

AUSWIRKUNGEN DER ENERGIEWENDE
AUF DIE ZUVERLÄSSIGKEIT VON
NIEDER- UND MITTELSPANNUNGSNETZEN

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

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktor der Ingenieurwissenschaften (Dr.-Ing.)

genehmigte Dissertation

von

Fabian Möhrke, M. Sc.

aus Greifswald

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

Korreferent: Univ.-Prof. Dr.-Ing. Albert Moser

Tag der mündlichen Prüfung: 5. Februar 2021

Die Dissertation kann wie folgt zitiert werden:

urn:nbn:de:hbz:468-20210505-104506-0

[<http://nbn-resolving.de/urn/resolver.pl?urn=urn%3Anbn%3Ade%3A468-20210505-104506-0>]

DOI: 10.25926/9aw8-fw22

[<https://doi.org/10.25926/9aw8-fw22>]

Vorwort

Die vorliegende Arbeit entstand während meiner Tätigkeit als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal. Diese Arbeit ist das Ziel eines langen Weges, auf dem mich viele Menschen begleitet und zu dieser Arbeit beigetragen haben. Diesen möchte ich hier danken.

Mein größter persönlicher Dank geht an meine wundervolle Partnerin Rike und meine Kinder, die mich während der langen Zeit der Promotion, aber insbesondere in der Phase der Finalisierung unterstützt, abgelenkt und oft auch ertragen haben.

Mein besonderer Dank gilt meinem Doktorvater Herrn Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek, der durch seine Expertise in dem Feld der Zuverlässigkeitsberechnung sowie durch Anregungen und Diskussionen wesentlich zum Gelingen dieser Arbeit beigetragen hat. Besonders möchte ich mich dafür bedanken, dass ich in meiner Zeit am Lehrstuhl Erfahrungen in den verschiedensten Themen von Netzbetreibern von der Nieder- bis zur Höchstspannung sammeln durfte. Prof. Dr.-Ing. Albert Moser danke ich für das Interesse an dieser Arbeit und für die schnelle Bereitschaft zur Übernahme des Korreferats.

Allen beteiligten Kollegen und Studenten des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik, insbesondere den Kollegen der Forschungsgruppe Netzstrukturen und Netzplanung, möchte ich ebenso wie den beteiligten Kollegen von Siemens PTI für die zahlreichen Diskussionen, Anregungen und das angenehme und produktive Arbeitsklima danken.

Meiner Familie und meinen Freunden möchte ich für die Ausgleich und die Unterstützung während der letzten Jahre danken.

Krefeld, im November 2020

Fabian Möhrke

Inhaltsverzeichnis

1	Einführung.....	1
1.1	Entwicklungen und Herausforderungen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen	1
1.2	Stand der Forschung	4
1.3	Ziele und Aufbau der Arbeit.....	6
2	Planung und Betrieb von Nieder- und Mittelspannungsnetzen	9
2.1	Aufbau von Nieder- und Mittelspannungsnetzen	10
2.2	Entwicklung von dezentralen Energiewandlungsanlagen, Energiespeichern und flexiblen Lasten.....	12
2.3	Anreizregulierung und Qualitätselement	18
2.4	Entwicklung der Zuverlässigkeit	25
2.5	Zielnetzplanung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen.....	30
2.6	Zuverlässigkeitsanalysen von Nieder- und Mittelspannungsnetzen.....	35
3	Modellierung von dezentralen Energiewandlungsanlagen, Energiespeichern und flexiblen Lasten	51
3.1	Methode der Modellierung	51
3.2	Modellierung von dezentralen Energiewandlungsanlagen.....	51
3.3	Modellierung von Energiespeichern.....	78
3.4	Modellierung von flexiblen Lasten.....	83
3.5	Erweiterte Zuverlässigkeitskenngrößen.....	86
3.6	Grenzen der Modellbildung.....	95
3.7	Schlussfolgerungen	96
4	Erweiterte Verfahren zur Zuverlässigkeitsanalyse von Nieder- und Mittelspannungsnetzen	97
4.1	Motivation	97
4.2	Bestimmung relevanter Netznutzungssituationen.....	99
4.3	Selektions- und Reduktionsverfahren.....	108
4.4	Grenzen der Modellbildung.....	109

4.5	Schlussfolgerungen.....	110
5	Zuverlässigkeitsanalysen realer Nieder- und Mittelspannungsnetze	111
5.1	Übersicht	111
5.2	Prinzipanalysen	115
5.3	Niederspannungsnetz mit Strahlenstruktur und niedriger Lastdichte (NS 1)	136
5.4	Niederspannungsnetz mit Randnetzen und hoher Lastdichte (NS 2)	142
5.5	Mittelspannungsnetz mit Ringnetzstruktur (MS 1).....	149
5.6	Vergleichende Bewertung	155
6	Grundsätze zu den Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen	159
6.1	Methode zur Ableitung der Grundsätze	159
6.2	Vorstellung der Grundsätze	159
6.3	Diskussion der Methode	162
6.4	Einordnung der Ergebnisse.....	162
7	Zusammenfassung und Ausblick.....	165
8	Verzeichnisse	169
8.1	Literaturverzeichnis.....	169
8.2	Abkürzungen	183
8.3	Formelzeichen, Symbole und Indizes	186
8.4	Publikationen des Autors.....	192
8.5	Betreute studentische Arbeiten	194
9	Anhang.....	197
9.1	Ergänzende Informationen zum historischen Verlauf der Zuverlässigkeit.....	197
9.2	Ergänzende Informationen zur Modellierung von DEA	201
9.3	Zuverlässigkeitskenndaten.....	211
9.4	Ergänzende Daten für Berechnungen	227
9.5	Ergänzende Abbildungen	231

1 Einführung

1.1 Entwicklungen und Herausforderungen in Nieder- und Mittelspannungsnetzen

Elektrische Energienetze haben die Aufgabe, den Transport und die Verteilung von elektrischer Energie von der Erzeugung bis zur Entnahme sicherzustellen. Zur Erfüllung dieser Aufgabe haben sich weltweit Netze mit unterschiedlichsten Ausdehnungen, Spannungsebenen und Netzstrukturen entwickelt.

In Deutschland verändert der umfassende Wandlungsprozess in der Energiewirtschaft („Energiewende“), der die Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr umfasst, die Anforderungen an die Stromnetze und deren Gestalt in allen Spannungsebenen in erheblichem Ausmaß. Der notwendige Ausbau der Stromnetze wird daher von der Bundesregierung als „Schlüssel zum Gelingen der Energiewende“ [1] eingeschätzt.

Die veränderten Anforderungen an die Stromnetze können nach Spannungsebenen unterteilt werden. Aufgrund der Systemrelevanz sowie des Betriebsmittel- und Investitionsvolumens steht in der öffentlichen und politischen Diskussion häufig das Übertragungsnetz ($U_n = 220 \dots 380 \text{ kV}$, Netzebenen (NE) 1-3 [2, S. 40]) im Vordergrund. So wird die Netzausbauplanung im Übertragungsnetz jährlich durch die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) nach § 12 des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) im Netzentwicklungsplan festgehalten und veröffentlicht. Bis 2022 werden Kernkraftwerke [3] und mittelfristig bis 2038 voraussichtlich Kohlekraftwerke [4] vom Netz genommen sowie weitere Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee integriert.

Zur Erfüllung der veränderten Netzaufgabe¹ werden Paradigmenwechsel in der Netzplanung und im Netzbetrieb durchgeführt. In der langfristigen Netzplanung werden im Übertragungsnetz (Höchstspannungsnetz (HöS-Netz)) neue Betriebsmittel wie Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Leitungen (HGÜ-Leitungen) oder Phasenschieber-Transformatoren eingesetzt sowie ein umfassender Leitungsausbau [6, S. 115 ff] durchgeführt. Zur Einhaltung eines sicheren Netzbetriebs (insbesondere auf Basis des $(n-1)$ -Kriteriums [7, S. 82]) werden markt- und netzseitige Maßnahmen um neue Konzepte (darunter die kurative Sicherstellung der $(n-1)$ -Sicherheit [I]) erweitert.

¹ Nach [5] in Anlehnung an „Versorgungsaufgabe“

In den Stromverteilungsnetzen, die die NE 3-7 [2, S. 40] und damit die Netz-Nennspannungen von $U_n = 0,4 \text{ kV}$ bis $U_n = 110 \text{ kV}$ umfassen, sind die veränderten Anforderungen anderer Natur. In Hochspannungsnetzen (HS-Netze; Übliche Nennspannung $U_n = 110 \text{ kV}$ [7, S. 82]) werden im Zuge der Energiewende hinsichtlich der Stromerzeugung vorrangig Freiflächen-Photovoltaikanlagen und Onshore-Windparks integriert [8]. Zudem müssen Hochspannungsnetze den Transport und die Verteilung der Stromerzeugung aus dem Übertragungsnetz hin zu den überwiegend in den Nieder- und Mittelspannungsnetzen (NS-, MS-Netzen) angeschlossenen Entnahmestellen bewerkstelligen. Durch das umfassende Schutzsystem sowie die stringente Umsetzung des ($n-1$)-Kriteriums, bspw. durch die Verwendung von Redundanzen und Maßnahmen zur automatischen Wiedereinschaltung (AWE-Maßnahmen), weisen die deutschen HS-Netze eine hohe Versorgungszuverlässigkeit² auf: 2018 betrug die mittlere Nichtverfügbarkeit für Entnahmen, die durch stochastische und geplante Versorgungsunterbrechung in HS-Netzen hervorgerufen wurde, $Q_{110kV} = 1,6 \text{ min/a}$ (von insgesamt $Q_{\text{ges}} = 25,3 \text{ min/a}^3$ über alle Spannungsebenen) [9, S. 17].

In den NS- und MS-Netzen sind die Veränderungen im Rahmen der Energiewende durch die Veränderung der Netznutzung und der Netznutzer (NNZ) vielfältig. Auf der Stromentnahmeseite wird eine mittelfristig stark steigende Durchdringung von Elektrofahrzeugen (EFZ) erwartet, die wiederum auch als flexible Lasten (FL) eingesetzt werden können. In der *dena-Leitstudie Integrierte Energiewende* [10, S. 117 ff (Teil B)] werden bspw. je nach Szenario für das Jahr 2050 zwischen 5,3 und 30,2 Millionen EFZ ermittelt. Die Netzverknüpfungspunkte (NVP) der EFZ sind primär in den NS-Netzen anzunehmen. Weiterhin wird das bislang vorherrschende Paradigma der „starren“ Entnahmeseite durch Flexibilisierungskonzepte verändert. „Flexible Lasten“ können ihre aktuellen Entnahmeleistungen auf Basis von markt- oder stromnetzbezogenen Anreizsignalen verändern, um positive Effekte im Hinblick auf den Bezugspreis oder auf die aktuelle Stromnetzsituation beitragen zu können [11, S. 10 ff].

Für den lokalen und globalen Ausgleich von Stromerzeugung und -entnahme ist weiterhin die zunehmende Durchdringung mit Energiespeichern (ENS) abzusehen. In NS-Netzen ist seit dem Jahr 2013 ein Anstieg von Photovoltaik-Hausspeicher-Systemen auf über $E = 900 \text{ MWh}$ (2018) zu beobachten [12, S. 7]. Ebenso findet ein vermehrter Einsatz von ENS im höheren Leistungsbereich („Quartierspeicher“) in Nieder- und Mittelspannungsnetzen statt [12, S. 12 f.].

² Zur Klärung von Begrifflichkeiten wird auf Abschnitt 2.3.1 verwiesen.

³ Jeweils ohne Berücksichtigung von Weiterverteilern auf gleicher Spannungsebene und mit Berücksichtigung von Nichtverfügbarkeiten durch geplante Abschaltungen

Neben den Entnahme- und ENS-Entwicklungen wurden und werden in NS- und MS-Netzen eine Vielzahl von dezentralen Energiewandlungsanlagen (DEA) zur Stromerzeugung angeschlossen [8]. In Verbindung mit dem Rückgang der Kraftwerksleistung durch die Abschaltung von Kernkraft- und Kohlekraftwerken nimmt die Systemrelevanz der DEA und damit auch der Verteilungsnetze deutlich zu.

Ein wesentliches Ziel des Gesetzgebers (vgl. Energiewirtschaftsgesetz [13] und Anreizregulierungsverordnung (ARegV) [14], hier insbesondere das Qualitätselement) ist die Gewährleistung der Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems. Zur Kontrolle der Zuverlässigkeit und der Anstrengungen der Verteilungsnetzbetreiber (VNB) hinsichtlich der Beachtung dieser werden die Nichtverfügbarkeiten⁴ von Entnahmestellen, die durch stochastische Störungen und geplante Abschaltungen ausgelöst werden, durch die Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA) auf Basis der Einzelstörungsdaten der erfassten Netzbetreiber ermittelt. Für die Jahre 2004 bis 2018 ist in Abbildung 1-1 die DISQUAL⁵-Zuverlässigkeitskenngröße (ZVKG) Q_U (Nichtverfügbarkeit) dargestellt, die alle stochastischen und geplanten Versorgungsunterbrechungen (VU) umfasst. Diese ZVKG drückt die mittlere zeitliche Nichtverfügbarkeit je Entnahme und Jahr aus. In diesem Zeitraum sind vorrangig stochastische Störungen und geplante Abschaltungen in den MS-Netzen ursächlich für Nichtverfügbarkeiten bei Entnahmestellen, gefolgt von den NS-Netzen. Im europäischen Vergleich jedoch ist die Versorgungszuverlässigkeit von deutschen Stromnetzen als hoch einzuschätzen [9, S. 11].

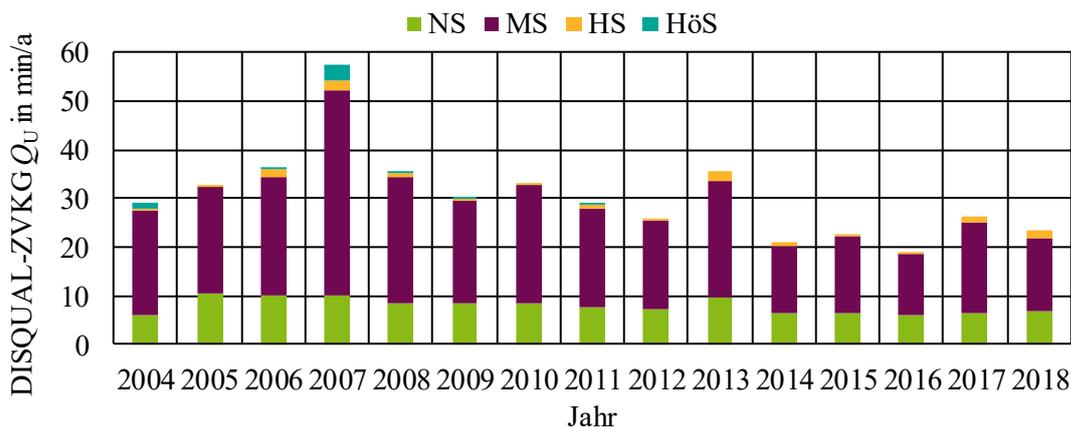


Abbildung 1-1: DISQUAL-ZVKG Q_U durch stochastische Störungen und geplante Abschaltungen im Zeitraum 2004 bis 2018, unterteilt nach verursachender Spannungsebene. Datengrundlage [9], [16]–[28]

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen stellen sich folgende Forschungsfragen, die in dieser Arbeit behandelt werden:

⁴ Zur Klärung der Begrifflichkeiten wird auf Abschnitt 2.3.1 verwiesen.

⁵ Durch die DISQUAL-Arbeitsgruppe innerhalb der UNIPEDe wurden Kenngrößen bestimmt, die in der Norm IEEE 1366 [15] beschrieben sind.

- Wie entwickelt sich zukünftig das derzeit sehr hohe Niveau der Versorgungszuverlässigkeit in Deutschland durch die Entwicklungen der Energiewende in den NS- und MS-Netzen?
- Welche Wechselwirkungen im Störungsgeschehen der NS- und MS-Netze entstehen durch die Netzintegration von dezentralen Energiewandlungsanlagen, Energiespeichern und flexiblen Lasten?
- Welche Erweiterungen in den bisherigen Zuverlässigkeitsberechnungsmethoden sind vorzunehmen, um die Auswirkungen der Entwicklungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen geeignet nachzubilden?

1.2 Stand der Forschung

Die quantitative Analyse der Zuverlässigkeit des elektrischen Energiesystems nahm Mitte des 20. Jahrhunderts ihren Ursprung [29]–[31]. In Deutschland nahm der Fokus auf die Thematik und die Beitragsanzahl in der Forschung in den 1980er-Jahren stark zu [32]–[36]. Hier stand bereits die Ermittlung von ZVKG sowohl für Kraftwerke als auch für Stromnetze im Fokus. So haben sich bis heute zwei wesentliche Methoden für die Zuverlässigkeitsanalyse herausgebildet: das stochastische „Monte-Carlo-Verfahren“ und das deterministische „analytische“ Verfahren. Obwohl das Monte-Carlo-Verfahren, das Zeitreihen zur Nachbildung des Leistungsverhaltens von Erzeugung und Entnahme nutzt, in der Anwendung einfach ist, hat sich in der Netzplanungspraxis das analytische Verfahren aufgrund der deutlich geringeren Rechenzeit und der deterministischen Nachvollziehbarkeit der Ergebnisse durchgesetzt [37, S. 104].

Ein wesentlicher Baustein für eine aussagekräftige Zuverlässigkeitsberechnung ist eine fundierte Datenbasis, die die Bewertung der Zuverlässigkeit der Betriebsmittel und der Erzeugungsanlagen erlaubt. Mit der Erstellung der jährlich aktualisierten VDEW-Störungs- und Schadensstatistik ab 1994 [38], aus der Betriebsmittelkenndaten für Netze mit Nennspannungen $U_n \geq 110$ kV abgeleitet werden konnten, waren Zuverlässigkeitsberechnungen für Hoch- und Höchstspannungsnetze möglich [39, S. 3]. Durch die Erfassung und Auswertung von Störungen in MS-Netzen ab Berichtsjahr 2004 in den ebenso jährlich aktualisierten VDN- bzw. (ab Berichtsjahr 2008) FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistiken ist die Bewertung von Betriebsmitteln in Mittelspannungsnetzen möglich [40], [41].

Zur Modellierung der komplexen Zuverlässigkeitsberechnung von Hoch- und Höchstspannungsnetzen wurden verschiedene Softwarepakete erarbeitet und weiterentwickelt, darunter ZuBer [32], [34], [35], [39], [42]. In [37] wurden unter Verwendung und Weiterentwicklung von ZuBer Fortschritte bei der Methode, darunter der Ermittlung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen von ZVKG im analytischen Verfahren, erzielt. Weiterhin wurden in [43] unter Verwendung von ZuBer risikoorientierte Ansätze zur Zuverlässigkeitsbewertung untersucht. In [44] wurde auf Basis von ZuBer die Nachbildung des Störungsgeschehens in der Zuverlässigkeitsberechnung mit der Nachbildung des Netzbetriebs verknüpft und analysiert.

Zuverlässigkeitstechnische Aspekte der Modellierung von Erzeugungsanlagen wurden bereits seit den 1970er-Jahren untersucht, beispielsweise durch die Entwicklung des 6-Zustandsmodells für Kraftwerke in [45]. In [46] wurde ein Verfahren zur Nachbildung von dezentralen Erzeugungsanlagen unter Verwendung eines Clusteralgorithmusses entwickelt. Erzeugungsbezogene ZVKG wurden auch in [37] entwickelt und angewendet. Für Offshore-Windparks, inklusive der Nachbildung des Windparknetzes, wurden in [47] ein 4-Zustandsmodell für Offshore-Windkraftanlagen entwickelt und Zuverlässigkeitsanalysen von Offshore-Windparks durchgeführt. In [48] wurden die Zuverlässigkeit von verschiedenen DEA-Technologien auf Komponentenebene unter Nutzung von Zuverlässigkeitsblockdiagrammen untersucht, jedoch keine Markov-Modellierungen und keine Netzanalysen vorgenommen.

In [49] wurde die zuverlässigkeitstechnische Modellierung von Smart-Grid-Technologien und die Kopplung des IKT-Systems mit dem elektrischen Primärsystem analysiert. In diesem Zuge wurde die Zuverlässigkeitsberechnung auch hinsichtlich der Auswahl von relevanten Netznutzungssituationen (NNS) und Betrachtungszeiträume erweitert. In [50] wurde ein Leitfaden zu Planung und Betrieb von ländlichen Verteilungsnetzen entwickelt, der auf einer Vielzahl von Zielnetzplanungen von NS- und MS-Netzen mit konventionellen und innovativen Betriebsmitteln aufbaut. Eine detaillierte Betrachtung der Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen fand hier jedoch nicht statt.

Die bislang entwickelten Methoden und Modelle der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung zielen vorrangig auf die korrekte Nachbildung von lastgeprägten Mittel-, Hoch- und Höchstspannungsnetzen ab. Zur Analyse von Verteilungsnetzen mit hohen Durchdringungen von DEA und weiteren neuen Netznutzern sind die bestehenden Verfahren jedoch nicht ausreichend. In dieser Arbeit werden daher Methoden und Modelle vorgestellt, die die bestehenden Verfahren erweitern, um Verteilungsnetze mit DEA, ENS, EFZ und FL analysieren zu können.

1.3 Ziele und Aufbau der Arbeit

Auf der Grundlage und der Analyse der bisherigen Forschung im Bereich der Zuverlässigkeit verfolgt diese Arbeit zwei wesentliche Ziele:

- (1) Entwicklung und Plausibilisierung von Modellen und Methoden für das analytische Verfahren der Zuverlässigkeitsberechnung als Erweiterung der Software ZuBer, mit denen sich zukünftige NS- und MS-Netze unter Einbeziehung der folgenden Aspekte zuverlässigkeitstechnisch bewerten lassen:
 - Berücksichtigung von relevanten NNS, die sowohl typische als auch extreme Belastungen der Betriebsmittel abbilden, die durch Entnahme oder Erzeugung hervorgerufen werden
 - Ermittlung der Eintrittshäufigkeit und -wahrscheinlichkeit von stochastischen Störungen von DEA, ENS und FL
 - Nachbildung des Verhaltens von DEA, ENS und FL während Störungen
 - Erweiterte ZVKG zur Bewertung von Nichtverfügbarkeiten der DEA und ENS sowie von Grenzwertverletzungen (GWV) im Störungsgeschehen
 - Reduktion des Zuverlässigkeitsberechnungsverfahrens um redundante Berechnungen zur Erhöhung der Berechnungseffizienz
- (2) Quantitative Analyse der Auswirkungen der in Abschnitt 1.1 genannten Entwicklungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen und damit mittelbar auf die Nichtverfügbarkeiten von Entnahme und Erzeugung. Die Analysen fußen auf den neu entwickelten und plausibilisierten Modellen und Methoden.

In Abgrenzung zu weiteren Forschungsarbeiten werden die folgenden Grenzen dieser Arbeit festgesetzt:

- Die Versorgungssicherheit, die mit Hilfe von zeitaufgelösten Analysen von Erzeugung und Entnahme ermittelt werden kann, ist nicht im Fokus dieser Arbeit. Hierunter zählt bspw. die Analyse von „Dunkelflauten“, also Zeiten mit geringer Erzeugung aus Photovoltaikanlagen (PVA) und Windkraftanlagen (WKA). Bei der Betrachtung der Zuverlässigkeit der Netze wird die Fähigkeit dieser Netze zum Transport und zur Verteilung von elektrischer Energie untersucht. Das zeitaufgelöste Leistungsverhalten von Entnahme und Erzeugung geht als Eingangsdaten in die Untersuchungen ein, die zeitaufgelöste Bilanzierung dieser steht jedoch nicht im Fokus.
- Ebenso ist die möglicherweise vorhandene leistungsflussabhängige beschleunigte Alterung von Betriebsmitteln in NS- und MS-Netzen, die mit der höheren Belastung durch neue NNZ einhergehen kann, nicht im Fokus dieser Untersuchung.

Der Fokus dieser Arbeit liegt auf der Analyse von NS- und MS-Netzen, da diese Netze im Hinblick auf die Nichtverfügbarkeit von Netznutzern eine wesentliche Rolle spielen (vgl. Abbildung 1-1), und zudem eine Vielzahl von weiteren Netznutzern in diesen Netzen angeschlossen wird (vgl. Abschnitt 2.2.1).

Zur Erreichung der genannten Ziele ist die vorliegende Arbeit wie folgt strukturiert:

In Kapitel 2 werden die Grundlagen zur Planung und zum Betrieb von NS- und MS-Netzen, darunter typische Netzstrukturarten, Schutzsysteme und Automatisierungslösungen beschrieben. Ebenso wird die Entwicklung von DEA, ENS, EFZ und FL und sich daraus ergebende Anforderungen an NS- und MS-Netze erörtert. Um die quantitativen Analysen der Entwicklung der Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen ökonomisch und regulatorisch einordnen zu können, werden die ARegV (hier insbesondere das Qualitätselement) sowie die typischen Methoden zur Zielnetzplanung und zur Zuverlässigkeitsanalyse von elektrischen Netzen beleuchtet. Abschließend wird die bisherige Entwicklung der ZVKG sowie der Störungsursachen und -auswirkungen in NS- und MS-Netzen dargestellt.

In Kapitel 3 wird die zuverlässigkeitstechnische Modellierung von DEA, ENS, EFZ und FL erläutert. Die Modellierung besteht aus der Bildung von Markov-Modellen sowie deren Anwendung im Störungsgeschehen von NS- und MS-Netzen. Zuverlässigkeitskenndaten (ZVKD) und Verfahrensweisen der Modellierung, darunter Markov-Zustände von DEA und ENS, werden eingehend dargestellt. Für exemplarische NNZ werden anhand von ZVKD und den entwickelten Methoden Ergebnisse berechnet und anschließend plausibilisiert.

In Kapitel 4 werden Verfahrenserweiterungen der bisherigen Methoden zur analytischen Zuverlässigkeitsberechnung, die über die in Kapitel 3 erläuterten Modellierungen hinausgehen, vorgestellt. Es wird eine Methode zur Ermittlung von relevanten NNS, die in der analytischen Zuverlässigkeitsberechnung von Verteilungsnetzen zu berücksichtigen sind, erläutert. Das vorgestellte Verfahren ermöglicht es, die Vielzahl von möglichen NNS, die durch die Berücksichtigung von zeitlich hochaufgelöstem Leistungsverhalten von Entnahmen und Erzeugungen entstehen, auf eine geringe Anzahl von NNS ohne wesentliche Ergebnisqualitätsverluste zu reduzieren. In weiteren Verfahren werden durch Voranalysen redundante Zustandsanalysen umgangen, in dem die Auswirkungen und Möglichkeiten zur Wiederversorgung ex ante analysiert werden.

In Kapitel 5 werden die vorgestellten Methoden zur Markov-Modellierung und zur Erweiterung der analytischen Zuverlässigkeitsberechnung auf exemplarische Netze angewendet, denen reale NS- und MS-Netze zugrunde liegen. Szenarien und Zielnetzplanungsmaßnahmen zur Anpassung der Netze an ihre zukünftigen Netzaufgaben werden dargestellt. Die Auswirkungen einzelner Effekte und Entwicklungen werden differenziert und durch Sensitivitätsanalysen Bandbreiten möglicher Auswirkungen der untersuchten Effekte ermittelt sowie wesentliche Einflussfaktoren auf die Zuverlässigkeit der Netze und die Nichtverfügbarkeiten von Entnahmen und Erzeugungen herausgearbeitet. Ebenso werden ökonomische Zusammenhänge im Spannungsfeld von Zielnetzplanungen und ARegV beleuchtet.

In Kapitel 6 werden auf Basis der quantitativen Ergebnisse und der qualitativen Effekte aus Kapitel 5 Grundsätze zu den Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen abgeleitet. In Kapitel 7 werden die wesentlichen Schritte und Erkenntnisse der Arbeit zusammengefasst und ein Ausblick auf weitere Forschungsmöglichkeiten gegeben.

2 Planung und Betrieb von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

Das Ziel des Gesetzgebers in Deutschland ist es, eine „möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas“ [13, S. § 1] bereitzustellen. Dazu sind Betreiber von Energienetzen „(...) verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist“ [13, S. § 11].

Zur Erfüllung dieser Ziele haben sich verschiedene Ansätze für Planung und Betrieb von Energieversorgungsnetzen bei ÜNB und VNB in Deutschland durchgesetzt. Je nach Netzebene wird dabei das Kriterium der Versorgungszuverlässigkeit mit sehr unterschiedlichen Maßnahmen umgesetzt. Dies ist insbesondere in der unterschiedlichen Auswirkung von Störungen begründet: Während bei Störungen im Übertragungsnetz HS-Netzgruppen (und damit eine Vielzahl von NNZ in der Größenordnung von Städten und Regionen) betroffen sind, sind bei Störungen in den NS-Netzebenen vergleichsweise wenige Entnahmen betroffen. Während in den NE 1 und NE 2 ein $(n-1)$ -sicherer Betrieb mit markt- und netzbezogenen Maßnahmen sichergestellt wird [I], nimmt in den Verteilungsnetzen (NE 3 – 7) das Kriterium der „preisgünstigen“ Energieversorgung gegenüber der „sicheren“ Energieversorgung an Gewichtung deutlich zu. Dies schlägt sich vorwiegend in den Netzstrukturtypen dieser Netzebenen nieder.

Zur Beschränkung von Investitions- und Betriebskosten ohne Vernachlässigung der Versorgungszuverlässigkeit sind nach [51, S. 417] in NS- und MS-Netzen u. a. folgende Punkte relevant:

- Einfacher Netzaufbau, angepasst an die Lastdichte
- Kostengünstige Spannungswahl und Spannungsstufung
- Einsatz weniger Typen von Betriebsmitteln (z.B. Beschränkung der Anzahl der Kabelquerschnitte und der Transformator-Bemessungsscheinleistungen)
- Kostengünstige Wahl der maximalen Kurzschlussströme in den Netzen durch Netzteilung und durch Einsatz geeigneter Betriebsmittel, auch unter dem Gesichtspunkt der zuverlässigen Funktion des Netzschutzes

2.1 Aufbau von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

2.1.1 Typische Netzstrukturen

Allgemein stehen bei der Wahl der Netzstruktur im Verteilungsnetz mehrere Ziele im Vordergrund, die teilweise konträr zueinander sind:

- Kostengünstige Netzform
- Hohe Zuverlässigkeit der Energieversorgung
- Niedrige Kurzschlussströme

In MS-Netzen kommen je nach Netzaufgabe unterschiedliche Topologien zum Einsatz. In 10-kV- und 20-kV-Netzen der NE 4 und 5 sind Netze mit offen betriebenen Ringen verbreitet [51, S. 418]. In diesen sind typischerweise mindestens zwei Abgänge eines HS/MS-Umspannwerks (UW) an einer Station verbunden, in der ein im Normalbetrieb offener Trennschalter beide Abgänge galvanisch voneinander trennt. Kommt es zu einem Kurz- oder Erdschluss an einem Betriebsmittel in einem der Abgänge, können nach der Freischaltung des fehlerhaften Betriebsmittels beide Abgänge für eine temporäre Wiederversorgung miteinander verbunden werden. Diese Netzstruktur bietet aufgrund der einfachen Nachvollziehbarkeit von Leistungsflüssen sowie aufgrund des vergleichsweise geringen Betriebsmitteleinsatzes ökonomische und betriebliche Vorteile gegenüber vermaschten Netzen. Weiterhin können aus Sicht der Netzplanung Kurzschlussströme reduziert und die Auslegung der Schutztechnik einfacher vorgenommen werden. Für den Netzbetrieb eröffnet sich der Vorteil, dass die Fehlerortung nach einem Kurzschluss auf einen der Abgänge eingegrenzt werden kann.

Neben dieser Netzstruktur sind auch MS-Netze mit Schwerpunktstation [51, S. 418] verbreitet, an der (anstatt an einer Station) weitere Schaltmöglichkeiten durch ebenfalls im Normalbetrieb offene Trennschalter möglich sind. Ebenso gibt es Netzstrukturen mit je einem verbundenen Transformator pro UW und Abgängen, die an der jeweils gegenüberliegenden Station enden, jedoch offen betrieben werden [51, S. 418].

Aus Gründen der besseren Leistungsverteilung und damit der niedrigeren Betriebsmittelbelastung und der besseren Spannungsstabilität bei gleicher Netzaufgabe, aber auch aufgrund der höheren Zuverlässigkeit, kommen in MS-Netzen auch vermaschte Netzstrukturen zum Einsatz. Hier sind üblicherweise alle Trennschalter geschlossen und mehr Leitungen (gegenüber der Ringnetzstrukturen) vorhanden. Vermaschungen können auch durch das Schließen von Trennstellen von offen betriebenen Ringen (und optional dem Einsatz zusätzlicher Schutztechnik) erreicht werden. Ebenso ist eine Kupplung der Netze durch Kuppelleitungen zwischen Abgängen, aber auch zwischen Umspannwerken (sowohl unter- als auch überspannungsseitig) [52, S. 8] möglich.

Die Netzstruktur von Niederspannungsnetzen wird in Deutschland typischerweise als Strahlennetz, als Ringnetz mit Teilvermaschung oder als vollvermaschtes Netz ausgelegt [51, S. 418]. Dabei sind ländliche Netze durch die geringe Bevölkerungsdichte und den damit einhergehenden längeren Leitungsstrecken sowie der geringen Anzahl an angeschlossenen Entnahmen und Erzeugungen in der Regel als Strahlennetz ausgeführt. Städtische NS-Netze sind auch häufig als Strahlennetze, teilweise aufgrund der höheren Auswirkungen von Ausfällen auf die Anzahl von Entnahmen sowie der geringeren Abstände zwischen den Entnahmen und Erzeugungen jedoch auch als Ringnetze oder als Maschennetze ausgeführt.

2.1.2 Schutz- und Automatisierungstechnik

Zur Eingrenzung der Auswirkungen von Erd- und Kurzschlüssen auf Entnahmen und Erzeugungen werden die elektrischen Betriebsmittel mit Schutztechnik (als Teil der sog. Sekundärtechnik) versehen, die die eingegrenzten Auslösbereiche (AB) bei stochastischen Ausfällen von Betriebsmitteln selektiv vom Netz trennen. Analog zur Vielzahl von Netzstrukturen zur Sicherstellung des zuverlässigen Netzbetriebs (vgl. Abschnitt 2.1.1) sind auch die Einrichtungen der Schutztechnik je nach Netzebene sehr unterschiedlich ausgeführt.

In MS-Netzen sind im Allgemeinen sowohl Sammelschienen in Umspannwerken als auch Transformatoren und zum Teil Leitungen mit Schutztechnik versehen. Transformatoren sind üblicherweise mit einem Schutzgerät und einem Leistungsschalter je Schaltfeld ausgestattet. Zusätzlich besitzen Transformatoren im Allgemeinen noch weitere Schutztechnik, bspw. Buchholz-Schutzrelais [51, S. 218]. Bei stochastischen Sammelschienen ausfällen wird entweder der sammelschienenseitige Schutz der Schaltfelder ausgelöst oder es existiert ein Sammelschienendifferentialschutz [51, S. 443].

In NS- und MS-Netzen, die als Strahlen- oder Ringnetze ausgeführt sind, werden Leitungen in der Regel am Schaltfeld an der Sammelschiene im Umspannwerk (MS-Netzen) bzw. in der Ortsnetzstation (ONS) (NS-Netze) geschützt. Bei einem Kurzschluss führt dieser Netzaufbau daher zu einem Auslösen des Schutzgerätes an der Sammelschiene, womit der gesamte vom stochastischen Ausfall betroffene galvanisch verbundene Netzabschnitt abgeschaltet wird und für angeschlossene NNZ VU oder Erzeugungsunterbrechungen (EU) entstehen. Durch eine höhere Durchdringung des Netzes mit Schutztechnik, bspw. an ONS in MS-Netzen oder an Kabelverteilerschränken (KVS) in NS-Netzen, würden bei Kurzschlüssen oder Mehrfacherdschlüssen weniger NNZ durch Abschaltungen betroffen werden und damit die Zuverlässigkeit des Netzes steigen, da kleinere Auslösbereiche entstehen. Gleichzeitig würden jedoch auch die Kosten für Investition und Betrieb des Stromnetzes steigen. Der häufig gewählte Aufbau der Installation von Schutztechnik ausschließlich an UW bzw. ONS ist daher ein Kompromiss aus Wirtschaftlichkeit und (regulatorisch relevanter) Versorgungszuverlässigkeit.

In vermaschten Netzen wird ein höherer Aufwand für Schutztechnik betrieben werden, um die Selektivität der Schutzauslösung zu gewährleisten. In vermaschten NS-Netzen werden in der Regel Leitungen auch an den Schaltfeldern in KVS durch Sicherungen geschützt, sodass bei einer Schutzauslösung nur die betroffene Leitung bzw. der betroffene Abschnitt abgeschaltet wird. Durch die Vermaschung des Netzes ist häufig die weitere Verfügbarkeit für alle NNZ gegeben, sodass Netze dieser Strukturart über eine hohe Versorgungszuverlässigkeit verfügen.

2.2 Entwicklung von dezentralen Energiewandlungsanlagen, Energiespeichern und flexiblen Lasten

Um die Einflüsse der Entwicklungen in den NS- und MS-Netzen bewerten zu können, werden quantitative Analysen der wesentlichen Entwicklungen vorgenommen. Diese betreffen die Entnahme-NNZ (EFZ, FL) als auch DEA und ENS.

2.2.1 Entwicklung von dezentralen Energiewandlungsanlagen

Aufgrund der politischen Rahmenbedingungen sind Anzahl und installierte Leistung von DEA in den letzten zwei Jahrzehnten in deutschen Verteilungsnetzen stark angestiegen. Abbildung 2-1 zeigt die kumulierte installierte Leistung in NS- und MS-Netzen auf Basis der EEG-Anlagenstammdaten der vier deutschen ÜNB [8]. 2018 betrug die kumulierte installierte Leistung von PVA, Onshore-WKA, Biomasseanlagen (BMA) und Wasserkraftanlagen (WK) 99,72 % an der gesamten installierten Leistung in den betrachteten Netzebenen. Deponiegas- (DEG) und Klärgasanlagen (KLG) spielen eine untergeordnete Rolle. PVA und Onshore-WKA bilden dabei 89,1 % der gesamten installierten Leistung der NS- und MS-Netzebenen ab.

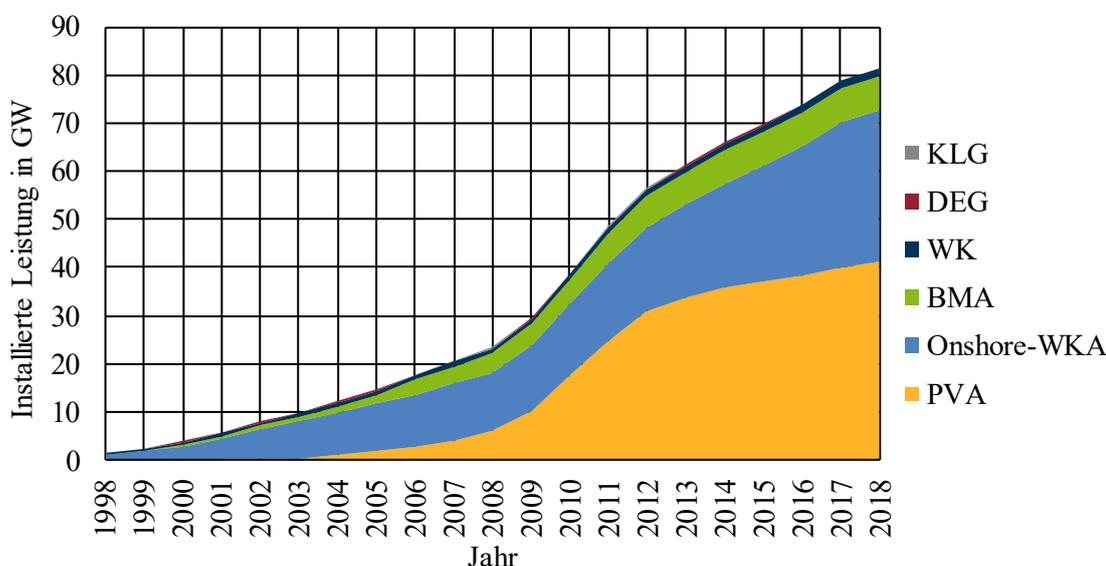


Abbildung 2-1: Kumulierte installierte Leistung von DEA 1998 - 2018, aufgeteilt nach DEA-Technologie, in den NE 4 - 7. Datengrundlage [8]

Bei der Anlagenanzahl bildet sich gegenüber der installierten Leistung ein anderes Bild heraus. Aufgrund der geringeren mittleren Leistung pro Anlage hatten hier PVA 2018 einen Anteil von 97,8 % an der Gesamtanzahl der Anlagen in NS- und MS-Netzen (vgl. Abbildung 2-2).

Im Jahr 2018 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch 37,8 % [53, S. 9]. Im Jahr 2035 soll der Anteil Erneuerbarer Energien im Stromsektor 55 – 60 % betragen. 2050 soll bereits ein Anteil von mindestens 80 % erreicht sein [53, S. 9]. Es ist also davon auszugehen, dass Anlagenanzahl und installierte DEA-Leistung bis 2050 weiter deutlich zunehmen werden. Damit ist die Netzintegration von DEA für eine netzplanerisch relevante Zeitspanne von erheblichem Interesse.

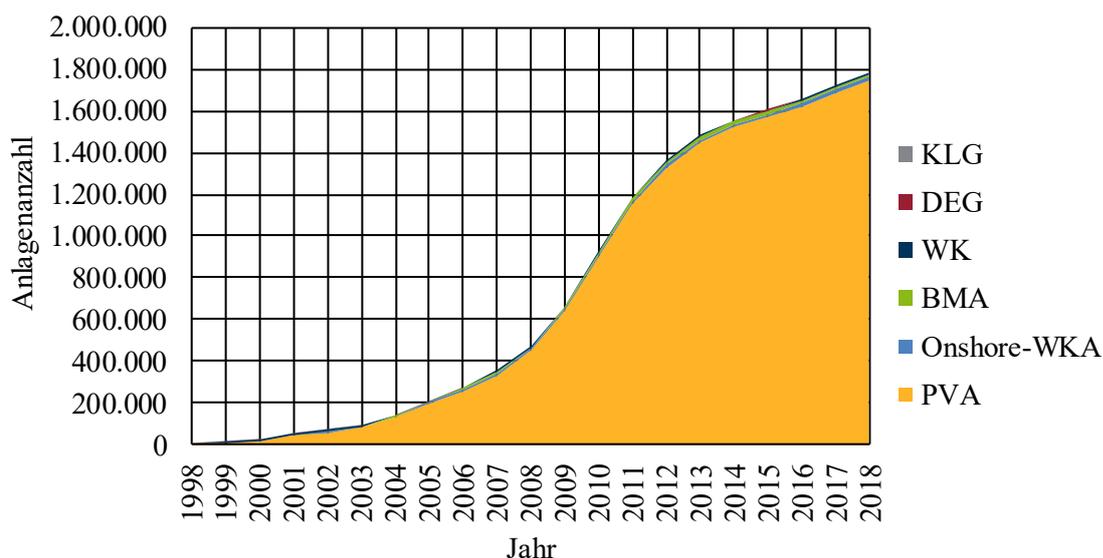


Abbildung 2-2: Kumulierte Anlagenanzahl von DEA 1998 - 2018, aufgeteilt nach DEA-Technologie, in den Netzebenen 4 – 7. Datengrundlage [8]

Diese Entwicklung betrifft insbesondere die Verteilungsnetze. Der Anteil der Anlagenanzahl in NS- und MS-Netzebenen (NE 4-7) an der gesamten DEA-Anlagenanzahl betrug 2018 99,4 %. Dem gegenüber betrug der entsprechende Anteil der installierten Leistung 73,2 %. Für dieses unterschiedliche Verhältnis sind insbesondere Offshore-WKA ausschlaggebend, die vorrangig im HöS-Netz angeschlossen werden.

Aufgrund der überwiegenden Anlagenanzahl, aber auch nach der insbesondere für die Zielnetzplanung und zur Analyse von Leistungsflusssituationen im Verteilungsnetz relevanteren installierten Leistung werden daher die Technologien PVA, WKA, BMA und Laufwasserkraftwerke (LWK) im Folgenden zuverlässigkeitstechnisch modelliert und in den Verteilungsnetzanalysen betrachtet.

2.2.2 Entwicklung von Energiespeichern⁶

Ein wesentlicher Teil der in Abschnitt 2.2.1 betrachteten DEA-Technologien basiert auf der Nutzung fluktuierender erneuerbarer Energien (FEE). Die einspeisbare Leistung der FEE-DEA kann daher in Abhängigkeit des Wetters zwischen $S_{Akt} = 0$ VA und der maximal erreichbaren Leistung $S_{DEA,Max}$ variieren. Aufgrund des Betriebsregimes und des gesetzlichen Vorrangs von EEG-Anlagen (vgl. [54, S. § 11]), die häufig FEE-DEA sind (bspw. Onshore- und Offshore-WKA), fluktuiert daher die durch DEA eingespeiste Leistung sehr stark.

Verschiedene Studien (vgl. bspw. [10, S. 206 (Teil B)]) sehen daher in einem Zeitrahmen von 2020 bis 2050 einen deutlichen Anstieg sowohl der installierten ENS-Energiekapazität als auch der -Leistung. Aus Sicht von Netzplanung und -betrieb kann die Netzintegration von ENS aus mehreren Gründen sinnvoll sein:

- Aus netzplanerischer, ökonomischer Sicht kann durch die Nutzung von ENS an den DEA eine Verringerung der maximal eingespeisten Leistung am NVP erreicht werden. Damit einher geht die Verringerung der Auslastung von Betriebsmitteln, bspw. Leitungen oder Transformatoren, wodurch Betriebsmittel geringer dimensioniert werden können und somit Stromnetzinvestitions- und Betriebskosten resp. Netznutzungsentgelte sinken könnten.
- In Erweiterung zum vorigen Punkt können ENS auch an neuralgischen Punkten im Stromnetz in Abhängigkeit der NNS elektrische Leistung erzeugen oder beziehen, um einen regulären Netzbetrieb sicher zu stellen. In diesem Zusammenhang spricht man auch von Flexibilitäten [55, S. 9].

Bislang entwickelte und im Stromnetz eingesetzte Technologien unterscheiden sich technisch stark. Der überwiegende Anteil der aktuell in Deutschland installierten Speicherkapazität wird durch Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt, welche nach Stand von 2013 ca. $E_{PSK} = 40$ GWh insgesamt aufweist [56]. In NS- und MS-Netzen gab es in Deutschland 2018 ca. 60 Batteriegroßspeicher (Energiekapazität $E_{ENS} \geq 1$ MWh oder Leistung $P_{ENS} \geq 1$ MW) unterschiedlicher Leistungsklassen und Technologien [12, S. 12]. Eine umfassende Übersicht über Speichertechnologien und Detailbeschreibungen können [57] entnommen werden.

Im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Energiesysteme in Deutschland stellt sich die Frage, mit welcher Entwicklung von Typen und Technologien in den Verteilungsnetzen zu rechnen ist. Der Einsatzzweck und Einbauort von ENS in NS- und MS-Netzen werden innerhalb dieser Arbeit in zwei Kategorien unterschieden:

⁶ Teile dieses Abschnitts sind durch den Verfasser bereits veröffentlicht worden in [XV, S. 69-74] und werden hier in erweiterter Form dargestellt.

- (1) „Hausspeicher“: Zur Senkung der elektrizitätsbedingten Ausgaben in (an NS-Netzen angeschlossenen) Haushalten kann bereits heute aufgrund der Preisentwicklung und aufgrund der Förderung der Einbau von sogenannten „Hausspeichern“ sinnvoll sein. Kapazität und Leistung dieser ENS richten sich nach der Wirtschaftlichkeit sowie der verbundenen DEA. Die Kombination von Hausspeichern mit PVA wurde als „PV-Speicher-System“ gefördert und hat deswegen eine höhere Verbreitung gefunden (ca. 22.000 PV-Speicher-Systeme in Deutschland 2018 [12, S. 4]). Aus Sicht von Netzbetreibern ist hier insbesondere von Interesse, dass Hausspeicher die DEA-Erzeugung beeinflussen und ggf. begrenzen können. Zur Einordnung nach installierter Leistung für „Hausspeicher“ wird [58] herangezogen, in dem eine Leistung von max. 30 kW als Beschränkung von Hausspeichern vorgeschlagen wird.
- (2) „Quartierspeicher“: Für manche Anwendungen (darunter Teilnahme an Energiemärkten, Leistungs- und Energieaufnahme größerer DEA, Beeinflussung der Leistungsflusssituation im Stromnetz) ist eine höhere ENS-Leistung, als Hausspeicher üblicherweise besitzen, erforderlich. Aufgrund der anderen Leistungs- und Energieklassen als Hausspeicher sowie der abweichenden Einbau- und Verwendungsorte können Quartierspeicher zu anderen Funktionen verwendet werden als Hausspeicher.

2.2.3 Entwicklung von flexiblen Lasten⁷

Der bisherige Netzplanungsprozess sowie auch der Netzbetrieb ist stark „lastgeprägt“ (entnahmegeprägt), d. h. die Erfüllung der elektrischen Leistungs- und Energieentnahmebedarfe hat bei vielen Planungs- und Betriebsprozessen (in allen Netzebenen) Vorrang. Mit dem Paradigmenwechsel der Erzeugung durch DEA, die nicht mehr bedarfsorientiert, sondern erzeugungsorientiert betrieben werden, sowie mit der Herausforderung von neuen, leistungsstarken Entnahmen (bspw. EFZ) stellt sich die Frage, inwieweit Entnahmen zeitlich flexibilisiert werden können und somit Einfluss auf die Netzplanung haben können.

Mit dem starken Anstieg von DEA (vgl. Abschnitt 2.2.1), häufig auf Basis von FEE und nicht gesteuert durch den aktuellen Entnahmebedarf, kommt es bei der Entnahmenbedarfserfüllung zu einem Paradigmenwechsel von der Nicht-Beeinflussbarkeit der Entnahme („starre Bedarfserfüllung“) hin zur (teilweisen) erzeugungsabhängigen Entnahme. Für diese Konzepte wurden die Begriffe „Flexible Lasten“, „Lastmanagement“ oder „Demand Side Integration“, bei passivem Anreiz der Entnahmen „Demand Response“ (DR) oder bei aktiver Steuerung der Entnahme „Demand Side Management“ (DSM) [59, S. 35] eingeführt.

⁷ Teile dieses Abschnitts sind durch den Verfasser bereits veröffentlicht worden als in [XV, S. 65-68] und werden hier in erweiterter Form dargestellt.

Da im Rahmen dieser Arbeit das netztechnische Verhalten (und nicht die Steuerung der Entnahmen) im Vordergrund steht, wird der Oberbegriff „Flexible Lasten“ (FL) verwendet. EFZ werden im Rahmen dieser Arbeit als flexible Lasten behandelt, deren Verschiebungspotential aktiviert werden kann.

FL können in einer Vielzahl von Sektoren und Anwendungen eingesetzt werden [11]. Für Anwendungen im Hinblick auf NS- und MS-Netze werden hier insbesondere folgende Bereiche betrachtet:

- Industrieunternehmen
- Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD)
- Haushalte (HH, insbesondere EFZ)

Der Einsatz und der zukünftige Anstieg von flexiblen Lasten können unter mehreren Gesichtspunkten sinnvoll sein:

- Durch die Flexibilisierung der Entnahmen können Betriebsmittel geringer dimensioniert werden und so Netzausbau- und -betriebskosten sowie Netznutzungsentgelte gesenkt werden.
- Die aktive Flexibilisierung an neuralgischen NVP, auch unter Kombination mit Erzeugungsanlagen, kann zu einer zusätzlichen Netzausbau- und -betriebskostensenkung führen [55, S. 126 f.].

Sowohl die Anwendungsbereiche als auch die zukünftig verschiebbare Leistung und Energie werden in der Literatur divers gesehen. Die Potentialbereiche in NS- und MS-Netzen lassen sich auf Haushalte (einschließlich Wärmepumpen und Elektromobilität [vgl. [59]]) sowie Gewerbe-, Handel- und Industriekunden (GHD) aufteilen, wobei höhere Flexibilisierungspotentiale im GHD-Bereich vorwiegend in MS-Netzen angenommen werden können. In [60] wird für Haushalte in 2030 ein Leistungspotential von bis zu 20 GW und eine maximale Verschiebungsdauer von 24 h/Tag gesehen, im GHD-Bereich dagegen ein Potential von ca. 12 GW 2030 und eine maximale Verschiebungsdauer von 2 h/Tag. Bei Industrieprozessen ist die verschiebbare Dauer stark abhängig vom jeweiligen Prozess [59].

2.2.4 Anforderungen an Nieder- und Mittelspannungsnetze

Aus technischer Sicht führt im Netzplanungs- und Netzbetriebsprozess die Netzintegration von DEA, ENS und FL zu neuen Anforderungen in NS- und MS-Netzen.

Nach der *DIN EN 50160* [61, S. 14] müssen in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen 95 % der 10-Minuten-Mittelwerte jedes Wochenintervalles des Effektivwertes der Spannung U_i an jedem NVP i innerhalb des Bereiches von $0,9 \cdot U_n \leq U_i \leq 1,1 \cdot U_n$ liegen. Für NS-Netze ist aufgrund der historischen Entwicklungen und des häufig starren Übersetzungsverhältnisses an Ortsnetztransformatoren (ONT) nach der *VDE-AR-N 4105* [62, S. 22] ein maximaler Anstieg von $\Delta U_{\max} = 0,03 \cdot U_n$ des durch langsame Spannungsänderungen verursachten Spannungsanstiegs am NVP von DEA vorgegeben. Im MS-Netz beträgt der korrespondierende maximal zulässige Anstieg nach *VDE-AR-N 4110* [63, S. 44] hingegen $\Delta U_{\max} = 0,02 \cdot U_n$. Ebenso ist im Normalbetrieb der thermische Grenzstrom I_{th} von Betriebsmitteln, darunter Kabel, Freileitungen und Transformatoren, nicht zu überschreiten [50, S. 21]. Bei Umschaltungen im Rahmen von Wiederversorgungsmaßnahmen ist temporär eine geringfügige Überschreitung des thermischen Betriebsstroms der Betriebsmittel gängig [50, S. 31f.].

Bei der Netzplanung kann der Anstieg von DEA in NS- und MS-Netzen sowohl zu Problemen bei der zulässigen langsamen Spannungsänderung als auch bei der maximalen Betriebsmittelbelastung führen. Aufgrund des üblicherweise im Vergleich zur Erzeugungsseite größeren zulässigen ΔU für entnahmegeprägte Betriebspunkte [5, S. 15], [64, S. 27] sind durch den Anstieg von Entnahmeleistungen, bspw. durch EFZ oder Quartierspeicher, tendenziell eher Betriebsmittelüberlastungen zu erwarten. Diese Entwicklungen müssen durch Auswahl von geeigneten Netzausbaumaßnahmen (NAM) gelöst werden.

Ein weiterer Aspekt im Rahmen des Netzplanungsprozesses ist die Zunahme von auslegungsrelevanten NNS. Zur Auslegung von Betriebsmitteln in NS- und MS-Netzen wurde bislang vorwiegend die NNS mit maximaler Entnahmeleistung (sogenannter Starklastfall, vgl. [50, S. 18]) betrachtet. Zur Berücksichtigung der o. g. technischen Grenzen ist die Betrachtung von weiteren Betriebspunkten notwendig. Eine NNS mit der maximal möglichen Leistung der Erzeugungsanlagen (unter Berücksichtigung von Gleichzeitigkeitsfaktoren (GZF)) ist häufig sinnvoll. Bei Netzbereichen, die sich hinsichtlich Entnahme und Erzeugung deutlich voneinander unterscheiden, und bei Planung mit spannungsregelnden Betriebsmitteln kann die Betrachtung von mehreren auslegungsrelevanten Betriebspunkten notwendig sein.

2.3 Anreizregulierung und Qualitätselement

2.3.1 Begrifflichkeiten

Insbesondere für Entnahme-NVP in elektrischen Energieversorgungssystemen existieren hohe Anforderungen an die Qualität der elektrischen Energieversorgung, die sog. Versorgungsqualität. Beschreibung und Klassifizierung der Versorgungsqualität variieren in der Literatur. Nach [2, S. 740f.] setzt sich die Versorgungsqualität der öffentlichen Stromversorgung aus drei Bereichen zusammen:

- (1) Zuverlässigkeit
- (2) Spannungsqualität
- (3) Servicequalität

Ebenso nach [2, S. 936] lässt sich die Versorgungsqualität anhand der drei Kriterien Sicherheit, Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit bewerten. Dem gegenüber werden in [65] fünf „Säulen der Versorgungsqualität“ definiert:

- (1) Netzzuverlässigkeit
- (2) Produktqualität
- (3) Versorgungssicherheit
- (4) Servicequalität
- (5) Netzleistungsfähigkeit

Um den Einfluss und den Bereich des Inhalts der vorliegenden Arbeit bewerten zu können, werden im Folgenden die wesentlichen Begrifflichkeiten erläutert und die Schnittpunkte im Rahmen dieser Arbeit herausgestellt.

- *Netzzuverlässigkeit / Zuverlässigkeit*: Der Begriff *Zuverlässigkeit* ist in [66] definiert als „Beschaffenheit einer Einheit bezüglich ihrer Eignung, während oder nach vorgegebenen Zeitspannen bei vorgegebenen Anwendungsbedingungen die Zuverlässigkeitsforderung zu erfüllen“. Nach [65] ist die *Netzzuverlässigkeit* die „Fähigkeit des Energienetzes [...], Energie unter Einhaltung bestimmter Qualitätsparameter von einem Ort des Netzes zu einem anderen zu transportieren, (...)“. In [14, S. § 19, Abs. 3] wird Netzzuverlässigkeit als „Fähigkeit des Energieversorgungsnetzes, Energie möglichst unterbrechungsfrei und unter Einhaltung der Produktqualität zu transportieren“ beschrieben. In [2, S. 938] heißt es spezifischer, die Zuverlässigkeit „quantifiziert die Dauer einer Versorgungsunterbrechung bei bzw. nach einer Störung“. In diesem Sinne lässt sich die im Folgenden vereinfacht *Zuverlässigkeit* genannte Eigenschaft als quantifizierbare Funktionsfähigkeit der Betriebsmittel eines Netzes oder eines Netzbereiches auffassen.

- *Spannungsqualität / Produktqualität*: Hiermit ist das „Ausmaß des Einhaltens der Nennspannung bei den Abnehmern“ [2, S. 740] gemeint. Die Spannungsqualität lässt sich u. A. durch die folgenden Kriterien beschreiben [2, S. 741]:
 - Effektivwert der Knotenspannung
 - Spannungseinbrüche
 - Flicker
- *Versorgungssicherheit*: Hiermit ist nach [65] die technische Sicherheit im Sinne von Schäden für Menschen und Anlagen zu verstehen. Häufig wird jedoch unter Versorgungssicherheit auch schwerpunktmäßig verstanden, dass der Entnahmebedarf jederzeit durch entsprechende Erzeugung gedeckt werden kann [2, S. 5 f.], [67]. Um dies sicherzustellen und zu analysieren, ist der zeitaufgelöste Entnahmebedarf sowie die zeitliche Fähigkeit der Erzeugungsanlagen zur Bereitstellung elektrischer Energie zu untersuchen. Im Zuge der Energiewende und dem Anstieg von DEA auf Basis von FEE (vgl. Abschnitt 2.2.1) ist häufig die Versorgungssicherheit im Fokus.
- *Servicequalität*: Hiermit wird das Verhältnis von Netzbetreiberkunden zu Netzbetreibern beschrieben [65]. Mit einer hohen Güte der Netzbetreiber-Dienstleistungen, bspw. Vertrags-, Abrechnungs- und Störungsmanagement [2, S. 940], kann auch eine hohe Servicequalität erreicht werden.
- *Netzleistungsfähigkeit*: Dieses Kriterium wird innerhalb Europas ausschließlich in Deutschland zur Versorgungsqualität gezählt [65], [68, S. § 21a]. Hiermit ist die Fähigkeit des Energienetzes gemeint, die Nachfrage nach der Übertragung von Energie zu befriedigen [14, S. § 19].

In der vorliegenden Arbeit werden Effekte und Entwicklungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit eines Netzes oder eines Netzbereiches analysiert. Der Fokus wird daher insbesondere hinsichtlich der Netzleistungsfähigkeit und der Versorgungssicherheit abgegrenzt, die beide mittelbar mit der Zuverlässigkeit eines Netzes zusammenhängen, jedoch hier nicht explizit betrachtet werden.

Versorgungszuverlässigkeit im engeren Sinn bezeichnet im Rahmen dieser Arbeit die Fähigkeit eines Energienetzes, die vollständige Bedarfsanforderung von Entnahmen zu bedienen. Dem gegenüber wird hier als *Erzeugungszuverlässigkeit* die Fähigkeit eines Energienetzes und der Erzeugungsanlagen selbst bezeichnet, die vollständige Erzeugungsanforderung zu erfüllen. Übergreifend für alle NNZ-Gruppen steht der Begriff der Zuverlässigkeit, mit dem die jeweilige Anforderungserfüllung im Netz bezeichnet ist.

Im Hinblick auf die probabilistische, quantitative Zuverlässigkeitsberechnung werden weiterhin folgende Begriffe unterschieden:

- *Zuverlässigkeitsberechnung (ZVB), Zuverlässigkeitsanalyse (ZVA) und Zuverlässigkeitstechnik*: Die ZVB ist nach [36, S. 6] ein Teil der ZVA, die wiederum ein Teil der Zuverlässigkeitstechnik ist. In der ZVB werden quantitative Ergebnisse (darunter ZVKG) berechnet, deren Aussage im Rahmen von ZVA („Gesamtheit einer Zuverlässigkeitsuntersuchung“) qualitativ bewertet werden.
- *Komponenten, Betriebsmittel und Systeme*: Für ZVB wird das Energienetz in einzelne Betrachtungseinheiten zerlegt. Betrachtungseinheiten, die nicht weiter systemtheoretisch zu unterteilen sind, werden als Komponenten bezeichnet (vgl. [36, S. 17], [44]). Komponenten können aus Untersystemen (häufig als *Betriebsmittel* bezeichnet, vgl. [37, S. 10]) bestehen, die zuverlässigkeitstechnisch zu bewerten sind. In diesem Sinne können *Komponenten* bspw. Leitungen oder Transformatoren sein, *Betriebsmittel* hingegen Teile von Komponenten (bspw. Schaltfelder). Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird zur Beschreibung von zuverlässigkeitstechnischen Modellierungen auf den Begriff *Betriebsmittel* verzichtet. Teile von Komponenten werden anstatt dessen als *Subkomponenten* bezeichnet. Für allgemeine Beschreibungen der Bestandteile von Stromnetzen wird weiterhin der Begriff *Betriebsmittel* verwendet.
- *Zuverlässigkeitselemente (ZV-Elemente)*: ZV-Elemente setzen sich aus einer Komponente und einer Ausfallart zusammen; bspw. „Unabhängiger Einfachausfall von Leitung a “.
- *Fehler*: Falls eine Komponente (bspw. eine Leitung) durch ein ungeplantes (stochastisches) Ereignis keine Funktionsfähigkeit (bspw. Übertragungskapazität) mehr bereitstellen kann, wird dieses Ereignis als *Fehler* bezeichnet.
- *Ausfall*: Eine Komponente, deren Funktionsfähigkeit nicht zur Verfügung steht, unterliegt in diesem Zeitraum einem *Ausfall* und befindet sich im Zustand *Ausgefallen*. Dies kann durch ungeplante (stochastische) Ereignisse (*Fehler*) ausgelöst werden.
- *Störung*: Durch eine *Störung* befindet sich das Stromnetz nicht mehr im *Normalbetrieb*, sondern im *Störungsbetrieb*. Eine *Störung* kann durch den Ausfall von einer oder mehreren Komponenten verursacht werden (Störungsereignis), muss jedoch nicht zwingend eine Versorgungs- oder Erzeugungsunterbrechung zur Folge haben. Als *Störung* wird im Rahmen dieser Arbeit der zeitliche Verlauf vom Eintritt des *Störungsbetriebs* bis zur vollständigen Rückkehr zum *Normalbetrieb* bezeichnet.
- *Versorgungsunterbrechung (VU)*: Eine *VU* ist nach [61, Kap. 3.19] ein Zustand, in dem „die Spannung an der Übergabestelle weniger als 5 % der Bezugsspannung beträgt“. Für eine stochastische *VU* ist der stochastische Ausfall (Fehler) einer Komponente grundlegend. Nicht alle stochastischen Störungen von Komponenten führen jedoch zu *VU*. Der Prozess von Eintritt einer Störung bis zur vollständigen Erfüllung des Leistungsbedarfs von unterbrochenen Entnahmen wird als *VU* bezeichnet. Dies schließt den Ablauf des Netzbetriebs, darunter die Betätigung von Schalthandlungen und die Reparatur von Komponenten, mit ein. *VU* lassen sich wie folgt unterteilen:

- Geplante *VU*: Durch vom Netzbetreiber durchgeführte Maßnahmen können Abschaltungen notwendig sein, wodurch Entnahmen von einer *VU* betroffen sein können.
- Stochastische *VU*: *VU*, die durch stochastische Ausfälle verursacht werden, und weiter nach der Dauer unterteilt werden:
 - Langzeitunterbrechung (länger als 3 min)
 - Kurzzeitunterbrechung (bis einschließlich 3 min)
- *Erzeugungsunterbrechung (EU)*: In Analogie zu *VU* wird als *EU* hier ein Zustand bezeichnet, in dem die Spannung an NVP mit Erzeugungsanlagen weniger als 5 % der Bezugsspannung beträgt. Dies kann sowohl durch geplante als auch durch stochastische Störungen verursacht werden. Eine Unterscheidung nach Langzeit- oder Kurzzeitunterbrechungen wird hier nicht getroffen.

Für die Bestimmung der Kennzahlen nach EnWG [13] und ARegV [14] werden ausschließlich Langzeitunterbrechungen berücksichtigt [69].

2.3.2 Hintergrund der Anreizregulierung

Im Zuge der Liberalisierung der Energiewirtschaft in den 1990er- und 2000er-Jahren wurde der häufig innerhalb von einzelnen Unternehmen verbundene Betrieb von Energieversorgung und Netz „entflochten“. Als Teil der Entflechtungen wurde die Abtrennung von Netzbetreibern in einzelne Gesellschaften notwendig und vollzogen.

Innerhalb der Gesetzgebung in Deutschland wird den Stromnetzen ein „natürliches Monopol“ unterstellt. Eine Konkurrenzsituation, bspw. durch Verlegung parallel verlaufender Stromnetze, soll insbesondere zur Wahrung einer hohen Versorgungsqualität vermieden werden. Um die hohe Versorgungsqualität unter gleichzeitiger Beachtung von Kosteneffizienzpotentialen zu steuern, wurde die ARegV [14] geschaffen. Für den wirtschaftlichen Betrieb der Netzbetreiber werden auf Basis der ARegV Erlösobergrenzen gesetzt, die jährlich neu ermittelt werden.

2.3.3 Regulierungsformel

Zur Ermittlung der netzbetreiberspezifischen Erlösobergrenze wird durch die jeweils zuständige Regulierungsbehörde eine Formel (sogenannte „Regulierungsformel“) angewendet. Liegt der Erlös des Netzbetreibers über der Erlösobergrenze, wurde ein Verlust erwirtschaftet; reziprok wird bei Unterschreiten ein Gewinn erzielt, da die Erlösobergrenze durch den Netzbetreiber ausgeschöpft werden kann. Die Erlösobergrenze wird netzbetreiberspezifisch unter Berücksichtigung mehrerer Faktoren ermittelt und gilt für eine Regulierungsperiode. Bisherige Regulierungsperioden wiesen eine Länge von fünf Jahren auf. Die Formel für die Erlösobergrenze lautet ab der dritten (aktuellen) Regulierungsperiode [14, S. Anhang 1 (zu § 7)]:

$$EO_t = KA_{\text{dnb},t} + (KA_{\text{vnb},1} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,t} + \frac{B_0}{T}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) + KKA_t + (VK_t - VK_0) + S_t + Q_t \quad (2-1)$$

EO_t bezeichnet dabei die Erlösobergrenze im Jahr t , $KA_{\text{dnb},t}$ bezeichnet den dauerhaft nicht beeinflussbaren Kostenanteil, $KA_{\text{vnb},1}$ bezeichnet den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteil, V_t bezeichnet den Verteilungsfaktor für den Abbau von Ineffizienzen im Jahr t , $KA_{b,t}$ bezeichnet den vorübergehend nicht beeinflussbaren Kostenanteil für das Jahr t , B_0 bezeichnet den Bonus im Basisjahr, T bezeichnet die Dauer der jeweiligen Regulierungsperiode in Jahren, VPI_t bezeichnet den Verbraucherpreisgesamtindex für das Jahr t , VPI_0 bezeichnet den durch das statistische Bundesamt veröffentlichten Verbraucherpreisgesamtindex im Basisjahr. PF_t bezeichnet den generellen sektoralen Produktivitätsfaktor. KKA_t bezeichnet den Kapitalkostenaufschlag nach [70, S. § 10a], VK_t bezeichnet den volatilen Kostenanteil im Jahr t , VK_0 bezeichnet den volatilen Kostenanteil im Basisjahr, S_t bezeichnet die Summe der Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze und Q_t das Qualitätselement im Jahr t .

Das Qualitätselement beinhaltet „Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 19 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode“ [13, S. Anhang 1]. Im Rahmen von Zuverlässigkeitsbetrachtungen ist lediglich das Qualitätselement von Interesse. Daher wird dieses nachfolgend näher erläutert.

2.3.4 Qualitätselement

Mit Hilfe des Qualitätselementes (Q-Element) wird die Qualität der Versorgung in die Ermittlung der Erlösobergrenze einbezogen. Das Q-Element wurde zum 1. Januar 2012 erstmals angewendet [71, S. 1]. Netzbetreiber mit weniger als 30.000 Entnahmen im elektrischen Verteilungsnetz können das vereinfachte Regulierungsverfahren ohne Qualitätsregulierung nutzen [14, S. § 24 Abs. 1]. Derzeit (2020) findet ausschließlich die *Netzzuverlässigkeit Strom* im Q-Element Anwendung. In der Praxis bedeutet dies die Ermittlung der ZVKG SAIDI für NS-Netze und der ZVKG ASIDI für MS-Netze durch die Regulierungsbehörden.

Erste Überlegungen zur Berücksichtigung der Netzleistungsfähigkeit existieren, sind jedoch aufgrund der unklaren Quantifizierbarkeit noch nicht weit gediehen. Die Berücksichtigung der Netzzuverlässigkeit Gas findet ebenso nicht statt. Dies ist in der mangelnden Beeinflussbarkeit dieser durch den Netzbetreiber begründet. Aufgrund der zu berücksichtigenden technischen Richtlinien bei Installation und Betrieb von gastechnischen Anlagen wird bereits eine sehr hohe Verfügbarkeit im Gasnetz erreicht (vgl. [72]) und kann bei Berücksichtigung der Richtlinien durch den Gas-Netzbetreiber nicht wesentlich beeinflusst werden.

Anders wird dies auf der Stromseite durch den Gesetzgeber in der ARegV unterstellt. Zur Sicherstellung eines „leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen“ [13, S. § 1] wird durch Netzbetreiber in Planungs- und Betriebsgrundsätzen für NS- und MS-Netze häufig eine $(n-1)$ -Sicherheit bzw. $(n-1)$ -Zuverlässigkeit im Stromnetzbetrieb vorgesehen. Im Allgemeinen wird eine hohe *Netzzuverlässigkeit Strom* mit hohen Ausgaben (in Betriebsmittel) assoziiert, sodass der Netzbetreiber gefordert ist, ein Optimum aus den als konträr angenommenen Zielen „Hohe Kosteneffizienz“ und „Hohe *Netzzuverlässigkeit Strom*“ herzustellen.

Sowohl für NS-Netze als auch für MS-Netze wird aus den Störungsdaten ein Referenzwert $Y_{Ref,j}$ durch die Regulierungsbehörde ermittelt. Liegt der *SAIDI* bzw. *ASIDI* des Netzbetreibers unter $Y_{Ref,j}$, wird durch das Q-Element eine Kompensationszahlung (Bonus) vorgesehen. Reziprok wird bei Überschreiten des Richtwerts eine Strafzahlung (Malus, Pönale) fällig. Sowohl für Bonus- als auch für Malus-Zahlungen gibt es jedoch Grenzen, es handelt sich daher um eine gekappte Qualitäts-Erlös-Funktion [44, S. 19]. Abbildung 2-3 zeigt den qualitativen Verlauf der Funktion. $Y_{Ref,j}$ bezeichnet den Referenzwert der Kenngröße der Netzebene j in der Regulierungsperiode, $Y_{Ind,j,t}$ die individuelle Kenngröße der Netzebene j im Jahr t und a die Kappungsgrenze.

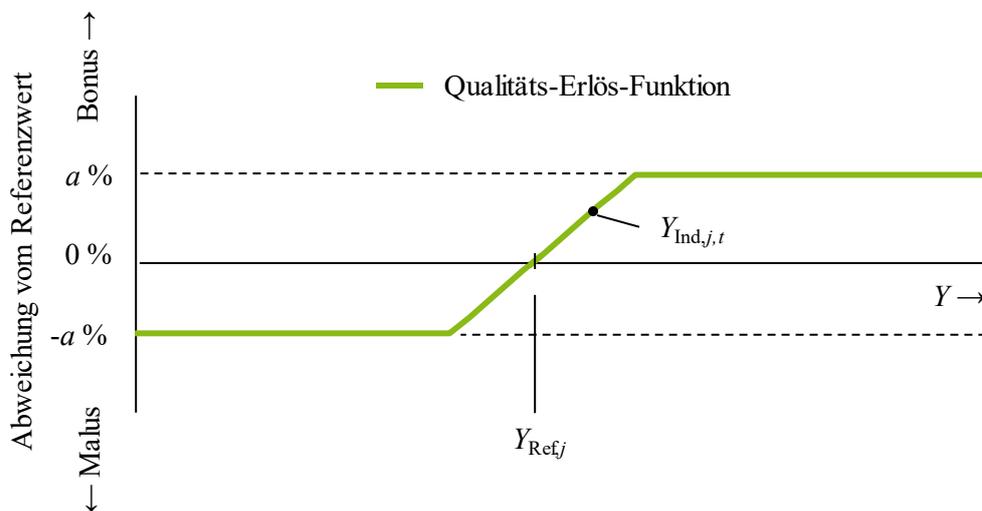


Abbildung 2-3: Qualitäts-Erlös-Formel für Qualitäts-ZVKG der NS- und MS-Netze (orientiert an [44], [73])

Im Rahmen dieser Arbeit ist zu beachten, dass die *Netzzuverlässigkeit Strom* und damit das Q-Element bislang ausschließlich die Verfügbarkeit von Entnahmen erfasst und bewertet. Die Verfügbarkeit von Erzeugungsanlagen geht bislang nicht in die Regulierungsformel mit ein und spielt daher in Bezug auf die Netzzuverlässigkeit für den Netzbetreiber auch eine untergeordnete Rolle.

Für jeden Netzbetreiber werden mittels des Q-Elementes jeweils für NS- und für MS-Netze Referenzwerte ermittelt. Für NS-Netze wird dabei die ZVKG *SAIDI* (vgl. Formel (2-7)), für MS-Netze die ZVKG *ASIDI* (vgl. Formel (2-9)) herangezogen.

Zur realitätsnahen Betrachtung unter Berücksichtigung von Netzspezifika ist eine quantifizierbare Einbeziehung von bspw. Netzstrukturparametern wünschenswert, die die Q-Element-Referenzwertermittlung möglichst netzspezifisch ermöglichen kann. Statistische Untersuchungen im Vorfeld der Anwendung des Q-Elementes jeweils für die 1., 2. und 3. Regulierungsperiode ergaben, dass von den untersuchten Parametern hinsichtlich der ZVKG *SAIDI* (NS) keiner eine ausreichende Signifikanz vorweist [71], [74], [75]. Gleichzeitig wurde jeweils ein zur Berücksichtigung genügend großer statistischer Zusammenhang des *ASIDI* (MS) mit dem Parameter „Lastdichte“ erkannt. Für den *SAIDI* wurde daher für die 1., 2. und 3. Regulierungsperiode ein netzbetreiberübergreifender Referenzwert angesetzt, für den *ASIDI* jeweils ein netzbetreiberspezifischer Wert unter Berücksichtigung der jeweiligen Lastdichte berechnet.

Die Berechnung von monetärem jährlichem Bonus oder Malus erfolgt linear anhand der Abweichung der jeweiligen ZVKG vom Referenzwert und kann durch die folgende Formel bestimmt werden (vgl. Abbildung 2-3 und orientiert an [74, S. 12], [44, S. 20]):

$$P_t = \begin{cases} a \cdot Y_{\text{Ref},j} \cdot n_j \cdot m, & Y_{\text{Ind},j,t} \geq a \cdot Y_{\text{Ref},j} \\ (Y_{\text{Ref},j} - Y_{\text{Ind},j,t}) \cdot n_j \cdot m, & -a < Y_{\text{Ind},j,t} < a \\ -a \cdot Y_{\text{Ref},j} \cdot n_j \cdot m, & Y_{\text{Ind},j,t} \leq -a \cdot Y_{\text{Ref},j} \end{cases} \quad (2-2)$$

P_t bezeichnet die Pönale (Bonus/Malus) im Jahr t , m den Monetarisierungsfaktor und n_j die Anzahl der Entnahmen in der Netzebene j . Die maximale Abweichung vom Referenzwert wird zusätzlich durch die „Kappungsgrenze“ bestimmt (a in Abbildung 2-3). Diese wird ex post bestimmt und beträgt $a = 2 \dots 4$ % der Erlösobergrenze des vorangegangenen Jahres abzüglich der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und abzüglich der Kosten für die NE 1 bis 4 [74, S. 13].

Der Monetarisierungsfaktor m lässt sich als Steigung der Bonus-/Malus-Gerade in den Grenzen von $-a$ bis a auffassen und wird in Euro je Minute der Nichtverfügbarkeit eines Letztverbrauchers (LV) und Jahres angegeben (EUR/min/LV/a). In Tabelle 2-1 ist im jährlichen Verlauf der jeweilige Monetarisierungsfaktor m sowie der Referenzwert $Y_{\text{Ref},j}$ für NS-Netze $SAIDI_{\text{Ref,NS}}$ dargestellt. Für MS-Netze ist der $Y_{\text{Ref},j}$ (*ASIDI*) aufgrund der Berücksichtigung der jeweiligen Lastdichte nicht für jedes MS-Netz gleich, sondern individuell zu ermitteln. Aufgrund von Betriebsgeheimnissen steht für diese Referenzwerte keine umfangreiche Datenbasis zur Verfügung, sodass auf eine Darstellung hier verzichtet wird.

Tabelle 2-1: m und Referenz-*SAIDI* in den Jahren 2012 – 2018. Datengrundlage [74], [76], [77]

Jahr	m in EUR/min/LV/a	(Vorgeschlagener) $SAIDI_{Ref,NS}$ in min/a
2012	0,18	6,1
2013		
2014	0,19	
2015		
2016		
2017	0,21	
2018		
2019	0,22	4,1
2020		

Das Ziel des Monetarisierungsfaktors soll es nach [73, S. 99] sein, eine „hinreichende Approximation aller Kundenpräferenzen bezüglich der Netzzuverlässigkeit zu liefern“. Insofern lässt sich der Monetarisierungsfaktor auch als Geldwert des entgangenen Nutzens eines Kunden interpretieren, wenn diesem innerhalb eines Jahres eine VU in der Höhe von einer Minute widerfahren ist [44, S. 20]. Anzumerken ist, dass der Geldfluss dieses entgangenen Nutzens nicht an den Geschädigten erfolgt, sondern in die Erlösobergrenze des Netzbetreibers eingeht (vgl. Formel (2-1)). Ebenso ist hier anzumerken, dass sich die Zahlungen des Q-Elementes nur auf die Entnahme-ZVKG beziehen. Eine Entsprechung hinsichtlich der Verfügbarkeit für Erzeugungsanlagen widerspricht dem derzeitigen Paradigma, nach dem Netzentgelte durch Entnahmen aufgebracht werden.

Um die Änderungen der Versorgungszuverlässigkeit von zukünftigen NS- und MS-Netzen auch hinsichtlich des Q-Elementes zu bewerten, werden die monetären Effekte von Netzausbaumaßnahmen und Pönalen des Q-Elementes mittels Prinzipialanalysen bestimmt (vgl. Abschnitt 5.2). Für die analysierten Netztypen lässt sich so ableiten, in welcher Relation Netzausbaukosten und die Änderung von Pönalen nach dem Q-Element stehen.

2.4 Entwicklung der Zuverlässigkeit

Im Zuge dieser Arbeit werden Zuverlässigkeitsanalysen an zukünftigen Verteilungsnetzen vorgenommen. Um die Entwicklungen und Effekte hinsichtlich der Zuverlässigkeit einordnen zu können, ist ein Blick auf den historischen Verlauf von ZVKG, Störungsanzahl und -ursachen sowie betroffenen Netzebenen in deutschen Verteilungsnetzen sinnvoll.

2.4.1 Entwicklung der Zuverlässigkeitskenngrößen

Netzbetreiber unterliegen nach [13, S. § 52] Meldepflichten bei VU. Die Angaben enthalten mindestens:

- Zeitpunkt und Dauer der VU,
- Ausmaß der VU (betroffene Zählpunkte bzw. Transformator-Leistung),
- Ursache der VU.

Die Regulierungsbehörde erhält diese Daten, wertet sie aus und erstellt je Netzbetreiber ZVKG zur Bewertung nach der ARegV. Weiterführende Auswertungen dieser Daten hinsichtlich NS- und MS-Netzen können Abschnitt 9.1 entnommen werden.

Auf Basis der gemeldeten VU der teilnehmenden Netzbetreiber wird ein jährlicher Gesamt-Nichtverfügbarkeitswert für Entnahmen je Spannungsebene nach der Berechnungsvorgabe aus [13] ermittelt. Für NS-Netze ist dies der $SAIDI_{EnWG}$, für MS-Netze der $ASIDI_{EnWG}$. Die Summe aus beiden Werten wird hier als $SAIDI_{EnWG,ges}$ bezeichnet. In Abbildung 2-4 ist der jährliche $SAIDI_{EnWG,ges}$, aufgeteilt nach Beiträgen aus NS und MS, sowie die jährliche Anzahl der Unterbrechungen in NS und MS abzulesen. Die Zahlenwerte stellen jeweils den Gesamtwert (also $SAIDI_{EnWG,ges}$ resp. Gesamtanzahl der VU in NS- und MS-Netzen) dar.

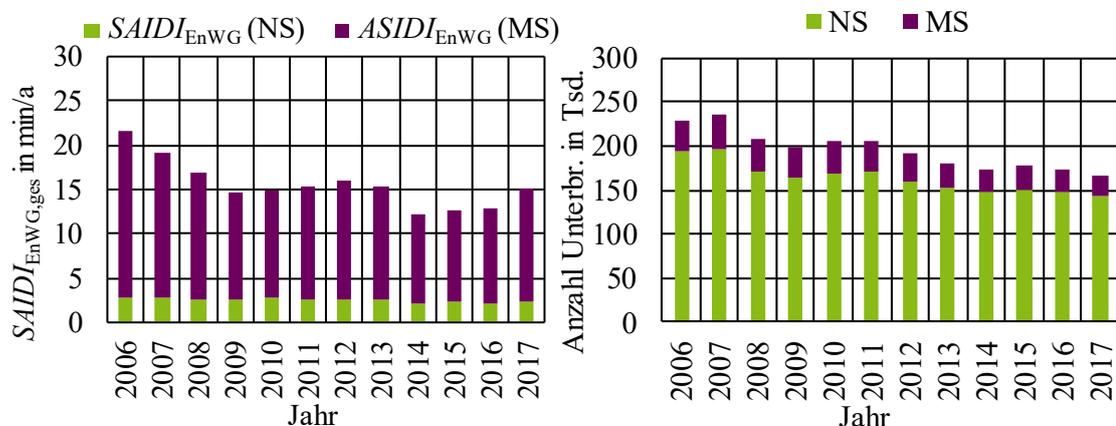


Abbildung 2-4: Verlauf von $SAIDI_{EnWG}$ (NS) und $ASIDI_{EnWG}$ (MS) (links) und Verlauf der Anzahl von VU in NS und MS von 2006 bis 2017. Datengrundlage [69]

Zunächst ist ersichtlich, dass sowohl die ZVKG $SAIDI_{EnWG,ges}$ als auch die Gesamtanzahl von VU in NS und MS im Zeitraum von 2006 bis 2017 gesunken sind (um 29,7 % ($SAIDI_{EnWG,ges}$) resp. 27 % (Gesamtanzahl Unterbrechungen)).

Es ist auffällig, dass die Störungen in MS-Netzen einen erheblich größeren Anteil an Nichtverfügbarkeiten der Entnahmen als Störungen in NS-Netzen aufweisen. Im Mittel von 2006 bis 2017 beträgt das von $ASIDI_{EnWG}$ zu $SAIDI_{EnWG,ges}$ Verhältnis 83,7 %. Dem gegenüber stehen die Anzahl Unterbrechungen, bei denen Unterbrechungen in MS-Netzen nur 16 % der Gesamtanzahl von Unterbrechungen in NS- und MS-Netzen im Mittel von 2006 bis 2017 ausmachen. Es lässt sich schlussfolgern, dass Unterbrechungen in MS-Netzen zwar seltener sind, jedoch bei Auftreten eine höhere Anzahl von Entnahmestellen betreffen.

Aus dem Verlauf des $SAIDI_{\text{EnWG,ges}}$ sowie dem Verlauf der Gesamtanzahl an VU in deutschen NS- und MS-Netzen lässt sich ableiten, dass die mittlere Zuverlässigkeit von deutschen NS- und MS-Netzen von 2006 – 2017 zugenommen hat.

2.4.2 Einzelstörungen, Störungsursachen und Ausfallorte

Durch die Bundesnetzagentur sind für den Zeitraum von 2008 bis 2017 Einzelstörungsdaten veröffentlicht worden. Diese bilden einen anonymisierten Auszug aus den meldepflichtigen Störungen (vgl. Abschnitt 2.4.1).

Für den VNB ist zur Berücksichtigung im Zuge der Netzplanung besonders relevant, welche Betriebsmittel ursächlich sind für Störungen an den Entnahme-NVP. In den VDN- bzw. FNN- Verfügbarkeits- und Störungsstatistiken können die Störungsursachen bei Entnahmen aufgeteilt nach Ausfallort (auslösende Betriebsmittel) aufgeschlüsselt werden. Für die DISQUAL- ZVKG Q_U sind die Werte für NS-Netze (stochastische VU, ohne Rückwirkungsstörungen durch höhere Netzebenen) im Zeitraum von 2004 bis 2018 in Abbildung 2-5 dargestellt.

Es wird deutlich, dass vorwiegend Freileitungen und Kabel für Nichtverfügbarkeiten bei Entnahmen im betrachteten Zeitraum in NS-Netzen ursächlich sind. Im Mittel betrug der zusammengefasste Anteil von Freileitungen und Kabeln über den dargestellten Zeitraum 76 %.

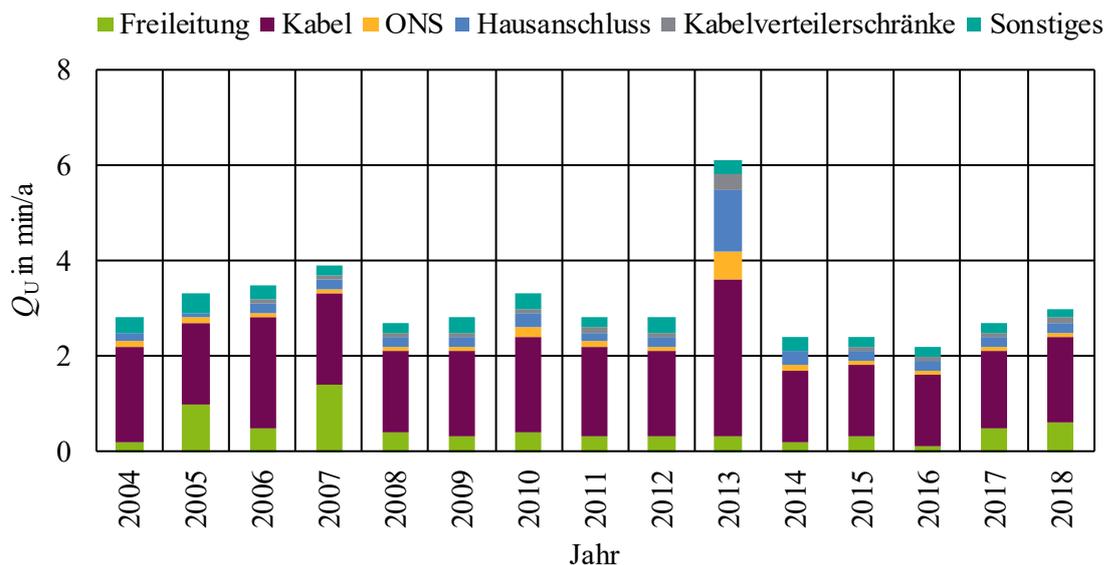


Abbildung 2-5: DISQUAL- ZVKG Q_U in NS-Netzen für den Zeitraum 2004 bis 2018, aufgeteilt nach Ausfallort (alle Störungsanlässe). Datengrundlage [9], [16]–[28]

Gerade bei MS-Netzen ist für den VNB zur Berücksichtigung im Zuge der Netzplanung wesentlich, welche Betriebsmittel ursächlich für VU an den Entnahme-NVP sind, da Störungen in MS-Netzen im deutschlandweiten Mittel für den wesentlichen Anteil der Nichtverfügbarkeiten von Entnahmen ursächlich sind (vgl. Abbildung 1-1). Für die DISQUAL- ZVKG Q_U sind die Werte für MS-Netze (stochastische VU, ohne Rückwirkungsstörungen durch höhere Netzebenen) im Zeitraum von 2004 bis 2018 in Abbildung 2-6 dargestellt.

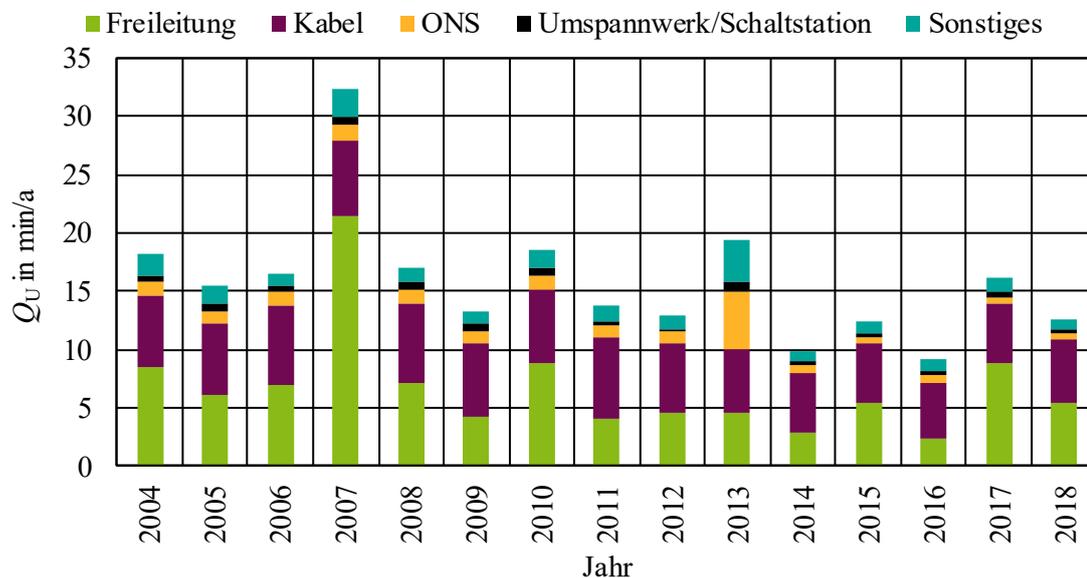


Abbildung 2-6: DISQUAL- ZVKG Q_U für MS-Netze für den Zeitraum 2004 bis 2018, aufgeteilt nach Ausfallort (alle Störungsanlässe). Datengrundlage [9], [16]–[28]

Sowohl in NS- als auch in MS-Netzen (vgl. Abbildung 2-5 und Abbildung 2-6) liegen den hohen Nichtverfügbarkeiten im Jahr 2007 liegen hohe Unterbrechungshäufigkeiten und -dauern durch den Orkan „Kyrill“ zugrunde [19, S. 9], die sich vorrangig in hohen Anteilen von Freileitungsausfällen auswirken. Für die hohen Nichtverfügbarkeiten im Jahr 2013 sind vorrangig Störungen durch Hochwasser ursächlich, aber auch Stürme (darunter Sturm „Xaver“) [24, S. 13].

In deutlicher Analogie zum Verhalten dieser ZVKG bei NS-Netzen wird deutlich, dass ebenso vorwiegend Freileitungen und Kabel für Nichtverfügbarkeiten bei Entnahmen im betrachteten Zeitraum in MS-Netzen ursächlich sind. Im Mittel betrug der zusammengefasste Anteil von Freileitungen und Kabeln über den dargestellten Zeitraum an Q_U ca. 80 %.

Die Störungsursachen von Leitungen lassen sich auf Basis der VDN-/FNN-Störungsstatistiken für MS-Netze weiter nach Materialtypen unterteilen. Für die Freileitungen, Papier-Masse-Kabel und VPE-Kabel sind die Störungshäufigkeiten für die Zeiträume 1994-2001, 2004-2011 und 2012-2018 in Abbildung 2-7 dargestellt. Für diese Zeiträume liegen Auswertungen der Störungsstatistiken [40], [41], [78] vor. Die dargestellten Störungshäufigkeiten sind unterteilt nach den wesentlichen Ausfallmodellen "Einfachausfall mit Schutzauslösung" (EAS), „Stehender einpoliger Erdschluss“ (E1P), „Unverzögerte Handausschaltung“ (UHA) und „Verzögerte Handausschaltung“ (VHA). Ebenso findet eine Unterteilung nach U_n (10 kV, 20 kV) und Sternpunkterdungsart (kompensiert, niederohmig) statt.

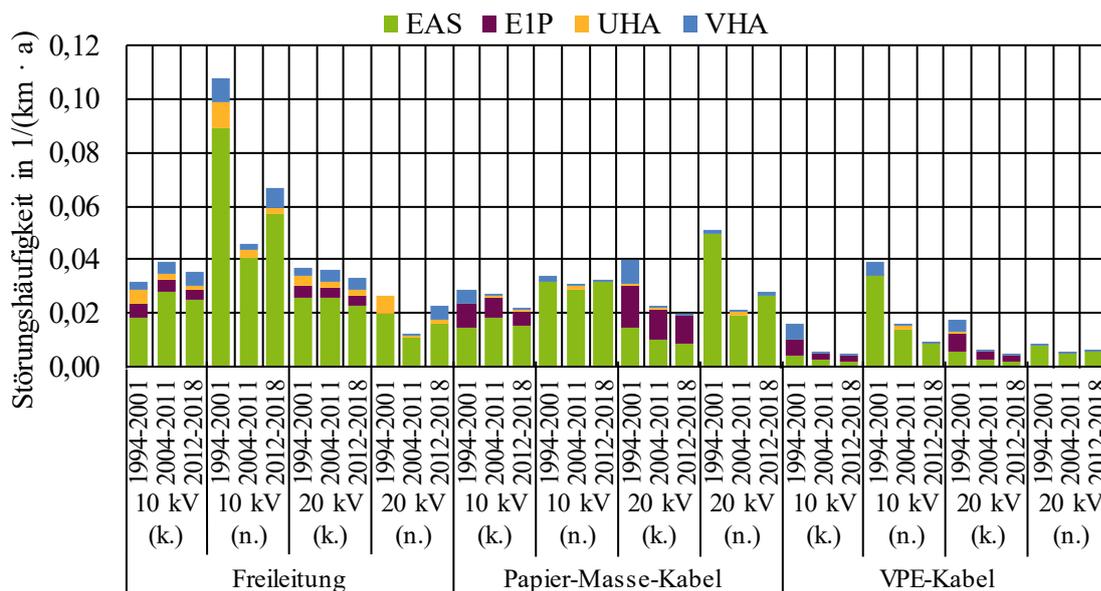


Abbildung 2-7: Ausfallhäufigkeiten von Papier-Masse-, VPE-Kabeln und Freileitungen für die Jahre 1994-2001 und 2004-2018, aufgeteilt nach Zeitraum, Spannungsebene, Sternpunkterdung (k.: kompensiert betrieben, n.: niederohmige Sternpunkterdung) und Ausfallart. Datengrundlage [40], [41], [78]

Die Auswertung stellt deutlich heraus, dass sich über die häufigsten Spannungsebenen und Sternpunkterdungsarten von MS-Netzen ein deutliches Bild abzeichnet: Freileitungen erfahren im Mittel deutlich häufiger Störungen als Papier-Masse-Kabel und VPE-Kabel. Im Mittel unterliegen VPE-Kabel in MS-Netzen der dargestellten Spannungsebenen und Sternpunkterdungsarten ca. 61 % seltener als Papier-Masse-Kabel und ca. 72 % seltener als Freileitungen Störungen der dargestellten Ausfallarten.

2.5 Zielnetzplanung von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

Zur Erfüllung ihrer jeweiligen Netzaufgabe werden Stromnetze mittels der Kriterien Wirtschaftlichkeit, Zuverlässigkeit und Umweltverträglichkeit (im Allgemeinen auch hinsichtlich Relevanz in dieser Reihenfolge) geplant. Man kann hier unterscheiden zwischen der Neuplanung eines Stromnetzes in einem Gebiet, in dem kein Stromnetz vorhanden ist (sog. Grüne-Wiese-Planung oder engl. „Green Field Planning“) und der (in Deutschland weitaus häufigeren) Anpassung eines bestehenden Stromnetzes (sog. Überplanung oder „Brown Field Planning“). Entlang des Zielzeitpunktes kann unterschieden werden zwischen kurzfristigen Maßnahmen, bspw. ausgelöst durch Netzanschlussbegehren einzelner Entnahme- und Erzeugungsstandorte, und der langfristigen, strategischen Planung des Netzes hin zu einem Zielnetz, in dem langfristige und tiefgreifendere Planungsmaßnahmen möglich sind.

Die prognostizierte Netzaufgabe, für die das Zielnetz geplant wird, unterliegt im Allgemeinen bei steigendem Prognosehorizont auch einer steigenden Prognoseunsicherheit. Eine große Änderung der zu übertragenden Leistung im Netzgebiet führt auch tendenziell zu hohen Anforderungen an Anpassungen im Stromnetz. Die im Rahmen dieser Arbeit angenommenen Szenarien hinsichtlich der zukünftigen Entnahme- und Erzeugungsleistung in Deutschland und in den untersuchten Stromnetzen sind in Abschnitt 5.1.2 erläutert.

Die im Rahmen dieser Arbeit durchgeführten Zielnetzplanungen richten sich nach den Methoden aus [5], [50], [64]. Mit dem Schwerpunkt auf für Zuverlässigkeitsanalysen relevante Informationen werden im Folgenden die technischen Rahmenbedingungen erläutert, die im Rahmen von Zielnetzplanungen zu beachten sind (Abschnitt 2.5.1). Darauf aufbauend werden die Lösungsoptionen dargelegt, die in dieser Arbeit für Zielnetzplanungen verwendet werden (Abschnitt 2.5.2).

2.5.1 Technische Rahmenbedingungen

Die Auslegung eines Stromnetzes richtet sich nach einer Vielzahl von technischen Normen und Richtlinien, in denen unterschiedliche Anwendungsfälle und Dimensionierungsgrößen behandelt werden. Innerhalb dieser Grenzen ist der Netzbetreiber in der Auslegung des Netzes hinsichtlich Struktur und Betriebsmitteltypen frei, wird jedoch gemessen an den Kriterien Wirtschaftlichkeit und Zuverlässigkeit, deren Bewertung wiederum in Deutschland in die Erlösobergrenze eines Netzbetreibers im Rahmen der ARegV (vgl. Abschnitt 2.3) eingeht.

Betriebsmittelbelastung

Für Betriebsmittel, bspw. Leitungen oder Transformatoren, gelten aufgrund ihrer mechanischen und thermischen Materialeigenschaften maximale Strombelastungswerte (sog. thermische Grenzströme). Für Transformatoren kann die Nennscheinleistung als Richtwert für die Belastung verwendet werden. Für Leitungen in NS- und MS-Netzen basieren die Richtwerte für die Strombelastbarkeit von Starkstromkabeln im Drehstrombetrieb auf der Norm *DIN VDE 0276-1000* [79]. Für den individuellen thermischen Grenzstrom I_Z eines Kabels kann in Abhängigkeit der Boden- und Verlegebedingungen und des nominalen thermischen Grenzstromes I_{th} folgende Formel verwendet werden:

$$I_Z = f_1(m) \cdot f_2(m) \cdot I_{th} \quad (2-3)$$

In Abhängigkeit des zeitabhängigen Belastungsgrads m können die Faktoren f_1 und f_2 aus [79] entnommen werden. Für Normbedingungen (Bodentemperatur $T_{Boden} = 20 \text{ °C}$, spezifischer Erdbodenwärmewiderstand $c_{Boden} = 1 \text{ K} \cdot \text{m/W}$) und der Annahme eines typischen Belastungsgrads $m = 0,7$ für Verteilungsnetze [50], [52], [64] ergibt sich für Starkstromkabel:

$$I_Z = I_{th} \quad (2-4)^8$$

Für einzelne Stromnetze, Bodenbedingungen und unterschiedliche Anzahlen paralleler Systeme (bspw. mehrfache Verlegung von Kabeln innerhalb einer Trasse) kann eine individuelle Betrachtung des thermischen Grenzstroms sinnvoll sein. Für die hier vorliegenden Zielnetzplanungen und Zuverlässigkeitsanalysen ist keine Anpassung von Formel (2-4) erfolgt, da eine diesbezügliche Spezifizierung von Bodentemperaturen und Erdbodenwärmewiderständen zur Ableitung möglichst allgemeingültiger Aussagen nicht zielführend ist. Die Belastbarkeit von Betriebsmitteln spielt im Rahmen von Zuverlässigkeitsanalysen von NS- und MS-Netzen insbesondere bei Wiederversorgungssituationen nach Schalthandlungen eine Rolle.

Spannungsgrenzen

Für den Effektivwert der Versorgungsspannung aller Knoten im Stromnetz, darunter auch der NVP für DEA, ENS und alle weiteren Entnahmen und Erzeugungen, gelten Bestimmungen der *DIN EN 50160* [61]. Nach [61, Kap. 4.2.2.1] und [61, Kap. 5.2.2.1] sollten Änderungen des Effektivwerts der Versorgungsspannung bei NS- und MS-Netzen, die mit dem Übertragungsnetz verbunden sind, den Bereich von $\pm 10 \%$ der jeweiligen Nennspannung U_n (NS) resp. der jeweiligen vereinbarten Versorgungsspannung U_C (MS) der Netzebene nicht überschreiten.

⁸ Ausgenommen sind PVC-Kabel für 6 – 10 kV-Stromnetze, die jedoch auch im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet wurden.

Das Übersetzungsverhältnis von Transformatoren der NE 6 (Umspannungsebene MS/NS) ist häufig fest und nicht regelbar. Im Gegensatz dazu sind die Transformatoren der NE 4 (Umspannungsebene HS/MS) im Allgemeinen regelbar, sodass für Netzplanungen an der MS-Seite dieser Transformatoren ein Sollwert der Versorgungsspannung angenommen werden kann. Diese Gegebenheiten führten in der Vergangenheit zu einer Aufteilung des zur Verfügung stehenden Spannungsbandes (vgl. Abschnitt 2.2.4) ab der MS-Seite der Transformatoren auf die Netzebenen 5, 6 und 7.

Durch den entnahmegeprägten Netzbetrieb der vergangenen Jahrzehnte und die lange Lebensdauer von z. T. mehreren Jahrzehnten von Betriebsmitteln ist der Sollwert der HS-/MS-Transformatoren häufig so gewählt, dass ein höherer Spannungsabfall in Richtung der Entnahmen im Netz als ein Spannungshub durch Erzeugungen im Netz möglich ist. Eine Verschiebung des Sollwertes der Betriebsspannung an der MS-Seite der HS-/MS-Transformatoren ist nicht trivial möglich, wenn das vorliegende Netz auf Basis dieser Annahme geplant wurde und betrieben wird. Vor diesem Hintergrund wurden in der *VDE-AR-N 4105* [62], [80] sowie der *BDEW-MS-Richtlinie* [81], deren Inhalte ab 2018 von der *VDE-AR-N 4110* [63] abgelöst wurden, Grenzen für die (langsame) Spannungsänderung an DEA-NVP in NS und MS definiert. Die Änderung der Spannung ist definiert als Verhältnis Knotenspannung unter Berücksichtigung der DEA-Erzeugung $U_{b,DEA}$ zur Knotenspannung U_b ohne Berücksichtigung der DEA-Erzeugung:

$$\Delta U = \frac{U_{b,DEA}}{U_b} \quad (2-5)$$

Auf dieser Basis wurde ein Grenzwert $U_{b,DEA}/U_b \leq 2\%$ (Spannungshub) für MS-NVP und $U_{b,DEA}/U_b \leq 3\%$ für NS-NVP für langsame Spannungsänderungen beim Anschluss von DEA als Hilfsgröße für Planungszwecke entwickelt. Die Grenzwerte beziehen sich jeweils auf die sich ergebende Knotenspannung U_{NVP} ohne zusätzliche DEA-Erzeugung am NVP.

Kurzschlussstromfestigkeit

Bei Kurzschlüssen können Ströme auftreten, die ein Vielfaches des Bemessungsstroms von Betriebsmitteln betragen. Daher sind bei der Netzplanung Schutzsysteme zu berücksichtigen, die die Betriebsmittel vor der thermischen und mechanischen Beanspruchung durch mögliche Kurzschlussströme schützen. Je nach Impedanzverhältnissen am Ausfallort können unterschiedliche Ausfallarten zum höchsten auslegungsrelevanten Kurzschlussstrom führen. Die Berechnungsweise für Kurzschlussstromberechnungen über auslegungsrelevante Ausfallarten kann der *DIN EN 60909 (VDE 0102)* [82] entnommen werden. Bei sehr schneller Auslösung ($t \ll 1s$) von Schutzgeräten und Leistungsschaltern bzw. Sicherungen ist die thermische und mechanische Überbeanspruchung von Leitungen üblicherweise nachrangig. Daher steht bei der Kurzschlussstromfestigkeit in Mittelspannungsnetzen die Beanspruchung von Transformatoren und Sammelschienen in Umspannanlagen im Vordergrund [52, S. 48].

NAM können insbesondere bei Verringerung von Impedanzen (bspw. Verlegung von Leitungen mit höheren Querschnitten oder durch Vermaschung der Netze) zu höheren Kurzschlussströmen führen. Insofern ist das Planungsziel einer hohen Kurzschlussfestigkeit zum Teil konträr zum Ziel der wirtschaftlichen Ertüchtigung eines Stromnetzes, bei der häufiger Leitungen mit niedrigerer Impedanz zur Erhöhung der Spannungsstabilität eingesetzt werden.

(n-1)-Sicherheit und (n-1)-Zuverlässigkeit

In (n-1)-sicheren HS- und HöS-Netzen führen Ausfälle von Komponenten im Allgemeinen nicht zu VU. In NS- und MS-Netzen hingegen führen Ausfälle von Komponenten im Allgemeinen zu VU, deren Auswirkungen auf Netznutzer durch Wiederversorgungsmaßnahmen begrenzt wird werden. Daher werden NS- und MS-Netze in dieser Arbeit allgemein als (n-1)-zuverlässig (statt (n-1)-sicher) bezeichnet.

Die Nichtverfügbarkeit von einem der n Betriebsmittel eines Stromnetzes (bspw. durch Störung oder Instandhaltungsmaßnahmen) sollte laut [63, S. 43] in MS-Netzen in der Regel keine Auswirkungen auf die Versorgung von Entnahmen haben. Erzeugungsanlagen hingegen müssen in MS-Netzen nicht (n-1)-zuverlässig angeschlossen sein [63, S. 43].

Bei MS-Netzen wird die (n-1)-Zuverlässigkeit aufgrund der höheren Auswirkungen von Störungen (vgl. Abschnitt 2.4.2) häufig mittels Ringnetzstrukturen berücksichtigt. In diesen kann nach der Freischaltung des ausgefallenen Betriebsmittels eine temporäre Wiederversorgung nach Schließen der (im Normalbetrieb offenen) Trennstelle hergestellt werden. Für ONS in Stichverbindungen ohne Umschaltmöglichkeit kommen auch Netzersatzaggregate (NEA) zum Einsatz. Seltener kommen auch Vermaschungen im MS-Netz zum Einsatz.

Für NS-Netze existieren weder für Entnahmen noch für Erzeugungsanlagen Richtlinien zur ($n-1$)-Zuverlässigkeit. Aufgrund der (vergleichsweise) geringen Auswirkungen von Störungen in NS-Netzen wird hier häufig auf zuverlässige Netzformen, bspw. Ringnetzstrukturen, zugunsten von kostengünstigeren Netzstrukturen (Strahlennetze) verzichtet. Bei Leitungs- oder ONS-Ausfällen wird die Versorgung bei Störungen, bei denen keine Wiederversorgung durch Umschaltmaßnahmen möglich ist, entweder durch Reparatur des ausgefallenen Betriebsmittels oder durch den temporären Einsatz eines NEA wiederhergestellt.

2.5.2 Lösungsoptionen

Zur Ertüchtigung von NS- und MS-Netzen an ihre zukünftigen Netzaufgaben kommen unterschiedliche Lösungsoptionen in Frage, die vorrangig nach den Kriterien der Wirtschaftlichkeit eingesetzt werden. Im Allgemeinen wird im Rahmen dieser Arbeit zwischen „konventionellen“ und „innovativen“ Lösungsoptionen unterschieden. Unter „konventionellen“ Lösungsoptionen sind Maßnahmen zu verstehen, die zu den üblichen Netzausbaumaßnahmen von Verteilungsnetzbetreibern mit gängigen und verfügbaren Betriebsmitteltypen zählen. Diese Lösungsoptionen können wie folgt unterteilt werden:

(1) Maßnahmen, die zu einer Verringerung der Netzimpedanz führen

- Austausch von bestehenden Leitungen durch Leitungen mit höherem Querschnitt
- Einsatz von Transformatoren mit erhöhter Nennscheinleistung

(2) Strukturänderungsmaßnahmen und Netzerweiterungen

- Umschaltmaßnahmen (bspw. Trennstellenverlegung)
- Verlegung von neuen Abgängen (Leitungen mit zusätzlichen Schaltfeldern) an Umspannanlagen

(3) Maßnahmen zur statischen Beeinflussung des Leistungsflusses

- Statische Einstellung des Spannungswertes von HS-/MS-Transformatoren an der US-seitigen Sammelschiene
- Statische Einstellung des Übersetzungsverhältnisses von MS-/NS-Transformatoren (ONT)

Zielnetzplanungen mit konventionellen Lösungsoptionen können mit gängigen Planungs- und Betriebsgrundsätzen und dem üblichen technischen Regelwerk vorgenommen werden und werden im Rahmen dieser Arbeit für definierte NNS vorgenommen (vgl. [52, S. 49]). Ebenso werden im Rahmen dieser Arbeit keine grundlegenden Änderungen der Netzstrukturen von Bestandsnetzen, bspw. Entmaschung von vermaschten Netzen, vorgenommen.

Zur detaillierten Erläuterung der Funktionsweise und der Einsatzmöglichkeiten von innovativen Lösungsoptionen wird auf [5], [50], [64] verwiesen. In [50] wird aufgezeigt, dass der Einsatz von innovativen Lösungsoptionen in ländlichen Netzen häufig zu Senkungen der Netzausbaukosten (NAK) gegenüber dem konventionellen Netzausbau führen kann.

Alternde konventionelle Betriebsmittel von bestehenden Netzstrukturen werden fortlaufend ersetzt. Innovative Lösungsoptionen werden ergänzend zu konventionellen Lösungsoptionen beim Netzausbau eingesetzt und ermöglichen häufig eine Reduktion der Netzausbaukosten [50]. Der Einsatz von innovativen Lösungsoptionen erlaubt oft eine zeitliche Verschiebung der Erneuerung von konventionellen Betriebsmitteln, aber im Allgemeinen keinen Ersatz (bspw. von Leitungen). Daher ist die Entwicklung der konventionellen Betriebsmittel auch für die Entwicklung der Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen von hoher Relevanz. In dieser Arbeit werden Netzplanungen ausschließlich mit konventionellen Lösungsoptionen durchgeführt.

2.5.3 Ökonomische Bewertung

Zur begleitenden Bewertung der Zielnetzplanungen neben der Entwicklung der Zuverlässigkeit werden NAK je Zielnetzvariante (ZNV) bestimmt. Die Methode der Kostenberechnung stützt sich wesentlich auf [50]. Die Zielnetzplanungen werden für mehrere Stützjahre (Ist-Netz, 2030, 2050) durchgeführt und die NAK, die in jedem Stützjahr anfallen, bestimmt. Die ökonomischen Parameter (darunter Investitions- und Betriebskosten) können Abschnitt 9.4 entnommen werden. Mittels der Barwertmethode werden die Netzausbaukosten auf den Bezugszeitpunkt $t_B = 0$ umgerechnet. Da der Prozess des Netzausbaus kontinuierlich ist, werden als Investitionszeitpunkte abweichend von den Stützjahren die mittleren Jahre zwischen zwei Stützjahren gewählt (bspw. Investitionszeitpunkt in 2040 bei Stützjahren 2030 und 2050).

2.6 Zuverlässigkeitsanalysen von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

Probabilistische ZVA von Stromnetzen wurden in der Vergangenheit aufgrund der erheblichen Auswirkungen bei Störungen auf Entnahmen (Stromkunden) vorrangig für Netze der Hoch- und Höchstspannung (NE 1 bis 4) durchgeführt. Für die Berücksichtigung der Zuverlässigkeit bei der Netzplanung von NS- und MS-Netzen wurde und wird vorrangig auf Planungs- und Betriebsgrundsätze zurückgegriffen. Mit der Beachtung dieser Grundsätze (bspw. Verwendung von Ringnetzstrukturen) wird üblicherweise ein zufriedenstellendes Zuverlässigkeitsniveau erreicht. Als Erweiterung zur Ausfallanalyse, bei der Ausfälle anhand von Leistungsflussberechnungen analysiert werden, wird in der Zuverlässigkeitsanalyse eine umfassendere probabilistische Methode angewendet:

- Ausfälle von Betriebsmitteln werden mit Wahrscheinlichkeiten, Ausfallraten und Reparaturdauern belegt

- Einzelheiten der Sekundärtechnik und der Netzbetrieb werden nachgebildet, um den zeitlichen Verlauf der Störung (insbesondere Wiederversorgungsmaßnahmen) modellieren zu können
- Für einzelne NNZ, aber auch Netzbereiche und Netze, lassen sich ZVKG ermitteln und damit Auswirkungen einzelner Änderungen im Netz fundierter bewerten.

Zudem sind belastbare Ausfallraten, -wahrscheinlichkeiten und Reparaturdauern für Betriebsmittel der Mittel- bis Hochspannung erst seit der Erhebung dieser Daten durch den VDN (ab 1994) bzw. das FNN (ab 2008) verfügbar.

Die Erweiterungen in dieser Arbeit betreffen mehrere Teile im Ablauf der ZVB nach dem analytischen Verfahren. Als Grundlage für die Beschreibung der Erweiterungen werden in den folgenden Abschnitten die wesentlichen Schritte der ZVB nach dem analytischen Verfahren beschrieben und abschließend (vgl. Abschnitt 2.6.9) die Anforderungen an die Erweiterungen abgeleitet. Die wesentlichen Schritte der ZVB nach dem analytischen Verfahren sind:

1. Aufbereitung der (historischen) ZVKD (Ausfallraten, Reparaturdauern etc.) in Abhängigkeit von Netzebene und Ausfallart sowie Zuordnung zu den Komponenten und Subkomponenten des vorliegenden Netzes (vgl. Abschnitt 2.6.2)
2. Zerlegung des Netzes in Komponenten und ZV-Elemente [34], [35], Markov-Modellierung für Primärtechnik-Komponenten und Parametrierung der Modelle unter Verwendung der ermittelten ZVKD (vgl. Abschnitt 2.6.3)
3. Zuverlässigkeitstechnische Nachbildung der Schutztechnik (vgl. Abschnitt 2.6.4)
4. Nachbildung des Netzbetriebs zur zeitaufgelösten Modellierung von Wiederversorgungsmaßnahmen im Störungsbetrieb (vgl. Abschnitt 2.6.5)
5. Ermittlung von einer oder mehreren Netznutzungssituationen, die für die Analyse der Ausfallkombinationen (AK) im Netz eingestellt werden (vgl. Abschnitt 2.6.6)
6. Berücksichtigung des zeitaufgelösten Verhaltens der NNZ (bspw. Bildung von Jahresdauerlinien (JDL)) (vgl. Abschnitt 2.6.7)
7. Festlegung des Berechnungsverfahrens und Bildung von AK aus den Komponenten anhand der ZVKD
8. Durchführung der Zuverlässigkeitsberechnung durch Zustandsanalysen der gebildeten AK (vgl. Abschnitte 2.6.5, 2.6.6)
9. Auswertung der Berechnungsergebnisse und Bildung der ZVKG für einzelne NNZ (für Entnahmen sog. kundenbezogene ZVKG, für Erzeugungsanlagen sog. anlagenbezogenen ZVKG) und Aggregation zu ZVKG für das gesamte Netz oder einzelne Netzbereiche (sog. System-ZVKG) (vgl. Abschnitt 2.6.8)

Ablauf einer probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung nach dem analytischen Verfahren

In Abbildung 2-8 ist der Ablauf der ZVB schematisch dargestellt und wird nachfolgend kurz beschrieben (Detailbeschreibungen in Abschnitten 2.6.2 - 2.6.8).

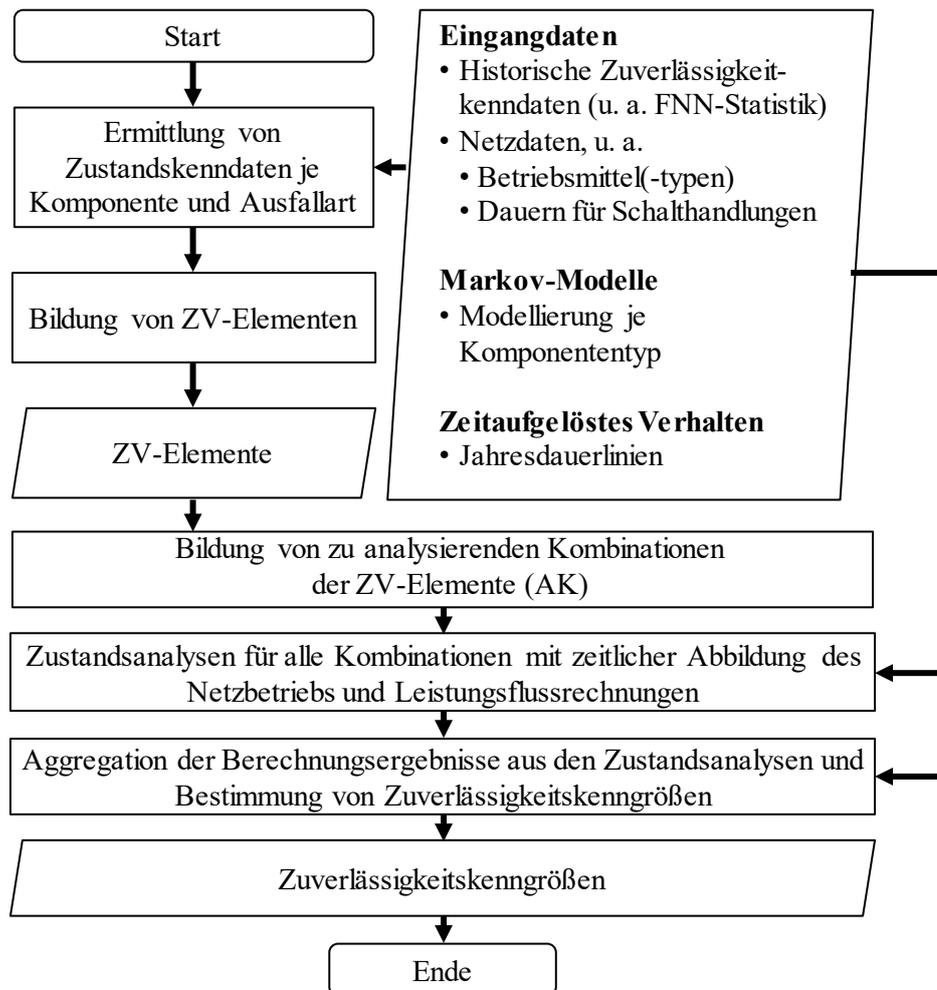


Abbildung 2-8: Ablauf einer probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung im analytischen Verfahren

Für die Bildung der Zustandskenndaten je Komponente und Ausfallart sind die jeweiligen Markov-Modelle sowie zugrunde liegende ZVKD notwendig.

Aus den Zustandskenndaten je Komponente und Ausfallart können ZV-Elemente (vgl. Abschnitt 2.3.1) abgeleitet werden. Als Grundlage der Zustandsanalysen, aus denen die ZVKG abgeleitet werden, werden aus den gebildeten ZV-Elementen AK gebildet. Bei der Bildung von AK können mehrere ZV-Elemente in einer Kombination zusammengefasst werden (Ausfallordnung $AO > 1$). Zur Begrenzung der Rechenzeit können AK, deren Eintritt sehr unwahrscheinlich ist (bspw. $AO > 3$), gefiltert werden.

Bei den Zustandsanalyse werden für die einzelnen AK die Auswirkungen auf NNZ bestimmt. Jeder Zustandsanalyse liegt das Netz im Störungsbetrieb entsprechend der jeweiligen AK zugrunde. In der konventionellen Zustandsanalyse wird der Starklastfall als initiale NNS für die Störung angenommen.

Innerhalb der Zustandsanalyse wird der zeitliche Ablauf der Störung nachgebildet. Dies umfasst auch den Ablauf der Wiederversorgung und die Berücksichtigung des Netzbetriebs (bspw. Dauer von Schalthandlungen). Auf Basis der Zustandsanalysen und der Ermittlung der Auswirkungen jeder AK auf die NNZ werden im letzten Schritt die Berechnungsergebnisse der Zustandsanalysen zu ZVKG aggregiert.

Die Nachbildung von DEA, ENS und FL wird im bestehenden Ablauf ergänzt. Hierfür muss der Ablauf der konventionellen ZVB erweitert werden. In Abschnitt 2.6.9 werden auf der Basis des hier vorgestellten Ablaufs die notwendigen Erweiterungen zur Erreichung der Ziele dieser Arbeit vorgestellt.

2.6.1 Berechnungsverfahren und Durchführung der Zuverlässigkeitsberechnung

Für probabilistische Zuverlässigkeitsanalysen kommen verschiedene Verfahren aus der Wahrscheinlichkeitsrechnung in Frage und werden unterschiedlich häufig verwendet. Abbildung 2-9 gibt hier einen Überblick. Verfahren, die im Rahmen dieser Arbeit relevant näher beleuchtet werden, sind mit violetten Kästen versehen.

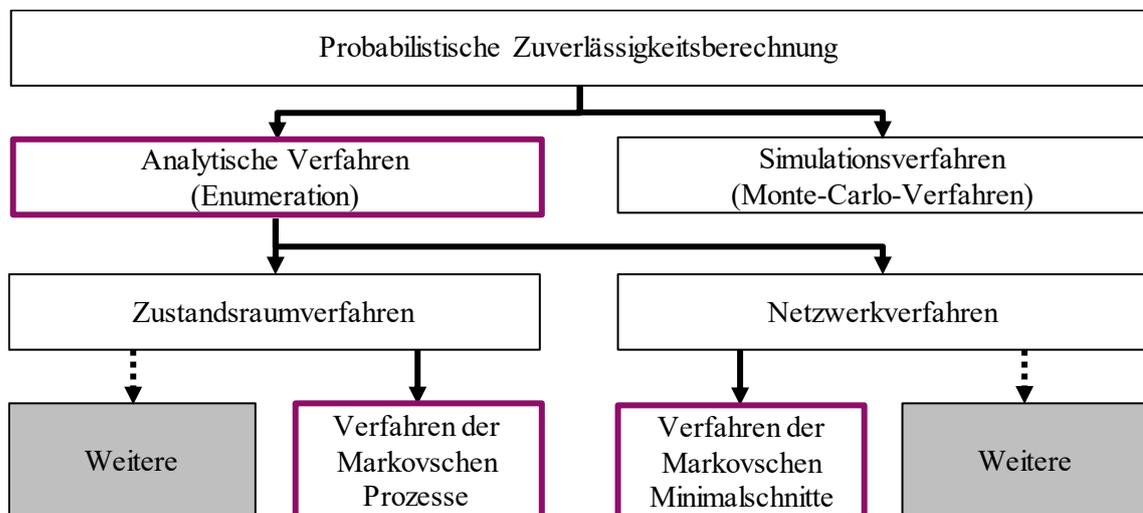


Abbildung 2-9: Übersicht über relevante Verfahren der probabilistischen ZVB (orientiert an [36, S. 23])

Es kann zunächst unterschieden werden zwischen Simulationsverfahren (Monte-Carlo-Verfahren) und analytischen Verfahren (auch Enumerationsverfahren [39]). Im stochastischen Simulationsverfahren werden in einer zeitbasierten Simulation einzelne Störungen generiert und mit einer Zustandsanalyse behandelt. Durch eine genügend hohe Anzahl an Simulationsdurchläufen wird die Konvergenz der ZVB-Ergebnisse erreicht.

Im deterministischen analytischen Verfahren werden zunächst die zu analysierenden AK auf Basis der ZV-Elemente generiert und nachfolgend analysiert. Durch den niedrigeren Berechnungsaufwand und die deterministische, nachvollziehbare Erzeugung der ZVKG wurde das analytische Verfahren in der Vergangenheit häufiger als das Simulationsverfahren eingesetzt [36, S. 22] und ist für mittlere bis große Energienetze geeignet [39, S. 22]. Im Folgenden werden kurz Eigenschaften sowie Vor- und Nachteile der beiden Verfahren diskutiert.

2.6.2 Zuverlässigkeitskenndaten und Ausfallarten

Grundlegend stellt sich bei einer ZVA die Frage, in welcher Weise Störungen im Netz auftreten können (Ausfallarten) und für welche Betriebsmittel- und Netztypen Daten vorliegen. Die seit 2004 auch für MS-Netze vorliegenden VDN-/FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistiken können als Grundlage für die Bildung von Kenndaten von Komponenten der Netzebenen 4 – 6 genutzt werden. Nähere Erläuterungen zu Ausfallarten und die verwendeten ZVKD sind in Abschnitt 9.3 enthalten.

Für Komponenten in MS-Netzen werden in dieser Arbeit ZVKD aus [41] verwendet. Für Komponenten in NE 7 liegen derzeit (2020) keine durch den FNN veröffentlichten ausreichend detaillierten ZVKD vor. Im Rahmen dieser Arbeit werden daher zur Nachbildung von konventionellen Komponenten in dieser Netzebene auf Statistiken und Erfahrungswerte von VNB zurückgegriffen.

2.6.3 Markov-Modellierung für Primärtechnik-Komponenten

Als Grundlage für die Bestimmung der Zustandsübergangsraten wird das Markovsche Minimalschnittverfahren verwendet. Wesentliche Grundzüge des Verfahrens werden hier erläutert, zur detaillierten Nachbildung wird auf [36, S. 190 ff.] verwiesen.

Dem Minimalschnittverfahren liegt die Aufteilung von Anlagen in Subkomponenten zugrunde, deren zuverlässigkeitstechnische Zusammenhänge durch Zuverlässigkeitsblockdiagramme (ZBD) abgebildet werden können. Die beiden grundlegenden Systemtypen, die für die Abbildung einer Anlage als ZBD relevant sind, sind das serielle System und das parallele System. In Abbildung 2-10 ist jeweils ein Beispiel dargestellt.

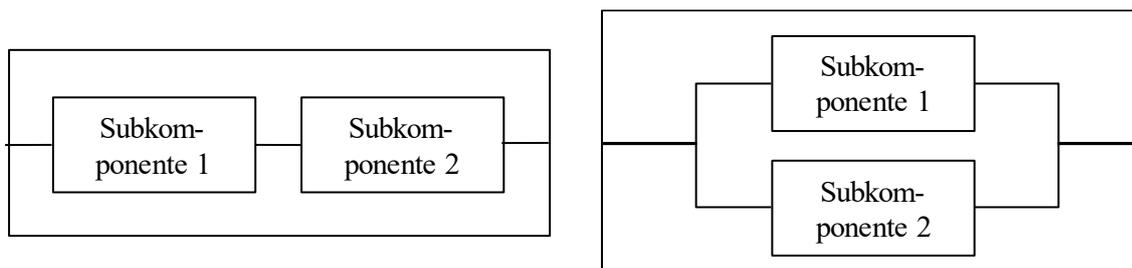


Abbildung 2-10: Exemplarische ZBD: Serielles System (links), paralleles System (rechts)

Bei einem seriellen System führt der Ausfall einer Subkomponente zum Ausfall des Gesamtsystems. Beim parallelen System führt erst der gleichzeitige Ausfall beider Subkomponenten zum Ausfall des Gesamtsystems. Mittels der Aufteilung von Anlagen auf Subkomponentenebene lassen sich auf Basis dieser beiden Typen auch komplexe Anlagenstrukturen zuverlässigkeitstechnisch nachbilden.

Zur Nachbildung von Komponentenzuständen elektrischer Betriebsmittel für die probabilistische Zuverlässigkeitsberechnung hat sich die Verwendung von Markov-Modellen mit der Annahme von homogenen Markov-Prozessen zur Nachbildung der Zustandsübergänge etabliert [36], [45], [47]. Wesentliche Grundzüge der Modellbildung werden hier erläutert, zur detaillierten Nachbildung wird auf [36] verwiesen.

Für die Abbildung einer Komponente als homogenes Markov-Modell müssen zwei Bedingungen gegeben sein [36, S. 87]:

- Markovsche Zustandsbedingung: Der Übergang von einem Zustand in einen anderen Zustand darf nicht von vorherigen Zuständen abhängig sein. Ist diese Bedingung nicht gegeben, handelt es sich nicht um ein Markovsches Prozess.
- Markovsche Zeitbedingung: In einem homogenen Markovschen Prozess sind die Zustandsübergänge in einem ausreichend kleinen Zeitintervall nur abhängig vom Zeitpunkt des Übergangs, aber nicht von weiter zurück liegenden Zeitpunkten abhängig. Ist diese Bedingung nicht gegeben, handelt es sich um einen semi-homogenen Markovschen Prozess.

Homogene Markov-Prozesse implizieren, dass die Zustandsübergänge zeitlich unabhängig sind. Dies ist gegeben, wenn die Zustandsübergangsraten exponentialverteilt sind [36, S. 55]. Diese Verteilung wird für Zustandsübergangsraten von Komponenten in NS- und MS-Netzen im Allgemeinen angenommen. Zur Untersuchung der Verteilung von ZVKG, insbesondere bei Nutzung des Simulationsverfahrens, kann die Annahme einer anderen Verteilung angewendet werden. Im Rahmen des analytischen Verfahrens ist jedoch die Annahme einer Exponentialverteilung für Zustandsübergangsraten gängig.

In Abbildung 2-11 ist beispielhaft ein homogenes Markov-Modell für eine reparierbare Komponente mit zwei Zuständen und den zugehörigen Parametern (orientiert an [36, S. 116]) dargestellt. λ bezeichnet die Ausfallrate vom Zustand „Betrieb“ zum Zustand „Ausgefallen“, μ bezeichnet die Reparaturrate vom Zustand „Ausgefallen“ zum Zustand „Betrieb“.

Für die meisten energietechnischen Komponenten wird zur Nachbildung von Zuständen, in denen sich die Komponente befinden kann, das 2-Zustandsmodell angewendet. Mit Hilfe der in Abschnitt 2.6.1 beschriebenen Verfahren und der in Abschnitt 2.6.2 beschriebenen ZVKD lassen sich die Markov-Modelle konventioneller Komponenten parametrieren.

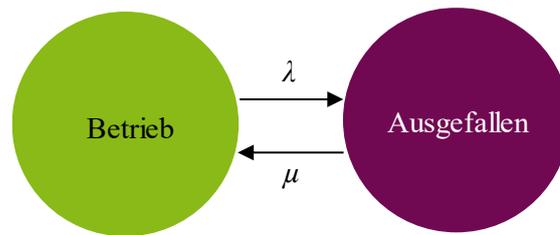


Abbildung 2-11: Exemplarisches Markov-Modell mit zwei Zuständen

Bei Kraftwerken und anderen Erzeugungsanlagen liegen in der Literatur differenziertere Zustandsmodelle vor (bspw. in [83, S. 189 ff]). Für Kraftwerke wurde in [45] ein 6-Zustandsmodell entwickelt, das in Abbildung 2-12 dargestellt ist.

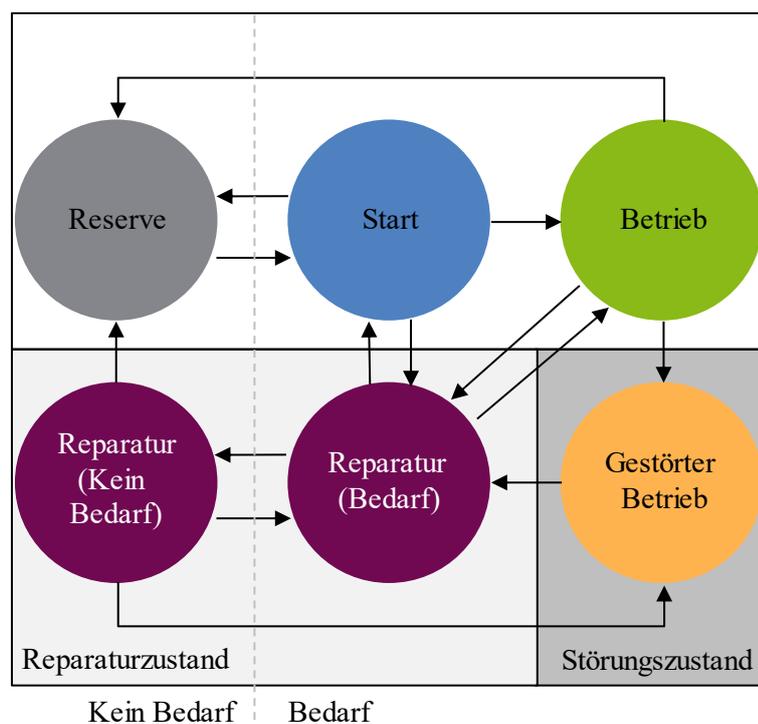


Abbildung 2-12: 6-Zustandsmodell für thermische Kraftwerke (orientiert an [45, S. 11])

Im 6-Zustandsmodell für thermische Kraftwerke werden die Zustände zunächst nach „Bedarf“ (an die elektrische Energiebereitstellung des Kraftwerks) und „kein Bedarf“ unterteilt. Darüber hinaus können die Zustände nach den Kategorien „Normalzustand“, „Reparaturzustand“ und „Störungszustand“ unterschieden werden. Das Auftreten eines fehlerhaften Anfahrens eines Kraftwerksblocks (sog. „Startversager“) wird ebenso berücksichtigt.

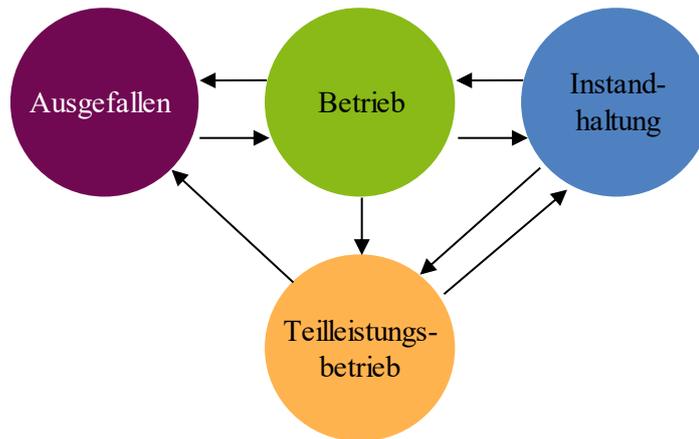


Abbildung 2-13: 4-Zustandsmodell für Offshore-WKA (orientiert an [47, S. 62])

In [47] wurde für Offshore-WKA ein 4-Zustandsmodell entwickelt. Dieses Modell ist in Abbildung 2-13 dargestellt. Die Unterscheidung nach „Bedarf“ / „Kein Bedarf“ fehlt beim 4-Zustandsmodell für Offshore-WKA, da diese durch den Einspeisevorrang von EEG-Anlagen „zu jeder Zeit im Bedarfszustand“ sind. Ebenso wird hier kein Startversager berücksichtigt. Zu beachten ist, dass beim 4-Zustandsmodell gegenüber dem 2-Zustandsmodell für klassische Komponenten ein Instandhaltungszustand berücksichtigt ist, da sich Offshore-WKA mit Wahrscheinlichkeiten, die i. d. R. deutlich über der Geringfügigkeitsschwelle liegen, in diesem Zustand befinden können. Im 6-Zustandsmodell ist die Instandhaltung (Revision) im Zustand „Reserve“ enthalten.

Für Erzeugungsanlagen sind in der Literatur mehrere Modelle vorhanden. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird untersucht, welches Modell für die analysierten DEA-Technologien anwendbar ist.

2.6.4 Zuverlässigkeitstechnische Nachbildung der Schutztechnik

Für die Nachbildung von Störungsausweitungen ist eine hinreichend genaue Nachbildung des Schutzsystems des zu analysierenden Netzes erforderlich. Zu den nachzubildenden Schutzkomponenten gehören:

- Sammelschienenschutzgeräte
- Leitungsschutzgeräte
- Transformatorschutzgeräte

Zur Nachbildung von Störungen der Schutzgeräte selbst (sog. „Schutzversager“) ist auch eine Nachbildung der Reserveschutzbereiche erforderlich. Eine detaillierte Nachbildung von Auslöseschwellen und -zeiten ist für ZVB jedoch nicht erforderlich.

2.6.5 Nachbildung des Netzbetriebs

Neben dem Schutzsystem ist die Nachbildung von Leistungs- und Trennschaltern im Netz erforderlich, um AB und Wiederversorgungsmaßnahmen abbilden zu können. Zur Nachbildung von Wiederversorgungsmaßnahmen und Reparaturmaßnahmen wird für ZVB auch der zeitliche Ablauf einer Entstörung durch den Netzbetrieb abgebildet. Es lassen sich die folgenden relevanten Schritte des Netzbetriebs für ZVB unterscheiden:

- **Fehlerortung und Freischaltung:** Nach dem Störungseintritt wird die stochastisch ausgefallene Komponente im Netz geortet („Fehlerortung“). Sofern dies erforderlich ist, wird die vom Ausfall betroffene Komponente freigeschaltet, bspw. durch Betätigung von Lasttrennschaltern in MS-ONS. Die Dauer vom Störungseintritt bis zur Freischaltung wird als „Freischaltzeit“ bezeichnet. Nach der Freischaltung kann es zu Umschaltungen kommen, um eine (temporäre) teilweise oder vollständige Wiederversorgung der vom stochastischen Ausfall betroffenen NNZ zu erreichen.
- **Wiederzuschaltung:** In NS- und MS-Netzen können sich funktionsfähige Komponenten im AB von ausgefallenen Komponenten befinden. Nach der Freischaltung der ausgefallenen Komponenten können die funktionsfähigen Betriebsmittel im AB wieder in Betrieb genommen werden (Wiederzuschaltung). Die Dauer vom Störungseintritt bis zur Zuschaltung von Komponenten wird als Zuschaltzeit bezeichnet.
- **Durchführung von Schalthandlungen zur Wiederversorgung:** Zur Wiederversorgung kann die Betätigung von Lasttrennschaltern sinnvoll sein. Dieser Vorgang ist bspw. in Ringnetzstrukturen explizit vorgesehen. Die Dauer vom Störungseintritt bis zur Betätigung von Trennschaltern zur Umschaltung wird als Umschaltzeit bezeichnet. Unversorgte Netzbereiche können je nach Schutzkonzept und Netzstruktur Möglichkeiten zur Wiederversorgung durch mehrere Trennstellen aufweisen, deren Zuschaltung jeweils unterschiedliche Auswirkungen auf betroffene NNZ haben kann, bspw. durch entstehende Überlastungen von Leitungen. Zu Schalthandlungen zählen:
 - Schließen von (im Normalbetrieb offenen) Schaltern, bspw. an ONS, Sammelschiene (SaS), Transformatoren oder Leitungen
 - Sammelschienenwechsel (SSW)

Durch Automatisierung von manuell durch Netzbetriebspersonal durchgeführten Schalthandlungen können die Frei-, Zu- und Umschaltzeiten erheblich verringert werden („selbstheilendes Netz“, [84, S. 71]), bspw. durch die folgenden Maßnahmen:

- Durchführung von SSW mittels Umschaltautomatik
- Automatische Wiederzuschaltung funktionsfähiger Komponenten
- Automatische Betätigung von Schaltern nach selektiver Schutzauslösung

Nach Schalthandlungen ergibt sich temporär eine andere als die reguläre Topologie im Normalbetrieb. Die entstehende Situation im Netz wird dabei häufig nicht kurzfristig überprüft, sondern durch netzplanerische Maßnahmen ex ante vorhergesehen, bspw. durch $(n-1)$ -Ausfallrechnungen und entsprechende Dimensionierungen. Durch $(n-1)$ -Ausfallrechnungen werden parallele Ausfälle von mehr als einer Komponente jedoch nicht berücksichtigt. In Netzen mit komplexer Topologie kann es in solchen Situationen (auch nach Schalthandlungen) daher zu unvorhergesehenen Leistungsflusssituationen kommen.

2.6.6 Ermittlung von Netznutzungssituationen

Durch je nach Betrachtungszeitpunkt differierende Netznutzungssituationen entstehen für Betriebsmittel unterschiedlich hohe Belastungen und für Netzknoten unterschiedliche Betriebsspannungen. Dies ist im Rahmen von ZVB von Interesse, da nach Störungen einzelner Betriebsmittel die Grenzwerte für Betriebsmittel und Knoten überschritten werden können. Im Leistungsfluss für den Grundfall des Netzes (Normalbetrieb) dürfen die vorgegebenen Grenzwerte nicht überschritten sein.

Analog zum Vorgehen bei der Leistungsflussberechnung für Zielnetzplanungen wird klassisch der Starklastfall im Rahmen von Leistungsflussberechnungen als Teil von ZVB verwendet. In diesem werden jeweilige Entnahmen mit ihrem maximalen (gemessenen oder angenommenen) Leistungsbezug berücksichtigt. Im Rahmen von Zustandsanalysen innerhalb von ZVB kann es bei Störungen und Wiederversorgungsmaßnahmen zu GWV kommen, welche wiederum in erhöhte Nichtverfügbarkeiten betroffener NNZ resultieren. Diese Methode bildet eine Worst-Case-Annahme ab, da häufig der Zeitpunkt der höchsten Entnahme (Starklastfall) nicht zeitgleich bei jedem NNZ auftritt.

In Netzen ohne signifikante Anteile von DEA bildet der Starklastfall in Abhängigkeit der Netzstruktur häufig hinreichend genau den Fall mit den höchsten Betriebsmittelbelastungen und minimalen Knotenspannungen ab. Mit der Zunahme von DEA in NS- und MS-Netzen ist die ausschließliche Analyse des Starklastfalls jedoch nicht mehr ausreichend.

Die mögliche Detailtiefe der Berücksichtigung von GWV hängt auch vom eingesetzten Leistungsflussberechnungsverfahren ab. Für ZVB haben sich mehrere Verfahren etabliert:

- **Verbindungskontrolle:** Hier werden bei der Zustandsanalyse unversorgte, vom Netz getrennte NNZ identifiziert. Im Rahmen von Störungen und Wiederversorgungsmaßnahmen kann aufgrund der fehlenden Leistungsflussbetrachtung lediglich festgestellt werden, ob ein NNZ wieder mit dem Netz verbunden werden kann; GWV und daraus resultierende Nichtverfügbarkeiten können nicht berücksichtigt werden. Dem gegenüber ist die Verbindungskontrolle ein Verfahren mit geringem Berechnungsaufwand.

- Maximalfluss-Algorithmus [85, S. 249ff]: Mit diesem vereinfachten Leistungsflussverfahren können Betriebsmittelbelastungen, jedoch nicht Knotenspannungen, realitätsgerecht nachgebildet werden.
- AC-Leistungsfluss: Mit dem symmetrischen AC-Leistungsflussverfahren können sowohl Betriebsmittelbelastungen als auch Knotenspannungen realitätsnah berechnet werden. Dieses Verfahren ist jedoch bspw. durch Bildung der Knoten-Admittanz-Matrix, die auch nach Schalthandlungen durch die Topologieänderungen neu gebildet werden muss, das aufwändigste, jedoch auch das genaueste Verfahren. Für detaillierte Beschreibungen wird auf [51, S. 511 ff] verwiesen.

Im Rahmen dieser Arbeit werden die Auswirkungen der Berücksichtigung weiterer NNZ in der ZVB detailliert nachgebildet (vgl. Abschnitt 4.2). Dazu ist auch die Betrachtung von Knotenspannungen erforderlich, da dies für die Analyse der Nichtverfügbarkeiten von in NS- und MS-Netzen angeschlossenen NNZ (insbesondere für DEA) wesentlich ist. Daher wird im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich der AC-Leistungsfluss-Algorithmus eingesetzt.

2.6.7 Berücksichtigung des zeitaufgelösten Verhaltens von Netznutzern

Das zeitaufgelöste Verhalten von NNZ wird in der ZVB an zwei Stellen berücksichtigt: (1) Durch die Berücksichtigung von NNS in den Zustandsanalysen von Kombinationen und (2) bei der Bildung der ZVKG nach der Durchführung der Zustandsanalysen.

Im Leistungsfluss innerhalb der Netzzustandsanalyse wird in konventionellen ZVB die NNS mit der höchsten Entnahme (Starklastfall) im Netz berücksichtigt. Dieser bildet nur einen sehr geringen zeitlichen Ausschnitt des Leistungsflussgeschehens im Netz ab. Zudem können DEA aufgrund des Vorrangs [86, S. § 11, Abs. (1)] unabhängig von der Entnahmesituation im Netz elektrische Leistung erzeugen, wenn dies aufgrund der jeweiligen (ggf. dargebotsabhängigen) Verfügbarkeit der unterlagerten Energiequelle möglich ist. Dies kann dazu führen, dass im Störungsgeschehen nicht ausschließlich der Starklastfall zur Ermittlung der GWV-bedingten Auswirkungen auf ZVKG zu analysieren ist, sondern weitere NNS, in denen es aufgrund der DEA-Erzeugung im Störungsgeschehen zu Überlastungen kommen kann. Der Arbeitspunkt von DEA während des Störungsgeschehens kann daher einen erheblichen Einfluss auf ZVKG haben. Daher wird in Abschnitt 4.2 ein neues Verfahren zur Berücksichtigung dieser NNS im Rahmen des analytischen Verfahrens zur Zuverlässigkeitsberechnung vorgestellt. In der konventionellen ZVB wird das zeitaufgelöste Verhalten bei der Bildung von ZVKG für Entnahmen durch Jahresdauerlinien (vgl. Abschnitt 9.5) berücksichtigt. Hierzu wird das zeitaufgelöste, sortierte Leistungsverhalten von NNZ berücksichtigt.

Zur Eingrenzung des Berechnungsaufwands wird das zeitlich hochaufgelöste Verhalten von NNZ (bspw. stündlich aufgelöst) in wenige Leistungsstufen zusammengefasst (vgl. [35, S. 60]). Dieses Verfahren ist sowohl für Entnahmen als auch für DEA anwendbar, sofern jeweilige Jahresdauerlinien vorliegen.

2.6.8 Auswertung und Bildung von Zuverlässigkeitskenngrößen⁹

Im analytischen Verfahren wird im Allgemeinen bei der Modellierung der Komponenten der homogene Markov-Prozess verwendet. Für die Homogenität müssen die Zustandsbedingung und die Zeitbedingung erfüllt sein [36, S. 87]. Die Zeitbedingung besagt, dass der Übergang von einem Zustand des Markov-Modells in einen anderen zeitunabhängig sein muss. Für Übergangsraten bei Markov-Modellen im analytischen Verfahren wird üblicherweise die „gedächtnislose“ Exponentialverteilung angenommen, da hier die Zeitbedingung gegeben ist [36, S. 55] und die Komponentenzustände bzw. die ZV-Elemente einmalig ex ante bestimmt werden. Im Simulationsverfahren hingegen können auch andere, ggf. realitätsnähere, Verteilungen berücksichtigt werden. Aufgrund der Vernachlässigung der Zeitbedingung handelt es sich dann um einen Semi-Markovschen Prozess [36, S. 88].

Aufgrund der stochastischen Berechnungsweise können im Simulationsverfahren Verteilungen für ZVKG abgeleitet werden. Im analytischen Verfahren werden ohne weitergehende Verfahrensschritte die Erwartungswerte, Varianzen und relative Streuungen [35, S. 83] berechnet. Die Kenntnis über die Verteilung der ZVKG ist im Rahmen von ZVA für die Netzplanung von Vorteil, da so auch Auswirkungen von Abweichungen der ZVKG vom jeweiligen Erwartungswert in die Bewertung mit einbezogen werden können. Die Ermittlung der ZVKG-Verteilungen ist im analytischen Verfahren ohne Erweiterungen nicht möglich. In [35] wurde ein Verfahren entwickelt, das durch ein Simulationsverfahren auf der Grundlage der Ergebnisse des analytischen Verfahrens Verteilungen für ausgewählte ZVKG erzeugen kann. In [87] wurde ein Verfahren („Min-Max-Modell“) entwickelt, das es durch die Berücksichtigung von zusätzlichen Verteilungskennwerten in der Zuverlässigkeitsberechnung ermöglicht, im analytischen Verfahren Verteilungsfunktion für ZVKG ermitteln zu können. Im Fokus dieser Arbeit stehen die Modellbildung von NNZ sowie die quantitative Analyse von realen NS- und MS-Netzen zur Ableitung von allgemeingültigen Aussagen. Für beide Untersuchungsbereiche wird die Ermittlung und Bewertung der Erwartungswerte als wesentlich und ausreichend eingeschätzt.

Die Ergebnisse der Zustandsanalysen der einzelnen AK werden im Rahmen der Auswertung der ZVB unter Berücksichtigung der Nachbildung des Störungsablaufs und des zeitaufgelösten Verhaltens (vgl. Abschnitte 2.6.4 - 2.6.7) zu ZVKG aggregiert.

⁹ Teile dieses Abschnitts sind bereits u. a. durch den Verfasser bereits veröffentlicht worden in [XV, S. 20-26] und werden hier in erweiterter Form dargestellt.

Es können „kundenbezogene“ und „systembezogene“ ZVKG (vgl. [44, S. 11ff]) unterschieden werden. Die detaillierte Beschreibung einzelner kundenbezogener ZVKG ist in [32] enthalten, die Berechnungsweise auch in [35, S. 238 ff]. *Kundenbezogene ZVKG* beschreiben die Auswirkungen von VU auf einzelne Entnahmen, *systembezogene ZVKG* die Zuverlässigkeit des Netzes über alle angeschlossenen Entnahmen. Sowohl kunden- als auch systembezogene ZVKG beschreiben Erwartungswerte für jeweilige ZVKG-Verteilungen, die auf häufig langjährig ermittelten statistischen Kenndaten von Komponenten beruhen. Insofern kann das Störungsgeschehen eines einzelnen Netzes sowie auch die reale Nichtverfügbarkeit einzelner NNZ erheblich abweichen (vgl. auch [44, S. 12]). Die Erwartungswerte der ZVKG sind daher als strategische Entscheidungshilfen bei der Netzplanung zu interpretieren, mit deren Hilfe sich unterschiedliche Netzplanungsvarianten hinsichtlich ihrer Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit des Netzes bewerten lassen. Im Folgenden werden einzelne ZVKG, die im Rahmen dieser Arbeit relevant sind, vorgestellt.

Kundenbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen

Die folgende Tabelle 2-2 enthält einen Überblick über wesentliche kundenbezogene ZVKG. Für die jeweiligen Berechnungsformeln wird auf [32], [35, S. 238 ff], [37, S. 147 ff] verwiesen.

Tabelle 2-2: Kundenbezogene ZVKG (orientiert an [44, S. 22 f.]

ZVKG	Typische Einheit	Beschreibung	Definition
H_U	1/a	Mittlere Unterbrechungshäufigkeit	Anzahl von VU einer Entnahme bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
T_U	h	Mittlere Unterbrechungsdauer	Mittlere Zeitspanne, in der Entnahmen im Falle einer Störung ohne Versorgung sind
Q_U	min/a	Mittlere Nichtverfügbarkeit	Abgeleitete Größe, die sich als Produkt aus H_U und T_U ergibt. Wahrscheinlichkeit, dass die Leistungsanforderung einer Entnahme zu einem beliebigen Zeitpunkt am NVP der Entnahme nicht erfüllt werden kann
L_U	kW/a	Unterbrochene Leistung	Gesamte unterbrochene Leistung einer Entnahme innerhalb eines Betrachtungszeitraumes. Produkt der Häufigkeit und der unterbrochenen Leistung jeder VU
E_U	kWh/a	Nicht zeitgerecht gelieferte Energie	Abgeleitete Größe; Summe der nicht zeitgerecht gelieferten Energie innerhalb eines Betrachtungszeitraumes

Systembezogene Zuverlässigkeitskenngrößen

Aus der Aggregation der kundenbezogenen ZVKG lassen sich pro Netz oder Netzbereich übergeordnete ZVKG ableiten (System-ZVKG). Diese sind u.a. in [15] standardisiert definiert. Eine Auswahl ist in Tabelle 2-3 enthalten.

Tabelle 2-3: System-ZVKG für Entnahmen (Auswahl) [15]

ZVKG	Typische Einheit	Beschreibung	Definition
<i>SAIFI</i>	1/a	System Average Interruption Frequency Index	Mittlere Häufigkeit von VU über alle Entnahmen
<i>SAIDI</i>	min/a	System Average Interruption Duration Index	Mittlere Nichtverfügbarkeit über alle Entnahmen
<i>CAIDI</i>	h	Customer Average Interruption Duration Index	Mittlere Dauer zur Wiederherstellung der Versorgung von Entnahmen
<i>ASIDI</i>	min/a	Average System Interruption Duration Index	Mittlere leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit über alle Entnahmen

Im Folgenden werden die Berechnungsformeln von wesentlichen systembezogene ZVKG in Anlehnung an [15, S. 5 ff] und [44, S. 12–14] beschrieben. Die systemweite Häufigkeit von VU von Entnahmen in einem Netz oder Netzbereich innerhalb eines Betrachtungszeitraumes wird durch den *SAIFI* beschrieben. Hier wird die mittlere Unterbrechungshäufigkeit $H_{U,i}$ der betroffenen Entnahmen N_i am Netzknoten i bezogen auf die Gesamtanzahl von Entnahmen im untersuchten Netz oder Netzbereich berücksichtigt.

$$SAIFI = \frac{\sum_i^n (H_{U,i} \cdot N_i)}{\sum_i^n N_i} \quad (2-6)$$

Der *SAIDI* beschreibt die mittlere Nichtverfügbarkeit von Entnahmen über alle Entnahmen innerhalb eines Netzgebiets. Der *SAIDI* kann bestimmt werden, indem die mittlere Nichtverfügbarkeit $Q_{U,i}$ der betroffenen Entnahmen N_i am Netzknoten i auf die Gesamtanzahl von Entnahmen im untersuchten Netz oder Netzbereich bezogen wird.

$$SAIDI = \frac{\sum_i^n (Q_{U,i} \cdot N_i)}{\sum_i^n N_i} \quad (2-7)$$

Der *CAIDI* beschreibt die mittlere Dauer, die zur Wiederherstellung der Versorgung von Entnahmen innerhalb des Netzes oder Netzbereichs benötigt wird.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2-8)$$

Der *ASIDI* beschreibt die systemweite Nichtverfügbarkeit von Entnahmen, ähnlich wie der *SAIDI*. Als Bezugsgrößen dienen hier jedoch nicht die Anzahl der Entnahmen, sondern die unterbrochene Entnahmeleistung L_i je Netzknoten i und die gesamte angeschlossene Entnahmeleistung L_A über alle n Netzknoten im Netz oder Netzbereich.

$$ASIDI = \frac{\sum_i^n (Q_{U,i} \cdot L_i)}{\sum_i^n L_{A,i}} \quad (2-9)$$

In NS-Netzen wird zur Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit in der Regel der SAIDI herangezogen, da sich die unterbrochene Leistung bei einer VU in den NS-Netzen häufig nicht exakt bestimmen lässt. In MS-Netzen hingegen wird häufig für der ASIDI für die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit herangezogen [44, S. 14], [69], [73], da sich die unterbrochene Leistung bspw. häufig über die Bemessungsscheinleistung von MS/NS-Transformatoren oder über Schleppzeigerwerte abschätzen lässt.

2.6.9 Anforderungen an Erweiterungen und Gesamtmethode

Für die zuverlässigkeitstechnische Nachbildung von weiteren NNZ sind sowohl Markov-Modellierungen, Erweiterungen in der Zustandsanalyse als auch die Bildung weiterer ZVKG erforderlich.

In Analogie zu Abbildung 2-8 ist in Abbildung 2-14 der Ablauf der probabilistischen ZVB mit den Erweiterungen dargestellt, die sich aus den Zielen der Arbeit (vgl. Abschnitt 1.3) und der Analyse der einzelnen Schritte der ZVB (vgl. Abschnitte 2.6.1 bis 2.6.8) ergeben.

Die Erweiterungen des bestehenden Verfahrens sind:

- (1) Neue Markov-Modelle für DEA und ENS (vgl. Abschnitte 3.2, 3.3)
- (2) Kenndaten für neue Markov-Modelle (vgl. Abschnitte 3.2.2 - 3.2.5, 3.3.2)
- (3) Bildung von Jahresdauerlinien für DEA (vgl. Abschnitt 3.2.9)
- (4) Neue ZV-Elemente, die sich aus den Schritten (1) und (2) ergeben
- (5) Erweiterte Netznutzungssituationen (vgl. Abschnitt 4.2)
- (6) Neue Subkombinationen (SK) (vgl. Abschnitt 4.2.4)
- (7) Reduktion von Kombinationen (vgl. Abschnitt 4.3)
- (8) Nachbildung des Verhaltens von DEA, ENS und FL im Störungsgeschehen (vgl. Abschnitte 3.2.8, 3.3.5, 3.4.2)
- (9) Erweiterte Zuverlässigkeitskenngrößen (vgl. Abschnitt 3.5)

Um die formulierten Ziele der Arbeit erreichen zu können (vgl. Abschnitt 1.3), wird die folgende Gesamtmethode abgeleitet.

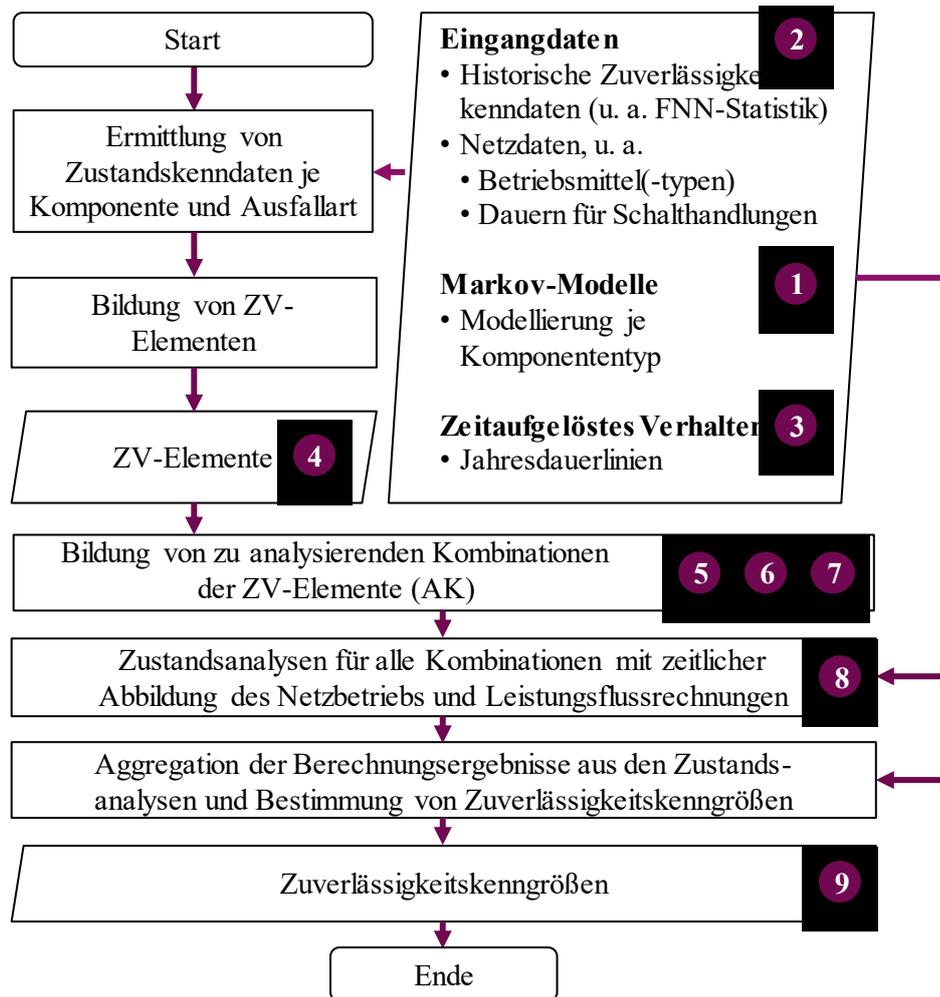


Abbildung 2-14: Erweiterungen des Ablaufs der probabilistischen ZVB nach dem analytischen Verfahren

Im ersten Schritt wird die analytische ZVB um die Berücksichtigung von DEA, ENS und FL erweitert. Die Modellierungen für diese NNZ werden so durchgeführt, dass das Störungsverhalten und damit die Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit der Verteilungsnetze bewertet werden kann. Weiterhin wird das Verfahren der Zustandsanalyse innerhalb der analytischen ZVB um die Betrachtung von zusätzlichen NNS ergänzt, die zur ZVKG-Bestimmung von Netzen mit DEA, ENS und FL erforderlich sind. Hiermit zusammenhängend werden weitere Erweiterungen zur Erhöhung der Berechnungseffizienz eingeführt, die alternativ durch die Berücksichtigung von zusätzlichen NNS deutlich ansteigen kann.

Im zweiten Schritt werden die vorgenommenen Modellierungen und Verfahrenserweiterungen anhand von Netzdaten realer NS- und MS-Netze aus der Bundesrepublik Deutschland angewendet. Zur Ableitung von qualitativen Entwicklungen werden einzelne wesentliche Effekte analysiert und ihre Auswirkungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit von Verteilungsnetzen bewertet. Abschließen werden zur Ableitung von grundlegenden Erkenntnissen hinsichtlich der Entwicklung der Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen analytische ZVB von repräsentativen NS- und MS-Verteilungsnetzen durchgeführt und die quantitativen Ergebnisse analysiert.

3 Modellierung von dezentralen Energiewandlungsanlagen, Energiespeichern und flexiblen Lasten

3.1 Methode der Modellierung

Die zuverlässigkeitstechnische Modellierung der betrachteten NNZ und Technologien wird jeweils als Ergänzung des analytischen Verfahrens der probabilistischen ZVB (vgl. Abschnitt 2.6.1) vorgenommen. Bei der zuverlässigkeitstechnischen Modellierung steht im Fokus, welche Zuverlässigkeit die NNZ selbst aufweisen und wie sich die NNZ auf die Zuverlässigkeit des Netzes auswirken. Für DEA (vgl. Abschnitt 3.2) und ENS (vgl. Abschnitt 3.3) werden ZBD und Markov-Modelle entwickelt sowie ZVKD für exemplarische Anlagen nach dem Minimalschnittverfahren (vgl. Abschnitt 2.6.3) ermittelt.

3.2 Modellierung von dezentralen Energiewandlungsanlagen¹⁰

Bestehende Zuverlässigkeitsmodelle berücksichtigen typischerweise nur das Verhalten von klassischen Komponenten (Leitungen, Transformatoren etc.), Offshore-WKA in Form von 4-Zustandsmodellen oder Kraftwerken in Form von 6-Zustandsmodellen (vgl. Abschnitt 2.6.3). Zudem war bislang zur Analyse der Versorgungszuverlässigkeit die Nutzung einer einzigen NNS (vgl. Abschnitt 2.6) sowie die Verwendung von sortierten und diskretisierten Jahresdauerlinien ausreichend (vgl. u.a. [88, S. 304 ff]). Mittels dieser Methoden können zeitinvariant, d.h. ohne Berücksichtigung des zeitkontinuierlichen Verhaltens von NNZ, die gewünschten ZVKG ermittelt werden.

Im Folgenden werden die Charakteristiken der einzelnen DEA-Technologien vorgestellt und abgeleitet, inwiefern die bisherigen Ansätze zur Modellierung von Erzeugungsanlagen anwendbar sind. Darauf aufbauend wird die Markov-Modellierung von DEA und die Nachbildung des DEA-Verhaltens im Störungsgeschehen entwickelt und vorgestellt.

3.2.1 Verfahren und analysierte Technologien

Zur Ermittlung von Anlagenzuständen für DEA unter Berücksichtigung der intrinsischen Nichtverfügbarkeiten sowie der zeitabhängigen DEA-Erzeugung wird ein dreistufiges Verfahren verwendet. Das vorgestellte Verfahren ist für jede Art von dargebotsabhängiger DEA mit komplexerer Teilbetriebsstruktur anwendbar und ist in Abbildung 3-1 dargestellt.

¹⁰ Teile dieses Abschnitts sind durch den Verfasser bereits veröffentlicht worden in: [XV, S. 34-64] und werden hier in erweiterter Form dargestellt.

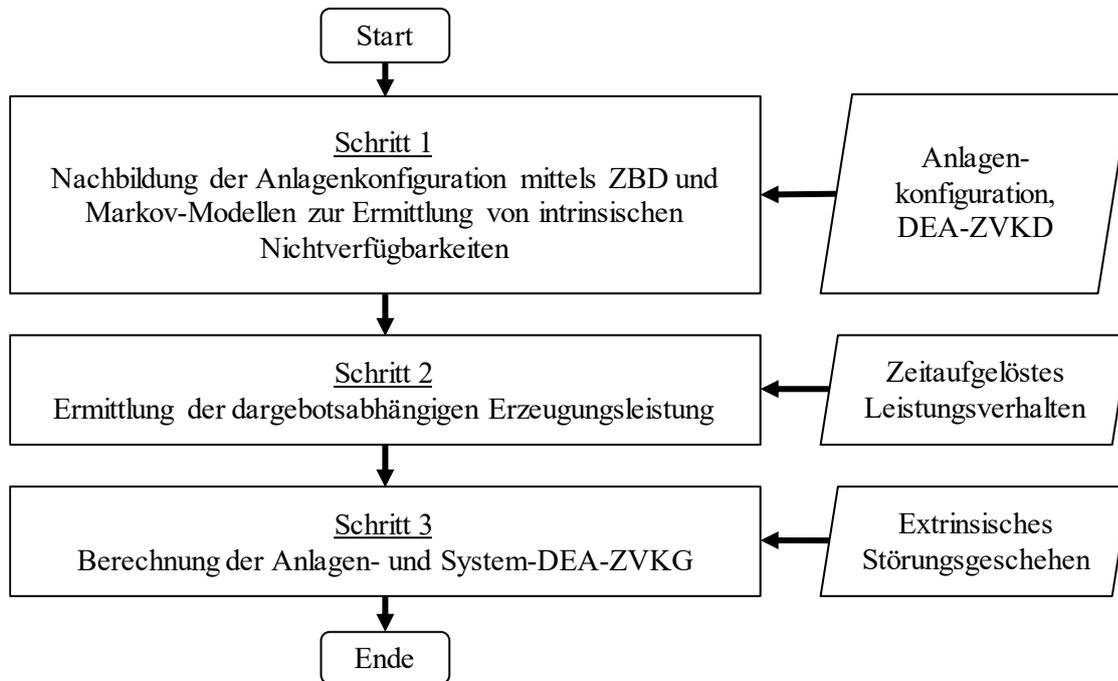


Abbildung 3-1: Ablaufplan des dreistufigen Verfahrens zur Nachbildung von DEA-ZVKG

Im ersten Schritt (vgl. Abschnitte 3.2.2 - 3.2.7) wird die jeweilige DEA-Anlagenkonfiguration zur Nachbildung der nicht- dargebotsabhängigen („nominale“) Anlagenverfügbarkeit zuverlässigkeitstechnisch nachgebildet. Mit dem Fokus dieser Arbeit auf NS- und MS-Netze werden dafür typische Anlagenkonfigurationen der jeweiligen DEA-Technologie in diesen Netzebenen bestimmt. Darauf aufbauend werden typische Anlagenkonfigurationen zuverlässigkeitstechnisch nachgebildet, indem jeweilige (nicht weiter zerlegbare) Subkomponenten in ZBD (vgl. Abschnitt 2.6.1) nachgebildet werden. Die jeweils berücksichtigten Subkomponenten werden mit ZVKD (mittlere Ausfallhäufigkeit und mittlere Aus-Dauer) aus der Literatur belegt. Auf Basis der ZBD können mit Hilfe des Minimalschnittverfahrens (vgl. Abschnitt 2.6.1) die Kenndaten von relevanten Anlagenzuständen eines zugehörigen Markov-Modells bestimmt werden. Mittels der Bestimmung der Zustandskenndaten (Mittlere Häufigkeit H_i , mittlere Dauer T_i und mittlere Wahrscheinlichkeit p_i eines Zustands i) sind die nicht-dargebotsabhängige Anlagenverfügbarkeit und -leistung einer DEA damit bekannt.

Es wird angenommen, dass die (Anlagen-)Zuverlässigkeit einer DEA und der jeweiligen unterlagerten Komponenten unabhängig von der (zeitaufgelösten) Erzeugung der DEA ist. Diese Annahme beruht auf den vorliegenden Kenndaten einzelner Anlagen (vgl. Abschnitte 3.2.2 - 3.2.5, 9.2), auf deren Basis dieser kausale Zusammenhang nicht hergestellt werden kann. Die zuverlässigkeitstechnische Modellierung einer DEA wird daher von der Nachbildung der zeitaufgelösten Erzeugung getrennt.

Es wird somit in dieser Arbeit zwischen intrinsischen und extrinsischen Anlagennichtverfügbarkeiten unterschieden. Intrinsische Ausfälle und Nichtverfügbarkeiten der Anlagen durch *Instandhaltung* können durch die Markov-Modellierung ermittelt werden. *Instandhaltung* bezeichnet nach [89, S. 8] die „Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus eines Objekts, die dem Erhalt oder der Wiederherstellung seines funktionsfähigen Zustands dient, sodass es die geforderte Funktion erfüllen kann“. Zu *Instandhaltung* kann nach [89, S. 8] auch die *Instandsetzung* gehören. In dieser Arbeit wird unter *Instandhaltung* lediglich die Wartung von Anlagen ohne unmittelbar vorher erfolgte Störung verstanden. Um eine Anlage von einem Nichtbetriebszustand (außer: *Instandhaltung*) wieder in den Zustand „Betrieb“ zu versetzen, werden die Begriffe *Reparatur* und *Instandsetzung* verwendet.

Extrinsische Nichtverfügbarkeiten werden ausgelöst durch Störungen, in denen trotz eines regulären Betriebszustands der DEA eine Erzeugung aufgrund des Störungsgeschehens im angeschlossenen Netz nicht möglich ist. Dies umfasst auch Situationen, in denen die DEA aufgrund der dargebotsabhängigen Gegebenheiten keine Leistung eingespeist hätte. Extrinsische Anlagennichtverfügbarkeiten im Netz können bspw. durch Leistungsschalterauslösungen oder Überlastungen ausgelöst werden, aber auch durch die Begrenzung der DEA-Erzeugungsleistung als Folge des Versagens von Netzautomatisierungssystemen. Für die Bewertung dieser Störungen ist die Zustandsanalyse des Netzes unter Berücksichtigung des Störungsgeschehens der weiteren Komponenten notwendig.

Im zweiten Schritt (vgl. Abschnitt 3.2.9) wird die dargebotsabhängige mögliche einspeisbare Leistung der Anlage ermittelt. Diese unterscheidet sich bei FEE-DEA grundsätzlich von der zuverlässigkeitstechnischen Modellierung konventioneller Kraftwerke, bei denen ein Fahrplan und die Zu-/Abschaltbarkeit von einzelnen Kraftwerksblöcken unterstellt wird, während die Erzeugung elektrischer Leistung bei DEA auf Basis von Erneuerbaren Energien aufgrund des Vorrangs von EEG-Anlagen (vgl. Abschnitt 2.6.1) wesentlich vom jeweiligen zeitaufgelösten Dargebot abhängt.

Im dritten Schritt (vgl. Abschnitte 3.2.8, 3.5) werden die extrinsischen Anlagennichtverfügbarkeiten ermittelt und mit den intrinsischen Anlagennichtverfügbarkeiten (Schritt 1) zu den gesamten Anlagennichtverfügbarkeiten zusammengeführt und Zuverlässigkeitskenngrößen abgeleitet (vgl. Abschnitt 3.5). Die extrinsischen Anlagennichtverfügbarkeiten ergeben sich aus den Zustandsanalysen der AK in der ZVB. Die jeweilige Erzeugung einer Anlage während einer AK-Zustandsanalyse wird durch die Ermittlung relevanter NNS (vgl. Abschnitt 4.2) ermittelt. Anschließend werden intrinsische und extrinsische Nichtverfügbarkeiten mit den dargebotsabhängigen möglichen Erzeugungsleistungen (Schritt 2) verbunden und ZVKG für die DEA, insbesondere die ZVKG „Unterbrochene Leistung“ und „Nicht einspeisbare Energie“ (vgl. Abschnitt 3.5), ermittelt. Dafür werden anlagenspezifische Kennlinien verwendet. Auf Basis dieser Kennlinien werden (analog zu Entnahmen) Jahresdauerlinien gebildet, die bei der ZVKG-Bildung berücksichtigt werden. Damit ähnelt das Verfahren zur Ermittlung der DEA-ZVKG dem Verfahren zur Ermittlung von ZVKG für Entnahmen, mit der Erweiterung der Einbeziehung von intrinsischen ZVKG.

Die analytische Zuverlässigkeitsberechnung wird durch dieses Verfahren an mehreren Stellen erweitert. Die Ermittlung der Anlagenzustände auf Basis des Markov-Modells geschieht anlagenscharf bei der Bildung der ZV-Elemente (vgl. Abbildung 2-14). Diese werden im weiteren Ablauf bei der Bildung von AK berücksichtigt.

Im Folgenden werden die Grundlagen der Modellierung der unterschiedlichen DEA-Technologien mit ihren Komponenten und Funktionen beschrieben.

Aufgrund der vorherrschenden Stellung in Bezug auf bestehende Anlagenanzahlen (vgl. Abschnitt 2.2.1) werden die vier DEA-Technologien PVA, WKA, BMA und LWK innerhalb der NS- und MS-Netzebenen untersucht. PVA, WKA und LWK können zu FEE-DEA gezählt werden. Aufgrund der mangelnden witterungsbedingten Dargebotsabhängigkeit und der z. T. speicherbaren Kraftstoffverfügbarkeit können BMA nicht als fluktuierend bezeichnet werden. Da diese jedoch zu EEG- und KWK-Anlagen einschließlich des hier relevanten Vorrangs zählen, werden diese gleichwertig modelliert (vgl. Abschnitt 3.2.4, 9.2.3 und 9.5). Blockheizkraftwerke (BHKW) werden in dieser Arbeit als Teil von BMA modelliert. Die analysierten BHKW-Technologien von BMA können unter Anwendung eines 2-Zustandsmodells und der ZVKD in Abschnitt 3.2.4 in ZVB berücksichtigt werden.

3.2.2 Modellierung von Photovoltaikanlagen

Zur zuverlässigkeitstechnischen Modellierung von PVA werden zunächst Anlagenkomponenten und im folgenden typische Anlagenkonfigurationen untersucht. Für detaillierte Erläuterungen des physikalischen Prinzips des photoelektrischen Effekts, auf dem die Energiewandlung von PVA basiert, sowie auf Grundlagen hinsichtlich Materialien und Anlagenaufbau wird auf [90]–[92] verwiesen.

Komponenten

Photovoltaikanlagen in NS- und MS-Netzen bestehen im Allgemeinen aus den folgenden Komponenten (vgl. Abbildung 3-2):

- Solarmodule
- Aufstellsvorrichtung
- Gleichstromleitungen
- Generator-Anschlusskasten (GAK)
- Wechselrichter (WR)
- Drehstrom-Leitungen zwischen WR und NVP

Aufgrund der Leistungsbegrenzung durch die Netzanschlusskapazitäten sind PVA in NS- und MS-Netzen vorrangig als gebäudebezogene Aufdach-Anlagen mit geringen installierten Leistungen (ca. $100 \text{ kW}_p \leq P_{\text{Inst,PVA}} \leq \text{ca. } 10 \text{ MW}_p$) bis hin zu Freiflächenanlagen mit großen installierten Leistungen von mehreren MW_p ausgeführt. Abbildung 3-2 enthält jeweils eine schematische Darstellung für eine Aufdach-Anlage als auch für eine Freiflächenanlage. Der NVP ist hier dargestellt, wird jedoch bei den weiteren DEA-Modellierungen nicht bei der zuverlässigkeitstechnischen Modellierung als Anlagenteil betrachtet (grau hinterlegt), da dieser auch ohne PVA bestehen würde (Beispiel: NS-Verteilung eines Hauses). Insofern ist der PVA-Anschluss an den NVP über Drehstromleitungen die Systemgrenze der Modellierung. Die Detailbeschreibung der Komponenten kann Abschnitt 9.2.1 entnommen werden.

Eine regelmäßige Instandhaltung von PVA kann zur Sicherung eines hohen Anlagenertrags vorgenommen werden. PVA im Allgemeinen (ausgenommen bspw. das Nachführungssystem) verfügen kaum über bewegliche, gelagerte Komponenten mit hohem Wartungsbedarf. Daher kann angenommen werden, dass die Instandhaltung bei Gesamtanlagen mit höherem wirtschaftlichem Interesse am PVA-Ertrag, guter Zugänglichkeit zu den Solarmodulen sowie ggf. höherer Verschmutzungsgefahr durch Pollen, Staub, Sand etc. vorgenommen wird.

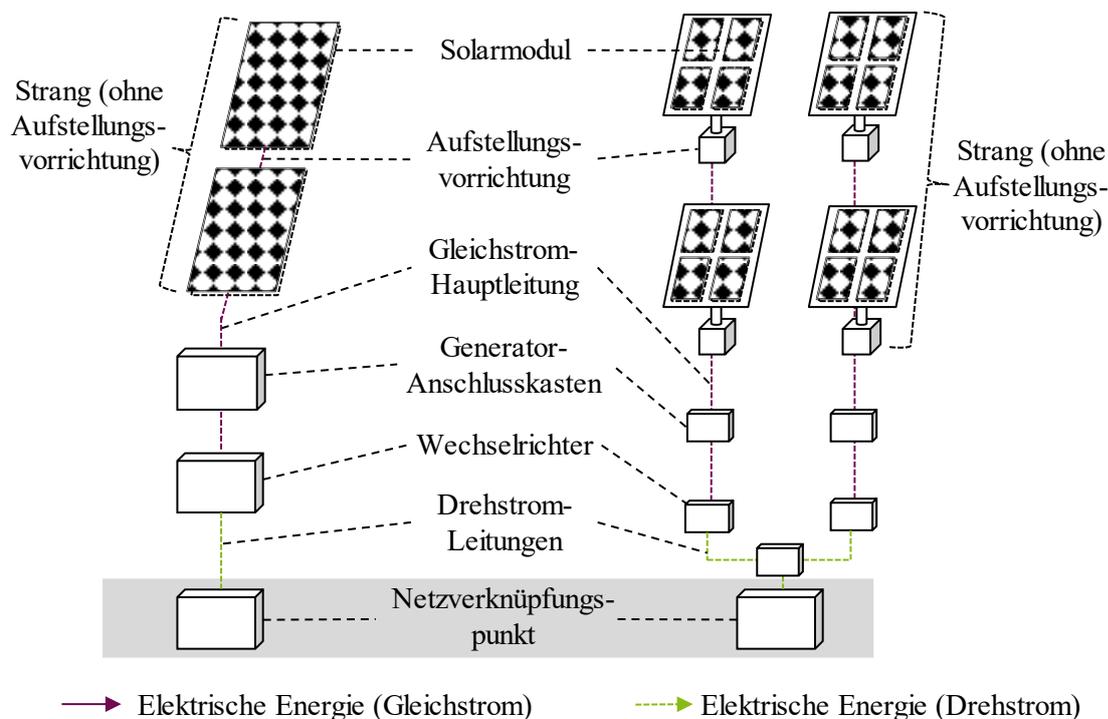


Abbildung 3-2: Schematischer Aufbau einer Aufdach-PVA mit einem Strang und Zentralwechselrichter (links, orientiert an [93, S. 4]) und einer Freiflächen-PVA mit Strang-WR (rechts) (orientiert an [92, S. 76, 90])

Instandhaltung

Typische Anlagenkonfigurationen

Für die zuverlässigkeitstechnische Nachbildung ist der Aufbau der Verschaltung zwischen den Solarmodulen relevant. Aus den vorangegangenen Betrachtungen lassen sich folgende typische PVA-Konfigurationen in NS- und MS-Netzen ableiten:

- PVA mit geringen installierten Leistungen ($P_{\text{Inst,PVA}} \leq \text{ca. } 50 \text{ kW}_p$, vorrangig in NS-Netzen), bspw. auf Wohnhäusern (Aufdachanlagen), besitzen im Allgemeinen wenige, seriell geschaltete, Module (Stränge) und einen Zentral-WR.
- PVA mit großen installierten Leistungen (ca. $100 \text{ kW}_p \leq P_{\text{Inst,PVA}} \leq \text{ca. } 10 \text{ MW}_p$) vorrangig in MS-Netzen) können aus sehr vielen Modulen (Strängen) bestehen, die ggf. mit Strang-WR aufgebaut sind und innerhalb der Stränge z. T. einzelne zueinander parallel geschaltet Modulreihen aufweisen können.

Zuverlässigkeitsblockdiagramme

Aus den typischen Anlagenkonfigurationen von PVA lassen sich ZBD ableiten. In Abbildung 3-3 ist jeweils ein ZBD je oben beschriebener Anlagenkonfiguration (vgl. auch Abbildung 3-2) dargestellt. Die beschriebenen Komponenten sind als nicht weiter unterteilte Subkomponenten dargestellt und die Anlage zuverlässigkeitstechnisch (seriell/parallel) aufgebaut. Der Ausfall einer Subkomponente in violett führt zu einem vollständigen Anlagenausfall. Der Ausfall einer gelben Subkomponente führt zu einem Teilausfall, jedoch nicht zu einem vollständigen Anlagenausfall.

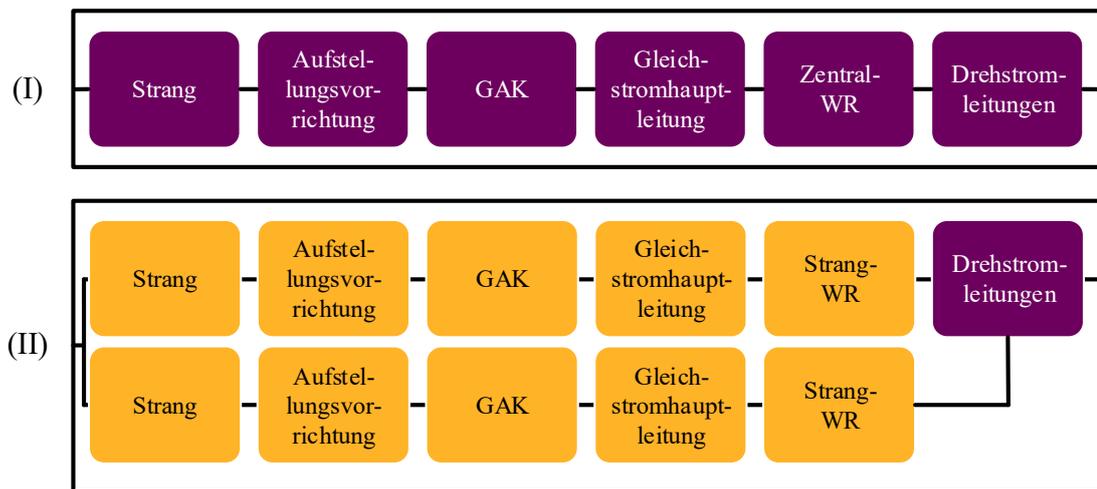


Abbildung 3-3: Exemplarische ZBD für eine PVA mit einem Strang und Zentral-WR (I) sowie eine PVA mit zwei Strängen und Strang-WR (II)

Zuverlässigkeitskennndaten

Für die Berechnung der Markov-Zustände auf Basis des ZBD müssen ZVKD für die einzelnen Komponenten bekannt sein. Diese können aus Erfahrungswerten oder Herstellerangaben stammen. In Tabelle 3-1 sind die Ausfallhäufigkeiten und Aus-Dauern für PVA-Komponenten aufgelistet. Für die Ausfallhäufigkeiten von Gleichstrom-Hauptleitungen und Drehstrom-Komponenten werden (entsprechend den ZVKD von NS-Netzen, vgl. Tabelle 9-4) PVC-Kabel ($l = 10$ m) angenommen.

Tabelle 3-1: ZVKD für PVA-Komponenten

Komponente / Zustand	Mittlere Ausfallhäufigkeit / Häufigkeit in 1/a	Quelle(n)	Mittlere Ausdauer / Dauer in h	Quelle(n)
Modul	0,0015	[94]	5	[95]
Aufstellungsvorrichtung	0,0026	[96]	48	[96]
GAK	0,1752	[96]	8	[96]
WR	0,6369	[94]	10	[95]
Gleichstrom-Hauptleitung, Drehstrom-Komponenten	0,002	(vgl. Tabelle 9-4)	12	EA
Instandhaltung (Gesamtanlage oder Anlagenteil)	1	EA	8	EA

Es zeigt sich, dass die Komponente mit der höchsten mittleren Ausfallrate der WR ist. Daneben ist der GAK eine Schwachstelle. Dem gegenüber ist die Ausfallhäufigkeit für Module und Drehstrom-Leitungen gering.

3.2.3 Modellierung von Windkraftanlagen

Im Rahmen dieser Arbeit wird auf Basis vorhandener Untersuchungen der zuverlässigkeitstechnische Aufbau von Onshore-WKA in NS- und MS-Netzen entwickelt. In der Literatur existieren nur sehr wenige detaillierte Untersuchungen zur Zuverlässigkeit von WKA, die die Analyse von WKA-Subkomponenten wie bspw. Rotorblätter oder Generatoren mit entsprechenden Parametern einbeziehen.

Onshore-WKA sind aufgrund der jeweiligen Nennleistung häufig in NE 1 bis 5 installiert, jedoch sind nur sehr wenige Anlagen ($P_{\text{Inst,WKA}} \leq 75 \text{ kW}$ [97] bzw. 100 kW [98]: Kleinwindanlagen) in NS-Netzen angeschlossen [8]. Ein Grund für diesen Umstand ist der erforderliche Mindestabstand von WKA zur Wohnbebauung aufgrund von Schall- und Schattenimmissionen [99].

In [48] werden ZBD für WKA entwickelt und Beschreibungen von Subkomponenten vorgenommen, die Parametrierung der Modelle geschieht jedoch vereinfacht und gesamthaft für WKA; einzelne Subkomponenten und unterschiedliche Anlagenkonfigurationen (bspw. hinsichtlich unterschiedliche Antriebstechnologien) werden nicht vorgenommen und können nicht abgeleitet werden. In [100] wird die Zuverlässigkeit von WKA anhand von Erfahrungswerten resp. Ausfallstatistiken detailliert untersucht, so dass hier Kenndaten als Eingangsdaten für die zuverlässigkeitstechnische Modellierung gegeben sind. Die Entwicklung von ZBD oder Markov-Modellen wird jedoch in [100] nicht vorgenommen. Die umfangreichste zuverlässigkeitstechnische Untersuchung von WKA, die die Entwicklung von ZBD und einem Markov-Modell mit einschließt, ist in [47] enthalten. Im Hinblick auf die Markov-Modellierung werden in [47] drei Ebenen der Modellierung bearbeitet:

- „Ebene 0“: Zustandsbeschreibung der gesamten WKA
- „Ebene 1“: Zustandsbeschreibung der (voneinander unabhängigen) Komponenten, bspw. „Rotorsystem“ [47, S. 46]
- „Ebene 2“: Zustandsbeschreibung der Subkomponenten, bspw. „Rotorblätter“ als Teil des „Rotorsystems“ [47, S. 50]. Sofern nicht redundant ausgeführt, führt ein Ausfall einer Subkomponente zum Ausfall der jeweilig zugeordneten Komponente.

Die folgenden Modellierungen von Onshore-WKA in dieser Arbeit stützen sich aufgrund der - hinsichtlich der Zielerreichung - umfangreichsten Untersuchung in [47] wesentlich auf diese Quelle. Da jedoch in [47] Offshore-WKA untersucht werden, werden die dort vorgenommenen Modellierungen und ZVKD im Folgenden hinsichtlich der Anwendbarkeit auf Onshore-WKA geprüft und angepasst, sofern dies erforderlich ist. Ebenso werden im Rahmen dieser Arbeit schwerpunktmäßig „Ebene 0“ und „Ebene 1“ analysiert. Die erweiterte Bestimmung von Kenndaten der „Subkomponenten“ wird nur bei deutlichen Abweichungen zwischen Onshore- und Offshore-WKA vorgenommen.

Anlagenaufbau und Antriebsarten

Aufgrund der deutlich höheren Ausbeute der zur Verfügung stehenden Energie nutzen bestehende Onshore-WKA nahezu ausschließlich das Auftriebskonzept mit Horizontalläufern [101, S. 89]. Daher werden diese in dieser Arbeit modelliert. In der folgenden Abbildung 3-4 ist eine exemplarische WKA dieser Bauart schematisch dargestellt. Gekennzeichnet sind wesentliche Komponenten, deren Aufbau und Einbauort jedoch je nach Anlagenkonfiguration variieren kann.

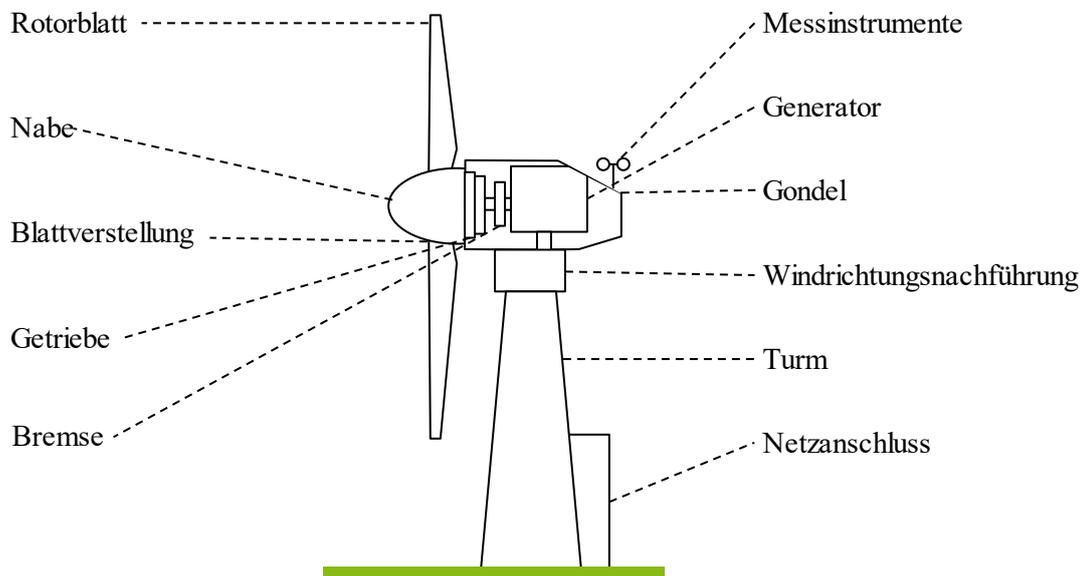


Abbildung 3-4: Schematische Darstellung einer WKA, Typ Auftriebsläufer mit horizontaler Drehachse (orientiert an: [102, S. 240])

Um typische Anlagenkonfigurationen nachzubilden, werden [103] (hier Anlagen bis einschließlich 2018) und [8] hinsichtlich der eingesetzten Technologien von Onshore-WKA analysiert. Die entstehende Verteilung der WKA-Technologien ist in Abbildung 3-5 dargestellt. Enthalten sind Antriebsarten von Onshore-WKA-Modellen, von denen im Jahr 2018 mind. 100 Anlagen in allen Netzebenen im Betrieb waren. Dies sind WKA mit doppelt-gespeistem Asynchrongenerator (DGAG), Synchrongenerator (SG) und (von WKA mit SG abgetrennt) permanent-erregten Synchrongeneratoren (PMSG).

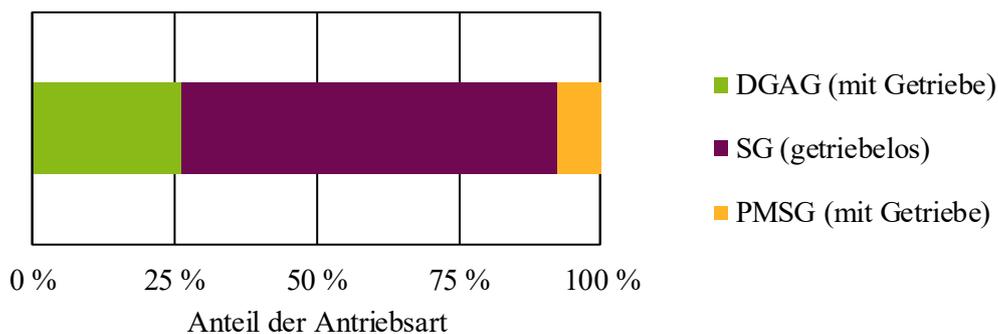


Abbildung 3-5: Anteile der Antriebsarten an bestehenden Onshore-WKA mit mind. 100 Anlagen im Betrieb, 2018, NE 1 bis 7 (anteilig an 4.977 von insgesamt 29.213 Onshore-WKA 2018). Datengrundlage [8], [103]

Abzulesen ist, dass sowohl getriebelose Antriebsarten mit SG als auch Antriebsarten mit DGAG und Getrieben bei bestehenden Onshore-WKA häufig im Einsatz sind. Die eingesetzten Antriebsarten sind vorrangig abhängig vom Hersteller-Konzept und von Windgegebenheiten am Einsatzort. Daher lassen sich die in Abbildung 3-5 enthaltenen Antriebsarten nicht trivial auf spezielle Leistungsklassen (bspw. für WKA in MS-Netzen) kategorisieren. Im Folgenden werden daher Modellierungen für alle in Abbildung 3-5 dargestellten Antriebsarten vorgestellt.

Subkomponenten

Die Subkomponenten der zuverlässigkeitstechnischen Modellierung von WKA dieser Arbeit auf Grundlage von [47, S. 46] sind:

- Rotorsystem
- Blattverstellungssystem
- Triebstrang
- Getriebe
- Generator
- Windnachführungssystem
- Elektrik (inkl. Umrichter)
- Hydrauliksystem
- Schmierungssystem
- Sensor- und Regelungseinheiten
- Tragestruktursystem (inkl. Turm)
- Frequenzumrichter
- Transformator

Die Detailbeschreibung der Komponenten kann Abschnitt 9.2.2 entnommen werden.

Instandhaltung

Bei Offshore-WKA findet die Instandhaltung der Gesamtanlage aufgrund der schwierigen Zugänglichkeit in der Regel einmal pro Jahr über einen längeren Zeitraum (bspw. 30 h [47, S. 65]) statt. Bei Onshore-WKA sind halbjährliche Wartungen üblich [100, S. 31]. Aufgrund der kürzeren Wartungsintervalle und der im Vergleich zu Offshore-WKA besseren Zugänglichkeit der Anlagenteile sowie der als weniger störungsrelevant eingeschätzten äußeren Einflüsse werden im Rahmen dieser Arbeit geringere Instandhaltungsdauern für Onshore-WKA als für Offshore-WKA angesetzt (vgl. Tabelle 3-2).

Zuverlässigkeitsblockdiagramm

Aus den beschriebenen Komponenten lassen sich in Vorbereitung der zuverlässigkeitstechnischen Markov-Modellierung ZBD für WKA ableiten. In Abbildung 3-6 ist das ZBD für eine exemplarische WKA mit zwei Umrichtern dargestellt. Die beschriebenen Komponenten sind enthalten und mit ihrer zuverlässigkeitstechnischen Funktion (seriell/parallel) dargestellt. Der Ausfall einer Subkomponente in violett führt zu einem vollständigen Anlagenausfall. Der Ausfall einer gelben Subkomponente führt zu einem Teilausfall, jedoch nicht zu einem vollständigen Anlagenausfall.

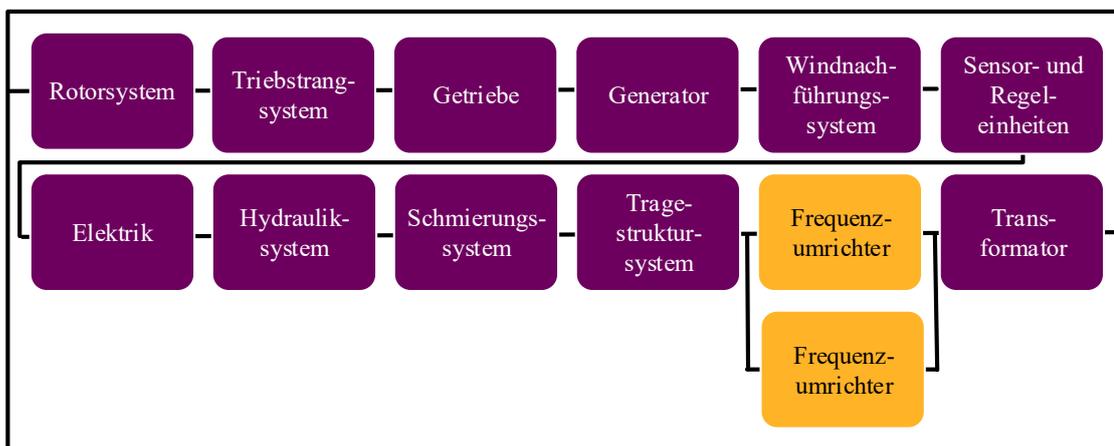


Abbildung 3-6: Exemplarisches ZBD für eine WKA (DGAG) mit Getriebe und zwei Umrichtern

Zuverlässigkeitskenndaten

Für WKA-ZVKD werden Literaturwerte genutzt, insbesondere Daten des "Wissenschaftlichen Mess- und Evaluierungsprogramms" (WMEP) [100] sowie aus [104]. Die verwendeten Daten sind in Tabelle 3-2 aufgelistet.

Tabelle 3-2: ZVKD für WKA-Subkomponenten

Subkomponente / Zustand	Typ	Mittlere Ausfallhäufigkeit / Häufigkeit in 1/a	Quelle(n)	Mittlere Aus-Dauer / Dauer in h	Quelle(n)
Rotorsystem	DGAG	0,28	[100]	111	[100]
	SG				
	PMSG				
Triebstrangsystem	DGAG	0,19	[100]	39	[100]
	SG	0,037	[104]	197	[104]
	PMSG	0,19	[100]	39	[100]
Getriebe	DGAG	0,1583	[104]	33	[104]
	SG	-		-	
	PMSG	0,1583	[104]	33	[104]
Generator	DGAG	0,11	[100]	68	[100]
	SG				
	PMSG				
Windnachführungssystem	DGAG	0,18	[100]	135	[100]
	SG				
	PMSG				
Sensor- und Regelungseinheiten	DGAG	0,43	[100]	687	[100]
	SG				
	PMSG				
Elektrik	DGAG	0,238	[47]	172	[47]
	SG	0,3171	[47]	172	[47]
	PMSG				
Hydrauliksystem	DGAG	0,23	[100]	268	[100]
	SG				
	PMSG				
Schmierungssystem	DGAG	0,1398	[104]	867	[104]
	SG				
	PMSG				
Tragestruktur-system	DGAG	0,1463	[100], [104]	695	[100], [104]
	SG				
	PMSG				
Frequenzumrichter	DGAG	0,57	[100]	239	[100]
	SG				
	PMSG				
Transformator	DGAG	0,0163	[104]	661	[104]
	SG				
	PMSG				
Instandhaltung	DGAG	2	EA	8	EA
	SG				
	PMSG				

3.2.4 Modellierung von Biomasseanlagen

Als BMA werden im Rahmen dieser Arbeit Anlagen bezeichnet, die elektrische Energie durch Biomassevergasung mit anschließender Wandlung (bspw. in Verbrennungsmotoren) erzeugen (im engeren Sinn also Biogasanlagen), da dieser Anlagentyp häufig in NS- und MS-Netzen vorkommt [103]. Anlagen, die Gas (bspw. Biomethan) in das Gasnetz einspeisen oder KWK-Anlagen, die nicht mit dem (öffentlichen) elektrischen Energienetz verbunden sind, werden nicht näher analysiert.

Das grundlegende Funktionsprinzip einer BMA besteht darin, durch einen Fermentationsprozess Biogas zu produzieren und aufzufangen, um dieses dann zur Erzeugung von elektrischer Energie (und ggf. thermischer Energie) zu verwenden. Als vergasbare Biomasse werden dafür häufig nachwachsende Rohstoffe (z. B. Maissilage, Körnergetreide, Grassilage) oder Wirtschaftsdünger (z. B. Rindergülle oder Schweinemist) verwendet.

Um typische Leistungsgrößen und Konfigurationen von Anlagen in NS- und MS-Netzen zu ermitteln, wird [8] analysiert und aktive Biomasseanlagen in NS- und MS-Netzen herausgefiltert. Die Verteilung der Anlagenleistungen der Bestandsanlagen 2018 ($n_{\text{BMA,Gesamt}} = 14.187$) in NS- und MS-Netzen ist in Abbildung 3-7 dargestellt.

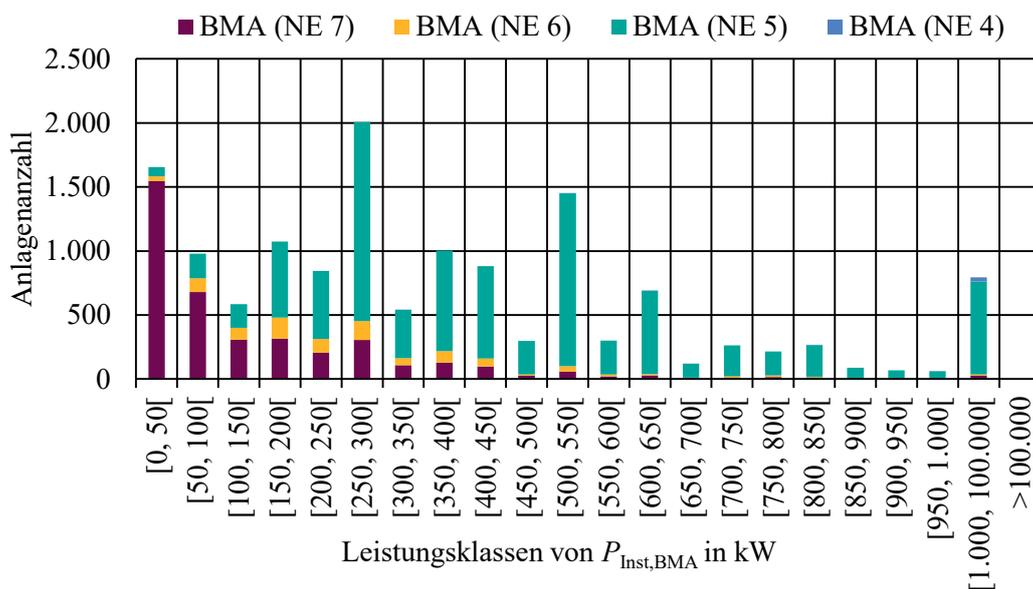


Abbildung 3-7: Kumulierte Anzahl von BMA je Leistungsklasse in Netzebenen 4 bis 7. Datenbasis: [8]

Aus den Bemessungsleistungen der Biomasseanlagen kann jedoch kein konkreter Rückschluss auf den Aufbau einer Anlage gezogen werden. Aus den ausgewerteten Anlagen des Biogas-Messprogramms II [105], deren Leistungsspektrum sich mit dem dargestellten Spektrum installierter BMA der Netzebenen 4 bis 7 deckt, geht hervor, dass die Anzahl der BHKW je BMA und jeweilige Motorentypen stark variieren. Lediglich bei kleineren Anlagen mit einer Leistung bis 100 kW ist anzunehmen, dass nur ein BHKW installiert ist.

Komponenten

In Abbildung 3-8 ist der schematische Aufbau einer BMA dargestellt. Nicht dargestellt sind Gasfackeln, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik sowie eine ggf. vorhandene Biomethaneinspeisung in das Gasnetz und die (gängige) Verwertung von thermischer Energie in Wärmenetzen, da diese Anlagenteile nicht im Fokus der Arbeit stehen.

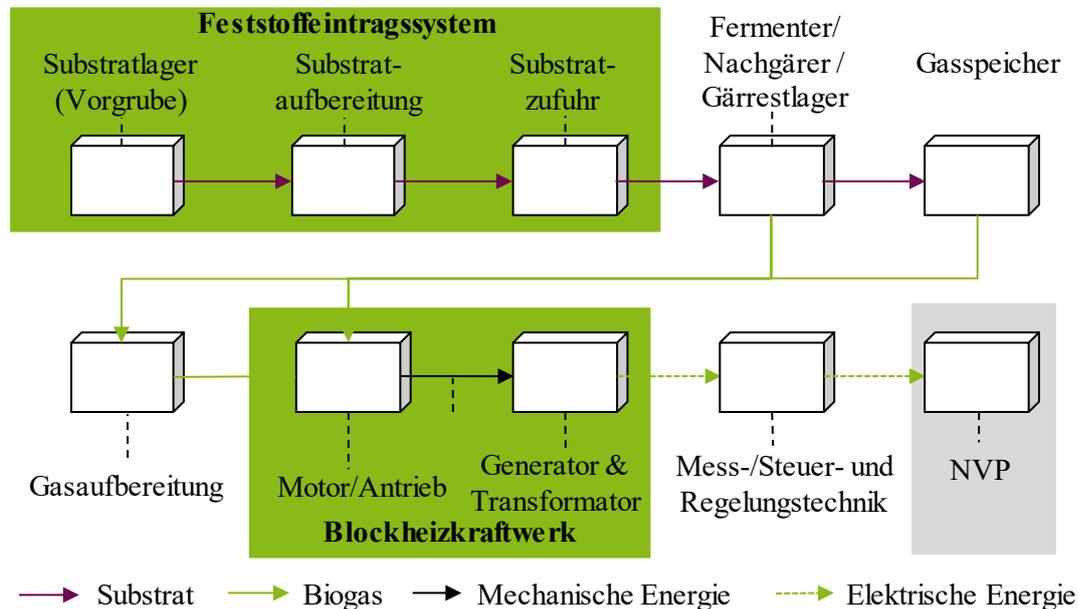


Abbildung 3-8: Schematischer Aufbau einer BMA (Biogasverstromung) mit Komponenten und Stoff-/Energierömen (orientiert an [48], [105], [106])

Die Detailbeschreibung der Komponenten auf Grundlage von [48, S. 43ff] kann Abschnitt 9.2.3 entnommen werden.

Instandhaltung

Die Komponenten von BMA sind im Vergleich zu konventionellen Komponenten störungsintensiver. In einer Schwachstellenanalyse von 31 BMA [107] wurden innerhalb eines Jahres 1.168 Betriebsstörungen (im Mittel 37,7 Störungen je BMA) ermittelt. Es kann daher und auch aufgrund des häufig hohen wirtschaftlichen Interesses an einer hohen Anlagenverfügbarkeit davon ausgegangen werden, dass BMA einen hohen Instandhaltungsaufwand benötigen.

Zuverlässigkeitsblockdiagramm

In Anlehnung an die zuverlässigkeitstechnische Modellierung von BMA in [48, S. 44] entsteht ein ZBD mit den Subkomponenten für eine exemplarische BMA mit zwei BHKW wie in Abbildung 3-9 dargestellt. Der Ausfall einer Subkomponente in violett führt zu einem vollständigen Anlagenausfall. Der Ausfall einer gelben Subkomponente führt zu einem Teilausfall, jedoch nicht zu einem vollständigen Anlagenausfall.

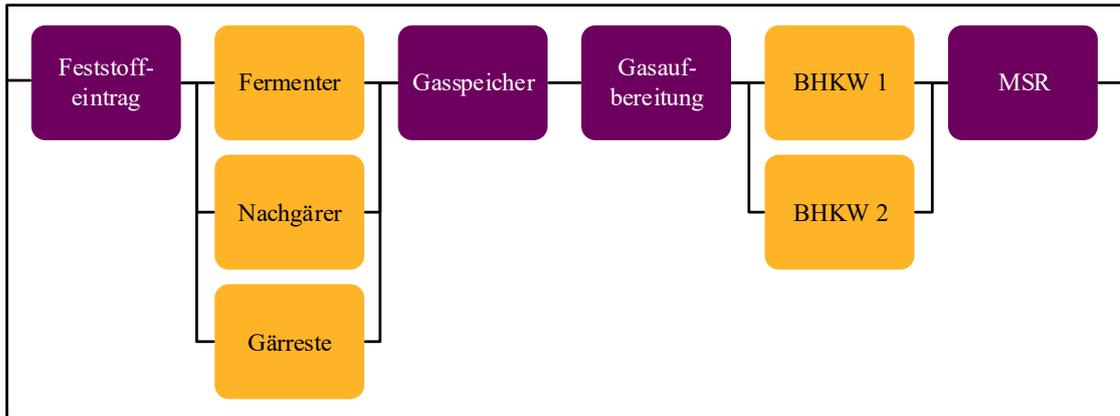


Abbildung 3-9: Exemplarisches ZBD für eine BMA mit zwei BHKW (orientiert an [48, S. 44])

Diese Modellierung unterstellt einer BMA, dass ein zeitlicher Ausfall des Feststoffeintrags, des Gasspeichers, der Gasaufbereitung und der Mess-, Steuer und Regelungstechnik zum direkten Ausfall des Gesamtsystems führt. Der Feststoffeintrag stellt im Prozessablauf zwar eine serielle Komponente dar, in der Nachbildung der Anlage im ZBD von Abbildung 3-9 ist dies jedoch kritisch zu sehen, da eine BMA bei kurzzeitiger Nichtverfügbarkeit des Feststoffeintrags weiter betrieben werden kann. Die Vorhaltezeit von Gasspeichern (Gasreserve für den weiteren zeitlichen Betrieb der BMA) beträgt bei BMA typischerweise ca. 3-4 Stunden; bei BMA, die Regelleistung bereitstellen, kann die Vorhaltezeit zwischen 8-12 Stunden betragen [48, S. 45].

Weiterhin wird mit dieser Modellierung unterstellt, dass ein Ausfall des Fermenters nicht zum Ausfall des Gesamtsystems führt, sondern die parallelen Nachgärer und Gärrestlager einen weiteren Betrieb dieser Anlage ermöglichen. Auch dies ist nicht zwangsläufig der Fall, da nicht zwingend Nachgärer und Restlager vorhanden sind.

Ebenso muss ein Komponentenausfall in der Gaserzeugung nicht zwangsläufig zum Ausfall der BMA führen: So kann bei einer verstopften Substratpumpe im Feststoffeintragssystem zeitweise kein Substrat transportiert werden, jedoch kann diese Störung, durch die Pufferfähigkeit des Gasspeichers, ohne Folgen für das Gesamtsystem bleiben, die Aus-Dauer verkürzen bzw. einen zeitlichen Versatz hervorrufen. Der Einfluss des Gasspeichers bei einer Störung der vorgelagerten Komponenten kann unter anderem durch folgende Aspekte beeinflusst werden:

- Maximaler Füllstand des Gasspeichers
- Prognostizierter Verbrauch des/der BHKW
- Gaserzeugung während der Reparaturmaßnahme
- Reparaturdauer der ausgefallenen Komponente

Aufgrund der genannten Punkte wird das ZBD aus Abbildung 3-9 erweitert. Die Anlagenteile, die Biogas produzieren und den Gasspeicher füllen, werden zu einer Subkomponente zusammengefasst.

Es werden daher nicht die einzelnen Gärstufen und deren Subkomponenten wie Rührwerke oder Heizungen betrachtet, sondern eine Ersatzkomponente („Biogasaufbereitung“), die die beschriebenen Anlagenteile so zusammenfasst, dass ein Ausfall dieser Komponente zur Nichtverfügbarkeit der Gesamtanlage führt. So kann auch berücksichtigt werden, dass bei zukünftigen Anlagen mit flexiblem Betrieb der Gasspeicher aufgrund des Betriebes komplett entleert wird. In Abbildung 3-10 ist die angepasste Modellierung in der weiteren exemplarischen Darstellung eines ZBD für eine BMA mit zwei BHKW dargestellt.

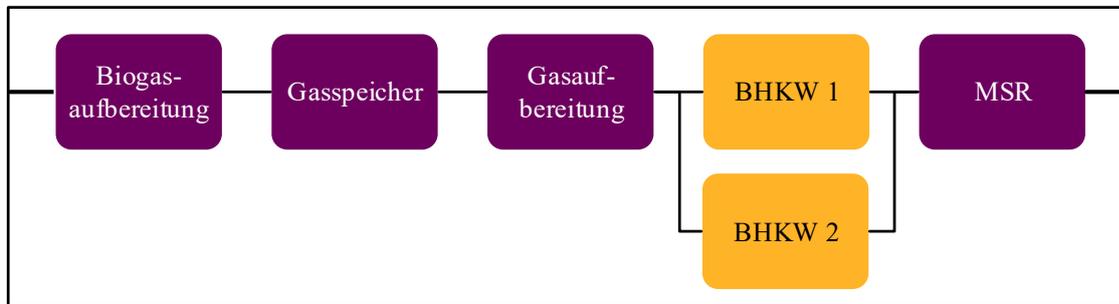


Abbildung 3-10: Vereinfachtes ZBD für Biomasseanlagen mit Biogasprozess mit zwei BHKW

Für weitere Berechnungen wird dieses Grundmodell angenommen. Dabei ergibt sich eine Variation des Aufbaus hauptsächlich durch die Anzahl der eingesetzten BHKW und die ZVKD des Biogasprozesses.

Zuverlässigkeitskenndaten

Um die einzelnen Komponenten mit realitätsnahen ZVKD zu versehen, wird in erster Linie [107], worauf sich auch [48] hinsichtlich BMA stützt, ausgewertet. Für die Reparaturdauern sind aufgrund fehlender Datengrundlagen eigene Annahmen (EA) getroffen worden. Die abgeleiteten mittleren Ausfallhäufigkeiten $H_{K,i}$ erscheinen hoch; andere Quellen für ZVKD von BMA stehen jedoch nicht zur Verfügung.

Tabelle 3-3: Zuverlässigkeitskenndaten für BMA-Komponenten

Komponente / Zustand	Mittlere Ausfallhäufigkeit / Häufigkeit in 1/a	Quelle(n)	Mittlere Ausdauer / Dauer in h	Quelle(n)
Biogasaufbereitung	4,5	[107]	6,5	EA
Gasspeicher	3,5	[107]	8	EA
Gasaufbereitung	0,2	[107]	5	EA
BHKW mit Gasmotor	10,92	[107]	7	EA
BHKW mit Zündstrahl	10	[107]	7	EA
MSR	0,25	[107]	8	EA
Instandhaltung	4	EA	8	EA

3.2.5 Modellierung von Laufwasserkraftwerken

WK im Allgemeinen lassen sich nach verschiedenen Kriterien unterscheiden, darunter nach technischen, topografischen, energiewirtschaftlichen oder wasserwirtschaftlichen Gesichtspunkten [108, S. 109 f.]. Im Rahmen dieser Arbeit ist hinsichtlich des zuverlässigkeitstechnischen Verhaltens vorrangig der technische Anlagenbau relevant. Daher werden im Folgenden WK nach technischen Gesichtspunkten unterteilt. Technisch sind nach [108, S. 109] sieben verschiedene Typen unterscheidbar. Von diesen werden hier insbesondere LWK, Speicherkraftwerke (mit natürlichem Zufluss) sowie Pumpspeicherkraftwerke unterschieden.

Bei der Ermittlung von typischen Anlagenarten und -baugrößen in NS- und MS-Netzen wird [8] hinsichtlich WK für die NE 4-7 ausgewertet ($n_{\text{LWK, Gesamt}} = 6.997$, vgl. Abbildung 3-11). In [8] sind Anlagen verzeichnet, deren elektrische Erzeugung nach dem EEG vergütet wird. Es existieren auch WK, deren elektrische Erzeugung nicht nach dem EEG vergütet wird. Dies sind jedoch vergleichsweise wenige (2013: 129 [109, S. 11]) mit einer mittleren Leistung von ca. 19 MW, d. h. eher in NE 1-5 (selten in MS-Netzen) angeschlossen.

Anhand von Abbildung 3-11 wird ersichtlich, dass Anlagen mit einer installierten Leistung bis $P_{\text{Inst,LWK}} = 250$ kW („Kleinwasserkraftanlagen“) ca. 88 % der Anlagen in den NE 4-7 darstellen. Dies sind im Wesentlichen Lauf- und Speicherwasserkraftwerke, da Pumpspeicherwerke vergleichsweise selten sind (2014: 28 [108, S. 729]) und installierte Leistungen (Pump- oder Turbinenbetrieb) zwischen $P_{\text{Inst,LWK}} = 1,1$ MW und $P_{\text{Inst,LWK}} = 1.160$ MW besitzen [108, S. 730], also in aller Regel nicht in NS- und MS-Netzen angeschlossen sind. Von den bestehenden Lauf- und Speicherwasserkraftwerken, die z. T. baulich sehr ähnlich sind, sind ca. 90 % LWK [108, S. 37], sodass im Folgenden ausschließlich der Aufbau von LWK untersucht wird.

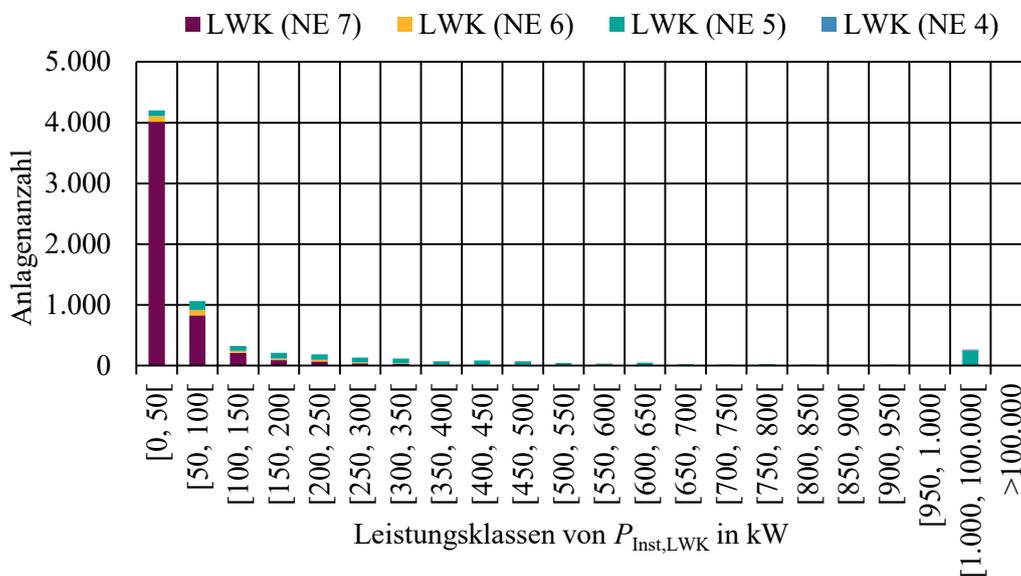


Abbildung 3-11: Kumulierte Anzahl von LWK je Leistungsklasse in Netzebenen 4 bis 7. Datenbasis: [8]

Die Erzeugung elektrischer Energie wird bei modernen LWK durch die Wandlung der mechanischen Energie des fließenden Wassers vorgenommen. Dabei gelten LWK im Allgemeinen als Niederdruckanlagen, da die Fallhöhe des aufgestauten Wassers meist nur wenige Meter bis zu einer maximalen Höhe von 15 m beträgt [108, S. 111]. Das LWK kann als Flusskraftwerk oder Ausleitungskraftwerk aufgebaut sein, von denen wiederum unterschiedliche Bauweisen existieren [108, S. 109]. Fluss- und Ausleitungskraftwerke unterscheiden sich nach der Lage des LWK. Bei Flusskraftwerken befindet sich das LWK direkt im oder am Flussverlauf. Bei Ausleitungskraftwerken wird das fließende Wasser über einen künstlich geschaffenen Kanal, der parallel zum Flusslauf angelegt ist, geführt und das im Kanal fließende Wasser zur Stromerzeugung genutzt. Eine genauere Betrachtung dieser Aufbauten kann [108, S. 111ff] entnommen werden. Der beispielhafte Aufbau eines Laufwasserkraftwerks ist der folgenden Abbildung 3-12 zu entnehmen.

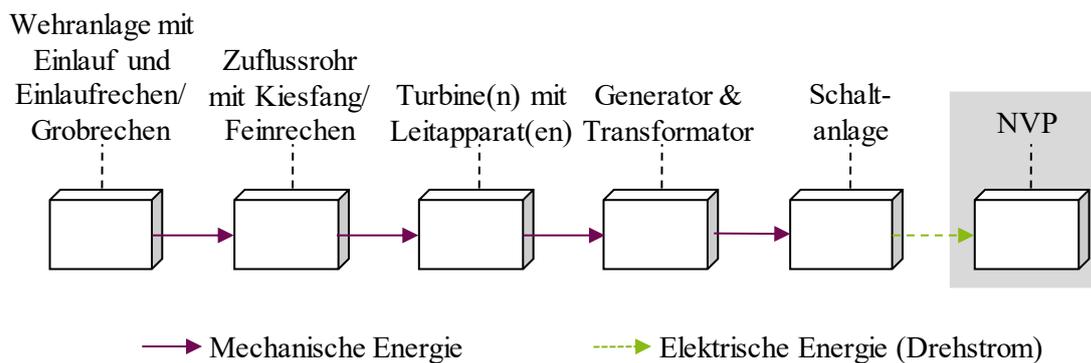


Abbildung 3-12: Schematischer Aufbau eines LWK (orientiert an [108, S. 881ff] und [48, S. 35f.])

Die Detailbeschreibung der Komponenten kann Abschnitt 9.2.4 entnommen werden. Komponenten, die nicht wesentlich für die zuverlässigkeitstechnische Analyse sind, werden nicht aufgeführt.

Zuverlässigkeitsblockdiagramm

Auch bei der Modellierung der LWK bezieht sich die zuverlässigkeitstechnische Bewertung zunächst ausschließlich auf den Zustand der einzelnen Anlagenkomponenten. Der Anlagenaufbau von LWK ist sehr standortspezifisch, sodass sich nicht trivial aus der jeweiligen installierten Leistung auf den Anlagenaufbau (bspw. auf die Turbinenanzahl) schließen lässt. Ebenso kann sich die Art der Turbine unterscheiden. Auf der Basis der oben vorgestellten Komponenten wird ein ZBD abgeleitet, dass auf eine sinnvolle Anzahl von Komponenten, die im Wesentlichen die Verfügbarkeit beeinflussen, reduziert ist. Komponenten zur Netzanbindung werden zur Komponente „Schaltanlage“ zusammengefasst. Das daraus entstehende Modell ist in Abbildung 3-13 dargestellt.

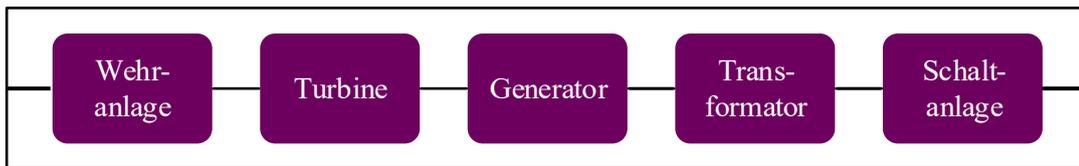


Abbildung 3-13: Exemplarisches ZBD für LWK mit einem Maschinensatz

Die Komponenten Turbine, Generator und Transformator können als „Maschinensatz“ bezeichnet werden, da diese bei LWK z. T. parallel vorkommen. Da eine Ausführung von LWK mit mehr als einem Maschinensatz auch in NS- und MS-Netzen denkbar ist, lässt sich der Grundaufbau des ZBD aus Abbildung 3-13 für LWK mit bspw. zwei Maschinensätzen um einen Maschinensatz erweitern. Ein Ausfall einer Komponente in einem Maschinensatz hat zur Folge, dass das LWK nur noch einen Teil der elektrischen Leistung erzeugen kann. Wenn bspw. die elektrische Leistung der Maschinensätze jeweils identisch ist, bedeutet dies, dass bei einem Ausfall eines Maschinensatzes lediglich die halbe Leistung zur Verfügung steht. Der Aufbau mit zwei Maschinensätzen ist in Abbildung 3-14 dargestellt. Der Ausfall einer Subkomponente in violett führt zu einem vollständigen Anlagenausfall. Der Ausfall einer gelben Subkomponente führt zu einem Teilausfall, jedoch nicht zu einem vollständigen Anlagenausfall.

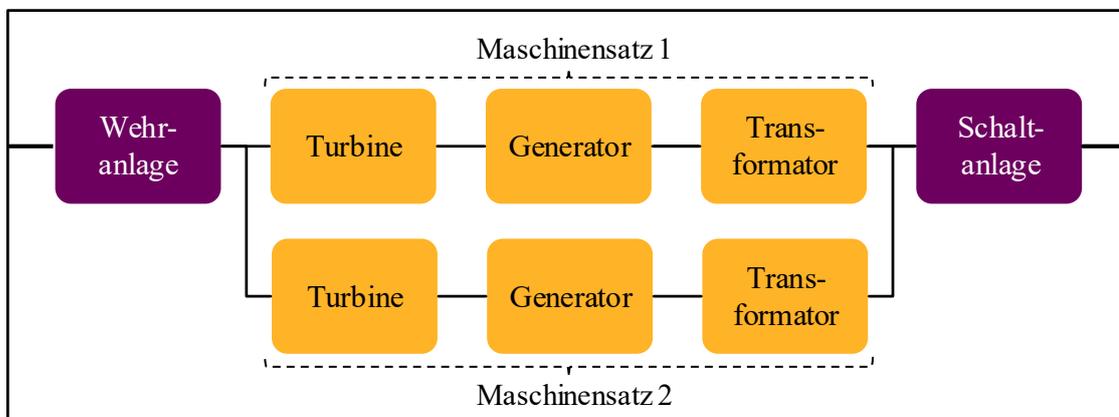


Abbildung 3-14: Exemplarisches ZBD für LWK mit zwei Maschinensätzen

Instandhaltung

In der Verfügbarkeitsstatistik nach [110] sind neben konventionellen Kraftwerken auch (Speicher-)Wasserkraftwerke aufgelistet. Für Speicherwasserkraftwerke mit einer Bemessungsleistung von $P_{\text{Bem,WK}} < 10 \text{ MW}$ [110, S. 217, 223] ist hier für den Zeitraum von 2006 bis 2015 eine mittlere zeitliche Verfügbarkeit von 93,4 % verzeichnet. Die mittlere Nichtverfügbarkeit von 6,6 % setzt sich zusammen aus 0,6 % für stochastische Ausfälle und 6 für geplante Nichtverfügbarkeiten, die im Wesentlichen aus Instandhaltungsarbeiten bestehen dürften. Es wird abgeleitet, dass der Instandhaltungsaufwand für LWK ebenfalls erheblich ist.

Zuverlässigkeitskenndaten

Die Komponenten von Laufwasserkraftwerken gelten im Allgemeinen als sehr langlebig und weisen eine geringe Ausfallrate auf. Die Datengrundlage in der Literatur ist gering, bspw. wird in [48] aufgrund der Datengrundlage gänzlich auf die Nachbildung von WK verzichtet.

Für die Ermittlung von ZVKD wird hier insbesondere auf [110] zurückgegriffen, wo unter anderem die Verfügbarkeit von Pumpspeicher- und Speicherwasserkraftanlagen über einen langjährigen Zeitraum (2006 bis 2015) dokumentiert ist. Da keine anderen ZVKD zur Verfügung stehen, werden ZVKD für Speicherwasserkraftwerke mit einer Nennleistung < 10 MW [110, S. 217, 223] als Referenzwert für die Gesamtverfügbarkeit eines LWK mit einer Turbine resp. einem Maschinensatz angesetzt.

Es wird angenommen, dass aufgrund der verfügbaren Turbinen-, Generator- und Transformatorbaugrößen die meisten WK mit $P_{\text{Bem,WK}} < 10$ MW Nennleistung mit einem Maschinensatz versehen sind. Es ergibt sich eine (mittlere) „Zeit-Verfügbarkeit“ von 93,4 % und resp. eine (mittlere) „Nichtverfügbarkeit“ für LWK von 6,6 %, bei der jedoch lediglich 0,6 % eine stochastische Nichtverfügbarkeit darstellen. Die weiteren 6 % der Nichtverfügbarkeit sind geplant und lassen sich als Nichtverfügbarkeit wegen Instandhaltung interpretieren. Es gehen jedoch keine ZVKD für Einzelkomponenten von LWK aus [110] hervor.

Tabelle 3-4: Zuverlässigkeitskenndaten für LWK-Komponenten

Komponente / Zustand	Mittlere Ausfallhäufigkeit / Häufigkeit in 1/a	Quelle(n)	Mittlere Aus-Dauer / Dauer in h	Quelle(n)
Wehranlage	0,02	EA	672	EA
Turbine	0,13	EA	200	EA
Generator	0,11	[111]	60	EA
Transformator	0,00226 ¹¹	[41]	53	EA
Schaltanlage	0,1	EA	70	EA
Instandhaltung	4	EA	131,4 ¹²	EA

¹¹ Entspricht der Ausfallrate der (wesentlichen) Ausfallart UNE zwischen 2004-2011 über alle erfassten MS/NS-Transformatoren in MS-Netzen des Typs „10 kV (niederohmig Erdung)“ [41], da hier (als Worst-Case-Abschätzung) die höchste Ausfallrate für Transformatoren im Modell UNE über alle vorhandenen MS-Netztypen vorliegt.

¹² Annahme von 4 Instandhaltungszyklen pro Jahr, die mittlere Aus-Dauer ergibt sich aus der Anzahl von Instandhaltungszyklen und der geplanten Nichtverfügbarkeit nach [110]

Um die Komponenten jedoch mit Werten für eine ZVB zu versehen, werden die Komponenten, für die sich Werte ermitteln lassen, bestimmt und die Werte der restlichen Komponenten abgeschätzt. Die ZVKD der Komponenten (ohne Instandhaltung) werden so gewählt, dass für ein LWK mit einem Maschinensatz die stochastische Nichtverfügbarkeit nach [110] abgebildet wird. Die ZVKD für Instandhaltung werden analog so gewählt, dass diese der geplanten Nichtverfügbarkeit nach [110] entsprechen. Die verwendeten ZVKD sind in Tabelle 3-4 dargestellt.

3.2.6 Schutztechnik

Nach den aktuell geltenden Richtlinien *VDE-AR-N 4105:2018-11* [62] und *VDE-AR-N 4110:2018-11* [63], aber auch nach den jeweils vorher geltenden Versionen dieser Richtlinien, sind Erzeugungsanlagen am NVP anlagenseitig in NS- und MS-Netzen mit Schutzeinrichtungen zu versehen.

Grundlegend sind zwei verschiedene Wirkrichtungen des Schutzes zu unterscheiden: „Extrinsische“ Schutzauslösungen, die durch (aus DEA-Sicht) externe Störungen (bspw. unzulässige Spannungen) im Netz vorliegen, und „intrinsische“ Schutzauslösungen und -einrichtungen, die durch Störungen in der DEA selbst hervorgerufen werden (auch „Eigenschutz“ genannt). Für den Eigenschutz ist der Anschlussnehmer (Anlagenbetreiber) verantwortlich [62, S. 9].

Für NS-Anlagen ist nach [62] ein (intrinsischer) „Netz- und Anlagenschutz“ (NA) vorzusehen, der bei einer maximalen (Summen-)Scheinleistung am NVP $S_{DEA,NVP} \leq 30$ kVA als zentraler Schutz (am zentralen Zählerplatz), dezentral (in einer Unterverteilung) oder integriert (in den Erzeugungsanlagen) ausgeführt sein kann [62, S. 46]. Bei Anlagen mit $S_{DEA,NVP} > 30$ kVA sollte der NA als zentraler Schutz am zentralen Zählerplatz ausgeführt sein [62, S. 46]. Der NA muss auf einen Kuppelschalter (galvanische Schaltereinrichtung) wirken, der die Anlage bei unzulässigen Spannungs- und Frequenzwerten [62, S. 49] vom Netz trennt. Im NA sind die folgenden Funktionen zu realisieren [62, S. 49]:

- Spannungssteigerungs- und -rückgangsschutz (schnell, langsam)
- Frequenzsteigerungs- und -rückgangsschutz (langsam)
- Inselnetzerkennung

Für umrichtergekoppelte Anlagen gelten für den langsamen Spannungssteigerungs- und -rückgangsschutz die Grenzwerte $U_{Max} = 1,1 \cdot U_n$ resp. $U_{Min} = 0,8 \cdot U_n$ am NVP [62, S. 51]. Zum Schutz der Erzeugungsanlage darf diese schon bei höheren Spannungen als $U_{Min} = 0,8 \cdot U_n$ vom Netz getrennt werden.

Durch die in dieser Arbeit durchgeführte zeitstationäre Berechnungsweise werden konservativ als Grenzwerte, bei denen DEA in NS-Netzen nach externen Störungen vom Netz getrennt werden, $U_{\text{Max}} = 1,1 \cdot U_n$ und $U_{\text{Min}} = 0,9 \cdot U_n$ am NVP gewählt.

Für die Schutzeinrichtungen am NVP von DEA in MS-Netzen gilt [63, Kap. 6.3.4, 10.3, 10.4]. Analog zu DEA in NS-Netzen sind Schutzeinrichtungen am NVP erforderlich („Entkupplungsschutz“) und der Anlagenbetreiber ist grundsätzlich für den Schutz der Anlage verantwortlich. Ebenso kann auch die Unterscheidung nach „extrinsischen“ und „intrinsischen“ Störungen vorgenommen werden. Eine automatische Wiedereinschaltung nach Netztrennung der Anlage aufgrund von Auslösungen durch Kurzschluss- oder Entkupplungsschutzeinrichtungen ist nach [63, S. 65] nicht erlaubt; die Wiedereinschaltung erfolgt erst nach Freigabe durch die zuständige netzführende Stelle des Netzbetreibers. Weiterhin sind u. a. folgende Funktionen durch den Entkupplungsschutz zu realisieren [63, S. 110]:

- Spannungssteigerungs- und -rückgangsschutz (schnell, langsam)
- Frequenzsteigerungs- und -rückgangsschutz (langsam und schnell (nur Frequenzsteigerungsschutz))

In Abhängigkeit der Position des NVP (an HS/MS-Sammelschiene) oder im MS-Netz werden in [63] Empfehlungen hinsichtlich der einzustellenden Spannungswerte im Schutzgerät gegeben. In Analogie zu DEA-Anlagen in NS-Netzen werden im Rahmen dieser Arbeit einheitliche Grenzwerte für MS-DEA gewählt. Dabei wird berücksichtigt, dass unterlagerte NS-Netze häufig über ONT mit dem MS-Netz verbunden sind, die über ein starres (nicht regelbares) Übersetzungsverhältnis verfügen. Daher werden als Grenzwerte für Betriebsspannungen bei DEA in MS-Netzen, bei denen diese nach externen Störungen vom Netz getrennt werden, $U_{\text{Max}} = 1,06^{13} \cdot U_n$ und $U_{\text{Min}} = 0,9 \cdot U_n$ am NVP gewählt.

Es wird angenommen, dass sowohl bei intrinsischen als auch bei extrinsischen Störungen an der DEA (bspw. Kurzschlüsse durch stochastische Anlagenausfälle) das Schutzsystem der DEA die Anlage regulär vom Netz trennt. Es ist jedoch denkbar, dass der Schutz in diesem Moment „versagt“, denn dieses Verhalten ist bei Schutzgeräten im elektrischen Energiesystem bereits beobachtet und quantifiziert worden (bspw. in [41]). Für die bedingte Wahrscheinlichkeit eines Schutzversagers liegen in den FNN-Schadens- und Störstatistiken Daten für Schutztechnik in MS-Netzen vor [41], die für Untersuchungen der Schutzversagung von DEA in dieser Arbeit verwendet werden (vgl. Abschnitt 5.2.3).

¹³ Orientiert am maximalen Spannungshub von 3 % in NS-Netzen nach [80] und [62] sowie zusätzlichen Reserven von 1 % für den Spannungsabfall über MS/NS-ONT nach [50, S. 27]

3.2.7 Markov-Zustandsmodell für dezentrale Energiewandlungsanlagen

Zur Nachbildung der Anlagenverfügbarkeit, die unabhängig von der Erzeugung der DEA zu sehen ist, werden die möglichen Zustände der vier analysierten Technologien beschrieben.

Jede DEA der analysierten Technologien kann sich im Zustand „Ausgefallen“ oder im Zustand „Instandhaltung“ befinden. Die Beiträge der einzelnen Komponenten, die zu diesen beiden Zuständen führen, werden nach der Methode der Markov-Modellierung aus den jeweiligen Zuständen der Anlagenkomponenten kumuliert.

Die untersuchten DEA-Technologien zeichnen sich durch eine wesentliche Gemeinsamkeit aus: Durch Störungen einzelner Komponenten kommt es entweder zu einer Störung der Gesamtanlage oder einer Minderung der möglichen Erzeugungsleistung. Der Zustand der Leistungsminderung wird im Folgenden als „Teilleistungsbetrieb“ (TLB) bezeichnet. Jede der dargestellten Technologie besitzt einen „Parallelkomponenten (PK)“-Typ (Umrichter/Stränge (PVA, WKA), BHKW (BMA), Maschinensätze (LWK)), bei dessen Ausfall der jeweilige Anlagentyp in den Zustand „Teilleistungsbetrieb“ übergeht.

Je nach PK-Anzahl n_{PK} kann die Anzahl der möglichen TLB-Zustände n_{TLB} durch folgende Formel berechnet werden, sofern jede PK nur die Zustände „Betrieb“ und „Ausgefallen“ annehmen kann:

$$n_{TLB} = 2^{n_{PK}} - 2 \quad (3-1)$$

Die TLB-Zustände „Alle PK in Betrieb“ resp. „Alle PK ausgefallen“ repräsentieren jeweils Anteile an den Zuständen „Betrieb“ und „Ausgefallen“ und sind daher nicht zu den TLB-Zuständen zu zählen. TLB-Zustände, die zu gleicher unterbrochener Leistung führen, können zusammengefasst werden, d. h. die Wahrscheinlichkeiten dieser Zustände werden kumuliert und die Anzahl der TLB-Zustände wird reduziert [XII].

Je mehr PK gleichzeitig ausfallen, desto geringer ist die Wahrscheinlichkeit dieses TLB-Zustands, da die Wahrscheinlichkeiten für den überlappenden Ausfall von parallelen Subkomponenten nach [36, S. 201] mit der Anzahl paralleler Subkomponenten exponentiell abnimmt. Es kann daher abgeleitet werden, dass der TLB-Zustand, in dem jeweils nur 1 PK ausfällt, der mit großem Abstand wahrscheinlichste TLB-Zustand ist. Falls mehrere TLB-Zustände möglich sind ($n_{TLB} > 1$), repräsentiert daher der TLB-Zustand des 4-Zustandsmodells den wahrscheinlichsten der möglichen TLB-Zustände. Andere TLB-Zustände werden für die ZVB aufgrund niedriger Wahrscheinlichkeiten und damit einhergehendem mangelnden Mehrwert zur Bildung der ZVKG vernachlässigt. Die nicht-dargebotsabhängige Anlagenleistung, die die DEA im TLB-Zustand aufweist, wird anhand des hinterlegten DEA-Systemaufbaus (ZBD) berechnet.

Als Markov-Modell für die analysierten DEA-Technologien wird daher ein 4-Zustandsmodell eingeführt. Die vier Zustände des Modells sind „Betrieb“, „Ausgefallen“, „Teilleistungsbetrieb“ und „Instandhaltung“. Das entwickelte Modell ist in Abbildung 3-15 dargestellt.

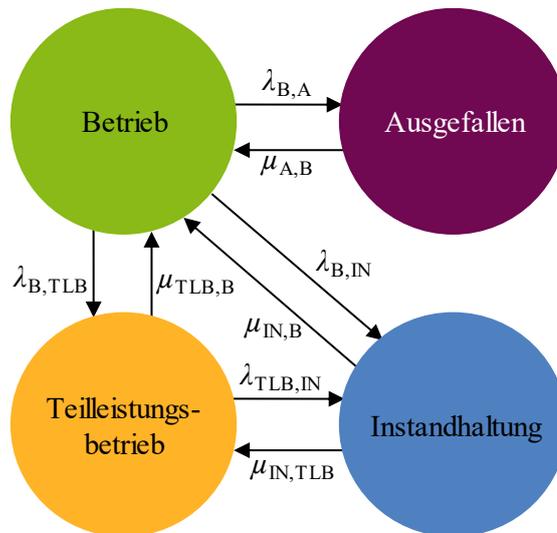


Abbildung 3-15: 4-Zustandsmodell für DEA

Die Übergangsraten des 4-Zustandsmodells bilden die Häufigkeiten der Übergänge zwischen den Zuständen ab. $\lambda_{B,A}$, $\lambda_{B,IN}$ und $\lambda_{B,TLB}$ bezeichnen die Ausfallraten vom Zustand „Betrieb“ zu den Zuständen „Ausgefallen“, „Instandhaltung“ und „Teilleistungsbetrieb“. $\mu_{A,B}$, $\mu_{IN,B}$ und $\mu_{TLB,B}$ bezeichnen die Reparaturraten von den Zuständen „Ausgefallen“, „Instandhaltung“ und „Teilleistungsbetrieb“ zum Zustand „Betrieb“. $\lambda_{TLB,IN}$ bezeichnet die Übergangsrate vom Zustand „Teilleistungsbetrieb“ zum Zustand „Instandhaltung“, $\mu_{IN,TLB}$ bezeichnet die Übergangsrate vom Zustand „Instandhaltung“ zum Zustand „Teilleistungsbetrieb“.

Die Zustandskenndaten (mittlere Häufigkeit, Dauer und Wahrscheinlichkeit) werden unmittelbar aus den unterlagerten Subkomponenten berechnet. Die Berücksichtigung des wahrscheinlichsten TLB-Zustandes als Teil des 4-Zustandsmodells in der ZVB bedeutet, dass dieser bei der Analyse des Störungsgeschehens eingebunden wird.

In Abbildung 3-16 sind für verschiedene exemplarische DEA die Ergebnisse der Berechnung der Zustandswahrscheinlichkeiten nach dem 4-Zustandsmodell und den jeweiligen ZVKD (ergänzende Informationen in Tabelle 9-25) dargestellt. Angegebene Prozentwerte beschreiben die mittlere Wahrscheinlichkeit p_i des jeweiligen Zustands „Betrieb“. Zum Vergleich ist die Verfügbarkeit von fossilen Kraftwerken nach [110] dargestellt. Für die dargestellten DEA sind die jeweiligen Übergangsarten nach dem 4-Zustandsmodell in Abschnitt 9.3.1 enthalten.

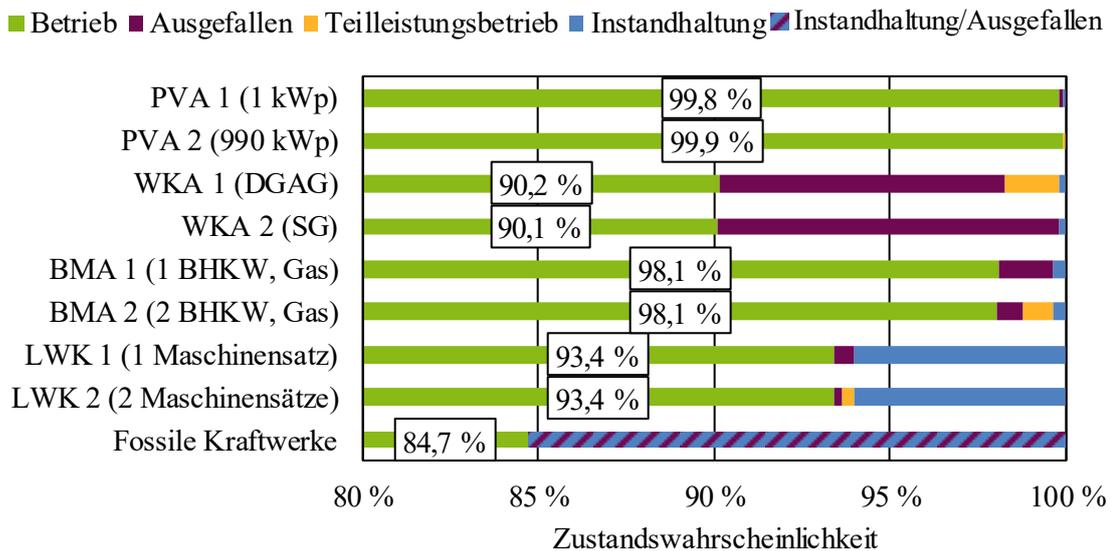


Abbildung 3-16: Zustandswahrscheinlichkeiten der technischen Anlagenverfügbarkeit verschiedener exemplarischer DEA

Die Wahrscheinlichkeit für den Zustand „Betrieb“ der „fossilen Kraftwerke“¹⁴ umfasst auch Zeiten, in denen die jeweiligen Anlagen betriebsfähig sind, jedoch keine Leistung abgerufen wird („Kein Bedarf“, vgl. Abbildung 2-12). Es wird deutlich, dass die Wahrscheinlichkeit für den Zustand „Betrieb“ bei den DEA z. T. deutlich über dem Wert für „fossile Kraftwerke“ liegt. Dies ist auch in der umfangreichen jährlichen Revision begründet, die häufig bei Kraftwerken durchgeführt wird. Bei den DEA zeigt sich, dass PVA und BMA vergleichsweise hohe „Betrieb“-Wahrscheinlichkeiten gegenüber WKA und LWK aufweisen; dies ist durch den Anteil von störungsintensiven Bauteilen sowie am im Wesentlichen seriellen Aufbau (WKA) bzw. am hohen Instandhaltungsaufwand (LWK) begründet. Die jeweiligen DEA mit $n_{PK} > 1$ weisen ähnliche Wahrscheinlichkeiten für den Zustand „Betrieb“ zu den jeweiligen DEA mit $n_{PK} = 1$ auf. Jedoch steigt jeweils die Wahrscheinlichkeit für den Zustand „Teilleistungsbetrieb“, sodass DEA mit $n_{PK} > 1$ geringere Wahrscheinlichkeiten für den Zustand „Ausgefallen“ aufweisen.

Die Modellbildung der analysierten DEA-Technologien (vgl. Abschnitte 3.2.2 - 3.2.5) hat gezeigt, dass DEA dieser Technologien sehr verschiedenartig aufgebaut sein können. Die Nachbildung der DEA mittels ZBD und Markov-Modellen erlaubt eine detailgetreue Abbildung jeder individuellen DEA. Für die prinzipielle Ableitung der Grundsätze zu den Auswirkungen von DEA auf die Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen werden im Folgenden jedoch die exemplarischen Anlagen (vgl. Abbildung 3-16) verwendet.

¹⁴ Dargestellt ist die mittlere zeitliche Verfügbarkeit über 311 fossil befeuerte Blockanlagen im Zeitraum von 2006-2015 [110, S. 16]; einbezogen sind keine Gas- und Dampfturbinen-Anlagen oder Gasturbinen. Für 193 Steinkohle-Blockanlagen beträgt die mittlere zeitliche Verfügbarkeit im selben Zeitraum 84,1 % [110, S. 52], für 73 Braunkohle-Blockanlagen 84,9 % [110, S. 58].

3.2.8 Modellierung des Verhaltens im Störungsgeschehen

Aufbauend auf den DEA-Technologieanalysen (vgl. Abschnitte 3.2.2 bis 3.2.5) wird das nachfolgend beschriebene Verhalten für DEA im Störungsgeschehen angenommen.

- (1) Bei intrinsischen DEA-Störungen wird angenommen, dass bei entstehenden Kurzschlussströmen die Schutztechnik am DEA-NVP die Störung auf die DEA begrenzt
- (2) Bei DEA-extrinsischen Störungen wird angenommen, dass die DEA für die Dauer der Störung vom Netz getrennt ist.
- (3) Als Grenzwerte für die Auslösung des Unter- und Überspannungsschutzes gelten die in Abschnitt 2.5.1 festgelegten Werte. Aufgrund der quasi-stationären Betrachtung im Rahmen der ZVB ist eine Unterscheidung von langsamer und schneller Spannungsänderung obsolet. Das Verletzen der Grenzwerte für die Betriebsspannung am DEA-NVP kann nach extrinsischen Störungen oder nach Schaltmaßnahmen im Rahmen der Wiederversorgung auftreten.
- (4) Bei wiederkehrender Betriebsspannung des Netzes am DEA-NVP (bspw. nach Schaltmaßnahmen) wird angenommen, dass die DEA unverzüglich wieder mit dem Netz verbunden ist. Kommt es zu Überlastungen von Betriebsmitteln, wird angenommen, dass bei einer installierten DEA-Leistung von $P_{\text{Inst}} > 100$ kW DEA fernsteuerbar sind und durch den VNB abgeregelt werden [54, S. § 9], sodass die Überlastung nur temporär ist und kein Auslösen eines Überlastschutzes erfolgt.
- (5) Bei Überlastungen im Netz wird unterschieden, ob diese Überlastung durch Entnahmen oder durch DEA hervorgerufen wird. Falls DEA-Erzeugungen ursächlich für die Überlastungen sind, wird in der Wirkleistungsbezug aller betroffenen DEA gleichmäßig (diskriminierungsfrei) reduziert, bis die thermische Auslastung der betroffenen Komponenten im zulässigen Bereich ist. Die so entstehende Mindererzeugung geht als Erzeugungsunterbrechung in die Bildung der ZVKG ein, da die ermittelten Überlastungen in zu Schutzauslösungen und damit zu EU geführt hätten.

3.2.9 Modellierung der zeitabhängigen Erzeugung

Die Berücksichtigung der dargebotsabhängigen möglichen DEA-Erzeugung in der ZVB geschieht zweigeteilt:

- (1) Für die Zustandsanalysen (vgl. Abbildung 2-14) werden NNS mit zugehörigen DEA-Erzeugungsleistungen gebildet und verwendet (vgl. Abschnitt 4.2).

- (2) Zur Bestimmung der ZVKG von DEA (insbesondere „Unterbrochene Leistung“ und „Nicht einspeisbare Energie“, aber auch Häufigkeit, Dauer und Wahrscheinlichkeit von Erzeugungsunterbrechungen, vgl. Abschnitt 3.5) ist die Kenntnis über die mögliche zeitaufgelöste Erzeugung der DEA wesentlich. Daher wird diese geeignet durch JDL nachgebildet, die nicht mit den relevanten NNS (vgl. Abschnitt 4.2) zusammenhängen.

Grundsätzlich ist die Methode zur Berücksichtigung der zeitabhängigen DEA-Erzeugung der Methode zur Nutzung von Jahresdauerlinien bei Entnahmen [32] angelehnt. Für die Nutzung dieser Methode, bei der das zeitabhängige Leistungsverhalten von Entnahmen durch Bildung von einzelnen Leistungsstufen nachgebildet wird, wird die zeitaufgelöste Erzeugung (Wirkleistung) einer DEA berücksichtigt. Es müssen Zeitreihen verwendet werden, in denen kein Anlagenausfall oder eine Instandhaltung der Anlage enthalten ist, da diese Effekte durch die Nachbildung der Anlagenverfügbarkeit abgebildet werden.

Die Vielzahl dargebotsabhängiger Leistungswerte (8.760 Werte bei stündlicher Auflösung, 35.040 Werte bei ¼-stündlicher Auflösung) erfordert eine geeignete Beschränkung. Als Neuerung zur bisherigen Methode wird die sortierte Jahresdauerlinie durch ein Clusterverfahren in geeignete Abschnitte (hier $k = 10$, vgl. Abschnitt 9.5) unterteilt, so dass sich eine deutlich verringerte Anzahl von Zuständen ergibt. Durch die Beschränkung ergibt sich eine Unschärfe in der Bildung der ZVKG. Die Unschärfe ist von der Form der Jahresdauerlinie und der Beteiligung des betroffenen NNZ am Störungsgeschehen und an Wiederversorgungsmaßnahmen abhängig und daher nicht trivial bestimmt werden kann. Zur Rechenzeitbeschränkung wird diese Unschärfe jedoch toleriert.

Durch das Clusterverfahren ergeben sich aufgrund der Clustermethode sinnvollere Einteilungen der Jahresdauerlinie als durch lineare Einteilung. Als Clusterverfahren wird K-Means [112] verwendet. Die Anzahl der Clusterzentren kann je nach Form der Zeitreihe geeignet gewählt werden. In Abbildung 9-8, Abbildung 9-9, Abbildung 9-10 und Abbildung 9-11 sind für die vier analysierten Technologien exemplarische Zeitreihen, Dauerlinien und die jeweiligen Ergebnisse der Clusterung abgebildet. Den dargestellten Zeitreihen für PVA und WKA liegen Berechnungsformeln nach [113] und Wetterdaten des Deutschen Wetterdienstes [114] für ein typisches Wetterjahr zugrunde. Für BMA und LWK werden gemessene Zeitreihen von Referenzanlagen verwendet, die im Zeitraum der Messung keine Störung aufwiesen.

3.3 Modellierung von Energiespeichern¹⁵

3.3.1 Verfahren und analysierte Technologien

Für ENS in NS- und MS-Netzen wird hier zwischen Hausspeichern und Quartierspeichern (vgl. Abschnitt 2.2.2) unterschieden. Die häufigste Technologie bei heutigen Haus- und Quartierspeichern ist die Lithium-Ionen-(LI-)Technologie [12], die wiederum aus mehreren Einzeltechnologien besteht. Für detaillierte Erläuterungen der Technologien wird auf [57] und [115] verwiesen. Im Folgenden wird die Modellierung von LI-ENS erläutert.

Komponenten

Zur zuverlässigkeitstechnischen Nachbildung sind die folgenden Komponenten von LI-ENS [48, S. 53] relevant:

- Batterie-Management-System (BMS)
- Lithium-Ionen-Zelle (LI-Zelle) bzw. LI-Zellen-String
- WR

BMS: Das BMS steuert die Ladung und Entladung der einzelnen LI-Zellen und berücksichtigt dabei passende Ladeströme und -spannungen in Abhängigkeit der Ladeanforderung, aber auch Zelleigenschaften (bspw. Temperatur) [115, S. 177 ff]. Zur Anordnung von BMS in LI-ENS sind verschiedene Architekturen denkbar [116]; hier wird angenommen, dass je LI-Zellen-String ein BMS vorhanden ist. Ein BMS besteht (mindestens) aus einem Sensor (zur Aufnahme der Zelldaten) und einer Steuereinheit zur Bestimmung der Regelungssignale [116, S. 70].

LI-Zelle, LI-Zellen-String: In der LI-Zelle findet die Wandlung von elektrischer zu chemischer Energie und damit der Speicherungsprozess statt. Je nach Systemarchitektur können LI-Zellen seriell (Strings) und parallel verschaltet sein [115, S. 95 ff]. Je LI-Zellen-String ist ein BMS vorzusehen.

WR: LI-Zellen stellen an den Klemmen Gleichstrom bereit. Zur Nutzung in Drehstromsystemen ist folglich ein Umrichter notwendig, der auch häufig in DEA vorkommt (vgl. Abschnitt 3.2).

¹⁵ Teile dieses Abschnitts sind durch den Verfasser bereits veröffentlicht worden in [XV, S. 69-74] und werden hier in erweiterter Form dargestellt.

Je nach Bauweise verfügen LI-ENS noch über weitere Komponenten (bspw. Gehäuse, Leitungen innerhalb der ENS, IKT), die jedoch im Rahmen dieser Arbeit als nicht störungsbehaftet angesehen werden. Ebenso ist die Berücksichtigung von Instandhaltung bei ENS denkbar. Aufgrund weniger Verschleißteile bzw. wenigen beweglichen Komponenten sowie der häufigen Aufstellung von ENS in witterungsgeschützten Gebäuden / Gehäusen wird jedoch angenommen, dass der Instandhaltungsaufwand für LI-ENS gering ist und hier nicht eigens nachgebildet werden muss.

Zuverlässigkeitsblockdiagramm

In Anlehnung an die zuverlässigkeitstechnische Modellierung von ENS in [48, S. 53] ist ein ZBD für einen exemplarischen LI-ENS mit zwei BMS-LI-Zellenstrings in Abbildung 3-17 dargestellt. Der Ausfall einer Subkomponente in violett führt zu einem vollständigen Anlagenausfall. Der Ausfall einer gelben Subkomponente führt zu einem Teilausfall, jedoch nicht zu einem vollständigen Anlagenausfall.

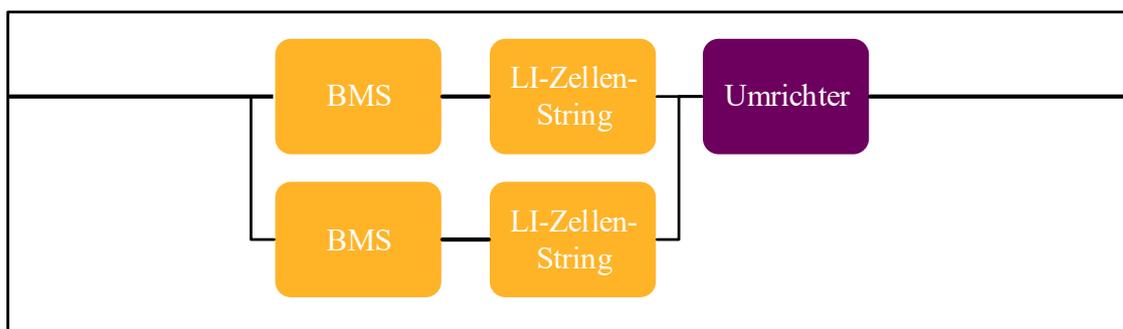


Abbildung 3-17: Exemplarisches ZBD für einen LI-ENS (orientiert an [48, S. 53])

Der exemplarische ENS verfügt über einen (zentralen) Umrichter und zwei LI-Zellen-Strings mit je einem BMS. Ein Ausfall von einem der LI-Zellen-Strings oder einem BMS führt zu einem Teilleistungsbetrieb, während der Ausfall des Umrichters zu einem Ausfall des gesamten ENS führt.

Zuverlässigkeitskenndaten

Aufgrund der in Relation zur angenommenen Lebensdauer geringen Betriebserfahrungen von derzeit in NS- und MS-Netzen eingesetzten ENS sowie der schlechten Datenlage in der Literatur sind nur wenige ZVKD für ENS und ENS-Komponenten verfügbar. Die hier verwendeten ZVKD für ENS-Komponenten sind in Tabelle 3-5 dargestellt.

Tabelle 3-5: ZVKD für ENS-Komponenten

Komponente		Mittlere Ausfallhäufigkeit in 1/a	Quelle(n)	Mittlere Ausdauer in h	Quelle(n)
BMS	Sensor	0,00036	[117, S. 14]	1	[117, S. 14]
	Steuereinheit	0,05363	[118]	1,55	[118]
LI-Zelle		0,00131	[119]	1	EA
WR		0,63690	[94]	10	[95]

3.3.2 Markov-Zustandsmodell für Energiespeicher

Aus dem ZBD in Abbildung 3-17 kann inhärent ein Teilleistungsbetrieb abgeleitet werden. Für Quartierspeicher in NS- und MS-Netzen wird daher (analog zu DEA, vgl. Abschnitt 3.2 und Abbildung 3-15) ein 4-Zustandsmodell eingeführt, welches die Zustände „Betrieb“, „Ausgefallen“, „Teilleistungsbetrieb“ und „Instandhaltung“ berücksichtigt, und in Abbildung 3-18 dargestellt ist.

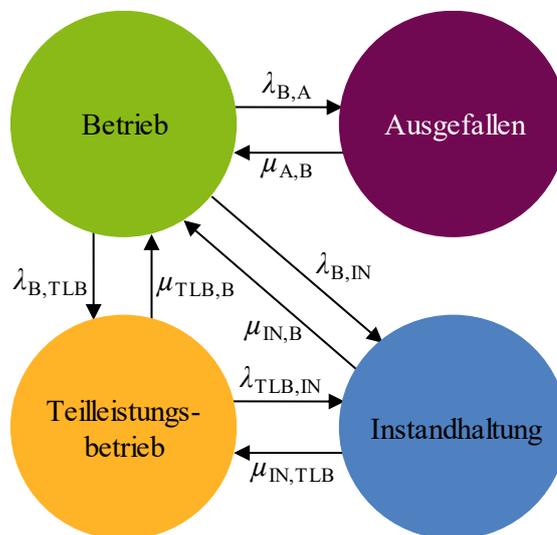


Abbildung 3-18: 4-Zustandsmodell für ENS

Die Übergangsraten des 4-Zustandsmodells bilden die Häufigkeiten der Übergänge zwischen den Zuständen ab. $\lambda_{B,A}$, $\lambda_{B,IN}$ und $\lambda_{B,TLB}$ bezeichnen die Ausfallraten vom Zustand „Betrieb“ zu den Zuständen „Ausgefallen“, „Instandhaltung“ und „Teilleistungsbetrieb“. $\mu_{A,B}$, $\mu_{IN,B}$ und $\mu_{TLB,B}$ bezeichnen die Reparaturraten von den Zuständen „Ausgefallen“, „Instandhaltung“ und „Teilleistungsbetrieb“ zum Zustand „Betrieb“. $\lambda_{TLB,IN}$ bezeichnet die Übergangsraten vom Zustand „Teilleistungsbetrieb“ zum Zustand „Instandhaltung“, $\mu_{IN,TLB}$ bezeichnet die Übergangsraten vom Zustand „Instandhaltung“ zum Zustand „Teilleistungsbetrieb“.

Zur Ermittlung von ZVKD für ENS werden mehrere Annahmen getroffen. Der Instandhaltungsaufwand wird (im Vergleich zu DEA) als gering eingeschätzt (vgl. Abschnitt 3.3.1). Die Verschaltung von LI-Zellen innerhalb eines ENS ist nicht trivial zu ermitteln und setzt sich in der Praxis aus der Kombination von Serien- und Parallelverschaltungen zusammen.

Die Art der Verschaltung hat unmittelbar Einfluss auf die Zuverlässigkeit von ENS. Als Worst-Case-Ansatz wird hier angenommen, dass ein einzelner Quartierspeicher-Stack mit der Kapazität $E_{\text{ENS}} = 50 \text{ kWh}$ (entspricht der Größenordnung eines Automobil-ENS von EFZ, vgl. [120, S. 22]) aus seriell verschalteten LI-Zellen (hier 2.976 [120, S. 22]) und einem BMS besteht. Weitere Quartierspeicher-Stacks werden parallel verschaltet. Für jeden Quartierspeicher wird ein WR (Zentral-WR) vorgesehen. Als Verhältnis von P_{ENS} zu E_{ENS} je Quartierspeicher wird $P_{\text{ENS}} / E_{\text{ENS}} = 1 \text{ 1/h}$ angenommen (Beispiel: 1 ENS mit $P_{\text{ENS}} = 1 \text{ MW}$ besitzt eine Kapazität von $E_{\text{ENS}} = 1 \text{ MWh}$).

Für unterschiedliche P_{ENS} bzw. E_{ENS} sind in Abbildung 3-19 resultierende Zustandswahrscheinlichkeiten nach den vorgenannten Annahmen und nach dem 2-Zustandsmodell für ENS abgebildet. Für ENS mit $P_{\text{ENS}} > 0,15 \text{ MW}$ ändern sich die ZVKD nur noch marginal, da der gleichzeitige Ausfall von mehr als 3 Quartierspeicher-Stacks äußerst unwahrscheinlich ist ($p < 1/10^{11}$). Für ENS mit $P_{\text{ENS}} > 0,15 \text{ MW}$ ist es daher im Rahmen der getroffenen Annahmen zulässig, die ZVKD eines ENS mit $P_{\text{ENS}} > 0,15 \text{ MW}$ zu verwenden. Für die dargestellten ENS sind die jeweiligen Übergangsraten nach dem 4-Zustandsmodell in Abschnitt 9.3.2 enthalten.

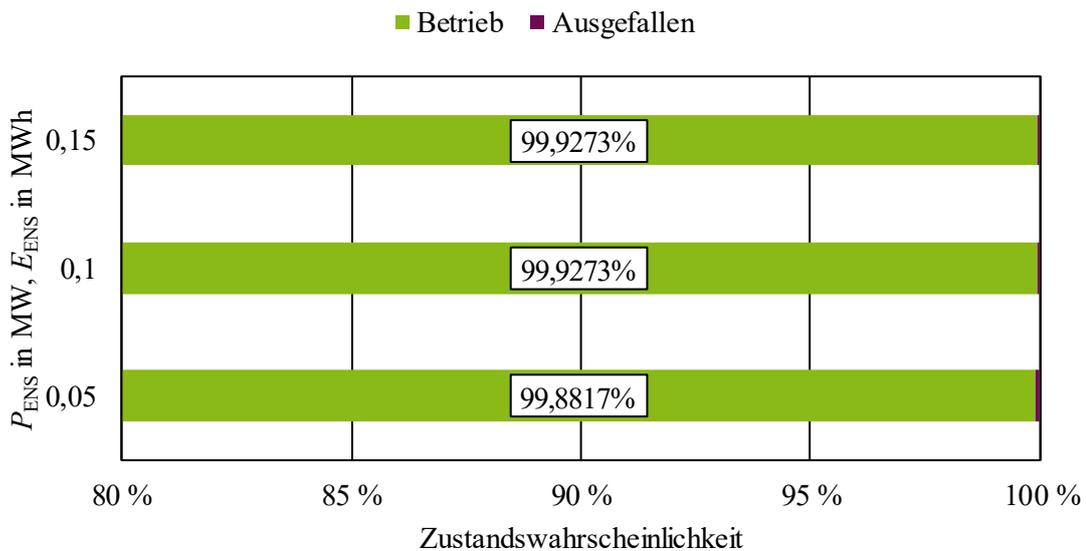


Abbildung 3-19: Zustandswahrscheinlichkeiten der technischen Anlagenverfügbarkeit verschiedener exemplarischer ENS

3.3.3 Betriebsstrategien

Für ENS im Normalbetrieb in NS- und MS-Netzen sind verschiedene Betriebsstrategien denkbar [121, S. 12]. Häufig werden ENS „marktorientiert“ bzw. „systemdienlich“ eingesetzt. Diese Betriebsstrategie richtet sich nach der Teilnahme an einem Energiemarkt (bspw. Spot-Markt oder Primärregelleistungsmarkt). Der Normalbetrieb des lokalen Netzgebietes ist unabhängig vom zeitaufgelösten Verhalten des ENS, da bei diesen Anwendungsfällen keine netzdienliche Stützung vorgesehen ist.

Daneben ist auch eine „netzdienliche“ Betriebsstrategie gängig: Der ENS wird so betrieben, dass der lokale Netzbetrieb damit gestützt wird. Dies kann bspw. durch eine spannungsabhängige Regelung des ENS-Betriebspunkts erfolgen. Als Teil des netzdienlichen Verhaltens kann die Inselnetzfähigkeit eines ENS angesehen werden, in dem durch ENS Inselnetze für einen begrenzten Zeitraum betrieben werden können.

3.3.4 Schutztechnik

Bei Hausspeichern wird hier angenommen, dass diese jeweils Teil einer überlagerten DEA (bspw. PVA) und damit auch Teil der DEA-Schutzbereiche sind. Für ENS, die über einen separaten NVP in NS- und MS-Netzen verfügen, gilt (analog zu DEA) bis zu einer maximalen Wirkleistung P_{ENS} von 135 kW die Bestimmungen der *VDE-AR-N 4105* [62]. Im Bereich $135 \text{ kW} \leq P_{\text{ENS}} \leq 36 \text{ MW}$ gilt die *VDE-AR-N 4110* [63]. ENS in NS- und MS-Netzen sind daher hinsichtlich der Schutztechnik analog zu DEA (vgl. Abschnitt 3.2.6) anzuschließen und zu betreiben.

3.3.5 Modellierung des Verhaltens im Störungsgeschehen

Eine verpflichtende Berücksichtigung von Hausspeichern beim Netzanschluss von (verbundenen) DEA, die zu einer Reduktion bspw. der thermischen Belastbarkeit der Hausanschlussleitung und damit mittelbar zu einer möglichen Überlastung bei Ausfall des Hausspeichers führen könnte, ist durch das heutige technische Regelwerk nicht gegeben. Die Auslegung des elektrischen Netzes erfolgt im Allgemeinen nach der zu übertragenden Leistung ohne Berücksichtigung von Hausspeichern. Der Betrieb und die Störung von Hausspeichern sollte daher nicht zu GWV führen. Weiterhin besitzen Hausspeicher im Allgemeinen aufgrund ihrer geringen installierten Leistung eine zu vernachlässigende Relevanz hinsichtlich netzdienlichen Verhaltens (vgl. Abschnitt 3.3.3). Daher wird der Betrieb und der Ausfall von Hausspeichern im Rahmen von ZVB hier nicht weiter betrachtet.

Bei einer netzdienlichen Nutzung (vgl. Abschnitt 3.3.3) von Quartierspeichern und der Positionierung an einer ONS kann der ENS im Falle einer Störung der ONS das verbundene NS-Netz als Inselnetz weiter versorgen. Aufgrund der zukünftigen Relevanz dieser Strategie für viele NNZ (im entsprechenden NS-Netz) wird im Rahmen dieser Arbeit dieser Anwendungsfall analysiert. Weitere Anwendungsfälle zur Nutzung von ENS im Störungsgeschehen sind denkbar, jedoch auf Basis der vorliegenden Literatur aktuell nicht verbreitet und werden daher nicht weiter analysiert.

3.4 Modellierung von flexiblen Lasten¹⁶

3.4.1 Analyisierte Technologien

Die technische Ausgestaltung von flexiblen Lasten ist auf unterschiedliche Art und Weise möglich. Erforderlich ist eine Kommunikationseinheit, die Signale empfängt, umsetzt und bspw. Statusmeldungen sendet. Weiterhin ist eine Umsetzung des Stellsignals an der flexiblen Last erforderlich, bspw. zur Einstellung der Ladeleistung (des Ladestroms) an Ladesäulen oder Wallboxen bei der Aufladung von EFZ. In Analogie zu anderen konventionellen Entnahmen wird für flexible Lasten auf eine zuverlässigkeitstechnische Nachbildung als Markov-Modell verzichtet.

3.4.2 Modellierung des Verhaltens von flexiblen Lasten im Störungsgeschehen

Innerhalb des Störungsgeschehens ist denkbar, dass sich auf ein Signal des VNB eine flexible Last mit gegebener Vorlaufzeit netzdienlich einsetzen lässt. Die flexible Last wird als netzdienliche Flexibilität betrachtet (vgl. u. a. [55]). Die zuverlässigkeitstechnische Modellierung von flexiblen Lasten wird daher als Erweiterung des Verhaltens von vorhandenen Entnahmen im Störungsgeschehen vorgesehen. In dieser Weise wird auch die Anforderung der Aufladung der EFZ (und weiterer Entnahmen) hier modelliert. Bei der Zielnetzplanung der Verteilungsnetze innerhalb dieses Vorhabens wird die steigende Durchdringung der Verteilungsnetze mit EFZ berücksichtigt (vgl. Abschnitt 2.2.3). Für die ZVB unter der Berücksichtigung von flexiblen Lasten wird in den Verteilungsnetzen die Lastanforderung durch EFZ als aktivierbare flexible Last angenommen.

Die Berücksichtigung des Einsatzes von flexiblen Lasten wird innerhalb der Zustandsanalyse vorgenommen. Nach einer Störung, d. h. während der Zustandsanalyse einer AK, kann bei Vorliegen einer GWV, auf die die flexible Last Einfluss nehmen kann (bspw. Leitungsüberlastung) über eine vorzugebende Zeit der flexible Anteil (zwischen 0 – 100 %) der Last “verschoben” werden.

¹⁶ Teile dieses Abschnitts sind durch den Verfasser bereits veröffentlicht worden in [XV, S. 65-71] und werden hier in erweiterter Form dargestellt.

Falls bei GWV betroffene flexible Lasten verschoben werden können, wird dies als Maßnahme zur Lösung der GWV durchgeführt. Es wird dabei nur so viel Leistung verschoben, wie benötigt wird, um die aktuelle GWV zu lösen (d. h. ggf. nicht die volle verfügbare Leistung der flexiblen Last). Mittels Leistungsflussberechnungen wird geprüft, ob die GWV behoben werden konnte. Falls die GWV nicht behoben werden konnte, werden weitere Maßnahmen (bspw. Schalthandlungen) durchgeführt oder es entstehen Nichtverfügbarkeiten für Entnahmen.

Die zu liefernde Leistung der flexiblen Last wird bei Nutzung der Flexibilität für einen vorgegebenen Zeitraum reduziert, d. h. für die flexible Last kommt es zunächst nicht zu einer VU. Falls die Unterbrechung der Last in der AK länger als die maximale Verschiebungszeit der flexiblen Last andauert, tritt dann auch für den flexiblen Teil der Last eine VU ein. Die Modellierung der FL umfasst also die folgenden beiden wesentlichen Schwerpunkte:

- (1) Der Einsatz von FL wird (bei GWV) als Wiederversorgungsmaßnahme für alle von der GWV betroffenen Entnahmen (inklusive der FL selbst) modelliert.
- (2) Durch den Einsatz von FL kommt es zunächst nicht zu VU bei der/den FL. Ist jedoch ein höherer angeforderte Leistung S_{FL} notwendig, als Leistung von der FL S_{FL} bereitgestellt werden kann ($S_{Anf} > S_{FL}$), kommt es auch bei der/den FL zu VU. Ebenso kommt es zu VU bei der FL (und bei den weiteren betroffenen Entnahmen), falls die Dauer der Anforderung T_{Anf} die mögliche Flexibilisierungsdauer der FL T_{FL} übersteigt ($T_{Anf} > T_{FL}$).

Zur Visualisierung ist in Abbildung 3-20 ein Ablaufdiagramm des Einsatzes von FL dargestellt. Für die Entnahme ist relevant, dass die verschobene Lastanforderung im zeitlichen Verlauf erfüllt wird. Eine AK betrachtet jedoch nur einen Ausschnitt aus dem gesamten zeitlichen Geschehen im Netz. Daher wird hier die Annahme getroffen, dass die Erfüllung der Lastanforderung nach einer Verschiebung außerhalb des analysierten Zeitraums einer Zustandsanalyse stattfindet. Die Lastanforderung wird nicht innerhalb der AK zu einem bestimmten Zeitpunkt um den gesenkten Leistungsbedarf und die Verschiebungszeit erhöht. Konzeptionell handelt es sich daher nicht um eine VU, sondern um eine Verschiebung der Leistungsanforderung.

Weiterhin ist zu beachten, dass die gesamte Entnahmeleistung nur bis zum angegebenen Maximum gesenkt werden kann. Kann die Leistungsanforderung der Entnahme bereits nicht vollständig erfüllt werden, kann auch der flexible Anteil nur teilweise oder gar nicht abgerufen werden.

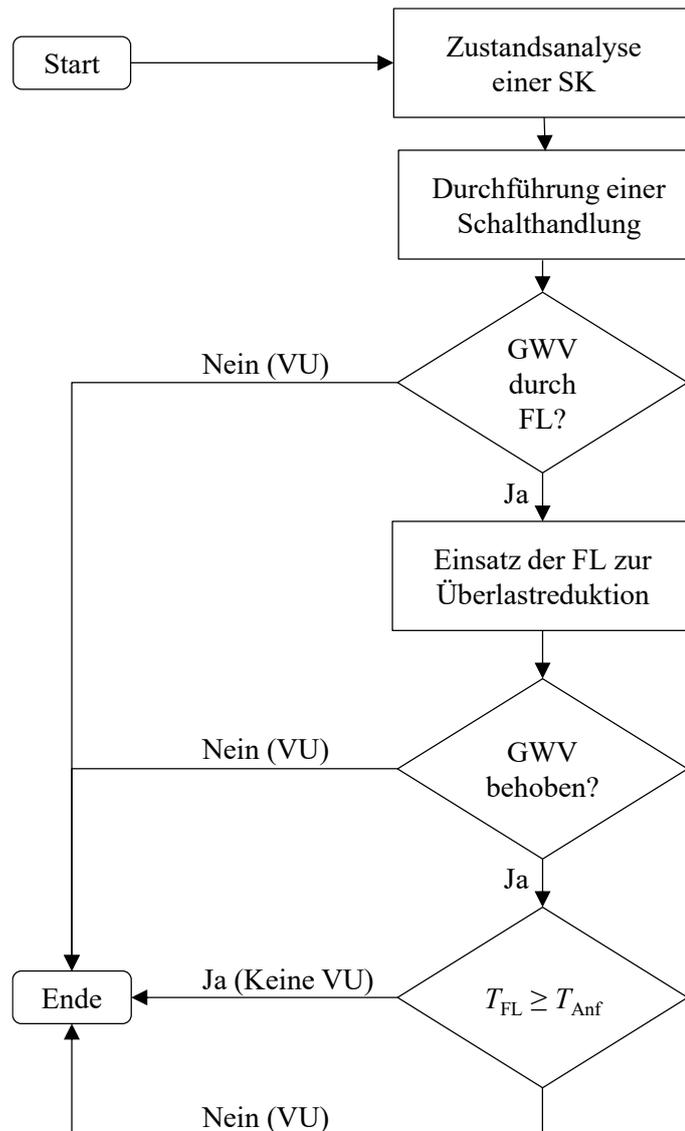


Abbildung 3-20: Ablaufdiagramm des Einsatzes von flexiblen Lasten

Beispiel: Die Leistungsanforderung einer Entnahme beträgt zu einem Zeitpunkt $P_{Ent,i} = 10$ MW, davon sind 40 % (4 MW) flexibilisierbar. Zu einem gegebenen Zeitpunkt innerhalb einer Zustandsanalyse (ohne vorhergehenden Einsatz der Flexibilisierung) kann bereits nur noch 6 MW durch das vorgehende Störungsgeschehen geliefert werden. Ein Einsatz als flexible Last ist dann nicht möglich, da bereits die Grenze der Abregelung um 40 % erreicht ist.

Die Bildung von ZVKG für Entnahmen muss mit der beschriebenen Modellierung nicht angepasst werden. Die Effekte der Lastflexibilisierung sollten mittelbar durch eine verbesserte Zuverlässigkeit der Entnahmen sichtbar werden, sofern der Einsatz der Flexibilitäten einen relevanten Einfluss das Störungsgeschehen erzeugt.

3.5 Erweiterte Zuverlässigkeitskenngrößen¹⁷

3.5.1 Anlagenbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen

Im Allgemeinen liegt bei ZVA der Fokus auf der Verfügbarkeit der Stromlieferung an Entnahmen, für die kunden- und systembezogene ZVKG entwickelt wurden (vgl. Abschnitt 2.6.8). Die Ermittlung der Erzeugungszuverlässigkeit von DEA ist mit den klassischen, entnahmeseitigen ZVKG nur unzureichend möglich. Daher werden als Erweiterungen neue ZVKG eingeführt. Unter Beachtung von einzelnen Spezifika, die nachfolgend beschrieben werden, ist die anlagenbezogene ZVKG-Bildung der DEA analog zu der ZVKG-Bildung von Entnahmen (vgl. [32]) zu sehen. Aus den anlagenbezogenen DEA-ZVKG können dann aggregiert, ebenfalls analog zu den System-ZVKG von Entnahmen, die System-ZVKG der DEA beschrieben werden.

Bei der Bildung von DEA-ZVKG ist zu beachten, dass intrinsische und extrinsische ZVKG ermittelt werden (vgl. Abschnitt 3.2.1). Dies stellt gegenüber den entnahmebezogenen ZVKG einen wesentlichen Unterschied dar. Hinsichtlich der Bildung der ZVKG $L_{U,DEA}$ und $E_{U,DEA}$ kann (im Unterschied zur Methode bei Entnahmen) die Unterscheidung in ein „pessimistisches“ und ein „optimistisches“ Modell (vgl. [35, S. 56 ff]) entfallen. Bei DEA kann angenommen werden, dass diese aufgrund des Vorrangs die zu jedem Zeitpunkt maximale elektrische Leistung erzeugen. Daher kann hier die Methode des „optimistischen“ Modells verwendet werden. Dies wird über die Nutzung der DEA-JDL berücksichtigt. In Abschnitt 9.5 sind exemplarische JDL für die hier untersuchten DEA-Technologien abgebildet.

Die anlagenbezogenen ZVKG für DEA zur Bewertung der Erzeugungszuverlässigkeit sind in Tabelle 3-6 beschrieben. Dargestellt sind jeweils die Erwartungswerte der Kenngrößen.

Im Folgenden werden die Berechnungsformeln für die anlagenbezogenen gesamten (in- und extrinsischen) DEA-ZVKG vorgestellt. Die intrinsischen ZVKG je DEA k lassen sich aus der Teilmenge a von der gesamten Anzahl m Kombinationen bestimmen, in denen ein DEA-ZV-Element der DEA k enthalten ist. Die extrinsischen ZVKG einer DEA k ergeben sich aus den Ergebnissen der Teilmenge g von der gesamten Anzahl m Kombinationen, in denen die DEA k von Störungen betroffen sind, in der Kombination selbst jedoch kein DEA-ZV-Element enthalten ist.

¹⁷ Teile dieses Abschnitts sind durch den Verfasser bereits veröffentlicht worden in [XV, S. 20-26] und werden hier in erweiterter Form dargestellt.

Tabelle 3-6: Anlagenbezogene DEA-ZVKG zur Bewertung der Erzeugungszuverlässigkeit

ZVKG	Typische Einheit	Beschreibung	Definition
$H_{U,DEA,Intr}$	1/a	Mittlere Häufigkeit von intrinsischen Erzeugungsunterbrechungen	Anzahl von Erzeugungsunterbrechungen von DEA durch intrinsische Ausfälle bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
$H_{U,DEA,Extr}$	1/a	Mittlere Häufigkeit von extrinsischen Erzeugungsunterbrechungen	Anzahl von Erzeugungsunterbrechungen von DEA durch extrinsische Ausfälle bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
$H_{U,DEA}$	1/a	Mittlere Häufigkeit von Erzeugungsunterbrechungen	Anzahl von Erzeugungsunterbrechungen von DEA durch in- <u>und</u> extrinsische Ausfälle bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
$T_{U,DEA,Intr}$	h	Mittlere Dauer von intrinsischen Erzeugungsunterbrechungen	Mittlere Zeitspanne, in der DEA durch intrinsische Ausfälle keine (vollständige) elektrische Leistung erzeugen können
$T_{U,DEA,Extr}$	h	Mittlere Dauer von extrinsischen Erzeugungsunterbrechungen	Mittlere Zeitspanne, in der DEA durch extrinsische Ausfälle keine (vollständige) elektrische Leistung erzeugen können
$T_{U,DEA}$	h	Mittlere Dauer von Erzeugungsunterbrechungen	Mittlere Zeitspanne, in der DEA durch in- und extrinsische Ausfälle keine (vollständige) elektrische Leistung erzeugen können
$Q_{U,DEA,Intr}$	min/a	Mittlere intrinsische DEA-Nichtverfügbarkeit	Abgeleitete Größe, die sich als Produkt aus $H_{U,DEA,Intr}$ und $T_{U,DEA,Intr}$ ergibt
$Q_{U,DEA,Extr}$	min/a	Mittlere extrinsische DEA-Nichtverfügbarkeit	Abgeleitete Größe, die sich als Produkt aus $H_{U,DEA,Extr}$ und $T_{U,DEA,Extr}$ ergibt
$Q_{U,DEA}$	min/a	Mittlere DEA-Nichtverfügbarkeit	Abgeleitete Größe, die sich als Produkt aus $H_{U,DEA}$ und $T_{U,DEA}$ ergibt
$L_{U,DEA}$	kW/a	Mittlere unterbrochene Leistung	Maximale unterbrochene Leistung einer DEA innerhalb eines Betrachtungszeitraumes. Produkt der Häufigkeit und der maximalen unterbrochenen Leistung aus jeder Erzeugungsunterbrechung
$E_{U,DEA}$	kWh/a	Mittlere nicht einspeisbare Energie	Summe der nicht einspeisbaren Energie innerhalb eines Betrachtungszeitraumes

Die Bildung der DEA-ZVKG orientiert sich an der Bildung der ZVKG für Entnahmen, deren Berechnungsformeln in [32], [35, S. 238 ff], [37, S. 147 ff] beschrieben sind. Jede hier vorgestellte ZVKG bezeichnet dabei den Erwartungswert $E(X)$ einer Zufallsgröße X , für die eine Wahrscheinlichkeitsverteilung angenommen werden kann. Art und Form der jeweiligen Verteilung (und damit auch weitere Kennwerte, bspw. Varianzen) werden hier jedoch nicht näher erörtert. Als Basis für die Berechnung der ZVKG dienen die Kenndaten und Ergebnisse der einzelnen Ausfall-/ Subkombinationen. Mittels der Zustandsanalyse werden die Ergebnisse je DEA k und Kombination i bestimmt und nach der Durchführung aller Zustandsanalysen zu Anlagen- und System-ZVKG aggregiert. Aus den Kenndaten und Ergebnissen der einzelnen Kombinationen sind die Größen aus bekannt,

Tabelle 3-7: Kenndaten und Größen von Kombinationen (orientiert an [32], [35, S. 238 ff], [37, S. 147 ff])

Kenndatum, -größe	Beschreibung
$E(H_{Z,i})$	Erwartungswert der Häufigkeit der Kombination i
$E(T_{ikr})$	Erwartungswert der Dauer vom Ausfall bis zur Durchführung der r ten Maßnahme im Prozess der Wiederversorgung, die für die DEA k zu einer erhöhten bzw. vollständigen Erzeugung führt
$S_{k,max}$	Maximale Erzeugungsleistung der DEA k
S_{ikr}	Maximal mögliche Erzeugungsleistung von DEA k zum Zeitpunkt $E(T_{ik(r-1)})$
T_B	Betrachtungszeitraum. Für alle ZVB hier wird $T_B = 1$ a angenommen.
$p_{Z,ik}$	Bedingte Unterbrechungswahrscheinlichkeit der DEA k in der Kombination i . Die bedingte Unterbrechungswahrscheinlichkeit berechnet sich aus der geordneten Jahresdauerlinie der DEA-Leistung als Verhältnis der Zeit, an der die DEA-Erzeugungsleistung höher ist als die maximal mögliche (S_{ikr}) zum gesamten Betrachtungszeitraum T_B

Die mittlere Häufigkeit von Erzeugungsunterbrechungen $H_{U,ik}$ für DEA k in der Kombination i ergibt sich zu:

$$E(H_{U,DEA,ik}) = p_{Z,ik} \cdot E(H_{Z,i}) \quad (3-2)$$

Die mittlere Häufigkeit von Erzeugungsunterbrechungen $H_{U,DEA}$ für DEA k sich zu:

$$E(H_{U,DEA,k}) = \sum_i E(H_{U,DEA,ik}) \quad (3-3)$$

Die mittlere Nichtverfügbarkeit für Erzeugungsunterbrechungen $Q_{U,DEA}$ für DEA k in der Kombination i ergibt sich zu:

$$E(Q_{U,DEA,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot \sum_r p_{S,ikr} \cdot E(T_{ikr}) \quad (3-4)$$

$p_{S,ikr}$ ist dabei die Wahrscheinlichkeit dafür, dass die mögliche DEA-Leistung in der r ten Stufe zwischen S_{ikr} und $S_{ik(r+1)}$ liegt und kann aus der stufenförmigen sortierten Jahresdauerlinie der DEA-Leistung bestimmt werden.

Die mittlere Nichtverfügbarkeit von Erzeugungsunterbrechungen $Q_{U,DEA}$ für DEA k sich zu:

$$E(Q_{U,DEA,k}) = \sum_i E(Q_{U,DEA,ik}) \quad (3-5)$$

Die mittlere Dauer von Erzeugungsunterbrechungen $T_{U,DEA}$ für DEA k in der Kombination i ergibt sich zu:

$$E(T_{U,DEA,ik}) = \frac{E(Q_{U,DEA,ik})}{E(H_{U,DEA,ik})} \quad (3-6)$$

Die mittlere Dauer von Erzeugungsunterbrechungen $T_{U,DEA}$ für DEA k ergibt sich zu:

$$E(T_{U,DEA,k}) = \frac{E(Q_{U,DEA,k})}{E(H_{U,DEA,k})} \quad (3-7)$$

Die unterbrochene Leistung $L_{U,DEA}$ für DEA k in der Kombination i ergibt sich zu:

$$E(L_{U,DEA,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot E(S_{Z,ik}) \quad (3-8)$$

$$\text{mit } E(S_{Z,ik}) = \sum_d p_d \cdot (S_{kd} - S_{ik1}) \quad (3-9)$$

d bezeichnet die Stufe aus der Jahresdauerlinie der DEA-Leistung mit $S_{kd} > S_{ik1}$, p_d bezeichnet die Wahrscheinlichkeit der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der DEA-Leistung, S_{kd} bezeichnet die DEA-Leistung der DEA k in der Stufe d der sortierten Jahresdauerlinie der DEA-Leistung.

Die unterbrochene Leistung $L_{U,DEA}$ für DEA k ergibt sich zu:

$$E(L_{U,DEA,k}) = \sum_i E(L_{U,DEA,ik}) \quad (3-10)$$

Die nicht zeitgerecht gelieferte Energie $E_{U,DEA}$ für DEA k in der Kombination i ergibt sich zu:

$$E(E_{U,DEA,ik}) = E(H_{Z,i}) \cdot \sum_r p_{S,ikr} \cdot E(S_{Z,ikr}) \cdot [E(T_{ikr}) - E(T_{ik(r-1)})] \quad (3-11)$$

$$\text{mit } E(S_{Z,ikr}) = \sum_d p_{d|r} \cdot (S_{kd} - S_{ikr}) \quad (3-12)$$

d bezeichnet die Stufe aus der Jahresdauerlinie der DEA-Leistung mit $S_{kd} > S_{ikr}$, $p_{d|r}$ bezeichnet die bedingte Wahrscheinlichkeit für das Vorliegen der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der DEA-Leistung, unter der Bedingung, dass gilt: $S_{ikr} < S_{kd} < S_{ik(r+1)}$

Die nicht zeitgerecht gelieferte Energie $E_{U,DEA}$ für DEA k ergibt sich zu:

$$E(E_{U,DEA,k}) = \sum_i E(E_{U,DEA,ik}) \quad (3-13)$$

Zur zuverlässigkeitstechnischen Bewertung von ENS werden ebenso ZVKG eingeführt, die in Tabelle 3-8 aufgeführt sind.

Tabelle 3-8: Anlagenbezogene ENS-ZVKG

ZVKG	Typische Einheit	Beschreibung	Definition
$H_{U,ENS,Intr}$	1/a	Mittlere Häufigkeit von intrinsischen Unterbrechungen	Anzahl von Unterbrechungen von ENS durch intrinsische Ausfälle bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
$H_{U,ENS,Extr}$	1/a	Mittlere Häufigkeit von extrinsischen Unterbrechungen	Anzahl von Unterbrechungen von ENS durch extrinsische Ausfälle bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
$H_{U,ENS}$	1/a	Mittlere Häufigkeit von Unterbrechungen	Anzahl von Unterbrechungen von ENS durch in- <u>und</u> extrinsische Ausfälle bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
$T_{U,ENS,Intr}$	h	Mittlere Dauer von intrinsischen Unterbrechungen	Mittlere Zeitspanne, in der ENS durch intrinsische Ausfälle keine (vollständige) elektrische Leistung erzeugen können
$T_{U,ENS,Extr}$	h	Mittlere Dauer von extrinsischen Unterbrechungen	Mittlere Zeitspanne, in der ENS durch extrinsische Ausfälle keine (vollständige) elektrische Leistung erzeugen können
$T_{U,ENS}$	h	Mittlere Dauer von Unterbrechungen	Mittlere Zeitspanne, in der ENS durch in- und extrinsische Ausfälle keine (vollständige) elektrische Leistung erzeugen können
$Q_{U,ENS,Intr}$	min/a	Mittlere intrinsische ENS-Nichtverfügbarkeit	Abgeleitete Größe, die sich als Produkt aus $H_{U,ENS,Intr}$ und $T_{U,ENS,Intr}$ ergibt
$Q_{U,ENS,Extr}$	min/a	Mittlere extrinsische ENS-Nichtverfügbarkeit	Abgeleitete Größe, die sich als Produkt aus $H_{U,ENS,Extr}$ und $T_{U,ENS,Extr}$ ergibt
$Q_{U,ENS}$	min/a	Mittlere ENS-Nichtverfügbarkeit	Abgeleitete Größe, die sich als Produkt aus $H_{U,ENS}$ und $T_{U,ENS}$ ergibt

Die anlagenbezogenen ENS-ZVKG werden $H_{U,ENS}$, $T_{U,ENS}$ und $Q_{U,ENS}$ werden analog zu den entsprechenden DEA-ZVKG für ENS gebildet (Formeln (3-2) - (3-7)). Auch die beschriebene Unterscheidung für intrinsische und extrinsische ZVKG gilt hier. Für ENS mit „netzdienlicher“ Betriebsweise lässt sich nicht trivial ex ante eine Jahresdauerlinie erstellen und für die ZVKG-Bildung verwenden. Vereinfacht wird daher für diese ENS (vgl. Abschnitt 5.2.4) als Worst-Case-Ansatz eine konstante Jahresdauerlinie mit dem jeweiligen ENS-spezifischen P_{ENS} angenommen.

3.5.2 Systembezogene Zuverlässigkeitskenngrößen

Die anlagenbezogenen DEA-ZVKG lassen sich zu System-ZVKG zusammenfassen. Damit kann die Erzeugungszuverlässigkeit aller DEA in einem Netzgebiet ermittelt werden und mit anderen Arten der Erzeugung (bspw. via Kraftwerke oder Anschluss von Randnetzen und überlagerten Netzebenen) verglichen werden. Relevante DEA-System-ZVKG sind in Tabelle 3-9 dargestellt.

Tabelle 3-9: DEA-System-ZVKG zur Bewertung der systemweiten Erzeugungszuverlässigkeit

ZVKG	Typische Einheit	Beschreibung	Definition
$SAIFI_{DEA,Intr}$	1/a	System Average Interruption Frequency Index (DEA, intr.)	Mittlere Häufigkeit von Erzeugungsunterbrechungen (intrinsisch) von DEA in einem Netzgebiet innerhalb eines Betrachtungszeitraums
$SAIFI_{DEA,Extr}$	1/a	System Average Interruption Frequency Index (DEA, extr.)	Mittlere Häufigkeit von Erzeugungsunterbrechungen (extrinsisch) von DEA in einem Netzgebiet innerhalb eines Betrachtungszeitraums
$SAIFI_{DEA}$	1/a	System Average Interruption Frequency Index (DEA)	Mittlere Häufigkeit von Erzeugungsunterbrechungen (in- und extrinsisch) von DEA in einem Netzgebiet innerhalb eines Betrachtungszeitraums
$CAIDI_{DEA,Intr}$	h	Customer Average Interruption Duration Index (DEA, intr.)	Mittlere Dauer zur Wiederherstellung der Erzeugungsleistung der DEA (intrinsisch)
$CAIDI_{DEA,Extr}$	h	Customer Average Interruption Duration Index (DEA, extr.)	Mittlere Dauer zur Wiederherstellung der Erzeugungsleistung der DEA (extrinsisch)
$CAIDI_{DEA}$	h	Customer Average Interruption Duration Index (DEA)	Mittlere Dauer zur Wiederherstellung der Erzeugungsleistung der DEA (in- und extrinsisch)
$SAIDI_{DEA,Intr}$	min/a	System Average Interruption Duration Index (DEA, intr.)	Mittlere Nichtverfügbarkeit von DEA (intrinsisch)

$SAIDI_{DEA,Extr}$	min/a	System Average Interruption Duration Index (DEA, extr.)	Mittlere Nichtverfügbarkeit von DEA (extrinsisch)
$SAIDI_{DEA}$	min/a	System Average Interruption Duration Index (DEA)	Mittlere Nichtverfügbarkeit von DEA (in- und extrinsisch)
$ASIDI_{DEA,Intr}$	min/a	Average System Interruption Duration Index (DEA, intr.)	Mittlere leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit von DEA (intrinsisch)
$ASIDI_{DEA,Extr}$	min/a	Average System Interruption Duration Index (DEA, extr.)	Mittlere leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit von DEA (extrinsisch)
$ASIDI_{DEA}$	min/a	Average System Interruption Duration Index (DEA)	Mittlere leistungsgewichtete Nichtverfügbarkeit von DEA (in- und extrinsisch)

Im Folgenden werden wesentliche systembezogene DEA-ZVKG und ihre Berechnung in Anlehnung an [15, S. 5 ff] und [44, S. 12–14] dargestellt. Die intrinsischen und extrinsischen Varianten der ZVKG lassen sich analog zu den anlagenbezogenen DEA-ZVKG durch Auswahl der entsprechenden Kombinationen bilden.

Die systemweite Häufigkeit von EU von DEA in einem Netz oder Netzbereich innerhalb eines Betrachtungszeitraumes wird durch den $SAIFI_{DEA}$ beschrieben. Hier wird die mittlere Unterbrechungshäufigkeit von n DEA sowie die Anzahl betroffener DEA am Netzknoten i bezogen auf die Gesamtanzahl von DEA im untersuchten Netz oder Netzbereich berücksichtigt.

$$SAIFI_{DEA} = \frac{\sum_i^n H_{U,DEA,i}}{n} \quad (3-14)$$

Der $SAIDI_{DEA}$ beschreibt die mittlere Nichtverfügbarkeit über alle n DEA innerhalb eines Netzgebiets.

$$SAIDI_{DEA} = \frac{\sum_i^n Q_{U,DEA,i}}{n} \quad (3-15)$$

Der $CAIDI_{DEA}$ beschreibt die mittlere Dauer, die zur Wiederherstellung der vollständigen Erzeugung von DEA innerhalb des betrachteten Netzes oder Netzbereichs benötigt wird.

$$CAIDI_{DEA} = \frac{SAIDI_{DEA}}{SAIFI_{DEA}} \quad (3-16)$$

Der $ASIDI_{DEA}$ beschreibt die systemweite Nichtverfügbarkeit von DEA, ähnlich wie der $SAIDI_{DEA}$. Die Nichtverfügbarkeit wird gewichtet nach der unterbrochenen Leistung je DEA i über die gesamte maximale Scheinleistung $S_{DEA,Max}$ aller n DEA.

$$ASIDI_{DEA} = \frac{\sum_i^n (Q_{U,DEA,i} \cdot L_{U,DEA,i})}{\sum_i^n S_{DEA,Max,i}} \quad (3-17)$$

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit wird zur Bewertung der systemweiten Nichtverfügbarkeit der $ASIDI_{DEA}$ verwendet, da bei DEA (im Gegensatz zu Entnahmen auch in NS-Netzen) im die installierte und maximale Leistung als bekannt angesehen werden kann und die Berücksichtigung der unterbrochenen Leistung gegenüber der Berücksichtigung der Anzahl von betroffenen DEA (im $SAIDI_{DEA}$) eine weitergehende Interpretation der Zuverlässigkeit zulässt.

3.5.3 Grenzwertbezogene Zuverlässigkeitskenngrößen

Durch die zunehmende Durchdringung von Verteilungsnetzen mit DEA, ENS und FL ist es denkbar, dass auch das Auftreten von GWV im Störungsgeschehen zunimmt. Durch GWV (und folgende Schutzauslösungen) wiederum können höhere Nichtverfügbarkeiten für Entnahmen und Erzeugungen auftreten. Dies ist insbesondere bei DEA und ENS der Fall, da diese nach [63] in NS- und MS-Netzen nicht $(n-1)$ -zuverlässig angeschlossen sein müssen (vgl. Abschnitt 2.5.1). Dies impliziert, dass gerade im Störungsgeschehen (bspw. nach Schalthandlungen) Überlastungen oder Spannungsbandverletzungen denkbar sind, in deren Folge die Erzeugung reduziert werden muss oder durch Schutztechnik eine Netztrennung von DEA oder ENS erfolgt.

Daher werden neue ZVKG (vgl. Tabelle 3-10) eingeführt, die diese Effekte quantifizieren können, da für Netzbetreiber die Häufigkeit von strom- und spannungsabhängigen GWV im Störungsgeschehen relevant sein kann. Die mittelbaren, durch GWV ausgelösten Nichtverfügbarkeiten beeinflussen die bereits oben genannten kunden-/anlagenbezogenen und jeweiligen System-ZVKG. Aufgrund der Annahme, dass GWV entweder durch Regelungseingriffe für die auslösenden DEA / ENS oder durch Schutzauslösungen häufig eine geringe Dauer aufweisen, werden für die hier betrachteten GWV-bezogenen ZVKG nur mittlere Häufigkeiten, jedoch keine mittleren Dauern und keine mittleren Wahrscheinlichkeiten definiert. Diese ZVKG werden nur für das analysierte Netz ermittelt, nicht für einzelne Betriebsmittel oder Knoten.

Die grenzwertbezogenen System-ZVKG Häufigkeit werden aus den Kenndaten und Ergebnissen der einzelnen Kombination gebildet. Wesentlich ist dabei, ob es in der entsprechenden Kombination zu einer GWV der entsprechenden Art (Betriebsmittelüberlastung, Spannungsbandverletzung) gekommen ist. Der Knoten bzw. das Betriebsmittel, an dem die GWV aufgetreten ist, ist für die Bildung der (System-)ZVKG unerheblich.

Tabelle 3-10: Grenzwertbezogene System-ZVKG

ZVKG	Typische Einheit	Beschreibung	Definition
$H_{\text{Üb}}$	1/a	Mittlere Häufigkeit von Überlastungen	Anzahl von Betriebsmittelüberlastungen bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
$H_{\text{Üb,DEA}}$		Mittlere Häufigkeit von Überlastungen durch DEA	Anzahl von Betriebsmittelüberlastungen, die durch DEA ausgelöst wurden, bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
$H_{\text{Üb,Ent}}$		Mittlere Häufigkeit von Überlastungen durch Entnahmen	Anzahl von Betriebsmittelüberlastungen, die durch Entnahmen ausgelöst wurden, bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
H_{SpG}		Mittlere Häufigkeit von Spannungsbandverletzungen	Anzahl von Spannungsbandverletzungen an Netzknoten bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
$H_{\text{Überspg}}$		Mittlere Häufigkeit von Überspannungen	Anzahl von Spannungsbandverletzungen an Netzknoten, die die obere Spannungsgrenze verletzen, bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
H_{Unterspg}		Mittlere Häufigkeit von Unterspannungen	Anzahl von Spannungsbandverletzungen an Netzknoten, die die untere Spannungsgrenze verletzen, bezogen auf einen Betrachtungszeitraum
H_{GWV}		Mittlere Häufigkeit von GWV	Anzahl von GWV bezogen auf einen Betrachtungszeitraum

Im Folgenden werden allgemein die Berechnungsformeln für H_{GWV} vorgestellt. Für die weiteren ZVKG aus Tabelle 3-10 können die gleichen Formeln angewendet werden, wenn jeweils anstatt des allgemeinen Auftretens von GWV die jeweilige Art der GWV ermittelt wird.

Die mittlere Häufigkeit von GWV $H_{\text{GWV},i}$ in der Kombination i ergibt sich zu:

$$E(H_{\text{GWV},i}) = E(H_{Z,i}) \cdot b_{\text{GWV}} \quad (3-18)$$

Tritt mindestens eine GWV in der analysierten Subkombination i auf, beträgt $b_{\text{GWV}} = 1$, sonst $b_{\text{GWV}} = 0$.

Die mittlere Häufigkeit von GWV $H_{\text{GWV},i}$ für das Netz bzw. den Netzbereich ergibt sich zu:

$$E(H_{\text{GWV}}) = \sum_i E(H_{\text{GWV},i}) \quad (3-19)$$

3.6 Grenzen der Modellbildung

Die vorgestellten Modellierungsansätze für DEA, ENS und FL, die in den vorigen Abschnitten beschrieben sind, können für Anlagen/Technologien des jeweiligen Typs in NS- und MS-Netzen angewendet werden. Es sind jedoch auch Vereinfachungen und Grenzen in der Modellbildung enthalten.

- Aus Gründen der Begrenzung der Rechenzeit werden bei DEA und ENS TLB-Zustände, deren Auftreten unwahrscheinlich ist, vernachlässigt (vgl. Abschnitte 3.2.7 und 3.3.2). Eine Berücksichtigung dieser würde aufgrund der Methode der Bildung der ZV-Elemente in der analytischen ZV-Berechnung eine deutliche Erhöhung der Kombinationen und damit auch eine deutliche Erhöhung der Rechenzeit der ZVB verursachen. Eine Berücksichtigung dieser Zustände würde jedoch auch die ZVKG für DEA präzisieren.
- Sowohl für DEA (insbesondere für BMA und LWK) als auch für ENS liegen häufig nur geringe Informationen über ZVKD der jeweiligen Subkomponenten vor. Mit der Ermittlung und Berücksichtigung von ZVKD der Subkomponenten können das zuverlässigkeitstechnische Verhalten und die Auswirkungen von DEA und ENS auf die Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen umfassender bewertet werden.
- Bei der Modellierung von ENS wird hier (vgl. Abschnitt 3.3.1) die in heutigen NS- und MS-Netzen verbreitete Technologie (Lithium-Ionen) und ENS-Art mit hohem Einfluss auf die zukünftige Zuverlässigkeit (Quartierspeicher) fokussiert. Es sind jedoch zukünftig auch weitere ENS-Technologien (bspw. Redox-Flow) und Anwendungen denkbar, die je nach Betriebsstrategie (bspw. Schwarzstart- und Inselnetzfähigkeit durch mehrere, dezentrale ENS) Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen haben können.
- In zukünftigen NS- und MS-Netzen können innovative Technologien (bspw. regelbare Ortsnetztransformatoren und dezentrale Netzautomatisierungssysteme) und Sektorenkopplungstechnologien (bspw. Power-to-Gas-Anlagen) wesentliche Komponenten beim Netzausbau sein. Diese werden hier aufgrund des Fokusses dieser Arbeit auf den konventionellen Netzausbau von elektrischen Energieversorgungsnetzen (vgl. Abschnitt 2.5.2) nicht näher betrachtet.

3.7 Schlussfolgerungen

Die DEA-Anlagenkonfigurationen in realen Netzen (vgl. Kapitel 5) können nicht trivial ermittelt werden, da sie von DEA zu DEA unterschiedlich sind. Daher werden für die weitere Betrachtung von DEA im Sinne eines Worst-Case-Ansatzes die ermittelten ZVKD der exemplarischen DEA aus Abschnitt 3.2.7 mit den je Technologie höchsten Wahrscheinlichkeiten für den Zustand „Ausgefallen“ verwendet (PVA 1, WKA 1, BMA 1 und LWK 1). Je Technologie werden spezifische Zeitreihen und JDL (vgl. Abschnitt 9.5) verwendet. Der Einsatz von ENS (Inselnetz bei ONT-Ausfall) und flexiblen Lasten (Reduktion von Überlastungen durch Entnahmen) wird mit den weiteren gewählten Modellierungsannahmen in Prinzipialanalysen untersucht. Die erweiterten ZVKG (vgl. Abschnitt 3.5) werden ermittelt und beschrieben, wo dies sinnvoll ist. Als zentrale System-ZVKG für DEA wird der $ASIDI_{DEA}$ verwendet, der aufgrund der bekannten Leistung von DEA sowohl in NS- als auch in MS-Netzen ermittelt werden kann und aussagekräftiger ist als der (auf die Anzahl der Anlagen bezogene) $SAIDI_{DEA}$.

4 Erweiterte Verfahren zur Zuverlässigkeitsanalyse von Nieder- und Mittelspannungsnetzen¹⁸

4.1 Motivation

Für die Zustandsanalyse von ZVB, in der unter Nutzung von Leistungsflussrechnungen die Auswirkungen des Störungsgeschehens bewertet werden, spielt die zugrunde gelegte NNS eine wesentliche Rolle. Als NNS wird ein Betriebspunkt aller NNZ eines Netzes mit der jeweiligen aktuellen Leistung eines NZZ $P_{Akt,NNZ}$ zu einem Zeitpunkt verstanden (vgl. Tabelle 4-1).

Tabelle 4-1: Exemplarische $P_{Akt,NNZ}$ für m NNS eines betrachteten Netzgebietes mit n NNZ

$P_{Akt,NNZ}$ in MW		NNZ			
		1	2	...	n
NNS	1	1	- 0,5	...	0,5

	m	0,5	- 2	...	3

Im analytischen Verfahren der konventionellen ZVB wird als Leistungsflusssituation die NNS mit dem höchsten Entnahme-Leistungsbedarf („Starklast“) angenommen, um den „Worst Case“ der Leistungsflusssituation (auch hinsichtlich GWV) abbilden zu können. Kraftwerke in HS- und HöS-Netzen werden im Allgemeinen entnahmegeführt betrieben, sodass bei NNS mit hohem Entnahme-Leistungsbedarf auch Kraftwerke mit hoher Erzeugung berücksichtigt werden, wodurch sich insgesamt für das untersuchte Netz die kritischste Belastungssituation ergibt. Dies unterscheidet sich bei DEA grundlegend, da diese im Grundsatz durch den gesetzlich verankerten Vorrang [54] unabhängig von den $P_{Akt,NNZ}$ der anderen NNZ agieren.

Durch die Anwendung des Starklastfalls wird die Zuverlässigkeit von Netzen möglicherweise unterschätzt resp. das Auftreten von GWV überschätzt, da Starklastsituationen in vielen Netzen selten auftreten. Ebenso wird das Auftreten von verschiedenen NNS vernachlässigt; die Berücksichtigung dieser kann jedoch einen deutlichen Einfluss auf die Versorgungs- und Erzeugungszuverlässigkeit haben. Insbesondere bei Verteilungsnetzen, die eine hohe Durchdringung von DEA aufweisen, die wiederum ein (in Abhängigkeit der Technologie auch untereinander zeitlich verschiedenes) dargebotsabhängiges Erzeugungsverhalten zeigen, können kritische Netzzustände zu verschiedenen Zeitpunkten auftreten.

¹⁸ Teile dieses Abschnitts sind durch den Verfasser bereits veröffentlicht worden in: [XV, S. 27-33] und werden hier in erweiterter Form dargestellt.

MS-Netze mit Ringstruktur sind nach üblichen Planungs- und Betriebsgrundsätzen so ausgelegt, dass eine einzelne Störung auch während des Wiederversorgungsprozesses nicht zu GWV durch Entnahmen führt. Dieses Netzplanungs- und -betriebsmerkmal ist auf die Sicherstellung der Versorgungszuverlässigkeit für Entnahmen ausgerichtet. Die Erzeugung von DEA kann bei Störungen im Netz bspw. nach Umschaltungen während der Wiederversorgung zu GWV im Netz führen, da DEA in NS- und MS-Netzen nicht $(n-1)$ -zuverlässig angeschlossen sein müssen (vgl. Abschnitt 2.5.1).

Zur Quantifizierung der Versorgungs- und Erzeugungszuverlässigkeit von Verteilungsnetzen mit DEA reicht daher die Betrachtung eines einzelnen Starklastfalles nicht aus, da hier sowohl die ZVKG der Entnahmen als auch der DEA nur unzureichend ermittelt werden können. Gleichzeitig ist es möglich, dass eine Vielzahl von NNS existiert, die auch im Störfall nicht zu GWV führen.

4.1.1 Anforderungen

Aufgrund der Redundanz der Analyseergebnisse und zur Reduktion der Berechnungsdauer ist es sinnvoll, aus der Vielzahl von möglichen NNS wenige (im Folgenden „relevante“) NNS (rNNS) abzuleiten, die die Auswirkungen der unterschiedlichen NNS auf die ZVKG ausreichend genau beschreiben. Es ist davon auszugehen, dass in einem Verteilungsnetz im Normalbetrieb keine GWV auftreten. Daher können GWV bei ZVB nur nach Ausfällen und während des Wiederversorgungsprozesses auftreten.

Zur Berücksichtigung des zeitaufgelösten Leistungsverhaltens von NNZ wird in der Literatur häufig die Monte-Carlo-Methode verwendet (vgl. u. a. [122], [123]). Die in dieser Arbeit vorgestellten Modellierungen sind jedoch als Erweiterung des analytischen Verfahrens konzipiert (vgl. Abschnitt 1.3). In [49] wird ein Verfahren vorgestellt, das als Erweiterung des bisherigen analytischen Verfahrens zeitschrittübergreifend NNS und Störungen auf der Basis von Typtagen und -wochen in die ZVB einbezieht. Im Vordergrund steht jedoch nicht die Analyse verschiedener DEA-Technologien, sondern die Wechselwirkung zwischen elektrischem Primär- und IKT-System. In [46] wird ein Clusterverfahren zur Berücksichtigung von Erzeugungsanlagen in MS-Netzen für ZVB vorgestellt. Es findet jedoch keine Unterteilung zwischen typischen und extremen NNS statt. Daher wird im Folgenden ein neuer Ansatz zur Bestimmung von rNNS entwickelt.

Der Ansatz zur Bestimmung von rNNS soll den folgenden Anforderungen genügen:

- (1) Zur Berücksichtigung im analytischen Verfahren sollen die gebildeten rNNS deterministisch berechenbar sein, damit bspw. Auswirkungen von Topologieänderungen ohne Berücksichtigung stochastischer Effekte durchgeführt werden können.

- (2) Es sollen typische (häufige) rNNS, durch die geringe oder keine GWV im Störungsgeschehen ausgelöst werden, ermittelt werden.
- (3) Es sollen ebenso extreme rNNS, durch die GWV im Störungsgeschehen (bspw. nach Schalthandlungen) ausgelöst werden, ermittelt werden. Dabei sind technologieabhängige Leistungsverhalten und dadurch ausgelöste Leistungsflussunterschiede zu berücksichtigen.

4.2 Bestimmung relevanter Netznutzungssituationen

4.2.1 Konzeption

Als Basis für die Unterscheidung von NNS werden zeitaufgelöste (bspw. stündliche) Wirkleistungszeitreihen verwendet. Dies ist in mehreren Faktoren begründet:

- (1) In NS- und MS-Netzen sind die R/X -Verhältnisse von Betriebsmitteln vergleichsweise hoch. Dies impliziert, dass die zu übertragende Wirkleistung einen hohen Einfluss auf den Leistungsfluss und damit auf GWV hat. In HS- und HöS-Netzen können dagegen andere Dimensionen zur NNS-Bestimmung sinnvoll sein.
- (2) Der Leistungsfaktor von Entnahmen und Erzeugungsanlagen ist in NS- und MS-Netzen häufig nahe 1, sodass ein hoher Wirkleistungsanteil an der jeweiligen Scheinleistung vorliegt. Weiterhin sind Scheinleistungsbetriebspunkte für Entnahmen und Erzeugungsanlagen häufig gut abbildbar, da Blind- und Wirkleistung häufig über Kennlinien oder feste Faktoren gekoppelt sind.
- (3) Aggregierte Wirkleistungszeitreihen von Entnahmen sind verfügbar (in Form von Standard-Lastprofilen (SLP) [124]), für Erzeugungsanlagen gibt es Berechnungsvorschriften (vgl. [113]), nach denen diese mit verfügbaren Wetterdaten berechnet werden können.

Da es sich bei der Identifikation von rNNS um die Suche nach mehreren Merkmalen (von rNNS je Leistungszeitreihe) in mehreren Gruppen (Leistungszeitreihen) handelt, kommen Verfahren der „multivariaten Varianzanalyse“ [125, S. 330] in Betracht. Da weiterhin Gruppen bestimmt werden sollen, die nicht ex ante bekannt sind, kommen insbesondere Clusterverfahren [125, S. 415 ff] in Betracht. Clusterverfahren [125, S. 415 ff] lassen sich unterteilen in hierarchische und partitionierende Verfahren. Hierarchische Verfahren sammeln zunächst alle Datenpunkte in einer Klasse, die im Folgenden weiter unterteilt wird (bspw. Single-Linkage oder Ward-Verfahren).

Zwei Objekte bleiben jedoch in einer Klasse, sobald sie verschmolzen sind [125, S. 457]. Im Gegensatz dazu stehen partitionierende Verfahren [125, S. 457 ff], zu denen das K-Means-Verfahren [112] gehört.

4.2.2 Clusterung von Netznutzungssituationen

Zur Bestimmung der rNNS unter Beachtung der genannten Anforderungen wird im Folgenden ein Verfahren vorgestellt, das zentral auf dem K-Means-Algorithmus [112] basiert. K-Means ist ein entfernungsbasierter Clustering-Algorithmus mit mehreren Schritten:

- (1) Im ersten Schritt werden k Clusterzentren zufällig verteilt. Datenpunkte werden dem Clusterzentrum mit dem geringsten Abstand (der Entfernung) zum Datenpunkt zugeordnet. Alle zugeordneten Datenpunkte und das Clusterzentrum bilden eine Clustergruppe.
- (2) Im nächsten Schritt werden die Clusterzentren korrigiert, um den Mittelpunkt entlang aller Dimensionen der in Schritt (1) zugeordneten Datenpunkte darzustellen. Dadurch können sich ggf. Clusterzentren verschieben.
- (3) Im dritten Schritt werden alle Datenpunkte hinsichtlich ihrer Zuordnung zu einem Cluster untersucht und analysiert, ob das jeweils zugewiesene Clusterzentrum noch gültig ist oder ein anderes Clusterzentrum durch die Verschiebung in Schritt (2) nun näher ist, d. h. über alle Dimensionen der Clusterung eine geringere Distanz aufweist. Falls ein Clusterzentrum mit einer geringeren Distanz zum Datenpunkt existiert, wird der Datenpunkt diesem Cluster zugeordnet.

Die Schritte (2) und (3) werden wiederholt, bis kein weiteres Clusterzentrum mehr korrigiert und kein Datenpunkt mehr neu zugewiesen werden muss. Alternativ dazu können auch Konvergenzkriterien oder maximale Iterationen berücksichtigt werden. Die Vorteile des K-Means-Algorithmus‘ liegen in seiner Einfachheit und Vielseitigkeit ([126, S. 81]) und den resultierenden Clusterzentren von Clustergruppen, die repräsentativ für die jeweils enthaltenen Datenpunkte sind. Mit dieser Repräsentativität können die rNNS gewichtet werden. Die Eintrittswahrscheinlichkeit $p_{\text{rNNS},i}$ wird gebildet aus der Anzahl an NNS m der jeweiligen Clustergruppe i bezogen auf die Gesamtanzahl von NNS n .

$$p_{\text{rNNS},i} = \frac{m}{n} \quad (4-1)$$

Die Anwendung des K-Means-Algorithmus hat jedoch zwei Einschränkungen:

- (1) Die Anzahl der Cluster k muss ex ante bestimmt werden, bevor der Algorithmus auf die Daten angewendet wird.
- (2) Die Ergebnisse einer Iteration des K-Means-Clusterings sind nicht vollständig reproduzierbar (deterministisch). Die Wiederholung einer Iteration des K-Means-Clusterings mit gleichen Parametern und gleichen Daten kann zu unterschiedlichen Clusterergebnissen führen [126, S. 82].

Die erste Einschränkung wird durch die Analyse verschiedener Cluster-Anzahlen für das NNS-Clustering und die Analyse der Ergebnisse bei der Anwendung des Clustering in den Verteilungnetzen untersucht.

Die zweite Einschränkung wird dadurch gelöst, dass das K-Means-Clustering mit denselben Daten ausreichend häufig (20 Iterationen) wiederholt wird und die Clusteringvariante mit dem geringsten Gesamtabstand der Datenpunkte zu den jeweiligen Clusterzentren verwendet wird.

4.2.3 Ablauf des Clustering

Im vorgestellten Ansatz werden die Wirkleistungszeitreihen aller beteiligten NNZ innerhalb des analysierten Netzes geclustert. Das Clustering einzelner Zeitreihen kann hinsichtlich der Bestimmung von NNS mit GWV irreführend sein, da bspw. eine hohe Wirkleistung einer einzelnen DEA im Störungsgeschehen keine GWV erzeugen kann, die kumulierte Erzeugung mehrerer DEA bei niedriger Entnahmeleistung jedoch schon. Für das Verfahren werden daher die Zeitreihen aller Entnahmen und aller DEA jeweils kumuliert. Der Ansatz wird an einem exemplarischen MS-Ringnetz veranschaulicht, das in Abbildung 4-1 dargestellt ist.

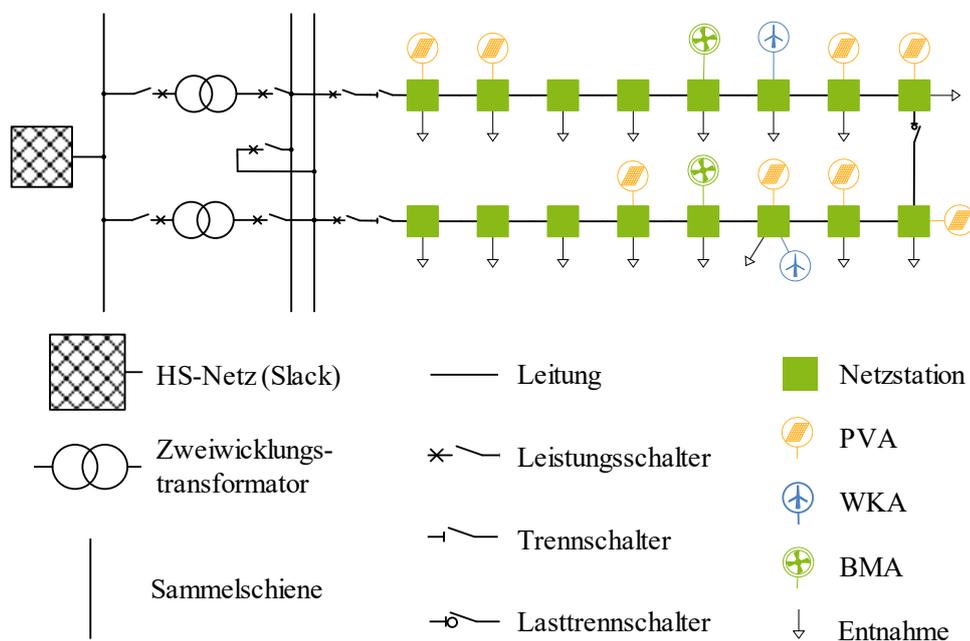


Abbildung 4-1: Exemplarisches MS-Netz (Ringstruktur)

Für das exemplarische MS-Netz wird analysiert, in welchen NNS GWV auftreten können. Je NNZ wird ein zeitaufgelöstes Leistungsverhalten hinterlegt. Für NS-Ortsnetze wird hier nach [124] das SLP H0D angenommen, für MS-Entnahmen G0, für DEA typische Zeitreihen (vgl. Abschnitt 9.5). Die Kombination von AK und NNS wird als Subkombination (SK) bezeichnet. Dazu wird je NNS ($n_{\text{NNS}} = 8.760$) eine vollständige ZVB durchgeführt und das Auftreten von GWV über alle AK-NNS-SK ($n_{\text{SK}} = 324.120$) ermittelt. In Abbildung 4-2 ist die Auswertung der Berechnungen in den Dimensionen „Kumulierte Wirkleistung über alle Entnahmen im Netz“ $P_{\text{Akt,Ent,kum}}$ und „Kumulierte Wirkleistung über alle DEA im Netz“ $P_{\text{Akt,DEA,kum}}$ dargestellt.

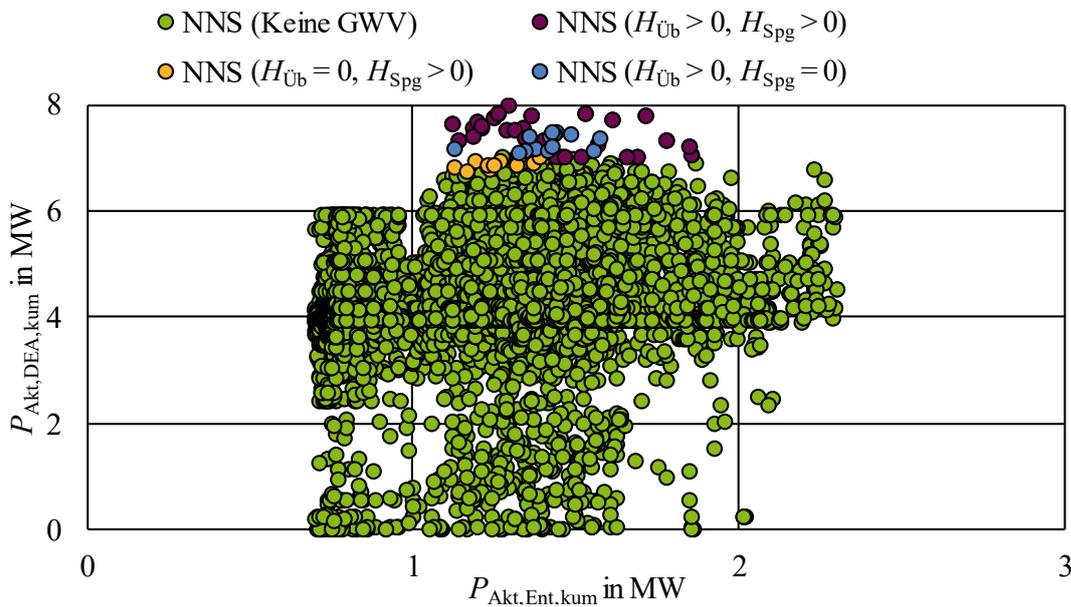


Abbildung 4-2: NNS des exemplarischen MS-Netzes, aufgeteilt nach Vorkommen und Art von GWV

Jeder Punkt der Abbildung 4-2 repräsentiert die Ergebnisse hinsichtlich des Auftretens von GWV auf Basis einer vollständigen ZVB des exemplarischen Netzes mit der jeweiligen NNS. Die dargestellten Gruppen sind nach der Art der auftretenden GWV aufgeteilt. Sind Punkte den NNS-Gruppen mit GWV zugeordnet, bedeutet dies, dass es während der ZVB (also in mind. 1 der untersuchten SK) zu GWV gekommen ist. Für NNS, in denen es in der ZVB zu Überlastungen von Betriebsmitteln gekommen ist, gilt bspw. $H_{\text{Üb}} > 0$. In der deutlichen Mehrzahl der SK ist es nicht zu GWV gekommen (grüne Punkte). Entsprechend der $(n-1)$ -zuverlässigen Dimensionierung des Netzes für Entnahmen treten GWV insbesondere in NNS mit hohen Werten für $P_{\text{DEA,Akt,kum}}$ auf.

Zur Ermittlung von rNNS werden nun Cluster-Algorithmen angewendet. Zunächst wird das grundlegende Clustering mittels des K-Means-Algorithmus vorgestellt. Abbildung 4-3 zeigt das Ergebnis des Clustering über die Dimensionen $P_{\text{Ent,Akt,kum}}$ und $P_{\text{Akt,DEA,kum}}$ mit der exemplarischen Clusteranzahl $k = 6$. Für das Clustering werden die Dimensionen standardisiert [125, S. 26ff]: Von jedem Wert x_z einer Dimension z wird der Mittelwert \bar{x}_z der Dimension subtrahiert und die Differenz durch die Standardabweichung σ_z der Dimension z dividiert, sodass man den standardisierten Wert x_z^* erhält:

$$x_z^* = \frac{x_z - \bar{x}_z}{\sigma_z} \quad (4-2)$$

Der Mittelwert \bar{x}_z^* der standardisierten Dimension beträgt $\bar{x}_z^* = 0$ und die Standardabweichung σ_z^* der standardisierten Dimension beträgt $\sigma_z^* = 1$. Durch die Standardisierung wird eine gleichmäßige Berücksichtigung der Dimensionen bei dem (distanz-basierten) Clustering mit K-Means herbeigeführt. Die Standardisierung wird nur für das Clustering durchgeführt. Die Leistungswerte der ermittelten rNNS werden aus den zugrunde liegenden Zeitreihen gebildet.

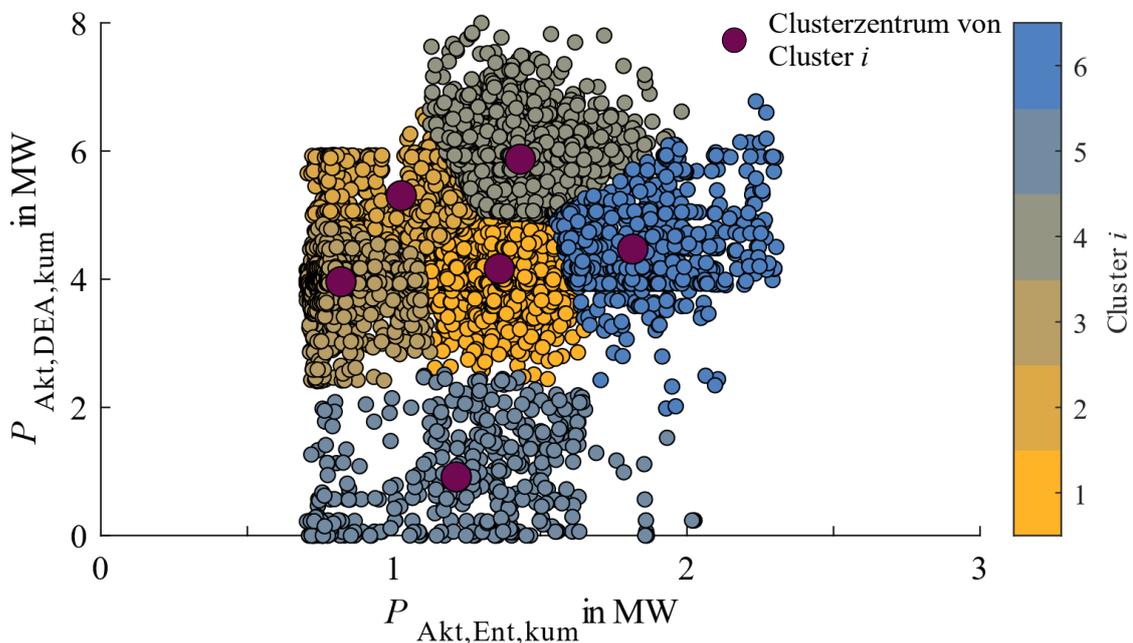


Abbildung 4-3: Ergebnis des exemplarischen Clusterings ($k = 6$)

Die Anwendung des K-Means-Clustering und die Verwendung der Clusterzentren als rNNS führt jedoch nicht zu den gewünschten Effekten bei der ZVB. NNS mit hohen Leistungswerten werden nicht hoch genug gewichtet, da deren Anzahl vergleichsweise gering ist. Für die NNS mit GWV werden also zu wenige Cluster gebildet. NNS mit geringer Wirkleistung von Entnahmen und DEA, die vermutlich zu sehr wenigen oder keinen GWV führen, werden hingegen überbewertet, da es mehrere Clustergruppen in diesem Bereich gibt. Für diesen Bereich werden daher zu viele Cluster gebildet. Dies kann für das exemplarische Netz aus dem Vergleich von Abbildung 4-2 und Abbildung 4-3 nachvollzogen werden.

Um diese Effekte zu berücksichtigen und das Clustering der NNS hinsichtlich der Berechnungseffizienz zu verbessern, werden die folgenden Modifikationen angewendet:

- (1) Schwellwerte: Für NNS, die je Dimension unterhalb eines Schwellwertes einzuordnen sind, wird kein K-Means-Clustering durchgeführt. Die Schwellwerte beruhen auf Abschätzungen zur Entstehung von GWV in den analysierten NNS. NNS, die Leistungswerte in den Schwellwertgrenzen s_{DEA} und s_{Ent} aufweisen, werden zu einer eigenen NNS-Gruppe ohne Clustering zusammengefasst. Die rNNS dieser Gruppe (im Folgenden ebenso als Cluster bezeichnet) wird durch Mittelwertbildung aller NNS-Dimensionen in der Gruppe gebildet (analog zur Clusterzentraubildung des K-Means-Algorithmus‘).
- (2) Eine dritte Dimension z_{Krit} wird berücksichtigt, um NNS mit hohen Entnahme- und Erzeugungsleistungen höher zu gewichten als NNS mit jeweils geringerer Wirkleistung. Die dritte Dimension stellt den quadratischen Wert jeder NNS-Dimension dar, dargestellt durch die Dimensionen "kumulierter Verbrauch" und "kumulierte Erzeugung". Mit der dritten Dimension und insbesondere der Quadratur wird die Distanz der NNS mit hoher DEA- bzw. Entnahme-Leistung erhöht und diese werden so stärker von den übrigen NNS separiert. Da der K-Means distanzbasiert ist, werden so eher Cluster mit NNS gefunden, in denen es zu GWV kommen kann.

Für die Kriteriums-bildung werden die Werte x_z der Dimensionen $P_{DEA,Akt,kum}$ und $P_{Ent,Akt,kum}$ jeweils in den Bereich $[-4;4]$ transformiert. Für jedes x_z der beiden transformierten Dimensionen $P_{DEA,Akt,kum}^*$ und $P_{Ent,Akt,kum,i}^*$ gilt $x_z \in [-4;4]$, $\max(x_z) = 4$ und $\min(x_z) = -4$.

z_{Krit} für jede NNS i wird für NNS oberhalb der Schwellwertgrenzen bestimmt und wird wie folgt berechnet:

$$z_{Krit,i} = \begin{cases} (P_{DEA,Akt,kum,i}^*)^2 + (P_{Ent,Akt,kum,i}^*)^2, \\ (P_{DEA,Akt,kum,i}^* > s_{DEA}) \wedge (P_{Ent,Akt,kum,i}^* > s_{Ent}) \\ 0, & \text{sonst} \end{cases} \quad (4-3)$$

Nach Abschluss des Clusterings werden die Basis-Dimensionswerte rücktransformiert.

- (3) Es wird je Clustergruppe diejenige NNS als rNNS ausgewählt, die den maximalen Kriteriumswert $z_{Krit,Max} = \max(z_{Krit,m,j})$ aller m Werte von z_{Krit} der Clustergruppe j aufweist. Dies ist zwingend eine NNS, die aufgrund der Datengrundlage möglich ist, und nicht eine möglicherweise fiktive NNS, wie dies im K-Means-Clustering ohne Erweiterungen als Clusterzentrum möglich ist. Durch diese Modifikation wird ein Worst-Case-Konzept berücksichtigt, da die Verwendung der NNS mit dem maximalen Kriteriumswert tendenziell höhere Leistungswerte aufweist als die (möglicherweise fiktive) NNS im Clusterzentrum. Dies führt eher dazu, dass GWV in den Zustandsanalysen ermittelt werden.

Der Ablauf des finalen Clustering-Ansatzes zur Bestimmung von rNNS ist in Abbildung 4-4 dargestellt.

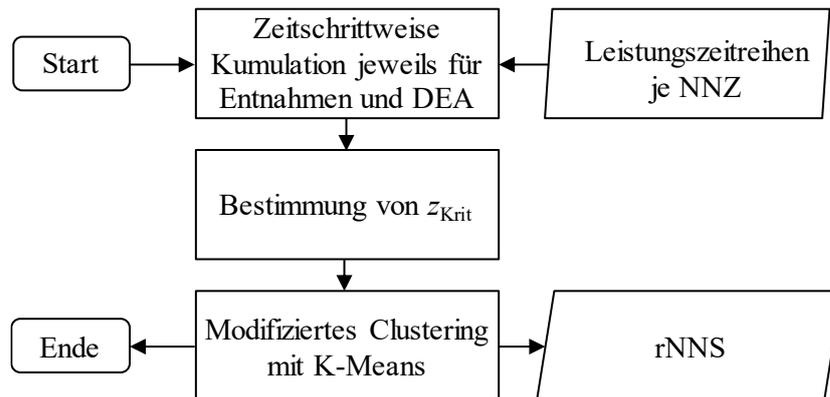


Abbildung 4-4: Ablauf des finalen Clustering-Ansatzes

Der finale Clustering-Ansatz wird anhand des exemplarischen Netzes mit $k = 6$, $s_{DEA} = 0,5 \cdot \max(P_{Akt,DEA,kum})$ und $s_{Ent} = 1 \cdot \max(P_{Ent,Akt,kum})$ durchgeführt. Das Ergebnis des exemplarischen Clustering nach dem finalen Ansatz ist in Abbildung 4-5 dargestellt.

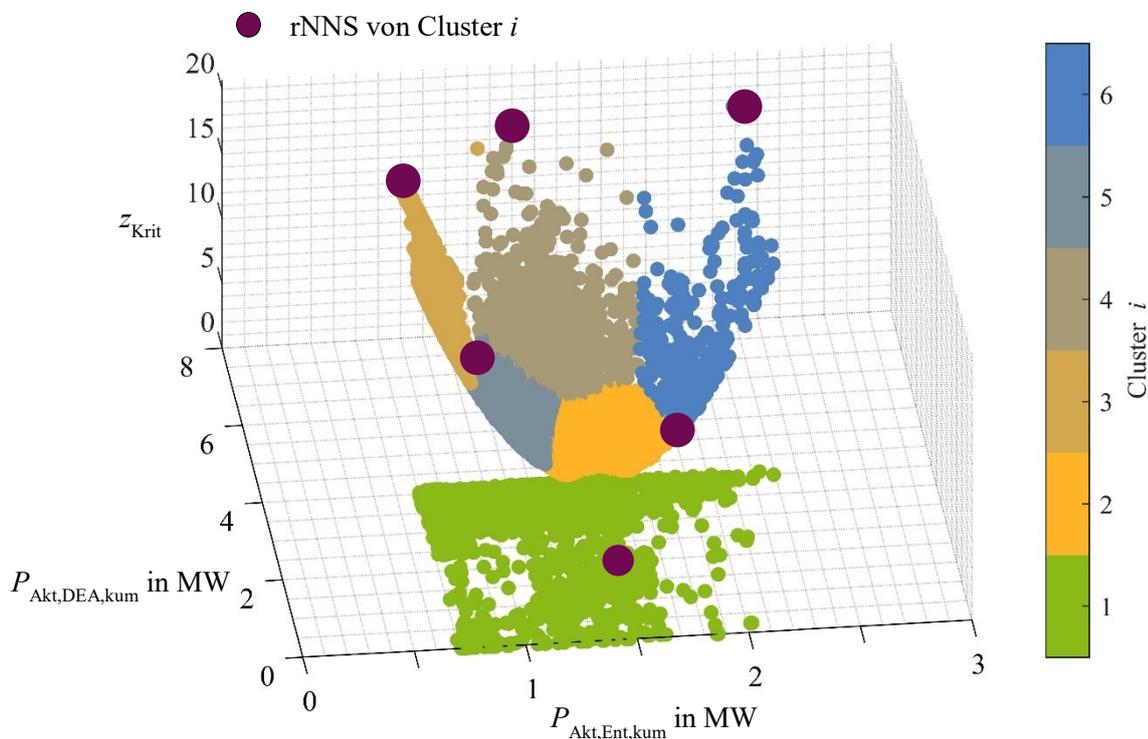


Abbildung 4-5: Ergebnis des exemplarischen Clusterings ($k = 6$) der drei Dimensionen $P_{Akt,Ent,kum}$, $P_{Akt,DEA,kum}$ und z_{Krit}

Die gewählten Schwellwerte beruhen auf Annahmen. $s_{Ent} = 1 \cdot \max(P_{Ent,Akt,kum})$ wird gewählt, da aufgrund der $(n-1)$ - zuverlässigen Planung angenommen werden kann, dass es im Störungsgeschehen durch Entnahmen hier nur mit sehr niedrigen Wahrscheinlichkeiten zu GWV kommen kann.

In Netzen, in denen die $(n-1)$ -zuverlässige Planung nicht als Prämisse vorliegt, ist die Annahme von $s_{\text{Ent}} < 1 \cdot \max(P_{\text{Ent,Akt,kum}})$ sinnvoll, um auch GWV durch Entnahmen ermitteln zu können. Zielstellung für eine sinnvolle Clusteranzahl k ist die ausreichende die Güte des Algorithmus‘ hinsichtlich der korrekten (probabilistischen) Identifikation von GWV. Zur Analyse der korrekten Clusteranzahl wird diese daher variiert und die mittlere Häufigkeit von GWV H_{GWV} (vgl. Abschnitt 3.5.3) ermittelt, die sich jeweils aus einer vollständigen ZVB des MS-Netzes mit k rNNS ergibt. Abbildung 4-6 zeigt das Ergebnis der Analyse anhand des exemplarischen MS-Netzes (mit $s_{\text{DEA}} = 0,8 \cdot \max(P_{\text{Akt,DEA,kum}})$ und $s_{\text{Ent}} = 1 \cdot \max(P_{\text{Akt,Ent,kum}})$).

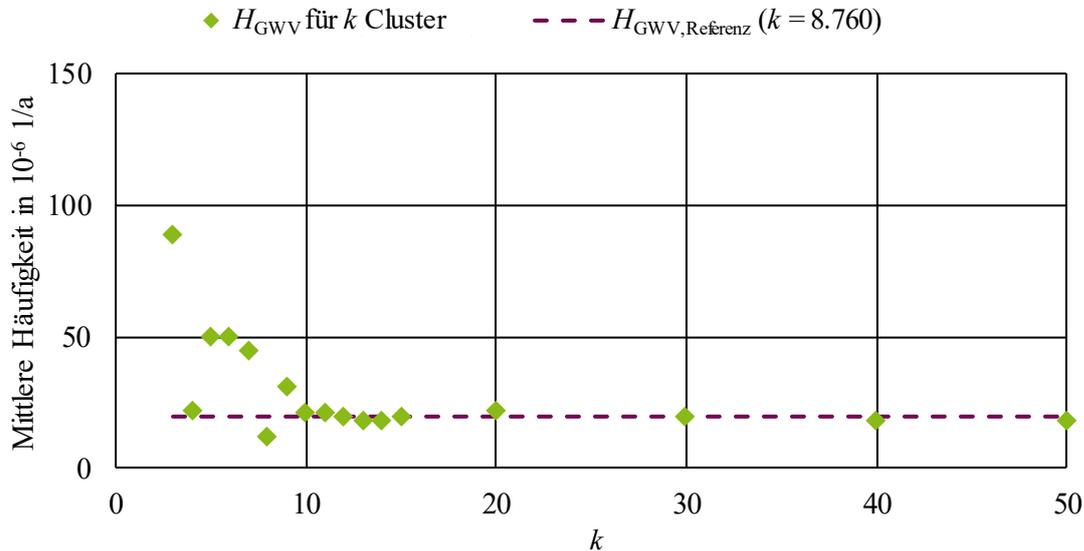


Abbildung 4-6: Mittlere Häufigkeit des Auftretens von GWV H_{GWV} über k Cluster (grün) und Referenzergebnis mit $n_{\text{NNS}} = 8.760$

Die Analyse zeigt, dass zu wenige Cluster ($k < 8$) dazu führen, dass gegenüber dem Referenzergebnis überhöhte H_{GWV} ermittelt werden. Eine Überschätzung bei wenigen Clustern ist auch zu erwarten, da ein Worst-Case-Ansatz verfolgt wird. Bei $k > 9$ erfolgt eine deutliche Annäherung an das Referenzergebnis, das bei $k = 10$ auch erreicht wird. Dies unterstreicht die Güte des Verfahrens. Das dargestellte Exempel bildet einen Grenzfall zur Untersuchung der Güte des Cluster-Algorithmus ab, da nur in wenigen NNS GWV vorliegen (vgl. Abbildung 4-2), aber mit $s_{\text{DEA}} = 0,5 \cdot \max(P_{\text{Akt,DEA,kum}})$ und $s_{\text{Ent}} = 1 \cdot \max(P_{\text{Ent,Akt,kum}})$ ein breiter Lösungsraum zur Identifikation von extremen rNNS vorgegeben wird (vgl. Abbildung 4-5). Durch die Berücksichtigung des zeitaufgelösten Verhaltens von Entnahmen und DEA, die sich wiederum in ihrem zeitaufgelösten Verhalten voneinander unterscheiden (vgl. Abschnitt 9.5), ist das Exempel jedoch hinsichtlich entstehender NNS repräsentativ. Für den weiteren Verlauf der Arbeit wird eine Anzahl von $k = 10$ rNNS als Grundparameter verwendet.

4.2.4 Kombination von Netznutzungssituationen und Ausfallkombinationen

Die Eintrittswahrscheinlichkeit einer AK wird bestimmt aus der Wahrscheinlichkeit der Ausfallart der Komponente, die zu der zugrunde liegenden Störung bzw. zu den zugrunde liegenden Störungen der AK führt. Für die Wahrscheinlichkeit einer AK i auf Basis eines Einfach- oder Mehrfachausfalls gilt für n Komponenten einer AK auf Basis der ZVKD jeder Komponente k (orientiert an [42, S. 157]):

$$p_{AK,i} \approx \prod_1^n (H_k \cdot T_k) \quad (4-4)$$

H_k bezeichnet die mittlere Störungshäufigkeit und T_k bezeichnet die mittlere Störungsdauer von Komponente k .

Das analytische Verfahren der ZVB ist grundlegend zeitinvariant, d. h. der Störungseintritt ist nicht zeitlich determinierbar. Daher sind der Eintritt einer Störung und der Eintritt einer NNS im Rahmen der ZVB als voneinander stochastisch unabhängig anzusehen. Durch die Verwendung von verschiedenen rNNS wird daher die AK in einzelne SK aufgeteilt. Die Eintrittswahrscheinlichkeit der AK wird aufgeteilt und die Wahrscheinlichkeiten der SK werden mit der Eintrittswahrscheinlichkeit der rNNS gewichtet nach Gl. (4-1). Eine AK i mit n Komponenten teilt sich also mit g rNNS in g SK auf. Eine SK j besitzt dabei die Wahrscheinlichkeit $p_{SK,j}$, die sich wie folgt berechnet:

$$p_{SK,j} = p_{rNNS,i} \cdot \prod_1^n (H_k \cdot T_k) \quad (4-5)$$

Die Auswirkungen je SK auf die ZVKG können entsprechend dieser Wahrscheinlichkeit gewichtet in die Bildung der ZVKG eingehen. Die Wahrscheinlichkeit $p_{AK,i}$ einer AK i lässt sich aus der Summe der Eintrittswahrscheinlichkeiten der gebildeten g SK berechnen:

$$p_{AK,i} = \sum_1^g p_{SK,j} \quad (4-6)$$

4.2.5 Auswertung der Zustandsanalysen

Mit der Bildung von rNNS wird der Arbeitspunkt $P_{Akt,NNZ}$ jedes NNZ entsprechend der rNNS bestimmt. Für die Zustandsanalyse der jeweiligen SK wird für jeden NNZ der ermittelte Arbeitspunkt eingestellt, der sich aus der (der SK zugrunde liegenden) rNNS ergibt (vgl. Tabelle 4-1).

Durch das Clusteringverfahren ist es denkbar, dass die entstehenden rNNS nicht für jeden NNZ jeweils Maximal- und Minimalwerte des hinterlegten zeitaufgelösten Verhaltens abbilden, da nur eine begrenzte Auswahl an rNNS bestimmt wird, die über alle NNZ typische und extreme NNS abbilden sollen. Um die ZVKG „Unterbrochene Leistung“ und „nicht zeitgerecht gelieferte Energie“ (Entnahmen) resp. „Nicht eingespeiste Energie“ (Erzeugungsanlagen) exakt nachzubilden, werden für die ZVKG-Bildung der DEA die jeweiligen Zeitreihen der NNZ (nicht rNNS) verwendet. Damit entspricht dieses Verfahren dem konventionellen Verfahren für Entnahmen (vgl. [35]) und es findet eine Trennung von rNNS-Bildung und ZVKG-Bildung hinsichtlich der verwendeten Zeitreihen statt.

Als Erweiterung des bisherigen Verfahrens werden für die ZVKG-Bildung die hinterlegten Leistungszeitreihen univariat (einzeln) geclustert (vgl. Abschnitt 9.5), da mit Hilfe des Clusteralgorithmus‘ typische Gruppen auch für eine Dimension identifiziert werden können. Maximal- und Minimalwerte werden von der Clustering ausgeklammert, um das Berechnungsergebnis zu verbessern.

4.3 Selektions- und Reduktionsverfahren

Bei bestimmten topologischen Gegebenheiten ist es nicht notwendig, jede SK einer AK in der Zustandsanalyse zu untersuchen.

4.3.1 Einfluss von Schalthandlungen

Vor dem Durchführen der Zustandsanalysen (mit jeweiligen Leistungsflussberechnungen) wird eine Voranalyse (ohne Leistungsflussrechnungen) durchgeführt. In der Voranalyse wird geprüft, ob es bei der untersuchten Störung (auch Mehrfachausfälle) zu Schalthandlungen (bspw. Schließen von im Normalbetrieb offenen Trennschaltern) kommt bzw. kommen kann. Ist der von der Störung betroffene Netzbereich nicht vermascht und ist für die vorliegende Störung keine Schalthandlung möglich (bspw. Ausfall einer Stickleitung), wird angenommen, dass für die vorliegende Störung die Zustandsanalyse einer SK ausreicht, da es für die von der Störung betroffenen NNZ auch in unterschiedlichen Arbeitspunkten jeweils zu einer VU bzw. EU kommen würde.

Die Berücksichtigung jeder rNNS bildet hier keinen Mehrwert für die ZVA, da die DEA unabhängig von der rNNS vom Netz getrennt ist. Es können keine Schalthandlungen durchgeführt werden, nach der GWV auftreten könnten. Der Einfluss auf die ZVKG ist daher unabhängig von der jeweiligen rNNS. Die möglichen SK der AK werden daher zu einer SK zusammengefasst, deren Eintrittswahrscheinlichkeit der Eintrittswahrscheinlichkeit der AK entspricht (vgl. Gl. (4-6)). Für die untersuchte SK ist die Verwendung der typischen NNS ausreichend, da es aufgrund der fehlenden Schalthandlung nicht zu GWV kommen kann.

4.3.2 Vereinfachte Zustandsanalysen

Durch die Berücksichtigung von DEA als Komponenten bei der Bildung von AK wird die Anzahl von AK n_{AK} deutlich erhöht. Durch die im Vergleich zu konventionellen Komponenten hohe Störungswahrscheinlichkeit von DEA (vgl. Abschnitt 3.2.7) werden diese auch häufig in der ZVB berücksichtigt, d. h. nicht durch die Vorfilterung bspw. nach Störungswahrscheinlichkeit (vgl. Abschnitt 2.6) vernachlässigt. Unter den folgenden Prämissen können jedoch Zustandsanalysen für AK, die ausschließlich aus DEA-Zuständen des 4-Zustandsmodells bestehen, vernachlässigt werden:

- (1) Die Schutztechnik am DEA-NVP grenzt die Störung auf die DEA ein (vgl. Abschnitt 3.2.6), es liegt also in der betreffenden AK kein Schutzversager der DEA vor.
- (2) Der Netzbetrieb wird nicht durch die fehlende Erzeugung beeinträchtigt. Das analysierte Netzgebiet ist also für den Fall der Nicht-Erzeugung der von der Störung betroffenen DEA geplant worden. Dies trifft im Allgemeinen für NS- und MS-Netze zu (vgl. Abschnitt 2.5).

Treffen diese Prämissen zu, kann zur Erhöhung der Berechnungseffizienz die Zustandsanalyse für die betreffende AK entfallen und die Kenndaten der AK (bspw. Wahrscheinlichkeit für den Zustand „Ausgefallen“ einer DEA i) können direkt in ZVKG überführt werden.

4.4 Grenzen der Modellbildung

Die Erweiterungen der analytischen Methode der ZVB, die in den vorigen Abschnitten beschrieben sind, enthalten Grenzen hinsichtlich der Nachbildung des Störungsgeschehens. Grundlegend für das analytische Verfahren ist die zeitliche Invarianz für den Störungseintritt, der auf die Eintrittswahrscheinlichkeit einer NNS übertragen wird.

Die vorgestellten Verfahren weisen hinsichtlich der Berücksichtigung zeitlicher Abhängigkeiten zwei wesentliche Grenzen auf:

- Für aufeinander folgende Zeitpunkte sind möglicherweise unterschiedliche Schalthandlungen sinnvoll, da diese nach dem jeweilig vorliegenden Leistungsfluss optimiert werden können. Unmittelbare aufeinander folgende zeitliche Leistungsflüsse durch konsekutive NNS werden mit dem vorgestellten Verfahren nicht berücksichtigt.
- Die Dauer einer AK wird durch die Aus-Dauer der störungsbehafteten Komponente(n) bestimmt. Für die Dauer der AK bleiben $P_{Akt,NNZ}$ der NNS für alle NNZ in der hier angewendeten Methode konstant. Dies resultiert im Hinblick auf extreme rNNS möglicherweise in einer Überschätzung von GWV, die mittels den Zustandsanalysen ermittelt werden.

- Durch die Nutzung des maximalen Kriteriumswert $z_{\text{Krit,Max}}$ als rNNS (im Sinne eines Worst-Case-Ansatzes, vgl. Abschnitt 4.2.3) sowie der Gewichtung des Auftretens von GWV nach der Anzahl von NNS in der jeweiligen Clustergruppe wird das Auftreten von GWV bei wenigen Clustern überschätzt.
- Die Art von GWV, die in nicht berücksichtigten NNS der jeweiligen Clustergruppe auftreten können, wird nicht ermittelt, kann sich jedoch von der gewählten rNNS der jeweiligen Gruppe unterscheiden.
- Durch intelligente Betriebsmittel (bspw. regelbare Ortsnetztransformatoren) werden GWV eventuell vermieden. Zur Berücksichtigung dieser ist jedoch die Nachbildung und eine Analyse des Leistungsflusses erforderlich. Durch den Fokus dieser Arbeit auf konventionelle Betriebsmittel und das Clustering der NNS vor der Leistungsflussberechnung werden diese Effekte nicht berücksichtigt.

4.5 Schlussfolgerungen

Nach der Analyse der Methode in Abschnitt 4.2 wird für die weiteren ZVB als Berechnungsprämisse die Verwendung von 10 rNNS als ausreichend eingeschätzt. Ebenso werden die beschriebenen Selektions- und Reduktionsverfahren in den ZVB zur Erhöhung der Recheneffizienz berücksichtigt.

5 Zuverlässigkeitsanalysen realer Nieder- und Mittelspannungsnetze

5.1 Übersicht

Zur quantitativen Analyse der Auswirkungen der Energiewende werden ZVB auf der Basis von realen NS- und MS-Netzen aus Deutschland durchgeführt. Zur Anwendung der entwickelten Methode und gleichzeitigen Ableitung von grundlegenden Erkenntnissen werden NS- und MS-Netze untersucht, die für ihre jeweilige Netzaufgabe typische Strukturen aufweisen:

- NS-Netz mit Strahlenstruktur und niedriger Lastdichte (vgl. Abschnitt 5.3)
- NS-Netz mit Randnetzen und hoher Lastdichte (vgl. Abschnitt 5.4)
- MS-Netz mit Ringstruktur (vgl. Abschnitt 5.5)

Die untersuchten Netze sind hinsichtlich mehrerer Strukturparameter repräsentativ. Zu diesen Strukturparametern zählen:

- Nennspannung ($U_n = 0,4 \text{ kV}$ (NS), $U_n = 10 \text{ kV}$ (MS))
- Sternpunktbehandlung (niederohmig geerdet (NS) / mit Erdschlusskompensation (MS))
- Stationsarten
- Leitungstypen und -anteile (Freileitungen, Papier-Masse-/PVC-/VPE-Kabel)

5.1.1 Struktur der Untersuchungen

Die Struktur der Untersuchungen richtet sich nach der Zielerreichung (vgl. Abschnitt 1.3) und der Gesamtmethode (vgl. Abschnitt 2.6.9) aus.

Zunächst werden Prinzipanalysen (vgl. Abschnitt 5.2) für einzelne Effekte durchgeführt, die hinsichtlich der Anpassung der Verteilungsnetze an ihre zukünftige Netzaufgabe sowie durch die Modellierungen und Verfahrenserweiterungen Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit der Netze haben können. Anhand von Sensitivitätsanalysen werden die Auswirkungen einzelner Effekte auf ZVKG untersucht.

Um die Entwicklung der Zuverlässigkeit in zukünftigen Verteilungsnetzen quantitativ bewerten zu können, werden anschließend die zukünftigen Netzaufgaben von ausgewählten realen Netzen bestimmt, die unter der Nutzung von konventionellen NAM (vgl. Abschnitt 2.5) und weiteren Prämissen (vgl. Abschnitt 5.1.2) ertüchtigt werden.

Für die quantitative Analyse zur Ermittlung der Auswirkungen sowohl der NAM als auch der Berücksichtigung von weiteren NNZ durch die Modellierungen und Erweiterungen auf die Zuverlässigkeit von zukünftigen NS- und MS-Netzen werden anschließend ZVB der NS- und MS-Netzvarianten durchgeführt und Grundsätze zur Entwicklung der Zuverlässigkeit abgeleitet.

5.1.2 Szenarien und Prämissen

Durch die bisherigen Entwicklungen in NS- und MS-Netzen und die Ziele der Bundesregierung (vgl. Abschnitt 1.1) ist eine weitere Zunahme sowohl von DEA als auch EFZ in Verteilungsnetzen in den nächsten Jahren und Jahrzehnten absehbar und wird in vielen Studien prognostiziert (vgl. Abschnitt 2.2). Die Entwicklungen von Entnahmen und Erzeugungsanlagen in der Bundesrepublik Deutschland (und insbesondere in einzelnen Netzgebieten) sind jedoch nicht für einen Zeitraum von Jahrzehnten exakt prognostizierbar. Um auch hinsichtlich der Entwicklung der Zuverlässigkeit Unsicherheiten der Entnahme- und Erzeugungsentwicklungen abzubilden, werden zwei Szenarien (S_{zA} , S_{zB}) vorgestellt. Für diese werden zunächst deutschlandweite Entwicklungen für DEA und EFZ bis 2050¹⁹ auf Basis von Studien prognostiziert, deren wesentliche Ausprägungen in Abbildung 5-1 dargestellt sind. S_{zA} bildet ein Szenario mit dem Schwerpunkt „Starke Zunahme von DEA“ ab, während S_{zB} sowohl den Schwerpunkt „Starke Zunahme von DEA“ als auch den Schwerpunkt „Starke Zunahme von EFZ“ abbildet.

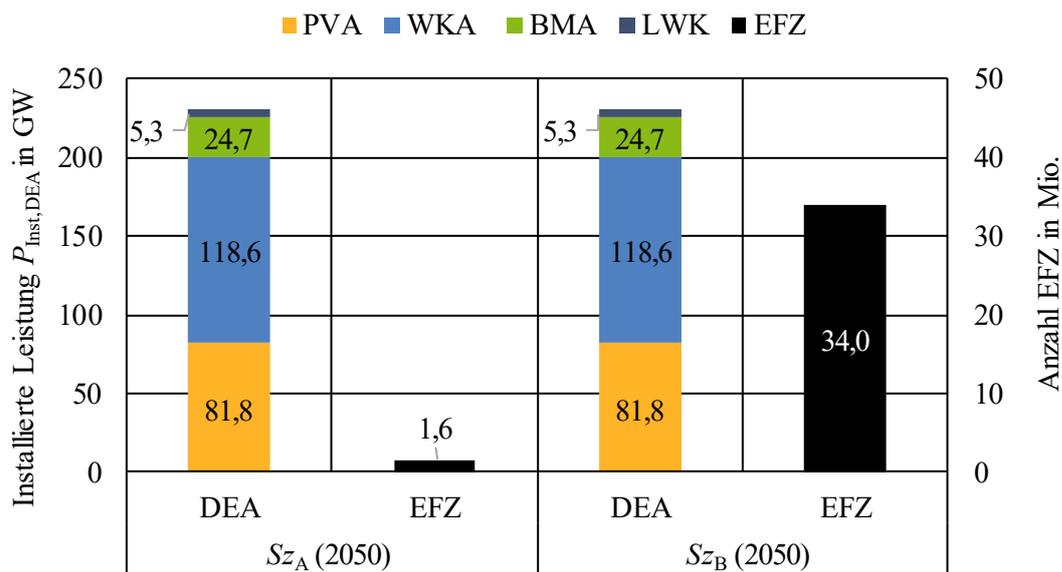


Abbildung 5-1: Ausprägungen der von S_{zA} und S_{zB} . Datengrundlage (u. a.): [127]–[130]

¹⁹ Falls Werte für 2050 in den zugrunde liegenden Studien nicht vorliegen, werden diese extrapoliert.

Zur Erreichung von hohen Treibhausgas-Reduktionszielen bis 2050 ist in der zugrunde liegenden Literatur [127]–[130] ein deutlicher DEA-Zubau unabdingbar. Bei der Entwicklung der EFZ ist die Entwicklung (auch aufgrund konkurrierender Technologien, bspw. Wasserstoff-basierte Mobilität) in der Literatur deutlich diverser. Beide Entwicklungen sind in den Ausprägungen von S_{zA} und S_{zB} berücksichtigt.

Im nächsten Schritt werden die deutschlandweiten Szenariowerte auf die zu analysierenden Netzgebiete regionalisiert. Die angewendete Methode zur Regionalisierung von DEA ist in [50, S. 10 ff] beschrieben.

Die Zielnetzplanungen werden ausschließlich nach dem Kriterium der Kostenoptimalität durchgeführt und darauf aufbauend die Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit analysiert. Folgende weitere Prämissen werden für Zielnetzplanungen angenommen:

- EFZ werden als PKW entsprechend des Anteils an der Gesamtanzahl an PKW auf die Netzgebiete verteilt. Zur Ermittlung der Fahrzeuganzahlen in den Netzgebieten werden die gemeindescharfen Zahlen des Kraftfahrt-Bundesamts [131] verwendet. Die Verteilung der EFZ-LS an Knoten innerhalb der Netzgebiete geschieht gewichtet nach der vorhandenen Entnahmeleistung. Dies impliziert, dass keine EFZ-LS angeschlossen wird, wo noch keine Entnahme vorhanden ist.
- Als Planungsprämissen wird eine einheitliche Anschlussleistung von $P_{LS} = 11 \text{ kVA}$ mit $\cos(\varphi_{LS}) = 1$ angenommen. Wird durch die Verteilung mehr als ein Anschluss von EFZ-LS an einem Netzknoten vorgenommen, wird eine Verteilung der GZF nach [132, S. 34] angenommen.
- Die angewendeten GZF der DEA zur Zielnetzplanung der NS- und MS-Netze sind [50, S. 171] entnommen.
- In der Zielnetzplanung werden (orientiert an [50]) die stationären Betriebspunkte „Starklast“ und „Starkerzeugung“ berücksichtigt. Im „Starklast“-Fall wird maximale Leistung je Entnahme mit $P_{Akt,Ent} = 0 \text{ MW}$ und je DEA mit $P_{Akt,DEA} = 0 \text{ MW}$ angenommen. Im „Starkerzeugung“-Betriebspunkt werden die DEA entsprechend den GZF und die Entnahmen mit je Entnahme mit $P_{Akt,Ent} = 0,3 \cdot P_{Max,Ent}$ angenommen.
- Bei Verlegung und Austausch von Leitungen werden als (neue) Leitungstypen PVC-Kabel (NS-Netze) und VPE-Kabel (MS-Netze) verwendet.

- Bei NS-Netzen werden in den stationären Betriebspunkten als bezogene Slack-Spannung an der ONS (MS-SaS) $U/U_n = 96\%$ bei „Starklast“ zur Prüfung von zulässigen Betriebsmittelauslastungen und zulässigen Knotenspannungen sowie bei „Starkerzeugung“ zur Prüfung von Betriebsmittelauslastungen angenommen. Für den Betriebspunkt „Starkerzeugung“ liegt hier die Annahme zugrunde, dass in dem mit dem NS-Netz über einen ONT mit starrem Übersetzungsverhältnis verbundenen MS-Netz eine entgegengesetzt ausgeprägte (entnahmegeprägte) NNS vorhanden sein kann, die zu einer niedrigen Betriebsspannung an der ONS führt. Daneben wird $U/U_n = 106\%$ (MS-SaS) für den Betriebspunkt „Starkerzeugung“ zur Prüfung von zulässigen Knotenspannungen verwendet. Hier liegt die Annahme zugrunde, dass im überlagerten MS-Netz eine NNS gleicher Ausprägung („Starkerzeugung“) vorliegt. Für den ONT wird nach [50, S. 18] ein Spannungsabfall in beiden NNS von 1 % angenommen. Für MS-Netze werden Werte für U/U_n entsprechend der jeweiligen Planungsvorgaben der Netzbetreiber verwendet.

Für ZVB werden die folgenden Prämissen angenommen:

- Für klassische Komponenten in MS-Netzen werden ZVKD aus [41] (vgl. Abschnitt 2.6.2) verwendet.
- Für NS-Netze liegen in [41] keine ZVKD vor. Hierfür wird auf Statistiken und Erfahrungswerte von Netzbetreibern zurückgegriffen (vgl. Abschnitt 9.3).
- Für die Prinzipialanalysen werden ZVKD von allen Ausfallarten des jeweiligen Netztyps verwendet. Für die ZVA von realen NS- und MS-Netzen in den Abschnitten 5.3, 5.4 und 5.5 wird aus Gründen der Berechnungseffizienz nur die Ausfallart UNE berücksichtigt, da diese hinsichtlich der modellierten Komponenten die Ausfallart mit den höchsten Störungswahrscheinlichkeiten und damit den wesentlichen Einfluss hinsichtlich der Entwicklung der Zuverlässigkeit darstellt. Weitere Ausfallarten können natürlich in den untersuchten Netzen vorkommen, verändern jedoch nicht die hier abgeleiteten Grundsätze.
- Für DEA und ENS werden ZVKD und zeitaufgelöste Leistungsverhalten entsprechend der Methoden in Abschnitt 3.2 und 3.3 verwendet.
- Für das zeitaufgelöste Verhalten von Entnahmen und EFZ werden SLP (vgl. Abschnitt 9.5) verwendet.
- Sofern EFZ in ZNV berücksichtigt werden, werden diese in NS-Netzen je Hausanschlussknoten (ggf. gesammelt) als eine zusätzliche Entnahme berücksichtigt, die bei der Bildung des SAIDI berücksichtigt wird. In MS-Netzen werden die Entnahmeleistungen von ONS, an denen EFZ modelliert werden, erhöht, sodass EFZ hier Berücksichtigung im (leistungsbasierten) ASIDI finden.
- Nach der Auswertung in Abschnitt 4.2 werden je ZNV 10 rNNS gebildet und berücksichtigt. Ebenso werden die Reduktionsverfahren nach Abschnitt 4.3 angewendet.

5.2 Prinzipanalysen

5.2.1 Einfluss von konventionellen Netzausbaumaßnahmen

Im Rahmen dieser Arbeit werden die untersuchten Netze (sofern notwendig) mit konventionellen NAM an ihre zukünftige Netzaufgabe angepasst (vgl. Abschnitt 5.1.1 und Abschnitt 2.5). Diese können sowohl durch eine Steigerung der installierten DEA-Leistung als auch durch eine Steigerung der Entnahmeleistung durch EFZ ausgelöst werden. Für die Veränderung der Zuverlässigkeit sind insbesondere die folgenden NAM relevant:

- (1) Austausch von vorhandenen Leitungen durch leistungsfähigere Leitungen
- (2) Verlegung von neuen Leitungen in neuen Abgängen

Austausch von Leitungen – NS-Netze

In der ersten Prinzipanalyse wird der Austausch von Leitungen analysiert. Um die Auswirkungen des Austauschs von Leitungen und dem damit ggf. verbundenen Materialwechsel zu veranschaulichen, wird angenommen, dass eine Leitung (L1) im NS-Netz I (vgl. Abbildung 5-2) durch die zukünftige Netzaufgabe ausgebaut wird. Damit wird ein Wechsel des Leitungstyps von Freileitung zu PVC-Kabel vorgenommen. Durch den strahlenförmigen Aufbau des Netzes ist eine Berücksichtigung von unterschiedlichen NNS bei der Berechnung nicht erforderlich (vgl. Abschnitt 4.3).

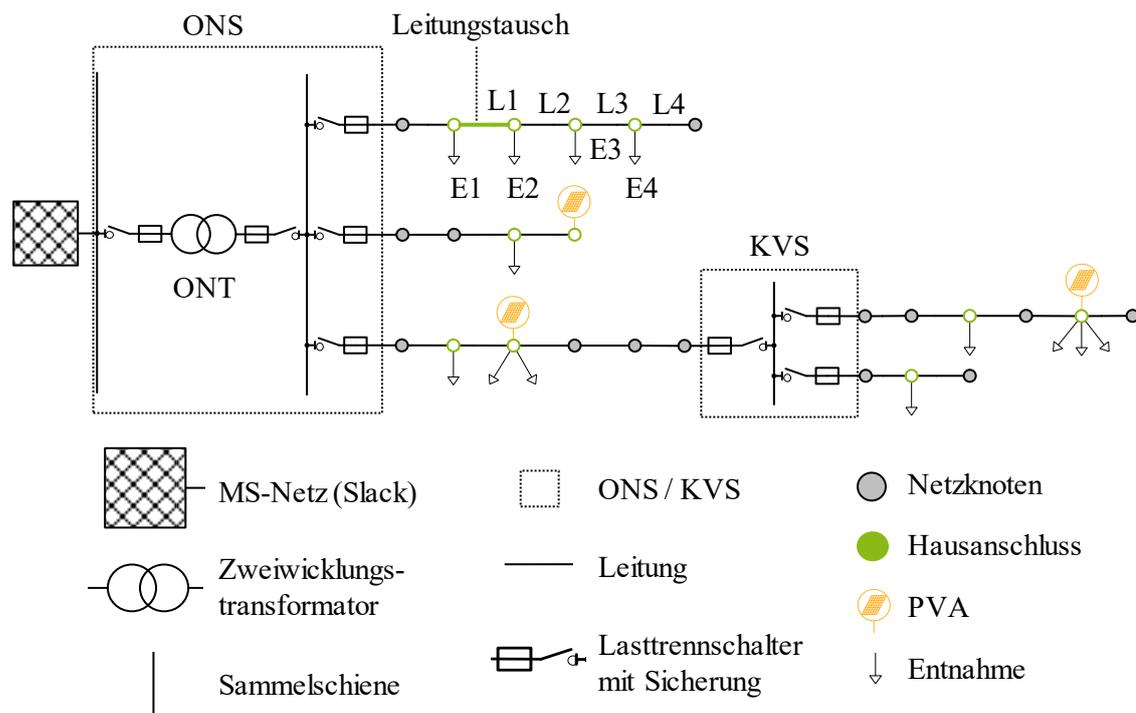


Abbildung 5-2: Netz I (NS) mit ausgebauter Kabelstrecke

Durch die schutztechnische Abkopplung des Abgangs an der US-seitigen SaS der ONS kann angenommen werden, dass die NAM vorrangig Auswirkungen auf die Knoten resp. die angeschlossenen NNZ im betroffenen Abgang hat (Entnahmen E 1-4). Durch die Änderung des Materialtyps nimmt die Ausfallhäufigkeit der Leitungsstrecke ab. Die Auswirkungen auf die veränderte Ausfallhäufigkeit im AB (Abgang) sind in Tabelle 5-1 dargestellt.

Tabelle 5-1: Leitungsdaten für von der NAM betroffenen Abgang des NS-Netzes I und Kenndaten-Änderung durch NAM

Leitungsname	Leitungslänge in km	Vor NAM	Nach NAM	Differenz in %
		Mittlere Häufigkeit für unabhängigen Einfachausfall in 1/a		
L1	0,047	0,0017	0,001	- 42,9
L2	0,041	0,0014		0
L3	0,086	0,003		0
L4	0,041	0,0014		0
Σ	0,215	0,0076	0,0069	- 9,4

Die mittlere Häufigkeit für unabhängige Einfachausfälle, die durch Leitungen im AB ausgelöst wird, wird durch die NAM um 9,4 % reduziert.

Die Auswirkungen auf die ZVKG der betroffenen Entnahmen sind in Tabelle 5-2 dargestellt.

Tabelle 5-2: Auswirkungen der NAM auf die betroffenen Entnahmen im AB

Entnahme	Veränderung H_U	Veränderung T_U	Veränderung Q_U
E1	-7,2 %	-0,25 %	-7,58 %
E2			
E3			
E4			

Durch die Topologie des Netzes und der Schutztechnik hat die Änderung des Leitungstyps Auswirkungen auf alle Entnahmen im Abgang (hier deckungsgleich mit AB). Die Reduktion der mittleren Störungshäufigkeit durch Leitungen um 9,4 % resultiert in einer Reduktion von H_U um 7,2 % für jede Entnahme. Dies unterstreicht den hohen Einfluss von Leitungsstörungen auf die ZVKG von NNZ in NS- und MS-Netzen (vgl. Abbildung 2-5 und Abbildung 2-6).

Durch die veränderte Unterbrechungshäufigkeit H_U ändert sich auch T_U für die betroffenen Entnahmen, da diese ZVKG gewichtet aus den Aus-Dauern der zugrunde liegenden störungsbehafteten Komponenten gebildet wird. Insgesamt führt die NAM zu Reduktionen bei der Nichtverfügbarkeit für alle betroffenen Entnahmen. Die Auswirkungen dieses Effekts sind übertragbar auf alle Strahlen- und Ringnetzstrukturen mit vergleichbarer Topologie und Schutztechnik.

Für den Tausch der Leitung fallen für den Netzbetreiber Kosten an. Dem gegenüber verringert sich die mittlere Nichtverfügbarkeit für Entnahmen im betreffenden AB. Dieser funktionale Zusammenhang ist in Abbildung 5-3 dargestellt. Ergänzende Annahmen zu den Berechnungen sind in Tabelle 9-26 enthalten. Die angenommenen Verlegungskosten bilden eine Spanne für Kabelverlegungen von ländlichen Netzen (50 EUR/m) bis zu städtischen Netzen (200 EUR/m) ab.

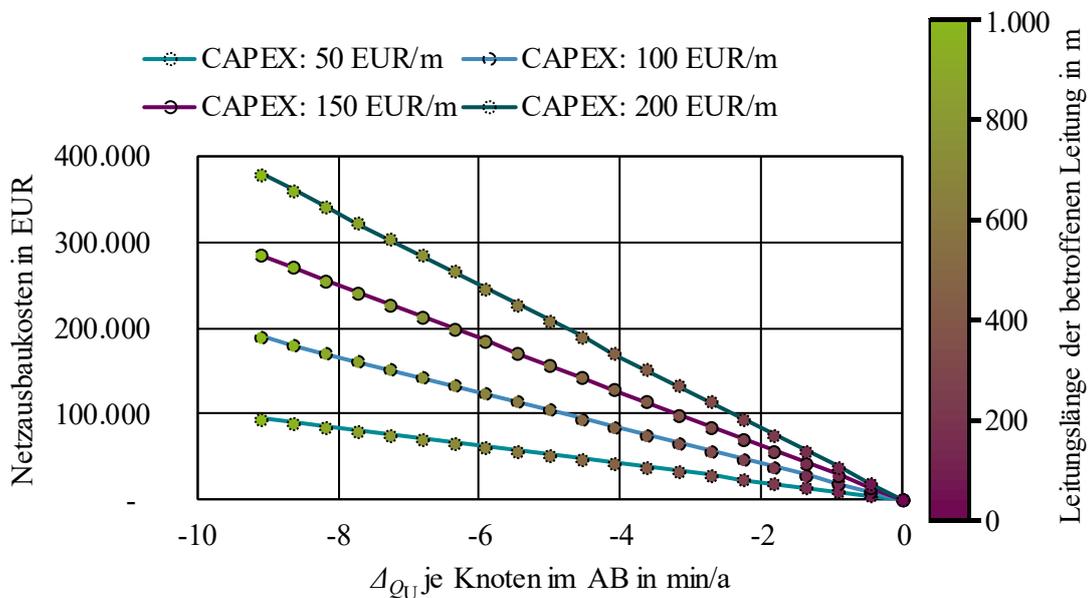


Abbildung 5-3: Gesamte NAK und Änderung von Q_U je Knoten in einem AB bei Tausch des Leitungstyps von Freileitung zu PVC-Kabel mit variierender Leitungslänge und Verlegungskosten

Es kann abgeleitet werden, dass bei CAPEX von 50 EUR/m und einer erneuerten Leitungslänge von 1.000 m eine mittlere Verringerung von 9 min/a je Netzausbaukosten von $K_N = 95$ Tsd. EUR gegenüberstehen. Für das Verhältnis von Netzausbaukosten K_N zu Änderung der Nichtverfügbarkeit wird der Reduktionsfaktor f_{Red} eingeführt:

$$f_{\text{Red}} = \frac{K_N}{\Delta Q_U} \quad (5-1)$$

Für das vorliegende Exempel beträgt $f_{\text{Red}} = 10,4$ Tsd. EUR/(min/a). Bei CAPEX von 200 EUR/m erhöht sich die Netzausbaukosten auf $K_N = 380$ Tsd. EUR und der Reduktionsfaktor ändert sich zu $f_{\text{Red}} = 41,8$ Tsd. EUR/(min/a).

Im Folgenden werden die monetären Auswirkungen der NAM betrachtet. Durch die Änderung der Nichtverfügbarkeit im betroffenen AB ändert sich die Pönale des Netzbetreibers (vgl. Abschnitt 2.3.4). Relevant ist hier die Anzahl der Entnahmen n_B , die von der NAM betroffen sind. Für verschiedene Werte von n_B ist in Abbildung 5-4 das Verhältnis der Netzausbaukosten zur gesamten Veränderung der Pönale mit unterschiedlichen Leitungslängen dargestellt. Die Veränderung der Pönale umfasst alle jährlichen Differenzen der Pönale auf Basis der angenommenen Lebensdauer von 45 Jahren. Die Netzausbaukosten und Pönalen werden hier als absolute Kosten über die Laufzeit berechnet, um Unsicherheiten der Inflationsentwicklung auszuschließen. Weiterhin wird angenommen, dass zwischen 50 und 150 Entnahmen von der NAM betroffen sind ($n_B = 50 \dots 150$), der Monetarisierungsfaktor $m = 0,21$ EUR/min/LV/a (vgl. Abschnitt 2.3.4 bzw. Tabelle 2-1) beträgt und CAPEX von 100 EUR/m für den Leitungsaustausch anfallen. Die weiteren Annahmen entsprechen der vorigen Berechnung. Die Kappungsgrenze a wird hier vernachlässigt.

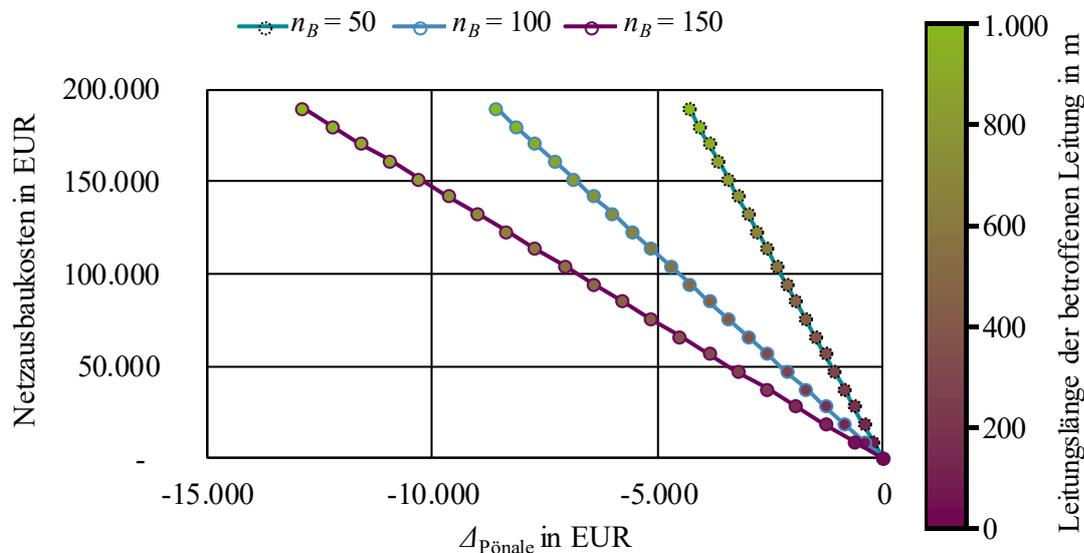


Abbildung 5-4: NAK und gesamte Änderung der Pönale in einem Netzgebiet mit variierendem Anteil der betroffenen Entnahmen an allen Entnahmen im Netzgebiet sowie variierender erneuerte Leitungslänge

Je höher der Anteil der betroffenen NNZ durch die NAM ist, desto höher ist die Senkung der Pönale. Beträgt $n_B = 50$, entsteht bei einer Leitungslänge von 1.000 m eine gesamte Änderung der Pönale um ca. 4,3 Tsd. EUR (insgesamt über 45 Jahre) bei NAK von 190 Tsd. EUR. Dies entspricht ca. 2,3 %. Bei $n_B = 150$ beträgt die Änderung der Pönale 6,8 % der NAK. 150 Entnahmen innerhalb eines AB kann auf Basis von typischen städtischen Verteilungsnetzen als hoch eingeschätzt werden. Insofern lässt sich der hier dargestellte Effekt nicht deutlich steigern.

Es wird geschlussfolgert, dass der hier dargestellte Effekt hinsichtlich der Verringerung der Pönale für Netzbetreiber eine geringe Rolle spielt. Grundsätzlich erwirkt eine Steigerung der folgenden Faktoren eine Steigerung des Verhältnisses von vermiedenen Pönalen zu NAK auf Basis der derzeitigen Regulierung:

- Anzahl der von der NAM betroffenen Entnahmen
- Monetarisierungsfaktor
- Differenz der mittleren Ausfallhäufigkeit des neuen Leitungstyps gegenüber dem erneuerten (alten) Leitungstyp

Austausch von Leitungen – MS-Netze

Die Änderung von ZVKG bei Strahlenstrukturen kann in MS-Netzen analog zur Untersuchung von strahlenförmigen NS-Netzen gesehen werden; lediglich die mittlere Unterbrechungsdauer von Entnahmen in MS-Netzen ist verringert, da hier eine Wiederversorgung durch Aggregateinsatz angenommen werden kann.

In vermaschten Netzen sollte eine Leitungsstörung nicht zu Einschränkungen des Netzbetriebs resp. zu VU führen. Ein zusammenhängend auftretender Effekt ist die Verringerung der Aufwendungen des Netzbetreibers durch die verringerte Ausfallrate; dieser Effekt wird hier jedoch nicht weiter (monetär) betrachtet. Der Einfluss des Leitungstauschs hinsichtlich VU wirkt sich in vermaschten Strukturen erst in Mehrfachausfällen hinsichtlich der Änderung von VU aus. Mehrfachausfälle treten deutlich seltener als Einfachausfälle auf. Daher werden die Auswirkungen des Leitungstauschs auf Netze mit dieser Netzstruktur hier nicht näher analysiert.

Im Folgenden wird die Auswirkung des Leitungstauschs auf MS-Netze mit Ringstruktur untersucht. Dafür wird ein exemplarisches MS-Netz (Netz II) untersucht. Als erste NAM wird der Leitungstausch an Netz II untersucht. Das Netz II mit ausgebauter Leitungsstrecke L4 ist in Abbildung 5-5 dargestellt.

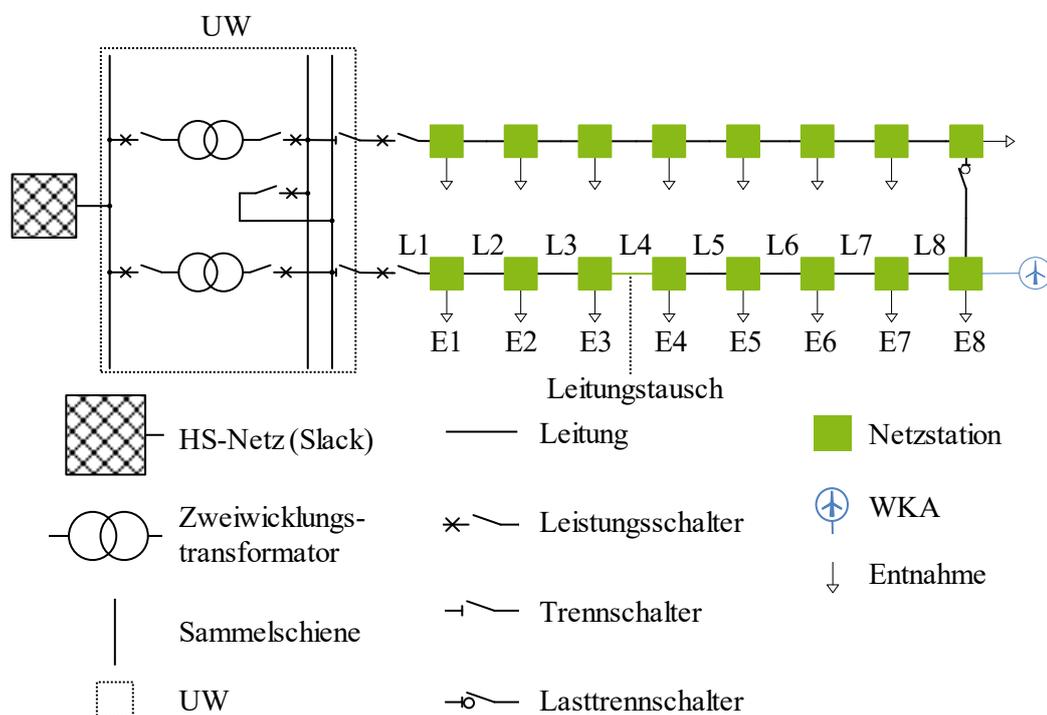


Abbildung 5-5: Netz II (MS) mit ausgebauter Kabelstrecke

In Tabelle 5-3 sind die ZVKD vor und nach der NAM für die (hinsichtlich der mittleren Störungshäufigkeit) wesentliche Ausfallart UNE aufgeführt. Die weiteren Ausfallarten (vgl. Abschnitt 9.3.5) sind in der ZVB ebenso berücksichtigt.

Tabelle 5-3: ZVKD für Leitungen im von der NAM betroffenen Abgang des Netzes II

Leitungsname	Leitungslänge in km	Vor NAM		Nach NAM		Differenz
		Mittlere Störungshäufigkeit für unabhängigen Einfachausfall in 1/a				
L1	0,873	0,0023				-
L2	0,471	0,0012				
L3	0,330	0,0009				
L4	0,275	0,005		0,0007		- 85,8 %
L5	0,209	0,0005				-
L6	0,186	0,0034				
L7	0,141	0,0026				
L8	0,144	0,0026				
L9	0,206	0,0005				
Σ	2,835	0,0189		0,0147		- 22,6 %

Die mittlere Häufigkeit für unabhängige Einfachausfälle, die durch Leitungen im AB ausgelöst wird, wird durch die NAM um 22,6 % reduziert. Die einzelnen Auswirkungen sowie das arithmetische Mittel der Differenzen \bar{x} der ZVKG der betroffenen Entnahmen sind in Tabelle 5-4 dargestellt.

Tabelle 5-4: Auswirkungen der NAM auf die ZVKG betroffenen Entnahmen im AB

Entnahme	Veränderung H_U	Veränderung T_U	Veränderung Q_U
E1	- 11,9 %	+ 5,9 %	- 6,8 %
E2		+ 0,8 %	- 11,2 %
E3		+ 0,2 %	- 11,8 %
E4		-	- 12,0 %
E5		+ 4,4 %	- 8,1 %
E6		+ 4,7 %	- 7,8 %
E7		+ 5,0 %	- 7,6 %
E8		+ 5,2 %	- 7,4 %
\bar{x}			+ 3,3 %

Die Änderung der mittleren Störungshäufigkeit durch Leitungen resultiert in Änderungen von T_U der betroffenen Entnahmen, da diese Kenngröße von der mittleren Unterbrechungshäufigkeit H_U abhängig ist [32], [35, S. 238 ff], [37, S. 147 ff]. Die Änderungen von T_U sind hier nicht gleichmäßig, da die MS/NS-Stationen, an denen die Entnahmen angeschlossen sind, aus unterschiedlichen Stationstypen und -größen mit einer verschiedenen Anzahl von Feldern (vgl. Abschnitt 9.3.5) bestehen.

Die Reduktion der leitungsbedingten Ausfälle um 22,6 % resultiert in einer Verringerung der Häufigkeit von VU je Knoten um 11,9 % sowie in einer Reduktion der mittleren Nichtverfügbarkeit um 9,1 % im Mittel über alle Entnahmen. Es ist auffällig, dass die mittlere Dauer von VU je betroffener Entnahme im AB steigt. Für die Dauer einer VU bei einer leitungsbedingten Störung kann hier 0,75 h angesetzt werden, da nach dieser Dauer die störungsbehaftete Leitung freigeschaltet und der Trennschalter geschlossen wird. Die gleiche Dauer ist für Sammelschienenwechsel bei SaS-Störungen und für die Umschaltzeit von Transformatoren bei Transformatorstörungen angesetzt. Weiterhin kommt es nicht zu Überlastungen, da das MS-Netz hinsichtlich der Entnahmen ($n-1$)-zuverlässig geplant ist. Die mittlere Dauer von Störungen durch die jeweilige ONS, an der die Entnahme (hier jeweils NS-Ortsnetze) angeschlossen ist, ist dagegen höher und hier ausschlaggebend für den Anstieg. Insgesamt ist die Senkung der Nichtverfügbarkeit also nicht vergleichbar hoch wie beim vorher beschriebenen Beispiel mit Netz I (NS).

In Abbildung 5-6 sind die Auswirkungen des Leitungstauschs unter Beachtung von verschiedenen MS-Netzennennspannungen, -sternpunkterdungsarten und Leitungslängen und Berücksichtigung der Ausfallart UNE dargestellt (vgl. Abschnitt 9.3 für ZVKD). Die angenommenen CAPEX zur Kabelverlegung betragen jeweils 100 EUR/km.

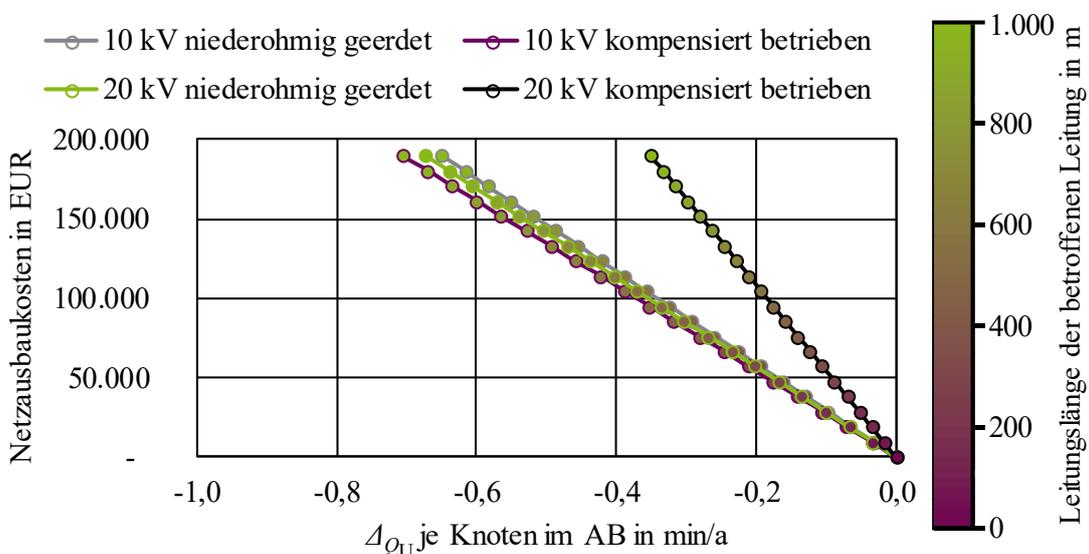


Abbildung 5-6: NAK und Änderung von Q_U je Knoten in einem AB bei Tausch des Leitungstyps von Papier-Masse-Kabel zu VPE-Kabel mit variierender Leitungslänge und verschiedenen MS-Netzennennspannungen und -Sternpunkterdungsarten

In der Gegenüberstellung mit der Betrachtung für NS-Netze (vgl. Abbildung 5-3) ist auffällig, dass die Änderung von Q_U je Knoten bei gleicher Leitungslänge und Kostenannahme deutlich geringer ist. Begründet ist dies in der bereits beleuchteten deutlich geringeren mittleren Unterbrechungsdauer T_U bei Ringstrukturen durch die Möglichkeit der Umschaltung.

Ebenso ist auffällig, dass sich die Auswirkungen durch die zugrunde liegenden Statistiken für einzelne MS-Netztypen deutlich voneinander unterscheiden. Die geringste Änderung durch den Wechsel des Materialtyps kann im Netztyp „20 kV kompensiert betrieben“ erreicht werden, da hier die Änderung der mittleren Störungshäufigkeit durch den Materialwechsel vergleichsweise niedrig ist (vgl. Abbildung 2-7). Die höchste Änderung ist im Netztyp „10 kV kompensiert betrieben“ erreichbar.

Im Folgenden werden die Auswirkungen auf die Pönale für MS-Netze des Typs „10 kV kompensiert betrieben“ anhand der Netzstruktur von Netz II beleuchtet. Aus den Formeln (2-2) und (2-9) lässt sich die Änderung der Pönale für MS-Netze anhand der Änderung des $ASIDI$ wie folgt bestimmen:

$$\Delta_{\text{Pönale}} = \Delta \left(\frac{\sum_i^n (Q_{U,i} \cdot L_i)}{\sum_i^n L_{A,i}} \right) \cdot n \cdot m \quad (5-2)$$

n bezeichnet hier die Anzahl der betroffenen Entnahmen (auch in unterlagerten NS-Netzen), m bezeichnet den Monetarisierungsfaktor.

Durch den Leitungstausch und die damit verbundene veränderte mittlere Störungshäufigkeit ändert sich $Q_{U,i}$ für die betroffenen Entnahmen. Hier wird ein Materialwechsel von Papier-Masse-Kabeln zu VPE-Kabeln für den Netztyp „10 kV kompensiert betrieben“ (vgl. Abschnitt 9.3.5 für ZVKD) untersucht. Vereinfachend wird zur Berechnung von $Q_{U,i}$ als mittlere Unterbrechungsdauer die Zuschaltzeit $t = 45$ min angesetzt (vgl. Abschnitt 9.3.5), da Störungen durch Leitungen in der Netzstruktur nach Netz II durch Schaltmaßnahmen in dieser Dauer behoben werden können.

Zur Analyse wird die Länge der getauschten Leitung sowie das Verhältnis v variiert. v repräsentiert das Verhältnis von der gesamten unterbrochenen Entnahmeleistung (d. h. von der Maßnahme betroffenen Entnahmen) der k angeschlossenen Annahmen zur gesamten angeschlossenen Entnahmeleistung der n Entnahmen im Netzgebiet:

$$v = \frac{\sum_i^k L_i}{\sum_i^n L_{A,i}} \quad (5-3)$$

Für die exemplarische Berechnung werden Netzausbaukosten und die Änderung der Pönale über die gesamte Nutzungsdauer der Leitung berechnet. Die Kappungsgrenze a wird hier nicht berücksichtigt. Die Parameter der Berechnung können Tabelle 9-27 entnommen werden.

Für verschiedene Werte von ν und Längen der getauschten Leitung sind die Auswirkungen des Leitungstauschs auf die Änderung der Pönale in Abbildung 5-7 dargestellt.

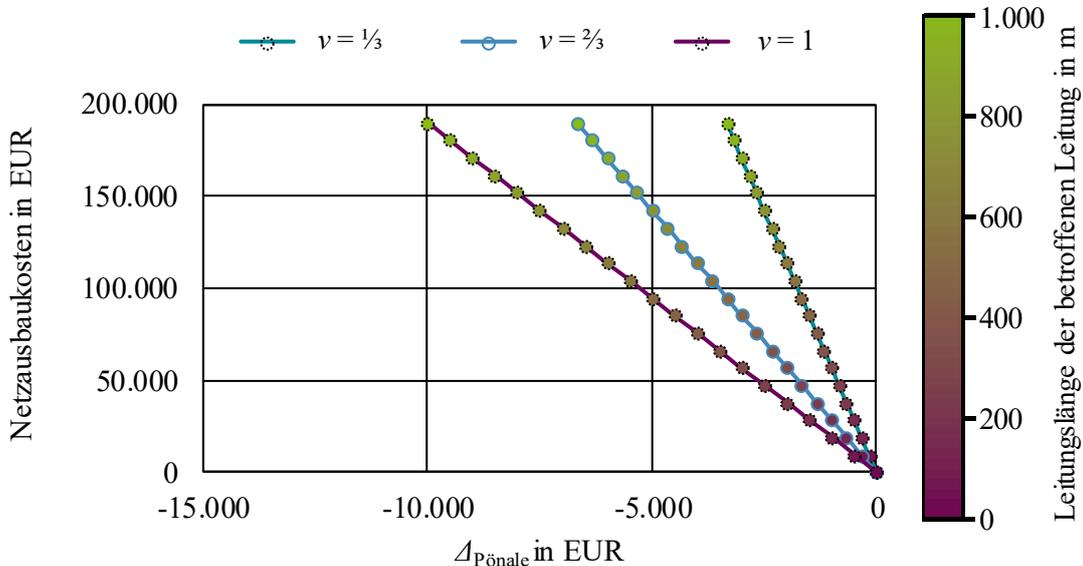


Abbildung 5-7: NAK und Änderung der Pönale in einem Netzgebiet mit variierendem Anteil der betroffenen Entnahmeleistung an der gesamten Entnahmeleistung im Netzgebiet sowie variierender erneuerter Leitungslänge

Je mehr Entnahmen von der NAM betroffen sind, desto höher sind die Einsparungen. Für die verschiedenen $\nu = 1/3$, $\nu = 2/3$ und $\nu = 1$ ergeben sich Verhältnisse von 1,8 %, 3,5 % und 5,3 % der eingesparten Pönale je Netzausbau für die untersuchten Leitungslängen. Damit bewegt sich die Veränderung der Pönale in einem ähnlichen Bereich wie in der Niederspannung beim Tausch von Freileitungen zu PVC-Kabeln. Es kann hier also keine klare Priorisierung einer NE hinsichtlich des primären Austauschs abgeleitet werden.

Aus den Prinzipanalysen des Leitungstauschs für NS- und MS-Netze wird abgeleitet, dass (unter den hier getroffenen Annahmen) die Kostenreduktionen durch reduzierte Pönalen nur einen geringen Anteil der Netzausbaukosten betragen. Ein gezielter Netzausbau zur Reduktion von Pönalen nach dem Q-Element erscheint daher nicht sinnvoll. Werden jedoch Leitungstauschmaßnahmen zur Anpassung von Netzen an ihre zukünftigen Netzaufgaben durchgeführt, verbessert sich dadurch auch die Zuverlässigkeit im betroffenen Netzbereich, wenn durch den Leitungstausch Leitungstypen mit niedrigeren Störungsrate als der vorhandene Leitungstyp verwendet werden.

Verlegung eines neuen Abgangs – MS-Netze

Neben dem Tausch von Leitungen ist auch die Neuverlegung von Abgängen (Parallelverlegung zu bestehenden Leitungen) eine gängige NAM. Durch den Anschluss der WKA wird in Netz II der Netzausbau durch Verlegung eines weiteren Abgangs vorgenommen (vgl. Abbildung 5-8). Das Kabel wird parallel zu den bestehenden Leitungen verlegt und ist nur zur besseren Verständlichkeit in der Abbildung getrennt dargestellt.

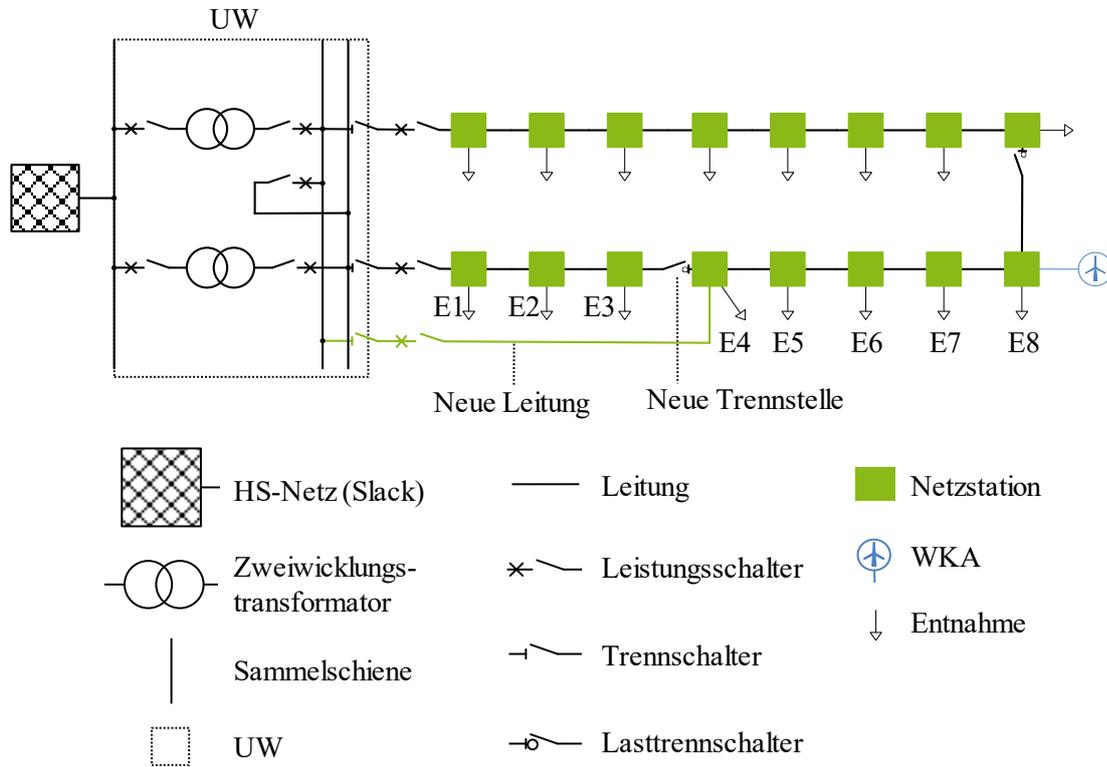


Abbildung 5-8: Netz II (MS) mit neuem Abgang

Durch die Neuverlegung des Abgangs ändern sich die AB im Netz: Aus dem vorherigen Abgang (Halbring) werden zwei Abgänge, die jeweils weniger Stationen haben als der vorherige Halbring. Ebenso verringert sich für den bestehenden Abgang die Leitungslänge, während sich die Leitungslänge für den hinzugefügten Abgang nicht verändert. Durch den hinzugefügten Abgang wird (im Gegensatz zum Leitungstausch) der Umfang der Betriebsmittel bzw. hier die Leitungsstrecke im gesamten Netz erhöht. Ebenso sind neue Schaltfelder an den SaS notwendig. Durch diese beiden Effekte erhöht sich die Ausfallrate im Netz und damit der störungsbedingte Aufwand für den Netzbetrieb. In Tabelle 5-5 sind die Auswirkungen auf die ZVKG der betroffenen Entnahmen sowie jeweilige Mittelwerte dargestellt.

Tabelle 5-5: Auswirkungen der NAM auf die ZVKG betroffenen Entnahmen

Entnahme	Veränderung H_U	Veränderung T_U	Veränderung Q_U
E1	-30,7 %	19,3 %	-17,4 %
E2		2,9 %	-28,7 %
E3		0,7 %	-30,2 %
E4		-2,8 %	-17,9 %

E5		4,2 %	-12,0 %
E6	-15,5 %	5,2 %	-11,1 %
E7		6,0%	-10,4 %
E8		6,8 %	-9,8 %
\bar{x}	-21,2 %	5,3 %	-17,2 %

Die Änderung der mittleren Störungshäufigkeit durch Leitungen resultiert in Änderungen von T_U der betroffenen Entnahmen, da diese Kenngröße von der mittleren Unterbrechungshäufigkeit H_U abhängig ist [32], [35, S. 238 ff], [37, S. 147 ff]. Die Änderungen von T_U sind hier nicht gleichmäßig, da die MS/NS-Stationen, an denen die Entnahmen angeschlossen sind, aus unterschiedlichen Stationstypen und -größen mit einer verschiedenen Anzahl von Feldern (vgl. Abschnitt 9.3.5) bestehen.

Es ist auffällig, dass sowohl die mittlere Senkung der mittleren Häufigkeit von VU (-21,2 %) als auch die mittlere Senkung der mittleren Nichtverfügbarkeit von VU (-17,2 %) jeweils deutlich höher ausgeprägt sind als beim Leitungstausch (-11,9 % resp. -9,1 %). Insgesamt sind hinsichtlich der Auswirkungen auf diese ZVKG also die senkenden Effekte (Senkung der Stationsanzahl, Verringerung der Leitungslänge) dominanter als die erhöhenden Effekte (Erhöhung der Ausfallrate durch zusätzliche Leitungsstrecke und Schaltfelder).

Die Änderung der Versorgungszuverlässigkeit für Entnahmen und (damit) die Änderung der Pönalen sind bei der Verlegung von neuen Abgängen stark abhängig von der Art der Maßnahme. Im vorgestellten Beispiel wird der bestehende Abgang in zwei Abgänge mit 3 bzw. 5 Entnahmen aufgeteilt; eine Aufteilung in jeweils 4 Entnahmen hätte bspw. deutlich andere Effekte auf die Versorgungszuverlässigkeit. Aufgrund der geringen Übertragbarkeit der Maßnahme entfällt daher hier eine Untersuchung der Änderungen der Pönalen. Es wird jedoch abgeleitet, dass auch die Verlegung von neuen Abgängen einen senkenden Effekt auf die Nichtverfügbarkeiten von (von der NAM) betroffenen Entnahmen hat.

5.2.2 Einfluss der steigenden Durchdringung mit Elektrofahrzeugen

Mit der Veränderung der Netzaufgaben durch die Zunahme von weiteren Entnahmen können sich ZVKG verändern, ohne dass NAM für die Ertüchtigung des Netzes notwendig werden. Dieser Effekt wird im Folgenden untersucht. Zur Analyse wird am Knoten mit dem geringsten Wert für Q_U (Variante I) sowie am Knoten mit dem höchsten Wert für Q_U (Variante II) in unterschiedlichen Varianten jeweils eine Ladesäule (LS) als Entnahme ($P_{LS} = 11 \text{ kVA}$, $GZF_{LS} = 1$, $\cos(\varphi_{LS}) = 1$) angeschlossen. In Abbildung 5-9 sind die Varianten und die NVP der LS jeweils dargestellt. Die Werte für Q_U ändern sich durch den Anschluss nicht und entsprechen für Variante I und Variante II dem Grundfall vor Anschluss von LS.

Obwohl sich die Werte für Q_U nicht ändern, ändert sich durch das Hinzufügen einer Entnahme je Variante jeweils der $SAIDI$. Der $SAIDI^*$ der jeweiligen Variante mit der erweiterten Anzahl von Entnahmen N^* am Knoten i und der Anzahl Knoten k , an denen zusätzliche Entnahmen angeschlossen werden, lässt sich auf Basis der Berechnung des $SAIDI$ (vgl. Gl. (2-7)) herleiten:

$$SAIDI^* = \underbrace{\frac{\sum_i^n (Q_{U,i} N_i)}{\sum_i^n N_i}}_{SAIDI} \cdot \underbrace{\frac{\sum_i^n N_i}{\sum_i^{n+k} N_i}}_a + \underbrace{\frac{\sum_i^k (Q_{U,i} N_i^*)}{\sum_i^k N_i}}_b \quad (5-4)$$

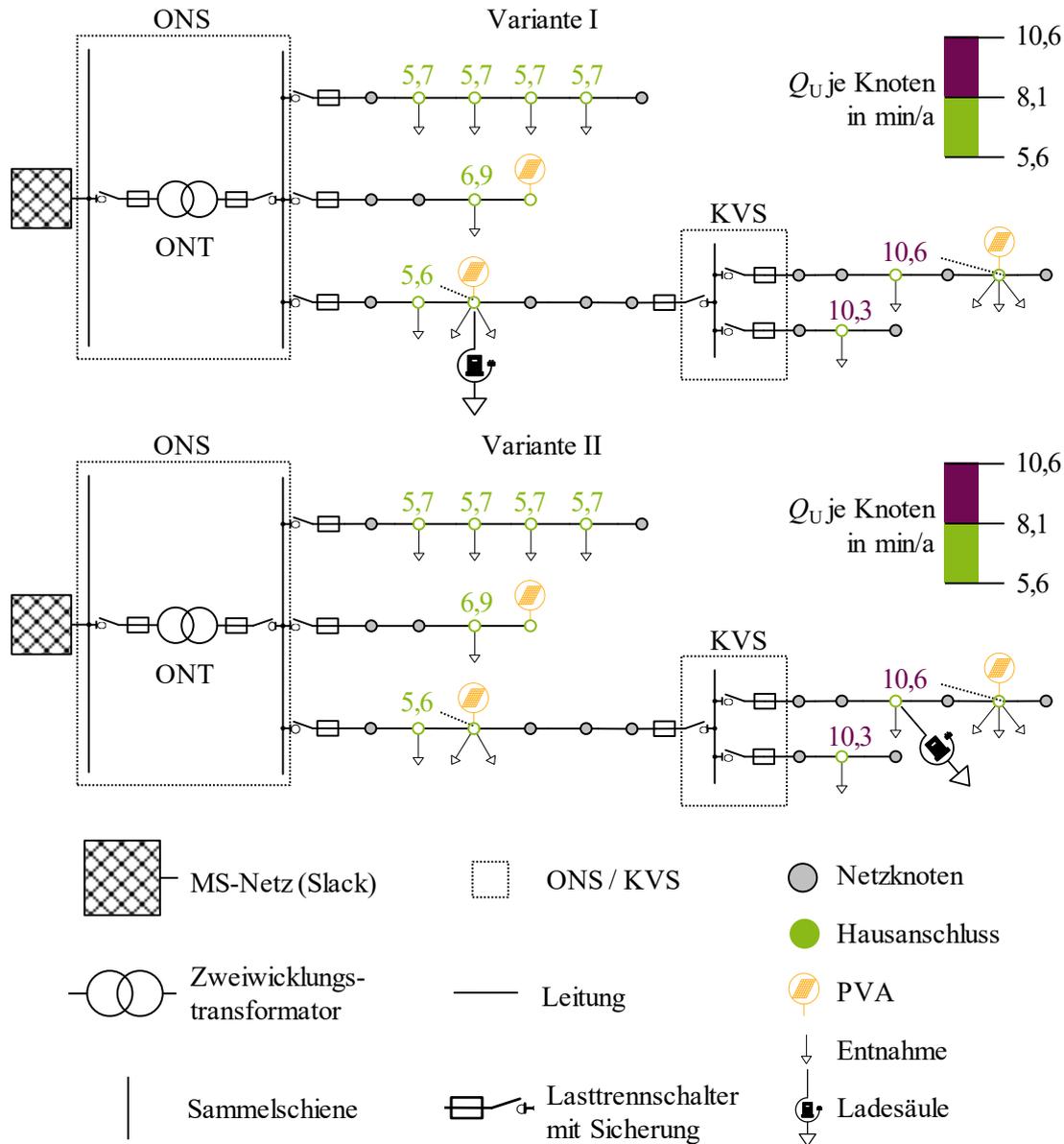


Abbildung 5-9: Netz I (NS) in Variante 1 (oben) und Variante 2 (unten) mit jeweils markiertem Anschluss von LS und Q_U je Knoten mit Entnahme

Durch die neue Anzahl von Entnahmen kann der *SAIDI* des Ausgangsnetzes mit dem Faktor a ($0 < a < 1$) multipliziert werden. Hinzu wird der Term b addiert, der die Auswirkungen der neu angeschlossenen Entnahmen auf den *SAIDI* beschreibt.

Unter der Voraussetzung, dass der Anschluss der neuen Entnahmen keine weiteren Auswirkungen auf die betrachteten ZVKG hat, gilt: Ist $b > ((1-a) \cdot SAIDI)$, erhöht sich der *SAIDI** gegenüber dem *SAIDI*, d.h. die mittlere Nichtverfügbarkeit des Netzes erhöht sich im Zielnetz. Ist $b < ((1-a) \cdot SAIDI)$, verringert sich der *SAIDI** gegenüber dem *SAIDI*, d.h. die mittlere Nichtverfügbarkeit des Netzes verringert sich im Zielnetz.

Eine Erhöhung des *SAIDI** gegenüber dem *SAIDI* ergibt sich, wenn die neuen Entnahmen an Knoten angeschlossen werden, deren mittlere Unterbrechungsdauer T_U höher ist als die mittlere Unterbrechungsdauer *CAIDI* über alle Netzknoten. Werden also Entnahmen an Netzknoten angeschlossen, die im Durchschnitt eine höhere mittlere Unterbrechungsdauer aufweisen als der Durchschnitt über alle Netzknoten, erhöht sich der *SAIDI* bzw. die mittlere Versorgungszuverlässigkeit wird verringert. In Tabelle 5-6 sind die Berechnungsparameter sowie die Ergebnisse des *SAIDI** für Variante I und Variante II dargestellt. Für beide Varianten gilt $k = 1$ und $a = 13/14$.

Tabelle 5-6: Parameter und Ergebnisse für *SAIDI* und *SAIDI** von Netz I im Grundfall, Variante I und Variante II

Netzvariante	<i>SAIDI</i> des Ausgangsnetzes in min/a	$(1-a) \cdot SAIDI$ in min/a	b in min/a	<i>SAIDI*</i> in min/a	Differenz <i>SAIDI*</i> zu <i>SAIDI</i> in %
Variante I	7,627	0,545	0,4	7,482	-1,9
Variante II			0,757	7,839	2,8

Der Anschluss von EFZ hat also auch ohne NAM Auswirkungen auf den *SAIDI* des Netzes, ohne dass Q_U für einzelne Knoten zwingend geändert wird.

5.2.3 Einfluss von dezentralen Energiewandlungsanlagen

Im Folgenden werden die Auswirkungen der Berücksichtigung des Betriebs und der Störungen von DEA anhand von Netz I untersucht. Dafür werden die PVA mit ZVKD parametrisiert und in der ZVB berücksichtigt. In Abbildung 5-10 ist Netz I mit den NNZ-Bezeichnungen dargestellt.

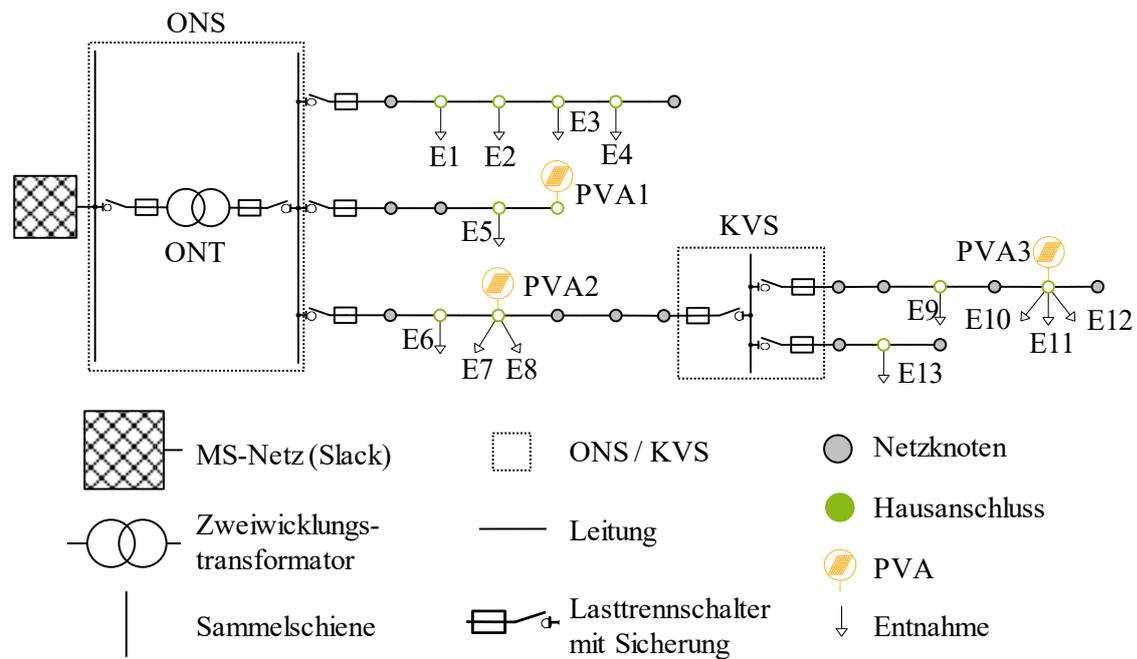


Abbildung 5-10: Netz I (NS) mit Bezeichnungen der NNZ

Mittels der erweiterten ZVB werden ZVKG für die Entnahmen und DEA berechnet. Dabei werden zwei Fälle unterschieden: Im „Grundfall“ findet kein Einbezug von DEA-Betrieb und -Störungen statt, in der Variante „DEA“ werden diese berücksichtigt. In Tabelle 5-7 sind die ZVKG für beide Varianten dargestellt.

Tabelle 5-7: ZVKG für Entnahmen und DEA von Netz I in den Varianten "Grundfall" und "DEA"

Netz- nutzer	Grundfall			DEA				
	H_U in 1/a	T_U in h	Q_U in min/a	$H_{U,DEA}$ in 1/a	$T_{U,DEA}$ in h	$Q_{U,DEA}$ in min/a	$H_{U,DEA,Intr}$ in 1/a	$Q_{U,DEA,Intr}$ in min/a
E1	0,0097	9,81	5,7	0,0097	9,81	5,7	-	-
E2								
E3								
E4								
E5	0,0117	9,85	6,9	0,0117	9,85	6,9		
E6	0,0095	9,81	5,6	0,0095	9,81	5,6		
E7								
E8								
E9	0,0178	9,9	10,6	0,0178	9,9	10,6		
E10								
E11								
E12								
E13	0,0173	9,9	10,3	0,0173	9,9	10,278		
PVA1	-	-	-	1,836	8,8	965,3	1,825	958,4
PVA2				1,834	8,8	964,0	1,825	958,4
PVA3				1,843	8,8	969,0	1,825	958,4

In der Variante „DEA“ ergeben sich für die Entnahmen keine Änderungen hinsichtlich der dargestellten ZVKG. Dies ist in mehreren Gegebenheiten begründet:

- Bei einer Störung der PVA kann aufgrund der vorgesehenen und als funktional angenommenen Schutztechnik (vgl. Abschnitt 3.2.6) angenommen werden, dass sich die Störung auf die PVA begrenzt. Insofern führt eine PVA-Störung nicht zu weiteren Schutzauslösungen und damit mittelbar nicht zu Änderungen von ZVKG bei Entnahmen.
- Durch die Berücksichtigung des Betriebs von PVA ändert sich auch die Leistungsflusssituation. Der Dimensionierung der Betriebsmittel in den hier dargestellten Varianten liegt die Annahme zugrunde, dass das Netz entsprechend der Starklast- und Starkeinspeisesituation (vgl. 2.5.1) ausgelegt wird. Entsprechend dieser Dimensionierung führt eine Änderung des Leistungsflusses (auch durch spontane Störungen der PVA) nicht zu GWV und damit nicht zu Änderungen der ZVKG.
- Aufgrund der Strahlennetzstruktur des Netzes ergeben sich im Störungsgeschehen bei der Nachbildung des Netzbetriebs keine temporären Topologien durch Umschaltmaßnahmen, in denen es zu teilweiser Versorgung der Entnahmen kommen könnte und die wiederum durch die Erzeugung von PVA beeinflusst werden könnte.

Die beschriebenen Effekte sind auf weitere NS- und MS-Netze mit Strahlennetzstruktur übertragbar. Insofern wird unter den getroffenen Annahmen geschlussfolgert, dass der Einfluss auf die ZVKG von Entnahmen durch die Nachbildung von Störungen und Betrieb von DEA auf entsprechende Netzstrukturen vernachlässigt werden kann.

Weiterhin ist aus Tabelle 5-7 abzulesen, dass die DEA-ZVKG der PVA im Wesentlichen durch intrinsische Störungen und nicht durch extrinsische Störungen, die durch das Störungsgeschehen der weiteren Komponenten ausgelöst werden, bestimmt sind. Dieser Zusammenhang ist auch nicht beeinflusst von der Zuverlässigkeit des Netzknotens, an dem die DEA mit dem Netz verbunden ist: PVA2 ist am Netzknoten mit dem niedrigsten Q_U , PVA3 am Netzknoten mit dem höchsten Q_U verbunden.

In Ringnetzen ist denkbar, dass sich durch die Erzeugungsleistung von DEA nach dem Durchführen von Schalthandlungen veränderte Leistungsflusssituationen ergeben als ohne DEA. Dies kann dazu führen, dass durch die DEA-Erzeugung Überlastungen vermieden werden, die alternativ durch hohe Entnahmeleistung entstehen würden. Damit würde eine Verringerung von SAIDI/ASIDI eintreten. Bei der Berücksichtigung der (üblichen) Planungsprämisse zur ($n-1$)-zuverlässigen Auslegung von MS-Netzen (bzw. allgemein bei Ringnetzen) hinsichtlich der Entnahmeleistung ist jedoch anzunehmen, dass dieser Fall sehr selten auftritt. Denkbar sind hier ($n-2$)-Situationen (niedrige Wahrscheinlichkeit) oder (seltene) Netze mit komplexeren Ringstrukturen. Aufgrund der sehr geringen Auftrittswahrscheinlichkeit wird dieser Effekt hier nicht näher quantifiziert.

Störung der DEA-Schutztechnik am NVP

Der vorherigen Betrachtung zu Störungen von PVA liegt die Prämisse zugrunde, dass die Schutztechnik der PVA am NVP funktional ist. Die Schutztechnik von konventionellen Komponenten ist jedoch von Störungen betroffen. Dies lässt sich aus der FNN-Schadens- und Störstatistik [41] ableiten. Im Folgenden wird daher die Betrachtung hinsichtlich des Versagens von Schutzgeräten erweitert.

Für die nachfolgende Betrachtung werden folgende Annahmen getroffen:

- (1) Jeder ermittelte DEA-Ausfall der Variante „DEA“ (entspricht hier der Übergangsrate zum Zustand „Ausgefallen“, vgl. Tabelle 9-1) entsprechend der zugrundeliegenden DEA-Kenndaten führt zu einer Anregung des Schutzgerätes am NVP. Dies ist eine Worst-Case-Annahme, da bspw. bei Störungen, die auf der Anlagenseite vorliegen, ggf. keine Kurzschlussströme fließen (bspw. bei Störungen der Befestigung von PVA).
- (2) Die Wahrscheinlichkeit eines Schutzversagers wird [41] entnommen. Es werden die Daten des Netztyps „20 kV, kompensiert“ verwendet, da hier von den vorliegenden MS-Netzstrukturtypen die höchste Wahrscheinlichkeit (Worst-Case) für einen Schutzversager vorliegt. Für NS-Netze sind vergleichbare Daten nicht verfügbar.
- (3) Ein Eintrag des DEA-Kurzschlussstroms führt zu einer Auslösung der Schutztechnik im Netz. Dies ist eine weitere Worst-Case-Annahme, da der Kurzschlussstrom von DEA nicht unbedingt über den zulässigen Strömen für den Netzschutz liegt. Weiterhin ist der Beitrag des Kurzschlussstroms von umrichterbasierten DEA (wie bspw. PVA) nicht vergleichbar hoch zu SG oder AG einzuschätzen (vgl. [52, S. 26]).
- (4) Da zur Wiedereinschaltung keine Reparatur stattfinden muss, wird als Dauer vom Störungseintritt bis zur Wiedereinschaltung (inkl. Fehlersuche) 1 h angenommen.

Zusammenfassend führen die Annahmen zu einer Steigerung des Störungsgeschehens im Netz, da DEA-Störungen bei Versagen des DEA-eigenen Schutzes zu Schutzauslösungen an Betriebsmitteln führen können. Dies kann auch insbesondere dazu führen, dass VU für Entnahmen entstehen. In Tabelle 5-8 sind die ZVKG für betroffene Entnahmen mit und ohne Berücksichtigung von Schutzversagern des DEA-eigenen Schutzes dargestellt.

Tabelle 5-8: ZVKG für Entnahmen und DEA von Netz I in der Variante "DEA" ohne (Variante 1) und mit (Variante 2) Berücksichtigung von Schutzversagern

NNZ	Q_U in min/a		Differenz
	Variante 1	Variante 2	
E5	6,94	7,01	1,1 %
E6	5,59	5,67	1,3 %
E7	5,59	5,67	1,3 %
E8	5,59	5,67	1,3 %
E9	10,59	10,67	0,7 %
E10	10,59	10,67	0,7 %
E11	10,59	10,67	0,7 %
E12	10,59	10,67	0,7 %
E13	10,28	10,35	0,7 %

Es ist ersichtlich, dass sich die Steigerungen der Nichtverfügbarkeit selbst unter den getroffenen Worst-Case-Annahmen im Maximum mit 1,3 % hier als gering herausstellen. Dieser Effekt wird daher bei den Zuverlässigkeitsanalysen von realen NS- und MS-Netzen vernachlässigt.

5.2.4 Einfluss von Energiespeichern

Der Einsatz von ENS wird hier in der Art betrachtet, dass diese bei Störung eines ONT das betroffene unterlagerte NS-Netz versorgen können (Inselnetzversorgung, vgl. Abschnitt 3.3.5). Da der ENS bei einer ONS-/ONT-Störung das gesamte unterlagerte NS-Netz versorgen können soll, muss der NVP US-seitig platziert werden. In Abbildung 5-11 ist exemplarisch Netz I mit der Erweiterung eines LI-ENS dargestellt.

In [41] sind für verschiedene Stationsarten (Mast, Kompakt etc.) Reparaturdauern für Transformatoren hinterlegt. Die Reparaturdauern betragen z. T. $T > 100$ h. Aufgrund der niedrigen realen SAIDI-Werte insbesondere aus deutschen NS-Netzen (vgl. Abschnitt 2.4.1) und aufgrund der fälligen Pönalen liegt hier nahe, dass bei einer ONS/ONT-Störung eine entsprechende Wiederversorgung durch Netzersatzaggregate mit einer wesentlich geringeren Dauer vorgenommen wird. Erfahrungswerte für die Dauer T_{NEA} vom Störungseintritt bis zur Wiederversorgung durch das NEA liegen im Bereich von $T_{NEA} = 4 \dots 6$ h. Der Einsatz eines ENS würde daher in realen Anwendungsfällen für diese Dauer notwendig sein. In den hier betrachteten ZVB von Netz I zur Analyse des Einsatzes von ENS ist $T_{NEA} = 4$ h angesetzt worden.

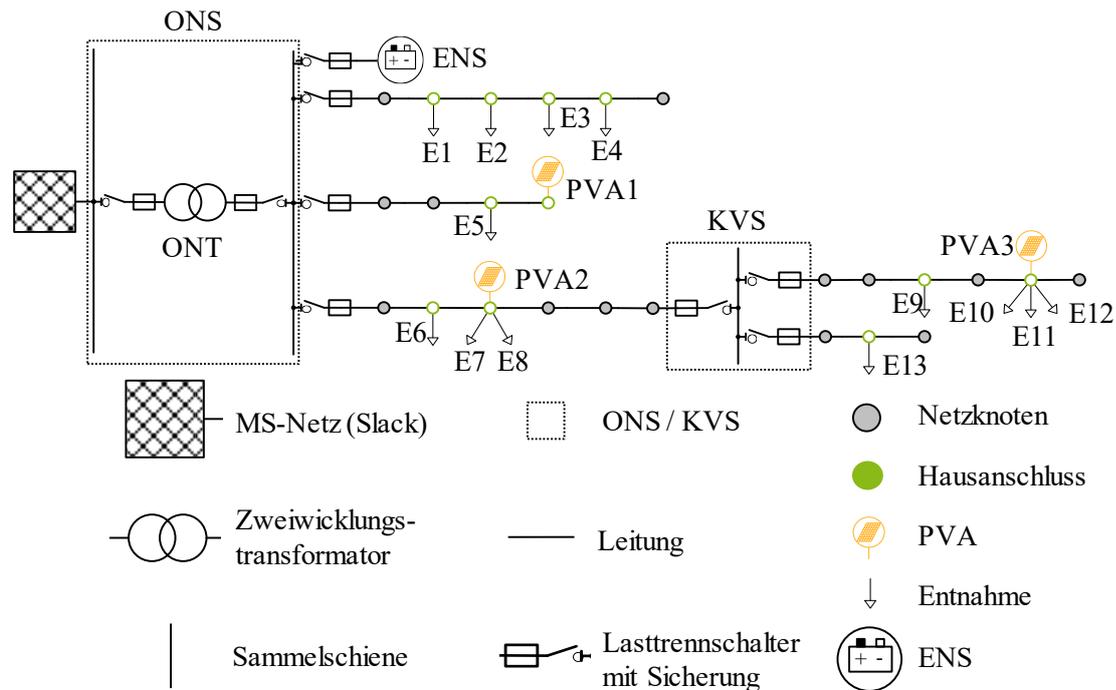


Abbildung 5-11: Netz I (NS) mit ENS zur Wiederversorgung bei einer ONT-Störung

Zur Einordnung der Ergebnisse sind zunächst in der folgenden Abbildung 5-12 die ZVKG H_U und Q_U je Entnahme dargestellt. Die Ergebnisse sind unterteilt nach dem Komponententyp, dessen Störung den jeweiligen Beitrag zur ZVKG ausgelöst hat. Unter der Bezeichnung „Leitung“ sind bspw. alle Störungen zu verstehen, die eine Leitung betroffen haben und bei der jeweiligen Entnahme zu einer VU geführt haben. Dies sind mindestens alle Leitungen im AB der Entnahme, aber ggf. auch vorgelagerte Leitungen (hier bei Entnahmen E 9 bis E 13).

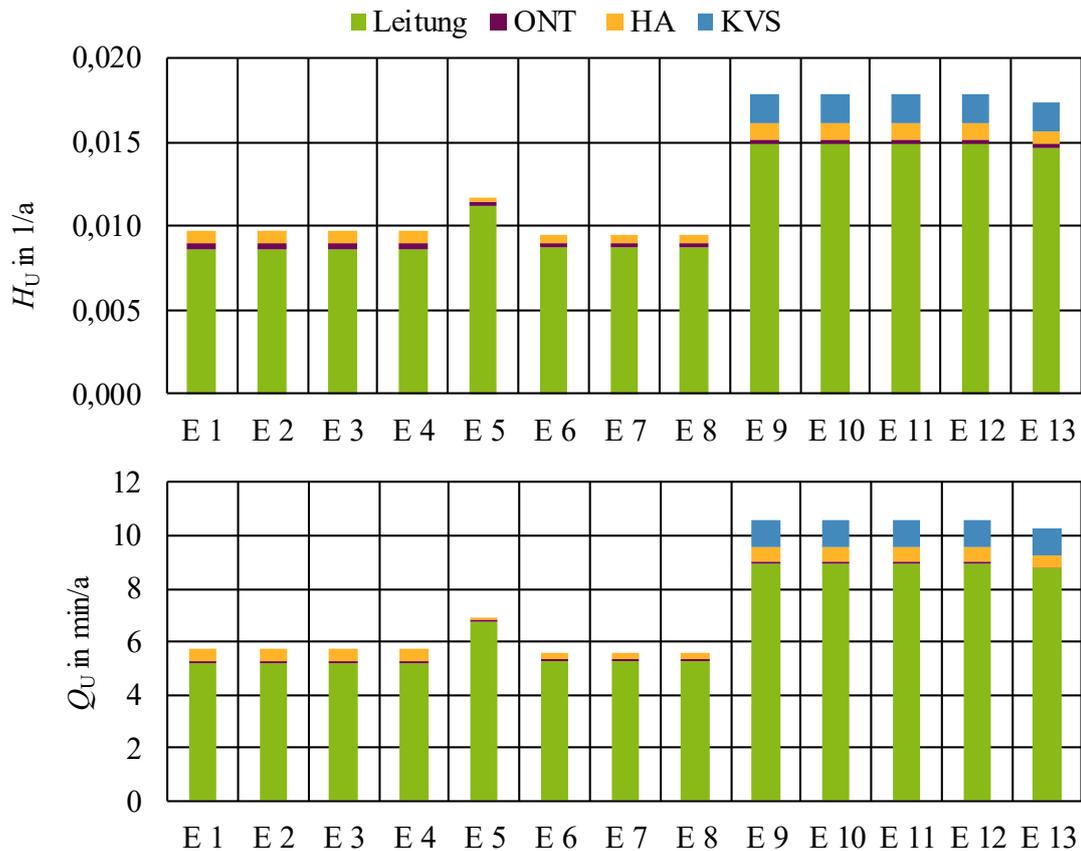


Abbildung 5-12: H_U und Q_U für Netz I (NS) im Grundfall (ohne ENS)

Es wird zunächst ersichtlich, dass der Beitrag von Transformatorstörungen zu H_U über alle Entnahmen gering ist (im Mittel 2,5 %); hier sind die Leitungsstörungen dominierend (mit Mittel 88,2 % an H_U). Bei Q_U sinkt der Anteil der Transformatorstörungen (im Mittel 1 % über alle Entnahmen), da die Dauer bis zur Wiederversorgung durch ein NEA mit 4 h deutlich geringer ist als die angenommene Reparaturdauer von Leitungen mit 10 h.

Durch den hier angenommenen Einsatz eines ENS kann der Anteil von Transformatorstörungen verringert werden. Maximal können jedoch lediglich die vorgenannten Anteile reduziert werden. Zudem muss berücksichtigt werden, dass ENS selbst von Störungen betroffen sein können (vgl. Abschnitt 3.3). Bei einer überlappenden Störung von ENS und ONT wäre also das Netz unversorgt.

Für das vorliegende Netz muss der ENS eine Anschlussleistung von $P_{ENS} = 86$ kW besitzen. Basierend auf den ZVKD in [41] und den in Abschnitt 3.3.5 ermittelten ZVKD für ENS (Annahme: $P_{ENS} = 100$ kW) ist in Tabelle 5-9 die Berechnung der Wahrscheinlichkeit einer überlappenden Störung nach [133, S. 200 f.] enthalten. Die ONT-ZVKD sind dem MS-Netztyp „10 kV, kompensiert betrieben“ (vgl. Tabelle 9-3) entnommen und hinsichtlich der Aus-Dauer auf $T_{NEA} = 4$ h begrenzt.

Tabelle 5-9: Kenndaten der überlappenden Störung aus LI-ENS und ONT

Ereignis	Mittlere Ausfallhäufigkeit in 1/a	Mittlere Aus-Dauer in h	Mittlere Wahrscheinlichkeit in min/a
ENS-Störung	4,6	1,38	380
ONT-Störung (UNE)	0,00016	4	0,0384
Überlappende Störung	0,000000452	1,03	0,000028

Die mittlere Wahrscheinlichkeit einer überlappenden Störung beträgt 0,000028 min/a. Durch den Einsatz eines ENS sinkt also die Wahrscheinlichkeit einer netzweiten Störung um 99,93 %. Die Auswirkungen des Einsatzes von ENS auf den *SAIDI* des Netzes sind in Tabelle 5-10 dargestellt.

Tabelle 5-10: *SAIDI* für NS 1 in Variante Grundfall und ENS

ZVKG	Variante	Wert	Einheit
<i>SAIDI</i>	NS 1 (Grundfall)	7,62707	min/a
	NS 1 (ENS)	7,55507	

Entsprechend der eingehenden Betrachtungen zu ENS beträgt die Verringerung des *SAIDI* durch den Einsatz eines ENS bei einer ONT-Störung ca. 1 %, obwohl die Auswirkungen auf die Entnahmen durch den ONT-Ausfall nahezu vollständig kompensiert werden können. Dieser Zusammenhang entsteht insbesondere durch das Dominieren der Leitungsstörungen auf die ZVKG der Entnahmen. Es wird abgeleitet, dass der Einsatz eines ENS bei einem ONT-Ausfall einen sehr geringen erhöhenden Einfluss auf die Zuverlässigkeit des unterlagerten Netzes hat.

5.2.5 Einfluss von flexiblen Lasten

Der Einsatz von FL (vgl. Abschnitt 3.4) wird anhand eines exemplarischen MS-Netzes untersucht, das zu diesem Zweck um zwei Entnahmen (EFZ-LS) erweitert wird. Das exemplarische Netz ist in Abbildung 5-13.

Zur Analyse des Einsatzes wird die Planungsprämisse der ($n-1$)-zuverlässigen Anbindung von Entnahmen vernachlässigt. Je flexibler Last beträgt $P_{FL} = 0,5$ MW. Als rNNS in der ZVB wird hier (ausschließlich) der Starklastfall angenommen. Als Annahme für beide FL wird $P_{FL} / P_{Inst,LS} = 100$ % verwendet; die FL sind also vollständig flexibilisierbar. Als maximale Verschiebungsdauer wird jeweils $T_{FL} = 4$ h angenommen.

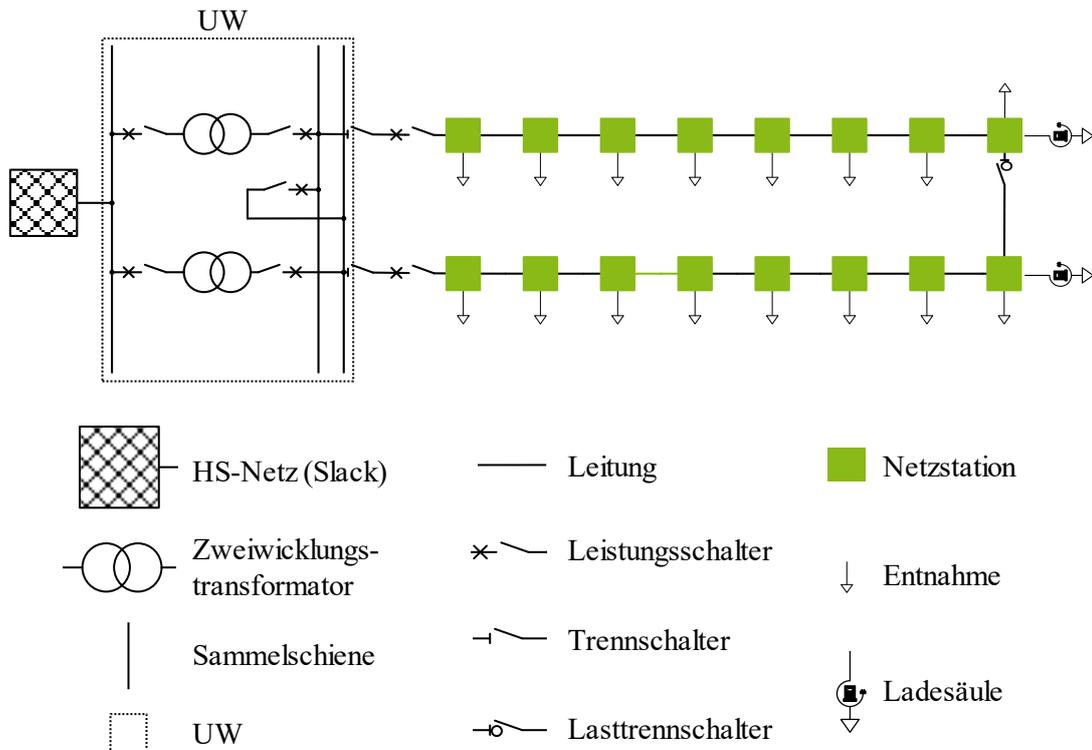


Abbildung 5-13: Netz II (MS, Typ „10 kV, kompensiert betrieben“) mit EFZ-LS als FL

Im Ist-Zustand (ohne Einsatz der Flexibilisierung) ergibt sich für das exemplarische Netz, das einen urbanen Netzbereich mit vergleichsweise geringen Leitungslängen aufweist, ein $ASIDI = 1,95$ min/a. Durch die Reduktion von VU sowohl für die FL selbst als auch von weiteren Entnahmen, die sonst durch GWV erhöhte Nichtverfügbarkeiten aufweisen würden, ergibt sich mit Einsatz der FL ein $ASIDI = 1,84$ min/a. Es werden durch FL nur bei SK VU vermieden, bei denen Schalthandlungen möglich sind. Ebenso müssen bei diesen SK die Reparaturdauern der beteiligten Komponenten T_{Rep} maximal die Dauer T_{FL} der flexiblen Lasten betragen. Dies ist nur bei wenigen SK der Fall (beim Netztyp „10 kV, kompensiert betrieben“ insbesondere bei Stationsstörungen, vgl. ZVKD in Abschnitt 9.3.5). Bei den anderen MS-Netztypen sind nach den vorliegenden ZVKD Reparaturdauern häufig deutlich höher. Mit einem Anstieg von T_{FL} ist natürlich eine Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit des Netzbereichs verbunden; jedoch können die hier eingesetzten Parameter mit $P_{FL} / P_{Inst,LS} = 100$ % und $T_{FL} = 4$ h bereits als umfangreich eingeschätzt werden.

Aufgrund der Analyseergebnisse und insbesondere aufgrund der (in der Praxis unüblichen) Prämisse der Vernachlässigung der $(n-1)$ -Zuverlässigkeit für Entnahmen kann der Einfluss der FL auf die Versorgungszuverlässigkeit höchstens in komplexeren Netzstrukturen oder höherdimensionalen Störungen ($n_{Komp,SK} > 1$), die wieder einer niedrigen Eintrittswahrscheinlichkeit unterliegen, begrenzt werden. Es wird daher abgeleitet, dass FL hinsichtlich der Entwicklung der Versorgungszuverlässigkeit eine marginale Rolle spielen.

5.2.6 Schlussfolgerungen

Aus den Prinzipanalysen (vgl. Abschnitte 5.2.1 - 5.2.5) lassen sich mehrere Entwicklungen hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit in NS- und MS-Netzen ableiten. Der Ersatz von Leitungen (Leitungstausch) durch neue Leitungen hat einen positiven Einfluss auf die Zuverlässigkeit in den analysierten Netzebenen, falls hier Leitungstypen mit geringeren Ausfallraten als die bestehenden verwendet werden (bspw. Ersatz von Papier-Masse- durch VPE-/PVC-Kabel). Auch das Verlegen von neuen Abgängen hat (trotz Erhöhung des Umfangs der Betriebsmittel im Netz) einen positiven Einfluss. Die Verringerung der Pönnalen nach dem Q-Element bildet jedoch nur einen geringen Anteil der jeweiligen Netzausbaukosten ab; die Erhöhung der Zuverlässigkeit kann für die untersuchten NAM daher als begleitender Effekt von notwendigem Netzausbau zur Anpassung der Netze an zukünftige Netzaufgaben gesehen werden.

Bei DEA-Ausfällen kann es vorkommen, dass der DEA-eigene Schutz versagt und durch Schutzgeräte im angrenzenden Auslösebereich angeregt werden, sodass es zu höheren Nichtverfügbarkeiten von NNZ in diesem Auslösebereich kommt (vgl. Abschnitt 5.2.3). Aufgrund der geringen Auswirkungen dieses Effektes wird dieser in den folgenden Analysen von realen NS- und MS-Netzen jedoch vernachlässigt. Ebenso werden die Einflüsse von ENS (vgl. Abschnitt 5.2.4) und FL (vgl. Abschnitt 5.2.5) aufgrund der geringen Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit (ENS) bzw. der Abweichung von gängigen Planungs- und Betriebsgrundsätzen für NS- und MS-Netze (FL) bei der Analyse der Entwicklung von realen NS- und MS-Netzen nicht weiter verfolgt.

5.3 Niederspannungsnetz mit Strahlenstruktur und niedriger Lastdichte (NS 1)

Im ersten Exempel eines realen Netzes wird ein ländliches NS-Netz mit Strahlennetzstruktur untersucht.

5.3.1 Vorstellung des Netzes

Bereits im Ist-Netz (vgl. Abbildung 5-14) sind 3 PVA ($P_{PVA,Inst,Ges} = 74 \text{ kW}$) sowie 13 Entnahmen ($P_{HH,GHD,Ges} = 78 \text{ kW}$) vorhanden und eine geringe Lastdichte (Verhältnis der Anzahl von Hausanschlüssen (HA) zur gesamten Leitungslänge, hier $v_{n_{HA},Ltg} = 8,6 \text{ 1/km}$) ist vorherrschend.

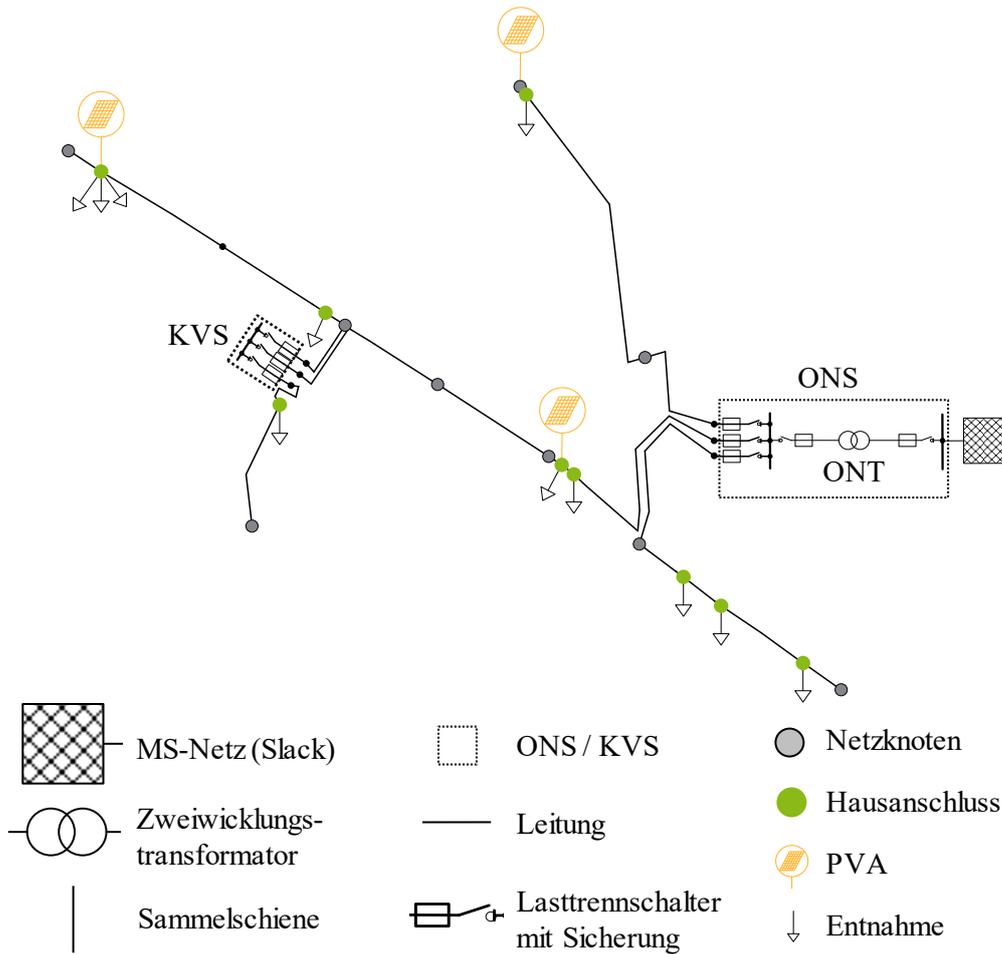


Abbildung 5-14: Lageorientierte Darstellung von NS 1, Ist (ONS, KVS schematisch dargestellt)

Das NS-Netz ist über eine ONS ($S_{\text{ONT}} = 160 \text{ kVA}$) mit dem angrenzenden MS-Netz ($U_n = 10 \text{ kV}$) verbunden. Bei einer gesamten Leitungslänge von $l_{\text{Ges}} = 1,52 \text{ km}$ ist ein Freileitungsanteil $v_{\text{FLTG}} = 43,3 \%$ vorhanden. Die verlegten Kabel sind aus PVC-Kabel.

5.3.2 Szenarien und Zielnetzplanung

Mit Hilfe der Szenariobildung (vgl. Abschnitt 5.1.2) werden für das Jahr 2050 verschiedene Szenarien auf NS 1 regionalisiert. Die resultierenden Szenariowerte sind in Tabelle 5-11 enthalten.

Tabelle 5-11: Ist- und Szenariowerte (P_{Inst}) für NS 1

P_{Inst}	Ist		Sz_A (2050)		Sz_B (2050)	
	DEA	Entnahme	DEA	Entnahme	DEA	Entnahme
PVA	74		195		195	
HH, GHD		78		78		78
EFZ		0		0		495

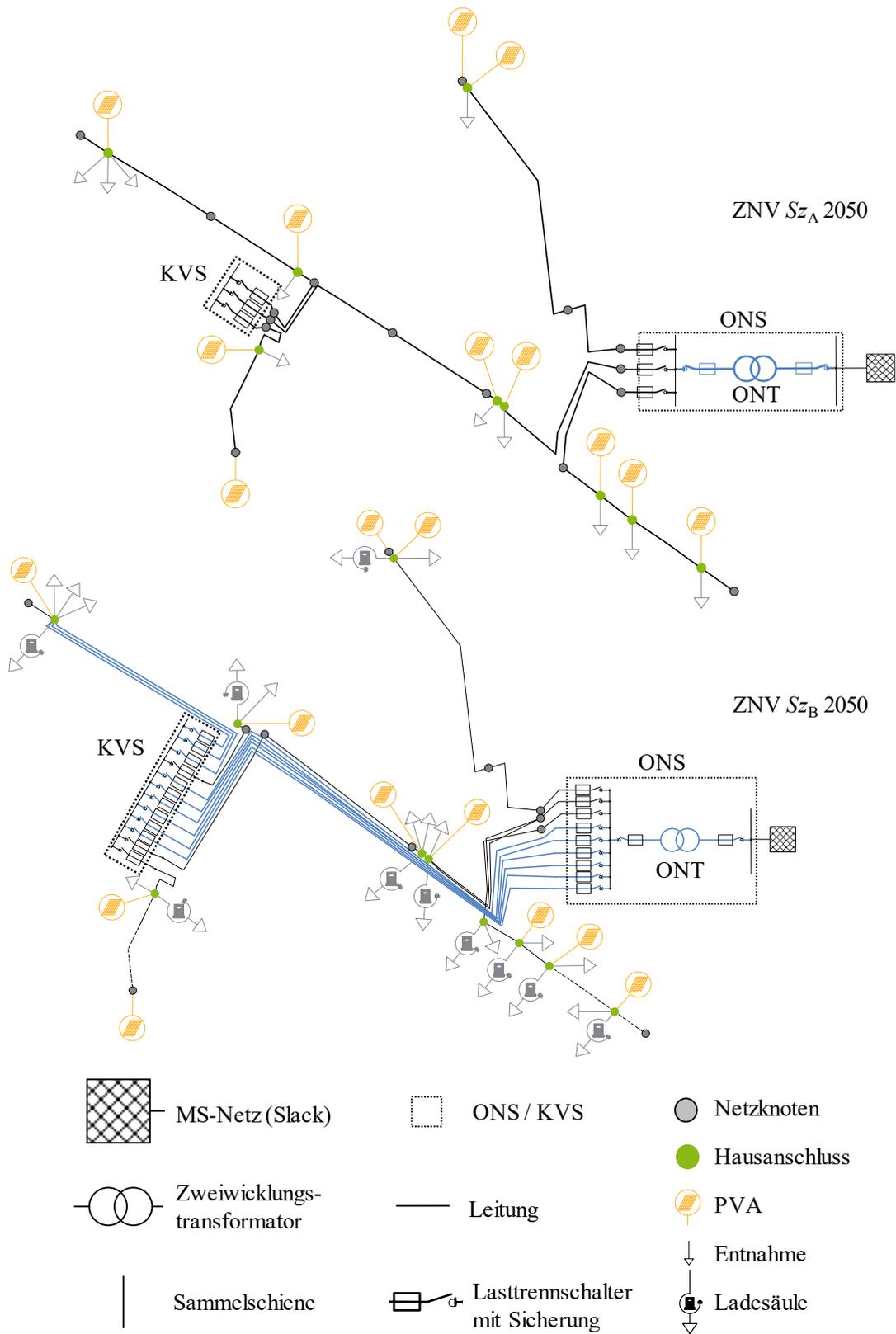


Abbildung 5-15: ZNV von NS 1 mit konv. NAM (blau) für Sz_A in 2050 und Sz_B in 2050

Die Änderungen der zukünftigen Netzaufgabe verursachen NAM im Netz. Die ZNV mit den jeweils vorgenommenen NAM zur Anpassung an die zukünftige Netzaufgabe sind in Abbildung 5-15 enthalten.

In Sz_A ist für die Aufnahme der PVA-Leistung lediglich der Einbau eines ONT mit höherer Bemessungsscheinleistung S_{ONT} erforderlich. Daneben sind keine NAM erforderlich.

In Sz_B ergibt sich durch die deutliche Zunahme von EFZ ein wesentlich umfangreicherer Netzausbaubedarf; hier ist neben dem Einbau eines ONT mit höherer Bemessungsscheinleistung S_{ONT} die Verlegung von zusätzlichen PVC-Leitungen im Netz erforderlich. Die gesamte Leitungslänge steigt von $l_{Ges,Ist} = 1,516$ km auf $l_{Ges,SzB,2050} = 4,921$ km, gleichzeitig sinkt der Freileitungsanteil von $v_{FLTG} = 43,3$ % im Ist-Netz auf lediglich $v_{FLTG} = 5,7$ % in der Netzvariante für Sz_B . Die mittlere Leitungslänge je AB $l_{AB,Mittel}$ steigt um ca. 49 % gegenüber dem Ist-Netz.

5.3.3 Zuverlässigkeitsanalyse

In Abbildung 5-16 ist die mittlere Unterbrechungshäufigkeit H_U je Knoten mit Entnahme und je Netzvariante dargestellt. Durch die Strahlennetzstruktur kommt es weder im Ist-Netz noch in den ZNV zu GWV im Störungsgeschehen ($H_{Üb} = H_{SpG} = 0$ für alle Netzvarianten von NS 1). Die wesentlichen Änderungen gegenüber dem Ist-Netz ergeben sich entsprechend des Ausbaubedarfs in Sz_B .

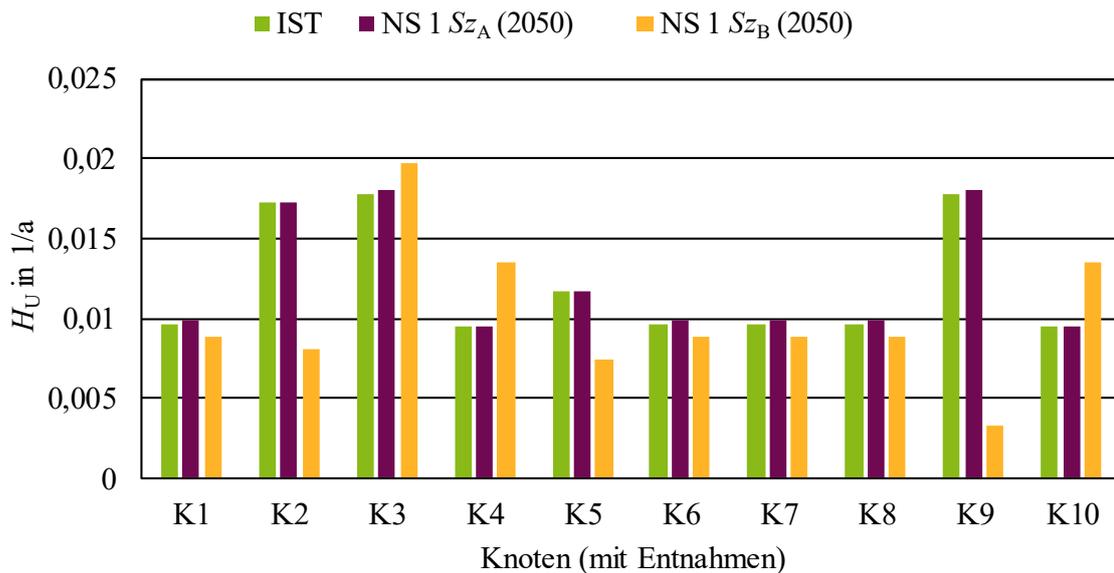


Abbildung 5-16: ZVKG Unterbrechungshäufigkeit H_U je Knoten mit Entnahme

In Sz_B ergeben sich sowohl Erhöhungen als auch Verringerungen von H_U an den Netzknoten. Verringerungen von H_U ergeben sich für Netzknoten, wenn im jeweiligen Auslösbereich ein Leitungstausch durchgeführt wird, bei dem Leitungen mit geringerer Ausfallrate neu verlegt werden (vgl. 5.2.1).

Erhöhungen von H_U entstehen an Netzknoten, zu denen im ausgebauten Zustand mehr (parallele) Leitungen führen und sich für diese Netzknoten damit eine erhöhte Anzahl an Störungen ergibt. Die Steigerung der mittleren Leitungslänge je AB $l_{AB,Mittel}$ wirkt sich steigernd auf die mittleren Unterbrechungshäufigkeiten H_U von Entnahmen im Netz aus. Der sinkende Freileitungsanteil v_{FLTG} hingegen wirkt senkend auf H_U der Entnahmen (vgl. Abschnitt 5.2.1). Ebenso wirkt sich der Anschluss der EFZ auf den $SAIDI$ aus (vgl. Abschnitt 5.2.2). Die Summe der Effekte wirkt hier insgesamt senkend auf den $SAIDI$ in Sz_B gegenüber dem Ist-Netz.

Die entstehenden Auswirkungen auf das Gesamtnetz sind mittels der ZVKG $SAIDI$ und $ASIDI_{DEA}$ in Abbildung 5-17 dargestellt. Im Hinblick auf die Entnahmen ($SAIDI$) ändert sich in Sz_A der $SAIDI$ nur sehr gering, obwohl hier eine deutliche Zunahme von PVA-Anlagen und -Leistung sowie die Erneuerung des ONT enthalten sind. Die geringen Änderungen können auf die veränderten Gewichtungen der NNS durch die veränderte Netzaufgabe zurückgeführt werden. Die ONT-Erneuerung wirkt sich hinsichtlich der ZVKG nicht aus, da entsprechend der ZVKD [41] keine Änderung des Ausfallverhaltens durch die höhere Bemessungsscheinleistung vorliegt. Daneben sind keine weiteren NAM erforderlich, sodass auch hier eine Beeinflussung auf die ZVKD ausgeschlossen werden kann.

Im Vergleich zu den ZVKG Sz_A kann im Zielnetz für Sz_B darauf geschlossen werden, dass hier die getroffenen NAM (Verlegung von zusätzlichen Leitungen) ursächlich sind für die Verbesserung des $SAIDI$. Durch die NAM werden Abgänge und Leitungen je Abgang (je AB) restrukturiert. Aufgrund des großen Einflusses von Leitungsstörungen in NS-Netzen (vgl. Abbildung 2-5) werden diese Änderungen näher analysiert.

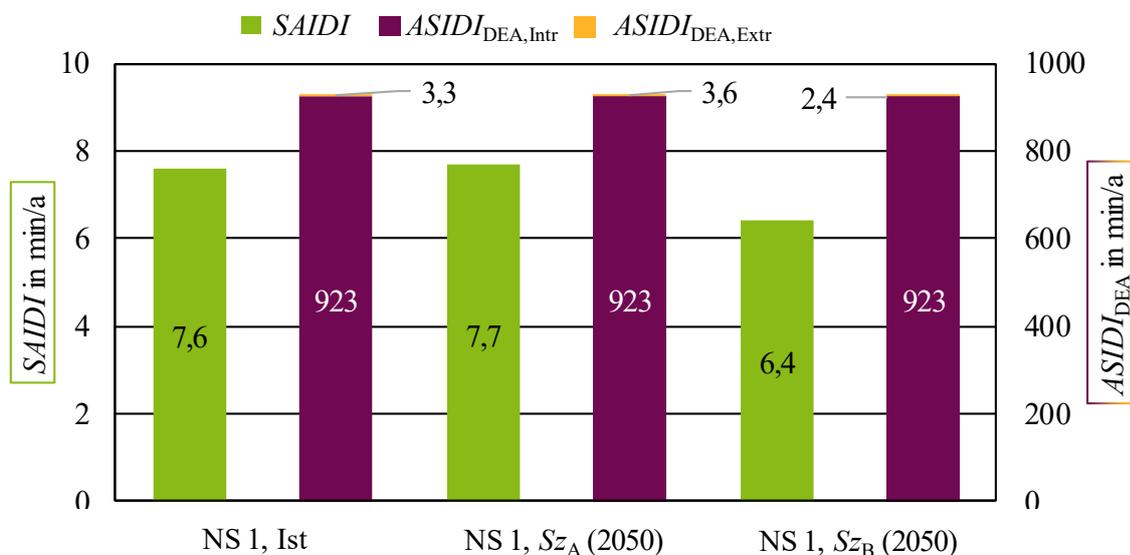


Abbildung 5-17: $SAIDI$, $ASIDI_{DEA,Intr}$ und $ASIDI_{DEA,Extr}$ je Netzvariante von NS 1

Bei der Analyse der ZVKG jeder Netzvariante hinsichtlich der DEA ist auffällig, dass die Werte deutlich höher sind als die jeweiligen *SAIDI*-Werte. Dies ist durch den wesentlichen Anteil von $ASIDI_{DEA,Intr}$, also den intrinsischen Störungen der DEA, begründet, die einen sehr hohen Anteil an den $ASIDI_{DEA}$ -Werten darstellt. Der Wert für $ASIDI_{DEA,Intr}$ bleibt in allen Netzvarianten konstant, da hier ein gleiches Störungsverhalten der PVA angenommen wird. Lediglich der extrinsische Anteil am $ASIDI_{DEA}$ ($ASIDI_{DEA,Extr}$) verändert sich. In Sz_A ist eine Erhöhung des $ASIDI_{DEA,Extr}$ festzustellen, der sich durch die Zunahme der PVA an unterschiedlichen Netzknoten (DEA-NVP-Knoten) und dem damit einhergehenden Einfluss durch die Nichtverfügbarkeiten der DEA-NVP-Knoten erklären lässt. In Sz_B ist $P_{PVA,Inst,Ges}$ sowie die Positionen der PVA-NVP identisch zu Sz_A , dennoch ist hier der $ASIDI_{DEA,Extr}$ niedriger. Dies lässt sich durch die allgemein verbesserte Zuverlässigkeit des Netzes in dieser Variante erklären, die sich auch in der Änderung des *SAIDI* niederschlägt. Ebenso ist auffällig, dass der $ASIDI_{DEA,Extr}$ je Variante deutlich niedriger ist als der *SAIDI*. Neben der unterschiedlichen Berechnungsweise (vgl. Abschnitte 2.6.8, 3.5.2) ist dies auch darauf zurückzuführen, dass extrinsische Ausfälle von Komponenten während (deutlich wahrscheinlicheren) intrinsischen Ausfällen von DEA entstehen können. Dies schlägt sich folglich nicht in Erhöhungen des $ASIDI_{DEA,Extr}$ nieder, sondern ist bereits in der ZVKG $ASIDI_{DEA,Intr}$ berücksichtigt.

Je nach Berechnungsparametern sind Zustandsanalysen für verschieden viele SK innerhalb der ZVB durchzuführen. In Abbildung 5-18 sind die verschiedenen Anzahlen je nach Berechnungsparametern und Netzvariante aufgeführt.

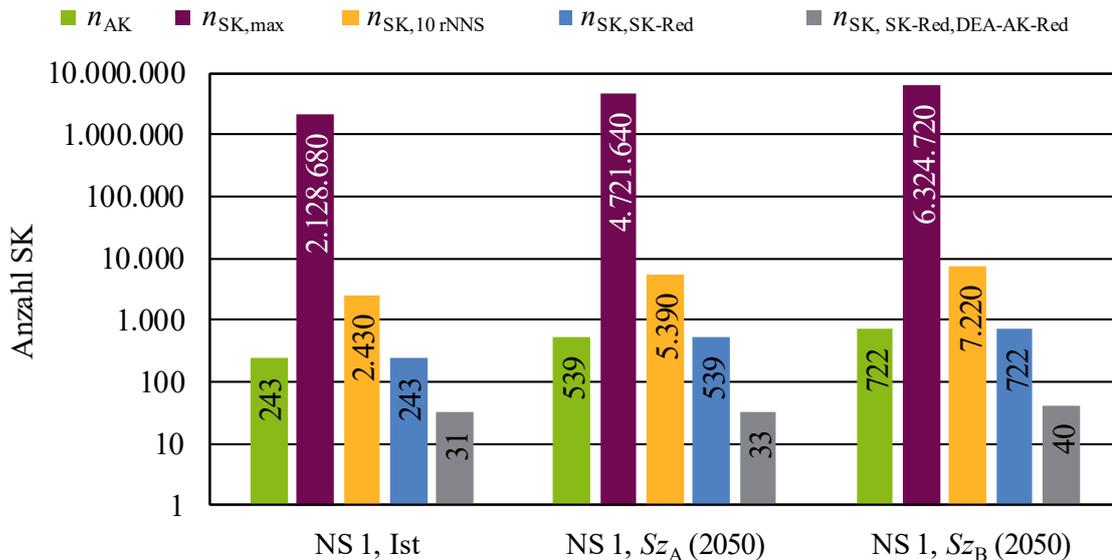


Abbildung 5-18: Logarithmische Darstellung der zu berechnenden SK von NS 1 nach ZNV und Berechnungsart

Die Anzahl von zu berücksichtigenden AK, die sich aus der Berücksichtigung der ZV-Elemente (inkl. DEA-ZV-Elementen) und ZVB-Prämissen ergibt, summiert sich zu $n_{AK} = 243$ bei einer NNS im Ist-Netz. Wird jede NNS in stündlicher Auflösung ($n_{NNS} = 8.760$) berücksichtigt, ergibt sich eine Gesamtzahl zu untersuchender SK zu $n_{SK,max} = 2.128.680$. Durch die Identifikation von 10 rNNS reduziert sich die Anzahl auf $n_{SK,10NNS} = 2.430$. Durch die Voranalyse zur NNS-Reduktion (vgl. Abschnitt 4.3.1), durch die die Zustandsanalyse von SK vernachlässigt werden kann, in denen keine Schalthandlungen möglich sind, ist hier eine weitere Reduktion auf $n_{SK,NNS-Red} = 243$ möglich. Da in keiner AK im Netz Schalthandlungen möglich sind, ist hier $n_{SK,NNS-Red} = n_{AK}$. Diese Reduktion ist hier zulässig, da es sich bei Netz 1 um ein strahlenförmiges Netz handelt. Durch die weitere Reduktion von SK, in denen ausschließlich PVA-ZV-Elemente vorhanden sind (vgl. Abschnitt 4.3.2), reduziert sich die Anzahl der zu untersuchenden SK final auf $n_{SK,NNS-Red,DEA-AK-Red} = 31$. Die geringe Anzahl von SK lässt sich durch die geringe Netzgröße und die geringen Leitungslängen im (NS-)Netz sowie der Filterung von SK mit sehr niedrigen Wahrscheinlichkeiten vor Durchführung von ZVB erklären.

Mit der Analyse von $n_{SK,NNS-Red,DEA-AK-Red} = 31$ SK sind im Hinblick auf die Qualität der Entnahme- und Erzeugung-ZVKG-Bildung keine Einbußen zu verzeichnen, sodass sich durch die gezielte Reduktion von SK gegenüber der Berechnung mit 10 rNNS (ohne SK-Reduktion) ca. 98,7 % der Zustandsanalysen einsparen lassen.

5.4 Niederspannungsnetz mit Randnetzen und hoher Lastdichte (NS 2)

Im zweiten Exempel wird ein NS-Netz mit teils strahlenförmiger Netzstruktur untersucht, in dem Wiederversorgungen nach Schalthandlungen zwischen den vorhandenen ONS-Bereichen möglich sind.

5.4.1 Vorstellung des Netzes

Das Netz ist über 2 ONS mit dem überlagerten MS-Netz ($U_n = 10$ kV) verbunden und verfügt über eine hohe Lastdichte ($v_{n_{HA,Ltg}} = 24,8$ 1/km). Im Ist-Netz (vgl. Abbildung 5-19) sind 125 Entnahmen (davon 0 EFZ) und 10 PVA vorhanden.

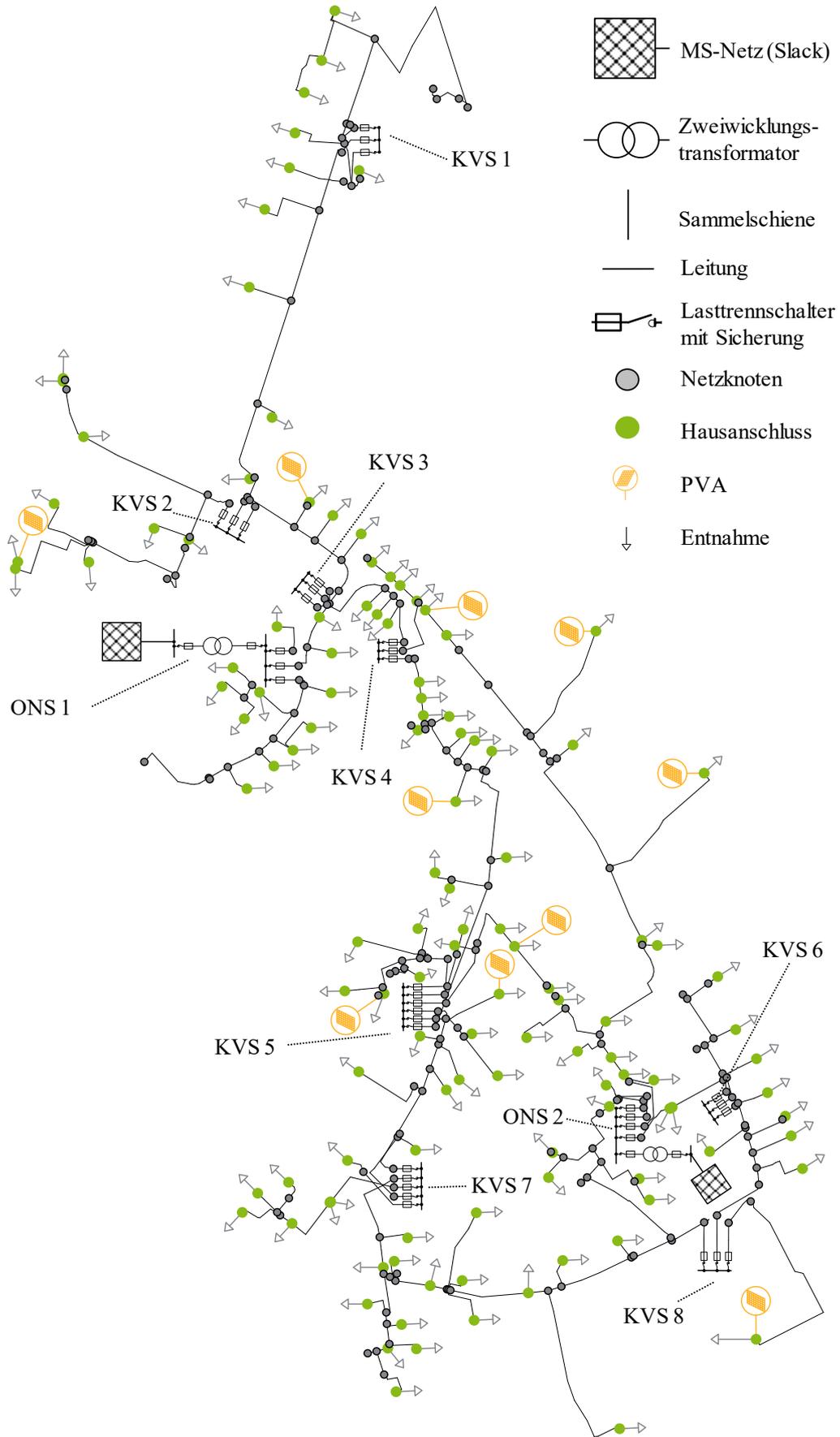


Abbildung 5-19: Lageorientierte Darstellung von NS 2, Ist (ONS, KVS schematisch)

Bei einer gesamten Leitungslänge von $l_{\text{Ges}} = 5,03$ km verfügt das Netz über einen Verkabelungsgrad von 99,7 %. Der Anteil von Papier-Masse-Kabeln an der gesamten Leitungslänge beträgt $v_{\text{PM}} = 11$ %.

5.4.2 Szenarien und Zielnetzplanung

Für das Jahr 2050 werden die Szenarien S_{zA} und S_{zB} auf das Netz NS 2 regionalisiert. Die resultierenden Szenariowerte sind in Tabelle 5-12 enthalten.

Tabelle 5-12: Ist- und Szenariowerte (P_{Inst}) für NS 2

P_{Inst} in kW	Ist		S_{zA} (2050)		S_{zB} (2050)	
	DEA	Entnahme	DEA	Entnahme	DEA	Entnahme
PVA	230		619		619	
BMA	0		73		73	
HH, GHD		239		239		239
EFZ		0		753		3.348

Durch die Zunahme der EFZ erhöht sich die Anzahl der Entnahmen um 13 % auf 141 (S_{zA}) bzw. um 44 % auf 180 (S_{zB}). Die größte Steigerung der installierten Leistungen findet durch die Zunahme von EFZ im S_{zB} statt. Sowohl in S_{zA} als auch in S_{zB} nimmt die installierte Leistung der PVA und der BMA zu.

Die Änderungen der zukünftigen Netzaufgaben verursachen erhebliche NAM zur Vermeidung von GWV sowohl in S_{zA} , insbesondere aber in S_{zB} . Die ZNV mit den jeweils vorgenommenen NAM zur Anpassung an die zukünftige Netzaufgabe sind in Abbildung 5-20 und Abbildung 5-21 enthalten.

In der ZNV für S_{zA} sind sowohl aufgrund der steigenden $P_{\text{Inst,DEA,Ges}}$ der DEA als auch der steigenden $P_{\text{Inst,LS,Ges}}$ der LS für EFZ NAM (Austausch von Leitungen) notwendig. Der Anteil von PVC-Leitungen an der gesamten Leitungslänge v_{PVC} erhöht sich leicht von ca. 88,8 % auf 90,2 %, $l_{\text{AB,Mittel}}$ bleibt nahezu konstant.

In der ZNV für S_{zB} sind aufgrund der anspruchsvolleren Netzaufgabe (vgl. Tabelle 5-12) deutlich mehr NAM sowie auch eine Aufteilung des Netzes von 2 ONS-Bereichen in 5 ONS-Bereiche erforderlich. Durch die NAM erhöht sich v_{PVC} von 88,8 % im Ist-Netz auf 95,2 % im Zielnetz. Gleichzeitig sinkt $l_{\text{AB,Mittel}}$ um 37 % gegenüber dem Ist-Netz.

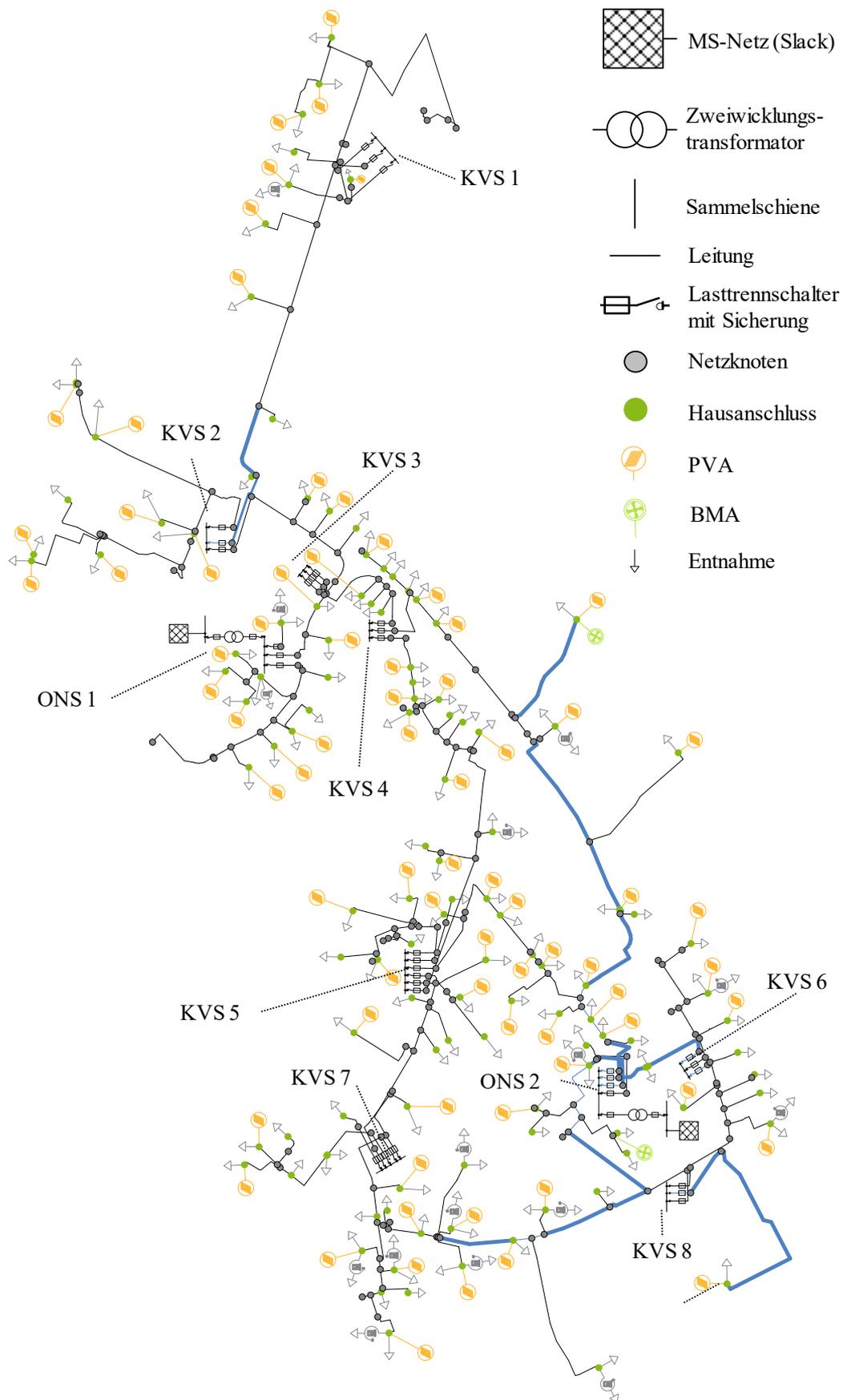


Abbildung 5-20: ZNV von NS 2 mit konv. NAM in S_{ZA} (ONS, KVS schematisch, NAM in blau)

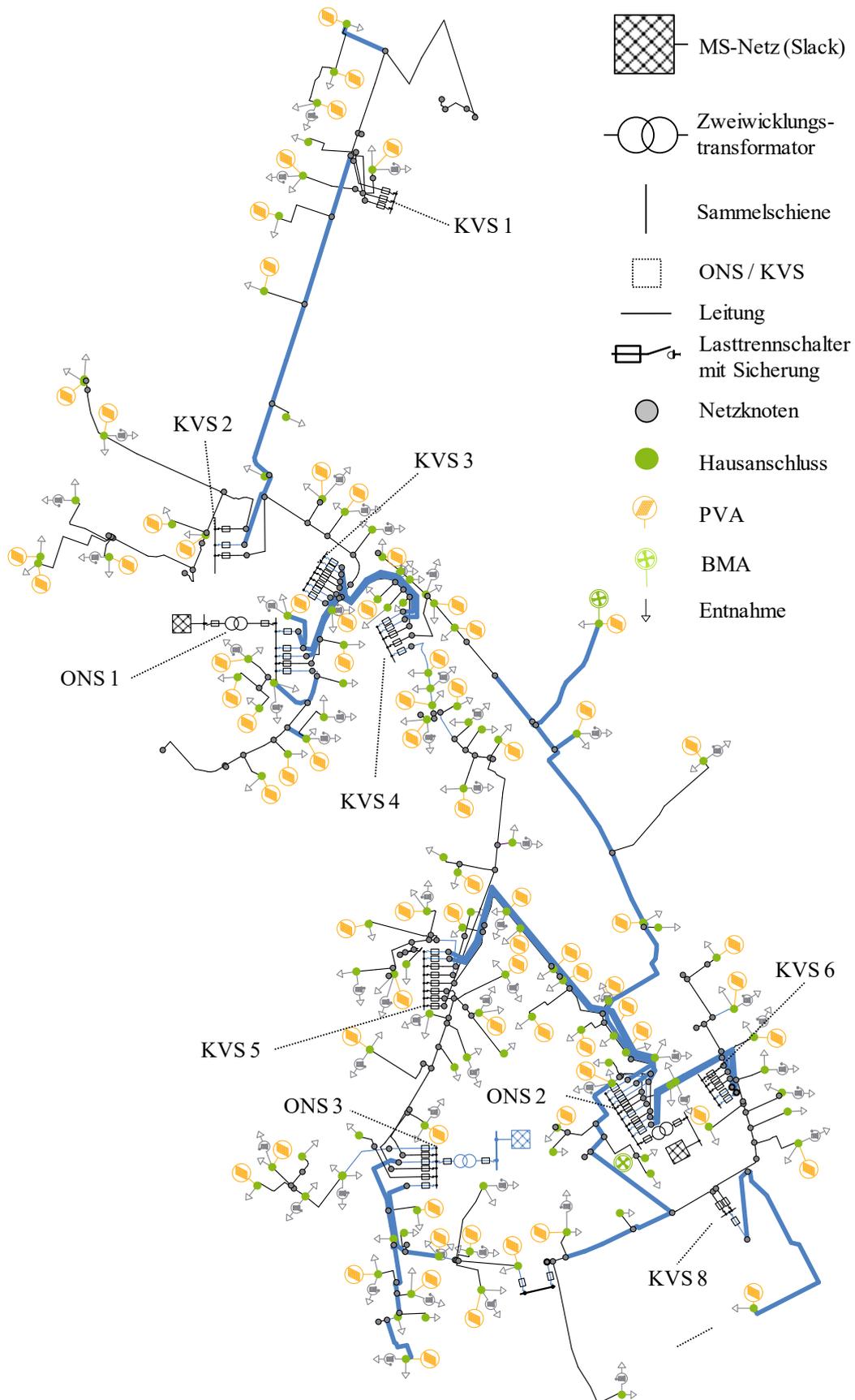


Abbildung 5-21: ZNV von NS 2 mit konv. NAM in SzB (ONS, KVS schematisch, NAM in blau)

5.4.3 Zuverlässigkeitsanalyse

Durch die Netzstruktur (mögliche Schalthandlungen) kommt es im Störungsgeschehen (selten) sowohl zu Überlastungen als auch zu Spannungsbandverletzungen. In der ZNV für Sz_A beträgt $H_{Üb} = 0,00187$ 1/a und $H_{SpG} = 0,0025$ 1/a, in Sz_B beträgt $H_{Üb} = 0,00743$ 1/a und $H_{SpG} = 0,0011$ 1/a. Aufgrund der niedrigen Eintrittshäufigkeit kann hier der Einfluss von GWV auf ZVKG als gering angesehen werden.

In Abbildung 5-22 ist die Änderung der Unterbrechungshäufigkeit $\Delta H_{U,i}$ je Knoten i mit Entnahme (bezogen auf $H_{U,i}$ im Ist-Netz) dargestellt.

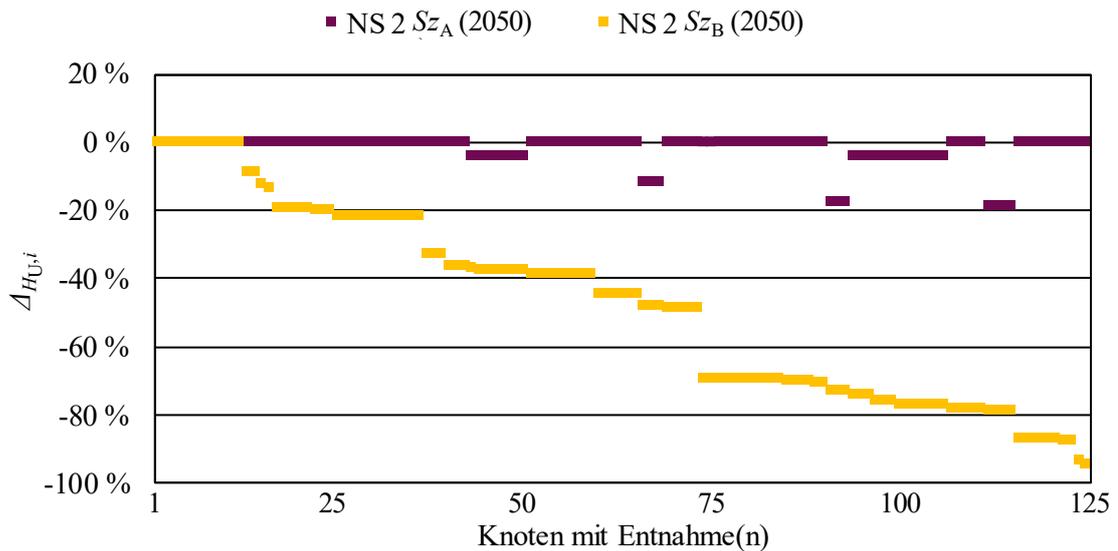


Abbildung 5-22: Änderung der Unterbrechungshäufigkeit $\Delta H_{U,i}$ je Knoten i mit Entnahme in NS 2 in den ZNV für Sz_A (2050) und Sz_B (2050)

Es wird deutlich, dass in beiden ZNV keine Erhöhungen von $H_{U,i}$ auftreten. Die wesentlichen Änderungen gegenüber dem Ist-Netz ergeben sich entsprechend des höheren Ausbaubedarfs in Sz_B . Die z. T. sehr hohen Senkungen von $H_{U,i}$ sind hier hauptsächlich durch die Aufteilung des Netzes von 2 in 5 ONS-Bereiche und die damit einhergehende deutliche Senkung der mittleren Leitungslänge je Abgang $l_{AB,Mittel}$ zu erklären.

Die System-ZVKG $SAIDI$, $ASIDI_{DEA,Intr}$ und $ASIDI_{DEA,Extr}$ sind in Abbildung 5-23 dargestellt. Im Hinblick auf die Entnahmen ($SAIDI$) entsteht im Zielnetz für Sz_A eine marginale Verringerung des $SAIDI$, die auf die Erhöhung von v_{pVC} und den Einfluss des Anschlusses von zusätzlichen EFZ zurückgeführt werden kann. Die deutliche Verringerung des $SAIDI$ im Zielnetz für Sz_B lässt sich auf die weitere Erhöhung von v_{pVC} sowie auf die Verringerung von $l_{AB,Mittel}$ zurückführen.

Der $ASIDI_{DEA,Intr}$ steigt im Zielnetz für Sz_A und Sz_B deutlich an. Hier ist die Zunahme der BMA ursächlich, die deutlich höhere intrinsische Unterbrechungshäufigkeiten aufweisen als PVA (vgl. Abbildung 3-16). Der $ASIDI_{DEA,Extr}$ sinkt in den ZNV für Sz_A und Sz_B , analog zum $SAIDI$. Hier wirkt sich die Positionierung der DEA, aber auch die genannten Effekte hinsichtlich der Entwicklung des $SAIDI$ aus. Wie in NS 1 ist auch hier auffällig, dass der $ASIDI_{DEA,Extr}$ je Variante deutlich niedriger ist als der jeweilige $SAIDI$. Auch hier wird abgeleitet, dass extrinsische Ausfälle von Komponenten während (deutlich wahrscheinlicheren) intrinsischen Ausfällen von DEA entstehen können. Dies schlägt sich folglich nicht in Erhöhungen des $ASIDI_{DEA,Extr}$ nieder, sondern ist bereits in der ZVKG $ASIDI_{DEA,Intr}$ berücksichtigt.

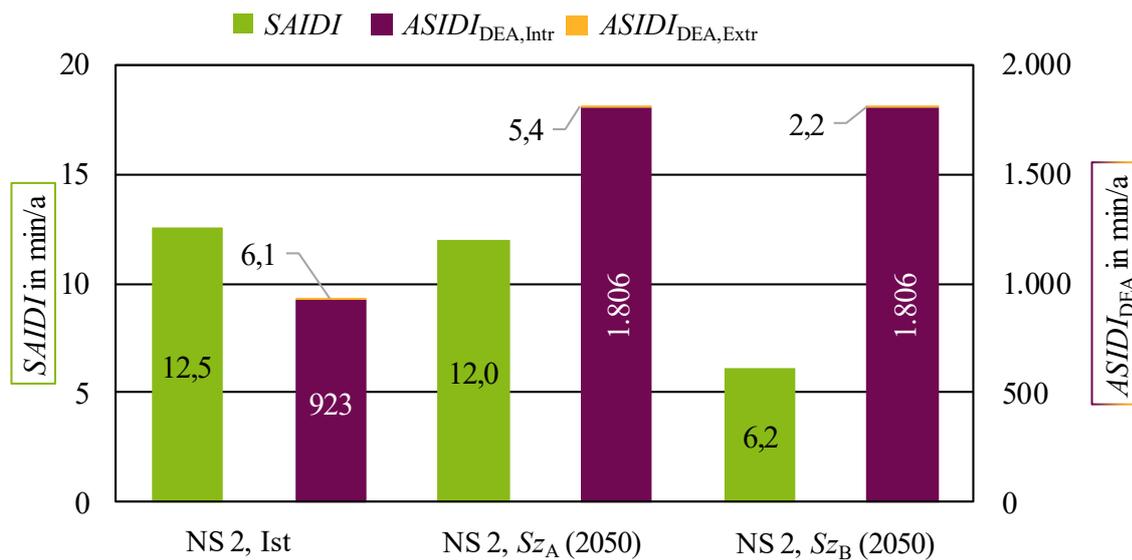


Abbildung 5-23: $SAIDI$, $ASIDI_{DEA,Intr}$ und $ASIDI_{DEA,Extr}$ je Netzvariante von NS 2

Je nach Berechnungsparameter sind verschieden viele SK innerhalb der ZVB zu analysieren. In Abbildung 5-24 sind die verschiedenen Anzahlen für die einzelnen Netzvarianten aufgeführt.

Die Anzahl von zu berücksichtigenden AK, die sich aus der Berücksichtigung der ZV-Elemente und ZVB-Prämissen (inkl. der Berücksichtigung von DEA-AK) ergibt, sind $n_{AK} = 669$ im Ist-Netz. Durch die Berücksichtigung von 10 rNNS erhöht sich die Anzahl auf $n_{SK,10\ rNNS} = 6.690$. Durch die Voranalyse zur NNS-Reduktion, durch die die Zustandsanalyse von SK vernachlässigt werden kann, in denen keine Schalthandlungen möglich sind, ist die Reduktion weitere Reduktion auf $n_{SK,SK-Red} = 3.135$ möglich. Hier ist $n_{AK} \neq n_{SK,SK-Red}$ (im Gegensatz zu NS 1, vgl. Abschnitt 5.3.3), da häufig Schalthandlungen zur Wiederversorgung möglich sind.

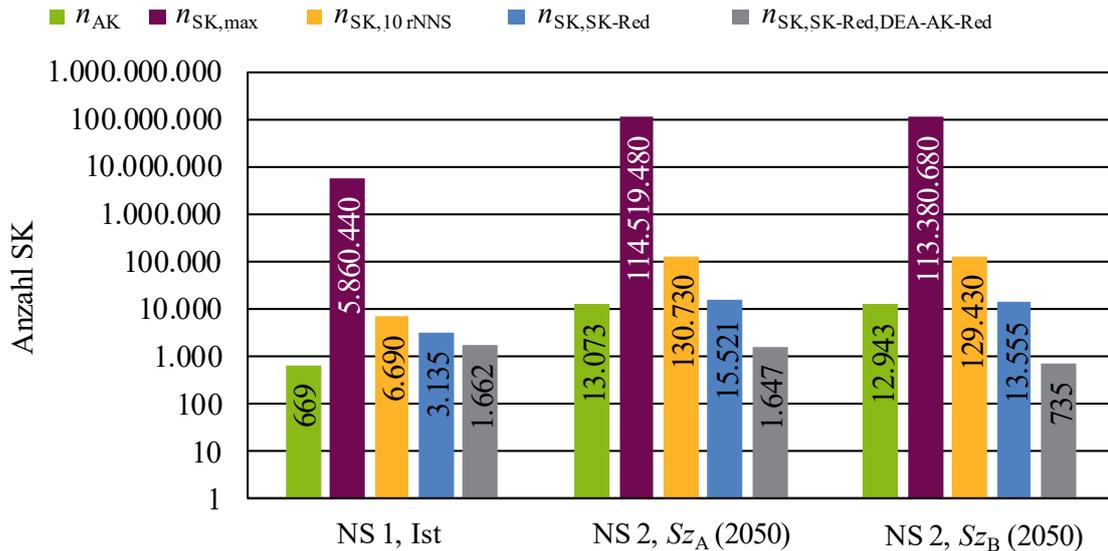


Abbildung 5-24: Logarithmische Darstellung der zu berechnenden SK von NS 2 nach ZNV und Berechnungsart

Durch die weitere Reduktion von SK, in denen ausschließlich DEA-ZV-Elemente vorhanden sind, reduziert sich die Anzahl zu analysierender SK in allen Netzvarianten weiter deutlich. Auffällig ist, dass im Zielnetz für Sz_B $n_{SK,NNS-Red,DEA-AK-Red}$ geringer ist als in Sz_A . Hier liegt die abnehmende Anzahl an möglichen Schalthandlungen, die durch die Aufteilung des Netzes vorgenommen wird, zugrunde.

Durch die Reduktionen ist es möglich, gegenüber der ZVB mit 10 rNNS für jede AK Zustandsanalysen für ca. 91 % (im Mittel über die Netzvarianten) der zu untersuchenden SK auszulassen und die Berechnungszeit dadurch bei gleichbleibender ZVKG-Ergebnisgüte erheblich zu verringern.

5.5 Mittelspannungsnetz mit Ringnetzstruktur (MS 1)

Im dritten Exempel wird ein ländlich-vorstädtisches MS-Netz in Ringnetzstruktur (offen betriebene Halbringe) mit vereinzelt Stichenbindungen untersucht.

5.5.1 Vorstellung des Netzes

Im Ist-Netz (vgl. Abbildung 5-25) sind ist eine installierte DEA-Leistung von $P_{Inst,DEA,Ges} = 3$ MW) sowie eine angeschlossene Entnahme-Leistung von $P_{HH,GHD,Ges} = 28,2$ MW vorhanden.

Bei einer gesamten Leitungslänge von $l_{Ges} = 118,8$ km liegt ein Freileitungsanteil von $v_{FLTG} = 2,9$ % und ein Anteil von Papier-Masse-Kabeln an der gesamten Leitungslänge von $v_{PM} = 28,8$ % vor.

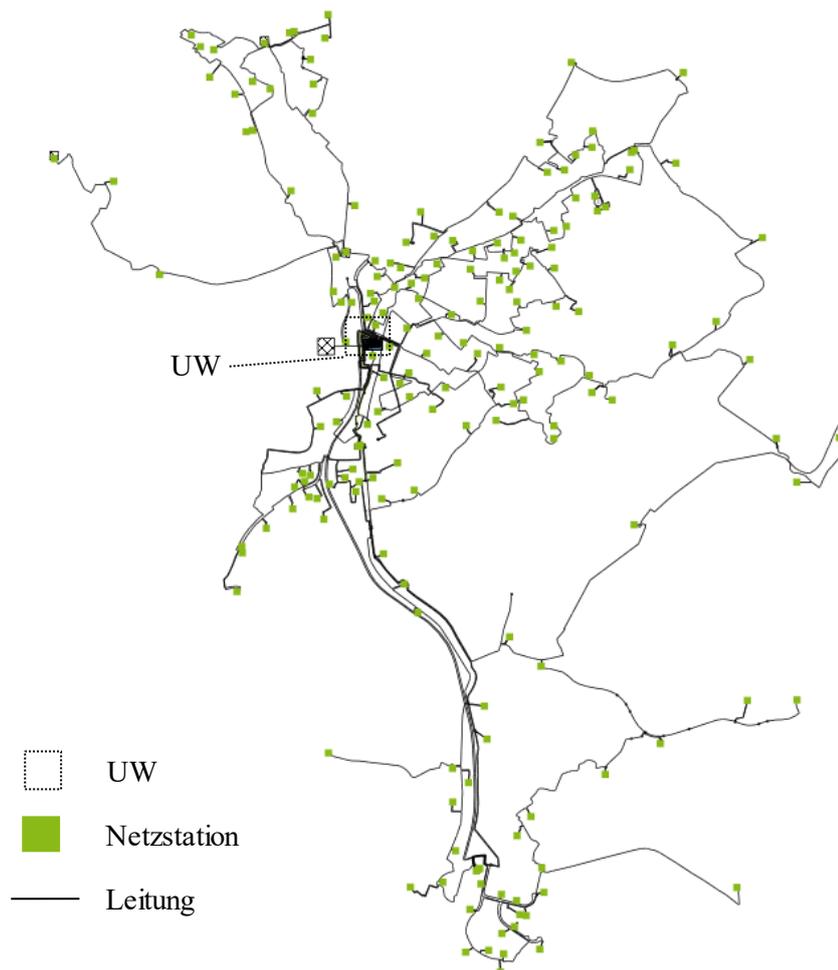


Abbildung 5-25: Lageorientierte Darstellung von MS 1 (UW schematisch)

5.5.2 Szenarien und Zielnetzplanung

Mit Hilfe der Szenariobildung (vgl. Abschnitt 5.1.2) werden für das Jahr 2050 verschiedene Szenarien auf MS 1 regionalisiert. Die resultierenden Szenariowerte sind in Tabelle 5-13 enthalten.

Tabelle 5-13: Ist- und Szenariowerte (P_{Inst}) für MS 1

P_{Inst} in MW	Ist		S_{zA} (2050)		S_{zB} (2050)	
	DEA	Entnahme	DEA	Entnahme	DEA	Entnahme
PVA (NS)	1,1		5,2		5,2	
PVA (MS)	0,4		1,1		1,1	
BMA (MS)	0,0		3,2		3,2	
WKA (MS)	1,5		3,2		3,2	
HH, GHD		28,2		28,2		28,2
EFZ		0,0		1,5		18,3
Σ	3,0	28,2	12,7	29,7	12,7	46,5

Die Änderungen der zukünftigen Netzaufgaben verursachen sowohl in S_{zA} als auch in S_{zB} NAM im Netz. Die ZNV mit den jeweils vorgenommenen NAM zur Anpassung an die zukünftige Netzaufgabe sind in Abbildung 5-26 und Abbildung 5-27 enthalten.

In S_{zA} ist aufgrund erhöhter DEA-Leistung einer WKA die Verlegung eines neuen Abgangs (parallele VPE-Kabel) notwendig. Daneben ist ein geringer Leitungsaustausch in einem anderen Netzbereich notwendig. Der Anteil v_{VPE} steigt leicht von 68,3 % auf 69,7 %, v_{PM} sinkt leicht von 28,8 % auf 27,5 %, v_{FLTG} von 2,9 % auf 2,8 %. Die mittlere Leitungslänge je Auslösebereich $l_{AB,Mittel}$ steigt leicht von 4,57 km auf 4,61 km.

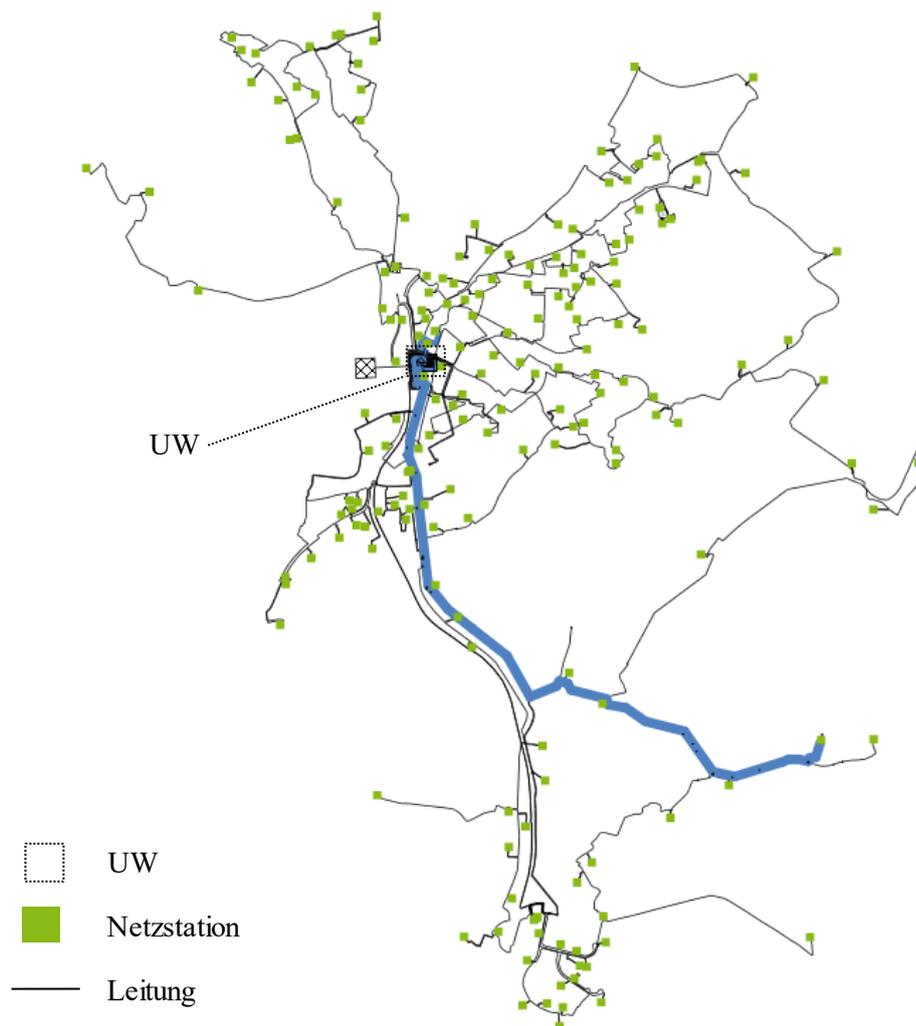


Abbildung 5-26: ZNV von MS 1 mit konv. NAM in S_{zA} (UW schematisch, NAM in blau)

In S_{zB} sind erheblich mehr NAM notwendig; dazu zählen sowohl der Leitungs austausch als auch Trennstellenverlagerungen. Durch die NAM steigt v_{VPE} deutlich von 68,3 % auf 79,1 %. v_{FLTG} sinkt von 2,9 % auf 2,8 % und v_{PM} sinkt von 28,8 % auf 18,1 %. Die mittlere Leitungslänge je Auslösbereich $l_{AB,Mittel}$ steigt (analog zu S_{zA}) leicht von 4,57 km auf 4,61 km.

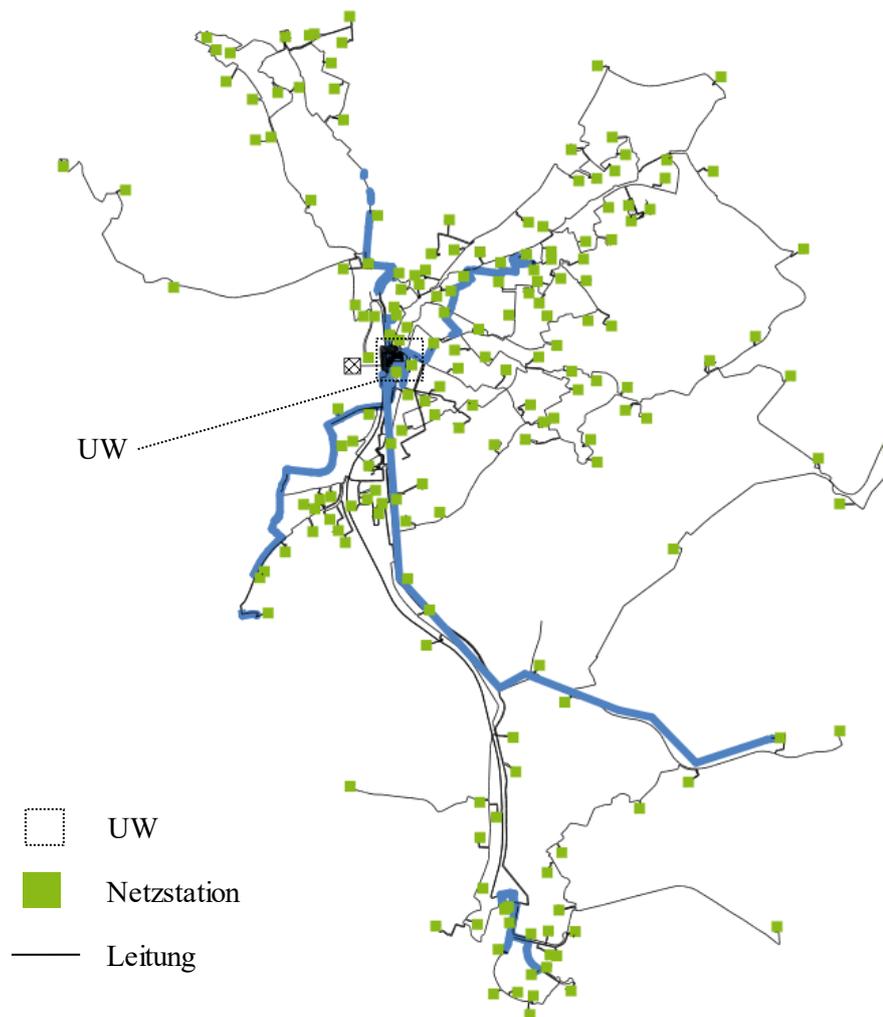


Abbildung 5-27: ZNV von MS 1 mit konv. NAM in S_{zB} (UW schematisch, NAM in blau)

5.5.3 Zuverlässigkeitsanalyse

In Abbildung 5-28 ist die Änderung der Unterbrechungshäufigkeit $\Delta H_{U,i}$ je Knoten i mit Entnahme (bezogen auf $H_{U,i}$ im Ist-Netz) dargestellt.

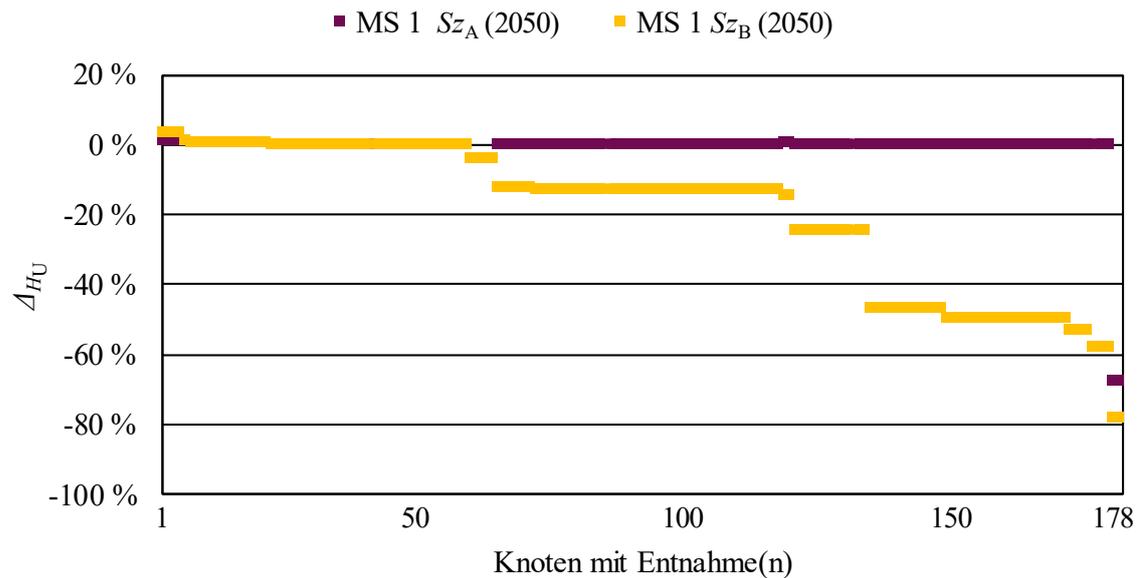


Abbildung 5-28: Änderung der Unterbrechungshäufigkeit $\Delta H_{U,i}$ je Knoten i mit Entnahme in MS 1 in den ZNV für Sz_A (2050) und Sz_B (2050)

In Sz_A treten geringe Änderungen von H_U durch die insgesamt geringen NAM auf. In Sz_B treten durch den höheren Umfang der NAM bei etwa der Hälfte der Knoten z. T. deutliche Senkungen von H_U (ca. 19 % im Mittel über alle Knoten) auf. Die Senkungen sind vornehmlich in der Erhöhung des Anteils von VPE-Kabeln v_{VPE} von 68,3 % im Ist-Netz auf 79,1 % im Zielnetz (Sz_B) zu erklären.

Die System-ZVKG $ASIDI$, $ASIDI_{DEA,Intr}$ und $ASIDI_{DEA,Extr}$ sind in Abbildung 5-29 dargestellt. Im Hinblick auf die Entnahmen entsteht im Zielnetz für Sz_A eine geringe Verringerung des $ASIDI$, die auf die Erhöhung von v_{VPE} , den Einfluss des Anschlusses von zusätzlichen EFZ sowie auf die Verlegung des neuen Abgangs zurückgeführt werden kann. Die deutliche Verringerung des $ASIDI$ im Zielnetz für Sz_B entsteht durch die weitere Erhöhung von v_{VPE} .

Der $ASIDI_{DEA,Intr}$ steigt im Zielnetz für Sz_A und Sz_B an. Hier ist die Zunahme der BMA ursächlich. Über alle Varianten ist der $ASIDI_{DEA,Intr}$ deutlich höher als die korrespondierenden Werte für NS 1 und NS 2. Dies lässt sich durch die WKA in MS 1 erklären, die im Vergleich zu den DEA in NS 1 und NS 2 deutlich höherer intrinsische Nichtverfügbarkeiten aufweisen (vgl. Abbildung 3-16). Der $ASIDI_{DEA,Extr}$ steigt in den ZNV für Sz_A und Sz_B .

Da die Zuverlässigkeit des Netzes sowohl in Sz_A als auch in Sz_B für die Entnahmen steigt, ist die Steigerung von $ASIDI_{DEA,Extr}$ auf die Positionierung der DEA-NVP zurück zu führen, die (im Mittel) an Netzknoten mit höherer Nichtverfügbarkeit angeschlossen werden. Im Ist-Netz sind vergleichsweise wenige DEA angeschlossen; bei der deutlichen Zunahme im Sz_A gleicht sich der $ASIDI_{DEA,Extr}$ dem $ASIDI$ des Netzes für Entnahmen an.

Analog zu NS 1 und NS 2 kommt auch hier zum Tragen, dass der $ASIDI_{DEA,Extr}$ je Variante deutlich niedriger ist als der jeweilige $ASIDI$. Auch hier wird abgeleitet, dass extrinsische Ausfälle von Komponenten während (deutlich wahrscheinlicheren) intrinsischen Ausfällen von DEA entstehen können. Dies schlägt sich folglich nicht in Erhöhungen des $ASIDI_{DEA,Extr}$ nieder, sondern ist bereits in der ZVKG $ASIDI_{DEA,Intr}$ berücksichtigt.

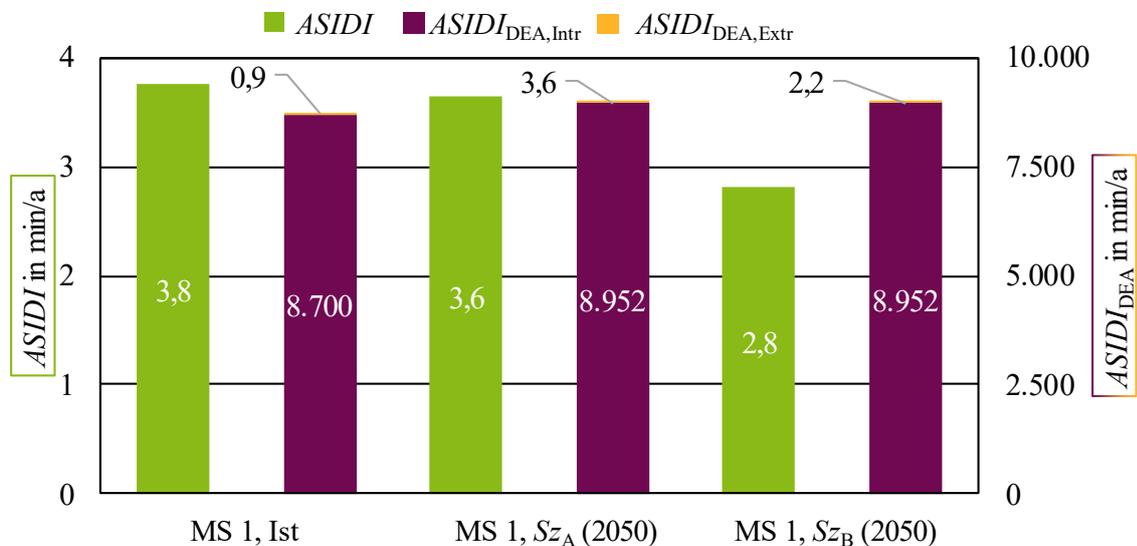


Abbildung 5-29: $ASIDI$, $ASIDI_{DEA,Intr}$ und $ASIDI_{DEA,Extr}$ je Netzvariante von MS 1

Je nach Berechnungsparameter sind verschieden viele SK innerhalb der ZVB durchzuführen. In Abbildung 5-30 sind die verschiedenen Anzahlen für die einzelnen Netzvarianten aufgeführt.

Die Anzahl von zu berücksichtigenden AK, die sich aus der Berücksichtigung der ZV-Elemente und ZVB-Prämissen (inkl. der Berücksichtigung von DEA-ZV-Elementen) ergibt, sind $n_{AK} = 959$ im Ist-Netz. Durch die Berücksichtigung von 10 rNNS erhöht sich die Anzahl auf $n_{SK,10\ rNNS} = 9.590$. Durch die Voranalyse zur NNS-Reduktion, durch die die Zustandsanalyse von SK vernachlässigt werden kann, in denen keine Schalthandlungen möglich sind, ist die Reduktion auf $n_{SK,SK-Red} = 4.127$ möglich. Hier ist ebenso wie in NS 2 $n_{AK} \neq n_{SK,SK-Red}$, da häufig Schalthandlungen zur Wiederversorgung möglich sind.

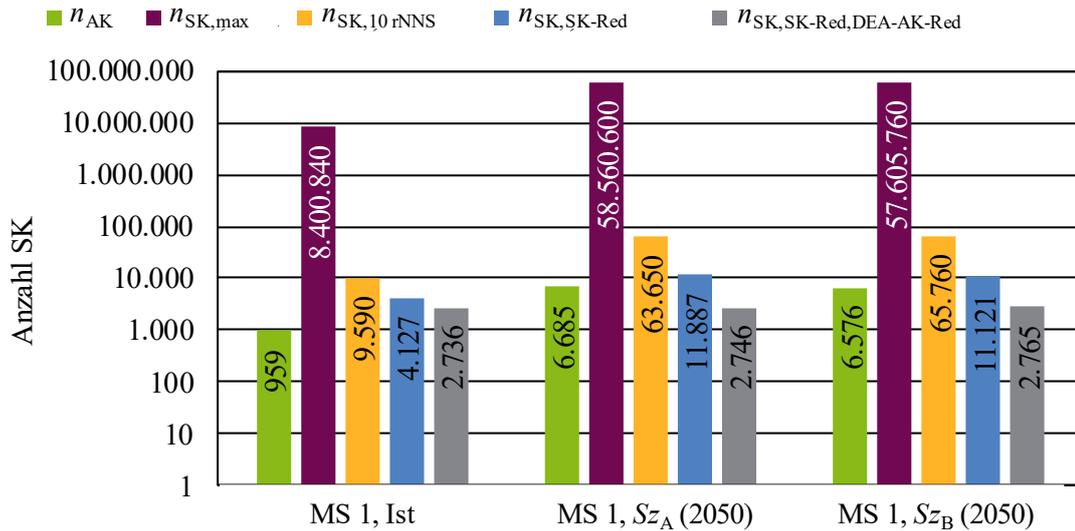


Abbildung 5-30: Logarithmische Darstellung der zu berechnenden SK von MS 1 nach ZNV und Berechnungsart

Durch die weitere Reduktion von SK, in denen ausschließlich DEA-ZV-Elemente vorhanden sind, reduziert sich die Anzahl zu analysierender SK in allen Netzvarianten weiter deutlich. Durch die Reduktionen ist es möglich, gegenüber der ZVB mit 10 rNNS für jede AK Zustandsanalysen für ca. 88 % im Mittel über die Netzvarianten der zu untersuchenden SK auszulassen und die Berechnungszeit bei gleichbleibender ZVKG-Ergebnisgüte zu verringern.

5.6 Vergleichende Bewertung²⁰

Zur quantitativen Analyse der Entwicklung der Zuverlässigkeit werden (inkl. der bereits vorgestellten Netze) 9 NS- und 2 MS-Netze untersucht (vgl. Tabelle 9-28 für Netzstrukturdaten).

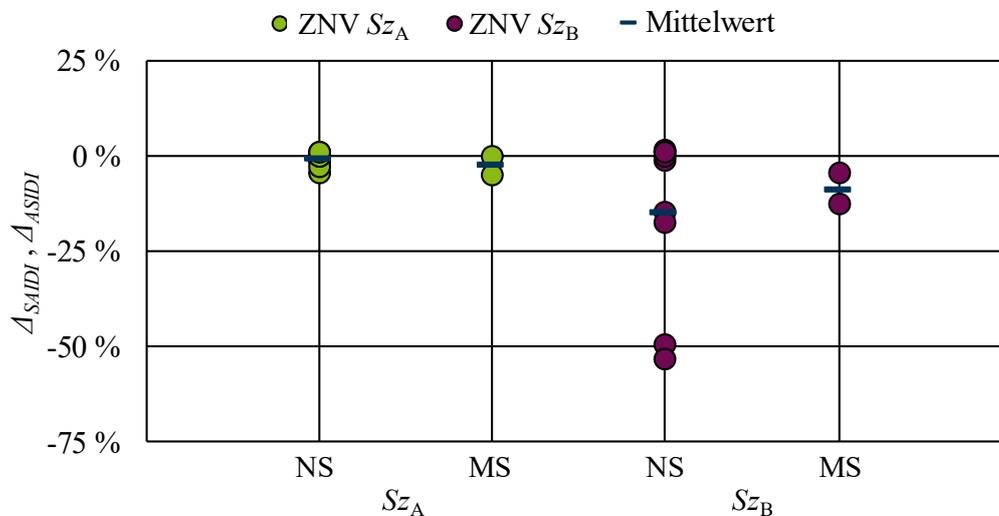


Abbildung 5-31: Prozentuale Änderung der System-Versorgungszuverlässigkeit Δ_{SAIDI} (NS) und Δ_{ASIDI} (MS) der ZNV für Sz_A und Sz_B gegenüber den jeweiligen Ist-Netzvarianten

²⁰ Teile dieses Abschnitts sind durch den Verfasser bereits veröffentlicht worden in [XV, S. 134-145] und werden hier in erweiterter Form dargestellt.

In Abbildung 5-31 sind die Änderungen der System-ZVKG hinsichtlich der Versorgungszuverlässigkeit (Änderung des $SAIDI$ für NS-Netze bzw. des $ASIDI$ für MS-Netze) je Szenario für 2050 dargestellt.

Die Mittelwerte von Δ_{SAIDI} und Δ_{ASIDI} über die Spannungsebenen und Szenarien bewegen sich in der Spanne von -0,7 % bis -14,6 %. Die Versorgungszuverlässigkeit der untersuchten Netzvarianten steigt also im Mittel über alle ZNV. In vereinzelt ZNV kommt es jedoch auch zu geringen Reduktionen der Versorgungszuverlässigkeit. Dies lässt sich auf den Effekt des Anschlusses von zusätzlichen EFZ (vgl. Abschnitt 5.2.2) zurückführen. Die deutlichen Senkungen von bis zu ca. 53 % (Δ_{SAIDI}) entstehen durch den Einfluss der NAM und der Restrukturierungen im Rahmen der Zielnetzplanungen (vgl. Abschnitte 5.3.3, 5.4.3, 5.5.3). Die deutlichsten Senkungen treten analog zum erhöhten Umfang von NAM und Restrukturierungen in den ZNV für Sz_B hervor.

Die Entwicklung des $ASIDI_{DEA}$ je ZNV und Szenario ist in Abbildung 5-32 dargestellt.

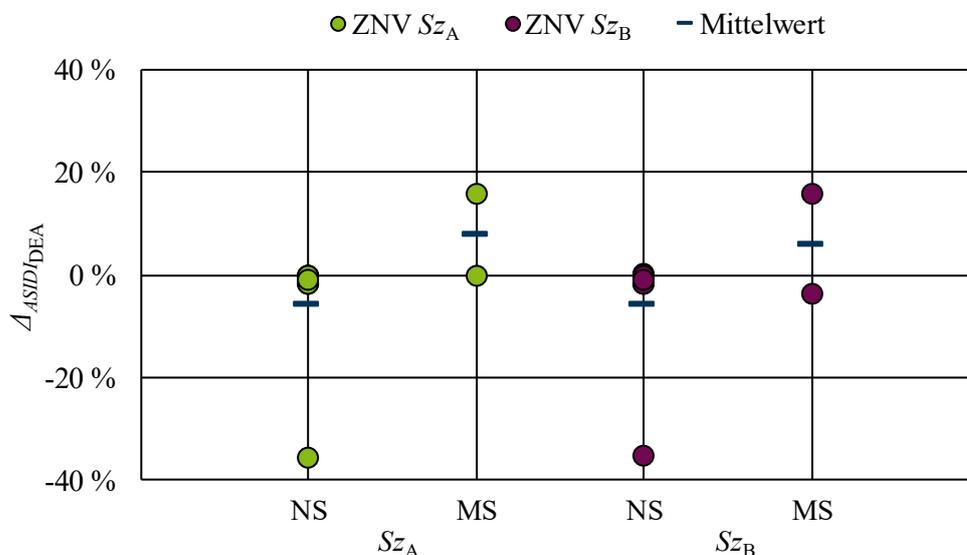


Abbildung 5-32: Prozentuale Änderung der System-Erzeugungszuverlässigkeit $\Delta_{ASIDI_{DEA}}$ der ZNV für Sz_A und Sz_B gegenüber den jeweiligen Ist-Netzvarianten

Die Änderungen des $ASIDI_{DEA}$ in den ZNV ergeben sich hauptsächlich durch die Berücksichtigung von weiteren DEA-Technologien, die gegenüber den DEA in den jeweiligen Ist-Netzvarianten ein anderes Störungsverhalten (vgl. Abbildung 3-16) aufweisen. Bei der Entwicklung des $ASIDI_{DEA}$ ist der erhebliche Anteil der intrinsischen Störungen jeweils zu beachten. Während in NS-Netzen PVA dominant sind, werden in MS-Netzen auch WKA und BMA angeschlossen, die (gegenüber PVA) hohe intrinsische Nichtverfügbarkeiten aufweisen (vgl. Abbildung 3-16); dies führt zu Steigerungen des $ASIDI_{DEA}$. Die Entwicklung des extrinsischen Anteils am $ASIDI_{DEA}$ gegenüber der jeweiligen Ist-Netzvariante ist in Abbildung 5-33 dargestellt.

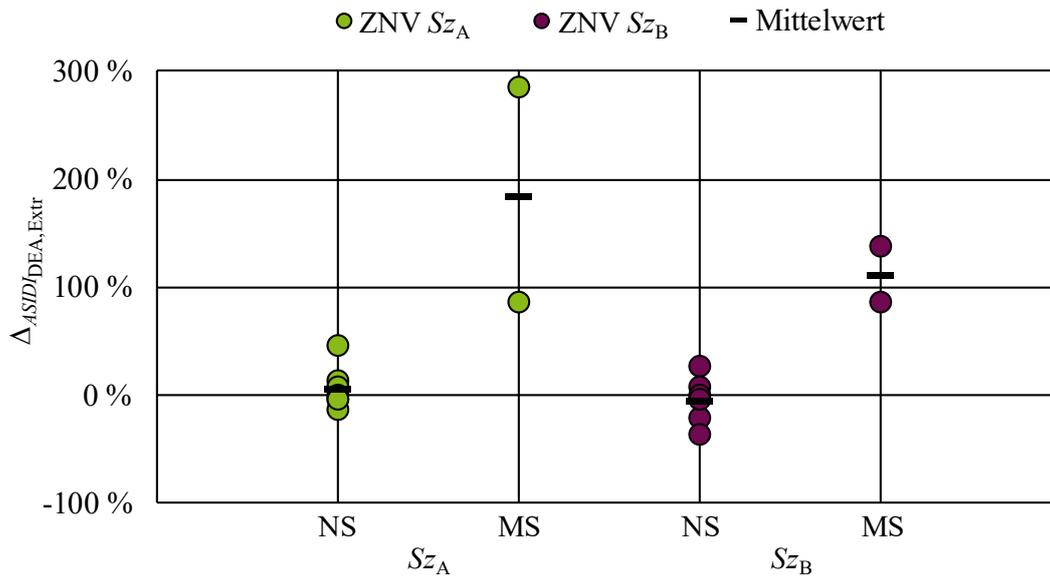


Abbildung 5-33: Prozentuale Änderung von $ASIDI_{DEA,Extr}$ der ZNV für Sz_A und Sz_B gegenüber den jeweiligen Ist-Netzvarianten

Es ist auffällig, dass in beiden Szenarien sowohl Senkungen als auch z. T. deutliche Erhöhungen des $ASIDI_{DEA,Extr}$ gegenüber der jeweiligen Ist-Netzvariante auftreten. Die Erhöhungen (v. A. der MS-Netze, vgl. Abschnitt 5.5.3) lassen sich durch die deutliche Zunahme der DEA-Anzahl in den Zielnetzvarianten und die damit einhergehende gleichmäßigere Positionierung gegenüber dem Ist-Netz erklären. Durch die Positionierung werden DEA auch in Netzbereichen mit höheren Nichtverfügbarkeiten aufgrund des Störungsgeschehens im Netz angeschlossen. Es lässt sich jedoch ebenso erkennen, dass sowohl für NS- als auch für MS-Netze die jeweiligen Mittelwerte im Sz_B geringer sind. Hierfür sind die höhere Anzahl von NAM und Restrukturierungen ursächlich, die bereits wesentlich die Entwicklung der Versorgungszuverlässigkeit (vgl. Abbildung 5-31) prägen. Der Anteil des $ASIDI_{DEA,Extr}$ am $ASIDI_{DEA}$ beträgt für die dargestellten ZNV zwischen 0,1 und 1,2 %. Für die Entwicklung des $ASIDI_{DEA}$ ist also insbesondere die Entwicklung des $ASIDI_{DEA,Intr}$ wesentlich.

Insgesamt wird deutlich, dass die Entwicklung und die absolute Höhe des $ASIDI_{DEA}$, die sich deutlich von den $SAIDI/ASIDI$ je ZNV unterscheiden (vgl. Abschnitte 5.3.3, 5.4.3, 5.5.3), keinen Einfluss auf die Entwicklung der Versorgungszuverlässigkeit hat (vgl. Abbildung 5-31).

Abschließend wird die Relation von NAK zur Entwicklung der Versorgungszuverlässigkeit diskutiert. Abbildung 5-34 zeigt die relative Änderung des $SAIDI$ (NS) und des $ASIDI$ (MS) gegenüber den jeweiligen NAK (vgl. Abschnitt 9.4) der Netzvariante.

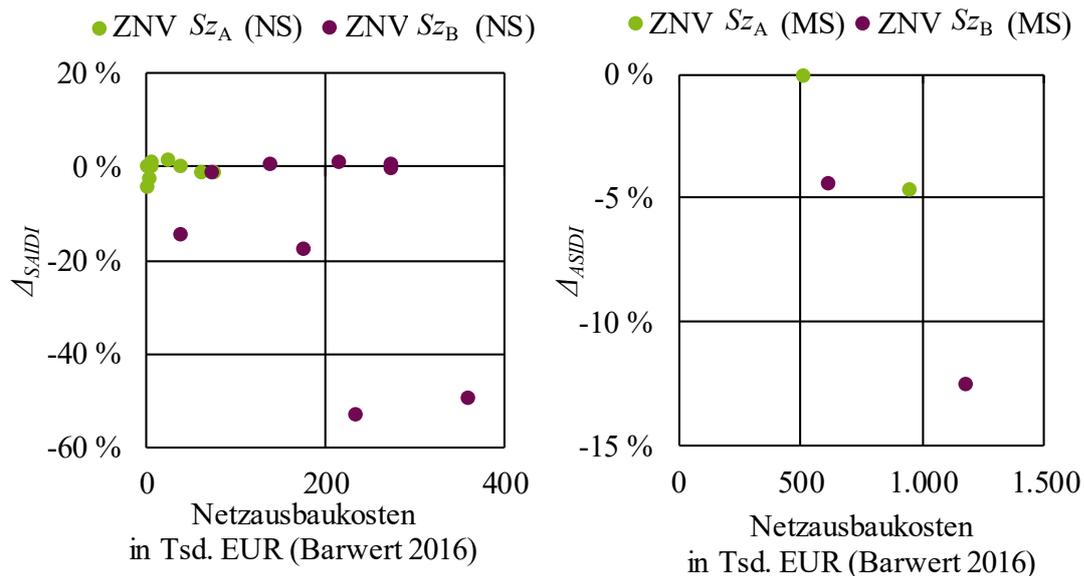


Abbildung 5-34: Prozentuale Änderung des *SAIDI* über NAK für NS-Netze (links) und prozentuale Änderung des *ASIDI* über NAK für MS-Netze (rechts)

Bei ansteigenden NAK ist sowohl eine sinkende Tendenz (NS, MS) als auch ein konstanter Trend (NS) festzustellen. Ursächlich für die Trends sind neben der Positionierung von EFZ insbesondere die Art der NAM und Restrukturierungen. Führen NAM und Restrukturierungen zu Erhöhungen von v_{VPE} und v_{PVC} sowie zu Senkungen von $I_{AB,Mittel}$, ist auch eine Senkung des *SAIDI/ASIDI* festzustellen. Durch den erhöhten Netzausbau im Sz_B ist hier auch in der Tendenz eine stärkere Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit festzustellen. Werden jedoch durch die NAM bestehende PVC-/VPE-Kabel durch PVC-/VPE-Kabel mit höherer Belastbarkeit ausgetauscht, ergibt sich durch die verwendeten ZVKD kein Unterschied im *SAIDI* bzw. *ASIDI*. Daher können Netzvarianten entstehen, die bei höheren Kosten nur geringfügig veränderte *SAIDI*-Werte aufweisen.

6 Grundsätze zu den Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

6.1 Methode zur Ableitung der Grundsätze

Auf Basis der ZVB (vgl. Kapitel 5), die das angenommene Verhalten von NNZ (vgl. Kapitel 3) und der erweiterten ZVB-Verfahren (vgl. Kapitel 4) berücksichtigen, werden im Folgenden Grundsätze zur Entwicklung der zukünftigen Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen abgeleitet.

Die untersuchten NS- und MS-Netze sind hinsichtlich mehrerer Strukturdaten und -eigenschaften repräsentativ (vgl. Abschnitt 5.1); dennoch existiert eine Vielzahl von Netzstrukturen unterschiedlichster Eigenschaften in deutschen Verteilungsnetzen, auf deren zuverlässigkeitstechnische Eigenschaften nicht trivial anhand von exemplarischen ZVA hochgerechnet resp. geschlussfolgert werden kann. Die nachfolgend vorgestellten Grundsätze basieren daher schwerpunktmäßig auf den Prinzipanalysen in Abschnitt 5.2, deren Aussagen lediglich mit der quantitativen Analyse von realen Verteilungsnetzen untermauert wird.

6.2 Vorstellung der Grundsätze²¹

1. Die Berücksichtigung des DEA- und ENS-Betriebs sowie von DEA- und ENS-Störungen induziert sehr geringe bis keine Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit.

DEA- und ENS-Störungen könnten zu Kurzschlussströmen und Schutzauslösungen an Leitungen, ONS und UW im angrenzenden Netzbereich führen. Dies könnte in der Folge zur Erhöhung der Nichtverfügbarkeiten von Entnahmen und Erzeugungen im betroffenen Netzbereich führen. Diese Effekte werden bei funktionalen Schutzeinrichtungen am NVP von DEA und ENS verhindert. Auch eine Erweiterung der Betrachtung um die Ausfallart Schutzversager am NVP von DEA und ENS führt nur zu sehr geringfügigen Erhöhungen der Nichtverfügbarkeiten von Entnahmen.

Hinsichtlich des Leistungsflusses wird durch die Berücksichtigung des Starklastfalls (im Allgemeinen gilt hier $P_{\text{Akt,DEA,kum}} = 0$ MW) bei der Zielnetzplanung sichergestellt, dass die Verteilungsnetze in dieser NNS zulässig (ohne GWV) betrieben werden können. Daher wird geschlussfolgert, dass die stochastische Nichtverfügbarkeit von Erzeugungsleistung der DEA nicht zu Änderungen der ZVKG von NNZ im betroffenen Netzbereich führt.

²¹ Die Grundsätze sind in ähnlicher Form durch den Verfasser in [XV, S. 148-150] veröffentlicht worden und werden hier in einer überarbeiteten und erweiterten Form dargestellt.

Die Berücksichtigung des Betriebs von DEA (auch ENS) im Störungsgeschehen kann in sehr seltenen Fällen ($(n-2)$ -Fälle und höherdimensionale Störungen) die Zuverlässigkeit des betroffenen Netzbereichs hinsichtlich Entnahmen gering verbessern, wenn durch die Erzeugungsleistung GWV, die alternativ zu Nichtverfügbarkeiten von Entnahmen geführt hätten, vermieden werden können.

2. Übliche Planungs- und Betriebsgrundsätze für NS- und MS-Netze auf Basis von konventionellen NAM sind geeignet, um NS- und MS-Netze für die steigende Durchdringung von DEA und FL unter Einhaltung eines hohen Versorgungszuverlässigkeitsniveaus zu ertüchtigen.

Für die Ertüchtigung von NS- und MS-Netzen für ihre zukünftigen Netzaufgaben sind im Rahmen dieser Arbeit gängige Planungs- und Betriebsgrundsätze, die auf der Nutzung von konventionellen NAM basieren (vgl. Abschnitt 2.5), angewendet worden. Die entsprechende Auslegung der Netze durch die Anwendung von auslegungsrelevanten NNS, aber auch die Berücksichtigung von $(n-1)$ -Analysen für Entnahmen in entsprechenden Netzstrukturen, trägt wesentlich dazu bei, das vorliegende Niveau von ZVKG in den analysierten NS- und MS-Netzen beizubehalten.

Bei allen Zielnetzvarianten der analysierten NS- und MS-Netze ist bei Anwendung der üblichen Planungs- und Betriebsgrundsätze entweder ein (zum jeweiligen Ist-Netz) vergleichbares Niveau oder eine deutliche Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit festzustellen.

3. Konventionelle NAM, die zur Integration von DEA und FL notwendig sind, haben potentiell eine deutliche Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit zur Folge.

In NS- und MS-Netzen werden Nichtverfügbarkeiten von Entnahmen überwiegend durch Leitungsstörungen hervorgerufen. Durch NAM, die aus dem Leitungstausch von Papier-Masse-Kabeln und Freileitungen durch VPE- oder PVC-Kabel zur Netzintegration von DEA und EFZ bestehen, können sich die Nichtverfügbarkeiten der Entnahmen, auf die die NAM einen Einfluss haben, stark verringern. Dies sind vorwiegend Entnahmen, die sich im gleichen AB der betroffenen NAM befinden. Ebenso können auch Entnahmen in angrenzenden AB betroffen sein. Auch die Verlegung von weiteren Abgängen mit VPE-/PVC-Kabeln hat einen verringerten Effekt auf die Nichtverfügbarkeiten von Entnahmen, obwohl die gesamte Anzahl an Betriebsmitteln und damit die Störungsanzahl des gesamten Netzgebiets steigt. Bei Durchführung von NAM dieser Art kann auch eine Verringerung der extrinsischen Nichtverfügbarkeiten von DEA und ENS erreicht werden. Insbesondere bei DEA dominieren hinsichtlich der Nichtverfügbarkeiten bei den hier untersuchten Technologien jedoch stark die intrinsischen Nichtverfügbarkeiten, die durch die NAM nicht beeinflusst werden.

4. Die Entnahme-Entwicklungen an einzelnen Netzknoten können einen Effekt auf System-ZVKG haben. Flexible Lasten haben erst ab hohen Leistungswerten potentiell Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit.

Unabhängig von der Entwicklung von Erzeugung und NAM verändert der Anschluss von neuen Entnahmen (bspw. EFZ) an Netzknoten bereits aufgrund ihrer Definition die System-ZVKG des betreffenden Netzgebiets. Unter der Annahme, dass keine weiteren NAM durchgeführt werden und GWV im Störungsgeschehen entstehen, kann postuliert werden: Steigt die Entnahmeleistung an Knoten mit höherer Nichtverfügbarkeit als der Netzdurchschnitt, sinkt die Systemzuverlässigkeit. Reziprok verbessert sich die Systemzuverlässigkeit, wenn Entnahmeleistungen an Netzknoten mit geringerer Nichtverfügbarkeit als der Netzdurchschnitt angeschlossen werden.

Zur Reduktion von GWV im Netz können FL verwendet werden. GWV, die durch Entnahmen ausgelöst werden, treten insbesondere bei Beachtung von $(n-1)$ -zuverlässiger Planung in Verteilungsnetzen jedoch sehr selten auf. In der Folge können FL in den untersuchten Netzen zur Überlastreduktion selten eingesetzt werden und induzieren damit einen geringen Effekt auf die Nichtverfügbarkeit von Entnahmen und Erzeugungen. Der Effekt von FL wird jedoch deutlich größer, wenn sie bereits bei der $(n-1)$ -zuverlässigen Planung des Netzes als Prämisse berücksichtigt werden.

5. Die Berücksichtigung von Netznutzungssituationen ist relevant für die realitätsnahe Einschätzung von Grenzwertverletzungen.

Durch die ausschließliche Betrachtung des Starklastfalls und durch die Verwendung von gestuften JDL in der konventionellen ZVB wird das Auftreten von GWV durch Entnahmen überproportional und damit nicht realitätsnah berücksichtigt. Ebenso kann das Auftreten von GWV durch DEA und ENS auf Basis dieser Methode nicht ermittelt werden. Durch die erweiterte Berücksichtigung von relevanten Netznutzungssituationen, die typische und extreme NNS von Entnahmen und Erzeugungen abbilden, können realitätsnah GWV und deren Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit mit der erweiterten ZVB quantifiziert werden. Die Berücksichtigung einer Vielzahl von NNS kann insbesondere bei Strahlennetzstrukturen und bei Netzformen, in der es bei Störungen nicht zu Schaltheandlungen im Rahmen der Wiederversorgung kommen kann (bspw. bei Stichenbindungen in Ringstrukturen), ohne Genauigkeitsverlust geeignet reduziert werden.

6.3 Diskussion der Methode

Trotz der entwickelten Gesamtmethode können die Entwicklungen der Zuverlässigkeit von hier nicht betrachteten Netzen abweichen. Daher werden Prinzipbetrachtungen durchgeführt (vgl. Abschnitt 5.2), um die Auswirkungen einzelner Effekte auf die Netzzuverlässigkeit bewerten zu können. Die Analyse des Auftretens und des Ausmaßes dieser Effekte auf hier nicht betrachtete Verteilungsnetze ist individuellen Netzentwicklungen unterlegen und kann nicht trivial abgeschätzt werden. Es zeigt sich jedoch, dass die Mehrzahl der hier untersuchten Effekte im betrachteten Ausmaß geringe oder positive (im Sinne einer Senkung) Auswirkungen auf die Netzzuverlässigkeit hat, und nur wenige der hier betrachteten Effekte einen negativen Einfluss auf die Netzzuverlässigkeit haben.

Es ist zu beachten, dass mit steigendem Prognosehorizont auch die Betriebsmittel im Netz (das „Asset“) selbst einer gewissen „Prognoseungenauigkeit“ unterliegen, da durch das Asset-Management resp. der Erneuerungsplanung eines Netzbetreibers fortlaufend Änderungen am Asset vorgenommen werden. Ebenso können im Zeitverlauf unvorhergesehene Maßnahmen in den Stromnetzen notwendig sein, die zu einer Änderung der Struktur führen. Diese Effekte werden im Rahmen dieser Arbeit weitgehend vernachlässigt, um eine höhere Deutbarkeit der Ergebnisse herbeiführen zu können. Ein Ersatz des Assets wird z. T. auch durch die Methode der strategischen Zielnetzplanung vorgenommen, daher sind Bewertungen hinsichtlich der Zuverlässigkeit eingeschränkt möglich.

Der Netzausbau von NS- und MS-Netzen wird zunehmend auch mit innovativen Betriebsmitteln (bspw. regelbare Ortsnetztransformatoren und dezentrale Netzautomatisierungssysteme) durchgeführt. Der Einsatz von innovativen Betriebsmitteln bedingt häufig einen verringerten Netzausbau mit klassischen Betriebsmitteln (bspw. Leitungen). Zudem unterliegen innovative Betriebsmittel selbst auch Störungen, die Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen haben können. In dieser Arbeit werden hinsichtlich des Netzausbaus ausschließlich die Effekte auf die Zuverlässigkeit von konventionellen Betriebsmitteln (insbesondere Leitungen) untersucht. Die Effekte des Einsatzes und der Störungen von innovativen Betriebsmitteln auf die Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen werden in dieser Arbeit nicht betrachtet.

6.4 Einordnung der Ergebnisse

Um die ermittelten Ergebnisse einordnen zu können, wird zunächst der historische Verlauf der Anlagenanzahl von DEA im Vergleich zum Verlauf der DISQUAL-ZVKG H_U für Entnahmen (geplante und stochastische VU) in NS- und MS-Netzen betrachtet (vgl. Abbildung 6-1). Die DISQUAL-ZVKG H_U beschreibt, wie häufig eine Entnahme im Mittel von einer VU betroffen ist (vgl. [28, S. 19f.], in Abbildung 6-1 aufgeteilt nach Störungen in NS- und MS-Netzen).

Im Gegensatz zu den abgeleiteten Kenngrößen $SAIDI_{EnWG}$, $SAIDI_{EnWG,ges}$ und $SAIDI_{ARegV}$ gehen in die DISQUAL-ZVKG H_U alle (stochastischen und geplanten) VU ein.

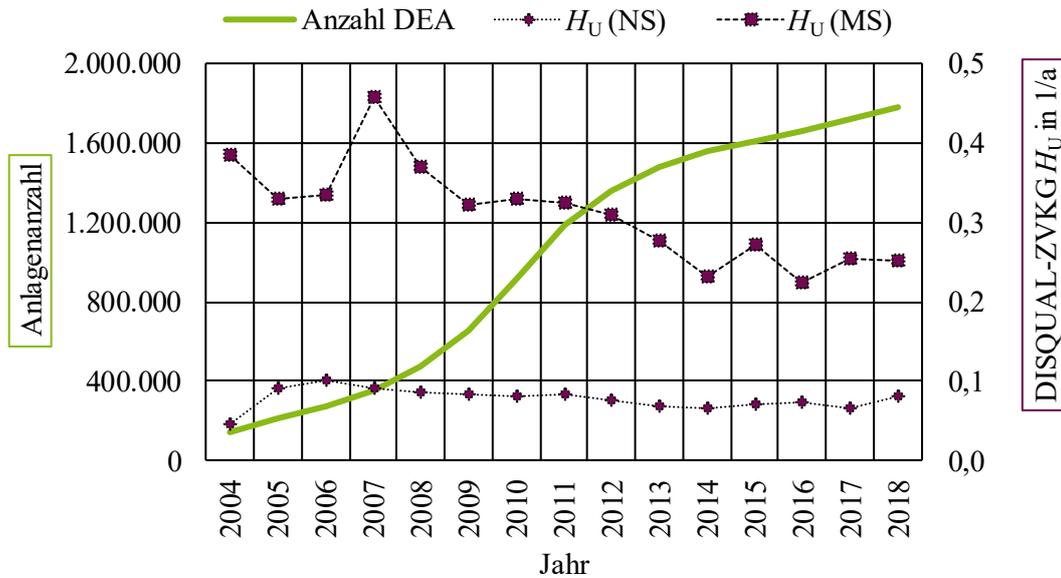


Abbildung 6-1: Verlauf der Anlagenanzahl von DEA in NS- und MS-Netzen und Verlauf der DISQUAL-ZVKG H_U (geplante und stochastische VU) über den Zeitraum 2004 - 2018. Datengrundlage [8], [9], [16]–[28]

Im betrachteten Zeitraum stieg die DEA-Anzahl in NS- und MS-Netzen um ca. 1,6 Mio., während die Unterbrechungshäufigkeit H_U auf ähnlichem Niveau blieb (NS) oder leicht sank (MS). Zum Verlauf der Unterbrechungshäufigkeit tragen noch weitere Faktoren bei, darunter die Erneuerung von Leitungsstrecken und stochastische Wetterereignisse. Über den dargestellten Zeitraum von 14 Jahren lässt sich dennoch schlussfolgern, dass sich trotz des Anstiegs um ca. 1,6 Mio. DEA kein Anstieg der Unterbrechungshäufigkeit feststellen lässt.

Zur Ermittlung der Referenzwerte für NS- und MS-Netze zur Bewertung dieser nach dem Q-Element in den jeweiligen Regulierungsperioden (vgl. Tabelle 2-1) wurden die Gutachten [71], [73], [134] erstellt. Als Grundlage dienten jeweils statistische Analysen hinsichtlich der Korrelation verschiedener Parameter mit den ZVKG. In [73] und [134] werden sowohl für NS- als auch für MS-Netze statistische Analysen (Kolmogorov-Smirnov-Test, Regressionsanalysen) zur Untersuchung von Abhängigkeiten hinsichtlich der Leistungen/Leistungsdichte von DEA mit den jeweiligen netzscharfen Werten für $SAIDI$ (NS) und $ASIDI$ (MS) durchgeführt. Beide Gutachten kamen (mit jeweils unterschiedlichen Jahren als Datengrundlage (2006 bis 2008 [73] bzw. 2013 bis 2017 [134])) zu der Schlussfolgerung, dass zwischen diesen statistischen Parametern keine ausreichende Signifikanz für eine Korrelation festgestellt werden kann. Dies bestätigt die in Kapitel 5 ermittelten Ergebnisse und die in Grundsatz 1 (vgl. Abschnitt 6.2) festgehaltene Erkenntnis, dass DEA-Betrieb und -Störungen keinen signifikanten Einfluss auf die ZVKG von Entnahmen unter den berücksichtigten technischen Anschlussregeln haben.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Das wesentliche Ziel dieser Arbeit ist es, die Auswirkungen der Entwicklungen der Energiewende hinsichtlich der Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen qualitativ und quantitativ einzuschätzen. Zur Erreichung dieses Ziels werden zwei Teilziele verfolgt (vgl. Abschnitt 1.3):

- (1) Der Ablauf und die Modellbildung der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung von elektrischen Verteilungsnetzen werden erweitert.
- (2) Anhand von realen Verteilungsnetzen werden qualitative und quantitative Analysen durchgeführt, die Auswirkungen der Entwicklungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Verteilungsnetzen bewerten.

Zur Erreichung von Teilziel (1) werden mehrere Teilschritte durchgeführt:

- NNZ, die bislang nicht oder nicht im erforderlichen Detailgrad in der probabilistischen Zuverlässigkeitsberechnung nachgebildet wurden, werden zuverlässigkeitstechnisch nachgebildet. Dazu zählen DEA (PVA, WKA, BMA, LWK), ENS und FL.
- Zur Bewertung der Erzeugungszuverlässigkeit werden ZVKG eingeführt, die die anlagenbezogene und systemische Nichtverfügbarkeiten von DEA beschreiben können. Weiterhin werden ZVKG für GWV (Betriebsmittelüberlastungen, Spannungsbandverletzungen) berücksichtigt, um den Einfluss von GWV im Störungsgeschehen bewerten zu können.
- Zur Analyse von GWV wird eine clusterbasierte Methode zur Bestimmung von rNNS entwickelt und angewendet, die sowohl typische als auch extreme NNS hinsichtlich Entnahmen und Erzeugungen abbildet.
- Zur Erhöhung der Berechnungseffizienz werden gezielt Zustandsanalysen von SK vermieden, deren Ergebnisse redundant für die ZVKG-Bildung sind.

Zur Erreichung von Teilziel (2) werden eine Vielzahl von realen ZVB von realen NS- und MS-Netzen durchgeführt. Dabei werden die Netze sowohl im Ist-Zustand als auch unter Berücksichtigung von Szenarien zur zukünftigen Entwicklung von Entnahme und Erzeugung analysiert. Sofern notwendig, werden die Netze mit konventionellen NAM ertüchtigt, um einen zulässigen Betrieb für die jeweiligen zukünftigen Netzaufgaben sicherstellen zu können.

Anhand von Prinzipanalysen werden die Auswirkungen von einzelnen Effekten auf die Zuverlässigkeit analysiert. Dabei zeigt sich über alle analysierten Modellbildungen und Netzausbauplanungen, dass eine Verbesserung der Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen im Wesentlichen durch die folgenden Effekte erwartet werden kann:

- Durch konventionelle NAM, insbesondere den Austausch von Papier-Masse-Kabeln und Freileitungen durch VPE- und PVC-Kabel sowie die Verlegung von neuen Abgängen mit VPE- und PVC-Kabeln, kann eine Verbesserung der Zuverlässigkeit des betreffenden Netzbereichs für Entnahmen und Erzeugungen erreicht werden.
- Durch den Einsatz von ENS beim Ausfall von ONT kann eine marginale Verbesserung der Zuverlässigkeit von Entnahmen und Erzeugungen im unterlagerten NS-Netz erreicht werden.
- Der Einsatz von FL kann die Zuverlässigkeit eines für Entnahmen (ohne die Berücksichtigung von FL) $(n-1)$ -zuverlässig geplanten Netzes in entsprechenden Netzstrukturen nur marginal erhöhen.
- Durch die Zunahme von EFZ kann es (statistisch) aufgrund der Definition von *SAIDI* und *ASIDI* zu einer Erhöhung der Systemzuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen kommen, sofern EFZ überwiegend an Netzknoten angeschlossen werden, deren Nichtverfügbarkeit unter dem Netzdurchschnitt liegt.

Eine Verringerung der Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen kann durch die folgenden Effekte erwartet werden:

- Durch die Zunahme von Elektrofahrzeugen kann es (statistisch) ebenso zu einer Verringerung der Systemzuverlässigkeit (*SAIDI/ASIDI*) von NS- und MS-Netzen kommen, sofern Elektrofahrzeuge überwiegend an Netzknoten angeschlossen werden, deren Nichtverfügbarkeit über dem Netzdurchschnitt liegt.
- Beim Versagen von Schutzgeräten an DEA- und ENS-NVP bei DEA- und ENS-Störungen kann es zum Eintrag von Kurzschlussströmen und folgenden Schutzauslösungen im angrenzenden AB kommen. Dies wiederum kann in VU resp. höheren Nichtverfügbarkeiten für Entnahmen und Erzeugungen in betroffenen AB resultieren.

Anhand der ZVA von realen NS- und MS-Netzen lassen sich die folgenden Grundsätze ableiten (vgl. Abschnitt 6.2):

- (1) Die Berücksichtigung des DEA- und ENS-Betriebs sowie von DEA- und ENS-Störungen induziert sehr geringe bis keine Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit.
- (2) Übliche Planungs- und Betriebsgrundsätze für NS- und MS-Netze auf Basis von konventionellen NAM sind geeignet, um NS- und MS-Netze für die steigende Durchdringung von DEA und FL unter Einhaltung eines hohen Versorgungszuverlässigkeitsniveaus zu ertüchtigen.
- (3) Konventionelle NAM, die zur Integration von DEA und FL notwendig sind, haben potentiell eine deutliche Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit zur Folge. Die Entnahme-Entwicklungen an einzelnen Netzknoten können einen Effekt auf System-ZVKG haben. Flexible Lasten haben erst ab hohen Leistungswerten potentiell Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit.

- (4) Die Entnahme-Entwicklungen an einzelnen Netzknoten können einen Effekt auf System-ZVKG haben. Flexible Lasten haben erst ab hohen Leistungswerten potentiell Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit.
- (5) Die Berücksichtigung von Netznutzungssituationen ist relevant für die realitätsnahe Einschätzung von Grenzwertverletzungen.

Die durch die durchgeführten ZVA abgeleiteten Grundsätze werden zusätzlich verallgemeinernd bestärkt durch die Einordnung der Ergebnisse (vgl. Abschnitt 6.4). Im Ergebnis werden die wesentlichen Aussagen dieser Arbeit hinsichtlich der Analyse von DEA-Betrieb und -Störungen durch die herangezogenen Quellen bestätigt. Bei allen Zielnetzvarianten der analysierten NS- und MS-Netze ist bei Anwendung der üblichen Planungs- und Betriebsgrundsätze entweder ein (zum jeweiligen Ist-Netz) vergleichbares Niveau oder eine deutliche Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit festzustellen.

Auf Basis der vorgestellten Methoden und Ergebnisse lassen sich mehrere Ansätze formulieren, an denen weiter vertiefend geforscht werden kann:

- (1) Bei der hier vorgestellten Methode zur Ermittlung von rNNS handelt es sich um ein Schätzverfahren, das typische und extreme NNS auf Basis des zeitaufgelösten Leistungsverhaltens von NNZ im Netzgebiet, aber unter Ausklammerung der vorliegenden Netzstruktur bestimmt. Redundante Zustandsanalysen werden darauf aufbauend innerhalb der erweiterten ZVB vermieden. Hier ergibt sich weiterer Forschungsbedarf hinsichtlich der Verknüpfung von Netzstrukturdaten und Leistungsflusssituationen, auf deren Basis die Auswirkungen von NNS auf ZVKG präziser bestimmt werden können. Erweiternd zu den hier verwendeten deterministischen Leistungszeitreihen kommen probabilistische Leistungsflussansätze in Frage.
- (2) Bei der Zustandsanalyse von SK wird der Leistungsfluss quasi-statisch über den zeitlichen Verlauf der Störung berücksichtigt. Hinsichtlich der Berücksichtigung von GWV ist dies eine Worst-Case-Betrachtung. Hier ergibt sich weiterer Forschungsbedarf, um den zeitlichen Leistungsverlauf von Entnahmen und Erzeugungen nach dem Eintritt einer Störung weiter zu differenzieren und so eine realitätsnähere Einschätzung von GWV und deren Auswirkungen auf die ZVKG zu ermöglichen.

- (3) Die hier analysierten ZVKG für Erzeugungen (insbesondere DEA) zeigen quantitativ auf, durch welche Störungsarten (intrinsisch/extrinsisch) die Verfügbarkeit dieser NNZ beeinflusst wird. Bislang werden diese ZVKG nicht im Rahmen der ARegV bzw. des darin enthaltenen Q-Elementes berücksichtigt. Falls jedoch zukünftig diese NNZ in steigendem Maß verantwortlich für die Versorgung von Entnahmen sind, ist auch eine hohe Verfügbarkeit von DEA im allgemeinen Interesse. Daher könnten dies Eingang in die Anreizregulierung finden. Zusätzlich können die hier vorgestellten ZVKG Eingang in Energiesystemanalysen finden und eine weitere Bewertungsdimension für Ansätze von zellularen Energieversorgungsstrukturen darstellen.
- (4) Der Netzausbau von NS- und MS-Netzen wird zunehmend auch mit innovativen Betriebsmitteln (bspw. regelbare Ortsnetztransformatoren und dezentrale Netzautomatisierungssysteme) durchgeführt. Der Einsatz von innovativen Betriebsmitteln bedingt häufig einen verringerten Netzausbau mit klassischen Betriebsmitteln (bspw. Leitungen). Zudem unterliegen innovative Betriebsmittel selbst auch Störungen, die Auswirkungen auf die Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen haben können. Die Effekte des Einsatzes und der Störungen von innovativen Betriebsmitteln auf die Zuverlässigkeit von NS- und MS-Netzen sollte daher analysiert werden.

8 Verzeichnisse

8.1 Literaturverzeichnis

- [1] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi):
Aktionsplan Stromnetz
2018
- [2] A. J. Schwab:
Elektroenergiesysteme: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie
5. Auflage. Springer-Verlag, Berlin, 2017
- [3] **Gesetz über die friedliche Verwendung der Kernenergie und den Schutz gegen ihre Gefahren (Atomgesetz) vom 15.7.1985 (BGBl. I S. 1565), zuletzt geändert durch Art. 3 G v. 27.1.2017 (BGBl. I S. 114).**
- [4] **Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz) vom 8.8.2020 (BGBl. I S. 1818)**
- [5] J. S. Harnisch:
Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2018, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 20, epubli, Berlin, 2019
- [6] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt:
Monitoringbericht 2019
2020
- [7] K. Heuck, K.-D. Dettmann, und D. Schulz:
Elektrische Energieversorgung: Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis
9., aktualisierte und korrigierte Aufl. Springer Vieweg, Wiesbaden, 2013
- [8] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH:
EEG-Anlagenstammdaten zur Jahresabrechnung 2018
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, 2019
- [9] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2018
August 2019

- [10] T. Bründlinger, J. E. König, O. Frank, et al.:
Dena-Leitstudie Integrierte Energiewende—Impulse für die Gestaltung des Energiesystems bis 2050
2018
- [11] M. Klobasa:
Dynamische Simulation eines Lastmanagements und Integration von Windenergie in ein Elektrizitätsnetz auf Landesebene unter regelungstechnischen und Kostengesichtspunkten
Dissertation, ETH Zürich, Zürich, 2007
- [12] J. Figgner, P. Stenzel, K.-P. Kairies, et al.:
The development of stationary battery storage systems in Germany – A market review
Journal of Energy Storage, Jahrgang 29, S. 101153, Juni 2020, doi:
10.1016/j.est.2019.101153
- [13] **Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) vom 7.7.2005 (BGBl. I S. 1970, 3621), zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 27.1.2017 (BGBl. I S. 130).**
- [14] **Anreizregulierungsverordnung vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), zuletzt geändert durch Artikel 2 der Verordnung vom 14. März 2019 (BGBl. I S. 333)**
- [15] **IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, IEEE Std 1366-2012 (Revision of IEEE Std 1366-2003)**
- [16] Verband der Netzbetreiber - VDN - e. V. beim VDEW:
VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2004
Berlin, November 2005
- [17] Verband der Netzbetreiber - VDN - e. V. beim VDEW:
VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2005
Berlin, August 2006
- [18] Verband der Netzbetreiber - VDN - e. V. beim VDEW:
VDN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2006
Berlin, August 2007
- [19] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2007
Berlin, September 2008
- [20] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2009
Berlin, Oktober 2010
- [21] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2010
Berlin, Dezember 2011

- [22] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2011
Berlin, September 2012
- [23] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2012
Berlin, September 2013
- [24] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2013
Berlin, September 2014
- [25] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2014
Berlin, August 2015
- [26] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2015
Berlin, August 2016
- [27] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik - Berichtsjahr 2016
Berlin, August 2017
- [28] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
FNN-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik – Berichtsjahr 2017
Berlin, September 2018
- [29] R. Billinton und K. E. Bollinger:
Transmission System Reliability Evaluation Using Markov Processes
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Jahrgang PAS-87,
Ausgabe 2, S. 538–547, 1968, doi: 10.1109/TPAS.1968.292051
- [30] R. Billinton:
Composite System Reliability Evaluation
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Jahrgang PAS-88,
Ausgabe 4, S. 276–281, 1969, doi: 10.1109/TPAS.1969.292425
- [31] R. Billinton:
Power System Reliability Evaluation
1. Auflage. Gordon and Breach, New York, 1970
- [32] H. Gebler:
**Berechnung von Zuverlässigkeitskenngrößen für elektrische
Energieversorgungsnetze**
Dissertation, TH Darmstadt, Darmstadt, 1981
- [33] R. N. Dib:
**Einfluss der Sternpunktbehandlung und der dreipoligen
Kurzunterbrechung auf die Übertragungszuverlässigkeit von 110-kV-
Netzen**
Dissertation, TH Aachen, Aachen, 1983

- [34] B. Bitzer:
Störungsanalyse und Modellbildung zur Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit von 110-kV-Netzen
Dissertation, TH Darmstadt, Darmstadt, 1981
- [35] W. Wellßow:
Ein Beitrag zur Zuverlässigkeitsberechnung in der Netzplanung
Dissertation, TH Darmstadt, Darmstadt, 1986
- [36] H.-D. Kochs:
Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen: Einführung in die Methodik, die Verfahren und ihre Anwendung
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 1984
- [37] M. Schwan:
Aspekte der Zuverlaessigkeitsberechnung elektrischer Energieversorgungsnetze im liberalisierten Markt
Dissertation, Universität Saarbrücken, Logos Verlag Berlin, Berlin, 2003
- [38] Vereinigung Deutscher Elektrizitätswerke e.V. (VDEW):
Störungs- und Schadensstatistik 1994 - 1997, Bundesrepublik Deutschland gesamt
Verlags- und Wirtschaftsgesellschaft der Elektrizitätswerke m.b.H. (VWEW), Frankfurt a. M., 1998
- [39] M. Zdrallek:
Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme - Neue Aspekte der Modellbildung und Anwendung
Dissertation, Universität Siegen, Shaker Verlag, Aachen, 2000
- [40] M. Obergünner, M. Schwan, C. Krane, et al.:
Ermittlung von Eingangsdaten für Zuverlässigkeitsberechnungen aus der VDN-Störungsstatistik. Neue Auswertung der Berichtsjahre 1994 bis 2001
ew - Magazin für die Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 103, Ausgabe 15, S. 32–36, 2004
- [41] H. Vennegeerts, C. Schröders, M. Holthausen, D. Quadflieg, und A. Moser:
Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik. Neue Auswertung der Berichtsjahre 2004 bis 2011
ew - Magazin für die Elektrizitätswirtschaft, Jahrgang 112, Ausgabe 7, S. 32–36, 2013
- [42] J. Backes:
Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit: neue Ansätze zur Verwendung probabilistischer Zuverlässigkeitskenngrößen in der Netzplanung und -optimierung
Dissertation, Universität Saarbrücken, 1998, 2. unveränderte Auflage, Herbert Utz Verlag GmbH, München, 2013

- [43] A. Sorg:
Risikoorientierte Ansätze zur Bewertung der Zuverlässigkeit elektrischer Energieversorgungsnetze
Dissertation, Universität Siegen, Shaker Verlag, Aachen, 2002
- [44] H.-H. Thies:
Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 6, epubli, Berlin, 2015
- [45] R. Danda:
Zuverlässigkeitsuntersuchungen für die Jahres-Kraftwerksbetriebsplanung
Dissertation, TH Aachen, Aachen, 1982
- [46] T. Seitz:
Zuverlässigkeitsanalysen von Elektrizitätsversorgungssystemen mit dezentralen Erzeugungsanlagen unter Einsatz der Fuzzy-Set-Theorie
Dissertation, RWTH Aachen, Schriftenreihe Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 18, Verlag der Augustinus Buchhandlung, Aachen, 1994
- [47] I. Athamna:
Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 5, epubli, Berlin, 2015
- [48] J. Hirsch, S. Faulstich, S. Siegl, et al.:
HERA-VPP - High Efficiency, Reliability, Availability of Virtual Power Plants
Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Kassel, Abschlussbericht zum Vorhaben, 2016
- [49] D. M. Schacht:
Zuverlässigkeit im Smart Grid
Dissertation, RWTH Aachen, Schriftenreihe Aachener Beiträge zur Energieversorgung, Band 175, printproduction M. Wolff GmbH, Aachen, 2017
- [50] J. S. Harnisch, P. Steffens, H.-H. Thies, et al.:
Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze - Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen
Leitfaden, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 8, Wuppertal, 2016
- [51] D. Oeding und B. R. Oswald:
Elektrische Kraftwerke und Netze
8. Auflage. Springer-Verlag, Berlin, 2016

- [52] D. Wolter:
Neue Topologiekonzepte für moderne Mittelspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 24, epubli, Berlin, 2019
- [53] AG EE-Stat:
Erneuerbare Energien in Zahlen
2019
- [54] **Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2017) vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 22.12.2016 (BGBl. I S. 3106)**
- [55] T. Kornrumpf:
Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2018, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 22, epubli, Berlin, 2019
- [56] B. Wenzel und C. Kunz:
Metaanalyse - Stromspeicher in Deutschland
Teltow, Berlin, Metaanalyse, 2015
- [57] M. Sterner und I. Stadler:
Energiespeicher - Bedarf, Technologien, Integration
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2014
- [58] Bundesverband Energiespeicher (BVES) (Hrsg.):
Leitfaden Rahmenanforderungen Lithium-Ionen Großspeicher
2016
- [59] J. Meese:
Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 18, epubli, Berlin, 2018
- [60] M. Stötzer:
Demand Side Integration in elektrischen Verteilnetzen: Potenzialanalyse und Bewertung
Dissertation, Universität Magdeburg, Schriftenreihe Res electricae Magdeburgenses, Band 45, Otto-von-Guericke-Universität Magdeburg - Universitätsbibliothek, Magdeburg, 2012
- [61] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (Hrsg.):
DIN EN 50160:2011-02 - Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen
Beuth-Verlag, Berlin, 2011

- [62] Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE (FNN):
VDE-AR-N 4105:2018-11 Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz - Technische Mindestanforderungen für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am Niederspannungsnetz
VDE VERLAG, Berlin, 2018
- [63] Forum Netztechnik / Netzbetrieb im VDE (FNN):
VDE-AR-N 4110:2018-11 Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung)
VDE VERLAG, Berlin, 2018
- [64] P. Steffens:
Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, Schriftenreihe Neue Energie aus Wuppertal, Band 16, epubli, Berlin, 2018
- [65] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Versorgungsqualität
[Online]. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/Versorgungsqualitaet/Versorgungsqualitaet-node.html. (Zugegriffen: 20.5.2017)
- [66] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE:
DIN 40041 1990-12 - Zuverlässigkeit
Dezember 1990
- [67] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Versorgungssicherheit
[Online]. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/versorgungssicherheit-node.html. (Zugegriffen: 23.8.2019)
- [69] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom
[Online]. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html. (Zugegriffen: 27.8.2019)
- [70] **Anreizregulierungsverordnung (ARegV) vom 29. Oktober 2007 (BGBl. I S. 2529), die zuletzt durch Artikel 2 der Verordnung vom 14. März 2019 (BGBl. I S. 333) geändert wurde**

- [71] Consentec (Hrsg.):
Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2017-2018
Bonn, Untersuchung im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2017
- [72] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Auswertung Gas
[Online]. Verfügbar unter:
https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Gas/Versorgungsunterbr_Gas_node.html. (Zugegriffen: 6.5.2020)
- [73] Consentec, Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH), und Frontier Economics:
Konzeptionierung und Ausgestaltung des Qualitäts-Elements (Q-Element) im Bereich Netzzuverlässigkeit Strom sowie dessen Integration in die Erlösobergrenze
Bonn, Untersuchung, 2010
- [74] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung
Bonn, Konsultationsfassung, 2010
- [75] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Bericht zur Bestimmung der Referenzwerte für das Qualitätselement 2019-2020
Bonn, Bericht, 2018
- [76] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V (Hrsg.):
Qualitätselement-Schaden durch fremdverursachte Versorgungsunterbrechungen
Berlin, Leitfaden, 2. überarbeitete Fassung, 2018
- [77] BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.:
Fragen und Antworten zum Qualitätselement-Schaden
Berlin, Anwendungshilfe, 2019
- [78] H. Vennegeerts, L. Kalisch, J. Ziegeldorf-Wächter, et al.:
Ermittlung von Eingangsdaten zur Zuverlässigkeitsberechnung aus der FNN-Störungsstatistik. Neue Auswertung der Berichtsjahre 2012–2018
ew - Elektrizitätswirtschaft, S. 43–45, 2020
- [79] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (Hrsg.):
DIN VDE 0276-1000. Starkstromkabel - Strombelastbarkeit, Allgemeines; Umrechnungsfaktoren
Berlin, VDE VERLAG, 1995

- [80] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.:
VDE-AR-N 4105:2011-08 - Technische Anschlussbedingungen
VDE VERLAG, Berlin, 2011
- [81] Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) (Hrsg.):
**Technische Richtlinie. Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz
(Richtlinie für Anschluss und Parallelbetrieb von Erzeugungsanlagen am
Mittelspannungsnetz).**
Berlin, Technische Richtlinie, 2008
- [82] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im
DIN und VDE:
DIN EN 60909-0 VDE 0102. Kurzschlussströme in Drehstromnetzen
VDE Verlag, Berlin, 2016
- [83] The Institution of Engineering and Technology (IET) (Hrsg.):
Embedded generation
The Institution of Engineering and Technology, London, 2008
- [84] Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB):
**Moderne Stromnetze als Schlüsselement einer nachhaltigen
Stromversorgung**
Berlin, Endbericht, 2014
- [85] K. F. Schäfer:
**Netzberechnung Verfahren zur Berechnung elektrischer
Energieversorgungsnetze**
2019
- [86] **Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das
zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 17. Juli 2017 (BGBl. I S. 2532)
geändert worden ist**
- [87] S. C. Krahl:
**Berechnung der Wahrscheinlichkeitsverteilungen von
Zuverlässigkeitskenngrößen in elektrischen Verteilungsnetzen**
Dissertation, RWTH Aachen, Schriftenreihe Aachener Beiträge zur
Energieversorgung, Band 130, Klinkenberg Verlag, Aachen, 2010
- [88] G. Hosemann:
Elektrische Energietechnik. Bd. 3: Netze
30., unveränderte Auflage. Springer-Verlag, Berlin, 2001
- [89] **DIN EN 13306:2018-02, Instandhaltung_ - Begriffe der Instandhaltung;
Dreisprachige Fassung EN_13306:2017**
Beuth Verlag GmbH
- [90] A. Wagner:
**Photovoltaik Engineering: Handbuch für Planung, Entwicklung und
Anwendung**
5. Auflage. Springer-Verlag, Berlin, 2019

- [91] K. Mertens:
Photovoltaik: Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis
4., aktualisierte Auflage. Carl Hanser Verlag, Leipzig, 2018
- [92] V. Wesselak und S. Voswinckel:
Photovoltaik: Wie Sonne zu Strom wird
Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2012
- [93] F. Konrad:
Planung von Photovoltaik-Anlagen: Grundlagen und Projektierung ; mit 16 Tabellen
2., erweiterte und aktualisierte Auflage. Vieweg + Teubner | GWV
Fachverlage, Wiesbaden, 2008
- [94] A. Maish:
Defining Requirements for Improved Photovoltaic System Reliability
Progress in Photovoltaics: Research Applications, Jahrgang 7, S. 165–173,
1999
- [95] S. Sulaeman, M. Benidris, und J. Mitra:
Modeling and assessment of PV solar plants for composite system reliability considering radiation variability and component availability
in 2016 Power Systems Computation Conference (PSCC 2016), Genua
(Italien), 2016, doi: 10.1109/PSCC.2016.7540983
- [96] C. Beutler und H. Häberlin:
Ertrag und Zuverlässigkeit von netzgekoppelten Photovoltaikanlagen im Kanton Bern. Teil 1: Synthesebericht
Burgdorf (Schweiz), Schlussbericht DIS 2316, 1995
- [97] Bundesverband Kleinwindanlagen (BVKW):
Definition Kleinwindanlagen
[Online]. Verfügbar unter: <http://bundesverband-kleinwindanlagen.de/definition-kleinwindanlagen/>. (Zugegriffen: 23.1.2020)
- [98] Bundesverband WindEnergie (BWE):
Qualitätssicherung im Sektor der Kleinwindenergieanlagen
Studie, Berlin, 2011
- [99] **Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 17. Mai 2013 (BGBl. I S. 1274), das zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 8. April 2019 (BGBl. I S. 432)**
- [100] H. Jung, U. Patzke, K. Kühnert, et al.:
Erhöhung der Verfügbarkeit von Windkraftanlagen
Abschlussbericht, Dresden, Kassel, Hamburg, Dauerthal, 2010
- [101] E. Hau:
Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit
5., neu Bearbeitete Auflage. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2014

- [102] H. Frey:
Energieautarke Gebäude: Auf dem Weg zu Smart Energy Systems
Springer-Verlag, Berlin, 2018
- [103] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen:
Marktstammdatenregister
Bonn, 2019
- [104] J. Carroll, A. McDonald, und D. McMillan:
Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines
Wind Energy, Jahrgang 19, Ausgabe 6, S. 1107–1119, 2016
- [105] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e.V. (FNR), Hrsg.:
Biogas-Messprogramm II - 61 Biogasanlagen im Vergleich
2009
- [106] G. Hirn, U. Milles, und FIZ Karlsruhe (Hrsg.):
Biogas
BINE-basisEnergie 16, S. 1–6, 2014
- [107] Kuratorium für Technik und Bauwesen in der Landwirtschaft (KTBL) (Hrsg.):
Schwachstellen an Biogasanlagen verstehen und vermeiden
KTBL-Heft 84, Darmstadt, 2009
- [108] J. Giesecke, S. Heimerl, und E. Mosonyi:
Wasserkraftanlagen: Planung, Bau und Betrieb
6., aktualisierte und erweiterte Auflage. Springer-Verlag, Berlin, 2014
- [109] Ingenieurbüro Floecksmühle (Hrsg.):
Marktanalyse zur Vorbereitung von Ausschreibungen Vorhaben IId, Wasserkraft
Marktanalyse. Aachen, 2015
- [110] VGB PowerTech (Hrsg.):
Verfügbarkeit von Kraftwerken 2006 - 2015
Technisch-wissenschaftlicher Bericht, Essen, 2016
- [111] N. Ermolin und I. Zerichin:
Zuverlässigkeit elektrischer Maschinen
VEB Verlag Technik, Berlin, 1981
- [112] J. A. Hartigan und M. A. Wong:
Algorithm AS 136: A k-means clustering algorithm
Journal of the Royal Statistical Society. Series C (Applied Statistics), Jahrgang 28, Ausgabe 1, S. 100–108, 1979
- [113] V. Quaschnig:
Regenerative Energiesysteme: Technologie – Berechnung – Klimaschutz
10. Auflage. Carl Hanser Verlag, 2019

- [114] Deutscher Wetterdienst und Bundesinstitut für Bau-, Stadt- und Raumforschung:
Ortsgenaue Testreferenzjahre von Deutschland für mittlere, extreme und zukünftige Witterungsverhältnisse
Offenbach, 2017
- [115] R. Korthauer, Hrsg.:
Handbuch Lithium-Ionen-Batterien
Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg, 2013
- [116] J. Brix:
Entwicklung eines verteilten Energiemanagementsystems
Universität Stuttgart, 2015
- [117] P. S. Hale und R. G. Arno:
Survey of reliability and availability information for power distribution, power generation, and HVAC components for commercial, industrial, and utility installations
in 2000 IEEE Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference. Conference Record (Cat. No.00CH37053), 2000, S. 31–54, doi: 10.1109/ICPS.2000.854354
- [118] L. Kolek, M. Y. Ibrahim, I. Gunawan, M. A. Laribi, und S. Zegloul:
Evaluation of control system reliability using combined dynamic fault trees and Markov models
in 2015 IEEE 13th International Conference on Industrial Informatics (INDIN), 2015, S. 536–543, doi: 10.1109/INDIN.2015.7281791
- [119] Union Technique de l'Electricité:
UTE C 80-810 2 - RDF 2000: Reliability Data Handbook. A universal model for reliability prediction of Electronics components, PCBs and equipment
2000
- [120] VDMA Battery Productions:
Roadmap Battery Production Equipment 2030
Frankfurt, 2018
- [121] D. U. Sauer, S. Nykamp, J. Badeda, et al.:
Dezentrale Speicher als neue Elemente mit Flexibilitätpotenzial für die Netze
NRW, Handlungsempfehlungen und Ergebnisrapport, 2016
- [122] X. Shi und A. M. Bazzi:
Fault tree reliability analysis of a micro-grid using Monte Carlo simulations
Champaign (USA), Konferenzbeitrag zur 2015 IEEE Power and Energy Conference at Illinois (PECI), Februar 2015

- [123] Z. Bie, P. Zhang, G. Li, B. Hua, M. Meehan, und X. Wang:
Reliability Evaluation of Active Distribution Systems Including Microgrids
IEEE Transactions on Power Systems, Jahrgang 27, Ausgabe 4, S. 2342–2350,
November 2012, doi: 10.1109/TPWRS.2012.2202695
- [124] Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW):
Repräsentative VDEW-Lastprofile
Frankfurt a. M., VDEW-Materialien M-32/99, 1999
- [125] A. Handl und T. Kuhlenkasper:
Multivariate Analysemethoden: Theorie und Praxis mit R
3., wesentlich überarbeitete Auflage. Springer-Verlag, Berlin, 2017
- [126] M. E. Celebi, Hrsg.:
Partitional Clustering Algorithms
Springer International Publishing, 2015
- [127] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und
TransnetBW GmbH:
Szenariorahmen für die Netzentwicklungspläne Strom 2015
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, April 2014
- [128] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU):
**Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren
Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa
und global**
Berlin, Schlussbericht, 2012
- [129] r2b energy consulting GmbH:
**Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-
geförderten Kraftwerken für die Kalenderjahre 2018 bis 2022**
Köln, Oktober 2017
- [130] H. Helmich und M. Prinz:
**Elektromobilität – ein Geschäftsfeld der Zukunft: auch für
Energieversorger**
2009
- [131] Kraftfahrt-Bundesamt:
Zulassungsbezirke und Gemeinden
2016. [Online]. Verfügbar unter:
https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke_node.html. (Zugegriffen: 2.5.2016)
- [132] R. Uhlig:
**Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration der
Elektromobilität**
Dissertation, Bergische Universität Wuppertal, 2017, Schriftenreihe Neue
Energie aus Wuppertal, Band 13, Wuppertal, 2017

- [134] E-Bridge Consulting GmbH, Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung (ZEW) GmbH, und Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (FGH) e.V.:
Gutachten zur Konzeptionierung eines Qualitätselementes
Gutachten im Auftrag der Bundesnetzagentur, 2020
- [135] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, und TransnetBW GmbH:
Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2016-2020
Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, Oktober 2017
- [136] A. Falk, A. Häring, D. Hermeling, et al.:
Grenzen des Wachstums? Der Isolationswiderstand als limitierender Faktor für die Größe von PV-Generatoren
Bad Staffelstein, Konferenzbeitrag zum 28. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 2013
- [137] D. Schröder:
Leistungselektronische Schaltungen: Funktion, Auslegung und Anwendung
3. Auflage. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2012
- [138] Fraunhofer-Institut für Windenergiesysteme (IWES) (Hrsg.):
Technische Zuverlässigkeit - Kostensenkung in der Windenergie
Broschüre, Bremerhaven, 2018
- [139] M. Kaltschmitt, H. Hartmann, und H. Hofbauer, Hrsg.:
Energie aus Biomasse: Grundlagen, Techniken und Verfahren
3., aktualisierte und erweiterte Auflage. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, 2016
- [140] M. Scheftelowitz, N. Rensberg, V. Denysenko, et al.:
Stromerzeugung aus Biomasse (Vorhaben IIa Biomasse)
Zwischenbericht, Leipzig, 2015
- [141] F. Krömke:
Ertragsgutachten PV Freiflächenanlage BEMA Halde Korbwerder
Berlin, 2016

8.2 Abkürzungen

Alle Abkürzungen gelten für singular und plural.

AB	Auslösebereich
AC	Alternate Current (Wechselstrom)
AG	Asynchrongenerator
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
AWE	Automatische Wiedereinschaltung
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BHKW	Blockheizkraftwerk
BMA	Biomasseanlage
BMS	Batterie-Management-System
BNetzA	Bundesnetzagentur
bzw.	beziehungsweise
CAPEX	Capital Expenditures, Investitionsausgaben
Cl.	Cluster
COM	Common-Mode-Ausfall
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlage
DEG	Deponiegasanlage
DGAG	Doppelt-gespeister Asynchrongenerator
DIN	Deutsches Institut für Normung e. V.
DISQUAL	Distribution Study Committee Group of Experts: Service Quality
DR	Demand Response
DSM	Demand Side Management
E	Entnahme
EA	Eigene Annahme
EAS	Einfachausfall mit Schutzauslösung
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EFZ	Elektrofahrzeug
EN	Europäische Norm
ENS	Energiespeicher
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
FEE	Fluktuierende erneuerbare Energie
FL	Flexible Last
FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb
G0	SLP für Gewerbe
GAK	Generator-Anschlusskasten
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

GWV	Grenzwertverletzungen
GZF	Gleichzeitigkeitsfaktor
H0D	SLP für Haushalte und Dienstleistungen
HA	Hausanschluss
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
HH	Haushalt
HöS	Höchstspannung
HS	Hochspannung
IKT	Informations- und Kommunikationstechnik
inkl.	Inklusive
JDL	Jahresdauerlinie
KLG	Klärgasanlage
konv.	konventionell
KVS	Kabelverteilerschrank
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
L	Leitung
LV	Letztverbraucher
LVS	Leistungsschalterversager
LWK	Laufwasserkraftwerk
MEM	Mehrfacherdschluss
Mio.	Million
MPP	Maximum Power Point
MS	Mittelspannung
MSR	Mess-, Steuer- und Regelungstechnik
NA	Netz- und Anlagenschutz
NAM	Netzausbaumaßnahme
NE	Netzebene
NEA	Netzersatzaggregat
NNS	Netznutzungssituation
NNZ	Netznutzer
NS	Niederspannung
NVP	Netzverknüpfungspunkt
ONS	Ortsnetzstation
ONT	Ortsnetztransformator
p. u.	per Unit
PK	Parallelkomponente
PMSG	Permanent-erregter Synchrongenerator
PVA	Photovoltaikanlage

PVC	Polyvinylchlorid
Q-Element	Qualitätselement
rNNS	Relevante NNS
SaS	Sammelschiene
SK	Subkombination
SPS	Spontane Schutzüberfunktion, Speicherprogrammierbare Steuerung
SSW	Sammelschienenwechsel
SUE	Schutzüberfunktion
SVS	Schutzversager
TLB	Teilleistungsbetrieb
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
UNE	Unabhängiger Einfachausfall
UNIPÉDE	Union internationale des producteurs et distributeurs d'énergie électrique
US	unterspannungsseitig
UW	Umspanwerk
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDE-AR-N	VDE-Anwenderrichtlinie
VDEW	Verband der Elektrizitätswirtschaft
VDN	Verband der Netzbetreiber
vgl.	vergleiche
VNB	Verteilungsnetzbetreiber
VPE	Vernetztes Polyethylen
WK	Wasserkraftanlage
WKA	Windkraftanlagen
WMEP	Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm
WR	Wechselrichter
z. T.	zum Teil
ZBD	Zuverlässigkeitsblockdiagramm
ZNV	Zielnetzvariante
ZVA	Zuverlässigkeitsanalyse
ZVB	Zuverlässigkeitsberechnung
ZV-Elemente	Zuverlässigkeitselement
ZVKD	Zuverlässigkeitskenndaten
ZVKG	Zuverlässigkeitskenngröße

8.3 Formelzeichen, Symbole und Indizes

a	Faktor, Kappungsgrenze
A	Ausgefallen
AO	Ausfallordnung
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIDI _{DEA}	DEA-bezogener ASIDI
ASIDI _{DEA,extr}	DEA-bezogener ASIDI (Extrinsisch)
ASIDI _{DEA,intr}	DEA-bezogener ASIDI (Intrinsisch)
ASIDI _{EnWG}	ASIDI mit Berechnungsweise nach EnWG
b	Faktor
B	Betrieb
CAIDI	Customer Average Interruption Duration Index
CAIDI _{DEA}	DEA-bezogener CAIDI, DEA-bezogener CAIDI, DEA-bezogener CAIDI
c_{Boden}	Spezifischer Erdbodenwärmewiderstand
CH ₄	Methan
CO ₂	Kohlendioxid
$\cos(\varphi_{\text{LS}})$	Leistungsfaktor der Ladesäule
d	Stufe aus der Jahresdauerlinie der DEA-Leistung
DEA	Dezentrale Energiewandlungsanlage
E	Kapazität
$E(X)$	Erwartungswert der Zufallsgröße X
$E(H_{z,i})$	Erwartungswert der Häufigkeit der Kombination i
$E(T_{ikr})$	Erwartungswert der Dauer vom Ausfall bis zur Durchführung der r ten Maßnahme im Prozess der Wiederversorgung, die für die DEA k zu einer erhöhten bzw. vollständigen Erzeugung führt
E_{ENS}	Energiekapazität eines Energiespeichers
el	Elektrisch
Ent	Entnahme
EO_t	Erlösobergrenze im Jahr t
E_{PSK}	Energetische Speicherkapazität von Pumpspeicherkraftwerken
E_U	Nicht zeitgerecht gelieferte Energie
Extr	Extrinsisch
f_1	Faktor für Kabelbelastungen
f_2	Faktor für Kabelbelastungen
f_{Red}	Reduktionsfaktor

g	Anzahl
GWV	Grenzwertverletzung
GZF_{LS}	Gleichzeitigkeitsfaktor der Ladesäule
H	Mittlere Häufigkeit
H_2S	Schwefelwasserstoff
H_{GWV}	Mittlere Häufigkeit von GWV
$H_{GWV,Referenz}$	Mittlere Häufigkeit von GWV (Referenzfall)
H_i	Mittlere Häufigkeit eines Zustands
H_k	Mittlere Störungshäufigkeit von Komponente k
$H_{K,i}$	Mittlere Ausfallhäufigkeit einer Komponente i
H_{SpG}	Mittlere Häufigkeit von Spannungsbandverletzungen
H_U	Mittlere Unterbrechungshäufigkeit
$H_{U,DEA}$	Mittlere Häufigkeit von Erzeugungs-unterbrechungen
$H_{U,i}$	Mittlere Unterbrechungshäufigkeit des Knotens i im Betrachtungszeitraum
$H_{Üb}$	Mittlere Häufigkeit von Überlastungen
$H_{Üb,DEA}$	Mittlere Häufigkeit von Überlastungen durch DEA
$H_{Üb,Ent}$	Mittlere Häufigkeit von Überlastungen durch Entnahmen
$H_{Überspg}$	Mittlere Häufigkeit von Überspannungen
$H_{Unterspg}$	Mittlere Häufigkeit von Unterspannungen
i	Zählindex, Knoten
IN	Instandhaltung
Intr	Intrinsisch
I_{th}	Nominaler thermischer Grenzstrom
I_Z	Individueller thermischer Grenzstrom
j	Zählindex
k	Anzahl, DEA
K_N	Netzausbaukosten
l	Länge
L_A	Angeschlossene Leistung von Entnahmen
$L_{A,i}$	Angeschlossene Leistung von Entnahmen am Netzknoten i
$l_{AB,Mittel}$	Mittlere Leitungslänge je AB
l_{Ges}	Gesamte Leitungslänge
L_i	Unterbrochene Leistung von Entnahmen am Netzknoten i im Betrachtungszeitraum
LS	Ladesäule
L_U	Unterbrochene Leistung
$L_{U,DEA}$	Mittlere unterbrochene Leistung

m	Anzahl, Zeitabhängiger Belastungsgrad, Monetarisierungsfaktor
n	Anzahl
N^*	Anzahl, Anzahl
n_{AK}	Anzahl AK
n_B	Anzahl betroffener Entnahmen
$n_{BMA,Gesamt}$	Gesamtanzahl BMA
n_{HA}	Anzahl Hausanschlüsse
N_i	Anzahl der am Knoten i angeschlossenen Entnahmen
n_j	Anzahl Entnahmen in der NE j
$n_{Komp,SK}$	Anzahl der Komponenten in der SK
n_{PK}	Anzahl PK
$n_{SK,10\ rNNS}$	Anzahl SK mit 10 rNNS
$n_{SK,max}$	Maximale Anzahl von SK
$n_{SK,SK-Red}$	Anzahl SK mit SK-Reduktion
$n_{SK,SK-Red,DEA-AK-Red}$	Anzahl SK mit SK- und DEA-AK-Reduktion
n_{TLB}	Anzahl möglicher Teilleistungsbetriebszustände
p	Diskontierungszinssatz, Eintrittswahrscheinlichkeit
P	Wirkleistung
$p_{AK,i}$	Eintrittswahrscheinlichkeit für AK i
$p_{AK,n}$	Eintrittswahrscheinlichkeit für AK n
$P_{Akt,DEA}$	Aktuelle DEA-Leistung in einem Zeitpunkt
$P_{Akt,DEA,kum}$	Kumulierte aktuelle DEA-Leistung
$P_{Akt,Ent}$	Aktuelle Entnahmeleistung in einem Zeitpunkt
$P_{Akt,Ent,kum}$	Kumulierte Wirkleistung über alle Entnahmen im Netz
$P_{Akt,NNZ}$	Aktuelle Leistungsentnahme oder -erzeugung eines NNZ
$P_{Bem,WK}$	Bemessungsscheinleistung eines WK
p_d	Wahrscheinlichkeit der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der DEA-Leistung
$p_{d r}$	Bedingte Wahrscheinlichkeit für das Vorliegen der Stufe d der geordneten Jahresdauerlinie der DEA-Leistung
P_{ENS}	Elektrische Anschlussleistung eines Energiespeichers
P_{Ent}	Leistung der Entnahme i
$P_{Ent,Akt,kum}$	Kumulierte aktuelle Entnahmeleistung
$P_{Ent,i}$	<i>Siehe</i>
P_{FL}	Leistung der FL
$P_{HH,GHD,Ges}$	Gesamte Anschlussleistung durch HH und GHD
p_i	Mittlere Wahrscheinlichkeit eines Zustands i
P_{Inst}	Installierte Leistung in kW

$P_{\text{Inst,DEA}}$	Installierte DEA-Leistung
$P_{\text{Inst,DEA,Ges}}$	Gesamte installierte DEA-Leistung
$P_{\text{Inst,LS}}$	Installierte Leistung der LS
$P_{\text{Inst,LS,Ges}}$	Gesamte installierte LS-Leistung
$P_{\text{Inst,LWK}}$	Installierte Leistung eines LWK
$P_{\text{Inst,PVA}}$	Installierte Leistung einer PVA
$P_{\text{Inst,WKA}}$	Installierte Leistung einer WKA
P_{LS}	Anschlussleistung LS
$P_{\text{Max,DEA}}$	Maximal erzeugte DEA-Leistung
$P_{\text{Max,Ent}}$	Maximale Entnahmeleistung
$p_{\text{NNS,1}}$	Eintrittswahrscheinlichkeit für NNS 1
$p_{\text{NNS},m}$	Eintrittswahrscheinlichkeit für NNS m
$P_{\text{PVA,Inst,ges}}$	Gesamte installierte PVA-Leistung
$P_{\text{PVA,Inst,Ges}}$	Gesamte installierte PVA-Leistung
$p_{\text{rNNS},i}$	Eintrittswahrscheinlichkeit von rNNS i
$p_{\text{S},ikr}$	Wahrscheinlichkeit, dass die mögliche DEA-Leistung in der r ten Stufe zwischen S_{ikr} und $S_{ik(r+1)}$ liegt
$p_{\text{SK},j}$	Eintrittswahrscheinlichkeit für SK j
P_t	Pönale im Jahr t
$p_{\text{Z},ik}$	Bedingte Unterbrechungswahrscheinlichkeit der DEA k in der Kombination i .
$Q_{110\text{kV}}$	Nichtverfügbarkeit durch HS-Netze mit $U_n = 110$ kV
Q_{Ges}	Gesamte Nichtverfügbarkeit durch alle Netzebenen
Q_t	Qualitätselement im Jahr t
Q_U	Mittlere Nichtverfügbarkeit
$Q_{\text{U,DEA}}$	Mittlere nicht einspeisbare Energie , Mittlere DEA-Nichtverfügbarkeit
$Q_{\text{U},i}$	Mittlere Nichtverfügbarkeit des Netzknotens i im Betrachtungszeitraum
r	Stufe der JDL
R	Resistanz
$SAIDI$	System Average Interruption Duration Index
$SAIDI^*$	SAIDI für Variante
$SAIDI_{\text{ARegV}}$	$SAIDI$ mit Berechnungsweise nach ARegV
$SAIDI_{\text{DEA}}$	DEA-bezogener $SAIDI$
$SAIDI_{\text{DEA,Intr}}$	DEA-bezogener $SAIDI$ (intrinsisch), DEA-bezogener $SAIDI$ (intrinsisch)
$SAIDI_{\text{EnWG}}$	$SAIDI$ mit Berechnungsweise nach EnWG
$SAIDI_{\text{EnWG,ges}}$	Summe aus $SAIDI_{\text{EnWG}}$ (NS) und $ASIDI_{\text{EnWG}}$ (MS)

$SAIDI_{\text{Ref,NS}}$	Referenzwert $Y_{\text{Ref},j}$ für NS-Netze
$SAIFI$	System Average Interruption Frequency Index
$SAIFI_{\text{DEA}}$	DEA-bezogene $SAIFI$, DEA-bezogene $SAIFI$, DEA-bezogene $SAIFI$
S_{Akt}	Aktuelle Scheinleistung
S_{Anf}	Angeforderte Scheinleistung
S_{B}	Scheinleistung von betroffenen Entnahmen
s_{DEA}	Schwellwert für $P_{\text{Akt,DEA,kum}}$
$S_{\text{DEA,Max}}$	Maximal erzeugte Scheinleistung einer DEA
$S_{\text{DEA,NVP}}$	Maximale Summenscheinleistung von DEA am NVP
s_{Ent}	Schwellwert für $P_{\text{Ent,Akt,kum}}$
S_{Ges}	Gesamte Scheinleistung von Entnahmen im Netzgebiet
S_{ikr}	Maximal mögliche Erzeugungsleistung von DEA k zum Zeitpunkt $E(T_{ik(r-1)})$
$S_{k,\text{max}}$	Maximale Erzeugungsleistung der DEA k
S_{kd}	DEA-Leistung der DEA k in der Stufe d der sortierten Jahresdauerlinie der DEA-Leistung.
$SONT$	Bemessungsscheinleistung eines ONT
Spg	Spannungsbandverletzung
Sz	Szenario
t	Zeit, Jahr
T	Dauer
T_{Anf}	Dauer der Anforderung
T_{B}	Betrachtungszeitraum
T_{Boden}	Bodentemperatur
T_{FL}	Maximale Dauer des Einsatzes von FL
T_i	Mittlere Dauer eines Zustands i
T_k	Mittlere Störungsdauer von Komponente k
TLB	Teilleistungsbetrieb
T_{NEA}	Mittlere Dauer vom Störungseintritt bis zur Wiederversorgung durch ein NEA
T_{Rep}	Reparaturdauer einer Komponente
T_{U}	Mittlere Unterbrechungsdauer
$T_{\text{U,DEA}}$	Mittlere Dauer von Erzeugungs-unterbrechungen
$T_{\text{U},i}$	Mittlere Unterbrechungsdauer des Knotens i im Betrachtungszeitraum
U_{b}	Knotenspannung an einem Netzknoten ohne Berücksichtigung von DEA-Erzeugung
Üb	Überlastung

$U_{b,DEA}$	Knotenspannung an einem Netzknoten unter Berücksichtigung von DEA-Erzeugung
Überspg	Obere Spannungsbandverletzung (Überspannung)
U_C	Versorgungsspannung
$U_{DEA,NVP}$	Betriebsspannung einer DEA am NVP
U_{Max}	Maximaler Spannungsgrenzwert
U_{Min}	Minimaler Spannungsgrenzwert
U_n	Nennspannung
Unterspg	Unter Spannungsbandverletzung (Unterspannung)
v	Verhältnis
v_{FLTg}	Verhältnis (Freileitungsanteil an gesamter Leitungslänge)
$v_{n_{HA} \cdot Ltg}$	Verhältnis (Anzahl HA zur gesamten Leitungslänge)
v_{PM}	Anteil von Papier-Masse-Kabeln an gesamter Leitungslänge
v_{PVC}	Anteil PVC-Kabel an gesamter Leitungslänge
X	Reaktanz, Zufallsgröße
\bar{x}	Arithmetisches Mittel
x_z^*	Standardisierter Wert der Dimension z
\bar{x}_z^*	Standardisierter Mittelwert der Dimension z
x_z	Wert der Dimension z
\bar{x}_z	Mittelwert der Dimension z
$Y_{Ind,j}$	Individuelle ZVKG der NE j
$Y_{Ref,j}$	Referenzwert der ZVKG der NE j
z	Dimension
z_{Krit}	Kriteriumswert
$z_{Krit,Max}$	Maximaler Kriteriumswert, Maximaler Kriteriumswert
Δ_{ASIDI}	Änderung des $ASIDI$
$\Delta_{ASIDI_{DEA}}$	Änderung des $ASIDI_{DEA}$
$\Delta H_{U,i}$	Änderung von H_U je Knoten i
$\Delta_{Pönale}$	Änderung der Pönale
ΔQ_U	Änderung von Q_U
Δ_{SAIDI}	Änderung des $SAIDI$
ΔU	Spannungsänderung
λ	Ausfallrate, Übergangsrate
μ	Reparaturrate, Übergangsrate
σ_z^*	Standardabweichung der standardisierten Dimension z
σ_z	Standardabweichung der Dimension z

8.4 Publikationen des Autors

- [I] Wierzba, B.; Riedlinger, T.; Möhrke, F.; Zdrallek, M.; Patzack, S.; Schröder, M.:
Regulatory barriers for sector coupling systems on distribution level
PESS 2020, Darmstadt, 2020
- [II] Kamps, K.; Ali, S. A.; Wintzek, P.; Möhrke, F.; Zdrallek, M.; Aschenbroich, F.:
Operating Principle and Reliability of Load Management Systems in Low-Voltage Networks
CIRED 2020 Berlin Workshop, Berlin, 2020
- [III] Kamps, K.; Möhrke, F.; Schäfer, K.-F.; Zdrallek, M.; Wasserrab, A.; Schwerdfeger, R.; Thiele, M.:
Modelling and Risk Assessment of Special Protection Schemes in Transmission Systems
16th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2020), Lüttich (Belgien), 2020
- [IV] Kamps, K.; Möhrke, F.; Zdrallek, M.; Awater, P.; Schwan, M.:
Reliability of Decentralized Network Automation Systems and Impacts on Distribution Network Reliability
16th International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS 2020), Lüttich (Belgien), 2020
- [V] Möhrke, F.; Kamps, K.; Schäfer, K.-F.; Zdrallek, M.; Wasserrab, A.; Schwerdfeger, R.; Thiele, M.:
Kurativ oder präventiv (n - 1)-sicherer Betrieb?
ew - Magazin für die Energiewirtschaft, Jg. 118, Ausgabe 11-12, S. 74 - 79,
VDE VERLAG GmbH, Berlin, 12/2019.
- [VI] Ali, S. A.; Wintzek, P.; Möhrke, F.; Zdrallek, M.; Monscheidt, J.; Yan, X.; Gemsjäger, B.; Slupinski, A.:
Fundamentals for Planning and Operation of Urban Distribution Power Systems with Integration of Electromobility and Heating Sector
Proceedings of the 3rd E-Mobility Power System Integration Symposium,
Dublin (Irland), 2019
- [VII] Möhrke, F.; Kamps, K.; Zdrallek, M.:
How reliable are smart distribution grids?
ComForEn 2019, 10. Symposium Communications for Energy Systems,
Tagungsband, S. 47-53, Eigenverlag des Österreichischen Verbandes für Elektrotechnik, Wien (Österreich), 2019

- [VIII] Möhrke, F.; Kamps, K.; Zdrallek, M.; Awater, P.; Schwan, M.; Osterholt, A.:
Clustering and Determination of Relevant Network Operating Points in Analytical Reliability Calculations
Proceedings of the 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED) 2019, Paper 754, Madrid (Spanien), 2019
- [IX] Möhrke, F.; Kamps, K.; Zdrallek, M.; Awater, P.; Schwan, M.; Aschenbroich, F.:
Analyse der Auswirkungen von dezentralen Energiewandlungsanlagen auf die Zuverlässigkeit von Verteilungsnetzen
Internationaler ETG-Kongress 2019, Tagungsband, S. 197-202, VDE VERLAG GmbH, Berlin, Offenbach, 2019
- [X] Möhrke, F.; Wolter, D.; Hüttenrauch, J.; Wupperfeld, M.; Kellermann, J.; Siemonsmeier, M.; Wahl, M.; Coquette, D.; Köppke, M.; Schaffert, J.; Tsiklios, C.:
Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen
Abschlussbericht zum Vorhaben, Aachen, Essen, Freiberg, Wuppertal, 2018
- [XI] Möhrke, F.; Kamps, K.; Zdrallek, M.; Awater, P.; Schwan, M.:
Modelling of decentral energy resources in distribution grids for reliability calculation
Internationaler ETG Congress 2017, Tagungsband, S. 212-217, VDE VERLAG GmbH, Berlin, Offenbach, 2017
- [XII] Möhrke, F.; Kamps, K.; Awater, P.; Ettinger, A.; Schwan, M.; Zdrallek, M.:
Innovative Konzepte zur zuverlässigkeitstechnischen Modellierung von dezentralen Energiewandlungsanlagen
Tagungsband zur 4. OTTI-Konferenz „Zukünftige Stromnetze für Erneuerbare Energien“. Berlin, 2017
- [XIII] Kamps, K.; Möhrke, F.; Zdrallek, M.; Awater, P.; Schwan, M.; Osterholt, A.; Aschenbroich, F.:
Reliability Calculations with Smart Grid Technologies in Distribution Grids
Proceedings of the 25th International Conference on Electricity Distribution (CIRED) 2019, Paper 784, Madrid (Spanien), 2019
- [XIV] Müller-Syring, G.; Henel, M.; Poltrum, M.; Möhrke, F.; Ortloff, F.:
Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21
gwf Gas + Energie, Jg. 160, Ausgabe 5/2019, S. 64-68, Vulkan-Verlag GmbH, Essen, 2019

- [XV] Awater, P.; Schwan, M.; Kamps, K.; Möhrke, F.; Zdrallek, M.:
Auswirkungen der Energiewende auf die Versorgungszuverlässigkeit von Verteilungsnetzen
Abschlussbericht, Wuppertal, Erlangen, 2019
- [XVI] Moser, A.; Kellermann, J.; Wahl, M.; Schaffert, J.; Zdrallek, M.; Wolter, D.; Möhrke, F.; Hüttenrauch, J.:
Potenzialstudie von Power-to-Gas-Anlagen in deutschen Verteilungsnetzen
energie | wasser-praxis-Dossier Power-to-Gas, S.60-61, wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn, 2019
- [XVII] Müller-Syring, G.; Henel, M.; Poltrum, M.; Wehling, A.; Dannenberg, E.; Glandien, J.; Stötzel, M.; Möhrke, F.; Ortloff, F.; Kratz, F.:
Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21
Abschlussbericht zum Vorhaben, Leipzig, Wuppertal, Karlsruhe, 2018
- [XVIII] Müller-Syring, G.; Henel, M.; Poltrum, M.; Wehling, A.; Dannenberg, E.; Glandien, J.; Krause, H.; Zdrallek, M.; Möhrke, F.; Ortloff, F.:
Transformationspfade zur Treibhausgasneutralität der Gasnetze und Gasspeicher nach COP 21
energie | wasser-praxis, Jg. 69, Ausgabe 10/2018, S. 32-34, wvgw Wirtschafts- und Verlagsgesellschaft Gas und Wasser mbH, Bonn, 2018

8.5 Betreute studentische Arbeiten

- [A] Rüßmann, B.:
Auswirkungen neuer NNZ im Smart Grid auf Aspekte der Anreizregulierung
Master-Thesis, 2019
- [B] Sultan, A.:
Bestimmung von Gewerben in Niederspannungsnetzgebieten
Projekt-Arbeit, 2019 (gemeinsam mit P. Wintzek und S. Ali)
- [C] Hehl, M.:
Zielnetzplanung und Zuverlässigkeitsberechnung eines realen Verteilungsnetzes mit dezentralen Einspeiseanlagen und Energiespeichern
Master-Thesis, 2018

- [D] Kheiri, R.:
Ermittlung von Zuverlässigkeitskenndaten für eine Zuverlässigkeitsberechnung von Niederspannungsnetzen
Supplement-Arbeit, 2018
- [E] Hehl, M.; Schäfer, K.:
Bestimmung von Power-to-Gas-Potentialen unter Berücksichtigung von Sektorkopplung
Seminar-Arbeit, 2017
- [F] Taubitz, A.:
Zuverlässigkeitstechnische Modellierung und Simulation von elektrischen Energiespeichern
Master-Thesis, 2017
- [G] Hobert, A.:
Modellierung und Implementierung von Photovoltaik und Windkraftanlagen zur Zuverlässigkeitsberechnung von zukünftigen Verteilnetzen
Master-Thesis, 2017
- [H] Kemmerich, F.:
Analyse und Quantifizierung der topologischen Nähe und ausfallbedingter Abhängigkeiten von Betriebsmitteln eines Netzgebietes
Bachelor-Thesis, 2017
- [I] Faßbender, M.:
Modellierung von Blockheizkraftwerken und Laufwasserkraftwerken für die Zuverlässigkeitsberechnung zukünftiger Verteilungsnetze
Bachelor-Thesis, 2017
- [J] Ommerborn, N.:
Entwicklung von Kenngrößen zur Quantifizierung der Versorgungszuverlässigkeit von Smart-Grids
Bachelor-Thesis, 2016 (Gemeinsam betreut mit K. Kamps)
- [K] Gürel, E.; Bröse, D.:
Recherche und Modellierung von zukünftigen Netznutzungssituationen in Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von regenerativen Einspeisern
Seminar-Arbeit, 2016

- [L] Yildirim, H.; Gülbol, I.:
**Recherche und Definition von Kenngrößen zur Beschreibung der zukünftigen
Einspeise- und Versorgungszuverlässigkeit**
Seminar-Arbeit, 2016 (Gemeinsam betreut mit K. Kamps)
- [M] Kocak, F.; Reske, T.:
**Recherche und Modellierung von zukünftigen Netznutzungssituationen in
Verteilungsnetzen unter Berücksichtigung von Speichern und flexiblen Lasten**
Seminar-Arbeit, 2016

9 Anhang

9.1 Ergänzende Informationen zum historischen Verlauf der Zuverlässigkeit

Abbildung 9-1 zeigt die $SAIDI_{\text{EnWG,ges}}$ -Werte je Bundesland in den Jahren von 2008 bis 2017 sowie den jeweiligen Bundesländer-Mittelwert.

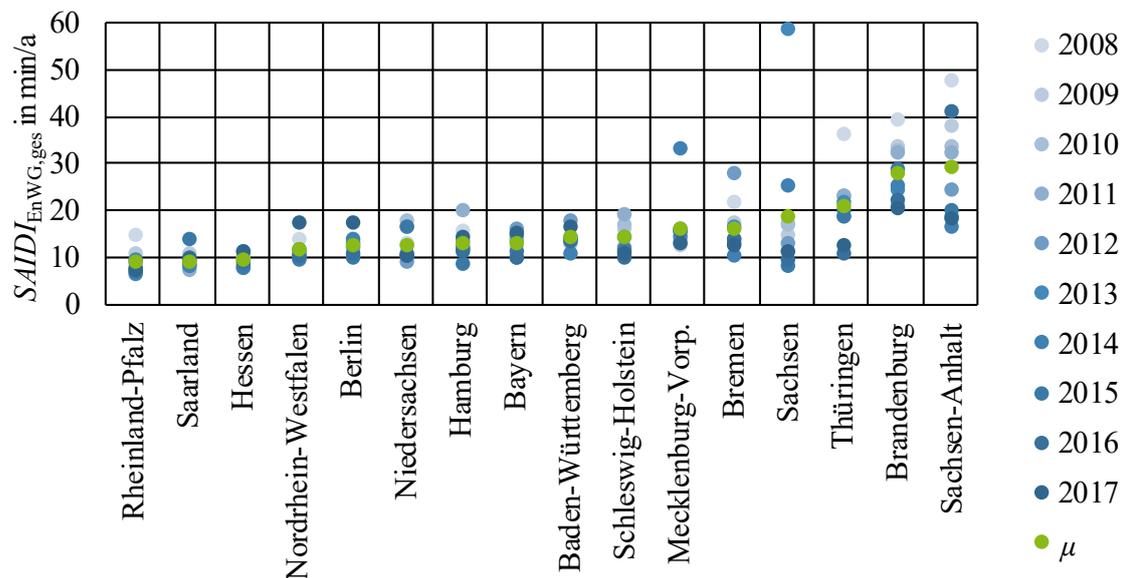


Abbildung 9-1: $SAIDI_{\text{EnWG,ges}}$ je Bundesland sowie der jeweilige Bundesland-Mittelwert über den Zeitraum 2008 bis 2017, aufsteigend sortiert nach dem Bundesland-Mittelwert. Datengrundlage [69]

Die Mittelwerte im dargestellten Zeitraum spreizen sich von 9,1 min/a bis 29,3 min/a. Ländlich geprägte Regionen mit vergleichsweise niedrigen Bevölkerungsdichten und einhergehender niedriger Lastdichte weisen in NS- und MS-Netzen höhere Nichtverfügbarkeiten als NS- und MS-Netze in städtisch geprägten Regionen auf. Dies kann sowohl auf Netzstrukturarten (höherer Anteil Vermaschung in städtischen Netzen) als auch auf Netzstrukturparameter (höhere Leitungslänge je Entnahme in ländlichen Netzen) zurückgeführt werden.

Abbildung 9-2 zeigt den jährlich aufgelösten Anteil von geplanten und stochastischen Unterbrechungen an der Gesamtanzahl (vgl. Abbildung 2-4) in NS-Netzen.

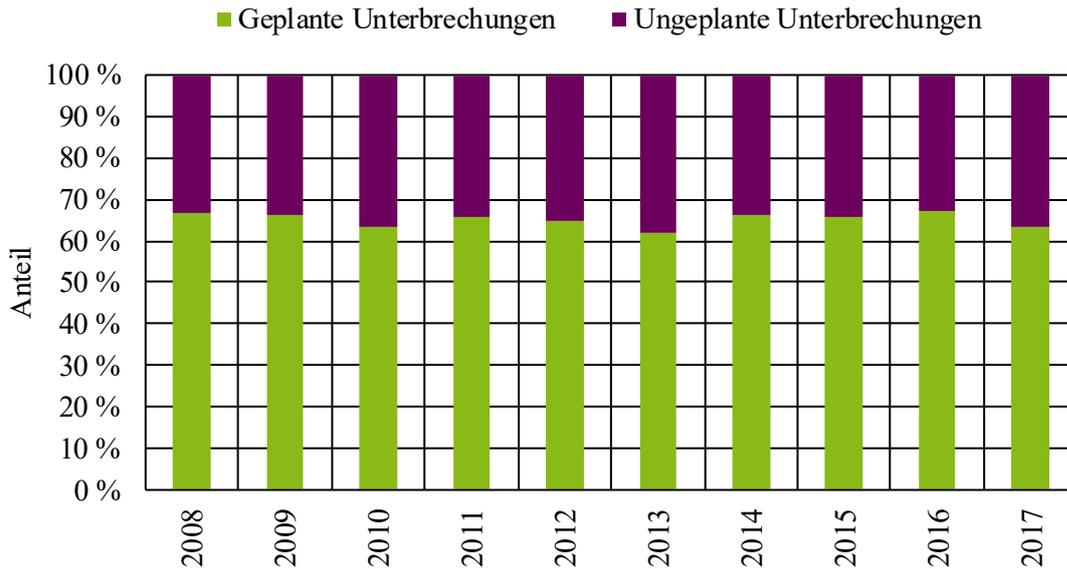


Abbildung 9-2: Anteil von geplanten und stochastischen Unterbrechungen in NS-Netzen 2008-2017. Datengrundlage [69]

Im Mittel von 2008 bis 2017 sind auf der Grundlage von [69] 34,9 % der Unterbrechungen stochastisch. In der Berechnung des $SAIDI_{ARegV}$, der für die Bewertung der Netzzuverlässigkeit der Netzbetreiber mittels der ARegV angelegt wird, werden geplante Unterbrechungen mit dem Unterbrechungsgrund „Sonstiges“ zu 50 % berücksichtigt [69]. Abbildung 9-3 zeigt die prozentualen Anteile der einzelnen Unterbrechungsursachen für NS-Netze.

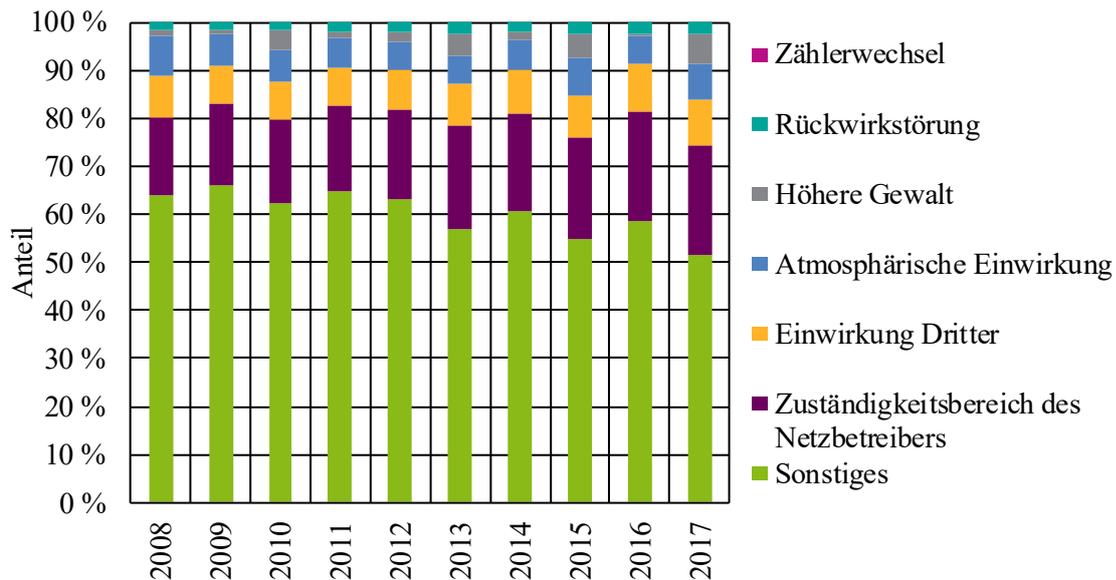


Abbildung 9-3: Anteil der einzelnen Unterbrechungsursachen an geplanten und stochastischen Unterbrechungen in NS-Netzen 2008-2017. Datengrundlage [69]

Dem Unterbrechungsgrund „Sonstiges“ (ausschließlich geplante Unterbrechungen) liegen in jedem Jahr deutlich über 60 % der Unterbrechungen zugrunde. Ursachen für stochastische Unterbrechungen, bspw. „Höhere Gewalt“ oder „Atmosphärische Einwirkung“, sind deutlich seltener.

In Abbildung 9-4 sind je nach Unterbrechungsgrund die mittlere Anzahl an betroffenen Entnahmestellen sowie die mittlere Dauer einer Unterbrechung in den Jahren 2008 – 2017 in NS-Netzen abgebildet.

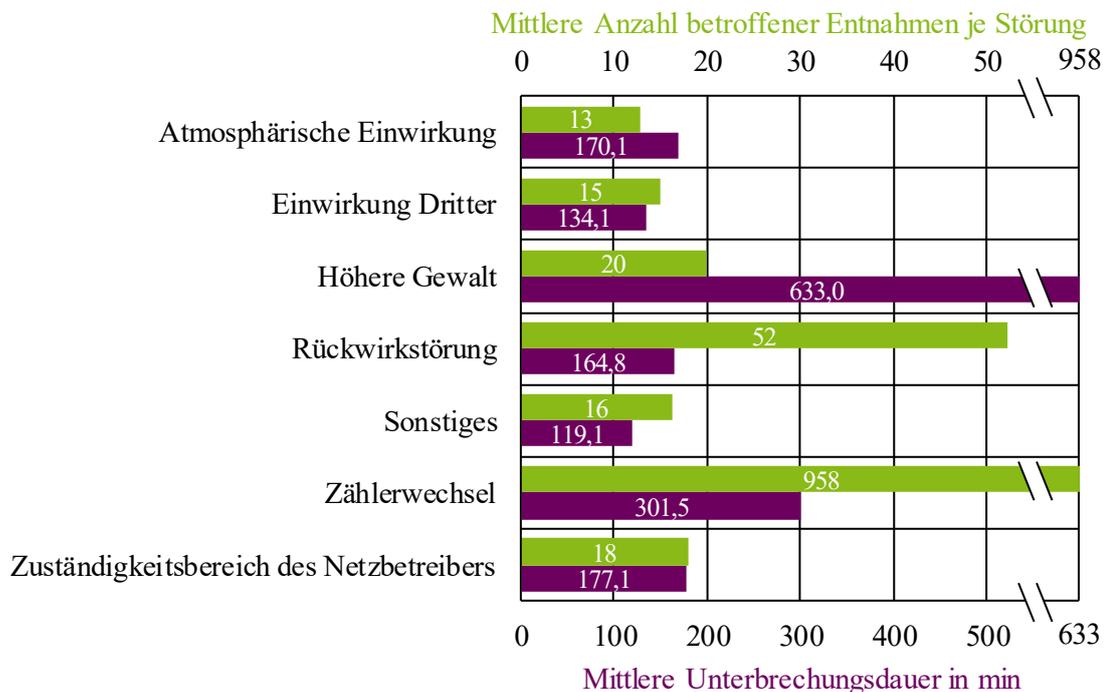


Abbildung 9-4: Mittlere Anzahl betroffener Entnahmen und mittlere Unterbrechungsdauer in NS-Netzen nach Unterbrechungsursache in den Jahren 2008 - 2017. Datengrundlage [69]

Es ist abzulesen, dass Unterbrechungen mit der Ursache „Sonstiges“ sowohl vergleichsweise geringe Anzahlen an Entnahmen betrifft als auch Unterbrechungsdauern im Rahmen sind. Stochastische Unterbrechungen, bspw. mit der Ursache „Höhere Gewalt“ oder „Rückwirkung“, weisen in beiden Kategorien deutlich höhere Werte auf.

Analog zur Auswertung in den NS-Netzen ist in Abbildung 9-5 der jährlich aufgelöste Anteil von geplanten und stochastischen Unterbrechungen an der Gesamtanzahl (vgl. Abbildung 2-4) in MS-Netzen dargestellt. Im Mittel sind 39 % der Unterbrechungen stochastisch; es ist abzulesen, dass der Anteil an stochastischen Unterbrechungen in den Jahren 2012 bis 2017 zunimmt.

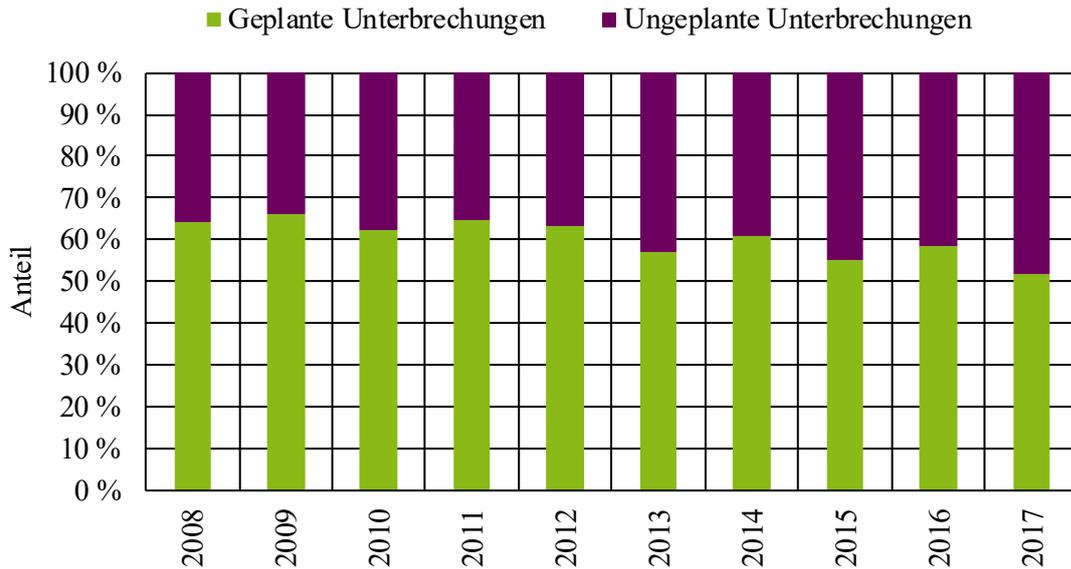


Abbildung 9-5: Anteil von geplanten und stochastischen Unterbrechungen in MS-Netzen 2008 - 2017. Datengrundlage [43]

Analog zur Auswertung in den MS-Netzen ist in Abbildung 9-6 der Anteil der Unterbrechungsursachen in MS-Netzen dargestellt. Die Aufteilung gestaltet sich ähnlich zu den NS-Netzen, allerdings nimmt der Anteil der Unterbrechungen mit der Ursache „Sonstiges“ in den Jahren 2012 bis 2017 ab.

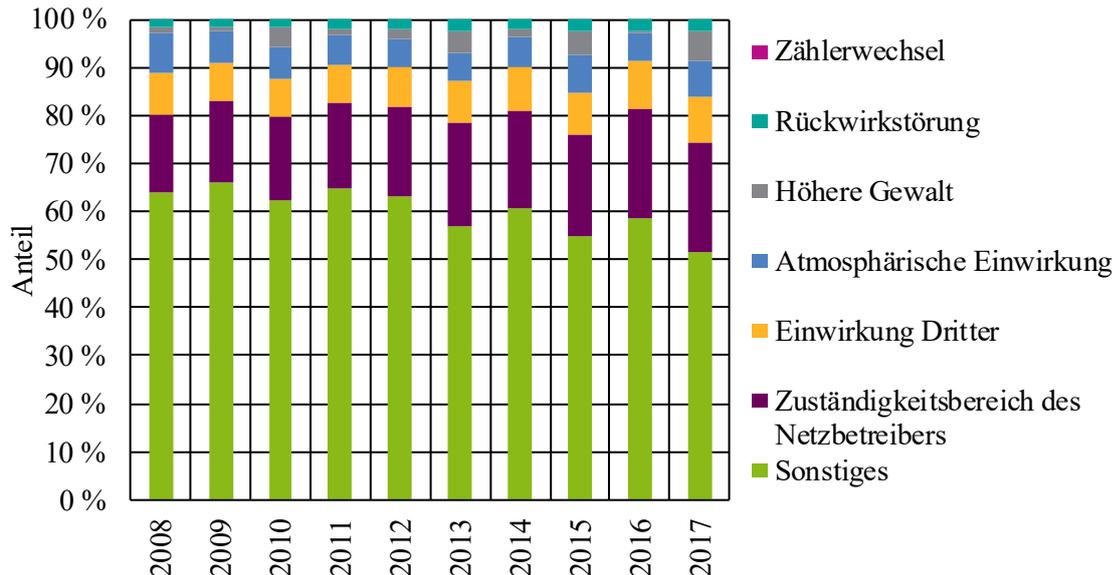


Abbildung 9-6: Anteil der einzelnen Unterbrechungsursachen an geplanten und stochastischen Unterbrechungen in MS-Netzen 2008-2017. Datengrundlage [43]

Die mittlere Anzahl an betroffenen Entnahmestellen sowie die mittlere Dauer einer Unterbrechung in den Jahren 2008 – 2017 in MS-Netzen sind je nach Unterbrechungsgrund in Abbildung 9-7 dargestellt. Zur Ermittlung der Anzahl betroffener Entnahmen wurde die Jahreshöchstlast (81,7 GW zwischen 2016 und 2020 [135, S. 34]) und die Anzahl von Entnahmen von 2018 (50,7 Mio. [69]) verwendet (Verhältnis von 1,62 kW je Entnahme).

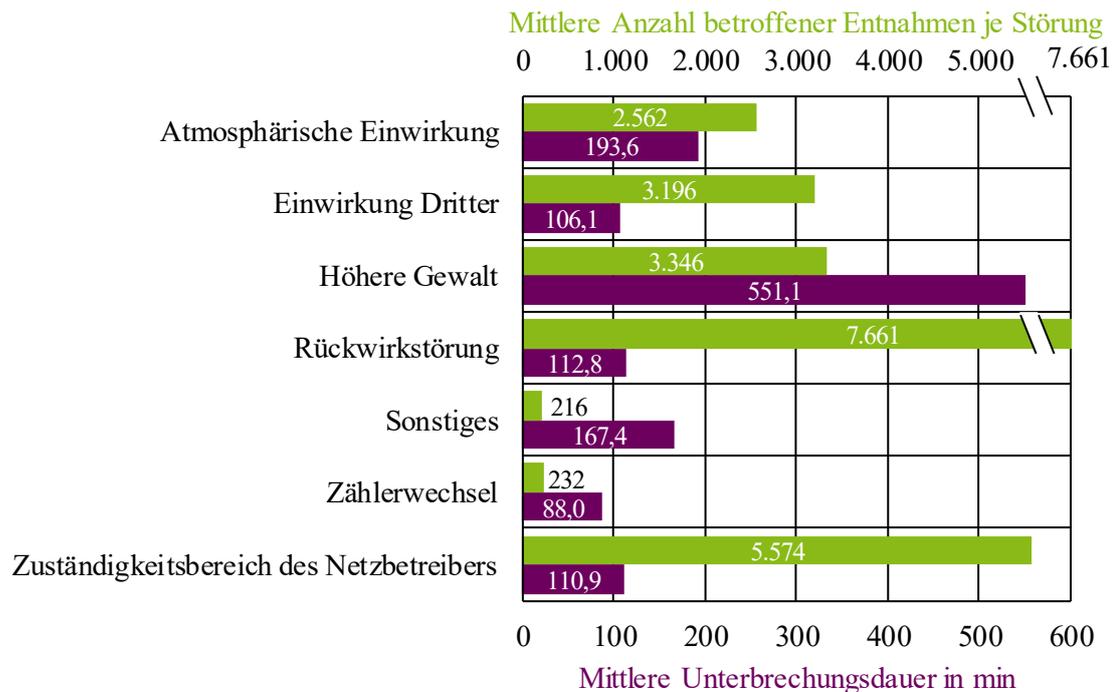


Abbildung 9-7: Mittlere Anzahl betroffener Entnahmen und mittlere Unterbrechungsdauer in MS-Netzen nach Unterbrechungsursache in den Jahren 2008 - 2017. Datengrundlage [43]

Hier ist zu erkennen, dass im Vergleich zu NS-Netzen häufig deutlich mehr Entnahmen von einer Unterbrechung betroffen sind. Gleichzeitig sind die mittleren Unterbrechungsdauern auf ähnlichem Niveau, z. T. sogar höher (vgl. Unterbrechungsgrund „Sonstiges“). Diese Auswertungen stützen die Interpretation der ZVKG aus Abschnitt 2.4.1 (vgl. Abbildung 2-4) – in NS-Netzen treten wesentlich häufiger als in MS-Netzen Unterbrechungen auf, es sind jedoch bei MS-Störungen bei häufig vergleichbarer Störungsdauer wesentlich mehr Entnahmestellen betroffen.

9.2 Ergänzende Informationen zur Modellierung von DEA

9.2.1 Beschreibung der Komponenten von PVA

Solarzellen/Wafer und Solarmodule: Der energiewandelnde Teil von PVA in NS und MS, der elektromagnetische Sonnenstrahlung in elektrischen Strom wandelt, besteht aus Platten des verwendeten Halbleitermaterials, sogenannten Wafern. Der mehrheitliche Anteil an Solarzellen/Wafern wurde 2012 aus kristallinem Silizium gefertigt [92, S. 43]. Innerhalb der Module werden die Wafer im Allgemeinen in Reihe geschaltet, um eine hohe Ausgangsspannung zu erzeugen [92, S. 66] und Ströme mit möglichst geringen Stromstärken transportieren zu müssen, damit aus ökonomischen Gesichtspunkten geringe Querschnitte für Verbindungsleitungen verwendet werden können. Eine bestimmte Anzahl von Wafern wird innerhalb der Solarmodule angeordnet und miteinander seriell oder parallel verschaltet.

Im Falle einer Verschattung werden einzelne Wafer aufgrund ihrer physikalischen Eigenschaften zu elektrischen Entnahmen. Verschattete Wafer mindern daher innerhalb eines Moduls den Stromertrag, den unverschattete Wafer bereitstellen; ggf. würde sich das gesamte Modul temporär als Senke verhalten. Daher besitzen moderne Solarmodule Bypassdioden zur Reduktion von Verschattungsverlusten. Diese werden antiparallel zu den Zellen geschaltet, um im Falle einer Verschattung den betroffenen Wafer zu überbrücken [92, S. 67].

Mehrere Solarmodule können durch serielle oder parallele Verschaltung zu sog. Strängen verbunden werden. Die Nennleistung eines Strangs ergibt sich aus der Summe der Modulnennleistungen [92, S. 85].

Die Solarmodule erzeugen zunächst Gleichstrom, der über Gleichstromleitungen bis zum GAK und nachfolgend zum WR geleitet wird [92, S. 75]. Da Gleichstromleitungen (fehleranfällige) Anschlussverbindungen zu Solarmodulen und am GAK aufweisen sowie je nach PVA-Bauart auch wetterabhängigen Einflüssen ausgesetzt sind, werden Gleichstromverbindungsleitungen von Solarmodulsträngen bis zum GAK sowie von GAK bis WR in der zuverlässigkeitstechnischen Modellierung mit betrachtet. Jedoch führt ein Ausfall einer Strang-Gleichstromleitung nur zur Nichtverfügbarkeit des jeweiligen Stranges. Daher werden diese in der Subkomponente „Strang“ berücksichtigt.

Aufstellungsvorrichtung: Die Module der PVA werden üblicherweise auf eine Aufstellungsvorrichtung (auch: Aufständerung, vgl. [92, S. 69ff]) montiert. Hierbei lassen sich Aufstellungsvorrichtungen nach Leistungsklassen (bspw. zwischen Aufdach- und Freiflächenanlagen) unterscheiden. Bei Dachanlagen wird häufig eine Metallkonstruktion verwendet, auf denen die Module montiert werden. Bei Freiflächenanlagen werden Module entlang von Gerüsten oder einzelnen Aufbauten montiert. Ebenso ist zwischen fest ausgerichteten und nachgeführten Systemen zu unterscheiden [92, S. 69]. Ein Ausfall der Nachführung würde je nach Dargebot und Ausrichtung der PVA gegenüber der Sonneneinstrahlung ggf. zu einem Minderertrag führen. Da jedoch ein Ausfall der Nachführung tendenziell nicht zu einem Anlagenausfall führt, wird diese Komponente im Rahmen der zuverlässigkeitstechnischen Nachbildung nicht betrachtet.

Generatoranschlusskasten: Im GAK werden die Gleichstromleitungen der PVA verbunden. Aufgrund der hohen Gleichstrom-Systemspannungen (bspw. 1 kV [92, S. 85] bis 1,5 kV [136]) muss hier ein Widerstand zur Anlagensicherheit berücksichtigt werden. Bei netzgekoppelten Anlagen ist es üblich, die Stränge jeweils im GAK zu verbinden. Ebenso sind Strangsicherungen üblicherweise im GAK untergebracht [92, S. 75].

Vom GAK führt eine DC-Hauptleitung zum Wechselrichter [92, S. 85] oder zu mehreren Wechselrichtern. Bei größeren PVA werden anstatt eines GAK Schaltschränke installiert, die jeweils mit WR verbunden werden, die je nach PVA-Anlagengröße ein- oder dreiphasig elektrische Leistung erzeugen. Eine dreiphasige Erzeugung ist notwendig, wenn alternativ dazu durch die Erzeugung in einer Phase eine Schiefast von 4,6 kVA entstehen würde [62].

Wechselrichter: Der elektrische Aufbau einer PVA kann v. A. hinsichtlich der WR-Anordnung unterschieden werden [92, S. 73]. Auch hinsichtlich der zuverlässigkeitstechnischen Modellierung spielt die Anordnung des WR eine wesentliche Rolle. Im Hinblick auf WR lassen sich die folgenden Konfigurationen unterscheiden (vgl. [92, S. 74 ff]):

- Zentral-WR: Alle Solarmodule resp. -stränge werden mit einem WR verbunden.
- Master-Slave-WR: Alle Solarmodule resp. -stränge werden zentral mit mehreren WR verbunden. Einer der WR agiert als „Master“-WR; weitere „Slave“-WR werden hinzugeschaltet, sofern dies zur Leistungsübertragung notwendig ist.
- Strang-WR: Solarmodul-Stränge verfügen jeweils über eigene WR, die separat mit den NVP verbunden sind.
- Modul-WR: Jedes Solarmodul ist mit einem WR ausgestattet.

Bei PVA mit installierten Leistungen im geringen kW_p -Bereich wird (bspw. bedingt durch die aufzubauende Systemspannung, aber auch aus ökonomischen Gesichtspunkten) häufig die Zentral-WR-Variante gewählt. Anlagen mit höherer installierter Leistung mit mehreren Strängen (ähnlicher Leistung) können ebenso mit einem zentralen WR oder Master-Slave-WR betrieben werden, es sind jedoch auch Strang-WR-Konzepte gängig. PVA mit Modul-WR erzielen aufgrund des modulscharfen MPP-Trackings tendenziell höhere Leistungen und bieten aufgrund des Aufbaus hohe Anlagenzuverlässigkeiten, jedoch sind hier ebenso die spezifischen WR-Kosten gegenüber den anderen WR-Konzepten hoch [92, S. 77]. Ebenso sind Modul-WR-Konzepte selten und werden hier nicht weiter betrachtet.

Drehstrom-Komponenten: WR werden mit Drehstromleitungen unter Verwendung von Sicherungssystemen am NVP mit dem elektrischen Energiesystem verbunden. Während dies bei Zentral-WR sehr kurze Kabelstrecken sind, können bspw. bei Freiflächenanlagen und Strang-WR erhebliche Drehstrom-Leitungslängen vorhanden sein. Ebenso kann es beim Anschluss an MS-Netze notwendig sein, zusätzlich Transformatoren vor dem NVP vorzusehen [92, S. 73], die ebenfalls unter Drehstrom-Komponenten zusammengefasst sind.

9.2.2 Beschreibung der Komponenten von WKA

Rotorsystem: Das Rotorsystem setzt sich zuverlässigkeitstechnisch zusammen aus:

- Rotorblättern (üblicherweise drei),

- Lagern (je Rotorblatt),
- Rotornabe inkl. Blattverstellungssystem,
- Schmierungssystem,
- Schutzeinrichtung

Für die Aufnahme der Energie, die sich in der Windströmung befindet, werden Rotorblätter verwendet. Diese wandeln durch das Ausnutzen des aerodynamischen Auftriebs die kinetische Energie in eine Rotation um und stellen somit eines der wichtigsten Bauelemente der WKA dar. In modernen WKA werden die Rotorblätter meist aus Aluminium, Stahl, Glasfaserverbundmaterial und/oder in Glas- und Kohlefaser-Gemischtbauweise gefertigt [101, S. 284]. Die Rotorblätter werden über Lager mit der Rotornabe verbunden. Diese wiederum ist angeschlossen an den Triebstrang, damit die kinetische Energie der Rotorblätter über den Triebstrang zum Generator weitergeleitet werden kann.

Bei pitchgeregelten WKA werden elektrische (seltener: hydraulische) Blattverstellungssysteme verwendet [101, S. 350]. Ebenso ist hier ein Enteisungssystem enthalten, um den Rotor im Winter vor Vereisung zu schützen, sowie ein separates Schutzsystem, das die WKA vor Blitzeinschlägen schützt [101, S. 359]; das Blitzschutzsystem wird hier jedoch als Teil der Subkomponente „Elektrik“ betrachtet. Da das Blattverstellungssystem als eigenständiges System arbeiten kann, wird dieses System als eigene Subkomponente kategorisiert [47, S. 49]. Zum hydraulischen Blattverstellungssystem gehören folgende drei Komponenten [47, S. 50]:

- Blattverstellmechanik
- Hydraulische Systeme
- Sensorik

Zu elektrischen Blattverstellungssystemen gehören folgende fünf Komponenten:

- Pitch-Motoren
- Energieversorgung des Systems
- Schleifring
- Steuerbox(en)
- Sensoren

Die Energieversorgung des Systems und die Steuerboxen besitzen üblicherweise eine Redundanz bzw. mehrere Redundanzen, die in den ZVKD berücksichtigt ist.

Triebstrangsystem: Nach dem Rotorsystem folgt der Triebstrang, der die Rotornabe mit Getriebe, Motorbremse und Generator verbindet. Es lassen sich drei Bauformen unterscheiden: integriert, aufgelöst und teilintegriert [47, S. 54f.]. Wesentlich für die Modellierung ist hier die Rotorwelle, die an der Rotornabe beginnt. Die Lagerung der Rotorwelle spielt für die Kraftübertragung eine zentrale Rolle. Zum Triebstrangsystem gehören die Komponenten:

- Hauptwelle
- Hauptlager und -gehäuse (rotor- und getriebeseitig)
- Kupplung (rotor- und getriebeseitig)

Bei getriebelosen WKA ist hier ebenso die Komponente „Schmierungssysteme“ zu berücksichtigen [47, S. 55]. Zur Begrenzung der maximalen Drehzahl, aber auch bei der Windnachführung oder für Notfall- und Instandhaltungszwecke können bei WKA mechanische Bremsen verbaut sein, die sich meist auf der Triebstrangwelle befinden [47, S. 58]. Bei manchen Konzepten kommen auch aerodynamische Bremsen statt mechanischer Bremsen zum Einsatz. Ein Ausfall der mechanischen oder aerodynamischen Bremse führt zum Ausfall der WKA [47, S. 58].

Getriebe: Zur Drehzahlwandlung zwischen Triebstrang und Generator verfügen die meisten WKA-Konzepte über ein Getriebe; ausgenommen ist hier das Antriebskonzept mit fremderregtem Synchrongenerator [47, S. 55], das bei Onshore-WKA auch häufig vorkommt (vgl. Abbildung 3-5). Die Getriebe können aus mehreren Stufen bestehen. Zur zuverlässigkeitstechnischen Subkomponente ist neben dem ein- bis mehrstufigen Getriebe auch das Gehäuse sowie das Getriebschmiersystem und weiteres Zubehör (darunter Sensoren, Klammern und Kühlung) zu zählen [47, S. 55 f.].

Generator: Der Generator wandelt die kinetische Energie des Triebstrangs in elektrische Energie. Gebräuchliche Konzepte sind SG oder Asynchrongeneratoren (AG) mit direkter oder indirekter Netzkopplung [101, S. 412 ff]. Ein relevantes AG-Konzept bei WKA ist der DGAG, mit dem eine hohe Drehzahlvariabilität sichergestellt wird [101, S. 439 ff]. Der Generator ist im Allgemeinen nicht redundant ausgelegt, sodass ein Ausfall einer der Subkomponenten zum Ausfall der Subkomponente „Generator“ führt.

Zur Subkomponente Generator gehören die folgenden Subkomponenten [47, S. 57f.]:

- Kühlsystem
- Schmierungssystem
- Generatorlager
- Läufer (Rotor)
- Ständer (Stator)
- Kupplung
- Gehäuse und Anschlusskasten

Windnachführungssystem: Das Windnachführungssystem (auch Azimutsystem) richtet die Gondel und das Rotorsystem nach der Windrichtung aus bzw. dreht diese Subkomponenten bei Bedarf aus dem Wind. Diese Bewegung wird durch Motoren unter Nutzung eines Getriebes ermöglicht. Damit eine unzulässige Verdrehung der Kabel verhindert wird, wird üblicherweise hier ein eigener Verdrillschutz eingesetzt. Beim Windnachführungssystem ist ein Messinstrument eingebunden, um die Windrichtung zu bestimmen. Dies ist die Windfahne, die im Allgemeinen auf der Gondel befestigt ist. Diese wird als Subkomponente bei der Subkomponente „Sensor- und Regelungseinheiten“ berücksichtigt. Zum Windnachführungssystem gehören insgesamt die folgenden Subkomponenten [47, S. 54]:

- Hydraulisches Bremssystem,
- Azimutdreheinrichtung
- Azimutantriebe inkl. Bremsen, -motoren und -getriebe
- Schmierungssystem
- Azimutverriegelung
- Verdrillschutz

Sensor- und Regelungseinheiten: Für die Vielzahl von Mess- und Regelungssystemen in WKA werden entsprechende Systeme benötigt. Ein Ausfall eines Teils dieser Systeme kann zum Ausfall der gesamten Anlage führen. Hierzu sind die folgenden Subkomponenten zu zählen [47, S. 56 f.]:

- Betriebsführungsrechner
- Ölfiltersystem
- Signaleinrichtungen
- Überwachungssensoren
- Weitere Sensoren
- Windfahne (im Allgemeinen redundant)
- Anemometer (im Allgemeinen redundant)

Elektrik: Unter der Subkomponente „Elektrik“ werden die folgenden Subkomponenten zusammengefasst [47, S. 52]:

- Sicherungen
- Leitungen
- Kompensationssystem
- Energieversorgung für den WKA-Eigenbedarf
- Elektrische Subsysteme (u.a. Erdung/Blitzschutz)

Obwohl die Subkomponenten in einer WKA nicht jeweils miteinander verbunden sein müssen, werden sie hier zuverlässigkeitstechnisch seriell innerhalb einer Subkomponente zusammengefasst.

Hydrauliksystem: Um die hydraulischen Aufgaben, wie z. B. die Aktivierung der Rotorbremse oder bei manchen Anlagen die Pitchverstellung, vorzunehmen, wird eine hydraulische Steuerung benötigt. Dieses System besteht aus einer Pumpe, die das Hydraulikfluid fördert, sowie aus einem Heiz- bzw. Kühlsystem, das die Dichte des Fluids steuert. Ebenso sind ein Zylinder und ein Behälter für das Fluid erforderlich [101, S. 398].

Schmierungs-system: Um die zahlreichen beweglichen Komponenten der WKA mit Schmiermittel zu versorgen, wird ein (zentrales) Schmierungs-system benötigt. Es besteht – ebenso wie das Hydrauliksystem – aus einer Pumpe, einem Heiz- bzw. Kühlsystem und einem Sammelbehälter. Zusätzlich wird ein Sprühsystem benötigt, um das Schmiermittel auf die Komponenten aufzutragen [101, S. 364 f.].

Tragestruktursystem: Das zuverlässigkeitstechnische Modell für das gesamte äußere Gehäuse der WKA wird in der Subkomponente „Tragestruktursystem“ zusammengefasst. Hierunter sind die folgenden Subkomponenten zu verstehen:

- Turm
- Gondel (auch: Maschinenhaus [101, S. 80])

Hier sind im Rahmen dieser Arbeit bei der Modellierung die größten Abweichungen gegenüber [47] zu berücksichtigen, da sich diese Subkomponenten z. T. zwischen Offshore- und Onshore-WKA erheblich unterscheiden.

Um den Generator und den Triebstrang vor Umwelteinflüssen zu schützen, wird eine Gondel genutzt. Die Gondel ist auf dem Turm der WKA angeordnet (vgl. Abbildung 3-4). Der Turm wird mit einem Verbindungselement mit dem Fundament gekoppelt. Das Fundament ist im Offshore-Bereich ein eigenes Bauelement (bspw. Jackets oder Tripods); im Onshore-Bereich steht der Turm üblicherweise auf dem im Boden vorbereiteten (Beton-)Fundament. Abweichend zu [47] werden daher hier keine Kenndaten für das Fundament bei Onshore-WKA berücksichtigt. Ebenso ist das Verbindungselement („Übergangsstück“ [47, S. 48]) von Turm zum Fundament bei Onshore-WKA nicht gesondert zu berücksichtigen, da dieses als Teil des Turms gesehen werden kann [101, S. 526].

Der Turm der WKA ist bei Massivbauweise zylindrisch und/oder konisch und häufig modular aus einzelnen (Fertigteil-)Elementen aufgebaut. Auch Gitterbauweisen oder Spannseile kommen zum Einsatz. Als Material wird häufig Beton oder Stahl eingesetzt [101, S. 528].

Frequenzumrichter: Frequenzumrichter werden bei WKA eingesetzt, um die elektrische Erzeugung mit konstanter Netzfrequenz trotz schwankender Windverhältnisse mit damit einhergehender hoher Drehzahlvariabilität zu gestalten [101, S. 322]. Hierbei kommen üblicherweise Vollumrichter oder – insbesondere bei DGAG-Konzepten – auch (zueinander redundante) Teilumrichter zum Einsatz [47, S. 53]. Falls einer der Teilumrichter nicht verfügbar ist, die WKA jedoch aufgrund des vorliegenden Dargebots hohe elektrische Leistungen erzeugen könnte, würde sich ein Teilleistungszustand der WKA ergeben. Der Leistungsausgang aus dem Umrichter erfolgt über einen Netzfilter [137].

Abweichend zu [47] wird die Subkomponente „Umrichter“ (gemeint sind Frequenzumrichter) aus der Subkomponente „Elektrik“ gelöst und als eigenständige Subkomponente behandelt. Durch diesen Schritt lassen sich unmittelbar Kenndaten für den Zustand „Teilleistungsbetrieb“ ableiten, der bei der Verwendung von Teilumrichtern möglich ist. Zudem handelt es sich bei Frequenzumrichtern um eine der wesentlichen Schwachstellen bei WKA [138, S. 5], deren Berücksichtigung innerhalb der Subkomponente „Elektrik“ die ZVKD dieser Subkomponente verzerren würde.

Transformator: Zwischen Umrichtersystem und der unmittelbaren Netzverknüpfung befindet sich häufig ein Transformator zur Transformation der WKA-Ausgangsspannung auf die Netzbetriebsspannung der angeschlossenen Netzebene. Der Transformator kann im Turmfuß, in einem separaten Gebäude neben dem Turm oder in der Gondel angeordnet sein [101, S. 398]. Im Rahmen dieser Arbeit wird der Transformator als Subkomponente mit nicht weiter unterteilten Subkomponenten betrachtet.

9.2.3 Beschreibung der Komponenten von BMA

Feststoffeintragssystem: Die angelieferte Biomasse wird gelagert, bevor sie homogenisiert und für weitere Prozesse aufbereitet wird. Für die Lagerung kann bspw. eine Vorgrube genutzt werden. Weiterhin existiert ggf. eine Substrataufbereitung (je nach verwendetem Substrat). Abschließend wird das Substrat dem Fermenter zugeführt (Substratzufuhr). Dazu wird es über Pumpen und Rohrleitungen oder Schnecken weitertransportiert.

Fermenter: In einem meist zylindrischen Gebäude wird das Substrat ständig mit Rührwerken durchmischt, zerkleinert und gärt unter Erwärmung mit Hilfe von Mikroorganismen. Hier findet der Biogasprozess unter anaeroben Bedingungen statt. Das aufsteigende Biogas wird innerhalb des Gebäudes (Haube) oder in einem externen Speicher gespeichert und ggf. weiter aufbereitet. Das dabei entstehende Biogas besteht im Wesentlichen aus Methan (CH_4 , 45 bis 60 Vol.-%) und Kohlenstoffdioxid (CO_2 , 35 bis 55 Vol.-%) [139, S. 1723].

Nachgärer: Im Nachgärer wird das Substrat weiter erhitzt und ausgegoren, sodass weiteres Biogas entsteht.

Gärrestlager: Das ausgefaulte Substrat, das im Fermenter und im Nachgärer bereits das wesentliche Biogas abgegeben hat, wird hier gelagert, bis es bspw. als Dünger ausgebracht wird. Durch Nachgärungsprozesse entstehendes Biogas wird aufgefangen und gespeichert.

Gasaufbereitung: Während des Biogasprozesses entstandener Schwefelwasserstoff (H_2S) kann zu Korrosion von Anlagenteilen (z. B. Armaturen oder Rohrleitungen) führen, sodass eine Entschwefelung in der Gasaufbereitung notwendig ist. Durch einen Gaskühler wird die Temperatur gesenkt und enthaltenes Wasser wird durch Kondensation abgetrennt. Dieser Prozess findet jedoch meist nur bei modernen Anlagen statt.

Gasspeicher: Im Foliendach (Haube) des Fermenters wird das aus dem faulenden Substrat abgetrennte Biogas gespeichert. Gasspeicher können auch als separates Gebäude mit integriertem Gassack ausgeführt sein.

Mess-, Steuer- und Regelungstechnik (MSR): Zur Steuerung der BMA werden im Allgemeinen Speicherprogrammierbare Steuerungen (SPS) genutzt. Über verknüpfte Messstellen und Antriebe kann ein Betrieb weitgehend automatisiert erfolgen sowie Prozesse überwacht und visualisiert werden.

Gasfackel: Zur kontrollierten Verbrennung bei Störungen, in denen Biogas unkontrolliert freigesetzt werden könnte, ist eine alternative Gasverbrauchseinrichtung vorgeschrieben.

Blockheizkraftwerke: Als Grundmotor für ein BHKW werden Stirling-Motoren, Zündstrahlmotoren, Gas-Otto-Motoren oder Mikrogasturbinen eingesetzt. Bei BMA sind aber meist Gas-Otto-Motoren oder Zündstrahlmotoren üblich [140, S. 3, 32]. Gas-Otto-Motoren sind modifizierte Otto-Motoren, die Biogas ansaugen, es mit Luft vermischen, verdichten und mit einer Zündkerze zünden. Zündstrahlmotoren sind funktional abgeleitete Dieselmotoren (Selbstzünder). Ein Zündstrahl, meist Biodiesel oder Pflanzenöl, wird stark verdichtet und zündet das angesaugte Biogas-Luft-Gemisch. Gas-Otto-Motoren finden häufig im höheren Leistungsbereich ($> 250 \text{ kW}_{el}$) Anwendung, Zündstrahlmotoren überwiegend im kleinen bis mittleren Leistungsbereich ($\leq 340 \text{ kW}_{el}$) [140, S. 32].

Zur Bereitstellung von elektrischer Energie ist im Allgemeinen im BHKW ein Generator angeordnet, der mechanisch mit dem Biogasantrieb verbunden ist. Ebenso ist im Allgemeinen ein Transformator unmittelbar vor dem NVP vorhanden. Die Art des Generators richtet sich nach dem Anwendungsfall der Anlage (Netzparallelbetrieb, Notstrom- oder Inselbetriebsanlage). Bei BMA für den netzparallelen Betrieb werden bei geringen Leistungsgrößen eher AG, bei höheren Leistungsgrößen eher SG eingesetzt [139, S. 1729]. Der NVP selbst ist nicht Teil der Anlage und wird daher zuverlässigkeitstechnisch nicht mit betrachtet.

9.2.4 Beschreibung der Komponenten von LWK

Wehranlage mit Einlauf und Einlaufrechen/Grobrechen: Unmittelbar an einer Wehranlage, die zum Aufbau eines Höhenunterschiedes und zum Anstauen von (geringen) Wassermengen dient, befindet sich der Einlauf zum LWK. Dieser führt das Wasser in Richtung der Turbine ab. Der Einlaufrechen/Grobrechen verhindert Verstopfung und Beschädigung der Turbinen durch Treibgut und Zivilisationsabfälle.

Zuflussrohr mit Kiesfang / Feinrechen: Das durch die Wehranlage abgeleitete Wasser fließt anschließend (optional) durch ein Zuflussrohr in Richtung der Turbine. Im oder am Zuflussrohr können weitere Bauteile zur Wasserreinigung (Kiesfang/Feinrechen) verbaut sein.

Leitapparat mit Leitschaufeln: Unmittelbar vor dem Turbineneinlauf wird der Wasserzufluss durch einen Leitapparat mit Leitschaufeln reguliert, auch zur optimalen Wirkungsgradeinstellung der Turbine.

Turbine: In der Turbine wird die mechanische (kinetische) Energie des Wassers in elektrische Energie gewandelt. Je nach Fallhöhe und Anlagenleistung kommen bei LWK (Niederdruckanlagen) bspw. Kaplan- oder Ossbergerturbinen zum Einsatz [108, S. 8]. Die Turbinen (sowie auch die Generatoren und Transformatoren) können in einem separaten Gebäude („Krafthaus“) angeordnet sein [108, S. 489ff].

Generator und Transformator: Im Generator wird die mechanische Energie der Turbine, die mechanisch mit dem Generator verbunden ist, in elektrische Energie gewandelt. Zum Einsatz kommen hier sowohl SG als auch ASG. Bei kleineren Anlagen werden meist ASG verwendet, es können aber auch permanent-erregte Synchrongeneratoren eingesetzt werden [108, S. 676ff]. Im Transformator wird der entstehende Strom vom Generator auf die Nennspannung am NVP transformiert. Bei LWK mit geringen Anlagenleistungen wird die benötigte Netzspannung meist direkt am Generator erzeugt, d. h. ein Transformator ist nicht verbaut.

Drehstromkomponenten und Schaltanlage: Zwischen dem Transformator/Generator und dem NVP sind Drehstromkomponenten (Kabel und Schaltanlage) zur Netzanbindung vorhanden. Der NVP selbst ist nicht Teil der Anlage und wird daher zuverlässigkeitstechnisch nicht mit betrachtet.

9.3 Zuverlässigkeitskenn daten

9.3.1 Zuverlässigkeitskenn daten für DEA

Für die exemplarischen DEA, deren Zustandswahrscheinlichkeiten in Abbildung 3-16 dargestellt sind, sind in der nachfolgenden Tabelle 9-1 ergänzend die Übergangsraten für die Parametrierung des 4-Zustandsmodells dargestellt, die sich aus den ZVKD und dem jeweiligen Anlagenaufbau ergeben. Nicht dargestellte Übergangsraten werden mit 0 angenommen.

Tabelle 9-1: Übergangsraten für exemplarische DEA nach dem 4-Zustandsmodell

Rate	Einheit	PVA 1	PVA 2	WKA 1 DGAG	WKA 2 SG	BMA 1	BMA 2	LWK 1	LWK 2
$\lambda_{B,A}$	1/a	0,825	0,006	2,14	2,46	19,37	8,64	0,36	0,12
$1/\mu_{A,B}$	h	10	179	332	347	7	7	147	169
$\lambda_{B,TLB}$	1/a	-	5	0,57	0	0	10,92	0	0,24
$1/\mu_{TLB,B}$	h	-	1,6	239	0	0	7	0	135
$\lambda_{B,IN}$	1/a	1	0	2	2	4	4	4	4
$1/\mu_{IN,B}$	h	8	0	8	8	8	8	131	131

9.3.2 Zuverlässigkeitskenn daten für ENS

In der nachfolgenden sind ergänzend die Übergangsraten für die Parametrierung des 4-Zustandsmodells für die exemplarischen ENS, deren Zustandswahrscheinlichkeiten in Abbildung 3-19 dargestellt sind, enthalten. Die Übergangsraten ergeben sich aus den ZVKD und dem jeweiligen Anlagenaufbau. Nicht dargestellte Übergangsraten werden mit 0 angenommen.

Tabelle 9-2: Übergangsraten für exemplarische ENS nach dem 4-Zustandsmodell

Rate	Einheit	ENS 1 ($P_{ENS} = 0,05$ MW)	ENS 2 ($P_{ENS} = 0,1$ MW)	ENS 3 ($P_{ENS} = 0,15$ MW)
$\lambda_{B,A}$	1/a	4,60	4,60	4,60
$1/\mu_{A,B}$	h	2,25	1,38	1,38

9.3.3 Ausfallarten in NS- und MS-Netzen

Auftretende Ausfallarten und die jeweiligen Kenndaten unterscheiden sich erheblich innerhalb der einzelnen Netzebenen und Sternpunktbehandlungsarten. Im Folgenden werden kurz die wesentlichen Ausfallarten, die für NS- und MS-Netze relevant sind, auf Basis von [41] beschrieben. Für die Ausfallarten liegen jeweils je nach Typ Ausfallraten, Aus-Dauern und/oder bedingte Eintrittswahrscheinlichkeiten (bei Ausfallarten, die erst nach einer vorhandenen Störung auftreten können, bspw. Schutzversager), vor. In [41] liegen ZVKD für Komponenten der NE 1-6 vor, nicht jedoch für NE 7 (NS-Netze), da eine hierfür notwendige Detaillierung der Störungsereignisse nicht vorlag. Für ZVKD von NS-Komponenten werden daher in dieser Arbeit Statistiken und Erfahrungswerte von VNB verwendet. Die Ausfallart Mehrfacherdkurzschluss (MEM) als Folge von einpoligen Erdschlüssen kann nur in Stromnetzen mit kompensierter Sternpunkterdung auftreten, da das Stromnetz hier durch die Kompensation des einpoligen Erdschlusses weiter betrieben werden kann. In Netzen mit niederohmiger Sternpunkterdung führt ein einpoliger Erdschluss in der Regel unmittelbar zur Anregung der Schutztechnik.

- **Einfachausfall mit Schutzauslösung (EAS):** An der betroffenen Komponente kommt es ohne Abhängigkeit zu anderen Komponenten oder Störungen zu einem Kurzschluss und in der Folge zu einer Schutzauslösung. Bei den Aus-Dauern wird zwischen „kurz“ und „lang“ unterschieden, da häufig Störungen schon nach wenigen Minuten behoben werden können und somit von langen Aus-Dauern (bspw. für Reparaturen) zu unterscheiden sind.
- **Unverzögerte Handausschaltung (UHA):** Eine Komponente muss zur „Vermeidung von Gefährdungen, Schäden oder Störungsausweitungen“ [41, S. 5] sofort abgeschaltet werden, ohne dass vorher Maßnahmen zur weiteren Verfügbarkeit des Netzes für betroffene NNZ eingeleitet werden können.
- **Unabhängiger Einfachausfall (UNE):** Zusammengesetztes Ausfallmodell aus EAS und UHA mit (optionaler) Unterscheidung nach kurzen und langen Aus-Dauern (aufgrund der Datenverfügbarkeit für das Modell EAS).
- **Stehender einpoliger Erdschluss (E1P):** In Netzen mit Erdschluss-Kompensation führt der Erdschluss einer Komponente im Normalbetrieb nicht unmittelbar zu einer Störung, da der entstehende Kurzschlussstrom durch eine (oder mehrere) Kompensationsspule(n) ausgeglichen werden kann (kompensierter Betrieb). Durch den kompensierten Betrieb hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, nach dem Auftreten eines stehenden Erdschlusses den Ausfall zu beheben, ohne dass es zu einer Störung kommt.
- **Mehrfacherdkurzschluss (MEM):** Nach einem Erdschluss kann es aufgrund der steigenden Spannung in den verbliebenen betriebsfähigen Leitern zu weiteren Erdschlüssen kommen, die dann zu einer Störung der Komponente führen.
- **Common-Mode-Ausfall (COM):** Gleichzeitiger Ausfall einer Komponente aufgrund einer gemeinsamen Ursache.

Für weitergehende Beschreibungen der Ausfallarten, insbesondere der hier nicht erwähnten (da selten auftretenden) Arten „Verzögerte Handausschaltung (VHA)“, „Schutzversager (SVS)“, „Leistungsschalterversager (LVS)“, „Schutzüberfunktion (SUE)“ und „Spontane Schutzüberfunktion (SPS)“ wird auf [34], [39], [41], [44] verwiesen. Für die Beschreibung der Ausfallarten „Instandhaltung“ und „Ausfall des Reservebetriebsmittels während Instandhaltungsarbeiten“ wird auf [39] verwiesen.

9.3.4 Zuverlässigkeitskenndaten für NS-Netze

Die ZKVD der NS-Netze von Knoten und Leitungen basieren auf Statistiken und Erfahrungswerten von VNB. Die ZVKD von ONT entstammen [41].

Tabelle 9-3: ZVKD für Knoten in NS-Netzen

Knoten			
Beschreibung	Einheit	Kabelverteilerschrank	Hausanschluss
Freischaltzeit	h	0,75	10
Zuschaltzeit	h	0,75	10
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,0017	0,0002
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	10	10

Tabelle 9-4: ZVKD für Leitungen in NS-Netzen

Leitungen						
Beschreibung	Einheit	PVC-Kabel	Papier/Masse-Kabel	Freileitung	Unspezifische Kabel	ONS-/KVS-Abgangskabel
Maximale thermische Belastung	%	120	120	120	120	120
Freischaltzeit	h	10	10	10	10	0,75
Zuschaltzeit	h	10	10	10	10	0,75
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/(a · km)	0,02	0,17	0,04	0,02	0
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	10	10	10	10	0

Tabelle 9-5: ZVKD für ONT in NS-Netzen

Transformatoren (MS-Netz: 10 kV, kompensiert betrieben), unterteilt nach ONS-Typen						
Beschreibung	Einheit	Einbau	Gebäude	Kompakt	Mast	Sonstige ONS
Maximale thermische Belastung	%	120	120	120	120	120
Freischaltzeit	h	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Zuschaltzeit	h	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00016	0,00034	0,00035	0,00326	0,0003
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	5,51	11,05	4,18	7,12	4
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,00387	0,00387	0,00387	0,00387	0,00387
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00493	0,00493	0,00493	0,00493	0,00493
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Mittlere Häufigkeit (SPS)	1/a	0,00151	0,00151	0,00151	0,00151	0,00151
Mittlere Aus-Dauer (SPS)	h	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Mittlere Wahrscheinlichkeit (LVS)	p. u.	0,00035	0,00035	0,00035	0,00035	0,00035
Mittlere Aus-Dauer (LVS)	h	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5

9.3.5 Zuverlässigkeitskenndaten für MS-Netze

Alle ZVKD für MS-Netze entstammen [41].

Zuverlässigkeitskenndaten für MS-Netze des Typs „10 kV, kompensiert betrieben“

Tabelle 9-6: ZVKD für Leitungen in MS-Netzen des Typs „10 kV, kompensiert betrieben“

Leitungen				
Beschreibung	Einheit	VPE-Kabel	Papier/Masse-Kabel	Freileitung
Maximale thermische Belastung	%	120	120	120
Freischaltzeit	h			0,75
Zuschaltzeit	h			0,75
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00286	0,01855	0,03098
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	66,2	88,85	14,61
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00048	0,00043	0,00435
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	6,33	27,64	2,61
Mittlere Häufigkeit (E1P)	1/a	0,0021	0,00746	0,0039
Mittlere Aus-Dauer (E1P)	h	23,33	43,53	5,51
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (MEM)	p. u.	0,0008	0,0047	0,001
Mittlere Aus-Dauer (MEM)	h	48,35	48,79	3,76
Mittlere Häufigkeit (COM)	1/a		-	0,00488
Mittlere Aus-Dauer (COM)	h		-	3,12
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.			0,00151
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h			1,5
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.			0,00075
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h			1,5
Mittlere Wahrscheinlichkeit (LVS)	p. u.			0,00088
Mittlere Aus-Dauer (LVS)	h			1,5
Mittlere Häufigkeit (SPS)	1/a			0,00059
Mittlere Aus-Dauer (SPS)	h			1,5

Tabelle 9-7: ZVKD für ONS-Felder in MS-Netzen des Typs „10 kV, kompensiert betrieben“

ONS-Feld, unterteilt nach ONS-Typen						
Beschreibung	Einheit	Einbau	Gebäude	Kompakt	Mast	Sonstige ONS
Freischaltzeit	h	0,75				
Zuschaltzeit	h	0,75				
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00012	0,00016	0,0001	0,00091	0,00019
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	10,94	5,51	11,05	4,18	7,12
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00001	0,00006	0,00003	0,00033	0,00005
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	0,67	1,15	1,85	1,8	1,62
Mittlere Häufigkeit (E1P)	1/a	0	0,00001	0,00001	0,00023	0,00004
Mittlere Aus-Dauer (E1P)	h	0	6,17	1,3	3,07	3,09
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (MEM)	p. u.	-				
Mittlere Aus-Dauer (MEM)	h	-				
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00151				
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5				
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,00075				
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5				
Mittlere Wahrscheinlichkeit (LVS)	p. u.	0,00088				
Mittlere Aus-Dauer (LVS)	h	1,5				

Tabelle 9-8: ZVKD für Sammelschienen-Betriebsmittel in MS-Netzen des Typs „10 kV, kompensiert betrieben“

Sammelschiene							
Beschreibung	Einheit	Subkomponente					
		Sammelschienen- abschnitt	Abgangsseitiges Schaltfeld	Sammelschienen- seitiges Schaltfeld	Leistungsschalter	Abgangsseitiger Trennschalter	Sammelschienen- seitiger Trennschalter
Freischaltzeit	h	0,75					
Zuschaltzeit	h	0,75					
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00008	0,00011	0,0001	-		
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	40,37	30,44	26,49	-		
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00001	0,00003	0,00004	0,00017	0,00002	0,00002
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	1,73	1,72	1,83	3,55	1,33	1,31
Mittlere Häufigkeit (E1P)	1/a	0,00001	0,00002	0,00001	0,00003	0,00001	0,00001
Mittlere Aus-Dauer (E1P)	h	5,13	3,7	4,21	2,26	3,6	4,39
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (MEM)	p. u.	-					
Mittlere Aus-Dauer (MEM)	h	-					
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00151					
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5					
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,00075					
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5					
Mittlere Wahrscheinlichkeit (LVS)	p. u.	0,00088					
Mittlere Aus-Dauer (LVS)	h	1,5					

Tabelle 9-9: ZVKD für HS/MS-Transformatoren in MS-Netzen des Typs „10 kV, kompensiert betrieben“

HS/MS-Transformator		
Beschreibung	Einheit	Transformator
Maximale thermische Belastung	%	120
Freischaltzeit	h	0,75
Zuschaltzeit	h	0,75
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00881
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	16,19
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00285
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	10,65
Mittlere Häufigkeit (E1P)	1/a	0,00014
Mittlere Aus-Dauer (E1P)	h	9,44
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (MEM)	p. u.	0,0009
Mittlere Aus-Dauer (MEM)	h	1,08
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00493
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,00387
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5
Mittlere Wahrscheinlichkeit (LVS)	p. u.	0,00035
Mittlere Aus-Dauer (LVS)	h	1,5

Zuverlässigkeitskenndaten für MS-Netze des Typs „10 kV, niederohmig geerdet“**Tabelle 9-10: ZVKD für Leitungen in MS-Netzen des Typs „10 kV, niederohmig geerdet“**

Leitungen				
Beschreibung	Einheit	VPE-Kabel	Papier/Masse-Kabel	Freileitung
Maximale thermische Belastung	%	120	120	120
Freischaltzeit	h	0,75		
Zuschaltzeit	h	0,75		
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,01533	0,02976	0,04348
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	34,1	46,63	11,64
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00062	0,00061	0,00239
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	12,78	24,06	3,01
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00197		
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5		
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,00018		
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5		
Mittlere Häufigkeit (SPS)	1/a	0,00032		
Mittlere Aus-Dauer (SPS)	h	1,5		

Tabelle 9-11: ZVKD für ONS-Felder in MS-Netzen des Typs „10 kV, niederohmig geerdet“

ONS-Feld, unterteilt nach ONS-Typen						
Beschreibung	Einheit	Einbau	Gebäude	Kompakt	Mast	Sonstige ONS
Freischaltzeit	h	0,75				
Zuschaltzeit	h	0,75				
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00038	0,00061	0,00031	0,00065	0,0002
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	50,8	40,85	52,46	61,9	31,24
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00012	0,00022	0,00008	-	0,00008
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	7,36	23,03	1,33	-	2,15
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00197				
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5				
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,00018				
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5				

Tabelle 9-12: ZVKD für Sammelschienen in MS-Netzen des Typs „10 kV, niederohmig geerdet“

Sammelschiene							
Beschreibung	Einheit	Subkomponente					
		Sammel-schienen-abschnitt	Abgangs-seitiges Schaltfeld	Sammel-schienenseitiges Schaltfeld	Leistungs-schalter	Abgangs-seitiger Trennschalter	Sammelschiene n-seitiger Trennschalter
Freischaltzeit	h	0,75					
Zuschaltzeit	h	0,75					
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00015	0,00024	0,00035	-		
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	49,47	36,26	47,7	-		
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00001	0,0001	0,00012	0,00059	0,0001	0,00003
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	94,44	7,17	15,43	5,77	5,93	77,26
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00197					
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5					
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,00018					
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5					

Tabelle 9-13: ZVKD für HS/MS-Transformatoren in MS-Netzen des Typs „10 kV, niederohmig geerdet“

HS/MS-Transformator		
Beschreibung	Einheit	Transformator
Maximale thermische Belastung	%	120
Freischaltzeit	h	0,75
Zuschaltzeit	h	0,75
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00881
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	16,19
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00285
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	10,65
Mittlere Häufigkeit (E1P)	1/a	0,00014
Mittlere Aus-Dauer (E1P)	h	9,44
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (MEM)	p. u.	0,0009
Mittlere Aus-Dauer (MEM)	h	1,08
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00493
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,00387
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5
Mittlere Wahrscheinlichkeit (LVS)	p. u.	0,00035
Mittlere Aus-Dauer (LVS)	h	1,5

Zuverlässigkeitskenndaten für MS-Netze des Typs „20 kV, kompensiert betrieben“**Tabelle 9-14: ZVKD für Leitungen in MS-Netzen des Typs „20 kV, kompensiert betrieben“**

Leitungen				
Beschreibung	Einheit	VPE-Kabel	Papier/Masse-Kabel	Freileitung
Maximale thermische Belastung	%	120	120	120
Freischaltzeit	h	0,75		
Zuschaltzeit	h	0,75		
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00293	0,01073	0,02777
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	24,24	45,95	10,72
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,0006	0,00071	0,00462
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	8,57	27,82	2,54
Mittlere Häufigkeit (E1P)	1/a	0,00266	0,0109	0,00386
Mittlere Aus-Dauer (E1P)	h	28,55	55,34	6,5
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (MEM)	1	0,0009	0,0043	0,0007
Mittlere Aus-Dauer (MEM)	h	38,42	47,75	6,39
Mittlere Häufigkeit (COM)	1/a	-		0,00215
Mittlere Aus-Dauer (COM)	h	-		23,3
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00198		
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5		
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,0015		
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5		
Mittlere Wahrscheinlichkeit (LVS)	p. u.	0,00088		
Mittlere Aus-Dauer (LVS)	h	1,5		
Mittlere Häufigkeit (SPS)	1/a	0,00057		
Mittlere Aus-Dauer (SPS)	h	1,5		

Tabelle 9-15: ZVKD für ONS-Felder in MS-Netzen des Typs „20 kV, kompensiert betrieben“

ONS-Feld, unterteilt nach ONS-Typen							
Beschreibung	Einheit	Einbau	Gebäude	Kompakt	Mast	Sonstige ONS	
Freischaltzeit	h	0,75					
Zuschaltzeit	h	0,75					
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00018	0,00036	0,00024	0,00228	0,00046	
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	2,83	15,02	17,68	2,1	2,6	
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,0001	0,00015	0,00009	0,00055	0,00011	
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	3,14	4,48	3,72	1,45	2,18	
Mittlere Häufigkeit (E1P)	1/a	0,00004	0,00004	0,00003	0,00021	0,00005	
Mittlere Aus-Dauer (E1P)	h	129,42	19,21	21,72	2,5	8,58	
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (MEM)	p. u.				-	0,0001	-
Mittlere Aus-Dauer (MEM)	h				-	7,11	-
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00198					
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5					
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,0015					
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5					
Mittlere Wahrscheinlichkeit (LVS)	p. u.	0,00088					
Mittlere Aus-Dauer (LVS)	h	1,5					

Tabelle 9-16: ZVKD für Sammelschienen-Betriebsmittel in MS-Netzen des Typs „20 kV, kompensiert betrieben“

Sammelschiene							
Beschreibung	Einheit	Subkomponente					
		Sammelschienen- abschnitt	Abgangsseitiges Schaltfeld	Sammelschienen- seitiges Schaltfeld	Leistungsschalter	Abgangsseitiger Trennschalter	Sammelschienen- seitiger Trennschalter
Freischaltzeit	h	0,75					
Zuschaltzeit	h	0,75					
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,0001	0,00029	0,00022			-
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	13,89	9,71	15			-
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00002	0,00007	0,00008	0,00014	0,00007	0,00006
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	2,81	2,17	3,43	2,83	2,17	4,21
Mittlere Häufigkeit (E1P)	1/a	0,00001	0,00003	0,00002	0,00006	0,00002	0,00001
Mittlere Aus-Dauer (E1P)	h	8,54	4,99	17,46	23,59	4,01	9,93
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (MEM)	p. u.	-					
Mittlere Aus-Dauer (MEM)	h	-					
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00198					
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5					
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,0015					
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5					
Mittlere Wahrscheinlichkeit (LVS)	p. u.	0,00088					
Mittlere Aus-Dauer (LVS)	h	1,5					

Tabelle 9-17: ZVKD für HS/MS-Transformatoren in MS-Netzen des Typs „20 kV, kompensiert betrieben“

HS/MS-Transformator		
Beschreibung	Einheit	Transformator
Maximale thermische Belastung	%	120
Freischaltzeit	h	0,75
Zuschaltzeit	h	0,75
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00881
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	16,19
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00285
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	10,65
Mittlere Häufigkeit (E1P)	1/a	0,00014
Mittlere Aus-Dauer (E1P)	h	9,44
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (MEM)	p. u.	0,0009
Mittlere Aus-Dauer (MEM)	h	1,08
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00493
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,00387
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5
Mittlere Wahrscheinlichkeit (LVS)	p. u.	0,00035
Mittlere Aus-Dauer (LVS)	h	1,5

Zuverlässigkeitskenndaten für MS-Netze des Typs „20 kV, niederohmig geerdet“

Tabelle 9-18: ZVKD für Leitungen in MS-Netzen des Typs „20 kV, niederohmig geerdet“

Leitungen				
Beschreibung	Einheit	VPE-Kabel	Papier/Masse-Kabel	Freileitung
Maximale thermische Belastung	%	120	120	120
Freischaltzeit	h	0,75		
Zuschaltzeit	h	0,75		
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00504	0,02001	0,00878
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	23,98	48,45	2,55
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00043	0,0005	0,00069
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	7,74	21,45	0,02
Mittlere Häufigkeit (SPS)	1/a	0,00026		
Mittlere Aus-Dauer (SPS)	h	1,5		

Tabelle 9-19: ZVKD für ONS-Felder in MS-Netzen des Typs „20 kV, niederohmig geerdet“

ONS-Feld, unterteilt nach ONS-Typen						
Beschreibung	Einheit	Einbau	Gebäude	Kompakt	Mast	Sonstige ONS
Freischaltzeit	h	0,75				
Zuschaltzeit	h	0,75				
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00107	0,00033	0,00033	-	0,0003
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	3,6	59,71	16,02	-	4,51
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00018	0,00025	0,00001	-	0,00005
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	100,25	12,22	19,6	-	40,9

Tabelle 9-20: ZVKD für Sammelschienen-Betriebsmittel in MS-Netzen des Typs „20 kV, niederohmig geerdet“

Sammelschiene								
Beschreibung	Einheit	Subkomponente						
		Sammelschienen- abschnitt	Abgangsseitiges Schaltfeld	Sammelschienen- seitiges Schaltfeld	Leistungsschalter	Abgangsseitiger Trennschalter	Sammelschienen- seitiger Trennschalter	
Freischaltzeit	h							0,75
Zuschaltzeit	h							0,75
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00012	0,00029	0,00009				-
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	32,51	16,18	43,63				-
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00001	0,00004	0,00004	0,00009	0,00004	0,00004	
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	88,02	102,02	5,48	23,52	102,02	1,92	

Tabelle 9-21: ZVKD für HS/MS-Transformatoren in MS-Netzen des Typs „20 kV, niederohmig geerdet“

HS/MS-Transformator		
Beschreibung	Einheit	Transformator
Freischaltzeit	h	0,75
Zuschaltzeit	h	0,75
Mittlere Häufigkeit (UNE)	1/a	0,00881
Mittlere Aus-Dauer (UNE)	h	16,19
Mittlere Häufigkeit (VHA)	1/a	0,00285
Mittlere Aus-Dauer (VHA)	h	10,65
Mittlere Häufigkeit (E1P)	1/a	0,00014
Mittlere Aus-Dauer (E1P)	h	9,44
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (MEM)	p. u.	0,0009
Mittlere Aus-Dauer (MEM)	h	1,08
Mittlere Wahrscheinlichkeit (SUE)	p. u.	0,00493
Mittlere Aus-Dauer (SUE)	h	1,5
Mittlere bedingte Wahrscheinlichkeit (SVS)	p. u.	0,00387
Mittlere Aus-Dauer (SVS)	h	1,5
Mittlere Wahrscheinlichkeit (LVS)	p. u.	0,00035
Mittlere Aus-Dauer (LVS)	h	1,5

9.4 Ergänzende Daten für Berechnungen

Falls nicht anders bezeichnet, werden Kostenberechnung mit der Barwertmethode und dem Diskontierungszinssatz $p = 6\%$ durchgeführt.

Tabelle 9-22: Ökonomische Parameter für MS-Netze

Netz	Betriebsmittel / Kostenkomponente	Einheit	Wert (2017)
MS 1	Kabel		
	Grundbetrag (Inbetriebnahme und Muffung)	EUR/Stück	4.000
	Verlegung (Mischwert 50 % unbefestigter Untergrund)	EUR/km	100.000
	VPE 150 mm ² (Material)	EUR/km	15.000
	VPE 300 mm ² (Material)	EUR/km	30.000
	Nutzungsdauer	Jahre	45
	Betriebskosten	% CAPEX/a	1
	Kostendegression der Investitionskosten	% CAPEX/a	0,5
	Schaltfeld (inkl. Sekundärtechnik)		
	Schaltfeld	EUR/Stück	74.000
	Trennschalter	EUR/Stück	3.800
	Nutzungsdauer	Jahre	40
	Nutzungsdauer	Jahre	35
	Betriebskosten	% CAPEX/a	5
	Kostendegression	% CAPEX/a	0,5
MS 2	Kabel		
	Grundbetrag (Inbetriebnahme und Muffung)	EUR/Stück	4.000
	Verlegung (Mischwert 40 % unbefestigter Untergrund)	EUR/km	120.000
	VPE 150 mm ² (Material)	EUR/km	15.000
	VPE 300 mm ² (Material)	EUR/km	26.600
	Nutzungsdauer	Jahre	45
	Betriebskosten	% CAPEX/a	5
	Kostendegression	% CAPEX/a	0,5
	Schaltfeld (inkl. Sekundärtechnik)		
	Schaltfeld	EUR/Stück	74.000
	Trennschalter	EUR/Stück	3.800
	Nutzungsdauer	Jahre	35
	Betriebskosten	% CAPEX/a	5
	Kostendegression	% CAPEX/a	0,5

Tabelle 9-23: Ökonomische Parameter für NS-Netze 1 - 6

Netz	Betriebsmittel / Kostenkomponente	Einheit	Wert (2017)
NS 1, 3, 4	Kabel		
	Grundbetrag (Inbetriebnahme und Muffung)	EUR/Stück	644
	Verlegung (Mischwert 30 % unbefestigter Untergrund)	EUR/km	64.000
	PVC 150 mm ² (Material)	EUR/km	12.000
	PVC 240 mm ² (Material)	EUR/km	20.000
	Nutzungsdauer	Jahre	45
	Betriebskosten	% CAPEX/a	1
	Kostendegression	% CAPEX/a	0,5
	ONT		
	Sockelpreis	EUR/Stück	4.000
	Leistungspreis	EUR/kW	14
	Einnahme durch ONT-Restwert	EUR	1.380
	Nutzungsdauer	Jahre	40
	Betriebskosten	% CAPEX/a	2
Kostendegression (Sockelpreis)	% CAPEX/a	0,5	
NS 2, 5, 6	Kabel		
	Nutzungsdauer	Jahre	45
	Grundbetrag (Inbetriebnahme und Muffung)	EUR/Stück	644
	Verlegung (Mischwert 85 % unbefestigter Untergrund) inkl. Material	EUR/km	204.000
	Betriebskosten	% CAPEX/a	1
	Kostendegression	% CAPEX/a	0,5
	ONS (ohne Transformator)		
	Neue Station	EUR/Stück	22.000
	Erneuerung	EUR/Stück	18.000
	Nutzungsdauer	Jahre	40
	Betriebskosten	% CAPEX/a	2
	Kostendegression	% CAPEX/a	0,5
	ONT		
	Sockelpreis	EUR/Stück	4.000
	Leistungspreis	EUR/kW	14
	Einnahme durch ONT-Restwert	EUR	1.380
	Nutzungsdauer	Jahre	40
	Betriebskosten	% CAPEX/a	2
Kostendegression (Sockelpreis)	% CAPEX/a	0,5	

Tabelle 9-24: Ökonomische Parameter für NS-Netze 7 - 9

NS 7, 8, 9	Kabel		
	Grundbetrag (Inbetriebnahme und Muffung)	EUR/Stück	644
	Verlegung (Mischwert 30 % unbefestigter Untergrund)	EUR/km	64.000
	PVC 150 mm ² (Material)	EUR/km	12.000
	Nutzungsdauer	Jahre	45
	Betriebskosten	% CAPEX/a	1
	Kostendegression	% CAPEX/a	0,5
	ONS (ohne ONT)		
	Neue Station	EUR/Stück	22.000
	Erneuerung	EUR/Stück	18.000
	Nutzungsdauer	Jahre	40
	Betriebskosten	% CAPEX/a	2
	Kostendegression	% CAPEX/a	0,5
	ONT		
	Sockelpreis	EUR/Stück	4.000
	Leistungspreis	EUR/kW	14
	Einnahme durch ONT-Restwert	EUR	1.380
	Nutzungsdauer	Jahre	40
	Betriebskosten	% CAPEX/a	2
Kostendegression (Sockelpreis)	% CAPEX/a	0,5	

Tabelle 9-25: Ergänzende Informationen zu den Berechnungen aus Abbildung 3-16

DEA	Beschreibung der exemplarischen DEA
PVA 1 (1 kW _p)	1 Strang mit 4 Modulen, Aufstellung, GAK, Gleichstromhauptleitung, Zentral-WR, Drehstromleitungen
PVA 2 (990 kW _p)	Exemplarische Anlage nach [141]. 6.312 Module, 263 „Tische“ mit jeweils 3 Strängen à 8 Modulen, 30 Strang-WR. Module hier als seriell, „Tische“ als parallel verbunden angenommen.
WKA 1 (DGAG)	1 WKA (DGAG) mit 2 Frequenzumrichtern. Frequenzumrichter als parallel verbunden angenommen
WKA 2 (SG)	1 WKA (SG) mit 1 Frequenzumrichter
BMA 1 (1 BHKW, Gas)	1 BMA mit 1 BHKW (Gasmotor)
BMA 2 (2 BHKW, Gas)	1 BMA mit 2 BHKW (Gasmotor). BHKW als parallel verbunden angenommen
LWK 1 (1 Maschinensatz)	1 LWK mit 1 Maschinensatz
LWK 2 (2 Maschinensätze)	1 LWK mit 2 Maschinensätzen. Maschinensätze als parallel verbunden angenommen.
Fossile Kraftwerke	Mittlere Verfügbarkeit als Mittelwert von 2006 – 2015 für 311 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 109.256 MW [110, S. 16]

Tabelle 9-26: Ergänzende Parameter für Berechnungen in Abbildung 5-3

Beschreibung	Einheit	Wert
OPEX des erneuerten Kabels	% CAPEX/a	2
Nutzungsdauer Leitung des erneuerten Kabels	a	45
T_U	h	10

Tabelle 9-27: Ergänzende Parameter für Berechnung in Abbildung 5-7

Beschreibung	Einheit	Wert
Monetarisierungsfaktor m	EUR/(Entnahme/min/a)	0,21
Anzahl Entnahmen im Netz n	-	1500
Nennleistung einer Station/ONT	kVA	630
Gesamtanzahl aller Stationen im Netzgebiet	-	15
Gesamten angeschlossene Entnahmeleistung	kVA	9.450
Nutzungsdauer Leitung	a	45
OPEX Leitung	% CAPEX/a	2
CAPEX	EUR/m	100

Tabelle 9-28: Netzstrukturdaten der analysierten NS- und MS-Netze

Netz	U_n in kV	Art	Anzahl Stationen (Ist-Netz)	Anzahl Entnahmen (Ist-Netz)	Leitungslänge in km (Ist-Netz)
MS 1	10	Ringstruktur, kompensiert betrieben	185	189	119,4
MS 2	20	Ringstruktur, kompensiert betrieben	597	631	443,6
NS 1	0,4	Strahlennetz	1	13	1,54
NS 2		Randnetze zuschaltbar	2	125	5,7
NS 3		Randnetze zuschaltbar	6	175	8,1
NS 4		Strahlennetz	1	29	1,64
NS 5		Randnetze zuschaltbar	2	126	5
NS 6		Randnetze zuschaltbar	3	51	4,8
NS 7		Vermascht	33	1.870	83,4
NS 8		Vermascht	32	2.051	77,2
NS 9		Vermascht	40	1.250	81,3

9.5 Ergänzende Abbildungen

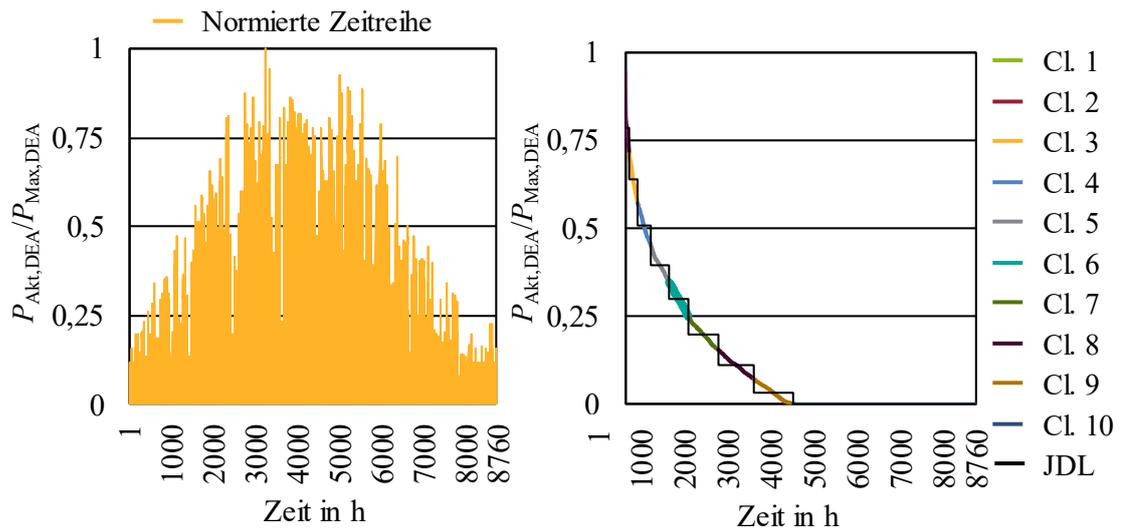


Abbildung 9-8: Normierte Zeitreihe (Aktuelle DEA-Leistung $P_{Akt,DEA}$ in einem Zeitpunkt bezogen auf maximal erzeugte DEA-Leistung $P_{Max,DEA}$ im Betrachtungszeitraum) für 1 PVA (links); sortierte Zeitreihe (Clustering mit K-Means) mit Clustern (Cl.) und Jahresdauerlinie (JDL) (rechts)

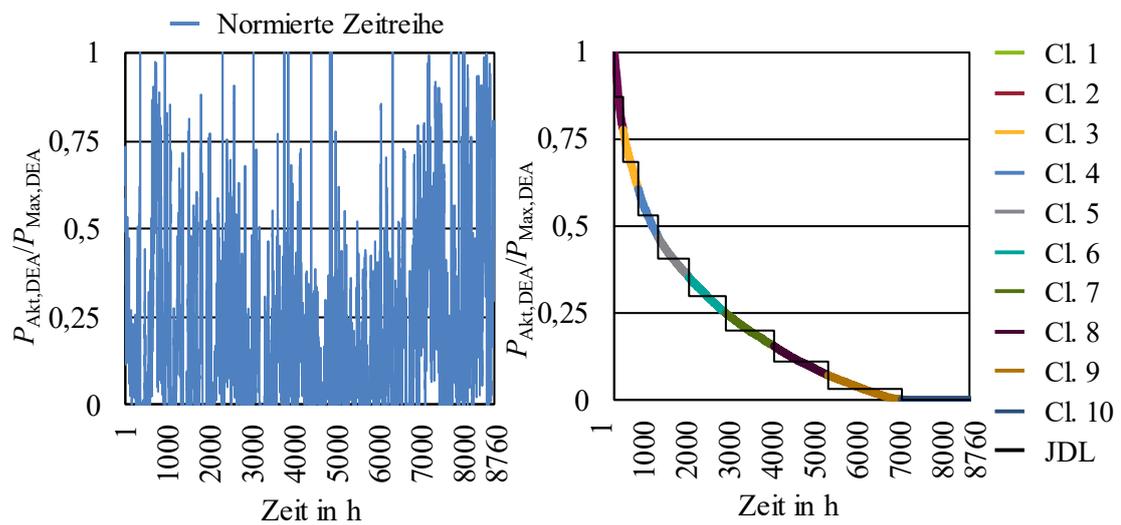


Abbildung 9-9: Normierte Zeitreihe (Aktuelle DEA-Leistung $P_{Akt,DEA}$ in einem Zeitpunkt bezogen auf maximal erzeugte DEA-Leistung $P_{Max,DEA}$ im Betrachtungszeitraum) für 1 WKA (links); sortierte Zeitreihe (Clustering mit K-Means) mit Clustern und JDL (rechts)

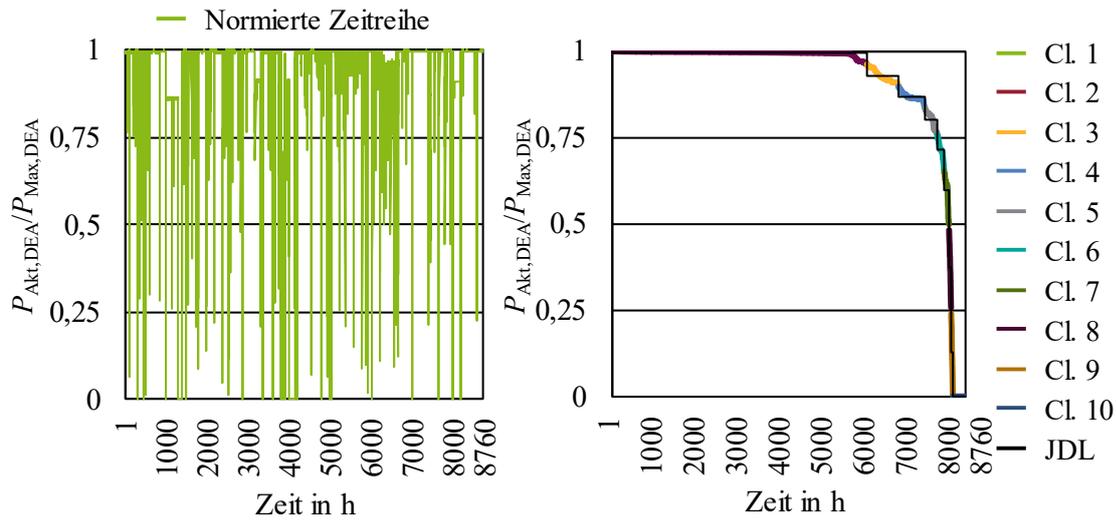


Abbildung 9-10: Normierte Zeitreihe (Aktuelle DEA-Leistung eines Zeitpunkts $P_{Akt,DEA}$ in einem Zeitpunkt bezogen auf maximal erzeugte DEA-Leistung $P_{Max,DEA}$ im Betrachtungszeitraum) für 1 BMA (links); sortierte Zeitreihe (Clustering mit K-Means) mit Clustern und JDL (rechts)

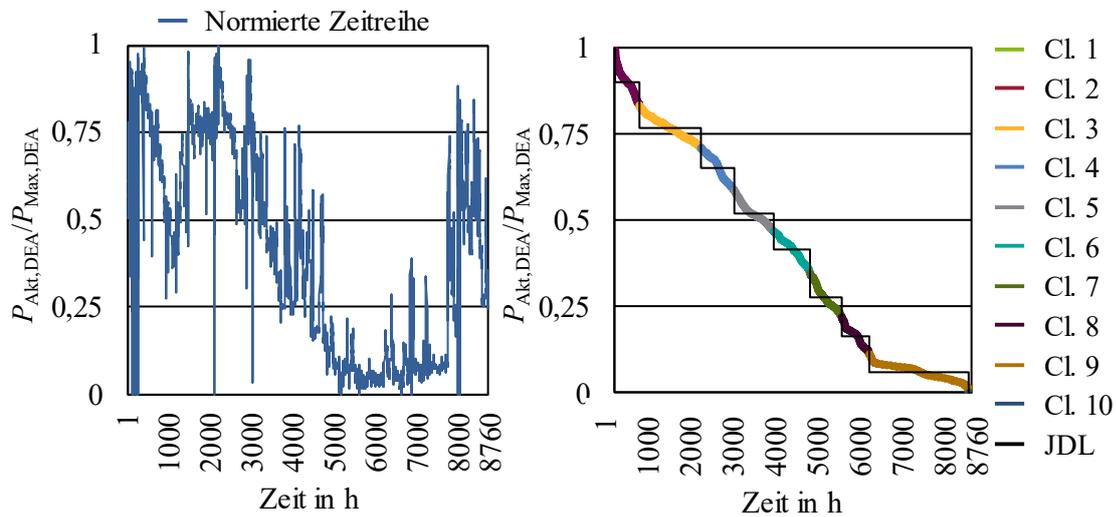


Abbildung 9-11: Normierte Zeitreihe (Aktuelle DEA-Leistung $P_{Akt,DEA}$ in einem Zeitpunkt bezogen auf maximal erzeugte DEA-Leistung $P_{Max,DEA}$ im Betrachtungszeitraum) für 1 LWK (links); sortierte Zeitreihe (Clustering mit K-Means) mit Clustern und JDL (rechts)

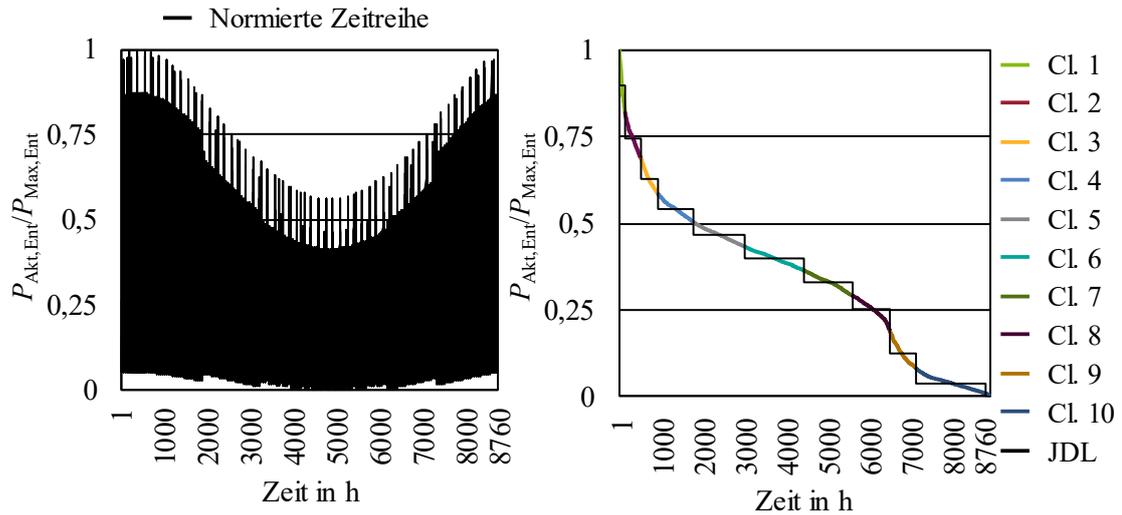


Abbildung 9-12: Normierte Zeitreihe (Aktuelle Entnahmekurve $P_{Akt,Ent}$ in einem Zeitpunkt bezogen auf maximale Entnahmekurve $P_{Max,Ent}$ im Betrachtungszeitraum) für 1 Entnahme mit Standardlastprofil H0 (links); sortierte Zeitreihe (Clustering mit K-Means) mit Clustern und JDL (rechts)

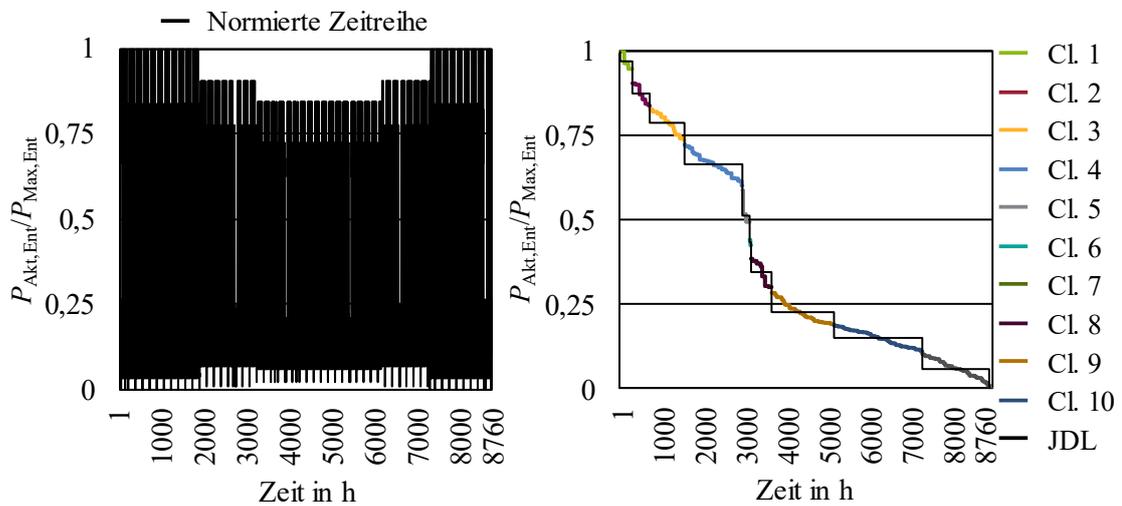


Abbildung 9-13: Normierte Zeitreihe (Aktuelle Entnahmekurve $P_{Akt,Ent}$ in einem Zeitpunkt bezogen auf maximale Entnahmekurve $P_{Max,Ent}$ im Betrachtungszeitraum) für 1 Entnahme mit Standardlastprofil G0 (links); sortierte Zeitreihe (Clustering mit K-Means) mit Clustern und JDL (rechts)