



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

OpenAI, (2026), ChatGPT-5.6



Leitfaden für Planung und Betrieb elektrischer Verteilnetze zur Begegnung von Extremwetterereignissen

Bergische Universität Wuppertal
Lehrstuhl für Elektrische
Energieversorgungstechnik

UBIMET GmbH

Neue Energie aus Wuppertal
Band 83

UBIMET



BERGISCHE
UNIVERSITÄT
WUPPERTAL

westnetz



Netze BW

bdew
Energie, Wasser, Luft, Wärme
Landesverband
Nordrhein-Westfalen

Leitfaden für Planung und Betrieb elektrischer Verteilnetze zur Begegnung von Extremwetterereignissen

Unter Mitwirkung von:



Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal

Leitfaden für Planung und Betrieb elektrischer Verteilnetze
zur Begegnung von Extremwetterereignissen
Neue Energie aus Wuppertal, Band 83, 1. Auflage

© Alle Rechte vorbehalten
Bildquelle OpenAI. (2026). *ChatGPT-5.6*

Forschungsprojekt

Dieser Leitfaden ist im Rahmen des Forschungsprojekts „KlimaNetz - Auswirkungen des Klimawandels auf Planung und Betrieb von Verteilnetzen“ entstanden. Das diesem Dokument zugrundeliegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz unter dem Förderkennzeichen 03E14072A gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Projektkonsortium:

Bergische Universität Wuppertal

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik

Rainer-Gruenter-Str. 21

42119 Wuppertal

Westnetz GmbH

Florianstraße 15-21

44139 Dortmund

EWR GmbH

Neuenkamper Straße 81-87

42855 Remscheid

UBIMET GmbH

Rüppurrer Straße 1

76137 Karlsruhe

Assoziierte Partner:

BDEW – Landesgruppe Nordrhein-Westfalen

EUREF-Campus 1 C

40472 Düsseldorf

Netze BW GmbH

Schelmenwasenstraße 15

70567 Stuttgart

Haftungsausschluss

Der Herausgeber, die Autoren sowie die Körperschaften bzw. Unternehmen haften nicht für Schäden, die durch die Nutzung, Nichtnutzung oder Anwendung der Inhalte wie etwa den Grundsätzen und Empfehlungen entstehen. Trotz sorgfältiger Erarbeitung kann nicht sichergestellt werden, dass Inhalte vollständig, fehlerfrei, aktuell oder verständlich sind.

Hinweis zum Urheberrecht und geistigen Eigentum

Das Urheberrecht für die von den Autoren erstellten Inhalte dieses Dokuments bleibt alleine den Autoren vorbehalten. Alle Texte, Tabellen, Listen, Bilder und Grafiken unterliegen dem Urheberrecht und Gesetzen zum Schutz geistigen Eigentums.

Gender-Hinweis

In diesem Dokument wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit das generische Maskulinum verwendet. Im Sinne der Gleichbehandlung gelten entsprechende Begriffe grundsätzlich für alle Geschlechter. Die verkürzte Sprachform beinhaltet keine Wertung, sondern hat lediglich redaktionelle Gründe. Weibliche und anderweitige Geschlechteridentitäten werden daher dabei ausdrücklich mitgemeint.

Zitieren nach

Hankammer, F.; Lienenklaus, N.; Ruedl, V.; Zdrallek, M.: Leitfaden für Planung und Betrieb elektrischer Verteilnetze zur Begegnung von Extremwetterereignissen. In: Zdrallek, M. (Hrsg.), Neue Energie aus Wuppertal, Band 83, Wuppertal, 2026

Herausgeber

Univ.-Prof. Dr.-Ing. Markus Zdrallek (zdrallek@uni-wuppertal.de)

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

Hauptautoren dieses Leitfadens

Lehrstuhl für Elektrische Energieversorgungstechnik, Bergische Universität Wuppertal

Florian Hankammer

Schwerpunkt Starkregen- und Sturmereignisse

Nadine Lienenklaus

Schwerpunkt Hitze-, Kälte- und Dürreereignisse

UBIMET GmbH

Verena Ruedl

Schwerpunkt Klimatische Entwicklung der Extremwetterereignisse

Co-Autoren dieses Leitfadens

Westnetz GmbH

Sarah Elsner

EWR GmbH

Frank Aschenbroich

BDEW – Landesgruppe Nordrhein-Westfalen

Sabine Rauser

Netze BW

Patrick Huber

Präambel

Eine sichere und zuverlässige Stromversorgung setzt leistungsfähige elektrische Verteilnetze voraus. Mit dem fortschreitenden Klimawandel verändern sich Häufigkeit und Intensität von Extremwetterereignissen, die in der Vergangenheit wiederholt zu erheblichen Schäden an der Netzinfrastruktur und zu lang andauernden Versorgungsunterbrechungen geführt haben. Da die Gefährdung wesentlich vom Standort und den Eigenschaften des einzelnen Betriebsmittels abhängt, stoßen pauschale Betrachtungen auf Netzebene hier an ihre Grenzen. Eine betriebsmittelscharfe Analyse ermöglicht es, gefährdete Standorte systematisch zu identifizieren, geeignete Präventionsmaßnahmen technisch und wirtschaftlich zu bewerten und deren Wirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit zu quantifizieren.

Im Projekt „Auswirkungen des Klimawandels auf Planung und Betrieb von Verteilnetzen (KlimaNetz)“ wurden daher Grundlagen für die klimaresiliente Planung und den Betrieb elektrischer Verteilnetze entwickelt. Ziel war es, die Auswirkungen von Starkregen-, Sturm-, Hitze-, Kälte- und Dürreereignissen auf die Betriebsmittel der Nieder- und Mittelspannungsebene zu bewerten und wirtschaftlich geeignete Präventionsmaßnahmen zu identifizieren. Das Projekt wurde von einem Konsortium initiiert und durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz gefördert. Die Ergebnisse wurden von der Bergischen Universität Wuppertal gemeinsam mit der UBIMET GmbH und den Verteilnetzbetreibern EWR GmbH, der Westnetz GmbH erarbeitet, in sechs realen Untersuchungsregionen angewendet und in diesem Leitfaden zusammengefasst.

Die Ergebnisse zeigen, dass sich für die betrachteten Extremwetterereignisse kein einheitlicher Entwicklungstrend ableiten lässt und sich die Gefährdung auf bestimmte Betriebsmittelgruppen und Standorte konzentriert. Eine pauschale, ereignis- und standortunabhängige Anpassungsstrategie ist daher weder erforderlich noch wirtschaftlich begründbar. Besonders wirksam erweisen sich passive und kostengünstige Präventionsmaßnahmen, die vielfach als No-Regret-Maßnahmen umgesetzt werden können.

Zu beachten sind einige Rahmenbedingungen und Annahmen, unter denen dieser Leitfaden entstanden ist:

Dieser Leitfaden beschreibt ausdrücklich verallgemeinerte Planungs- und Betriebsgrundsätze mit dem Ziel einer volkswirtschaftlichen Optimierung.

Die Erkenntnisse basieren auf den regionalen Klimaprojektionen der Emissionsszenarien RCP4.5 und RCP8.5 sowie auf dem Stand der Kosten-, Technologie- und Zuverlässigkeitsparameter der Jahre 2024 bis 2025.

Aufgrund der fortschreitenden Klimaforschung sowie sich kontinuierlich verändernder Datengrundlagen, Netzstrukturen und Rahmenbedingungen müssen die Ergebnisse künftig regelmäßig überprüft und angepasst werden. Der Leitfaden kann daher nur als Grundlage für die Ableitung unternehmensindividueller Planungs- und Betriebsgrundsätze dienen.

Handungsleitfaden für Verteilnetzbetreiber

Für die Anpassung elektrischer Verteilnetze an die Folgen des Klimawandels ist ein betroffenenorientierter und betriebsmittelscharfer Ansatz zu empfehlen. Eine flächendeckende Umsetzung von Präventionsmaßnahmen (PM) ist nicht zielführend, da sich sowohl die klimatische Entwicklung als auch die Gefährdung der Betriebsmittel (BM) regional und ereignisspezifisch deutlich unterscheiden. Allgemeingültig ist daher nicht die Umsetzung einer bestimmten PM, sondern der nachfolgend beschriebene Ablauf von der Identifikation relevanter Extremwetterereignisse bis zur Umsetzung und Wirkungskontrolle geeigneter PM. Die ereignisspezifischen Methoden, Parameter und Ergebnisse sind in den Kapiteln 3 bis 7 dokumentiert, auf die je Schritt verwiesen wird. Zur Analyse der bestehenden Netzstruktur aber auch insbesondere beim Neubau von BM sollten die folgenden Schritte für die Gestaltung eines klimaresilienten Verteilnetzes angewendet werden.

Schritt 1: Klimatische Relevanz für das eigene Netzgebiet klären

Zu Beginn ist zu prüfen, welche Extremwetterereignisse für das jeweilige Netzgebiet heute und zukünftig relevant sind. Grundlage hierfür bilden regionale Klimaprojektionen für unterschiedliche Zeithorizonte und Emissionsszenarien (vgl. Abschnitt 2.1). Ergebnis dieses Schritts ist die Auswahl der zu analysierenden Extremwetterereignisse. Dabei gilt: Eine hohe standortspezifische Gefährdung allein begründet noch keinen Handlungsbedarf, erst die Verknüpfung mit der regionalen Eintrittshäufigkeit ergibt die tatsächliche Betroffenheit eines BM.

Schritt 2: Datengrundlage schaffen

Voraussetzung der Analysen ist eine ausreichende Qualität der Betriebsmitteldaten. Standort, Betriebsmitteltyp, Dimensionierung, Bauweise, Material und bereits vorhandene Schutzmaßnahmen sollten vollständig und aktuell dokumentiert sein, da fehlende Angaben auf konservative Ersatzannahmen zurückfallen und die Aussagekraft der Ergebnisse mindern.

Schritt 3: Gefährdungsanalyse je Extremwetterereignis durchführen

Für die relevanten Extremwetterereignisse ist eine standortspezifische Gefährdungsanalyse der BM nach Abschnitt 2.2 durchzuführen. Die Einteilung in die drei Gefährdungsstufen ermöglicht eine einheitliche Bewertung, Netzrisikokarten und Gefährdungsheatmaps machen räumliche Schwerpunkte sichtbar und unterstützen bereits im Planungsstadium die Vermeidung ungünstiger Standorte. Für als gefährdet eingestuften Standorten sollte ergänzend eine Vor-Ort-Prüfung erfolgen, da kleinräumige bauliche Gegebenheiten und vorhandene Schutzmaßnahmen in den Geodaten nicht vollständig erfasst sein können.

Schritt 4: Betroffenheit und Wirtschaftlichkeit bewerten

Die Gefährdung der BM ist mit der regionalen Eintrittshäufigkeit zur Betroffenheit zu verknüpfen und die infrage kommenden PM sind über das Kosten-Nutzen-Verhältnis (KNV) wirtschaftlich

zu bewerten (vgl. Abschnitt 2.3). Je nach Ereignischarakteristik kommt dabei die Annuitätenmethode oder die HILP-Ereignisanalyse auf Basis der Barwertmethode zum Einsatz.

Schritt 5: Priorisieren und umsetzen

Werden gefährdete BM identifiziert, sollte die Priorisierung nicht ausschließlich anhand der ermittelten Gefährdung erfolgen. Zusätzlich sind die netztopologische Bedeutung, die Anzahl und Leistung der nachgelagerten Verbraucher, vorhandene Umschaltmöglichkeiten sowie die zu erwartende Aus-Dauer zu berücksichtigen. Das KNV sollte dabei nicht als alleiniges Entscheidungskriterium verwendet werden, vielmehr sollten Gefährdung, Wirtschaftlichkeit und Versorgungsrelevanz gemeinsam in die Priorisierung einfließen. BM mit hoher Gefährdung und hoher Versorgungsrelevanz weisen den größten Handlungsbedarf auf.

Neben baulichen und betrieblichen PM an den BM selbst sollte die organisatorische Vorsorge geprüft und bewertet werden: eine ereignisbezogene Krisenorganisation mit definierten Zuständigkeiten, die Bevorratung von Ersatzmaterial und mobilen Schutzsystemen sowie Vereinbarungen zur kurzfristigen Verfügbarkeit von Einsatzpersonal. Diese Maßnahmen wirken unmittelbar auf die Aus-Dauer, deren Komponenten Personalverfügbarkeit und Reparaturdauer sie verkürzen (vgl. Abschnitt 3.4), und verbessern die Versorgungszuverlässigkeit damit auch an Standorten, an denen bauliche PM nicht wirtschaftlich umsetzbar sind.

Schritt 6: Wirkung prüfen und Analyse wiederholen

Die Wirkung umgesetzter PM auf die Versorgungszuverlässigkeit ist mit der Zuverlässigkeitsanalyse nach Abschnitt 2.4 zu überprüfen. Da sich Klimaprojektionen, Geodaten, Netzstrukturen und Betriebsmittelbestände verändern, sind die Analysen im Rahmen turnusmäßiger Netzplanungszyklen sowie bei wesentlichen Änderungen der Datengrundlage zu aktualisieren. Die Betrachtung von Extremwetterereignissen wird damit dauerhaft in die Planungs- und Betriebsprozesse der VNB integriert.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Historische klimatische Auswirkungen auf den Betrieb elektrischer Verteilnetze	1
1.2	Einordnung und Fokus des Leitfadens	2
1.3	Aufbau des Leitfadens.....	3
2	Methodik	5
2.1	Ermittlung klimatischer Entwicklungen.....	5
2.2	Gefährdungsanalyse	11
2.3	Wirtschaftlichkeitsanalyse	14
2.4	Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Verteilnetze	18
2.5	Untersuchungsregionen.....	22
3	Starkregenereignisse	25
3.1	Klimatische Entwicklung.....	25
3.2	Auswirkung auf Betriebsmittel der elektrischen Verteilnetze	26
3.3	Gefährdungsanalyse	28
3.3.1	Identifikation der Einflussfaktoren.....	28
3.3.2	Kombination der Einflussfaktoren	30
3.3.3	Analyse der Einflussfaktoren	31
3.3.4	Ergebnisse der Gefährdungsanalyse.....	36
3.4	Wirtschaftlichkeitsanalyse	38
3.5	Zuverlässigkeitsanalyse.....	46
3.6	Planungs- und Betriebsgrundsätze	50
4	Sturm.....	53
4.1	Klimatische Entwicklung.....	53
4.2	Auswirkung auf Betriebsmittel der elektrischen Verteilnetze	54
4.3	Gefährdungsanalyse	55
4.3.1	Identifikation der Einflussfaktoren.....	55
4.3.2	Kombination der Einflussfaktoren	56
4.3.3	Analyse der Einflussfaktoren	58

4.3.4	Ergebnisse der Gefährdungsanalyse.....	63
4.4	Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	66
4.5	Zuverlässigkeitsanalyse.....	71
4.6	Planungs- und Betriebsgrundsätze	75
5	Extreme Hitzeereignisse.....	77
5.1	Klimatische Entwicklung	77
5.2	Auswirkung auf Betriebsmittel der elektrischen Verteilnetze.....	78
5.3	Gefährdungsanalyse	80
5.3.1	Identifikation der Einflussfaktoren.....	80
5.3.2	Kombination der Einflussfaktoren	82
5.3.3	Analyse der Einflussfaktoren	84
5.3.4	Ergebnisse der Gefährdungsanalyse.....	89
5.4	Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	91
5.5	Zuverlässigkeitsanalyse.....	100
5.6	Planungs- und Betriebsgrundsätze	102
6	Extreme Kälteereignisse	105
6.1	Klimatische Entwicklung	105
6.2	Auswirkung auf Betriebsmittel der elektrischen Verteilnetze.....	106
6.3	Gefährdungsanalyse	108
6.3.1	Identifikation der Einflussfaktoren.....	108
6.3.2	Kombination der Einflussfaktoren	110
6.3.3	Analyse der Einflussfaktoren	111
6.3.4	Ergebnisse der Gefährdungsanalyse.....	114
6.4	Wirtschaftlichkeitsanalyse.....	117
6.5	Zuverlässigkeitsanalyse.....	119
6.6	Planungs- und Betriebsgrundsätze	120
7	Dürreereignisse.....	123
7.1	Klimatische Entwicklung	123
7.2	Auswirkung auf Betriebsmittel der elektrischen Verteilnetze.....	124

7.3	Gefährdungsanalyse	125
7.3.1	Identifikation der Einflussfaktoren.....	125
7.3.2	Kombination der Einflussfaktoren	126
7.3.3	Analyse der Einflussfaktoren	131
7.3.4	Ergebnisse der Gefährdungsanalyse.....	135
7.4	Wirtschaftlichkeitsanalyse	138
7.5	Zuverlässigkeitsanalyse.....	139
7.6	Planungs- und Betriebsgrundsätze	139
8	Zusammenfassung.....	141
9	Literaturverzeichnis.....	147
10	Anhang	158
10.1	Technische und Ökonomische Eingangsdaten und Parameter.....	158
10.2	Herleitungen für die Gefährdungsanalyse.....	160
10.3	Weitere Auswertungen der Wirtschaftlichkeitsanalyse	162
	Abbildungsverzeichnis.....	169
	Tabellenverzeichnis.....	175
	Formelzeichen- und Abkürzungsverzeichnis	177
	Formelzeichen.....	177
	Abkürzungen.....	179

1 Einleitung

In diesem Kapitel wird erläutert, in welchem Kontext der vorliegende Leitfaden entsteht. Zunächst wird anhand vergangener Extremwetterereignisse aufgezeigt, welche Auswirkungen diese auf den Betrieb elektrischer Verteilnetze haben und weshalb eine betriebsmittelscharfe Analyse der klimatischen Auswirkungen erforderlich ist. Anschließend wird die Einordnung des Leitfadens sowie sein Fokus und seine Zielsetzung beschrieben. Zum Schluss wird der grundlegende Aufbau des Leitfadens vorgestellt.

1.1 Historische klimatische Auswirkungen auf den Betrieb elektrischer Verteilnetze

Die zuverlässige Versorgung mit elektrischer Energie ist eine Grundvoraussetzung für nahezu alle gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Prozesse. Die elektrischen Verteilnetze in Deutschland zählen dabei im internationalen Vergleich zu den zuverlässigsten [16]. Extremwetterereignisse haben in der Vergangenheit jedoch wiederholt gezeigt, dass auch diese Infrastruktur verwundbar ist. So führte der Orkan Kyrill im Januar 2007 durch umstürzende Bäume und beschädigte Freileitungen dazu, dass in Deutschland und den angrenzenden Ländern zeitweise mehrere Millionen Haushalte ohne Strom waren [5, 19]. Bereits im November 2005 hatte das sogenannte Münsterländer Schneechaos die Folgen extremer Kälteereignisse verdeutlicht: Nassschnee- und Eisanlagerungen an Leiterseilen brachten zahlreiche Freileitungsmaste zum Einsturz, sodass rund 250.000 Menschen teils mehrere Tage von der Stromversorgung getrennt waren [5]. Die Starkregen- und Hochwasserereignisse im Juli 2021 zerstörten in Teilen von Nordrhein-Westfalen und Rheinland-Pfalz ganze Netzbereiche einschließlich einer Vielzahl von ONS; die vollständige Wiederversorgung nahm örtlich mehrere Wochen in Anspruch [9]. Die Hitze- und Dürresommer der Jahre 2018 und 2022 zählten zu den wärmsten und trockensten seit Beginn der Wetteraufzeichnungen in Deutschland [43, 44]. Anders als Sturm- oder Hochwasserereignisse wirken solche Wetterlagen weniger durch unmittelbare Zerstörung, sondern durch eine schleichende thermische Belastung der Netzinfrastuktur: Hohe Umgebungstemperaturen erhöhen die Betriebstemperatur und damit die Ausfallwahrscheinlichkeit elektronischer Komponenten wie der Sekundärtechnik [7], während ausgetrocknete Böden die Wärmeabfuhr von Erdkabeln verschlechtern [21, 56].

Diese Beispiele stehen für unterschiedliche Wirkmechanismen, mit denen Extremwetterereignisse auf elektrische Verteilnetze und deren BM einwirken. Die Auswirkungen reichen von kurzfristigen Betriebsstörungen über Beschädigungen einzelner BM bis hin zur großflächigen Zerstörung von Netzinfrastuktur mit lang andauernden Versorgungsunterbrechungen (VU) für die angeschlossenen Verbraucher. Mit dem fortschreitenden Klimawandel verändern sich Häufigkeit und Intensität von Extremwetterereignissen, allerdings weder einheitlich noch für alle in dieselbe

Richtung: Während beispielsweise Hitzeereignisse deutlich zunehmen, werden extreme Kälteereignisse seltener. Eine belastbare Bewertung erfordert daher eine getrennte Betrachtung je Extremwetterereignisse auf Grundlage regionaler Klimaprojektionen. Im vorliegenden Leitfaden werden hierzu Starkregen-, Sturm-, Hitze-, Kälte- und Dürreereignisse betrachtet.

Die Erfahrungen aus vergangenen Ereignissen zeigen zugleich, dass die Gefährdung nicht alle BM gleichermaßen betrifft. Ob ein BM durch ein Extremwetterereignis beschädigt wird, hängt wesentlich von dessen Standort, Einbausituation, Bauform und technischen Eigenschaften ab: Eine Ortsnetzstation (ONS) in einer topographischen Senke ist gegenüber Starkregen anders exponiert als eine baugleiche Station in Hanglage, ein Freileitungsabschnitt entlang eines Waldrandes anders gefährdet als ein Freileitungsabschnitt in offener Landschaft. Pauschale Betrachtungen auf Netzebene können diese Unterschiede nicht abbilden und führen entweder zu unwirtschaftlichen flächendeckenden PM oder dazu, dass besonders gefährdete Standorte unerkannt bleiben. Erforderlich ist daher eine betriebsmittelscharfe Analyse der klimatischen Auswirkungen, die jedes BM anhand seiner standortspezifischen Gefährdung bewertet und darauf aufbauend eine gezielte Priorisierung von PM ermöglicht.

1.2 Einordnung und Fokus des Leitfadens

Der vorliegende Leitfaden entstand im Rahmen des Forschungsprojektes: *„Auswirkungen des Klimawandels auf Planung und Betrieb von Verteilnetzen (KlimaNetz)“*. Hauptziel des Projektes ist die Entwicklung von Planungs- und Betriebsgrundsätzen für klimaresiliente elektrische Verteilnetze, mit denen Verteilnetzbetreiber (VNB) die Auswirkungen von Extremwetterereignissen auf ihre Netze systematisch bewerten und durch geeignete PM reduzieren können. Hierzu werden regionale Klimaprojektionen, standortspezifische Gefährdungsanalysen, wirtschaftliche Bewertungen und Zuverlässigkeitsanalysen zu einer durchgängigen Methodik verknüpft und auf sechs reale Untersuchungsregionen (UR) angewendet. Der Leitfaden überträgt die Projektergebnisse in einen anwendbaren Handlungsrahmen und richtet sich an VNB sowie an weitere Akteure der Netzplanung und des Netzbetriebs. Der Fokus liegt auf der Nieder- und Mittelspannungsebene und den dort maßgeblichen BM.

Zur Bestimmung von Planungs- und Betriebsgrundsätze klimaresilienter Verteilnetze sollen die zentralen Fragestellungen beantwortet werden:

- Wie verändert sich die Häufigkeit der Extremwetterereignisse zukünftig? Ist eine Berücksichtigung bzw. Betrachtung je Extremwetterereignis notwendig?
- Welche charakteristischen Eigenschaften kennzeichnen einen Standort, weshalb er besonders gegenüber einem Extremwetterereignis gefährdet ist?
- Welche PM eignen sich aus technischer und wirtschaftlicher Perspektive, um die Auswirkungen des Extremwetterereignisses bestmöglich zu reduzieren?
- Welche allgemeingültigen Handlungsempfehlungen lassen sich ableiten?

Die erste Frage wird auf Grundlage regionaler Klimaprojektionen beantwortet, die für jedes betrachtete Extremwetterereignis die Entwicklung der Eintrittshäufigkeit unter verschiedenen Emissionsszenarien beschreiben. Die zweite Frage adressiert die betriebsmittelscharfen Gefährdungsanalysen, die für jedes BM die maßgeblichen Einflussfaktoren identifizieren, zu einer Gefährdungswahrscheinlichkeit verknüpfen und in einer Netzrisikokarte visualisieren. Der dritten Frage widmen sich die Wirtschaftlichkeits- und Zuverlässigkeitsanalysen, in denen technisch geeignete PM anhand ihres KNV bewertet und ihre Wirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit quantifiziert wird. Die vierte Frage beantwortet der Leitfaden durch die Verdichtung der Ergebnisse zu ereignisspezifischen Planungs- und Betriebsgrundsätzen sowie einem übertragbaren Handlungsablauf für VNB.

1.3 Aufbau des Leitfadens

Kapitel 2 beschreibt die einzelnen Methoden des Leitfadens. Es führt die betriebsmittelscharfe Gefährdungsanalyse mit der Verknüpfung standortspezifischer Einflussfaktoren ein, erläutert die wirtschaftliche Bewertung von PM anhand des KNV und stellt die Zuverlässigkeitsanalyse zur Quantifizierung der Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit vor. Diese methodischen Grundlagen gelten übergreifend für alle betrachteten Extremwetterereignisse.

Die Kapitel 3 bis 7 behandeln die fünf Extremwetterereignisse Starkregen, Sturm, extreme Hitze, extreme Kälte und Dürre. Alle Ereigniskapitel folgen einem einheitlichen Aufbau: Zunächst wird die klimatische Entwicklung des jeweiligen Ereignisses auf Grundlage der Klimaprojektionen dargestellt, anschließend werden die Auswirkungen auf die BM der elektrischen Verteilnetze beschrieben. Darauf aufbauend folgen die Gefährdungsanalyse mit der Anwendung in den UR, die Bewertung geeigneter PM hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit sowie die Zuverlässigkeitsanalyse. Jedes Ereigniskapitel schließt mit Planungs- und Betriebsgrundsätzen, die die Ergebnisse in konkrete Empfehlungen überführen. Diese einheitliche Struktur ermöglicht es, einzelne Ereigniskapitel auch unabhängig voneinander zu nutzen, wenn für ein Netzgebiet nur bestimmte Extremwetterereignisse relevant sind.

Der dem Inhaltsverzeichnis vorangestellte Handlungsleitfaden verdichtet die gewonnenen Erkenntnisse zu einem übertragbaren Vorgehen für VNB. Er beschreibt die erforderlichen Schritte von der Bestimmung der regional relevanten Extremwetterereignisse bis zu deren Integration in die Planungs- und Betriebsprozesse. Kapitel 8 fasst die zentralen Ergebnisse der Anwendung zusammen.

2 Methodik

Kapitel 2 beschreibt die Methodik dieses Leitfadens. Sie umfasst:

- die Einordnung von Klimaprojektionen hinsichtlich der Häufigkeit und Intensität von Extremwetterereignissen (Abschnitt 2.1),
- die Gefährdungsanalyse zur standortspezifischen Klassifizierung der Gefährdung von BM (Abschnitt 2.2),
- die wirtschaftliche Bewertung von PM mittels High-Impact-Low-Probability-Ereignisanalyse (HILP-Ereignisanalyse) und Annuitätenmethode (Abschnitt 2.3) sowie
- die Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Verteilnetze zur Quantifizierung des Einflusses von Extremwetterereignissen mit und ohne PM (Abschnitt 2.4).

Die Methoden sind dabei aufeinander abgestimmt und bauen inhaltlich aufeinander auf. Dadurch entsteht ein durchgängiger Bewertungsprozess, der von der Einordnung klimabedingter Extremwetterereignisse über die Bewertung geeigneter PM bis hin zur Quantifizierung ihres Einflusses auf die Versorgungszuverlässigkeit reicht.

2.1 Ermittlung klimatischer Entwicklungen

Die zukünftige Entwicklung des Klimas wird durch zwei zentrale Faktoren geprägt: die interne Variabilität des Klimasystems und externe Einflussfaktoren. Die interne Variabilität entsteht durch natürliche Prozesse innerhalb des Klimasystems, wie etwa Wechselwirkungen zwischen Atmosphäre und Ozean. Diese führen zu stochastischen Schwankungen der Klimaparameter, die sich über Jahrzehnte hinweg bemerkbar machen können. So entstehen etwa durch den Austausch von Wärme zwischen Atmosphäre und Ozean natürliche Klimaschwankungen, die langfristige Auswirkungen haben [119].

Bei den externen Faktoren unterscheidet man zwischen natürlichen und anthropogenen Einflüssen. Natürliche externe Faktoren umfassen unter anderem vulkanische Aktivität oder Schwankungen der Sonneneinstrahlung. Anthropogene Faktoren, wie Emissionen von Treibhausgasen und Aerosolen, spielen insbesondere für das Klima im 21. Jahrhundert eine entscheidende Rolle. Um abschätzen zu können, wie sich das Klima bei weiteren anthropogenen Emissionen entwickeln wird, kommen Klimamodelle zum Einsatz. Diese basieren auf Emissionsszenarien, die verschiedene Annahmen zur Entwicklung der Bevölkerung, der menschlichen Kultur, der Technologie und der Wirtschaft berücksichtigen. Mit Klimamodellen werden die Auswirkungen der veränderten atmosphärischen Zusammensetzung auf das globale Klimasystem simuliert. Um die regionalen Auswirkungen von Klimaänderungen genauer zu untersuchen, werden die Simulationen der globalen Modelle mit regionalen Klimamodellen verfeinert [119].

Im Gegensatz zu Wettervorhersagen beschreiben die Klimamodelle keine einzelnen Ereignisse, sondern langfristige Veränderungen meteorologischer Größen wie Temperatur, Niederschlag und Wind unter Berücksichtigung atmosphärischer, ozeanischer und landbasierter Prozesse.

Der Fokus von VNB liegt allerdings nicht auf mittleren Klimaveränderungen, sondern auf der Entwicklung von Extremwetterereignissen, die Störungen und Schäden im elektrischen Verteilnetz verursachen können. UBIMET hat zu diesem Zweck einen KI-gestützten Ansatz entwickelt, der historische Störungsursachen mit den zugrunde liegenden Wetterereignissen verknüpft und diese Beziehung auf Klimamodelle überträgt. Dadurch wird nicht nur die klimatische Entwicklung einzelner Wetterparameter bewertet, sondern unmittelbar deren potenzieller Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit elektrischer Verteilnetze quantifiziert. Diese Methode basiert auf wissenschaftlichen Grundlagen sowie der langjährigen Expertise von UBIMET in den Bereichen Unwetterwarnung, Wetterrisikoanalyse, Klimawandelmodellierung und Schadensprognose. Sie ermöglicht eine anwendungsorientierte Bewertung klimabedingter Risiken und liefert eine belastbare Grundlage für die Entwicklung von PM im elektrischen Verteilnetz.

Datengrundlage und Auswahl der Klimamodelle

Klimaprojektionen sind grundsätzlich mit Unsicherheiten verbunden, da einzelne Klimamodelle das Klimasystem unterschiedlich abbilden und daher zu leicht abweichenden Ergebnissen führen können. Um diese modellbedingten Unsicherheiten zu berücksichtigen, werden Klimaprojektionen auf Basis von Multi-Modell-Ensembles erstellt. Dabei werden mehrere unabhängige Klimamodelle sowie verschiedene Emissionsszenarien kombiniert, wodurch die Bandbreite möglicher zukünftiger Klimaentwicklungen erfasst und eine robustere Bewertung ermöglicht wird [38, 119].

Für die vorliegende Analyse wurden Klimaprojektionen aus dem europäischen Klimamodellenensemble EURO-CORDEX verwendet [41]. EURO-CORDEX stellt regionalisierte Klimasimulationen mit hoher räumlicher Auflösung für Europa bereit und bildet eine etablierte Datengrundlage für regionale Klimaanalysen.

Für die Analyse werden ausschließlich Klimamodelle berücksichtigt, die historische Simulationen, tägliche Daten bis zum Jahr 2100 sowie die für die Untersuchung relevanten meteorologischen Parameter bereitstellen. Alle ausgewählten Klimamodelle erfüllen diese Anforderungen und liegen deutschlandweit sowie für alle betrachteten Emissionsszenarien vor. Die ausgewählten Klimamodelle sind in den nachfolgenden Tabellen, Tabelle 2.1 bis Tabelle 2.3, je zu analysierendem Klimaparameter aufgelistet.

Tabelle 2.1: Ausgewählte Klimamodelle zur Projektion der Temperatur

Treibermodell (GCM)	Organi- sation	Regionales Klimamo- dell (RCM)	RCP2.6	RCP4.5	RCP8.5
CNRM-CERFACS- CNRM-CM5	KNMI	KNMI-RACMO22E	X	X	X
MOHC-HadGEM2-ES	KNMI	KNMI-RACMO22E	X	X	X
MOHC-HadGEM2-ES	SMHI	SMHI-RCA4	X	X	X
MPI-M-MPI-ESM-LR	MPI	MPI-CSC-REMO2009	X	X	X
NCC-NorESM1-M	GERICS	GERICS-REMO2015	X	X	X
NCC-NorESM1-M	SMHI	SMHI-RCA4	X	X	X

Tabelle 2.2: Ausgewählte Klimamodelle zur Projektion von Wind

Treibermodell (GCM)	Organi- sation	Regionales Klimamo- dell (RCM)	RCP2.6	RCP4.5	RCP8.5
CNRM-CERFACS- CNRM-CM5	KNMI	KNMI-RACMO22E	X	X	X
ICHEC-EC-EARTH	CLMcom	CLMcom-CCLM4-8-17	X	X	X
MOHC-HadGEM2-ES	GERICS	GERICS-REMO2015	X	X	
MOHC-HadGEM2-ES	KNMI	KNMI-RACMO22E	X	X	X
MOHC-HadGEM2-ES	SMHI	SMHI-RCA4	X	X	X
MPI-M-MPI-ESM-LR	GERICS	GERICS-REMO2015			X
MPI-M-MPI-ESM-LR	MPI	MPI-CSC-REMO2009	X	X	X
NCC-NorESM1-M	GERICS	GERICS-REMO2015	X	X	X
NCC-NorESM1-M	SMHI	SMHI-RCA4	X	X	X

Tabelle 2.3: Ausgewählte Klimamodelle zur Projektion von Niederschlägen

Treibermodell (GCM)	Organisa- tion	Regionales Klimamo- dell (RCM)	RCP2.6	RCP4.5	RCP8.5
CNRM-CERFACS- CNRM-CM5	CNRM	CNRM-ALADIN63	X	X	X
CNRM-CERFACS- CNRM-CM5	KNMI	KNMI-RACMO22E	X	X	X
ICHEC-EC-EARTH	CLMcom	CLMcom-CCLM4-8-17	X		X
MOHC-HadGEM2-ES	DMI	DMI-HIRHAM5	X	X	X
MOHC-HadGEM2-ES	KNMI	KNMI-RACMO22E	X	X	X
MOHC-HadGEM2-ES	SMHI	SMHI-RCA4	X	X	X
NCC-NorESM1-M	SMHI	SMHI-RCA4	X	X	X

Bei den darin angeführten Treibermodellen handelt es sich um globale Klimamodelle mit relativ grober Auflösung. Diese dienen diversen Forschungsorganisationen als Eingangsdatensatz, um regionale Klimamodelle mit höherer räumlicher Auflösung zu berechnen. Dabei werden unter anderem unterschiedliche Parametrisierungen von Wolkenbildung, Niederschlag, Verdunstung und Strahlungsprozessen berücksichtigt. Die Berechnung dieser regionalen Klimamodelle wird auch als dynamisches Downscaling von globalen Klimamodellen bezeichnet.

Betrachtete Emissionsszenarien und Zeitraum der Auswertung

Für die Auswertung wurden drei etablierte RCP-Szenarien (Representative Concentration Pathways) ausgewählt. Diese bilden unterschiedliche Entwicklungen der globalen Treibhausgasemissionen ab und sind in Tabelle 2.4 beschrieben:

Tabelle 2.4: Betrachtete Emissionsszenarien der Klimaprojektionen

Emissionsszenario	Beschreibung
RCP2.6	Konsequenter Klimaschutz mit niedrigen Emissionen
RCP4.5	Mittleres Emissionsszenario, gegenwärtig plausibelster Referenzpfad
RCP8.5	Hohe Emissionen mit starkem Anstieg der Treibhausgase

Die Betrachtung mehrerer Emissionsszenarien ermöglicht eine robuste Einschätzung möglicher zukünftiger klimatischer Entwicklungen. Zudem enthalten die RCP-Szenarien einen historischen

Evaluierungsdatensatz, der für die Durchführung der Bias-Korrektur der Klimamodelldaten erforderlich ist.

Die vorgenommenen Auswertungen konzentrieren sich auf die Zeithorizonte 2050 und 2100. Um eine belastbare Aussage über die klimatischen Bedingungen dieser Zeiträume zu erhalten, wurden nicht einzelne Jahre, sondern jeweils zehnjährige Zeitfenster (2045–2054 bzw. 2091–2100) ausgewertet. Die Mittelung über einen längeren Zeitraum reduziert den Einfluss der natürlichen jährlichen Variabilität und führt zu repräsentativeren Ergebnissen als die Betrachtung einzelner Jahre.

Analysierte Klimaparameter

Zur Bewertung klimabedingter Risiken für die Energieinfrastruktur werden die Klimaparameter Lufttemperatur, Windgeschwindigkeit und Niederschlag untersucht. Auf Basis dieser Klimaparameter werden verschiedene klimarelevante Extremwetterereignisse analysiert, um mögliche Veränderungen hinsichtlich ihrer Häufigkeit und Intensität zu bewerten. Die nachfolgende Tabelle 2.5 gibt einen Überblick über die analysierten Klimaparameter.

Tabelle 2.5: Analysierte Klimaparameter je Extremwetterereignis

Kategorie	Analysierte Klimaparameter
Starkregen	- Anzahl der Niederschlagsereignisse ab 40, 60, 80 und 100 mm innerhalb von 24 Stunden
	- Maximale Niederschlagsmengen innerhalb von 24 Stunden
Sturm	- Anzahl der Tage mit Sturmböen (≥ 75 km/h)
	- Anzahl der Tage mit schweren Sturmböen (≥ 89 km/h)
	- Anzahl der Tage mit orkanartigen Böen (≥ 103 km/h)
	- Anzahl der Tage mit Orkanböen (≥ 117 km/h)
Hitze	- Anzahl der Tage mit Temperaturen mit mindestens 35°C
	- Mittlere Dauer von Hitzeperioden
	- Entwicklung der jährlichen Höchsttemperaturen
Kälte	- Anzahl der Tage mit Temperaturen unter -15°C
	- Mittlere Dauer von Kälteperioden
	- Entwicklung der jährlichen Tiefsttemperaturen
Dürre	- Anzahl der Tage mit Dürreindex ≥ 6.5
	- Anzahl der Tage mit Sättigungsdefizit ≥ 20 mm

Bewertung von Starkregen

Die Auswirkungen eines Niederschlagsereignisses hängen wesentlich von den lokalen Gegebenheiten wie Bodenbeschaffenheit, Topographie, Landnutzung und Versiegelungsgrad ab. Eine

identische Niederschlagsmenge kann daher je nach Region sehr unterschiedliche Auswirkungen haben. Da es keine deutschlandweit einheitlichen Schwellenwerte für die Einstufung von Starkregenereignissen gibt, wurden für diese Analyse repräsentative Schwellenwerte definiert.

Die Niederschlagsschwellen von 40, 60, 80 und 100 mm in 24 Stunden lehnen sich an den Warnschwellen für täglichen Dauerregen des Deutschen Wetterdienstes an [27]. Die Schwellen 40 und 60 mm stellen die Mittelwerte der orangen und roten Unwetterstufen dar, bei 80 mm handelt es sich um die untere Schwelle der violetten Unwetterwarnung und 100 mm stellt in vielen Regionen ein 100-jährliches Starkregenereignis dar. Der Bezug auf die Zeitdauer von 24 Stunden basiert auf der im Leitfaden untersuchten Zeitskala für Starkregen.

Räumliche Auflösung und Downscaling

Die räumliche Auflösung globaler und regionaler Klimamodelle ist für großräumige Klimaanalysen geeignet, reicht jedoch für standort- und infrastrukturenspezifische Fragestellungen häufig nicht aus. Lokale klimatische Unterschiede, beispielsweise aufgrund von Topographie, Landnutzung oder regionalen Besonderheiten, können auf dieser Skala nur eingeschränkt abgebildet werden. Daher ist eine räumliche Verfeinerung der Klimamodelldaten mittels sogenannter Downscaling-Verfahren erforderlich, um die Ergebnisse für regionale Risikoanalysen nutzbar zu machen.

Die zugrunde liegenden EURO-CORDEX-Klimamodelle besitzen eine räumliche Auflösung von $12,5 \times 12,5$ km. Für die vorliegende Analyse wurden die Klimaprojektionen mittels statistischer Downscaling-Verfahren auf eine Zielauflösung von 5×5 km verfeinert. Hierfür wurden verschiedene Verfahren kombiniert, darunter neuronale Netze, Principal Component Analysis Regression (PCA-Regression) sowie Percentile-Mapping.

Vor der räumlichen Verfeinerung erfolgte eine Bias-Korrektur, um systematische Abweichungen zwischen Klimamodellen und Beobachtungsdaten zu reduzieren. Als Referenz dienen hochaufgelöste meteorologische Reanalysedaten auf Basis des UBIMET eigenen Analyseverfahrens VERA (Vienna Enhanced Resolution Analysis) [117].

Die resultierende Auflösung von 5×5 km ermöglicht die Ermittlung klimatischer Entwicklungen auf Netzgebietsebene. Punkt- oder liniengenaue Aussagen - beispielsweise für Umspannwerke, ONS oder Freileitungen - können hiervon aufgrund lokaler Gegebenheiten signifikant abweichen. Für detailliertere standortspezifische Klimaanalysen können durch UBIMET Daten in entsprechend hoher räumlicher Auflösung zur Verfügung gestellt werden.

Unsicherheiten und methodische Grenzen

Die in diesem Leitfaden verwendeten Klimamodelle und Emissionsszenarien entsprechen dem aktuellen Stand der Klimaforschung und bilden die wissenschaftliche Grundlage für die Abschät-

zung zukünftiger Klimaentwicklungen. Gleichwohl sind alle Klimaprojektionen mit Unsicherheiten verbunden, da die zukünftigen Rahmenbedingungen des Klimasystems nicht vollständig vorhersehbar sind.

Die maßgeblichen Unsicherheiten ergeben sich insbesondere aus den Annahmen über die zukünftige gesellschaftliche Entwicklung. Klimamodelle können keine eindeutige Zukunft vorhersagen, sondern beschreiben vielmehr eine Reihe möglicher Entwicklungspfade, die von unterschiedlichen politischen, wirtschaftlichen und technologischen Entscheidungen abhängen [57]. Welche dieser Pfade tatsächlich eintritt, ist naturgemäß nicht bekannt und stellt eine zentrale Quelle der Unsicherheit dar.

Vor dem Hintergrund der derzeitigen Entwicklungen wird das Emissionsszenario RCP4.5 gegenwärtig als plausibelster Referenzpfad betrachtet. Für die betriebsmittelscharfen Analysen in den Kapiteln 3 bis 7 werden daher RCP4.5 sowie ergänzend RCP8.5 als konservative Obergrenze verwendet.

2.2 Gefährdungsanalyse

Die Gefährdungsanalyse stellt den Rahmen, die Gefährdung der BM elektrischer Verteilnetze gegenüber Extremwetterereignissen zu identifizieren, zu bewerten und nachvollziehbar zu klassifizieren. Zunächst werden die potenziellen Auswirkungen durch ein Extremwetterereignis ermittelt. Dabei wird analysiert, welche konkreten Schäden oder Beeinträchtigungen der Funktionalität durch das jeweilige Extremwetterereignis entstehen können. Im zweiten Schritt erfolgt die Identifizierung von Einflussfaktoren, die eine Gefährdung begünstigen können. Hierbei werden alle Einflussfaktoren betrachtet, die das Schadensausmaß oder die Eintrittswahrscheinlichkeit für das jeweilige Extremwetterereignis beeinflussen können. Die relevanten Einflussfaktoren werden dabei sowohl hinsichtlich ihres Beitrags zur Ausfallwahrscheinlichkeit als auch zum potenziellen Schadensausmaß untersucht. Eine Übersicht der ereignisspezifischen Einflussfaktoren je Betriebsmittelgruppe, wie z. B. Mittelspannungsfreileitungen, findet sich in den folgenden, extremwitterspezifischen Kapiteln 3 bis 7. Im dritten Schritt werden die Einflussfaktoren für jede Kombination aus Extremwetterereignis und Betriebsmittelgruppe bewertet. Auf Grundlage dieser Bewertung werden für jeden Einflussfaktor Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktionen konzipiert. Jede Betriebsmittelgruppe wird dabei individuell betrachtet und hinsichtlich ihrer spezifischen Anfälligkeit gegenüber den zuvor identifizierten Einflussfaktoren analysiert. Abschließend werden die Ergebnisse in eigens definierte Gefährdungsstufen eingeordnet.

Bewertungsmethode

Der Zustand erhöhter Gefährdung eines BM wird als logische Verknüpfung der relevanten Einflussfaktoren E_i definiert, wobei i den jeweiligen Einflussfaktor darstellt. $\bar{Z}_{BM}$ bezeichnet dabei den Zustand, in dem ein BM als gefährdet gilt. Die Einflussfaktoren werden dabei mithilfe der logischen Operatoren UND ($\wedge$) sowie ODER ($\vee$) verknüpft: Eine UND-Verknüpfung bedeutet,

dass mehrere Einflussfaktoren gleichzeitig vorliegen müssen, um den Gefährdungszustand auszulösen; bei einer ODER-Verknüpfung genügt es bereits, wenn mindestens einer der verknüpften Einflussfaktoren zutrifft [79]. Die jeweilige Verknüpfungsstruktur wird für jedes Extremwetterereignis und jede Betriebsmittelgruppe individuell festgelegt und in dem entsprechenden Kapitel aufgezeigt. Im nachfolgenden Beispiel (Abbildung 2.1) entsteht dieser Zustand, wenn Einflussfaktor E_1 gemeinsam mit mindestens einem der Einflussfaktoren E_2 oder E_3 vorliegt. Die Kombination erfolgt nach Gleichung (2.1).

$$\bar{Z}_{BM} = E_1 \wedge (E_2 \vee E_3) \quad (2.1)$$

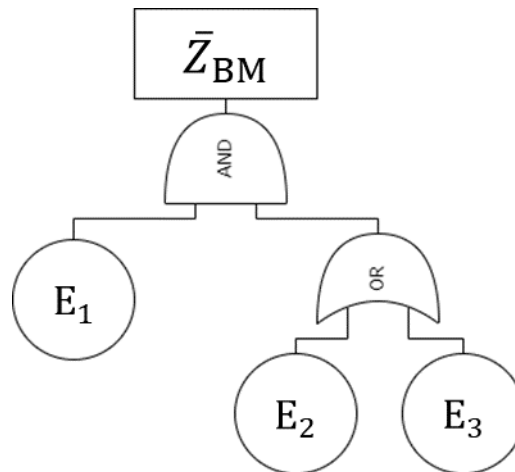


Abbildung 2.1: Darstellung der exemplarischen Verknüpfungsstruktur

Für die Bestimmung der Gefährdung des zu betrachtenden BM werden die Werte der Ausfallwahrscheinlichkeiten der einzelnen Einflussfaktoren nach Gleichung (2.2) und (2.3) verknüpft. Die Berechnung setzt eine stochastische Unabhängigkeit der Einflussfaktoren voraus, d. h., das Auftreten eines Einflussfaktors beeinflusst die Wahrscheinlichkeit der übrigen nicht [79].

$$P(A \wedge B) = P(A) \cdot P(B) \quad (2.2)$$

$$P(A \vee B) = P(A) + P(B) - P(A) \cdot P(B) \quad (2.3)$$

Die Einzelausfallwahrscheinlichkeit $P(E_i)$ je Einflussfaktor wird anhand der Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion bestimmt, die den Zusammenhang zwischen einem messbaren Eingangswert und der resultierenden Gefährdungswahrscheinlichkeit abbildet. Die Herleitung dieser Funktionen erfolgt auf Basis von Expertenwissen und Fachliteratur und ist für jede Betriebsmittelgruppe und jedes Extremwetterereignis im jeweiligen Kapitel dokumentiert.

Klassifizierung

Die Klassifizierung der Ergebnisse der Gefährdungsanalyse erfolgt anhand eines dreistufigen Bewertungssystems, das die identifizierten Gefährdungen übersichtlich und nachvollziehbar einordnet. Ziel dieser Einteilung ist es, die Gefährdung der BM gegenüber den jeweiligen Extremwetterereignissen konsistent und vergleichbar darzustellen und eine klare Priorisierung von PM zu

ermöglichen. Die Zuordnung zu den Gefährdungsstufen erfolgt anhand der berechneten Gefährdungswahrscheinlichkeit $P(\bar{Z}_{BM})$ gemäß folgenden Grenzwerten:

Tabelle 2.6: Klassifizierung der Gefährdungswahrscheinlichkeitsbereiche nach Gefährdungsstufen

Gefährdungsstufe	Gefährdungswahrscheinlichkeitsbereich
Stark gefährdet (rot)	$P > 66 \%$
Gefährdet (gelb)	$33 \% \leq P \leq 66 \%$
Wenig gefährdet (grün)	$P < 33 \%$

Die Grenzwerte von 33 % und 66 % folgen einer gleichmäßigen Dreiteilung des Wahrscheinlichkeitsraums. Diese Einteilung wurde im Rahmen des Forschungsprojekts gemeinsam mit den beteiligten VNB als praxisgerecht bewertet und festgelegt. Die höchste Gefährdungsstufe des Bewertungssystems „Stark gefährdet“ beschreibt BM, bei denen eine Beeinträchtigung durch Extremwetterereignisse als sehr wahrscheinlich gilt. Es besteht ein hohes Risiko für Schäden oder Betriebsausfälle, weshalb PM als erforderlich einzustufen sind. Die Gefährdungsstufe „Gefährdet“ (gelb) kennzeichnet ein mittleres Gefährdungsniveau, bei dem eine Beeinträchtigung des BM mit erhöhter Wahrscheinlichkeit eintreten kann. Der Zustand des BM sollte regelmäßig überwacht und geeignete PM zur Betroffenheitsreduzierung umgesetzt werden. Die Gefährdungsstufe „Wenig gefährdet“ (grün) kennzeichnet BM, bei denen eine Beeinträchtigung durch das betrachtete Extremwetterereignis derzeit als nicht wahrscheinlich genug eingestuft wird. In diesem Fall sind keine PM erforderlich, jedoch bleibt eine regelmäßige Überprüfung sinnvoll. Diese Klassifizierung ermöglicht eine transparente und einheitliche Bewertung der Ergebnisse und unterstützt die strukturierte Ableitung von PM für die Planung und den Betrieb elektrischer Verteilnetze gegenüber Extremwetterereignissen.

Ergebnisdarstellung der Gefährdungsanalyse

Die betriebsmittelscharfe Gefährdungsanalyse ermöglicht die Erstellung von Netzrisikokarten, in denen die BM anhand ihrer berechneten Gefährdungswahrscheinlichkeit $P(\bar{Z}_{BM})$ standortspezifisch gemäß der zuvor definierten Ampelklassifizierung eingefärbt dargestellt werden. So erhalten VNB eine visuelle Übersicht über die Gefährdungssituation der BM im betrachteten Netzgebiet.

Neben der betriebsmittelbezogenen Einzelauswertung ermöglicht die Methode die Generierung flächendeckender Gefährdungsheatmaps, die eine räumlich kontinuierliche Darstellung der Gefährdungsintensität über das gesamte Netzgebiet liefern. Dafür wird ein Punkte- oder Linienraster mit einem Abstand von 10 m über die UR gelegt und die Gefährdungsanalyse für jeden Punkt bzw. jede Linie durchgeführt. Die Ergebnisse werden im Anschluss mit der „Inverse Distance

Weighting“ (IDW)-Interpolation auf ein 1 m Raster projiziert und in den Farben der Klassifizierung dargestellt [93, 115]. Die Gefährdungsheatmap erlaubt eine schnelle visuelle Einschätzung der räumlichen Gefährdungsverteilung und unterstützt insbesondere bei der Neuplatzierung von BM die Standortwahl, indem bereits im Planungsstadium gefährdete Standorte identifiziert und aktiv vermieden werden können.

Aufgrund der Vertraulichkeit der Netzdaten der beteiligten VNB können standortgenaue Netzrisikokarten in diesem Leitfaden nicht abgebildet werden. Exemplarische Gefährdungsheatmaps sind jedoch in den jeweiligen extremwetterspezifischen Ergebniskapiteln 3 bis 7 dargestellt.

2.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die wirtschaftliche Bewertung von PM erfolgt in Abhängigkeit der Ereignischarakteristik mittels zweier unterschiedlicher Ansätze. Häufig auftretende Ereignisse wie extreme Hitze erlauben eine jährliche Betrachtungsebene, da Eintrittshäufigkeit und Schadenserwartung Jahr für Jahr in vergleichbarer Größenordnung anfallen. Für sie kommt daher die Annuitätenmethode zum Einsatz, die Investitions- und Schadenskosten in äquivalente jährliche Kosten überführt [87, 113]. Sehr seltene, aber schadensintensive Ereignisse (HILP-Ereignisse) wie Starkregen oder Sturm entziehen sich einer jährlichen Betrachtung, da zwischen den Ereignissen Jahrzehnte liegen können. Für sie wird eine HILP-Ereignisanalyse auf Basis der Barwertmethode angewendet, die zukünftige Schäden über lange Zeiträume diskontiert und so die wirtschaftliche Tragfähigkeit von Präventionsinvestitionen korrekt abbildet [58, 133]. Obwohl beide Ansätze methodisch unterschiedlich vorgehen, sind ihre Ergebnisse gleichwertig zu behandeln: In beiden werden die Schadenskosten, die durch den Eintritt eines Extremwetterereignisses entstehen, den Kosten der PM gegenübergestellt und als KNV ausgedrückt. Die Bewertung erfolgt grundsätzlich aus Sicht des VNB, wobei zusätzlich volkswirtschaftliche Schadenskosten durch VU berücksichtigt werden. Für die Bestimmung des KNV sind verschiedene Eingangsgrößen und Berechnungsschritte erforderlich, die im Folgenden beschrieben sind.

Asset-Schaden

Der Asset-Schaden beschreibt die Kosten, die einem VNB bei Ersatz eines zerstörten oder beschädigten BM entstehen. Er umfasst sowohl den Wiederbeschaffungswert des BM als auch die erforderlichen Personalkosten für Austausch und Inbetriebnahme. Der spezifische Asset-Schaden wird über die Kostendaten der beteiligten VNB gemittelt und ist im Anhang in Abschnitt 10.1 in Tabelle 10.1 dargestellt.

Volkswirtschaftlicher Schaden durch Versorgungsunterbrechungen

Neben dem unmittelbaren Asset-Schaden entstehen bei einem Ausfall des BM volkswirtschaftliche Schäden, die durch die Unterbrechung der Energieversorgung der angeschlossenen Verbraucher verursacht werden. Diese werden mithilfe des Value of Lost Load (VoLL) monetarisiert, der

den mittleren volkswirtschaftlichen Schaden je nicht gelieferter Kilowattstunde elektrischer Energie beschreibt [14]. Der volkswirtschaftliche Schaden eines Ereignisses ergibt sich aus dem Produkt der unterbrochenen Leistung, der Aus-Dauer und dem VoLL. Da gemessene Auslastungen für die BM der beteiligten VNB nicht flächendeckend vorliegen, wird die unterbrochene Leistung vereinfachend aus der Bemessungsleistung des BM und einem einheitlichen Auslastungsgrad von 70 % bestimmt. Der Wert stellt eine konservative Modellannahme für den Ereignisfall dar und berücksichtigt, dass Extremwetterereignisse insbesondere bei Hitze und Kälte mit erhöhten Netzlasten zusammenfallen können. Der Wert entspricht zugleich dem in Kapitel 7 angesetzten Belastungsgrad im Normalbetrieb. Da der volkswirtschaftliche Schaden linear mit der angesetzten Auslastung skaliert, lassen sich die Ergebnisse unmittelbar auf abweichende Lastannahmen übertragen. Eine Entwicklung der Last über die betrachteten Zeithorizonte wird nicht modelliert.

Präventionsmaßnahmen

Die betrachteten PM zielen darauf ab, die Auswirkungen von den Extremwetterereignissen auf BM zu reduzieren und Schadenspotenziale zu minimieren. Hierzu werden sowohl bauliche als auch organisatorische PM betrachtet, die eine Reduzierung der erwarteten Schadenskosten bewirken, indem sie entweder die Wahrscheinlichkeit eines Schadenseintritts oder den Umfang der Schadensfolgen reduzieren. Die Maßnahmeneffektivität bildet dabei die Grundlage für die Berücksichtigung der PM im Bewertungsmodell und wird über das verbleibende Restrisiko in die Berechnung der vermiedenen Schadenskosten überführt. Belastbare empirische Daten zur Schutzwirkung einzelner PM gegenüber Extremwetterereignissen liegen für elektrische Verteilnetze bislang nicht vor, da entsprechende Schadens- und Wirksamkeitsstatistiken fehlen. Die angesetzten Maßnahmeneffektivitäten wurden daher innerhalb des Projektkonsortiums auf Grundlage der Betriebserfahrung der beteiligten VNB und der technischen Einschätzung der jeweiligen Schutzwirkung festgelegt. Sie sind als begründete Annahmen zu verstehen und können bei Anwendung der Methodik durch netzbetreiberspezifische Erfahrungswerte ersetzt werden.

Bestimmung der Betroffenheit des Betriebsmittels

Eine zentrale Eingangsgröße beider Bewertungsverfahren ist die standortspezifische Betroffenheit H_B eines BM gegenüber dem jeweiligen Extremwetterereignis. Sie gibt an, wie häufig ein BM an einem konkreten Standort tatsächlich von einem Extremwetterereignis pro Jahr betroffen ist, und ergibt sich aus der Kombination der klimatischen Ereignishäufigkeit H_K mit der standortabhängigen Ausfallwahrscheinlichkeit P_G , die aus der Gefährdungsanalyse nach Abschnitt 2.2 hervorgeht [58, 87]:

$$H_B = H_K \cdot P_G \quad (2.4)$$

Die klimatische Eintrittshäufigkeit H_K und die Gefährdungswahrscheinlichkeit P_G beziehen sich dabei auf unterschiedliche Ebenen. Die Ereignisdefinition der Klimadaten beschreibt das groß-

räumige Wetterereignis, etwa die Überschreitung einer Lufttemperatur- oder Niederschlagschwelle in der Region. Ob ein solches Ereignis am konkreten Standort schadenswirksam wird, hängt von den standortspezifischen Einflussfaktoren ab, die die Gefährdungsanalyse bewertet. Die Gefährdungswahrscheinlichkeit gibt damit an, wie wahrscheinlich die Standortbedingungen dazu führen, dass ein regionales Extremwetterereignis am BM die maßgebliche Schadensschwelle erreicht. Besonders deutlich wird dies bei den Temperaturereignissen, bei denen die Ereignisdefinition der Klimadaten bewusst von der Ausfallschwelle der BM abweicht; die konkreten Schwellenwerte sind in den jeweiligen Ereigniskapiteln dokumentiert.

Dieser Ansatz ermöglicht eine realistische und standortdifferenzierte Bewertung, weil nicht jedes BM in gleichem Maße von einem Extremwetterereignis betroffen ist, selbst wenn sich mehrere BM in der betrachteten UR des auftretenden Extremwetterereignisses befinden. Die klimatische Ereignishäufigkeit H_K wird dabei aus Klimaszenarien abgeleitet und ist für die Zeithorizonte 2050 und 2100 unter den Emissionsszenarien RCP4.5 und RCP8.5 verfügbar, vgl. Abschnitt 2.1.

Betriebszustandsmodell der HILP-Ereignisanalyse

Zur systematischen Verknüpfung von Betroffenheit, Ausfallwahrscheinlichkeit, PM und Schadenskonsequenzen wird ein Betriebszustandsmodell eingesetzt, vgl. Abbildung 2.2 [58, 116].

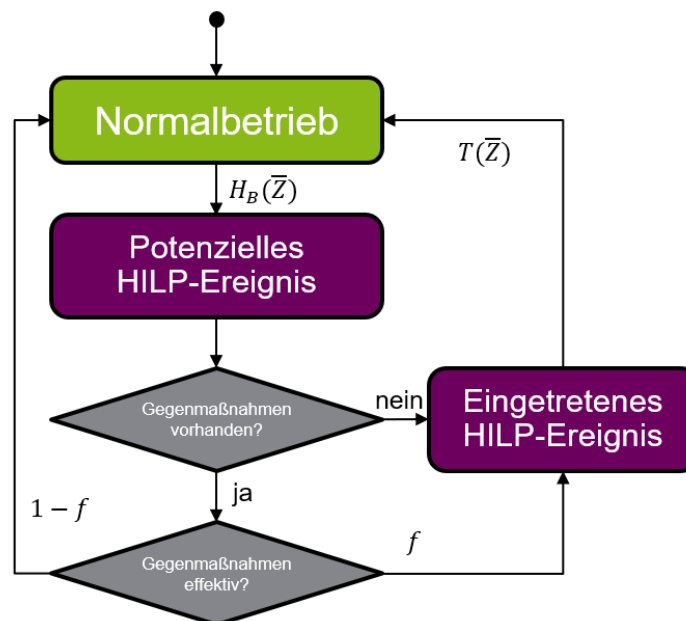


Abbildung 2.2: Darstellung des Betriebszustandsmodells der High-Impact, Low Probability-Ereignisanalyse

Das Betriebszustandsmodell beschreibt das Verhalten des Netzsystems ausgehend vom Normalbetrieb: In Abhängigkeit von der Betroffenheit H_B kann ein Übergang in den Zustand eines potenziellen HILP-Ereignisses eintreten. Sind keine PM vorhanden, führt eine relevante Betroffenheit unmittelbar zum Schadenseintritt. Sind PM implementiert, wird der Schadenseintritt durch ein verbleibendes Restrisiko f gesteuert, das den Anteil der nicht verhinderten Schadensfälle beschreibt ($f = 0$: vollständige Schadensvermeidung, $f = 1$: keine Wirkung). Nach Eintritt eines

Schadensereignisses kehrt das Netzsystem nach einer betriebsmittelspezifischen Wiederherstellungszeit $T(\bar{Z})$ in den Normalbetrieb zurück. Die Gesamtkosten eines HILP-Ereignisses K_{HILP} ergeben sich damit als Summe aus den Kosten der PM $K_{\text{Maßnahmen}}$ und den mit dem Restrisiko gewichteten Schadenskosten K_{Schaden} :

$$K_{\text{HILP}} = K_{\text{Maßnahmen}} + f \cdot K_{\text{Schaden}} \quad (2.5)$$

Die Kosten für die PM können dabei je nach PM einmalige Investitionskosten, jährlich anfallende oder sich mit Ereignis wiederholende Kosten sein. Die Schadenskosten setzen sich aus dem angefallenen Asset-Schaden und dem volkswirtschaftlichen Schaden eines Ereignisses zusammen.

Barwertmethode

Da HILP-Ereignisse selten auftreten und die betrachteten BM eine spezifische Nutzungsdauer aufweisen, sind Kosten und Schäden zu unterschiedlichen Zeitpunkten zu bewerten. Die Barwertmethode nach der Gleichung (2.6) ermöglicht einen konsistenten Vergleich, indem zukünftige Zahlungsströme mit einem Diskontierungssatz i auf einen gemeinsamen Referenzzeitpunkt abgezinst werden [58, 133]:

$$BW = \frac{CF}{(1 + r)^t} \quad (2.6)$$

wobei CF den Netto-Zahlungsstrom im Jahr t bezeichnet. Für die vorliegende Analyse wird ein Diskontierungssatz r von 6 % über die gesamte Betrachtungsdauer zugrunde gelegt. Der Wert orientiert sich an der Größenordnung der von der Bundesnetzagentur zum Zeitpunkt der Analyse festgelegten kalkulatorischen Eigenkapitalzinssätze für Netzbetreiber [14, 126]. Die so ermittelten Barwerte der Schadens- und Präventionsmaßnahmenkosten fließen anschließend in die Berechnung des KNV ein, wodurch zeitlich weit entfernte Schadensereignisse korrekt gewichtet werden.

Annuitätenmethode

Die Annuitätenmethode bewertet PM auf Basis äquivalenter jährlicher Kosten. Einmalige Investitionskosten C_{inv} werden dabei nach Gleichung (2.7) in gleichwertige jährliche Kosten C_{ann} umgerechnet [87, 113]:

$$C_{\text{ann}} = C_{\text{inv}} \cdot \frac{r (1 + r)^n}{(1 + r)^n - 1} \quad (2.7)$$

wobei r den Diskontierungssatz und n die Lebensdauer der jeweiligen PM bezeichnet, die in den ereignisspezifischen Kapiteln dokumentiert ist. Die Wirtschaftlichkeit einer PM ergibt sich dann aus dem Verhältnis der vermiedenen jährlichen Schadenskosten zu den annuitätischen Maßnahmenkosten. Beide Kostengrößen werden als äquivalente Jahreswerte ausgedrückt, was einen direkten Vergleich verschiedener PM ermöglicht.

Kosten-Nutzen-Verhältnis

Das KNV ist die übergreifende Kennzahl beider Bewertungsverfahren und setzt die vermiedenen Schadenskosten ins Verhältnis zu den Kosten der PM. Es ist definiert als:

$$\text{KNV} = \frac{\text{Nutzen}}{\text{Maßnahmenkosten}} \quad (2.8)$$

wobei sich der Nutzen aus dem vermiedenen Asset- und volkswirtschaftlichen Schaden zusammensetzt. Ein $\text{KNV} \geq 1$ zeigt, dass sich die Umsetzung der PM aus wirtschaftlicher Sicht lohnt; ein $\text{KNV} < 1$ bedeutet dagegen, dass die Maßnahmenkosten den Nutzen übersteigen und die PM aus rein wirtschaftlicher Sicht nicht zu empfehlen ist. Das KNV als gemeinsames Ergebnis der Barwert- und der Annuitätenmethode gewährleistet die Vergleichbarkeit der Ergebnisse über alle betrachteten Extremwetterereignisse hinweg.

2.4 Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Verteilnetze

Die Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Verteilnetze dient der quantitativen Bewertung der Versorgungskontinuität und bildet die methodische Grundlage, um den Einfluss von Extremwetterereignissen auf die Versorgungssicherheit, sowohl mit als auch ohne PM, systematisch zu bewerten. Sie baut auf den Zuverlässigkeitskenndaten der einzelnen BM auf und erlaubt es, daraus aggregierte Systemkennzahlen auf Netzebene abzuleiten [2].

Zuverlässigkeitskenndaten auf Betriebsmittelebene

Die Grundlage jeder Zuverlässigkeitsanalyse bilden die betriebsmittelspezifischen Kenndaten: mittlere Ausfallhäufigkeit H_A und Aus-Dauer T_A . Die Ausfallhäufigkeit H_A , auch als Störungs- oder Fehlerrate bezeichnet, beschreibt die mittlere Anzahl von Ausfällen eines BM pro Zeiteinheit und wird üblicherweise in der Einheit $[1/a]$ angegeben. Die Aus-Dauer T_A bezeichnet die mittlere Dauer des Zustands „Außer Betrieb“, also die Zeit vom Eintritt des Ausfalls bis zur Wiederherstellung des betriebsfähigen Zustands, und wird in Stunden $[h]$ angegeben. Sie umfasst dabei sowohl die Zeit zur Fehlerlokalisierung und Entstörung als auch gegebenenfalls notwendige Schaltmaßnahmen zur Wiederversorgung. Aus beiden Größen lässt sich die Zustandswahrscheinlichkeit P_A berechnen, also die Wahrscheinlichkeit, das BM zu einem beliebigen Zeitpunkt im Zustand „Außer Betrieb“ anzutreffen. Sie wird in der Praxis als Ausfallzeit je Jahr in $[h/a]$ ausgedrückt [79]:

$$P_A = H_A \cdot T_A \quad (2.9)$$

Diese betriebsmittelspezifischen Kenngrößen werden aus der historischen Störungsstatistik der VNB abgeleitet und sind für verschiedene Betriebsmitteltypen in der VDE FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik (SVS) dokumentiert [120].

Berechnung der Systemzuverlässigkeit

Die Zuverlässigkeitsanalyse überführt die betriebsmittelscharfen Ergebnisse der Gefährdungsanalyse auf die Systemebene. Während die Gefährdungsanalyse beschreibt, welche einzelnen BM von einem Extremwetterereignis betroffen sein können, beantwortet die Systembetrachtung die für den Netzbetrieb entscheidende Frage, wie sich diese Ausfälle auf die Versorgung der angeschlossenen Kunden auswirken. Erst auf dieser Ebene lässt sich quantifizieren, in welchem Umfang Extremwetterereignisse die Versorgungszuverlässigkeit verschlechtern und wie stark PM diesen Effekt reduzieren.

Für die Berechnung werden die Kenngrößen der einzelnen BM analytisch zu Systemkennzahlen aggregiert. Dabei wird für jeden Netzknoten, d. h. für jeden Versorgungspunkt, berechnet, wie häufig und wie lange eine VU infolge von Ausfällen im vorgelagerten Netz auftritt. Die Häufigkeit von VU $H_{A,s}$ und die Zustandswahrscheinlichkeit $P_{A,s}$, die analog zu Gleichung (2.9) praxisüblich als jährliche Dauer von VU in [h/a] ausgedrückt wird, ergeben sich aus der logischen Verknüpfung der Zustände aller BM, deren Ausfall zu einer VU an diesem Punkt führt. Bei strahlenförmig betriebenen Netzen, wie sie im elektrischen Verteilnetz üblich sind, entspricht dies näherungsweise der Summe über alle in Reihe geschalteten BM auf dem Versorgungspfad [79]:

$$H_{A,s} = \sum_i H_{A,i} \quad (2.10)$$

$$P_{A,s} = \sum_i H_{A,i} \cdot T_{A,i} \quad (2.11)$$

Sind Schaltmöglichkeiten zur Wiederversorgung oder zur Abschnittsisolierung vorhanden, werden diese in der Berechnung berücksichtigt, weil sie die Dauer von VU an nachgelagerten Versorgungspunkten reduzieren.

Betrachtete Ausfallart

Im Rahmen der vorliegenden Zuverlässigkeitsanalyse wird ausschließlich die Ausfallart des unabhängigen Einfachausfalls betrachtet. Darunter wird der zufällige, voneinander unabhängige Ausfall eines einzelnen BM verstanden, der nicht durch den gleichzeitigen oder unmittelbar vorausgehenden Ausfall eines anderen BM verursacht oder begünstigt wird [131]. Der zufällig gleichzeitige, aber voneinander unabhängige Ausfall mehrerer BM ist dabei über die Verknüpfung der Zustandswahrscheinlichkeiten in der analytischen Berechnung mit abgedeckt.

Bei flächenhaften Extremwetterereignissen wie Starkregen oder Sturm stellt dies eine methodische Vereinfachung dar, da ein gemeinsames Wetterereignis mehrere BM gleichzeitig oder in kurzer zeitlicher Folge beeinträchtigen und damit abhängige Mehrfachausfälle bzw. Common-Cause-Failures hervorrufen kann [104]. Die Analyse solcher korrelierten Ausfallszenarien setzt jedoch statistisch belastbare Verbundausfallwahrscheinlichkeiten voraus, die auf Basis der ge-

genwärtig verfügbaren Störungshistorie extremwetterbedingter Netzereignisse nicht mit ausreichender Datenbasis abgeleitet werden können [116]. Die damit verbundene potenzielle Unterschätzung des Gesamtrisikos bei großflächigen Extremwetterereignissen sollte bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden; eine Erweiterung der Methode ist mit zunehmender Datenverfügbarkeit anzustreben.

Der ASIDI als Systemkennzahl der Mittelspannung

Auf Systemebene wird die Versorgungszuverlässigkeit durch standardisierte Unterbrechungskennzahlen beschrieben. Für die Mittelspannungsebene (MS-Ebene) ist dies der Average System Interruption Duration Index (ASIDI), der die durchschnittliche Unterbrechungsdauer leistungsbezogen in min/a angibt. In der Niederspannungsebene (NS-Ebene) wird mit dem SAIDI eine analoge Kennzahl verwendet, die aufgrund der dortigen Netz- und Anschlussstruktur auf angeschlossenem Letztverbraucher bezogen wird. Da die Zuverlässigkeitsanalyse des vorliegenden Leitfadens auf der MS-Ebene erfolgt, ist der ASIDI die maßgebliche Kennzahl. Zu seiner Berechnung wird die Summe aller Unterbrechungsdauern, jeweils multipliziert mit der unterbrochenen Entnahmeleistung des betroffenen Netzknotens, durch die gesamte angeschlossene Entnahmeleistung aller Netzknoten dividiert:

$$ASIDI = \frac{\sum_i (t_i \cdot P_i)}{P_{\text{ges}}} \quad (2.12)$$

wobei t_i die Unterbrechungsdauer des i -ten Ereignisses, P_i die zugehörige unterbrochene Entnahmeleistung und P_{ges} die gesamte angeschlossene Entnahmeleistung im betrachteten MS-Netz bezeichnen. Berücksichtigt werden dabei ungeplante VU mit einer Dauer von mehr als drei Minuten, die gemäß § 52 EnWG jährlich an die Bundesnetzagentur gemeldet werden [97]. Die auf dieser Grundlage im Rahmen der Anreizregulierung veröffentlichten Zuverlässigkeitskennzahlen berücksichtigen keine VU, die dem Störungsanlass „höhere Gewalt“ zugeordnet werden [18]. Wetterbedingte VU können abhängig von Ursache und Ereignisintensität dagegen auch als „atmosphärische Einwirkung“ klassifiziert und in die Kennzahlenberechnung einbezogen werden. Die Referenz-Ausfallraten der VDE FNN SVS werden in der vorliegenden Methode als Basis-Ausfallraten verwendet, während die zusätzlich modellierten Auswirkungen der betrachteten Extremwetterereignisse separat berücksichtigt werden. Hierzu werden die Zuverlässigkeitskenngrößen um extremwetterbedingte Anteile erweitert und der ASIDI szenariospezifisch berechnet, um den Einfluss der Ereignisse sowie die Wirkung von PM explizit auszuweisen.

Der ASIDI dient im vorliegenden Leitfaden als Ausgangsgröße der Zuverlässigkeitsanalyse auf MS-Ebene: Er bildet den Referenzzustand ohne Extremwetterereignisse ab. Der durch Extremwetter verursachte Zuwachs des ASIDI ergibt sich aus der erhöhten Ausfallhäufigkeit und der ereignisspezifischen Aus-Dauer der betroffenen BM, die in die Systemberechnung einfließen. Die zugehörige Methode wird im Folgenden beschrieben. PM reduzieren die extremwetterbedingte Ausfallhäufigkeit und ermöglichen so eine quantitative Darstellung ihrer Wirkung auf den ASIDI.

Mit einem ASIDI von 9,24 min/a auf der MS-Ebene [16] zählt das deutsche Stromnetz im europäischen Vergleich zu den zuverlässigsten. Das verdeutlicht, dass bereits geringe extremwetterbedingte Zuwächse der Dauer von VU messbare Relevanz für VNB und Regulierung besitzen.

Extremwetterbedingter Zuwachs der Zuverlässigkeitskenngrößen

Um den Einfluss von Extremwetterereignissen auf die Versorgungszuverlässigkeit quantitativ abbilden zu können, werden zwei Ausfallursachen zusammengeführt, die durch unterschiedliche Kenngrößen beschrieben werden: der reguläre, witterungsunabhängige Ausfall eines BM und der extremwetterbedingte Ausfall. Hierzu werden die betriebsmittelspezifischen Zuverlässigkeitskenngrößen mittlere Ausfallhäufigkeit H_A und Aus-Dauer T_A gegenüber dem Referenzzustand angepasst.

Der Referenzzustand bildet den Status Quo des Netzes ohne extremwetterbedingte Einflüsse ab. Die mittlere Ausfallhäufigkeit H_A und Aus-Dauer T_A der einzelnen BM werden hierfür auf Basis der VDE FNN SVS parametrisiert [120], die betriebsmitteltypspezifische Zuverlässigkeitskenngrößen aus der bundesweiten Störungshistorie der deutschen VNB enthält. Diese Werte fließen in die Berechnung des ASIDI im Referenzzustand ein und bilden die Vergleichsbasis für die Szenariozustände mit Extremwetterereignissen. Der Szenariozustand beschreibt demgegenüber das Netz unter Einwirkung eines Extremwetterereignisses für ein betrachtetes Klimaszenario und einen Zeithorizont.

Die im Referenzzustand geltende Ausfallhäufigkeit eines BM wird für den Szenariozustand um die extremwetterbedingte Betroffenheit H_B nach Gleichung (2.4) erweitert. Der reguläre Ausfall (Z_1) wird dabei durch H_A und T_A aus der VDE FNN SVS charakterisiert, der extremwetterbedingte Ausfall (Z_2) tritt mit der Häufigkeit H_B ein und dauert die ereignisspezifische Wiederherstellungszeit an. Da beide Ursachen unabhängig voneinander auftreten können, werden sie über eine ODER-Verknüpfung zur gesamten Ausfallhäufigkeit zusammengeführt. Für zwei unabhängige Ereignisse gilt:

$$H(Z_1 \vee Z_2) = H(Z_1) + H(Z_2) - H(Z_1 \wedge Z_2) \quad (2.13)$$

$$H(Z_1 \wedge Z_2) = H(Z_1) \cdot P(Z_2) + H(Z_2) \cdot P(Z_1) \quad (2.14)$$

wobei die Zustandswahrscheinlichkeit eines Ereignisses Z_i aus seiner Häufigkeit und der normierten Aus-Dauer bestimmt wird:

$$P(Z_i) = H(Z_i) \cdot T_{norm}(Z_i) \quad (2.15)$$

$$T_{norm}(Z_i) = \frac{T_A(Z_i)}{8760} \quad (2.16)$$

Liegen für ein BM mehrere unabhängige Einflussfaktoren vor, wird die Verknüpfung iterativ für alle Faktoren durchgeführt, bis eine gesamte Ausfallhäufigkeit $H_{A,ges}$ für das BM vorliegt. Bei Freileitungen werden auf diese Weise die Gefährdungen aller Abschnitte einer Leitung zusammengeführt. Dies bildet den betrieblichen Zusammenhang ab, dass bereits ein einzelner kritischer

Freileitungsabschnitt zum Ausfall oder zur vorsorglichen Abschaltung der gesamten Trasse führen kann. Die resultierende Ausfallhäufigkeit ersetzt im Szenariozustand den Referenzwert und fließt in die Berechnung des szenarienpezifischen ASIDI ein.

Die Aus-Dauer T_A im Szenariozustand setzt sich aus zwei Komponenten zusammen: dem Referenzwert aus der VDE FNN SVS sowie einer extremwetterspezifischen Aus-Dauer, die je Extremwetterereignis und Betriebsmittelgruppe gesondert bestimmt wird. Letztere berücksichtigt die ereignistypischen Wiederherstellungszeiten, die von den regulären Entstörungszeiten abweichen können. Die extremwetterspezifische Aus-Dauer muss dabei nicht zwingend eine Reparaturzeit abbilden. Bei extremer Hitze etwa werden Freileitungen nicht beschädigt, sondern wegen des unzulässigen Leiterseildurchhangs vorsorglich abgeschaltet und nach Abklingen der Hitzeperiode wieder zugeschaltet (vgl. Abschnitt 5.2). Die maßgebliche Aus-Dauer entspricht in diesem Fall der Dauer des Hitzeereignisses selbst und wird auf Basis der klimatischen Analysen von UBIMET abgeleitet, welche die mittlere Dauer zusammenhängender Hitzeperioden über 35 °C für die jeweilige UR und das jeweilige Klimaszenario beschreiben (vgl. Abschnitt 2.1 Tabelle 2.5). Die ereignisspezifischen Aus-Dauern für die übrigen Extremwetterereignisse sind in den jeweiligen Kapiteln dokumentiert. Der für $T_{norm}(Z_i)$ in Gleichung 2.16 anzusetzende Wert ergibt sich aus der maximalen szenarienspezifischen Aus-Dauer des jeweiligen BM und wird auf das Jahresintervall von 8.760 Stunden normiert.

Die Szenarienzustände unterscheiden sich ausschließlich in der klimatischen Eintrittshäufigkeit der Extremwetterereignisse. Netztopologie, Betriebsmittelbestand und Last werden über alle Zeithorizonte konstant auf dem heutigen Stand gehalten, eine Last- oder Netzentwicklung wird nicht modelliert. Unterschiede zwischen den Szenarien sind damit vollständig auf die veränderten klimatischen Randbedingungen zurückzuführen.

2.5 Untersuchungsregionen

Die im vorliegenden Leitfaden dargestellten Ergebnisse basieren auf der Analyse von sechs UR, die ein breites Spektrum naturräumlicher und siedlungsstruktureller Gegebenheiten abdecken. Dadurch werden unterschiedliche Randbedingungen berücksichtigt, die das Auftreten und die Auswirkungen von Extremwetterereignissen auf BM elektrischer Verteilnetze maßgeblich beeinflussen. Die Auswahl der UR ermöglicht eine Bewertung der Methode unter verschiedenen räumlichen Gegebenheiten und stützt ihre Übertragbarkeit auf weitere Netzgebiete. Tabelle 2.7 fasst die charakteristischen Merkmale der betrachteten UR zusammen. Die Einordnung erfolgt anhand siedlungsstruktureller und naturräumlicher Eigenschaften, die einen wesentlichen Einfluss auf die Gefährdung gegenüber Starkregen-, Sturm-, Hitze-, Kälte- und Dürreereignissen besitzen. Da mehrere Merkmale gleichzeitig auftreten können, ist eine Mehrfachzuordnung der UR möglich.

Tabelle 2.7: Merkmale der betrachteten Untersuchungsregionen

UR	Städtisch geprägt	Ländlich geprägt	Gewäs- serge- prägt	Topogra- phisch ge- prägt	Hoher Ver- siegelungs- grad	Wald geprägt	Landwirt- schaftlich ge- prägt
UR1		x	x	x			x
UR2	x				x		
UR3		x		x		x	
UR4	x			x	x		
UR5		x		x		x	x
UR6		x	x				x

Die Merkmale wirken dabei ereignisspezifisch: Der Versiegelungsgrad und die städtische Prägung sind für Hitze- und Kälteereignisse maßgeblich, die Gewässernähe und die Topographie für Starkregen, die Waldprägung für Stürme und die landwirtschaftliche Prägung für Dürreereignisse.

3 Starkregenereignisse

3.1 Klimatische Entwicklung

Im Zuge des Klimawandels ist in Deutschland eine deutliche Zunahme der Intensität und Häufigkeit von Starkregenereignissen zu rechnen. Die zugrunde liegenden Klimaprojektionen zeigen, dass insbesondere die maximalen Niederschlagsmengen innerhalb von 24 Stunden in Zukunft deutlich ansteigen werden. In einzelnen Regionen sind im Emissionsszenario RCP8.5 Zunahmen von über 40 mm innerhalb eines Tages möglich (vgl. Abbildung 3.1). Dabei weisen insbesondere der Süden und Südosten Deutschlands hohe Extremwerte und besonders ausgeprägte Zunahmen auf.

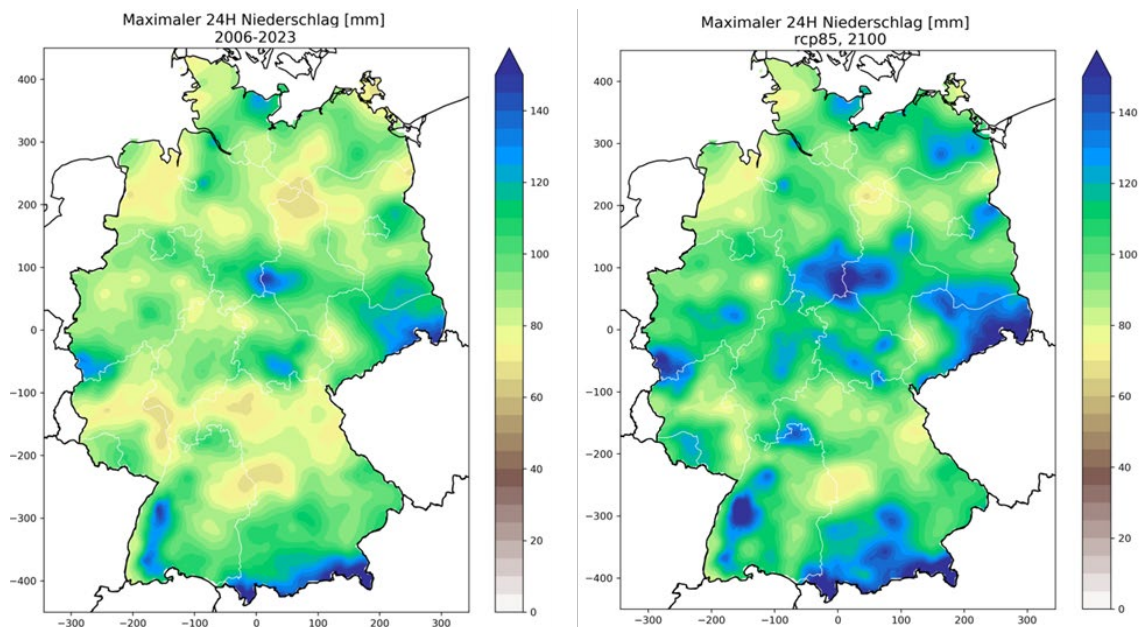


Abbildung 3.1: Maximaler 24 Stunden-Niederschlag im Referenzzeitraum (links) und unter dem Emissionsszenario RCP8.5 im Jahr 2100 (rechts)

Diese Entwicklung bedeutet nicht nur, dass Starkregenereignisse intensiver werden, sondern auch, dass sich ihre Eintrittswahrscheinlichkeit deutlich erhöht. Ereignisse, die unter heutigen Klimabedingungen etwa als 100-jährliche Ereignisse eingestuft werden, können unter zukünftigen Klimabedingungen deutlich häufiger auftreten und sich in Richtung 30-jährlicher Wiederkehrintervalle entwickeln. Damit verändern sich nicht nur die absoluten Niederschlagsmengen, sondern auch die Häufigkeit extremer Ereignisse erheblich.

Dementsprechend ist auch mit einer Zunahme von Tagen mit hohen Niederschlagsmengen zu rechnen, insbesondere in topographisch stärker geprägten Regionen wie dem Alpenrand, dem Schwarzwald, dem Erzgebirge oder der Harz-Region (vgl. Abbildung 3.2 rechts). Dies trifft vor allem gegen Ende des 21. Jahrhunderts im Emissionsszenario RCP8.5 zu. In diesen Regionen ist perspektivisch gegenüber dem Referenzzeitraum etwa alle zwei Jahre ein zusätzlicher Tag mit

mindestens 80 mm/24 h sowie etwa alle vier Jahre ein zusätzlicher Tag mit mindestens 100 mm/24 h zu erwarten.

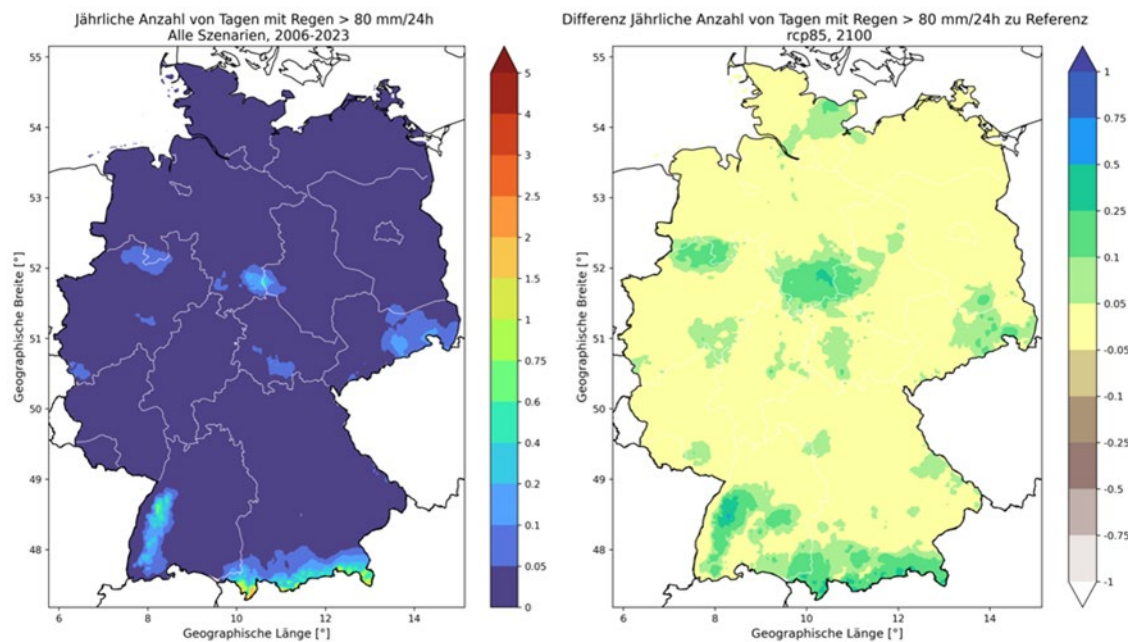


Abbildung 3.2: Jährliche Anzahl von Tagen mit Niederschlag ≥ 80 mm/24 h im Referenzzeitraum (links) im Vergleich zur Projektion unter dem Emissionsszenario RCP8.5 für das Jahr 2100 (rechts)

Während im Referenzzeitraum solche extremen Niederschlagsereignisse regional unterschiedlich häufig auftreten, wird für das Ende des Jahrhunderts eine deutliche Zunahme prognostiziert. Im Emissionsszenario RCP8.5 ist bis zum Ende des Jahrhunderts regional mit einer Zunahme der Tage mit mehr als 80 mm Niederschlag pro 24 Stunden gegenüber dem Referenzzeitraum zu rechnen, wobei diese Zunahme im Schwarzwald mit jeweils einem zusätzlichen Tag alle zwei Jahre am deutlichsten ausfallen wird. Weitere Regionen mit Zunahmen sind die Gebiete im Alpenraum, in der Harz-Region, aber auch Teile Niedersachsens und Mecklenburg-Vorpommerns, wo statistisch gesehen alle drei bis zehn Jahre mit einem zusätzlichen Tag mit mehr als 80 mm zu rechnen ist, vgl. Abbildung 3.2.

3.2 Auswirkung auf Betriebsmittel der elektrischen Verteilnetze

Die Auswirkungen von Starkregenereignissen auf elektrische Verteilnetze und deren BM reichen von kurzfristigen Betriebsstörungen bis hin zu erheblichen Schäden und länger andauernden VU. Starkregen tritt häufig lokal konzentriert auf und setzt innerhalb kurzer Zeit große Wassermengen frei, wodurch Entwässerungssysteme überlastet werden und Überschwemmungen entstehen [96]. Neben direkten Wasserschäden spielen insbesondere Unterspülungen, Verschlammungen sowie mechanische Belastungen durch Treibgut und Wassermassen eine wesentliche Rolle [4, 80, 85]. Von den Auswirkungen von Starkregenereignissen sind insbesondere ONS, Kabelverteilerschränke (KVS), NS- und MS-Freileitungsmaste sowie Hausanschlusskästen (HAK) betroffen.

Auch Umspannwerke können durch Starkregenereignisse erheblich beeinträchtigt werden. Aufgrund ihrer besonderen Bedeutung für die Versorgungssicherheit auf der 110-kV-Ebene und der damit einhergehenden anlagenspezifischen Komplexität erfolgt im Rahmen dieses Leitfadens jedoch keine weiterführende Betrachtung.

Ortsnetzstationen

ONS können infolge von Starkregenereignissen sowohl an ihren elektrischen Komponenten als auch an der baulichen Struktur erheblich beschädigt werden. Eindringendes Wasser kann Kurzschlüsse, Isolationsfehler oder Ausfälle der Schalttechnik verursachen [4, 26]. Zusätzlich besteht die Gefahr, dass ONS durch starke Strömungen oder Unterspülungen destabilisiert, vollständig freigelegt oder zerstört werden können. Treibgut und Schlammablagerungen erschweren darüber hinaus den Zugang zur ONS und verlängern die Reparaturzeiten. Nach dem Rückgang des Wassers sind häufig umfangreiche Reinigungs-, Prüf- Trocknungs- und Reparaturarbeiten erforderlich. Verschmutzungen durch Schlamm oder Wasser können langfristige Korrosionsschäden verursachen und die Lebensdauer der Komponenten damit reduzieren [86].

Kabelverteilerschränke

Wie bei ONS können bereits geringe Überschwemmungshöhen dazu führen, dass Wasser in den Innenraum eindringt, dort mit elektrischen Komponenten, Sicherungselementen oder Kontaktstellen in Berührung kommt und diese beschädigt. Zusätzlich können Schlamm, Sedimente und kontaminiertes Wasser Kontaktflächen dauerhaft beeinträchtigen und Korrosionsschäden verursachen. Mechanische Einwirkungen durch Treibgut oder Wassermassen können zudem Gehäuse, Türen oder Dichtungen beschädigen und das Eindringen von Wasser weiter begünstigen. Darüber hinaus sind sie wesentlich instabiler in ihrer Bauform als eine ONS, wodurch sie bei geringeren Fließgeschwindigkeiten weggeschwemmt oder vollständig zerstört werden. Nach Überschwemmungsereignissen sind daher häufig umfangreichere Reinigungs-, Prüf- Trocknungs- und vor allem Reparaturarbeiten als bei ONS erforderlich [4, 26].

NS- und MS-Freileitungsmaste sowie Freileitungen

Freileitungen weisen gegenüber Starkregenereignissen ein abweichendes Schadensbild auf. Während die Leiterseile vergleichsweise robust gegenüber Niederschlag sind, stellen insbesondere die Freileitungsmasten und deren Fundamente eine kritische Schwachstelle dar. Große Wassermengen können zu Ausspülungen und Unterspülungen führen, wodurch die Standsicherheit der Freileitungsmasten beeinträchtigt wird [85]. Infolgedessen kann es zu Schiefstellungen oder im Extremfall zum Umsturz einzelner Freileitungsmaste kommen, wobei die auftretenden Zugkräfte im schlimmsten Fall auch weitere Freileitungsabschnitte zerstören. Zusätzlich wirken bei Überschwemmungen und Sturzfluten erhebliche mechanische Kräfte auf die Freileitungsmastkonstruktionen ein. Mitgeführtes Treibgut, etwa Baumstämme oder Fahrzeugteile, kann erhebliche

strukturelle Schäden verursachen. Besonders in Gewässernähe besteht die Gefahr, dass Freileitungsmaste aus ihrem Fundament gerissen oder vollständig zerstört werden [85, 118]. Bei vorhandenen Holzmasten im NS-Netz kann eine dauerhafte Feuchtigkeitseinwirkung zusätzlich die Tragfähigkeit des Holzes beeinträchtigen und Fäulnisprozesse begünstigen [123].

Hausanschlusskästen

HAK stellen die Schnittstelle zwischen öffentlichem Verteilnetz und Kundenanlage dar und sind insbesondere in hochwassergefährdeten Bereichen stark gefährdet [125]. Dringt Wasser in den Hausanschlussbereich ein, kann dies zu Kurzschlüssen, Isolationsschäden oder dem vollständigen Ausfall des Anschlusses führen. Besonders kritisch ist dabei, dass diese häufig im Kellerbereich (natürliche Senke) installiert werden. Neben dem HAK selbst können auch angeschlossene Zähleranlagen und Kundeninstallationen beschädigt werden. Nach Überschwemmungen sind umfassende Reinigungs-, Prüf- Trocknungs- und gegebenenfalls Reparaturarbeiten erforderlich, bevor eine sichere Wiederinbetriebnahme erfolgen kann [26, 124].

Erdverlegte Kabel

Auch erdverlegte Kabel können durch Starkregenereignisse beeinflusst werden. Durch Ausspülungen oder Unterspülungen können Kabel freigelegt, mechanisch beansprucht oder gar weggerissen werden, wodurch es ebenfalls zu VU kommen kann [4]. Neben der Kabeltrasse können insbesondere freiliegende oder unzureichend abgedichtete Kabelenden und Anschlussbereiche gegenüber eindringendem Wasser, Schlamm und Verunreinigungen empfindlich sein. Als Schutzmaßnahmen können in solchen Bereichen beispielsweise Abdichtungen mittels Schrumpfschlauch sowie ergänzende Schutzlagen aus Vlies vorgesehen werden. Eine weitere detaillierte Betrachtung der Auswirkungen auf Erdkabel erfolgt in diesem Leitfaden nicht, weil eine Identifizierung der Gefährdung gegenüber Starkregenereignissen nicht unmittelbar erfolgen kann.

3.3 Gefährdungsanalyse

Die methodische Erläuterung der Durchführung der Gefährdungsanalyse für BM elektrischer Verteilnetze ist in Abschnitt 2.2 dargestellt und wird im Folgenden für Starkregenereignisse durchgeführt. Es wird dargestellt, welche Einflussfaktoren für die Gefährdung durch Starkregenereignisse maßgeblich sind, wie diese miteinander kombiniert und analysiert werden sowie welche Ergebnisse und Erkenntnisse die Untersuchungen in den ausgewählten UR ergeben haben.

3.3.1 Identifikation der Einflussfaktoren

Die zur Bewertung der Gefährdung von BM elektrischer Verteilnetze gegenüber Starkregenereignissen herangezogenen Einflussfaktoren lassen sich in die beiden Kategorien Topographie und Gewässernähe unterteilen.

Der Einfluss der **Topographie** auf die Gefährdung wird zwischen Oberflächenabflüssen und Senken unterschieden. Oberflächenabflüsse beschreiben die natürlichen Fließwege auf der Geländeoberfläche. Insbesondere bei Starkregenereignissen, wenn die Infiltrationskapazität des Bodens überschritten wird oder versiegelte Flächen vorliegen, wird ein erheblicher Anteil des Niederschlags als Oberflächenabfluss abgeführt [110]. Entscheidend für die Gefährdung sind dann die Distanz zwischen BM und Oberflächenabfluss sowie die Ordnung des Oberflächenabflusses. Die Ordnung der Oberflächenabflüsse beschreibt die hierarchische Stellung innerhalb des Oberflächenabflussnetzes. Abflüsse höherer Ordnung entstehen durch den Zusammenfluss mehrerer kleinerer Abflüsse und führen größere Wassermengen. BM mit einer geringeren Distanz zu Oberflächenabflüssen und mit einer großen Ordnung sind daher grundsätzlich einer größeren Gefährdung ausgesetzt als BM mit einer großen Distanz und kleinen Ordnungen. Zur weiteren Charakterisierung des potenziellen Abflussvolumens wird zusätzlich die Fläche des Einzugsgebietes des nächstgelegenen Oberflächenabflusses berücksichtigt. Je größer das Einzugsgebiet ist, desto mehr Niederschlagswasser kann sich in Oberflächenabflüssen ansammeln. Dadurch erhöhen sich sowohl die Abflussmengen als auch die Wahrscheinlichkeit kritischer Überschwemmungen entlang der Oberflächenabflüsse [112]. Senken stellen topographische Tiefpunkte im Gelände dar, in denen sich das Wasser der Oberflächenabflüsse bei Starkregenereignissen sammeln kann. In Senken besteht insbesondere dann eine erhöhte Gefahr lokaler Überschwemmungen, wenn keine Abflussmöglichkeiten vorhanden sind und sich das Wasser dort vollständig aufstaut [73]. Hierbei ist insbesondere die Tiefe der Senke relevant, da sich Wasser bis zu diesem Niveau aufstauen kann. Mit zunehmender Tiefe der Senke steigt die potenziell erreichbare Überschwemmungshöhe.

Die **Gewässernähe** wird durch definierte Überschwemmungsgebiete beschrieben, die auf öffentlichen Daten der Bundesländer basieren. Diese stellen die Bereiche dar, die bei Hochwasserereignissen mit bestimmten Wiederkehrintervallen (HQ-Ereignisse) überflutet werden können. Dabei steht „H“ für Hochwasser und „Q“ für das Abflussvolumen. Es wird zwischen $HQ_{\text{häufig}}$, HQ_{100} und HQ_{extrem} unterschieden, die unterschiedliche Eintrittswahrscheinlichkeiten je nach Gewässer abbilden. $HQ_{\text{häufig}}$ entspricht einem Ereignis mit einer Wiederkehrzeit von etwa 10 – 50 Jahren, HQ_{100} einem statistisch 100-jährlichen Hochwasserereignis und HQ_{extrem} einem seltenen Ereignis mit einer Wiederkehrzeit von etwa 200 – 1000 Jahren [96]. Abhängig von der Überschwemmungshöhe der Überschwemmungsgebiete können lediglich untergeordnete Betriebsmittelkomponenten betroffen sein oder aber sicherheits- und funktionsrelevante Komponenten erreicht werden [26]. Neben der Überschwemmungshöhe stellen die innerhalb eines Überschwemmungsgebietes auftretenden Fließgeschwindigkeiten einen weiteren wesentlichen Gefährdungsparameter dar. Hohe Fließgeschwindigkeiten erhöhen die auf BM wirkenden Belastungen und können zu Erosionen, Unterspülungen von Fundamenten sowie mechanischen Beschädigungen führen. Darüber hinaus steigt mit zunehmender Fließgeschwindigkeit die Wahrscheinlichkeit, dass Treibgut transportiert und gegen BM gedrückt wird [80].

3.3.2 Kombination der Einflussfaktoren

Die zuvor identifizierten Einflussfaktoren werden nicht einzeln bewertet, sondern gemäß der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Methode durch logische Verknüpfungen zu einer standortspezifischen Gefährdungswahrscheinlichkeit $P(\bar{Z}_{BM})$ zusammengeführt. Die Verknüpfungsstruktur, die Abbildung 3.3 zu entnehmen ist, bildet die vorab beschriebenen Wirkzusammenhänge zwischen Topographie und Gewässernähe auf die Gefährdung für ONS, KVS und NS-Freileitungsmasten gegenüber Starkregenereignissen ab.

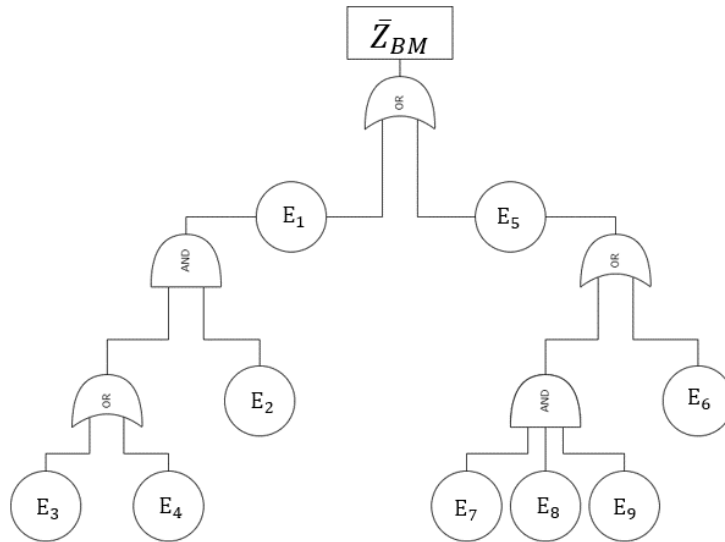


Abbildung 3.3: Verknüpfungsstruktur zur Bestimmung der Gefährdungswahrscheinlichkeit von Ortsnetzstationen, Kabelverteilerschränken und Niederspannungsfreileitungsmasten bei Starkregenereignissen

E_1 beschreibt den Einfluss nahegelegener Gewässer auf die Gefährdungswahrscheinlichkeit und fasst dabei die Einflussfaktoren E_2 , E_3 und E_4 zusammen. Eine Gefährdung liegt nur dann vor, wenn sich das betrachtete BM innerhalb der ausgewiesenen Überschwemmungsfläche eines Hochwasserereignisses befindet (E_2). Innerhalb dieses Bereichs kann sich die Gefährdung durch zu große Überschwemmungshöhen (E_3) oder durch hohe Fließgeschwindigkeiten des Wassers (E_4) ergeben. Der rechte Pfad der Verknüpfungsstruktur bezieht sich auf Gefährdungen, die durch Topographie (E_5) entstehen und fasst die Einflussfaktoren E_6 bis E_9 zusammen. In diesem Zusammenhang wird das Gefährdungspotenzial der Topographie beeinflusst durch das Vorhandensein von Senken (E_6) oder einer Kombination von einer geringen Entfernung zu Oberflächenabflüssen (E_7), einer hohen Ordnung der Oberflächenabflüsse (E_8) und einer großen Einzugsgebietsfläche oberhalb des betrachteten Standorts (E_9). Unter Verwendung der Gleichungen (3.1) bis (3.3) kann diese Verknüpfungsstruktur beschrieben und zu einer Gefährdungswahrscheinlichkeit für den Ausfall von ONS, KVS und NS-Freileitungsmasten während Starkregenereignissen zusammengeführt und berechnet werden.

$$P(\bar{Z}_{BM}) = P(E_1 \vee E_5) \quad (3.1)$$

$$P(E_1) = P((E_2 \wedge E_3) \vee E_4) \quad (3.2)$$

$$P(E_5) = P((E_7 \wedge E_8 \wedge E_9) \vee E_6) \quad (3.3)$$

Bei MS-Freileitungsmasten wird auf die Berücksichtigung von Senken verzichtet. Im Gegensatz zu den in den betrachteten NS-Netzen häufig als Holzmasten ausgeführten Freileitungsmasten bestehen die untersuchten MS-Freileitungsmasten überwiegend aus Stahlbeton oder Stahl. Bei Holzmasten können insbesondere Schädigungen im Erd-Luft- bzw. Erdübergangsbereich die Resttragfähigkeit und damit die Standsicherheit beeinträchtigen [123]. Aufgrund der gegenüber Holzmasten abweichenden Material- und Bauweise wird für die betrachteten MS-Freileitungsmasten eine Gefährdung allein durch die Ansammlung von Wasser in topographischen Senken nicht berücksichtigt. Bei HAK werden die Fließgeschwindigkeiten innerhalb von Überschwemmungsgebieten nicht berücksichtigt. Kritisch ist bei HAK primär das Eindringen von Wasser in das Gebäude bzw. die Kellerräume, in denen sich meistens die HAK befinden. Die mechanischen Belastungen durch insbesondere Fließgeschwindigkeiten spielen dagegen aufgrund der geschützten Einbausituation eine untergeordnete Rolle und werden daher nicht berücksichtigt.

3.3.3 Analyse der Einflussfaktoren

Nachfolgend wird erläutert, wie die identifizierten Einflussfaktoren analysiert werden und welche konkreten Grenzwerte sowie Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktionen jeweils ermittelt bzw. festgelegt werden, um die Gefährdung von BM elektrischer Verteilnetze gegenüber Starkregenereignissen zu analysieren.

Topographie

Für die Identifizierung von Oberflächenabflüssen wird das in Deutschland frei verfügbare Digitale Geländemodell (DGM), in einer Auflösung von 1x1 m, verwendet [51]. Vor der eigentlichen Berechnung der Oberflächenabflüsse muss das verwendete DGM aufbereitet werden, weil die DGMs Ungenauigkeiten durch die Datenerfassung enthalten, die sich durch kleinste Senken widerspiegeln. Ohne diesen Schritt würden die Oberflächenabflüsse in jeder vorhandenen Senke enden, unabhängig von deren Größe. Zur Beseitigung solcher Senken wird der Algorithmus „Fill Sinks“ eingesetzt. Dabei werden für jede Rasterzelle mögliche Überlaufhöhen bestimmt, vorhandene Senken identifiziert und bis zur jeweiligen Überlaufhöhe aufgefüllt. Zusätzlich wird eine minimale Neigung vorgegeben, die zwischen benachbarten Rasterzellen erhalten bleibt [60, 81]. Auf Grundlage des bereinigten DGM werden anschließend die Oberflächenabflüsse und deren Ordnungen bestimmt. Die Berechnung der Fließrichtungen erfolgt dabei mit dem Deterministic-8-Algorithmus (D8). Für jede Rasterzelle werden die Höhen der acht angrenzenden Nachbarzellen verglichen und der Abfluss in Richtung des größten Gefälles geleitet [60, 111]. Die Bestim-

keitsfunktion, die logarithmisch beschrieben wird, um den nichtlinearen Einfluss der Distanz realistisch abzubilden. Ab einer Distanz von 12 m wird darüber hinaus keine relevante Gefährdung durch den Oberflächenabfluss mehr angenommen [59].

Für die Berechnung des Einzugsgebietes wird der Punkt mit der geringsten Distanz zwischen Oberflächenabfluss und BM ermittelt. Dieser ermittelte Punkt dient als Ausgangspunkt, um die Fläche des Einzugsgebietes zu bestimmen. Dabei wird angenommen, dass kleine Einzugsgebiete aufgrund der begrenzten akkumulierten Niederschlagsmenge nur ein geringes Gefährdungspotenzial aufweisen. Entsprechend werden Einzugsgebiete mit einer Fläche von bis zu 10.000 m² als nicht relevant für die Gefährdungsbewertung eingestuft. Für Einzugsgebiete zwischen 10.000 m² und 100.000 m² erfolgt eine lineare Zunahme der Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$, da mit zunehmender Flächengröße eine höhere Abfluss- und Sammelwirkung von Niederschlagswasser zu erwarten ist. Ab einer Einzugsgebietsgröße von mehr als 100.000 m² wird von einem kritischen hydrologischen Potenzial ausgegangen, sodass die Gefährdung als maximal angenommen wird [59].

Zur Bestimmung der Senken sowie deren Tiefe wird das bereinigte bzw. senkenfreie DGM herangezogen und vom ursprünglichen Eingangs-DGM subtrahiert. Das daraus resultierende Ergebnis spiegelt sowohl die räumliche Ausdehnung als auch die Tiefe der Senken wider. Diese sind in einem weiteren Schritt zu filtern, da nicht jede identifizierte Senke eine ausreichende Tiefe für eine Gefährdung des BM aufweist. Für die BM wie bspw. ONS kann konstruktionsbedingt bereits bei Wasserständen ab 20 cm ein Ausfall nicht ausgeschlossen werden. Aus diesem Grund werden Senken mit einer geringeren Tiefe als 20 cm im Rahmen der Bewertung zunächst als nicht kritisch eingestuft, da diese Wasserstände in der Praxis bei Starkregenereignissen regelmäßig erreicht werden können, ohne zwingend zu einer Funktionsbeeinträchtigung zu führen. Die geometrische Ausdehnung der Senke sowie das potenzielle Wasservolumen werden in diesem Ansatz nicht weiter differenziert betrachtet. Entscheidend ist allein, ob ein BM innerhalb einer Senke liegt und somit potenziell von Wasseransammlungen betroffen sein kann [59].

Gewässernähe

Zur Bewertung der Gefährdung durch Gewässernähe werden die von den Bundesländern bereitgestellten Geodaten zu Überschwemmungsgebieten, Überschwemmungshöhen und Fließgeschwindigkeiten herangezogen. Die Grundlage für das Hochwasserrisikomanagement in Deutschland bildet die im Jahr 2007 verabschiedete europäische Richtlinie über die Bewertung und das Management von Hochwasserrisiken. Diese wurde zum 1. März 2010 durch das Wasserhaushaltsgesetz in nationales Recht überführt. Im Rahmen der Richtlinie werden die Gewässer in einem sechsjährigen Zyklus bewertet. Der Prozess umfasst zunächst eine vorläufige Risikobewertung, bei der unter anderem das monetäre Schadenspotenzial, das Vorhandensein von Industrieanlagen mit gefährlichen Stoffen, Schutzgebiete sowie die Gefährdung von Kulturgütern be-

rücksichtigt werden. Auf dieser Grundlage werden Hochwassergefahren- und Hochwasserrisikokarten erstellt sowie Hochwasserrisikomanagementpläne entwickelt. Die Umsetzung der Maßnahmen erfolgt durch die zuständigen Bezirksregierungen, Kreise, Kommunen und Wasserverbände [20, 42]. Da die Datengrundlagen und deren Qualität regional unterschiedlich sind, können sowohl die räumliche Auflösung als auch die Genauigkeit und Vollständigkeit der verfügbaren Daten zwischen den einzelnen Bundesländern variieren. Die Bewertung der Gefährdung gegenüber der Gewässernähe basiert daher auf den jeweils verfügbaren Datensätzen. Beispielhafte Überschwemmungsgebiete sind in der Abbildung 3.5: Überschwemmungsgebiete der HQ-Ereignisse $HQ_{\text{häufig}}$, HQ_{100} und HQ_{extrem} dargestellt. Durch die Verschneidung der Flächen mit den Standorten der zu untersuchenden BM kann festgestellt werden, ob sich diese innerhalb eines potenziell überschwemmungsgefährdeten Bereichs befinden. Befindet sich ein BM innerhalb eines ausgewiesenen Überschwemmungsgebiets, ist grundsätzlich von einer Gefährdung durch Hochwasser- bzw. Starkregenereignisse auszugehen. Es erfolgt keine Differenzierung zwischen unterschiedlichen HQ-Ereignissen, weil bereits die Lage innerhalb eines Überschwemmungsgebiets als nicht zulässig bzw. gefährdend angesehen wird für die Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ [59]. Liegt ein BM außerhalb der definierten Flächen, wird keine Gefährdung angenommen.

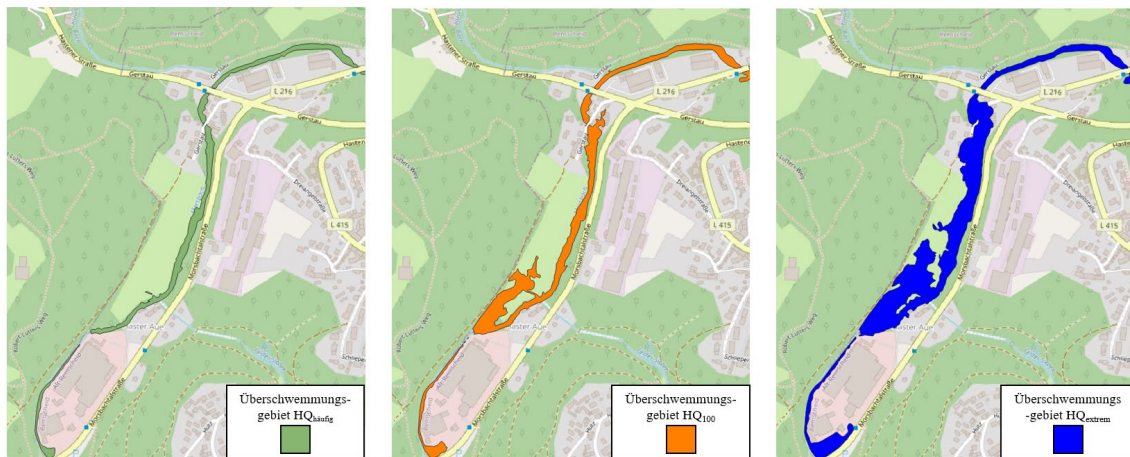


Abbildung 3.5: Überschwemmungsgebiete der HQ-Ereignisse $HQ_{\text{häufig}}$, HQ_{100} und HQ_{extrem}

Neben der räumlichen Ausdehnung der Überschwemmungsgebiete stellt die zu erwartende Überschwemmungshöhe einen wesentlichen Einflussfaktor für die Gefährdungsbewertung dar. In vielen Bundesländern werden entsprechende Informationen bereits als flächenhafte Datensätze öffentlich zur Verfügung gestellt und können direkt in die Analyse übernommen werden [95]. In Anlehnung an die zuvor definierten Grenzwerte der Analyse von Senken gilt, dass bereits ab einer geringen Überschwemmungshöhe von etwa 20 cm erste elektrische Komponenten von ONS oder KVS betroffen sein können. Liegt die Überschwemmungshöhe unterhalb des Schwellenwerts von 20 cm, wird keine Gefährdung angenommen. Wird der Schwellenwert überschritten, wird von einer kritischen Beeinträchtigung des BM für Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ ausgegangen [59].

Die Verfügbarkeit entsprechender Daten für Fließgeschwindigkeiten variiert zwischen den Bundesländern im Vergleich zu Überschwemmungshöhen deutlich stärker. In Nordrhein-Westfalen liegen Fließgeschwindigkeiten beispielsweise lediglich als diskrete Punktinformationen vor. Um daraus eine flächenhafte Aussage innerhalb der Überschwemmungsgebiete abzuleiten, wird eine IDW-Interpolation durchgeführt. Hierbei werden die bekannten Messpunkte in Abhängigkeit ihrer Entfernung gewichtet, sodass eine kontinuierliche Verteilung der Fließgeschwindigkeiten entsteht [115]. Die durch die Interpolation erzeugten Werte stellen jedoch lediglich eine Annäherung der tatsächlichen Strömungsverhältnisse dar. Aufgrund der begrenzten Anzahl an Eingangsdaten sind die Ergebnisse mit Unsicherheiten verbunden. Dennoch ermöglicht dieses Verfahren eine räumlich zusammenhängende Abschätzung der Fließgeschwindigkeiten und stellt damit eine Grundlage für die Bewertung der hydrologischen Belastung innerhalb der Überschwemmungsgebiete dar. Sollten für eine UR keine Daten der Fließgeschwindigkeiten zur Verfügung stehen, wird dieser Aspekt in der Gefährdungsanalyse nicht berücksichtigt. Es wird angenommen, dass bei Fließgeschwindigkeiten bis einschließlich 0,5 m/s nur geringe bis keine relevanten Beschädigungen auftreten. Ab diesem Schwellenwert können erste Schäden an baulichen Strukturen nicht mehr ausgeschlossen werden. Bei Fließgeschwindigkeiten oberhalb von 5 m/s ist hingegen mit erheblichen Beschädigungen bis hin zum vollständigen Versagen oder Wegreißen von BM zu rechnen. Zur Abbildung des kontinuierlichen Übergangs der Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ wird im Intervall zwischen 0,5 m/s und 5 m/s eine logarithmische Funktion verwendet, die die zunehmende Gefährdung mit steigender Fließgeschwindigkeit abbildet. Unterhalb und oberhalb dieser Grenzen wird jeweils ein konstanter Gefährdungszustand angenommen [49, 59, 80].

Unsicherheiten und Grenzen der Methode

Trotz der umfangreichen Analyse der Einflussfaktoren ist eine ausschließliche Bewertung auf Basis von Geo-Daten mit Unsicherheiten verbunden. Insbesondere kleinräumige topographische Besonderheiten, lokale bauliche Schutzmaßnahmen sowie Veränderungen der Geländeoberfläche können in den verwendeten Datengrundlagen nur unzureichend oder gar nicht abgebildet sein. Dazu zählen beispielsweise temporäre oder baulich bedingte Wasserabflussbarrieren, lokale Aufschüttungen oder Absenkungen. Auch die tatsächliche Funktionsfähigkeit bestehender Kanalisation bzw. Entwässerungssysteme sowie einer Versickerung wird nicht in der Gefährdungsanalyse berücksichtigt. Ebenfalls von entscheidender Bedeutung ist die Sättigung des Bodens, da sie die Auswirkungen eines Starkregenereignisses maßgeblich beeinflusst. Aufgrund fehlender oder unzureichender Daten kann sie jedoch als Einflussfaktor nicht berücksichtigt werden. Je nach Sättigung des Bodens, bestimmt durch Niederschlagsmengen vorausgegangener Wochen, können trotz gleicher Niederschlagsmenge innerhalb von 24 h die Auswirkungen verschieden sein. So haben sich in detaillierten hydrologischen Untersuchungen in zwei UR signifikante Unterschiede gezeigt. Darüber hinaus stellen auch die berechneten Fließgeschwindigkeiten innerhalb von Überschwemmungsgebieten eine Unsicherheit dar. Da diese auf Grundlage der verfügbaren Gelände-

daten und Modellannahmen abgeleitet werden, stellen sie lediglich eine Annäherung an die tatsächlichen Fließgeschwindigkeiten dar. Kleinräumige Hindernisse, lokale Abflusswege sowie bauliche Gegebenheiten können die tatsächlichen Fließgeschwindigkeiten beeinflussen und zu Abweichungen zwischen Modellierung und Realität führen. Weitere Einflussfaktoren, wie beispielsweise die tatsächliche verbaute Höhe des BM, können aufgrund fehlender Datengrundlagen nicht in der Analyse berücksichtigt werden. Aus diesem Grund ist eine ergänzende Vor-Ort-Betrachtung erforderlich, um die modellierten Ergebnisse zu validieren und potenzielle Abweichungen zwischen Gefährdungsanalyse und Realität zu identifizieren.

3.3.4 Ergebnisse der Gefährdungsanalyse

Die Gefährdungsanalyse wird in sechs UR durchgeführt, die sich hinsichtlich ihrer siedlungsstrukturellen und naturräumlichen Eigenschaften unterscheiden (vgl. Tabelle 2.7). Dadurch werden sowohl stark urban geprägte Gebiete mit hohem Versiegelungsgrad als auch ländlich geprägte Regionen mit geringer Bebauungsdichte sowie unterschiedlich topographie- und gewässergeprägte Regionen berücksichtigt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 3.6 als prozentuale Verteilung der Gefährdungswahrscheinlichkeit je Betriebsmittelgruppe und UR dargestellt. Betrachtet werden die BM ONS, KVS, NS- und MS-Freileitungsmaste sowie HAK gegenüber Starkregenereignissen.

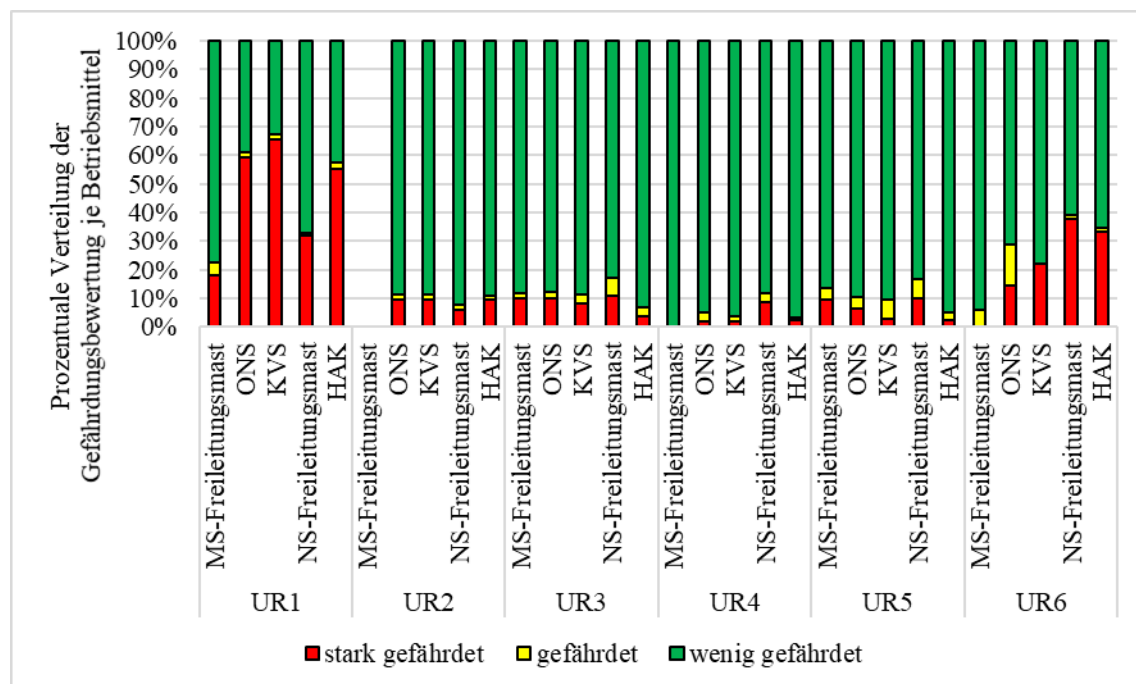


Abbildung 3.6: Prozentuale Verteilung der Gefährdung verschiedener Betriebsmittel gegenüber Starkregenereignissen je Untersuchungsregion

Dargestellt sind die Kategorien „stark gefährdet“, „gefährdet“ und „wenig gefährdet“. Die Auswertung zeigt, dass der überwiegende Anteil der BM in allen UR als „wenig gefährdet“ eingestuft wird. Die Gefährdung ist nicht gleichmäßig verteilt, sondern konzentriert sich auf bestimmte Be-

Betriebsmittelgruppen und UR. ONS und KVS weisen eine geringere Gefährdung auf als die Freileitungsmaste der MS- und NS-Ebene, die häufiger den Kategorien „gefährdet“ und „stark gefährdet“ zugeordnet werden, was auf ihre erhöhte Exposition gegenüber äußeren Einwirkungen hinweist. HAK werden in den meisten Fällen als „wenig gefährdet“ bewertet. Zwischen den UR bestehen deutliche Unterschiede hinsichtlich der Gefährdung der betrachteten BM. Diese lassen sich teilweise auf die in Tabelle 2.7 dargestellten siedlungsstrukturellen und naturräumlichen Eigenschaften zurückführen. Insbesondere UR1 und UR6 weisen erhöhte Gefährdungen infolge von Starkregenereignissen auf. Beide Regionen sind durch eine ausgeprägte Gewässernähe gekennzeichnet, wodurch großflächige Überschwemmungsbereiche entstehen können. Dies erhöht insbesondere für BM in Gewässernähe die Wahrscheinlichkeit einer Überschwemmung. In den übrigen vier UR dominiert die Klasse „wenig gefährdet“. Gefährdete oder stark gefährdete BM treten dort überwiegend punktuell auf und sind vor allem auf lokale topographische Gegebenheiten zurückzuführen. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Gefährdung der BM nicht allein vom Betriebsmitteltyp abhängt, sondern maßgeblich durch die naturräumlichen Eigenschaften der jeweiligen UR beeinflusst wird. Insbesondere die Gewässernähe und die damit verbundenen Überschwemmungsbereiche stellen den wesentlichen Einflussfaktor für die Gefährdung infolge von Starkregenereignissen dar. Unabhängig davon sind darüber hinaus BM, die offen und exponiert im Netz eingebunden sind, besonders anfällig.

Die in Abschnitt 2.2 beschriebene Gefährdungsheatmap ist in Abbildung 3.7 dargestellt. Gewässer und Überschwemmungsbereiche sowie Senken und große Oberflächenabflüsse sind darin rot erkennbar. Der überwiegende Teil der UR ist als „wenig gefährdet“ eingestuft.

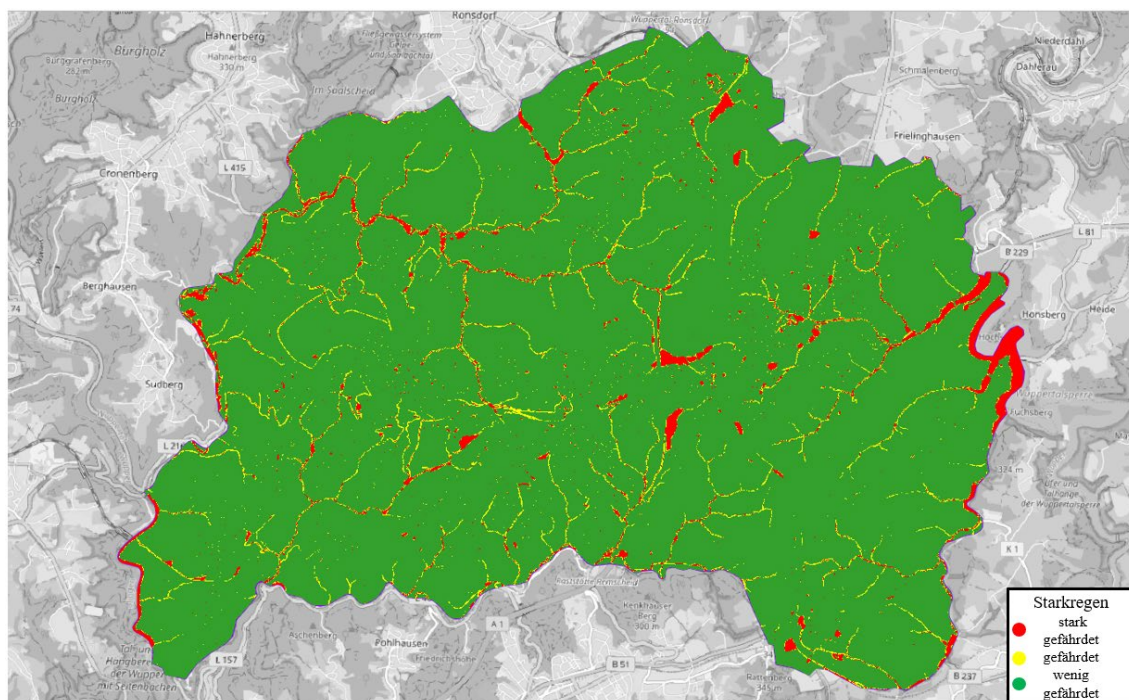


Abbildung 3.7: Gefährdungsheatmap gegenüber Starkregenereignissen für Betriebsmittel elektrischer Verteilnetze in einer Untersuchungsregion

Gefährdete beziehungsweise stark gefährdete Bereiche konzentrieren sich vor allem entlang natürlicher Abflusswege sowie in Senken und Tiefpunkten, in denen sich Oberflächenwasser sammeln oder konzentriert abfließen kann. Die linienhaften Strukturen verdeutlichen den maßgeblichen Einfluss topographischer und hydrologischer Gegebenheiten auf die räumliche Verteilung der Starkregengefährdung. Dadurch können innerhalb eines ansonsten wenig gefährdeten Netzgebietes lokal ausgeprägte Gefährdungsschwerpunkte entstehen, die bei der Bewertung der Resilienz und der Priorisierung von PM zu berücksichtigen sind.

3.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im Folgenden werden ausgewählte PM zum Schutz der BM gegenüber Starkregenereignissen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. Grundlage der Bewertung bildet das KNV, bei dem die Investitionskosten den durch die PM vermiedenen Schadenskosten gegenübergestellt werden. Die Analyse erfolgt in zwei Stufen: zunächst ohne Diskontierung unter der Annahme eines unmittelbar eintretenden Ereignisses, anschließend als Barwertbetrachtung nach Abschnitt 2.3, in der die zeitliche Diskontierung und die Eintrittshäufigkeiten unterschiedlicher Ereignisintensitäten berücksichtigt werden.

Starkregenereignisspezifische Inputparameter

Nachfolgend werden ausgewählte PM zum Schutz der BM gegenüber Starkregenereignissen erläutert, eine Übersicht aller PM mit den zugehörigen Kosten und Maßnahmeneffektivitäten ist in Tabelle 3.1 dargestellt.

Tabelle 3.1: Präventionsmaßnahmen gegenüber Starkregenereignissen für Betriebsmittel elektrischer Verteilnetze

PM	Investitionskosten	Mit Ereignis wiederholende Kosten	Maßnahmeneffektivität
PM1	54.000 €		10 %
PM2	10.000 €		30 %
PM3	15.000 €	320 €	50 %
PM4	20.000 €		70 %
PM5	74.000 €		70 %
PM6	54.000 €		90 %
PM7	44.000 €		90 %
PM8	1 €		70 %

Der Umbau einer bestehenden ONS zu einem anderen konventionellen Stationstyp (PM1) mit dem Zielbild einer Kompaktstation reduziert aufgrund seiner geänderten Bauweise das Eindringen von Wasser. Hierbei fallen Investitionskosten von 54.000 € aufgrund der Anschaffung einer neuen Kompaktstation an und aufgrund der wasserdichteren Bauweisen wird eine Maßnahmeneffektivität von 10 % angenommen.

Die Errichtung eines Hochwasserschutzwalls in Form eines Erdhügels (PM2), welcher einmalig um die BM herum aufgeschüttet wird, verhindert oder verzögert das Eindringen von Wasser in ONS und KVS durch das Zurückhalten des Wassers. Die Investitionskosten für diesen Erdhügel sind auf 10.000 € festgelegt und aufgrund der möglichen Abtragungen und geringen Schutzwirkung von extremen Wassermassen wird eine Maßnahmeneffektivität von 30 % angenommen.

Eine mobile Hochwasserschutzwand (PM3), die im Ereignisfall aufgebaut werden kann und einen temporären Schutz gegen Überschwemmungen bietet, erzielt die gleiche Schutzwirkung wie PM2 (Hochwasserschutzwall). Die Hochwasserschutzwand ist jedoch eine feste Konstruktion, welche vor einem Starkregenereignis aufgebaut wird. Für die Hochwasserschutzwand fallen Investitionskosten von 15.000 € sowie sich mit Ereignis wiederholender Kosten von 320 € je Einsatz an. Die ereigniswiederkehrenden Kosten fallen dadurch an, dass Mitarbeiter des VNB im Vorfeld bzw. bei Bekanntwerden eines Starkregenereignisses diese am BM aufbauen, um es entsprechend zu schützen. Kosten für die Lagerung dieser Hochwasserschutzwände sind in den ereigniswiederkehrenden Kosten nicht enthalten. Durch den mobilen Hochwasserschutz kann das Schadenspotenzial um 50 % bei ONS und KVS reduziert werden.

Die Höherlegung einer ONS am bestehenden Standort, ohne dass eine neue Station errichtet werden muss (PM4), hebt die Station um die Höhe des entsprechenden Sockels an und verringert damit die Überschwemmungsgefährdung deutlich. Die Kosten für den Sockel und die Installation betragen 20.000 €, während die PM aufgrund der Höherlegung eine Maßnahmeneffektivität von 70 % aufweist. Ist eine Anpassung der vorhandenen ONS bzw. eine Anhebung durch einen Betonsockel nicht möglich, kann eine neue ONS am gleichen Standort in erhöhter Lage mit Sockel (PM5) errichtet werden. Die PM verursacht Investitionskosten von 74.000 €, die sich aus dem Sockel sowie einer neuen ONS zusammensetzen. Die Maßnahmeneffektivität beträgt bei dieser PM ebenfalls 70 %.

Die vollständige Verlegung der ONS an einen höhergelegenen Standort (PM6) sowie die Errichtung einer neuen ONS stellt die effektivste PM dar, um ONS gegenüber Starkregenereignissen zu schützen. Durch die Beseitigung der Überschwemmungsgefährdung wird eine hohe Maßnahmeneffektivität von 90 % erzielt. Die Investitionskosten betragen 54.000 €, diese beziehen sich nur auf die Investitionskosten einer neuen ONS und mögliche Kosten für die Verlegung neuer Erdkabel zum Anschließen sind hier noch nicht berücksichtigt.

Die Verkabelung einer Freileitung bzw. eines Freileitungsabschnittes der Mittel- und Niederspannung (PM7), wobei ein Freileitungsmast entfernt sowie die beiden angrenzenden Freileitungsstrecken verkabelt werden, stellt ebenfalls eine dauerhafte Beseitigung der Gefährdung gegenüber Starkregenereignissen sicher. Aus diesem Grund beträgt die Maßnahmeneffektivität ebenfalls 90 %. Es wird angenommen, dass beim Rückbau eines Freileitungsmastes insgesamt 200 m Freileitung verkabelt werden, dieser Wert entspricht der mittleren an einem Freileitungsmaste angeschlossenen Freileitungslänge in Nieder- und Mittelspannungsnetzen und wurde aus den für die Untersuchungsregionen vorliegenden Betriebsmitteldaten als repräsentativer Wert abgeleitet. Die Investitionskosten für die Verkabelung belaufen sich auf 44.000 €, diese setzen sich aus den Kosten für die Verkabelung der an den Freileitungsmast angrenzenden Freileitungsabschnitte zusammen.

Bei Höherlegung des HAK (PM8) wird dieser nicht im Keller oder im ersten Geschoss verbaut, sondern in einer möglichst hohen Lage. Dies kann die Wahrscheinlichkeit für das Eindringen von Wasser bei lokalen Überschwemmungen verringern und die Ausfallwahrscheinlichkeit des HAK reduzieren. Bei Neubauten wird angenommen, dass die höhergelegte Installation ohne relevante Zusatzkosten im Rahmen der regulären Errichtung umgesetzt werden kann; bei Bestandsgebäuden wird die Anpassung des HAK dem Anschlussnehmer bzw. Gebäudeeigentümer zugeordnet. Die PM weist eine Maßnahmeneffektivität von 70 % auf und verursacht keine maßnahmenspezifischen Investitionskosten; für die Berechnung des KNV werden rechnerisch minimale Kosten von einem Euro angesetzt.

Die Aus-Dauer der betrachteten BM infolge von Starkregenereignissen setzt sich aus den drei Komponenten Personalverfügbarkeit, Trocknungsdauer und der anschließenden Reparatur- sowie Reinigungsdauer zusammen. Die Personalverfügbarkeit beschreibt den Zeitraum bis zur Bereitstellung geeigneter Einsatzkräfte, während die Trocknungsdauer den Zeitraum umfasst, der zur Beseitigung eingedrungener Wassermengen und zur Wiederherstellung sicherer Betriebsbedingungen notwendig ist. Die Reparaturzeit beinhaltet die Instandsetzung oder den Austausch beschädigter Komponenten eines BM oder die Neuerrichtung bei vollständiger Zerstörung. Die Gesamtausfallzeit ergibt sich aus der Summe dieser drei zeitlichen Bestandteile. Für ONS wird im Rahmen des Leitfadens eine maximale Aus-Dauer von 42 Stunden angesetzt. Abweichende Wiederherstellungszeiten können in Abhängigkeit vom Stationstyp auftreten, so weisen beispielsweise Maststationen aufgrund ihrer Bauweise geringere Ausfallzeiten auf. Für die weiteren Betrachtungen wird jedoch ein Wert von 42 Stunden für alle ONS-Typen zugrunde gelegt. KVS weisen aufgrund ihrer kompakteren und kleineren Bauweise sowie des damit einhergehenden geringeren Reparaturaufwandes geringere Wiederherstellungszeiten auf. Unter Berücksichtigung der Personalverfügbarkeit, der Trocknungsdauer und der Reparaturzeit wird für KVS eine Aus-Dauer von 30 Stunden angenommen. Für NS- und MS-Freileitungen entfällt im Allgemeinen eine Trocknungsphase, sodass sich die Ausfallzeit hauptsächlich aus der Verfügbarkeit des Instandhaltungspersonals und der Reparaturzeit zusammensetzt. Daraus ergibt sich eine Aus-Dauer von

16 Stunden. Die höchsten Ausfallzeiten treten bei Hausanschlüssen auf. Insbesondere bei im Keller installierten HAK können aufgrund der aufwendigen Trocknung und der anschließenden Instandsetzung lange Wiederherstellungszeiten erforderlich werden. Unter Berücksichtigung aller Einflussgrößen wird für HAK eine Aus-Dauer von 77 Stunden angesetzt. Die Assetkosten der BM sind darüber hinaus im Anhang in Abschnitt 10.1 in Tabelle 10.1 aufgeführt.

Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im Folgenden werden die betrachteten PM hinsichtlich ihres KNV in zwei Stufen bewertet. In der Betrachtung ohne Diskontierung wird angenommen, dass das Starkregenereignis unmittelbar eintritt und die Investitionskosten der jeweiligen PM den dadurch vermeidbaren Schadenskosten gegenübergestellt wird. Eine zeitliche Diskontierung zukünftiger Zahlungsströme bzw. entstehender Schadenskosten erfolgt somit nicht. Bei der Betrachtung mit Diskontierung werden im Gegensatz zur Analyse ohne Diskontierung die Betroffenheit der BM durch unterschiedliche Intensitäten von Starkregenereignissen berücksichtigt. Dabei wird unterschieden zwischen häufigen, 100-jährigen und seltenen Ereignissen, basierend auf den in Abschnitt 3.3 dargestellten HQ-Szenarien. Seltene Ereignisse sind damit mit HQ_{extrem} äquivalent und die Schadenskosten mithilfe der Barwertmethode auf den heutigen Zeitpunkt diskontiert. Die Bewertung erfolgt auf Grundlage des Verhältnisses der vermiedenen Schadenskosten, bestehend aus dem volkswirtschaftlichen Schaden infolge nicht fristgerecht gelieferter Energie und dem Asset-Schaden, zu den Kosten der jeweiligen PM (vgl. Abschnitt 2.3).

Ortsnetzstationen

Die Abbildung 3.8 zeigt das KNV der betrachteten PM ohne Diskontierung für drei verschiedenen Dimensionierungen einer ONS mit 400 kVA, 630 kVA und 800 kVA. PM1 (Umbau zu anderem Typ konventionell) weist in allen drei Dimensionierungen das niedrigste KNV auf und bleibt deutlich unter den übrigen PM. Das KNV bleibt unter 1, was darauf hindeutet, dass der Nutzen der PM im Verhältnis zu den aufzuwendenden Kosten vergleichsweise gering ist und diese PM damit als unwirtschaftlich anzusehen ist. PM2 (Hochwasserschutzwall), PM3 (mobile Hochwasserschutzwand) und insbesondere PM4 (Höherlegung am gleichen Standort ohne neue Station) liegen auf deutlich höheren Niveaus. Diese PM verbinden vergleichsweise moderate Investitionskosten mit einer deutlichen Maßnahmeneffektivität und zeigen damit das beste Verhältnis zwischen Aufwand und Wirkung der PM. Es zeigt sich, dass PM4 in allen drei Stationsdimensionierungen den höchsten Wert erreicht. Daraus lässt sich ableiten, dass die Höherlegung am gleichen Standort ohne neue Station im Vergleich zu den übrigen PM den größten ökonomischen Nutzen je investiertem Euro erzielt. PM3 und PM2 folgen in einem ähnlichen Bereich, wobei die mobile Hochwasserschutzwand leicht über dem Erdhügel liegt. Beide PM sind damit ebenfalls als wirtschaftlich relevante Schutzoptionen einzuordnen, insbesondere wenn eine bauliche Verlagerung oder eine stationäre Höherlegung nicht unmittelbar umgesetzt werden kann. Die PM5 (Höherlegung am gleichen Standort mit neuer Station) und PM6 (Verlegung an höhergelegenen Standort

mit neuer Station) liegen im mittleren Bereich des KNV. Obwohl beide PM eine hohe Schutzwirkung besitzen, führen die höheren Investitionskosten zu einem geringeren KNV im Vergleich zu PM2 bis PM4. PM6 schneidet dabei besser ab als PM5, wobei bei PM6 die Kosten für die Kabel der Anbindung der versetzten ONS noch nicht berücksichtigt sind und sich das KNV bei deren Berücksichtigung verringern wird.

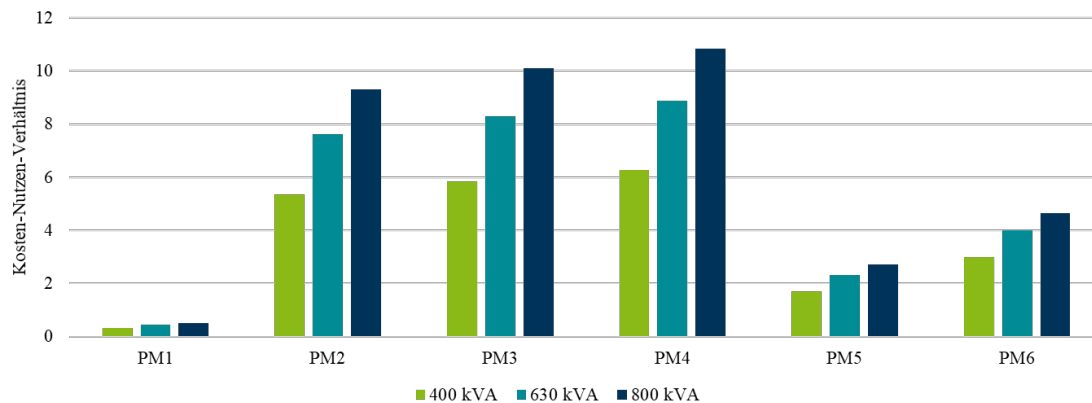


Abbildung 3.8: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahmen von Ortsnetzstationen gegenüber Starkregenereignissen ohne Diskontierung

Über alle PM hinweg ist zudem erkennbar, dass das KNV mit zunehmender Stationsdimensionierung von 400 kVA über 630 kVA bis 800 kVA ansteigt. Dies spricht dafür, dass mit steigender Anlagengröße auch der monetäre Nutzen der Schadensvermeidung zunimmt. Zurückzuführen ist dies auf die Bewertung der nicht fristgerecht gelieferten Energie und der Bepreisung mit dem VoLL bzw. dem dadurch entstanden volkswirtschaftlichen Schaden. Entsprechend werden PM bei größeren Anlagen wirtschaftlich attraktiver, da die potenziell vermiedenen volkswirtschaftlichen Schäden ansteigen. Für ONS bedeutet dies, dass insbesondere PM4, gefolgt von PM3 und PM2, unter den betrachteten Annahmen ein günstiges KNV aufweisen und beim Schutz gegen Starkregenereignissen zu bevorzugen sind. PM1 zeigt dagegen die geringste ökonomische Attraktivität, während PM5 und PM6 als PM mit höherem Investitionsbedarf, aber weiterhin relevantem Nutzen einzuordnen sind.

Über alle betrachteten PM hinweg zeigt sich auch bei Berücksichtigung einer Diskontierung (siehe Anhang Abschnitt 10.3; Abbildung 10.1 - Abbildung 10.4), dass das KNV mit zunehmender Stationsdimensionierung von 400 kVA über 630 kVA bis 800 kVA ansteigt. Ebenfalls bestätigt die Betrachtung die bereits ohne Diskontierung identifizierte Rangfolge der PM: PM4 (Höherlegung am gleichen Standort ohne neue Station) weist über die meisten Emissionsszenarien hinweg die höchste Wirtschaftlichkeit auf, gefolgt von PM3 (mobile Hochwasserschutzwand) und PM2 (Hochwasserschutzwall). PM1 zeigt weiterhin die geringste ökonomische Attraktivität, während PM5 und PM6 aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Investitionskosten trotz vorhandenen Nutzens überwiegend geringere KNV erreichen. Ebenfalls zeigt sich, dass die zeitliche Diskontierung im Rahmen der Barwertmethode einen erheblichen Einfluss auf die Ergebnisse hat und die abgezinsten Schadenskosten deutlich reduziert werden. In der Folge erreichen selbst die

zuvor ökonomisch attraktivsten PM2, PM3 und PM4 sehr geringe KNV von unter 0,005 bei seltenen Starkregenereignissen. PM sind damit gegenüber seltenen Starkregenereignissen aus rein wirtschaftlicher Sicht nicht sinnvoll, da die diskontierten Schadenskosten die erforderlichen Investitionskosten nicht übersteigen. Für als gefährdet eingestufte ONS zeigen die Ergebnisse zudem eine hohe Streuung der KNV, wodurch keine allgemeingültige Aussage zur Wirtschaftlichkeit getroffen werden kann und eine standortspezifische Einzelfallbewertung erforderlich bleibt. Die Ergebnisse verdeutlichen somit, dass insbesondere bei leistungsstarken ONS und unter zukünftig zunehmenden Starkregenhäufigkeiten Investitionen in geeignete PM wirtschaftlich an Bedeutung gewinnen und sich diese bei häufigen und 100-jährigen Starkregenereignissen wirtschaftlich lohnen.

Kabelverteilerschränke

Die Abbildung 3.9 zeigt das KNV der betrachteten PM ohne Diskontierung für die ausgewählten Leitungsdimensionierung der KVS mit den Kabelquerschnitten NAYY 4x150 sowie NAYY 4x240, wobei die beiden betrachteten Kabelquerschnitte die in der Praxis typischen NS-Anschlussleitungen eines KVS darstellen. Die Wahl unterschiedlicher Kabelquerschnitte ermöglicht die Bewertung des Einflusses der angeschlossenen Leistung auf den volkswirtschaftlichen Schaden infolge einer VU und damit auf das resultierende KNV. Für beide betrachteten PM ergibt sich ein KNV oberhalb von 1. Ausgenommen hiervon ist PM2 (Hochwasserschutzwall), welches ein KNV knapp unter 1 besitzt bei NAYY 4x150. Bei dem Kabel NAYY 4x240 ist das KNV dagegen 1,2, womit der Einfluss, der nicht fristgerecht gelieferten Energie und dem volkswirtschaftlichen Schaden auf das KNV deutlich wird. PM3 (mobile Hochwasserschutzwand) weist dagegen im Vergleich zu PM2 ein KNV größer als 1 auf für beide Leitungsdimensionierungen und erzielt somit einen höheren ökonomischen Nutzen je investiertem Euro. Dies ist auf eine höhere angenommene Maßnahmeneffektivität der PM trotz höherer Kosten zurückzuführen.

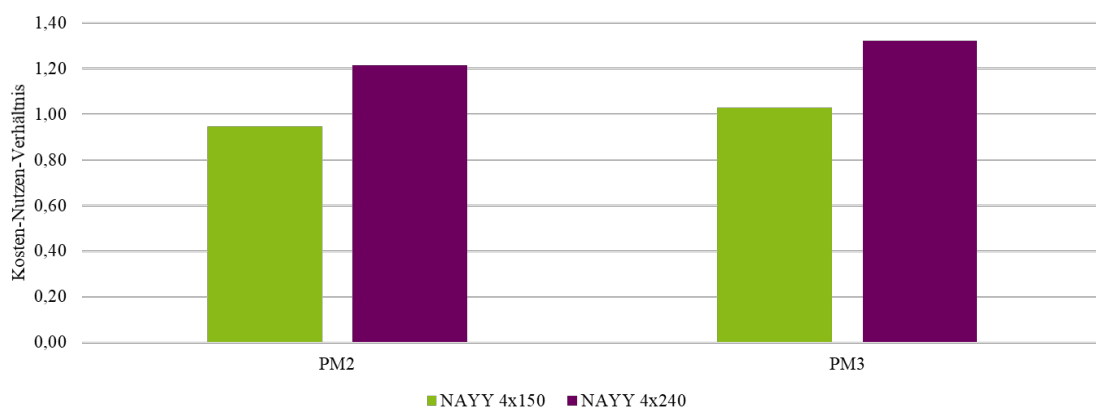


Abbildung 3.9: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahmen von Kabelverteilerschränken gegenüber Starkregenereignissen ohne Diskontierung

Die Ergebnisse verdeutlichen insgesamt, dass PM2 und PM3 einen positiven wirtschaftlichen Beitrag zur Verringerung der Auswirkungen von Starkregenereignissen leisten, ausgenommen PM2 bei NAYY 4x150. Die PM3 weist aufgrund der größeren Maßnahmeneffektivität das höhere

KNV auf und erzielt somit den größeren ökonomischen Nutzen. Für die betrachteten Randbedingungen stellt sie daher die wirtschaftlich vorteilhaftere PM dar zum Schutz von KVS gegenüber Starkregenereignissen. Aufgrund der bereits nur knapp über 1 liegenden KNV ohne Diskontierung und der Verringerung bei einer Berücksichtigung einer Diskontierung, wurde keine Betrachtung mit dieser durchgeführt.

Niederspannungsmaste

Die Abbildung 3.10 zeigt das KNV der betrachteten PM ohne Diskontierung für die ausgewählten Leitungsdimensionierungen der NS-Freileitungen bzw. NS-Maste mit den Freileitungsquerschnitten AL25, AL70 sowie AL90, wobei die betrachteten Freileitungsquerschnitte die in der Praxis typischen NS-Leiterseile darstellen. Die PM7 (Verkabelung) weist für die drei betrachteten Freileitungsquerschnitte ein KNV unter 1 auf. Aus wirtschaftlicher Sicht wäre eine Verkabelung von NS-Freileitungen, um Freileitungsmaste gegen Starkregenereignisse zu schützen, damit nicht sinnvoll. Die Ergebnisse zeigen jedoch gleichzeitig, dass die Wirtschaftlichkeit mit zunehmender Leitungsdimensionierung zunimmt. Insbesondere bei AL90 wird im Vergleich zu AL25 ein besseres KNV zwischen eingesetzten Investitionen und erzieltm Nutzen erreicht.

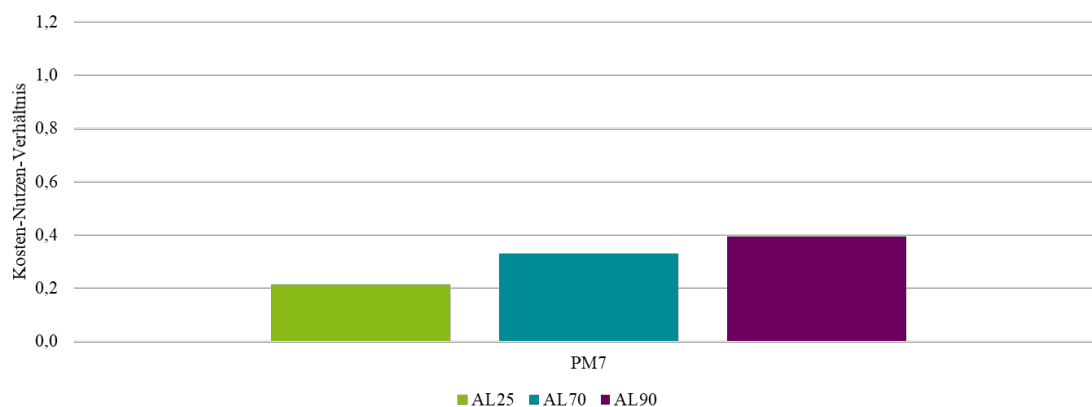


Abbildung 3.10: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme Verkabeln von NS-Freileitungen gegenüber Starkregenereignissen ohne Diskontierung

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass eine Verkabelung unter den gewählten Rahmenbedingungen keinen vollständigen wirtschaftlichen Ausgleich zwischen Kosten und Nutzen erreicht und damit aus wirtschaftlicher Sicht nicht attraktiv ist. Gleichzeitig verbessert sich das KNV mit steigender Leitungsdimensionierung von AL25 über AL70 bis AL90, wodurch die PM bei größeren Freileitungsquerschnitten vergleichsweise wirtschaftlicher erscheinen. Aufgrund der bereits unter 1 liegenden KNV ohne Diskontierung und der Verringerung bei einer Berücksichtigung der Diskontierung, wurde keine Betrachtung mit dieser durchgeführt.

Mittelspannungsmaste

Die Abbildung 3.11 zeigt das KNV der betrachteten PM ohne Diskontierung für die ausgewählten Leitungsdimensionierungen der MS-Freileitungen bzw. MS-Maste mit den Freileitungsquerschnitten AL35, AL70 sowie AL95, wobei die betrachteten Freileitungsquerschnitte die in der

Praxis typischen MS-Leiterseile darstellen. Die PM7 (Verkabelung) weist für die drei betrachteten Freileitungsquerschnitte ein KNV über 1 auf, aus wirtschaftlicher Sicht wäre eine Verkabelung von MS-Freileitungen, um Freileitungsmaste gegen Starkregenereignisse zu schützen, damit sinnvoll. Die Ergebnisse zeigen ebenfalls, dass die Wirtschaftlichkeit mit zunehmender Leitungsdimensionierung und der damit einhergehenden nicht gelieferten Energie zunimmt. Insbesondere bei AL95 wird im Vergleich zu AL35 ein deutlich höheres Verhältnis zwischen eingesetzten Investitionen und dem erzielten Nutzen erreicht.

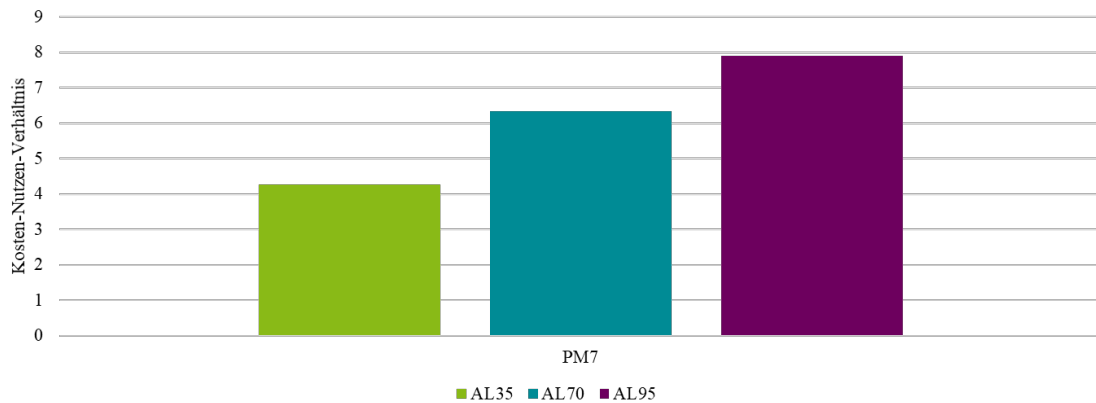


Abbildung 3.11: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme Verkabeln von MS-Freileitungen gegenüber Starkregenereignissen ohne Diskontierung

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass die Verkabelung unter den gewählten Rahmenbedingungen aus wirtschaftlicher Sicht attraktiv ist, die vermiedenen Schadenskosten sind größer als die Investitionskosten. Gleichzeitig verbessert sich das KNV mit steigender Leitungsdimensionierung von AL35 über AL70 bis AL95, wodurch die PM bei größeren Freileitungsquerschnitten aus wirtschaftlicher Sicht deutlich attraktiver sind.

Bei Berücksichtigung einer Diskontierung zeigt sich (siehe Anhang Abschnitt 10.3; Abbildung 10.5 - Abbildung 10.8), dass die Wirtschaftlichkeit einer Verkabelung von MS-Freileitungen bzw. MS-Freileitungsmasten maßgeblich von der Eintrittshäufigkeit der Starkregenereignisse sowie dem zugrunde liegenden Klimaszenario abhängt. Während bei häufigen und insbesondere zukünftig häufiger auftretenden 100-jährigen Starkregenereignissen die KNV ansteigen können, führt die zeitliche Diskontierung bei seltenen Ereignissen zu sehr geringen KNV, sodass eine Verkabelung wirtschaftlich nicht gerechtfertigt ist. Für als gefährdet eingestufte MS-Freileitungsmasten zeigen die Ergebnisse zudem eine hohe Streuung der KNV, wodurch keine allgemeingültige Aussage zur Wirtschaftlichkeit getroffen werden kann und eine standortspezifische Einzelfallbewertung erforderlich bleibt. Insgesamt verdeutlichen die Ergebnisse, dass eine Verkabelung vor allem dort wirtschaftlich sinnvoll sein kann, wo eine hohe Betroffenheit gegenüber häufigeren Starkregenereignissen besteht und künftig mit einer weiteren Zunahme der Gefährdung zu rechnen ist.

Hausanschlusskästen

Die Abbildung 3.12 zeigt das KNV von PM8 für die zwei betrachteten Leistungsklassen der HAK. Da für die Höherlegung keine maßnahmenspezifischen Investitionskosten anfallen, liegt das KNV signifikant über 1; die höhere Anordnung von HAK zum Schutz vor Starkregenereignissen ist aus wirtschaftlicher Sicht damit durchweg sinnvoll. Die Ergebnisse zeigen zudem, dass die Wirtschaftlichkeit mit zunehmender Dimensionierung des HAK steigt, da mit der übertragenen Leistung auch der vermiedene volkswirtschaftliche Schaden wächst.

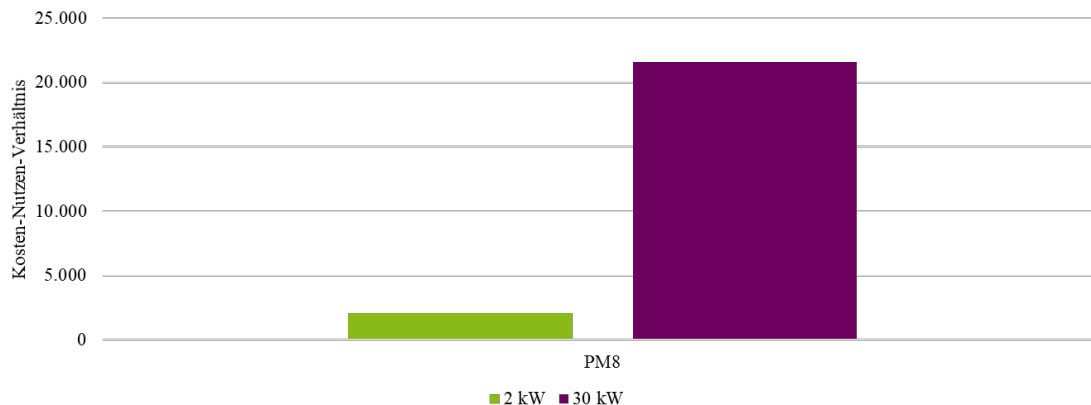


Abbildung 3.12: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme höhere Lage von Hausanschlusskästen gegenüber Starkregenereignissen ohne Diskontierung

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass eine höhere Lage für HAK unter den gewählten Rahmenbedingungen die Schadenskosten signifikant reduziert. Aufgrund der nicht vorhandenen Investitionskosten ist eine höhere Lage des HAK damit bei einer vorliegenden Gefährdung gegenüber Starkregenereignissen deutlich zu empfehlen. Welche Leistung und damit einhergehender volkswirtschaftliche Schaden angenommen wird, ist dabei für diese Entscheidung nicht zu berücksichtigen. Aufgrund der bereits signifikant über 1 liegenden KNV ohne Diskontierung, wird keine Betrachtung mit Diskontierung durchgeführt.

3.5 Zuverlässigkeitsanalyse

Im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalyse für Starkregenereignisse werden ONS sowie MS-Freileitungen betrachtet. Für die MS-Netze der UR sind entweder nur ONS, MS-Freileitungen oder beide BM gemeinsam, hinsichtlich einer Berücksichtigung der Betroffenheit gegenüber Starkregenereignissen, parametrisiert. Damit soll der Einfluss dieser beiden BM separat und gemeinsam aufgezeigt werden. Ein MS-Netz erstreckt sich dabei über UR3 und UR5, weswegen dies nachfolgend als UR3/5 benannt wird. Betrachtet werden darüber hinaus die Zeithorizonte 2050 sowie 2100 und die Klimaszenarien RCP4.5 sowie RCP8.5. Für die ONS und Freileitungsabschnitte werden die Zuverlässigkeitskenndaten gemäß der in Abschnitt 2.4 beschriebenen Methodik angepasst. Zu berücksichtigen ist ebenfalls, dass die Aus-Dauer für ONS mit 42 h und für MS-Freileitungen mit 16 h festgelegt sind, wie in Abschnitt 3.4 erklärt.

Referenzzeitraum

Die Abbildung 3.13 zeigt den Einfluss der Berücksichtigung von Starkregenereignissen auf den ASIDI der beiden UR im Referenzzeitraum. Im Ausgangszustand ohne Berücksichtigung von Starkregen beträgt der ASIDI in UR3/5 7,1 min/a, während UR1 mit 16,5 min/a bereits eine deutlich geringere Versorgungszuverlässigkeit aufweist. Wird die tatsächliche Betroffenheit gegenüber Starkregenereignissen, aller Intensitäten und Gefährdungsbewertungen, nur für ONS berücksichtigt, steigt der ASIDI in UR3/5 lediglich geringfügig auf 7,6 min/a während in UR1 ein deutlicherer Anstieg auf 23,9 min/a ersichtlich ist. Werden ausschließlich MS-Freileitungen parametrisiert, erhöht sich der ASIDI in UR3/5 auf 7,7 min/a und in UR1 ergibt sich dagegen lediglich ein moderater Anstieg auf 17,6 min/a. Der höchste ASIDI wird erreicht, wenn sowohl ONS als auch MS-Freileitungen gemeinsam berücksichtigt werden. In UR3/5 steigt dann der ASIDI auf 8,1 min/a und UR1 weist mit 25,0 min/a den höchsten Wert auf.

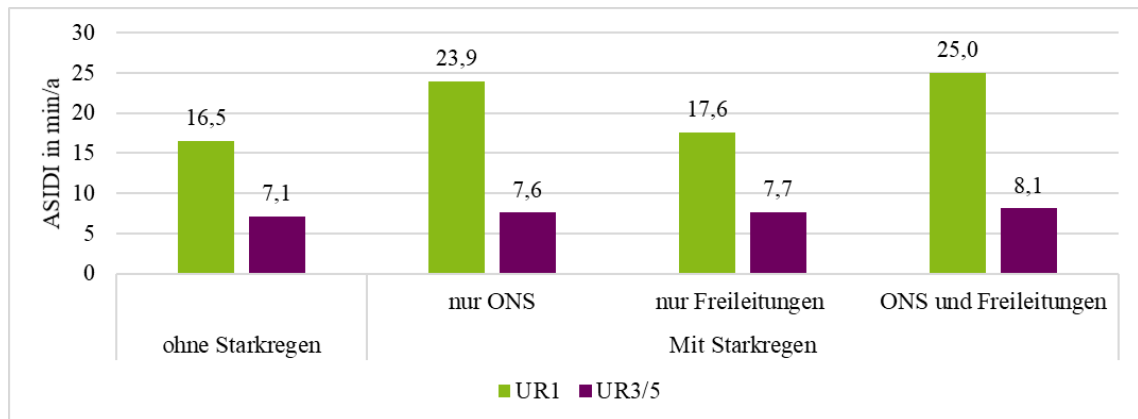


Abbildung 3.13: ASIDI für drei Untersuchungsregionen mit und ohne Berücksichtigung von Starkregenereignissen in dem Referenzzeitraum.

Die Ergebnisse verdeutlichen, dass sich die Auswirkungen von Starkregen auf die Versorgungszuverlässigkeit zwischen den beiden UR deutlich unterscheiden. Während UR3/5 nur vergleichsweise geringe Änderungen des ASIDIs aufweist, reagiert UR1 wesentlich stärker auf die Berücksichtigung von Starkregen. Besonders auffällig ist, dass in UR1 die Parametrierung der ONS den größten Einfluss auf den ASIDI besitzt. Der Anstieg ist deutlich höher als bei einer ausschließlichen Berücksichtigung der MS-Freileitungen. Mit Berücksichtigung der Ergebnisse der Gefährdungsanalyse in Abschnitt 3.3.4 in den UR, ist die unterschiedliche Veränderung des ASIDIs darauf zurückzuführen. In UR1 sind wesentlich mehr ONS sowie MS-Freileitungen gegenüber Starkregenereignissen stark gefährdet oder gefährdet als es in UR3/5 der Fall ist. Ebenfalls ist mit 42 Stunden die Aus-Dauer von ONS im Vergleich zu 16 Stunden für MS-Freileitungen deutlich länger. Dadurch wirken sich Ausfälle von ONS wesentlich stärker auf die Unterbrechungsdauer und somit auf den ASIDI aus. Die gemeinsame Berücksichtigung beider BM führt in beiden UR zu den höchsten ASIDI-Werten, allerdings entspricht der Gesamtanstieg der Überlagerung der Einzelwirkungen.

Ohne Präventionsmaßnahmen

Die Abbildung 3.14 zeigt den Einfluss der Berücksichtigung von Starkregen auf den ASIDI für UR1 und UR3/5 in den Zeithorizonten 2050 und 2100 unter den Klimaszenarien RCP4.5 und RCP8.5. Eine Lastentwicklung wird darüber hinaus nicht berücksichtigt. Die höchsten Werte treten jeweils im Zeithorizont 2050 bei der gemeinsamen Berücksichtigung von ONS und MS-Freileitungen auf und betragen 48,1 min/a unter RCP4.5 sowie 43,4 min/a unter RCP8.5 in UR1. Der Rückgang in den ASIDI-Werten zwischen dem Jahr 2050 und dem Jahr 2100 ist auf einen Rückgang der Häufigkeit von Starkregenereignissen zurückzuführen. In UR3/5 werden dagegen in diesem Fall lediglich 10,7 min/a beziehungsweise 8,4 min/a erreicht. Die Parametrierung nur der ONS führt in beiden Klimaszenarien erneut zu deutlich höheren ASIDI-Werten als die ausschließliche Berücksichtigung der MS-Freileitungen. So steigt der ASIDI in UR1 im Jahr 2050 unter RCP4.5 der ONS auf 43,9 min/a, während für die MS-Freileitungen lediglich 20,7 min/a erreicht werden. Ein vergleichbares Verhalten zeigt sich auch unter RCP8.5, im Zeithorizont 2100 gehen die ASIDI-Werte in beiden UR gegenüber 2050 überwiegend zurück. Besonders deutlich zeigt sich dies in UR1 unter RCP4.5, wo der ASIDI bei gemeinsamer Berücksichtigung beider BM von 48,1 min/a auf 21,2 min/a sinkt. Unter RCP8.5 fällt der Rückgang mit 43,4 min/a auf 40,3 min/a geringer aus.

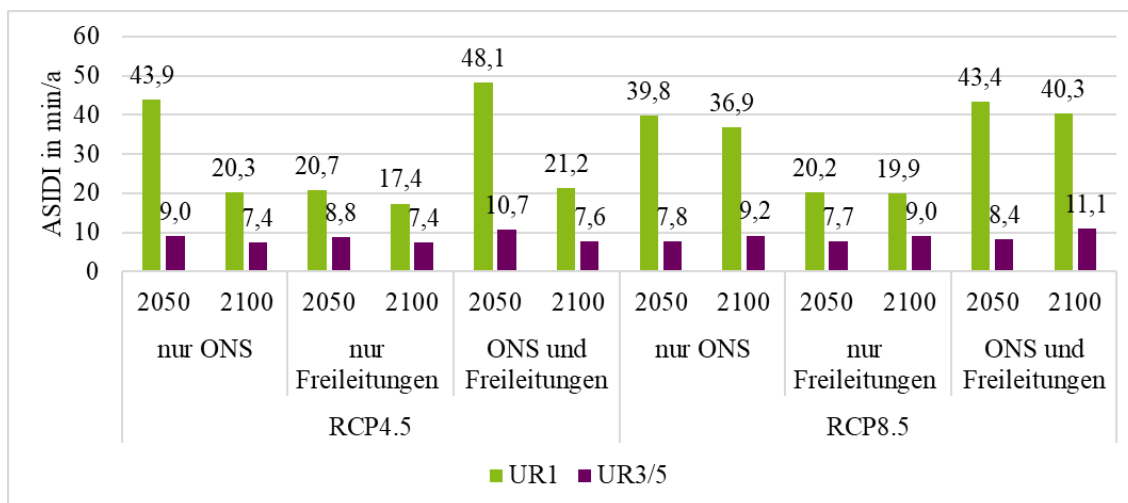


Abbildung 3.14: ASIDI für drei Untersuchungsregionen der Klimaszenarien RCP4.5 sowie RCP8.5 in 2050 und 2100 ohne Präventionsmaßnahmen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Auswirkungen von Starkregenereignissen auf die Versorgungszuverlässigkeit unter zukünftigen Klimabedingungen deutliche Unterschiede zwischen den UR aufweisen. Zurückzuführen ist dies hier ebenfalls auf die unterschiedliche Anzahl an stark gefährdeten und gefährdeten BM. Analog zum Referenzzeitraum reagiert UR1 wesentlich empfindlicher auf Starkregenereignisse als UR3/5. Während sich der ASIDI in UR3/5 über alle betrachteten Emissionsszenarien lediglich zwischen 7,4 min/a und 11,1 min/a bewegt, werden in UR1 Werte von bis zu 48,1 min/a erreicht. In beiden Klimaszenarien weist die Parametrierung der ONS den

größten Einfluss auf, die für die MS-Freileitungen ermittelten ASIDI-Werte liegen dagegen deutlich darunter. Dieses Verhalten bestätigt die bereits im Referenzzeitraum beobachtete Sensitivität der ONS gegenüber Starkregenereignissen. Auffällig ist zudem, dass die höchsten ASIDI-Werte in beiden Klimaszenarien im Zeithorizont 2050 auftreten. Im Zeithorizont 2100 gehen die Werte in den drei UR wieder zurück.

Mit Präventionsmaßnahmen

Für ONS wird PM4 (Höherlegung am gleichen Standort ohne neue Station) und für die Freileitungen PM7 (Verkabelung) mit dem Zielbild eines VPE-Kabels verwendet. Zudem werden zwei Varianten der Umsetzung von PMs analysiert: Die Umsetzung an allen BM (alle PM) und die Umsetzung nur an BM, an denen mit den Ergebnissen aus Abschnitt 3.4 eine wirtschaftlich sinnvolle Umsetzung festgestellt bzw. ein KNV über 1 ermittelt wurde (wirt. PM). Die Abbildung 3.15 zeigt den Einfluss der Berücksichtigung von Starkregenereignissen auf den ASIDI im Klimaszenario RCP4.5. Im Vergleich zu den Ergebnissen ohne PM werden die ASIDI-Werte in beiden UR deutlich reduziert. Besonders in UR1, das ohne PM die höchsten Unterbrechungsdauern aufweist, sinkt der ASIDI in allen betrachteten Fällen erheblich. Die stärkste Reduktion wird bei einer Umsetzung der PM an allen BM erreicht. Dennoch weisen die Emissionsszenarien mit gemeinsamer Berücksichtigung von ONS und MS-Freileitungen weiterhin die höchsten ASIDI-Werte auf. In UR3/5 fallen die Unterschiede zwischen den einzelnen Varianten dagegen erneut vergleichsweise gering aus und bewegen sich auf einem insgesamt niedrigen Niveau. Darüber hinaus liegen die ASIDI-Werte im Zeithorizont 2100 überwiegend unter denen des Jahres 2050.

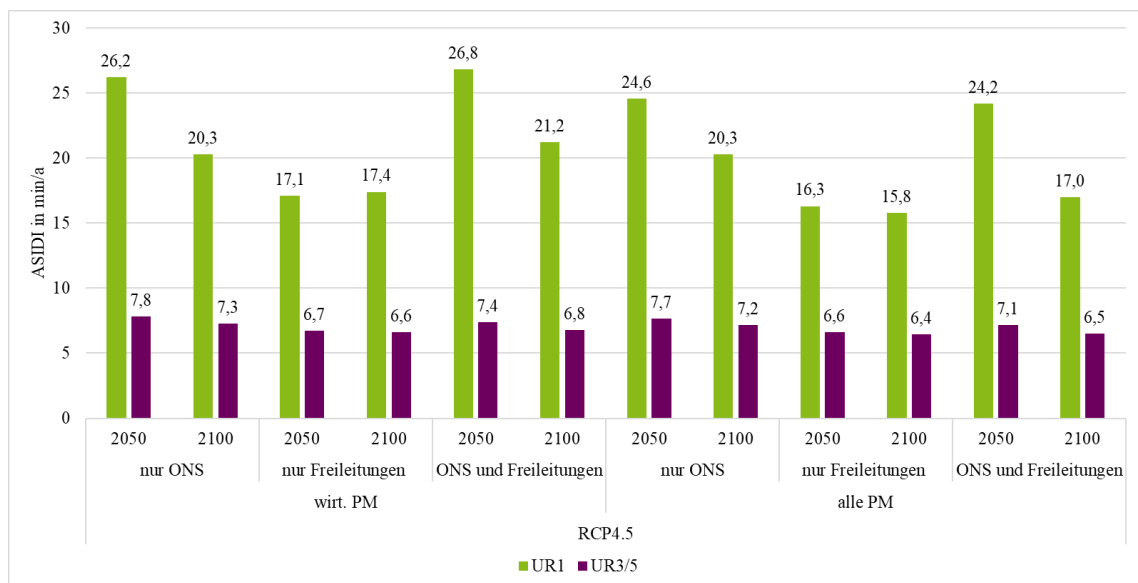


Abbildung 3.15: ASIDI für drei Untersuchungsregionen des Klimaszenarios RCP4.5 in 2050 und 2100 mit Präventionsmaßnahmen.

Die Abbildung 3.16 zeigt den Einfluss der Berücksichtigung von Starkregenereignissen auf den ASIDI im Klimaszenario RCP8.5. Im Vergleich zu den vorausgegangenen Ergebnissen im RCP4.5 sind die ASIDI-Werte in beiden UR nur minimal reduziert. Bei einer Umsetzung der

wirtschaftlichen PM und an allen BM wird darüber hinaus die gleiche Wirkung bzw. sehr ähnliche ASIDI-Werte erreicht.

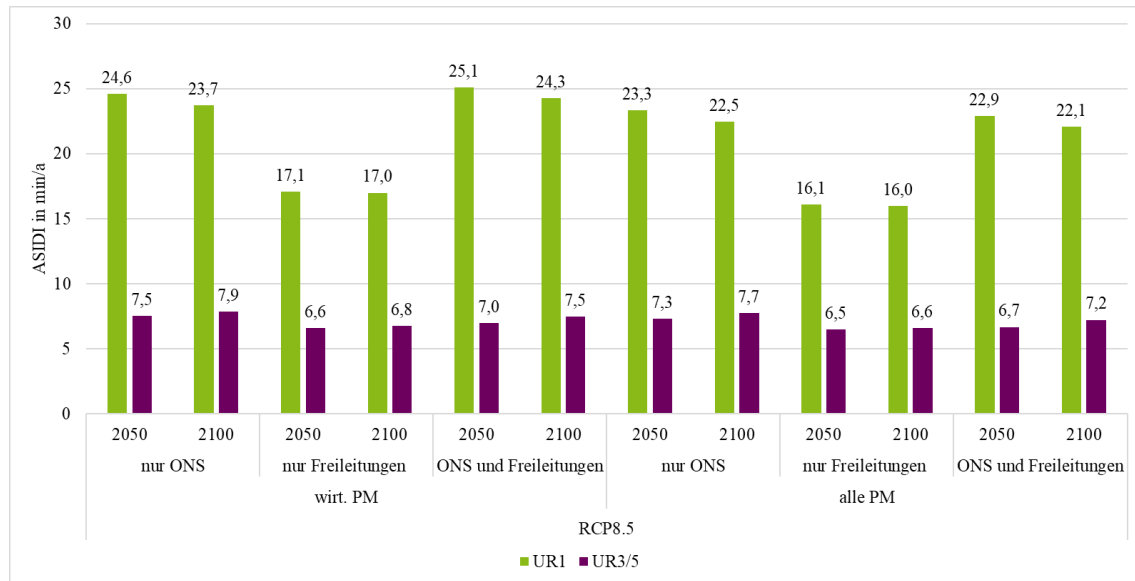


Abbildung 3.16: ASIDI für drei Untersuchungsregionen des Klimaszenarios RCP 8.5 in 2050 und 2100 mit Präventionsmaßnahmen.

Die Ergebnisse zeigen, dass die eingesetzten PM die negativen Auswirkungen von Starkregenereignissen auf die Versorgungszuverlässigkeit deutlich verringern. Insbesondere in UR1 können die hohen ASIDI-Werte durch die Höherlegung gefährdeter ONS sowie die Verkabelung von Freileitungen erheblich reduziert werden. Gleichzeitig wird deutlich, dass eine flächendeckende Umsetzung der PM nur geringfügig größere Verbesserungen erzielt als eine Beschränkung auf ausschließlich wirtschaftliche BM. Eine Umsetzung von PM an den wirtschaftlichen Standorten ist damit klar zu bevorzugen.

3.6 Planungs- und Betriebsgrundsätze

Die Ergebnisse der Gefährdungsanalyse und der Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigen, dass Starkregenereignisse als relevanter Einflussfaktor bei Planung und Betrieb elektrischer Verteilnetze berücksichtigt werden sollten. Gleichzeitig verdeutlichen die Untersuchungen, dass eine pauschale Umsetzung von PM über das gesamte Netzgebiet weder technisch noch wirtschaftlich zielführend ist. Die Gefährdung durch Starkregen ist stark standortabhängig und wird maßgeblich durch topographische Eigenschaften, Gewässernähe sowie die spezifische Einbausituation des jeweiligen BM beeinflusst. Daher sollte der Umgang gegenüber Starkregenereignissen nach ihrer Gefährdung hin erfolgen. Für die Netzplanung bedeutet dies, dass vor allem bei Neubau oder Ersatz von BM eine Bewertung der lokalen Gefährdung gegenüber Starkregenereignissen erfolgen sollte. Insbesondere BM in ausgewiesenen Überschwemmungsgebieten, in topographischen Senken oder entlang relevanter Oberflächenabflusswege weisen eine erhöhte Gefährdung gegenüber Starkregenereignissen auf und sollten bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden. Eine Vermeidung neuer Betriebsmittelstandorte in bekannten Gefährdungsbereichen stellt dabei die

wirksamste PM dar, weil eine spätere Nachrüstung häufig mit höheren Kosten verbunden ist. Bei der Standortplanung neuer BM sollte daher neben den klassischen Kriterien wie Netzstruktur, Lastentwicklung und Erschließbarkeit zusätzlich die Exposition gegenüber Starkregenereignissen bewertet und berücksichtigt werden.

Für ONS zeigen die Ergebnisse, dass insbesondere eine Höherlegung am bestehenden Standort eine wirtschaftlich attraktive PM darstellen kann. Daher sollte bei neuen oder zu ersetzenden ONS in gefährdeten Bereichen grundsätzlich geprüft werden, ob eine erhöhte Aufstellung durch einen Sockel umgesetzt werden kann. Besonders bei Standorten mit einer häufig wiederkehrenden Überschwemmungsgefährdung ist eine Höherlegung gegenüber konventionellen Bauweisen zu bevorzugen, solange der Sockel die Überschwemmungshöhe übertrifft. Eine Verlegung an einen höhergelegenen Standort stellt zwar eine technisch wirksame PM dar, sollte jedoch aufgrund der zusätzlichen Aufwendungen für die Anbindung an das elektrische Verteilnetz insbesondere bei stark gefährdeten Standorten oder im Rahmen größerer Netzbauprojekte geprüft werden.

Für KVS zeigen die Ergebnisse, dass im Gegensatz zu ONS keine umfangreichen baulichen Anpassungen erforderlich sind, um die Starkregengefährdung zu reduzieren. Aufgrund der geringen Investitionskosten und der vergleichsweise einfachen Umsetzbarkeit können mobile oder bauliche PM gezielt an gefährdeten Standorten eingesetzt werden. Eine Priorisierung sollte insbesondere für KVS in Überschwemmungsbereichen oder topographischen Senken erfolgen, da dort bereits geringe Schutzmaßnahmen einen wirtschaftlichen Nutzen erzielen können.

Bei Freileitungen unterscheiden sich die Handlungsempfehlungen zwischen NS- und MS-Freileitungen deutlich. Während die Verkabelung von NS-Freileitungen unter den betrachteten Randbedingungen keine wirtschaftliche PM gegenüber Starkregenereignissen darstellt, kann die Verkabelung von MS-Freileitungen bei entsprechend hoher Betroffenheit einen relevanten wirtschaftlichen Nutzen aufweisen. Dies ist insbesondere darauf zurückzuführen, dass Störungen in MS-Netzen größere Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben und zu höheren volkswirtschaftlichen Schadenskosten führen können. Eine Verkabelung sollte daher bevorzugt dort geprüft und umgesetzt werden, wo Freileitungsmasten eine erhöhte Starkregengefährdung aufweisen und gleichzeitig eine hohe Versorgungsrelevanz besitzen. Eine flächendeckende Verkabelung ausschließlich aufgrund der Starkregengefährdung erscheint dagegen nicht zielführend.

Die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse zeigen zudem, dass die Auswirkungen von Starkregenereignissen regional stark variieren. UR mit einer hohen Anzahl gefährdeter BM und ausgeprägter Gewässernähe weisen deutlich größere Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit auf als UR mit geringer topographischer Gefährdung. Daher sollten PM nicht ausschließlich anhand allgemeiner Kriterien priorisiert werden, sondern durch eine Kombination aus individueller Gefährdungsbewertung, Betriebsmittelrelevanz und wirtschaftlicher Bewertung erfolgen.

Für den Netzbetrieb ergibt sich daraus die Notwendigkeit, Starkregenereignisse stärker in bestehende Betriebs- und Instandhaltungsprozesse zu integrieren. BM mit hoher Gefährdung sollten in

den Instandhaltungsstrategien priorisiert berücksichtigt und hinsichtlich ihrer Zugänglichkeit, Ersatzteilverfügbarkeit und Wiederherstellungsdauer bewertet werden. Besonders bei ONS und MS-BM, deren Ausfall zu längeren VU führen kann, sollten Wiederherstellungskonzepte für Starkregenereignisse vorhanden sein. Dazu zählen beispielsweise vorbereitete Einsatzpläne, mobile Schutzmaßnahmen sowie eine Priorisierung kritischer BM im Ereignisfall.

Zusammenfassend zeigen die Untersuchungen und Ergebnisse, dass ein risikobasierter Ansatz gegenüber einer flächendeckenden Umsetzung von PM zu bevorzugen ist. Die Kombination aus standortspezifischer Gefährdungsanalyse, wirtschaftlicher Bewertung und Bedeutung des jeweiligen BM ermöglicht eine zielgerichtete Anpassung der Netzinfrastruktur gegenüber Starkregenereignissen. Insbesondere bei Neubau- und Ersatzmaßnahmen sollte die Starkregengefährdung frühzeitig berücksichtigt werden, während bei bestehenden BM eine Priorisierung nach Gefährdung und Versorgungsauswirkung erfolgen sollte.

4 Sturm

4.1 Klimatische Entwicklung

Die Klimaprojektionen zeigen, dass im Emissionsszenario RCP8.5 im Vergleich zum Referenzzeitraum (Abbildung 4.1 rechts) mit einer deutlichen Zunahme der Tage mit schweren Sturmböen (≥ 89 km/h) zu rechnen ist (vgl. Abbildung 4.1 links). Besonders ausgeprägt ist dieser Anstieg in den Mittelgebirgsregionen, wo im Durchschnitt mit zwei bis fünf zusätzlichen Sturmtagen pro Jahr zu rechnen ist.

Bereits bis zur Mitte des 21. Jahrhunderts nimmt die Anzahl der Tage mit schweren Sturmböen im Emissionsszenario RCP8.5 weiter zu. Die Zunahme erreicht im Flächenmittel jedoch nur etwa die Hälfte des für das Ende des Jahrhunderts projizierten Niveaus. Konkret lässt sich die Zunahme der Tage mit schweren Sturmböen mit maximal etwa vier Tagen in den Küstenregionen und im Harz beziffern.

Laut Referenzzeitraum treten schwere Sturmböen vor allem in den norddeutschen Küstenregionen sowie in den Mittelgebirgen wie Schwarzwald, Böhmerwald, Erzgebirge, Thüringer Wald und insbesondere im Harz bereits relativ häufig auf – dort werden punktuell bis zu 50 Sturmtagen pro Jahr erreicht. Unter dem Einfluss des Klimawandels, insbesondere dem in Abbildung 4.1 dargestellten Emissionsszenario RCP8.5, verstärkt sich diese Entwicklung in den genannten Regionen weiter, mit einem zusätzlichen Anstieg von bis zu fünf Tagen pro Jahr. Demgegenüber zeigen Regionen wie Franken, das Ruhrgebiet, das Münsterland sowie die -küstenferne Elbregion keine nennenswerte Zunahme der Sturmtage.

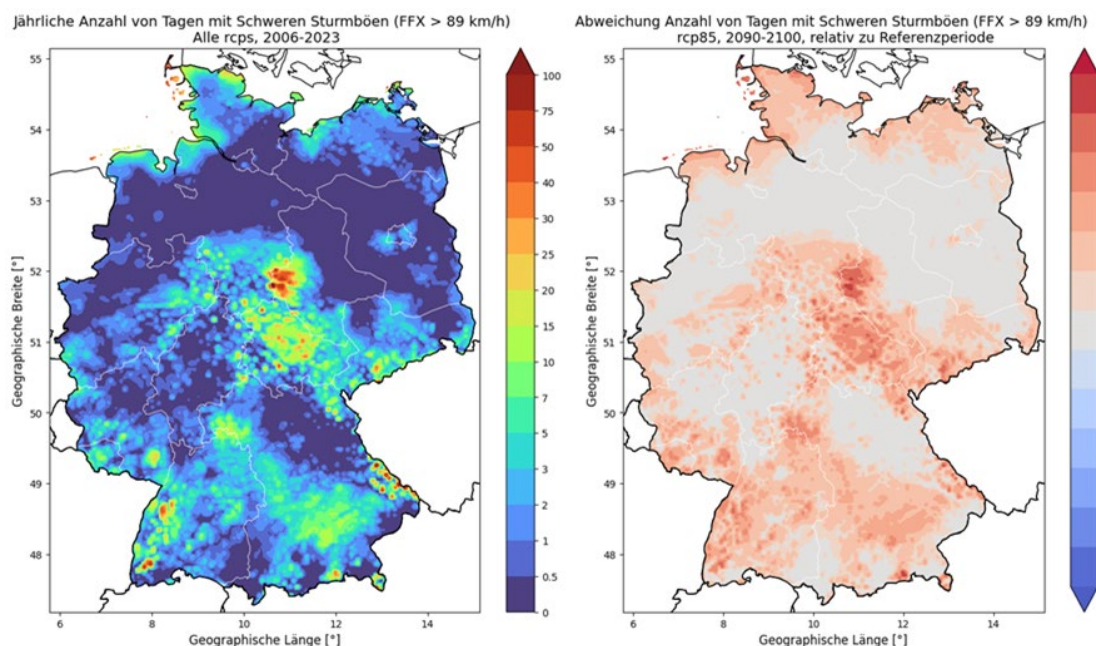


Abbildung 4.1: Jährliche Anzahl von Tagen mit schweren Sturmböen (≥ 89 km/h) unter dem Emissionsszenario RCP8.5 im Jahr 2100 (links) und die Abweichung der Anzahl von Tagen zum Referenzzeitraum (rechts)

Im Emissionsszenario RCP4.5 zeigt sich dagegen bis zum Ende des Jahrhunderts tendenziell eine geringfügige Abnahme der Tage mit schweren Sturmböen (vgl. Abbildung 4.2).

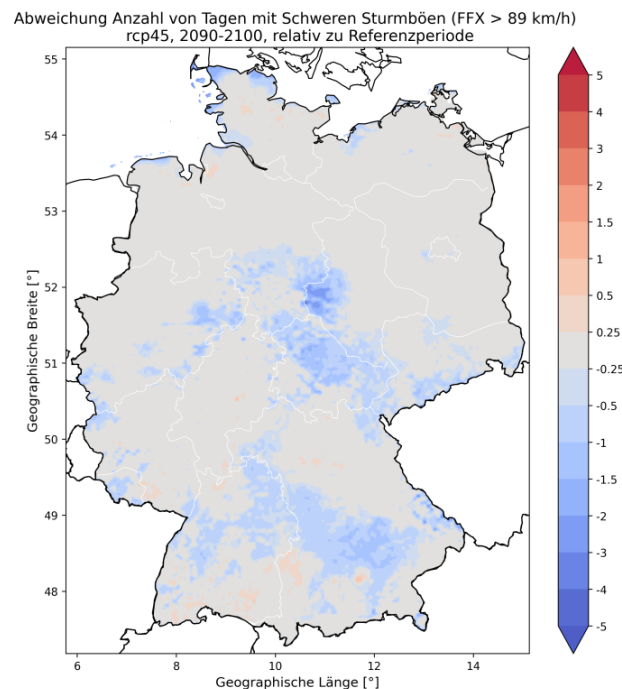


Abbildung 4.2: Änderung der jährlichen Anzahl von Tagen mit schweren Sturmböen (≥ 89 km/h) unter dem Emissionsszenario RCP4.5 im Jahr 2100 gegenüber dem Referenzzeitraum

4.2 Auswirkung auf Betriebsmittel der elektrischen Verteilnetze

Stürme stellen eine wesentliche Gefährdung für elektrische Verteilnetze dar. Die Auswirkungen reichen von kurzfristigen Betriebsstörungen bis hin zu erheblichen Beschädigungen von BM und daraus resultierenden VU. Dabei können Schäden sowohl durch die unmittelbar auf die BM einwirkenden Windkräfte als auch durch umstürzende oder abbrechende Bäume und Äste entstehen. Schäden infolge der auf die Betriebsmittel einwirkender Windkräfte werden im Folgenden nicht betrachtet. Begründet ist dies damit, dass die BM entsprechend der maßgeblichen Normen und Bemessungsgrundlagen für die zu erwartenden Windkräfte ausgelegt sind [30–33]. Das zu bewertende Schadenspotenzial für die Gefährdungsbewertung ergibt sich daher durch umstürzende Bäume und abbrechende Äste. Aus diesem Grund sind die betrachteten BM bei Stürmen Freileitungen, wobei zwischen NS- und MS- Freileitungsabschnitten sowie NS- und MS-Freileitungsmasten unterschieden wird. ONS und KVS wurden ergänzend in der Gefährdungsanalyse betrachtet, aufgrund ihrer Bauweise weisen diese BM gegenüber Stürmen jedoch keine unmittelbare Gefährdung auf.

Freileitungsabschnitten

Bei Freileitungsabschnitten können durch starke Windkräfte Leiterseile in Schwingung geraten oder durch herabfallende Äste und umstürzende Bäume beschädigt werden, wobei Letzteres primär betrachtet wird. Durch herabfallende Äste und umstürzende Bäume können Leiterseile reißen

oder werden vollständig zu Boden gezogen. Beschädigungen der Leiterseile können zu Kurzschlüssen, Erdschlüssen oder Leiterunterbrechungen führen und können dadurch die Abschaltung betroffener Netzabschnitte erforderlich machen. Die Auswirkungen von Stürmen auf Freileitungen sind Abschaltungen der betroffenen Netzabschnitte und VU nachgelagerter Netzbereiche sowie der entsprechenden Kunden. Der Umfang der Auswirkungen von Schäden durch Stürme und möglichen VU hängt dabei maßgeblich von der Netzstruktur, den vorhandenen Umschaltmöglichkeiten und der notwendigen Reparaturzeit ab [59, 61, 104]. Die grundlegenden Schadensmechanismen durch umstürzende Bäume und abbrechende Äste unterscheiden sich dabei nicht zwischen NS und MS.

Freileitungsmaste

Neben den Leiterseilen sind auch Freileitungsmasten erheblichen Beanspruchungen durch Stürme ausgesetzt. Hohe Windgeschwindigkeiten erzeugen Biege- und Torsionskräfte auf die Freileitungsmaste [109, 121]. Zusätzliche Belastungen entstehen, wenn Bäume oder größere Äste gegen die Freileitungsmaste stürzen. Abhängig von Bauart, Material, Alter und Zustand des Freileitungsmastes kann dies zu Verformungen, Fundamentschäden oder im Extremfall zum Umknicken beziehungsweise vollständigen Versagen der Mastkonstruktion führen. Versagt ein Freileitungsmast, sind auch die daran befestigten Freileitungsabschnitte betroffen und es kann zum Reißen oder Herabfallen der Leiterseile sowie zu Kurz- oder Erdschlüssen kommen, wodurch der betroffene Netzabschnitt abgeschaltet werden muss und VU entstehen. Schäden an Freileitungsmasten können in der Regel größere Auswirkungen als reine Schäden an den Freileitungsabschnitten, eben den Leiterseilen auch die tragende Mastkonstruktion repariert oder ersetzt werden muss [61].

4.3 Gefährdungsanalyse

Die methodische Erläuterung der Durchführung der Gefährdungsanalyse für BM elektrischer Verteilnetze ist in Abschnitt 2.2 dargestellt und wird im Folgenden für Stürme durchgeführt. Es werden Einflussfaktoren, die für die Gefährdung durch Stürme maßgeblich sind, identifiziert und analysiert, wie diese miteinander kombiniert werden sowie welche Ergebnisse die Gefährdungsanalyse in den ausgewählten UR ergeben hat.

4.3.1 Identifikation der Einflussfaktoren

Die zur Analyse der Gefährdung von BM elektrischer Verteilnetze gegenüber Stürmen herangezogenen Einflussfaktoren lassen sich in die beiden Kategorien Topographie sowie kritische Bäume unterteilen.

Die **Topographie** des Standortes eines BM beeinflusst maßgeblich die Anfälligkeit gegenüber Stürmen und damit die Beanspruchung von BM sowie der umliegenden Vegetation. Aufgrund von Geländestrukturen können Stürme lokal beschleunigt, umgelenkt oder verstärkt werden,

wodurch sich die Belastung während eines Sturmes deutlich von den großräumigen Windverhältnissen unterscheiden kann. Insbesondere exponierte Geländelagen weisen ein erhöhtes Schadenspotenzial auf [45, 55]. Zur Beschreibung der topographischen Einflüsse werden verschiedene Einflussfaktoren berücksichtigt. Hierzu gehören die mittlere Windgeschwindigkeit, Hanglagen, Kuppen sowie Indizes zur Beschreibung der Windexposition. Die mittlere Windgeschwindigkeit dient dabei der allgemeinen Charakterisierung des Windpotenzials eines Standortes. Sie ermöglicht eine erste Einschätzung der grundsätzlichen Sturmgefährdung, berücksichtigt jedoch keine kleinräumigen Geländeformen. Hanglagen stellen einen weiteren relevanten Einflussfaktor dar, da in Abhängigkeit von Hangneigung, Geländeform und Anströmrichtung lokale Windbeschleunigungen, turbulente Strömungen sowie Böen auftreten können [45]. Kuppen können aufgrund ihrer exponierten Lage ebenfalls erhöhten Windbelastungen ausgesetzt sein. Bei geeigneter Anströmung kann die Strömung über erhöhten Geländeformen beschleunigt werden, sodass lokal höhere Windgeschwindigkeiten als im umliegenden Gelände auftreten können [45, 55]. Ergänzend werden der Windexpositionsindex sowie der Index der Windfluss-Exposition herangezogen. Der Windexpositionsindex beschreibt auf Grundlage des DGM die relative Windexposition eines Standortes gegenüber der umgebenden Topographie. Dabei wird bewertet, in welchem Umfang ein Standort durch umliegende Geländeformen abgeschirmt oder exponiert ist [10, 11]. Der Index der Windfluss-Exposition bewertet die Exposition eines Standortes gegenüber einer vorgegebenen Windrichtung unter Berücksichtigung der lokalen Oberflächenstruktur. Im vorliegenden Ansatz wird hierzu das DOM verwendet, sodass neben dem Gelände auch oberirdische Strukturen wie Gebäude und Vegetation in die Abschirmung einfließen können. Auf diese Weise können insbesondere lokale Expositions- und Windschatteneffekte berücksichtigt werden [52, 90].

Während die Topographie die grundsätzliche Anfälligkeit eines Standortes gegenüber Stürmen beschreibt, stellen umstürzende Bäume die wesentliche unmittelbare Schadensursache bei Stürmen dar. Aus diesem Grund wird die Identifikation **kritischer Bäume** als eigenständiger Einflussfaktor berücksichtigt. Ziel ist es, diejenigen Bäume zu identifizieren, deren Umstürzen eine Beschädigung an den BM verursachen kann. Für Freileitungsabschnitte stellt bereits die Überschneidung mit einem potenziellen Baumfallbereich eine relevante Gefährdung dar, weil bereits ein einzelner umstürzender Baum ausreichen kann, um Leiterseile zu beschädigen. Bei Freileitungsmasten wird dagegen der Abstand zwischen Baum und BM berücksichtigt.

4.3.2 Kombination der Einflussfaktoren

Die zuvor identifizierten Einflussfaktoren werden nicht einzeln bewertet, sondern gemäß der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Methodik durch logische Verknüpfungen zu einer standortspezifischen Gefährdungswahrscheinlichkeit $P(\bar{Z}_{BM})$ zusammengeführt. Die Verknüpfungsstruktur, die Abbildung 4.3 zu entnehmen ist, bildet die vorab beschriebenen Wirkzusammenhänge zwischen Topographie und kritischen Bäumen auf die Gefährdung für NS- und MS-Freileitungsabschnitten gegenüber Stürmen ab.

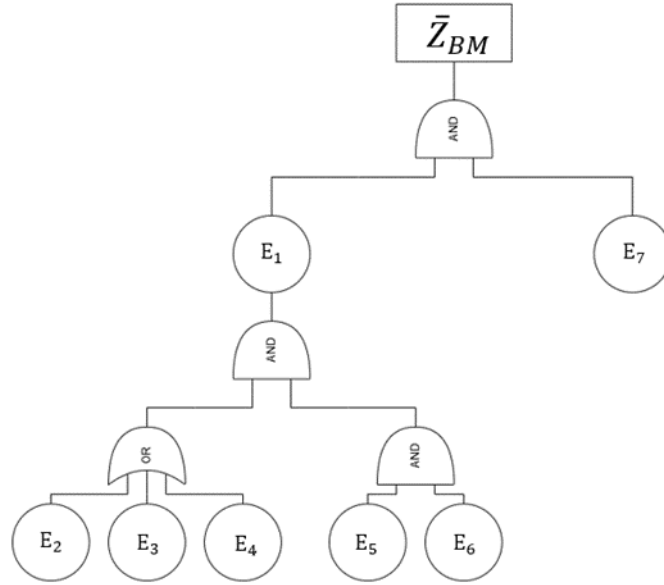


Abbildung 4.3: Verknüpfungsstruktur zur Bestimmung der Gefährdungswahrscheinlichkeit von Niederspannungs- und Mittelspannungsfreileitungsabschnitten bei Stürmen

Der linke Pfad der Verknüpfungsstruktur beschreibt den Einfluss der Topographie (E1) auf die Gefährdungswahrscheinlichkeit. Dabei werden die Einflussfaktoren mittlere Windgeschwindigkeit (E2), Kuppen (E3) und Hanglage (E4) zunächst über eine ODER-Verknüpfung zusammengefasst. Eine erhöhte Gefährdung infolge der Topographie liegt somit vor, wenn mindestens einer dieser Faktoren zutrifft. Zusätzlich dazu werden der Windexpositionsindex (E5) sowie die Exposition gegenüber dem Windfluss (E6) über eine UND-Verknüpfung berücksichtigt. Der Einfluss der Topographie auf die Gefährdungswahrscheinlichkeit ergibt sich folglich aus dem gemeinsamen Auftreten einer erhöhten Windexposition und einer günstigen Windanströmung in Kombination mit mindestens einem der zuvor genannten topographischen Einflussfaktoren. Der rechte Pfad der Verknüpfungsstruktur berücksichtigt die Gefährdung durch kritische Bäume. Für Freileitungsabschnitte wird hierbei identifiziert, ob sich der betrachtete Freileitungsabschnitt innerhalb einer Baumfallkurve befindet (E7). Eine Gefährdung durch kritische Bäume wird nur dann angenommen, wenn diese Bedingung erfüllt ist. Die standortspezifische Gefährdungswahrscheinlichkeit ergibt sich damit aus der Verknüpfung einer topographischen Gefährdung und einer Gefährdung durch kritische Bäume. Unter Verwendung der Gleichungen (4.1) und (4.2) kann die dargestellte Verknüpfungsstruktur zu einer standortspezifischen Gefährdungswahrscheinlichkeit für den Ausfall von NS- und MS-Freileitungsabschnitten infolge von Stürmen zusammengeführt und berechnet werden.

$$P(\bar{Z}_{BM}) = P(E_1 \wedge E_7) \quad (4.1)$$

$$P(E_1) = P((E_2 \vee E_3 \vee E_4) \wedge (E_5 \wedge E_6)) \quad (4.2)$$

Für Punktoobjekte, wie NS- und MS-Freileitungsmaste, wird der rechte Pfad angepasst. Anstelle der Prüfung, ob sich das BM innerhalb der Baumfallkurve befindet (E7), wird das Verhältnis

zwischen der Distanz des BM zum Baum und der potenziellen Fallhöhe des Baumes (E8) herangezogen. Dadurch kann die Gefährdung kritischer Bäume für punktförmige BM differenzierter bewertet werden.

4.3.3 Analyse der Einflussfaktoren

Nachfolgend wird erläutert, wie die einzelnen identifizierten Einflussfaktoren analysiert werden und welche konkreten Grenzwerte sowie Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktionen jeweils ermittelt und festgelegt werden, um die Gefährdung von BM elektrischer Verteilnetze gegenüber Stürmen analysieren zu können.

Topographie

Die mittlere Windgeschwindigkeit beschreibt das allgemeine Windpotenzial eines Standortes und dient als Grundlage für die Bewertung der großräumigen Sturmgefährdung. Hierfür werden Winddaten des Globalen Wind Atlas in einer Höhe von 10 m über Grund verwendet, welche über 10 Jahre gemittelt sind [37, 59]. In Deutschland liegen die mittleren Windgeschwindigkeiten zwischen rund 0,1 und 9,6 m/s. Während dicht bebaute Stadtgebiete überwiegend Werte unter 3 m/s aufweisen, werden in exponierten und windreichen Regionen, beispielsweise im Harz oder in Küstengebieten, Werte über 7 m/s erreicht. Für die Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ werden daher 3 m/s als unterer und 7 m/s als oberer Schwellenwert festgelegt. Zwischen diesen Grenzwerten wird eine lineare Zunahme der Gefährdung mit steigender Windgeschwindigkeit angenommen [59].

Die Hanglage wird auf Grundlage des DGM ermittelt. Hierbei wird für jede Rasterzelle des DGM die Hangneigung in Grad aus den Höhenunterschieden zu den benachbarten Rasterzellen berechnet [91]. Rasterzellen mit einer Neigung von mindestens 15° werden als Hanglagen klassifiziert und in einem binären Raster ausgewiesen. Dieses Raster dient als Eingangsdatensatz für die Gefährdungsanalyse. Da ausschließlich das Vorliegen einer relevanten Hanglage bewertet wird, erfolgt die Abbildung über eine binäre Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion. Standorte ohne Hanglage erhalten keinen zusätzlichen Gefährdungsbeitrag, während Hanglagen als erhöhte Gefährdung berücksichtigt werden [59].

Die Kuppen werden ebenfalls auf Grundlage des DGM ermittelt. Hierbei wird für jede Rasterzelle des DGM die Differenz zwischen der lokalen Geländehöhe und der mittleren Geländehöhe innerhalb eines $500\text{ m} \times 500\text{ m}$ großen Analysefensters um die Rasterzelle berechnet [89]. Rasterzellen, die mindestens 20 m über der mittleren Umgebungshöhe liegen, werden als Kuppen klassifiziert und in einem binären Raster ausgewiesen [39]. Da ausschließlich das Vorliegen einer exponierten Geländestruktur bewertet wird, erfolgt die Abbildung über eine binäre Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$. BM die nicht auf einer Kuppe gelegen sind, haben keinen zusätzlichen Beitrag zur Gefährdung, während die Positionierung auf einer Kuppe als erhöhte Gefährdung

bewertet wird. Dadurch wird berücksichtigt, dass es auf Kuppen aufgrund der fehlenden Abschirmung durch das umliegende Gelände zu erhöhten Windbelastungen kommen kann. Abbildung 4.4 zeigt exemplarisch identifizierte Kuppen [59].

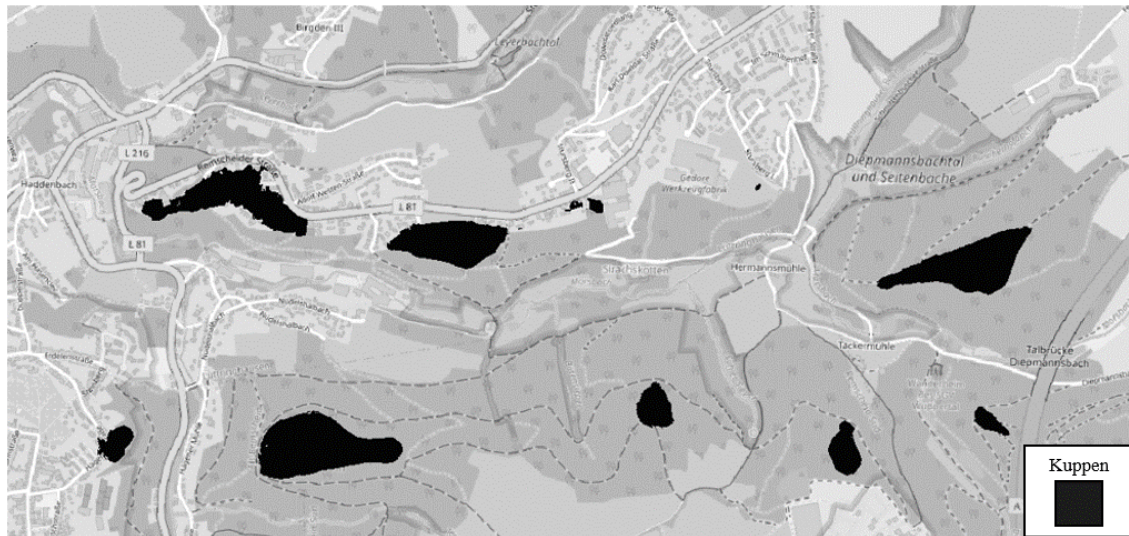


Abbildung 4.4: Exemplarische Darstellung identifizierter Kuppen in einem Untersuchungsgebiet

Der Windexpositionsindex wird auf Grundlage des DGM berechnet [11]. Hierbei wird für jede Rasterzelle des DGM die umgebende Topographie in einem 360°-Umfeld analysiert, um die Abschirmung durch benachbarte Geländeerhebungen zu bestimmen. Der resultierende dimensionslose Index kennzeichnet bei Werten größer als 1 eine erhöhte Windexposition, während Werte kleiner oder gleich 1 auf eine geschützte Lage hinweisen [11]. Für die Gefährdungsanalyse wird der Index binär klassifiziert: Rasterzellen mit Werten größer als 1 werden als windexponiert eingestuft und über die Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ als erhöhter Gefährdungsbeitrag berücksichtigt. Abbildung 4.5 zeigt die identifizierten windexponierten Bereiche in Schwarz [59].



Abbildung 4.5: Räumliche Verteilung der windexponierten Bereiche anhand des Windexpositionsindex

Die Exposition gegenüber dem Windfluss wird auf Grundlage des DOM ermittelt [90]. Das DOM berücksichtigt neben dem Gelände auch Gebäude und Vegetation, sodass die freie Anströmung

eines Standortes gegenüber der vorherrschenden Windrichtung bewertet werden kann [52]. Der resultierende dimensionslose Index liegt zwischen -1 und 1. Werte nahe -1 kennzeichnen stark exponierte Bereiche, während Werte nahe 1 auf eine hohe Abschirmung hinweisen [3, 90]. Für die Gefährdungsbewertung wird der als relevant betrachtete Wertebereich gegenüber der ursprünglichen Indexskala eingeschränkt, indem der untere Grenzwert so gewählt wird, dass nur deutlich windexponierte Standorte berücksichtigt werden. Dadurch soll eine realitätsnähere Abgrenzung potenziell kritischer Bereiche erreicht werden. Die Indexwerte zwischen 0,5 und 1 sind als potenziell windexponierte Bereiche innerhalb dieses Leitfadens angenommen und entsprechend bei der Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ berücksichtigt. Innerhalb dieses Wertebereiches erfolgt eine lineare Abnahme mit zunehmender Abschirmungswirkung. Dadurch werden stark windexponierte Bereiche mit einem höheren Gefährdungsbeitrag bewertet, während Bereiche mit zunehmender Abschirmung einen entsprechend geringeren Beitrag zur Sturmgefährdung liefern [59].

Kritische Bäume

Die Ermittlung schadensrelevanter Vegetation erfolgt auf Grundlage des DOM und DGM. Da die Schäden während eines Sturmes durch umstürzende Bäume verursacht werden, liegt der Schwerpunkt bei der Analyse auf der Identifikation von Vegetationsbeständen mit einem ausreichenden Schadenspotenzial. Durch die Differenzbildung zwischen DOM und DGM werden die Höhen auf der Geländeoberfläche ermittelt, welche neben Vegetation auch bauliche Strukturen wie Gebäude, Brücken sowie Hoch- und Höchstspannungsleitungen umfassen. Um ausschließlich die vegetationsbezogenen Höheninformationen zu erhalten, werden bekannte bauliche Strukturen mithilfe verfügbarer Geodaten identifiziert und aus der Analyse entfernt [54]. Zusätzlich werden um diese bauliche Strukturen Pufferbereiche definiert, um sicherzustellen, dass diese vollständig entfernt werden. Nach der Entfernung dieser Bereiche sind in dem verbleibenden Differenzraster ausschließlich die für die Gefährdungsanalyse relevanten Vegetationen bzw. Vegetationshöhen enthalten.

Zur Identifikation schadensrelevanter Vegetationen wird die UR in Hexagone mit einer Kantenlänge von 10 m unterteilt. Hexagone weisen zu allen sechs Nachbarelementen den gleichen Abstand auf, wodurch richtungsabhängige Verzerrungen reduziert und räumlich zusammenhängende Vegetationsstrukturen gleichmäßiger erfasst werden können [8]. Innerhalb jedes Hexagons werden die Median- und Maximalhöhe der Vegetation bestimmt. Als potenziell schadensrelevant gelten Vegetationen in den Hexagonen mit einer Medianhöhe von mindestens 5 m oder einer Maximalhöhe von mindestens 10 m. Über die Medianhöhe werden zusammenhängende höhere Vegetationsbestände erfasst, während die Maximalhöhe zusätzlich hohe Bäume oder Baumgruppen berücksichtigt [59]. Durch diese Filterung werden Bereiche ausgeschlossen, deren Vegetation aufgrund geringer Höhe oder fehlender räumlicher Ausdehnung keinen relevanten Einfluss auf die Gefährdung gegenüber Stürmen besitzt. Für jedes verbleibende Hexagon wird der höchste

Punkt als potenzieller Baumstandort beziehungsweise als Baumspitze bestimmt. Abbildung 4.6 zeigt exemplarisch die gefilterten Hexagone und die darin identifizierten höchsten Punkte.

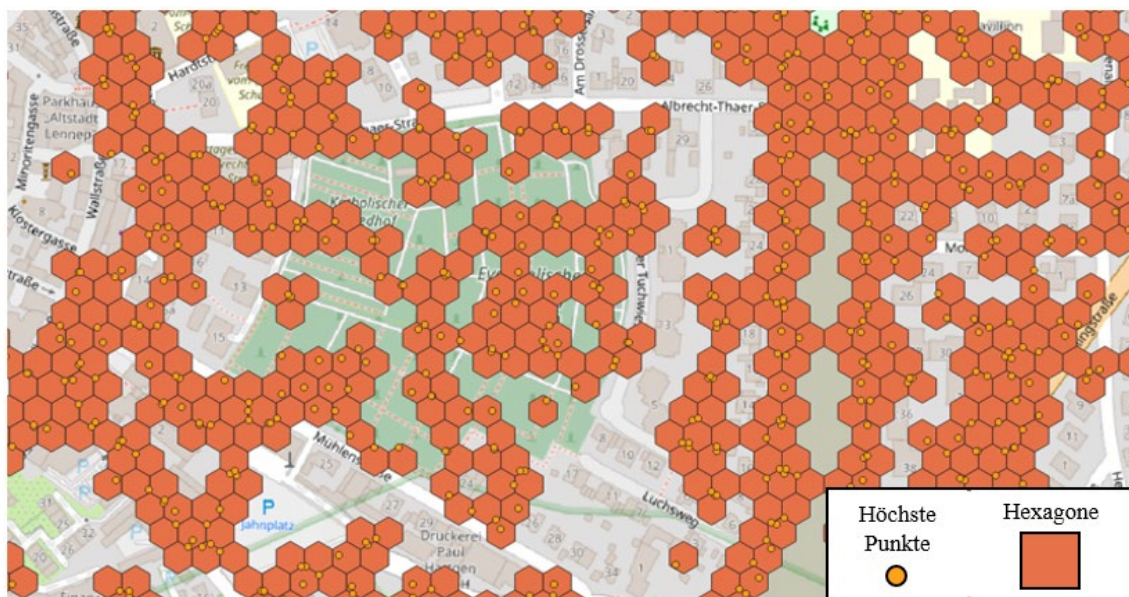


Abbildung 4.6: Darstellung der gefilterten Hexagone und der höchsten Punkte

Ausgehend von diesen identifizierten Baumspitzen werden anschließend potenzielle Baumfallbereiche abgeleitet. Dabei wird angenommen, dass ein Baum grundsätzlich in jede Richtung fallen kann und Hindernisse, welche die Fallrichtung beeinflussen würden, nicht berücksichtigt werden. Die maximale Fallweite wird durch die zuvor ermittelte Höhe bzw. den höchsten Punkten von solchen kritischen Bäumen bestimmt. Durch die Zusammenführung aller einzelnen Fallbereiche entsteht ein räumliches Abbild der durch umstürzende Bäume gefährdeten Bereiche. Abbildung 4.7 stellt die aus der Analyse abgeleiteten Baumfallbereiche kritischer Bäume dar.



Abbildung 4.7: Exemplarische zusammengeführte Baumfallbereiche von kritischen Bäumen

Die resultierenden Baumfallbereiche dienen anschließend als Eingangsdatensatz für die Gefährdungsanalyse und für die Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ für die Bewertung von kritischen Bäumen. Für linienhafte Objekte, wie Freileitungen, erfolgt die Bewertung über eine binäre Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion. Liegt ein Freileitungsabschnitt innerhalb eines potenziellen Baumfallbereiches, wird angenommen, dass bereits ein einzelner umstürzender Baum ausreicht, um eine Beschädigung der Freileitungen zu verursachen. Freileitungsabschnitte außerhalb eines Baumfallbereiches erhalten hingegen keinen zusätzlichen Beitrag zur Gefährdung und sind nicht durch Stürme als gefährdet anzusehen. Für punktförmige Objekte, wie Freileitungsmaste, erfolgt die Bewertung über das Verhältnis zwischen der Entfernung zum identifizierten Baumstandort und der Höhe des kritischen Baumes. Ein Verhältnis nahe 1 kennzeichnet Objekte, die sich in unmittelbarer Nähe des Baumstandortes befinden und somit mit höherer Wahrscheinlichkeit vom Stamm oder stärkeren Astbereichen getroffen werden können. Mit abnehmendem Verhältnis nimmt die potenzielle Schadenswirkung kontinuierlich ab, da zunehmend nur noch äußere Kronenbereiche das Objekt erreichen können. Entsprechend verläuft die Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion logarithmisch abnehmend, wodurch der Einfluss der Baumfallgefahr mit zunehmender Entfernung kontinuierlich reduziert wird [59].

Unsicherheiten und Grenzen der Methode

Die Ergebnisse der Gefährdungsanalyse sind mit Unsicherheiten verbunden, die sowohl aus den verwendeten Geodaten als auch aus den getroffenen methodischen Annahmen resultieren. DGM und DOM bilden die Gelände- und Oberflächenstruktur zum jeweiligen Zeitpunkt der Datenerfassung ab und werden nicht kontinuierlich aktualisiert. Insbesondere bei der Analyse der Vegetation können sich daher Abweichungen gegenüber dem tatsächlichen Zustand ergeben, insbesondere durch das fortlaufende Wachstum der Vegetation. Darüber hinaus können Unsicherheiten in der räumlichen Auflösung und Höhengenaugigkeit der Datensätze sowie zeitlich unterschiedliche Erfassungsstände der verwendeten Geodaten die Ergebnisse beeinflussen. Die aus DOM und DGM abgeleiteten Vegetationsbestände stellen daher eine näherungsweise Abbildung der zum Erfassungszeitpunkt vorhandenen Vegetation dar. Bei der Ermittlung kritischer Bäume sind darüber hinaus ausschließlich geometrische Eigenschaften der Vegetation berücksichtigt. Informationen zur Baumart, zum Gesundheitszustand, zur Standfestigkeit, zur Bodenbeschaffenheit oder zum Wurzelraum liegen nicht flächendeckend vor und werden daher nicht berücksichtigt. Darüber hinaus wird vereinfachend angenommen, dass ein identifizierter Baum grundsätzlich in jede Richtung fallen kann und seine maximale Fallweite seiner ermittelten Höhe entspricht. Abschirmende oder die Fallrichtung beeinflussende Objekte wie benachbarte Bäume oder Gebäude bleiben unberücksichtigt. Auch die Aggregation der Vegetation in Hexagone sowie die Verwendung von Median- und Maximalhöhen können dazu führen, dass einzelne Bäume nicht eindeutig erfasst oder Vegetationsstrukturen vereinfacht dargestellt werden.

Die Ergebnisse sind daher als räumliche Vorauswahl potenziell sturmgefährdeter Standorte und BM zu verstehen und nicht als abschließende Bewertung der tatsächlichen Ausfallwahrscheinlichkeit. Insbesondere vor der Umsetzung von PM sollte die anhand der Geodaten identifizierte Gefährdung durch eine Vor-Ort-Prüfung der B; verifiziert und hinsichtlich der tatsächlichen Vegetationssituation, der lokalen Topographie sowie weiterer standortspezifischer Randbedingungen bewertet werden.

4.3.4 Ergebnisse der Gefährdungsanalyse

Die Gefährdungsanalyse ist in sechs UR durchgeführt, die sich hinsichtlich ihrer siedlungsstrukturellen und naturräumlichen Eigenschaften unterscheiden (vgl. Tabelle 2.7). Dadurch werden sowohl stark urban geprägte Gebiete mit hohem Versiegelungsgrad als auch ländlich geprägte Regionen mit geringer Bebauungsdichte sowie unterschiedlich topographie- und gewässergeprägte Regionen berücksichtigt. Die Ergebnisse sind in Abbildung 4.8 als prozentuale Verteilung der Gefährdungswahrscheinlichkeit je Betriebsmittelgruppe und UR dargestellt. Betrachtet werden die BM ONS, KVS, NS- und MS-Freileitungsabschnitte sowie NS- und MS-Freileitungsmaste gegenüber Stürmen.

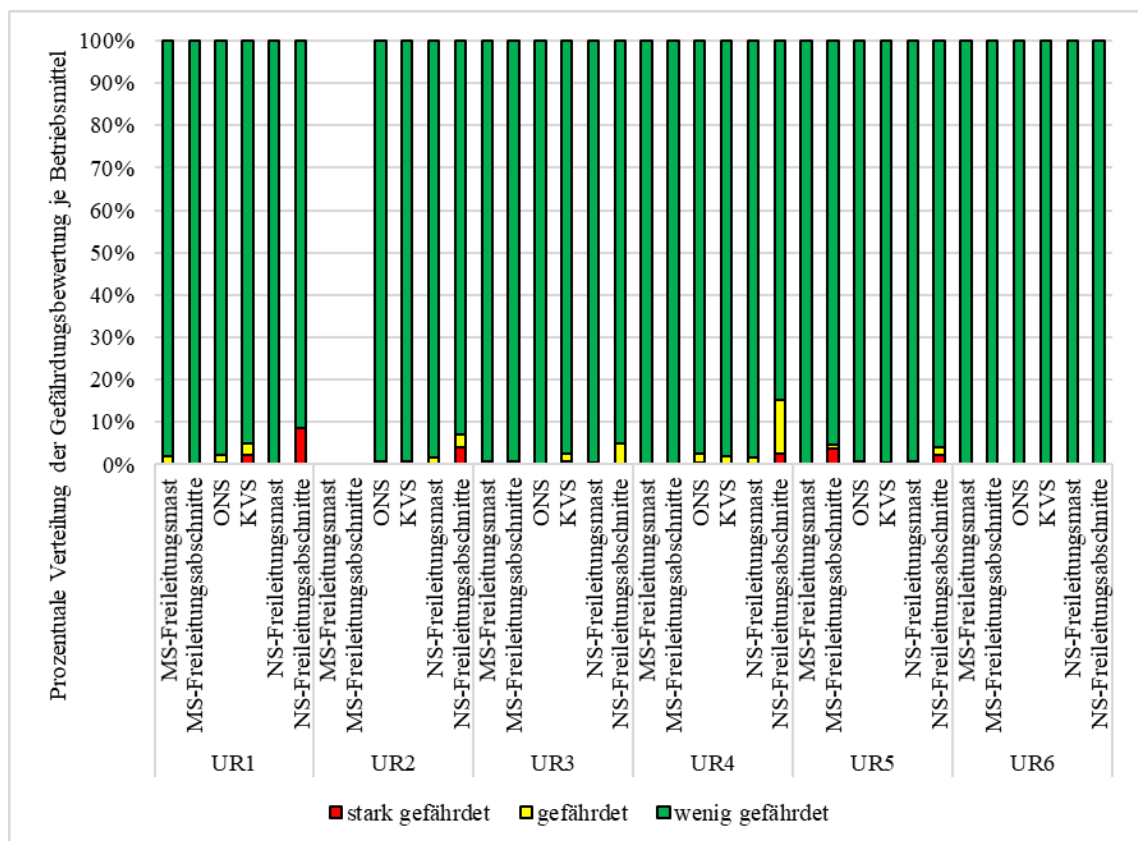


Abbildung 4.8: Prozentuale Verteilung der Gefährdung verschiedener Betriebsmittel und Untersuchungsregionen gegenüber Stürmen

Dargestellt sind die Kategorien stark gefährdet, gefährdet und wenig gefährdet. Die Auswertung zeigt deutlich, dass der überwiegende Anteil der betrachteten BM in allen UR als wenig gefährdet eingestuft wird. Gleichzeitig treten bei einzelnen Betriebsmitteltypen und UR nur kleine Anteile

gefährdeter beziehungsweise stark gefährdeter BM auf. Die Gefährdung ist somit räumlich und objektbezogen konzentriert und verteilt sich nicht gleichmäßig auf alle BM. Über alle UR hinweg weisen insbesondere ONS, KVS sowie MS-Freileitungsabschnitte einen sehr hohen Anteil wenig gefährdeter BM auf. Dagegen zeigen NS-Freileitungsmasten sowie in geringerem Umfang MS-Freileitungsmasten erhöhte Anteile in den Kategorien „gefährdet“ und „stark gefährdet“. Dies ist darauf zurückzuführen, dass diese BM unmittelbar von umstürzenden Bäumen getroffen werden können und aufgrund ihrer offenen Bauweise eine höhere Exposition gegenüber Stürmen besitzen. Für MS-Freileitungsabschnitte ist die Gefährdung insgesamt geringer als bei NS-Freileitungsabschnitten, da diese nur dann als gefährdet eingestuft werden, wenn sie innerhalb einer Baumfallfläche liegen. Die erhöhte Gefährdung von NS-Freileitungsmasten und NS-Freileitungsabschnitten ist dabei wahrscheinlich auf ein seltener durchgeführtes Vegetationsmanagement zurückzuführen. Zwischen den UR bestehen erkennbare Unterschiede hinsichtlich der Gefährdung der betrachteten BM. Diese lassen sich auf die in Tabelle 2.7 dargestellten naturräumlichen und siedlungsstrukturellen Eigenschaften zurückführen. Besonders die waldgeprägten UR3, UR5 und UR6 weisen erhöhte Anteile gefährdeter BM auf. Der größere Anteil an Waldbeständen führt zu einer höheren Anzahl kritischer Bäume und damit zu einer erhöhten Wahrscheinlichkeit, dass BM innerhalb von Baumfallbereichen liegen. In UR1 treten ebenfalls erhöhte Gefährdungen auf, was auf das Zusammenwirken einer ausgeprägten Topographie mit vorhandenen Waldflächen und Freileitungstrassen zurückzuführen ist. Demgegenüber weisen die überwiegend städtisch geprägten UR2 und UR4 die geringsten Gefährdungsanteile auf. Hier reduzieren die geringeren Waldanteile sowie der höhere Verkabelungsgrad die Gefährdung. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass die Sturmgefährdung nicht allein vom betrachteten Betriebsmitteltyp abhängt, sondern maßgeblich durch die Eigenschaften der jeweiligen UR beeinflusst wird. Insbesondere ein hoher Waldanteil sowie topographische Gegebenheiten erhöhen das Gefährdungspotenzial, während städtisch geprägte und stärker verkabelte Netzgebiete insgesamt geringere Gefährdungen aufweisen. Unabhängig von der UR sind insbesondere Freileitungsmasten aufgrund ihrer unmittelbaren Exposition gegenüber umstürzenden Bäumen stärker gefährdet als überwiegend geschützte BM wie ONS oder KVS.

Die in Abschnitt 2.2 beschriebene Gefährdungsheatmap ist in der Abbildung 4.9 und der Abbildung 4.10 für Punkt- und Linienbetriebsmittel für Stürme dargestellt. Die Gefährdungsheatmap zeigt die räumliche Verteilung der Gefährdung gegenüber Stürmen innerhalb einer UR. Der überwiegende Teil der UR wird als wenig gefährdet eingestuft. Bereiche mit einer erhöhten beziehungsweise starken Gefährdung treten dagegen nur lokal begrenzt auf. Die erhöhten Gefährdungen konzentrieren sich insbesondere auf Waldränder, bewaldete Hanglagen sowie Bereiche mit einer hohen Dichte potenziell schadensrelevanter Bäume. Diese Bereiche weisen aufgrund der Kombination aus kritischen Bäumen und topographischer Gefährdung ein gesteigertes Potenzial für Baumfallbereiche auf. Demgegenüber sind Freiflächen sowie dicht bebaute Siedlungsbereiche

überwiegend als wenig gefährdet klassifiziert, da dort entweder keine ausreichend hohen Vegetationsbestände vorhanden sind oder die potenziellen Baumfallbereiche deutlich geringer ausfallen.

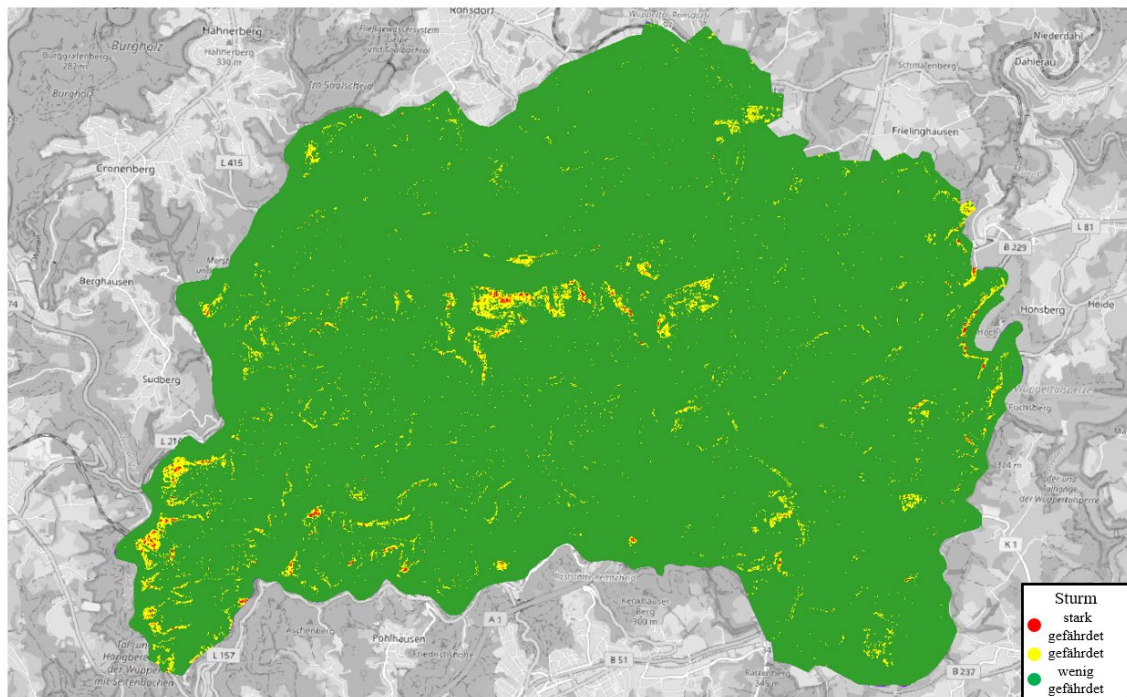


Abbildung 4.9: Gefährdungsheatmap gegenüber Stürmen für Punktobjekte elektrischer Verteilnetze in einer Untersuchungsregion

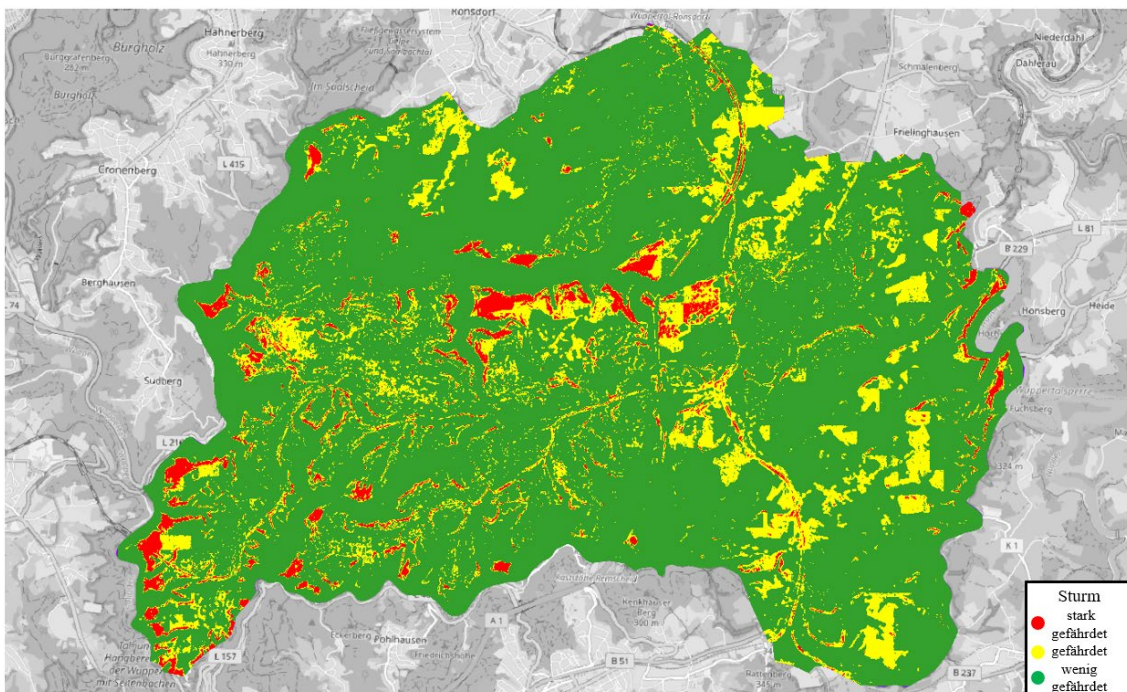


Abbildung 4.10: Gefährdungsheatmap gegenüber Stürmen für Linienobjekte elektrischer Verteilnetze in einer Untersuchungsregion

Beim Vergleich beider Gefährdungsheatmaps ist zudem die unterschiedliche Bewertung von kritischen Bäumen zwischen Punkt- und Linienobjekten ersichtlich. Die Gefährdung für Linienobjekte ist wesentlich höher bzw. es sind wesentlich mehr Flächen im Vergleich als stark gefährdet gekennzeichnet. Bei Linienobjekten genügt bereits ein umstürzender Baum auf das BM, während bei Punktobjekten das Distanz-Höhen-Verhältnis zur Bewertung herangezogen wird, wodurch nur nahe gelegene Bäume als besonders kritisch eingestuft werden.

4.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im Folgenden werden ausgewählte PM zum Schutz der BM gegenüber Stürmen hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. Grundlage der Bewertung bildet das KNV nach Kapitel 2.3, bei dem die Investitionskosten den durch die PM vermiedenen Schadenskosten gegenübergestellt werden. Die Analyse erfolgt in zwei Stufen: zunächst ohne Diskontierung unter der Annahme eines unmittelbar eintretenden Ereignisses, anschließend als Barwertbetrachtung nach Abschnitt 2.3, in der die zeitliche Diskontierung und die Eintrittshäufigkeiten unterschiedlicher Ereignisintensitäten berücksichtigt werden. Für Freileitungsabschnitte wird aufgrund ihrer individuell berücksichtigten Längen die Mediane der KNV ausgewertet. Aufgrund der unterschiedlichen Länge der Freileitungsabschnitte ergeben sich individuelle Asset-, Maßnahmen- und volkswirtschaftliche Schadenskosten und damit unterschiedliche KNV. Für Freileitungsmaste erfolgt dagegen keine individuelle Berücksichtigung der angrenzenden Freileitungslängen. Stattdessen wird angenommen, dass beim Rückbau eines Freileitungsmastes insgesamt 200 m Freileitung verkabelt werden. Dieser Wert entspricht der mittleren an einem Freileitungsmaste angeschlossenen Freileitungslänge in Nieder- und Mittelspannungsnetzen und wurde aus den für die Untersuchungsregionen vorliegenden Betriebsmitteldaten als repräsentativer Wert abgeleitet.

Sturmspezifische Eingangsparameter

Nachfolgend werden ausgewählte PM zum Schutz der BM gegenüber Stürmen erläutert, eine Übersicht aller PM mit den zugehörigen Kosten und der jeweiligen Maßnahmeneffektivität ist in Tabelle 4.1 dargestellt. Unterschieden wird dabei zwischen Investitions- sowie jährlichen Kosten und zwischen Freileitungsabschnitten und Freileitungsmasten.

Tabelle 4.1: Präventionsmaßnahmen gegenüber Stürmen für Freileitungsmaste sowie Freileitungsabschnitte elektrischer Verteilnetze

PM	Investitionskosten Freileitungsmaste	Jährliche Kosten Freileitungsmaste	Investitionskosten Freileitungsabschnitte	Jährliche Kosten Freileitungsabschnitte	Maßnahmeneffektivität
PM1		60 €/a		300 €/km·a	70 %
PM2	44.000 €		220 €/m		90 %

Das Vegetationsmanagement an Freileitungsmasten bzw. Freileitungsabschnitten der Mittel- und Niederspannung (PM1) reduziert die Gefährdung durch Stürme, indem die Vegetation im Umfeld der Freileitungen regelmäßig zurückgeschnitten wird. Dadurch wird das Risiko von Schäden infolge umstürzender Bäume oder herabfallender Äste verringert. Die PM weist eine Maßnahmeneffektivität von 70 % auf. Für das Vegetationsmanagement fallen keine Investitionskosten an und die jährlichen Kosten betragen 60 € je Freileitungsmast bzw. $300 \frac{\text{€}}{\text{km} \cdot \text{a}}$ je Freileitungsabschnitt.

Die Verkabelung von einem Freileitungsmast bzw. eines Freileitungsabschnittes der Mittel- und Niederspannung (PM2) stellt eine dauerhafte Reduzierung der Gefährdung gegenüber Stürmen sicher. Hierbei wird ein einzelner Freileitungsmast zurückgebaut und die an den Freileitungsmast angrenzenden Freileitungsabschnitte durch Erdkabel ersetzt, aus diesem Grund beträgt die Maßnahmeneffektivität der PM 90 %. Aufgrund der Wurzelwerke von Bäumen und einer damit verbleibenden Gefährdung gegenüber Stürmen beträgt die Maßnahmeneffektivität nicht 100 %. Für die Umsetzung der PM fallen Investitionskosten in Höhe von 44.000 € je Freileitungsmast an, diese setzen sich aus den Kosten für die Verkabelung der an den Freileitungsmast angrenzenden Freileitungsabschnitte zusammen. Für Freileitungsabschnitte betragen die Investitionskosten der Verkabelung 220 €/m.

Die Aus-Dauer der betrachteten BM infolge von Stürmen setzt sich aus den drei Komponenten Personalverfügbarkeit, Beseitigungsdauer und der anschließenden Reparaturzeit zusammen. Die Personalverfügbarkeit beschreibt den Zeitraum bis zur Bereitstellung geeigneter Einsatzkräfte, während die Beseitigungsdauer den Zeitraum umfasst, der zur Beseitigung umgestürzter Bäume notwendig ist. Die Reparaturzeit beinhaltet die Instandsetzung oder den Austausch beschädigter Komponenten eines BM oder die Neuerrichtung bei vollständiger Zerstörung. Für Freileitungsmaste sowie Freileitungsabschnitte wird im Rahmen des Leitfadens eine maximale Gesamtausfallzeit von 9 h angesetzt. Die Assetkosten der BM sind darüber hinaus im Anhang in Abschnitt 10.1 in Tabelle 10.1 aufgeführt.

Ergebnisse Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im Folgenden werden die betrachteten PM anhand ihres KNV ohne und mit Diskontierung bewertet. Bei der Betrachtung ohne Diskontierung wird ein unmittelbar eintretender Sturm angenommen. Die Kosten der jeweiligen PM werden dem dadurch vermiedenen Asset- und volkswirtschaftlichen Schadenskosten infolge nicht fristgerecht gelieferter Energie gegenübergestellt, eine Diskontierung zukünftiger Zahlungsströme erfolgt nicht. Bei der Betrachtung mit Diskontierung werden zusätzlich die Betroffenheit der BM, die Eintrittshäufigkeit von Stürmen sowie die zeitliche Diskontierung der Kosten berücksichtigt. Die zugrunde liegende Berechnungsmethode ist in Abschnitt 2.3 beschrieben. Die Bewertung erfolgt für die Leiterquerschnitte AL25, AL70 und AL90 im NS-Netz sowie AL35, AL70 und AL95 im MS-Netz.

Niederspannung

Die Abbildung 4.11 zeigt das KNV von PM1 (Vegetationsmanagement) gegenüber Stürmen für NS-Freileitungsabschnitte und NS-Freileitungsmaste ohne Berücksichtigung einer Diskontierung. Für alle betrachteten Leiterquerschnitte liegt das KNV deutlich über 1, sodass PM1 sowohl für Freileitungsabschnitte als auch für Freileitungsmaste durchgängig wirtschaftlich ist. Dabei nimmt das KNV von AL25 über AL70 bis AL90 zu. Bei den Freileitungsmasten steigt es bspw. von 47 für AL25 über 68 für AL70 auf 79 für AL90. Ursache für die zunehmende Wirtschaftlichkeit sind die mit dem Leiterquerschnitt steigenden volkswirtschaftlichen Schadenskosten, während die jährlichen Kosten des Vegetationsmanagements vergleichsweise gering beziehungsweise je Freileitungsmast unabhängig von der Leitungsdimensionierung konstant bleiben.

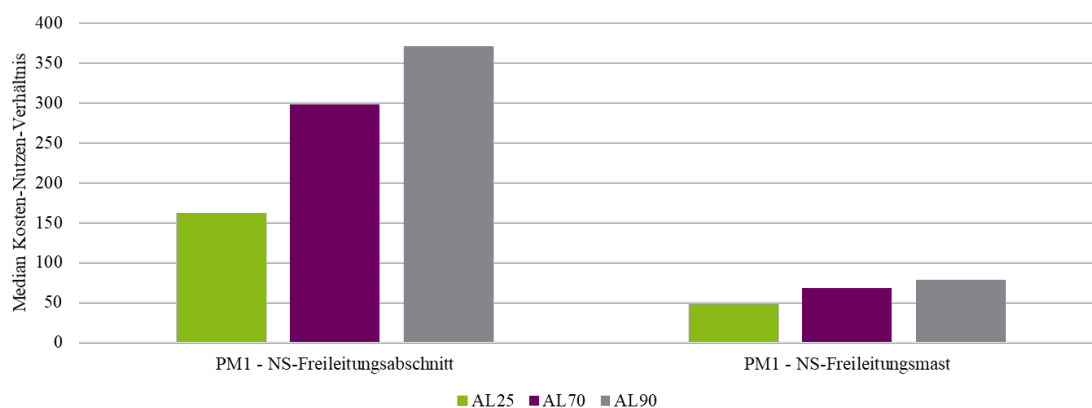


Abbildung 4.11: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme Vegetationsmanagement von NS-Freileitungsabschnitten und NS-Freileitungsmaste gegenüber Stürmen ohne Diskontierung

Die Abbildung 4.12 zeigt das KNV von PM2 (Verkabelung). Für NS-Freileitungsabschnitte liegt das KNV bei AL25 und AL70 unter 1, während für AL90 ein KNV größer 1 erreicht wird. Die Verkabelung von Freileitungsabschnitten ist unter den gewählten Randbedingungen somit nur für den größten betrachteten Leiterquerschnitt wirtschaftlich. Die mit zunehmendem Leiterquerschnitt steigenden vermiedenen Schadenskosten reichen bei AL25 und AL70 nicht aus, um die hohen Investitionskosten der Verkabelung auszugleichen.

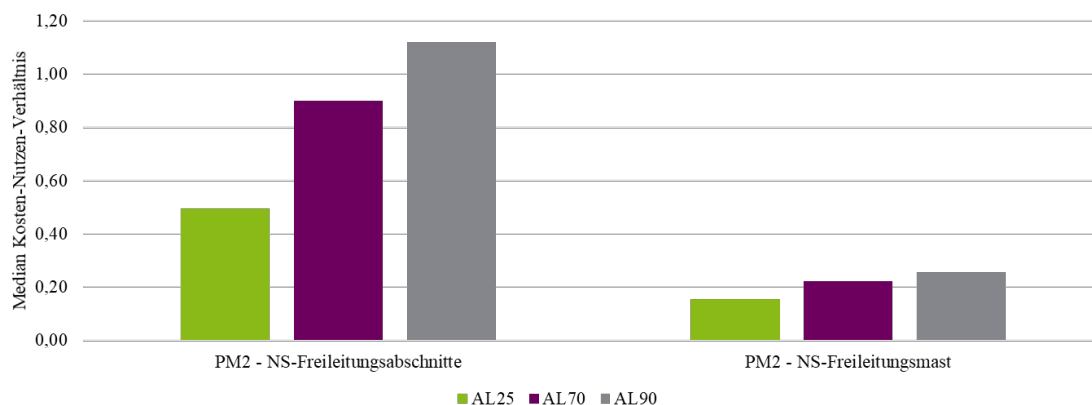


Abbildung 4.12: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme Verkabelung von NS-Freileitungsabschnitten und NS-Freileitungsmaste gegenüber Stürmen ohne Diskontierung

Für NS-Freileitungsmaste liegt das KNV von PM2 bei allen betrachteten Leiterquerschnitten deutlich unter 1. Es steigt zwar von 0,16 für AL25 über 0,22 für AL70 auf etwa 0,26 für AL90, dennoch ist die Verkabelung für keine der untersuchten Leitungsdimensionierungen wirtschaftlich. Die vermiedenen Asset- und volkswirtschaftlichen Schadenskosten können die Investitionskosten für den Rückbau des Freileitungsmastes und die Verkabelung der angrenzenden Freileitungsabschnitte nicht ausgleichen.

Zusammenfassend stellt das Vegetationsmanagement für NS-Freileitungsabschnitte und -maste aufgrund seiner geringen jährlichen Kosten eine durchgängig wirtschaftliche PM dar. Die Wirtschaftlichkeit der Verkabelung hängt dagegen sowohl von der Art des betrachteten BM als auch vom Leiterquerschnitt ab. Während sie für Freileitungsabschnitte bei AL90 wirtschaftlich ist, wird für Freileitungsmaste bei keiner Leitungsdimensionierung ein KNV größer 1 erreicht. Für beide PM verbessert sich das KNV mit zunehmendem Leiterquerschnitt, da höhere volkswirtschaftliche Schadenskosten vermieden werden können.

Unter Berücksichtigung einer Diskontierung (siehe Anhang Abschnitt 10.3; Abbildung 10.9 - Abbildung 10.12 Abbildung 10.8) bestätigt sich diese grundsätzliche Wirtschaftlichkeitsbewertung. PM1 bleibt für alle betrachteten Freileitungsabschnitte und -maste wirtschaftlich. PM2 erreicht bei den Freileitungsabschnitten im Median weiterhin nur für AL90 ein KNV größer 1, während sie bei den Freileitungsmasten gesamtheitlich nicht wirtschaftlich ist. Die Streuung der KNV ist insbesondere auf die regional variierende Häufigkeit von Stürmen zurückzuführen. Bei Freileitungsabschnitten wirken sich zusätzlich die unterschiedlichen Abschnittslängen aus, während bei der mastbezogenen Bewertung (Entfernung eines Mastes) ein einheitlich zu verkabelnder Freileitungsabschnitt von 200 m angesetzt wird. In einzelnen UR mit hoher Sturmhäufigkeit kann daher auch die Verkabelung kleinerer Leiterquerschnitte wirtschaftlich sein. Insgesamt verändert eine Diskontierung die grundlegende Bewertung nicht, verdeutlicht jedoch den Einfluss standortspezifischer Randbedingungen auf das KNV.

Mittelspannung

Die Abbildung 4.13 zeigt das KNV von PM1 (Vegetationsmanagement) gegenüber Stürmen für MS-Freileitungsabschnitte und MS-Freileitungsmaste ohne Berücksichtigung einer Diskontierung. Für alle betrachteten Leiterquerschnitte liegt das KNV deutlich über 1, sodass PM1 für beide Betriebsmittelgruppen durchgängig wirtschaftlich ist. Bei den Freileitungsabschnitten steigt der Median des KNV von rund 14.000 für AL25 über etwa 21.000 für AL70 auf rund 26.000 für AL95. Für die Freileitungsmaste erhöht sich das KNV von rund 950 für AL35 über etwa 1.400 für AL70 auf rund 1.750 für AL95. Die zunehmende Wirtschaftlichkeit ist auf die mit dem Leiterquerschnitt steigenden volkswirtschaftlichen Schadenskosten zurückzuführen, während die jährlichen Kosten des Vegetationsmanagements vergleichsweise gering beziehungsweise je Freileitungsmast konstant bleiben.

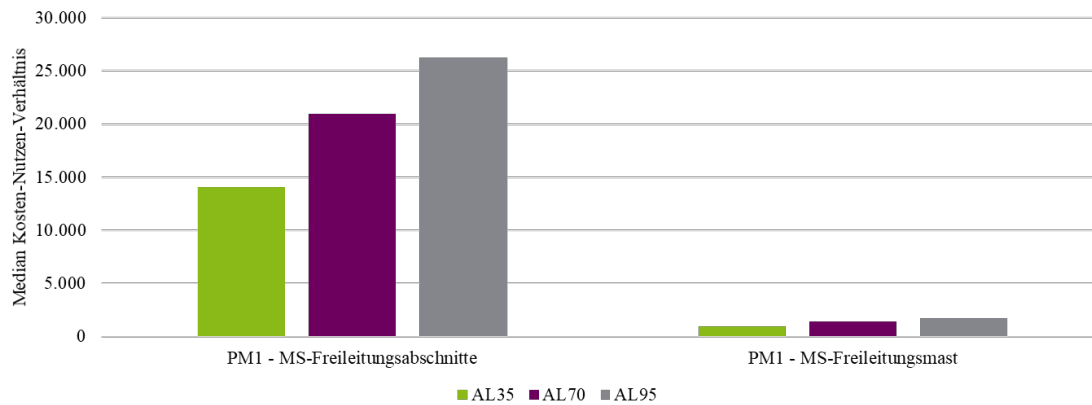


Abbildung 4.13: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme Vegetationsmanagement von MS-Freileitungsabschnitten und MS-Freileitungsmaste gegenüber Stürmen ohne Diskontierung

Die Abbildung 4.14 zeigt das KNV von PM2 (Verkabelung). Auch diese PM ist für alle betrachteten MS-Freileitungsabschnitte und MS-Freileitungsmaste wirtschaftlich. Bei den Freileitungsabschnitten steigt der Median des KNV von rund 6 für AL25 über etwa 9 für AL70 auf rund 12 für AL95. Für die Freileitungsmaste erhöht sich das KNV von rund 2,4 für AL35 über etwa 3,6 für AL70 auf rund 4,5 für AL95. Die vermiedenen Asset- und volkswirtschaftlichen Schadenskosten übersteigen somit bei allen betrachteten Leiterquerschnitten die Investitionskosten der Verkabelung. Trotz der hohen einmaligen Investitionskosten verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der PM mit zunehmendem Leiterquerschnitt.

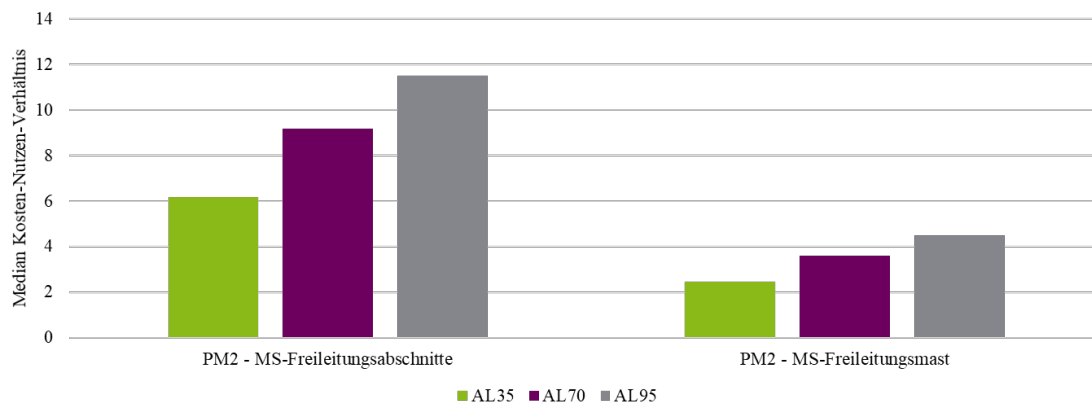


Abbildung 4.14: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme Verkabelung von MS-Freileitungsabschnitten und MS-Freileitungsmaste gegenüber Stürmen ohne Diskontierung

Zusammenfassend sind sowohl das Vegetationsmanagement als auch die Verkabelung für alle betrachteten MS-Freileitungsabschnitte und MS-Freileitungsmaste wirtschaftlich. PM1 weist aufgrund der geringen jährlichen Kosten deutlich höhere KNV als PM2 auf. Für beide PM und Betriebsmittelgruppen steigt das KNV mit zunehmendem Leiterquerschnitt, da bei größeren Leitungsdimensionierungen höhere Asset- und volkswirtschaftliche Schadenskosten vermieden werden können.

Unter Berücksichtigung der Diskontierung (siehe Anhang Abschnitt 10.3; Abbildung 10.13 bis Abbildung 10.16) bestätigt sich die grundsätzliche Wirtschaftlichkeitsbewertung. Sowohl PM1

als auch PM2 weisen weiterhin KNV größer als 1 auf. Die Streuung der Ergebnisse ist insbesondere auf die regional variierende Sturmhäufigkeit zurückzuführen. Bei den Freileitungsabschnitten wirken sich zusätzlich die unterschiedlichen Abschnittslängen auf die Asset-, Maßnahmen- und volkswirtschaftlichen Kosten aus. Bei der mastbezogenen Bewertung ist dieser Einfluss geringer, da je Freileitungsmast ein einheitlich zu verkabelnder Freileitungsabschnitt von 200 m angesetzt wird. Insgesamt bleiben beide Maßnahmen auch unter Berücksichtigung der Diskontierung wirtschaftlich, wobei die Höhe des KNV von den standortspezifischen Randbedingungen beeinflusst wird.

4.5 Zuverlässigkeitsanalyse

Im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalyse wird untersucht, welchen Einfluss Stürme und die Umsetzung von PM auf die Versorgungszuverlässigkeit der betrachteten Mittelspannungsnetze haben. Hierzu werden die gegenüber Stürmen betroffenen MS-Freileitungen in UR1 und UR3/5 berücksichtigt. Die Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit werden anhand des ASIDI bewertet. Ein steigender ASIDI kennzeichnet eine Zunahme der mittleren jährlichen Versorgungsunterbrechungsdauer und damit eine Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit. Neben dem Referenzzeitraum werden die Zeithorizonte 2050 und 2100 unter den Klimaszenarien RCP4.5 und RCP8.5 betrachtet. Für jeden Betrachtungsfall werden drei Varianten unterschieden: ein Sturmereignis ohne Umsetzung von PM, die Umsetzung von PM ausschließlich an den gemäß der Wirtschaftlichkeitsanalyse wirtschaftlichen Freileitungsabschnitten sowie die Umsetzung an allen betrachteten Freileitungsabschnitten. Als wirtschaftlich gelten dabei Standorte, für die in Abschnitt 4.4 ein KNV größer als 1 ermittelt ist. Die berücksichtigte PM für die Freileitungen ist die Verkabelung mit dem Zielbild eines VPE-Kabels. Die Aus-Dauer der Freileitungen beträgt gemäß Abschnitt 4.4 9 h.

Referenzzeitraum

Abbildung 4.15 zeigt die ASIDI-Werte von UR1 und UR3/5 für den Ausgangszustand ohne Berücksichtigung von Stürmen sowie für den Referenzzeitraum mit und ohne PM. Im Ausgangszustand beträgt der ASIDI in UR1 10,0 min/a und in UR3/5 7,1 min/a. UR1 weist damit bereits ohne die zusätzliche Berücksichtigung von Stürmen eine geringere Versorgungszuverlässigkeit als UR3/5 auf. Werden Stürme ohne die Umsetzung von PM berücksichtigt, steigt der ASIDI in UR1 auf 19,0 min/a und in UR3/5 auf 13,2 min/a. Gegenüber dem Ausgangszustand entspricht dies einer Zunahme um 9,0 min/a in UR1 beziehungsweise 6,1 min/a in UR3/5. Der ASIDI erhöht sich damit in beiden UR deutlich. Die Ergebnisse zeigen, dass Stürme einen wesentlichen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit der betrachteten Netze besitzen. Bei einer Umsetzung der PM ausschließlich an den gemäß der Wirtschaftlichkeitsanalyse wirtschaftlichen Standorten verringert sich der ASIDI auf 16,9 min/a in UR1 und 12,4 min/a in UR3/5. Gegenüber dem Fall ohne PM entspricht dies einer Reduktion um 2,1 min/a beziehungsweise 0,8 min/a. Die Umsetzung an

den wirtschaftlichen Standorten verbessert die Versorgungszuverlässigkeit somit in beiden UR, kann den durch Stürme verursachten Anstieg des ASIDI jedoch nicht vollständig ausgleichen. Die stärkste Verringerung wird durch die Umsetzung der PM an allen betroffenen Freileitungsabschnitten erreicht. Der ASIDI sinkt hierbei auf 16,0 min/a in UR1 und 7,0 min/a in UR3/5. Während in UR1 weiterhin eine deutliche Differenz gegenüber dem Ausgangszustand ohne Sturm verbleibt, wird der ursprüngliche ASIDI in UR3/5 nahezu vollständig wieder erreicht. Die Ergebnisse verdeutlichen, dass der Umfang der Umsetzung von PMs in UR3/5 einen wesentlich stärkeren Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit hat als in UR1. Zurückzuführen ist dies auf die unterschiedlichen Anteile von Freileitungen und Betroffenheiten gegenüber Stürmen der beiden MS-Netze in den URs.

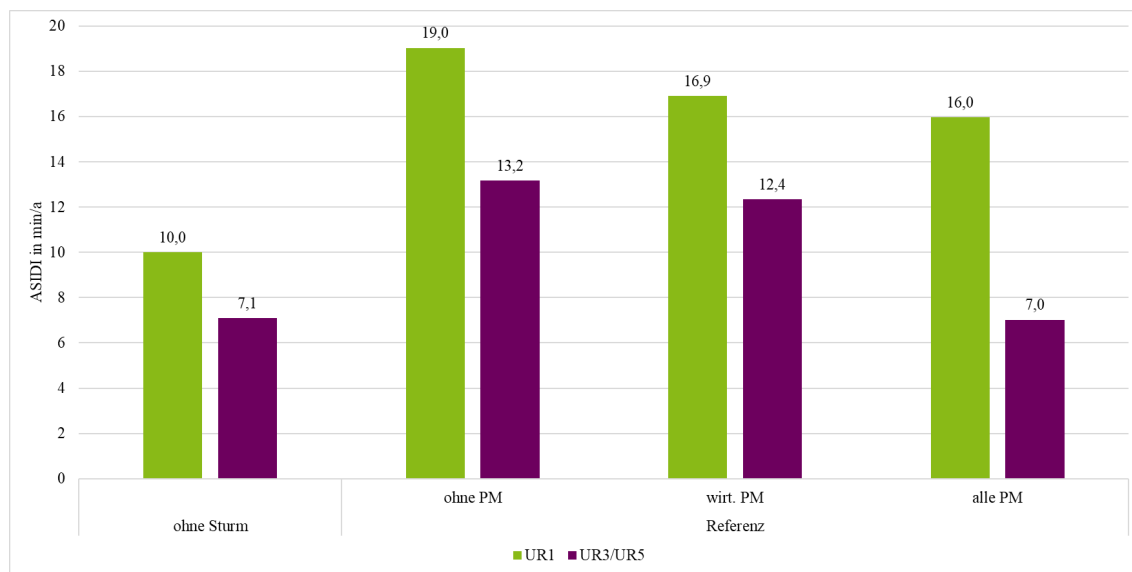


Abbildung 4.15: ASIDI für drei Untersuchungsregionen mit und ohne Berücksichtigung von Stürmen und Präventionsmaßnahmen in der Referenzzeitraum

Zukünftige Entwicklung ohne Präventionsmaßnahmen

Abbildung 4.16 zeigt die ASIDI-Werte von UR1 und UR3/5 für den Ausgangszustand ohne Berücksichtigung von Stürmen sowie für den Referenzzeitraum, 2050 und 2100 ohne PM. Ohne PM zeigen die zukünftigen Klimaszenarien unterschiedliche Entwicklungen in den beiden UR. In UR1 beträgt der ASIDI im Jahr 2050 unter RCP4.5 19,1 min/a und steigt bis 2100 auf 20,5 min/a. Unter RCP8.5 werden 19,7 min/a im Jahr 2050 und 19,6 min/a im Jahr 2100 erreicht. Die höchsten Unterbrechungsdauern treten in UR1 unter RCP4.5 im Zeithorizont 2100 auf. Insgesamt liegen die Werte in allen zukünftigen Emissionsszenarien oberhalb des ASIDI des Ausgangszustands ohne Sturm und geringfügig oberhalb des Referenzwerts unter Berücksichtigung von Stürmen. In UR3/5 zeigt sich eine stärker vom Emissionsszenario abhängige Entwicklung. Unter Emissionsszenario RCP4.5 bleibt der ASIDI im Jahr 2050 mit 13,2 min/a zunächst auf dem Niveau des Referenzzeitraums und sinkt bis 2100 auf 11,8 min/a. Unter RCP8.5 steigt er hingegen von 14,4 min/a im Jahr 2050 auf 15,7 min/a im Jahr 2100. Der höchste Wert der Unterbrechungsdauer wird damit 2100 unter RCP8.5 erreicht. Die Ergebnisse zeigen über alle Emissionsszenarien

und UR keine einheitliche zeitliche Entwicklung. Ein späterer Zeithorizont oder ein höheres Emissionsszenario führt somit nicht zwangsläufig zu einem höheren ASIDI. Ausschlaggebend sind vielmehr die für die jeweilige UR und das jeweilige Emissionsszenario ermittelten Sturmhäufigkeiten. Steigt die Häufigkeit relevanter Stürme, nehmen auch die erwarteten Ausfälle der Freileitungen und damit der ASIDI zu. Bei einer rückläufigen Ereignishäufigkeit kann der ASIDI hingegen trotz des späteren Zeithorizonts sinken. Darüber hinaus wird der ASIDI nicht ausschließlich durch die Anzahl gefährdeter Freileitungsabschnitte bestimmt. Auch deren Lage innerhalb des Netzes und die Anzahl beziehungsweise Leistung der nachgelagerten Verbraucher beeinflussen die Auswirkungen eines Ausfalls. Der Ausfall eines netztopologisch bedeutsamen Freileitungsabschnitts kann daher einen stärkeren Einfluss auf den ASIDI besitzen als der Ausfall mehrerer Freileitungsabschnitte mit einer geringeren Versorgungsaufgabe. Die unterschiedlichen Ergebnisse von UR1 und UR3/5 sind folglich auf das Zusammenwirken der regionalen Eintrittshäufigkeit von Stürmen, der Anzahl und Lage gefährdeter Freileitungsabschnitte sowie der jeweiligen Netzstruktur zurückzuführen.

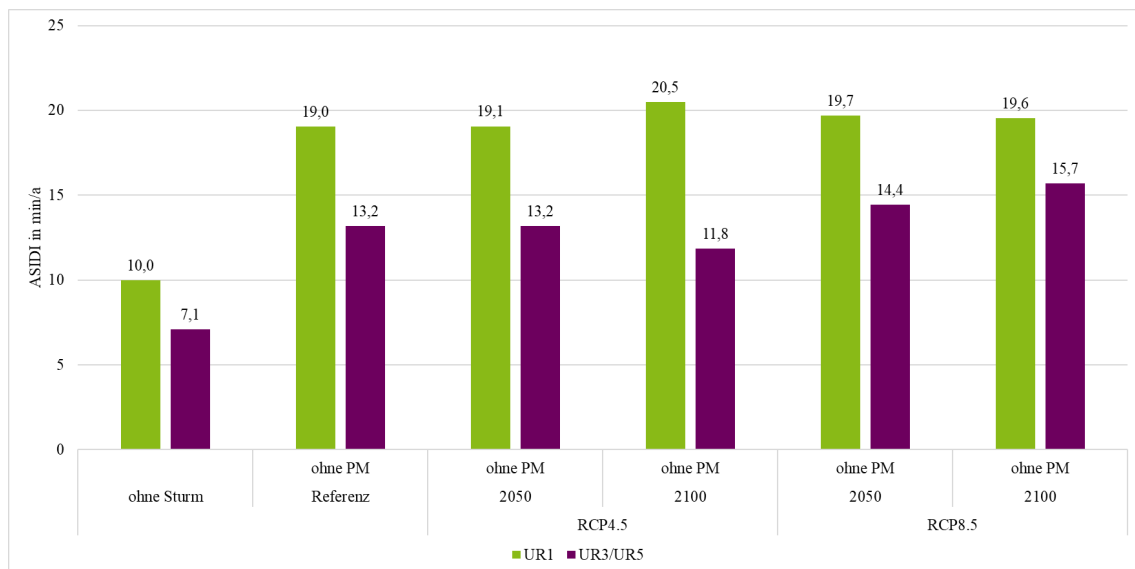


Abbildung 4.16: ASIDI für drei Untersuchungsregionen ohne Berücksichtigung von Stürmen und Präventionsmaßnahmen in der Referenzzeitraum und unter den Klimaszenarien RCP4.5 sowie RCP8.5 in 2050 und 2100

Zukünftige Entwicklung mit Präventionsmaßnahmen

Abbildung 4.17 zeigt die ASIDI-Werte von UR1 und UR3/5 für den Ausgangszustand ohne Berücksichtigung von Stürmen sowie für den Referenzzeitraum, 2050 und 2100 mit und ohne PM. Die Umsetzung von PM führt in allen Klimaszenarien zu einer Verringerung des ASIDI. In UR1 liegen die Werte bei einer Umsetzung ausschließlich an den wirtschaftlichen Standorten zwischen 16,9 und 17,1 min/a. Gegenüber den jeweiligen Emissionsszenarien ohne PM wird der ASIDI damit um 2,2 bis 3,4 min/a reduziert. Trotz der unterschiedlichen Eintrittshäufigkeiten von Stürmen bleiben die Ergebnisse nach Umsetzung der wirtschaftlichen Maßnahmen über die betrachteten Zeithorizonte und Klimaszenarien nahezu konstant. Bei einer Umsetzung an allen betrachteten Freileitungsabschnitten sinkt der ASIDI in UR1 auf Werte zwischen 16,0 und 16,1 min/a.

Die zusätzliche Verringerung gegenüber der Umsetzung ausschließlich an wirtschaftlichen Standorten beträgt damit lediglich etwa 0,9 bis 1,0 min/a. Dies bedeutet, dass die aus wirtschaftlicher Sicht ausgewählten Standorte in UR1 bereits einen großen Anteil der aus Zuverlässigkeitssicht relevanten Freileitungsabschnitte umfassen. Eine flächendeckende Umsetzung erzielt zwar eine zusätzliche Verbesserung, der zusätzliche Zuverlässigkeitsgewinn fällt jedoch vergleichsweise gering aus. In UR3/5 ist die Wirkung der beiden Betrachtungen der Umsetzung von PM deutlich unterschiedlich. Bei einer Beschränkung auf wirtschaftliche Standorte liegen die ASIDI-Werte zwischen 11,1 und 13,2 min/a. Die Reduktion gegenüber dem jeweiligen Emissionsszenario ohne PM beträgt damit lediglich 0,7 bis 2,7 min/a. Werden die PM dagegen an allen von Stürmen betroffenen betrachteten Freileitungsabschnitten umgesetzt, sinkt der ASIDI auf Werte zwischen 6,9 und 7,3 min/a. Damit wird die Versorgungszuverlässigkeit in allen Emissionsszenarien nahezu auf das Niveau des Ausgangszustands ohne Sturm zurückgeführt. Die große Differenz zwischen den beiden Umsetzungsvarianten in UR3/5 deutet darauf hin, dass die anhand des KNV ausgewählten wirtschaftlichen Standorte nicht vollständig mit den aus Zuverlässigkeitssicht besonders relevanten Freileitungsabschnitten übereinstimmen. Ein Standort kann aufgrund hoher Kosten der PM oder vergleichsweise geringer Schadenskosten ein KNV unter 1 aufweisen und dennoch eine hohe Bedeutung für die Versorgungszuverlässigkeit besitzen. Die Wirtschaftlichkeitsanalyse und die Zuverlässigkeitsanalyse setzen somit unterschiedliche Schwerpunkte: Während das KNV das Verhältnis zwischen Kosten der PM und vermiedenen Schadenskosten bewertet, berücksichtigt der ASIDI insbesondere die Dauer und den Umfang der VU im gesamten Netz.



Abbildung 4.17: ASIDI für drei Untersuchungsregionen mit und ohne Berücksichtigung von Stürmen und Präventionsmaßnahmen in der Referenzzeitraum und unter den Klimaszenarien RCP4.5 sowie RCP8.5 in 2050 und 2100

Zusammenfassende Interpretation

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass die Berücksichtigung von Stürmen in beiden UR zu einer deutlichen Erhöhung des ASIDI und damit zu einer Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit führt. Die Stärke der Auswirkungen unterscheidet sich jedoch in Abhängigkeit

von der regionalen Eintrittshäufigkeit von Stürmen, der Anzahl und Lage gefährdeter Freileitungsabschnitte sowie der jeweiligen Netzstruktur. Während UR1 bereits im Ausgangszustand einen höheren ASIDI aufweist, zeigt UR3/5 teilweise eine stärkere Abhängigkeit vom betrachteten Emissionsszenario. Die Umsetzung der PM reduziert den sturmbedingten Anstieg des ASIDI in allen untersuchten Fällen. Die Beschränkung auf wirtschaftliche Standorte stellt dabei insbesondere für UR1 einen geeigneten Kompromiss zwischen Wirtschaftlichkeit und Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit dar. Eine Umsetzung an allen Freileitungsabschnitten führt dort lediglich zu einer vergleichsweise geringen zusätzlichen Reduktion. Für UR3/5 ergibt sich dagegen ein anderes Bild: Der ASIDI kann erst durch eine umfassende Umsetzung der PM nahezu auf das Ausgangsniveau ohne Sturm zurückgeführt werden. Eine ausschließlich wirtschaftlich begründete Auswahl der Standorte bzw. BM schöpft das mögliche Verbesserungspotenzial der Zuverlässigkeit nur teilweise aus. Für die Planung von PM sollte daher neben dem KNV auch die netztopologische Bedeutung der Freileitungsabschnitte berücksichtigt werden.

4.6 Planungs- und Betriebsgrundsätze

Die Ergebnisse der Gefährdungs-, Wirtschaftlichkeits- und Zuverlässigkeitsanalyse zeigen, dass Stürme bei der Planung und dem Betrieb elektrischer Verteilnetze berücksichtigt werden sollten. Das wesentliche Schadenspotenzial entsteht durch umstürzende Bäume und abbrechende Äste, weshalb insbesondere NS- und MS-Freileitungsabschnitte sowie deren Freileitungsmaste relevant sind. Gleichzeitig verdeutlichen die Ergebnisse, dass die Sturmgefährdung räumlich begrenzt ist und eine flächendeckende Umsetzung von PM weder technisch noch wirtschaftlich grundsätzlich erforderlich ist. Besonders betroffen sind Freileitungen in walddreichen, topographisch exponierten oder durch zahlreiche kritische Bäume geprägten Bereichen.

Für die Netzplanung bedeutet dies, dass bei Neubau-, Erneuerung- und Verstärkungsmaßnahmen eine Bewertung der lokalen Sturmgefährdung erfolgen sollte. Besonders neue Freileitungstrassen sollten nach Möglichkeit nicht durch besonders gefährdete Bereiche wie Wälder bzw. Waldränder, bewaldete Hanglagen oder exponierte Kuppen geführt werden. Ist eine Vermeidung nicht möglich, sollten ausreichende Abstände zur Vegetation, die Zugänglichkeit für Instandhaltungsmaßnahmen und eine mögliche Verkabelung bereits in der Planungsphase berücksichtigt werden. Bei bestehenden Freileitungen sollte im Rahmen von Erneuerungsmaßnahmen geprüft werden, ob eine Wiedererrichtung als Freileitung weiterhin zweckmäßig ist.

Das Vegetationsmanagement stellt aufgrund seiner geringen jährlichen Kosten und der positiven Wirtschaftlichkeit für alle betrachteten BM die geeignetste PM dar. Es sollte daher sowohl in NS- als auch in MS-Netzen regelmäßig durchgeführt werden. Dabei sollten Freileitungen innerhalb potenzieller Baumfallbereiche sowie Freileitungsabschnitte an Waldrändern und in exponierten Lagen priorisiert werden. Die Kontroll- und Rückschnittintervalle sollten sich nicht ausschließlich an festen Zeiträumen orientieren, sondern zusätzlich die Vegetationshöhe, den Baumzustand,

die Entfernung zu den BM und die regionale Sturmhäufigkeit berücksichtigen. Die Verkabelung stellt demgegenüber eine langfristige strukturelle PM dar, durch die die Gefährdung gegenüber umstürzenden Bäumen reduziert werden kann. Aufgrund der hohen Investitionskosten ist eine flächendeckende Verkabelung aller Freileitungen allein zum Schutz gegenüber Stürmen jedoch nicht zu empfehlen. Sie sollte insbesondere im Rahmen von erforderlichen Erneuerungs- oder Verstärkungsmaßnahmen geprüft werden.

Die Handlungsempfehlungen für NS- und MS-Netze unterscheiden sich. Bei NS-Freileitungen ist das Vegetationsmanagement grundsätzlich zu bevorzugen. Die Verkabelung von NS-Freileitungsabschnitten ist überwiegend nur bei größeren Leiterquerschnitten wirtschaftlich, während sie bei NS-Freileitungsmasten für keine der betrachteten Leiterquerschnitte ein KNV größer als 1 erreicht. Eine Verkabelung sollte im NS-Netz daher vor allem dann erfolgen, wenn zusätzliche Gründe wie wiederkehrende Störungen, eine anstehende Netzverstärkung oder netztopologisch bedeutende Freileitungsabschnitte vorliegen. Für MS-Freileitungsabschnitte und MS-Freileitungsmaste ist die Verkabelung dagegen bei allen betrachteten Leiterquerschnitten wirtschaftlich. Sie sollte insbesondere für stark gefährdete und ebenfalls netztopologisch bedeutende Freileitungsabschnitte geprüft werden. Dies betrifft bspw. MS-Freileitungen mit vielen nachgelagerten Kunden, eingeschränkten Umschaltmöglichkeiten oder einer hohen Bedeutung für die Versorgungssicherheit. Das Vegetationsmanagement bleibt auch im MS-Netz eine wirtschaftliche PM, kann eine Verkabelung besonders kritischer Freileitungsabschnitte jedoch nicht vollständig ersetzen.

Die Zuverlässigkeitsanalyse zeigt zudem, dass eine Beschränkung auf wirtschaftliche Standorte nicht in jeder UR die größtmögliche Verbesserung der Zuverlässigkeit erzielt. Während in UR1 bereits durch die Umsetzung an den gemäß der Wirtschaftlichkeitsanalyse wirtschaftlichen Standorten ein großer Teil der möglichen ASIDI-Reduktion erreicht wird, ist in UR3/5 eine umfassendere Umsetzung erforderlich, um die Versorgungszuverlässigkeit annähernd auf das Ausgangsniveau zurückzuführen. Das KNV sollte daher nicht als einziges Entscheidungskriterium verwendet werden. Zusätzlich ist die Gefährdung, die Lage innerhalb des Netzes und die Auswirkungen eines Ausfalls auf die nachgelagerten Kunden zu berücksichtigen.

Zusammenfassend lässt sich somit festhalten, dass das Vegetationsmanagement grundsätzlich für alle Freileitungen zu empfehlen ist, während die Verkabelung gezielt an besonders gefährdeten und topologisch bedeutenden Freileitungsabschnitten eingesetzt werden sollte. Die konkrete Priorisierung muss jedoch regional erfolgen, weil Vegetationsstruktur, Topographie, Sturmhäufigkeit und Netzstruktur die Gefährdung und die Wirksamkeit der PM wesentlich beeinflussen. Damit ist ein risikobasierter Ansatz zu bevorzugen, der Gefährdung, Wirtschaftlichkeit und Versorgungsrelevanz gemeinsam berücksichtigt.

5 Extreme Hitzeereignisse

5.1 Klimatische Entwicklung

Ein deutliches Signal des Klimawandels zeigt sich in der prognostizierten Temperaturzunahme und der damit verbundenen steigenden Anzahl von Tagen, an denen der Schwellenwert von 35 °C überschritten wird. Bereits im mittleren Emissionsszenario RCP4.5 ist eine deutliche Zunahme der Tage mit Höchsttemperaturen ($T_{\max}$) von mindestens 35 °C zu erkennen, vgl. Abbildung 5.1 links.

Besonders stark ausgeprägt ist dieser Anstieg entlang des Rheins im Südwesten Deutschlands, wo bis 2100 mehr als 20 zusätzliche Extremhitzetage mit mindestens 35 °C pro Jahr gegenüber dem Referenzzeitraum erwartet werden. Bis 2050 werden es dort bereits 16 zusätzliche Tage sein. Im deutschlandweiten Mittel ergibt sich ein Zuwachs von etwa sieben Tagen pro Jahr bis 2100, bis zur Mitte des Jahrhunderts beziffert sich der Zuwachs auf rund fünf Tage pro Jahr. Dabei treten diese Ereignisse häufig nicht isoliert auf, sondern in Form von Hitzeserien mit einer durchschnittlichen Dauer von zwei bis drei aufeinanderfolgenden Tagen, vgl. Abbildung 5.1 rechts. Demgegenüber bleiben solche extremen Hitzetage in Küstenregionen der Nord- und Ostsee, in Schleswig-Holstein sowie in Mittel- und Hochgebirgslagen auch künftig weitgehend aus.

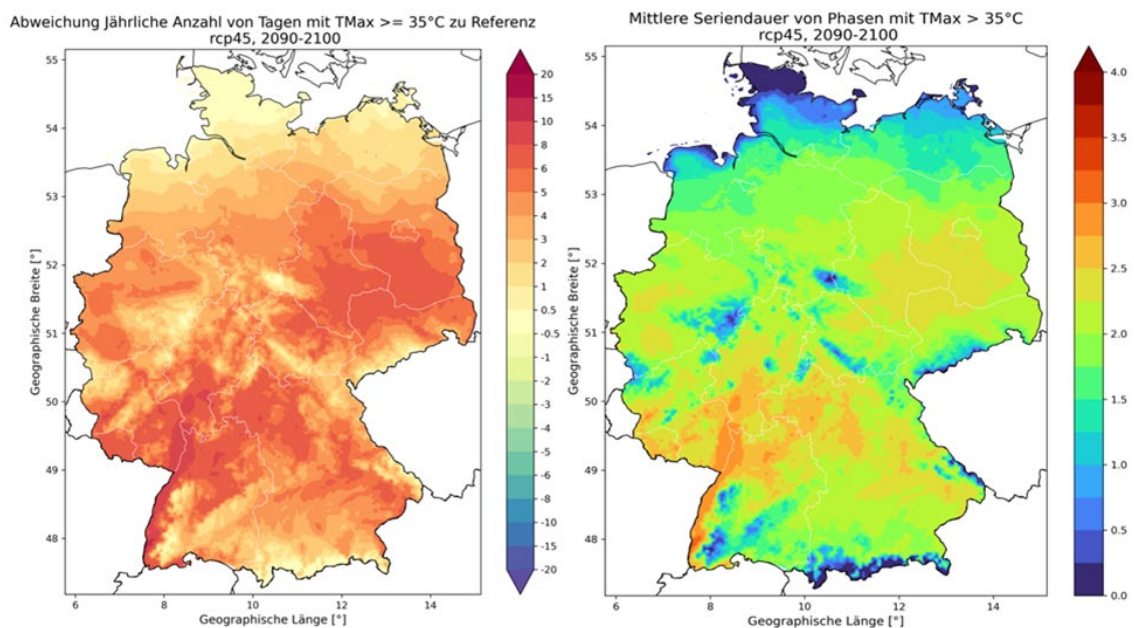


Abbildung 5.1: Auswertungen nach Emissionsszenario RCP4.5: Abweichung der jährlichen Anzahl von Tagen mit $T_{\max} \geq 35^\circ\text{C}$ im Jahr 2100 gegenüber dem Referenzzeitraum (links) und mittlere Dauer von Hitzeperioden mit $T_{\max} \geq 35^\circ\text{C}$ im Jahr 2100 (rechts)

Im Emissionsszenario RCP8.5 fällt die Entwicklung nochmals deutlich stärker aus: Im Oberrheingraben sind mehr als 35 zusätzliche Tage mit Temperaturen über 35 °C pro Jahr bis 2100 gegenüber dem Referenzzeitraum möglich, vgl. Abbildung 5.2 rechts. Im bundesweiten Mittel muss mit einem Anstieg von etwa 16 Tagen gegenüber dem Referenzzeitraum gerechnet werden.

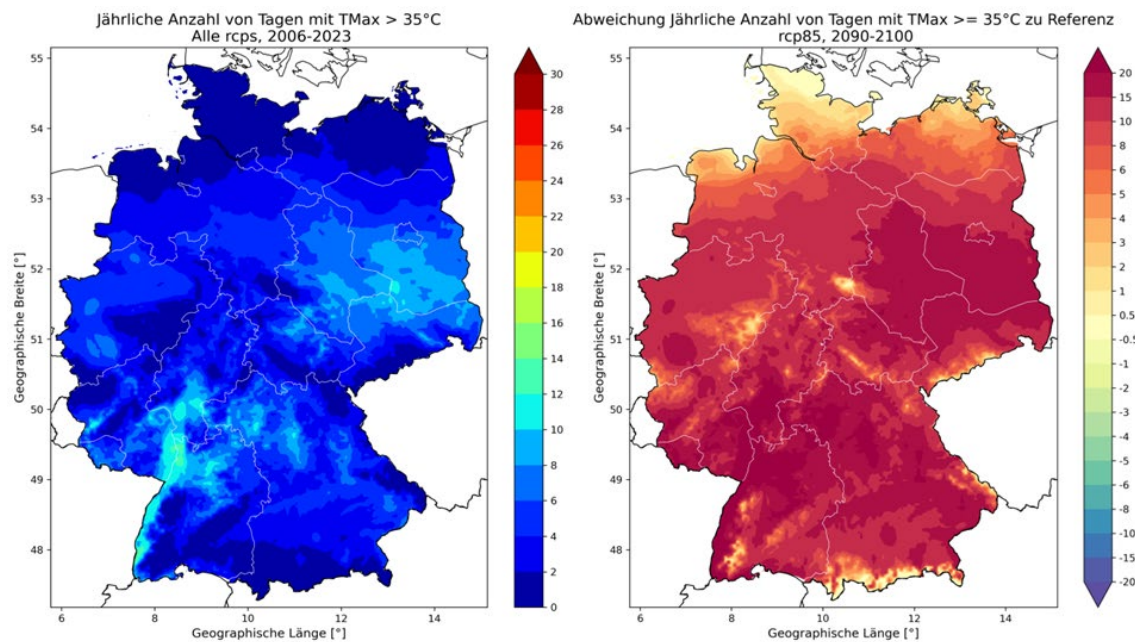


Abbildung 5.2: Jährliche Anzahl von Tagen mit $T_{\max} \geq 35^\circ\text{C}$ im Referenzzeitraum (links) und deren Abweichung unter dem Emissionsszenario RCP8.5 im Jahr 2100 gegenüber dem Referenzzeitraum (rechts)

5.2 Auswirkung auf Betriebsmittel der elektrischen Verteilnetze

Extreme Hitzeereignisse, wie in Abschnitt 5.1 beschrieben, können in elektrischen Verteilnetzen zu betrieblichen Einschränkungen bei zwei zentralen Betriebsmittelgruppen führen: der Sekundärtechnik in ONS oder KVS sowie NS- und MS-Freileitungen. Ergänzend wird auf die thermische Alterung der Transformatoren eingegangen. Erdkabel sind von den nachfolgend beschriebenen hitzebedingten Auswirkungen nicht betroffen, sondern werden ausführlich in Kapitel 7 betrachtet, welches sich mit Dürreereignissen auseinandersetzt.

Sekundärtechnik

Die in ONS oder KVS eingesetzte Sekundärtechnik, darunter Schutz- und Steuerrelais, Fernwirkeinheiten sowie Mess- und Kommunikationseinrichtungen, ist für die in Deutschland üblichen Einsatzbedingungen gemäß den Herstellerspezifikationen typischerweise für definierte Umgebungstemperaturbereiche ausgelegt, wobei für Schutz- und Automatisierungstechnik je nach Gerät und Norm unter anderem Bereiche von -10°C bis $+40^\circ\text{C}$ bzw. bis $+55^\circ\text{C}$ vorgesehen sind [64, 65, 70, 71]. Dieser Bereich orientiert sich am schwächsten Glied der verbauten Komponenten und kann je nach Hersteller und Gerätegeneration im Einzelfall abweichen. Maßgeblich ist dabei der für einen zeitlich unbegrenzten Betrieb zulässige Temperaturbereich. Zwar erlauben Herstellerangaben teilweise kurzzeitige Überschreitungen der Grenzwerte, aufgrund der mehrtägigen Dauer extremer Temperaturereignisse ist eine zeitlich begrenzte Toleranz hier jedoch nicht ausreichend. Im Rahmen dieses Leitfadens wird ein Betrieb außerhalb des dauerhaft zulässigen Temperaturbereichs daher als Ausfall der Sekundärtechnik definiert. Die Ereignisdefinition nach Ab-

schnitt 5.1 setzt mit 35 °C Lufttemperatur bewusst unterhalb der zulässigen oberen Betriebstemperatur an, da die standortspezifischen Einflussfaktoren, insbesondere der urbane Wärmeinseleffekt und die direkte Sonneneinstrahlung, die Temperatur am BM um mehrere Kelvin über die regionale Lufttemperatur anheben können [101, 128]. Ob diese Differenz am konkreten Standort überbrückt wird, bewertet die Gefährdungsanalyse in Abschnitt 5.3.

Ein Ausfall der Sekundärtechnik führt nicht unmittelbar zu einer VU, da die Energieübertragung über die Primärtechnik weiterhin erfolgt. Es entfällt jedoch der intelligente und ferngesteuerte Netzbetrieb, was zu einer Reihe operativer Folgeeinschränkungen führt. Vor allem können Messwerte aus dem Verteilnetz nicht mehr an die Leitwarte übertragen werden, sodass ein vollständiges Lagebild entfällt [67]. Der Ausfall der Fernwirktechnik hat zur Folge, dass Fernsteuerungen und Fernüberwachungsfunktionen nicht mehr verfügbar sind; erforderliche Schalthandlungen müssen daher, sofern keine alternative Kommunikations- oder Steuerungsmöglichkeit besteht, vor Ort durchgeführt werden, was die Reaktionszeiten bei Störungen verlängern kann [66]. Auch das netzorientierte Engpassmanagement gemäß § 14a EnWG wird mittelbar beeinträchtigt: Die Steuerung der Verbrauchseinrichtungen selbst erfolgt zwar unabhängig von der einzelnen ONS über die Steuerungskette des VNB und bleibt grundsätzlich möglich. Ohne die Messwerte der betroffenen Stationen fehlt jedoch die Netzzustandsermittlung als Grundlage für eine bedarfsgerechte, netzorientierte Steuerung, sodass Eingriffe nicht mehr gezielt auf die tatsächliche Netzsituation abgestimmt werden können [6].

Die beschriebenen Auswirkungen gelten perspektivisch nicht nur für ONS. Mit dem fortschreitenden Ausbau des intelligenten Netzbetriebs ist zu erwarten, dass Mess- und Kommunikationstechnik künftig verstärkt auch in KVS verbaut wird, sodass diese denselben temperaturbedingten Ausfallmechanismen unterliegen.

Transformatoren

Neben der Sekundärtechnik wirkt sich extreme Hitze auch auf die MS/NS-Transformatoren der ONS aus, allerdings über einen anderen Mechanismus: Hohe Umgebungstemperaturen erhöhen bei gleicher Last die Wicklungs-Heißpunkttemperatur und beschleunigen dadurch die thermische Alterung der Zelluloseisolierung. Als Richtwert wird häufig angenommen, dass sich die Alterungsrate der Zelluloseisolierung bei einer Erhöhung der Heißpunkttemperatur um etwa 6 K verdoppelt [50, 68]. Anders als bei der Sekundärtechnik entsteht hierdurch kein unmittelbarer ereignisbezogener Ausfall, sondern ein kumulativer Lebensdauerverzehr. Da die Gefährdungsanalyse dieses Leitfadens auf ereignisbezogene Ausfälle ausgerichtet ist, wird die beschleunigte Alterung nicht als eigener Einflussfaktor abgebildet. Sie sollte jedoch in der Erneuerungsplanung berücksichtigt werden, indem Standorte mit hoher Hitzegefährdung vorrangig geprüft werden (vgl. Abschnitt 5.6).

Freileitungen

Freileitungen reagieren auf extreme Hitzeereignisse mit einer thermisch bedingten Ausdehnung des Leiterseilmaterials, die zu einem vergrößerten Durchhang führt [23]. Der maßgebliche Durchhang ergibt sich dabei in Abhängigkeit von der Leitertemperatur; für die Bestimmung der vertikalen Abstände ist nach EN 50341 die maximale Dauerbetriebstemperatur der Leiter zugrunde zu legen [30, 33]. Die nach EN 50341 geforderten Mindestabstände zum Boden und zu anderen Objekten setzen sich aus einem elektrischen Abstand und einem zusätzlichen Sicherheitsabstand zusammen [33]. Für die vorliegende Gefährdungsanalyse wird konservativ angenommen, dass sich der Durchhang infolge eines extremen Hitzeereignisses so weit vergrößert, dass die normativ geforderten Mindestabstände nicht mehr eingehalten werden können. In diesem Fall wird eine vorsorgliche Abschaltung der betroffenen Freileitung angenommen. Die Abschaltung wird im Rahmen des Leitfadens als Ursache einer VU im betroffenen Netzbereich modelliert. Sofern die VU nicht durch Schaltmaßnahmen und die Versorgung über einen alternativen Netzabschnitt behoben werden kann, kann zur Überbrückung der VU bis zur Wiederherstellung des Normalbetriebs der Freileitung ein Notstromaggregat eingesetzt werden.

Erdkabel

Im vorliegenden Leitfaden werden Erdkabel im Kontext extremer Hitzeereignisse nicht weiter betrachtet. Anders als Freileitungen sind sie durch ihre unterirdische Verlegung nicht unmittelbar der Sonneneinstrahlung und der Umgebungslufttemperaturen ausgesetzt, sodass die für oberirdische BM maßgeblichen direkten Wirkmechanismen nur eingeschränkt greifen. Die thermische Belastbarkeit von Erdkabeln wird vielmehr wesentlich durch die thermischen Eigenschaften des umgebenden Erdreichs beeinflusst, insbesondere durch dessen Wassergehalt und Temperatur [21, 56]. Ein Zusammenhang, der primär unter Dürrebedingungen relevant wird und daher im Rahmen der Dürreanalyse in Kapitel 7 behandelt wird.

5.3 Gefährdungsanalyse

Der folgende Abschnitt beschreibt die Durchführung der Gefährdungsanalyse für extreme Hitzeereignisse. Aufbauend auf den in Abschnitt 2.2 vorgestellten methodischen Grundlagen werden zunächst die relevanten Auswirkungen extremer Hitzeereignisse auf die betrachteten Betriebsmittelgruppen identifiziert und die daraus abgeleiteten Einflussfaktoren beschrieben. Anschließend wird erläutert, wie diese Faktoren logisch verknüpft und standortspezifisch analysiert werden. Der Abschnitt schließt mit einer Darstellung und Interpretation der Ergebnisse über die sechs betrachteten UR ab.

5.3.1 Identifikation der Einflussfaktoren

Die Gefährdungsanalyse für extreme Hitzeereignisse berücksichtigt jene Einflussfaktoren, die die bereits erhöhte Lufttemperatur am Standort eines BM zusätzlich verstärken können. Im Fokus

steht dabei der urbane Wärmeinseleffekt (Urban Heat Island, UHI), ein Phänomen, bei welchem städtisch geprägte Gebiete im Vergleich zum ländlichen Umland signifikant höhere Temperaturen aufweisen. Die Ausprägung der UHI hängt dabei vor allem von der Größe der Stadt, ihrer Bebauungsdichte, der Höhe der Bebauung, dem Versiegelungsgrad und dem Grünflächenanteil sowie den verwendeten Baumaterialien und Windverhältnissen innerhalb der Stadt ab [101, 128]. Auf Basis dieser physikalischen Zusammenhänge wurden für die Gefährdungsanalyse fünf Einflussfaktoren identifiziert, die am Standort eines BM ableitbar sind und die lokale Wärmebelastung maßgeblich beeinflussen:

Die **Sonneneinstrahlung** trägt maßgeblich zur thermischen Belastung von BM bei, da einfallende Solarstrahlung von Oberflächen absorbiert und in Wärme umgewandelt wird. Das Ausmaß dieser Erwärmung hängt dabei von der Oberflächenbeschaffenheit des BM ab. Dunkle oder matt gestrichene Oberflächen absorbieren Solarstrahlung stärker als helle oder reflektierende Anstriche, was zu einer entsprechend höheren Erwärmung führt [101, 128]. Dieselben Auswirkungen zeigen sich auch bei unterschiedlichen Baumaterialien wie Beton oder Stahl. Bei geschlossenen BM wie ONS überträgt sich die Oberflächenerwärmung auf das Gehäuseinnere und erhöht dort die Umgebungstemperatur der verbauten Komponenten [101, 128]. Die Sonneneinstrahlung wirkt damit als zusätzlicher Wärmeeintrag, der über die Erwärmung durch die Außenlufttemperatur hinausgeht und die Innentemperatur auch dann in kritische Bereiche anheben kann, wenn die Lufttemperatur selbst noch unterhalb der zulässigen Betriebsgrenze liegt. Die Ausprägung dieses Effekts unterscheidet sich zwischen den Betriebsmittelgruppen. Bei ONS überlagert sich der solare Wärmeeintrag mit der Verlustleistung des Transformators und der verbauten Komponenten, während die vergleichsweise große Speichermasse des Gehäuses die Erwärmung zeitlich dämpft. KVS weisen dagegen keinen nennenswerten internen Wärmeeintrag auf; aufgrund des geringen Gehäusevolumens und der geringen Wärmekapazität folgt die Innentemperatur der Oberflächenerwärmung jedoch nahezu unmittelbar, sodass bei direkter Besonnung kurzfristig hohe Temperaturspitzen innerhalb des KVS auftreten können.

Das **Bebauungsvolumen** im unmittelbaren Umfeld eines BM beeinflusst die lokale Wärmebelastung auf zweifache Weise: Dicht bebaute Bereiche mit hohem Bebauungsvolumen weisen typischerweise einen geringen Vegetationsanteil auf, wodurch kühlende Effekte durch Beschattung und Verdunstung reduziert werden [101, 128]. Darüber hinaus können Baustoffe wie Beton und Mauerwerk einen Teil der tagsüber aufgenommenen Wärme speichern und zeitverzögert wieder abgeben. Dadurch wird die nächtliche Abkühlung gegenüber weniger stark bebauten Bereichen vermindert und die thermische Belastung kann über den Tagesverlauf hinaus anhalten [101, 128].

Der **Versiegelungsgrad** der Umgebungsfläche verstärkt den Wärmeinseleffekt, da versiegelte bzw. wasserundurchlässige Oberflächen die Verdunstung und damit die evaporative Kühlung gegenüber Vegetations- und Bodenflächen deutlich einschränken [22, 101, 128]. Zudem führt die

Bodenversiegelung zu einem erhöhten Oberflächenabfluss und einer verringerten Infiltration, so dass Niederschlagswasser der lokalen Evapotranspiration nur eingeschränkt zur Verfügung steht [75].

Die **Vegetation** in der Umgebung des BM wirkt dem Wärmeinseleffekt durch zwei Mechanismen entgegen: Einerseits verschattet sie die Umgebung und reduziert die direkte Sonneneinstrahlung, andererseits kühlt sie die Umgebungsluft durch Transpiration und Evapotranspiration [77, 101, 128]. Studien zeigen, dass mit zunehmendem Vegetationsanteil im Umkreis die thermische Belastung abnimmt. Sowohl die Entfernung zur nächsten Vegetation als auch ihre Art und Struktur, insbesondere der Unterschied zwischen Baum- und Strauchbewuchs, sind dabei relevant [48].

Die **Entfernung zu Windschneisen** beeinflusst, inwieweit ein BM von der durch Luftströmungen verursachten Durchmischung und Abfuhr sensibler Wärme profitieren kann [62]. Eine baulich bedingte Einschränkung der Windgeschwindigkeit kann die lokale thermische Belastung erhöhen. Frischluftkorridore sowie Grünzüge, Gewässer oder unbebaute Freiflächen können durch Luftströmungen zur thermischen Entlastung angrenzender Bereiche beitragen [82, 101, 128].

Die genannten Einflussfaktoren wirken gemeinsam auf die Ausprägung des urbanen Wärmeinseleffekts am Standort eines BM ein. Ein hoher Versiegelungsgrad, dichtes Bebauungsvolumen und fehlende Vegetation können den UHI erheblich verstärken, während Vegetation und die Nähe zu Windschneisen ihm entgegenwirken. Die resultierende lokale Temperaturerhöhung bestimmt damit maßgeblich die tatsächliche thermische Belastung des BM über die meteorologisch gemessene Lufttemperatur hinaus. Wie die einzelnen Einflussfaktoren in der Gefährdungsanalyse logisch verknüpft und zu einer Gefährdungswahrscheinlichkeit zusammengeführt werden, ist im folgenden Abschnitt beschrieben.

5.3.2 Kombination der Einflussfaktoren

Die zuvor identifizierten Einflussfaktoren werden nicht einzeln bewertet, sondern gemäß der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Methode durch logische Verknüpfungen zu einer standortspezifischen Gefährdungswahrscheinlichkeit $P(\bar{Z}_{\text{BM}})$ zusammengeführt. Die Verknüpfungsstruktur, die Abbildung 5.3 zu entnehmen ist, orientiert sich dabei an den physikalischen Wirkzusammenhängen des urbanen Wärmeinseleffekts und bildet ab, unter welcher Kombination von Einflussfaktoren am Standort des BM eine Überschreitung des zulässigen Temperaturgrenzwerts der jeweiligen Betriebsmittelgruppe als wahrscheinlich gilt.

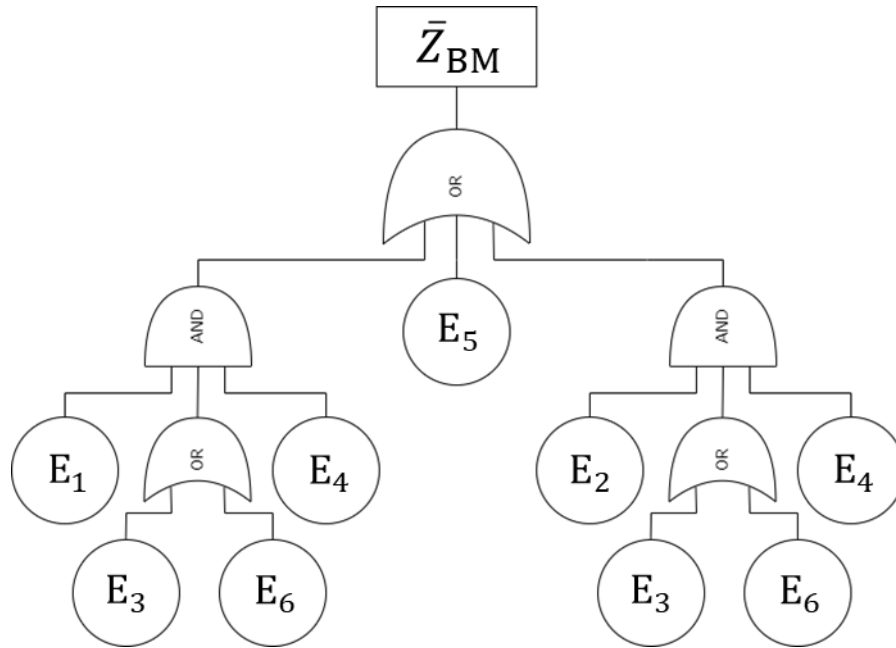


Abbildung 5.3: Darstellung der Verknüpfungsstruktur aller Einflussfaktoren für Hitzeereignisse für Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränke

Für alle betrachteten Betriebsmittelgruppen ergibt sich die Gefährdungswahrscheinlichkeit aus drei unabhängigen Pfaden. Trifft bereits einer dieser Pfade zu, gilt das BM als gefährdet [88]. Der erste Pfad, im Folgenden als Versiegelungspfad bezeichnet, beschreibt Standorte in innerstädtischen Lagen mit hohem Versiegelungsgrad (E_1), kombiniert mit geringer Vegetationskühlung durch Vegetationsabstand (E_3) oder Vegetationstyp (E_6), sowie großer Entfernung zu Windschneisen (E_4). Die Wahrscheinlichkeit dieses Pfades ergibt sich zu:

$$P(\bar{Z}_{\text{BM,Versiegelungspfad}}) = P(E_1 \wedge (E_3 \vee E_6) \wedge E_4) \quad (5.1)$$

Der zweite Pfad, der Sonneneinstrahlungspfad, erfasst Standorte mit direkter und anhaltender Sonneneinstrahlung (E_5), unabhängig von der städtebaulichen Umgebung, sodass dessen Wahrscheinlichkeit unmittelbar der Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion des Einflussfaktors entspricht:

$$P(\bar{Z}_{\text{BM,Sonneneinstrahlungspfad}}) = P(E_5) \quad (5.2)$$

Der dritte Pfad, als Bebauungspfad bezeichnet, entspricht strukturell dem linken Pfad und beschreibt ebenfalls innerstädtische Standorte. Er ersetzt jedoch den Versiegelungsgrad durch das Bebauungsvolumen (E_2) als maßgeblichen UHI-Verstärker:

$$P(\bar{Z}_{\text{BM,Bebauungspfad}}) = P(E_2 \wedge (E_3 \vee E_6) \wedge E_4) \quad (5.3)$$

Die Gefährdungswahrscheinlichkeit ergibt sich durch eine ODER-Verknüpfung der drei Pfadwahrscheinlichkeiten, sodass das Zutreffen eines einzigen Pfades bereits zur Gefährdung des BM führt. Ein BM gilt demnach als gefährdet, wenn es sich in einer innerstädtischen Lage mit hohem Versiegelungsgrad, geringer Vegetationskühlung und eingeschränkter Durchlüftung befindet, wenn es direkter und anhaltender Sonneneinstrahlung ausgesetzt ist oder wenn es in einer dicht

bebauten Lage mit hohem Bebauungsvolumen, geringer Vegetationskühlung und eingeschränkter Durchlüftung liegt. Ob die übrigen Pfade zusätzlich zutreffen, ist für die Einstufung unerheblich.

$$P(\bar{Z}_{BM}) = P(\bar{Z}_{BM, \text{Versiegelungspfad}} \vee \bar{Z}_{BM, \text{Sonneneinstrahlungspfad}} \vee \bar{Z}_{BM, \text{Bebauungspfad}}) \quad (5.4)$$

Die Verknüpfungsstruktur ist für alle Betriebsmittelgruppen identisch. Betriebsmittelspezifische Unterschiede ergeben sich ausschließlich aus den zugehörigen Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktionen der einzelnen Einflussfaktoren $P(E_i)$, die in Abschnitt 5.3.3 beschrieben sind [88].

5.3.3 Analyse der Einflussfaktoren

Damit die Gefährdungsanalyse für sämtliche UR in Deutschland durchgeführt werden kann, beruht die Analyse der einzelnen Einflussfaktoren auf deutschlandweit frei zugänglichen Geodaten. Zur räumlichen Auswertung wird ein einheitliches hexagonales Analyseraster über das UR gelegt. Die Kantenlänge der Hexagone beträgt rund 62 Meter, sodass jede Rasterzelle eine Fläche von etwa 1 ha abdeckt. Diese Größe stellt einen Kompromiss aus zwei gegenläufigen Anforderungen dar: Die Zelle muss klein genug sein, um die Standortbedingungen im unmittelbaren Umfeld eines BM abzubilden, und zugleich groß genug, damit einzelne Ausreißer in den Geodaten das Ergebnis nicht dominieren. Für jedes Hexagon, das ein BM enthält, werden die Werte der in Abschnitt 5.3.1 identifizierten Einflussfaktoren aus den Geodatensätzen extrahiert und bewertet. Die Bestimmung der einzelnen Einflussfaktoren wird in den folgenden Absätzen detailliert beschrieben. Jedem Einflussfaktor ist dabei eine Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ zugeordnet, die den quantitativen Eingangswert des jeweiligen Einflussfaktors in eine Gefährdungswahrscheinlichkeit überführt [88].

Die **Sonneneinstrahlung** wird über eine Tageslichtzeitanalyse auf Basis des DOM bestimmt [74]. Für jede Rasterzelle wird der Anteil der Zeit ermittelt, in der sie während eines definierten Zeitraums, im vorliegenden Leitfaden die Sommermonate Mai bis August, unverschattet ist. Die Analyse ist dabei rein geometrisch: Sie berechnet die potenzielle Besonnung aus dem Sonnenstand und den Verschattungsverhältnissen am Standort, ohne Witterungseinflüsse wie Bewölkung zu berücksichtigen, und ist damit unabhängig von einem konkreten Wetterjahr. Für die Analyse wird das DOM genutzt, da es neben der natürlichen Geländeform auch alle oberirdischen Objekte wie Gebäude und Vegetation erfasst und damit die tatsächlichen Verschattungsverhältnisse an der Oberfläche realistisch abbildet [52]. Die Berechnung erfolgt in zwei Schritten. Im ersten Schritt werden aus dem DOM für regelmäßige Azimutwinkelintervalle sogenannte Horizontwinkelraster abgeleitet. Dieser Winkel beschreibt für jede Rasterzelle den vertikalen Winkel zum nächsten abschattenden Objekt, etwa ein Gebäude oder Baum, in der jeweiligen Himmelsrichtung. Im zweiten Schritt wird für jeden Zeitschritt des betrachteten Zeitraums die aktuelle Sonnenposition berechnet, die sich aus der geografischen Lage, dem Datum und der Uhrzeit ergibt. Diese Position wird durch den Sonnenelevationswinkel beschrieben, also den Winkel, den die Sonne über dem

Horizont einnimmt. Übersteigt dieser Winkel den zuvor berechneten lokalen Horizontwinkel in der entsprechenden Azimutrichtung, ist die Rasterzelle nicht verschattet. Der resultierende Sonneneinstrahlungswert je Zelle entspricht dem Anteil unverschatteter Zeitschritte an der Gesamtzahl der betrachteten Intervalle und nimmt Werte zwischen 0 (dauerhaft verschattet) und 1 (dauerhaft unverschattet) an. Abbildung 5.4 zeigt das Ergebnis der Analyse der Sonneneinstrahlung.

Helle Bereiche kennzeichnen Flächen mit hoher direkter Sonneneinstrahlung, dunkle Bereiche hingegen dauerhaft oder häufig verschattete Flächen, etwa durch angrenzende Gebäude oder dichten Baumbestand. Deutlich erkennbar ist, dass insbesondere Dachflächen, offene Straßenräume und unverbaute Freiflächen die höchste Sonneneinstrahlung aufweisen, während innerstädtische Blockinnenbereiche und dicht bewachsene Gebiete deutlich geringere Werte zeigen. Diese räumliche Differenzierung verdeutlicht, dass die Sonneneinstrahlung selbst innerhalb eines kleinen Gebiets erheblich variieren kann und eine standortspezifische Analyse einen wesentlichen Mehrwert bedeuten kann.



Abbildung 5.4: Beispielhafte räumliche Verteilung der Sonneneinstrahlung in einem Ausschnitt eines Untersuchungsgebiets. Datengrundlage: Digitales Oberflächenmodell, GeoBasis-DE / BKG [12]; Analyse: Whitebox-Tools [13].

Die Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ verläuft linear ab einem Schwellenwert von 15 % unverschatteter Zeit und erreicht bei vollständiger Exposition den Wert 1 [88].

Zur Ermittlung des **Bebauungsvolumens** innerhalb eines Hexagons wird zunächst die Höheninformation der Gebäude benötigt. Um die Analyse weiterhin auf frei zugänglichen Datenquellen zu stützen, werden hierzu die Gebäudegrundrisse aus einem kollaborativ gepflegten, frei zugänglichen Geodatenatz [54] mit der Differenz von DOM und DGM verschnitten. Durch die Subtraktion des DGM, welches die reine Geländeoberfläche abbildet, vom DOM, welches alle oberirdischen Objekte einschließlich der Gebäude und Vegetation erfasst, bleiben die Höhen von baulichen Strukturen erhalten. Beide Modelle sind in 1-m-Auflösung verfügbar, wodurch eine für die

Analyse geeignete räumliche Auflösung gewährleistet ist [51, 52]. Durch den Verschnitt wird jedem Gebäude eine Höhe zugewiesen. Liefert der Verschnitt implausibel niedrige Werte, etwa infolge von Erfassungslücken im DOM, wird ersatzweise eine gebäudetypabhängige Mindesthöhe angesetzt, beispielsweise drei Meter für eingeschossige Wohngebäude. Das Volumen jedes Gebäudes ergibt sich aus dem Produkt von Grundrissfläche und Höhe; die Einzelvolumina werden anschließend je Hexagon aufsummiert und bilden die Eingangsgröße der zugehörigen Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$. Sie verläuft logarithmisch zwischen einem unteren (10.000 m³/Hexagon) und einem oberen Schwellenwert (50.000 m³/Hexagon): Unterhalb des Schwellenwerts nimmt die Funktion den Wert null an, oberhalb des oberen Schwellenwerts den Maximalwert eins. Der logarithmische Verlauf bildet ab, dass bereits moderate Bebauungsvolumina die Wärmespeicherung im Standortumfeld deutlich erhöhen, während zusätzliche Baumasse oberhalb dichter Bebauung nur noch geringen weiteren Einfluss hat [88]. Der Funktionswert geht gemäß Gleichung (5.3) in die Gefährdungswahrscheinlichkeit ein.

Der **Versiegelungsgrad** wird auf Basis von OpenStreetMap-Daten bestimmt, die über den Geofabrik-Server für alle deutschen Bundesländer frei zugänglich sind [54]. Aus diesem Datensatz werden alle versiegelten Flächen extrahiert, darunter Straßen, Gebäudegrundrisse, Parkplätze und Verkehrsknotenpunkte, wie links in Abbildung 5.5 exemplarisch dargestellt.

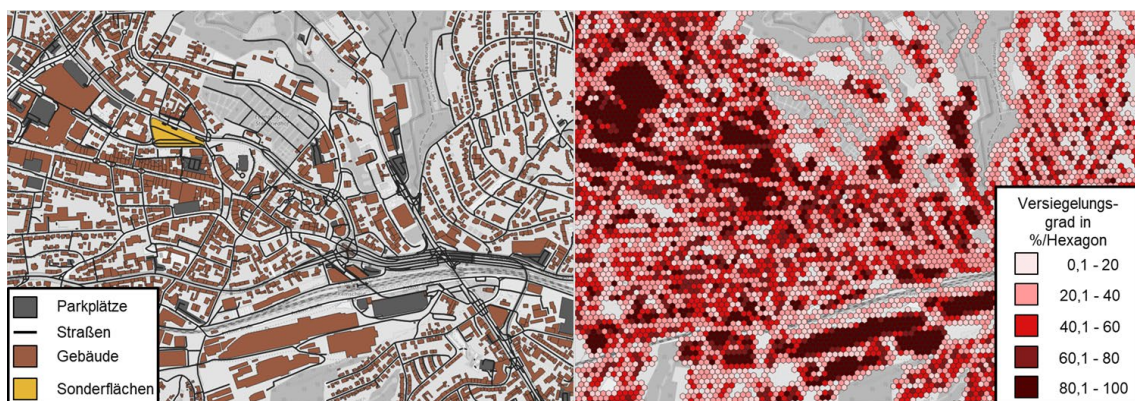


Abbildung 5.5: Beispielhafte Versiegelungselemente (links), räumliche Verteilung des Versiegelungsgrads im hexagonalen Analyseraster (rechts). Datengrundlage: OpenStreetMap / Geofabrik [54]

Da Straßen im Datensatz als Linienobjekte ohne Flächenausdehnung vorliegen, werden sie beidseitig um 3,25 m gepuffert, entsprechend der durchschnittlichen Fahrbahnbreite in Deutschland [47]. Unbefestigte Feld- und Waldwege werden von der Auswertung ausgeschlossen. Der Versiegelungsgrad ergibt sich anschließend als Verhältnis der versiegelten Fläche zur Gesamtfläche des jeweiligen Hexagons. Abbildung 5.5 zeigt rechts die resultierende räumliche Verteilung des Versiegelungsgrads im selben Ausschnitt. Die dunkelroten Hexagone mit Versiegelungsgraden von über 80 % konzentrieren sich entlang der Hauptverkehrsachsen und in den dicht bebauten innerstädtischen Bereichen, während hellere Hexagone mit geringeren Versiegelungsgraden vorwiegend in Bereichen mit Grünflächen oder aufgelockerter Bebauung auftreten – etwa im nördlichen Bildausschnitt. Die räumliche Differenzierung verdeutlicht, dass der Versiegelungsgrad

selbst auf kleinem Raum erheblich variiert und eine hochaufgelöste Standortanalyse gegenüber pauschalen, gebietsweiten Annahmen einen wesentlichen Informationsgewinn liefert.

Die Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ verläuft linear zwischen einem Versiegelungsgrad von 25 % und 75 %, unterhalb dessen keine und oberhalb dessen eine vollständige Gefährdung angenommen wird. Der lineare Verlauf bildet ab, dass der Wärmeeintrag versiegelter Flächen näherungsweise proportional mit ihrem Flächenanteil am Standort zunimmt. Unterhalb von 25 % dominieren unversiegelte, verdunstungsfähige Flächen das Mikroklima, oberhalb von 75 % ist der Standort nahezu vollständig von wärmespeichernden Oberflächen geprägt [88].

Der **Vegetationstyp** sowie der **Abstand zur Vegetation** werden anhand des CORINE Land Cover-Datensatzes (CLC) bestimmt, welcher für Deutschland flächendeckend verfügbar ist [53]. Der Datensatz wird im Rahmen des europäischen Copernicus-Programms in einem Turnus von sechs Jahren aktualisiert. Zum Zeitpunkt der Gefährdungsanalyse bildet die aktuellste frei verfügbare Ausgabe den Stand von 2018 ab, da sich die Folgeausgabe mit Referenzjahr 2024 noch in der Erstellung befand. Zwischenzeitliche Landnutzungsänderungen sind im verwendeten Datensatz somit nicht erfasst und sollten bei der Interpretation der Ergebnisse berücksichtigt werden. Der CLC-Datensatz unterscheidet zwischen den Klassen „Wälder und naturnahe Flächen“, „Landwirtschaftliche Flächen“ und „Gewässer“. Da unterschiedliche Vegetationstypen unterschiedlich stark zur Kühlung der Umgebungsluft beitragen, wird das Kühlpotenzial jeder Klasse über ihre mittlere jährliche Evapotranspirationsrate quantifiziert [24]. Gewässer weisen mit 658 mm/a die höchste Verdunstungsleistung auf, gefolgt von Wäldern und naturnahen Flächen mit 582 mm/a sowie landwirtschaftlichen Flächen mit 569 mm/a. Diese Raten werden auf einen normierten Kühlindex $R \in [0,1]$ skaliert, wobei Gewässer den Referenzwert 1 erhalten. Der Kühlindex geht als Koeffizient in die Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion des Vegetationsabstands ein, die im folgenden Absatz beschrieben wird. Ein Standort in der Nähe von Gewässern erhält damit eine geringere Gefährdungswahrscheinlichkeit als ein gleichweit entfernter Standort nahe landwirtschaftlicher Flächen. Der Abstand zur Vegetation wird als Wegdistanz von den BM zur nächstgelegenen Vegetationsfläche berechnet. Dabei werden zwischen BM und Vegetationsfläche liegende Gebäude und bauliche Strukturen als Hindernisse berücksichtigt, da sie den tatsächlichen Kühlungseinfluss der Vegetation auf den Standort einschränken. Die zugehörige Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ verläuft exponentiell ansteigend ab einer Entfernung von 200 m zur nächstgelegenen Vegetationsfläche [88]. Der exponentielle Verlauf bildet ab, dass die Kühlwirkung der Vegetation mit zunehmender Entfernung deutlich abnimmt. Ein exponentielles Abklingen der Kühlwirkung mit zunehmender Entfernung von Grünflächen wurde auch empirisch beobachtet [36]. Die räumliche Reichweite der Kühlwirkung ist von den jeweiligen Standort- und Strömungsbedingungen abhängig und kann entsprechend variieren. Empirische Untersuchungen weisen jedoch darauf hin, dass sich die Kühlwirkung häufig über Entfernungen in einer Größenordnung von etwa 150 bis 200 m erstreckt [92]. Für das vorliegende Modell wird daher bis zu einer Entfernung von 200 m eine relevante Kühlwirkung angenommen; jenseits dieses

Schwellenwertes steigt die modellierte Gefährdungswahrscheinlichkeit entsprechend der gewählten Exponentialfunktion an.

Die **Entfernung zu Windschneisen** wird ebenfalls auf Basis der OpenStreetMap-Daten von Geofabrik bestimmt [54]. Als potenzielle Windschneisen werden Straßen verschiedener Kategorien definiert, von Hauptverkehrsstraßen bis hin zu Anliegerstraßen. Offene Straßenräume können unabhängig von ihrer Verkehrsbedeutung als Luftströmungskorridore im Stadtgefüge wirken und kühlere Umgebungsluft in dicht bebaute Bereiche transportieren. Analog zur Vegetationsdistanz wird hier eine hindernisberücksichtigende Wegberechnung angewendet, die intervenierende Bebauung als Strömungshindernis einbezieht und damit die tatsächlich nutzbaren Luftpfade realistischer abbildet. Die Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ verläuft logarithmisch zwischen 10 m und 50 m Entfernung zur nächsten Windschneise. Unterhalb von 10 m wird keine Gefährdung angenommen, da ein BM in unmittelbarer Nähe des Strömungskorridors von der Durchlüftung profitiert. Oberhalb von 50 m wird der Maximalwert von 1 erreicht, da die zugeführte Kaltluft sich auf diesem Weg durch das Stadtgefüge bereits erwärmt und der kühlende Effekt am Standort weitgehend abgeklungen ist. Der logarithmische Verlauf bildet ab, dass die Durchlüftungswirkung mit zunehmender Entfernung zunächst rasch und anschließend immer langsamer abnimmt, die größte Änderung der Gefährdung findet also in den ersten Metern hinter der Windschneise statt [88].

Unsicherheiten und Grenzen der Methode

Die Analyse der Einflussfaktoren beruht auf öffentlich zugänglichen Geodaten, deren Qualität und Aktualität die Güte der Ergebnisse maßgeblich beeinflusst. Die Ergebnisse spiegeln den jeweiligen Erfassungsstand wider, sodass zwischenzeitliche Veränderungen wie Nachverdichtung, Rodung oder Entsiegelung unberücksichtigt bleiben. Bei Vorliegen neuer Datenstände sollte die Analyse daher wiederholt werden.

Die Hexagongröße von rund 1 ha stellt einen Kompromiss zwischen räumlicher Auflösung und rechentechnischer Praktikabilität dar. Kleinräumige Unterschiede in den Einflussfaktoren, etwa ein einzelner Baum, der ein BM verschattet, werden auf dieser Aggregationsebene nicht erfasst und können im Einzelfall zu Abweichungen von der tatsächlichen Gefährdungssituation führen.

Einzelne Einflussfaktoren weisen zudem eine material- und oberflächenabhängige Wirkung auf, die nicht vollständig abgebildet wird. So hängt die thermische Belastung durch direkte Sonneneinstrahlung von den Material- und Oberflächeneigenschaften des BM ab. Insbesondere die solare Absorptivität bzw. Reflektivität bestimmt den absorbierten und damit erwärmungswirksamen Anteil der Solarstrahlung und variiert je nach Material, Farbe und Oberflächenbeschichtung [108]. Da diese Eigenschaften in den Bestandsdaten der VNB häufig nicht oder nur unvollständig dokumentiert sind, wird für alle ONS einheitlich die ungünstigste Materialkombination aus dunklen

Anstrichen und Materialien mit hohem Absorptionsgrad angenommen. Diese konservative Annahme verhindert eine Unterschätzung der Gefährdung, kann die tatsächliche Belastung im Einzelfall jedoch überschätzen.

Die Kühlwirkung der Vegetation wird über mittlere jährliche Evapotranspirationsraten quantifiziert. Extreme Hitzeereignisse gehen jedoch typischerweise mit Trockenheit einher, wodurch die tatsächliche Kühlleistung der Vegetation unter dem Jahresmittelwert liegt. Die Methode überschätzt den kühlenden Effekt unter den relevanten Bedingungen daher möglicherweise.

Die Tageslichtzeitanalyse gewichtet alle Zeitschritte gleich und berücksichtigt damit nicht die tageszeitlich variierende Strahlungsintensität. Eine Verschattung während der mittäglichen Strahlungsspitze entlastet ein BM stärker als morgens oder abends, geht jedoch mit gleichem Gewicht in den Sonneneinstrahlungswert ein.

Die Methode wurde für freistehende Stationstypen mit eigenem Gehäuse entwickelt, etwa Kompakt-, Mast- oder Turmstationen. Für Stationen, die in Gebäude integriert sind, beispielsweise in Wohn- und Gewerbegebäuden oder Tiefgaragen, gelten abweichende thermische Randbedingungen, da das umgebende Gebäude die Station gegen Sonneneinstrahlung und Außentemperatur abschirmt. Dies wird durch die vorliegende Methode nicht abgedeckt.

5.3.4 Ergebnisse der Gefährdungsanalyse

Die Gefährdungsanalyse wird in den sechs in Abschnitt 2.5 beschriebenen UR durchgeführt. Die aggregierten Ergebnisse je Betriebsmittelgruppe und UR sind in Abbildung 5.6 dargestellt. Neben ONS wurden auch KVS in die Auswertung einbezogen, da in diesen, wie in Abschnitt 5.2 dargelegt, mit fortschreitendem Ausbau des intelligenten Netzbetriebs künftig ebenfalls Sekundärtechnik verbaut sein kann. Für KVS erfolgt dabei ausschließlich die Gefährdungsbewertung.

Abbildung 5.6 zeigt die prozentuale Verteilung der Gefährdungsbewertungsergebnisse je Betriebsmittelgruppe und UR. Für die Sekundärtechnik in ONS und KVS wird deutlich, dass unter Berücksichtigung der standortspezifischen Einflussfaktoren ein erheblicher Anteil der BM als „gefährdet“ oder „stark gefährdet“ eingestuft wird. Der Anteil der höchsten Gefährdungsstufe ist in den städtisch geprägten UR2 und UR4 besonders ausgeprägt, wo hohe Versiegelungsgrade, dichte Bebauung und eingeschränkte Durchlüftung den UHI-Effekt verstärken (vgl. Tabelle 2.7). In den ländlich geprägten UR1, UR3 und UR5 erreicht zwar ebenfalls ein erheblicher Teil der BM die Gefährdungsstufe „gefährdet“, der Anteil als „stark gefährdet“ eingestufte BM bleibt jedoch gering, in UR1 tritt die höchste Gefährdungsstufe gar nicht auf. Eine Besonderheit stellt UR6 dar: Obwohl ländlich geprägt, weisen die ONS dort mit rund 29 % den höchsten Anteil als „stark gefährdet“ eingestufte BM aller UR auf. Ursächlich ist die in Tabelle 2.7 dargestellte Merkmalskombination ohne hohen Versiegelungsgrad oder ausgeprägte Waldprägung. Die überwiegend landwirtschaftlich genutzten Flächen bieten den freistehenden ONS kaum natürliche

Verschattung, sodass diese einer hohen direkten Sonneneinstrahlung ausgesetzt sind. Da die Sonneneinstrahlung als rein geometrische Verschattungsanalyse bestimmt wird, spiegeln die hohen Werte unmittelbar die offene Standortstruktur wider und nicht etwa eine regional erhöhte Strahlungsintensität. Dieser Einflussfaktor führt auch ohne ausgeprägten UHI-Effekt zu erhöhten Gefährdungswahrscheinlichkeiten. Dass die KVS in UR6 zugleich die günstigste Bewertung aller UR erhalten, bestätigt diesen Zusammenhang: Sie liegen überwiegend innerhalb der Siedlungsstruktur und sind dort durch umgebende Bebauung verschattet. Damit zeigt sich, dass extreme Hitzeereignisse für die Sekundärtechnik in allen Siedlungsstrukturen eine relevante Gefährdung darstellen, wenn auch mit unterschiedlicher Ausprägung je nach städtebaulichem Kontext.

Bei NS- und MS-Freileitungsabschnitten fällt der Anteil „stark gefährdeter“ Abschnitte in nahezu allen UR gering aus. Die abschnittsweise Bewertung beschreibt die Standortbedingungen entlang des jeweiligen Freileitungsabschnitts. Da diese über den Trassenverlauf variieren, erreicht nur ein kleiner Teil die für eine hohe Einstufung erforderliche ungünstige Kombination aller Einflussfaktoren. Für den Netzbetrieb ist zu beachten, dass bereits ein einzelner kritischer Abschnitt zur vorsorglichen Abschaltung der gesamten Trasse führen kann (vgl. Abschnitt 2.4). Eine Ausnahme bildet erneut UR6: Dort werden rund vier Fünftel der MS-Freileitungsabschnitte mindestens als „gefährdet“ eingestuft, davon ein relevanter Teil als „stark gefährdet“; auch auf NS-Ebene erreichen rund zwei Drittel die Gefährdungsstufe „gefährdet“. Dies ist analog zu den ONS auf die geringe Verschattung der offenen Landschaft zurückzuführen und rechtfertigt eine weitergehende Betrachtung im Rahmen der Wirtschaftlichkeitsanalyse.

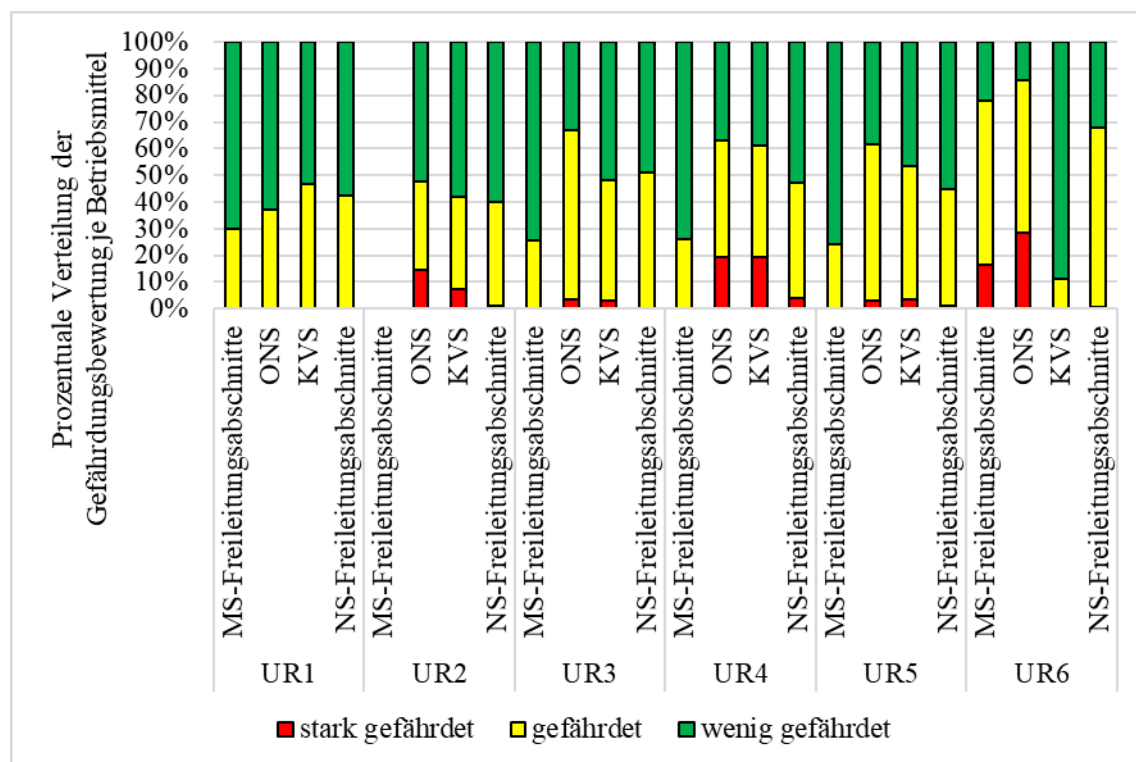


Abbildung 5.6: Darstellung der prozentualen Verteilung der Gefährdungswahrscheinlichkeit verschiedener Betriebsmittel für alle Untersuchungsregionen

Die in Abschnitt 2.2 beschriebene Gefährdungsheatmap ist in Abbildung 5.7 für extreme Hitzeereignisse dargestellt. Es ist deutlich erkennbar, dass die Gefährdung räumlich heterogen verteilt ist. Während weite Teile des Netzgebiets als „wenig gefährdet“ eingestuft werden, konzentrieren sich die als „stark gefährdet“ klassifizierten Bereiche auf die siedlungsstrukturell verdichteten Zonen im östlichen Teil der UR sowie auf vereinzelte exponierte Lagen, wie landwirtschaftliche Flächen, im übrigen Netzgebiet. Die grün dominierten Randbereiche mit hohem Vegetationsanteil verdeutlichen den kühlenden Einfluss von Grünflächen auf die lokale Gefährdungsausprägung.

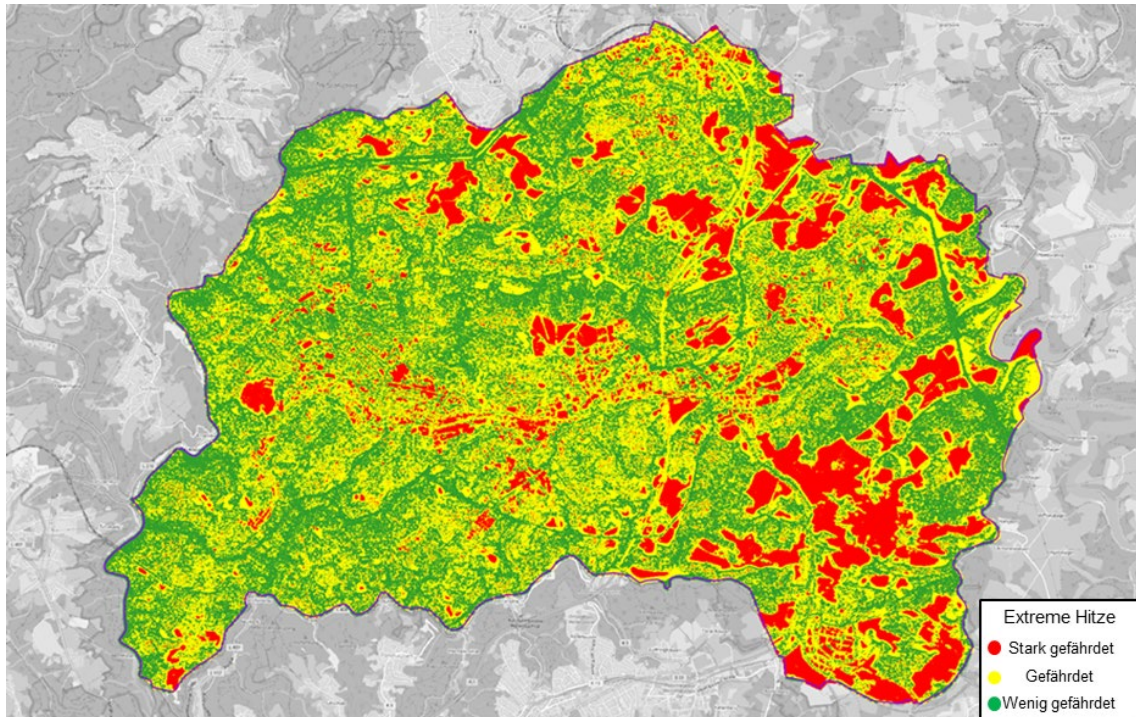


Abbildung 5.7: Gefährdungsheatmap für extreme Hitzeereignisse in einer Untersuchungsregion

5.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse für extreme Hitzeereignisse baut auf den in Abschnitt 2.3 beschriebenen allgemeinen methodischen Grundlagen auf. Als ereignisspezifischer Inputparameter ergänzt die Lebensdauer einer PM die extremwetterübergreifenden Kenngrößen. Sie gibt an, über wie viele Jahre eine PM einen wirksamen Schutz gegenüber der hitzebedingten Gefährdung bietet. In Verbindung mit den Investitionskosten und dem Diskontierungssatz ermöglicht die Lebensdauer die Anwendung der in Abschnitt 2.3 beschriebenen Annuitätenmethode, mit der einmalige Investitionskosten in äquivalente jährliche Kosten überführt und damit direkt mit den jährlich anfallenden Schadenskosten verglichen werden können. Zur Reduktion der hitzebedingten Gefährdung der betrachteten BM stehen verschiedene PM zur Verfügung, die sich hinsichtlich ihrer Wirkungsweise, ihres Investitionsaufwands und ihrer Maßnahmeneffektivität unterscheiden. Im Folgenden werden die berücksichtigten PM für Sekundärtechnik in ONS oder KVS sowie für Freileitungen beschrieben.

Präventionsmaßnahmen für Sekundärtechnik

Für die Sekundärtechnik in ONS oder KVS werden sieben PM betrachtet, die von strukturellen Umbauten über passive Adaptionen bis hin zu aktiven technischen Systemen reichen, vgl. Tabelle 5.1. Da ein Ausfall der Sekundärtechnik zwar den intelligenten Netzbetrieb unterbricht, jedoch keine unmittelbare VU verursacht, beschränkt sich die Schadensbewertung ausschließlich auf den Asset-Schaden. Volkswirtschaftliche Schäden durch nicht gelieferte Energie werden für dieses BM nicht berücksichtigt.

Der **Umbau zu einem anderen Stationstyp** (PM1) stellt eine strukturelle PM dar, bei der eine bestehende ONS durch eine Kompaktstation als Zielbild ersetzt wird. Der Umbau erfolgt in der Regel aus betrieblichen Gründen, etwa im Zuge von Erneuerung oder Standardisierung und sieht keine gezielte thermische Optimierung gegenüber Hitzeereignissen vor. Standortexposition und Sonneneinstrahlung bleiben unverändert und das geringe Innenvolumen einer Kompaktstation bietet gegenüber der thermischen Trägheit größerer Bauformen keinen Vorteil. Die hitzebedingte Betroffenheit wird durch den Umbau daher nur geringfügig reduziert, weshalb eine Maßnahmen-effektivität von lediglich 10 % angenommen wird.

Die **Zusatzbelüftung** (PM2) und die verbesserte **Wärmeisolation** (PM3) stellen konstruktive Anpassungen der Stationshülle dar. Fabrikfertige Stationen werden nach DIN EN IEC 62271-202 als definierte konstruktive Einheit geprüft, wobei unter anderem die Erwärmung der innerhalb der Station angeordneten Komponenten sowie, bei entsprechender Klassifizierung, die Auswirkungen innerer Störlichtbogenfehler Gegenstand der Typprüfungen sind [34]. Nachträgliche Veränderungen der Stationshülle, beispielsweise durch zusätzliche Lüftungsöffnungen oder nachträglich aufgebrachte Dämmung, können die geprüften thermischen und sicherheitstechnischen Eigenschaften der ursprünglichen Stationskonfiguration beeinflussen. Im Rahmen der vorliegenden Methode werden PM2 und PM3 daher ausschließlich als herstellerseitig umgesetzte Maßnahmen bei der Neuerrichtung von Stationen berücksichtigt. PM2 verbessert die passive Wärmeabfuhr aus dem Stationsinneren durch zusätzliche bzw. konstruktiv optimierte Lüftungsöffnungen oder Lüftungskanäle. PM3 zielt hingegen auf eine Verringerung des Wärmeeintrags über die Stationshülle durch eine verbesserte thermische Dämmung. Da für beide Maßnahmen keine belastbaren, allgemein übertragbaren quantitativen Wirksamkeitswerte für die betrachteten Stationen vorliegen, wird für die Modellierung jeweils eine moderate Maßnahmeneffektivität von 50 % angenommen. Dieser Wert stellt eine Modellierungsannahme dar und ist nicht als normativ oder empirisch festgelegter Wirkungsgrad zu verstehen. Die angesetzten Investitionskosten werden als herstellerseitige Mehrkosten gegenüber einer Standardausführung berücksichtigt.

Begrünungsmaßnahmen (PM4) reduzieren die thermische Belastung der ONS auf zwei Wegen: Bepflanzung und begrünte Fassaden verschatten die Stationsoberfläche gegen direkte Sonnenein-

strahlung, zugleich kühlt die Verdunstung der Pflanzen die Umgebungsluft im unmittelbaren Stationsumfeld. Aufgrund des erforderlichen Pflegeaufwands weisen Begrünungsmaßnahmen eine kürzere Nutzungsdauer auf und verursachen laufende Betriebskosten.

Verschattungsmaßnahmen (PM5) und **reflektierende Anstriche bzw. Materialien** (PM6) zielen darauf ab, die direkte Sonneneinstrahlung auf die Stationsoberfläche zu reduzieren. Die Verschattung erfolgt im Regelfall über vorhandene oder ohnehin vorgesehene Strukturen am Standort, etwa bereits bestehende Bäume und Sträucher oder benachbarte Bebauung, sodass keine maßnahmenspezifischen Investitionen entstehen. Für die Berechnung des KNV werden rechnerisch minimale Kosten angesetzt. Reflektierende Beschichtungen sind mit vergleichsweise geringen Investitionskosten verbunden. Ihre begrenzte Haltbarkeit durch Verschmutzung und Witterungseinflüsse ist über die Lebensdauer der PM von 12 Jahren abgebildet, nach deren Ablauf eine Erneuerung des Anstrichs erforderlich ist. Der Erneuerungszyklus fließt damit über die annuitätische Kostenbewertung in die Analyse ein, laufende Betriebskosten werden nicht gesondert angesetzt.

Die **aktive Kühlung** (PM7) der ONS stellt die wirksamste PM dar und erreicht mit 90 % die höchste Maßnahmeneffektivität. Dies geht jedoch mit zusätzlichen Investitions- und laufenden Betriebskosten für den Kühlungsbetrieb einher.

Präventionsmaßnahmen für Freileitungen

Für Freileitungsabschnitte wird bei extremen Hitzeereignissen kein physischer Asset-Schaden unterstellt, da die Freileitung nicht zerstört wird, sondern sich lediglich der Durchhang kritisch vergrößert. Die wirtschaftlichen Auswirkungen ergeben sich daher ausschließlich aus temporären VU, die durch die vorsorgliche Abschaltung des betroffenen Freileitungsabschnitts entstehen. Die Schadensbewertung erfolgt vollständig über die unterbrochene Leistung und den VoLL und bildet damit den volkswirtschaftlichen Schaden ab, unmittelbare Kosten für den VNB entstehen nicht. Für den VNB bleibt die Vermeidung solcher VU gleichwohl relevant, da deren Dauer über den ASIDI in die regulatorische Qualitätsbewertung eingeht (vgl. Abschnitt 2.4).

Als PM wird die **Verkabelung** (PM8) des betroffenen Freileitungsabschnitts mit dem Zielbild eines VPE-Erdkabels betrachtet. Die Erdverlegung beseitigt die hitzebedingte Gefährdung durch Durchhangüberschreitung; es wird jedoch eine Maßnahmeneffektivität von 90 % angesetzt, da Erdkabel bei hitzebedingter Austrocknung des Bodens ebenfalls thermisch belastet werden können [56]. Diese Restgefährdung berücksichtigt den Wirkmechanismus der Bodenaustrocknung pauschal innerhalb der Hitzebetrachtung, seine detaillierte physikalische Analyse erfolgt im Rahmen der Dürreanalyse in Kapitel 7. Die Investitionskosten werden als längenbezogene Kosten je Meter Leitungslänge angegeben. Weitere PM wie z. B. die Erhöhung von Freileitungsmasten zur Vergrößerung des Bodenabstands, die Errichtung zusätzlicher Freileitungsmasten oder die Umbeseilung auf Hochtemperatur-Leiterseile (HTLS), die höhere Betriebstemperaturen bei geringerem thermischen Durchhang zulassen, werden im Rahmen dieses Leitfadens nicht bewertet.

Eine Übersicht aller PM mit den zugehörigen Kosten, Maßnahmeneffektivitäten und Lebensdauern ist in Tabelle 5.1 dargestellt [87].

Tabelle 5.1: Übersicht der betrachteten Präventionsmaßnahmen für Sekundärtechnik in Ortsnetzstationen oder Kabelverteilerschränken (PM1-PM7) und Freileitungen (PM8) mit zugehörigen Kosten, Maßnahmeneffektivitäten und Lebensdauern [87]

PM	Investitionskosten	Laufende Kosten	Maßnahmen-effektivität	Lebensdauer
PM1	54.000 €		10 %	40 a
PM2	1.000 €		50 %	40 a
PM3	2.000 €		50 %	40 a
PM4	5.500 €	100 €/a	30 %	15 a
PM5	1 €		70 %	40 a
PM6	200 €		70 %	12 a
PM7	500 €	150 €/a	90 %	20 a
PM8	220 €/m		90 %	60 a

Als hitzespezifischer Inputparameter der Wirtschaftlichkeitsanalyse wird die Aus-Dauer der betrachteten BM gesondert bestimmt. Anders als bei anderen Extremwetterereignissen wird keine pauschale Aus-Dauer angesetzt. Der Austausch der Sekundärtechnik erfolgt erst nach vollständigem Abklingen der Hitzeperiode, da ein Ersatzgerät unter anhaltenden Temperaturen oberhalb des zulässigen Grenzwerts erneut ausfallen würde. Als maßgebliche Aus-Dauer wird daher die mittlere Dauer zusammenhängender Hitzeperioden mit Temperaturen über 35 °C herangezogen, die von UBIMET für das jeweilige Emissionsszenario deutschlandweit ausgewertet wurde und in Abschnitt 5.1 beschrieben ist.

Für den Ausfall von Freileitungsabschnitten wird die Aus-Dauer ebenfalls anhand der mittleren Hitzeperiodendauer bestimmt, da eine Wiederinbetriebnahme erst nach ausreichender Abkühlung der Leiterseile und Wiederherstellung der erforderlichen Sicherheitsabstände erfolgen kann. Für NS-Freileitungsabschnitte wird ergänzend eine zweite Betrachtung durchgeführt, in der eine Wiederversorgung der betroffenen Netzabschnitte mittels Notstromaggregat nach 3,5 Stunden angenommen wird. Auch auf der MS-Ebene ist eine temporäre Ersatzversorgung mittels leistungsstarker Netzersatzaggregate technisch grundsätzlich möglich [106]. Der Einsatz mobiler Erzeugungseinheiten zur Wiederherstellung der Versorgung ist jedoch mit zusätzlichen Randbedingungen hinsichtlich Verfügbarkeit, Transport, Standortzuweisung und Betrieb verbunden [40]. Da extreme Hitzeereignisse großräumig auftreten und somit mehrere Netzabschnitte gleichzeitig betroffen sein können, wird eine flächendeckende Wiederversorgung der ausgefallenen MS-Netzab-

schnitte mittels mobiler Netzersatzaggregate im Rahmen der vorliegenden Methode nicht unterstellt. Für die MS-Ebene wird daher konservativ die mittlere Hitzeperiodendauer als Aus-Dauer angesetzt. Diese Festlegung stellt eine Modellierungsannahme dar und berücksichtigt insbesondere, dass die tatsächliche Verfügbarkeit und Einsatzmöglichkeit mobiler Großaggregate vom jeweiligen Netzbetreiber und der konkreten Ereignissituation abhängt.

Die Assetkosten der BM sind darüber hinaus im Anhang in Abschnitt 10.1 in Tabelle 10.1 aufgeführt.

Ergebnisse Sekundärtechnik in Ortsnetzstationen

Abbildung 5.8: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der betrachteten Präventionsmaßnahmen für Sekundärtechnik in wenig gefährdeten Ortsnetzstationen, aggregiert über alle sechs Untersuchungsregionen, für die Emissionsszenarien RCP4.5 und RCP8.5, für den Referenzzeitraum sowie die Zeithorizonte 2050 und 2100. Abbildung 5.8 zeigt die KNV der betrachteten PM für die Sekundärtechnik in wenig gefährdeten ONS, aggregiert über alle sechs UR. Als Aggregationsmaß dient der Median, da die Verteilung der standortspezifischen KNV stark rechtsschief ist und einzelne Standorte mit sehr hohen Werten den Mittelwert verzerren würden. Die Beschränkung auf wenig gefährdete ONS stellt die konservativste Betrachtung dar: Mit zunehmender Gefährdungseinstufung steigt die Betroffenheit gegenüber extremen Hitzeereignissen und damit die erwarteten Schadenskosten, während die Maßnahmenkosten unverändert bleiben. Für gefährdete und stark gefährdete ONS fallen die KNV entsprechend höher aus, sodass sich alle nachfolgenden Aussagen auf diese Standorte erst recht übertragen und dort eine zeitnahe Umsetzung von PM besonders zu empfehlen ist.

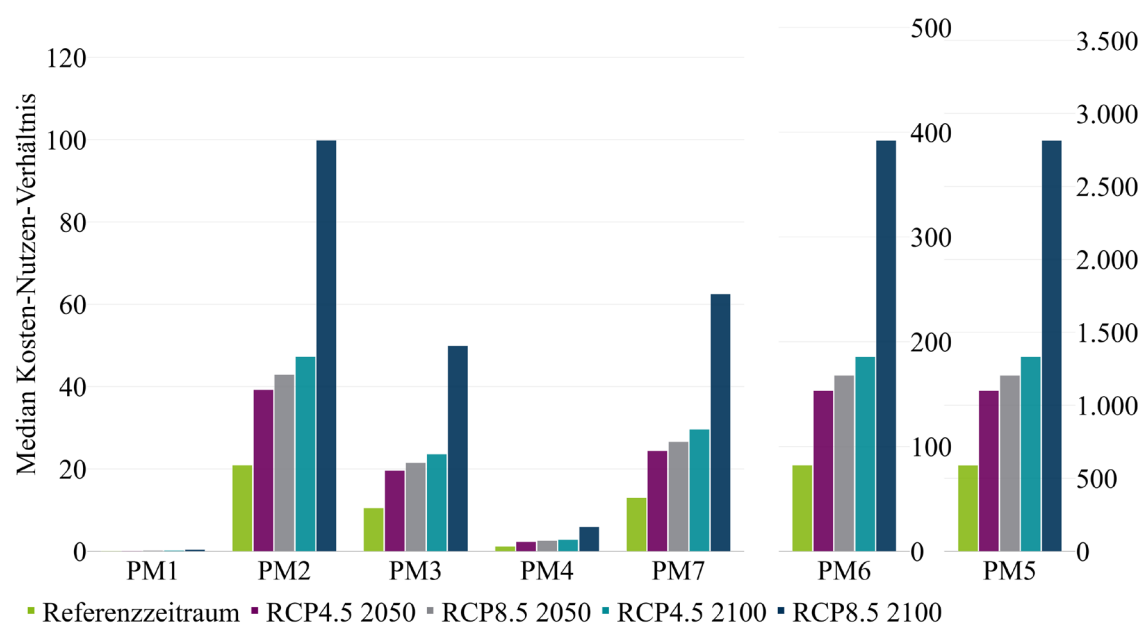


Abbildung 5.8: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der betrachteten Präventionsmaßnahmen für Sekundärtechnik in wenig gefährdeten Ortsnetzstationen, aggregiert über alle sechs Untersuchungsregionen, für die Emissionsszenarien RCP4.5 und RCP8.5, für den Referenzzeitraum sowie die Zeithorizonte 2050 und 2100.

Es zeigt sich, dass mit Ausnahme von PM1 alle PM über alle Emissionsszenarien und Zeithorizonte hinweg wirtschaftlich vorteilhaft sind, da ihre KNV deutlich über dem Schwellenwert von 1 liegen. Besonders hervorzuheben sind die passiven PM5 (Verschattung) und PM6 (reflektierende Beschichtung), deren KNV aufgrund der geringen Investitionskosten bei gleichzeitig hoher Maßnahmeneffektivität die höchsten Werte erreichen. Bei der Verschattung ergibt sich dies unmittelbar aus der praktischen Umsetzung über vorhandene oder ohnehin vorgesehene Strukturen am Standort, die keine maßnahmenspezifischen Investitionen erfordert. Beide PM sind als sogenannte No-Regret-Maßnahmen einzustufen, also PM, die sich unter allen betrachteten Emissionsszenarien wirtschaftlich lohnen. PM2 (Zusatzbelüftung) und PM3 (Wärmeisolation) erzielen ebenfalls hohe KNV und stellen damit robuste Investitionsoptionen dar. PM4 (Begrünung) weist aufgrund der kürzeren Lebensdauer und der laufenden Betriebskosten die geringsten KNV unter den wirtschaftlich vorteilhaften PM auf, verbleibt jedoch über alle Emissionsszenarien hinweg oberhalb des Schwellenwerts. PM1 (Umbau zu anderem Stationstyp) ist hingegen aufgrund der hohen Investitionskosten bei gleichzeitig geringer Maßnahmeneffektivität bei allen Emissionsszenarien nicht wirtschaftlich. Für alle PM ist darüber hinaus eine Zunahme der KNV mit zunehmendem Emissionsszenario erkennbar, vom Referenzzeitraum bis zum Emissionsszenario RCP8.5 im Jahr 2100 steigen die KNV erheblich an, was die wirtschaftliche Relevanz von Präventionsinvestitionen unter fortschreitendem Klimawandel unterstreicht.

Zusammenfassend zeigen die Ergebnisse, dass sich Investitionen für die Sekundärtechnik in ONS bereits heute in nahezu allen betrachteten PM lohnen, da die KNV weit oberhalb des Schwellenwerts von 1 liegen. Besonders kostengünstige passive PM wie Verschattung (PM5) und reflektierende Beschichtungen (PM6) erweisen sich dabei als wirtschaftlich herausragend und sind als No-Regret-Maßnahmen einzustufen, die unter allen Emissionsszenarien und Zeithorizonten empfohlen werden können. Zusatzbelüftung (PM2) und Wärmeisolation (PM3) stellen ebenfalls robuste Investitionsoptionen dar. Mit den unter fortschreitendem Klimawandel steigenden Temperaturen und der zunehmenden Häufigkeit extremer Hitzeereignisse steigt die wirtschaftliche Attraktivität aller PM weiter an. Lediglich der strukturelle Umbau zu einem anderen Stationstyp (PM1) ist aufgrund des ungünstigen Verhältnisses aus hohen Investitionskosten und geringer Schutzwirkung derzeit nicht zu empfehlen.

Ergebnisse für Freileitungen der NS- und MS-Ebene

Für NS- und MS-Freileitungsabschnitte wird ausschließlich die Verkabelung (PM8) als PM bewertet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 5.9 für MS-Freileitungsabschnitte und in Abbildung 5.10 für NS-Freileitungsabschnitte dargestellt, jeweils differenziert nach Leiterquerschnitt. Die Darstellung beschränkt sich analog zu den ONS auf wenig gefährdete Freileitungsabschnitte als konservativste Betrachtung, da deren KNV die Untergrenze bilden und für gefährdete und stark

gefährdete Freileitungsabschnitte entsprechend höhere Werte gelten. Zusätzlich ist der volkswirtschaftliche Schaden eines Hitzeereignisses ohne PM abgebildet, der die Kosten einer VU durch Abschaltung der Freileitung beschreibt.

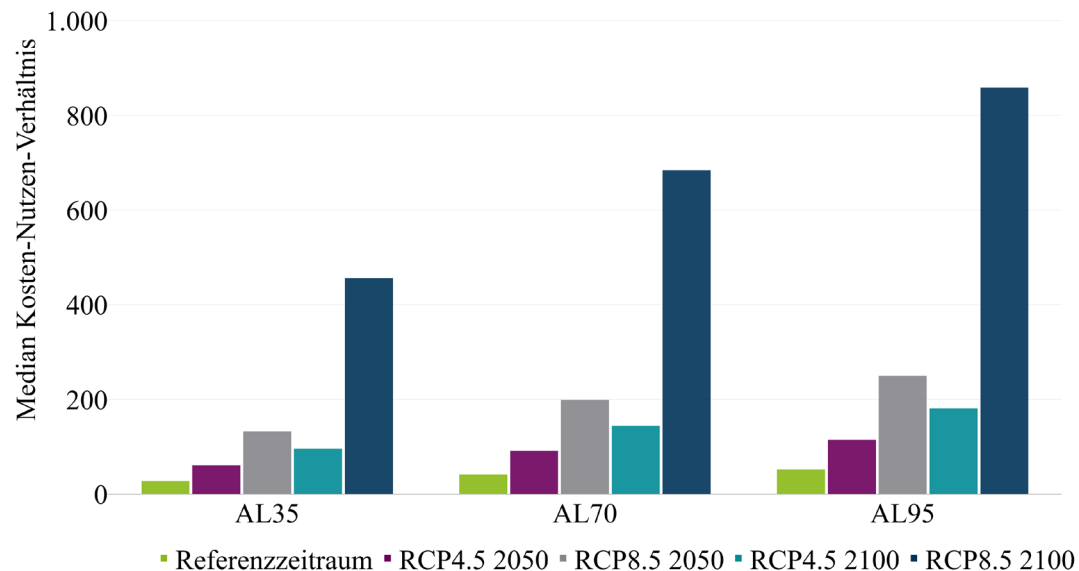


Abbildung 5.9: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der betrachteten Präventionsmaßnahmen für wenig gefährdete Mittelspannungsfreileitungsabschnitte, aggregiert über alle Untersuchungsregionen, für die Emissionsszenarien RCP4.5 und RCP8.5, für den Referenzzeitraum sowie die Zeithorizonte 2050 und 2100.

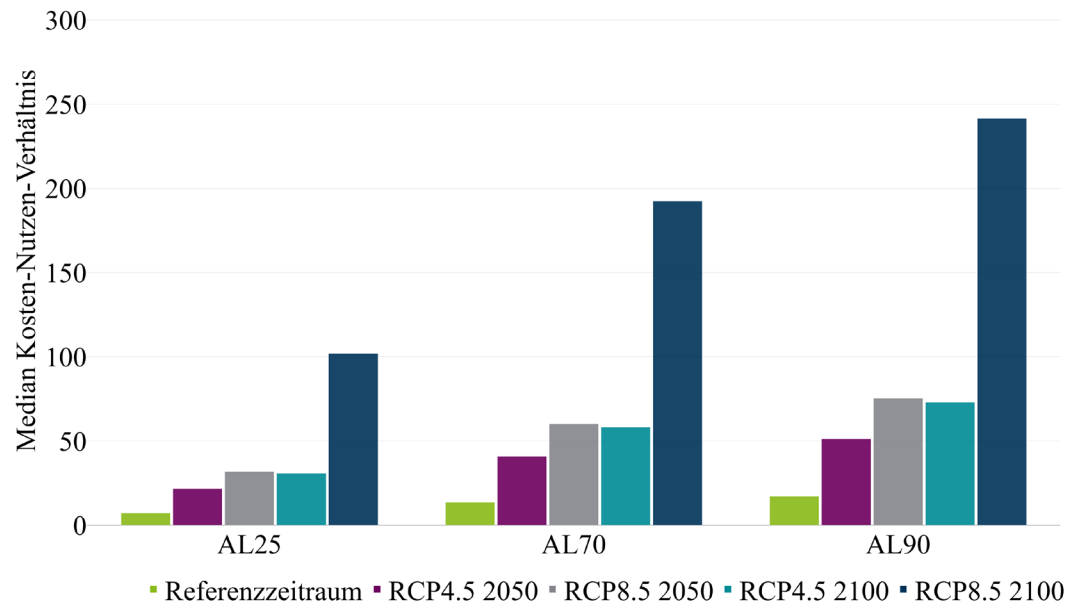


Abbildung 5.10: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der betrachteten Präventionsmaßnahmen für wenig gefährdete Niederspannungsfreileitungsabschnitte, aggregiert über alle Untersuchungsregionen, für die Emissionsszenarien RCP4.5 und RCP8.5, für den Referenzzeitraum sowie die Zeithorizonte 2050 und 2100.

Über alle Querschnitte, Emissionsszenarien und Zeithorizonte hinweg erweist sich die Verkabelung für wenig gefährdete Freileitungsabschnitte als wirtschaftlich vorteilhaft, alle KNV liegen deutlich über dem Schwellenwert von 1. Für gefährdete und stark gefährdete Freileitungsab-

schnitte gilt dies erst recht: Mit zunehmender Gefährdungseinstufung steigt die Betroffenheit gegenüber extremen Hitzeereignissen und damit auch die erwarteten Schadenskosten. Da die Maßnahmenkosten der Verkabelung unabhängig von der Gefährdungseinstufung konstant bleiben, wird die Verkabelung mit höherer Gefährdung wirtschaftlich noch attraktiver. Besonders deutlich ist dieser Effekt auf der MS-Ebene: Stark gefährdete Freileitungsabschnitte mit großem Leiterquerschnitt (AL95) erreichen unter dem Emissionsszenario RCP8.5 im Jahr 2100 ein KNV von über 15.000, was die erhebliche wirtschaftliche Relevanz der PM bei hoher übertragener elektrischer Leistung und dem damit verbundenen hohen Schadenspotenzial durch nicht gelieferte Energie unterstreicht.

Ein zentrales Ergebnis ist die ausgeprägte Abhängigkeit der KNV vom Leiterquerschnitt: Mit zunehmendem Querschnitt steigt die typische übertragene elektrische Leistung und damit die im Schadensfall nicht gelieferte Energie, was zu höheren volkswirtschaftlichen Schadenskosten führt. Da die Investitionskosten der Verkabelung je Meter Leitungslänge unabhängig vom Querschnitt konstant bleiben, werden die höchsten KNV bei den größten Querschnitten erreicht, also AL95 auf der MS-Ebene bzw. AL90 auf der NS-Ebene. Auch bei wenig gefährdeten Freileitungsabschnitten, die einen deutlich größeren Anteil des Gesamtnetzes darstellen, liegen die KNV über alle Emissionsszenarien hinweg oberhalb von 1, was die Verkabelung auch für diese Freileitungsabschnitten als wirtschaftlich sinnvolle PM ausweist.

Wie bei den ONS ist zudem eine deutliche Zunahme der KNV in Abhängigkeit der Emissionsszenarien erkennbar: Vom Referenzzeitraum bis zum Emissionsszenarien RCP8.5 im Jahr 2100 steigen die KNV erheblich an, was die wachsende wirtschaftliche Dringlichkeit von Verkabelungsinvestitionen unter fortschreitendem Klimawandel unterstreicht. Die Schadenskosten ohne PM verdeutlichen dabei, dass die zu erwartenden Kosten eines extremen Hitzeereignisses, insbesondere auf der MS-Ebene, bereits im Referenzzeitraum erheblich sind und mit zunehmendem Klimawandel weiter ansteigen.

Ergebnisse für NS-Freileitungsabschnitte mit Wiederversorgung nach 3,5 Stunden

Für NS-Freileitungsabschnitte wird ergänzend eine zweite Betrachtung durchgeführt, in der eine Wiederversorgung des betroffenen Netzabschnitts mittels Notstromaggregat nach 3,5 Stunden angenommen wird. Abbildung 5.11 zeigt die resultierenden KNV für wenig gefährdete NS-Freileitungsabschnitte unter dieser Annahme.

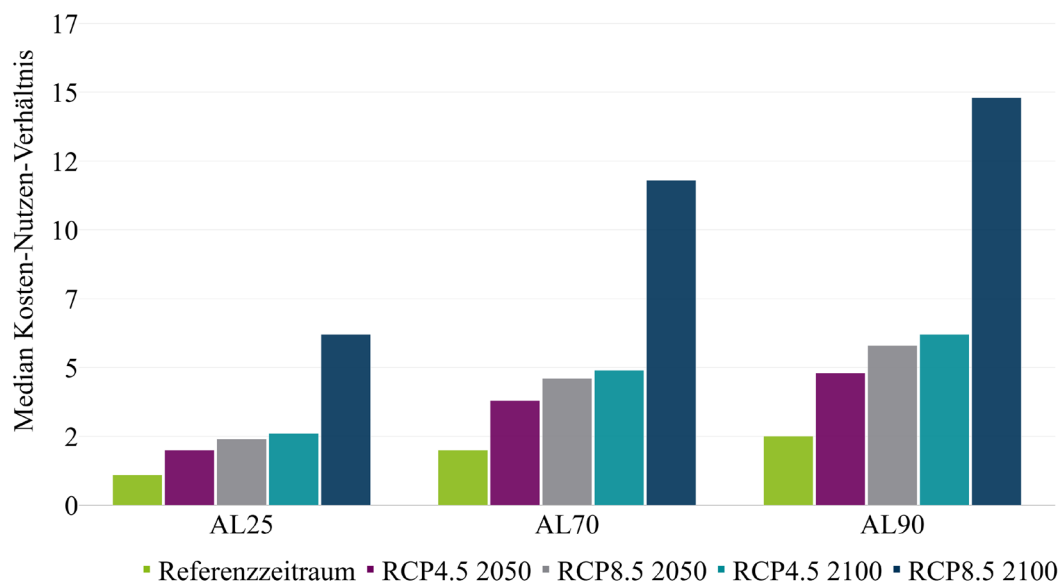


Abbildung 5.11: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der betrachteten Präventionsmaßnahmen für wenig gefährdete Niederspannungsfreileitungsabschnitte unter der Annahme einer Wiederversorgung mittels Notstromaggregat nach 3,5 Stunden, aggregiert über alle Untersuchungsregionen, für die Emissionsszenarien RCP4.5 und RCP8.5, für den Referenzzeitraum sowie die Zeithorizonte 2050 und 2100.

Im Vergleich zur Variante ohne Wiederversorgung fallen die KNV in dieser Betrachtung deutlich geringer aus und bewegen sich je nach Querschnitt und Emissionsszenario zwischen 1 und 15, anstelle von bis zu 300. Dies ist unmittelbar auf die stark verkürzte Aus-Dauer zurückzuführen. Die volkswirtschaftlichen Schadenskosten steigen mit zunehmender Unterbrechungsdauer und übertragener Leistung. Durch die Begrenzung der Aus-Dauer auf 3,5 Stunden sinken die vermiedenen Schadenskosten entsprechend stark, während die Maßnahmenkosten der Verkabelung unverändert bleiben. Bei der Einordnung der Werte ist zu berücksichtigen, dass der VoLL als volkswirtschaftlicher Bewertungssatz die gesamtgesellschaftlichen Kosten nicht gelieferter Energie abbildet und bewusst deutlich über dem reinen Energiepreis liegt. Das KNV setzt diesen volkswirtschaftlichen Nutzen ins Verhältnis zu den Maßnahmenkosten des VNB und ist daher nicht als betriebswirtschaftliche Rendite zu interpretieren. Besonders bei kleinen Querschnitten wie AL25 im Referenzzeitraum nähert sich das KNV dem Schwellenwert von 1 an, was zeigt, dass die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit der Verkabelung in diesem Fall maßgeblich davon abhängt, ob eine schnelle Wiederversorgung tatsächlich verfügbar ist.

Dennoch liegen die KNV auch in dieser Betrachtung über alle Querschnitte, Emissionsszenarien und Zeithorizonte hinweg oberhalb des Schwellenwerts von 1, die Verkabelung ist damit auch unter Berücksichtigung einer verfügbaren Notstromversorgung als wirtschaftlich vorteilhaft einzustufen. Dieses Ergebnis zeigt, dass die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit nicht allein auf der Vermeidung langer VU beruht. Mit zunehmendem Klimawandel steigen die KNV auch in dieser Variante szenarienabhängig deutlich an. Unter RCP8.5 im Jahr 2100 werden bei AL90 KNV von rund 15 erreicht, was die wachsende wirtschaftliche Dringlichkeit von Verkabelungsinvestitionen auch bei verfügbarer Notstromversorgung unterstreicht.

Zusammenfassung für Freileitungen der NS- und MS-Ebene

Zusammenfassend erweist sich die Verkabelung als wirtschaftlich vorteilhafte PM für hitzebetroffene Freileitungsabschnitte, unabhängig von Spannungsebene, Leiterquerschnitt, Gefährdungseinstufung, Zeithorizont und Emissionsszenario. Die wirtschaftliche Attraktivität nimmt mit steigendem Leiterquerschnitt, höherer Gefährdungseinstufung und fortschreitendem Klimawandel zu. Auch unter der Annahme einer verfügbaren Notstromversorgung auf NS-Ebene bleibt die PM über alle betrachteten Emissionsszenarien hinweg wirtschaftlich vorteilhaft.

5.5 Zuverlässigkeitsanalyse

Im Rahmen der Zuverlässigkeitsanalyse für extreme Hitzeereignisse werden ausschließlich Freileitungsabschnitte betrachtet. Ein Ausfall der betrachteten Sekundärtechnik führt unter den getroffenen Rahmenbedingungen nicht unmittelbar zu einer VU, da die Energieübertragung über die Primärtechnik zunächst weiterhin gewährleistet bleibt. Zukünftige regulatorische Entwicklungen könnten diese Einschätzung jedoch verändern: Mit der zunehmenden Verbreitung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14a EnWG, darunter Wärmepumpen, Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge und Batteriespeicher, wird ein funktionierender intelligenter Netzbetrieb zur aktiven Steuerung und Engpassvermeidung zunehmend erforderlich [15]. Ein Ausfall der Sekundärtechnik ließe die Steuerungsfähigkeit des VNB zwar grundsätzlich unberührt, würde jedoch die Netzzustandsermittlung beeinträchtigen, auf der eine bedarfsgerechte, netzorientierte Steuerung beruht. Diese Entwicklung wird im vorliegenden Leitfaden nicht quantitativ erfasst, sollte jedoch bei der Bewertung der langfristigen Relevanz von PM für die Sekundärtechnik berücksichtigt werden.

Für die betrachteten Freileitungsabschnitte werden die Zuverlässigkeitskenngrößen gemäß der in Abschnitt 2.4 beschriebenen Methode angepasst: Die Ausfallhäufigkeit H_A wird um die standortspezifische Betroffenheit H_B gegenüber Hitzeereignissen erweitert, die aus der Gefährdungsanalyse nach Abschnitt 5.3 hervorgeht. Als Aus-Dauer wird die mittlere Hitzeperiodendauer angesetzt. Eine Wiederversorgung mittels Notstromaggregaten wird auf der MS-Ebene nicht angesetzt, da bei großflächigen Hitzeereignissen mehrere Freileitungsabschnitte gleichzeitig abgeschaltet werden und die regionale Verfügbarkeit geeigneter Großaggregate für eine flächendeckende Wiederversorgung nicht ausreicht (vgl. Abschnitt 5.4); diese Variante bleibt der Wirtschaftlichkeitsanalyse der NS-Freileitungsabschnitte vorbehalten.

Als PM wird die Verkabelung der betroffenen Freileitungsabschnitte betrachtet. Für die Zuverlässigkeitsbewertung wird ein VPE-isoliertes Kabel als Zieltechnologie zugrunde gelegt und mit den entsprechenden Zuverlässigkeitskennwerten der VDE FNN SVS parametrisiert [120]. Papiermasseisolierte Kabel werden nicht berücksichtigt, da die Maßnahme eine Neuerrichtung bzw. den Ersatz des bestehenden Freileitungsabschnitts abbildet und hierfür im Rahmen der vorliegenden Methode VPE-isolierte Kabel als Referenztechnologie festgelegt werden.

Abbildung 5.12 zeigt den ASIDI für PM8 (Verkabelung der Freileitung) im Vergleich zum Referenzfall ohne PM für UR1 sowie für UR3 und UR5 unter verschiedenen Emissionsszenarien. Die Untersuchungsregionen UR3 und UR5 werden dabei als gemeinsames Netz betrachtet, da beide Teil desselben zusammenhängenden MS-Netzes sind und eine getrennte Zuverlässigkeitsberechnung die tatsächlichen Versorgungspfade nicht abbilden würde.

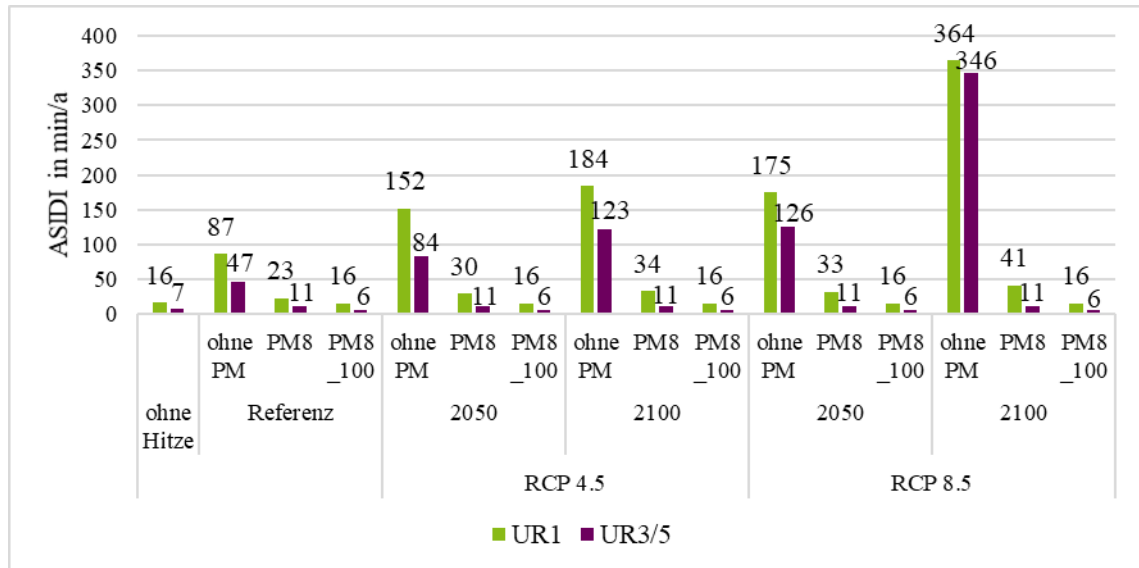


Abbildung 5.12: ASIDI für drei Untersuchungsregionen unter Berücksichtigung der Hitzeentwicklung, mit und ohne Umsetzung der Verkabelung (PM8, Maßnahmeneffektivität 90 %; PM8_100, Maßnahmeneffektivität 100 %), ergänzt um den ASIDI ohne Hitzeereignisse als Referenz.

Ohne die Berücksichtigung von Hitzeereignissen beträgt der ASIDI 7 min/a für UR3/5 bzw. 16 min/a für UR1. Im Referenzzeitraum steigt der ASIDI durch Hitzeereignisse auf 47 min/a (UR3/5) bzw. 87 min/a (UR1) an. Mit zunehmendem Klimawandel und dem Anstieg der Häufigkeit extremer Hitzeereignisse erhöhen sich die Werte deutlich: Im Emissionsszenario RCP8.5/2100 werden ohne PM 346 min/a (UR3 und UR5) bzw. 364 min/a (UR1) erreicht. Die Zunahme ist dabei allein auf die häufigeren Hitzeereignisse zurückzuführen, da Verteilnetz und Last gemäß Abschnitt 2.4 über alle Emissionsszenarien konstant gehalten werden.

Die PM8 bewirkt in allen Emissionsszenarien eine erhebliche Reduktion des ASIDI. Im Emissionsszenario RCP8.5 reduziert sich der Wert 2100 auf 11 min/a (UR3/5) bzw. 41 min/a (UR1), was einer Reduktion um rund 97 % bzw. 89 % entspricht. Der Unterschied zwischen den Netzen bleibt dabei bestehen: In UR1 verbleibt ein relevanter hitzebedingter Beitrag, da die Restgefährdung von 10 % in der stärker hitzeexponierten Region deutlicher ins Gewicht fällt als in weniger exponierten Lagen. Zur Feststellung in Abschnitt 5.2, wonach Erdkabel von direkten Hitzeereignissen nicht betroffen sind, besteht daher kein Widerspruch: Ausgeschlossen wird dort lediglich der unmittelbare Einfluss hoher Umgebungslufttemperaturen auf die Verfügbarkeit des Erdkabels. Die hier angesetzte Restgefährdung von 10 % ergibt sich aus einem anderen Wirkmechanismus: Anhaltende Hitze führt zur Austrocknung des Bodens, was die Wärmeabfuhr von Erdkabeln

verschlechtert und deren thermische Belastbarkeit beeinträchtigen kann. Dieser Zusammenhang wird im Rahmen der Dürreanalyse in Kapitel 7 vertieft behandelt.

Eine ergänzende Betrachtung mit einer Maßnahmeneffektivität von 100 % (PM8_100) zeigt, dass der ASIDI in beiden MS-Netzen nach vollständiger Verkabelung sogar unter den hitzeereignisfreien Referenzwert sinkt, in UR1 von 16,5 auf 16,0 min/a und in UR3/5 von 7,1 auf 6,3 min/a. Dies ist auf die grundsätzlich höhere Zuverlässigkeit von VPE-Erdkabeln gegenüber Freileitungen zurückzuführen, die sich in der geringeren Ausfallhäufigkeit der VDE FNN SVS widerspiegelt [120]. Die Verkabelung stellt damit nicht nur eine PM gegen hitzebedingte Risiken dar, sondern verbessert die Versorgungszuverlässigkeit auch im Normalbetrieb strukturell. Die stärkere Wirksamkeit in UR3/5 ist auf den höheren Freileitungsanteil im Netz zurückzuführen.

Zusammenfassend zeigt die Zuverlässigkeitsanalyse, dass extreme Hitzeereignisse ohne Gegenmaßnahmen zu einer erheblichen Verschlechterung der Versorgungszuverlässigkeit führen, die mit fortschreitendem Klimawandel weiter zunimmt. Die Verkabelung betroffener Freileitungsabschnitte erweist sich dabei als besonders wirksame PM: Sie reduziert den hitzebedingten ASIDI-Zuwachs erheblich und verbessert die Versorgungssicherheit auch im Normalbetrieb strukturell. Der Effekt fällt in UR3/5 aufgrund des höheren Freileitungsanteils deutlich stärker aus als in UR1, deren Netz bereits einen hohen Erdkabelanteil aufweist.

5.6 Planungs- und Betriebsgrundsätze

Aus den Ergebnissen der Gefährdungs-, Wirtschaftlichkeits- und Zuverlässigkeitsanalyse lassen sich Empfehlungen für die Netzplanung und den Netzbetrieb ableiten. Sie gliedern sich in Empfehlungen zur Sekundärtechnik, zu Freileitungen sowie zu übergreifenden planerischen Aspekten.

Sekundärtechnik

Passive PM sollten als Standard in die Beschaffungs- und Erneuerungsprozesse aufgenommen werden. Verschattung sowie helle und reflektierende Oberflächen erzielen bei minimalem Investitionsaufwand eine hohe Schutzwirkung und lohnen sich über alle UR und Emissionsszenarien hinweg. Sie sind damit als No-Regret-Maßnahmen einzustufen und sollten bei jeder ohnehin anstehenden Maßnahme an einer ONS mit umgesetzt werden.

Bei der Neuerrichtung von ONS sollten eine verbesserte Wärmedämmung und eine erweiterte passive Belüftung bereits im Beschaffungsprozess berücksichtigt werden, da beide PM als Anpassungen der typgeprüften Gehäusekonstruktion ausschließlich herstellerseitig umsetzbar sind. Für Bestandsstationen konzentrieren sich die Handlungsoptionen auf PM, die ohne Eingriff in die geprüfte Gehäusekonstruktion auskommen, insbesondere Verschattung und reflektierende Oberflächen.

Ebenso sollte der zulässige obere Betriebstemperaturbereich der eingesetzten Sekundärtechnik bereits bei der Beschaffung berücksichtigt werden. Komponenten mit erweitertem Temperaturbereich verschieben die Ausfallschwelle nach oben und können den Bedarf an baulichen oder aktiven PM vollständig entfallen lassen. Da die zulässige Betriebstemperatur nach Abschnitt 5.2 durch das schwächste Glied der verbauten Komponenten bestimmt wird, ist dabei die gesamte Ausstattung einer ONS zu betrachten und nicht nur einzelne Komponenten.

Eine aktive Kühlung ist nur an Standorten sinnvoll, an denen die passiven PM an ihre Wirkungsgrenze stoßen. Das betrifft insbesondere dicht bebaute innerstädtische Lagen mit ausgeprägtem UHI, in denen die Umgebungstemperatur der ONS auch bei baulich optimierter Ausführung dauerhaft erhöht bleibt.

Der Umbau auf einen anderen Stationstyp ist allein zur Hitzeanpassung nicht wirtschaftlich zu rechtfertigen. Steht ein Stationstausch aus anderen Gründen an, sollten jedoch ein Typ mit günstigeren thermischen Eigenschaften gewählt werden. Innerhalb der netztechnischen Randbedingungen kann bereits ein geringfügiger Versatz, etwa auf die verschattete Seite angrenzender Bebauung, die direkte Sonneneinstrahlung und damit die standortspezifische Gefährdung reduzieren. Großräumige Einflussfaktoren wie der städtische Wärmeinseleffekt bleiben von einer solchen Verlegung dagegen unberührt. Die Mehrkosten fallen in beiden Fällen gering aus, da Typ- und Standortwahl ohnehin Bestandteil der Ersatzplanung sind.

Freileitungen

Die Verkabelung erweist sich über alle Spannungsebenen, Querschnitte und Emissionsszenarien als wirtschaftlich vorteilhaft. Für die Priorisierung sollten drei Kriterien herangezogen werden: die Gefährdungseinstufung des Freileitungsabschnitts, der Leiterquerschnitt und die Verfügbarkeit alternativer Versorgungspfade. Freileitungsabschnitte mit hoher Gefährdung und großem Querschnitt weisen die höchsten KNV auf und sollten zuerst umgesetzt werden.

Steht für einen Freileitungsabschnitt ohnehin eine Erneuerung an, sollte die Verkabelung gegenüber einer Erneuerung der Freileitung bevorzugt werden. Der wirtschaftliche Vorteil ergibt sich in diesem Fall nicht nur aus der Vermeidung hitzebedingter Abschaltungen, sondern auch aus der grundsätzlich höheren Zuverlässigkeit erdverlegter Kabel im Normalbetrieb.

Für die NS-Ebene sollte ein Notstromkonzept vorgehalten werden, das eine Wiederversorgung betroffener Freileitungsabschnitte innerhalb weniger Stunden ermöglicht. Auf der MS-Ebene ist eine flächendeckende Notstromversorgung dagegen keine verlässliche Option, da bei großflächigen Hitzeereignissen mehrere Freileitungsabschnitte gleichzeitig abgeschaltet werden und die regionale Verfügbarkeit geeigneter Großaggregate hierfür nicht ausreicht (vgl. Abschnitt 5.4). Hier sollten stattdessen Umschaltmöglichkeiten und alternative Versorgungspfade in der Zielnetzplanung berücksichtigt werden, um die Dauer hitzebedingter VU zu begrenzen.

Übergreifende Grundsätze

Die Ergebnisse zeigen, dass hitzebedingte Gefährdungen nicht auf städtische Netzgebiete beschränkt sind. Zwar ist der Anteil gefährdeter BM in dicht bebauten Regionen am höchsten, doch auch in ländlich geprägten Netzgebieten treten relevante Gefährdungen auf, sofern BM frei stehen und der direkten Sonneneinstrahlung ausgesetzt sind. Eine Beschränkung der PM auf urbane Netzgebiete ist daher nicht sachgerecht.

Eine Priorisierung zwischen den Betriebsmittelgruppen lässt sich aus den Ergebnissen nicht ableiten. ONS und KVS unterscheiden sich zwar in ihrer typischen Platzierung im Netz, für die Hitzegefährdung ist dieser Unterschied jedoch nachrangig, da die direkte Sonneneinstrahlung als standortunabhängiger Einflussfaktor die Wirkung der städtebaulichen Umgebung überlagert. Die Priorisierung von PM sollte sich daher am konkreten Standort und dessen Verschattungssituation orientieren und nicht an der Betriebsmittelgruppe.

Die standortspezifische Gefährdungsanalyse sollte in die Netzplanung integriert werden. Insbesondere bei der Neuplatzierung von BM bietet die Gefährdungsheatmap eine schnelle Orientierung, um thermisch ungünstige Standorte bereits im Planungsstadium zu vermeiden. Die vorausschauende Standortwahl ist damit die kostengünstigste Form der Hitzeanpassung, da sie keine zusätzlichen Investitionen erfordert.

Die Aussagekraft der Gefährdungsanalyse hängt von zwei Faktoren ab, die fortlaufend gepflegt werden sollten. Zum einen bestimmt die Qualität der Betriebsmitteldaten, wie weit die konservativen Ersatzannahmen der Methode durch reale Werte ersetzt werden können; Angaben zu Stationstyp, Baumaterial und Oberflächenbeschaffenheit sollten daher systematisch erfasst werden. Zum anderen verändern sich die klimatischen Randbedingungen und die zugrunde liegenden Geodaten fortlaufend, weshalb die Gefährdungsanalyse in regelmäßigen Abständen wiederholt werden sollte, sinnvollerweise im Rahmen turnusmäßiger Netzplanungszyklen oder bei Vorliegen neuer Klimaprojektionen.

6 Extreme Kälteereignisse

6.1 Klimatische Entwicklung

Mit dem Anstieg des mittleren Temperaturniveaus infolge des Klimawandels ist auch eine Anhebung der Temperaturminima sowie damit verbunden eine Abnahme der Anzahl an Tagen mit Unterschreitungen der Kälteschwelle von $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ zu erwarten. Dieser Trend ist nahezu im gesamten Bundesgebiet zu beobachten. Im deutschlandweiten Mittel steigt die Minimumtemperatur ($T_{\min}$) im Emissionsszenario RCP4.5 bis zum Jahr 2100 um etwa $0,7\text{ }^{\circ}\text{C}$ an (vgl. Abbildung 6.1 rechts), bis 2050 werden es etwa $0,6\text{ }^{\circ}\text{C}$ sein. Die Zunahme des Temperaturminimums erfolgt in diesem Emissionsszenario also zum überwiegenden Teil in der ersten Hälfte des Jahrhunderts. Ein möglicher Grund dafür ist, dass das RCP4.5-Szenario von einer Begrenzung der Treibhausgasemissionen ausgeht und die entsprechenden Klimaschutzmaßnahmen insbesondere in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts stärker greifen. Regional sind Zunahmen von bis zu $2\text{ }^{\circ}\text{C}$ möglich, wobei auch diese bereits bis 2050 erreicht werden und die Minimumtemperatur anschließend nicht mehr wesentlich zunimmt.

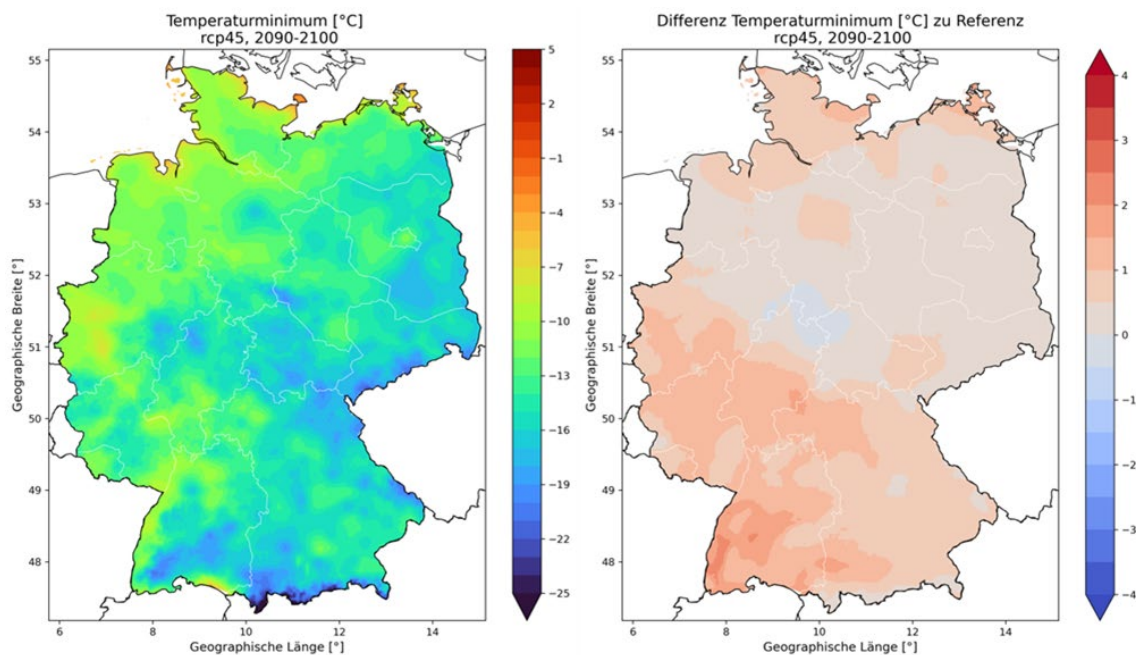


Abbildung 6.1: Temperaturminimum unter dem Emissionsszenario RCP4.5 im Jahr 2100 (links) und Abweichung des Temperaturminimums gegenüber dem Referenzzeitraum (rechts)

Sehr niedrige Minimumtemperaturen unter $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$ treten bereits heute nur noch in den südlichen und östlichen Landesteilen Deutschlands sowie in Mittel- und Hochgebirgslagen auf (vgl. Abbildung 6.2 links). Bis zum Ende des 21. Jahrhunderts (vgl. Abbildung 6.2 rechts) werden sich die Gebiete, in denen solche extremen Minimumtemperaturen auftreten, weiter deutlich verkleinern und sich überwiegend auf höher gelegene Regionen im Süden und Osten Deutschlands beschränken.

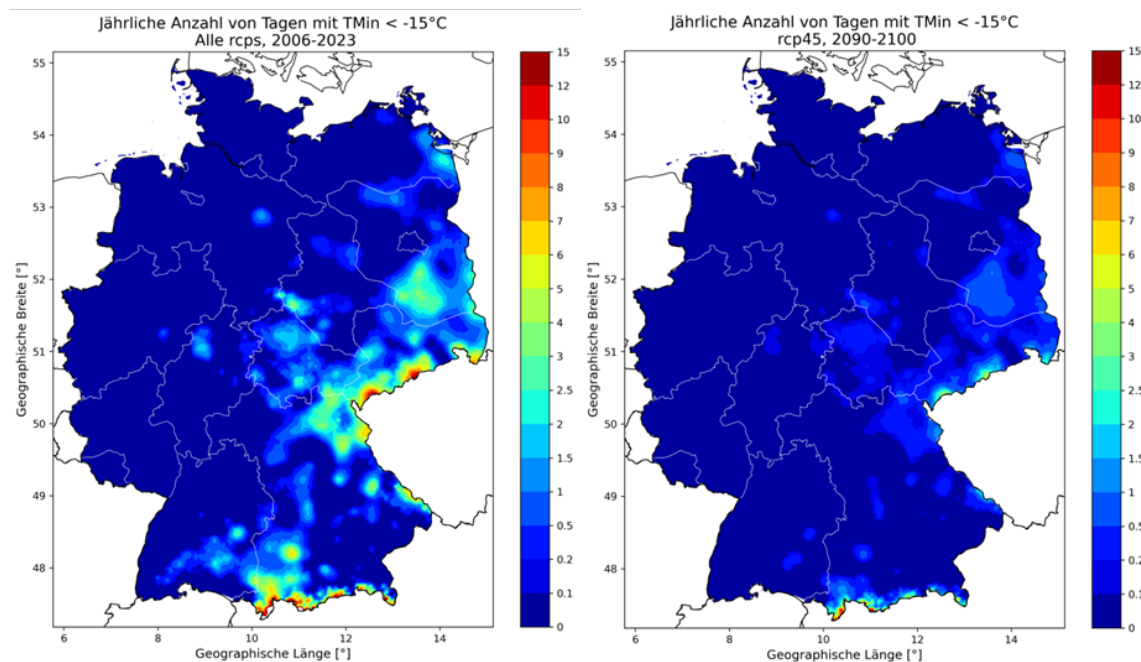


Abbildung 6.2: Jährliche Anzahl von Tagen mit $T_{\min} < -15\text{ °C}$ im Referenzzeitraum (links) und unter dem Emissions-szenario RCP4.5 im Jahr 2100 (rechts)

In den alpinen Regionen sowie im Erzgebirge ist der Rückgang der jährlichen Anzahl von Tagen mit Minimumtemperaturen unter -15 °C mit bis zu neun Tagen besonders deutlich. Abseits der Hoch- und Mittelgebirgslagen fällt die Abnahme geringer aus und beträgt bspw. Im Bereich zwischen Dresden und Berlin im Mittel rund zwei Tagen pro Jahr.

6.2 Auswirkung auf Betriebsmittel der elektrischen Verteilnetze

Extreme Kälteereignisse können im elektrischen Verteilnetz zu Einschränkungen bei zwei Betriebsmittelgruppen führen: der Sekundärtechnik in ONS oder KVS sowie NS- und MS-Freileitungen. Erdkabel sind von den nachfolgend beschriebenen Auswirkungen nicht betroffen, die Begründung hierfür findet sich am Ende dieses Abschnitts.

Sekundärtechnik

Die in ONS oder KVS eingesetzte Sekundärtechnik, darunter Schutz- und Steuerrelais, Fernwirk-einheiten sowie Mess- und Kommunikationseinrichtungen, ist gemäß den jeweiligen Herstellerspezifikationen für definierte Umgebungstemperaturbereiche ausgelegt. Je nach Gerät und zugrunde liegender Norm umfassen diese beispielsweise Bereiche von -10 °C bis $+40\text{ °C}$ [64, 65, 70, 71]. Die Ereignisdefinition nach Abschnitt 6.1 setzt mit -15 °C Lufttemperatur bewusst unterhalb dieser Grenze an, da die städtebaulichen Einflussfaktoren (Versiegelung und Bebauung) die Temperatur am BM um mehrere Kelvin über die regionale Tiefsttemperatur halten können. Ob diese Milderung am konkreten Standort fehlt, bewertet die Gefährdungsanalyse in Abschnitt 6.3. Da sich dieser Bereich am schwächsten Glied der verbauten Komponenten orientiert, kann er je nach Hersteller und Gerätegeneration im Einzelfall abweichen. Maßgeblich ist zudem der für einen zeitlich unbegrenzten Betrieb zulässige Bereich, denn kurzzeitig tolerierte Unterschreitungen

reichen angesichts der mehrtägigen Dauer extremer Kälteereignisse nicht aus. Sinkt die Umgebungstemperatur unter $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$, gilt die einwandfreie Funktionsfähigkeit der Sekundärtechnik nicht mehr als gesichert. Im Rahmen dieses Leitfadens wird ein Betrieb unterhalb dieser Temperaturgrenze als Ausfall der Sekundärtechnik gewertet.

Ein Ausfall der Sekundärtechnik führt nicht unmittelbar zu einer VU, solange die Primärtechnik weiterhin in Betrieb bleibt. Abhängig von den betroffenen Komponenten können jedoch die Erfassung und Übertragung von Messwerten sowie die Fernsteuerbarkeit der Station beeinträchtigt werden [103]. Stehen diese Funktionen nicht mehr zur Verfügung, ist der Informationsstand der Leitstelle eingeschränkt und erforderliche Schalthandlungen müssen gegebenenfalls durch Personal vor Ort durchgeführt werden, wodurch sich insbesondere im Störfall längere Reaktionszeiten ergeben können. Auch die netzorientierte Steuerung nach § 14a EnWG kann mittelbar beeinträchtigt werden. Die Steuerung der Verbrauchseinrichtungen erfolgt zwar nicht unmittelbar durch die einzelne ONS. Für die netzorientierte Steuerung ist jedoch eine Netzzustandsermittlung vorgesehen, die auf Echtzeit-Messwerten aus dem Niederspannungsnetz basiert [Q2]. Fallen für die Netzzustandsermittlung erforderliche Messwerte infolge eines Ausfalls der Sekundärtechnik aus, kann damit die Informationsgrundlage für eine bedarfsgerechte netzorientierte Steuerung beeinträchtigt werden [17].

Freileitungen

Freileitungen können bei extremen Kälteereignissen durch die Anlagerung von Schnee und Eis an Leiterseilen und Isolatoren mechanisch belastet werden. Die zusätzliche Eislast erhöht die mechanische Beanspruchung der Leiterseile, Freileitungsmasten und Abspannungen und kann bei außergewöhnlich hohen Belastungen unter anderem zu Leiterbrüchen sowie zur Verformung oder zum Versagen von Freileitungsmasten führen [72]. Für die Bemessung von Freileitungen werden in Deutschland nach DIN EN 50341-2-4 unterschiedliche Eislastzonen berücksichtigt, denen entsprechende Eislastannahmen zugeordnet sind [33]. Die Auslegung der Freileitung berücksichtigt damit standortabhängige Eislastbeanspruchungen. Werden die der Auslegung zugrunde liegenden Beanspruchungen durch außergewöhnliche Eisereignisse überschritten, können mechanische Schäden an Leitern, Armaturen oder Tragwerken auftreten [72]. Derartige Schäden können zu länger andauernden Versorgungsunterbrechungen führen, da zur Wiederherstellung des Normalzustands Reparatur- bzw. Wiederaufbaumaßnahmen erforderlich sein können. Zu berücksichtigen ist zudem die durch den Leiterstrom hervorgerufene Joule-Erwärmung. Diese wirkt einer Eisbildung entgegen bzw. kann deren Wachstum reduzieren [105]. Mit abnehmendem Leiterstrom nimmt auch die durch ohmsche Verluste hervorgerufene Eigenerwärmung des Leiterseils ab. Bei stromlosen Leiterseilen entfällt dieser Wärmeeintrag vollständig, wodurch unter ansonsten gleichen meteorologischen Bedingungen die Eisbildung begünstigt werden kann [105].

Erdkabel

Erdkabel werden im Kontext extremer Kälteereignisse in diesem Leitfaden nicht weiter betrachtet. Aufgrund der unterirdischen Verlegung sind sie den kurzfristigen Schwankungen der oberirdischen Lufttemperatur nicht unmittelbar ausgesetzt. Das umgebende Erdreich wirkt aufgrund seiner thermischen Speicherfähigkeit als Puffer, wodurch Temperaturschwankungen mit zunehmender Bodentiefe gedämpft und zeitlich verzögert auftreten [46]. Eine unmittelbare thermische Beanspruchung des Kabels infolge kurzzeitiger extremer Außenlufttemperaturen ist daher gegenüber oberirdisch verlegten Betriebsmitteln deutlich reduziert. Auch eine mechanische Gefährdung durch tiefe Temperaturen ist im verlegten Zustand nur eingeschränkt zu erwarten, wie im Folgenden dargelegt wird.

Kunststoffisolierungen wie VPE verlieren bei sehr tiefen Temperaturen an Flexibilität und verspröden zunehmend. Die für VPE-Kabel mit PE-Mantel angegebene untere Grenztemperatur für die Verlegung liegt bei -20 °C [76, 100]. Diese Einschränkung bezieht sich insbesondere auf den Verlegevorgang, bei dem das Kabel mechanisch bewegt und gebogen wird. Im bereits verlegten Zustand entfällt diese verlegebedingte mechanische Beanspruchung weitgehend.

Eine mechanische Beanspruchung des verlegten Kabelsystems kann jedoch mittelbar durch Gefrier- und Tauprozesse des umgebenden Bodens entstehen. Beim Gefrieren wasserhaltiger Böden können Frosthörungen und damit verbundene Bodenverformungen auftreten; beim anschließenden Auftauen sind weitere Bodenbewegungen bzw. Setzungen möglich [84, 102]. Diese Prozesse können grundsätzlich mechanische Beanspruchungen auf unterirdisch verlegte Infrastruktur übertragen. Ob daraus eine relevante Gefährdung eines konkreten Erdkabelsystems entsteht, hängt unter anderem von den lokalen Boden- und Wasserverhältnissen, der Frosttiefe, der Verlegetiefe sowie der konstruktiven Ausführung ab. Da diese lokalen Randbedingungen nicht flächendeckend dokumentiert sind, wird dieser Wirkmechanismus im Rahmen der Gefährdungsanalyse nicht quantitativ abgebildet.

6.3 Gefährdungsanalyse

Der folgende Abschnitt beschreibt die Durchführung der Gefährdungsanalyse für extreme Kälteereignisse. Aufbauend auf der in Abschnitt 2.2 vorgestellten Methode werden zunächst die relevanten Einflussfaktoren beschrieben. Anschließend wird erläutert, wie diese Faktoren logisch verknüpft und standortspezifisch analysiert werden. Der Abschnitt schließt mit einer Darstellung und Interpretation der Ergebnisse über die sechs betrachteten UR.

6.3.1 Identifikation der Einflussfaktoren

Die Gefährdungsanalyse für extreme Kälteereignisse berücksichtigt Einflussfaktoren, die die tatsächliche Temperatursprägung am Standort eines BM gegenüber der regional prognostizierten

Tiefsttemperatur beeinflussen. Anders als bei extremen Hitzeereignissen, wo alle Einflussfaktoren die Umgebungstemperatur zusätzlich erhöhen (vgl. Abschnitt 5.3.1), beschreiben die Einflussfaktoren bei extremen Kälteereignissen überwiegend nicht eine Verstärkung, sondern das Ausbleiben einer Abmilderung. Urbane Strukturen wie Bebauungsvolumen und Versiegelungsgrad speichern Wärme und halten die lokale Temperatur über der meteorologisch gemessenen Tiefsttemperatur [130]. Fehlen diese Strukturen, tritt die prognostizierte Tiefsttemperatur am Standort ungemindert ein. Demgegenüber wirken die fehlende Sonneneinstrahlung sowie ein hohes standortbezogenes Schneelastprofil unmittelbar gefähderungserhöhend. Auf dieser Grundlage werden zwei Einflussfaktoren mit mildernder und zwei mit gefähderungserhöhender Wirkung berücksichtigt.

Das **Bebauungsvolumen** erfasst das aufsummierte Volumen aller Gebäude im unmittelbaren Umfeld eines BM und dient als Indikator für die bauliche Prägung des Standorts. Gebäude und andere urbane Strukturen können tagsüber thermische Energie speichern und diese nachts zeitverzögert wieder abgeben, wodurch die nächtliche Abkühlung gegenüber weniger stark urbanisierten Bereichen reduziert werden kann. Die Bebauungsstruktur beeinflusst darüber hinaus die lokalen Strömungsverhältnisse und damit den konvektiven Wärmeaustausch [101, 128].

Der **Versiegelungsgrad** wird ebenfalls als lokal mildernder Einflussfaktor berücksichtigt. Urbane Oberflächen wie Beton und Asphalt weisen gegenüber vegetationsgeprägten Flächen andere thermische Eigenschaften auf und können tagsüber erhebliche Mengen thermischer Energie speichern, die zeitverzögert wieder an die Umgebung abgegeben werden. Dieser Effekt trägt insbesondere während der Nacht zu höheren Temperaturen urbaner Bereiche bei [128]. Mit abnehmendem Anteil versiegelter Oberflächen wird im Rahmen der vorliegenden Methode daher von einer geringeren Ausprägung dieses thermischen Puffereffekts ausgegangen.

Eine fehlende **Sonneneinstrahlung** wird als gefähderungserhöhender Einflussfaktor berücksichtigt. Durch direkte Sonneneinstrahlung wird der Energiebilanz eines Leiterseils zusätzliche Strahlungsenergie zugeführt. Bei verschatteten Trassenabschnitten entfällt dieser Energieeintrag, so dass unter ansonsten gleichen meteorologischen Bedingungen ungünstigere Voraussetzungen für das Abtauen bzw. die Ablösung vorhandener Schnee- und Eisanlagerungen bestehen. Im Rahmen der Gefährdungsanalyse wird daher angenommen, dass eine geringe Sonneneinstrahlung die Verweildauer von Schnee- und Eisanlagerungen begünstigt. Dieser Effekt wirkt in dieselbe Richtung wie ein geringer Wärmeeintrag durch Widerstandsverluste des Leiterseils (vgl. Abschnitt 6.2).

Die **Schneelast** beschreibt in der vorliegenden Methode eine flächenbezogene Last infolge einer Schneedecke und wird in kN/m^2 angegeben [35]. Als kältespezifischer Einflussfaktor erfasst sie, welcher zusätzlichen Gewichtsbelastung Leiterseile und Freileitungsmasten während extremer Kälteereignisse ausgesetzt sein können. Anders als die übrigen Einflussfaktoren wirkt sie damit nicht über die Umgebungstemperatur auf das BM, sondern unmittelbar als mechanische Last. Die für einen Standort anzusetzende Schneelast weist innerhalb Deutschlands räumliche Unterschiede

auf und wird normativ unter Berücksichtigung regionaler und höhenabhängiger Randbedingungen bestimmt [35]. Im Rahmen der Gefährdungsanalyse wird die standortbezogene Schneelast daher als räumlich differenzierter Einflussfaktor berücksichtigt.

6.3.2 Kombination der Einflussfaktoren

Die zuvor beschriebenen Einflussfaktoren gehen nicht einzeln in die Gefährdungsbewertung ein, sondern werden gemäß der in Abschnitt 2.2 beschriebenen Methode durch logische Verknüpfungen zu einer standortspezifischen Gefährdungswahrscheinlichkeit $P(\bar{Z}_{BM})$ zusammengeführt. Die Verknüpfungsstrukturen, die Abbildung 6.3 zu entnehmen sind, beschreiben, welche Einflussfaktoren zu einer Gefährdung von Sekundärtechnik in ONS oder KVS (linke Abbildung) und von Freileitungen (rechte Abbildung) beitragen.

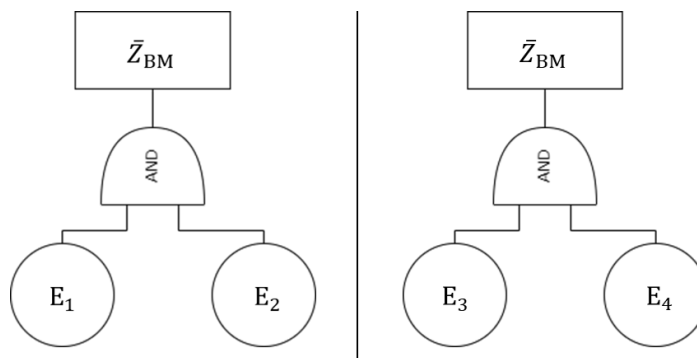


Abbildung 6.3: Darstellung der Verknüpfungsstruktur der Einflussfaktoren für extreme Kälteereignisse, links für die Gefährdung von Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränken, rechts für die Gefährdung von Freileitungen

Für die Sekundärtechnik ist die Unterschreitung der zulässigen unteren Betriebstemperatur maßgebend, weshalb nur Einflussfaktoren einfließen, die die lokale Umgebungstemperatur verschieben. Die Gefährdungswahrscheinlichkeit ergibt sich aus dem gleichzeitigen Ausbleiben der beiden Einflussfaktoren, die den UHI tragen, vgl. Abbildung 6.3 links. Ein Standort gilt als gefährdet, wenn sowohl ein geringer Versiegelungsgrad (E_1) als auch ein geringes Bebauungsvolumen (E_2) vorliegen, dort also weder die gespeicherte Wärme versiegelter Flächen noch die Abwärme umgebender Gebäude wirken:

$$P(\bar{Z}_{BM}) = P(E_1 \wedge E_2) \quad (6.1)$$

Für Freileitungen ist die mechanische Überlastung durch Schnee- und Eisanlagerungen maßgebend, weshalb Einflussfaktoren einfließen, die Entstehung und Verweildauer der Anlagerungen beeinflussen, vgl. Abbildung 6.3 rechts. Ein Freileitungsabschnitt gilt als gefährdet, wenn an seinem Standort sowohl eine erhöhte Schneelast (E_3) als auch eine geringe Sonneneinstrahlung (E_4) vorliegen, sodass sich Schnee und Eis anlagern, nur langsam abtauen und über längere Zeit als Zusatzlast am Leiterseil verbleiben:

$$P(\bar{Z}_{BM}) = P(E_3 \wedge E_4) \quad (6.2)$$

6.3.3 Analyse der Einflussfaktoren

Damit die Gefährdungsanalyse für sämtliche UR in Deutschland durchgeführt werden kann, beruht die Analyse der einzelnen Einflussfaktoren auf deutschlandweit frei zugänglichen Geodaten. Zur räumlichen Auswertung wird ein einheitliches hexagonales Analyseraster mit einer Kantenlänge von rund 62 Metern über die UR gelegt, sodass jede Analyserasterzelle eine Fläche von etwa einem Hektar abdeckt. Die hexagonale Form wird gegenüber einer quadratischen Form bevorzugt, da alle sechs Nachbarzellen denselben Mittelpunktabstand aufweisen. Bei quadratischen Zellen unterscheiden sich die Abstände zu den seitlichen und den diagonalen Nachbarn, was zu richtungsabhängigen Verzerrungen bei der räumlichen Auswertung führt. Die gewählte Zellgröße stellt einen Kompromiss zwischen räumlicher Auflösung und Robustheit dar: Sie bildet die Standortbedingungen im unmittelbaren Umfeld eines BM ab, ohne dass einzelne Ausreißer in den Geodaten das Ergebnis dominieren.

Für jedes Hexagon, das ein BM enthält, werden die analysierten Werte aus den Geodatenätzen extrahiert und bewertet. Jedem Einflussfaktor ist dabei eine Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion $R(x)$ zugeordnet, die den Eingangswert des jeweiligen Faktors in eine Gefährdungswahrscheinlichkeit überführt. Für den Versiegelungsgrad, das Bebauungsvolumen und die Sonneneinstrahlung wird dabei auf dieselben Eingangsgrößen und Funktionsverläufe zurückgegriffen, die auch der Analyse extremer Hitzeereignisse zugrunde liegen. Die Bewertungsrichtung kehrt sich jedoch um: Während bei Hitze ein hoher Versiegelungsgrad die Gefährdung erhöht, wirkt er bei Kälte mildernd. Abgebildet wird dies, indem die für Hitzeereignisse hergeleitete Funktion von eins abgezogen wird, sodass gilt:

$$R_{Kälteereignis}(x) = 1 - R_{Hitzeereignis}(x) \quad (6.3)$$

Ein Standort mit hohem Versiegelungsgrad erhält damit bei Kälte eine niedrige, ein gering versiegelter Standort eine hohe Gefährdungswahrscheinlichkeit. Die Schwellenwerte der Funktionen bleiben unverändert, da sie die physikalischen Wirkungsgrenzen der jeweiligen Größe beschreiben und richtungsunabhängig gelten.

Der **Versiegelungsgrad** wird auf Basis von OpenStreetMap-Daten bestimmt, die über den Geofabrik-Server für alle deutschen Bundesländer frei zugänglich sind [54]. Hierbei werden Gebäude, Parkplätze und Straßen sowie Sonderflächen wie Hauptbahnhöfe berücksichtigt. Da Straßen im Datensatz als Linienobjekte ohne Flächenausdehnung vorliegen, werden sie beidseitig um 3,25 m gepuffert, entsprechend der durchschnittlichen Fahrbahnbreite in Deutschland [47]. Unbefestigte Feld- und Waldwege bleiben ausgeschlossen. Der Versiegelungsgrad ergibt sich als Verhältnis der versiegelten Fläche zur Gesamtfläche des Hexagons. Die zugehörige Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion verläuft linear zwischen 25 % und 75 % Versiegelungsgrad und geht gemäß Gleichung (6.3) in die Bewertung ein.

Das **Bebauungsvolumen** wird aus den Gebäudegrundrissen des OpenStreetMap-Datensatz und der Differenz von DOM und DGM abgeleitet. Das Volumen jedes Gebäudes ergibt sich aus dem Produkt von Grundrissfläche und Höhe, die Einzelvolumina werden anschließend je Hexagon aufsummiert. Da ein Hexagon rund einen Hektar abdeckt entspricht das aufsummierte Volumen je Hexagon zugleich dem Volumen je Hektar. Die zugrunde liegende Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion verläuft logarithmisch zwischen einem unteren Schwellenwert von 10.000 m³/ha und einem oberen Schwellenwert von 50.000 m³/ha und geht gemäß Gleichung (6.3) in die Bewertung ein.

Die **Schneelast** wird in drei Schritten bestimmt: Zunächst wird jedem Standort über seine Gemeinde eine Schneelastzone zugeordnet, daraus wird anhand der Geländehöhe der charakteristische Wert der Bodenschneelast berechnet, und aus diesem ergibt sich abschließend die jährliche Wahrscheinlichkeit, dass eine für das BM relevante Schneelast überschritten wird.

Die Zuordnung der Schneelastzonen erfolgt nach DIN EN 1991-1-3 in Verbindung mit dem Nationalen Anhang, der die europäische Norm für die Anwendung in Deutschland konkretisiert und die länderspezifischen Werte festlegt. Das Deutsche Institut für Bautechnik veröffentlicht dazu eine gemeindescharfe Zuordnung der Zonen nach Verwaltungsgrenzen, die für Deutschland vorliegt und regelmäßig fortgeschrieben wird [29]. Unterschieden werden die Zonen 1, 1a, 2, 2a und 3, wobei die mit dem Zusatz a gekennzeichneten Zonen einen Aufschlag von 25 % auf den charakteristischen Wert der jeweiligen Zone erhalten. Der charakteristische Wert der Schneelast am Boden s_k ergibt sich zonenspezifisch als Funktion der Geländehöhe A über Normalnull:

$$s_k = c_0 + c_1 \cdot \left(\frac{A + 140}{760}\right)^2 \quad (6.4)$$

mit $s_k \geq s_{k,min}$. Die Beiwerte c_0 und c_1 sowie der Sockelbetrag $s_{k,min}$ legt der Nationale Anhang je Zone fest. Für Zone 1 gelten $c_0=0,19$ kN/m² und $c_1=0,91$ kN/m² bei einem Sockelbetrag von $s_{k,min}=0,65$ kN/m², für Zone 2 die Werte $c_0=0,25$ kN/m² und $c_1=1,91$ kN/m² bei $s_{k,min}=0,85$ kN/m² und für Zone 3 die Werte $c_0=0,31$ kN/m² und $c_1=2,91$ kN/m bei $s_{k,min}=1,10$ kN/m² [35]. Maßgebend ist jeweils der größere Wert aus Formel und Sockelbetrag.

Innerhalb einer Gemeinde ist die Schneelastzone konstant. Die räumliche Auflösung entsteht daher über die Geländehöhe, die dem DGM je Hexagon entnommen wird und in Gleichung (6.5) eingeht. In Gemeinden mit ausgeprägtem Relief führt das zu einer deutlichen Spreizung innerhalb des Netzgebiets, in flachen Gemeinden bleibt der Sockelbetrag maßgebend und der Wert nahezu konstant.

Der charakteristische Wert s_k ist nach EN 1990 als Wert mit einer Wiederkehrperiode von 50 Jahren definiert und entspricht damit einer jährlichen Überschreitungswahrscheinlichkeit von 2 %. Aus dieser Definition lässt sich unmittelbar auf die zugrunde liegende Verteilung des jährlichen Schneelastmaximums zurückrechnen. Anhang D der DIN EN 1991-1-3 unterstellt hierfür eine

Gumbel-Verteilung, deren Parameter sich über den Variationskoeffizienten V des jährlichen Maximums aus s_k ableiten lassen. Die vollständige Herleitung ist im Anhang in Abschnitt 10.2 zu entnehmen.

Die Gefährdungswahrscheinlichkeit ergibt sich abschließend als jährliche Wahrscheinlichkeit, dass das Maximum der Bodenschneelast eine Schwellenlast s_0 überschreitet, ab der eine relevante Belastung des BM vorliegt:

$$P(E_3) = 1 - \exp\left(-\exp\left(-\frac{s_0 - u}{\beta}\right)\right) \quad (6.5)$$

Für den vorliegenden Leitfaden wird s_0 zu 0,5 kN/m² angesetzt, der Wert ist auf die betrachteten UR kalibriert und bei Anwendung auf andere Netzgebiete zu überprüfen.

Die **Sonneneinstrahlung** wird über eine Tageslichtzeitanalyse auf Basis des DOM bestimmt [13]. Für jede Rasterzelle wird der Anteil der Zeit ermittelt, in der sie während eines definierten Zeitraums unverschattet ist. Für extreme Kälteereignisse dienen die Monate Januar und Februar als Auswertungszeitraum. Diese Wahl bildet die winterliche Verschattungssituation zutreffend ab, da die Sonnendeklination Anfang Januar mit -23,0 ° nahezu jener der Wintersonnenwende mit -23,4 ° entspricht und flach einfallende Strahlung bereits von niedrigen Hindernissen abgeschattet wird. Der resultierende Wert je Zelle liegt zwischen 0 für dauerhaft verschattete und 1 für dauerhaft unverschattete Flächen. Die zugehörige Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion verläuft linear ab einem Schwellenwert von 15 % unverschatteter Zeit und geht gemäß Gleichung (6.3) in die Bewertung ein, sodass dauerhaft verschattete Standorte die höchste Gefährdungswahrscheinlichkeit erhalten.

Unsicherheiten und Grenzen der Methode

Die Analyse der Einflussfaktoren beruht auf öffentlich zugänglichen Geodaten, deren Qualität und Aktualität die Güte der Ergebnisse maßgeblich beeinflusst. Veraltete oder lückenhafte Datensätze führen zu einer Unter- oder Überschätzung der standortspezifischen Gefährdung. Da die Ergebnisse den Erfassungsstand der Datensätze widerspiegeln, empfiehlt es sich, die Gefährdungsanalyse bei Vorliegen neuer Datensätze zu wiederholen.

Die Wahl der Hexagongröße von rund einem Hektar stellt einen Kompromiss zwischen räumlicher Auflösung und rechentechnischer Praktikabilität dar. Sehr kleinräumige Unterschiede in den Einflussfaktoren, etwa die Verschattung durch ein einzelnes Gebäude, werden auf dieser Aggregationsebene nicht erfasst. Die Bewertung einzelner Standorte kann dadurch im Einzelfall von den tatsächlichen Bedingungen abweichen.

Die Übertragung der für extreme Hitze hergeleiteten Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktionen auf die entgegengesetzte Wirkrichtung gemäß Gleichung (6.3) unterstellt, dass die dort hergeleiteten Schwellenwerte auch für die Gefährdungsanalyse von Kälteereignissen gelten. Dies ist eine Modellannahme und nicht physikalisch hergeleitet.

Die Schneelastzone ist gemeindeweit konstant, sodass die räumliche Differenzierung innerhalb einer UR im Wesentlichen über die Geländehöhe erfolgt. In flachen Gemeinden, in denen der Sockelbetrag maßgebend bleibt, wird die Bewertung der Freileitungsabschnitte daher überwiegend durch die übrigen standortbezogenen Einflussfaktoren bestimmt; die Ergebnisse sind dort eher als regionale Grundbelastung denn als standortscharfe Bewertung zu interpretieren.

Hinzu kommt eine grundsätzliche Grenze der Bemessungsgröße: Der charakteristische Wert der Bodenschneelast beschreibt die Einwirkung von Schnee auf Bauwerke, während für Freileitungen die Anlagerung von Nassschnee unmittelbar an den Leiterseilen maßgeblich ist. Die resultierende Last hängt von den meteorologischen Bedingungen während des Ereignisses ab und lässt sich nicht unmittelbar aus der Bodenschneelast ableiten [94, 107]. Das Nassschneeereignis im Münsterland im November 2005, bei dem mehr als 80 Freileitungsmasten beschädigt wurden oder versagten, zeigt zudem, dass die tatsächlichen Nassschneelasten die bei der Auslegung angesetzten Werte deutlich überschreiten können [78]. Die Bodenschneelast ist daher als räumlicher Gefährdungsindikator zu verstehen und nicht als Prognose einzelner Nassschneeereignisse.

Die Tageslichtzeitanalyse gewichtet alle Zeitschritte gleich, obwohl die Strahlungsintensität über den Tag variiert. Für das Abtauen von Schnee- und Eisanlagerungen ist vor allem die mittägliche Strahlungsspitze maßgeblich, während die Besonnung in den Morgen- und Abendstunden kaum zur Erwärmung des Leiterseils beiträgt. Die Gefährdung mittags verschatteter Freileitungsabschnitte wird dadurch tendenziell unterschätzt.

Die Wirkung des Windes bleibt unberücksichtigt, obwohl das Zusammentreffen von Nassschneeanlagerung und böigem Wind den maßgeblichen Schadensmechanismus bei Freileitungen darstellt. Die Gefährdungsanalyse bewertet damit die Voraussetzung für eine Anlagerung, nicht deren mechanische Auswirkung unter Windeinfluss. Eine Erweiterung um eine Windkomponente ist methodisch möglich, erfordert jedoch eine belastbare räumliche Datengrundlage zur Anfälligkeit gegenüber Böen auf Standortebeine.

Kaltluftabflüsse und die Ansammlung von Kaltluft in Geländesenken werden nicht erfasst. Das DGM geht ausschließlich über die absolute Höhe in die Gefährdungsanalyse ein, nicht über die Reliefform. Standorte in Mulden und Tallagen erhalten dadurch möglicherweise eine systematisch zu günstige Bewertung, da sich dort in Strahlungsnächten die tiefsten Temperaturen einstellen.

6.3.4 Ergebnisse der Gefährdungsanalyse

Die Gefährdungsanalyse wird in sechs UR durchgeführt, die sich hinsichtlich ihrer städtebaulichen Struktur und Siedlungscharakteristik unterscheiden, vgl. Tabelle 2.7. Die Ergebnisse werden standortgenau als Netzrisikokarte visualisiert, in der jedes BM gemäß seiner berechneten Gefährdungswahrscheinlichkeit einer der drei Gefährdungsstufen zugeordnet wird. Die aggregierten Ergebnisse je Betriebsmittelgruppe und UR sind in Abbildung 6.4 dargestellt.

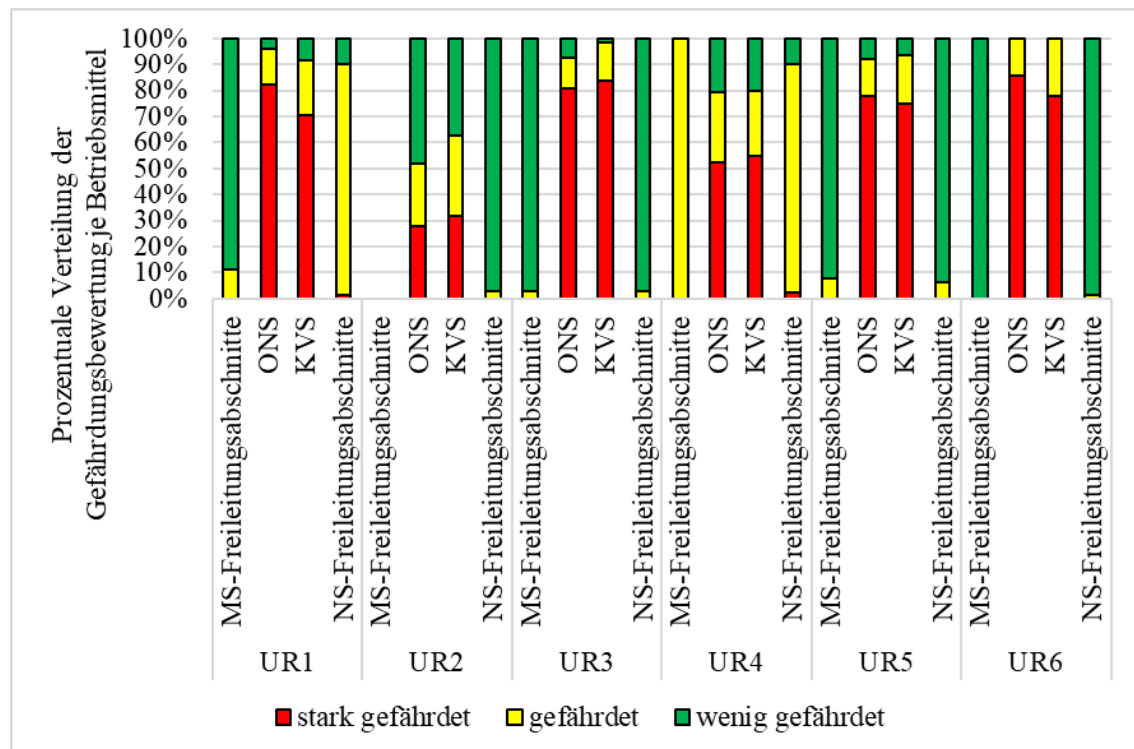


Abbildung 6.4: Darstellung der prozentualen Verteilung der Gefährdungswahrscheinlichkeit verschiedener Betriebsmittel für alle Untersuchungsregionen

Bei der Interpretation ist die gegenüber den anderen Extremwetterereignissen abweichende Bedeutung der Gefährdungsstufen zu beachten. Eine als „stark gefährdet“ eingestufte ONS steht an einem Standort, an dem weder Versiegelung noch Bebauung eine temperaturmildernde Wirkung entfalten und die regional prognostizierte Tiefsttemperatur damit ungemindert eintritt. Die Ergebnisse beschreiben folglich den Anteil der Standorte ohne mildernde Bebauungsstruktur, nicht den Anteil der Standorte mit gegenüber der Umgebung erhöhter Kältebelastung.

Für die Sekundärtechnik in ONS und KVS zeigt sich vor diesem Hintergrund ein zur Hitzeanalyse gespiegeltes Bild. In den ländlich geprägten UR1, UR3, UR5 und UR6 wird der Großteil der ONS als „stark gefährdet“ eingestuft, die Anteile liegen zwischen rund 70 und 85 %. In den städtisch geprägten UR2 und UR4 fällt der Anteil mit rund 27 bzw. 53 % geringer aus, da dichte Bebauung und hohe Versiegelungsgrade dort als thermischer Puffer wirken. Die KVS liegen in allen UR auf vergleichbarem Niveau wie die ONS. Maßgeblich ist in allen Fällen nicht die Betriebsmittelgruppe selbst, sondern die Standortverteilung: Hohe Anteile stark gefährdeter BM zeigen an, dass die betreffenden BM überwiegend außerhalb versiegelter und dicht bebauter Bereiche stehen.

Bei NS- und MS-Freileitungen ergibt sich ein anderes Bild, da hier nicht die Umgebungstemperatur, sondern die mechanische Zusatzlast durch Schnee- und Eisanlagerungen maßgeblich ist. Die höchste Gefährdungsstufe tritt nur vereinzelt auf. Hohe Anteile der Stufe „gefährdet“ erreichen die NS-Freileitungsabschnitte in UR1 und UR4 mit jeweils rund 90 % sowie die MS-Freileitungsabschnitte in UR4 vollständig; in den übrigen UR sind die Freileitungen überwiegend als „wenig gefährdet“ eingestuft, UR2 weist keine MS-Freileitungsabschnitte auf. Diese Verteilung

folgt unmittelbar aus der UND-Verknüpfung der beiden Einflussfaktoren nach Gleichung (6.2): Die höchste Gefährdungsstufe erreichen ausschließlich Freileitungsabschnitte, an denen eine hohe Schneelastwahrscheinlichkeit und eine ausgeprägte Verschattung zusammentreffen. In den überwiegend als „gefährdet“ eingestuft erreicht das Produkt beider Faktoren mittlere Werte, ohne dass beide gleichzeitig stark ausgeprägt sind.

Die in Abschnitt 2.2 beschriebene Gefährdungsheatmap ist für extreme Kälteereignisse in Abbildung 6.5 für Punktoobjekte wie ONS und KVS sowie in Abbildung 6.6 für Linienobjekte wie Freileitungen dargestellt.

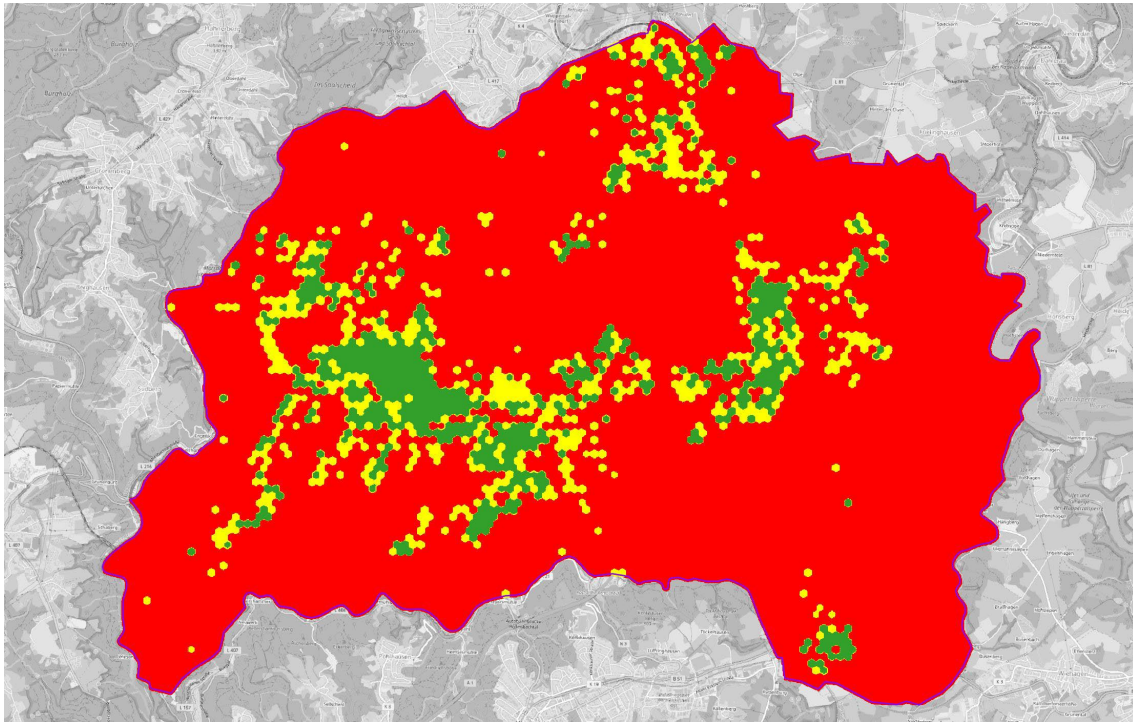


Abbildung 6.5: Gefährdungsheatmap gegenüber extremer Kälteereignisse für Punktoobjekte elektrischer Verteilnetze in einer Untersuchungsregion

Die Gefährdung ist räumlich heterogen verteilt. Verdichtete Bereiche im Westen der UR werden aufgrund der thermischen Pufferwirkung dichter Bebauung und hoher Versiegelung überwiegend als „wenig gefährdet“ eingestuft. „Stark gefährdete“ Bereiche konzentrieren sich auf gering versiegelte Randlagen und offene Flächen. Dort fehlt die temperaturmildernde Wirkung der Bebauung, sodass die regional prognostizierte Tiefsttemperatur ungemindert eintritt.

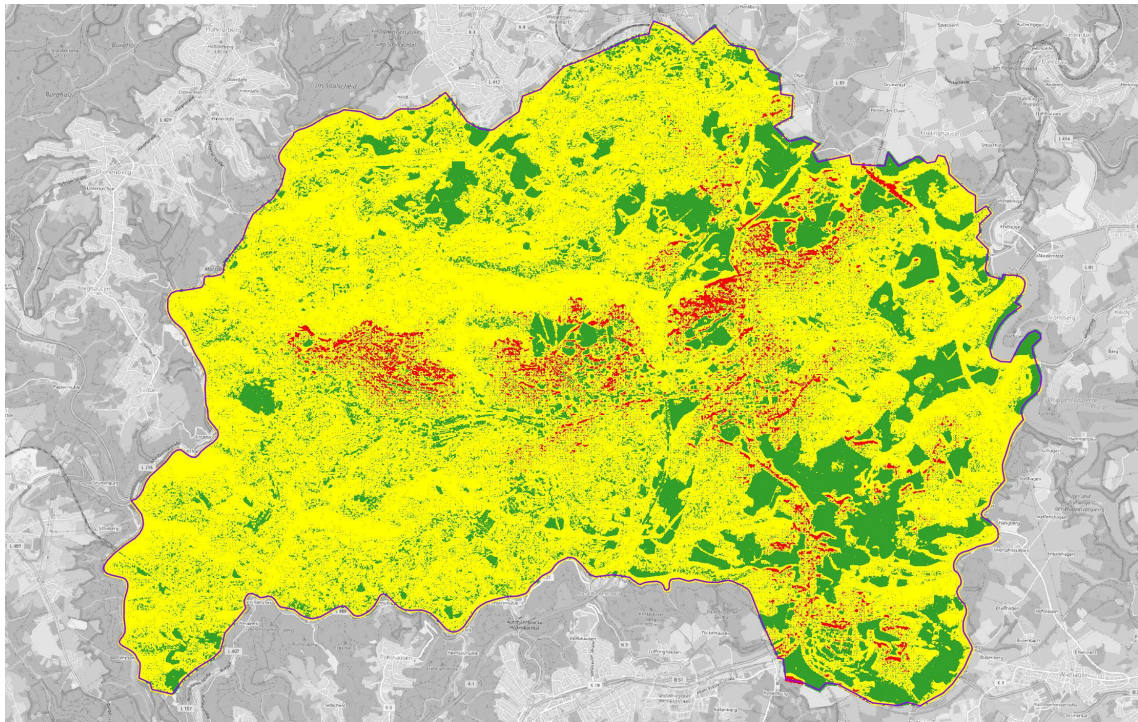


Abbildung 6.6: Gefährdungsheatmap gegenüber extremer Kälteereignisse für Linienobjekte elektrischer Verteilnetze in einer Untersuchungsregion

6.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse für extreme Kälteereignisse folgt methodisch dem in Abschnitt 2.3 beschriebenen Vorgehen. Als ereignisspezifischer Inputparameter ergänzt hier die Lebensdauer einer PM die extremwetterübergreifenden Kenngrößen, sodass einmalige Investitionskosten über die Annuitätenmethode nach Abschnitt 2.3 in äquivalente jährliche Kosten überführt werden können.

Wie in Abschnitt 6.1 dargelegt, sind Tage mit Tiefsttemperaturen unter $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$, die der Ereignisdefinition extremer Kälteereignisse zugrunde liegen, unter den betrachteten Emissionsszenarien großflächig in Deutschland nicht mehr zu erwarten. Solche Temperaturen treten künftig nur noch vereinzelt auf, am ehesten in den ostdeutschen Grenzregionen, etwa in der Lausitz, sowie in den Hochlagen des Erzgebirges und des Alpenrands. Daraus ergibt sich für sämtliche sechs UR eine Eintrittshäufigkeit von null. Da die Betroffenheit eines BM nach Abschnitt 2.3 als Produkt aus klimatischer Ereignishäufigkeit und standortabhängiger Gefährdungswahrscheinlichkeit bestimmt wird, ist sie damit unabhängig von der Gefährdungswahrscheinlichkeit ebenfalls null. Es entstehen keine erwarteten Schadenskosten, sodass sich für keine PM ein KNV oberhalb des Schwellenwerts ergeben kann.

Eine belastbare Wirtschaftlichkeitsanalyse ist für die betrachteten UR daher nicht durchführbar. Die nachfolgend beschriebenen PM und Parameter werden dennoch dokumentiert, damit die Methode in Regionen mit tatsächlich auftretenden Extremkälteereignissen angewendet werden kann.

Präventionsmaßnahmen für Sekundärtechnik

Für die Sekundärtechnik in ONS werden zwei PM betrachtet. Analog zur Hitzeanalyse verursacht ein Ausfall der Sekundärtechnik keine unmittelbare VU, weshalb sich die Schadenskosten auf den Asset-Schaden beschränkt.

Die verbesserte **Kälteisolation** (PM1) ist eine Anpassung der typgeprüften Gehäusekonstruktion und daher der Neuerrichtung oder dem Ersatz von Stationen vorbehalten. Sie reduziert den Wärmeverlust über die Gebäudehülle und verlangsamt damit das Absinken der Innentemperatur bei anhaltender Außenkälte. Sie wirkt rein passiv und kann die Unterschreitung der zulässigen unteren Betriebstemperatur bei länger anhaltenden Kälteperioden nicht vollständig verhindern, weshalb eine Maßnahmeneffektivität von 50 % angenommen wird. Die angesetzten Investitionskosten entsprechen den herstellerseitigen Mehrkosten gegenüber einer Standardausführung.

Die zusätzliche **Beheizung** (PM2) des Stationsinneren stellt die wirksamste PM dar und erreicht eine Maßnahmeneffektivität von 90 %. Eine Grundbeheizung ist in ONS teilweise verbreitet, da sie auch der Vermeidung von Kondensatbildung und damit der Betriebssicherheit der Sekundärtechnik dient. Bei ONS ohne vorhandene Beheizung fallen für die Nachrüstung Investitionskosten an, die laufenden Betriebskosten des Heizbetriebs entstehen unabhängig davon in beiden Fällen.

Präventionsmaßnahmen für Freileitungen

Für Freileitungsabschnitte wird die **Verkabelung** als PM3 bewertet. Erdverlegte Kabel sind Schnee- und Eisanlagerungen nicht ausgesetzt, sodass der maßgebliche Schadensmechanismus vollständig entfällt, vgl. Abschnitt 6.2. Es wird eine Maßnahmeneffektivität von 90 % angesetzt, die verbleibende Restgefährdung bildet Übergangsbauwerke und Endverschlüsse ab, die weiterhin oberirdisch verbleiben. Die Investitionskosten werden als längenbezogene Kosten je Meter Leitungslänge angegeben. Tabelle 6.1 fasst die Parameter aller betrachteten PM zusammen.

Tabelle 6.1: Übersicht der betrachteten Präventionsmaßnahmen für extreme Kälteereignisse

PM	Investitionskosten	Laufende Kosten	Maßnahmeneffektivität	Lebensdauer
PM1	2.000 €		50 %	40 a
PM2	200 €	150 €/a	90 %	20 a
PM3	200 €/m		90 %	60 a

Exemplarische Betrachtung

Um die Anwendbarkeit der Methode zu verdeutlichen, wird eine exemplarische Berechnung für ONS mit einer Gefährdungswahrscheinlichkeit von eins unter der Annahme einer Eintrittshäufigkeit von einem Ereignis je Jahr durchgeführt. Angesetzt werden ein Asset-Schaden von 5.000 €

je Ereignis. Die Diskontierung erfolgt mit dem in Abschnitt 2.3 festgelegten Zinssatz. Die Betrachtung beschränkt sich auf die Sekundärtechnik, da die Wirtschaftlichkeit der Verkabelung von Freileitungsabschnitten bereits im Rahmen der Analyse extremer Hitzeereignisse in Abschnitt 5.4 umfassend belegt ist und sich die Berechnung für Kälteereignisse methodisch identisch gestaltet.

Ohne PM ergeben sich damit erwartete jährliche Schadenskosten von 5.000 €. Die Kälteisolation (PM1) vermeidet bei einer Maßnahmeneffektivität von 50 % Schadenskosten von rund 2.500 €/a, wobei annuitätische Maßnahmenkosten von rund 133 €/a anfallen. Daraus resultiert ein KNV von rund 19. Die Beheizung (PM2) vermeidet bei einer Maßnahmeneffektivität von 90 % Schadenskosten von rund 4.500 €/a, verursacht jedoch neben den annuitätischen Investitionskosten laufende Betriebskosten für den Heizbetrieb, sodass sich Gesamtkosten von rund 167 €/a und ein KNV von rund 27 ergeben. Beide PM wären unter der getroffenen Annahme deutlich wirtschaftlich vorteilhaft. Die Beheizung erreicht aufgrund ihrer höheren Maßnahmeneffektivität das höhere KNV, ihre Wirkung setzt jedoch einen dauerhaften Heizbetrieb sowie die Funktionsfähigkeit der Heizung im Ereignisfall voraus. Die Kälteisolation erzielt ihren Nutzen dagegen rein passiv: Sie ist wartungsfrei, verursacht keine laufenden Betriebskosten und kann während eines Kälteereignisses nicht selbst ausfallen. Aus den KNV folgt zugleich, dass die PM selbst bei Eintrittshäufigkeiten von nur einem Ereignis in rund 19 beziehungsweise 27 Jahren noch kostendeckend wären. Für VNB in Regionen mit tatsächlich auftretenden Extremkälteereignissen ist die Umsetzung entsprechend zu prüfen.

Zusammenfassung

Für die sechs betrachteten UR ergibt sich unter den zugrunde gelegten Emissionsszenarien kein wirtschaftlicher Handlungsbedarf zur Anpassung an extreme Kälteereignisse, da die maßgeblichen Temperaturschwellen dort bereits im Referenzzeitraum nicht erreicht werden und dies nach den zugrunde gelegten Emissionsszenarien auch künftig nicht zu erwarten ist. Die exemplarische Betrachtung zeigt jedoch, dass sich PM bereits bei seltenen Ereignissen rechnen. VNB in den verbleibenden Kälteregeonen Deutschlands sollten die Analyse daher mit den für ihr Netzgebiet gültigen Eintrittshäufigkeiten durchführen.

6.5 Zuverlässigkeitsanalyse

Eine Zuverlässigkeitsanalyse für extreme Kälteereignisse wird im vorliegenden Leitfaden nicht durchgeführt. Zu betrachten wären hierfür ausschließlich Freileitungsabschnitte, da ein Ausfall der Sekundärtechnik keine unmittelbare VU verursacht, die Energieübertragung über die Primärtechnik bleibt auch bei ausgefallener Sekundärtechnik gewährleistet. Für Freileitungen ist der maßgebliche Schadensmechanismus das Versagen von Leiterseilen oder Freileitungsmasten unter Schnee- und Eislast. Wie in Abschnitt 6.4 dargelegt, ergibt sich für die in Abschnitt 6.1 definierten extremen Kälteereignisse jedoch in sämtlichen UR unter den betrachteten Emissionsszenarien eine Eintrittshäufigkeit von null.

Die Anpassung der Zuverlässigkeitskenngrößen nach der in Abschnitt 2.4 beschriebenen Methode setzt eine von null verschiedene Betroffenheit H_B voraus, da die Ausfallhäufigkeit H_A um genau diesen Beitrag erweitert wird. Entfällt die Betroffenheit, bleiben die Kenngrößen gegenüber dem Referenzzustand unverändert und es ergibt sich kein kältebedingter Zuwachs der Dauer von VU. Eine Berechnung des ASIDI würde damit den Referenzwert reproduzieren und keinen zusätzlichen Erkenntnisgewinn liefern.

Für VNB in den verbleibenden Kälteregeion Deutschland ist die Methode gleichwohl anwendbar. Bei Vorliegen einer regionsspezifischen Eintrittshäufigkeit größer null lässt sich die Zuverlässigkeitsanalyse analog zum Vorgehen bei den anderen Extremwetterereignissen durchführen. Neben der Eintrittshäufigkeit ist hierfür die ereignisspezifische Aus-Dauer zu bestimmen. Anders als bei extremer Hitze, bei der die Aus-Dauer der Dauer der Hitzeperiode entspricht (vgl. Abschnitt 2.4), ist bei Kälteereignissen von einer Reparaturdauer auszugehen, da Leiterseil- und Mastschäden eine physische Instandsetzung erfordern. Diese kann durch witterungsbedingt erschwerte Zugänglichkeit der Trassen zusätzlich verlängert werden.

6.6 Planungs- und Betriebsgrundsätze

Aus den Ergebnissen der Gefährdungs- und Wirtschaftlichkeitsanalyse lassen sich trotz der fehlenden Eintrittshäufigkeit in den betrachteten UR Empfehlungen für die Netzplanung und den Netzbetrieb ableiten, die für Netzgebiete mit tatsächlich auftretenden Extremkälteereignissen anwendbar sind. Sie gliedern sich in Empfehlungen zur Sekundärtechnik, zu Freileitungen sowie zu übergreifenden planerischen Aspekten.

Sekundärtechnik

Die exemplarische Wirtschaftlichkeitsbetrachtung zeigt, dass sowohl die Kälteisolation als auch die Beheizung deutlich wirtschaftlich sind. Die Beheizung erreicht aufgrund ihrer höheren Maßnahmeneffektivität zwar das höhere KNV, vorzuziehen ist jedoch die Kälteisolation, die als wartungsfreie PM ohne laufende Betriebskosten während eines Kälteereignisses nicht selbst ausfallen kann. Als Anpassung der typgeprüften Gehäusekonstruktion ist sie der Neuerrichtung oder dem Ersatz von Stationen vorbehalten und sollte dort bereits im Beschaffungsprozess berücksichtigt werden. Im Bestand stellt die im Innenraum nachrüstbare Beheizung die maßgebliche Option dar. Bei Neuerrichtung sollte eine Beheizung ergänzend vorgesehen werden, wenn passive PM nicht ausreichen oder sie ohnehin aus anderen Gründen erforderlich ist, etwa zur Vermeidung von Kondensatbildung. In vielen ONS ist eine Beheizung aus diesem Grund bereits heute vorhanden.

Freileitungen

Für Freileitungen ergibt sich in den betrachteten UR ebenfalls kein unmittelbarer Handlungsbedarf. Die höchste Gefährdungsstufe setzt das gleichzeitige Vorliegen einer erhöhten Schneelastwahrscheinlichkeit und einer ausgeprägten Verschattung voraus und tritt entsprechend selten auf;

die verbreitete Einstufung als „gefährdet“ gewinnt erst in Netzgebieten mit tatsächlich auftretenden Extremkälteereignissen an Bedeutung. Für die Priorisierung dort ist die Gefährdungseinstufung des Freileitungsabschnitts maßgeblich.

Steht für einen Freileitungsabschnitt ohnehin eine Erneuerung an, sollte die Verkabelung gegenüber einer Erneuerung der Freileitung bevorzugt werden. Sie beseitigt den maßgeblichen Schadensmechanismus vollständig, da erdverlegte Kabel Schnee- und Eisanlagerungen nicht ausgesetzt sind. Ihre Wirtschaftlichkeit ist im Rahmen der Analyse extremer Hitzeereignisse in Abschnitt 5.4 belegt, der Schutz vor kältebedingten Schäden kommt als zusätzlicher Nutzen hinzu, ohne dass weitere Kosten entstehen. Da ein Freileitungsmastversagen unter Eislast zu lang andauernden VU führt, sollten in betroffenen Netzgebieten Umschaltmöglichkeiten und alternative Versorgungspfade in der Zielnetzplanung berücksichtigt werden, um die Dauer der Unterbrechung zu begrenzen.

Übergreifende Grundsätze

Die Ergebnisse zeigen, dass kältebedingte Gefährdungen vorwiegend in ländlich geprägten Netzgebieten auftreten. In verdichteten Bereichen wirkt die städtebauliche Umgebung als thermischer Puffer, sodass die regional prognostizierte Tiefsttemperatur dort seltener ungemindert eintritt. Eine Fokussierung der PM auf urbane Bereiche wäre daher nicht zielführend.

Zwischen den Betriebsmittelgruppen lässt sich keine pauschale Priorisierung ableiten. ONS und KVS weisen je UR vergleichbare Anteile stark gefährdeter BM auf. Entscheidend ist nicht die Betriebsmittelgruppe, sondern ob ein BM innerhalb zusammenhängender Bebauung von deren puffernder Wirkung profitiert oder frei außerhalb steht. PM sollten daher vorrangig an den standortbezogen als „stark gefährdet“ eingestuften BM umgesetzt werden. Für ONS ist die Bewertung bereits heute relevant, da in diesen Sekundärtechnik verbaut ist, während die der KVS erst mit künftigen Ausbaustufen des intelligenten Netzbetriebs an Relevanz gewinnt.

Die standortspezifische Gefährdungsanalyse sollte in die Netzplanung integriert werden. Insbesondere bei der Neuplatzierung von BM bietet die Gefährdungsheatmap eine schnelle Orientierung, um ungünstige Standorte bereits im Planungsstadium zu vermeiden. Dies ist die kostengünstigste Form der Kälteanpassung, da sie ohne zusätzliche Investitionen auskommt.

Die Aussagekraft der Gefährdungsanalyse hängt unmittelbar von der Qualität der Betriebsmitteldaten ab. Angaben zu Stationstyp und Ausstattung sollten daher systematisch erfasst und gepflegt werden, damit die konservativen Ersatzannahmen der Methode durch reale Werte ersetzt werden können. Unabhängig davon sollte die Gefährdungsanalyse in regelmäßigen Abständen wiederholt werden, da sich sowohl die Klimaprojektionen als auch die zugrunde liegenden Geodaten fortlaufend weiterentwickeln. Für extreme Kälteereignisse ist dies besonders relevant: Die Aussage, dass in den betrachteten UR keine Betroffenheit vorliegt, gilt nur so lange, wie die zugrunde gelegten Klimaprojektionen Bestand haben.

7 Dürreereignisse

7.1 Klimatische Entwicklung

Dürreereignisse lassen sich mithilfe eines sogenannten Dürre-Indexes quantifizieren. Dieser setzt sich aus dem Sättigungsdefizit des Bodens, der Anzahl der Tage seit dem letzten Niederschlag sowie der Niederschlagsmenge des letzten Ereignisses zusammen. Das Sättigungsdefizit selbst basiert auf einem Bilanzmodell aus Niederschlag und Verdunstung, in das die Maximaltemperatur als wesentlicher Einflussfaktor eingeht. Der Dürre-Index ist ein dimensionsloser Index ohne physikalische Einheit; höhere Werte kennzeichnen eine stärkere und länger anhaltende Austrocknung. Als Schwellenwert für ausgeprägte Trockenheit wird ein Wert von 6,5 herangezogen: Oberhalb dieser Schwelle fällt die Häufigkeitsverteilung der beobachteten Werte rapide ab, sodass nicht mehr von wiederkehrenden Trockenphasen, sondern zunehmend von ausgeprägten Dürreperioden gesprochen werden kann.

Bezogen auf diese Grenze zeigt sich im Emissionsszenario RCP4.5 bis zur Mitte des Jahrhunderts eine deutliche Zunahme der Anzahl an Tagen mit entsprechender Überschreitung, regional um bis zu sieben Tage pro Jahr (vgl. Abbildung 7.1 links). Mit Ausnahme von Teilen Baden-Württembergs ist dabei der überwiegende Teil Deutschlands betroffen. Im Flächenmittel über ganz Deutschland ergibt sich ein Anstieg von etwa zwei zusätzlichen Dürretagen pro Jahr.

Im weiteren Verlauf des 21. Jahrhunderts schwächt sich dieser Trend jedoch tendenziell wieder ab (vgl. Abbildung 7.1 rechts). Eine mögliche Erklärung hierfür ist die zunehmende Häufigkeit von Starkregenereignissen, die länger andauernde Trockenphasen häufiger unterbrechen. Allerdings führt dies nicht zwangsläufig zu einer nachhaltigen Durchfeuchtung der Böden, da ein erheblicher Teil des Wassers oberflächlich abfließt und nur begrenzt in tiefere Bodenschichten eindringt.

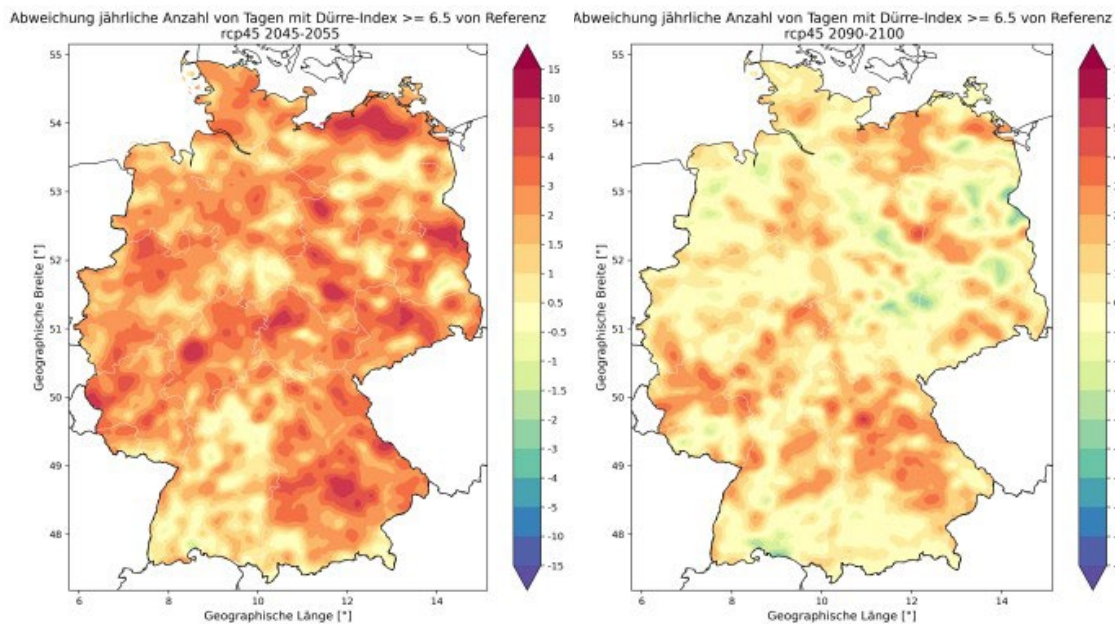


Abbildung 7.1: Abweichung der jährlichen Anzahl von Tagen mit Dürre-Index $\geq 6,5$ gegenüber dem Referenzzeitraum unter dem Emissionsszenario RCP4.5 für 2050 (links) und 2100 (rechts)

Für das Jahr 2100 wird nach Emissionsszenario RCP4.5 im Flächenmittel für Gesamtdeutschland nur noch mit etwa einem zusätzlichen Dürretag pro Jahr im Vergleich zum Referenzzeitraum gerechnet.

7.2 Auswirkung auf Betriebsmittel der elektrischen Verteilnetze

Dürreereignisse, wie in Abschnitt 7.1 beschrieben, können durch die Austrocknung der Böden zu Einschränkungen und Anpassungen im Betrieb elektrischer Verteilnetze führen. Zu unterscheiden sind dabei zwei voneinander unabhängige Schadensmechanismen: die Beeinträchtigung der Erdungsanlagen von ONS sowie der eingeschränkte Abtransport der Verlustwärme bei Erdkabeln.

Der **Erdungswiderstand** einer Anlage wird maßgeblich durch den spezifischen Erdwiderstand des umgebenden Bodens sowie durch die geometrische Ausführung der Erdungsanlage bestimmt. Der spezifische Erdwiderstand hängt unter anderem stark vom Feuchtegehalt des Bodens ab. Da die elektrische Leitung im Boden im Wesentlichen elektrolytisch erfolgt, steigt der spezifische Erdwiderstand bei abnehmender Bodenfeuchte deutlich an [63]. Bei unveränderter Erdgeometrie führt ein Anstieg des spezifischen Erdwiderstands entsprechend zu einem höheren Erdungswiderstand. Eine dürrebedingte Austrocknung des Bodens kann daher die Wirksamkeit einer Erdungsanlage beeinträchtigen und im Fehlerfall zu erhöhten Erdungs- und Berührungsspannungen führen. Da Bodenfeuchte und Temperatur und damit auch der spezifische Erdwiderstand jahreszeitlichen Schwankungen unterliegen, können insbesondere oberflächennahe Bodenschichten zeitlich stark veränderliche elektrische Eigenschaften aufweisen [63].

Bei **Erdkabeln** hängt die thermische Belastbarkeit maßgeblich von der Fähigkeit des umgebenden Bodens ab, die im Betrieb entstehende Verlustwärme abzuführen. Trocknet der Boden im

Zuge eines Dürreereignisses aus, erhöht sich sein Wärmewiderstand, da das in den Bodenporen enthaltene Wasser entweicht und die zurückbleibende Luft Wärme deutlich schlechter leitet. In der Folge steigt die Leitertemperatur an und kann den zulässigen Grenzwert überschreiten, was eine beschleunigte Alterung oder einen irreversiblen Schaden der Isolierung nach sich zieht [56].

Die nachfolgende Gefährdungsanalyse in Abschnitt 7.3 betrachtet ausschließlich die thermische Belastbarkeit der Erdkabel. Die Beeinträchtigung der Erdungsanlagen wird nicht quantitativ analysiert, da hierfür die jeweilige Erderkonfiguration und der lokale spezifische Erdwiderstand bekannt sein müssten, die aus flächendeckend verfügbaren Geodaten nicht ableitbar sind.

7.3 Gefährdungsanalyse

Die Gefährdungsanalyse für Dürreereignisse unterscheidet sich methodisch grundlegend von den Analysen der in diesem Leitfaden bislang betrachteten Extremwetterereignisse. Während dort die Gefährdung eines BM über eine logische Verknüpfung einzelner Einflussfaktoren bestimmt wird, beruht die Dürregefährdung auf einem physikalischen Temperaturmodell.

7.3.1 Identifikation der Einflussfaktoren

In die Gefährdungsanalyse für Dürreereignisse fließen fünf Einflussfaktoren ein, welche den Abtransport der Wärme durch die Verlustleistung im Erdkabel beeinflussen. Sie lassen sich in bodenbezogene und kabelbezogene Größen unterteilen.

Die **Bodenart** beeinflusst, wie stark sich der thermische Widerstand des Bodens bei abnehmendem Feuchtegehalt verändert und unter welchen Bedingungen sich eine Trockenzone in der Umgebung eines Erdkabels ausbildet. Neben dem Feuchtegehalt sind dabei insbesondere die Bodenzusammensetzung und die thermischen Eigenschaften des jeweiligen Bodens maßgebend. Experimentelle Untersuchungen unterschiedlicher Sand-Ton-Gemische zeigen entsprechend unterschiedliche thermische Widerstände und Austrocknungsverhalten [56].

Die **thermische Leitfähigkeit** des Bodens beschreibt dessen Fähigkeit zur Wärmeleitung und beeinflusst damit unmittelbar die Wärmeabfuhr eines erdverlegten Kabels. Der zugehörige spezifische thermische Widerstand ergibt sich als Kehrwert der thermischen Leitfähigkeit und nimmt mit abnehmendem Feuchtegehalt des Bodens typischerweise zu [56]. Im Rahmen des vorliegenden Modells wird die thermische Leitfähigkeit ergänzend zur Bodenart erfasst, da beide Größen zur Parametrisierung unterschiedlicher Zustände verwendet werden: Aus der thermischen Leitfähigkeit wird der Wärmewiderstand des feuchten Ausgangszustands abgeleitet, während über die Bodenart die Parameter für den ausgetrockneten Zustand und die Austrocknungsschwelle zugeordnet werden.

Die **Bodentemperatur** in Verlegetiefe des Erdkabels bildet die thermische Ausgangslage am Standort ab. Sie bestimmt, wie nah das Erdkabel bereits im Normalbetrieb an der kritischen Austrocknungsschwelle liegt, sodass eine höhere Ausgangstemperatur die verbleibende thermische Reserve verringert.

Auf Seite der Erdkabel bestimmt der **Kabeltyp** über das Isoliermaterial die zulässige Dauerleitertemperatur. Erdkabel mit VPE-Isolierung sind bis 90 °C zulässig [100], Erdkabel mit PVC-Isolierung bis 70 °C [76] und massegetränkte Papierkabel bis 65 °C [114]. Je niedriger diese Grenztemperatur, desto früher wird das Kabel bei steigender Leitertemperatur als gefährdet kategorisiert. Die **Kabelauslastung** beschreibt schließlich, welche Verlustleistung das Erdkabel im Betrieb erzeugt und damit, wie viel Wärme in den umgebenden Boden abgeführt werden muss. Eine höhere Auslastung führt zu einer größeren Verlustwärme und damit zu einer stärkeren Erwärmung des umgebenden Bodens, was die Austrocknung und somit die Gefährdung des Erdkabels begünstigt.

7.3.2 Kombination der Einflussfaktoren

Das Zweizonenmodell unterteilt den Boden um das Erdkabel in einen feuchten Außenbereich, der seine ursprüngliche Wärmeleitfähigkeit behält, und einen ausgetrockneten Innenbereich unmittelbar um das Erdkabel, dessen Wärmewiderstand infolge des entwichenen Bodenwassers deutlich erhöht ist, vgl. Abbildung 7.2. Grundlage bildet der Ansatz von Winkler zur Strombelastbarkeit von Starkstromkabeln bei Bodenaustrocknung [127].

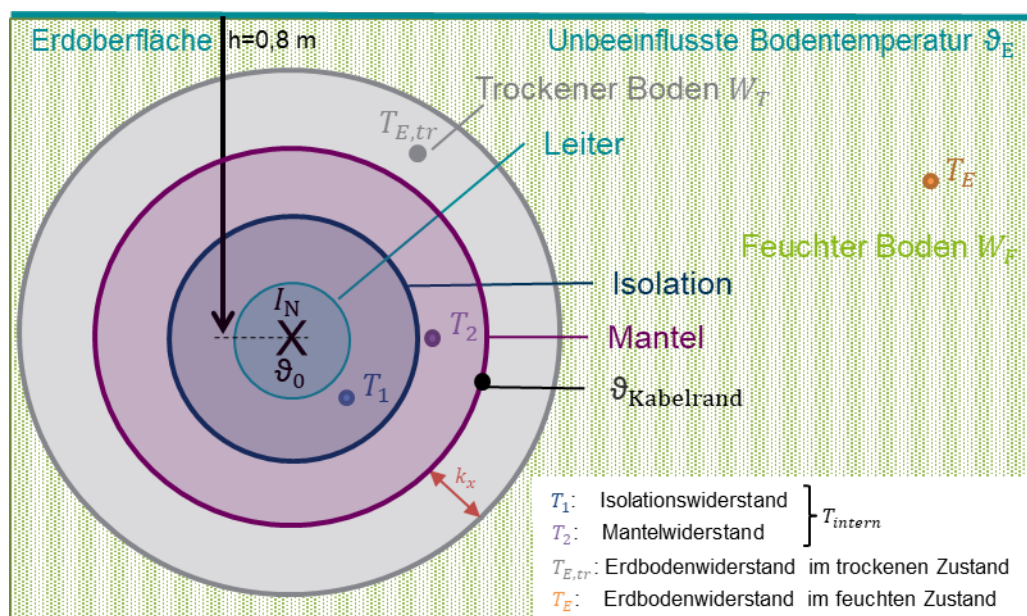


Abbildung 7.2: Zweizonenmodell der Wärmeableitung eines Erdkabels bei Bodenaustrocknung: Wärmewiderstände von Isolation und Mantel (T_{intern}), ausgetrockneter Zone (W_T , Ausdehnung k_x) und feuchtem Boden (W_F) bei Verlegetiefe h .

Die Berechnung folgt einer durchgehenden Kette: Zunächst wird aus dem Betriebsstrom die Verlustleistung des Erdkabels bestimmt (Gleichungen (7.1) und (7.2)). Anschließend wird berechnet, wie gut der feuchte Boden diese Wärme abführt (Gleichungen (7.3) bis (7.5)) und ob die dabei

entstehende Erwärmung ausreicht, um den Boden um das Kabel auszutrocknen (Gleichung (7.7)). Ist das der Fall, erhöht die ausgetrocknete Zone den Wärmewiderstand und damit die Leitertemperatur (Gleichungen (7.6) und (7.8)). Aus dem Abstand der resultierenden Leitertemperatur zur zulässigen Grenztemperatur ergibt sich abschließend die thermische Gefährdung (Gleichung (7.9)).

Verlustleistung und Ausgangstemperatur

Ausgangspunkt der Berechnung ist die im Leiter erzeugte Verlustleistung. Sie ergibt sich aus dem Quadrat des Betriebsstroms und dem temperaturabhängigen Wirkwiderstand des Leiters:

$$V = I^2 \cdot R_w \quad (7.1)$$

Der Wirkwiderstand R_w wird dabei ausgehend vom Gleichstromwiderstand bei 20 °C auf die Betriebstemperatur umgerechnet, da der elektrische Widerstand metallischer Leiter mit steigender Temperatur zunimmt:

$$R_w = R_{20} \cdot [1 + \alpha_{20} \cdot (\vartheta_{Ln} - 20)] \quad (7.2)$$

Hier ist α_{20} der Temperaturkoeffizient des Leiterwerkstoffs und ϑ_{Ln} die zulässige Dauerleitertemperatur. Die so bestimmte Verlustleistung entspricht der Wärmemenge, die je Meter Erdkabel in den umgebenden Boden abgeführt werden muss. Die Auswertung erfolgt bei der zulässigen Dauerleitertemperatur und nicht bei der tatsächlichen Leitertemperatur, sodass keine Iteration erforderlich ist. Für Leitertemperaturen unterhalb der Grenztemperatur ergibt sich dadurch ein geringfügig zu hoher Widerstand und damit eine leicht konservative Verlustleistung.

Wärmeableitung im feuchten Boden

Solange der Boden feucht bleibt, wird die Wärme über den Wärmewiderstand des Feuchtbereichs abgeleitet. Dieser hängt vom Wärmewiderstand des Bodens W_F , der als Kehrwert der thermischen Leitfähigkeit bestimmt wird, sowie von der Verlegegeometrie ab. Die Verlegetiefe und der Kabeldurchmesser werden über einen dimensionslosen Geometriefaktor k berücksichtigt, der dem vierfachen Verhältnis von Verlegetiefe zu Kabeldurchmesser entspricht. Die Näherung gilt für Verlegetiefen, die den Kabeldurchmesser um mindestens den Faktor fünf übersteigen, was für Erdkabel im Verteilnetz durchgehend erfüllt ist.

$$k \approx \frac{4h}{d} \quad (7.3)$$

Der Wärmewiderstand des Erdbodens im feuchten Zustand T_E ergibt sich daraus zu:

$$T_E \approx \frac{W_F}{2\pi} \cdot \ln(k) \quad (7.4)$$

Die Leitertemperatur im feuchten Zustand ϑ_0 folgt schließlich aus der Ausgangs-Bodentemperatur ϑ_E , der Verlustleistung und der Summe aus Erdbodenwiderstand und den inneren Wärmewiderständen des Erdkabels T_{intern} , die die Isolierung und den Außenmantel umfassen:

$$\vartheta_0 = \vartheta_E + V \cdot (T_E + T_{intern}) \quad (7.5)$$

Damit ist die Leitertemperatur für den Fall bekannt, dass der Boden feucht bleibt. Ob dieser Zustand Bestand hat, hängt davon ab, ob die Erdkabeloberfläche die Austrocknungsschwelle überschreitet.

Berücksichtigung der Bündelverlegung

Für die thermische Berechnung wird angenommen, dass das betrachtete MS-Kabelsystem aus drei Einleiterkabeln besteht, die sich in Kleeblattanordnung (Trefoil) berühren. Da alle drei Leiter im Betrieb Verlustwärme erzeugen, beeinflussen sie sich aufgrund ihrer räumlichen Nähe thermisch gegenseitig. Die daraus resultierende Fremderwärmung ist bei der Bestimmung der Leitertemperatur bzw. der thermischen Belastbarkeit des Kabelsystems zu berücksichtigen [69, 99]. Im vorliegenden Modell wird die gegenseitige thermische Beeinflussung über einen zusätzlichen thermischen Widerstandsanteil berücksichtigt. Dieser wird auf Grundlage der Spiegelquellenmethode bestimmt, bei der die Erdoberfläche als isotherme Randbedingung abgebildet wird. Der Fremderwärmungsanteil der benachbarten Leiter wird dabei unter Berücksichtigung ihrer räumlichen Anordnung, der Verlegetiefe und der entsprechenden Spiegelquellen bestimmt [69, 99]. Der daraus abgeleitete Zusatzwiderstand wird im verwendeten thermischen Ersatzmodell zum Wärmewiderstand des umgebenden Bodens berücksichtigt.

Einsetzen der Bodenaustrocknung

Überschreitet die Kabeloberflächentemperatur die bodenartspezifische Austrocknungsschwelle, entzieht die Wärme dem umgebenden Boden das in den Bodenporen gebundene Wasser und es bildet sich eine ausgetrocknete Zone. Da trockener Boden Wärme deutlich schlechter leitet als feuchter, steigt der Wärmewiderstand in dieser Zone auf den Trockenwert W_T an, wodurch die Leitertemperatur zusätzlich zunimmt. Der maßgebliche Erdbodenwiderstand $T_{E,tr}$ setzt sich dann aus dem feuchten Außenbereich und dem ausgetrockneten Innenbereich zusammen:

$$T_{E,tr} \approx \frac{W_T}{2\pi} \cdot \ln(k) - \frac{W_T - W_F}{2\pi} \cdot \ln(k_x) \quad (7.6)$$

Maßgeblich für das Einsetzen der Austrocknung ist die Grenzerwärmung T_G . Sie setzt sich aus der von der Bodenart abhängigen Austrocknungsschwelle $\Delta\vartheta_x$ und einem lastabhängigen Term zusammen, der die thermische Erholung des Bodens bei geringerer Auslastung berücksichtigt [98]:

$$T_G = \Delta\vartheta_x + (1 - M) \cdot \frac{100}{3} \quad (7.7)$$

Hier ist M der Belastungsgrad des Erdkabels, also das Verhältnis der mittleren zur maximalen Last im Tagesverlauf. Der Term $(1 - M)$ bildet die thermische Erholung des Bodens in den Lastpausen ab: Bei Dauervollast ($M = 1$) entfällt dieser Anteil vollständig, gegenüber dem Normalbetrieb mit $M = 0,7$ setzt die Austrocknung dann bei einer um 10 K geringeren Übertemperatur

ein. Da die Bodenart je Trasse aus den Geodaten bekannt ist, wird $\Delta\vartheta_x$ nicht pauschal, sondern differenziert je Bodenart angesetzt. Die angesetzten Werte beziehen sich auf eine Bezugstemperatur von 15 °C. Die kritische Oberflächentemperatur, ab der das in den Bodenporen gebundene Wasser abwandert, ist eine Eigenschaft des Bodens und bleibt von der Ausgangstemperatur unberührt. Liegt die Bodentemperatur am Standort höher, verringert sich die verbleibende Übertemperatur entsprechend, sodass $\Delta\vartheta_x$ um die Differenz zur Bezugstemperatur reduziert wird. Eine physikalische Untergrenze von 5 K verhindert, dass die Schwelle bei sehr warmen Böden rechnerisch verschwindet. Aus der Grenzerwärmung folgt die Ausdehnung der ausgetrockneten Zone:

$$k_x = \exp\left(\frac{2\pi \cdot T_G}{W_F \cdot V}\right) \quad (7.8)$$

Der Faktor k_x beschreibt, welcher Anteil des Wärmepfads zwischen Erdkabel und Erdoberfläche feucht bleibt, und ist damit auf das Intervall zwischen eins und dem Geometriefaktor k begrenzt. Nimmt k_x den Wert k an, bildet sich kein Trockenbereich aus und der Erdwärmewiderstand entspricht dem feuchten Zustand. Nimmt k_x den Wert eins an, ist der gesamte Wärmepfad ausgetrocknet und es gilt der Trockenwert W_T . Werte außerhalb dieses Intervalls sind physikalisch nicht definiert und werden auf die jeweilige Grenze zurückgeführt. Die Bedingung $k_x < k$ ist gleichbedeutend mit dem Kriterium, dass die Übertemperatur der Kabeloberfläche die Grenzerwärmung überschreitet, sodass Kriterium und Geometrie der Trockenzone aus derselben Bedingung folgen. Bei berührender Kleeblattverlegung liegen die drei Adern nur einen Aderdurchmesser voneinander entfernt, sodass ihre Trockenzonen zu einer gemeinsamen Zone um das Bündel verschmelzen. Die Fremderwärmung der Nachbaradern geht daher in die Prüfung ein, ob die Austrocknungsschwelle erreicht wird.

Mit der Ausdehnung der Trockenzone nach Gleichung (7.8) liegt der maßgebliche Erdwärmewiderstand vor, aus dem sich die Leitertemperatur analog zu Gleichung (7.5) ergibt. Alle folgenden Schritte setzen auf dieser Leitertemperatur auf.

Betrachtete Lastszenarien

Die Kabelauslastung wird in zwei Szenarien betrachtet. Im Normalbetrieb wird das Erdkabel mit einem typischen Belastungsgrad angesetzt, bei dem eine thermische Erholung des Bodens in den Lastpausen möglich ist ($M = 0,7$). Der herstellereitige Nennstrom gilt dabei genau für diesen Betriebsfall. Im N-1-Szenario wird der Ausfall eines parallelen versorgenden Erdkabels abgebildet, sodass das verbleibende Erdkabel die Last dauerhaft und ohne Erholungsphasen führen muss ($M = 1$). Der Nennstrom wird dazu auf den bei Dauervollast zulässigen Strom umgerechnet und anschließend um 20 % erhöht.

Ableitung der thermischen Gefährdung

Die maßgebliche Leitertemperatur ϑ_0 ergibt sich unter Berücksichtigung der ausgetrockneten Zone. Aus ihr wird die thermische Gefährdung anhand ihres Abstands zur zulässigen Dauerleitertemperatur ϑ_{Ln} abgeleitet. Solange die Leitertemperatur die zulässige Grenze nicht überschreitet, wird im Modell keine thermische Gefährdung angesetzt. Oberhalb dieser Grenze nimmt die thermische Alterung mit steigender Temperatur überproportional zu und kann durch einen Arrhenius-Ansatz beschrieben werden [1]

Für die Gefährdungsbewertung wird dieser Zusammenhang vereinfacht durch einen quadratischen Verlauf abgebildet. Bei Überschreitung der zulässigen Dauerleitertemperatur um eine im Modell festgelegte Grenzübertemperatur von 30 K wird die thermische Gefährdung mit 100 % bewertet. Zwischen der zulässigen Dauerleitertemperatur und dieser Grenzübertemperatur steigt die Gefährdung quadratisch an:

$$f = \left(\frac{\vartheta_0 - \vartheta_{Ln}}{\Delta\vartheta_{ks}} \right)^2 \quad (7.9)$$

Die so bestimmte Gefährdung beschreibt die strukturelle thermische Anfälligkeit einer Kabeltrasse im Grenzfall vollständiger Bodenaustrocknung. Die Eintrittshäufigkeit, also die Anzahl der Dürretage je Emissionsszenario, wird von UBIMET bereitgestellt und außerhalb des thermischen Modells mit der Gefährdung verrechnet. Dieses Vorgehen ist konsistent mit den zuvor beschriebenen Gefährdungsanalysen in diesem Leitfaden und folgt der Struktur aus Abschnitt 2.3.

Dürrebedingtes Derating

Neben der Gefährdung wird der bei Bodenaustrocknung noch zulässige Dauerstrom bestimmt. Er ergibt sich als der größte Strom, bei dem die Leitertemperatur unter den Bedingungen des jeweiligen Emissionsszenarios die zulässige Dauerleitertemperatur gerade noch einhält. Das Verhältnis dieses Stroms zum Nennstrom bildet den Derating-Faktor. Die Bestimmung erfolgt iterativ, da der Erdwärmewiderstand selbst vom Strom abhängt. Eine geringere Verlustleistung führt zu einer kleineren Trockenzone und damit zu einem niedrigeren Wärmewiderstand, sodass eine geschlossene Auflösung mit festgehaltenem Widerstand des vollständig ausgetrockneten Zustands einen systematisch zu niedrigen Wert liefert.

Der Derating-Faktor ergänzt die Gefährdung in zweierlei Hinsicht. Er reagiert stetig und weist auch Trassen aus, die noch unterhalb der Grenztemperatur liegen. Zudem ist er unabhängig von der angenommenen Auslastung, da die zulässige Last hier nicht Eingangsgröße, sondern Ergebnis der Berechnung ist. Für den Derating-Faktor sind fünf Handlungsstufen hinterlegt (ab 95 %, 85 bis 95 %, 75 bis 85 %, 60 bis 75 %, unter 60 %).

7.3.3 Analyse der Einflussfaktoren

Damit die Gefährdungsanalyse für alle UR in Deutschland einheitlich durchgeführt werden kann, beruht die Bestimmung der Einflussfaktoren auf deutschlandweit frei zugänglichen Geodaten. Jedem Erdkabel werden die im Folgenden beschriebenen Eingangsgrößen über eine räumliche Zuordnung entlang der Kabeltrasse zugewiesen.

Die **Bodenart** wird aus dem Datensatz der Oberbödenarten abgeleitet [12]. Hierzu wird um jedes Erdkabel eine Pufferzone von 50 m gelegt. Erstreckt sich das Erdkabel über mehrere Bodenarten, wird diejenige mit dem größten Flächenanteil innerhalb dieser Pufferzone berücksichtigt. Den Bodenarten werden im thermischen Zweizonenmodell Parameter für den Wärmewiderstand des ausgetrockneten Bodens und die Austrocknungsschwelle zugeordnet. Die Parametrisierung orientiert sich an normativen Ansätzen zur thermischen Kabelberechnung sowie an Untersuchungen zum Wärme- und Wasserhaushalt von Böden und dessen Einfluss auf erdverlegte Energiekabel. Für Bodenarten, für die keine unmittelbar übertragbaren Parameter vorliegen, werden Zwischenwerte im Rahmen der Modellbildung aus den angrenzenden Bodenklassen abgeleitet. Die verwendeten Werte und Zuordnungen sind im Anhang Abschnitt 10.2 Tabelle 10.4 zu entnehmen.

Die **thermische Leitfähigkeit** des Bodens wird aus dem deutschlandweiten Geodatenatz entnommen [13]. Die Zuweisung erfolgt als flächengewichtetes Mittel innerhalb derselben 50-m-Pufferzone, die auch für die Bodenart verwendet wird, sodass beide Größen denselben Bodenausschnitt beschreiben. Aus der thermischen Leitfähigkeit ergibt sich der Wärmewiderstand des feuchten Bodens als Kehrwert, der als Ausgangswert vor Einsetzen der Austrocknung in die Berechnung eingeht.

Die **Bodentemperatur** in Verlegetiefe der Kabel bildet die thermische Ausgangslage am Standort ab. Maßgebend ist die wärmste Rasterzelle entlang der Kabeltrasse, da ein thermischer Isolationschaden an der heißesten Stelle eintritt und nicht bei der über die Kabeltrasse gemittelten Temperatur. Grundlage aller Emissionsszenarien ist ein Raster der höchsten gemessenen monatlichen Bodentemperatur der Jahre 2022 und 2023, bereitgestellt durch UBIMET. Die Emissionsszenarien werden als Zuschlag auf diese gemessene Basis bestimmt. Der Boden dämpft periodische Temperaturschwankungen an der Oberfläche mit zunehmender Tiefe. Für eine harmonische Temperaturschwankung folgt aus der eindimensionalen Wärmeleitungsgleichung, dass in der Tiefe h nur noch der Anteil $\exp(-h/\delta)$ der Amplitude verbleibt. Die Eindringtiefe $\delta = \sqrt{2\alpha/\omega}$ hängt von der Temperaturleitfähigkeit α des Bodens und der Kreisfrequenz ω der Schwankung ab [122]. Für die angesetzte mittlere Temperaturleitfähigkeit ergeben sich in Verlegetiefe die in Tabelle 7.1 dargestellten Eindringtiefen und verbleibenden Amplitudenanteile.

Tabelle 7.1: Eindringtiefe und in Verlegetiefe verbleibende Amplitude verschiedener Temperaturschwankungen, berechnet für eine Temperaturleitfähigkeit von $0,5 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$

Schwankung	Eindringtiefe δ	Restamplitude bei $h = 0,8 \text{ m}$
Tagesgang	0,12 m	0,1 %
Hitzeereignis, 5 Tage	0,37 m	12 %
Hitzeereignis, 20 Tage	0,74 m	34 %
Jahresgang	2,24 m	70 %

Tabelle 7.1 verdeutlicht die starke Dämpfung kurzfristiger Temperaturschwankungen im Boden. Während der Tagesgang in Verlegetiefe nahezu vollständig abgeklungen ist, nimmt die verbleibende Amplitude mit zunehmender Dauer der Temperaturschwankung deutlich zu; jahreszeitliche Schwankungen werden entsprechend am geringsten gedämpft.

Die Tagesspitze der Lufttemperatur erreicht die Verlegetiefe somit nicht, während der Jahresgang und die Periodendauer sommerlicher Hitzeereignisse dort wirksam werden. Der Zuschlag setzt sich entsprechend aus zwei Anteilen zusammen. Die projizierte Änderung der mittleren Lufttemperatur verschiebt das Temperaturniveau und wirkt in jeder Tiefe ungedämpft, während der zusätzliche sommerliche Hub mit der Jahreswelle gedämpft wird:

$$\Delta\vartheta_E(h) = \Delta\vartheta_{\text{Jahr}} + \exp\left(-\frac{h}{\delta_{\text{Jahr}}}\right) \cdot (\Delta\vartheta_{\text{Sommer}} - \Delta\vartheta_{\text{Jahr}}) \quad (7.10)$$

Den zweiten Anteil bildet die mittlere Periodendauer der extremen Hitzeereignisse mit Tagesmaximaltemperaturen von mindestens 35°C , die von UBIMET je Emissionsszenario bereitgestellt wird. Für die thermische Modellierung wird ein extremes Hitzeereignis vereinfachend als halbe Schwingungsperiode einer harmonischen Temperaturschwankung abgebildet. Ein Ereignis von beispielsweise 20 Tagen Dauer entspricht damit einer vierzigtägigen Periodendauer, deren Amplitude nach Gleichung (7.10) in Verlegetiefe gedämpft wird. Je länger das Ereignis andauert, desto tiefer dringt die Erwärmung in den Boden ein und desto größer ist die verbleibende Restamplitude in Verlegetiefe. Selbst zwanzig aufeinanderfolgende Tage über 35°C heben die Bodentemperatur in Verlegetiefe jedoch nur um knapp 3 K an. Der Klimaeffekt auf die Bodentemperatur wird folglich von der Verschiebung des Temperaturmittels getragen und nicht von den einzelnen Tagen mit Maximaltemperatur. Als Bezugspunkt der Klimaprojektion dient die Klimanormalperiode 1991 bis 2020. Da das zugrunde liegende Raster aus den Jahren 2022 und 2023 stammt, die in Nordrhein-Westfalen mit je $11,2^\circ\text{C}$ die wärmsten seit Messbeginn sind, wird es über den Klimazuschlag um 1,2 K auf das Niveau der Normalperiode zurückgerechnet. Andernfalls läge der Ausgangszustand der Analyse oberhalb der meisten betrachteten Emissionsszenarien. Die projizierten Temperaturen stammen aus dem Klimaatlas NRW und beruhen auf dem DWD-Referenzensemble v2018 in einer Auflösung von $5 \times 5 \text{ km}$ [83]. Verwendet wird das

50. Perzentil für die Zeitscheiben 2031 bis 2060 sowie 2071 bis 2100, die Spanne zwischen dem 15. und 85. Perzentil dient als Unsicherheitsband. Da die Projektionen keine nennenswerten räumlichen Unterschiede zeigen, wird das Änderungssignal landesweit einheitlich angesetzt.

Der **Kabeltyp** und der Querschnitt werden aus den Betriebsmitteldaten der VNB abgeleitet. Da in den Bestandsdaten zahlreiche Typbezeichnungen auftreten, werden diese auf acht physikalische Kabelgruppen zurückgeführt, fünf in der MS und drei in der NS, die sich hinsichtlich Isoliermaterial und Leiterwerkstoff unterscheiden. Für jede Gruppe sind der Leiterwiderstand, der Temperaturkoeffizient, der Außendurchmesser, die Verlegetiefe, die zulässige Dauerleitertemperatur, der Nennstrom und der innere Wärmewiderstand hinterlegt, welche der Tabelle 10.2 im Anhang zu entnehmen sind. Die zulässigen Dauerleitertemperaturen ergeben sich aus den einschlägigen Normen DIN VDE 0276-620 für VPE-Kabel und DIN VDE 0276-603 für PVC- und Massekabel. Ist der Kabeltyp aus den Betriebsmitteldaten nicht eindeutig bestimmbar, wird unabhängig von der Spannungsebene der thermisch ungünstigste Parametersatz angesetzt, ein massegetränktes Papierkabel mit einer Grenztemperatur von 65 °C. Die Gefährdung wird somit eher über- als unterschätzt.

Die **Kabelauslastung** ergibt sich aus dem Nennstrom des jeweiligen Kabeltyps und dem Belastungsgrad gemäß der in Abschnitt 7.3.2 beschriebenen Lastszenarien.

Unsicherheiten und Grenzen der Methode

Die vorgestellte Dürre-Gefährdungsanalyse beruht auf einer Reihe von Vereinfachungen und Datengrundlagen, deren Grenzen bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen sind.

Die Gefährdungsanalyse betrachtet ausschließlich Erdkabel. Kabelgarnituren, insbesondere Verbindungs- oder Übergangsmuffen, sind nicht einbezogen, da sie in den Betriebsmitteldaten nicht durchgängig als eigenständige Objekte geführt werden. Muffen können jedoch thermisch kritische Stellen einer Kabeltrasse darstellen: Kontaktwiderstände an der Leiterverbindung können zusätzliche lokale Verlustleistung verursachen, während der mehrschichtige Muffenaufbau die Wärmeabfuhr gegenüber dem Kabelkörper beeinträchtigen kann [129, 132]. An thermisch kritischen Muffenstandorten kann die Analyse die tatsächliche Gefährdung daher unterschätzen.

Die Gefährdungsanalyse setzt die Kabelauslastung mit dem Nennstrom des jeweiligen Kabeltyps an. Unter dieser Annahme liegt die Übertemperatur der Kabeloberfläche mit etwa 50 K deutlich über der Austrocknungsschwelle, sodass der Boden in nahezu allen betrachteten Fällen austrocknet. Bei halber Auslastung fällt die Verlustleistung auf ein Viertel und die Übertemperatur unter die Schwelle, sodass keine Austrocknung einsetzt. Die Ergebnisse hängen damit stärker von der Lastannahme ab als von Emissionsszenario, Bodenart und Kabeltyp zusammen. Da für die BM der VNB keine gemessenen Auslastungen vorliegen, ist die berechnete Gefährdung als konservative Abschätzung zu verstehen, die die tatsächliche Belastung im Regelbetrieb überzeichnet. Der Derating-Faktor ist von dieser Annahme unabhängig und daher zur Einordnung heranzuziehen.

Die räumliche Auflösung der bodenbezogenen Datensätze begrenzt die Genauigkeit auf Standortebene. Sowohl die Bodenarten als auch die thermische Leitfähigkeit liegen in einem Maßstab von 1:1.000.000 vor. Kleinräumige Bodenwechsel entlang einer Kabeltrasse werden dadurch nicht erfasst, sodass die zugewiesenen Werte einen über die Trasse gemittelten Näherungswert darstellen. Für einzelne Standorte kann die tatsächliche Bodenzusammensetzung erheblich abweichen. Für bestimmte Flächen liegt zudem kein Wert der thermischen Leitfähigkeit vor, da der zugrunde liegende Datensatz Siedlungs-, Tagebau-, Watt-, Deponie-, Feuchtgebiets- und Gewässerflächen nicht bewertet. Da Erdkabel häufig in Siedlungsbereichen verlaufen, betrifft diese Einschränkung einen relevanten Teil des Verteilnetzes. In diesen Fällen wird ein Ersatzwert von $1,0 \text{ K} \cdot \text{m}/\text{W}$ angesetzt, der einer thermischen Leitfähigkeit von $1,0 \text{ W}/\text{m} \cdot \text{K}$ entspricht und dem Normwert für einen feuchten Referenzboden nach IEC 60287-3-1 folgt. Gemessene Werte deutscher Böden liegen typisch zwischen $1,2$ und $2,2 \text{ W}/\text{m} \cdot \text{K}$. So erreichen Kabeltrassen mit Ersatzwert die Austrocknungsschwelle früher als Kabeltrassen mit zugewiesenem Messwert. Der betroffene Anteil schwankt zwischen den UR erheblich.

Die Bodentemperatur beruht auf gemessenen Werten der Jahre 2022 und 2023 und damit auf einer zeitlich eng begrenzten Datengrundlage, die keinen klimatologischen Mittelwert abbildet. Mit Jahresmitteltemperaturen von $10,5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ bzw. $10,6 \text{ }^{\circ}\text{C}$ zählen beide Jahre zu den wärmsten Jahren in Deutschland seit Beginn der flächendeckenden Temperaturaufzeichnungen im Jahr 1881 [28], wird das Raster über den Klimazuschlag auf das Niveau der Normalperiode zurückgerechnet. Diese Umrechnung stützt sich auf landesweite Mittelwerte, während das Raster räumlich aufgelöst vorliegt, und bleibt insofern eine Näherung. Perspektivisch ist die Verwendung eines langjährigen Klimamittels als Bezugszustand vorgesehen. Die Umrechnung setzt eine einheitliche Temperaturleitfähigkeit von $0,5 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ voraus, während der tatsächliche Wert zwischen etwa $0,2 \cdot 10^{-6}$ und $0,7 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$ schwankt; ebenso ist die während eines Hitzeereignisses ange setzte Übertemperatur der Bodenoberfläche eine Abschätzung.

Das thermische Modell selbst beruht auf mehreren physikalischen Vereinfachungen. Der Boden wird als homogenes Zweizonenmodell aus einem feuchten und einem vollständig ausgetrockneten Bereich betrachtet, und der Einfluss benachbarter Kabel sowie eine mögliche Verlegung in Rohren oder Kanälen bleiben unberücksichtigt. Zudem wird die Gefährdung für den Grenzfall einer vollständigen Bodenaustrocknung bestimmt, sodass die berechneten Werte die strukturelle thermische Anfälligkeit bei maximaler Austrocknung beschreiben und nicht den mittleren Betriebszustand. Die Bündelkorrektur nimmt eine berührende Kleeblattverlegung als Regelfall an. Weicht die tatsächliche Verlegeanordnung davon ab, etwa bei größeren Achsabständen oder Einzelleiterverlegung, kann die gegenseitige Erwärmung über- oder unterschätzt werden.

Bei der Zuordnung des Kabeltyps wird für unbekannte oder nicht eindeutig klassifizierbare BM konservativ die thermisch ungünstigste Kabelgruppe angesetzt. Für Kabeltypen, die keinem eigenen Bibliothekseintrag zugeordnet werden können, erfolgt die Abbildung auf die entsprechende

Aluminiumgruppe, die aufgrund des höheren Widerstands eine größere Verlustwärme erzeugt. Liegt für einen Kupfertyp ein eigener Eintrag vor, wird dieser verwendet, da der exakte Parametersatz genauer ist als eine konservative Näherung. Diese Annahmen führen zu einer bewussten Überschätzung der Gefährdung und stellen sicher, dass gefährdete BM nicht fälschlicherweise als unkritisch eingestuft werden, können im Einzelfall jedoch von der tatsächlichen Belastung abweichen.

Das Modell führt einen einheitlichen Wärmewiderstand für den gesamten Erdpfad. Tatsächlich liegen Erdkabel in einem Bettungsmaterial, dessen thermische Eigenschaften von denen des umgebenden Naturbodens abweichen können und bei der Berechnung des äußeren Wärmewiderstands entsprechend zu berücksichtigen sind [25]. Bei der radialen Wärmeausbreitung um das Kabel trägt jede Bodenschicht mit dem Logarithmus ihres Radienverhältnisses zum Gesamtwiderstand bei, sodass kabelnahe Schichten einen vergleichsweise großen Einfluss besitzen. Bei einer angenommenen Dicke des Kabelbetts von 15 cm entfällt im verwendeten Modell etwa die Hälfte des Erdwärmewiderstands auf diese Schicht. Für Kabeltrassen, denen ein gemessener Bodenswert zugewiesen ist, kann die Leitertemperatur daher je nach thermischen Eigenschaften des tatsächlichen Bettungsmaterials über- oder unterschätzt werden.

7.3.4 Ergebnisse der Gefährdungsanalyse

Die Dürregefährdung der Erdkabel unterscheidet sich zwischen den UR erheblich. Die Vergleichsmenge ist dabei durch die Dokumentationslage der Betriebsmitteldaten begrenzt: UR4 ist nicht enthalten, da der Kabeltyp dort nicht dokumentiert ist, und auf der NS-Ebene entfällt zusätzlich UR6, da dort für rund 59 % der Trassen keine Typzuordnung möglich ist. Auf der MS-Ebene weist von den fünf vergleichbaren UR ausschließlich UR2 eine Gefährdung auf: Dort überschreitet die mittlere Leitertemperatur flächendeckend und bereits in der Normalperiode die zulässige Dauerleitertemperatur. Die Kabeltrassen in UR1, UR3, UR5 und UR6 bleiben dagegen in sämtlichen Emissionsszenarien und in beiden Lastszenarien nahezu vollständig unterhalb dieses Grenzwerts. Auf der NS-Ebene zeigt sich bei den vier vergleichbaren UR (UR1, UR2, UR3 und UR5) dasselbe Bild. Dieses Muster folgt der siedlungsstrukturellen Prägung nach Tabelle 2.7: UR2 ist die einzige städtisch geprägte UR mit hohem Versiegelungsgrad in der Vergleichsmenge, die übrigen betrachteten UR sind ländlich geprägt. Versiegelte innerstädtische Standorte weisen höhere Bodentemperaturen auf und verringern damit die thermische Reserve der Kabeltrassen.

Tabelle 7.2 fasst die Ergebnisse für die MS-Erdkabel zusammen. Die Werte der NS-Erdkabel liegen durchgehend niedriger, folgen aber demselben Muster.

Tabelle 7.2: Ergebnisse der Dürregefährdungsanalyse für Mittelspannungskabel im Normalbetrieb, Klimanormalperiode und RCP8.5 für 2100. Alle Werte als Mittelwert über die Kabeltrassen der jeweiligen UR.

UR	Trassen	Länge in km	Emissionsszenarien	ϑ_0 in °C	Puffer in K	Gefährdung in %	Derating
UR1	490	55	Normalperiode	45,8	+29,9	0,0	1,37
			RCP8.5 2100	49,1	+26,7	0,0	1,32
UR2	35.414	1.718	Normalperiode	75,2	-2,4	8,8	1,01
			RCP8.5 2100	80,2	-7,4	18,4	0,97
UR3	922	100	Normalperiode	45,4	+32,1	0,0	1,38
			RCP8.5 2100	48,5	+29,0	0,0	1,34
UR5	2.310	248	Normalperiode	45,4	+30,4	0,0	1,37
			RCP8.5 2100	48,5	+27,4	0,0	1,33
UR6	34	3	Normalperiode	54,4	+21,6	0,0	1,22
			RCP8.5 2100	57,8	+18,2	0,0	1,17

In UR2 setzt die Bodenaustrocknung bei 76 % der MS-Kabeltrassen ein und erhöht die Leitertemperatur im Mittel um 14,1 K. Die mittlere Leitertemperatur liegt bereits in der Normalperiode bei 75,2 °C und damit 2,4 K oberhalb der zulässigen Dauerleitertemperatur. Im Normalbetrieb überschreiten 72,0 % der Kabeltrassen die Grenztemperatur, die mittlere Gefährdung nach Gleichung (7.9) beträgt jedoch nur 8,8 %. Beide Kennzahlen beschreiben unterschiedliche Aspekte: Der Trassenanteil gibt die Häufigkeit der Überschreitung an, während die Gefährdung deren Ausmaß bewertet. Da die Gefährdungsfunktion quadratisch verläuft, führt eine geringe Überschreitung nur zu einem kleinen Gefährdungswert; erst bei Annäherung an die Schadensgrenze $\vartheta_{Ln} + \Delta\vartheta_{ks}$ steigt sie deutlich an. In den übrigen UR setzt die Austrocknung nicht ein, sodass der thermische Puffer im Mittel zwischen 18 und 32 K verbleibt. Einzelne Niederspannungstrassen in UR5 überschreiten die Grenztemperatur dennoch; ihr Anteil liegt unter 0,05 % und wirkt sich auf die Kennzahlen der UR nicht aus.

Ursächlich für den Unterschied sind zwei Eigenschaften, die in UR2 zusammentreffen. Die dominierende Bodenart ist dort Siedlungsboden mit einer Austrocknungsschwelle von 15 K, während in den übrigen UR überwiegend Tonschluffe mit 38 K vorherrschen. Zugleich liegt für 84 % der Kabeltrassen in UR2 keine bewertete thermische Leitfähigkeit vor, sodass der Ersatzwert greift, der unterhalb der in den ländlichen UR gemessenen Werte liegt. Beide Effekte gehen unabhängig voneinander in die Berechnung ein und wirken in dieselbe Richtung. Zu beachten ist

dabei, dass der zweite Effekt aus der Datenlage folgt und nicht aus gemessenen Standorteigenschaften: Da der Leitfähigkeitsdatensatz Siedlungsflächen nicht bewertet, beruht die Berechnung für den Großteil der UR2-Trassen auf dem konservativen Ersatzwert. Die ausgewiesene Gefährdung ist insoweit als obere Abschätzung zu verstehen, die sich mit standortspezifischen Leitfähigkeitsmessungen präzisieren ließe.

Entwicklung über die Emissionsszenarien

Die Bodentemperatur in Verlegetiefe steigt zwischen dem Bezugszustand und dem RCP8.5 für 2071 bis 2100 um 3,2 bis 3,5 K. In UR2 verdoppelt sich die mittlere Gefährdung dadurch von 8,8 auf 18,4 % im Normalbetrieb und steigt von 22,1 auf 31,8 % im N-1-Fall. Der Anteil der Kabeltrassen oberhalb der Grenztemperatur nimmt dagegen nur von 72,0 auf 73,8 % zu.

Diese ungleiche Entwicklung ist ein wesentliches Ergebnis. Der Klimawandel wirkt vor allem auf die Temperatur der bereits betroffenen Kabeltrassen und kaum auf deren Anzahl. Welche Erdkabelabschnitte thermisch kritisch sind, ist damit weitgehend durch die Standorteigenschaften und die Netztopologie festgelegt; das Emissionsszenario entscheidet darüber, wie stark die Grenztemperatur überschritten wird. Erst im RCP8.5 für 2071 bis 2100 und nur im N-1-Fall erreichen in UR2 18,7 % der MS-Kabeltrassen die höchste Gefährdungsklasse; bezogen auf die Kabeltrassenlänge entfallen dort 33,3 % auf die Klassen mit Prüf- oder Handlungsbedarf. Im Normalbetrieb bleibt die höchste Gefährdungsklasse in allen Emissionsszenarien unbesetzt, der Längenanteil der beiden übrigen Klassen erreicht 21,5 %.

Einfluss des Lastszenarios

Der Übergang vom Normalbetrieb zum N-1-Fall wirkt stärker als der gesamte betrachtete Klimaeffekt. In UR2 steigt die mittlere Gefährdung der MS-Erdkabel im Bezugszustand von 8,8 auf 22,1 % und damit auf mehr als das Doppelte, während die Klimaentwicklung bis 2071 bis 2100 im Normalbetrieb von 8,8 auf 18,4 % führt. Auch der Anteil der Kabeltrassen mit einsetzender Austrocknung nimmt von 76,0 auf 81,4 % zu.

In den ländlich geprägten UR bleibt die Gefährdung auch im N-1-Fall bei null. Der mittlere thermische Puffer verringert sich dort zwischen Bezugszustand und RCP8.5 für 2071 bis 2100 von 29 auf 25 K und bleibt damit deutlich positiv.

Verbleibende Strombelastbarkeit

Der dürrebedingte Derating-Faktor liegt in UR2 zwischen 1,01 im Bezugszustand und 0,94 im RCP8.5 für 2071 bis 2100. Die Erdkabel dürfen unter Dürrebedingungen somit noch 94 bis 101 % ihres Nennstroms führen. In der ländlich geprägten UR liegt der Faktor zwischen 1,14 und 1,46, sodass dort auch unter Dürrebedingungen eine Belastung oberhalb des Nennstroms zulässig bleibt. Der Nennstrom bezieht sich auf eine Erdbodentemperatur von 20 °C und einen Referenzwärmewiderstand von 1,0 K·m/W; die in den ländlichen UR angetroffenen Böden sind kühler und leiten Wärme besser, sodass ein Wert oberhalb von eins plausibel ist.

In keiner UR unterschreitet der Derating-Faktor den Wert von 0,85. Die festgestellten Überschreitungen der Grenztemperatur entstehen damit nicht durch eine grundsätzlich unzureichende Belastbarkeit, sondern durch den im N-1-Fall angesetzten Überlastfaktor in Verbindung mit der Bodenaustrocknung. Eine Begrenzung der Auslastung auf den unter Dürrebedingungen zulässigen Strom ist somit in allen betrachteten Fällen ausreichend, um die zulässige Dauerleitertemperatur einzuhalten.

Eingeschränkt vergleichbare Untersuchungsregion

In UR4 ist der Kabeltyp in den Betriebsmitteldaten nicht dokumentiert, sodass für sämtliche Trassen der Ersatzparametersatz angesetzt wird. Die Ergebnisse werden ausgewiesen, gehen jedoch nicht in die vergleichenden Kennzahlen ein. Die für UR4 ermittelten Werte beschreiben die Wirkung der konservativen Typannahme und nicht den tatsächlichen Bestand.

7.4 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Aus der Gefährdungsanalyse lassen sich drei Ansatzpunkte ableiten, die sich in Wirksamkeit und Umsetzungshorizont deutlich unterscheiden.

Die **Begrenzung der Auslastung** wirkt unmittelbar. Da die Verlustleistung quadratisch mit dem Leiterstrom wächst, senkt bereits eine geringe Lastreduktion die Leitertemperatur deutlich. Für eine Trasse mit einer Gefährdung von 55 % im N-1-Fall sinkt diese bei einer Begrenzung auf 95 % des zulässigen Stroms auf 19 % und bei 90 % auf 2 %. Der in Abschnitt 7.3.2 eingeführte Derating-Faktor benennt die erforderliche Begrenzung je Trasse. Da er in keiner UR unter 0,85 liegt, genügt eine Reduktion um höchstens 15 % des Nennstroms, um die zulässige Dauerleitertemperatur einzuhalten. Die PM erfordert keine baulichen Eingriffe, setzt jedoch voraus, dass im betroffenen Netzbereich Umschaltmöglichkeiten bestehen oder benachbarte Versorgungspfade über ausreichend freie Übertragungskapazität verfügen, um die verlagerte Last aufzunehmen.

Eine **thermisch stabilisierte Bettung** verringert den Wärmewiderstand im unmittelbaren Kabelumfeld. Da die kabelnahen Bodenschichten einen wesentlichen Anteil am äußeren Wärmewiderstand besitzen, kann der Einsatz thermisch optimierter Verfüll- bzw. Bettungsmaterialien mit geringer und gegenüber Austrocknung stabiler thermischer Resistivität die Wärmeabfuhr verbessern [69]. Die PM setzt einen Eingriff in die Trasse voraus und kommt daher nur bei Neubau oder Erneuerung in Betracht.

Die **Auslegung des Querschnitts** wirkt in dieselbe Richtung. Bei gleichbleibender Übertragungsaufgabe sinkt die Verlustleistung umgekehrt proportional zum Leiterquerschnitt, sodass sich die Bodentemperatur, ab der die Austrocknung einsetzt, deutlich nach oben verschiebt. Auch dies ist eine Entscheidung bei der Neuauslegung und keine PM am Bestand.

Eine **größere Verlegetiefe** ist nicht geeignet. Zwar sinkt die Bodentemperatur mit der Tiefe, der Geometriefaktor und damit der Erdwärmewiderstand wachsen jedoch stärker an, sodass die Leitetemperatur im Ergebnis zunimmt.

Eine Wirtschaftlichkeitsanalyse wird für Dürreereignisse nicht durchgeführt. Die in Abschnitt 2.3 beschriebene Methode stellt die Investitionskosten einer PM dem Barwert des vermiedenen Schadens gegenüber; für Dürreereignisse fehlen beide Seiten. Die wirksamste PM ist betrieblicher Natur und erfordert keine Investitionsausgabe, sodass sich weder Kapitalkosten noch eine Nutzungsdauer ansetzen lassen. Ihre Kosten bestehen in der entgangenen Übertragungskapazität und hängen davon ab, ob die betroffene Kabeltrasse im Dürrefall überhaupt an ihrer Belastungsgrenze betrieben würde. Die baulichen PM wiederum sind Auslegungsentscheidungen bei ohnehin anstehenden Investitionen und keine eigenständigen Präventionsinvestitionen. Gleiches gilt, wenn die begrenzte Übertragungskapazität dauerhaft benötigt wird: Die dann erforderliche Netzverstärkung folgt den allgemeinen Grundsätzen der Netzplanung und ist nicht Gegenstand der ereignisspezifischen Betrachtung. Auf der Nutzenseite fehlt zudem ein bezifferbarer vermiedener Schaden, da für Dürreereignisse keine Ausfallraten vorliegen (Abschnitt 7.5).

Hinzu kommt, dass die Gefährdungsanalyse einen oberen Grenzfall beschreibt. Sie setzt den Nennstrom und eine vollständige Bodenaustrocknung voraus, während Erdkabel im Verteilnetz im Mittel deutlich unterhalb ihrer Belastungsgrenze betrieben werden. Eine Wirtschaftlichkeitsrechnung auf dieser Grundlage würde den Nutzen von PM systematisch überschätzen.

7.5 Zuverlässigkeitsanalyse

Für Dürreereignisse wird keine Zuverlässigkeitsanalyse durchgeführt. Die Berechnung setzt ereignisspezifische Ausfallraten voraus, die für Erdkabelfehler infolge thermischer Überlastung nicht vorliegen: In den Störungsstatistiken wird ein Kabelfehler nach seinem Erscheinungsbild erfasst, die zugrunde liegende thermische Vorbelastung ist im Nachhinein nicht feststellbar. Die Gefährdungsanalyse weist für Dürreereignisse daher die strukturelle thermische Anfälligkeit der Trassen aus; der Derating-Faktor benennt die erforderliche Betriebsführung unmittelbar und tritt an die Stelle einer Zuverlässigkeitsbetrachtung.

7.6 Planungs- und Betriebsgrundsätze

Aus den Ergebnissen der Gefährdungsanalyse lassen sich Grundsätze für die Netzplanung und den Netzbetrieb in dürregefährdeten Netzbereichen ableiten. Für die Ableitung von PM ist der Derating-Faktor die handlungsleitende Größe: Er benennt, welcher Anteil des Nennstroms im Dürrefall verfügbar bleibt und ab welcher Schwelle Lastmanagement oder eine Ertüchtigung der Trasse erforderlich wird.

Betriebliche Auslastungsbegrenzung

Im Bestand ist die Begrenzung der Kabelauslastung gemäß dem trassenspezifischen Derating-Faktor die unmittelbar umsetzbare PM. Da die Verlustleistung quadratisch mit dem Leiterstrom wächst, senkt bereits eine geringe Lastreduktion die Leitertemperatur deutlich (vgl. Abschnitt 7.3.2). Die Begrenzung erfordert keine baulichen Eingriffe, setzt jedoch Umschaltmöglichkeiten oder Auslastungsreserven auf benachbarten Versorgungspfaden voraus.

Dimensionierung bei Neuverlegung

Bei Neuverlegungen in Bereichen mit ausgewiesener Dürregefährdung sollte die dürrebedingte Reduktion der Belastbarkeit bereits in der Dimensionierung berücksichtigt werden. Soll die gleiche Leistung übertragen werden, ist der nächstgrößere Leiterquerschnitt zu wählen, dessen um den Derating-Faktor reduzierte Belastbarkeit die geplante Last weiterhin deckt. Die Mehrkosten des größeren Querschnitts fallen bei ohnehin anstehender Verlegung gering aus, während eine nachträgliche Ertüchtigung einen erneuten Tiefbau erfordert.

Kabelgarnituren

Die Gefährdungsanalyse bewertet den Kabelstrang. Innerhalb einer Trasse können jedoch insbesondere Verbindungsmuffen thermisch kritische Stellen darstellen. Im Unterschied zum homogenen Kabelkörper weisen sie zusätzliche Kontaktstellen und einen komplexeren mehrschichtigen Aufbau auf. Insbesondere erhöhte Kontaktwiderstände an der Leiterverbindung können zusätzliche Verlustleistung und eine lokale Überhitzung der Muffe verursachen [129]. Kabelgarnituren stellen zudem eigenständige Fehlerorte innerhalb von Kabelsystemen dar und werden in der VDE FNN Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik entsprechend differenziert erfasst [120].

Für die Praxis folgt daraus, dass die für eine Kabeltrasse ermittelte Gefährdung thermisch kritische Garnituren nicht gesondert abbildet. Bei als gefährdet eingestuften Kabeltrassen sollten die Garnituren daher insbesondere bei der Zustandsbewertung und der Priorisierung von Erneuerungsmaßnahmen berücksichtigt werden. Der Einsatz thermisch stabilisierter Bettung im unmittelbaren Muffenbereich stellt eine mögliche PM dar, die nur einen kurzen Trassenabschnitt betrifft.

8 Zusammenfassung

Der vorliegende Leitfaden stellt eine Methodik vor, mit der die Auswirkungen des Klimawandels auf die Planung und den Betrieb elektrischer Verteilnetze untersucht und geeignete Planungs- und Betriebsgrundsätze abgeleitet werden können. Hierzu werden die klimatische Entwicklung der betrachteten Extremwetterereignisse, die standortspezifische Gefährdung der BM, die technische und wirtschaftliche Eignung von PM sowie deren Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit miteinander verknüpft. Betrachtet werden Starkregen-, Sturm-, Hitze-, Kälte- und Dürreereignisse. Während Kapitel 8 den übertragbaren Handlungsablauf beschreibt, fasst dieses Kapitel die zentralen Ergebnisse der Anwendung in den sechs UR zusammen.

Eintrittshäufigkeit der Extremwetterereignisse

Die Auswertung der Klimaprojektionen zeigt, dass sich kein einheitlicher Entwicklungstrend für alle Extremwetterereignisse ableiten lässt. Vielmehr unterscheiden sich sowohl Richtung als auch Stärke der Veränderungen regional und ereignisspezifisch. Bei Starkregen ist mit einer Zunahme der Intensität und der statistischen Eintrittshäufigkeit zu rechnen. Insbesondere die maximalen Niederschlagsmengen innerhalb von 24 Stunden steigen zukünftig an, wobei im Süden und Südosten Deutschlands besonders ausgeprägte Veränderungen auftreten können. Gleichzeitig können Starkregenereignisse, die unter heutigen Klimabedingungen selten auftreten, zukünftig kürzere Wiederkehrintervalle aufweisen. Auch die Eintrittshäufigkeit schwerer Sturmböen kann regional zunehmen: Unter RCP8.5 sind insbesondere Küsten- und Mittelgebirgsregionen betroffen, während sich unter RCP4.5 tendenziell eine geringfügige Abnahme zeigt. Ein besonders deutliches Klimasignal zeigt sich bei extremen Hitzeereignissen. Die Anzahl der Tage mit Höchsttemperaturen von mindestens 35 °C steigt in den betrachteten Klimaszenarien erheblich an, wobei die stärksten Zunahmen in Südwestdeutschland auftreten. Bei extremen Kälteereignissen zeigt sich dagegen eine gegenläufige Entwicklung. Mit dem Anstieg des mittleren Temperaturniveaus nehmen die Temperaturminima zu, sodass Tage mit sehr niedrigen Temperaturen seltener werden und sich zunehmend auf höher gelegene Regionen im Süden und Osten Deutschlands beschränken. Bei Dürreereignissen ist bis zur Mitte des Jahrhunderts zunächst mit einer Zunahme ausgeprägter Dürretage zu rechnen, während sich dieser Trend zum Ende des Jahrhunderts teilweise abschwächt. Die Ergebnisse bestätigen damit die Notwendigkeit, jedes Extremwetterereignis getrennt und unter Berücksichtigung regionaler Klimaprojektionen zu bewerten.

Gefährdungsanalyse

Die betriebsmittelscharfen Gefährdungsanalysen verdeutlichen, dass die Gefährdung nicht allein vom jeweiligen BM, sondern wesentlich von dessen Standort, Einbausituation und technischen Eigenschaften abhängt. Bei Starkregenereignissen sind insbesondere Überschwemmungsbereiche, Überschwemmungshöhen und Fließgeschwindigkeiten sowie topographische Senken und

Oberflächenabflusswege maßgeblich. Bei Stürmen wird die Gefährdung von Freileitungen vor allem durch kritische Bäume innerhalb potenzieller Baumfallbereiche und durch eine erhöhte topographische Windexposition bestimmt. Auswirkungen durch extreme Hitzeereignisse werden durch einen hohen Versiegelungsgrad, dichte Bebauung, geringe Vegetationskühlung, eine große Entfernung zu Windschneisen und direkte Sonneneinstrahlung begünstigt. Die direkte Sonneneinstrahlung kann dabei auch bei freistehenden BM in ländlich geprägten Regionen zu einer erhöhten Gefährdung führen. Für extreme Kälte ergibt sich bei der Sekundärtechnik ein weitgehend gegensätzliches Bild. Gering versiegelte und locker bebaute Standorte weisen keine ausgeprägte temperaturmildernde Wirkung auf, sodass die regional prognostizierte Tiefsttemperatur dort weitgehend ungemindert eintritt. Bei Freileitungen sind hingegen eine erhöhte Schneelast und eine geringe Sonneneinstrahlung maßgeblich, da Schnee- und Eisanlagerungen länger an den Leiterseilen verbleiben können. Die Dürregefährdung von Erdkabeln hängt insbesondere von der Bodenart, der thermischen Leitfähigkeit und der Bodentemperatur in Verlegetiefe sowie vom Kabeltyp und der Kabelauslastung ab.

Die Anwendung in den sechs UR bestätigt diesen Standortbezug. Gegenüber Starkregenereignissen weisen die gewässergeprägten UR1 und UR6 die höchsten Anteile gefährdeter BM auf, während die Gefährdung in den übrigen UR überwiegend punktuell durch lokale topographische Gegebenheiten entsteht. Bei Stürmen konzentriert sich die Gefährdung auf die waldgeprägten UR3, UR5 und UR6 sowie auf UR1, in der eine ausgeprägte Topographie mit vorhandenen Waldflächen zusammenwirkt; die städtisch geprägten und stärker verkabelten UR2 und UR4 sind am wenigsten betroffen. Bei extremen Hitzeereignissen erreichen die städtisch geprägten UR2 und UR4 die höchsten Anteile stark gefährdeter Sekundärtechnik. Zugleich zeigt UR6, dass auch freistehende BM in offener Landschaft infolge fehlender Verschattung hohe Gefährdungen erreichen können. Bei extremer Kälte kehrt sich das Bild um: Die höchsten Anteile ungemildert exponierter Standorte treten in den ländlich geprägten UR auf. Bei den Freileitungen tritt die höchste Gefährdungsstufe nur vereinzelt auf; hohe Anteile der Stufe „gefährdet“ erreichen insbesondere die NS-Freileitungsabschnitte in UR1 und UR4 sowie die MS-Freileitungsabschnitte in UR4, wo erhöhte Schneelastwahrscheinlichkeiten mit verschatteten Trassenabschnitten zusammentreffen. Die Dürregefährdung der Erdkabel beschränkt sich auf die städtisch geprägte UR2, in der geringe Austrocknungsschwellen des Siedlungsbodens, konservative Ersatzwerte der thermischen Leitfähigkeit und erhöhte Bodentemperaturen zusammentreffen; die Kabeltrassen der ländlich geprägten UR bleiben in sämtlichen Emissionsszenarien unterhalb der zulässigen Dauerleitertemperatur.

Eine hohe standortspezifische Gefährdung allein begründet jedoch noch keinen unmittelbaren Handlungsbedarf. Erst durch die Verknüpfung mit der regionalen Eintrittshäufigkeit des jeweiligen Extremwetterereignisses ergibt sich die tatsächliche Betroffenheit eines BM. Ein stark gefährdeter Standort kann daher bei einer sehr geringen oder nicht vorhandenen Ereignishäufigkeit weniger relevant sein als ein lediglich gefährdeter Standort in einer häufig betroffenen Region.

Präventionsmaßnahmen

Auf Grundlage der Gefährdungsanalysen wurden technisch geeignete PM identifiziert und hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. Übergreifend zeigt sich, dass passive, kostengünstige und einfach umsetzbare PM grundsätzlich zu bevorzugen sind. Gegenüber Starkregenereignissen stellt insbesondere die Höherlegung gefährdeter ONS am bestehenden Standort eine technisch wirksame und vielfach wirtschaftlich attraktive PM dar. Bei KVS können mobile oder bauliche PM bereits mit vergleichsweise geringem Aufwand einen wirtschaftlichen Nutzen erzielen. HAK sollten oberhalb potenzieller Überschwemmungshöhen angeordnet werden. Eine Standortverlegung von ONS oder die Verkabelung von Freileitungen ist vor allem bei stark gefährdeten und versorgungsrelevanten BM zu prüfen. Dabei besitzt die Verkabelung im MS-Netz aufgrund der höheren Auswirkungen von VU eine größere wirtschaftliche Relevanz als im NS-Netz.

Gegenüber Stürmen stellt das Vegetationsmanagement aufgrund seiner geringen jährlichen Kosten und der positiven Wirtschaftlichkeit für alle betrachteten Leiterquerschnitte die grundlegende PM dar. Die Verkabelung sollte ergänzend an besonders gefährdeten und netztopologisch bedeutenden Freileitungsabschnitten eingesetzt werden. Im NS-Netz ist sie insbesondere bei größeren Leiterquerschnitten, wiederkehrenden Störungen oder ohnehin anstehenden Erneuerungs- und Verstärkungsmaßnahmen zu prüfen. Für MS-Freileitungen ist die Verkabelung unter den betrachteten Randbedingungen durchgängig wirtschaftlich. Bei extremen Hitzeereignissen erweisen sich Verschattung und reflektierende Oberflächen aufgrund ihrer geringen Kosten und hohen Schutzwirkung als No-Regret-Maßnahmen. Auch eine verbesserte Belüftung und Wärmedämmung stellen wirtschaftlich robuste PM dar, sind als Anpassungen der typgeprüften Gehäusekonstruktion jedoch der Neuerrichtung von Stationen vorbehalten. Eine aktive Kühlung ist dagegen nur an Standorten vorzusehen, an denen passive PM nicht ausreichen. Der Umbau auf einen anderen konventionellen Stationstyp ist allein zur Hitzeanpassung aufgrund der hohen Investitionskosten und der geringen Maßnahmeneffektivität nicht zu empfehlen. Für hitzebetroffene Freileitungsabschnitte stellt die Verkabelung eine technisch und wirtschaftlich geeignete PM dar.

Für extreme Kälteereignisse ergibt sich in den betrachteten UR aufgrund der fehlenden Eintrittshäufigkeit kein unmittelbarer wirtschaftlicher Handlungsbedarf. Die exemplarische Betrachtung zeigt jedoch, dass in Regionen mit tatsächlich auftretenden Extremkälteereignissen sowohl eine passive Kälteisolation als auch eine aktive Beheizung der Sekundärtechnik wirtschaftlich umsetzbar sind. Die Beheizung erreicht dabei aufgrund ihrer höheren Maßnahmeneffektivität zwar das höhere KNV, vorzuziehen ist jedoch die passive Kälteisolation, die als wartungsfreie PM ohne laufende Betriebskosten während eines Kälteereignisses nicht selbst ausfallen kann. Als Anpassung der typgeprüften Gehäusekonstruktion ist sie der Neuerrichtung oder dem Ersatz von Stationen vorbehalten. Im Bestand stellt die im Innenraum nachrüstbare Beheizung die maßgebliche Option dar. Bei Neuerrichtung sollte eine Beheizung ergänzend vorgesehen werden, wenn passive

PM nicht ausreichen oder sie bereits aus betrieblichen Gründen, beispielsweise zur Kondensatvermeidung, erforderlich ist. Bei anstehenden Erneuerungsmaßnahmen gefährdeter Freileitungen sollte eine Verkabelung geprüft werden. Bei Dürreereignissen stellt die Begrenzung der Kabelauslastung anhand des Derating-Faktors die unmittelbar wirksame betriebliche PM dar. Bei Neubau oder Erneuerung kommen eine thermisch stabilisierte Bettung und ein größerer Leiterquerschnitt infrage. Eine formale Wirtschaftlichkeitsanalyse ist aufgrund fehlender ereignisspezifischer Ausfallraten und der überwiegend betrieblichen beziehungsweise auslegungsbezogenen PM nicht belastbar durchführbar. Der Derating-Faktor bildet daher die handlungsleitende Größe für die Betriebsführung dürregefährdeter Kabeltrassen.

Zuverlässigkeitsanalyse

Die Zuverlässigkeitsanalysen zeigen, dass die Auswirkungen der Extremwetterereignisse neben der regionalen Betroffenheit wesentlich von der Netzstruktur und der Lage der gefährdeten BM innerhalb des Netzes abhängen. Bei Starkregenereignissen kann durch die Umsetzung wirtschaftlicher PM bereits ein großer Teil der möglichen Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit erreicht werden. Insbesondere Ausfälle von ONS wirken sich aufgrund ihrer vergleichsweise langen Aus-Dauer deutlich auf den ASIDI aus. Bei Stürmen stimmen die aus wirtschaftlicher und zuverlässigkeitsbezogener Sicht relevanten Freileitungsabschnitte dagegen nicht in allen UR vollständig überein. Einzelne Freileitungsabschnitte können trotz eines KNV unter 1 eine hohe netztopologische Bedeutung besitzen und erhebliche Auswirkungen auf nachgelagerte Verbraucher verursachen. Das KNV ist daher nicht als alleiniges Entscheidungskriterium zu verwenden. Bei extremen Hitzeereignissen reduziert die Verkabelung betroffener Freileitungsabschnitte den klimabedingten Anstieg des ASIDI erheblich und verbessert aufgrund der grundsätzlich geringeren Ausfallhäufigkeit von VPE-Erdkabeln zugleich die Versorgungszuverlässigkeit im Normalbetrieb. Für extreme Kälteereignisse ergibt sich in den betrachteten UR kein zusätzlicher ASIDI-Beitrag. Bei Dürre tritt aufgrund fehlender belastbarer Ausfallraten der Derating-Faktor an die Stelle einer Zuverlässigkeitsanalyse.

Handlungsempfehlung

Aus den Ergebnissen ergibt sich ein betroffenenorientierter und betriebsmittelscharfer Handlungsablauf für die klimaresiliente Planung und den Betrieb elektrischer Verteilnetze. Zunächst sind die regional relevanten Extremwetterereignisse zu bestimmen und die BM standortspezifisch zu bewerten. Anschließend sind gefährdete BM unter Berücksichtigung ihrer Betroffenheit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungsrelevanz zu priorisieren. Darauf aufbauend sind technisch geeignete PM gezielt umzusetzen und ihre Wirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit zu überprüfen.

Eine flächendeckende Umsetzung einzelner PM ist nicht zielführend. Erforderlich ist vielmehr die Verknüpfung aus regionaler Klimaentwicklung, standortspezifischer Gefährdung, tatsächlicher Betroffenheit, wirtschaftlicher Bewertung und netztopologischer Bedeutung. Die daraus abgeleiteten PM sollten dauerhaft in die Planungs- und Betriebsprozesse der VNB integriert werden.

Da sich Klimaprojektionen, Geodaten, Netzstrukturen und Betriebsmittelbestände fortlaufend verändern, sind die Klimaanalysen im Rahmen turnusmäßiger Netzplanungszyklen sowie bei wesentlichen Änderungen der Datengrundlage regelmäßig zu aktualisieren.

Über alle Extremwetterereignisse hinweg bestätigen die Ergebnisse den betroffenenorientierten Ansatz des Leitfadens: Die Gefährdung konzentriert sich auf spezifische Betriebsmittelgruppen und Standorte, und die Wirtschaftlichkeit der PM reicht von No-Regret-Maßnahmen mit KNV weit oberhalb des Schwellenwerts bis zu PM, die nur unter bestimmten Randbedingungen tragfähig sind. Eine pauschale, ereignis- und standortunabhängige Anpassungsstrategie ist damit weder erforderlich noch wirtschaftlich begründbar. Die vorgestellte Methodik versetzt VNB in die Lage, die für ihr Netzgebiet relevanten Extremwetterereignisse und gefährdeten BM zu identifizieren, geeignete PM gezielt zu priorisieren und deren Wirkung auf die Versorgungszuverlässigkeit nachzuweisen. Sie ist auf beliebige Netzgebiete übertragbar und mit fortschreitender Daten- und Klimaprojektionslage aktualisierbar. Insbesondere bei Neuerrichtungen und Ersatzinvestitionen von BM sollte die Methodik frühzeitig berücksichtigt werden, da bereits geringfügige Anpassungen im Planungs- und Auslegungsprozess die Klimaresilienz der Netzinfrastuktur nachhaltig erhöhen können.

9 Literaturverzeichnis

- [1] Alghamdi, A. S. and Desuqi, R. K. 2020. A study of expected lifetime of XLPE insulation cables working at elevated temperatures by applying accelerated thermal ageing. *Heliyon* 6, 1, e03120.
- [2] Al-Muhaini, M., Heydt, G. T., and Huynh, A. 2010. The reliability of power distribution systems as calculated using system theoretic concepts. In *IEEE PES General Meeting*. IEEE, 1–8. DOI=10.1109/PES.2010.5588116.
- [3] Antičić, O. and Legović, T. 1999. Estimating the direction of an unknown air pollution source using a digital elevation model and a sample of deposition. *Ecological Modelling* 124, 1, 85–95.
- [4] Asaridis, P. and Molinari, D. 2023. A conceptual model for the estimation of flood damage to power grids. *Adv. Geosci.* 61, 1–21.
- [5] Bach, C., Birkmann, J., Kropp, J., Olonscheck, M., Setiadi, N., Vollmer, M., and Walther, C. 2013. *Abschätzung der Verwundbarkeit gegenüber Hitzewellen und Starkregen*. Praxis im Bevölkerungsschutz 11. Bundesamt für Bevölkerungsschutz und Katastrophenhilfe (BBK), Bonn.
- [6] BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. 2023. *Stellungnahme zum Festlegungsverfahren der Bundesnetzagentur zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a EnWG*. chrome-extension://efaidnbmninnbpcjpcglclefindmkaj/httpswww.bdew.de/media/documents/Stn_20230127_BNetzA_14a_EnWG.pdf.
- [7] Bi, R., Yang, J., Liu, J., Xiong, Y., Xu, Y., Wang, S., and Zhao, J. 2026. Intelligent Substation Secondary System State Evaluation Method Based on Digital Twins and Combination Weighting Method. *Electronics* 15, 16, 3629.
- [8] Birch, C. P., Oom, S. P., and Beecham, J. A. 2007. Rectangular and hexagonal grids used for observation, experiment and simulation in ecology. *Ecological Modelling* 206, 3-4, 347–359.
- [9] Birkmann, J., Klopries, E.-M., Schüttrumpf, H., Trüdinger, A., and Stenger-Wolf, S., Eds. 2026. *Die Flutkatastrophe 2021. Vom Wiederaufbau zur Klimaresilienz*. Sustainable Development Goals (SDG) - Umsetzung in Praxis, Lehre und Entscheidungsprozessen. Springer, Wiesbaden.
- [10] Böhner, J. and Antičić, O. 2009. Chapter 8 Land-Surface Parameters Specific to Topo-Climatology. In *Geomorphometry - Concepts, Software, Applications*. Developments in Soil Science. Elsevier, 195–226. DOI=10.1016/S0166-2481(08)00008-1.

- [11] Böhner, J. and Conrad, O. 2015. *Wind Exposition Index*. SAGA-GIS Tool Library Documentation. https://saga-gis.sourceforge.io/saga_tool_doc/7.1.1/ta_morphometry_27.html.
- [12] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. 2007. *Bodenarten der Oberböden Deutschlands 1:1.000.000*. BOART1000OB. https://www.bgr.bund.de/EN/Themen/Boden/Produkte/Schriften/Downloads/Bodenarten_Bericht.html?nn=1063422. Accessed 3 September 2026.
- [13] Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe. 2020. *Thermische Leitfähigkeit der Böden in Deutschland 1:1.000.000*. ThLF1000, Version 1.0. <https://umweltportal.niedersachsen.de/suche/detail?id=numis-metadaten-7cfc3ccb-3791-478c-bd07-5ace4493f939>. Accessed 4 September 2026.
- [14] Bundesnetzagentur. 2023. *Bericht zum Qualitätselement der 4. Regulierungsperiode Untertitel: Bestimmung der Referenzwerte und des Monetarisierungsfaktors*, Bonn.
- [15] Bundesnetzagentur. 2023. *Festlegung zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz BK6-22-300*, Bonn.
- [16] Bundesnetzagentur. 2025. *Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/artikel.html?gtp=861764_list%253D2&nn=686258. Accessed 18 August 2026.
- [17] Bundesnetzagentur. 2026. *Mitteilung Nr. 6 zum Beschluss BK6-22-300 – Bundeseinheitliche Empfehlungen zur netzorientierten Steuerung nach Tenorziffer 2e, f und g*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2022/BK6-22-300/Mitteilung/Mitteilung_06/Mitteilung_Nr_06.html. Accessed 3 September 2026.
- [18] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. 2024. *Bericht zur Bestimmung des Qualitätselementes 2025*, Bonn.
- [19] Bundesregierung. 2010. *Bericht über die Methode zur Risikoanalyse im Bevölkerungsschutz 2010*. Drucksache des Deutschen Bundestages 17/4178, Berlin.
- [20] Bundesrepublik Deutschland. 2009. *Gesetz zur Ordnung des Wasserhaushalts (Wasserhaushaltsgesetz – WHG)*. WHG.
- [21] Chatzipanagiotou, P., Chatziathanasiou, V., Mey, G. de, and Więcek, B. 2017. Influence of soil humidity on the thermal impedance, time constant and structure function of underground cables: A laboratory experiment. *Applied Thermal Engineering*, 113, 1444–1451.
- [22] Chen, H., Jeanne Huang, J., Liang, H., Wang, W., Li, H., Wei, Y., Jiang, A. Z., and Zhang, P. 2023. Can evaporation from urban impervious surfaces be ignored? *Journal of Hydrology* 616, 128582.

- [23] Chen, Y. and Ding, X. 2023. A survey of sag monitoring methods for power grid transmission lines. *IET Generation, Transmission & Distribution* 17, 7, 1419–1441.
- [24] Csáki, P., Kalicz, P., Brolly, G. B., Csóka, G., Czimber, K., and Gribovszki, Z. 2014. Hydrological Impacts of Various Land Cover Types in the Context of Climate Change for Zala County. *Acta Silvatica et Lignaria Hungarica* 10, 2, 117–131.
- [25] Czapp, S. and Ratkowski, F. 2021. Optimization of Thermal Backfill Configurations for Desired High-Voltage Power Cables Ampacity. *Energies* 14, 5, 1452.
- [26] David K Low, Deborah Mills, Rebecca Quinn, John Squerciati, and Adam Reeder. 2017. *Protecting Building Utility Systems From Flood Damage*. DOI=10.13140/RG.2.2.18404.59528.
- [27] Deutscher Wetterdienst. *Warnkriterien*. https://www.dwd.de/DE/wetter/warnungen_aktuell/kriterien/warnkriterien.html. Accessed 26 August 2026.
- [28] Deutscher Wetterdienst. 2024. *Klimastatusbericht Deutschland 2023*, Offenbach am Main.
- [29] Deutsches Institut für Bautechnik. 2023. *Zuordnung der Schneelastzonen nach Verwaltungsgrenzen*. <https://www.dibt.de/de/wir-bieten/technische-baubestimmungen>.
- [30] Deutsches Institut für Normung e. V. / DKE. 2013. *Freileitungen über AC 1 kV – Teil 1: Allgemeine Anforderungen – Gemeinsame Festlegungen. Deutsche Fassung EN 50341-1:2012*, Berlin, Frankfurt a. M., 50341-1:2013-11.
- [31] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. 1985. *Bau von Starkstrom-Freileitungen mit Nennspannungen bis 1000 V*, Berlin, 0211 (VDE 0211).
- [32] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. 2013. *Freileitungen über AC 1 kV – Teil 1: Allgemeine Anforderungen – Gemeinsame Festlegungen. Deutsche Fassung EN 50341-1:2012*, Berlin, 50341-1 (VDE 0210-1).
- [33] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. 2019. *Freileitungen über AC 1 kV – Teil 2-4: Nationale Normative Festlegungen (NNA) für Deutschland (basierend auf EN 50341-1:2012). Deutsche Fassung EN 50341-2-4:2019*, Berlin, 50341-2-4 (VDE 0210-2-4).
- [34] DIN Deutsches Institut für Normung e. V. 2024. *Hochspannungs-Schaltgeräte und -Schaltanlagen – Teil 202: Fabrikfertige Wechselstrom-Stationen für Bemessungsspannungen über 1 kV bis einschließlich 52 kV*, Berlin, DIN EN IEC 62271-202 (VDE 0671-202).
- [35] *DIN EN 1991-1-3/NA:2019-04, Nationaler Anhang – National festgelegte Parameter – Eurocode 1: Einwirkungen auf Tragwerke – Teil 1-3: Allgemeine Einwirkungen – Schneelasten*. DIN Media GmbH, Berlin.

- [36] Doick, K. J., Peace, A., and Hutchings, T. R. 2014. The role of one large greenspace in mitigating London's nocturnal urban heat island. *The Science of the total environment* 493, 662–671.
- [37] DTU Wind and Energy Systems. *Global Wind Atlas*. <https://globalwindatlas.info/en/>. Accessed 18 August 2026.
- [38] E. Sánchez, M. A. Gaertner, C. Gallardo, M. de Castro. 2026. *PROMES Regional Climate Model: 30 Years of Ensemble Modelling Research Contributions*.
- [39] Eimer, U. 2024. *Klimaanpassungsstrategie für das Rheinische Revier. Fachgutachten im Auftrg der Zukunftsagentur*.
- [40] Erenoğlu, A. K. and Erdinç, O. 2021. Post-Event restoration strategy for coupled distribution-transportation system utilizing spatiotemporal flexibility of mobile emergency generator and mobile energy storage system. *Electric Power Systems Research* 199, 107432.
- [41] EURO-CORDEX. *EURO-CORDEX – Coordinated Downscaling Experiment – European Domain*. <https://www.euro-cordex.net/>. Accessed 18 August 2026.
- [42] Europäisches Parlament und Rat der Europäischen Union. 2007. *Richtlinie 2007/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2007 über die Bewertung und das Management von Hochwasserrisiken. Richtlinie 2007/60/EG / EG-HWRM-RL*.
- [43] F. Imbery, K. Friedrich, R. Fleckenstein, A. Becker, P. Bissolli. 2022. *Klimatologischer Rückblick Sommer 2022*, Offenbach am Main.
- [44] F. Imbery, K. Friedrich, S. Haeseler, C. Koppe, W. Janssen, P. Bissolli. 2018. *Vorläufiger Rückblick auf den Sommer 2018 – eine Bilanz extremer Wetterereignisse*, Offenbach am Main.
- [45] Finnigan, J., Ayotte, K., Harman, I., Katul, G., Oldroyd, H., Patton, E., Poggi, D., Ross, A., and Taylor, P. 2020. Boundary-Layer Flow Over Complex Topography. *Boundary-Layer Meteorol* 177, 2-3, 247–313.
- [46] Florides, G. and Kalogirou, S. 2007. Ground heat exchangers—A review of systems, models and applications. *Renewable Energy* 32, 15, 2461–2478.
- [47] Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen. 2006. *Richtlinien für die Anlage von Stadtstraßen – RASt 06*. Forschungsgesellschaft für Straßen- und Verkehrswesen (FGSV), Köln.
- [48] Gallay, I., Olah, B., Murtinová, V., and Gallayová, Z. 2023. Quantification of the Cooling Effect and Cooling Distance of Urban Green Spaces Based on Their Vegetation Structure and Size as a Basis for Management Tools for Mitigating Urban Climate. *Sustainability* 15, 4, 3705.

- [49] Gallegos, H. A., Schubert, J. E., and Sanders, B. F. 2012. Structural Damage Prediction in a High-Velocity Urban Dam-Break Flood: Field-Scale Assessment of Predictive Skill. *J. Eng. Mech.* 138, 10, 1249–1262.
- [50] Gao, Y., Patel, B., Liu, Q., Wang, Z., and Bryson, G. 2017. Methodology to assess distribution transformer thermal capacity for uptake of low carbon technologies. *IET Generation, Transmission & Distribution* 11, 7, 1645–1651.
- [51] Geobasis NRW. *Digitales Geländemodell – Rasterweite 1 m (GeoTIFF)*. https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/geobasis/hm/dgm1_tiff/dgm1_tiff/. Accessed 18 August 2026.
- [52] Geobasis NRW. *Digitales Oberflächenmodell - Rasterweite 1 m (GeoTIFF)*. https://www.opengeodata.nrw.de/produkte/geobasis/hm/dom1_tiff/dom1_tiff/. Accessed 21 August 2026.
- [53] Geobasis-DE / BKG 2018. 2018. *CORINE Land Cover 5 ha. CLC5-2018*. <https://gdz.bkg.bund.de/index.php/default/open-data/corine-land-cover-5-ha-stand-2018-clc5-2018.html>. Accessed 21 August 2026.
- [54] Geofabrik GmbH. *Download Server – Düsseldorf Region (Regierungsbezirk)*. <https://download.geofabrik.de/europe/germany/nordrhein-westfalen/duesseldorf-regbez.html>. Accessed 7 July 2025.
- [55] Gliksman, D., Averbeck, P., Becker, N., Gardiner, B., Goldberg, V., Grieger, J., Handorf, D., Haustein, K., Karwat, A., Knutzen, F., Lentink, H. S., Lorenz, R., Niermann, D., Pinto, J. G., Queck, R., Ziemann, A., and Franzke, C. L. E. 2023. Review article: A European perspective on wind and storm damage – from the meteorological background to index-based approaches to assess impacts. *Nat. Hazards Earth Syst. Sci.* 23, 6, 2171–2201.
- [56] Gouda, O. E., Osman, G. F., Salem, W. A., and Arafa, S. H. 2018. Load cycling of underground distribution cables including thermal soil resistivity variation with soil temperature and moisture content. *IET Generation, Transmission & Distribution* 12, 18, 4125–4133.
- [57] Hamburger Bildungsserver. *Unsicherheiten bei Klimaprojektionen*. <https://bildungsserver.hamburg.de/themenschwerpunkte/klimawandel-und-klimafolgen/klimawandel/unsicherheiten-klimaprojektionen-artikel-746736>. Accessed 18 August 2026.
- [58] Hankammer, F., Lienenklaus, N., Aschenbroich, F., Elsner, S., Ruedl, V., and Zdrallek, M. 2026. Economic Assessment of Preventive Measures for Electrical Distribution Systems under Heavy Rainfall Events Using HILP Analysis. In *CIREN 2026 Brussels Workshop*.
- [59] Hankammer, F., Lienenklaus, N., Aschenbroich, F., and Zdrallek, M. 2025. Vulnerability Assessment of Electrical Distribution Systems to Heavy Rainfall Events and Storms. In *1st Conference on Technology Towards Zero Waste and Zero Carbon (TEC2ZERO)*.

- [60] Hankammer, F., Lienenklaus, N., Zdrallek, M., and Aschenbroich, F. 2025. Topographical assessment of electrical distribution system vulnerability to heavy rainfall events. *IET Conf. Proc.* 2024, 27, 128–132.
- [61] Hou, G. and Muraleetharan, K. K. 2023. Modeling the Resilience of Power Distribution Systems Subjected to Extreme Winds Considering Tree Failures: An Integrated Framework. *Int J Disaster Risk Sci* 14, 2, 194–208.
- [62] Hsieh, C.-M. and Huang, H.-C. 2016. Mitigating urban heat islands: A method to identify potential wind corridor for cooling and ventilation. *Computers, Environment and Urban Systems* 57, 130–143.
- [63] IEEE Power & Energy Society. 2013. *IEEE Guide for Safety in AC Substation Grounding*, IEEE Std 80-2013.
- [64] International Electrotechnical Commission. 2009. *Measuring relays and protection equipment – Part 1: Common requirements*. International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, Switzerland, IEC 60255-1:2009.
- [65] International Electrotechnical Commission. 2013. *Communication networks and systems for power utility automation – Part 3: General requirements*. International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, Switzerland, IEC 61850-3:2013.
- [66] International Electrotechnical Commission. 2016. *Communication networks and systems for power utility automation – Part 80-1: Guideline to exchanging information from a CDC-based data model using IEC 60870-5-101 or IEC 60870-5-104*. International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, Switzerland, IEC TS 61850-80-1:2016.
- [67] International Electrotechnical Commission. 2016. *Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-2: Using IEC 61850 for communication between substations and control centres. IEC TR 61850-90-2:2016*. International Electrotechnical Commission (IEC).
- [68] International Electrotechnical Commission. 2018. *Power transformers – Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers*. International Electrotechnical Commission (IEC), Geneva, Switzerland, IEC 60076-7:2018.
- [69] International Electrotechnical Commission. 2023. *Electric cables – Calculation of the current rating – Part 2-1: Thermal resistance – Calculation of thermal resistance*, Geneva, Switzerland, IEC 60287-2-1:2023.
- [70] Janitza electronics GmbH. 2019. *Datenblatt UMG 96RM-M*, Lahnau.
- [71] Janitza electronics GmbH. 2026. *Datenblatt UMG 80I*, Lahnau.

- [72] Ji, K., Rui, X., Li, L., Leblond, A., and McClure, G. 2015. A novel ice-shedding model for overhead power line conductors with the consideration of adhesive/cohesive forces. *Computers & Structures* 157, 153–164.
- [73] Jiang, A.-L., Hsu, K., Sanders, B. F., and Sorooshian, S. 2023. Topographic hydro-conditioning to resolve surface depression storage and ponding in a fully distributed hydrologic model. *Advances in water resources* 176.
- [74] John Lindsay. 2024. *Time in daylight*. Whitebox Geospatial Analytics.
- [75] Jongen, H. J., Vulova, S., Meier, F., Steeneveld, G. J., Jansen, F. A., Tetzlaff, D., Kleinschmit, B., Haacke, N., and Teuling, A. J. 2024. Attributing Urban Evapotranspiration From Eddy-Covariance to Surface Cover: Bottom-Up Versus Top-Down. *Water Resources Research* 60, 9.
- [76] Kabelvertrieb Hesselmann GmbH. *Mittelspannungskabel N2XS2Y nach VDE 0276-620*.
- [77] KIM, H. H. 1992. Urban heat island. *International Journal of Remote Sensing* 13, 12, 2319–2336.
- [78] Klinger, C., Mehdiانpour, M., Klingbeil, D., Bettge, D., Häcker, R., and Baer, W. 2011. Failure analysis on collapsed towers of overhead electrical lines in the region Münsterland (Germany) 2005. *Engineering Failure Analysis* 18, 7, 1873–1883.
- [79] Kochs, H.-D. 1984. *Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg.
- [80] Kreibich, H., Piroth, K., Seifert, I., Maiwald, H., Kunert, U., Schwarz, J., Merz, B., and Thielen, A. H. 2009. Is flow velocity a significant parameter in flood damage modelling? *Nat. Hazards Earth Syst. Sci.* 9, 5, 1679–1692.
- [81] L. Wang, H. L. An efficient method for identifying and filling surface depressions in digital elevation models for hydrologic analysis and modelling. In *International Journal of Geographical Information Science*.
- [82] Lai, S., Zhao, Y., Fan, Y., and Ge, J. 2021. Characteristics of daytime land surface temperature in wind corridor: A case study of a hot summer and warm winter city. *Journal of Building Engineering* 44, 103370.
- [83] Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen. 2024. *Klimaentwicklung und Klimaprojektionen in Nordrhein-Westfalen. Datengrundlage und Wissenschaftlicher Hintergrund der Klimaanpassungsstrategie*, Recklinghausen.
- [84] Li, H., Lai, Y., Wang, L., Yang, X., Jiang, N., Li, L., Wang, C., and Yang, B. 2019. Review of the state of the art: interactions between a buried pipeline and frozen soil. *Cold Regions Science and Technology* 157, 171–186.

- [85] Li, W., Cunningham, L. S., Schultz, D. M., Mander, S., Gan, C. K., and Panteli, M. 2024. Structural Resilience of Pole-Mounted Substations Subjected to Flooding: Generalized Framework and a Malaysian Case Study. *ASCE-ASME J. Risk Uncertainty Eng. Syst., Part A: Civ. Eng.* 10, 2.
- [86] Li, W., Cunningham, L. S., Schultz, D. M., Mander, S., Gan, C. K., and Panteli, M. 2025. Assessing structural resilience of masonry chamber-housed substations subject to flood flow and debris impact. *Innov. Infrastruct. Solut.* 10, 12.
- [87] Lienenklaus, N., Hankammer, F., Aschenbroich, F., Elsner, S., Ruedl, V., and Zdrallek, M. 2026. Economic Assessment of Heat-Related Asset Risks in Electrical Distribution Networks under Future Climate Conditions. In *CIREN 2026 Brussels Workshop*.
- [88] Lienenklaus, N., Hankammer, F., Aschenbroich, F., and Zdrallek, M. 2025. Evaluation of Regionally Conditioned Climatic Hazards Affecting Electrical Distribution Systems during Heatwaves and Cold Spells. In *1st Conference on Technology Towards Zero Waste and Zero Carbon (TEC2ZERO)*.
- [89] Lindsay, J. B. *Difference from Mean Elevation. WhiteboxTools User Manual – Geomorphometric Analysis.* https://whiteboxr.gishub.org/reference/wbt_diff_from_mean_elev.html. Accessed 18 August 2026.
- [90] Lindsay, J. B. *Exposure Towards Wind Flux. WhiteboxTools User Manual – Geomorphometric Analysis.* https://www.whiteboxgeo.com/manual/wbt_book/available_tools/geomorphometric_analysis.html. Accessed 18 August 2026.
- [91] Lindsay, J. B. *Slope.* <https://www.whiteboxgeo.com/manuals/api/python/terrain-analysis.html>. Accessed 18 August 2026.
- [92] Liu, Y., Xu, X., Wang, F., Qiao, Z., An, H., Han, D., and Luo, J. 2022. Exploring the cooling effect of urban parks based on the ECOSTRESS land surface temperature. *Front. Ecol. Evol.* 10.
- [93] Lu, G. Y. and Wong, D. W. 2008. An adaptive inverse-distance weighting spatial interpolation technique. *Computers & Geosciences* 34, 9, 1044–1055.
- [94] Makkonen, L. and Wichura, B. 2010. Simulating wet snow loads on power line cables by a simple model. *Cold Regions Science and Technology* 61, 2-3, 73–81.
- [95] Ministerium für Umwelt, Natur- und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen. 2024. *Überschwemmungsgebiete NRW – ATOM-Feed*.
- [96] Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Verkehr des Landes Nordrhein-Westfalen. *Hochwasserrisikomanagement in NRW.* flussgebiete.nrw. <https://www.flussgebiete.nrw.de/hochwasserrisikomanagement-nrw>. Accessed 18 August 2026.

- [97] Möhrke, F. 2021. *Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen*. DOI=10.25926/9aw8-fw22.
- [98] Narzinski, A. 1988. *Berechnung der Strombelastbarkeit von 110-kV-Gasaußendruckkabeln in Erde für diverse Querschnitte bei Berücksichtigung der Bodenaustrocknung und eines Tageslastspieles auf der Basis des ETZ-Report 13 und unter Berücksichtigung der spezifischen, zum Teil meßtechnisch erfaßten Kölner Verhältnisse.*, FH Köln.
- [99] Neher, J. H. and McGrath, M. H. 1957. The calculation of the temperature rise and load capability of cable systems. *Trans. AIEE, Part III: Power Appar. Syst.* 76, 3, 752–764.
- [100] NKT. *Mittelspannungskabel mit VPE-Isolierung. NA2XS2Y 6/10*.
- [101] Oke, T. R. 1982. The energetic basis of the urban heat island. *Quart J Royal Meteor Soc* 108, 455, 1–24.
- [102] Orakoglu Firat, M. E. 2021. Experimental study and modelling of the thermal conductivity of frozen sandy soil at different water contents. *Measurement* 181, 109586.
- [103] Österreichs E-Wirtschaft, Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE, and Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen. 2022. *Leitfaden für die Inbetriebnahme und den Betrieb von digitalen Netzschutzsystemen*. chrome-extension://efaidnbmninnbpcajpcggle-findmkaj/https://www.vde.com/resource/blob/2325762/77ff21285e389b71a1f57d4199bad9c5/vde-fnn-leitfaden-fuer-die-inbetriebnahme-und-den-betrieb-von-digitalen-schutzsystemen-data.pdf.
- [104] Panteli, M. and Mancarella, P. 2015. Influence of extreme weather and climate change on the resilience of power systems: Impacts and possible mitigation strategies. *Electric Power Systems Research* 127, 259–270.
- [105] Peter, Z., Farzaneh, M., and Kiss, L. I. 2007. Assessment of the Current Intensity for Preventing Ice Accretion on Overhead Conductors. *IEEE Trans. Power Delivery* 22, 1, 565–574.
- [106] POLYMA Energiesysteme GmbH. 2026. *Container-Aggregate. von 50 kVA bis 2000 kVA*. <https://www.polyma.net/produkte/stationare-stromerzeuger/container-aggregate/>.
- [107] Poots, G. and Skelton, P. 1995. thermodynamic models of wet-snow accretion: axial growth and liquid water content on a fixed conductor. *International Journal of Heat and Fluid Flow* 16, 1, 43–49.
- [108] Qian, S., Guo, S., Zhao, Y., Cheng, Z., and Long, E. 2022. Mechanism and influence of different colors of opaque outdoor surfaces on cooling demand of malls. *Journal of Asian Architecture and Building Engineering* 21, 6, 2545–2563.

- [109] Qudaisat, M. and Alipour, A. 2026. Multivariate logistic wind fragility functions of overhead distribution poles. *International Journal of Disaster Risk Reduction* 134, 105996.
- [110] Robert E. Horton. 1933. The Rôle of infiltration in the hydrologic cycle. *Eos Trans. AGU* 14, 1, 446–460.
- [111] Scheid, C. *GIS-basierte Starkregen-Risikoanalyse unter besonderer Berücksichtigung von Datenerfordernissen und methodischer Aussagefähigkeit*. Dissertation, Technische Universität Kaiserslautern.
- [112] Scheidegger, A. E. 1968. Stream orders. In *Geomorphology*. Encyclopedia of Earth Science. Reinhold Book Corporation, Berlin, Heidelberg, 1064–1066. DOI=10.1007/3-540-31060-6_355.
- [113] Schuster, T. and Rüdt von Collenberg, L. 2017. *Investitionsrechnung: Kapitalwert, Zinsfuß, Annuität, Amortisation*. Lehrbuch. Springer Gabler, Berlin.
- [114] Schwechater Kabelwerke. *NKBA (E–PMBU) / NAKBA (E–APMBU) NHKBA (E–PHMBU) / NAHKBA (E–APHMBU)*.
- [115] Shepard, D. 1968. A two-dimensional interpolation function for irregularly-spaced data. In *Proceedings of the 1968 23rd ACM national conference on -*. ACM Press, New York, New York, USA, 517–524. DOI=10.1145/800186.810616.
- [116] Sperstad, I. B., Kjølle, G., and Norum, E. Ø. 2021. Accounting for uncertainties due to high-impact low-probability events in power system development. *Electric Power Systems Research* 193.
- [117] Steinacker, R., Ratheiser, M., Bica, B., Chimani, B., Dorninger, M., Gepp, W., Lotteraner, C., Schneider, S., and Tschannett, S. 2006. A Mesoscale Data Analysis and Downscaling Method over Complex Terrain. *Monthly Weather Review* 134, 10, 2758–2771.
- [118] Stephens, M., Xu, Z., Whittaker, C., and Wotherspoon, L. 2023. Vulnerability of power distribution utility poles to tsunami bore impacts. *Journal of Coastal and Hydraulic Structures*.
- [119] Storch, H. von, Meinke, I., and Claußen, M. 2018. *Hamburger Klimabericht – Wissen über Klima, Klimawandel und Auswirkungen in Hamburg und Norddeutschland*. Springer Berlin Heidelberg, Berlin, Heidelberg.
- [120] 2023. *Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik. Berichtsjahr 2022*, Berlin.
- [121] Teoh, Y. E., Alipour, A., and Cancelli, A. 2019. Probabilistic performance assessment of power distribution infrastructure under wind events. *Engineering Structures* 197, 109199.

- [122] van Wijk, W. R. and Vries, D. A. de. 1963. Periodic Temperature Variations in a Homogeneous Soil. In *Physics of Plant Environment*, W. R. van Wijk, Ed. North-Holland Publishing Company, Amsterdam, 102–143.
- [123] VDE Forum Netztechnik/Netzbetrieb. 2020. *Anforderungen an technische Prüfsysteme für Holzmasten und deren Eignungsprüfung Kurztitel: Prüfsysteme für Holzmasten*. <https://www.vde.com/resource/blob/2345446/32fb5ea3ad97dd052e2dd97e08cf1121/vde-fnn-hinweis-anforderungen-an-technische--pruefsysteme-fuer-holzmasten-und--deren-eignungspruefung-data.pdf>. Accessed 18 August 2026.
- [124] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. 2024. *Elektrische Geräte und Anlagen bei Hochwasser und Überschwemmungen*. <https://www.vde.com/to-pics-de/verbraucherschutz/elektronik-hochwasser>. Accessed 18 August 2026.
- [125] VDE Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V. 2026. *Anschluss und Betrieb von Kundenanlagen am Niederspannungsnetz (TAR NS)*, Berlin, VDE-AR-N 4100:2026-04. <https://www.vde.com/de/fnn/themen/tar/tar-niederspannung/tar-niederspannung-vde-ar-n-4100>.
- [126] Wierzba, B. B. 2025. *Innovative Planungsgrundsätze von Mittel- und Niederspannungsnetzen durch automatisierte Erneuerungs- und Zielnetzplanung unter Berücksichtigung der Sektorenkopplung Bernd Bastian Wierzba*. Neue Energie aus Wuppertal 72. epubli, Berlin.
- [127] Winkler, F. 1978. *Strombelastbarkeit von Starkstromkabeln in Erde bei Berücksichtigung der Bodenaustrocknung und eines Tageslastspieles* 13, Berlin.
- [128] World Bank. 2020. *Analysis of Heat Waves and Urban Heat Island Effects in Central European Cities and Implications for Urban Planning*, Washington D.C.
- [129] Yang, F., Cheng, P., Luo, H., Yang, Y., Liu, H., and Kang, K. 2016. 3-D thermal analysis and contact resistance evaluation of power cable joint. *Applied Thermal Engineering* 93, 1183–1192.
- [130] Yang, J. and Bou-Zeid, E. 2018. Should Cities Embrace Their Heat Islands as Shields from Extreme Cold? *Journal of Applied Meteorology and Climatology* 57, 6, 1309–1320.
- [131] Zdrallek, M. 2000. *Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme. Neue Aspekte der Modellbildung und Anwendung*. Zugl.: Siegen, Univ., Diss., 2000. Berichte aus der Elektrotechnik. Shaker, Aachen.
- [132] Zhang, Z., Deng, X., Liang, L., Wang, X., Chen, Y., and Ruan, J. 2024. Temperature Field Calculation and Thermal Circuit Equivalent Analysis of 110 kV Core Cable Joint. *Processes* 12, 3, 463.
- [133] Žižlavský, O. 2014. Net Present Value Approach: Method for Economic Assessment of Innovation Projects. *Procedia - Social and Behavioral Sciences* 156, 506–512.

10 Anhang

10.1 Technische und Ökonomische Eingangsdaten und Parameter

Assetkosten

Tabelle 10.1: Assetkosten der betrachteten Betriebsmittel

Asset	Kosten
Ortsnetzstation ohne Transformator	40.000 €
Transformator 400 kVA	14.000 €
Transformator 630 kVA	17.000 €
Transformator 800 kVA	20.000 €
Kabelverteilerschrank	7.000 €
Freileitungsmast (Mittel- und Niederspannung)	2.000 €
Freileitungsabschnitt (Mittelspannung)	20 €/m
Freileitungsabschnitt (Niederspannung)	10 €/m
Hausanschlusskasten	1.000 €
Sekundärtechnik	5.000 €

Elektrische Parameter der Kabeltypen

Die Außendurchmesser und Nennströme sind, soweit verfügbar, Herstellerkatalogen für die jeweilige Spannungsebene entnommen. Der Außendurchmesser geht zweifach in den Erdwärmewiderstand ein, über den Geometriefaktor nach Gleichung (7.3) sowie über den Achsabstand der Bündelverlegung. Die Katalog-Nennströme gelten für eine Erdbodentemperatur von 20 °C, einen Belastungsgrad von 0,7 und Dreiecksbündelung [76, 100] und decken sich damit mit den Annahmen des Temperaturmodells in Abschnitt 7.3.2. Die für die thermische Kabelmodellierung verwendeten Parameter sind in Tabelle 10.2 zusammengefasst. Die Leiterwiderstände bei 20 °C und die Temperaturkoeffizienten werden in Abhängigkeit vom Leitermaterial auf Grundlage der IEC 60228 angesetzt. Die Temperaturkoeffizienten basieren auf den verwendeten Materialkennwerten. Kabelaufbau, Isolationsmaterial, zulässige Leitertemperatur, Außendurchmesser und

Strombelastbarkeit werden, soweit verfügbar, aus den technischen Daten der jeweiligen Kabeltypen übernommen. Für ältere Kabelbauarten ohne verfügbare produktspezifische Datenblätter werden repräsentative Parameter vergleichbarer Kabelbauarten angesetzt. Verlegetiefe und thermischer Widerstand stellen Modellparameter der thermischen Berechnung dar, deren Festlegung sich an den verwendeten Kabeldaten und Berechnungsgrundlagen [76, 100, 114] orientiert.

Tabelle 10.2: Im Modell verwendete elektrische und thermische Parameter der berücksichtigten Kabeltypen

Kabeltyp	Ebene	Isolation	Leiter	R_{20} in Ω/m	α_{20} in $1/\text{K}$	d in mm	h in m	ϑ_{Ln} in $^{\circ}\text{C}$	I_N in A	T_{intern} in $\text{K} \cdot \text{m}/\text{W}$
NA2XS2Y	MS	VPE	Alu- mi- nium	0,206	0,00403	30	0,70	90	315	0,353
N2XS2Y	MS	VPE	Kup- fer	0,129	0,00393	31	0,70	90	409	0,339
NYSEY	MS	PVC	Kup- fer	0,126	0,00393	45	0,80	70	351	0,42
NKBA	MS	Pa- pier/Masse	Kup- fer	0,124	0,00393	44	0,80	65	347	0,43
NAKBA	MS	Pa- pier/Masse	Alu- mi- nium	0,206	0,00403	43	0,80	65	273	0,42
NAYY	NS	PVC	Alu- mi- nium	0,206	0,00403	35	0,70	70	273	0,38
NY Y	NS	PVC	Kup- fer	0,124	0,00393	35	0,70	70	359	0,38
NA2XY	NS	VPE	Alu- mi- nium	0,206	0,00403	35	0,70	90	300	0,28
Ersatzpara- metersatz	—	—	—	0,206	0,00403	43	0,80	65	273	0,42

10.2 Herleitungen für die Gefährdungsanalyse

Herleitung der Schneelastverteilung aus dem charakteristischen Wert

Der charakteristische Wert s_k ist nach EN 1990 als Wert mit einer Wiederkehrperiode von 50 Jahren definiert. Die jährliche Wahrscheinlichkeit, dass das Maximum der Bodenschneelast diesen Wert überschreitet, beträgt damit 2 %. Anhang D der DIN EN 1991-1-3 unterstellt für das jährliche Maximum der Schneelast eine Gumbel-Verteilung und stellt den Zusammenhang zwischen dem charakteristischen Wert und den Verteilungsparametern über den Variationskoeffizienten V her. Der Erwartungswert des jährlichen Maximums ergibt sich aus dem charakteristischen Wert zu:

$$E(S) = \frac{s_k}{1 + 2,5923 \cdot V} \quad (11.1)$$

Der Faktor 2,5923 folgt dabei aus der Quantilfunktion der Gumbel-Verteilung für die Überschreitungswahrscheinlichkeit von 2 %. Die Standardabweichung ergibt sich definitionsgemäß aus Erwartungswert und Variationskoeffizient:

$$\sigma = V \cdot E(S) \quad (11.2)$$

Daraus lassen sich der Skalenparameter β sowie der Lageparameter u der Gumbel-Verteilung bestimmen:

$$\beta = \sigma \cdot \sqrt{\frac{6}{\pi}} \quad (11.3)$$

$$u = E(S) - 0,57722 \cdot \beta \quad (11.4)$$

Der Wert 0,57722 entspricht der Euler-Mascheroni-Konstante, die den Abstand zwischen Erwartungswert und Lageparameter der Gumbel-Verteilung beschreibt.

Mit den so bestimmten Parametern ergibt sich die jährliche Wahrscheinlichkeit, dass das Maximum der Bodenschneelast eine vorgegebene Schwellenlast s_0 überschreitet, zu

$$P(E_3) = 1 - \exp\left(-\exp\left(-\frac{s_0 - u}{\beta}\right)\right) \quad (11.5)$$

Setzt man s_0 gleich s_k , liefert die Beziehung definitionsgemäß den Wert von 0,02 und damit die Wiederkehrperiode von 50 Jahren. Die Funktion ist in sich konsistent: Für den vorliegenden Leitfaden werden $V = 0,5$ und $s_0 = 0,5 \text{ kN/m}^2$ gewählt. Der Variationskoeffizient liegt damit in dem von Anhang D genannten Bereich von 0,2 bis 0,6 und entspricht dem Wert der dortigen Beispielkurve. Die Schwellenlast s_0 ist ein Kalibrierparameter und so gewählt, dass die Funktion über die in Deutschland auftretenden Kombinationen aus Zone und Geländehöhe eine aussagekräftige

Spreizung liefert. Die Funktion ist in sich konsistent: Tabelle 6.X zeigt die resultierenden Gefährdungswahrscheinlichkeiten für ausgewählte Kombinationen aus Zone und Geländehöhe:

Tabelle 10.3: Resultierende Gefährdungswahrscheinlichkeit für ausgewählte Kombinationen aus Schneelastzone und Geländehöhe

Geländehöhe	Zone 1	Zone 2	Zone 2a	Zone 3
0 bis 200 m	0,08	0,20	0,37	0,39
500 m	0,19	0,69	0,81	0,88
800 m	0,68	0,94	0,97	0,98

Tabelle 10.4 sind die in Abschnitt 7.3 verwendeten verwendeten bodenartspezifischen Parameter des Zweizonenmodells. Dabei bezeichnet W_T den spezifischen thermischen Widerstand des ausgetrockneten Bodens und $\Delta\vartheta_x$ die Austrocknungsschwelle als Übertemperatur der Kabeloberfläche gegenüber einer Bezugsbodentemperatur von 15 °C. Die Zuordnung der Bodenarten orientiert sich an der Bodenartsystematik der KA5. Die Parametrisierung des Zweizonenmodells wurde auf Grundlage der IEC 60287 sowie ergänzender Literatur zu den thermischen Eigenschaften von Böden und Kabeltrassen vorgenommen. Für Bodenarten, für die keine unmittelbar übertragbaren Literaturwerte vorliegen, wurden Zwischenwerte zwischen vergleichbaren Bodenarten interpoliert bzw. aus vergleichbaren Bodenklassen abgeleitet. Die in Tabelle 10.4 dargestellten Werte stellen damit eine für die vorliegende Gefährdungsanalyse entwickelte Modellparametrisierung dar.

Tabelle 10.4: Im Modell verwendete bodenartspezifische Parameter des Zweizonenmodells

Bodenart	W_T in K·m/W	$\Delta\vartheta_x$ in K
Moore	8,0	10
Sand	3,0	15
Reinsande (ss)	3,0	15
Abbauf Flächen	3,0	15
Kies	2,8	15
Siedlung	2,5	15
Unbekannt	2,5	15

Schluffsande (us)	2,8	18
Lehmsande (ls)	2,5	22
Schluff	2,0	25
Sandlehme (sl)	2,3	28
Lehmschluffe (lu)	2,0	33
Lehm	2,0	35
Normallehme (ll)	2,0	35
Schlufftone (ut)	2,0	38
Tonschluffe (tu)	2,0	38
Tonlehme (tl)	2,0	39
Ton	2,0	40
Watt	2,0	45
Gewässer	1,5	50

10.3 Weitere Auswertungen der Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im Folgenden werden weitere Ergebnisse der PM für ONS gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung dargestellt.

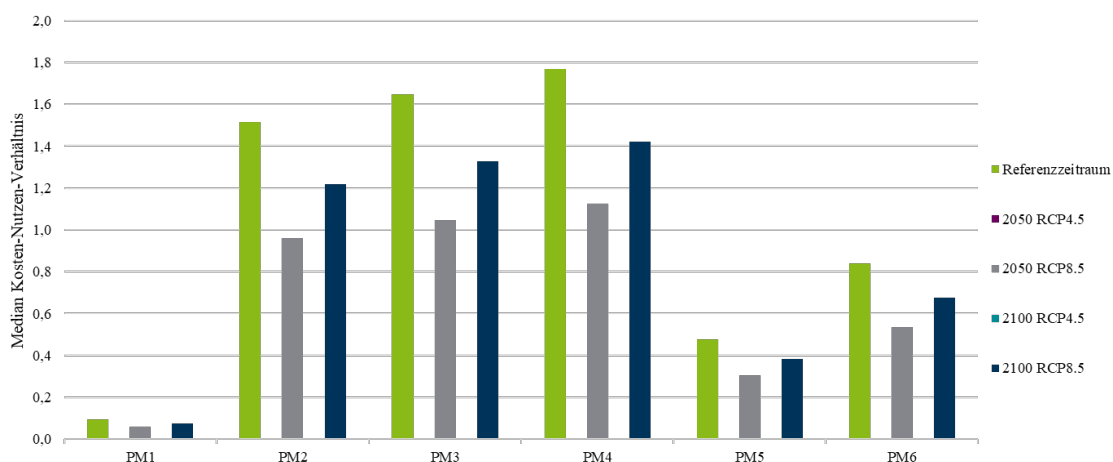


Abbildung 10.1: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten 400 kVA Ortsnetzstationen mit einer 30-jährigen Betroffenheit gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung

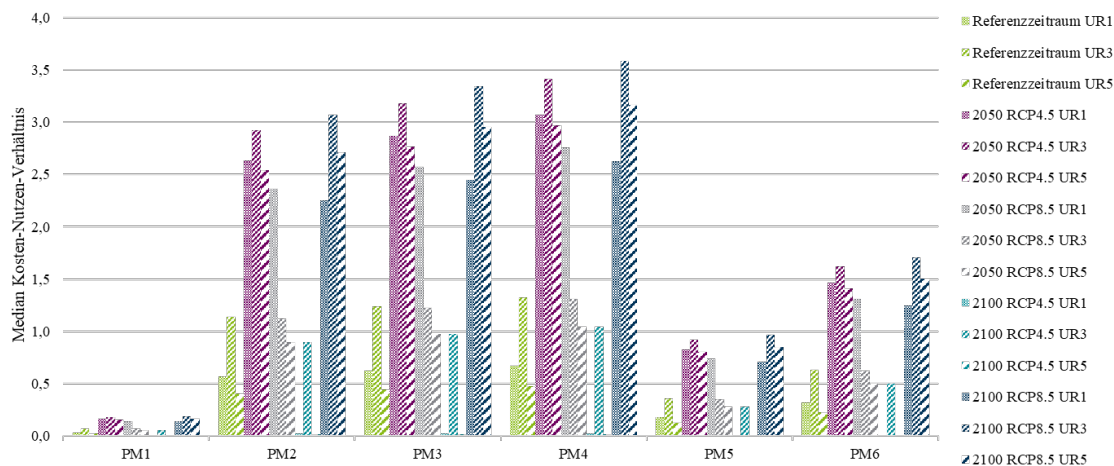


Abbildung 10.2: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten 400 kVA Ortsnetzstationen mit einer 100-jährigen Betroffenheit gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung

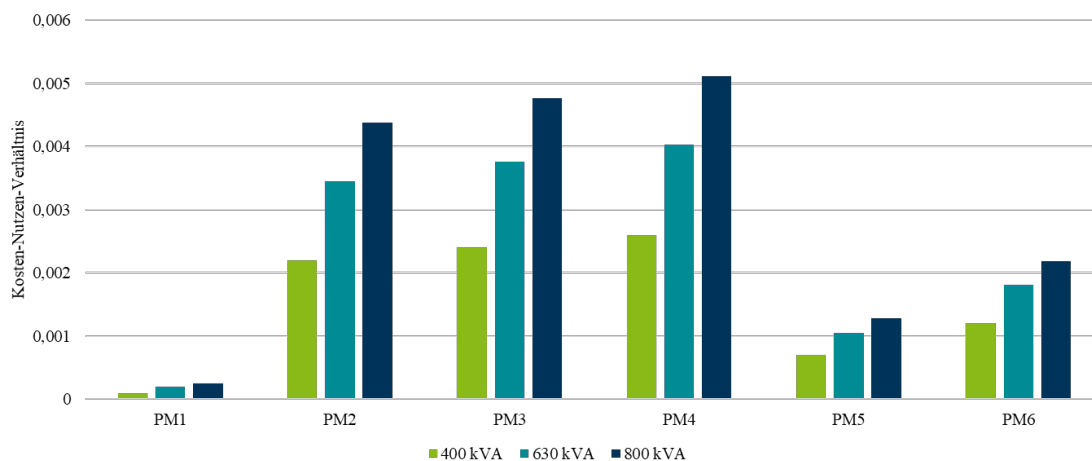


Abbildung 10.3: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten Ortsnetzstationen mit einer 500-jährigen Betroffenheit gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung

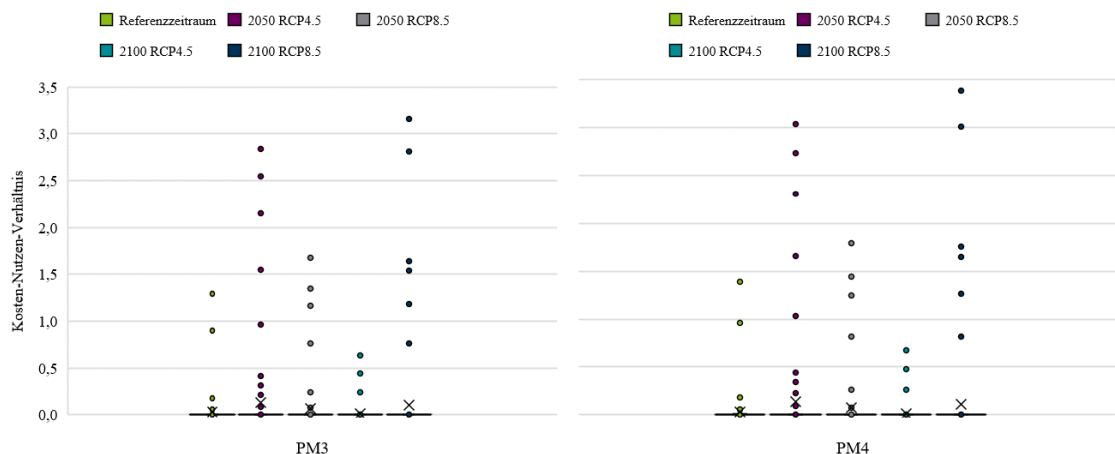


Abbildung 10.4: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von gefährdeten 400 kVA Ortsnetzstationen gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung

Im Folgenden werden Ergebnisse der PM für MS-Freileitungen gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung dargestellt.

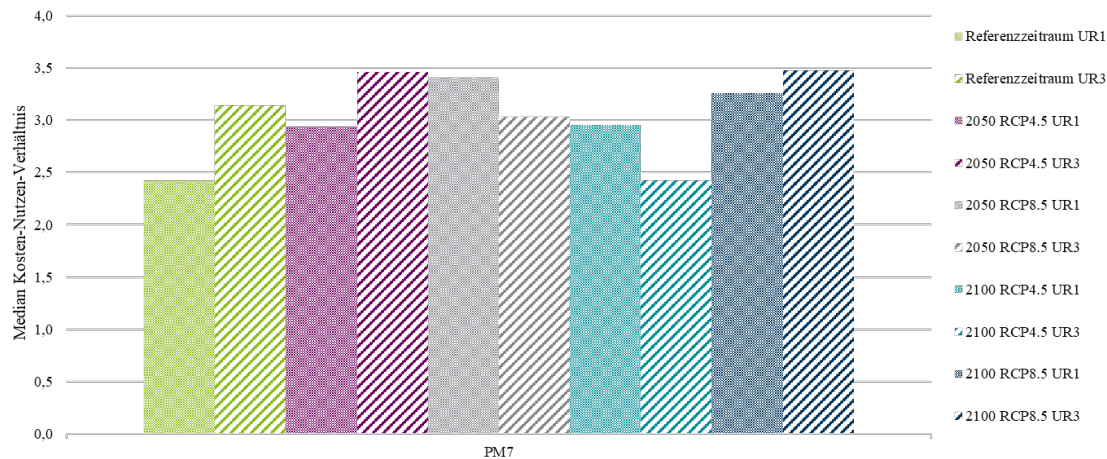


Abbildung 10.5: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten AL35 Mittelspannungsfreileitungen mit einer 30-jährigen Betroffenheit gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung

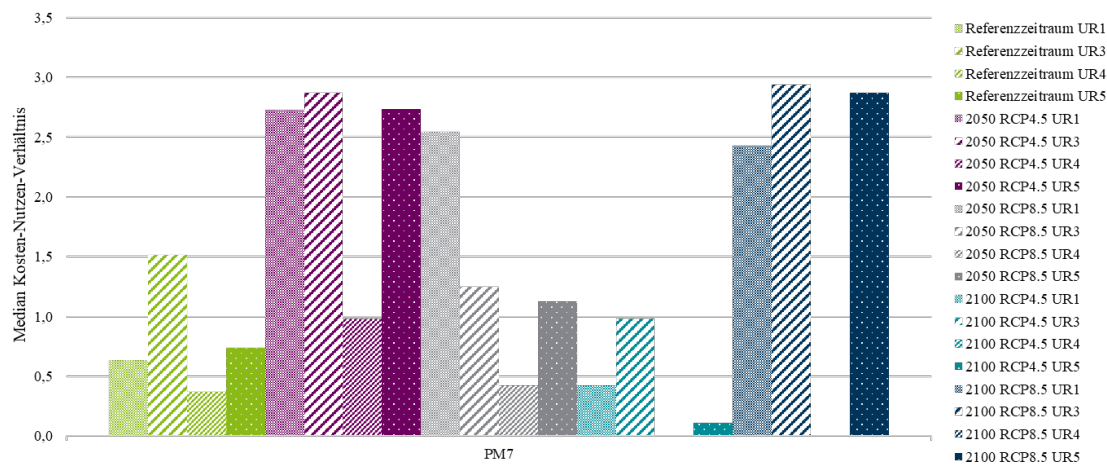


Abbildung 10.6: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten AL35 Mittelspannungsfreileitungen mit einer 100-jährigen Betroffenheit gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung

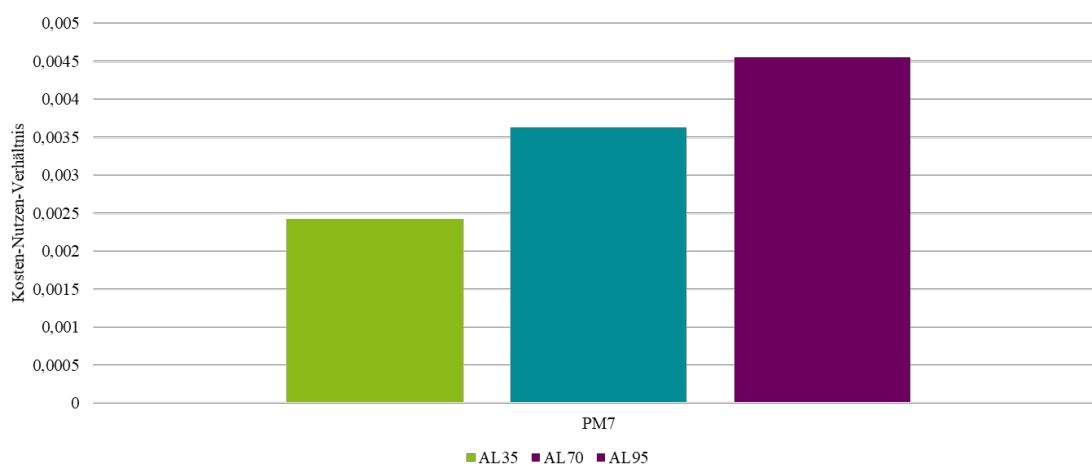


Abbildung 10.7: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten Mittelspannungsfreileitungen mit einer 500-jährigen Betroffenheit unter Berücksichtigung gegenüber Starkregenereignissen der Diskontierung

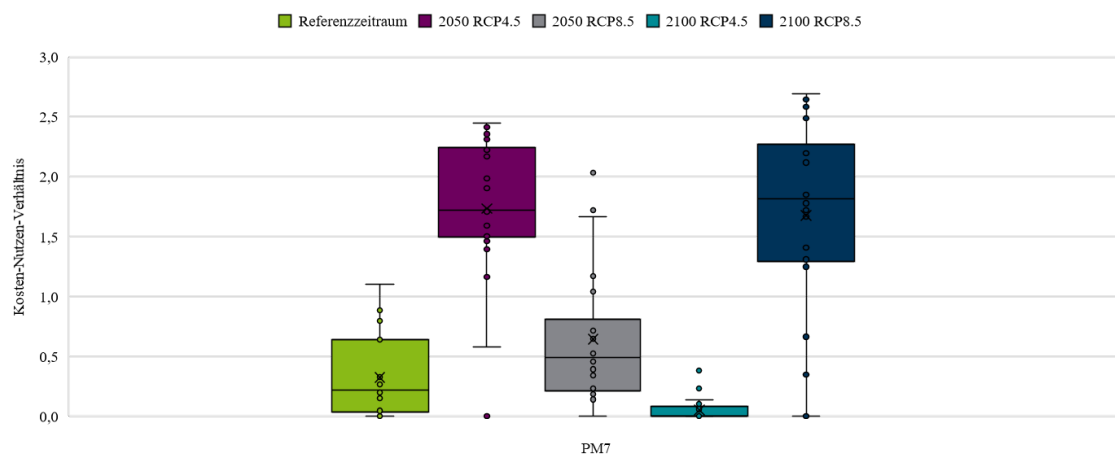


Abbildung 10.8: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von gefährdeten AL35 Mittelspannungsfreileitungen gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung gegenüber Starkregenereignissen der Diskontierung

Im Folgenden werden Ergebnisse der PM für NS-Freileitungsabschnitten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung dargestellt.

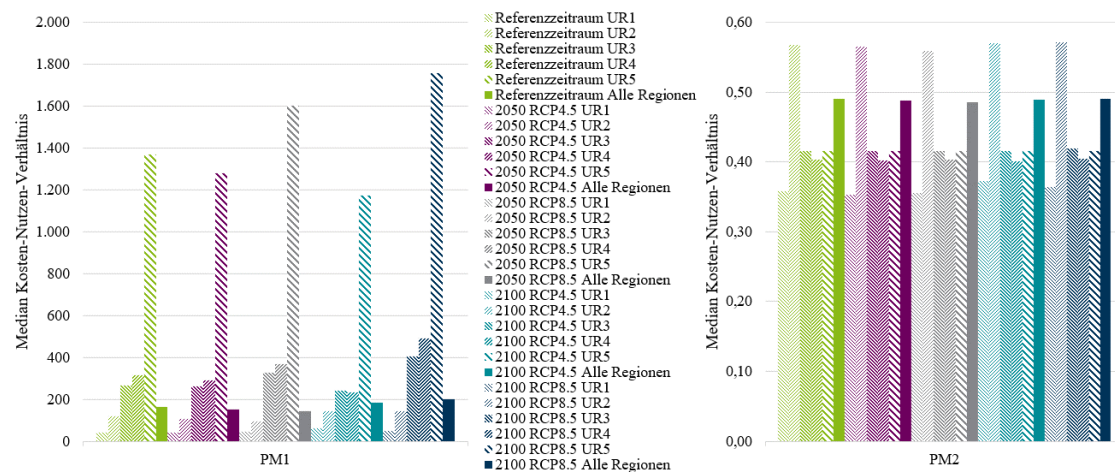


Abbildung 10.9: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten AL25 Niederspannungsfreileitungsabschnitte gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung

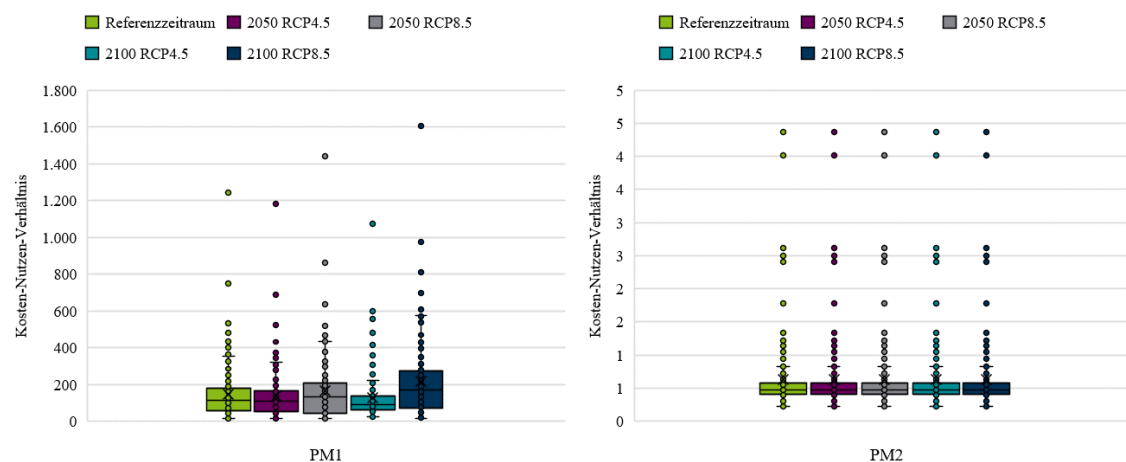


Abbildung 10.10: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von gefährdeten AL25 Niederspannungsfreileitungsabschnitte gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung

Im Folgenden werden Ergebnisse der PM für NS-Freileitungsmasten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung dargestellt.

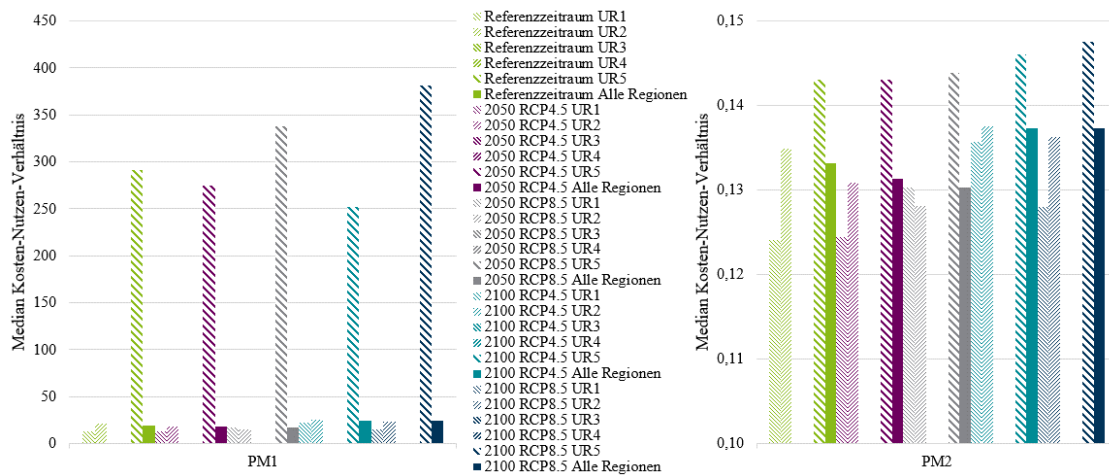


Abbildung 10.11: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten AL25 Niederspannungsmasten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung

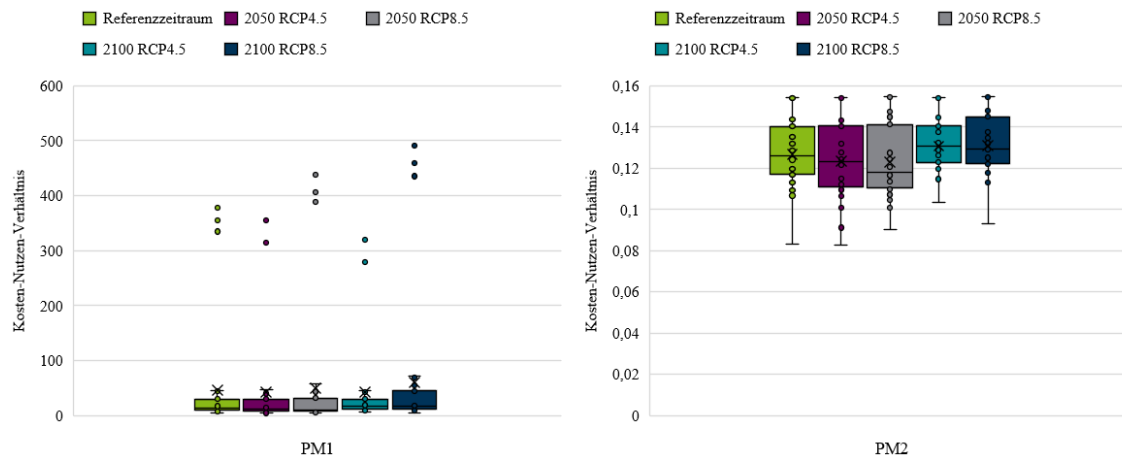


Abbildung 10.12: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von gefährdeten AL25 Niederspannungsmasten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung

Im Folgenden werden Ergebnisse der PM für MS-Freileitungsabschnitten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung dargestellt.

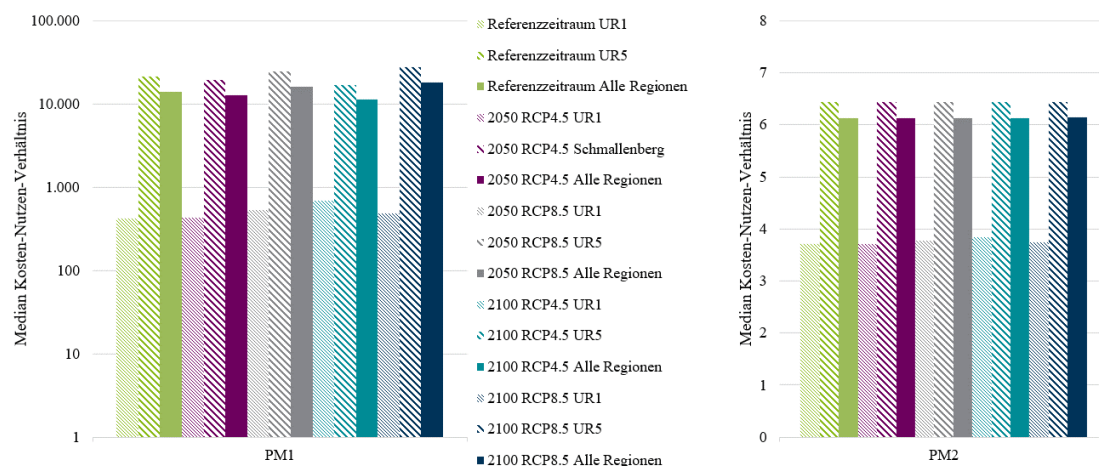


Abbildung 10.13: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten AL35 Mittelspannungsfreileitungsabschnitten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung

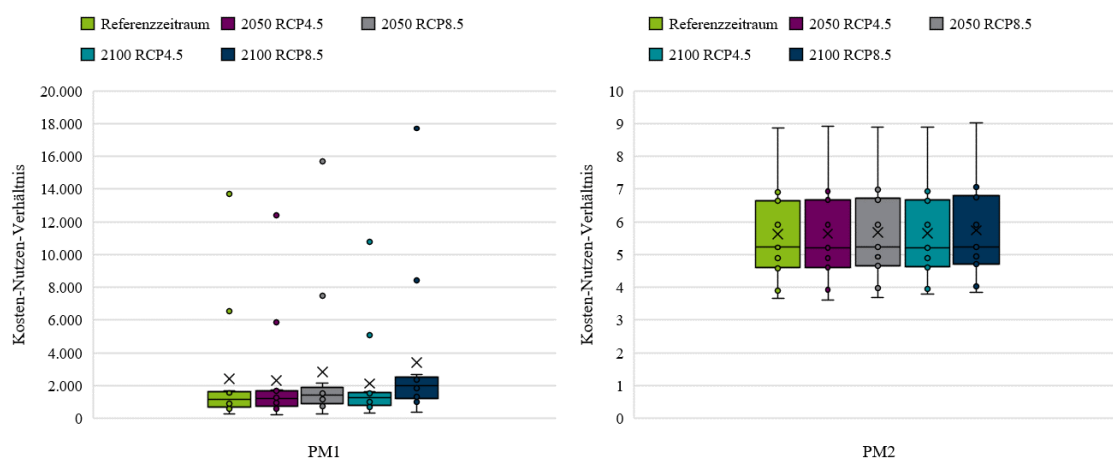


Abbildung 10.14: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von gefährdeten AL35 Mittelspannungsfreileitungsabschnitten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung

Im Folgenden werden Ergebnisse der PM für MS-Freileitungsmasten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung dargestellt.

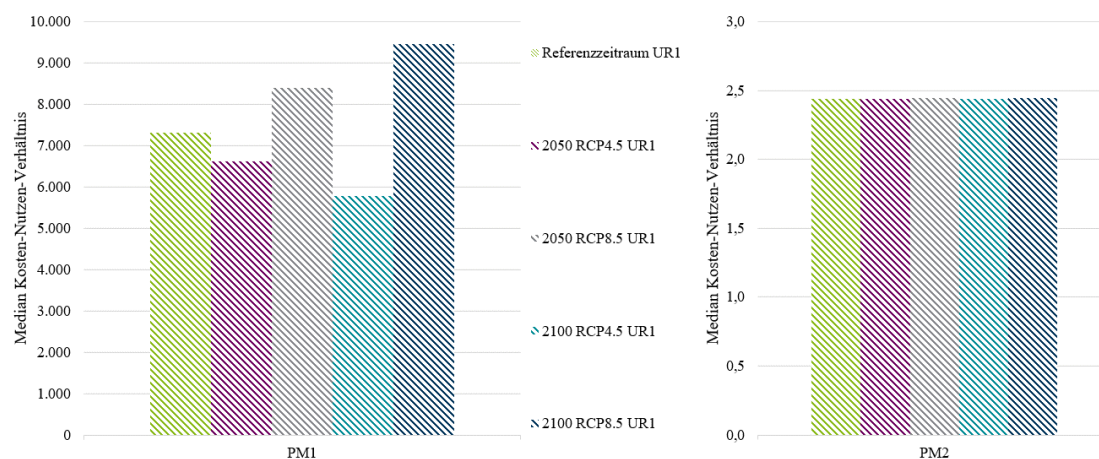


Abbildung 10.15: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten AL35 Mittelspannungsmasten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung

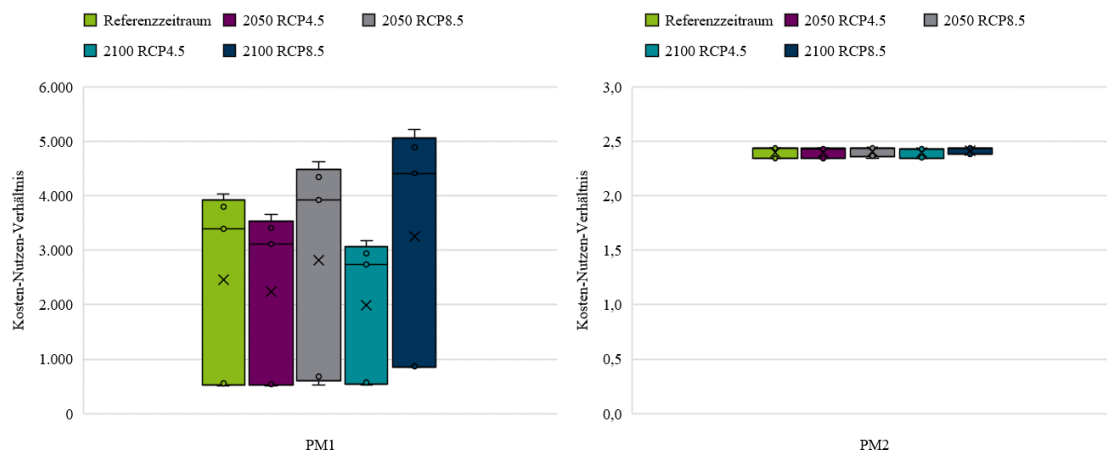


Abbildung 10.16: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von gefährdeten AL35 Mittelspannungsmasten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2.1: Darstellung der exemplarischen Verknüpfungsstruktur.....	12
Abbildung 2.2: Darstellung des Betriebszustandsmodells der High-Impact, Low Probability-Ereignisanalyse	16
Abbildung 3.1: Maximaler 24 Stunden-Niederschlag im Referenzzeitraum (links) und unter dem Emissionsszenario RCP8.5 im Jahr 2100 (rechts)	25
Abbildung 3.2: Jährliche Anzahl von Tagen mit Niederschlag ≥ 80 mm/24 h im Referenzzeitraum (links) im Vergleich zur Projektion unter dem Emissionsszenario RCP8.5 für das Jahr 2100 (rechts)	26
Abbildung 3.3: Verknüpfungsstruktur zur Bestimmung der Gefährdungswahrscheinlichkeit von Ortsnetzstationen, Kabelverteilerschränken und Niederspannungsfreileitungsmasten bei Starkregenereignissen	30
Abbildung 3.4: Generierte Oberflächenabflüsse mit ihren jeweiligen Ordnungen [111, 112] ...	32
Abbildung 3.5: Überschwemmungsgebiete der HQ-Ereignisse $HQ_{\text{häufig}}$, HQ_{100} und HQ_{extrem}	34
Abbildung 3.6: Prozentuale Verteilung der Gefährdung verschiedener Betriebsmittel gegenüber Starkregenereignissen je Untersuchungsregion	36
Abbildung 3.7: Gefährdungsheatmap gegenüber Starkregenereignissen für Betriebsmittel elektrischer Verteilnetze in einer Untersuchungsregion	37
Abbildung 3.8: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahmen von Ortsnetzstationen gegenüber Starkregenereignissen ohne Diskontierung	42
Abbildung 3.9: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahmen von Kabelverteilerschränken gegenüber Starkregenereignissen ohne Diskontierung	43
Abbildung 3.10: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme Verkabeln von NS-Freileitungen gegenüber Starkregenereignissen ohne Diskontierung	44
Abbildung 3.11: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme Verkabeln von MS-Freileitungen gegenüber Starkregenereignissen ohne Diskontierung	45
Abbildung 3.12: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme höhere Lage von Hausanschlusskästen gegenüber Starkregenereignissen ohne Diskontierung.....	46
Abbildung 3.13: ASIDI für drei Untersuchungsregionen mit und ohne Berücksichtigung von Starkregenereignissen in dem Referenzzeitraum.	47
Abbildung 3.14: ASIDI für drei Untersuchungsregionen der Klimaszenarien RCP4.5 sowie RCP8.5 in 2050 und 2100 ohne Präventionsmaßnahmen.	48

Abbildung 3.15: ASIDI für drei Untersuchungsregionen des Klimaszenarios RCP4.5 in 2050 und 2100 mit Präventionsmaßnahmen.	49
Abbildung 3.16: ASIDI für drei Untersuchungsregionen des Klimaszenarios RCP 8.5 in 2050 und 2100 mit Präventionsmaßnahmen.	50
Abbildung 4.1: Jährliche Anzahl von Tagen mit schweren Sturmböen (≥ 89 km/h) unter dem Emissionsszenario RCP8.5 im Jahr 2100 (links) und die Abweichung der Anzahl von Tagen zum Referenzzeitraum (rechts)	53
Abbildung 4.2: Änderung der jährlichen Anzahl von Tagen mit schweren Sturmböen (≥ 89 km/h) unter dem Emissionsszenario RCP4.5 im Jahr 2100 gegenüber dem Referenzzeitraum	54
Abbildung 4.3: Verknüpfungsstruktur zur Bestimmung der Gefährdungswahrscheinlichkeit von Niederspannungs- und Mittelspannungsfreileitungsabschnitten bei Stürmen.....	57
Abbildung 4.4: Exemplarische Darstellung identifizierter Kuppen in einem Untersuchungsgebiet	59
Abbildung 4.5: Räumliche Verteilung der windexponierten Bereiche anhand des Windexpositionsindex.....	59
Abbildung 4.6: Darstellung der gefilterten Hexagone und der höchsten Punkte	61
Abbildung 4.7: Exemplarische zusammengefügte Baumfallbereiche von kritischen Bäumen...	61
Abbildung 4.8: Prozentuale Verteilung der Gefährdung verschiedener Betriebsmittel und Untersuchungsregionen gegenüber Stürmen.....	63
Abbildung 4.9: Gefährdungsheatmap gegenüber Stürmen für Punktoobjekte elektrischer Verteilnetze in einer Untersuchungsregion	65
Abbildung 4.10: Gefährdungsheatmap gegenüber Stürmen für Linienobjekte elektrischer Verteilnetze in einer Untersuchungsregion	65
Abbildung 4.11: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme Vegetationsmanagement von NS-Freileitungsabschnitten und NS-Freileitungsmaste gegenüber Stürmen ohne Diskontierung	68
Abbildung 4.12: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme Verkabelung von NS-Freileitungsabschnitten und NS-Freileitungsmaste gegenüber Stürmen ohne Diskontierung	68
Abbildung 4.13: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme Vegetationsmanagement von MS-Freileitungsabschnitten und MS-Freileitungsmaste gegenüber Stürmen ohne Diskontierung	70
Abbildung 4.14: Kosten-Nutzen-Verhältnis der Präventionsmaßnahme Verkabelung von MS-Freileitungsabschnitten und MS-Freileitungsmaste gegenüber Stürmen ohne Diskontierung....	70

Abbildung 4.15: ASIDI für drei Untersuchungsregionen mit und ohne Berücksichtigung von Stürmen und Präventionsmaßnahmen in der Referenzzeitraum	72
Abbildung 4.16: ASIDI für drei Untersuchungsregionen ohne Berücksichtigung von Stürmen und Präventionsmaßnahmen in der Referenzzeitraum und unter den Klimaszenarien RCP4.5 sowie RCP8.5 in 2050 und 2100	73
Abbildung 4.17: ASIDI für drei Untersuchungsregionen mit und ohne Berücksichtigung von Stürmen und Präventionsmaßnahmen in der Referenzzeitraum und unter den Klimaszenarien RCP4.5 sowie RCP8.5 in 2050 und 2100	74
Abbildung 5.1: Auswertungen nach Emissionsszenario RCP4.5: Abweichung der jährlichen Anzahl von Tagen mit $T_{\max} \geq 35 \text{ °C}$ im Jahr 2100 gegenüber dem Referenzzeitraum (links) und mittlere Dauer von Hitzeperioden mit $T_{\max} \geq 35 \text{ °C}$ im Jahr 2100 (rechts).....	77
Abbildung 5.2: Jährliche Anzahl von Tagen mit $T_{\max} \geq 35 \text{ °C}$ im Referenzzeitraum (links) und deren Abweichung unter dem Emissionsszenario RCP8.5 im Jahr 2100 gegenüber dem Referenzzeitraum (rechts).....	78
Abbildung 5.3: Darstellung der Verknüpfungsstruktur aller Einflussfaktoren für Hitzeereignisse für Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränke	83
Abbildung 5.4: Beispielhafte räumliche Verteilung der Sonneneinstrahlung in einem Ausschnitt eines Untersuchungsgebiets. Datengrundlage: Digitales Oberflächenmodell, GeoBasis-DE / BKG [12]; Analyse: Whitebox-Tools [13]......	85
Abbildung 5.5: Beispielhafte Versiegelungselemente (links), räumliche Verteilung des Versiegelungsgrads im hexagonalen Analyseraster (rechts). Datengrundlage: OpenStreetMap / Geofabrik [54].....	86
Abbildung 5.6: Darstellung der prozentualen Verteilung der Gefährdungswahrscheinlichkeit verschiedener Betriebsmittel für alle Untersuchungsregionen.....	90
Abbildung 5.7: Gefährdungsheatmap für extreme Hitzeereignisse in einer Untersuchungsregion	91
Abbildung 5.8: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der betrachteten Präventionsmaßnahmen für Sekundärtechnik in wenig gefährdeten Ortsnetzstationen, aggregiert über alle sechs Untersuchungsregionen, für die Emissionsszenarien RCP4.5 und RCP8.5, für den Referenzzeitraum sowie die Zeithorizonte 2050 und 2100.....	95
Abbildung 5.9: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der betrachteten Präventionsmaßnahmen für wenig gefährdete Mittelspannungsfreileitungsabschnitte, aggregiert über alle Untersuchungsregionen, für die Emissionsszenarien RCP4.5 und RCP8.5, für den Referenzzeitraum sowie die Zeithorizonte 2050 und 2100.....	97

Abbildung 5.10: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der betrachteten Präventionsmaßnahmen für wenig gefährdete Niederspannungsfreileitungsabschnitte, aggregiert über alle Untersuchungsregionen, für die Emissionsszenarien RCP4.5 und RCP8.5, für den Referenzzeitraum sowie die Zeithorizonte 2050 und 2100.....	97
Abbildung 5.11: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses der betrachteten Präventionsmaßnahmen für wenig gefährdete Niederspannungsfreileitungsabschnitte unter der Annahme einer Wiederversorgung mittels Notstromaggregat nach 3,5 Stunden, aggregiert über alle Untersuchungsregionen, für die Emissionsszenarien RCP4.5 und RCP8.5, für den Referenzzeitraum sowie die Zeithorizonte 2050 und 2100.....	99
Abbildung 5.12: ASIDI für drei Untersuchungsregionen unter Berücksichtigung der Hitzeentwicklung, mit und ohne Umsetzung der Verkabelung (PM8, Maßnahmeneffektivität 90 %; PM8_100, Maßnahmeneffektivität 100 %), ergänzt um den ASIDI ohne Hitzeereignisse als Referenz.....	101
Abbildung 6.1: Temperaturminimum unter dem Emissionsszenario RCP4.5 im Jahr 2100 (links) und Abweichung des Temperaturminimums gegenüber dem Referenzzeitraum (rechts).....	105
Abbildung 6.2: Jährliche Anzahl von Tagen mit $T_{min} < -15\text{ °C}$ im Referenzzeitraum (links) und unter dem Emissionsszenario RCP4.5 im Jahr 2100 (rechts).....	106
Abbildung 6.3: Darstellung der Verknüpfungsstruktur der Einflussfaktoren für extreme Kälteereignisse, links für die Gefährdung von Ortsnetzstationen und Kabelverteilerschränken, rechts für die Gefährdung von Freileitungen.....	110
Abbildung 6.4: Darstellung der prozentualen Verteilung der Gefährdungswahrscheinlichkeit verschiedener Betriebsmittel für alle Untersuchungsregionen.....	115
Abbildung 6.5: Gefährdungsheatmap gegenüber extremer Kälteereignisse für Punktoobjekte elektrischer Verteilnetze in einer Untersuchungsregion.....	116
Abbildung 6.6: Gefährdungsheatmap gegenüber extremer Kälteereignisse für Linienobjekte elektrischer Verteilnetze in einer Untersuchungsregion.....	117
Abbildung 7.1: Abweichung der jährlichen Anzahl von Tagen mit Dürre-Index $\geq 6,5$ gegenüber dem Referenzzeitraum unter dem Emissionsszenario RCP4.5 für 2050 (links) und 2100 (rechts)	124
Abbildung 7.2: Zweizonenmodell der Wärmeableitung eines Erdkabels bei Bodenaustrocknung: Wärmewiderstände von Isolation und Mantel (<i>Tintern</i>), ausgetrockneter Zone (<i>WT</i> , Ausdehnung <i>kx</i>) und feuchtem Boden (<i>WF</i>) bei Verlegetiefe <i>h</i>	126
Abbildung 10.1: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten 400 kVA Ortsnetzstationen mit einer 30-jährigen Betroffenheit gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung.....	162

Abbildung 10.2: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten 400 kVA Ortsnetzstationen mit einer 100-jährigen Betroffenheit gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung.....	163
Abbildung 10.3: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten Ortsnetzstationen mit einer 500-jährigen Betroffenheit gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung.....	163
Abbildung 10.4: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von gefährdeten 400 kVA Ortsnetzstationen gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung.....	163
Abbildung 10.5: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten AL35 Mittelspannungsfreileitungen mit einer 30-jährigen Betroffenheit gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung	164
Abbildung 10.6: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten AL35 Mittelspannungsfreileitungen mit einer 100-jährigen Betroffenheit gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung der Diskontierung	164
Abbildung 10.7: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten Mittelspannungsfreileitungen mit einer 500-jährigen Betroffenheit unter Berücksichtigung gegenüber Starkregenereignissen der Diskontierung.....	164
Abbildung 10.8: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von gefährdeten AL35 Mittelspannungsfreileitungen gegenüber Starkregenereignissen unter Berücksichtigung gegenüber Starkregenereignissen der Diskontierung.....	165
Abbildung 10.9: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten AL25 Niederspannungsfreileitungsabschnitte gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung.....	165
Abbildung 10.10: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von gefährdeten AL25 Niederspannungsfreileitungsabschnitte gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung.....	165
Abbildung 10.11: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten AL25 Niederspannungsmasten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung	166
Abbildung 10.12: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von gefährdeten AL25 Niederspannungsmasten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung	166
Abbildung 10.13: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten AL35 Mittelspannungsfreileitungsabschnitte gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung.....	167

Abbildung 10.14: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von gefährdeten AL35 Mittelspannungsfreileitungsabschnitte gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung.....	167
Abbildung 10.15: Median des Kosten-Nutzen-Verhältnisses von stark gefährdeten AL35 Mittelspannungsmasten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung.....	167
Abbildung 10.16: Kosten-Nutzen-Verhältnisses von gefährdeten AL35 Mittelspannungsmasten gegenüber Stürmen unter Berücksichtigung der Diskontierung.....	168

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1: Ausgewählte Klimamodelle zur Projektion der Temperatur.....	7
Tabelle 2.2: Ausgewählte Klimamodelle zur Projektion von Wind	7
Tabelle 2.3: Ausgewählte Klimamodelle zur Projektion von Niederschlägen.....	8
Tabelle 2.4: Betrachtete Emissionsszenarien der Klimaprojektionen.....	8
Tabelle 2.5: Analysierte Klimaparameter je Extremwetterereignis	9
Tabelle 2.6: Klassifizierung der Gefährdungswahrscheinlichkeitsbereiche nach Gefährdungsstufen	13
Tabelle 2.7: Merkmale der betrachteten Untersuchungsregionen.....	23
Tabelle 3.1: Präventionsmaßnahmen gegenüber Starkregenereignissen für Betriebsmittel elektrischer Verteilnetze.....	38
Tabelle 4.1: Präventionsmaßnahmen gegenüber Stürmen für Freileitungsmaste sowie Freileitungsabschnitte elektrischer Verteilnetze	66
Tabelle 5.1: Übersicht der betrachteten Präventionsmaßnahmen für Sekundärtechnik in Ortsnetzstationen oder Kabelverteilerschränken (PM1-PM7) und Freileitungen (PM8) mit zugehörigen Kosten, Maßnahmeneffektivitäten und Lebensdauern [87]	94
Tabelle 6.1: Übersicht der betrachteten Präventionsmaßnahmen für extreme Kälteereignisse	118
Tabelle 7.1: Eindringtiefe und in Verlegetiefe verbleibende Amplitude verschiedener Temperaturschwankungen, berechnet für eine Temperaturleitfähigkeit von $0,5 \cdot 10^{-6} \text{ m}^2 \text{ s}^{-1}$	132
Tabelle 7.2: Ergebnisse der Dürrefährdungsanalyse für Mittelspannungskabel im Normalbetrieb, Klimanormalperiode und RCP8.5 für 2100. Alle Werte als Mittelwert über die Kabeltrassen der jeweiligen UR.....	136
Tabelle 10.1: Assetkosten der betrachteten Betriebsmittel	158
Tabelle 10.2: Im Modell verwendete elektrische und thermische Parameter der berücksichtigten Kabeltypen	159
Tabelle 10.3: Resultierende Gefährdungswahrscheinlichkeit für ausgewählte Kombinationen aus Schneelastzone und Geländehöhe	161
Tabelle 10.4: Im Modell verwendete bodenartsspezifische Parameter des Zweizonenmodells.	161

Formelzeichen- und Abkürzungsverzeichnis

Formelzeichen

A	Geländehöhe über Normalnull	m
α	Temperaturleitfähigkeit des Bodens	M ² /s
α_{20}	Temperaturkoeffizient des Leiterwerkstoffs	1/K
BW	Barwert	€
β	Streuparameter der Gumbel-Verteilung	kN/m ²
C_{ann}	Annuierte jährliche Kosten	€/a
C_{inv}	Einmalige Investitionskosten	€
CF	Netto-Zahlungsstrom im Jahr t	€
c_0, c_1	Beiwerte der Schneelastformel je Zone	kN/m ²
δ	Thermische Eindringtiefe	m
$\Delta\theta_{ks}$	Grenzübertemperatur (30 K)	K
$\Delta\theta(h)$	Restamplitude der Temperaturschwankung in der Tiefe h	K
E_i	Einflussfaktor i (E1 bis E9, ereignisspezifisch)	m
$E(S)$	Erwartungswert des jährlichen Schneelastmaximums	kN/m ²
f	Restschadensfaktor einer PM ($f = 0$: vollständige Schadensvermeidung, $f = 1$: keine Wirkung)	
f	Gefährdungsfunktionswert (thermische Gefährdung)	
H_A	Ausfallhäufigkeit eines BM	1/a
$H_{A,s}$	Häufigkeit von VU am Versorgungspunkt s	1/a
H_B	Betroffenheit eines BM	1/a
H_E	Eintrittshäufigkeit des Extremwetterereignisses	1/a
$H(Z)$	Extremwetterbedingte Ausfallhäufigkeit	1/a
I	Leiterstrom	A
i	Diskontierungssatz	
K_{HILP}	Gesamtkosten eines HILP-Ereignisses	€
$K_{\text{Maßnahmen}}$	Kosten der PM	€
K_{Schaden}	Schadenskosten (Asset-Schaden und volkswirtschaftlicher Schaden)	€
KNV	Kosten-Nutzen-Verhältnis	
k, k_x	Geometrie-/Verhältnissfaktoren des thermischen Kabelmodells	
M	Belastungsgrad des Kabels (0,7 Normalbetrieb; 1,0 N-1-Fall)	
n	Lebensdauer der jeweiligen PM	a
ω	Kreisfrequenz der Temperaturschwankung	1/s
$P(\bar{Z}_{\text{BM}})$	Gefährdungswahrscheinlichkeit eines BM	
P_A	Zustandswahrscheinlichkeit „Außer Betrieb“	h/a

$P_{A,s}$	Zustandswahrscheinlichkeit von VU am Versorgungspunkt s	h/a
P_i	Unterbrochene Entnahmeleistung des i-ten Ereignisses	kVA
P_{ges}	Gesamte angeschlossene Entnahmeleistung	kVA
R_{20}, R_w	Leiterwiderstand bei 20 °C bzw. Betriebstemperatur	Ω/m
$R(x)$	Wert der Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion des Einflussfaktors	
r	Diskontierungssatz	
s_k	Charakteristischer Wert der Schneelast am Boden	kN/m ²
$s_{k,min}$	Sockelbetrag der Schneelast je Zone	kN/m ²
s_0	Schneelastschwellenwert des BM	kN/m ²
σ	Standardabweichung des jährlichen Schneelastmaximums	kN/m ²
T_A	Aus-Dauer eines BM	h
$T_A(Z)$	Extremwetterbedingte Aus-Dauer	h
T_E, T_G	Erwärmungs- bzw. Grenzgrößen des Zweizonenmodells	K
T_{max}	Maximumtemperatur	
T_{min}	Minimumtemperatur	
t	Jahr des Zahlungsstroms	a
t_i	Unterbrechungsdauer des i-ten Ereignisses	h
θ_0	Maßgebliche Leitertemperatur	°C
θ_{Ln}	Zulässige Dauerleitertemperatur	°C
u	Lageparameter der Gumbel-Verteilung	kN(m ²
V	Verlustleistung	W/m
V	Variationskoeffizient des jährlichen Schneelastmaximums	
W_F, W_T	Wärmewiderstand des Erdbodens im feuchten bzw. trockenen Zustand	K·m/W
$\bar{Z}_{BM}$	Gefährdungsereignis des betrachteten BM	
$\wedge, \vee$	UND- bzw. ODER-Verknüpfung	

Abkürzungen

ASIDI	Average System Interruption Duration Index
BM	Betriebsmittel
CLC	CORINE Land Cover
DGM	Digitales Geländemodell
DOM	Digitales Oberflächenmodell
EG-HWRM- RL	EG-Hochwasserrisikomanagement-Richtlinie
HAK	Hausanschlusskasten
HILP	High-Impact, Low-Probability
HQ	Hochwasserabfluss (mit Jährlichkeit bzw. Szenario, z. B. HQ100, HQhäufig, HQextrem)
HS	Hochspannung
HTLS	High Temperature Low Sag (Leiterseile)
IDW	Inverse Distance Weighting (Interpolationsverfahren)
KNV	Kosten-Nutzen-Verhältnis
KVS	Kabelverteilerschrank
MS	Mittelspannung
NS	Niederspannung
ONS	Ortsnetzstation
PM	Präventionsmaßnahme
PCA-Regression	Principal Component Analysis Regression
PVC	Polyvinylchlorid
RCP	Representative Concentration Pathway
SVS	Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik
UHI	Urban Heat Island (urbane Wärmeinsel)
UR	Untersuchungsregion
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V.
VDE FNN	Forum Netztechnik/Netzbetrieb im VDE
VERA	Vienna Enhanced Resolution Analysis
VNB	Verteilnetzbetreiber
VoLL	Value of Lost Load
VPE	Vernetztes Polyethylen
VU	Versorgungsunterbrechung

NEUE ENERGIE AUS WUPPERTAL

Schriftenreihe des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik der Bergischen Universität Wuppertal

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

Band 1

Neusel-Lange, N.:

Dezentrale Zustandsüberwachung für intelligente Niederspannungsnetze

1. Auflage 2013, ISBN 978-3-8442-7401-1

Band 2

Stötzel, M.:

Strategische Ressourcendimensionierung von Netzleitstellen in Verteilungsnetzen

1. Auflage 2014, ISBN 978-3-8442-7826-2

Band 3

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband zum 2. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2014

Band 4

Oerter, C.:

Autarke, koordinierte Spannungs- und Leistungsregelung in Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2014, ISBN 978-3-7375-1758-4

Band 5

Athamna, I.:

Zuverlässigkeitsberechnung von Offshore-Windparks

1. Auflage 2015, ISBN 978-3-7375-5678-1

Band 6

Thies, H. H.:

Ein übergreifendes Modell zur Optimierung von Netz und Netzbetrieb

1. Auflage 2015, ISBN 978-3-7375-7465-5

Band 7

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband zum 3. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2016

Band 8

Harnisch, S.; Steffens, P.; Thies, H.; Monscheid, J.; Münch, L.; Böse, C.; Gensjäger, B.:

Planungs- und Betriebsgrundsätze für ländliche Verteilungsnetze – Leitfaden zur Ausrichtung der Netze an ihren zukünftigen Anforderungen

1. Auflage 2016

Band 9

Pawlowski, E.:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung gasisolierter Hochspannungsschaltanlagen

1. Auflage 2016, ISBN: 978-3-7418-1983-4

Band 10

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband BUW Seminar "Smart Grids" - Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

2. aktualisierte Auflage 2017

Band 11

Beerboom, D.:

Objektive Zustandsbewertung von Mittelspannungsnetzen als Grundlage der Asset-Optimierung

1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7418-9539-5

Band 12

Tabke, T.:

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

1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7450-0240-9

Band 13

Uhlig, R.:

Nutzung der Ladeflexibilität zur optimalen Systemintegration von Elektrofahrzeugen

1. Auflage 2017, ISBN: 978-3-7450-5959-5

Band 14

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband zum 4. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2018

Band 15

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Portrait des Lehrstuhls für Elektrische Energieversorgungstechnik

1. Auflage 2017

Band 16

Steffens, P.:

Innovative Planungsgrundsätze für ländliche Mittelspannungsnetze

1. Auflage 2018, ISBN: 978-3-7450-9538-8

Band 17

Johae, C.:

Realitätsgerechte Zustandsbewertung von Mittelspannungsanlagen durch Einsatz geeigneter Messverfahren

1. Auflage 2018, ISBN 978-3-7467-4381-3

Band 18

Meese, J.:

Dynamische Stromtarife zur Erschließung von Flexibilität in Industrieunternehmen

1. Auflage 2018, ISBN 978-3-7467-7558-6

Band 19

Dorsemag, F.:

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

1. Auflage 2018, ISBN 978-3-7467-7488-6

Band 20

Harnisch, S.:

Planung von ländlichen Niederspannungsnetzen mit innovativen Lösungsoptionen

1. Auflage 2019, ISBN 978-3-7485-2122-8

Band 21

Nebel, A.:

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

1. Auflage 2019, ISBN 978-3-7485-1948-5

Band 22

Kornrumpf, T.:

Bewertung von Flexibilitätsoptionen in Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2019, ISBN 978-3-7485-1394-0

Band 23

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband BUW Seminar „Smart Grid Systeme 2019“ – Aufbau und Betrieb von intelligenten Verteilnetzen

1. Auflage 2019

Band 24

Wolter, D.:

Neue Topologiekonzepte für moderne Mittelspannungsnetze

1. Auflage 2019, ISBN 978-3-7485-8662-3

Band 25

Hopfer, N.:

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

1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7502-7734-0

Band 26

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband zum 5. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2020

Band 27

Schäfer, K. F.:

Netzberechnung - Übungsaufgaben mit Lösungen

1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7502-7910-0

Band 28

Dahlmann, B.:

Aktivierung und Vermarktung industrieller Flexibilitätsoptionen mittels eines dynamischen Stromtarifs

1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7529-6673-2

Band 29

Ludwig, M.:

Automatisierung von Niederspannungsnetzen auf Basis von Multiagentensystemen

1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7529-8649-5

Band 30

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband BUW Web-Seminar „Elektromobilität in der Netzplanung“ – Strategien für Ladeinfrastruktur, Anwendungsfälle und Praxisbeispiele

1. Auflage 2020

Band 31

Korotkiewicz, K.:

Koordinierte, teillautarke Regelung von Mittelspannungsnetzen unter Einsatz dezentraler Automatisierungslösungen

1. Auflage 2020, ISBN 978-3-7541-5783-1

Band 32

Steinbusch, P.:

Adaptive, aufwandsminimale und fehlerrobuste Automatisierung von Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7541-1625-8

Band 33

Möhrke, F.:

Auswirkungen der Energiewende auf die Zuverlässigkeit von Nieder- und Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7541-6565-2

Band 34

Wruk, J.:

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

1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7541-5679-7

Band 35

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

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

1. Auflage 2021, <https://d-nb.info/1252809050/34>

Band 36

Kamps, K.:

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

1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7549-3464-7

Band 37

Cibis, K.:

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

1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7549-3846-1

Band 38

Stephan, J.:

Modulare Netzzustandsprognosen für Mittel- und Niederspannungsnetze

1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7549-3272-8

Band 39

Schmidt, R.:

Gewinnoptimale Vermarktung lastseitiger Flexibilitätsoptionen in Virtuellen Kraftwerken

1. Auflage 2021, ISBN 978-3-7549-3274-2

Band 40

Paulat, F.:

Lokale Flexibilitätsmärkte für das präventive Engpassmanagement von Mittelspannungsnetzen

1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7549-4406-6

Band 41

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband zum 6. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2022

Band 42

Kotthaus, K.:

Marktbasierter Flexibilitätseinsatz zur präventiven Netzengpassbewirtschaftung in Mittel- und Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7549-5610-6

Band 43

Dalamaras, P.:

Realitätsgerechte Alterungsmodelle von Mittelspannungs-Netzstationen als Basis optimierter Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategien

1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7565-1604-9

Band 44

Garzón Real, J.:

Ein Netzautomatisierungskonzept für gekoppelte Strom- und Gasverteilnetze

1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7565-0908-9

Band 45

Uhlemeyer, B.:

Optimale Eigenversorgung in zellularen Energiesystemen auf Mittel- und Niederspannungsebene

1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7565-1956-9

Band 46

Hobert, A.:

Analyse der Flexibilitätsoptionen zur Optimierung des elektrischen Energiesystems von urbanen Quartieren

1. Auflage 2022, ISBN 978-3-7575-1805-9

Band 47

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband zur Eröffnung des Kompetenzzentrums Zustandsbewertung

1. Auflage 2023

Band 48

Azad, S.:

Optimierte Netzzustandsschätzung von Niederspannungsnetzen durch Integration von Smart Meter Daten in Automatisierungssysteme

1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-1542-3

Band 49

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband BUW Workshop „Sektorenübergreifende Planungs- und Betriebsgrundsätze für Energienetze“

1. Auflage 2023

Band 50

Baumeister, D.:

Betrieb und Planung von Oberleitungsbussystemen

1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-3977-1

Band 51

Wazifehdust, M.:

Prädiktive Regelung und Optimierung eines Oberleitungsbussystems

1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-3974-0

Band 52

Modemann, M.:

Adaptive Netzzustandsidentifikation zur Automatisierung von Mittel- und Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-6626-5

Band 53

Abohat, M.:

Real-World Simulation Model for Advanced Analyses and Developments of Trolleybus Systems

1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-5022-6

Band 54

Wintzek, P.:

Innovative Grundsätze für die strategische Planung von städtischen Niederspannungsnetzen im Kontext der Sektorenkopplung

1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-5891-8

Band 55

Weber, J.:

Analyse des Blindleistungspotentials von zukünftigen Verteilnetzen

1. Auflage 2023, ISBN: 978-3-7575-6603-6

Band 56

Kerzel, M.:

Dynamische Vermaschung von Mittelspannungsnetzen zur Erhöhung der Stromnetzkapazität

1. Auflage 2023, ISBN: 978-3-7575-7112-2

Band 57

Reske, T.:

Alterungsverhalten von Mittelspannungskabelanlagen

1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7575-7618-9

Band 58

Ali, S.:

New Strategic Planning Guidelines for Urban Medium-Voltage Grids

1. Auflage 2023, ISBN: 978-3-7584-2429-8

Band 59

Koralewicz, M.:

Integrierte Simulation gekoppelter Strom-, Gas- und Wärmesysteme

1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7584-3804-2

Band 60

Koch, M.:

Verbesserte Netzzustandsidentifikation in der Niederspannung durch Breitband Powerline Technik

1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7584-3758-8

Band 61

Pack, S.:

Realisierung eines regionalen Flexibilitätsmarktes auf Basis des BDEW-Ampelkonzeptes

1. Auflage 2023, ISBN 978-3-7584-4109-7

Band 62

Möller, C.:

Marktorientierter, systemdienlicher und netzdienlicher Einsatz der Ladeflexibilität von Elektrofahrzeugen

1. Auflage 2024, ISBN 978-3-7584-7368-5

Band 63

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband zum 7. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2024

Band 64

Schnittmann, E.:

Dimensionierung und erlösoptimierter Betrieb von Ladeparks für Elektrofahrzeuge

1. Auflage 2024, ISBN 978-3-7584-4972-8

Band 65

Müller, T.:

Charakterisierung und Bewertung von netzdienlichen Flexibilitätsoptionen in urbanen Niederspannungsnetzen

1. Auflage 2024, ISBN 978-3-7598-4271-8

Band 66

Bondorf, M.:

Zustandsbewertung von Mittel- und Niederspannungskabelnetzen mittels Breitband-Powerline-Kommunikation

1. Auflage 2024, ISBN 978-3-7598-3918-3

Band 67

Jakob, J.:

Integrierte Planung und koordinierter Betrieb von Strom- und Gasverteilnetzen

1. Auflage 2025, ISBN 978-3-8187-4225-6

Band 68

Zipperling, E.:

Identifikation, Aktivierung und Einsatz industrieller Flexibilitätsoptionen

1. Auflage 2025, ISBN 978-3-8190-2987-5

Band 69

Babizki, A.:

Objektive Zustandsbewertung von Leistungstransformatoren als Grundlage eines optimierten Asset-Managements

1. Auflage 2025, ISBN 978-3-8190-3891-4

Band 70

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband BUW Workshop Krisenfallvorsorge Blackout

1. Auflage 2025

Band 71

Becker, M.:

Integration von Sektorenkopplungsanlagen in städtischen Quartieren am Beispiel von Wärmepumpen

1. Auflage 2025, ISBN 978-3-8190-4522-6

Band 72

Wierzbza, B. B.:

Innovative Planungsgrundsätze von Mittel- und Niederspannungsnetzen durch automatisierte Erneuerungs- und Zielnetzplanung unter Berücksichtigung der Sektorenkopplung

1. Auflage 2025, ISBN 978-3-8197-8210-7

Band 73

Forchheim, M.:

Prognose und Regelung von Flexibilitäten in Nichtwohngebäuden auf Basis des maschinellen Lernens

1. Auflage 2025, ISBN 978-3-565-01352-4

Band 74

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband BUW Workshop SpaZiel

1. Auflage 2025

Band 75

Bäcker, N.:

Alterungsverhalten von Leistungstransformatoren auf Basis einer ganzheitlichen, realitätsgerechten Zustandsbewertung

1. Auflage 2025, ISBN 978-3-565-1186-70

Band 76

Schubert, F.:

Ganzheitliche Bewertung von Mittelspannungskabelnetzen mittels Archetypen

1. Auflage 2025, ISBN 978-3-565-14320-7

Band 77

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Tagungsband zum 8. Wuppertaler Energie-Forum

1. Auflage 2026

Band 78

Gromoll, D.:

Realitätsgerechte Prognosemodelle für eine wertebasiertes Asset-Management von Ortsnetzstationen

1. Auflage 2026, ISBN 978-3-565-26800-9

Band 79

Cano-Tirado, D.:

Optimierte markt- und netzorientierte Bewirtschaftung der Flexibilität von Nichtwohngebäuden

1. Auflage 2026, ISBN 978-3-565555-11-6

Band 80

Zdrallek, M. (Hrsg.):

Grundlagen zur sektorenübergreifenden Energieinfrastrukturplanung in Neubauquartieren

1. Auflage 2026

Band 81

Nailis, D.:

Innovative Prozessoptimierung zur Bestimmung der Versorgungsaufgabe in Energienetzen

1. Auflage 2026

Band 82

Koch, O.:

Optimierter Flexibilitätseinsatz durch dynamische Stromtarife für Haushalt und Gewerbe

1. Auflage 2026