Perzentils über die Dauer eines Jahres für die stochastischen Modellierung der Residuallast von 42 Umspannwerken

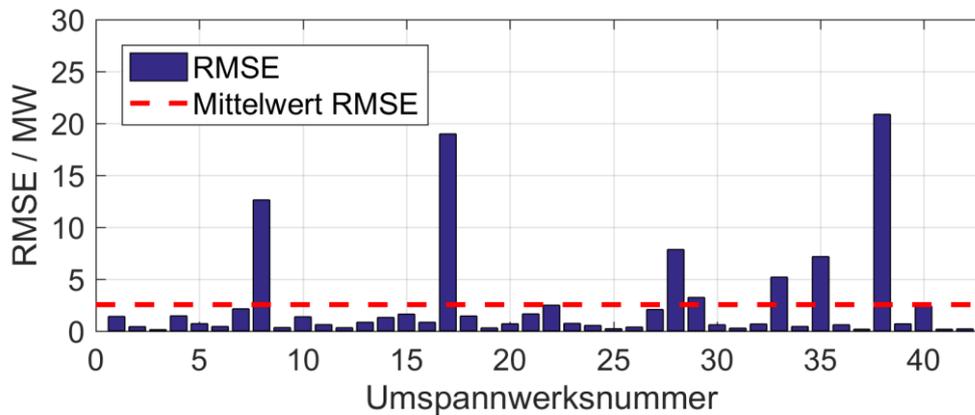


Abbildung 8-3: RMSE des 1. Perzentsils über die Dauer eines Jahres für die stochastischen Modellierung der Residuallast von 42 Umspannwerken

C Netzparameter des 5-Knoten-Testsystems

Wie bereits in Kapitel 4.2 beschrieben ist die Topologie des 5-Knoten-Testsystems aus [86] entnommen und die Leitungparameter wurden angepasst, um ein kleines 110 kV-Netz abzubilden. Nachfolgend sind in Tabelle 8-5 die Leitungparameter angegeben.

Tabelle 8-5: Leitungparameter des 5-Knoten-Testsystems

Leitung	Von (Knoten)	Nach (Knoten)	R (Ω)	X (Ω)	I_{therm} (A)	Länge (km)
1-2	1	2	6,28	15,636	535	40
1-4	1	4	4,71	11,727	535	30
1-5	1	5	3,14	7,818	535	20
2-3	2	3	3,14	7,818	535	20
3-4	3	4	3,14	7,818	535	20
4-5	4	5	3,14	7,818	535	20

D Berechnung der ACDF-Methode am 5-Knoten-Testsystem

Um die Anwendung der ACDF zu verdeutlichen, erfolgt ein numerisches Beispiel zur Berechnung der ACDF. Als Netzmodell wird das 5-Knoten-Testsystem aus Abbildung 4-2 verwendet und eine Berechnung erfolgt lediglich für die Wirkleistungen. Der Linearisierungspunkt wird, wie in Abschnitt 4.3.2 beschrieben, zu $P_{\text{Leitung-d}}^0 = 0 \text{ MW}$ & $\Delta P_g = 1 \text{ MW}$ gewählt. Zur Berechnung der ACDF muss demnach zunächst ein Lastfluss berechnet werden, bei dem sämtliche Knotenleistungen $P_{\text{Knoten}} = 0 \text{ MW}$ betragen. Da das 5-Knoten-Testsystem nur von einem Bilanzknoten an Knoten 4 versorgt wird, entstehen in diesem Fall keine Leistungsflüsse und es gilt $P_{\text{Leitung}}^0 = 0 \text{ MW}$. Für eine Berechnung der ACDF aller Leitungen bezogen auf Knoten 3, wird die Knotenleistung an Knoten 3 um $\Delta P_3 = 1 \text{ MW}$ erhöht.

Daraus resultieren die folgenden Lastflüsse (wobei ein positiver Wert auf Leitung $i-j$ bedeutet, dass der Leistungsfluss von Knoten i zu Knoten j fließt):

$$\mathbf{P}_{\text{Leitung}}|_{\Delta P_3} = \begin{bmatrix} P_{1-2} \\ P_{1-4} \\ P_{1-5} \\ P_{2-3} \\ P_{3-4} \\ P_{4-5} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,2059 \\ -0,1177 \\ -0,0883 \\ 0,2059 \\ -0,7942 \\ 0,0833 \end{bmatrix} \text{ MW} \quad (8-3)$$

In (8-3) wurde wiederum die verlustlose Betrachtung nach [91] verwendet, in dem die Leistungsflüsse auf der Mitte der Leitung berechnet wurden. Nach Formel (4-9) berechnet sich der ACDF von Knoten 3 auf Leitung 3-4 zu:

$$\begin{aligned} ACDF_{P, \text{Leitung } 3-4, 3} &= \frac{P_{3-4} - P_{3-4}^0}{\Delta P_3} = \frac{-0,7942 \text{ MW} - 0 \text{ MW}}{1 \text{ MW}} \\ &= -0,7942 \end{aligned} \quad (8-4)$$

Nach der Berechnung der ACDF an allen Knoten folgt für die Abbildungsmatrix:

$$\mathbf{ACDF}_P = \begin{bmatrix} -0,1765 & 0,4118 & 0,2059 & 0 & -0,0882 \\ -0,4706 & -0,2354 & -0,1177 & 0 & -0,2353 \\ -0,3530 & -0,1765 & -0,0883 & 0 & 0,3235 \\ -0,1765 & -0,5883 & 0,2059 & 0 & -0,0882 \\ -0,1765 & -0,5883 & -0,7942 & 0 & -0,0882 \\ 0,3530 & 0,1765 & 0,0883 & 0 & 0,6765 \end{bmatrix} \quad (8-5)$$

Dabei kann die Matrix aus (8-5) für (4-2) verwendet werden. Die Zeilen beschreiben in (8-5) die Leitungen und die Spalten die Knoten im Testsystem. Da das 5-Knoten-Testsystem insgesamt 6 Leitungen und 5 Knoten besitzt, ergibt sich die Form der Matrix zu 6 Zeilen und 5 Spalten.

E Linearisierung der Blindleistungsflüsse

Die Linearisierung des Blindleistungsflusses erfolgt anhand des Imaginärteils aus (4-3). Wie bereits in Kapitel 4.3 beschreiben liegt den Linearisierungen eine Entkopplung der Wirk- und Blindleistungsflüsse nach [88] und [89] zu Grunde. Aufgrund des R/X-Verhältnisses hängt der Blindleistungsfluss überwiegend vom Betrag der Knotenspannung ab [87]. Es folgt als Näherung für den Blindleistungsfluss:

$$\underline{Q}_{i-j} = \frac{|\underline{U}_i|^2 - (|\underline{U}_i| \cdot |\underline{U}_j| \cdot \cos(\vartheta_i - \vartheta_j))}{X} \quad (8-6)$$

Mit:	\underline{Q}_{i-j}	Blindleistungsfluss	MVA
	X	Leistungsreaktanz	Ω
	$ \underline{U}_i , \underline{U}_j $	Spannungsbeträge an Anschlussknoten i bzw. j	kV

$\vartheta_i, \vartheta_{ij}$ Spannungswinkel an den Anschlussknoten i bzw. j °

Durch eine Taylorreihenentwicklung erster Ordnung kann der Blindleistungsfluss über einer Leitung, bei Änderung der Spannungsbeträge, wie folgt berechnet werden.

$$Q_{i-j}(|\underline{U}_i| + \Delta|\underline{U}_i|) = Q_{i-j}(|\underline{U}_i|) + \frac{\partial Q_{i-j}}{\partial |\underline{U}_i|} \cdot \Delta|\underline{U}_i| \quad (8-7)$$

Mit: P_{i-j} Wirkleistungsfluss auf Leitung $i-j$
 $\Delta|\underline{U}_i|$ Änderung des Spannungsbetrags an Anschlussknoten i

Die weitere Herleitung der Linearisierung der Blindleistung erfolgt analog zur Wirkleistung und kann Kapitel 4.3 entnommen werden. Die Linearisierung der Blindleistung besitzt einen größeren Fehler als die Wirkleistung. Eine Validierung der Blindleistungsflüsse bei Verwendung der ACDF-Methode ist Abbildung 8-4 dargestellt. Die Grafik ist identisch zu Abbildung 4-6 aufgebaut. Die Interpretation der Grafik kann somit analog erfolgen.

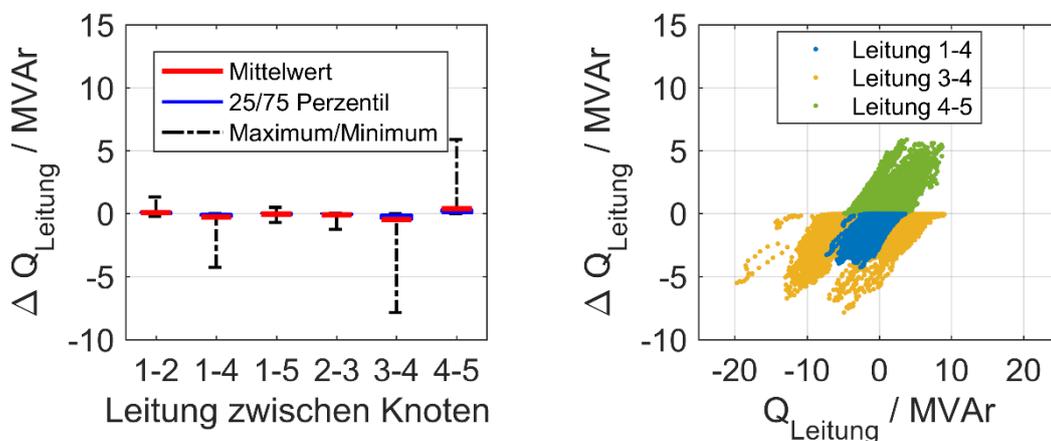


Abbildung 8-4: Validierung der Blindleistungsflüsse im 5-Knoten-Testsystem anhand eines Boxplots (links) und dargestellt über die Blindleistungsflüsse auf den Leitungen (rechts)

F Berechnung der ACLODF für das 5-Knoten-Testsystem

In diesem Abschnitt erfolgt ein numerisches Beispiel zur Berechnung der ACLODF einer einzelnen Leitung und eines MBs am Beispiel des 5-Knoten-Testsystems. In Anhang D wurden bereits die ACDF des 5-Knoten-Testsystems in (8-5) berechnet. Nach (4-24) berechnen sich der ACLODF der Leistungsänderung auf Leitung 4-5 durch einen Ausfall von Leitung 3-4 zu (Ausfall einer einzelnen Leitung):

$$\text{ACLODF}_{P,4-5,3-4} = \frac{\text{ACDF}_{P,6,4} - \text{ACDF}_{P,6,3}}{1 + \text{ACDF}_{P,5,3} - \text{ACDF}_{P,5,4}} \quad (8-8)$$

$$\mathbf{ACLODF}_{P,4-5,3-4} = \frac{0 - 0,0883}{1 - 0,7942 - 0} = -0,429$$

Die Nummerierung der ACDF in (8-8) entspricht der Zeile und Spalte. Im 5-Knoten-Testsystem wird der Ausfall der Leitungen 1-2,1-4,1-5 als MB betrachtet. Für die Berechnung der ACLODF muss zunächst die Inverse-Sensitivitätsmatrix aus (4-25) bzw. (4-26) berechnet werden. Da die Leistungsflussrichtungen im 5-Knoten-Testsystem für das MB umgekehrt zu Abbildung 4-11 definiert sind, muss das Vorzeichen der Einheitsmatrix geändert werden. Somit berechnet sich die Inverse-Sensitivitätsmatrix zu:

$$\mathbf{SF}_{MB} = \left[\begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} [\mathbf{ACDF}_P]_{1,2} & [\mathbf{ACDF}_P]_{1,4} & [\mathbf{ACDF}_P]_{1,5} \\ [\mathbf{ACDF}_P]_{2,2} & [\mathbf{ACDF}_P]_{2,4} & [\mathbf{ACDF}_P]_{2,5} \\ [\mathbf{ACDF}_P]_{3,2} & [\mathbf{ACDF}_P]_{3,4} & [\mathbf{ACDF}_P]_{3,5} \end{pmatrix} \right]^{-1}$$

$$\mathbf{SF}_{MB} = \left[\begin{pmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} 0,4118 & 0 & -0,0882 \\ -0,2354 & 0 & -0,2353 \\ -0,1765 & 0 & 0,3235 \end{pmatrix} \right]^{-1} \quad (8-9)$$

$$\mathbf{SF}_{MB} = \begin{bmatrix} -1,7694 & 0 & 0,2308 \\ 0,3078 & -1 & 0,3077 \\ 0,4617 & 0 & -1,5385 \end{bmatrix}$$

Mit der Sensitivitätsmatrix berechnet sich der ACLODF der Leistungsflussänderung auf Leitung 4-5 durch einen Ausfall von Leitung 1-5 als Teil des MBs zu.

$$\mathbf{ACLODF}_{P,4-5,5-1,MB} = (-1) \cdot [\mathbf{ACDF}_P]_{6,MB} \cdot [\mathbf{SF}_{MB}]_3$$

$$\mathbf{ACLODF}_{P,4-5,5-1,MB} = (-1) \cdot [0,1765 \quad 0 \quad 0,6765] \cdot \begin{bmatrix} 0,2308 \\ 0,3077 \\ -1,5385 \end{bmatrix} \quad (8-10)$$

$$\mathbf{ACLODF}_{P,4-5,5-1,MB} = 1$$

Der Wert für den ACLODF = 1 aus (8-10) bedeutet, dass im Fall eines Ausfalls des MBs jeglicher Leistungsfluss, der durch das MB zu Knoten 5 geflossen ist, nach dem Ausfall über Leitung 4-5 fließen muss. Berechnet man, wie gezeigt, die ACLODF für die Ausfälle der einzelnen Leitungen und des MBs des 5-Knoten-Testsystems, so folgt:

$$\mathbf{ACLODDF}_P = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 & -1 & -1 & -0,273 \\ 0 & -1 & 0 & 0,572 & 0,572 & -0,727 \\ 0 & 0 & -1 & 0,428 & 0,428 & 1 \\ -1 & 0 & 0 & -1 & -1 & -0,273 \\ -1 & 0 & 0 & -1 & -1 & -0,273 \\ 0 & 0 & 1 & -0,428 & 0,428 & -1 \end{bmatrix} \quad (8-11)$$

G Liste eigener Publikationen

- | | |
|-------------|---|
| 2018 | <ul style="list-style-type: none"> - P. Wiest, D. Groß, K. Rudion, "<i>Probabilistische Verteilnetzplanung zur Analyse der Gleichzeitigkeit von Elektromobilität,</i>" Tagung Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien, Berlin, Deutschland, Januar 2018. - P. Wiest, K. Rudion, A. Probst, "<i>Efficient integration of (n-1)-security into probabilistic network expansion planning,</i>" International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Volume 94, S. 151-159, Januar 2018. |
| 2017 | <ul style="list-style-type: none"> - P. Wiest, D. Groß, K. Rudion, A. Probst, "<i>Auswirkungen der Spitzenkappung von erneuerbaren Energien auf den Netzausbau im Hochspannungsnetz,</i>" Internationaler ETG Congress 2017, Bonn, Deutschland, November 2017. - D. Groß, P. Wiest, K. Rudion, L. Rupp, "<i>Konzept einer praktikablen, stabilen und übertragbaren Zustandsschätzung für Verteilnetze,</i>" Internationaler ETG Congress 2017, Bonn, Deutschland, November 2017. - H. Früh, P. Wiest, K. Rudion, "<i>Bewertung der Spannungshaltungsmaßnahmen in Niederspannungsnetzen mittels probabilistischer Ansätze,</i>" Internationaler ETG Congress 2017, Bonn, Deutschland, November 2017. - D. Groß, P. Wiest, K. Rudion, A. Probst, "<i>Parametrization of Stochastic Load Profile Modeling Approaches for Smart Grid Simulations,</i>" IEEE ISGT Europe 2017, Turin, Italien, September 2017. - O. Laribi, P. Wiest, K. Rudion, "<i>Optimal Dimensioning and Operation of a Grid-Supporting Energy Storage System,</i>" IEEE ISGT Europe 2017, Turin, Italien, September 2017. - P. Wiest, D. Groß, K. Rudion, A. Probst, "<i>Security-Constrained Dynamic Curtailment Method for Renewable Energy Sources in Grid Planning,</i>" IEEE ISGT Europe 2017, Turin, Italien, September 2017. - N. Kaiser, P. Wiest, O. Laribi, K. Rudion, "<i>Evaluation of Energy-Storage for Reducing Grid Reinforcement in High Voltage Grids,</i>" IEEE PESS, Nürnberg, Juni 2017. - D. Groß, P. Wiest, K. Rudion, "<i>Comparison between Stochastic Load Profile Modeling Approaches for Low Voltage Residential Consumers,</i>" IEEE PES Powertech 2017, Manchester, Großbritannien, Juni 2017. - P. Wiest, K. Rudion, "<i>Optimization of Power Feed-In Curtailment from RES and its Consideration within Grid Planning,</i>" IEEE PES Powertech 2017, Manchester, Großbritannien, Juni 2017. |

-
- P. Wiest, S. Eberlein, K. Rudion, A. Probst, "*Comparison between Static and Dynamic Curtailment of RES in Probabilistic High Voltage Distribution Grid Planning*," 24th International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - CIRED, Glasgow, Großbritannien, Juni 2017.
 - P. Wiest, D. Groß, K. Rudion, A. Probst, "*Rapid identification of worst-case conditions: improved planning of active distribution grids*," IET Generation, Transmission & Distribution, S. 2412-2417, 22 06 2017.
- 2016**
- K. Frey, P. Wiest, K. Rudion, J. Christian, "*Automated Operation of Parallel VSC HVDC Links within an Interconnected AC Network*," IEEE PES General Meeting, Boston, USA, Juli 2016.
 - P. Wiest, K. Frey, K. Rudion, A. Probst, "*Dynamic Curtailment Method for Renewable Energy Sources in Distribution Grid Planning*," IEEE PES General Meeting, Boston, USA, Juli 2016.
- 2015**
- P. Wiest, K. Rudion und A. Probst, "*Weather Data-based Load Profile Modeling for Grid Expansion Planning*," IEEE PES Powertech 2015, Eindhoven, Niederlande, Juli 2015.
 - P. Wiest, K. Rudion und A. Probst, "*New Hybrid Planning Approach for Distribution Grids with a high Penetration of RES*," 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution - CIRED, Lyon, Frankreich, Juni 2015.
- 2014**
- T. Eberl, K. Hufendiek, P. Wiest, K. Rudion, "*Integrale Modellierung von Verteilnetzen und verteilter Erzeugung*," Zentrum für Energieforschung Stuttgart – ZFES, Oktober 2014.
 - P. Wiest, K. Rudion, A. Probst, "*Optimierung der Verteilnetzplanung mit hohem Anteil an dezentraler Erzeugung*," Ingenieurspiegel 4/2014.
 - S. Eilenberger, J. Schäfer, P. Wiest, S. Tenbohlen, D. Schöllhorn, "*Power Management System for Voltage Control in Probabilistic Simulations*," 13th International Conference on Probabilistic Methods applied to Power System - PMAPS, Durham, Großbritannien, Juli 2014.
 - P. Wiest, S. Eilenberger, S. Tenbohlen, "*Ausfallarbeit bei einem Einspeisemanagement für Photovoltaikanlagen im Niederspannungsnetz*," IEEE PESS Power and Energy Student Summit, Stuttgart, Januar 2014.
- 2012**
- P. Wiest, A. Probst, M. Braun, S. Tenbohlen, "*Wirtschaftliche Betrachtung von Batteriespeichern zur Frequenzregelung*," IEEE PESS Power and Energy Student Summit, Ilmenau, Januar 2012.
-

9 Literaturverzeichnis

- [1] F. Pilo, S. Jupe, F. Silvestro, C. Abbey, A. Baitch, B. Bak-Jensen, C. Carter-Brown, G. Celli, K. El Bakari, M. Fan, P. Georgilakis, T. Hearne, L. N. Ocho, G. Petretto und J. Taylor, *Planning and Optimization Methods for Active Distribution Systems - Working Group C6.19*, CIGRE, 2014.
- [2] H. Berndt, M. Hermann, H. D. Kreye, R. Reinisch, U. Scherer und J. Vanzetta, *TransmissionCode 2007 - Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber*, Berlin: Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW, 2007.
- [3] Netze BW GmbH, *Netzausbauplan 2014 - Ausbau des 110-kV-Netzes der Netze BW GmbH*, Stuttgart, 2014.
- [4] Deutsche Energie Agentur GmbH (dena), *dena-Verteilnetzstudie - Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030*, dena-Verteilnetzstudie, Hrsg., Berlin, 2012.
- [5] C. Rehtanz, M. Greve, B. Gwisdorf, A. El-Hadidy, J. Kays, M. Küch, V. Liebenau und J. Teuwsen, *EnBW-Verteilnetzstudie - Vollständiger Abschlussbericht*, Dortmund, Deutschland, 2014.
- [6] P. Wiest, K. Rudion und A. Probst, „New Hybrid Planning Approach for Distribution Grids with a high Penetration of RES,“ in *CIGRE - The 23rd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution*, Lyon, Frankreich, 2015.
- [7] A. Probst, *Auswirkungen von Elektromobilität auf Energieversorgungsnetze analysiert auf Basis probabilistischer Netzplanung*, Stuttgart, Deutschland: Sierke-Verlag, 2014.
- [8] EEG 2017, *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017)*, 2016.
- [9] EnWG, *Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG)*, 2016.
- [10] J. Büchner, J. Katzfey, O. Flörcken, A. Moser, H. Schuster, S. Dierkes, T. van Leeuwen, L. Verheggen, M. Uslar und M. van Amelsvoort, *Moderne*

- Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie) - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BmWi), 2014.*
- [11] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., *Verbundforschungsvorhaben Merit Order der Energiepseicherung im Jahr 2030*, München, Deutschland, 2016.
- [12] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Monitoringbericht 2016*, Bonn, Deutschland, 2016.
- [13] P. Wiest, K. Frey, K. Rudion und A. Probst, „Dynamic Curtailment Method for Renewable Energy Sources in Distribution Grid Planning,“ in *IEEE PES General Meeting 2016*, Boston, USA, 2016.
- [14] C. Rehtanz, J. Kays, M. Kloubert, J. Teuwsen, B. Gwisdorf, V. Liebenau, A. Moser, J. Kellermann, P. Awater und H. Schuster, *Leistungsfähigkeit und Ausbaubedarf der Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen - Gutachten*, Dortmund, Deutschland, 2014.
- [15] C. Rehtanz, M. Greve, U. Häger, Z. Hagemann, S. Kippelt, C. Kittl, M.-L. Kloubert, O. Pohl, F. Rewald und C. Wagner, „Verteilnetzstudie für das Land Baden-Württemberg,“ ef.Ruhr GmbH, Dortmund, Deutschland, 2017.
- [16] Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, „Energy Charts,“ 04 September 2017. [Online]. Available: https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm. [Zugriff am 15 Oktober 2017].
- [17] J. Jäger, C. Romeis und E. Perossian, *Duale Netzplanung - Leitfaden zum netzkompatiblen Anschluss von dezentralen Energieeinspeiseanlagen*, Wiesbaden, Deutschland: Springer Vieweg, 2016.
- [18] A. Orths, *Multikriterielle, optimale Planung von Verteilungsnetzen im liberalisierten Energiemarkt unter Verwendung von spieltheoretischen Verfahren*, Magdeburg, Deutschland, 2003.
- [19] H. Nagel, *Systematische Netzplanung*, Frankfurt am Main, Deutschland: VWEW Energieverlag, 2. Auflage 2008.
- [20] V. Crastan und D. Westermann, *Elektrische Energieversorgung 3 - Dynamik, Regelung und Stabilität der Versorgungsqualität, Netzplanung Betriebsplanung und -führung Leit- und Informationstechnik FACTS*, HGÜ, Berlin, Deutschland: Springer-Verlag, 2012.

- [21] H. Seifi und M. S. Sepasian, *Electric Power System Planning - Issues, Algorithms and Solutions*, Berlin, Deutschland: Springer-Verlag, 2011.
- [22] J. Schwippe, *Das Potential der probabilistischen Lastflussrechnung in der Planung*, Dortmund, Deutschland: Sierke-Verlag, 2015.
- [23] J. Kays, *Agend-based Simulation Environment for Improving the Planning of Distribution Grids*, Dortmund, Deutschland: Sierke-Verlag, 2014.
- [24] N. Roterling, *Zielnetzplanung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung von dezentralen Einspeisungen und steuerbaren Lasten*, Aachen, Deutschland: Printproduction M. Wolff GmbH, 2013.
- [25] J. F. Eickmann, *Simulation der Engpassbehebung im deutschen Übertragungsnetzbetrieb*, Aachen, Deutschland: Printproduction M. Wolff GmbH, 2015.
- [26] C. Röhrig, *Smart Distribution Planung unter Berücksichtigung von residualen Lasten*, Magdeburg, Deutschland: Res Electricae Magdeburgenses, 2014.
- [27] J. Schwippe, O. Krause und C. Rehtanz, „Probabilistic Load Flow Calculation Based on an Enhanced Convolution Technique,“ in *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Bucharest, Rumänien, 2009.
- [28] S. Koppmann, *Planung von Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von Flexibilitätsoptionen*, Aachen, Deutschland: Verlaghaus Mainz GmbH, 2016.
- [29] A. Seack, *Time-series based distribution grid planning considering interaction of network participants with a multi-agent system*, Dortmund, Deutschland: sierke Verlag, 2016.
- [30] L. F. Ochoa, C. J. Dent und G. P. Harrison, „Distribution Network Capacity Assessment: Variable DG and Active Networks,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 87-95, Februar 2010.
- [31] A. Keane und M. O'Malley, „Optimal Allocation of Embedded Generation on Distribution Networks,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1640-1646, August 2005.
- [32] J. Feldmann, *Planungsgrundsätze für Niederspannungsnetze unter Berücksichtigung von Versorgungsqualität und Kosten*, Aachen, Deutschland: Klinkenberg Verlag, 2010.

- [33] A. Kox, Planung von Mittelspannungsnetzen unter Berücksichtigung betrieblicher Freiheitsgrade bei der Störungsbeseitigung, Aachen, Deutschland: Klinkenberg Verlag, 1998.
- [34] M. Zdrallek, S. Harnisch, P. Steffens, H. H. Thies, J. Monscheidt, L. Münch, C. Böse, B. Gemsjäger, B. Lehde, J. Schmiesing, T. Noske und J. Hache, „Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen,“ Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal, Wuppertal, Erlangen, Deutschland, 2016.
- [35] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH, „Netzentwicklungsplan Strom 2025 - Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber,“ 29. 2. 2016. [Online]. Available: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/NEP_2025_2_Entwurf_Teil1.pdf. [Zugriff am 24. 11. 2016].
- [36] T. Bongers, J. Kellermann und M. Franz, „Impact of Curtailment of Renewable Energy Sources on High Voltage Network Expansion Planning,“ in *IEEE Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Genua, Italien, 2016.
- [37] E. Wieben, T. Kumm, M. Rohr und M. Stadler, „Der "5%-Ansatz" als Baustein eines modernen regenerativen Energiesystems,“ in *VDE-Kongress 2014*, Frankfurt am Main, Deutschland, 2014.
- [38] P. Zhang und S. T. Lee, „Probabilistic Load Flow Computation Using the Method of Combined Cumulants and Gram-Charlier Expansion,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 676-682, Feb. 2004.
- [39] B. Borkowska, „Probabilistic Load Flow,“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 752-759, Mai 1974.
- [40] R. N. Allan, B. Borkowska und C. H. Grigg, „Probabilistic Analysis of Power Flows,“ *Proceedings of the Institution of Electrical Engineers Vol. 121*, pp. 1551-1556, Dezember 1974.
- [41] R. Hühnerbein, Probabilistische Leistungsflussberechnung als Methode zur Bewertung der Einflüsse stochastischer Erzeuger und Verbraucher auf die Netzbelastung, Hannover, Deutschland: Shaker-Verlag, 2010.

- [42] S. Eilenberger, D. Groß, K. Rudion, S. Tenbohlen und I. Berber, „Modern Voltage Regulation Methods for Network Planning and Operation in Low Voltage Grids,“ in *PowerTech, 2015 IEEE Eindhoven*, Eindhoven, Niederlande, 2015.
- [43] R. Billinton und R. N. Allan, *Reliability of Engineering Systems - Concepts and Techniques*, New York, USA: Plenum Press, 1992.
- [44] J. Choi, T. D. Mount, R. J. Thomas und R. Billinton, „Probabilistic Reliability Criterion for Planning Transmission System Expansion,“ *IEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution*, pp. 719-727, November 2006.
- [45] J. Choi, T. Tran, A. El-Keib, R. Thomas, H. Oh und R. Billinton, „A Method for Transmission System Expansion Planning Considering Probabilistic Reliability Criteria,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1606-1615, August 2005.
- [46] V. F. Martins und C. L. T. Borges, „Active Distribution Network Integrated Planning Incorporating Distributed Generation and Load Response Uncertainties,“ *IEEE Transaction on Power Systems*, pp. 2164-2172, November 2011.
- [47] R. N. Allan und R. Billinton, „Probabilistic Methods applied to Electric Power Systems - are they worth it?,“ *Power Engineering Journal*, pp. 121-129, Mai 1992.
- [48] A. M. Leite da Silva, L. A. F. Manso und G. J. Anders, „Transmission Expansion Planning: A Discussion on Reliability and "N-1" Security Criteria,“ in *2010 IEEE 11th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Singapur, 2010.
- [49] P. Wiest, K. Rudion und A. Probst, „Weather Data-based Load Profile Modeling for Grid Expansion Planning,“ in *IEEE Powertech 2015*, Eindhoven, Niederlande, 2015.
- [50] A. Abdel-Majeed, *Three-Phase State Estimation for Low Voltage*, Stuttgart, Deutschland, 2016.
- [51] D. Jacob und P. Mahrenholz, „REMO A1B SCENARIO RUN, UBA PROJECT, DATASTREAM 3. World Data Center for Climate,“ 2006. [Online]. Available: <http://cera->

- www.dkrz.de/WDCC/ui/Compact.jsp?acronym=REMO_UBA_A1B_D3.
[Zugriff am 02. 02. 2017].
- [52] V. Quaschnig, *Regenerative Energiesysteme - Technologie - Berechnung - Simulation*, München, Deutschland: Carl Hanser Verlag, 2015.
- [53] G. Schubert, „Modeling hourly electricity generation from PV and wind plants in Europe,“ in *9th International Conference on the European Energy Market*, Florenz, Italien, 2012.
- [54] T. Huld, R. Gottschalg, H. G. Beyer und M. Topic, „Mapping the performance of PV modules, effects of module type and data averaging,“ *Solar Energy*, pp. 324-338, Februar 2010.
- [55] D. L. King, W. Boyson und J. A. Kratochvill, „Photovoltaic Array Performance Model,“ Sandia National Laboratories, Albuquerque, New Mexico, USA, 2004.
- [56] G. Kerber, *Aufnahmefähigkeit von Niederspannungsverteilnetzen für die Einspeisung aus Photovoltaikanlagen*, München, Deutschland, 2011.
- [57] J. Scheffler, *Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten*, Chemnitz, Deutschland, 2002.
- [58] ENERCON, „ENERCON Produktübersicht,“ Juni 2015. [Online]. Available: http://www.enercon.de/fileadmin/Redakteur/Medien-Portal/broschueren/pdf/ENERCON_Produkt_de_6_2015.pdf. [Zugriff am 03. 02. 2017].
- [59] D. T. Larose, *Data Mining Methods and models*, Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons, Inc., 2006.
- [60] VDEW, „Lastprofilverfahren zur Belieferung und Abrechnung von Kleinkunden in Deutschland,“ VDEW Materialien, 2000.
- [61] S. Dierkes, A. Wagner, J. Eickmann und A. Moser, „Wirk- und Blindleistungsverhalten von Verteilungsnetzen mit hoher Durchdringung dezentraler Erzeugung,“ in *Internationaler ETG Kongress*, Berlin, Deutschland, 2013.
- [62] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, „Smart Grids und Smart Meter - Intelligente Netze und die Digitalisierung der Energiewende,“ [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>. [Zugriff am 07. 02. 2017].

- [63] W. Labeeuw und G. Deconinck, „Residential Electrical Load Model Based on Mixture Model Clustering and Markov Models,“ *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, pp. 1561-1569, August 2013.
- [64] M. Uhrig, R. Müller und T. Leibfried, „Statistical Consumer Modelling based on Smart Meter Measurement Data,“ in *2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS)*, Durham, Großbritannien, 2014.
- [65] D. Groß, P. Wiest und K. Rudion, „Comparison of Stochastic Load Profile Modeling Approaches for Low Voltage Residential Consumers,“ in *IEEE PES Powertech 2017*, Manchester, Großbritannien, 2017.
- [66] D. Groß, P. Wiest, K. Rudion und A. Probst, „Parametrization of Stochastic Load Profile Modeling Approaches for Smart Grid Simulations,“ in *IEEE International Conference on Innovative Smart Grid Technologies (IEEE ISGT Europe 2017)*, Turin, Italien, 2017.
- [67] P. Wiest, K. Rudion und A. Probst, „Efficient integration of (n-1)-security into probabilistic network expansion planning,“ *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, pp. 151-159, Januar 2018.
- [68] E. Wieben, Multivariates Zeitreihenmodell des aggregierten elektrischen Leistungsbedarfes von Standardverbrauchern für die probabilistische Lastflussberechnung, Clausthal, Deutschland, 2008.
- [69] A. P. S. Meliopoulos, G. J. Cokkinides und X. Y. Chao, „A New Probabilistic Power Flow Analysis Method,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 182-190, Februar 1990.
- [70] M. Mürmann, Wahrscheinlichkeitstheorie und Stochastische Prozesse, Berlin, Deutschland: Springer-Verlag, 2014.
- [71] O. Häggström, Streifzüge durch die Wahrscheinlichkeitstheorie, Berlin, Deutschland: Springer, 2006.
- [72] N. Soleimanpour und M. Mohammadi, „Probabilistic Load Flow by Using Nonparametric Density Estimators,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 3747-3755, November 2013.
- [73] J. M. Morales und J. Péres-Ruiz, „Point Estimate Schemes to Solve the Probabilistic Power Flow,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1594-1601, November 2007.

- [74] M.-L. Kloubert und C. Rehtanz, „Enhancement to the Combination of Point Estimation Method and Gram-Charlier Expansion Method for Probabilistic Load Flow Computation,“ in *12th IEEE PES PowerTech Conference*, Manchester, England, 2017.
- [75] P. P. Eckstein, *Repetitorium Statistik - Deskriptive Statistik - Stochastik - Induktive Statistik*, Wiesbaden, Deutschland: Springer Gabler, 2014.
- [76] R. N. Allan, A. M. Leite da Silva und R. C. Burchett, „Evaluation Methods and Accuracy in Probabilistic Load Flow Solutions,“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 2539-2546, May 1981.
- [77] H. Yu, C. Y. Chung, K. P. Wong, H. W. Lee und J. H. Zhang, „Probabilistic Load Flow Evaluation With Hybrid Latin Hypercube Sampling and Cholesky Decomposition,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 661-667, Mai 2009.
- [78] M. D. McKay, R. J. Beckmann und W. J. Conover, „A Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output from a Computer Code,“ *Technometrics*, pp. 55-61, Februar 2000.
- [79] Y. Chen, J. Wen und S. Cheng, „Probabilistic Load Flow Method Based on Nataf Transformation and Latin Hypercube Sampling,“ *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 294-301, April 2013.
- [80] Z. Hu und X. Wang, „A Probabilistic Load Flow Method Considering Branch Outages,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 507-514, Mai 2006.
- [81] Z. Brettschneider, R. Hanus und Z. Müller, „A Probabilistic Approach to Power Flow Analysis,“ in *CIGRE- 23rd International Conference on Electricity Distribution*, Lyon, Frankreich, 2015.
- [82] D. Villanueva, J. L. Pazos und A. Feijóo, „Probabilistic Load Flow Including Wind Power Generation,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1659-1667, August 2011.
- [83] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN), „Spitzenkappung - ein neuer planerischer Freiheitsgrad,“ Berlin, Deutschland, 2017.
- [84] A. J. Wood und B. F. Wollenberg, *Power Generation, Operation, and Control*, Hoboken, New Jersey, USA: John Wiley & Sons, 2014.

- [85] P. Wiest, D. Groß, K. Rudion und A. Probst, „Rapid identification of worst-case conditions: improved planning of active distribution grids,“ *IET Generation, Transmission & Distribution*, pp. 2412-2417, 22 06 2017.
- [86] F. Li und R. Bo, „Small test system for power system economic studies,“ in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Mineeapolis, USA, 2010.
- [87] A. J. Schwab, Elektroenergiesysteme, Berlin, Deutschland: Springer-Verlag, 2012.
- [88] B. Stott und O. Alsac, „Fast Decoupled Load Flow,“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 859-869, Mai 1974.
- [89] B. Stott, „Decoupled Newton Load Flow,“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 1955-1959, September 1972.
- [90] J. Bialek, „Tracing the flow of electricity,“ *IEE Proceedings - Generation Transmission & Distribution*, pp. 313-320, Juli 1996.
- [91] J. Bialek, „Topological generation and load distribution factors for supplement charge allocation in transmission open acces,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1185-1193, August 1997.
- [92] W. Y. Ng, „Generalized Generation Distribution Factors for Power System Security Evaluations,“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 1001-1005, März 1981.
- [93] M. Liu und G. Gross, „Effectiveness of the Distribution Factor Approximation used in Congestion Modeling,“ in *14th Power System Computation Conference (PSCC)*, Sevilla, Spanien, 2002.
- [94] S. Bolognani und F. Dörfler, „Fast Power System Analysis via Implicit Linearization of the Power Flow Manifold,“ in *53rd Annual Allerton Conference*, Champaign, Illinois, USA, 2015.
- [95] S. Bolognani und S. Zampieri, „On the Existence and Linear Approximation of the Power Flow Solution in Distribution Networks,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 163-172, Januar 2016.
- [96] J. Guo, Z. Li und M. Shahidehpour, „Direct Calculation of Line Outage Distribution Factors,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 1633-1634, August 2009.

- [97] T. Güler und G. Gross, „Generalized Line Outage Distribution Factors,“ *IEEE Transactions on Power Systems*, pp. 879-881, Mai 2007.
- [98] P. Wiest, D. Groß, K. Rudion und A. Probst, „Security-Constrained Dynamic Curtailment Method for Renewable Energy Sources in Grid Planning,“ in *IEEE ISGT Europe 2017*, Turin, Italien, 2017.
- [99] K. R. C. Mamadur und G. J. Berg, „Efficient Simulation of Line and Transformer Outages in Power Systems,“ *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, pp. 3733-3741, Oktober 1982.
- [100] N. Srinivasan, K. S. Prakasa Rao und C. S. Indulkar, „Simulation of line and transformer outages in power systems using constant-sensitivity matrix,“ *International Journal of Electrical Power and Energy Systems*, pp. 56-62, 1987.
- [101] M. S. Sachdev und S. A. Ibrahim, „A Fast Approximate Technique for Outage Studies in Power System Planning and Operation,“ in *IEEE PES Summer Meeting & EHV/UHV Conference*, Vancouver, Kanada, 1973.
- [102] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „VDE-AR-N 4120 - Technische Bedingungen für den Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz (TAB Hochspannung),“ VDE Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2015.
- [103] Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW, „EEG- Erzeugungsanlagen am Hoch- und Höchstspannungsnetz,“ Verband der Netzbetreiber - VDN - e.V. beim VDEW, Berlin, Deutschland, 2004.
- [104] Agora Energiewende, „Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Duetschland für Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz,“ Berlin, Deutschland, 2014.
- [105] P. Wiest, S. Eberlein, K. Rudion und A. Probst, „Comparison between Static and Dynamic Curtailment of RES in Probabilistic High Voltage Distribution Grid Planning,“ in *24th International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Glasgow, Schottland, 2017.
- [106] P. Wiest, K. Rudion und A. Probst, „Optimization of Power Feed-In Curtailment from RES and its Consideration within Grid Planning,“ in *12th IEEE PES PowerTech Conference*, Manchester, England, 2017.

- [107] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V., „VDE-AR-N 4105 - Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz,“ VDE Verlag GmbH, Berlin, Deutschland, 2011.
- [108] A. Pillay, S. P. Karthikeyan und D. P. Kothari, „Congestion management in power systems - A review,“ *International Journal of Electrical Power & Energy System (IJEPEs)*, pp. 83-90, 2015.
- [109] I. Talavera, P. Franz, S. Weck, J. Hanson, S. Stepanescu, R. Huber und H. Abele, „Flexible Reactive Power Exchange Between Medium and High Voltage Networks: Case Study,“ in *23rd International Conference on Electricity Distribution (CIRED)*, Lyon, Frankreich, 2015.
- [110] M. Tschampion, M. A. Bucher, A. Ulbig und G. Andersson, „N-1 Security Assessment Incorporating the Flexibility Offered by Dynamic Line Rating,“ in *19th Power System Computation Conference (PSCC)*, Genua, Italien, 2016.
- [111] J. Bishop, „AIMMS - Optimization Modeling,“ 4 August 2016. [Online]. Available: https://download.aimms.com/aimms/download/manuals/AIMMS3_OM.pdf. [Zugriff am 22 April 2017].
- [112] T. Unger und S. Dempe, *Lineare Optimierung - Modell, Lösung, Anwendung*, Wiesbaden: Vieweg + Teubner Verlag, 2010.
- [113] K. Volk, L. Rupp und M. Konermann, „grid-control - Optimiertes Engpassmanagement durch dynamischen-quotenbasierten Netzampelansatz,“ in *4. Konferenz Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien*, Berlin, Deutschland, 2017.

