Steffen Hetzel

Zur Frage der Identifikation und Bewertung von Investitionsalternativen in Mittelspannungskabelnetzen

Steffen Hetzel

Zur Frage der Identifikation und Bewertung von Investitionsalternativen in Mittelspannungskabelnetzen

TECHNISCHE UNIVERSITÄT
CHEMNITZ

Universitätsverlag Chemnitz
2012

Impressum

Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek

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

Zugl.: Chemnitz, Techn. Univ., Diss., 2012

Technische Universität Chemnitz/Universitätsbibliothek
Universitätsverlag Chemnitz
09107 Chemnitz
http://www.bibliothek.tu-chemnitz.de/UniVerlag/

Herstellung und Auslieferung
Verlagshaus Monsenstein und Vannerdat OHG
Am Hawerkamp 31
48155 Münster
http://www.mv-verlag.de

ISBN 978-3-941003-57-6

http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:ch1-qucosa-84473

Zur Frage der Identifikation und Bewertung von Investitionsalternativen in Mittelspannungskabelnetzen

von der Fakultät Elektrotechnik und Informationstechnik der

Technischen Universität Chemnitz

genehmigte Dissertationsschrift

zur Erlangung des akademischen Grades

Doktoringenieur

(Dr.-Ing.)

vorgelegt von

Dipl.- Ing. (Wirtschaftsingenieurwesen) Steffen Hetzel

geboren am 26.09.1976 in Berlin

eingereicht am 30.03.2011

Gutachter: Prof. Dr. Ing. W. Schufft

Prof. Dr. U. Götze

Tag der Verleihung: 26.01.2012

„Man muss die Dinge so einfach wie möglich machen. Aber nicht einfacher."

Albert Einstein (1879 - 1955)

Danksagung

„Man muss die Dinge so einfach wie möglich machen. Aber nicht einfacher."

Albert Einstein (1879 - 1955)

Diese Worte gab mir mein Doktorvater, Herr Professor Dr. Wolfgang Schufft, als Ergebnis vieler Besprechungen mit auf den Weg. Heute weiß ich, wie schwer einfach sein kann. Ich danke ihm für die vielseitige Unterstützung beim Erstellen der vorliegenden Arbeit, für die vielen Diskussionen, sowie für die von Ihm dabei aufgebrachte Geduld.

Mein weiterer Dank gilt Professor Dr. Uwe Götze, Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der TU Chemnitz, für die Doktorandenseminare, die Unterstützung bei der Fertigstellung der Arbeit und für die Übernahme des Zweitgutachtens.

Professor Dr. Karl-Heinz Eger, Fakultät Mathematik, sowie Fr. M. Sc. Anne Wenzel danke ich herzlich für die Zusammenarbeit und die Diskussionen im Rahmen der Ermittlung der Ausfallwahrscheinlichkeiten, ohne die diese Arbeit ebenfalls nicht möglich gewesen wäre.

Weiterhin möchte ich Fr. Dipl.-Kffr. Constanze Himmelreich sowie Hr. Dr. Michael Rösner für die vielen Antworten, die sie mir so geduldig zu betriebswirtschaftlichen Themen gegeben haben, danken.

Allen Mitarbeitern der Professur Energie- und Hochspannungstechnik sowie den von mir betreuten Studenten danke ich ebenfalls für die vielfältige Unterstützung.

Ein ganz besonderer Dank gilt meinen Eltern, Rita und Dieter Hetzel für das geduldige Finden von Fehlern in nahezu jeder Version des Manuskripts sowie meiner Schwester Andrea Hetzel, die nie um einen guten Ratschlag verlegen war. Ohne Euch hätte die Welt – insbesondere in den letzten 1 ½ Jahren vor Fertigstellung der Arbeit – oftmals ganz anders ausgesehen. Ich danke weiterhin meiner Freundin Nicol Unger, die mir den Rücken freigehalten hat, so dass ein Abschluss der Arbeit nach dem Eintreten in den neuen Job möglich war.

Last but not least danke ich den vielen Freunden, die mich auf meinem Weg begleitet haben und hoffentlich auch in Zukunft begleiten - ohne Euch alle wäre ich nie soweit gekommen.

Kurzreferat

Der Anspruch an die Elektroenergieversorgung in Industrieländern hat verschiedenen Aspekten zu genügen. Hierzu gehören:

- Versorgungssicherheit,
- Preiswürdigkeit,
- Effizienz,
- Umweltverträglichkeit und
- Verbraucherfreundlichkeit.[1]

Diese Ziele stehen konträr zueinander. Der reine Strompreis ist durch die Erzeugung und den Transport bestimmt. Während sich der Preis für die Erzeugung an der Strombörse in Abhängigkeit von Angebot und Nachfrage bildet, weisen Transport- und Verteilungsnetze mit hohen Fix- und geringen variablen Kosten den Charakter natürlicher Monopole auf. Daher unterliegen sowohl Transport- als auch Verteilnetze einer staatlichen Regulierung durch die Bundesnetzagentur. Aufgabe der Regulierung ist es, die Transportkosten bei Einhaltung eines vorgegebenen Qualitätsniveaus und unter Sicherstellung angemessener Investitionen zu minimieren. Es stellt sich jedoch die Frage nach dem „Wie?".

Das Niveau der Zuverlässigkeit der Elektroenergieversorgung in Deutschland ist im internationalen Vergleich sehr hoch.[2] Zur Wahrung dieses Standortvorteils sind mit Blick auf die Nachhaltigkeit kontinuierliche Investitionen notwendig. Dies gilt besonders für die Mittelspannungsnetze, in denen ein Großteil der zur Elektroenergieverteilung erforderlichen Leitungen sowie Ortsnetzstationen installiert sind. Im Gegensatz zu den Übertragungsnetzen wird in Mittelspannungsnetzen aus Kostengründen kein kontinuierliches Betriebsmittelmonitoring betrieben. Auch das (n-1)-Kriterium[3] wird aus wirtschaftlichen Gründen nicht immer eingehalten. Da sich ein Fehler in dieser Spannungsebene direkt auf eine Vielzahl von Kunden auswirkt, bestimmen Mittelspannungsnetze die Versorgungssicherheit wesentlich.

Mittelspannungsnetze sind heutzutage reine Kabelnetze bzw. Netze mit Kabel- und Freileitungsanteil. Die Bewertung des vorhandenen Mittelspannungsnetzes stellt für Verteilnetzbetreiber eine Herausforderung dar. Während man Freileitungen leicht auf ihren Zustand hin begutachten kann, ist eine Zustandsbestimmung bei Mittelspannungskabeln schwierig. Gleichzeitig haben sich Ersatzinvestitionen genau auf

[1] vgl. § 1 EnWG
[2] BDEW, S. 22
[3] Kloeppel, F. W., S. 69 f

die Mittelspannungskabel zu konzentrieren, die sich in einem schlechten technischen Zustand befinden. Die Beurteilung des Zustandes von Mittelspannungskabeln ist somit eine der zentralen Aufgaben eines Verteilnetzbetreibers. Eine umfassende Bewertung mit Prüf- und Diagnoseverfahren ist in ausgedehnten Mittelspannungsnetzen aus Kostengründen nicht möglich.

Die systematische Analyse und Auswertung von Betriebsmittel-, Topologie- und Fehlerdaten bietet die Möglichkeit einer umfassenden Bewertung heutiger und zukünftiger Mittelspannungsnetze.

Im Folgenden wird ein Ansatz vorgestellt, der es ermöglicht, die in den Netzdaten vorhandenen Informationen systematisch zur Ableitung optimierter Investitionsentscheidungen zu nutzen.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung IX
Kurzreferat XI
Inhaltsverzeichnis XIII
Abbildungsverzeichnis XIX
Tabellenverzeichnis XXIII
1 Ausgangssituation 1
1.1 Motivation 1
1.2 Zielstellung 1
1.3 Methodik zum Erreichen der Zielstellung 3
2 Abgrenzung des Arbeitsthemas, Grundlagen und Rahmenbedingungen 9
2.1 Abgrenzung des Arbeitsthemas 9
2.2 Gesetzliche Grundlagen und Rahmenbedingungen 10
2.2.1 Das Energiewirtschaftsgesetz 11
2.2.2 Die Anreizregulierungsverordnung 12
2.2.3 Die Stromnetzentgeltverordnung 13
2.2.4 Systematik der Anreizregulierung 14
2.3 Identifikation und Bewertung von Investitionsoptionen 17
2.3.1 Investitionen in Mittelspannungsnetze in der Vergangenheit und Heute 17
2.3.2 Wirtschaftliche Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen 20
2.3.3 Abschätzung der Vorteilhaftigkeit von Investitionen in Mittelspannungsnetze 22
2.3.4 Risikomaße 26
2.4 Struktur von Mittelspannungsnetzen 28
2.4.1 Systematisierung der Netzelemente 28
2.4.2 Strukturen von Mittelspannungsnetzen 33
2.4.3 Sternpunktbehandlung 35
2.4.4 Differenzierung von Strukturklassen 37

2.5 Freiheitsgrade der Netzplanung 38
2.5.1 Altersdeterminierter Ersatz von Mittelspannungsleitungen 39
2.5.2 Prioritätsdeterminierter Ersatz von Mittelspannungsleitungen 41
2.5.3 Änderung der Netzstruktur 42
2.6 Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit 43
2.6.1 Versorgungsqualität im Überblick 43
2.6.2 Kennzahlen der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 44
2.6.3 Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit nach UNIPEDE DISQUAL 44
2.6.4 Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit nach IEEE 1366 46
2.6.5 Grundlagen der Zuverlässigkeitsrechnung 47
3 Ableitung des Handlungsbedarfs 55
3.1 Stand der Technik 55
3.2 Anforderungen an die Bewertungssoftware 56
3.3 Anforderungen an die Hilfsprogramme 58
4 Identifikation und Bewertung von Investitionsalternativen in Mittelspannungskabelnetzen 61
4.1 Vorgehensschema zur Identifikation und Bewertung von Investitionsalternativen 61
4.2 Aufnahme und Analyse des Mittelspannungskabelbestandes 61
4.2.1 Aufnahme des vorhandenen Netzes 62
4.2.2 Systemübergreifende Zuordnung der Betriebsmittel- und Topologiedaten 64
4.2.3 Parameter zur Schätzung fehlender Verlegejahre 67
4.2.4 Plausibilitätsprüfung der aufgenommenen Betriebsmitteldaten 70
4.3 Segmentierung der eingesetzten Mittelspannungskabel 72
4.3.1 Segmentierung nach Art des Isolierstoffs 73
4.3.2 Bildung von Altersklassen für die weitergehende Betrachtung 75
4.4 Ermittlung von Fehlerraten für Mittelspannungskabel 76
4.4.1 Einordnung der Problemstellung 77
4.4.2 Anforderungen an Fehlerstatistikdaten 81

4.4.3 Aufnahme und Analyse vorhandener Fehlerstatistikdaten 83
4.4.4 Auswahl geeigneter Verteilungsfunktionen 84
4.4.5 Der X^2 Anpassungstest 89
4.4.6 Implementierung des Maximum-Likelihood-Ansatzes 90
4.4.7 Ergebnisse der Parameterschätzung 93
4.4.8 Bewertung der ermittelten Verteilungsparameter mittels X^2 Anpassungstest 95
4.4.9 Vergleich alternativer Verteilungsfunktionen 97
4.4.10 Sensitivitätsanalyse 99
4.5 Abbildung realer Mittelspannungsnetze 101
4.5.1 Aufnahme von Netztopologiedaten 101
4.5.2 Aufnahme ergänzender Betriebsmitteldaten 102
4.5.3 Datenimport in das Bewertungssystem 103
4.5.4 Berücksichtigung vorhandener Schutztechnik bei der Netzstrukturabbildung 105
4.5.5 Abbildung des Netzes innerhalb der Bewertungssoftware 106
4.5.6 Genauigkeit der Abbildung 108
4.6 Systematische Identifikation von Investitionsalternativen 109
5 Ergebnisse der Anwendung des Vorgehensschemas auf reale Netze 113
5.1 Ermittlung der aktuellen Netz- und Altersstruktur 113
5.1.1 Vorhandene Alters- und Mengenstruktur im betrachteten Netz 113
5.1.2 Zusammensetzung der Schutzbereiche 114
5.1.3 Betrachtung nicht schaltbarer Bereiche 118
5.2 Ermittlung der zukünftigen Altersstruktur 119
5.2.1 Vorgehen zur Ermittlung zukünftiger Altersstrukturen 119
5.2.2 Szenarienbasierte Ermittlung der erwarteten Altersstruktur 120
5.3 Ableitung und Beurteilung des zukünftigen Fehlergeschehens 121
5.3.1 Schutzbereichsbetrachtung unter Beachtung von Stationen mit Schutzfunktion 122
5.3.2 Schutzbereichsbetrachtung ohne Beachtung von Stationen mit Schutzfunktion 124

5.3.3 Identifikation kritischer Schutzbereiche 127
5.3.4 Aufstellung der Ausfallwahrscheinlichkeits-Leistungs-Matrix 129
5.3.5 Bewertung der als kritisch eingestuften Schutzbereiche 131
5.4 Ermittlung der zu erwartenden Ausfallhäufigkeiten 132
5.4.1 Einsatz der Monte-Carlo-Simulation 133
5.4.2 Berechnung der mittleren Ausfallerwartung 133
5.4.3 Ermittlung der erwarteten Ausfallhäufigkeiten 134
5.4.4 Vergleich simulierter mit realen Versorgungsunterbrechungen 136
5.4.5 Ermittlung des zukünftigen Fehlergeschehens auf Basis von Investitionsszenarien 137
5.4.6 Anwendung auf weitere Mittelspannungsnetze 138
5.5 Ermittlung der erwarteten Versorgungssicherheit 140
5.5.1 Ermittlung der Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit im betrachteten Netz 140
5.5.2 Unterbrechungsdauer und Nichtverfügbarkeit im betrachteten Netz 140
5.6 Ermittlung von Kosten für Fehlerbeseitigung und Pönalen 142
5.6.1 Ermittlung des Umsatzbeitrages der Schutzbereiche 142
5.6.2 Bei Versorgungsunterbrechungen zu erwartende Kosten 144
5.7 Anwendung der Bewertungssoftware in der Investitionsplanung 149
5.7.1 Investitionsbedarf zur Erreichung einer mittleren Versorgungszuverlässigkeit 149
5.7.2 Bei gegebenem Investitionsbudget resultierende Versorgungszuverlässigkeit 151
5.8 Nutzung der Bewertungssoftware zur Netzdatenprüfung 151
5.9 Beurteilung des Vorgehensschemas und der Umsetzung 152
6 Abschließende Betrachtungen 157
6.1 Zusammenfassung der Ergebnisse 157
6.2 Übertragbarkeit des Ansatzes 159
6.3 Kritische Würdigung 160
6.4 Weiterführende Fragestellungen 163

7 Literaturverzeichnis 167
7.1 Bücher/ Fachartikel 167
7.2 Normen 175
7.3 Online-Quellen 179
8 Abkürzungsverzeichnis 181
9 Formelzeichenverzeichnis 185
10 Anhang 189
10.1 Systematisierung des Netzbegriffs 189
10.2 Regulierungsformeln gem. Anlage 1 (zu § 7) ARegV 190
10.2.1 Regulierungsformel für die erste Regulierungsperiode 190
10.2.2 Regulierungsformel ab der zweiten Regulierungsperiode 190
10.2.3 Erweiterungsfaktor für die Spannungsebenen HS, MS und NS 191
10.2.4 Erweiterungsfaktor für die Umspannebenen HS/MS und MS/NS 191
10.3 Vorgehen bei der Berechnung von Netzentgelten 192
10.4 Anmerkungen zu Anhang 10.3 193
10.5 Netzformen 195
10.5.1 Strahlennetz 195
10.5.2 Strangnetz 195
10.5.3 Ringnetz 195
10.5.4 Vermaschtes Netz 195
10.6 Typkurzzeichen für Kabel 196
10.6.1 Kurzzeichen 196
10.6.2 Anwendungsbeispiel für Typkurzzeichen 197
10.7 Zuordnung häufig verwendeter Kabeltypen 198
10.8 Konventionen für die Bezeichnung von Netzknoten 199
10.9 Arten der Sternpunkterdung 200
10.10 Übersicht Entscheidungen bei Ungewissheit 201
10.11 Entscheidungskriterien unter Risiko 202
10.12 Entscheidungen bei variabler Informationsstruktur 203
10.13 Überblick Punktschätzungsverfahren 204

10.14 Übersicht Eigenschaften von Schätzfunktionen 205
10.15 Systematik der Betrachtung von Stationen mit Schutzfunktion.....206
10.16 Zuverlässigkeitsverfahren im Überblick 207
10.17 Berechnungsgrundlagen Zuverlässigkeit 208
10.18 Beispielhafte Zuverlässigkeiten von Serien- und Parallelstrukturen 209
10.18.1 Zuverlässigkeit von Serienstrukturen 209
10.18.2 Zuverlässigkeit einer einfachen Parallelstruktur.....209
10.19 Technischer Fortschritt am Beispiel von Kunststoffkabeln 210
10.19.1 Stationen des technischen Fortschritts bei Kunststoffkabeln.....210
10.19.2 Technologiezyklen bei der Fertigung kunststoffisolierter Kabel.....211
10.20 Aufbau Datentabellen der Bewertungssoftware.....212
10.20.1 tblBereiche.....212
10.20.2 tblElementeBasis 212
10.20.3 tblElementeKnoten.....212
10.20.4 tblStationsDaten 212
10.20.5 tblUW.....212
Thesen.....213

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 01 - Vorgehensschema 3
Abbildung 02 - Systematisierung der verwendeten Daten und ihre Verfügbarkeit 4
Abbildung 03 - Bestandsentwicklung Öl-Papier-Kabel 6
Abbildung 04 - Stromübertragungs- und Verteilungsnetz in Deutschland 9
Abbildung 05 - Entwicklung Kabelbestand eines Mittelspannungsnetzes 17
Abbildung 06 - Gründe für Investitionen 18
Abbildung 07 - Zusammensetzung Ausfallkosten (K_A) 20
Abbildung 08 - Bewertungsschema von Investitionen 25
Abbildung 09 - Arten elektrischer Leitungen in der Mittelspannung 28
Abbildung 10 - Differenzierung Leitungsstrecke und Leitungsstreckenabschnitt 29
Abbildung 11 - Schutzbereiche im Beispielnetz 32
Abbildung 12 - Beispielnetz mit Ring- und Stichstrukturen 33
Abbildung 13 - Sternpunkt eines Dreiphasensystems und Zeigerdiagramm 35
Abbildung 14 - Verlauf der Ausfallrate $\lambda(t)$ identischer Betrachtungseinheiten 49
Abbildung 15 - allgemeines Vorgehen für Zuverlässigkeitsanalysen 51
Abbildung 16 - Berechnungsschema für ein Serienmodell 52
Abbildung 17 - Vorgehensschema: Schwerpunkte in Abschnitt 4 und 5 61
Abbildung 18 - Ausschnitt Geoinformationssystem 63
Abbildung 19 - Differenz herkömmliche und neue Auswertungsbasis 66
Abbildung 20 - Verlegezeiträume bestimmter Typen von Öl-Papier-Kabeln 67
Abbildung 21 - Zuordnung Altersschätzung bei Öl-Papier-Kabeln 68
Abbildung 22 - angenommene Struktur verbleibender VPE-Kabel 70
Abbildung 23 - prinzipieller Aufbau von Mittelspannungskabeln 72
Abbildung 24 - Verlegezeiträume von PE-Mittelspannungskabeln 75
Abbildung 25 - Systematik rechts- und linkszensierter Ausfalldaten 79
Abbildung 26 - Fehlerhäufigkeiten in Öl-Papier-Kabel (Anzahl) 83
Abbildung 27 - normierte Fehlerhäufigkeiten Öl-Papier-Kabel 83
Abbildung 28 - Log Maximum-Likelihood-Funktion (Beispiel) 91
Abbildung 29 - Ausgabefenster Parameter-Berechner 92
Abbildung 30 - Verteilung der Zeit bis zum Ausfall von Kabelmeterstücken 93
Abbildung 31 - resultierende Verteilungsfunktionen bei herkömmlicher Datenbasis 97

Abbildung 32 - resultierende Verteilungsfunktionen bei erweiterter Datenbasis 97
Abbildung 33 - Verteilungsfunktionen im Vergleich 98
Abbildung 34 - aus der Szenarioanalyse resultierende Weibullverteilungen 101
Abbildung 35 - Abschaltszenario: Station mit Schutzfunktion im geschlossen betriebenem Ring 105
Abbildung 36 - Abschaltszenario: Station mit Schutzfunktion im offen betriebenem Ring 105
Abbildung 37 - Kabelbestand eines realen Mittelspannungsnetzes (Übersicht) 113
Abbildung 38 - Freileitungsstreckenlänge (Stationen mit Schutzfunktion nicht berücksichtigt) 115
Abbildung 39 - Kabelstreckenlänge (Stationen mit Schutzfunktion nicht berücksichtigt) 116
Abbildung 40 - Zusammensetzung eines Schutzbereiches im Detail (gemischter Schutzbereich) 116
Abbildung 41 - Leitungszusammensetzung im Schutzbereich 117
Abbildung 42 - in nicht schaltbaren Bereichen installierte Bemessungsscheinleistung 118
Abbildung 43 - Überblick T-angeschlossene Stichleitungen: Längen & Leistung 119
Abbildung 44 - Eingabemaske Investitionsbedarfsschätzung 120
Abbildung 45 - Bestandsentwicklung im Netz bei beispielhafter Investitionsalternative 120
Abbildung 46 - Bestandsentwicklung VPE-Kabel 121
Abbildung 47 - Leistung in den Schutzbereichen (Stationen mit Schutzfunktion berücksichtigt) 122
Abbildung 48 - Anzahl von Ortsnetzstationen im Schutzbereich 123
Abbildung 49 - Durchschnittliche Leistung (kVA) pro Ortsnetzstation im Schutzbereich 124
Abbildung 50 - Leistung in den Schutzbereichen (nicht differenziert) 125
Abbildung 51 - Anzahl der Ortsnetzstationen im Schutzbereich (nicht differenziert) 126
Abbildung 52 - durchschnittliche Leistung (kVA) pro Ortsnetzstation (nicht differenziert) 126
Abbildung 53 - Ausfallwahrscheinlichkeit der Schutzbereiche 128
Abbildung 54 - Ausfallwahrscheinlichkeits - Kabellängenmatrix 129

Abbildung 55 - Ausfallwahrscheinlichkeits-Leistungs-Matrix für das untersuchte Netz 129
Abbildung 56 - Ausfallwahrscheinlichkeits-Leistungs-Matrix mit Längendifferenzierung 130
Abbildung 57 - Verteilung der Ausfallwahrscheinlichkeiten der Schutzbereiche 134
Abbildung 58 - Verteilungsfunktion beobachteter und simulierter Ausfälle 136
Abbildung 59 - Vergleich der erwarteten Ausfälle zweier realer Netze 139
Abbildung 60 - Zuverlässigkeitskennzahlen (Auszug) 141
Abbildung 61 - Vorgehensschema zur Abschätzung des Investitionsbedarfs 150
Abbildung 62 - Systematisierung des Netzbegriffs 189
Abbildung 63 - Bestimmung der kalkulatorischen AFA gem. §6 Abs. 1 – 4 StromNEV 193
Abbildung 64 - Strahlennetz 195
Abbildung 65 - Strangnetz 195
Abbildung 66 - Ringnetz 195
Abbildung 67 - vermaschtes Netz 195
Abbildung 68 - Anwendung Typkennzeichnung 197
Abbildung 69 - Konventionen für die Bezeichnung von Netzknoten 199
Abbildung 70 - Systematik der Betrachtung von Stationen mit Schutzfunktion 206
Abbildung 71 - typische Verfügbarkeitsblockstrukturen und deren Berechnung 208
Abbildung 72 - Zuverlässigkeit von Serienstrukturen mit unterschiedlicher Anzahl von Elementen 209
Abbildung 73 - Zuverlässigkeit von Parallelstrukturen basierend auf 2 parallelen Serienstrukturen 209
Abbildung 74 - technischer Fortschritt bei kunststoffisolierten Mittelspannungskabeln 210
Abbildung 75 - Technologiezyklen bei der Fertigung kunststoffisolierter Mittelspannungskabel 211

Tabellenverzeichnis

Tabelle 01 - Einteilung der Schritte des Vorgehensschemas 4
Tabelle 02 - Aufteilung Versorgungszuverlässigkeit 10
Tabelle 03 - Charakterisierung der Entscheidungsfindung 24
Tabelle 04 - Merkmale der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 (Auswahl) 44
Tabelle 05 - Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit nach UNIPEDE DISQUAL 45
Tabelle 06 - Zuverlässigkeitsindices nach IEEE 1366 (Auswahl) 47
Tabelle 07 - Altersgrenzen bei der Plausibilisierung der Betriebsmitteldaten 71
Tabelle 08 - Aufbaumaße von Kabelstreckenabschnitten 75
Tabelle 09 - Altersklassen der untersuchten Kabel 76
Tabelle 10 - Beschreibungsschema Ausmaß von Versorgungsunterbrechungen 82
Tabelle 11 - exemplarische Stichprobe 90
Tabelle 12 - Verteilungsparameter der Weibullverteilung für Öl-Papier- und PE-Kabel 93
Tabelle 13 - Verteilungsparameter der LogNormalverteilung für Öl-Papier- und PE-Kabel 94
Tabelle 14 - Verteilungsparameter der Gammaverteilung für Öl-Papier- und PE-Kabel 94
Tabelle 15 - Ergebnisse des χ^2 Anpassungstests für Öl-Papier-Kabel 95
Tabelle 16 - Ergebnisse des χ^2 Anpassungstests für PE-Kabel 95
Tabelle 17 - Menge der nach 45 Jahren ausgefallenen Öl-Papier-Kabelmeterstücken 98
Tabelle 18 - Menge der nach 45 Jahren ausgefallenen PE-Kabelmeterstücken 98
Tabelle 19 - Beispieldaten für eine Sensitivitätsanalyse 100
Tabelle 20 - Verteilungsparameter und kummulierte Ausfallwahrscheinlichkeit von Szenarien 100
Tabelle 21 - Knotenpunkte eines Kabels 102
Tabelle 22 - ergänzend benötigte Betriebsmitteldaten 102
Tabelle 23 - Aufbau Tabelle tblElementeKnoten 104
Tabelle 24 - Leitungsstreckenauswertung 106

Tabelle 25 - Ergebnisse der Schutzbereichsbetrachtung 108
Tabelle 26 - Abfrage Schutzbereichseigenschaften 131
Tabelle 27 - Abfrage Kabelstreckeneigenschaften 132
Tabelle 28 - Struktur der Eingabedaten für die Monte-Carlo-Simulation 133
Tabelle 29 - Ausfallwahrscheinlichkeiten der Schutzbereiche 135
Tabelle 30 - Ergebnisse Monte-Carlo-Simulation 135
Tabelle 31 - beobachtete Ausfallhäufigkeiten 136
Tabelle 32 - Entwicklung der erwarteten Störungen pro Jahr und 100 km 137
Tabelle 33 - geschätzte Einnahmen im Schutzbereich in €/Jahr 143
Tabelle 34 - Erwartungswerte für Kosten einer alterungsbedingten Versorgungsunterbrechung 145
Tabelle 35 - Aufteilung der Ausfallwahrscheinlichkeiten im Schutzbereich nach Kabelarten 145
Tabelle 36 - Mittelwert der Ausfall- und Reparaturkosten pro Schutzbereich 146
Tabelle 37 - Gesamterwartungswert der Ausfall- und Reparaturkosten für das betrachtete Netz 146
Tabelle 38 - mit gegebener Wahrscheinlichkeit nicht überschrittene Ausfallkosten (K_A) 148
Tabelle 39 - Kostenartenrechnung gem. §§ 5 - 11 StromNEV 192
Tabelle 40 - Zuordnung häufig verwendeter Kabeltypen 198
Tabelle 41 - Sternpunkterdung beim einpoligen Erdschluss 200
Tabelle 42 - Übersicht: Entscheidungen bei Unsicherheit 201
Tabelle 43 - Entscheidungskriterien unter Risiko 202
Tabelle 44 - Entscheidungen bei variabler Informationsstruktur 203
Tabelle 45 - Überblick Punktschätzverfahren 204
Tabelle 46 - Eigenschaften von Schätzfunktionen 205
Tabelle 47 - Überblick Zuverlässigkeitsverfahren 207
Tabelle 48 - tblBereiche – Tabellenaufbau 212
Tabelle 49 - tblElementeBasis – Tabellenaufbau 212
Tabelle 50 - tblStationsDaten – Tabellenaufbau 212
Tabelle 51 - tblUW – Tabellenaufbau 212

1 Ausgangssituation

1.1 Motivation

Die Versorgung mit Elektrizität soll sicher, verbraucherfreundlich, effizient, umweltverträglich und preisgünstig sein.[4] Die Aufgabe, effiziente Strukturen aufzubauen, die auch den zukünftigen Anforderungen entsprechen, ist eine der zentralen Herausforderungen für alle Netzbetreiber.[5] Mit Blick auf die Effizienz und die Versorgungssicherheit sind Investitionen so objektiv und vorausschauend wie möglich zu betrachten. Gleichzeitig ist darauf zu achten, dass die heutigen und auch die zukünftigen Netze die genannten Anforderungen erfüllen.

Um dieses Ziel zu erreichen, ist eine vollständige Analyse der vorhandenen Netze notwendig. Resultierend hieraus erfolgte in den letzten Jahren die Entwicklung betriebsmittelspezifischer Vorgehensweisen zur Zustandsbewertung.[6]

Mittelspannungsnetze, die das zentrale Bindeglied zwischen den Hochspannungs- und den Niederspannungsnetzen darstellen, haben aufgrund ihres Einflusses auf die Versorgungszuverlässigkeit eine zentrale Bedeutung. Cirka 80 % der beim Letztverbraucher (nachfolgend als Kunde bezeichnet) wahrgenommenen Versorgungsunterbrechungen haben hier ihren Ursprung.[7]

Eine besondere Herausforderung stellt die Zustandsbewertung von Mittelspannungskabeln dar. Kennzeichnend ist, dass ein kontinuierliches Monitoring weitestgehend unmöglich erscheint. Zwar gibt es verschiedene Methoden zur Zustandsbewertung, bei denen z.B. Teilentladungen bzw. der Verlustfaktor betrachtet werden, eine umfassende Analyse ganzer Mittelspannungsnetze ist mit diesen Techniken jedoch zu aufwändig.[8] Da die verlegten Mittelspannungskabel einen großen Anteil des Anlagevermögens von Verteilnetzbetreibern darstellen, ergibt sich die Aufgabe, eine sinnvolle Herangehensweise für die Bewertung der vorhandenen Mittelspannungskabel zu entwickeln.

1.2 Zielstellung

Ziel ist die Entwicklung eines Werkzeuges zur Erreichung der in §1 EnWG gesetzlich fixierten Vorgaben. Es wird eine in der Praxis anwendbare Vorgehensweise zur

[4] § 1 Satz 1 EnWG
[5] VDE-Studie, S. 53
[6] Zdrallek, M., Lagemann, C., S. 1 - 5
[7] VDN, S. 10
[8] Schreiter, F., Schufft, W., S. 268 ff

systematischen Identifikation und Bewertung möglicher Investitionsalternativen in realen Mittelspannungsnetzen entwickelt.

Der gewählte Ansatz richtet sich an den folgenden Anforderungen aus:

- Abschätzbarkeit notwendiger Investitionen zum Erreichen einer bestimmten Versorgungszuverlässigkeit, die innerhalb eines Korridors nicht über- oder unterschritten wird
- Abschätzbarkeit der resultierenden Versorgungszuverlässigkeit bei gegebenen Investitionen
- Identifikation kritischer Mittellspannungskabel und Schutzbereiche
- Entwicklung eines transparenten Vorgehens als Argumentationsgrundlage

Die Einzelschritte der zu erstellenden Vorgehensweise werden auf Basis realer Mittelspannungsnetze entwickelt. Im Ergebnis sollen Mittelspannungskabel identifiziert werden können, die einen besonderen Beitrag zum Störungsgeschehen haben bzw. von denen ein solcher erwartet wird. Die Ergebnisse der Kabelbewertung sollen den jeweiligen Mittelspannungskabeln direkt zugeordnet werden können. Ein weiteres Ziel ist die Bewertung der innerhalb des betrachteten Mittelspannungsnetzes vorhandenen Schutzbereiche. Dies ist sinnvoll, um Fehlinvestitionen zu verhindern, die einzig auf der Grundlage des Betriebsmittelzustandes getätigt werden würden. Hierbei sind netzplanerische Alternativen, wie sie z.B. in Abschnitt 2.5 vorgestellt werden, im Entscheidungsprozess zu berücksichtigen. Ergänzend ist auf eine unmissverständliche Interpretation der Ergebnisse zu achten.

Schlussendlich besteht sowohl an die Vorgehensweise als auch an die resultierende Software der Anspruch der praktischen Einsetzbarkeit bei Verteilnetzbetreibern. Die Software ist so zu gestalten, dass historisch unterschiedlich gewachsene Mittelspannungsnetze betrachtet werden können.

1.3 Methodik zum Erreichen der Zielstellung

Ein geeignetes Vorgehensschema, das leicht, flexibel, erweiterbar und auf reale Netze anwendbar ist, zeigt Abbildung 01. Unter dem Oberbegriff Netze sind sowohl Übertragungs- als auch Verteilnetze zu verstehen. Diese Systematik wird auch bei den Netzbetreibern verwendet, wobei bei Bedarf eine Unterscheidung in Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber vorgenommen wird (siehe Anhang 10.1).[9] Der Begriff Verteilnetze beinhaltet sowohl Mittel- als auch Niederspannungsnetze.

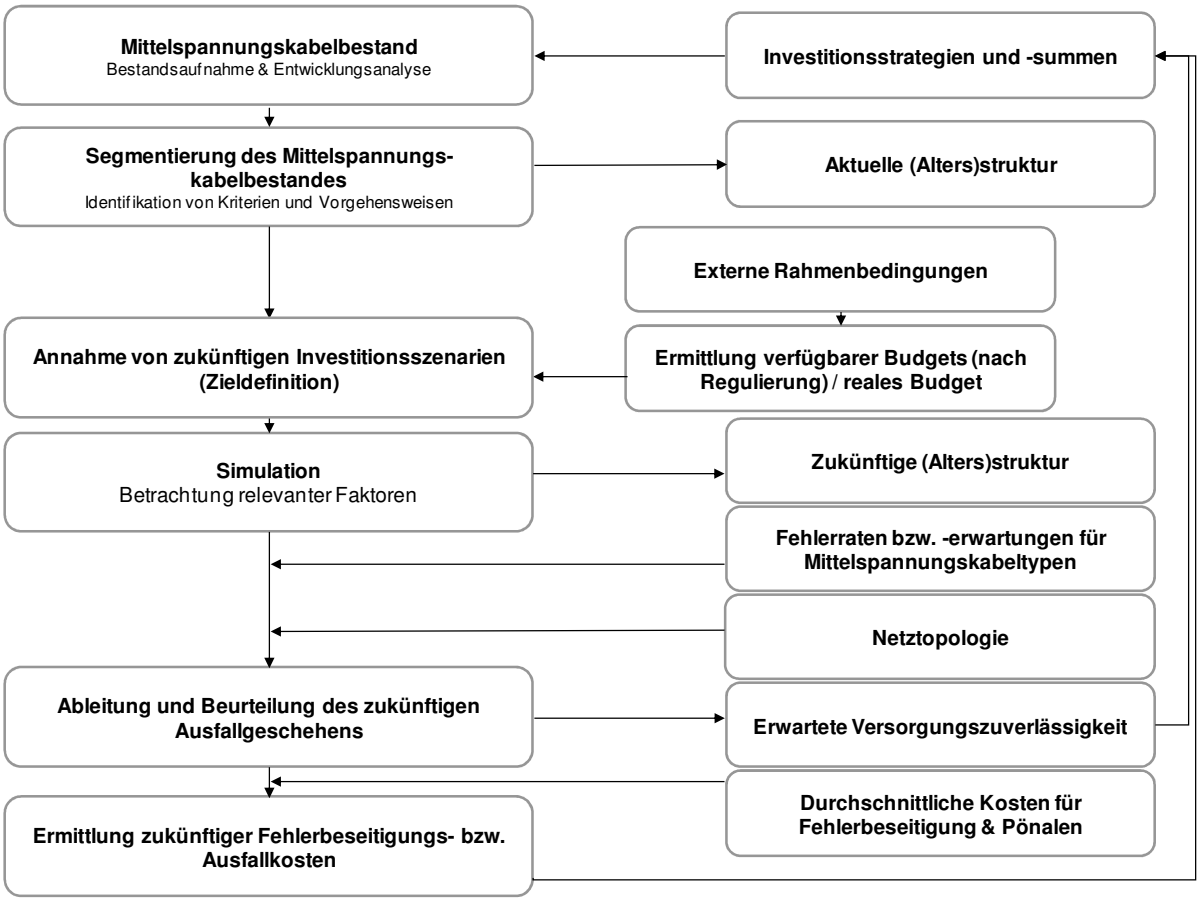


Abbildung 01 - Vorgehensschema

Zum Verständnis werden die Einzelschritte sowie die Rahmenbedingungen kurz erläutert.[10]

Die im Vorgehensschema dargestellten Schritte sind prinzipiell in verschiedene Kategorien zu unterteilen. Nach Tabelle 01 erfolgt eine Unterteilung in Eingabeparameter und Ergebnisse.

[9] vgl. §§ 6 – 9 EnWG

[10] Hetzel, S., Schufft, W. [2], 2007, S. 15 ff

Eingabeparameter	Ergebnisse
• Mittelspannungskabelbestand • Segmentierung des Mittelspannungskabelbestandes • Externe Rahmenbedingungen • Ermittlung verfügbarer Budgets • Annahme zukünftiger Investitionsszenarien • Ermittlung von Fehlerraten bzw. -erwartungen für Mittelspannungskabeltypen • Netztopologie • Durchschnittliche Kosten für Ausfallbeseitigung und Pönalen	• Aktuelle Altersstruktur • Zukünftige Altersstruktur • Ableitung und Beurteilung des zukünftigen Ausfallgeschehens • Ermittlung zukünftiger Kosten zur Ausfallbeseitigung

Tabelle 01 - Einteilung der Schritte des Vorgehensschemas

Die für die Bearbeitung des Vorgehensschemas notwendigen Daten sind in der Praxis in verschiedenen Systemen abgelegt. Einen Überblick über die im jeweiligen System vorhandenen Daten gibt Abbildung 02.

			SAP-System[11]	Geoinformations-system	Fehlerstatistik	Netzberech-nungssystem
Netzdaten	Schutzbereichsdaten	Betriebsmittel-daten	teilweise vorhanden	vollständig vorhanden	teilweise vorhanden	teilweise vorhanden
		Topologiedaten	-	vollständig vorhanden	-	teilweise vorhanden
		Fehlerstatistik-daten	-	-	vollständig vorhanden	-

Abbildung 02 - Systematisierung der verwendeten Daten und ihre Verfügbarkeit

Als Betriebsmittel werden alle in einem speziellen Mittelspannungsnetz vorhandenen und zum Betrieb benötigten Einzelkomponenten verstanden. Betriebsmitteldaten entsprechen den technischen Spezifikationen. Topologiedaten beziehen sich auf die Netztopologie. Hierbei handelt es sich vor allem um geographische Koordinaten und Zuordnungen von Leitungen und Knoten.

Ergänzend ist eine Differenzierung zwischen den Begriffen Fehler und Ausfall notwendig. Unter einem Fehler wird in Anlehnung an DIN 40042 eine unzulässige Abweichung von Funktions- oder Leistungsmerkmalen verstanden. Als Ausfall

[11] Die Bezeichnung SAP-System wird im Folgenden als Beispiel für Anlagenbuchhaltungssysteme mit erweiterter Funktionalität und erweitertem Datenumfang verwendet.

wird die Verletzung von Grenzbedingungen bezüglich der Zuverlässigkeit als definierte Auswirkung eines Fehlers verstanden. Entsprechend führt nicht jeder Fehler zu einem Ausfall. Ein Ausfall stellt aber immer die Nichterfüllung der jeweiligen Funktion dar und ist somit eine Versorgungsunterbrechung.

Dem in Abbildung 01 vorgestellten Schema folgend, ist zuerst der Mittelspannungskabelbestand aufzunehmen. Es ist darauf zu achten, dass die vorhandenen Mittelspannungskabel bezüglich der Betriebsmitteldaten möglichst umfassend und vollständig aufgenommen werden. Zur genauen Abbildung des Netzes sind ergänzende Informationen zu Freileitungen und Ortsnetzstationen notwendig. Die zugehörigen Betriebsmitteldaten werden ebenfalls im Rahmen der Bestandsaufnahme erhoben.

Nach der Aufnahme des Ist-Bestandes der innerhalb eines Netzes vorhandenen Mittelspannungskabel erfolgt eine Segmentierung des Mittelspannungskabelbestandes. Die Segmentierungskriterien werden in Abschnitt 4.3 diskutiert. Das Ergebnis der Segmentierung ist u.a. die aktuelle Altersstruktur. Es entsteht eine nach Verlegejahren geordnete Übersicht der verlegten Kabelarten bzw. -typen.

Die Grenzen für die vorzunehmenden Betrachtungen bilden die externen Rahmenbedingungen und hier vor allem die rechtlichen Grundlagen. Berücksichtigt werden müssen vor allem die Forderungen aus dem Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) sowie der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Diese Gesetze bzw. Verordnungen werden in Abschnitt 2.2 im Einzelnen vorgestellt. Auf weitere Gesetze und Verordnungen wird bei Notwendigkeit verwiesen.

Die genannten Rahmenbedingungen haben gemäß der Anreizregulierung eine besondere Bedeutung für die Ermittlung verfügbarer Budgets. Hierauf wird in Abschnitt 2.2.4, in dem die Systematik der Anreizregulierung vorgestellt wird, vertiefend eingegangen. Auf eine Ermittlung von Szenarien für zukünftige Erlöspfade sowie der Effizienz wird verzichtet, da dies den Rahmen der Arbeit überschreiten würde. Die für jeden Netzbetreiber spezifischen Erlöspfade stellen neben dem Bestand an Mittelspannungskabeln die Ausgangsgröße zur Annahme von zukünftigen Investitionsszenarien dar.

Werden die Annahmen verfügbarer Budgets im Rahmen von Simulationen auf den aktuellen Mittelspannungskabelbestand angewendet, ist es möglich, die zukünftige Altersstruktur der innerhalb des Mittelspannungsnetzes vorhandenen Kabel zu ermitteln. Abbildung 03 zeigt beispielhaft die Ergebnisse einer solchen Betrachtung für Öl-Papier-Kabel im Vorgriff auf Abschnitt 5.2.

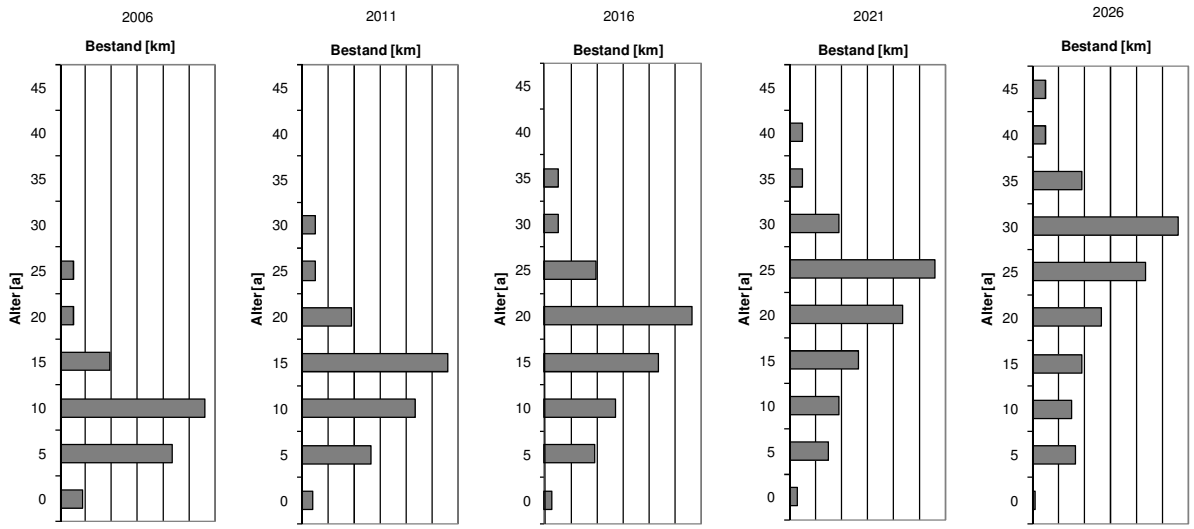


Abbildung 03 - Bestandsentwicklung Öl-Papier-Kabel

Basierend auf den Ergebnissen der Simulation können die Struktur und die Zusammensetzung eines zukünftigen Mittelspannungsnetzes ermittelt werden. Dies betrifft sowohl den erwarteten bilanziellen Zustand als auch das Wissen um die installierten Betriebsmittel.

Vertiefend wird in Abschnitt 4.4 die Entwicklung geeigneter Kennzahlen zur Abschätzung der Fehlerhäufigkeiten von Mittelspannungskabeln dargestellt. Die Entwicklung dieser Kennzahlen ist die Basis für die weitere Umsetzung des Vorgehensschemas.

Werden dem zukünftigen Mittelspannungskabelbestand die in Abhschnitt 4.4 ermittelten Fehlerraten bzw. -erwartungen für die einzelnen Kabeltypen zugeordnet und wird ergänzend dazu die Netztopologie berücksichtigt, ist eine Ableitung und Beurteilung des zukünftigen Ausfallgeschehens möglich. Das zukünftige Netz kann somit beispielsweise nach den Kennzahlen der Arbeitsgruppe Distribution Quality (DISQUAL) der Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPEDE) bewertet werden.[12] Auf diese Weise ergibt sich die erwartete Versorgungszuverlässigkeit. Mit dieser Kennzahl ist eine erste Beurteilung der

[12] UNIPEDE Distribution Study Comittee, S.4 ff

bei der Simulation angenommenen Investitionsstrategie sowie den zugrunde gelegten Investitionssummen möglich.

Basierend auf dem zukünftigen Ausfallgeschehen ist unter Annahme von durchschnittlichen Kosten für Fehlerbeseitigung und Pönalen die Ermittlung zukünftiger Kosten zur Fehlerbeseitigung möglich. Die gewählten Investitionsstrategien sowie die zugehörigen Investitionssummen sind somit bezüglich dieser Faktoren objektiv bewertbar.

Zu bemerken ist die Möglichkeit der Anwendung der entwickelten Vorgehensweise, der Bewertungssoftware sowie der Hilfsprogramme bei Änderungen der Netzstruktur, z.B. im Rahmen einer Zielnetzplanung. So können auch Auswirkungen von Netzstrukturänderungen bei Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden.

Im Folgenden wird das in Abbildung 01 dargestellte Vorgehensschema als Basis zur Beurteilung von Investitionsalternativen vorgestellt. Abschnitt 2 geht hierbei auf die Rahmenbedingungen sowie die Grundlagen ein. Nach der Bestimmung des Handlungsbedarfes in Abschnitt 3 erfolgt in den Abschnitten 4 und 5 die Anwendung des Vorgehensschemas auf reale Mittelspannungsnetze.

2 Abgrenzung des Arbeitsthemas, Grundlagen und Rahmenbedingungen

Das in Abbildung 01 eingeführte Vorgehensschema ermöglicht eine umfassende Betrachtung von Mittelspannungsnetzen. Eine vollständige Bearbeitung aller Details würde den gegebenen Rahmen bei Weitem überschreiten. Daher erfolgt eine Abgrenzung des Arbeitsthemas. Nachfolgend werden dazu gesetzlich gegebene Rahmenbedingungen vorgestellt und notwendige Definitionen getroffen.

2.1 Abgrenzung des Arbeitsthemas

Innerhalb der Energieversorgung haben Mittelspannungsnetze eine besondere Bedeutung. Durch sie wird in den verschiedenen anzutreffenden Spannungsebenen die elektrische Energie vorrangig von den Hochspannungsnetzen in die Niederspannungsnetze übertragen. Mittelspannungsnetze übernehmen somit die Funktion eines Bindegliedes. Einen Überblick über die in Deutschland vorhandenen Netzlängen gibt Abbildung 04.[13]

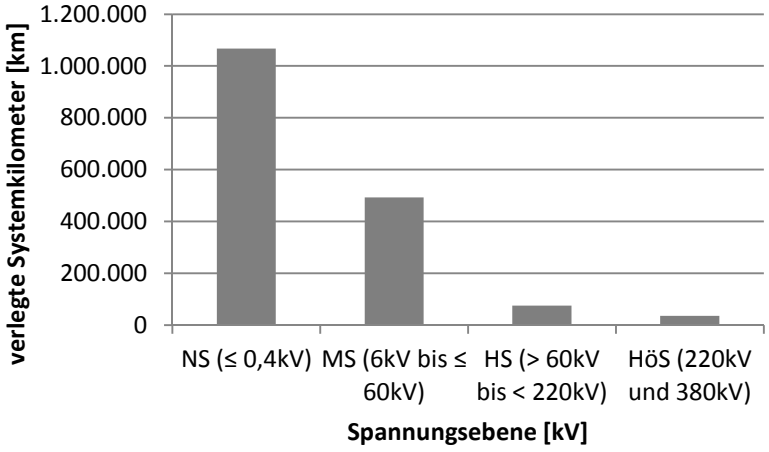


Abbildung 04 - Stromübertragungs- und Verteilungsnetz in Deutschland

Die Niederspannung und die Mittelspannung stellen die jeweils größten vorhandenen Netzlängen dar. Die Bedeutung des Mittelspannungsnetzes resultiert vorrangig aus zwei Gründen:

- Die Anzahl der Stromausfälle bei Kunden, speziell bei Tarif- bzw. kleineren und mittleren Sondervertragskunden, wird überwiegend durch das Mittelspannungsnetz determiniert.
- Das vorhandene Mittelspannungsnetz besteht zu großen Teilen aus Kabeln. Der Zustand dieser kann, bedingt durch die Verlegung im unterirdischen Bauraum, nur bedingt objektiv bestimmt werden. Gleichzeitig ist ein Monitoring, wie es auf Ebene der Höchstspannung erfolgt, aufgrund der verlegten Netzlängen zu aufwändig.

[13] VDN-Broschüre [1], S. 2

Der Einfluss von Ausfällen in Mittelspannungsnetzen in Bezug auf die Gesamtausfälle ist in Tabelle 02 dargestellt. Man kann erkennen, dass der Großteil der für die

Entstehungsort	Kraftwerke	220-/380kV-Netze	110kV-Netze	Mittelspannungs-Netze (<110kV)	Niederspannungs-Netze (<1kV)
Beitrag zur Nichtverfügbarkeit im Niederspannungsnetz	≈ 0,0 % *	≈ 0,1 % *	≈ 2,0 %	≈ 80 %	≈ 20 %

Tabelle 02 - Aufteilung Versorgungszuverlässigkeit [14]
* ohne Großstörungen

Letztverbraucher in der Niederspannung relevanten Versorgungsunterbrechungen Ursachen in der Mittelspannung hat. Die Erklärung hierfür liefert ein Blick auf die Netzstrukturen. Sofern ein Ausfall im Mittelspannungsnetz auftritt, werden eine oder mehrere Ortsnetzstationen nicht mehr versorgt (Versorgungsunterbrechung). Diese Versorgungsunterbrechung betrifft dann auch die nachgelagerten Niederspannungsnetze ganzer Straßenzüge bzw. Dörfer.

Im Weiteren wird die Betrachtung auf Mittelspannungskabel eingeschränkt. Dies begründet sich darin, dass Mittelspannungskabel das vorrangig verwendete Leitungsmedium innerhalb dieser Netze sind. Ergänzend stellen sie einen erheblichen Anteil der Betriebsmittel dar, in denen zugleich ein Großteil des betriebsnotwendigen Kapitals gebunden ist. Daher sind sie langfristig zu planen und dauerhaft für den Erfolg des Verteilnetzbetreibers mitverantwortlich.

Vorausgesetzt wird, dass die zugrunde liegenden aktuellen oder zukünftigen Mittelspannungsnetze aus elektrotechnischer Sicht bewertet sind und beispielsweise nach den in Abschnitt 2.6.2 (Kennzahlen der Spannungsqualität nach DIN EN 50160) vorgegebenen Parametern arbeiten.

2.2 Gesetzliche Grundlagen und Rahmenbedingungen

Der zentrale Rahmen für die Betrachtung von Mittelspannungsnetzen wird durch die aktuelle Gesetzgebung sowie durch Verordnungen der Bundesnetzagentur gegeben. Diese beziehen sich sowohl auf die Ausgestaltung der Mittelspannungsnetze als auch auf notwendige Investitionen. Die Qualität der Energieversorgung wird künftig Gegenstand der Regulierung sein.[15] Entsprechend dem Vorgehensschema aus Abbildung 01 werden die externen Rahmenbedingungen vorgestellt, die gleichzeitig die Grundlage zur Ermittlung verfügbarer Budgets (nach Regulierung) bilden.

[14] VDN-Broschüre [1], S. 11
[15] §§ 18 – 20 ARegV

Eine besondere Bedeutung haben das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG), die Anreiz-regulierungsverordnung (ARegV) sowie die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV). Die benannten Gesetze bzw. Verordnungen bilden die Grundlage der nachfolgenden Betrachtungen. Sie stellen aber nur einen Bruchteil des zu beachtenden gesetzlichen Rahmens der Energiewirtschaft dar.

2.2.1 Das Energiewirtschaftsgesetz

Das Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG; zuletzt geändert durch Art 2 des Gesetzes vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870)) stellt in seiner jeweils gültigen Fassung die Grundlage für die Regulierung der Energiebranche dar. Mit diesem Gesetz wurden die Vorgaben der Richtlinie 2003/54/EG [Nr. 5] des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26.06.2003 in nationales Recht umgesetzt. Die Richtlinie 2003/54/EG [Nr. 5] beinhaltet gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG. [16]

„Zweck des Gesetzes ist eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas." (§ 1 Abs. 1 EnWG)

Das EnWG gliedert sich in zehn Teile. Bedeutung haben im gegebenen Kontext vor allem:

- Teil 3 (§§ 11 – 35 EnWG): Regulierung des Netzbetriebes
- Teil 6 (§§ 49 – 53a EnWG): Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung
- Teil 7 (§§ 54 – 64a EnWG): Behörden

In den §§ 11 bis 16 EnWG werden die Aufgaben von Netzbetreibern definiert. Die §§ 21a und 24 EnWG bilden die Grundlage für die Anreizregulierungsverordnung (ARegV, siehe Abschnitt 2.2.2) und die Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV, siehe Abschnitt 2.2.3).

Die §§ 49 – 53a EnWG beinhalten Vorschriften über grundlegende Anforderungen an die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Energieversorgung.

Im Teil 7, speziell in den §§ 54 ff EnWG, werden schließlich die Aufgaben und Zuständigkeiten der Bundesnetzagentur sowie der Landesregulierungsbehörden festgelegt.

[16] Amtsblatt der Europäischen Union L 176 S. 37ff

2.2.2 Die Anreizregulierungsverordnung

Die Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze (ARegV), zuletzt geändert durch Art 4 G v. 21.08.2008 I 2870, hat neben dem EnWG und der StromNEV eine Schlüsselbedeutung für die Netzbetreiber. Die ARegV gliedert sich in fünf Teile, in denen die zentralen Vorschriften und Vorgaben zur Anreizregulierung definiert werden. Bestandteile sind unter anderem:

- Allgemeine Vorgaben zur Bestimmung der Erlösobergrenzen sowie zu Effizienzvergleichen (§§ 4 ff ARegV),
- Qualitätsvorgaben (§§ 18 ff ARegV),
- Die Regulierungsformel für die erste Regulierungsperiode (Anlage 1 zu § 7 ARegV) sowie
- Sondervorschriften für kleine Netzbetreiber (§§ 22 ff ARegV) und
- Sondervorschriften für Betreiber von Übertragungs- und Fernleitungsnetzen (§§ 22 und 23 ARegV).

Hervorzuheben ist die festgelegte Unterscheidung der Kosten in verschiedene Kostenanteile. Es werden nicht beeinflussbare, vorübergehend nicht beeinflussbare und beeinflussbare Kostenanteile unterschieden (vgl. § 11 Satz 2 ARegV). Diese Unterscheidung hat einen direkten Einfluss auf die Ermittlung der Erlösobergrenzen und somit auf die realisierbaren Gewinne.

Die Erlösobergrenzen werden in der ersten Regulierungsperiode mit der in der Anlage 1 zu § 7 ARegV dargestellten Regulierungsformel festgesetzt. Diese ist in Anhang 10.1 dargestellt. Die Erlösobergrenze wird für jedes Kalenderjahr innerhalb einer Regulierungsperiode festgelegt. [17]

Von Bedeutung sind weiterhin die §§ 12 – 16 ARegV. Diese enthalten die Bestimmungen für den durch die Bundesnetzagentur vorgenommenen Effizienzvergleich von vergleichbaren Netzbetreibern (Strukturklassen gem. § 24 ARegV), der vor jeder Regulierungsperiode durchgeführt wird. Hierdurch werden indirekt die Erlöse bestimmt, die der jeweilige Netzbetreiber in der nächsten Regulierungsperiode erreichen kann. Dieser hat durch sein Investitionsverhalten die Möglichkeit, die für ihn ermittelte Effizienz zu beeinflussen. Die Investitionsplanung ist somit eine der zentralen Aufgaben.

§ 17 der ARegV stellt den direkten Bezug zur Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV) her. Die StromNEV

[17] vgl. § 4 AregV sowie Anlage 1 zu § 7 ARegV

beinhaltet die Grundsätze der Netzentgeltberechnung und wird nachfolgend kurz vorgestellt. Seit Beginn der Anreizregulierung werden die Vorgaben der StromNEV zur Ermittlung der Entgelte für den Zugang zu den Energieversorgungsnetzen angewendet.[18]

2.2.3 Die Stromnetzentgeltverordnung

Neben dem EnWG und der ARegV ist die Verordnung über die Entgelte für den Zugang zu Elektrizitätsversorgungsnetzen (StromNEV), zuletzt geändert durch Art. 6 G v. 21.08.2009 I 2870, zu betrachten. Die StromNEV legt die Methode zur Bestimmung der Entgelte für den Zugang zu den Elektrizitätsübertragungs- und Elektrizitätsverteilernetzen fest. Eingeschlossen ist ebenfalls die Ermittlung der Entgelte für dezentrale Einspeisungen. Die ARegV greift im Rahmen des Monitoring auf die StromNEV zurück.[19] Die Verordnung besteht aus insgesamt 5 Teilen:

- Teil 1 (§§ 01 – 03 StromNEV): Allgemeine Bestimmungen
- Teil 2 (§§ 04 – 21 StromNEV): Methode zur Ermittlung der Netzentgelte
- Teil 3 (§§ 22 – 26 StromNEV): Vergleichsverfahren
- Teil 4 (§§ 27 – 29 StromNEV): Pflichten der Netzbetreiber
- Teil 5 (§§ 30 – 33 StromNEV): Sonstige Bestimmungen

Bestandteil der Verordnung sind weiterhin die Anlagen 1 – 5. Im Weiteren werden die Teile 2 und 3 näher betrachtet.

Teil 2 der StromNEV enthält die Methoden zur Ermittlung der Netzentgelte. Dieser Teil der StromNEV ist in 3 Abschnitte gegliedert. Enthalten sind hier Vorgaben zur:

- Abschnitt 1: Kostenartenrechnung
- Abschnitt 2: Kostenstellenrechnung
- Abschnitt 3: Kostenträgerrechnung

Die Vorgehensweise bei diesbezüglichen Berechnungen ist in Anhang 10.3 dargestellt. Abschnitt 2 definiert die Grundsätze der Kostenverteilung, der zu verwendenden Kostenstellen und der Kostenwälzung. Abschnitt 3 beinhaltet die Bestimmungen zur Entgeltermittlung.

[18] § 17 Abs. 1 ARegV

[19] vgl. § 28 Abs. 3 und 4 ARegV

Für die Kalkulation der Entgelte haben die Festlegungen zur kalkulatorischen Abschreibung des Anlagenvermögens und der damit verbundene Kalkulationsansatz von Kosten eine zentrale Bedeutung. Gemäß § 6 Abs. 5 und 6 StromNEV sind Abschreibungen jährlich aufgrund der in Anlage 1 StromNEV festgelegten betriebsüblichen Nutzungsdauern vorzunehmen. Nach Ablauf des Abschreibungszeitraumes beträgt der kalkulatorische Restwert des Anlageguts Null. Das Wiederaufleben von kalkulatorischen Restwerten ist nicht zulässig.[20] Aus diesen Vorgaben ergeben sich weitreichende Folgen für die Bewertung von Investitionen. Hervorzuheben ist in diesem Kontext der § 14 Abs. 1 Satz 3 ARegV (Bestimmung der Kosten zur Durchführung des Effizienzvergleichs):

„Die Kapitalkosten zur Durchführung des Effizienzvergleichs sollen so bestimmt werden, dass ihre Vergleichbarkeit möglichst gewährleistet ist und Verzerrungen berücksichtigt werden, wie sie insbesondere durch unterschiedliche Altersstruktur der Anlagen, Abschreibungs- und Aktivierungspraktiken entstehen können…“ (§ 14 Abs. 1 Satz 3 ARegV)

Vorteile, die sich innerhalb des Effizienzvergleiches der Netzbetreiber aus der Nutzung von Betriebsmitteln nach Ablauf der betriebsgewöhnlichen Nutzungsdauern ergeben können, werden somit relativiert. Hier hilft das entwickelte Vorgehensschema (siehe Abbildung 01) die Effizienz des anwendenden Netzbetreibers im Vergleich zu anderen Netzbetreibern zu steigern.

2.2.4 Systematik der Anreizregulierung

Die von den Netzbetreibern zu veranschlagenden Netzentgelte werden seit dem 01.01.2009 ausschließlich durch die Anreizregulierung bestimmt.[21]

Im Rahmen der Anreizregulierung wird jedem Netzbetreiber eine nach den Jahren der Regulierungsperiode differenzierte, individuelle Erlösobergrenze vorgegeben. Die Bestimmung von Erlösobergrenzen erfolgt von Amts wegen durch die Regulierungsbehörden.[22, 23] Zuständig sind entsprechend § 54 EnWG die Bundesnetzagentur oder die Regulierungsbehörden der Länder. Die zulässige Obergrenze der Gesamterlöse bildet sich aus den jeweiligen Erlösobergrenzen der Wirtschaftsjahre innerhalb einer Regulierungsperiode.[24] Die Vorgehensweise zur Ermittlung ist in den §§ 4 ff ARegV dargestellt (vgl. auch Anhang 10.1). Die Erlösobergrenzen werden somit als gegeben angenommen.

[20] vgl. § 6 Abs. 6 Satz 2 und 3 ARegV
[21] vgl. § 1 ARegV
[22] vgl. § 2 AReg V
[23] vgl. Anlage 1 zu §7 ARegV
[24] vgl. § 4 Abs. 1 ARegV

Ein zentrales Element der Anreizregulierung ist der Effizienzvergleich (Benchmarking).[25, 26] Mit Hilfe dieses Instruments sollen die bei vergleichbaren Netzbetreibern vorhandenen Ineffizienzen identifiziert werden. Dies geschieht durch den Vergleich räumlich getrennter Netzbetreiber.[27] Nach § 15 Abs. 3 Satz 2 ARegV ergibt sich die Ineffizienz aus der Differenz der Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten und den mit dem Effizienzwert multiplizierten Gesamtkosten nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten.[28] Im Ergebnis ergibt sich für jeden Netzbetreiber ein individueller X-Faktor, der in der Regulierungsformel berücksichtigt wird.[29] Die resultierende Effizienzvorgabe ist vom Netzbetreiber innerhalb einer Regulierungsperiode zu erfüllen. Eine Ausnahme bilden die ersten beiden Regulierungsperioden. Die Zeit zur Absenkung der Kosten auf die bestimmte Effizienz wird hier um eine Regulierungsperiode verlängert. Die vor der ersten Regulierungsperiode identifizierten Ineffizienzen sind also erst zum Ende der zweiten Regulierungsperiode abgebaut. Die Gestaltung der Erlösobergrenzen erfolgt schrittweise so, dass etwaige Ineffizienzen nach Ablauf der Regulierungsperiode als abgebaut angenommen werden. Jeder Netzbetreiber erhält am Ende der zweiten Regulierungsperiode also das Netzentgelt des effizienten Netzbetreibers.

Die Erlösobergrenzen innerhalb einer Regulierungsperiode ergeben sich aus dem Zusammenspiel von Effizienzvergleich und individueller Erlösobergrenzenermittlung. Gemäß §17 Abs. 1 Satz 1 ARegV werden die Erlösobergrenzen in Netzentgelte umgesetzt. Durch Verprobung wird die Angemessenheit der Erlösobergrenzen geprüft. Die Verprobungsrechnung erfolgt auf Basis der Vorschriften der StromNEV (siehe Abschnitt 2.2.3).[30] Für die Berechnung der Netzentgelte sind nicht die bilanziellen sondern kalkulatorische Abschreibungen zu verwenden.[31] Auch wird vom Verordnungsgeber vorgeschrieben, dass eine Aufteilung in einen Fremd- und einen Eigenkapitalanteil vorzunehmen ist. Hierzu wurden, unabhängig von der Situation beim Netzbetreiber, Grenzen festgelegt.[32] Zu erwähnen ist weiterhin die grundsätzliche Unterscheidung in Alt- und Neuanlagen, die sowohl bei der Ermittlung der kalkulatorischen Abschreibungen als auch bei

[25] vgl. § 16 Abs. 1 Satz 1 ARegV
[26] vgl. §§ 12 - 14 ARegV
[27] Lohmann, M., S. 48
[28] vgl. § 15 Abs. 3 Satz 2 ARegV
[29] Meinzenbach, J.; S. 249ff
[30] vgl. § 17 Abs.1 S.3 ARegV
[31] vgl. StromNEV §6 Abs.1
[32] vgl. StromNEV §6 Abs. 2 S.2

der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung zu beachten ist.[33] Diese Netzentgelte dienen ausschließlich zur Kontrolle und müssen nicht weiter genehmigt werden. Der Regulierungsbehörde sind alle „… zur Überprüfung der Netzentgelte nach § 17 notwendigen Daten, …“ (§ 28 Nr. 3 ARegV), sowie Verprobungsrechnungen mitzuteilen.[34] Die Vorgehensweise zur Berechnung ist in Anhang 10.3 sowie fortführend in Anhang 10.4 dargestellt.

Zur Sicherstellung und Prüfung ausreichender Investitionen in das jeweilige Netz haben Netzbetreiber nach §21 ARegV auf Anforderung der Regulierungsbehörden einen Bericht zum Investitionsverhalten vorzulegen. Nachteilige Auswirkungen der Anreizregulierung, in Bezug auf Investitionen ins Netz, sollen hiermit ausgeschlossen werden. Innerhalb des Berichtes ist darzustellen, ob die jährlichen Investitionen, bezogen auf den Betriebsmittelbestand, das Alter der Betriebsmittel, die jährlichen Abschreibungen und die Versorgungsqualität angemessen sind. Entsprechend dient der Bericht als Kontrollmittel für die Regulierungsbehörde.

Für die Verteilnetzbetreiber hat in Bezug auf die Investitionen auch der § 25 ARegV eine hohe Bedeutung. Hiernach kann auf Verlangen des Verteilnetzbetreibers ein pauschalisierter Investitionszuschlag in die Erlösobergrenze einbezogen werden.[35] Die Höhe des Zuschlages wird in § 25 Abs. 2 ARegV bestimmt. Er darf pro Kalenderjahr nicht höher sein als 1 % der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 i.V.m. Abs. 2 ARegV (Bestimmung der Kosten zur Durchführung des Effizienzvergleichs) bestimmten Kapitalkosten. Investitionsbudgets, wie für Übertragungsnetzbetreiber vorgesehen, sind für Verteilnetzbetreiber erst nach der letzten Änderung vom 21.08.2008 im Einzelfall möglich.[36, 37] Sie werden im Folgenden unter Verweis auf ein möglichst kontinuierliches Investitionsverhalten nicht weiter betrachtet.

Im Ergebnis ist die Höhe der Netzentgelte für eine gesamte Regulierungsperiode von Anfang an festgelegt. Anpassungen innerhalb einer Regulierungsperiode sind nur bedingt möglich.[38] Diese Themen spielen, wie auch die vereinfachte Regulierung, im gegebenen Kontext nur eine untergeordnete Rolle. Zur umfassenden Darstellung wird auf entsprechende Fachliteratur verwiesen.[39]

---

[33] vgl. StromNEV §6 Satz 2 Abs.3
[34] §28 Abs. 3 ARegV
[35] § 25 Abs. 2 - 5 ARegV
[36] § 23 Abs. 1 ARegV
[37] § 23 Abs. 6 ARegV
[38] vgl. §§ 4, 5 ARegV sowie § 17 ARegV
[39] Theobald et.al., S. 22 ff

2.3 Identifikation und Bewertung von Investitionsoptionen

Vor der Anwendung des Vorgehensschemas wird im Folgenden ein Überblick über das bisherige Vorgehen zur Identifikation und Bewertung von Investitionen bei Verteilnetzbetreibern gegeben.

Bei der historischen Entwicklung von Mittelspannungsnetzen ist zwischen den neuen und den alten Bundesländern zu unterscheiden.[40] Bis zum Ende der ehemaligen DDR war das Ministerium für Energie und Kohle zentral für die Übertragungs- und Verteilnetze zuständig. In den alten Bundesländern wurde die Versorgungsaufgabe durch Energieversorgungsunternehmen übernommen, die nach dem Prinzip der Kostenzuschlagsregulierung reguliert wurden.[41] Nach 1990 wurde diese Methodik auch in den neuen Bundesländern eingeführt.

Allerdings sind trotz der unterschiedlichen Herangehensweisen die grundlegenden Fragen von Investition und Planung gleich. Somit muss hier keine Unterscheidung vorgenommen werden.

2.3.1 Investitionen in Mittelspannungsnetze in der Vergangenheit und Heute

Mittelspannungsnetze sind historisch gewachsen. Von Beginn an wurden hier neben Freileitungen auch Kabel verwendet. Durch die Entwicklung von Öl-Papier-Kabeln stand schon früh ein handhabbares und leistungsfähiges Übertragungsmedium zur Verlegung in der Erde zur Verfügung. Mit dem Aufkommen kunststoffisolierter Kabel hat sich der Trend zur Verkabelung von Verteil-netzen weiter verstärkt. Die Investitionen in Mittelspannungskabel sowie das Wachstum der Mittelspannungsnetze insgesamt lassen sich an der Zusammensetzung aktueller Mittelspannungsnetze erkennen. In Abbildung 05 ist das Wachstum des Kabelanteils in einem Mittelspannungsnetz dargestellt. Die Notwendigkeit für das kontinuierliche Netzwachs-

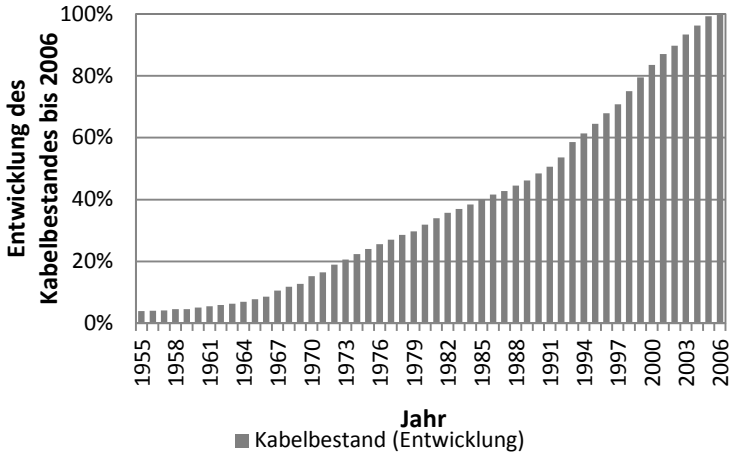


Abbildung 05 - Entwicklung Kabelbestand eines Mittelspannungsnetzes[42]

[40] Diese Unterscheidung wird durch den Gesetzgeber vorgenommen. Vgl. § 24 Abs. 1 Satz 2 StromNEV.

[41] Kleest, J., Reuter, E., S. 1 ff

[42] Eigene Darstellung, vgl. auch Kaufmann, W., S. 4./40

tum ergibt sich aus verschiedenen Faktoren. Diese können durch das äußere Umfeld bestimmt sein (externe Gründe) oder aus Notwendigkeiten des Netzbetreibers selbst resultieren (interne Gründe). Eine Auswahl ist in Abbildung 06 zusammengefasst.

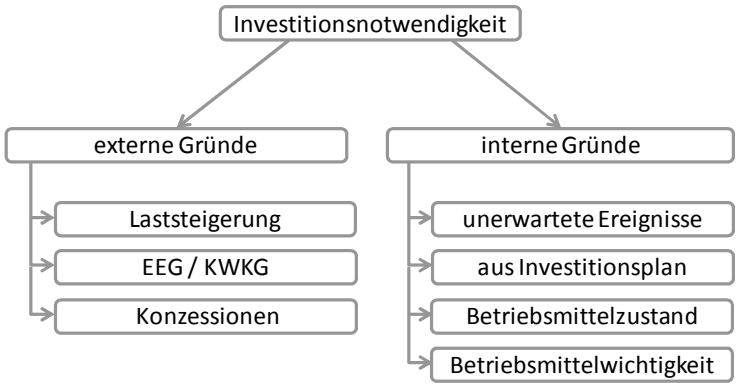


Abbildung 06 - Gründe für Investitionen

Gerade die externen Gründe zeigen, dass eine kontinuierliche Netzplanung, wie sie für die betriebsüblichen Nutzungsdauern wünschenswert wäre, nicht immer gegeben ist.[43, 44] Die Auslöser für die Netzplanung sind oftmals nur bedingt planbar. Diese teilweise neuen Anforderungen gilt es bereits im Vorfeld qualifiziert abzuschätzen und mit den Erfordernissen, die sich aus dem bestehenden Netz, der Gesetzeslage und der Regulierung ergeben, in Einklang zu bringen. Ein solches Erfordernis ist beispielsweise die kontinuierliche Erneuerung der vorhandenen Betriebsmittel unter Berücksichtigung der zukünftigen Entwicklung und der sich daraus ergebenden Anforderungen. Eine detaillierte Darstellung des Netzplanungsprozesses ist im gegebenen Rahmen nicht notwendig. Daher werden zum besseren Verständnis lediglich einige Grundsätze dargestellt.

Grundlegend für die Netzplanung sind Annahmen zu Belastungs-, Spannungsqualitäts- und Zuverlässigkeitsaspekten.[45] Die Belastung eines Netzes ist unter anderem durch das Verhalten von Verbrauchern, Einspeisern, durch das sich einstellende Lastflussverhalten, von der Sternpunktbehandlung, vom Erd- bzw. Kurzschlussverhalten und von der Funktionserfüllung nach dem (n-1)-Kriterium determiniert. Ähnliche Aspekte sind nach Möglichkeit für die Spannungsqualität und für die Zuverlässigkeit über eine betriebsübliche Nutzungsdauer von bis zu 45 Jahren abzuschätzen.[46] Nach diesen Annahmen werden die einzusetzenden bzw. zu ersetzenden Betriebsmittel ausgewählt. Da ein Mittelspannungsnetz und vor allem dessen Belastung nicht statisch sind, ist zu beachten, dass die genannten Aspekte auch in einem bereits realisierten Mittelspannungsnetz regelmäßig zu prüfen sind. Eine der wesentlichen Aufgaben der Netzplanung ist es, eine optimale Wirtschaftlichkeit

[43] Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 Satz 1) StromNEV
[44] vgl. NAV, EEG, KWKG
[45] Kaufmann, W., S. 2./5
[46] Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 Satz 1) StromNEV

innerhalb des gesamten Mittelspannungsnetzes sicherzustellen. Nach Kaufmann bedeutet dies:[47]

- Vermeidung von Vorinvestitionen, sofern diese nicht notwendig sind
- Sicherstellung der Zukunftssicherheit der Investitionsprojekter
- Berücksichtigung späterer Betriebskosten
- Einhaltung der Mindestversorgungszuverlässigkeit
- Verwendung standardisierter Betriebsmittel

Entgegen den meisten Wirtschaftszweigen spielte in der Energieversorgung bis zur Marktöffnung 1998 die Wirtschaftlichkeit einer Investition nur eine untergeordnete Rolle. Es erfolgte eine Unterscheidung in Muss- und Kann-Investitionen wobei letztere nicht zwingend nötig waren.[48] Muss-Investitionen sind Investitionen, die aus verschiedenen Gründen unter allen Umständen zu tätigen sind. Im Normalfall ist lediglich die wirtschaftlichste der sich bietenden Optionen auszuwählen. Kann-Investitionen sind aufgrund bestehender Unsicherheiten detaillierter zu betrachten. Zu den Kann-Investitionen gehört z.B. die Errichtung von Reserveabgangsfeldern in einem Umspannwerk, das Verlegen von Mittelspannungskabeln mit höherem Querschnitt oder aber auch die vorausschauende Verlegung von Leerrohren an sensiblen Stellen wie Bahnquerungen oder Straßenkreuzungen.

Im System der Kostenzuschlagsregulierung waren die Kosten der Enervieversorgung den jeweiligen Wirtschaftsministerien der Länder zur Genehmigung vorzulegen. Hierzu war eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung notwendig. Es wurde die auch heute noch übliche Barwert- bzw. die Kapitalwertmethode verwendet.[49, 50] Gewählt wird die jeweils günstigste Variante. Mit Blick auf die Anreizregulierung sind Kann-Investitionen zu minimieren. Daher werden im Folgenden nur noch Muss-Investitionen betrachtet, zu denen z.B. Investitionen im Rahmen des Anschlusses von EEG-Anlagen gehören. Hier ist die technisch und wirtschaftlich günstigste Variante zu wählen.

Im Fokus stehen weiterhin nur noch Gründe, die aus dem Netzbetrieb selbst resultieren und nicht ereignisbedingt sind. Hierzu gehören die planmäßigen, die zustandsbedingten sowie die wichtigkeitsbedingten Investitionen in Mittelspannungskabel. Vollständig umgesetzt bietet das in Abbildung 01 dargestellte Vorgehensschema eine objektive Entscheidungshilfe. Aktuell schätzen die Verteilnetzbetreiber

[47] Kaufmann, W., S. 2./7
[48] VWEW-Verlag [1], S. 14 f
[49] vgl. Götze, U., S. 68 ff sowie S. 71ff
[50] VWEW-Verlag [1], S. 17ff

den Umfang der notwendigen Investitionen im Allgemeinen und auch für Mittelspannungskabel anhand des Bestandes, des Zustandes oder des Alters ab. Entsprechende Kennzahlen sind seit der Vorbereitung auf die Regulierung zu erheben und an die Bundesnetzagentur (BNetzA) zu melden. Die so ermittelten Investitionsvolumina werden auf das vorhandene Mittelspannungsnetz verteilt. Eine weitere Aufschlüsselung der notwendigen Investitionen erfolgt nur anhand des Betriebsmittelalters.[51] Eine systematische Bewertung von Mittelspannungskabeln, die das entwickelte Vorgehensschema ermöglicht, wird aktuell nicht vorgenommen.

Die Identifikation und Bewertung von Investitionsalternativen sind dementsprechend zentrale Themen der Verteilnetzbetreiber. Gleichzeitig gibt es bisher keine konsequente Abschätzung der Wahrscheinlichkeit alterungsbedingter Fehler von Mittelspannungskabeln sowie eine Bewertung der sich aus diesen Ausfällen ergebenden Kosten.

2.3.2 Wirtschaftliche Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen

Bevor in Abschnitt 2.3.3 auf die Abschätzung der Vorteilhaftigkeit von Investitionen eingegangen wird, erfolgt zunächst eine Systematisierung der Kosten, die durch Versorgungsunterbrechungen infolge von Ausfällen entstehen. Diese setzen sich wie folgt zusammen:

- Kosten für die Instandsetzung
- Einnahmeverluste durch nicht gelieferte Energie
- Kosten gem. Q-Faktor der Bundesnetzagentur
- Imageschäden

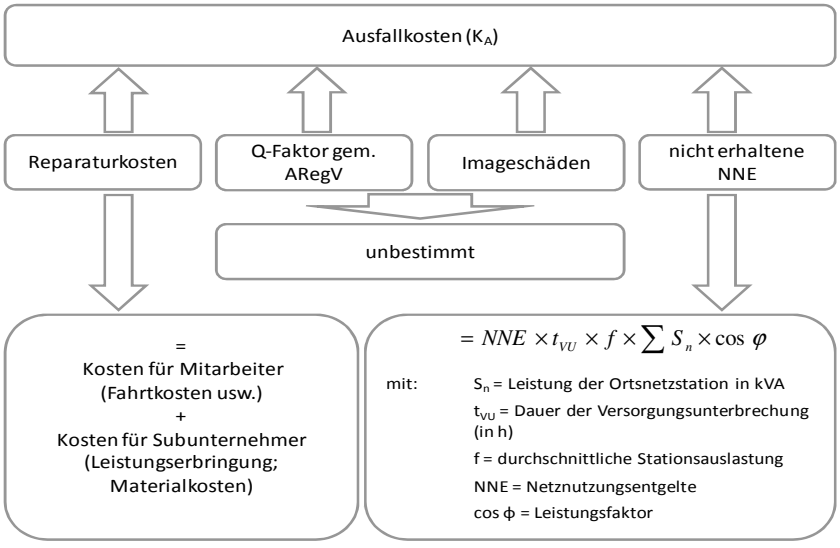


Abbildung 07 - Zusammensetzung Ausfallkosten (K_A)

Die Systematik der aus den entstehenden Kosten resultierenden Ausfallkosten (K_A) ist in Abbildung 07 dargestellt. Zu beachten ist die Tatsache, dass der in der Regulierungsformel (siehe 10.2) festgelegte Q-Faktor als einer der Hebel der Qualitätsregulierung

[51] § 6 Abs. 1 Satz 1 ARegV

etabliert wird.[52] Diesem Punkt ist in der Zukunft eine besondere Aufmerksamkeit zu widmen.

Einige der relevanten Kosten können nur schwer bestimmt werden. Dies gilt zum Beispiel für mögliche Imageschäden. Die Pönale, die gemäß der Qualitätsregulierung der Bundesnetzagentur für Versorgungsunterbrechungen anfallen werden, sind ebenfalls noch nicht bestimmbar, da die Ausgestaltung der Qualitätsregulierung noch nicht abschließend geklärt ist.[53] Die Festlegung erfolgt zu Beginn der zweiten Regulierungsperiode.[54] Kosten, die durch die Instandsetzung entstehen, sind demgegenüber leicht errechenbar. Gleiches gilt für die Einnahmeverluste durch nicht gelieferte Energie.

Die Kosten für die Instandsetzung eines fehlerhaften Betriebsmittels setzen sich aus verschiedenen Einzelkosten zusammen. Hierzu gehören:

- Alarmierung der Reparaturkolonnen
- An- und Abfahrten
- Fehlerortung
- Fehlerbehebung / Überwachung und Prüfung durch die Monteure
- Netzumschaltungen / Freigabe der Arbeitsstelle, Rückschaltungen
- Buchhalterische Bearbeitung (Rechnungswesen, technische Dokumentation)

Teile der aufgezählten Arbeiten werden üblicherweise an Dienstleistungsunternehmen vergeben. Diese übernehmen die komplette Fehlerbehebung inklusive Fehlerortung, eventuelle Tiefbauarbeiten sowie die Reparatur an sich. Hinzu kommen Fahrtkosten. Es erfolgt eine pauschale Abrechnung. Die Höhe ist von den instandzusetzenden Betriebsmitteln abhängig. Bei Mittelspannungskabeln ist nach der Kabelart in kunststoffisolierte- (PVC, PE, VPE) und Öl-Papier-isolierte Kabel zu unterscheiden (siehe Abbildung 09). Das Beheben eines Fehlers an einem Öl-Papier-Kabel bzw. die Verbindung zweier Öl-Papier-Kabel ist durch die einzusetzende Muffentechnik und die anzuwendenden Montagevorschriften aufwändiger, zeitintensiver und teurer als die Reparatur eines Kunststoffkabels.

Hinzuzurechnen sind die Kosten für Stördienstmitarbeiter des Netzbetreibers. Diesen obliegen zum Teil die Fehlerortung, eventuelle Schaltungen sowie die Überwachung und Prüfung der fachgerechten Instandsetzung. Netzschaltungen bzw. die Durchführung der Sicherheitsmaßnahmen werden nur durch die Mitarbeiter des

[52] vgl. §§ 18 ff ARegV
[53] vgl. Meinzenbach, 2007, S. 229ff
[54] vgl. § 19 Abs. 2 Satz 1 ARegV

Netzbetreibers ausgeführt.[55] Gleiches gilt für die Rückabwicklung (Herstellung des Normalschaltzustandes) nach Beendigung der Arbeiten. Zusätzlich fallen Fahrtkosten an.

Ergänzend wird bei jeder durch einen Fehler verursachten Versorgungsunterbrechung ein Teil der zu liefernden Energie nicht an den Kunden ausgeliefert. Demnach entfallen für den Zeitraum der Versorgungsunterbrechung Einnahmen in Form von Netzentgelten. Diese Einnahmeverluste gestalten sich für jeden Netzbetreiber individuell. In bestimmten Fällen (z.B. Industriebetriebe aber auch im privaten Haushaltssektor) kann davon ausgegangen werden, dass die während der Versorgungsunterbrechung nicht gelieferte Energie zumindest teilweise nach der Wiederversorgung bezogen wird. Genaue Untersuchungen hierzu liegen nicht vor. Es ist davon auszugehen, dass zumindest ein Teil der Netzentgelte im Falle einer Versorgungsunterbrechung durch nicht gelieferte Energie verloren geht.

Weiterhin ist es schwer, den Imageschaden des Netzbetreibers im Falle von Ausfällen zu quantifizieren. Bis zum heutigen Tage wurden noch keine entsprechenden Untersuchungen veröffentlicht. Hier ist fraglich, ob die gesetzliche Trennung zwischen Erzeugung, Netzbetrieb und Handel (Unbundling) in der Bevölkerung wahrgenommen wird.[56] Es kann vermutet werden, dass im Falle kleiner Versorger, z.B. Stadtwerke, ein direkter Zusammenhang zwischen den einzelnen Bereichen gesehen wird. Ergänzend kommt hinzu, dass der Letztverbraucher keine Möglichkeit hat, den Netzbetreiber frei zu wählen. Kosten durch Imageschäden werden daher im Weiteren nicht berücksichtigt.

2.3.3 Abschätzung der Vorteilhaftigkeit von Investitionen in Mittelspannungsnetze

Die zur Investitionsbewertung notwendige Ableitung zukünftiger Ausfallkosten gelingt nur über die Annahme von Fehlerraten bzw. -erwartungen für Mittelspannungskabel. Diese Fehlerraten bzw. -erwartungen können jedoch nicht mit Bestimmtheit angegeben werden. Eine Schätzung ist mit Risiken verbunden. Die Aufgabe von Verteilnetzbetreibern besteht nach § 1 EnWG u.a. darin, geeignete Annahmen zu treffen und die zukünftigen Ausfallkosten auf dieser Basis zu minimieren.

Die Abschätzung der Vorteilhaftigkeit einer Investition ist zukunftsgerichtet und daher mit Unsicherheiten verschiedener Art verbunden. Ein Beispiel ist die Erschließung eines Industriegebietes. Oft ist nicht klar, ob und wann Verbraucher

[55] vgl. BGFE, BGV A3

[56] vgl. §§ 6 ff EnWG

angeschlossen werden und von welcher Art diese sind. Bezüglich der zukünftigen Entwicklung sind verschiedene Szenarien möglich, so dass von einer Risiko- bzw. Ungewissheitssituation gesprochen wird. Bei einer Risikosituation liegen subjektiv oder objektiv bestimmbare Eintrittswahrscheinlichkeiten vor. Sind keine Eintrittswahrscheinlichkeiten bekannt bzw. auf Basis von Erfahrungswerten abgeschätzbar, handelt es sich um eine Ungewissheitssituation.[57]

In Literatur und Praxis sind verschiedene Auffassungen des Risikobegriffs geläufig.[58] Im gegebenen Rahmen wird Risiko als Gefahr einer negativen Abweichung von einem Referenz- oder Erwartungswert verstanden. [59, 60] Referenzwerte sind allgemein übliche Werte, also Werte nach wahrscheinlichkeitstheoretischen Überlegungen oder auch von Dritten vorgegebene Werte.[61] Diese ergeben sich beispielsweise anhand historischer Fehlerstatistikdaten, beobachteter Ausfälle oder aber aus den Forderungen der Bundesnetzagentur. Werden die altersabhängigen Fehlerwahrscheinlichkeiten von Mittelspannungskabeln angewendet, können die resultierenden Ausfallwahrscheinlichkeiten in die Netzplanung einbezogen werden. Positive Abweichungen, i.A. als Chancen bezeichnet, spielen im gegebenen Rahmen keine Rolle und werden nicht betrachtet. Dies wird mit der Tatsache begründet, dass der ausfallfreie Betrieb als Normalfall angesehen wird. Von diesem kann nicht positiv abgewichen werden. Weitere Bezugspunkte für den Risikobegriff können neben Ausfallwahrscheinlichkeiten auch Zahlungsströme oder auch Vermögensgrößen sein. Der Zusammenhang wird in Abbildung 08 auf Seite 25 verdeutlicht.

In Bezug auf die hier betrachteten Mittelspannungskabel beziehen sich diese Unsicherheiten auf nicht beeinflussbare Umwelt- bzw. Umfeldbedingungen, wie den Feuchtegehalt der die Kabel umgebenden Erde, aber auch auf die Alterung. Diese zu Ausfällen führenden Faktoren sowie eventuell zwischen ihnen bestehende Abhängigkeiten sind nur unvollständig und teilweise gar nicht bekannt. Anhand bestehender Netzdaten wird in Abschnitt 4.3 sowie 4.4 versucht, die Unsicherheit bezüglich der Alterung zu quantifizieren, womit sie als Risiko bewertbar ist.[62] Durch Dritte verursachte Versorgungsunterbrechungen werden an dieser Stelle nicht betrachtet, da sie dem Verursacher direkt zuordenbar sind und üblicherweise von der Versicherung des Verursachers übernommen werden.

---

[57] Goetze,U., S. 343
[58] Bitz, M., S. 642 ff
[59] Daldrup, A., S. 2
[60] Büschgen, H. E., S. 865 f
[61] Ohler, A., Unser, M., S. 20
[62] analog Diruf, G., S. 822 ff.

Nach Ermittlung von Eintrittswahrscheinlichkeiten für einen definierten Fall, konkret für den alterungsbedingten Ausfall von Mittelspannungskabeln, ist das Risiko eines solchen Ausfalls bekannt. Anhand der Eintrittswahrscheinlichkeiten kann auf der Basis entscheidungstheoretischer Grundlagen eine Entscheidung getroffen werden.

Gegenstand der Entscheidungstheorie ist die Analyse der Konsequenzen von Entscheidungen durch die Formulierung stochastischer Modelle. Mit Hilfe der Entscheidungstheorie wird mittels eines Entscheidungsmodells anhand empirischer oder normativer Kriterien versucht, die im jeweiligen Kontext günstigste Handlungsalternative aus einer Vielzahl möglicher Alternativen zu identifizieren. Es ist unter Berücksichtigung der vorherrschenden (teilweisen/vollständigen) Ungewissheit bzw. des vorhandenen Risikos bezüglich des Ergebniseintritts die objektiv günstigste Alternative auszuwählen. [63]

Für die Bestimmung der objektiv günstigsten Alternative ist zwischen Entscheidungsprinzipien (auch Entscheidungsregeln) und Entscheidungskriterien zu unterscheiden. Eine Charakterisierung ist in Tabelle 03 vorgenommen.[64, 65]

Entscheidungsprinzipien	Entscheidungskriterien
• bieten keine Optimallösung • schränken Willkür in der Auswahl optimaler Aktionen ein	• jedem Problem ist eine optimale Aktion zuordenbar

Tabelle 03 - Charakterisierung der Entscheidungsfindung

Grundlage für das Treffen einer Entscheidung ist die Kenntnis der als relevant betrachteten Umweltzustände und der Ergebnisse, zu denen die einzelnen Handlungsalternativen führen. Diesen Ergebnissen sind Präferenzen zuzuordnen. Verfolgt wird das Ziel, aus der Präferenzstruktur des Ergebnisbereiches auf die Präferenzstruktur des Aktionsbereiches zu schließen. Dies ist eine der Kernaufgaben der Netzplanung. Nachfolgend wird ein mögliches Vorgehen zur Abschätzung der Vorteilhaftigkeit vorgestellt. Eine Übersicht über die gängigen Verfahren der Entscheidungstheorie ist in Anhang 10.10 bis 10.12 dargestellt.

Die Vorteilhaftigkeit einer Investition in ein Mittelspannungsnetz kann durch verschiedene Faktoren beschrieben werden. Hierzu gehören die höheren realisierbaren Einnahmen aufgrund einer für den Verteilnetzbetreiber erhöhten Erlösobergrenze sowie die Kosten, die durch die Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit ver-

[63] Perridon, L., Steiner, M., S. 99 ff
[64] Schneeweiß, H., S. 17 f.
[65] Götze, U., S. 345

mieden werden (wie z.B. Fehlerbeseitigungskosten).[66] Auch der noch nicht festgelegte Qualitätsfaktor (nachfolgend Q-Faktor) ändert sich und wirkt sich auf die festgelegten Erlösobergrenzen aus (siehe Abschnitt 2.3.2).[67] Eine Beurteilung anhand der erwarteten Zuverlässigkeitskennzahlen ist somit möglich (vgl. Abschnitt 2.6 „Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit"). Im Folgenden wird versucht, das Vorgehen zur Abschätzung der Vorteilhaftigkeit einer Investition bei einem Verteilnetzbetreiber zusammenzufassen. Die bei Versorgungsunterbrechungen zu erwartenden Kosten wurden bereits in Abschnitt 2.3.2 schematisch dargestellt (siehe Abbildung 07). Durch eine Gegenüberstellung von Kosten, den über die Ausfallwahrscheinlichkeit implizit enthaltenen vermiedenen Kosten sowie den realisierbaren Einnahmen wird ein Vergleich der Vorteilhaftigkeit möglich. Dies wird in Abbildung 08 dargestellt.

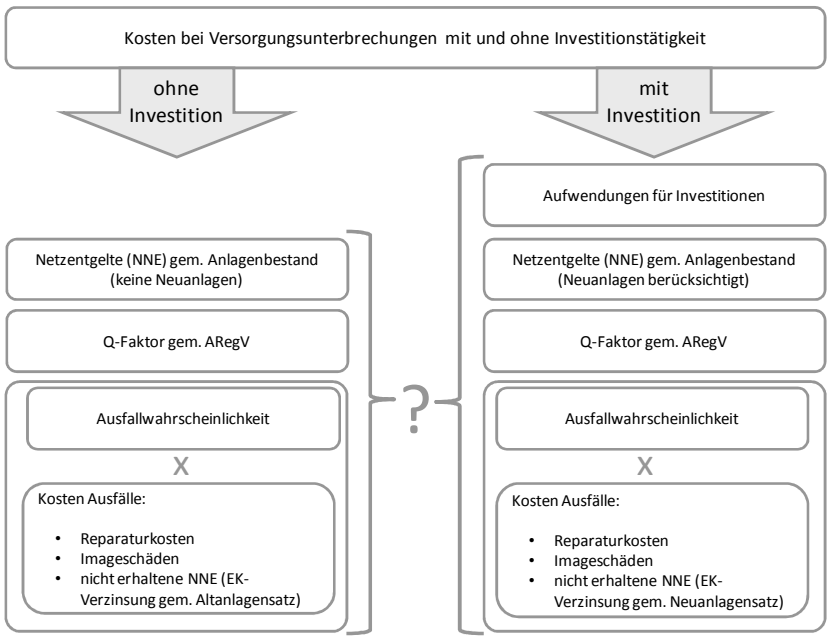


Abbildung 08 - Bewertungsschema von Investitionen

Im Falle von Investitionen bzw. bei einem Verzicht auf Investitionen ergibt sich hiernach eine Differenz zwischen der realisierbaren Erlösobergrenze und den real erreichten Erlösen sowie den erwarteten Ausfallkosten. Eine umfassende Betrachtung würde auch weitere Einflussfaktoren, wie z.B. Steuern, beinhalten. Da diese im vorliegenden Fall als nicht beeinflussbare Kosten bereits in den Vorgaben zur Berechnung der Netzentgelte enthalten sind, wird hierauf nicht mehr eingegangen.[68] Eine Systematisierung für den Umgang mit Steuern im Rahmen der Investitionsbewertung findet sich in VWEW, S. 37 ff, sowie, allgemeiner gehalten, in Götze, U., S. 130ff.

Es ist zu beachten, dass die durch den Erlöspfad gegebenen Netzentgelte Beiträge für alle in der jeweiligen Spannungsebene vorhandenen Betriebsmittel enthalten.[69]

[66] vgl. § 25 ARegV
[67] vgl. §§ 18 - 21 ARegV
[68] vgl. § 11 Abs. 2 ARegV
[69] vgl. Anlage 3 (zu § 14 Abs. 3), Abs. 5 StromNEV

Somit entfällt im Falle einer Versorgungsunterbrechung ein Teil des Deckungsbeitrages für jedes vorhandene Betriebsmittel. Wie in Abschnitt 2.4.1 dargestellt, spielt es keine Rolle, welches Betriebsmittel innerhalb eines Schutzbereiches ausfällt. Daher werden die nicht eingenommenen Netzentgelte vereinfachend dem fehlerhaften Betriebsmittel zugerechnet.

Nach der Ermittlung zukünftiger Fehlerbeseitigungs- und Ausfallkosten kann die Vorteilhaftigkeits-beurteilung der Investition anhand statischer Methoden, wie der Rentabilitätsvergleichsrechnung, oder dynamischer Methoden, wie der Kapitalwertmethode, vorgenommen werden.[70, 71]

2.3.4 Risikomaße

Aufbauend auf der in Abschnitt 2.3.3 getroffenen Definition wird nachfolgend ein Überblick über Risikomaße gegeben. Unter Risikomaßen werden statistische Maße verstanden, die ein Erfassen und Bewerten von Risikopositionen ermöglichen. Die Quantifizierung erfolgt mit Hilfe geeigneter Dichte- bzw. Verteilungsfunktionen und basiert in der Regel auf historischen Daten. Bei der Quantifizierung ist zwischen der Häufigkeit der einzelnen Ereignisse und deren jeweiligen Auswirkungen zu unterscheiden. Die Darstellung erfolgt entweder durch zwei getrennte Verteilungsfunktionen oder durch eine kombinierte, die jeweils für eine Periode aufgestellt wird. Die getrennte Darstellung kann periodenübergreifend sein. Es erfolgt eine Unterscheidung in lageabhängige und lageunabhängige Risikomaße. Zu Letzteren gehört z.B. die Standardabweichung. Ergänzend wird in zweiseitige Risikomaße, welche die gesamte Verteilungsfunktion berücksichtigen, sowie in Downside-Risikomaße differenziert. Letzere betrachten die Verteilungsfunktion ab einer bestimmten Schranke einseitig zum Negativen hin.[72] Mögliche Risikomaße sind:

- Standardabweichung
- Value at Risk
- Eigenkapitalbedarf
- Lower-Partial-Moments
- Conditional Value at Risk
- Operational Value at Risk

[70] Götze, U., S. 49 ff sowie S. 66 ff

[71] Perridon, L., Steiner, M., S. 39 ff sowie S. 58 ff

[72] Völker, J. S. 46

Für die detaillierte Beschreibung der Möglichkeiten wird auf die entsprechende Fachliteratur verwiesen.[73] Im Folgenden wird lediglich das Konzept des Value at Risk als Variante vorgestellt.

Der Value at Risk gibt an, welchen Wert der Verlust einer im Unternehmen definierten Risikoposition hat (Schadenshöhe), der auf Basis einer definierten Wahrscheinlichkeit innerhalb eines festgelegten Zeitraums nicht überschritten wird.[74] Er beschreibt das Quantil der erwarteten Verteilung der Wertänderungen von Risikopositionen. Ein Beispiel sind die durch alterungsbedingte Betriebsmittelausfälle entstehenden Ausfallkosten (K_A) (siehe Abbildung 07).

Die Berechnung des Value at Risk erfolgt zu einem gegebenen Konfidenzniveau. Beim Value at Risk handelt es sich um ein Downside-Risikomaß dessen Vorteil vor allem darin besteht, verschiedene Risikoarten zu einer Risikokennzahl zusammenzufassen. Zur sinnvollen Anwendung sind nach Möglichkeit die nachfolgend genannten Voraussetzungen zu erfüllen. Hierzu gehören:

- Zerlegbarkeit der Risiken in Einzelkategorien
- Zuordenbarkeit von Eintrittswahrscheinlichkeiten zu den Kategorien
- Abhängigkeiten zwischen den einzelnen Risiken müssen bekannt sein
- das Risiko sollte im Zeitverlauf stabil bzw. prognostizierbar sein
- es muss eine ausreichende Datenbasis vorhanden sein

Für die Berechnung gibt es verschiedene Ansätze. Sie kann analytisch vorgenommen werden oder im Rahmen von Simulationen.[75] Basis für das analytische Vorgehen sind bekannte Zusammenhänge zwischen den einzelnen Variablen. Im Rahmen der Simulation werden mögliche Zustandsentwicklungen betrachtet, welche den Ausgangspunkt für die weiterführende Berechnung bilden. Oftmals werden für beide Ansätze historische Daten als Grundlage verwendet. Als weitere Simulationsmöglichkeit ist die Berechnung mittels Monte-Carlo-Simulation möglich. Sie bietet den Vorteil, nicht auf Vergangenheitsdaten zu beruhen. Der analytische und der Simulationsansatz unterscheiden sich durch zwei wesentliche Punkte voneinander. Dies sind zum einen die Modellierung der Risikofaktorentwicklung und zum anderen die Sensibilität des Portfolios bzw. der Risikoposition.

[73] Völker, J. S. 46 ff

[74] Balduin, A. von, S. 41

[75] Eisele, W., Knobloch, A.P., 160f

Als Kritikpunkt wird vorrangig die fehlende Möglichkeit der Bestimmung des Maximalverlustes angeführt. Ein weiterer Nachteil ist die fehlende Subadditivität.[76]

2.4 Struktur von Mittelspannungsnetzen

Nachdem in den vorherigen Abschnitten kurz auf die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen eingegangen wurde, erfolgt in diesem Abschnitt eine kurze Charakterisierung von Mittelspannungsnetzen.

In Anlehnung an Kaufmann wird als Netz die Gesamtheit aller galvanisch miteinander verbundenen Anlagenteile innerhalb einer Spannungsebene verstanden.[77] Diese Spannungsebene ist im konkreten Fall die Mittelspannung. Mittelspannungsnetze dienen der Weiterverteilung elektrischer Energie und versorgen Ortsnetzstationen zur Einspeisung in Niederspannungsnetze sowie in gewerbliche bzw. industrielle Kundenanlagen. Eine konsequente Anwendung des (n-1)-Kriteriums findet in dieser Spannungsebene nicht statt.[78, 79]

2.4.1 Systematisierung der Netzelemente

Im Folgenden wird ein Überblick über die für die Untersuchung relevanten Betriebsmittel in der Mittelspannung gegeben. Die Systematik ist auf alle Spannungsebenen übertragbar.

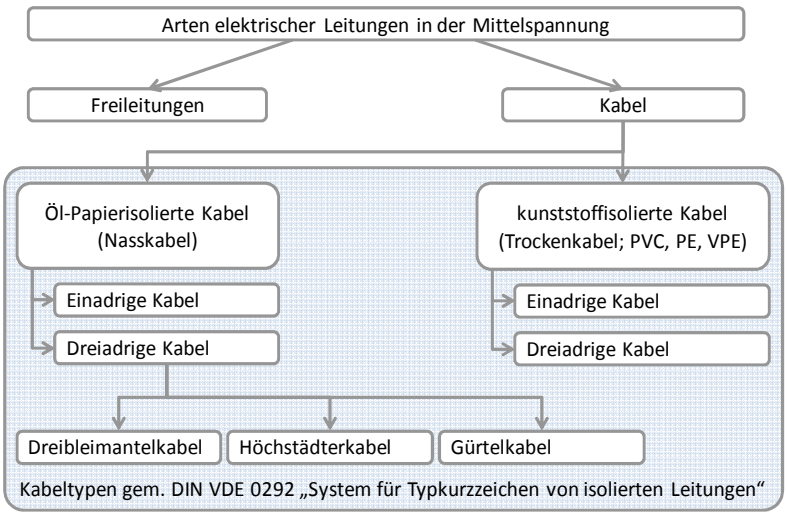


Abbildung 09 - Arten elektrischer Leitungen in der Mittelspannung

Die hier vorrangig betrachteten Mittelspannungskabel bzw. -freileitungen dienen der Fortleitung elektrischer Energie und lassen sich, wie in Abbildung 09 gezeigt, systematisieren. Prinzipiell erfolgt eine Unterscheidung der Bauart der Leitung und der jeweils verbundenen Knoten. Diese Knoten stellen Leitungsendpunkte dar und können unterschiedlich ausgeführt

[76] Acerbi, C., Tasche, D., S. 380f
[77] Kaufmann, W., S. 1./5
[78] Kaufmann, W., S. 3./5
[79] Nagel, H., S. 29

sein. Zur Differenzierung der Zusammensetzung der Leitungen wird die folgende Terminologie genutzt:

- Leitungsstrecke: Eine Leitungsstrecke verbindet zwei Knoten miteinander. Sie kann aus mehreren Leitungsstreckenabschnitten bestehen.
- Leitungsstreckenabschnitt: Ein Leitungsstreckenabschnitt ist ein durchgehendes, homogenes Leitungsstück.

In Abbildung 10 ist diese Differenzierung noch einmal graphisch dargestellt. Leitungsart und Querschnitt sowie das verwendete Leitungsmaterial können innerhalb einer Leitungsstrecke variieren. Die Unterteilung von Leitungsstrecken in die vorhandenen Leitungsstreckenabschnitte ist für die Modellierung des Mittelspannungsnetzes sowie für die Ermittlung der Ausfallwahrscheinlichkeit notwendig. Leitungsstreckenabschnitte stellen das jeweilige Investitionsobjekt dar. Zur Betrachtung sind die relevanten Merkmale von Leitungsstreckenabschnitten zu klassifizieren:

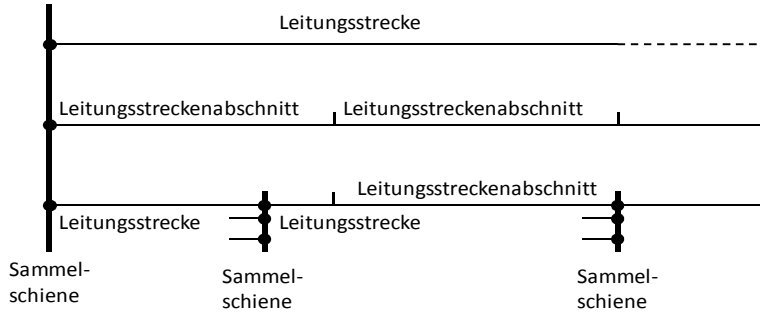


Abbildung 10 - Differenzierung Leitungsstrecke und Leitungsstreckenabschnitt

- Leitungsart: Wie vorab beschrieben sind Leitungen in Kabel- und Freileitungen zu unterscheiden. Die wichtigsten Bestimmungen für Mittelspannungskabel sind:
  - DIN VDE 0276-621 Starkstromkabel – Teil 621: Energieverteilungskabel mit getränkter Papierisolierung für Mittelspannung
  - DIN VDE 0265 Kabel mit Kunststoffisolierung und Bleimantel für Starkstromanlagen
  - DIN VDE 0276-620 Starkstromkabel – Teil 620: Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen 3,6/6 (7,2) kV bis 20, 8/36 (42) kV
  - DIN VDE 0289 Begriffe für Starkstromkabel und isolierte Starkstromleitungen (Teile 1 bis 8)
  - DIN VDE 0298 Verwendung von Kabeln und isolierten Leitungen für Starkstromanlagen (Teile 1 bis 4)

Für die Betrachtung von Kabelleitungen ist eine Differenzierung sinnvoll. Diese wird nach dem verwendeten Isolierstoff vorgenommen. Vorrangig verwendet werden:

- Öl-Papier isolierte Kabel, im Folgenden als Öl-Papier-Kabel bezeichnet
- Polyvinylchloridisolierte Kabel, im Folgenden als PVC-Kabel bezeichnet
- Polyäthylenisolierte Kabel, im Folgenden als PE-Kabel bezeichnet
- Kabel, die mit vernetztem Polyäthylen isoliert sind, im Folgenden als VPE-Kabel bezeichnet.

- Leitungstyp: Die unter Punkt 1 genannten Leitungsarten lassen sich weiter differenzieren. Aufbau und Zusammensetzung des Betriebsmittels ist aus seinem Typkurzzeichen zu erkennen. Die Typkurzzeichen können nach nationalen, länderweise differierendem oder nach international harmonisiertem Bezeichnungsstandard aufgebaut sein. Obwohl in jüngerer Zeit den internationalen Typkurzzeichen der Vorrang gegeben wird, wird im Weiteren, soweit notwendig, auf nationale Typkurzzeichen nach DIN VDE 0292/DIN VDE 0276 zurückgegriffen. Eine Übersicht über die Systematik der Typkurzzeichen findet sich in Anhang 10.6. Innerhalb des Typkurzzeichens ist unter anderem der Isolierstoff angegeben, der ein Differenzierungsmerkmal von Leitungsstreckenabschnitten ist. Ergänzend gibt das Typkurzzeichen Aufschluss über weitere Kabeldaten, z.B. über den Querschnitt oder die Nennspannung. Anhand der Leitungsstreckenabschnitte lassen sich weitere Betriebsmitteldaten zuordnen. Hierzu gehören:

  - Inbetriebnahmejahr
  - Leitungsstrecken-Abschnittslänge
  - Leitungsstrecken-Abschnittsbelastung
  - Restbuchwert

Neben den Leitungen sind Netzknoten als begrenzende Elemente von Bedeutung. Ein Netzknoten stellt den Anfangs- oder Endpunkt mindestens eines Leitungsabschnitts oder Leitungsteilabschnitts dar. Er kann gemäß Abbildung 10 verschiedene Funktionen haben.

- Als Netzknoten werden Umspannwerke, Stützpunktstationen, Ortsnetztationen mit Transformator zur Einspeisung in die Niederspannung (mit und ohne Lasttrennschalter, im Weiteren als Ortsnetzstationen bezeichnet) sowie (Ortsnetz)Stationen mit Schutzfunktion (mit Leistungsschalteranlage und

Fehlererkennung (Stationen mit Schutzfunktion) sowie gegebenenfalls mit Transformator zur Versorgung der Niederspannung (Ortsnetzstationen mit Schutzfunktion)) bezeichnet.

- Netzknoten können weiterhin schaltbare Knoten ohne Transformator zur Versorgung der Niederspannung und ohne Schutzfunktion sein. Beispiele sind Stationen mit Lasttrennschaltanlage sowie Mast-Lasttrennschalter bzw. Masttrenner.
- Zuletzt sind auch T-Muffen bzw. T-Verteilungen, Kabelendverschlüsse sowie die nur in den Geoinformations- und Netzberechnungssystemen vorhandenen Hilfsknoten als Netzknoten zu betrachten. Hilfsknoten sind demnach Übergänge zwischen Kabel und Freileitung, Verbindungsmuffen sowie Übergangsmuffen zwischen zwei verschiedenen Kabeltypen.

Netzknoten können weitere, im Kontext nicht relevante Ausstattungsmerkmale besitzen. Hierzu gehören, neben der Ausstattung mit Schaltgeräten, die Ausstattung mit Fernwirktechnik und Umschaltautomatik, sowie die Ausstattung mit Zählern. Ein Überblick über die verwendete Notation wird in Abbildung 69 (Anhang 10.8 Seite 199) gegeben.

Ein Mittelspannungsnetz kann anhand des installierten Schutzes in Schutzbereiche unterteilt werden. Unter Schutzbereiche werden nachfolgend Bereiche verstanden, die innerhalb des Netzes galvanisch miteinander verbunden sind (siehe farbige Bereiche in Abbildung 11 auf Seite 32, die ein beispielhaft in einer Simulationssoftware modelliertes Mittelspannungsnetz zeigt). Die Abgrenzung des jeweiligen Bereiches erfolgt durch den Schutz in der Umspannwerksschaltzelle des abgehenden Kabels bzw. der abgehenden Freileitung, durch Schwerpunktstationen, durch Stationen mit Schutzfunktion sowie durch offen betriebene Trennstellen oder durch das Ende von Stichleitungen.

Ein Schutzbereich ist demnach ein Bereich, der beim Auftreten eines den Schutz auslösenden Fehlers durch die Schutztechnik vom Netz getrennt wird. Hierbei besteht zur Fehlerabschaltung kein weiterer Bedarf an Schalthandlungen. Jeder den Schutz im Umspannwerk auslösende Fehler wirkt sich auf den gesamten Schutzbereich aus. Schutzeinteilungen erfolgen grundsätzlich differenziert in Leitungs- und Transformatorschutz, wobei letzterer als Kurzschluss- und Überlastungsschutz dem Schutz des Transformators dient und daher im Weiteren keine Bedeutung für das Mittelspannungsnetz hat. [80]

[80] Pistora, G., S. 491

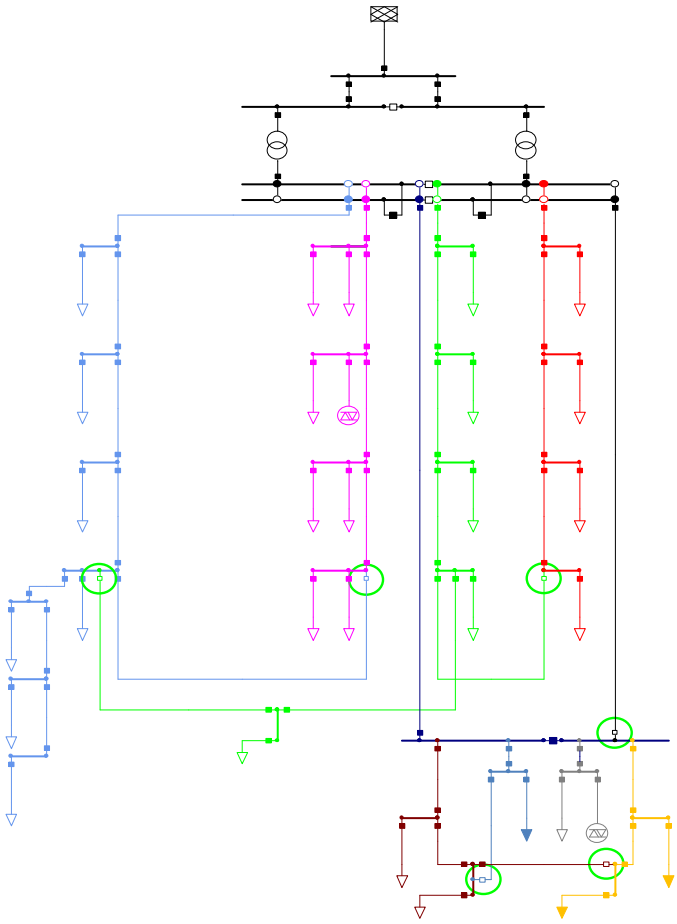


Abbildung 11 - Schutzbereiche im Beispielnetz
(modelliert mit DigSILENT PowerFactory)

- speisendes (vorgelagertes) Netz
- HS/MS Transformator
- Ortsnetzstation zur Versorgung der Niederspannung
- dezentraler Einspeiser
- im Normalschaltzustand offene Trennstelle
- im Normalschaltzustand geschlossene Trennstelle

Der Leitungsschutz in Mittelspannungsnetzen wird abhängig von der Netzform (siehe 2.4.1) sowie der Sternpunktbehandlung gewählt. In der Mittelspannung werden vorrangig Distanz- oder UMZ-Schutz und deren Kombinationen verwendet.[81,82,83] Zusätzlich können Schutzgeräte in Kombination mit automatischer Wiedereinschaltung (AWE) eingesetzt werden. Der Einsatz dieser Geräte kann bei erfolgreicher Wiedereinschaltung die Anzahl meldepflichtiger Versorgungsunterbrechungen verringern.

Zu erwähnen ist, dass Distanzschutzeinrichtungen zur Vermeidung von Fehlern am Ende der ersten Staffelstufe lediglich auf eine Streckenlänge von 85 % - 95 % eingestellt werden. Dies gewährleistet die Selektivität des Schutzes. Zur Vereinfachung wird davon ausgegangen, dass Schutzbereiche genau an einem Umspannwerk, an einer Schwerpunktstation oder an einer Station mit Schutzfunktion beginnen und an einem Uspannwerk, einer Schwerpunktstation bzw. einer Station mit Schutzfunktion (Betrieb als im Normalschaltzustand geschlossener Ring), einer im Normalschaltzustand offenen Trennstelle oder einem Stichende enden.

Um einem Versagen von Schutzgeräten vorzubeugen, ist jedem Schutzgerät ein Reserveschutz zugeordnet. Da von einem ordnungsgemäßen Arbeiten der Schutzgeräte ausgegangen wird, werden die Reserveschutzbereiche nicht betrachtet.

[81] Hubensteiner, H. S. 75 ff
[82] Flosdorff, R., Hilgarth, G., S. 183ff
[83] Herrmann, H.-J., S. 215 ff

2.4.2 Strukturen von Mittelspannungsnetzen

Leitungsnetze lassen sich grundsätzlich in die Netzarten Freileitungsnetze, Kabelnetze und gemischt aufgebaute Netze einteilen.[84] Die Struktur von Mittelspannungsnetzen richtet sich aus wirtschaftlichen und versorgungstechnischen Gründen nach der jeweiligen Versorgungsaufgabe. Demnach werden in Versorgungsgebieten mit unterschiedlicher Lastdichte (MW/km) entsprechend differenzierte Netzstrukturen aufgebaut. In Abhängigkeit von der geforderten Versorgungssicherheit, erfolgt die Speisung der Letztverbraucher über zum Teil mehrere Leitungen, die entweder aus einer gemeinsamen Speisestelle oder aus verschiedenen, unabhängigen Speisestellen versorgt werden. Entsprechend lassen sich grundsätzlich zwei Netzstrukturen unterscheiden: vermaschte und unvermaschte Netze, wobei die einzige unvermaschte Netzform das Strahlennetz ist. Zu den vermaschten Netzen gehören Ring- und Maschennetze.[85]

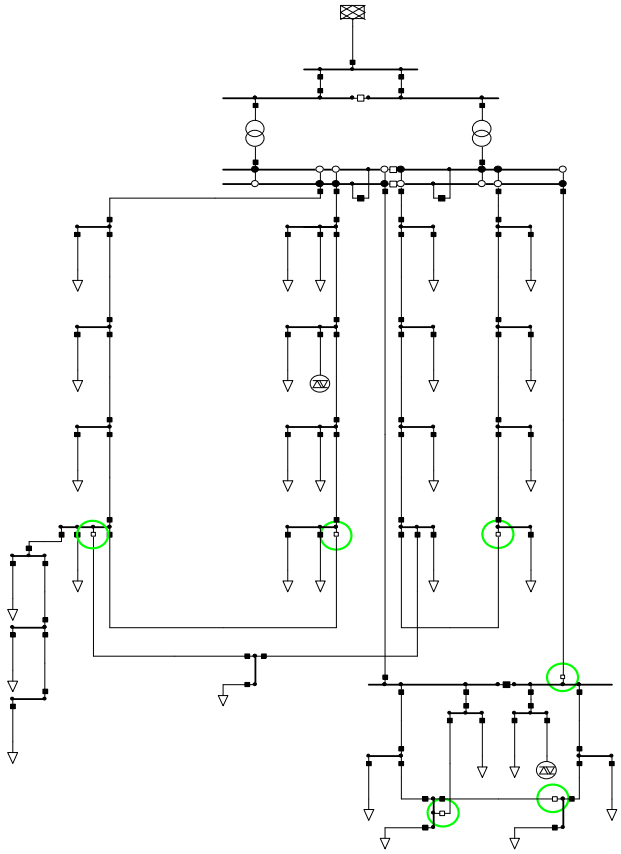


Abbildung 12 - Beispielnetz mit Ring- und Stichstrukturen
(modelliert mit DigSILENT PowerFactory)

speisendes (vorgelagertes) Netz
HS/MS Transformator
Ortsnetzstation zur Versorgung der Niederspannung
dezentraler Einspeiser
im Normalschaltzustand offene Trennstelle
im Normalschaltzustand geschlossene Trennstelle

Abbildung 12 zeigt das aus Abbildung 11 bekannte Mittelspannungsnetz, welches von zwei Transformatoren gespeist wird und das eine Stützpunktstation versorgt. Dargestellt sind verschiedene Lastpunkte (Ortsnetzstationen) sowie zwei dezentrale Einspeiser. Die im Normalschaltzustand offen betriebenen Trennstellen sind farblich gekennzeichnet. Das Netz zeigt einen für die Mittelspannung üblichen Netzaufbau ohne Strangverbindungen in ein anderes Umspannwerk. Auf die in Abbildung 12 enthaltenen Netzstrukturen wird im Folgenden genauer eingegangen.

Die einfachste Netzform ist das Strahlennetz. Es verfügt über eine Einspeisung. Die einzelnen Leitungsstränge

[84] Phillipow, E., S. 157 f.
[85] Schmidt, F., Hempel, K., S. 21

gehen vom Einspeisepunkt strahlenförmig aus und versorgen der Reihe nach mehrere Ortsnetzstationen. Diese Netzstruktur findet sich vor allem in strukturschwachen Gebieten oder in langgestreckten Tälern. Strahlennetze können kostengünstig errichtet werden. Problematisch sind bei dieser Netzform vor allem der Spannungsabfall, die geringe Versorgungssicherheit sowie die Verluste. Die Wiederversorgung der Kunden zwischen einer Fehlerstelle und dem Ende des Strahls ist erst nach der Reparatur der Fehlerstelle möglich. Weiterhin kann es, abhängig von den jeweiligen Letztverbrauchern, zu Spannungsschwankungen kommen. Vorteilhaft sind eine einfache Netzberechnung sowie der einfach zu gestaltende Netzschutz. Abbildung 64 in Anhang 10.5.1 zeigt dies beispielhaft.

Ringnetze sind dadurch gekennzeichnet, dass die Leitung am Ringende wieder an den Einspeisepunkt zurückgeführt wird. Es ist zwischen einem Betrieb mit einer im Normalschaltzustand geöffneter oder geschlossener Trennstelle zu unterscheiden. Bei Betrieb mit im Normalschaltzustand geschlossener Trennstelle werden die im Ring vorhandenen Ortsnetzstationen zweiseitig gespeist. Ist die Trennstelle im Normalschaltzustand geöffnet, entstehen zwei Halbringe, die analog einem Strahlennetz funktionieren. Vorteile von Ringnetzen sind niedrige Leitungsverluste, ein einfacher Netzschutz sowie eine im Vergleich zu vermaschten Netzen einfache Netzberechnung. Vorteile ergeben sich weiterhin bei der Behandlung von Fehlern. Sofern die vorhandenen Ortsnetzstationen mit Lasttrennschaltern ausgestattet sind, kann eine fehlerbehaftete Leitungsstrecke herausgeschaltet werden. Im Fehlerfall erfolgt also eine Verlegung der Trennstelle auf das ausgefallene Betriebsmittel bzw. die Umschaltung eines Betriebes mit im Normalschaltzustand geschlossener Trennstelle auf einen Betrieb mit offener Trennstelle. Im Mittelspannungsbereich sind Ringnetze aufgrund der Wirtschaftlichkeit und der Versorgungssicherheit die bevorzugte Netzform. Ein Beispiel ist in Abbildung 66 gegeben. Eine Sonderform der Ringnetze sind Strangnetze. Strangnetze haben wie Ringnetze zwei Einspeisungen. Diese befinden sich jedoch in unterschiedlichen Umspannwerken (Abbildung 65).[86]

Kennzeichnend für vermaschte Netze sind eine gute Spannungskonstanz sowie eine hohe Versorgungszuverlässigkeit. Ein vermaschtes Netz besteht aus einer Vielzahl von Ring- und Strangnetzen, die durch Querverbindungen miteinander verbunden sind. Diese Querverbindungen können sowohl im Normalschaltzustand offen als auch geschlossen betrieben werden. Oftmals erfolgt die Einspeisung in solche Netze von mehreren Punkten aus. Den Vorteilen stehen teilweise erhebliche

[86] Bochanky, L., S. 151 f

Aufwendungen für den Netzschutz gegenüber. Ein Beispiel ist in Abbildung 67 in Anhang 10.5.4 gegeben.

Weitere Netzformen sind Ringnetze mit Querverbindungen, Reservekabelnetze sowie Stützpunktnetze.[87] Stützpunktstationen, wie im unteren Bereich von Abbildung 12 dargestellt, dienen der Erhöhung der Selektivität und somit der Versorgungszuverlässigkeit. In ihnen ist im Gegensatz zu Ortsnetzstationen kein Transformator und keine niederspannungsseitige Sammelschiene verbaut. Oftmals beinhalten sie Leistungsschalteranlagen, Schutztechnik sowie Fernwirktechnik und können in vielen Fällen von verschiedenen Umspannwerken versorgt werden (Stützpunktnetze).

In der Realität ist aufgrund des historischen Wachstums oft eine Kombination der vorgestellten Netzformen bzw. eine hohe Anzahl verschiedener Netzformen innerhalb eines Mittelspannungsnetzes anzutreffen. Mittelspannungsnetze stellen somit hochgradig komplexe Gebilde dar. Die bei Modellnetzen oftmals unterstellten Kriterien, wie gleichmäßige Flächenlast oder regelmäßig angeordnete, gleichmäßig belastete Ortsnetzstationen sowie eine optimale Trassenführung, sind in der Realität oft nicht erfüllt bzw. erfüllbar. Um die Übertragbarkeit der Ergebnisse zu wahren, wird im Weiteren auf Modellnetzanalysen verzichtet.[88]

2.4.3 Sternpunktbehandlung

Die Art Sternpunktbehandlung von Mittelspannungsnetzen ist für deren wirtschaftlichen und sicheren Betrieb von Bedeutung. Dies gilt insbesondere mit Blick auf den Schutz von Menschen und Anlagen. Der Sternpunkt entsteht durch das Zusammenschalten der Außenleiterstränge eines Drehstromsystems (siehe Abbildung 13). Sofern kein Fehlerfall vorliegt, ist es im symmetrisch aufgebauten und gespeisten Drehstromsystem irrelevant, wie der Sternpunkt behandelt ist. Die Strangspannungen heben sich im symmetrischen System genau wie die Strangströme zu Null auf. Die Sternpunktbehandlung erhält ihre Bedeutung beim Eintritt eines Fehlers. Der häufigste Fehler in Mittelspannungsnet-

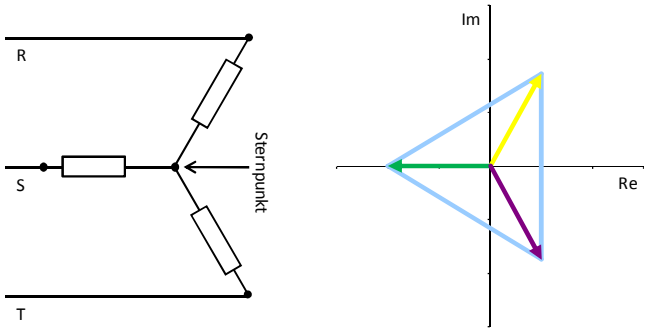


Abbildung 13 - Sternpunkt eines Dreiphasensystems und Zeigerdiagramm

[87] Kaufmann, W., 1995 S. 3./4 ff

[88] Hetzel, S., Schufft, W. [2]

zen ist der einpolige Erdschluss, dessen Auswirkungen bei unterschiedlicher Sternpunktbehandlung nachfolgend kurz dargestellt werden.

In der DIN VDE 0111 wird in Netze mit wirksam geerdetem und mit nicht wirksam geerdetem Sternpunkt unterschieden. Die Beschreibung erfolgt gemäß Gleichung (1) über den Erdfehlerfaktor δ.

$$\delta = \varepsilon \times \sqrt{3} = \frac{U_{LE\,max}}{U/\sqrt{3}} \text{; mit } \varepsilon = \frac{U_{LE\,max}}{U} \qquad \textbf{(1)}$$

$U_{LE\,max}$ = höchster Wert der betriebsfrequenten Außenleiter-Erd-Spannung (Strangspannung) der fehlerfreien Leiter an der Fehlerstelle bei Kurzschluss mit Erdberührung
U = Außenleiterspannung vor Fehlereintritt

Ein wirksam geerdeter Sternpunkt liegt vor, wenn $\delta \leq 1{,}4$ ist.[89] Durch die Sternpunkterdung wirken sich unsymmetrische Fehler auf die resultierende Nullimpedanz des Netzes aus. Somit werden die Höhe des Kurzschlussstromes, die betriebsfrequenten Spannungserhöhungen und die transienten Überspannungen bei Erdschlusseintritt, Erdschlusslöschung sowie Erdschlussabschaltung beeinflusst.[90] Da die Sternpunktbehandlung auch Auswirkungen auf das Verhalten der Schutzbereiche im Fehlerfall hat, werden die verwendeten Verfahrensweisen nachfolgend kurz dargestellt. Eine erweiterte Übersicht über das jeweilige Verhalten beim einpoligen Erdschluss gibt Anhang 10.9.

Netze mit wirksamer (niederohmiger) Sternpunkterdung (NOSPE) liegen nach DIN VDE 0141 dann vor, wenn der Sternpunkt direkt oder über eine kleine Impedanz geerdet ist. Diese ist so gewählt, dass ein Erdschluss vom Netzschutz sicher erfasst und abgeschaltet wird. Beim Erdschluss ist die betriebsfrequente Leiter-Erde-Spannung der gesunden Leiter abhängig von der Größe der Erdungsimpedanz. Die Spannungserhöhung ist im Vergleich zu Netzen mit isolierten Sternpunkten sowie mit Erdschlusskompensation vermindert und es kommt zu keiner dauerhaften Spannungsüberhöhung.[91]

Ein Netz mit Erdschlusslöschung bzw. Erdschlusskompensation liegt vor, wenn der Sternpunkt eines oder mehrerer Transformatoren bzw. Sternpunktbilder über Erdschlusspulen so geerdet ist, dass der auftretende kapazitive Erdschlussstrom mit einem entsprechenden induktiven Strom überlagert wird. Im Ergebnis des Löschvorganges wird der Strom an der Fehlerstelle auf einen reinen Wirkstrom begrenzt und ist nahezu Null. Dadurch werden Lichtbogenerdschlüsse selbständig zum Er-

[89] Schwab, A. J., S. 518
[90] Schwab, A. J., S. 509 ff
[91] Philippow, E., S. 167

löschen gebracht. Durch die Sternpunktimpedanz kann der Erdkurzschlussstrom so eingestellt werden, dass er zum einen vom Netzschutz sicher erfasst wird und zum anderen keine unzulässigen Beanspruchungen, Beeinflussungen oder Schrittspannungen an der Fehlerstelle hervorruft.[92] Der Grenzwert des Erdschlussreststromes ist der VDE 0228 zu entnehmen. Die Spannung der fehlerfreien Leiter nimmt maximal den Betrag der Außenleiterspannung an.[93]

Netze mit isoliertem oder freiem Sternpunkt liegen vor, wenn die Sternpunkte der Transformatoren betriebsmäßig nicht an eine Erdungsanlage angeschlossen sind. Wie in Gleichung (2) zu erkennen, steigt der Erdschlussstrom mit den Erdkapazitäten und mit der Spannung proportional an. Daher wird diese Art der Sternpunktbehandlung vorrangig in räumlich begrenzten Netzen, wie z.B. in Industrienetzen, angewendet.

$$I_{CE} = \sqrt{3} \times \omega \times C_E \times U \text{ mit} \qquad (2)$$

C_E = Erdkapazitäten der Leitungen
U = Außenleiterspannung vor Fehlereintritt
ω = Kreisfrequenz

Für die Ermittlung der erwarteten Versorgungszuverlässigkeit ist hierbei relevant, dass bei Mittelspannungsnetzen mit wirksam geerdetem Sternpunkt im Fehlerfall der gesamte Schutzbereich ausfällt. Die Wiederversorgung erfolgt erst nach dem Freischalten der Fehlerstelle. Bei Mittelspannungsnetzen mit nicht wirksam geerdeten Sternpunkt z.B. bei Netzen mit isoliertem Sternpunkt oder Erdschlusskompensation, kann das Netz im Fehlerfall weiterbetrieben werden. Dies stellt einen Vorteil für die Zuverlässigkeit dar. Gleichzeitig ist jedoch die Eingrenzung des Fehlers schwieriger. Zudem werden die Betriebsmittel im Fehlerfall durch eine lange Fehlereinwirkung höher belastet und neigen im Zweifel zu Folgefehlern.[94] Zum Freischalten des Fehlers wird auch hier der gesamte Schutzbereich abgeschaltet. Anschließend erfolgen manuelle Umschaltungen zur Wiederversorgung.

Weiterführend wird davon ausgegangen, dass bei einem Fehler der gesamte Schutzbereich durch den installierten Schutz bis zur Realisierung von Umschaltmaßnahmen freigeschaltet wird.

2.4.4 Differenzierung von Strukturklassen

Die vorgestellte Vorgehensweise zur Identifikation von Investitionsalternativen sowie zur Modellierung und Simulation zukünftiger Investitionen und deren Aus-

[92] Philippow, E., S. 163 f
[93] Philippow, E., S. 163
[94] Castor, W., Fenkel, R, Grünert, H., S. 54 ff

wirkungen ist auf reale Netze zu beziehen. Diese sind historisch gewachsen und weisen oftmals, abhängig von Besiedlungs- und Industriedichte, differierende Strukturen auf. Hier werden, basierend auf der jeweiligen Netz- bzw. Umspannebene, die folgenden Strukturen unterschieden: [95, 96, 97]

- hohe Absatzdichte ,
- mittlere Absatzdichte,
- niedrige Absatzdichte

In § 24 Abs. 1 Satz 2 StromNEV wird zusätzlich in die Strukturklassen Ost und West unterschieden.

Anhand der vorstehend beschriebenen Merkmale lässt sich jedes der betrachteten Mittelspannungsnetze in eine der definierten Klassen einordnen. Für eine Bewertung ist die Zuordnung zu Strukturklassen für die Abschätzung der mittleren Dauer der Versorgungsunterbrechung bis zum Eintreffen des Servicepersonals an der Fehlerstelle notwendig. Bei fehlenden Topologiedaten ist dabei das Einstufen eines gesamten Umspannwerksbereiches in jeweils eine Klasse praktikabel. Bei Verwendung von Fernwirktechnik können die Strukturkriterien in erster Näherung vernachlässigt werden. Das ist möglich, da bei Verwendung von Fernwirktechnik für Umschaltungen kein Servicemitarbeiter mehr benötigt wird. Es fallen auch keine Anfahrtszeiten mehr an. Die Schaltzeiten werden somit durch die Dauer der automatisierten Umschaltung determiniert.

Eine weitere Differenzierung der Schutzbereiche ist dennoch sinnvoll. So sind bei einer ländlichen Struktur (niedrige Absatzdichte) größere Schutzbereichslängen zu erwarten als bei einer städtischen Struktur (hohe Absatzdichte). Die zu überbrückenden Entfernungen sind größer. Im ländlichen Bereich ist weiterhin mit geringeren installierten Leistungen und einem verstärkten Einsatz von Stichleitungen zu rechnen. Im Ergebnis sind die errechneten Ausfallerwartungen beim Vergleich der innerhalb des Netzes vorhandenen Strukturklassen zu berücksichtigen.

2.5 Freiheitsgrade der Netzplanung

Investitionen in ein Mittelspannungsnetz bedeuten auch immer das Abwägen alternativer Möglichkeiten. So kann im einfachsten Fall der Eins-zu-Eins-Ersatz einer Leitung erfolgen. Bedingt durch dezentrale Einspeiser, wie beispielsweise Photovoltaik- und Windkraftanlagen in Mittel- und Niederspannung, aber auch durch die

[95] Hiller, Th., S. 18f
[96] BNetzA [4], S. 25
[97] vgl. § 24 StromNEV

Verschiebung von Lastschwerpunkten, können Neutrassierungen und Rückbauten notwendig bzw. sinnvoll werden. Bei der Netzplanung für Mittelspannungsnetze ist dies zu berücksichtigen. Gleichzeitig geben die vorhandenen über- und unterlagerten Netzebenen einen Rahmen vor, an den der Netzplaner gebunden ist. Im Folgenden wird ein Überblick über die üblichen Vorgehensweisen beim Ersatz von Mittelspannungsleitungen bei gleichbleibender Last gegeben.

2.5.1 Altersdeterminierter Ersatz von Mittelspannungsleitungen

Der durch die Vorgaben der Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 StromNEV ableitbare Investitionsbedarf innerhalb eines Mittelspannungsnetzes ist bei bekanntem Bestand von Mittelspannungskabeln und -freileitungen am einfachsten abzuschätzen. Unterstellt man, dass buchhalterisch abgeschriebene Mittelspannungskabel auch ihr technisches Lebensdauerende erreicht haben, ergeben sich die jährlichen Investitionen aus dem ermittelten Ersatzbedarf. Die anstehenden Investitionen in Mittelspannungskabel richten sich in diesem Fall nach der Altersstruktur und sind so zu verteilen, dass kontinuierlich in das Netz investiert wird. Es wird von einem kontinuierlichen Ersatz bei gleichbleibender Netzstruktur ausgegangen.[98, 99]

Dieser Vorgehensweise sind enge Grenzen gesetzt. Eine solche stellt die Annahme der gleichbleibenden Netzstruktur dar. In der Realität ist eine vorhandene Netzstruktur aus verschiedenen, oft historischen aber auch demographischen, last- und einspeisebedingten Gründen neuen Gegebenheiten anzupassen. Gleichzeitig ergibt sich aus diesen Änderungen oftmals die Möglichkeit, auf Ersatzinvestitionen mit einem Eins-zu-Eins-Ersatz zu verzichten.

Eine weitere Einschränkung betrifft die in Anlage 1 zu § 6 Abs. 5 Satz 1 StromNEV festgelegten betriebsüblichen Nutzungsdauern. Die Festlegungen betreffen nur die kalkulatorische Nutzungsdauer, nicht die technische. Eine Anpassung ist zumindest in naher Zukunft nicht zu erwarten. Eine Nutzung von Kabeln über die in der StromNEV festgelegten Nutzungsdauer hinaus ist aus volkswirtschaftlicher Sicht sinnvoll und kann wirtschaftliche Vorteile für den Netzbetreiber bergen. Dies gilt auch für Öl-Papier-Kabel, bei denen die technische Haltbarkeit die wirtschaftliche zum Teil weit übersteigt.

Zu betrachten ist in diesem Zusammenhang auch die in Abschnitt 2.2.4 dargestellte Wirkung des § 25 ARegV, der die Rahmenbedingungen für einen Investitionszuschlag beinhaltet. Der Investitionszuschlag darf, nach Maßgabe des § 25 Abs. 2 ARegV, pro Jahr 1 % der nach § 14 Abs. 1 Nr. 3 ARegV sowie § 14 Abs. 2 ARegV

[98] Niemand, T., Puhava, A., S. 41 f

[99] Hetzel, S., Schufft, W., [1]

festgelegten Kapitalkosten nicht überschreiten. Die Höhe der Investitionen eines Netzbetreibers wird durch § 25 ARegV allerdings nicht beschränkt. Durch die Festlegung der Obergrenze für den Investitionszuschlag (nach § 25 Abs. 3 Satz 2 ARegV) ist der Betrag, durch den eine Investition zusätzliche Erlöse generieren kann, begrenzt.

Bei einem ausschließlich altersdeterminerten Ersatz von Kabelstreckenabschnitten ist davon auszugehen, dass sich die Ausfallhäufigkeit im Mittelspannnungsnetz verringert. Dies begründet sich mit der Annahme, dass dem Verlegejahr nach jüngere Mittelspannungskabel weniger Fehler verursachen als ältere, die evtl. bereits das Ende ihrer Lebenserwartung erreicht haben. Bei diesem Vorgehen ist nach der verlegten Kabelart zu differenzieren, da die Lebenserwartungen der einzelnen Kabelarten unterschiedlich sind. Diesem Vorteil ist jedoch gegenüberzustellen, dass die vorhandene Netzstruktur sowie mögliche Netzstrukturänderungen bei einer solchen Betrachtung nicht einbezogen werden. So können bei rein altersdeterminiertem Ersatz auch wenig rentable Leitungsstrecken erneuert werden, was volkswirtschaftlich nicht sinnvoll ist. Eine Differenzierung nach Bereichen mit besonderer Bedeutung wird ebenso wie eine Berücksichtigung historischer Be- und Überlastungen nicht vorgenommen.

Im Ergebnis stellt der rein altersdeterminierte Ersatz von Mittelspannungskabeln nur bedingt eine Option dar. Die Vorteile dieses Ansatzes lassen sich wie folgt zusammenfassen:

- bei entsprechendem Netzdatenbestand einfach und plausibel realisierbar
- erlaubt Abschätzung des notwendigen Investitionsvolumens
- ergibt Aussagen über Umsetzbarkeit sowie den dazu notwendigen Zeitrahmen
- erlaubt, unter Zuhilfenahme von Ausfallwahrscheinlichkeiten, eine Abschätzung des erwarteten Ausfallgeschehens des zukünftigen Netzes

Dem gegenüber stehen die bereits benannten Grenzen des Ansatzes, wie die mangelnde Flexibilität bezüglich Netzstrukturänderungen. Auch Segmentierungen, wie zum Beispiel die Differenzierung nach Schutzbereichen, sind mit diesem Ansatz nicht möglich.

Der betrachtete Ansatz wird daher nicht weiter verfolgt. Die Auswertung der Altersstruktur dient lediglich zur Abschätzung notwendiger Investitionen. Die Simulation des Ersatzes der ältesten Kabelstreckenabschnitte wird zur Ermittlung eines Referenzwertes für erwartete Ausfälle vorgenommen.

2.5.2 Prioritätsdeterminierter Ersatz von Mittelspannungsleitungen

Eine Alternative zum in Abschnitt 2.5.1 vorgestellten Ansatz des altersdeterminierten Ersatzes von Mittelspannungskabelstreckenabschnitten ist der prioritätsdeterminierte Ersatz von Kabelstreckenabschnitten. Die Bewertungsgrundlage bildet hierbei die Zusammensetzung des Mittelspannungsnetzes anhand der vorhandenen Netzstruktur, der verlegten Mittelspannungskabel sowie der zu versorgenden Kunden. Letztere können in Kundengruppen zusammengefasst werden. Bei diesem Ansatz ist es notwendig, im Vorfeld festzulegen, welche Kriterien heranzuziehen sind. Mögliche Kriterien sind die Kundenzahl, die Kundenart, die in Summe im Schutzbereich installierte Bemessungsscheinleistung der vorhandenen Ortsnetzstationen sowie z.B. Alter, Querschnitt und Art der vorhandenen Leitungsstreckenabschnitte. Ergänzend ist eine Reihenfolge von Prioritätsstufen, bezogen auf die Ausprägungen der jeweiligen Kriterien, festzulegen. Für ein einfaches Vorgehen ist die Segmentierung des Mittelspannungsnetzes in Schutzbereiche sinnvoll (siehe Abschnitt 2.3.4). Diese sind dann nach den beispielhaft genannten Kriterien zu bewerten. Als Ergebnis entsteht eine Priorisierung der vorhandenen Schutzbereiche. Auf diese Weise lassen sich strukturiert Investitionsalternativen ableiten. Auch eine Prioritätsreihenfolge für die einzelnen Investitionsalternativen ist festlegbar. Grundsätzlich sind auch weitere Kriterien denk- und zuordenbar. Diese sind jeweils gegeneinander zu gewichten. Der prioritätsdeterminierte Ersatz von Kabelstreckenabschnitten erlaubt eine flexible Vorgehensweise. Vorteile sind:

- Abbildung der innerhalb der Schutzbereiche verlegten Kabel, differenziert nach Kabelart, Kabeltyp, Kabelalter sowie der jeweiligen Länge
- Zuordnung zugehöriger Kennzahlen wie Art und Anzahl angeschlossener Kunden aber auch der innerhalb des jeweils betrachteten Schutzbereiches installierten Bemessungsscheinleistung der Ortsnetzstationen sowie deren Anzahl
- Entwicklung einer übersichtlichen Darstellung des erwarteten Verhaltens aktueller und zukünftiger Netze, aufgegliedert auf die gebildeten Schutzbereiche
- Untergliederung in nach außen abgeschlossene Einheiten (Schutzbereiche), deren Ausfallwahrscheinlichkeit durch Investitionen geändert werden kann
- vereinfachte Abbildung des Gesamtnetzes, da Schutzbereiche in erster Näherung als „Black Box“ gesehen werden können
- detaillierte Betrachtung einzelner Bereiche bei Bedarf möglich

Bei konsequenter Anwendung ist ein prioritätsorientierter Ersatz von Mittelspannungskabel-streckenabschnitten anhand verschiedener Kriterien möglich. Den ge-

nannten Vorteilen stehen auch Nachteile gegenüber. Ein Hauptnachteil ist der hohe Aufnahme- und Prüfungsaufwand der Netzdaten. Es ist davon auszugehen, dass bereits eine falsch dokumentierte Trennstelle einen Fehler darstellt. Gleichzeitig fordert die Bundesnetzagentur ein Vorhalten dieser Daten im Rahmen der Regulierung.[100] Eine weitere Schwierigkeit innerhalb dieses Ansatzes ist die Identifikation und Priorisierung der Bewertungskriterien. Diese sollen vor allem objektiv begründbar und in verschiedene Zustände differenzierbar sein.

Im Weiteren wird trotz des hohen Aufwandes für die Netzdatenaufnahme und -prüfung der in diesem Abschnitt vorgestellte Ansatz verwendet. Dies begründet sich einerseits mit der Forderung der BNetzA, diese Daten vorzuhalten und andererseits mit der Flexibilität und dem erreichbaren Differenzierungsgrad bei der Bewertung von Mittelspannungsnetzen. Für die praktische Bearbeitung wird eine Segmentierung in die vorhandenen Schutzbereiche vorgenommen. Es wird weiterhin angenommen, dass die Schutzbereiche sowohl in der Netztopologie als auch mit Blick auf die vorhandenen Leitungsstreckenabschnitte vollständig beschrieben sind.

2.5.3 Änderung der Netzstruktur

Neben dem Ersatz von Betriebsmitteln ist eine Änderung der Netzstruktur, die durch verschiedene Gründe notwendig werden kann, ein weiterer Freiheitsgrad der Netzplanung. Hauptgründe hierfür sind unter anderem:

- Änderungen im Lastfluss- bzw. Kurzschlussverhalten im gegebenen Netz
- Demographische Änderungen innerhalb des versorgten Gebietes
- Entstehung oder Aufgabe von Industrieunternehmen bzw. Industriegebieten
- Errichtung von Anlagen zur dezentralen Erzeugung von Elektroenergie
- Änderung von internen Richtlinien des Verteilnetzbetreibers

Eine Änderung der Netzstruktur kann auf verschiedene Weise vorgenommen werden. Im einfachsten Fall handelt es sich um die Verlegung einer oder mehrerer Trennstellen. Ein Beispiel hierfür ist der Wechsel von einer verlust- auf eine ausfallkennzahlenoptimierte Fahrweise von Schutzbereichen. Weiterhin stellen das Wegfallen sowie das Errichten von Kabel- und Freileitungsstrecken Änderungen der Netzstruktur dar. Auch der Einsatz alternativer Schutztechnik (automatisiert), die ergänzend mit Fernwirktechnik erweitert wird, kann als Änderung der Netzstruktur verstanden werden.

[100] vgl. § 28 ARegV, § 24 Abs. 4 StromNEV

Die Freiheitsgrade, die sich für den Netzplaner daraus ergeben, sind kaum zu überschauen. Grenzen werden vor allem bei der Neuerrichtung von Kabel- und Freileitungsstrecken durch baurechtliche Vorschriften und Genehmigungsverfahren gesteckt.

2.6 Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit

Mit Blick auf die §§ 18 – 21 ARegV gewinnt die Qualität der Versorgung eine noch höhere Bedeutung. „Qualitätsvorgaben dienen der Sicherung eines langfristig angelegten, leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen." (§ 18 ARegV) Die Abschnitte 2.6.1 - 2.6.5 geben einen Überblick über das Themenfeld der Versorgungsqualität sowie der Einordnung der Versorgungszuverlässigkeit in diesem Zusammenhang.

2.6.1 Versorgungsqualität im Überblick

Die Versorgungsqualität setzt sich aus verschiedenen Teilaspekten zusammen und ist über Kenngrößen beschreibbar. Hierzu gehören:

- die Versorgungszuverlässigkeit, die die Verfügbarkeit des Netzanschlusses beschreibt,
- die Spannungsqualität, die sich in einer Anzahl von Merkmalen der Spannung am Anschlusspunkt widerspiegelt, sowie die
- Servicequalität, die innerhalb des Vertragsverhältnisses zwischen Kunden und dem Verteilnetzbetreiber kommerzielle Gesichtspunkte beschreibt.

Der Verteilnetzbetreiber hat großen Einfluss auf die Versorgungsqualität. Sie wird durch die Häufigkeit des Auftretens sowie durch das Ausmaß von Versorgungsunterbrechungen determiniert. Versorgungsunterbrechungen im Bereich der Mittelspannung haben, wie in Tabelle 02 auf Seite 10 gezeigt, eine besondere Bedeutung. Eine einheitliche Definition für den Begriff der Versorgungsunterbrechung ist nicht gegeben. Gemäß E DIN EN 50160 liegt eine Versorgungsunterbrechung vor, wenn die Spannung an der Übergabestelle weniger als 5 % der vereinbarten Bezugsspannung beträgt.[101] Die Bezugsspannung ist hierbei die vereinbarte Spannung U_c oder die Netznennspannung U_n.

Gemäß den Vorgaben der Bundesnetzagentur nach § 52 EnWG wird zwischen kurzen (≤ 3 min; Kurzzeitunterbrechungen) und langen (≥ 3 min; Langzeitunterbrechungen) sowie zwischen geplanten und nicht geplanten Versorgungsunterbrechungen unterschieden.[102, 103, 104] Zu beachten ist, dass nicht jeder Fehler zu einer

[101] E DIN EN 50160:2008-11

[102] E DIN EN 50160:2008-11

Versorgungsunterbrechung führen muss. Ergänzend entstehen durch die Verwendung verschiedener Kennzahlen Unterschiede. Diese ergeben sich aus

- der Anzahl der nicht versorgten Kunden,
- der Summe der Bemessungsscheinleistung der nicht versorgten Ortsnetzstationen,
- der Anzahl der nicht versorgten Ortsnetzstationen sowie
- der Dauer der Versorgungsunterbrechung.[105]

Die weitere Bewertung erfolgt auf Basis der aktuell von der Bundesnetzagentur verwendeten installierten Bemessungsscheinleistung der im Falle einer Versorgungsunterbrechung nicht versorgten Ortsnetzstationen.[106] Eine direkte Zuordnung von Kunden zu den Ortsnetzstationen ist noch nicht in jedem Fall eindeutig möglich. Die Anzahl der nicht versorgten Ortsnetzstationen lässt sich im Rahmen der Schutzbereichsbetrachtung einfach ermitteln.

2.6.2 Kennzahlen der Spannungsqualität nach DIN EN 50160

Die Anforderungen an die Spannungsqualität werden in der DIN EN 50160, zuletzt geändert in 04/2008, letzter Entwurf 11/2008, definiert. Innerhalb der Norm werden Frequenz, Höhe, Kurvenform sowie die Symmetrie der Leiterspannungen definiert und beschrieben. Tabelle 04 zeigt eine Auswahl von Merkmalen mit Bezug auf die Häufigkeit des Auftretens von Ausfällen. Die Häufigkeiten sind als Richtwerte zu verstehen. Grenzwerte werden nicht definiert. Ergänzend beinhaltet die Norm eine Vielzahl weiterer Kriterien, die im Rahmen dieser Arbeit nicht betrachtet werden.

Vorgang	Häufigkeit des Auftretens (pro Jahr)
Einbrüche der Versorgungsspannung	einige 10 – 1000, vorrangig kürzer als 1 min
kurze Unterbrechungen der Versorgungsspannung	einige 10 bis mehrere 100 p.a.
lange Unterbrechungen der Versorgungsspannung	weniger als 10 bis zu 50 p.a.

Tabelle 04 - Merkmale der Spannungsqualität nach DIN EN 50160 (Auswahl)

2.6.3 Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit nach UNIPEDE DISQUAL

1997 wurden von der Arbeitsgruppe Distribution Quality (DISQUAL) der Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique (UNIPEDE;

[103] BNetzA [2], S. 2
[104] BNetzA [3], S. 4
[105] Krane, C., Haubrich, H. J., S. 48 f
[106] BNetzA [3], S. 5

zwischenzeitlich fusioniert mit der Eurelectric zur Union der Elektrizitätswirtschaft – Eurelectric) Kennzahlen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit vorgeschlagen.[107] Die Kennzahlen orientieren sich an der

- Anzahl der Ereignisse pro Jahr mit einer Versorgungsunterbrechung,
- der Dauer der Versorgungsunterbrechung sowie
- der Zeit pro Jahr, in der die Versorgung unterbrochen ist.

Im Bericht der DISQUAL-Arbeitsgruppe wird ein differenziertes Vorgehen vorgeschlagen. Abhängig von den verfügbaren Kennzahlen kann die Bewertungsbasis aus

- der Anzahl, der betroffenen Kunden,
- der Höhe der ausgefallenen Leistung, gespiegelt an der installierten Bemessungsscheinleistung der Transformatoren in Umspannwerken bzw. Ortsnetzstationen oder
- der Anzahl der betroffenen Umspannwerke bzw. –Ortsnetzstationen

bestehen.

Diese Werte werden auf die jeweils insgesamt installierte Bemessungsscheinleistung der Transformatoren in Umspannwerken bzw. Ortsnetzstationen bezogen. Die Vorgehensweise ist in allen drei Fällen analog. Das Berechnungsschema ist in Tabelle 05 dargestellt.

Unterbrechungshäufigkeit (**C**ustomer **I**nterruptions; CI)	$H_U = {\sum_j l_j}/{L_S}$ in (Anzahl der Ausfälle)/a
Nichtverfügbarkeit (**C**ustomer **M**inutes **L**ost; CML)	$Q_U = {\sum_j (l_j * t_j)}/{L_S}$ in min/a
Unterbrechngsdauer	$T_U = {\sum_j (l_j * t_j)}/{\sum_j l_j}$ in min/Unterbrechung
	l_j = Anzahl der Kunden je Versorgungsstufe L_S = Anzahl der insgesamt versorgten Kunden t_j = Dauer der Versorgungsstufe J = Versorgungsstufen bei Versorgungsunterbrechungen

Tabelle 05 - Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit nach UNIPEDE DISQUAL
(Vorgehensschema b)

Basis der Kennzahlen sind ausschließlich zufällige Versorgungsunterbrechungen, die länger als 3 min andauern. Eine Bereinigung der Fehlerstatistikdaten um Großstörungen erfolgt in der Regel nicht. Teilweise werden die Kennzahlen jedoch mit

[107] UNIPEDE Distribution Study Commitee, S. 4 ff

und ohne Beachtung von Großstörungen angegeben. Im deutschsprachigen Raum werden weiterführend ergänzende Kennzahlen gebildet, bei denen auch Versorgungsunterbrechungen mit weniger als 3 min Dauer berücksichtigt werden.[108]

In Deutschland wird aktuell das in Tabelle 05 dargestellte Schema verwendet, das auf den installierten Bemessungsscheinleistungen der Transformatoren in Umspannwerken und Ortsnetzstationen beruht. Langfristig wird der Übergang zur Kennzahlbildung auf Basis der betroffenen Kunden angestrebt.[109]

2.6.4 Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit nach IEEE 1366

Kennzahlen für die Versorgungszuverlässigkeit werden ebenfalls in der IEEE 1366 „Guide für Electric Power Distribution Reliability Indices" definiert. Diese Norm ist seit 2001 gültig. Es wird zwischen kurzen Versorgungsunterbrechungen < 5 min (momentary interruptions) und langen Versorgunsunterbrechungen > 5 min (sustained interruptions) unterschieden. Innerhalb der Norm wird eine Vielzahl von Kennzahlen definiert.

Die Wichtigsten sind in Tabelle 06 auf Seite 47 dargestellt. Zu erkennen sind Entsprechungen zwischen den Kennzahlen der UNIPEDE DISQUAL und der IEEE 1366. Im Unterschied zur IEEE 1366 wurde die Grenze zwischen kurzen und langen Versorgungsunterbrechungen von der UNIPEDE DISQUAL auf 3 min definiert. In der IEEE werden hier Werte von 5 min verwendet. Des Weiteren werden Fehlerstatistiken nach UNIPEDE DISQUAL nicht um Versorgungsunterbrechungen, die durch Großstörungen verursacht wurden, bereinigt.

Ergänzend zur Ermittlung von Kennzahlen nach Kundenzahl wird in der IEEE auch eine Kennzahlenbildung nach der ausgefallenen Bemessungsscheinleistung definiert. Diese wird eingesetzt, wenn:

- im entsprechenden Versorgungsgebiet vorrangig Sondervertragskunden im Sinne von Indus-triebetrieben oder Gewerbekunden versorgt werden, oder aber wenn
- aus den Systemen des Netzbetreibers die Anzahl der vorhandenen bzw. von einem Ausfall betroffenen Kunden nicht hervorgeht bzw. er diese nicht ermitteln kann.

[108] vgl. E DIN EN 50160:2008-11
[109] BNetzA [3], S. 5

System **A**verage **I**nterruption **D**uration **I**ndex (SAIDI)	$SAIDI = {\sum(r_i * N_i)}/{N_T}$
System **A**verage **I**nterruption **F**requency **I**ndex (SAIFI)	$SAIFI = {\sum N_i}/{N_T}$
Customer **A**verage **I**nterruption **D**uration **I**ndex (CAIDI)	$CAIDI = {\sum(r_i * N_i)}/{N_i} = {SAIDI}/{SAIFI}$
Customer **A**verage **I**nterruption **F**requency **I**ndex (CAIFI)	$CAIFI = {\sum N_i}/{CN}$
Momentary **A**verage **I**nterruption **F**requency **I**ndex (MAIFI)	$MAIFI = {\sum(ID_i * N_i)}/{N_T}$
Customers **E**xperiencing **M**ultiple **I**nterruptions ($CEMI_n$)	$CEMI_n = {CN_{k>n}}/{N_T}$
	N_i = Anzahl der nichtversorgten Kunden für jede Versorgungsunterbrechung im betrachteten Zeitraum N_T = Anzahl der Kunden r_i = Dauer der Versorgungsunterbrechungen CN = Anzahl der Kunden mit mind. einer Versorgungsunterbrechung ID_i = Anteil der Versorgungsunterbrechungen die kürzer sind als die Bezugsdauer CN_k = Anzahl der Kunden mit mehreren Versorgungsunterbrechungen

Tabelle 06 - Zuverlässigkeitsindices nach IEEE 1366 (Auswahl)

Die in Tabelle 06 dargestellten Kennzahlen SAIFI und SAIDI wandeln sich in diesem Fall in die Kennzahlen ASIFI und ASIDI. Die Kennzahl MAIFI, welche die Häufigkeit von kurzen Versorgungsunterbrechungen (≤ 5 min) abbildet, ist analog der Größe SAIFI definiert. Hervorzuheben ist ebenfalls die Kennzahl CEMI. Diese beschreibt den Anteil der Kunden, die innerhalb eines Betrachtungszeitraumes von mehreren Versorgungsunterbrechungen betroffen waren.

Eine Anwendung und Verwertung dieser Kennzahl kann vor allem bei regionalen Verteilnetzbetreibern zur Identifikation kritischer Netzabschnitte hilfreich sein.

2.6.5 Grundlagen der Zuverlässigkeitsrechnung

Nachdem im vorherigen Abschnitt die verschiedenen, empirisch ermittelbaren Kennzahlen zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit dargestellt wurden, wird im Folgenden auf die Berechnung der Zuverlässigkeit für Betriebsmittel an sich eingegangen.

Die empirische Zuverlässigkeitsfunktion $\widehat{R}\,(t)$ ist definiert als:

$$\widehat{R}\,(t) = \frac{n(t)}{N}\text{; mit:} \qquad \textbf{(3)}$$

n(t) = Anzahl der Betrachtungseinheiten, die zum Zeitpunkt t noch nicht ausgefallen sind
N = Anzahl der Betrachtungseinheiten

Sie gibt die Wahrscheinlichkeit an, mit der eine Betrachtungseinheit die erforderte Funktion unter vorgegebenen Arbeitsbedingungen während einer festgelegten Zeitdauer T ausfallfrei ausführt.

Es wird davon ausgegangen, dass zum Zeitpunkt t=0 insgesamt N unabhängige und identische Betrachtungseinheiten unter gleichen Bedingungen in Betrieb genommen worden sind. Entsprechend ist n(t) die Zahl der Betrachtungseinheiten, die bis zum Zeitpunkt t noch nicht ausgefallen sind. Die empirische Ausfallrate $\hat{\lambda}(t)$ ist definiert als: [110]

$$\hat{\lambda}(t) = \frac{\hat{R}(t) - \hat{R}(t+\delta t)}{\delta t \hat{R}(t)} = \frac{n(t) - n(t+\delta t)}{\delta t n(t)} \quad \textbf{(4)}$$

$\hat{\lambda}(t)$ = empirische Ausfallrate
$\hat{R}(t)$ = empirische Zuverlässigkeitsfunktion
$(t+\delta t)$ = Zeitraum ab Zeitpunkt t

$\hat{\lambda}(t)$ konvergiert für $N \to \infty$ und $\delta t \to 0$ gegen die Ausfallrate $\lambda(t)$. Diese ist wie folgt definiert: [111]

$$\lambda(t) = -\frac{1}{R(t)} \times \frac{dR(t)}{dt} \quad \textbf{(5)}$$

$\lambda(t)$ = Ausfallrate
$R(t)$ = Zuverlässigkeitsfunktion

Die Ausfallrate λ(t) entspricht der Wahrscheinlichkeit, dass eine Betrachtungseinheit in einem bestimmten Intervall $(t;(t+\delta t))$ ausfällt. Bedingung ist, dass das Element bis zum betrachteten Zeitpunkt überlebt hat.[112] In vielen Fällen kann die Ausfallrate λ(t) vereinfachend als zeitunabhängige Konstante λ angenommen werden. Für die Zuverlässigkeitsfunktion ergibt sich mit R(0) = 1 demnach:

$$R(t) = e^{-\int_0^t \lambda(x)dx} \; mit \; \lambda(t) = \lambda \; folgt \; R(t) = e^{-\lambda t} \quad \textbf{(6)}$$

$R(t)$ = Zuverlässigkeitsfunktion
$\lambda(t) = \lambda$ ≙ im Zeitverlauf konstante, zeitunabhängige Ausfallrate

Aus der Erfahrung ist bekannt, dass die Ausfallrate λ(t) zeitabhängig ist. [113] Es wird in die in Abbildung 14 dargestellten 3 Phasen unterschieden:

[110] Birolini, A., S. 4
[111] Kloeppel, F. W., Adler, G., S. 83
[112] Meyna, A., Pauli, B., S. 34 f
[113] Birolini, A., S. 6

(I) Phase der Frühausfälle
(II) Phase der Ausfälle mit konstanter Ausfallrate λ
(III) Phase der Verschleißausfälle

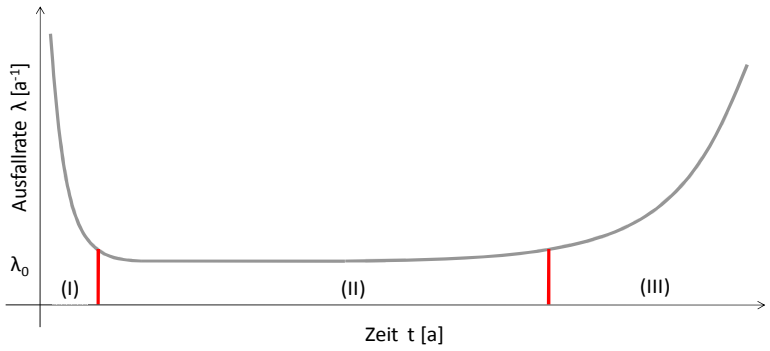


Abbildung 14 - Verlauf der Ausfallrate λ(t) identischer Betrachtungseinheiten[114]

In Phase (I) nimmt die Ausfallrate λ(t) schnell ab. Ausfälle in dieser Phase lassen sich vorrangig auf Material- und Produktionsfehler zurückführen. Aufgrund aktueller Qualitätsstandards hat diese Phase praktisch kaum noch eine Bedeutung.

In der Phase mit konstanter Ausfallrate λ(t), Phase (II), entspricht λ(t) näherungsweise einer konstanten Ausfallrate λ. Ausfälle treten plötzlich und zufällig auf. Altersbedingte Ausfällte treten nicht auf.

In der Phase der Verschleißausfälle, Phase (III) steigt die Ausfallrate λ(t) kontinuierlich an. Dies lässt sich auf Alterung, Abnutzung und andere Faktoren zurückführen. Der Verlauf der Ausfallrate λ(t) über die Zeit wird wegen der erst fallenden, dann konstanten und in Phase (III) wieder steigenden Ausfallrate λ(t) als Badewannenkurve bezeichnet (siehe Abbildung 14). Die Dauer der einzelnen Phasen ist abhängig vom jeweiligen Gegenstand, hier Meterstücke der betrachteten Mittelspannungskabelarten. Sie wird durch den Isolierstoff aber auch durch Verlege-, Umwelt- und Lastbedingungen bestimmt. Die Alterungsmechanismen sind Gegenstand der Forschung.[115, 116]

Ist die Ausfallrate λ(t) bekannt, ist die Punktverfügbarkeit (PA) einer Betrachtungseinheit berechenbar. Die Punktverfügbarkeit (PA) ist ein Maß für die Fähigkeit einer Betrachtungseinheit zu einem bestimmten Zeitpunkt funktionstüchtig zu sein.[117] Sie wird als Wahrscheinlichkeit angegeben. Die Berechnung ist komplex, da neben Zuverlässigkeit und Instandhaltbarkeit auch menschliche Faktoren und logistische Unterstützung zu berücksichtigen sind. Wird von idealen Randbedingungen bezüglich Logistik und menschlichen Faktoren ausgegangen, so hängt die

[114] Eigene Darstellung in Anlehnung an Meyna, A., Pauli, B., S. 111
[115] Shaw, M.T., S. 419 - 452
[116] Steennis, E.F., S. 80 - 92
[117] Kloeppel, F. W., Adler, G., S. 18

Punktverfügbarkeit (PA) nur von der Zuverlässigkeit und der Instandhaltbarkeit ab. Für eine Betrachtungseinheit im Dauerbetrieb, also für eine Betrachtungseinheit, die zwischen Arbeits- und Reparaturzustand pendelt, lässt sich die Punktverfügbarkeit (PA) nach Gleichung (7) bestimmen.

$$PA = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \tag{7}$$

PA = Punktverfügbarkeit
MTTF = Mean Time to Failure
MTTR = Mean Time to Repair

Der Mittelwert der ausfallfreien Zeit ergibt sich dabei als Kehrwert der Ausfallrate λ. Die Reparaturzeit ist der reziproke Wert der Reparaturrate μ. Diese Zusammenhänge gelten nur für konstante Ausfall- und Reparaturraten.[118] Somit ergibt sich die Punktverfügbarkeit (PA) wie in Gleichung (8) gezeigt:

$$PA = \frac{{}^{1}/_{\lambda}}{{}^{1}/_{\lambda} + {}^{1}/_{\mu}} = \frac{1}{1 + {}^{\lambda}/_{\mu}} \tag{8}$$

PA = Punktverfügbarkeit
λ = Ausfallrate (konstant)
μ = Reparaturrate mit $\mu = {}^{1}/_{MTTR}$; mit MTTR = Mean Time to Repair

Nachdem die Ausfallrate λ(t) sowie die zugehörige Punktverfügbarkeit (PA) bekannt sind, ist zur Berechnung der Zuverlässigkeit eines Systems, das einer Kombination einzelner Betrachtungseinheiten entspricht, festzulegen, welches Verfahren zu verwenden ist. Möglich sind Zustandsraumverfahren oder Netzwerkverfahren. Ein Überblick über die Verfahren ist in Anhang 10.16 gegeben.

Ein Zustandsraum ist die Menge der Zustände eines Prozesses, der den Zustandsablauf einer Komponente oder eines Systems beschreibt. Der Vorteil dieser Methodik liegt im erreichbaren Detaillierungsgrad. Problematisch ist, dass das Zustandsverhalten z.T. in einen sehr großen Zustandsraum modelliert werden muss.[119]

Netzwerkverfahren bilden logische Verknüpfungen bzw. Strukturen von Betrachtungseinheiten (Komponenten des Systems) ab. Der Vorteil ist die Möglichkeit,

[118] Birolini, A., S. 7
[119] Kochs, H.-D., S. 72 ff

komplexe Zusammenhänge als Verkettung mehrerer kleiner Teilkomponenten abzubilden. [120] Voraussetzung für deren Anwendung ist:

- das Vorhandensein zweistufiger Modelle (Betrachtungseinheit in Betrieb oder ausgefallen)
- die Definition von zwei Systemzuständen (Systembetrieb/Systemausfall)
- die Erfüllung von Monotoniebedingungen:

    - wenn alle Komponenten in Betrieb sind, ist das System ebenfalls in Betrieb
    - wenn alle Komponenten ausgefallen sind, ist das System ebenfalls ausgefallen
    - beim Ausfall einer zusätzlichen Komponente im ausgefallenen System ist das System weiterhin ausgefallen
    - bei der Wiederinbetriebnahme einer ausgefallenen Komponente im in Betrieb befindlichen System fällt das System nicht aus

Ein Mittelspannungsnetz ist ein komplexes Gebilde, das sich in einzelne Schutzbereiche aufteilen lässt. Durch die Zerlegung in Schutzbereiche (vergleiche Abschnitt 2.4.1, Abbildung 11) sowie der Annahme einer wirksamen Sternpunktbehandlung (vergleiche Abschnitt 2.4.3) werden diese Bedingungen erfüllt. Es ist zu modellieren, welche Elemente zur Erfüllung der geforderten Aufgabe funktionieren müssen und welche redundant sind. Abbildung 15 zeigt das allgemeine Vorgehen zur Berechnung der Punktverfügbarkeit (PA) komplexer Systeme sowie die Schritte zur Erreichung einer geforderten Punktverfügbarkeit (PA). Hiernach ist ein Zuverlässigkeitsblock-

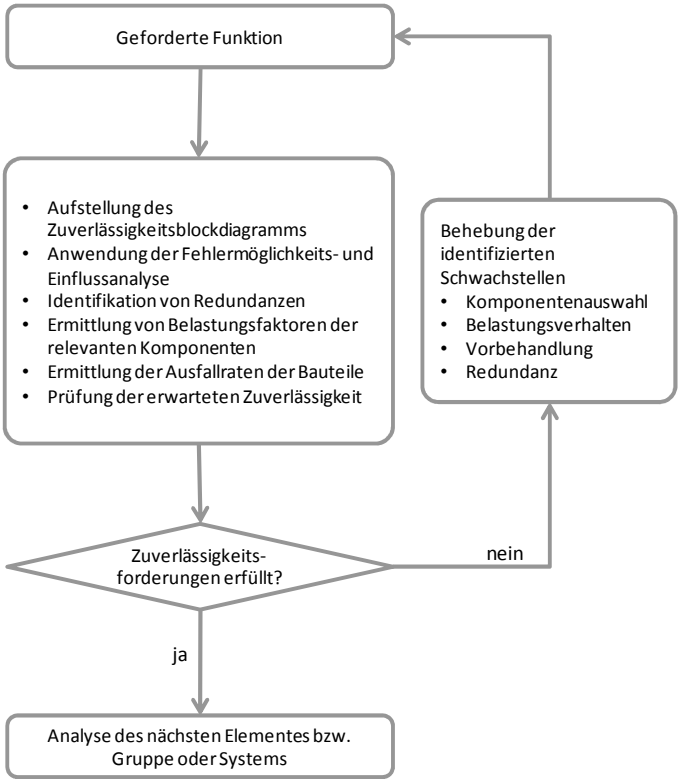


Abbildung 15 - allgemeines Vorgehen für Zuverlässigkeitsanalysen[121]

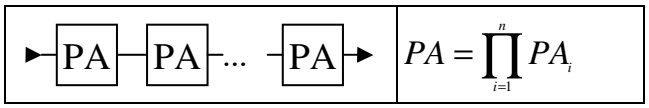
[120] Kochs, H.-D., S.188 ff

[121] Eigene Darstellung in Anlehnung Birolini, A., S. 47

diagramm (kurz Blockdiagramm) der für die Funktionserfüllung notwendigen Betrachtungseinheiten zu erstellen.

Bei der Darstellung in einem Blockdiagramm wird in Reihen und redundante Elemente (in Parallelschaltung oder mit bestehender Parallelschaltmöglichkeit) differenziert. Ein Beispiel für die in Mittelspannungsnetzen vorrangig relevante Strahlennetzstruktur (Stichleitung; im Normalschaltzustand offen betriebenes Ringnetz) zeigt Abbildung 16. Eine vollständige Übersicht mit den Grundlagen zur Berechnung verzweigter Strukturen ist in Abbildung 71 auf Seite 208 gegeben.

Eine Anwendung der in Abbildung 16 dargestellten Vorgehensweise für Serienstrukturen (Serienschaltung) folgt aus dem Normalschaltzustand des Netzes. Hier wird von im Normalschaltzustand mit geöffneter Trennstelle betriebenen Ringen sowie von Stichleitungen ausgegangen. Alternativ sind auch geschlossene Ringstrukturen denkbar, die eine oder mehrere Stationen mit Schutzfunktion beinhalten. Diese stellen im Fehlerfall, ausgehend von der Einspeisung, die Trennstellen innerhalb des Ringes dar. Bei Stichleitungen ist die serielle Struktur (Serienschaltung) offensichtlich. Die Punktverfügbarkeit (PA) ergibt sich bei der Annahme einer wirksamen Sternpunktbehandlung (vgl. Abschnitt 2.4.3) aus der Serienschaltung der Betrachtungseinheiten, konkret der in den Leitungsstreckenabschnitten verlegten Mittelspannungskabelmeterstücken. Ein Kabelmeterstück entspricht einem Systemmeter und stellt eine Betrachtungseinheit dar. Basierend auf der Tatsache, dass der fehlerbehaftete Schutzbereich als Gesamtes ausfällt, ist die Ausfallwahrscheinlichkeit eines Schutzbereiches durch das Verhalten der im Schutzbereich vorhandenen Mittelspannungskabel bestimmt.



PA = Punktverfügbarkeit

Abbildung 16 - Berechnungsschema für ein Serienmodell [122]

Mit spezifischen Ausfallwahrscheinlichkeiten lässt sich somit die Punktverfügbarkeit (PA) von Betriebsmitteln bestimmen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein umfassendes System betrachtet wird, welches bereits verschiedene Zustände hatte. Da die heutigen empirisch verfügbaren Fehlerstatistik- und Schutzbereichsdaten keine Informationen über Gleichzeitigkeitsfaktoren und Auslastungen der jeweiligen Mittelspannungskabel enthalten, werden hierfür keine expliziten Annahmen getroffen. Sowohl Auslastung als auch Gleichzeitigkeit spiegeln sich indirekt in den beobachteten Ausfallereignissen wider, sind aber mit Blick auf die historische Be-

[122] Eigene Darstellung in Anlehnung an Meyna, A., Pauli, B., S. 172

lastung des Netzes nicht mehr ermittelbar. Dies ist bei der Interpretation der Ergebnisse zu berücksichtigen.

Wenn man annimmt, dass sich das Ausfallgeschehen von Mittelspannungskabeln durch eine Verteilung approximieren lässt, ist die zeitabhängige Ausfallrate λ(t) bei ausreichender Fehlerstatistikdatenmenge für die vorhandenen Kabelarten und –typen berechenbar. Wird die zeitabhängige Ausfallrate λ(t) den verlegten Kabelstreckenabschnitten zugeordnet, lässt sich diese Systematik auf einzelne Schutzbereiche und somit auf ganze Mittelspannungsnetze anwenden.

Grundlage der Betrachtung ist die Annahme, dass die Wahrscheinlichkeit des gleichzeitigen Eintritts von zwei bzw. mehr Ausfällen gleichzeitig aufgrund einer zu geringen Wahrscheinlichkeit vernachlässigbar ist.[123] Entsprechend wird nur der einfache Fehlerfall betrachtet.

[123] Bochanky, L., S. 44

3 Ableitung des Handlungsbedarfs

3.1 Stand der Technik

Eine Recherche ergab, dass eine Software, die den Ansprüchen für eine Bewertung von Mittelspannungsnetzen nach dem in Abbildung 01 dargestellten Vorgehensschema genügt, aktuell nur bedingt bzw. gar nicht am Markt verfügbar ist. Alternativ einsetzbare Structured System Analysis Tools (SSA), wie z.B. IThink[124] sind zur Bearbeitung der Anforderungen nur bedingt verwendbar. Gleiches gilt für Systeme wie ASP (Asset Strategy Planning)[125], die nur den in Abschnitt 2.5.1 beschriebenen altersdeterminierten Ersatz betrachten, ohne die zugrunde liegende Netzstruktur und die sich daraus ableitenden Notwendigkeiten zu berücksichtigen. Prinzipiell wäre eine entsprechende Betrachtung auch bei elektrischen Simulationsprogrammen wie Elektra, Integral, Neplan oder auch PowerFactory denkbar. Bei einigen dieser Programme gibt es entsprechende Ansätze. Die Software Neplan sowie das PowerFactory der Firma DIgSILENT bieten Zuverlässigkeitsanalysemodule. Hiermit scheint eine Identifikation wahrscheinlich kritischer Schutzbereiche möglich. Transparenz über die gewählte Vorgehensweise gibt es nur bedingt. PowerFactory setzt, wie auch Neplan, bei der Zuverlässigkeit auf Weibull-Markov-Funktionen.[126] In beiden Fällen wird jedoch von gegebenen Ausfallraten λ sowie durchschnittlichen Ausfalldauern ausgegangen.[127, 128] Die benötigten Ausfallraten λ werden zum Teil bereitgestellt. Eine Dokumentation der Herkunft dieser Kennzahlen oder die Grundlage, nach der die vorgegebenen Kennzahlen ermittelt wurden, ist nicht gegeben. Alternativ wird die Eingabe von Ausfallraten λ sowie der Zeit bis zur Wiederversorgung dem Anwender überlassen.

Es ergibt sich somit ein Bedarf an objektiven und differenzierten Kennzahlen bzgl. der Ausfallraten $\lambda(t)$ für Mittelspannungskabel. An die Bildung der Kennzahlen erhebt sich der Anspruch der Transparenz sowie der Realitätsnähe. Gleichzeitig sind sie zur Bewertung aktueller und zukünftiger Netze in ein transparentes Modell zur Ermittlung der Fehlererwartungen zu integrieren. Zur Umsetzung des in Abbildung 01 vorgestellten Vorgehensschemas ist eine Bewertungssoftware zu entwickeln, die die benötigten Netzdaten verarbeitet, die Netzstruktur nachbilden und die geforderten Ergebnisse generieren kann.

---

[124] http://www.iseesystems.com/softwares/Business/IthinkSoftware.aspx

[125] http://intellgenio.de

[126] http://www.neplan.ch/pdf/english/modules/NEPLAN_B07_ReliabilityAnalysis_engl.pdf

[127] Van Casteren, Jasper, S. 57ff

[128] http://www.neplan.ch/downloads/public/NEPLAN-Maintenance-Strategies_e.pdf

Mit der Entwicklung eines Softwarewerkzeuges zur Umsetzung des Vorgehensschemas (Bewertungssoftware) ergibt sich der Bedarf für weitere Hilfsprogramme. Zu nennen sind hier:

- ein Werkzeug zur Schätzung der Verteilungsparameter
- ein Werkzeug zum Abgleich und zur Anpassung der Netzdaten nach verschiedenen Kriterien
- ein Werkzeug zur Schätzung des Investitionsbedarfs
- ein Werkzeug zur Monte-Carlo-Simulation

Teile dieser Funktionalitäten sind in Softwareprodukten, die am Markt verfügbar sind, integriert (Parameterschätzer, Monte-Carlo-Simulation). Standardsoftware, die gegenwärtig bei Netzbetreibern eingesetzt wird, hat diese Funktonalitäten in der Regel nicht.

Mit Blick auf die Praxistauglichkeit ist die schnelle und leichte Portierung auf die Systeme verschiedener Netzbetreiber eines der Ziele. Da die bei den Netzbetreibern vorhandenen IT-Systeme als geschützt anzusehen sind, entfällt die Entwicklung properitärer Software, die eine eigenständige Installation voraussetzt. Weiterhin erfordert properitäre Software einen gewissen Einarbeitungsaufwand. Ergänzend ist die notwendige Softwareplattform, wie z.B. OpenOffice oder ein My- bzw. PostgresSQL System in Verbindung mit einem PHP Frontend, oftmals beim Netzbetreiber nicht vorhanden und müsste beschafft, für den Einsatz zertifiziert, installiert und gewartet werden. Um diesen Aufwand zu vermeiden, müssen die zu entwickelnden Softwarewerkzeuge auf Standardsoftware aufsetzen. Hilfsprogramme und auch die Bewertungssoftware an sich wurden anhand dieser Anforderungen für den Einsatz in einer Microsoft Office 2003® Umgebung entwickelt. Tests unter Microsoft Office 2007® ergaben keine abweichenden Ergebnisse. Damit wird von einer Kompatibilität ausgegangen.

3.2 Anforderungen an die Bewertungssoftware

Die Anforderungen an die Bewertungssoftware sind zu differenzieren. Sicherzustellen sind:

- ein problemfreier Import der benötigten Schutzbereichsdaten
- eine topologisch richtige Netzabbildung
- die Integration flexibler Abfragen auf der Basis des abgebildeten Netzes

Als Softwarebasis kommt somit nur ein Datenbankmanagementsystem in Frage. Ein solches System stellt eine Programmierumgebung zur Verfügung, innerhalb der

die notwendigen Schritte zur Abbildung des vorgegebenen Netzes, aber auch für weitere Plausibilitätsprüfungen vorgenommen werden können. Die Möglichkeit einer Unterteilung der Programmstruktur in verschiedene Module ist hierbei hilfreich. Wünschenswert ist innerhalb der Programmausführung neben der Einzelschrittausführung weiterhin die Option der Vollautomatisierung.

Für eine flexible Entwicklung von Abfragen ist es sinnvoll, wenn deren Programmierung unabhängig von den Programmschritten für die Netznachbildung funktioniert. Gleichwohl soll auch für sie eine Entwicklung fester Programmmodule möglich sein. Dies macht vor allem bei komplexeren Berechnungen Sinn. Somit wird gleichzeitig sichergestellt, dass die Entwicklung der verschiedenen, auch komplexen Abfragen nicht direkt programmiert werden muss. Die Entwicklung neuer Abfragen kann in einem gesonderten Schritt, unabhängig von der Programmierung und vor allem von Programmierkenntnissen direkt beim Anwender erfolgen.

Zusätzlich ist die Möglichkeit der Eingabe von Daten, die nicht zu den Netzdaten gehören, vorzusehen. Hierdurch werden flexible Abfragen mit veränderlichen Eingabegrößen und somit Variantenvergleiche möglich. Das Basissystem ist so vorzusehen, dass es hierfür eine passende Umgebung bietet.

Aufgrund der beschriebenen Anforderungen wurde auf das Programm Microsoft Access zurückgegriffen. Es bietet die geforderte Entwicklungsumgebung, ist Bestandteil des Microsoft Office Systems und kann als bei jedem Netzbetreiber vorhanden angesehen werden. Gleichzeitig bietet das Microsoft Office System eine integrierte und anwendungsübergreifende Programmierschnittstelle. Hier können mit der implementierten Programmiersprache Visual Basic for Applications (VBA) im Rahmen des Microsoft Office Systems Programme erstellt und somit die Funktionalität der einzelnen Office-Anwendungen wie z.B. Excel und Access duch Hilfsprogramme beliebig erweitert werden.

Die Frage nach der Notwendigkeit der Entwicklung einer Bewertungssoftware zur Abschätzung des Investitionsbedarfs eines Verteilnetzbetreibers ist ebenfalls begründet. Neben der Nichtverfügbarkeit einer solchen Software am Markt verfügen Verteilnetzbetreiber und hier vor allem die Netzplaner diesbezüglich über umfassende Erfahrungen. Die Entscheidung zur Entwicklung einer Bewertungssoftware begründet sich zum einen darin, dass das gesamte Mittelspannungsnetz berücksichtigt werden kann und zum anderen mit der erstmalig möglichen objektiven Bewertung der Wirkungen von Investitionen.

Die Bewertungssoftware muss demnach in der Lage sein, den jeweiligen Betriebsmittelbestand abzubilden. Gleichzeitig ist eine Möglichkeit zur Eingabe von spezifi-

schen Kosten vorzusehen. Grundsätzlich ist auch die Inflation zu berücksichtigen, worauf jedoch der Einfachheit halber verzichtet wird. Wichtig ist ebenfalls, dass die Eingabe des geplanten Budgets sowie dessen Aufteilung vorgesehen werden. Die Ergebnisdarstellung soll der Übersichtlichkeit wegen in Diagrammen erfolgen.

Um die Auswirkungen von Investitionen im mittel- bis langfristigen Zeitverlauf abzubilden, ist eine Möglichkeit zu schaffen, Eingaben für mehrere Jahre mit jeweils unterschiedlichen Eingabeparametern vornehmen zu können.

Ergänzend ist eine Monte-Carlo-Simulation in die Bewertungssoftware zu integrieren. Mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation wird das Ausfallgeschehen des Gesamtnetzes bei bekannten Ausfallwahrscheinlichkeiten der Schutzbereiche simuliert. Hierbei muss eine möglichst große Menge an Simulationen möglich sein. Dies bedingt eine schlanke Programmierung, da die Anzahl von ca. 100.000 bis 500.000 Simulationen für jeden der betrachteten Schutzbereiche einen nicht zu unterschätzenden Rechenaufwand darstellt. Determiniert wird die Anzahl der Betrachtungen innerhalb der Simulation weiterhin durch den Speicherplatzbedarf der Ergebnisdateien sowie der Weiterverwendbarkeit der Ergebnisse. Für beides ist die Ausstattung der jeweiligen Rechentechnik ausschlaggebend. Die Anzahl der Simulationen ist aus diesem Grund flexibel zu halten.

3.3 Anforderungen an die Hilfsprogramme

Die begleitenden Hilfsprogramme sind vorrangig für den netzbetreiberspezifischen Einsatz notwendig. Es handelt sich hierbei vor allem um Sortierungs- und Zuordnungsprogramme. Auch ein Hilfsprogramm zur Ermittlung der Verteilungsparameter der Weibullverteilung und zur Abschätzung des Investitionsbedarfs sowie zur Monte-Carlo-Simulation war zu entwickeln.

Die Notwendigkeit für Hilfsprogramme und hier vor allem für Sortierungs- und Zuordnungsprogramme resultiert aus den oftmals in unterschiedlichen Formaten und Strukturen vorliegenden Netzdaten. Diese sind für die Verwendung innerhalb der Bewertungssoftware zu normieren. Ein Überblick über die festgelegten Formate ist in Anhang 10.18 zusammengefasst. Es wird davon ausgegangen, dass die Netzdaten in den Formaten .txt oder .xls bzw. xlsx vorliegen. Die Entwicklung der Hilfsprogramme erfolgt in Microsoft Excel, da das Excel-Dateiformat gleichzeitig die Basis für den Export in die auf Microsoft Access basierende Bewertungssoftware darstellt.

An dieser Stelle ist zwischen einem reinen Umsortieren und einer Zuordnung von ergänzenden Netzdaten, vorrangig Betriebsmittel- und Topologiedaten, zu unterscheiden. Während bei einer einfachen Umsortierung oftmals sogar auf Program-

mierschritte verzichtet werden kann, ist bei der Zuordnung ergänzender Schutzbereichsdaten die Datenstruktur der verschiedenen Systeme zu beachten. Es ist ein Merkmal festzulegen, über das die Betriebsmittel- und Topologiedaten über die verschiedenen Systeme hinweg eindeutig zu identifizieren sind. Denkbar sind hier Betriebsmittelinventarnummern. Auch logische Zuordnungen z.B. über Kabeltypen, -längen und Verlegejahre sind möglich. In diesem Fall kann nicht von genauen Werten ausgegangen werden. Bei der Datenzuordnung ist mit entsprechend einstellbaren Toleranzen sowie mit flexiblen Zuordnungskriterien zu arbeiten. Im Rahmen einer Datenzuordnung sind Plausibilitätsprüfungen vorzusehen. Ziel ist es, den Anforderungen der in Anhang 10.18 dargestellten Eingangsdatentabellen zu entsprechen.

Die für die Entwicklung der Verteilungsfunktionen notwendige Ermittlung der Verteilungsparameter sowie der später in Abschnitt 4.4.5 vorgestellte χ^2 Anpassungstest wurden mit der Software Matlab®[129] realisiert. Parallel dazu erfolgte die Eigenentwicklung eines Hilfsprogramms zur numerischen Ermittlung der Parameter der Weibullverteilung auf der Basis vorhandener Fehlerstatistikdaten. Grund für die Eigenentwicklung ist der kontinuierliche Einsatz des Werkzeuges bei sich ändernden Fehlerstatistikdaten im operativen Betrieb beim Netzbetreiber. Die Software basiert auf Microsoft Excel. Hintergrund ist, dass sich mit jedem aufgetretenen altersbedingten Kabelfehler die verfügbare Fehlerstatistikdatenbasis erweitert. Das Hilfsprogramm ermöglicht einen einfachen und flexiblen Einsatz beim Netzbetreiber. Auf einen Kauf alternativer Software kann hierdurch verzichtet werden.

Das Hilfsprogramm war so zu gestalten, dass aus gegebenen Fehlerstatistikdaten sowie aus der Grundgesamtheit der betrachteten Kabelart die Parameter der Weibullverteilung numerisch ermittelt werden können. Gleichzeitig war die Bedienung einfach zu gestalten, so dass seitens des Anwenders nur mit Tabellenblattfunktionen zu arbeiten ist. Die Fehlerstatistikdaten müssen leicht, flexibel und einfach einzugeben sein. Neben der Ausgabe der Verteilungsparameter ist zur besseren Veranschaulichung eine graphische Ausgabe wünschenswert. Das Hilfsprogramm war so aufzubauen, dass verschiedene Fehlerstatistikdaten gleichzeitig eingegeben und miteinander verglichen werden können.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit wurden die Module Monte-Carlo-Simulation sowie die Abschätzung des Investitionsbedarfs anhand der Altersstruktur als Hilfsprogramme ausgeführt.

[129] http://www.mathworks.com/products/product_listing/index.html

4 Identifikation und Bewertung von Investitionsalternativen in Mittelspannungskabelnetzen

Nachdem der Handlungsbedarf aufgezeigt wurde, erfolgt weiterführend die Entwicklung, Umsetzung und die Verifikation des geplanten Vorgehensschemas. Die Beurteilung wird am Beispiel von realen Mittelspannungs-Kabelnetzen vorgenommen.

4.1 Vorgehensschema zur Identifikation und Bewertung von Investitionsalternativen

Zur Verifikation des Vorgehensschemas wird dieses auf das Netz eines regionalen Verteilnetzbetreibers angewendet. Hierbei ist innerhalb des Vorgehensschemas in Eingabeparameter und Ergebnisse zu differenzieren. Die in Abbildung 17 blau markierten Felder stellen die Vorbereitung (Eingabeparameter) für die Ermittlung der Ergebnisse, die in Abschnitt 5 erfolgt (grün markiert), dar.

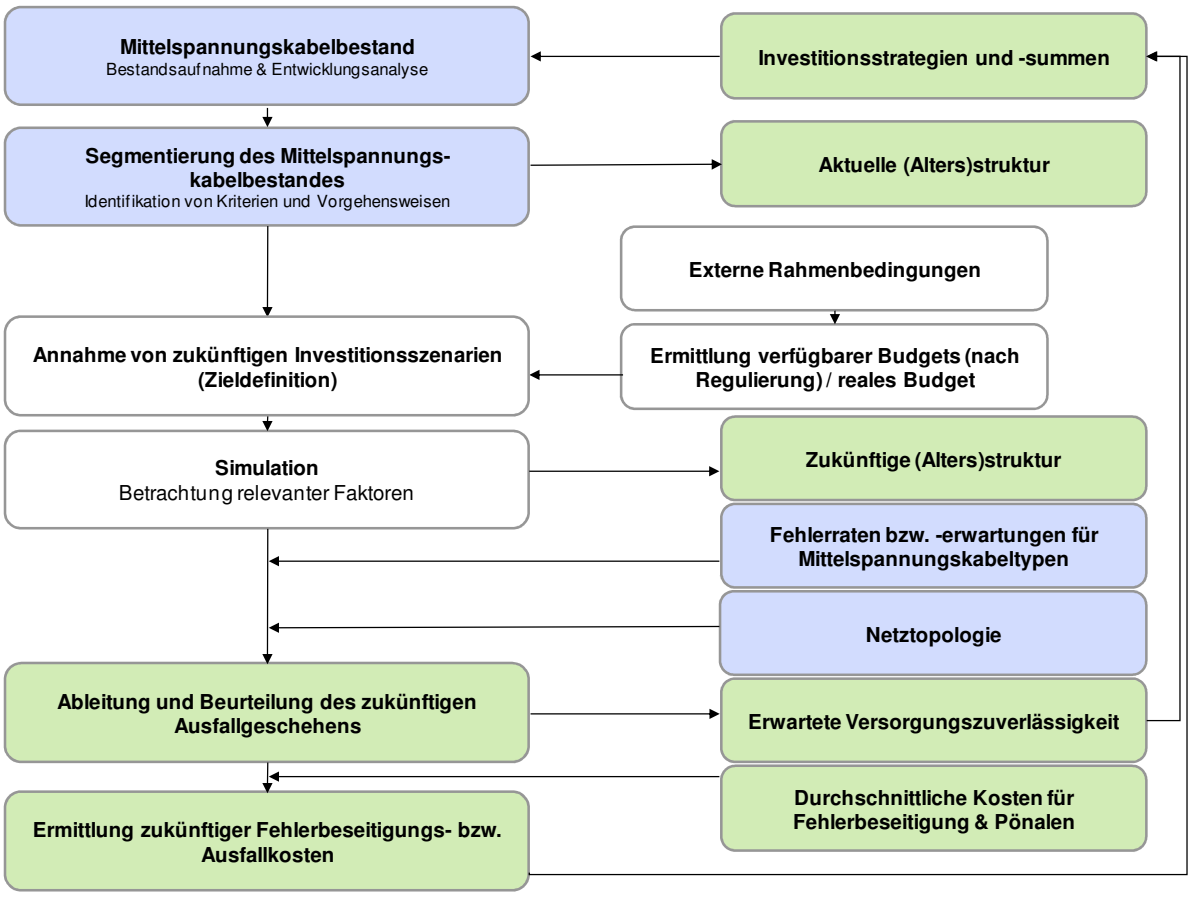


Abbildung 17 - Vorgehensschema: Schwerpunkte in Abschnitt 4 und 5

4.2 Aufnahme und Analyse des Mittelspannungskabelbestandes

Das in Abbildung 17 vorgestellte Vorgehensschema ist in seiner Funktionalität und Anwendbarkeit nicht nur auf Mittelspannungsnetze begrenzt. Es lässt sich auch auf

andere Spannungsebenen übertragen (vgl. Abschnitt 6.2 auf Seite 159). Für die Ermittlung zukünftiger Kosten zur Beseitigung von Fehlern und der damit möglichen Ableitung von Investitionsstrategien und -summen ist das Mittelspannungsnetz, das untersucht werden soll, umfassend zu betrachten.

Im Zuge der Bearbeitung wurde erstmalig jedem Kabelstreckenabschnitt ein Baujahr zugeordnet. Dadurch wird eine konsequente Abarbeitung des Vorgehensschemas möglich.

4.2.1 Aufnahme des vorhandenen Netzes

Die Grundlage des in Abbildung 17 dargestellten Vorgehensschemas bildet eine umfassende Aufnahme und Analyse der Netzdaten. Die Anforderungen entsprechen den üblicherweise in Geoinformations- sowie in SAP-Systemen gespeicherten Betriebsmittel- und Topologiedaten. Die im Folgenden betrachteten Betriebsmittel- und Topologiedaten beziehen sich auf das Jahr 2008.

Zur automatisierten Weiterverarbeitung sind die Betriebsmittel- und Topologiedaten durch Hilfsprogramme in die notwendige Struktur zu bringen. Das gewählte, datenbankorientierte Vorgehen verlangt hierzu die Bildung einer konsistenten Datenstruktur ohne Redundanzen sowie eine Normalisierung.[130] Vor dem Import in die Bewertungssoftware sind die Netzdaten den Anforderungen gemäß anzupassen. Der Vorteil dieser Vorgehensweise ist, dass die Bewertungssoftware nicht auf die Datenstruktur eines Netzbetreibers ausgerichtet wird, sondern flexibel anwendbar ist. Gleichzeitig können alle relevanten Netzdaten aufgenommen, eingelesen und ausgewertet werden. Der Anpassungsschritt wird auch zur Prüfung der Netzdaten auf Richtigkeit, Vollständigkeit und Konsistenz genutzt.

Grundlage für die Datenaufnahmen bilden das Geoinformationssystem sowie das SAP-System des Netzbetreibers. Geoinformationssysteme sind datenbankbasierte Systeme zur Verwaltung von geographischen Informationen. Innerhalb solcher Systeme ist das Mittelspannungsnetz weitestgehend abgebildet. Gleichzeitig beinhalten sie eine Vielzahl weiterer Informationen. Diese können über eine graphische Oberfläche als Kartenausschnitt dargestellt werden. Ein Beispiel ist in Abbildung 18 gezeigt. Zu erkennen sind die topographische Übersichtskarte mit Mittel- und Niederspannungsnetz und die Vorbereitung für eine Datenbankabfrage. Für die geplanten Auswertungen wird keine graphische Darstellung benötigt. Die benötigten Betriebsmittel- und Topologiedaten wurden über die in der Abbildung 18 gezeigten Datenbankabfrage ausgegeben. Der Mittelspannungskabelbestand wurde

[130] Krallmann, H., S. 263

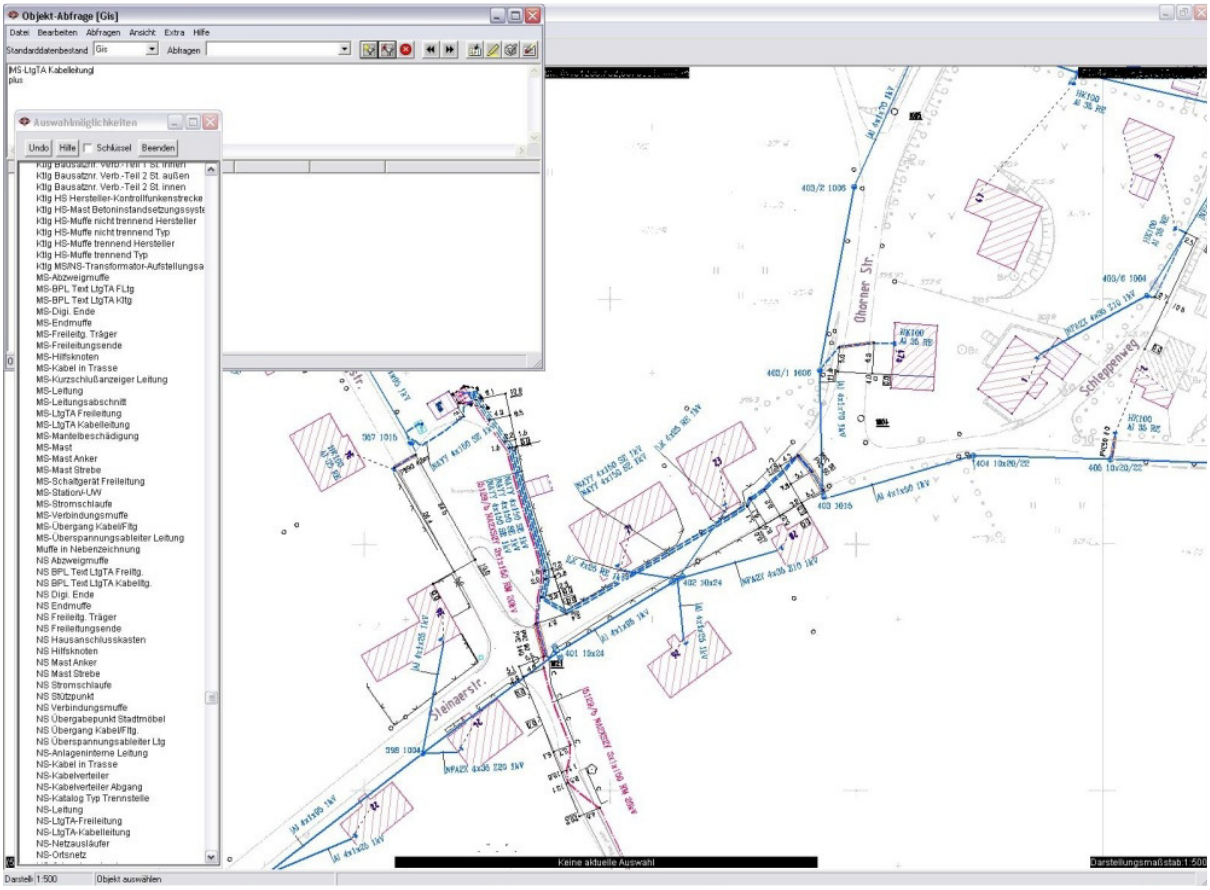


Abbildung 18 - Ausschnitt Geoinformationssystem

differenziert nach Leitungsstreckenabschnitten abgefragt. Der Export der Abfrageergebnisse erfolgte in eine Textdatei. Zur weiteren Bearbeitung wurden die Betriebsmittel- und Topologiedaten in das Tabellenkalkulationsprogramm Microsoft Excel übernommen.

Die Abfrageergebnisse stellen die Basis für die durchzuführende Datenanalyse dar. Aus den ausgegebenen Betriebsmittel- und Topologiedaten wurden verschiedene, für die Betrachtung relevante Merkmale ausgewählt. Hierzu gehören:

- Strukturname
- Inventarnummer des Leitungsstreckenabschnitts
- Netznennspannung
- Leitungsstreckenabschnittslänge
- Querschnitt [mm²]
- Nennspannung [kV]
- Verlegejahr
- Typbezeichnung
- begrenzende Netzknoten

Für den Import in die Bewertungssoftware erfolgte eine Trennung der Betriebsmitteldaten von den Topologiedaten sowie ein einzelner Import. Die Importtabellen sind in Abschnitt 10.20 dargestellt.

Weitere für die Analyse relevante Betriebsmitteldaten waren im SAP-System zu finden. Hierbei handelt es sich um ein sogenanntes Enterprise-Ressource-Planning-System (ERP-System), das als zentrales Betriebsablauf- und Geschäftsprozesssteuerungssystem die optimierte Nutzung der im Unternehmen vorhandenen Ressourcen, sowie möglichst effiziente Abläufe sicherstellen soll. Durch das System werden verschiedene, sowohl technische als auch wirtschaftliche Unternehmensdaten für Analysezwecke zur Verfügung gestellt. Der Rückgriff auf das SAP-System erlaubt eine Ergänzung und Validierung der Betriebsmitteldaten des Geoinformationssystems. Von Bedeutung ist im betrachteten Zusammenhang vor allem das Aktivierungsdatum der Betriebsmittel, das mit dem Verlegejahr abgeglichen wird. Es ist davon auszugehen, dass beide übereinstimmen. Innerhalb der vorgenommenen Abfragen gab es im SAP-System die Möglichkeit, verschiedene Detaillierungsgrade zu definieren. Die als Ergebnis entstandene Inventarliste konnte für die weitere Bearbeitung in ein Standard-Dateiformat exportiert werden. Wie schon im Falle des Geoinformationssystems handelt es sich bei der Inventarliste um eine tabulatorgetrennte txt-Datei. Auch hier erfolgt die Vorbereitung für den Import in die Bewertungssoftware auf der Basis von Microsoft Excel.

4.2.2 Systemübergreifende Zuordnung der Betriebsmittel- und Topologiedaten

Das Fehlen von Verlegejahren ist oft eines der zentralen Probleme der Verteilnetzbetzbetreiber. Eine vollständige Aufnahme der Verlegejahre von Mittelspannungskabeln ist nur mit originalen Kabelakten möglich und stellt, sofern diese überhaupt beim Verteilnetzbetreiber vorhanden sind, einen großen Aufwand dar. Kabelakten liegen oft nur in Papierform vor. Daher sind die in den elektronischen Systemen vorhandenen Betriebsmitteldaten konsequent zu nutzen.

Zur Steigerung der Qualität der Betriebsmitteldaten und für die in Abschnitt 4.2.4 vorgestellte Plausibilisierung wurde ein Abgleich der Betriebsmitteldaten aus dem Geoinformationssystem mit denen des SAP-Systems durchgeführt. Das Geoinformationssystem wurde hierbei als das führende System betrachtet. Soweit es notwendig war, fand eine Zuordnung fehlender Verlegejahre, auf Basis der im SAP-System gespeicherten Betriebsmitteldaten statt. Das Verlegejahr wird vor allem für die Ermittlung der notwendigen Investitionen sowie für die Bildung von Altersgruppen für Kabelarten benötigt. Die Zuordnung erfolgte automatisch mittels VBA-Programmen, die hierfür innerhalb eines weiteren Excel-Hilfsprogramms zu entwickeln waren.

Kriterium für eine Zuordnung ist vorrangig die Inventarnummer. Da dieses Kriterium im betrachteten Netz für eine eindeutige Zuordnung nicht ausreichend war,

wurden weiterhin die jeweils angegebene Länge des Kabelstreckenabschnitts sowie die Kabelart verglichen. Es war davon auszugehen, dass die im Geoinformationssystem vermerkten Betriebsmitteldaten nicht zu 100 % mit den Betriebsmitteldaten im SAP-System übereinstimmen. Die Gründe hierfür sind vielseitig. Die Leitungslängen im Geoinformationssystem werden zum Beispiel anhand der Endpunkte automatisiert in einer zweidimensionalen Ebene berechnet. Resultat ist eine systembedingte Abweichung, da z.B. steigende Leitungen keine Berücksichtigung finden. Auch kann sich durch den Verschnitt von Kabeln im Rahmen der Verlegung ein Unterschied ergeben.

Für den Abgleich wurden verschiedene Abweichungen der Kabellängen von 0 % bis ± 10 % betrachtet. Die Zuordnung bei einer Abweichung von 0 % ergab, wie aus vorstehend genannten Gründen erwartet, kein sinnvolles Ergebnis. Die meisten Kabelstreckenabschnitte ließen sich bei einer Abweichung von ± 10 % der im Geoinformationssystem vermerkten Länge von der im SAP-System gespeicherten Länge zuweisen. Bei einer Abweichung von ± 5 % konnten im untersuchten Mittelspannungsnetz mehr als 75 % der bei einer Abweichung von ± 10 % zugeordneten Kabel zugewiesen werden. In Anbetracht der geringeren Abweichung der Teilabschnittslängen und der Anzahl der Zuweisungen wurde die Abweichung von ± 5 % als Basis für die weiteren Betrachtungen gewählt.

Eine weitere Einschränkung der Zuordnungskriterien für die Betriebsmitteldaten erfolgte mit Blick auf die abschließende Plausibilitätsprüfung nicht. Es war auch mit keiner signifikanten Verbesserung der Ergebnisse bei Einbezug weiterer Zuordnungskriterien zu rechnen.

Durch den Betriebsmitteldatenabgleich wurde es möglich, die Anzahl der Betriebsmitteldatensätze mit nicht vermerktem Verlegejahr innerhalb der Betriebsmitteldaten des Geoinformationssystems signifikant zu vermindern. Es ist zu bemerken, dass, bedingt durch die Ablauflogik des Hilfsprogramms, jeweils der erste Treffer ausgewählt wurde. Der entsprechende Betriebsmitteldatensatz stand nach der Auswahl für eine weitere Zuordnung nicht mehr zur Verfügung. Die gewählte Vorgehensweise ermöglicht in der Theorie fehlerhafte Zuordnungen. Praktisch kann dieser Fall vernachlässigt werden, da die Kabel anhand der Identifikationsnummer eindeutig bestimmt sind. Sollten zwei Kabel innerhalb der Zuordnung die gleichen Merkmale aufweisen, so sind diese innerhalb einer Leitungsstrecke verlegt. Die Möglichkeit von Verwechselungen der Reihenfolge der in einer Leitungsstrecke verlegten Mittelspannungskabel hat keinen Einfluss auf das Ergebnis.

Wie bereits bemerkt, war es praktisch nicht möglich, allen Kabelstreckenabschnitten ein Verlegejahr zuzuordnen. Dies begründet sich damit, dass im SAP-System teilweise gesamte Kabelstrecken ohne Differenzierung in Kabelstreckenabschnitte hinterlegt sind. Kabelstreckenabschnitte, die die betriebsübliche Nutzungsdauer überschritten haben und abgeschrieben sind, werden ebenfalls nicht im SAP-System gepflegt. Die Möglichkeit, dass Doppelungen im SAP-System auftreten wird ausgeschlossen.

Das SAP-System enthält neben den Betriebsmitteldaten der Kabelstreckenabschnitte auch Kabelstreckendaten, die nicht in Kabelstreckenabschnitte differenziert sind oder bei denen einzelne Kabelstreckenabschnitte zusammengefasst wurden. Auch diese Informationen sind nutzbar. So wurde den im Geoinformationssystem vorhandenen Kabelstreckenabschnitten, denen kein Inbetriebnahmejahr zugeordnet war, das Inbetriebnahmejahr der gesamten Kabelstrecke zugewiesen. Hierfür ermittelte ein zusätzlich entwickeltes Hilfsprogramm anhand vorhandener Betriebsmitteldaten für jede der fraglichen Kabelstrecken das maximale Alter. Sofern im SAP-System verschiedene, nicht zuordenbare Teilabschnitte vorhanden waren, wurden ergänzend das durchschnittliche sowie das minimale Alter ermittelt. Das durchschnittliche Alter ist in diesem Fall der arithmetische Mittelwert. Eine Gewichtung nach Kabelstrecken- bzw. Kabelstreckenabschnittslängen erfolgte nicht. Für eine realitätsnahe Zuordnung der Werte wurde in verschiedene Kabelarten unterschieden. Die Systematik wird in Abschnitt 4.2.3 eingehend dargestellt.

Im Ergebnis dieser Aufbereitung konnte dem Großteil der verbliebenen Betriebsmitteldatensätze ein Verlegejahr zugewiesen werden. Die Unterschiede der neuen Netzdatenbasis im Vergleich zu den bisher bei dem Verteilnetzbetreiber verwendeten Betriebsmitteldaten zeigt Abbildung 19. Es ist zu erkennen, dass die im SAP-System vorhandene Betriebsmitteldatenbasis, bezogen auf die Altersstruktur, trotz der identifizierten Lücken aussagekräftig war.

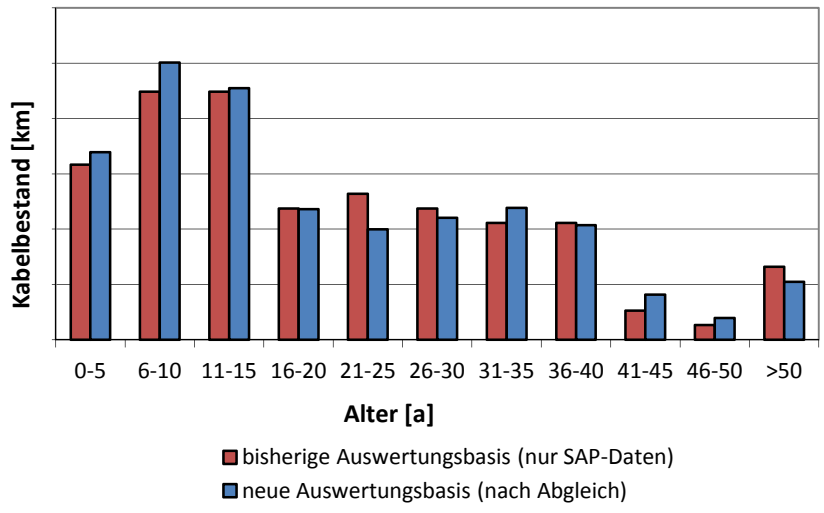


Abbildung 19 - Differenz herkömmliche und neue Auswertungsbasis

Resultierend aus der verwendeten Betriebs-

mitteldatenbasis ergibt sich aus der vorgenommenen Zuordnung ein Bild mit einer insgesamt höheren Aussagekraft als es bei der Verwendung der Betriebsmitteldaten aus nur einem System der Fall wäre. Weiterhin ist anzumerken, dass bei der indirekten Zuordnung von Verlegejahren anhand von Kabelstreckendaten die Kabelstreckenabschnitte tendenziell als älter eingestuft wurden. Hierdurch ist man bezüglich der jeweils resultierenden Ausfallrate $\lambda(t)$ auf der statistisch sicheren Seite. Im Zweifel werden also mehr Ausfälle prognostiziert, als in der Realität auftreten.

Mit dieser neuen Betriebsmitteldatenbasis ergibt sich ein genauer Überblick über die Verlegejahre der Mittelspannungskabel. Allerdings konnten selbst auf diesem Wege ca. 8 % der Kabelstreckenabschnitte kein Verlegejahr zugeordnet werden. Diese Zuordnung ist durch Verwendung eventuell vorhandener Kabelakten in Papierform möglich. Als Alternative für das zeitaufwändige Einpflegen der Kabelakten bleibt eine Schätzung der Verlegejahre. Diese wird nachfolgend dargestellt.

4.2.3 Parameter zur Schätzung fehlender Verlegejahre

Da für die automatisierte Bewertung eines Mittelspannungsnetzes die zugrunde liegende Betriebsmitteldatenbasis so vollständig und genau wie möglich zu halten ist, sind fehlende Parameter zu schätzen. Grundbedingung für die fundierte und somit möglichst fehlerarme Schätzung der fehlenden Verlegejahre ist die Betrachtung der zur Verfügung stehenden Informationen. Es wird von einem Mittelspannungsnetz ausgegangen, das im Gebiet der neuen Bundesländer liegt. Dies bedeutet, dass für Kabel, die vor 1990 verlegt worden sind, die Maßstäbe der ehemaligen DDR anzusetzen sind.

Die im Netz vorhandenen Mittelspannungskabel sind nach dem jeweiligen Kabeltyp differenziert zu betrachten, da sich daraus die Einsatzzeiträume ergeben. Eine Übersicht der Einsatzzeiträume verschiedener Öl-Papier Kabeltypen innerhalb eines regionalen Verteilnetzes ist in Abbildung 20 dargestellt. Eine analoge Darstellung für PE-Kabel findet sich in Abbildung 24 in Abschnitt 4.3.2 auf

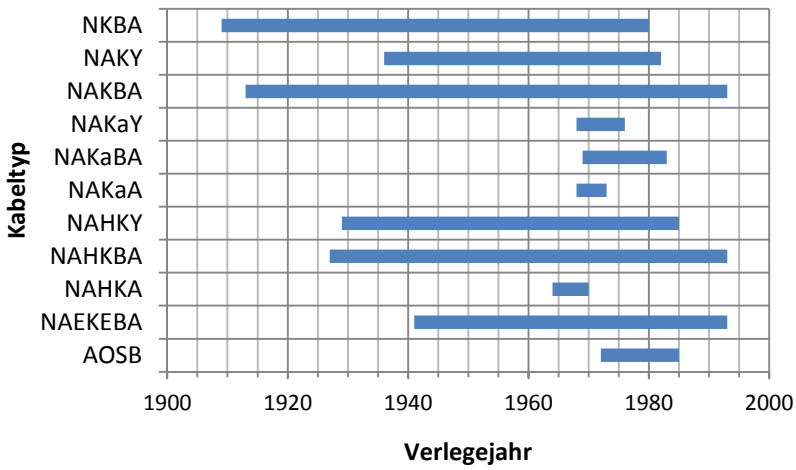


Abbildung 20 - Verlegezeiträume bestimmter Typen von Öl-Papier-Kabeln
(zur Differenzierung der genannten Kabeltypen siehe „Typkurzzeichen für Kabel“ in Anhang 10.6 auf Seite 196)

Seite 75. Weitere Informationen lassen sich, sofern die entsprechenden Betriebsmitteldaten vorhanden sind, aus den in der Vergangenheit getätigten Investitionen und aus dem vorhandenen Kabelbestand gewinnen.

In Bezug auf Öl-Papier-Kabel wird von einer Normalverteilung der noch im Netz vorhandenen Kabel ausgegangen. Dies lässt sich damit begründen, dass Öl-Papier-Kabel die ältesten vorhandenen Mittelspannungskabel darstellen. Ab ca. 1970 erfolgte immer mehr der Einsatz von PE-Kabeln (siehe Abbildung 74 sowie Abbildung 75 auf Seite 210 f). Weiterhin wird von annähernd gleichmäßigen Investitionen im Zeitraum zwischen den 50'ger und 80'ger Jahren ausgegangen. Beginnend ab dem Zeitpunkt des Produktionsstarts von PE-Kabeln nimmt der Anteil der verlegten Öl-Papier-Kabel kontinuierlich ab. Der Einsatz von Öl-Papier-Kabeln wurde jedoch nicht bis auf Null reduziert. Ergänzend kann davon ausgegangen werden, dass unter der bereits getroffenen Annahme kontinuierlicher Investitionen der vorhandene Kabelbestand schrittweise erneuert wurde, so dass alte Öl-Papier-Kabel ersetzt wurden. Es wurde ein Zeitraum von 1960 bis 1989 betrachtet. Daraus ergibt sich ein Mittelwert μ von $\mu = 15$ Jahren. Die Standardabweichung δ wurde mit $\delta = 6{,}5$ Jahren angenommen. Angewendet auf die Öl-Papier-Kabelteilabschnitte ohne Verlegejahr ergibt sich die in Abbildung 21 dargestellte Verteilung. Die erhöhte Anzahl von Kabelstreckenabschnitten, die dem Jahr 1960 zugeordnet wurden, resultiert aus der Normalverteilung, die vom Grundsatz her eine kontinuierliche Funktion ist, für die in diesem Fall jedoch diskrete Werte eingegeben wurden. Grundsätzlich ist bei dieser Vorgehensweise davon auszugehen, dass der so geschätzte Bestand entsprechender Mittelspannungskabel von der Tendenz her zu jung angenommen wird. Dies relativiert sich jedoch mit Blick auf die verhältnismäßig kleine Anzahl von Kabelteilabschnitten, denen auf diese Art und Weise ein Inbetriebnahmejahr zugeordnet wurde.

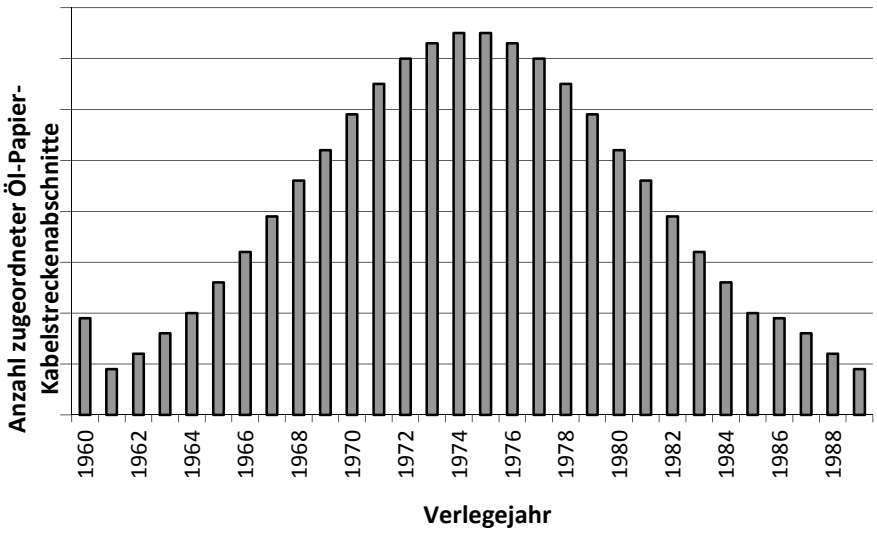


Abbildung 21 - Zuordnung Altersschätzung bei Öl-Papier-Kabeln

Ein ähnliches Vorgehen wurde für die zu betrachtenden PE-Kabel gewählt. Bei PE-Kabeln kann eine Gleichverteilung des Einsatzes angenommen werden. Die Annahme begründet sich damit, dass in der Anfangszeit für die Herstellung dieser Kabel in der Kabelindustrie der ehemaligen DDR importiertes und somit nur begrenzt verfügbares PE verwendet wurde (DFDM 5950 BP Chemicals, Belgien). Erst mit der Umstellung auf das später in der DDR entwickelte und eingesetzte Leuna-PE konnten diese Mittelspannungskabel verhältnismäßig günstig hergestellt und breiter eingesetzt werden.[131] Ein Teil der Mittelspannungskabel wurde exportiert.

Auch bei der Zuordnung von Verlegejahren zu PE-Kabeln ist von einem Fehler auszugehen. So ist beispielsweise die Annahme der Gleichverteilung nur eine Vereinfachung. Eine schlüssige, alternative Verteilungsfunktion konnte aus den vorliegenden Betriebsmitteldaten für PE-Kabel nicht ermittelt werden. Problematisch an der Annahme der Gleichverteilung sind die ersten Jahre des Einsatzes dieses Kabeltyps, als die entsprechenden Produktionskapazitäten noch nicht voll ausgebaut waren, sowie die Jahre von 1990 bis 1992, wo lediglich Restbestände verlegt wurden. Gespräche mit Mitarbeitern des Verteilnetzbetreibers und auch mit externen Fachleuten haben zu dem Schluss geführt, dass die vorgenommene Abschätzung speziell auch mit Blick auf den relativ geringen Kabelbestand, der durch diese Kabel repräsentiert wird, zulässig ist. Es kann aber nicht ausgeschlossen werden, dass auch noch nach 1992 vereinzelte Teilabschnitte aus den noch im Lager vorhandenen Kabelrestbeständen verlegt wurden.

Bei der Prüfung der Betriebsmitteldaten ist weiterhin aufgefallen, dass einem Teil der vorhandenen VPE-Kabel kein Verlegejahr zugeordnet war. Da hier mit Blick auf die bekannten Investitionsvolumen nicht von einer Gleichverteilung ausgegangen werden konnte und auch eine Normalverteilung nicht den Anforderungen entspricht, wurde als Abschätzung eine verteilnetzbetreiberspezifische, linksschiefe Verteilung gewählt. Dieses Vorgehen ließ sich auch auf andere Verteilnetzbetreiber übertragen. Die gewählte Verteilung orientiert sich an einer klassischen Normalverteilung mit einem Mittelwert μ von 10 Jahren und einer Standardabweichung δ von 5 Jahren im Zeitraum von 1990 bis 2005. Der Mittelwert μ wurde auf das Jahr 1995 gelegt. Somit repräsentiert der Zeitraum von 1990 bis 1995 die Hälfte des zugeordneten Kabelbestandes. Mit Blick auf die 1996 abzusehenden Entwicklungen am Energiemarkt wurde den seitdem tendenziell sinkenden Investitionen Rechnung

[131] Küllig, P., S. 26

getragen.[132] Die sich ergebende Verteilung ist in Abbildung 22 dargestellt. Sie spiegelt das Investitionsverhalten des Verteilnetzbetreibers wider.

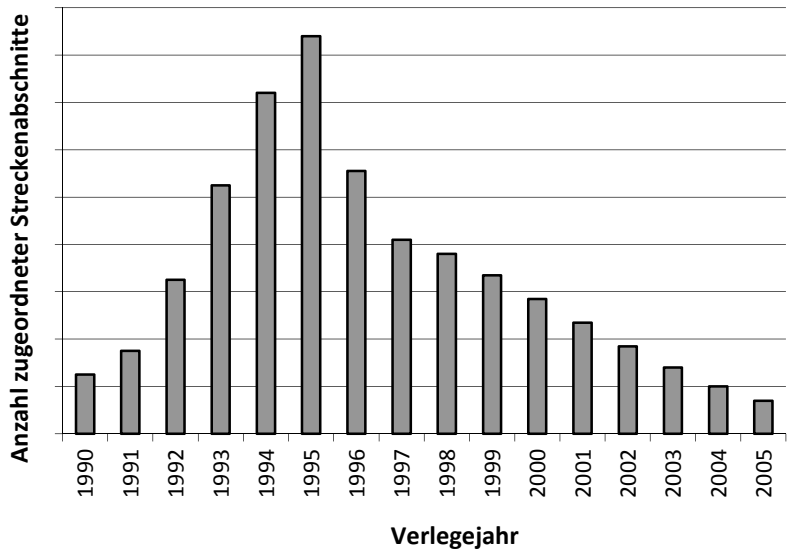


Abbildung 22 - angenommene Struktur verbleibender VPE-Kabel

Auf diese Art wurden alle Kabelteilabschnitte in eine für die Kabelart entwickelte Verteilung eingepasst. Die Zuordnung der Verlegejahre zu den Streckenabschnitten ohne Verlegejahr erfolgte nach dem Zufallsprinzip. Diese Art der Zuordnung fehlender Verlegejahre wurde zuerst bei einem Verteilnetzbetreiber durchgeführt. Die Analyse weiterer Mittelspannungsnetze hat gezeigt, dass auch andere Verteilnetzbetreiber diese Probleme haben. Entsprechend wurde der Ansatz übertragen.

Bei dieser Zuordnung ist von einem Fehler auszugehen, der aber nicht genau bestimmt werden kann. In Kooperation mit Mitarbeitern der Netzplanung der betreffenden Verteilnetzbetreiber ist in allen Fällen festgestellt worden, dass die resultierende Altersstruktur mit den bisher verwendeten Betriebsmitteldaten übereinstimmt.

4.2.4 Plausibilitätsprüfung der aufgenommenen Betriebsmitteldaten

Wie bereits dargestellt wird das Geoinformationssystem als führendes Betriebsmitteldatensystem angenommen. Bei der Bearbeitung wurden aus den in diesem System vorhandenen Betriebsmitteldaten die unvollständigen Datensätze extrahiert. Hierbei handelte es sich um fehlende Verlegejahre und vereinzelt fehlende Längenangaben. Letztere wurden durch rechnerisch ermittelte Daten (Entfernung zwischen zwei Netzknoten) ersetzt. So ist eine weitgehend ausreichende Abschätzung der Länge der Streckenabschnitte möglich, wobei die errechnete Länge, abhängig von der Topologie, grundsätzlich kürzer ist als die reale. Eine Korrektur um einen bestimmten Faktor erfolgte nicht.

[132] EU-Richtlinie 96/92/EU

In einem weiteren Schritt wurden die vorhandenen Mittelspannungskabel in die einzelnen Kabelarten aufgeteilt. Es wurde in PE, VPE und Massekabel unterschieden. Die Einteilung erfolgte nach Tabelle 40, die in Anhang 10.7 dargestellt ist. Probleme bei der automatisierten Bearbeitung resultierten aus unklaren bzw. fehlerhaften Kabeltypbezeichnungen. Diese wurde im Rahmen der Vorbereitung der Betriebsmitteldaten manuell ergänzt bzw. berichtigt. Weiterhin erfolgte eine händische Berichtigung der Betriebsmitteldatensätze, bei denen das Inbetriebnahmejahr, nicht in dem dafür vorgesehenen Feld vermerkt war. Betriebsmitteldatensätze, auf die das zutrifft, lassen sich automatisiert finden. Nach der Zuordnung der Verlegejahre aus der Anlagenbuchhaltung fand eine weitere Plausibilitätsprüfung statt. So wurden beispielsweise VPE-Kabel, die im SAP-System mit einem Aktivierungsjahr vor 1990 vermerkt waren, gesondert betrachtet. Begründet werden kann das damit, dass VPE-Kabel in den neuen Bundesländern nur sehr selten eingesetzt wurde. Andere Kabelarten, d.h. Öl-Papier- und PE-Kabel wurden dahingehend gefiltert, dass sie bei einem im SAP-System vermerkten Baujahr nicht mehr zugeordnet wurden.

In diesen Fällen erfolgte bei den fraglichen Betriebsmitteldatensätzen eine weitere Prüfung. Einen Überblick über die festgelegten Grenzen gibt Tabelle 07. Es wurde davon ausgegangen, dass bis 1991 PE-Kabelrestbestände verlegt wurden. In einer weiteren Plausibilisierung erfolgte die nochmalige Überprüfung der verlegten Restbestände nach dem beschriebenen Vorgehen. Parallel dazu erfolgte auch bei den Betriebsmitteldaten aus dem SAP-System eine Plausibilitätsprüfung. Hierbei sind keine unvollständigen oder falschen Betriebsmitteldaten aufgefallen. Da im konkreten Fall im SAP-System die Kabelart nicht hinterlegt war, konnte das als Verlegejahr angenommene Aktivierungsdatum erst nach einer Zuordnung zu den Betriebsmitteldaten des Geoinformationssystems auf Plausibilität geprüft werden. Die Plausibilitätsprüfung der Betriebsmitteldaten wurde im Rahmen der Zuordnung der Verlegejahre automatisiert vorgenommen.

	Öl-Papier-Kabel	PE-Kabel	VPE-Kabel
Altersobergrenze (Verlegejahr)	-	1970	1990
Altersuntergrenze (Verlegejahr)	1992	1996	-

Tabelle 07 - Altersgrenzen bei der Plausibilisierung der Betriebsmitteldaten

Bei der Verwendung der Betriebsmitteldaten aus dem SAP-System ist, abhängig von der Praxis des Netzbetreibers, zu beachten, dass in diesem System nicht alle Leitungsstreckenabschnitte konkret identifizierbar aufgenommen wurden. Im SAP-System waren nur Mittelspannungskabel vermerkt, die noch abgeschrieben wurden. In vielen Fällen sind bei älteren Mittelspannungskabeln nur Leitungsstrecken vor-

handen, die nicht direkt zugeordnet werden konnten. Langfristig ist mit einer Relativierung dieses Effektes zu rechnen, da im Laufe der Zeit die Betriebsmitteldatenbasis im SAP-System immer detaillierter wird. Eine Prüfung ist an dieser Stelle nur mittels der originalen Kabelakten möglich. Neu eingesetzte Mittelspannungskabel werden streckenabschnittsgenau eingepflegt, so dass sich der beschriebene Effekt innerhalb der nächsten Jahre aufheben wird.

4.3 Segmentierung der eingesetzten Mittelspannungskabel

Seit der Entwicklung von Kabelleitungen wurden diese in Mittel- und Niederspannungsnetzen, später auch in Hoch- und Höchstspannungsnetzen eingesetzt. Da sich Kabel praktisch unsichtbar verlegen lassen und somit sowohl das Landschaftsbild nicht stören als auch bei dichter Bebauung gut verwendbar sind, ist in den vergangenen Jahren ein Trend zur Verlegung von Kabeln sowie zum Rückbau von Freileitungen zu erkennen (siehe Abbildung 05).[133]

Prinzipiell haben einadrige Mittelspannungskabel den in Abbildung 23 dargestellten Aufbau. Unterschiede ergeben sich beim verwendeten Leitermaterial sowie bei der Bauart des Leiters. Ein weiteres Differenzierungsmerkmal ist der verwendete Isolierstoff. Hierauf wird in Abschnitt 4.3.1 genauer eingegangen. Eine Differenzierung nach Kabelschirm und Kabelmantel macht keinen Sinn. Möglich ist jedoch eine Differenzierung anhand des Verlegejahres. Ergänzend kann bei kunststoffisolierten Kabeln die verwendete Herstellungstechnologie unterschieden werden (vgl. Anhang 10.19). Diese kann, wenn überhaupt, nur grob eingeordnet werden, da die verschiedenen Extrusionstechniken sukzessive bis zur heute üblichen Dreifachextrusion entwickelt wurden (siehe Anhang 10.19.2). Ein Vermerk der Herstellungstechnologie innerhalb der Kabelbezeichnung ist nicht vorhanden.

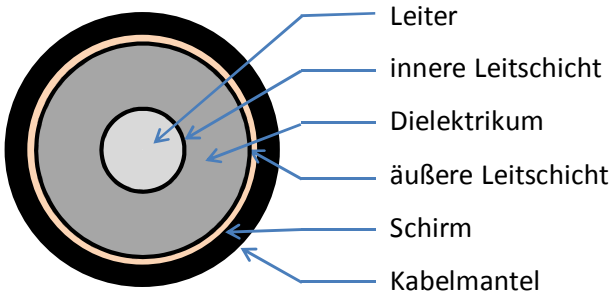


Abbildung 23 - prinzipieller Aufbau von Mittelspannungskabeln

Wird die Lebenserwartung einzelner Mittelspannungskabel anhand von Fehlerstatistikdaten in Form von Verteilungsfunktionen beschrieben, ist es notwendig, dass eine ausreichende Menge dieser Mittelspannungskabel innerhalb des betrachteten Mittelspannungsnetzes verlegt ist. Weiterhin ist darauf zu achten, dass die Anzahl der alterungsbedingten Ausfälle für eine statistische Auswertung ausreichend hoch ist.

[133] vgl. Kaufmann, W., S. 4./38ff

Blickt man auf die zur Verfügung stehenden Fehlerstatistikdaten (siehe Abschnitte 4.4.2 und 4.4.7 bis 4.4.10), so ist zu erkennen, dass die Anzahl alterungsbedingter Kabelfehler verhältnismäßig gering ist. Für statistisch sichere Aussagen werden jedoch gewisse Stichprobenumfänge benötigt (vgl. Abschnitt 4.4.8). Aus diesen Aspekten resultiert die Notwendigkeit der Bildung von Kabelgruppen. Bei der Bildung der Gruppen ist darauf zu achten, dass die einer Gruppe zugeordneten Mittelspannungskabel möglichst gleichartig sind und sich gegenüber anderen Gruppen durch objektive Kriterien abgrenzen lassen. In Summe ergeben sich auf diese Weise unter Berücksichtigung geeigneter Modellannahmen die Randbedingungen für die Segmentierung des Bestandes in verschiedene Mittelspannungskabelgruppen. Nachfolgend wird auf mögliche Segmentierungskriterien eingegangen

4.3.1 Segmentierung nach Art des Isolierstoffs

Eine Segmentierung kann in Anlehnung an Abbildung 09 - Arten elektrischer Leitungen - anhand des verwendeten Isolierstoffs vorgenommen werden.

Bei Mittelspannungskabeln ist eine Unterscheidung der jeweils verwendeten Isolierstoffe anhand der Typbezeichnung möglich und aufgrund der unterschiedlichen Verhaltensweisen der Isolierstoffe auch sinnvoll. Unterscheiden lassen sich bedingt selbstheilende Öl-Papier-isolierte und nicht selbstheilende kunststoffisolierte Mittelspannungskabel. Letztere lassen sich, abhängig vom verwendeten Isoliermaterial, weiter unterteilen. Hier erfolgt, wie in Abbildung 09 bereits gezeigt, vor allem eine Unterscheidung in PE- und VPE-isolierte Kabel. Es gibt zwar auch im Bereich der Mittelspannung PVC-Kabel, die Anzahl ist jedoch so gering, dass diese vernachlässigt werden können. Mit der Unterscheidung von Öl-Papier- sowie PE- und VPE-Kabeln ist bereits eine grobe Unterteilung in verschiedene Kabelarten und somit eine erste Gruppierung des Mittelspannungskabelbestandes gegeben.

Öl-Papier-Kabel haben als Isolierstoff gewickeltes, ölgetränktes Papier. Das verwendete Isolieröl hat eine geringe Viskosität. Somit kann nach einem Durchschlag der Durchschlagskanal durch nachfließendes Isolieröl geschlossen werden. Öl-Papier-Kabel haben aus der Erfahrung heraus eine hohe Lebenserwartung. Ihr Einsatz ist jedoch mit Nachteilen verbunden. Hierzu gehören Umweltschutzaspekte aber auch eine aufwändige Verlegung, Montage, Betrieb und Reparatur.[134] Insbesondere Steigungen sind kritisch, da schon kleine Undichtigkeiten zu einem Abfluss des Isolieröls führen können. Es besteht die Gefahr der Austrocknung, die mit einer Verringerung des Isoliervermögens einhergeht.

[134] Schufft, W., S. 98f.

Bei Kunststoffkabeln ist der Isolierstoff meist vernetztes Polyethylen (VPE). Bei älteren Kabeln wurden hier auch PE und PVC eingesetzt. Die Verwendung von PVC-Kabel ist heute nur noch in der Niederspannung üblich.

Da für VPE-Kabel im betrachteten Mittelspannungsnetz kaum Fehlerstatistikdaten vorliegen, bleiben für die weitere Betrachtung Öl-Papier- und PE-Kabel relevant.[135, 136] Es erfolgt eine Gruppierung der vorhandenen Mittelspannungskabel nach der Art des Isolierstoffs und somit nach der Kabelart. Eine Übersicht über die Zuordnung verwendeter Kabeltypen gibt Tabelle 40 auf Seite 198. Innerhalb der Mittelspannungskabelgruppe findet keine weitere Differenzierung nach dem Kabeltyp statt. Beschreibende Parameter der Mittelspannungskabelgruppe sind die im Netz vorhandene Gesamtlänge der jeweiligen Kabeltypen sowie die Fehlerstatistikdaten, die den Mittelspannungskabeln der Gruppe zuzuordnen sind. Der verwendete Isolierstoff kann als weitestgehend homogen angenommen werden. Ergänzend ist zu erwarten, dass sich Mittelspannungskabel gleicher Kabelarten, aber mit verschiedenen Verlegejahren, unterschiedlich verhalten. Als Begründung wird auf die sich im Laufe der Zeit stetig weiterentwickelnde Herstellungstechnologie, die verbesserten Materialeigenschaften sowie die optimierte Auslegung der Isolierung verwiesen (siehe Anhang 10.19). [137, 138]

In der Analyse der Kabelbestände wurde angenommen, dass Mittelspannungskabel mit gleicher Typbezeichnung den gleichen Aufbau besitzen. Aus Untersuchungen der TU-Chemnitz geht hervor, dass diese Annahme aus verschiedenen Gründen nicht immer gegeben ist. So weichen Mittelspannungskabel vom Typ NA2YHCaY sowohl in der Leiterform (massiv bzw. mehrdrähtig; unvollständige Dokumentation der Typbezeichnung) als auch im Schirmmaterial und Korrosionsschutz voneinander ab.[139]

Einen Überblick gibt Tabelle 08. Hier sind auch Unterschiede bei den Normquerschnitten zu erkennen. Ähnliches ist besonders im Bereich der Öl-Papier-isolierten Kabel zu erwarten. Diese wurden über einen sehr langen Zeitraum hinweg von jeweils verschiedenen Herstellern produziert. Es ist davon auszugehen, dass auch hier Mittelspannungskabel mit gleicher Kabeltypbezeichnung konstruktive Unterschiede aufweisen, die sich jedoch nicht auf die Art des Dielektrikums beziehen. [140]

---

[135] Schreiter, F., Goldnau, J., Noske, T., S. 32 - 39

[136] Schufft, W., Schreiter, F., P. T7-669

[137] VEB Energiekombinat Berlin, Anlage 3/4

[138] Weißenberg, W., S. 6 ff

[139] n.n. veröffentlichte Untersuchung der TU Chemnitz, Barsch, D., 2009

[140] VEB Energiekombinat Berlin, S. 18

lfd. Nr [Teilstück]	Verlege-jahr	Aufbaumaße						Aufbau - Typ[2]
		Al-Leiter		PE-Dielektrikum	PVC-Außenmantel	Außenleiter		
		Ausführung	Querschnitt [mm^2]	Mittelwert [mm]	Mittelwert [mm]	Anzahl	Breite x Stärke [mm]	
1 [A]	1979	eindrähtig	181,5	5,98	2,06	16	3,8 x 1,2	II
2 [B]	1978	eindrähtig	174,4	5,80	2,82	16	4,2 x 1,2	I
3 [C]	1979	eindrähtig	181,5	6,34	2,46	16	4,1 x 1,2	I
4 [A]	1979	eindrähtig	176,7	6,10	2,88	16	4,1 x 1,2	I
5 [B]	1979	eindrähtig	176,7	6,02	2,50	16	4,1 x 1,2	I
6 [A]	1977	eindrähtig	181,5	6,04	2,84	13	5,0 x 1,0	I
6 [C]	1977	eindrähtig	181,5	6,02	2,58	13	5,0 x 1,0	I
7 [A]	1978	mehrdrähtig[1]	181,7	6,00	2,60	16	3,8 x 1,2	II
8 [B]	1979	mehrdrähtig[1]	181,7	5,88	2,76	16	3,7 x 1,2	II
9 [C]	1978	mehrdrähtig[1]	244,4	6,44	2,70	16	4,0 x 1,6 / 3,5 x 1,6	III

Tabelle 08 - Aufbaumaße von Kabelstreckenabschnitten

[1] normal verseilt

[2] Korrosionsschutz:

- Typ I: (Textil-) Gewebe-Kunststoffverbund
- Typ II: (Textil-) Gewebe-Kunststoffverbund
- Typ III: Kunststoff + Bitumengetränktes Gewebe

4.3.2 Bildung von Altersklassen für die weitergehende Betrachtung

Im Hinblick auf die im Zeitverlauf unterschiedlichen Materialeigenschaften und Herstellungstechnologien wurde bei der weiteren Bearbeitung eine Differenzierung nach Verlegezeiträumen, d.h. mehrerer zusammenhängender Verlegejahre vorgenommen.

Optimal ist eine Definition möglichst kleiner Altersklassen. Demgegenüber steht die kleine Anzahl auswertbarer Fehlerereignisse bei kleinen Altersklassen. Gleichzeitig besteht bei zu großer Wahl der Altersklassen die Gefahr, dass Mittelspannungskabel die nicht mehr miteinander vergleichbar sind, verglichen werden (siehe Abbildung 20). Die Größe der Altersklassen wird somit durch die zur Verfügung stehenden Fehlerstatistikdaten bestimmt. (siehe Abschnitt 4.4).

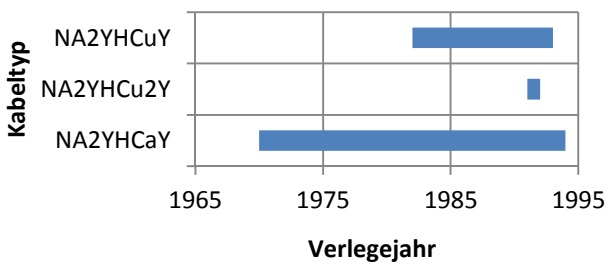


Abbildung 24 - Verlegezeiträume von PE-Mittelspannungskabeln

Ausgehend von den in Abbildung 20 dargestellten Verlegezeiträumen für Öl-Papier-Kabel und den in Abbildung 24 gezeigten Verlegezeiträumen für PE-Kabel wurden Altersklassen gebildet. Durch die Wahl einer geeigneten Klassengröße wird eine für

die statistischen Untersuchungen ausreichend große Menge an Fehlerereignissen innerhalb der jeweiligen Altersklasse sichergestellt.

Diese Altersklassen werden auf die nach der Kabelart gebildeten Mittelspannungskabelgruppen angewendet. Unter Beachtung der Verlegezeiträume wurden die Mittelspannungskabelgruppen in Altersklassen von 10 zusammenhängenden Jahren unterschieden. Es ergab sich die in Tabelle 09 gezeigte Klassierung. Die gewählte Klassengröße ist handhabbar und durch die Technologieentwicklung bei der Herstellung begründbar (vgl. Anhang 10.19.1 und 10.19.2). Mit der Differenzierung von Mittelspannungskabeln in Mittelspannungskabelgruppen und Altersklassen konnte erstmalig bei einer derartigen Untersuchung der zur Altersklasse gehörende Mittelspannungskabelbestand berücksichtigt werden (erweiterte Datenbasis).

Öl-Papier-Kabel	PE-Kabel
1959-1968	-
1969-1978	1969-1978
1979-1988	1979-1988
1989-1998	1989-1998

Tabelle 09 - Altersklassen der untersuchten Kabel

4.4 Ermittlung von Fehlerraten für Mittelspannungskabel

Zur Bewertung von Mittelspannungsnetzen gem. Abbildung 01 bzw. Abbildung 17 ist die Kenntnis der Ausfallerwartungen von entscheidender Bedeutung. Im Folgenden wird dargestellt, wie auf Basis realer Betriebsmittel- und Fehlerstatistikdaten Ausfallerwartungen für die in Altersklassen eingeteilten Mittelspannungskabelarten berechnet werden konnten. Einen ersten Anhaltspunkt geben, soweit vorhanden, die historischen Projektierungsdaten zur Bemessung des Isolierstoffs.[141, 142]

Da für VPE-isolierte Kabel keine für eine Analyse ausreichenden Fehlerstatistikdaten vorlagen und auch Belastungen mit erhöhter Spannung unter realen Bedingungen noch keine Anhaltspunkte für eine vorzeitige Alterung ergeben haben, werden diese Kabel von der Betrachtung ausgeschlossen (siehe Abschnitt 5.3.3).[143]

Weiterführend wird vor der Anwendung ein Überblick über die zugrunde liegenden Zusammenhänge gegeben. Nach der Entwicklung von Verteilungsfunktionen anhand der vorliegenden Netzdaten erfolgt eine Bewertung der Aussagekraft der Ergebnisse.

[141] Küllig, P., S. 81 ff

[142] Weißenberg, W., S. 108 ff

[143] Schufft, W., Schreiter, F., T7-669

4.4.1 Einordnung der Problemstellung

Innerhalb der Statistik wird in deskriptive und induktive Statistik unterschieden. Deskriptive Statistik wird als beschreibende Statistik verstanden. Die Analyse vorhandener Daten, im Weiteren Fehlerstatistikdaten, unter Einbezug mathematischer Modelle wird als induktive Statistik bezeichnet.[144]

Bei der Ermittlung der Ausfallraten $\lambda(t)$ klassifizierter Mittelspannungskabelarten kann auf verschiedene Arten von Informationen zurückgegriffen werden. Es können historische Erfahrungswerte durch statistische Auswertung von internen und externen Fehlerstatistikdaten genutzt werden (probabilistischer Ansatz). Nachteil dieser Sichtweise ist, dass hier die Umstände, die zu Ausfällen führten, nicht beachtet werden (out of the box Sichtweise). Ein weiterer Ansatz ist die Beurteilung deterministischer Einflussfaktoren. Hierzu werden die Auswirkung von Anwendungsbedingungen, Beschaffenheit und Umwelteinflüsse auf ein betrachtetes Element ausgewertet. Nachteil dieser Vorgehensweise ist, dass selbst bei vollständiger Abbildung aller determinierenden Faktoren keine Aussage über den Zeitpunkt des zu erwartenden Ausfalls getroffen werden kann (in the Box Sichtweise). Beide Methoden sind dementsprechend nur bedingt anwendbar.

Ideal ist die praktisch kaum realisierbare Kombination beider Sichtweisen. Vergangenheitsbezogenes „Wann“ ist mit dem „Warum“ zu verknüpfen. Dies ist theoretisch mittels einer Bayes-Statistik realisierbar. Der Ansatz über die Bayes-Statistik wird aufgrund mangelnder Fehlerstatistikdaten nicht weiter verfolgt. Stattdessen wird zuerst eine deskriptive Statistik erstellt. Diese wird anschließend durch Zugrundelegen eines mathematischen Modells sowie verschiedener Verteilungsfunktionen entwickelt.[145]

Voraussetzung für eine statistische Untersuchung ist, dass alle in der Grundgesamtheit enthaltenen Elemente homogen sind. Die Ausfälle der Elemente folgen einer Wahrscheinlichkeitsverteilung.[146] Die zu beurteilende Ausfallgesamtheit weist diese Voraussetzung nur bedingt auf. Verhalten sich Teile der Grundgesamtheit abweichend, resultieren daraus sowohl bei der Formulierung eines Wahrscheinlichkeitsmodells als auch hinsichtlich der Stichprobenentnahme Probleme. Daher ist die Homogenität der zu beurteilenden Gesamtheit sicherzustellen. Zur Differenzierung der Grundgesamtheit in verschiedene Teile eignen sich vor allem sachbezogene Kriterien. Hierzu gehören die Kabelart, der Herstellungszeitraum, die Herstellungstechnologie aber auch die historische Belastung (siehe Anhang 10.19). Um

[144] Rößler, I., Ungerer, A., S. 129
[145] Sachs, L., S. 139
[146] Storm, R., S. 135

eine jeweils homogene Grundgesamtheit für die weitere Betrachtung sicherzustellen, werden die in Abschnitt 4.3 gebildeten und nach dem Verlegejahr klassifizierten Mittelspannungskabelarten verwendet.

Voraussetzung für eine repräsentative Stichprobe, wie sie die beobachteten Fehler innerhalb der in Tabelle 09 dargestellten Klassen sind, ist die zufällige Auswahl der Elemente aus der Grundgesamtheit. Diese zufällige Auswahl ist in der vorliegenden Problematik, z.B. wegen einer zeitweiligen Überbeanspruchung, nicht zwingend gegeben. Eine Grundlage ist, dass das Mittelspannungskabel i (mit i=1,2,…, n) im Zeitpunkt 0 (Inbetriebnahme) funktionstüchtig ist. Die Beobachtungsdauer kann gegen unendlich gehen. In diesem Fall wird die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls der Betrachtungseinheit gleich 1. Es ist weiterhin in reparierbare und nicht reparierbare Systeme zu unterscheiden. Mit Blick auf Mittelspannungskabel wird von nicht reparierbaren Systemen ausgegangen. Die Annahme eines nicht reparierbaren Systems lässt sich durch eine Unterteilung der Kabelstreckenabschnitte in Kabelmeterstücke begründen. Diese werden im Falle eines Fehlers aus dem Netz genommen und durch eine Muffe ersetzt. Ein Kabelstreckenabschnitt ist somit eine Serienschaltung von Kabelmeterstücken (siehe Abschnitt 2.6.5).

Die Zeit von der Inbetriebnahme bis zum Ausfall ist folglich ein Zeitraum für den Einsatz. Basierend hierauf erfolgt für eine Grundgesamtheit von n Betrachtungseinheiten die folgende Unterscheidung:[147]

1. Zu einem festen Zeitpunkt t wird die Beobachtung beendet. Als Ergebnis erhält man $r \leq n$ Beobachtungswerte. (Typ I Zensierung; r = Anzahl der Ausfälle)
2. Beendigung der Beobachtung nach dem r-ten Ausfall, wobei $r < n$ eine feste Zahl ist. (Typ II Zensierung; r = Anzahl der Ausfälle)

Eine weitere Unterscheidung der beiden Fälle ergibt sich aus der Tatsache, ob die ausgefallenen Betrachtungseinheiten ersetzt werden oder nicht.

Ergänzende Aspekte sind im Einzelfall zu prüfen. Bei zensierten Daten ist in rechts, links und intervallzensierte Daten zu unterscheiden. Basis bei dieser Unterscheidung ist der Ausfallzeitpunkt. Bei rechtszensierten Daten ist der Ausfallzeitpunkt unbekannt oder noch nicht eingetreten (siehe Abbildung 25, Betrachtungseinheit 1, 5 und 6). Bei linkszensierten Daten ist lediglich bekannt, dass der Ausfall-

[147] Härtler, G., S. 28 f

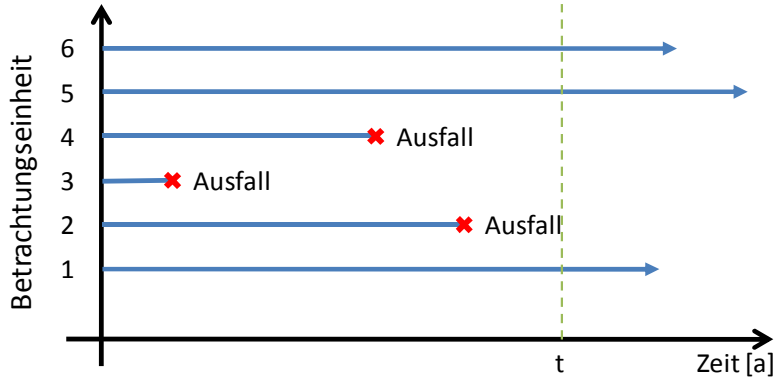


Abbildung 25 - Systematik rechts- und linkszensierter Ausfalldaten

zeitpunkt vor einem bestimmten Zeitpunkt lag. Intervallzensierte Daten ergeben sich aus der zeitlichen Unsicherheit bezüglich des Ausfallzeitpunktes.[148]

Im Weiteren wird ausschließlich von rechtszensierten Daten ausgegangen. Weiterhin wird eine begrenzte Beobachtungsdauer bei einem nicht reparierbaren System angenommen. Es fallen nicht alle n Betrachtungseinheiten der Grundgesamtheit aus. Es handelt sich demnach um unvollständige bzw. Typ I zensierte Stichproben ohne Ersatz.

Die Schätzung der Ausfallwahrscheinlichkeiten wird auf Basis realer Betriebsmitteldaten und Fehlerstatistikdaten vorgenommen. Diese sind nach den in Abschnitt 4.4.2 dargestellten Anforderungen aufzuarbeiten. Neben den beobachteten Ausfällen sind ebenfalls die nicht ausgefallenen Mittelspannungskabel zu betrachten. Auch aus diesen können Informationen über die Ausfallcharakteristik gewonnen werden (siehe neben Abbildung 25 auch Abbildung 37 auf Seite 113).[149]

Grundlage für eine Bewertung ist die Auswahl des Wahrscheinlichkeitsmodells. Hierbei sind folgende Gesichtspunkte zu beachten:

- Überlegungen über die in Frage kommenden Verteilungstypen
- Anpassungsfähigkeit des Modells an empirische Fehlerstatistikdaten
- Menge der verfügbaren bzw. erwarteten Beobachtungswerte (Fehlerereignisse)

Die Beobachtungsdauer ist die Betriebsdauer der Betrachtungseinheiten (allgemeine Lebensdauerverteilung). Die gewonnenen Ergebnisse bilden die Grundlage für die in Frage kommenden Verteilungstypen und auch für die Menge der verfügbaren bzw. erwarteten Beobachtungswerte.

Die aufgetretenen Ausfälle von Mittelspannungskabeln bilden, bezogen auf die vorab gebildeten Altersklassen der Kabelarten, jeweils eine praktische Stichprobe.

[148] Sachs, L., S. 612
[149] Sachs, L., S. 612

Diese ist in Bezug auf ihre Repräsentativität und Unabhängigkeit zu bewerten. Auch die bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes nicht ausgefallenen Mittelspannungskabel haben einen nutzbaren Informationsgehalt. Das formale Vorgehen bei entsprechenden Untersuchungen lässt sich in die folgenden Abschnitte differenzieren:[150]

1. Schätzen von Parametern und Funktionen,
2. Testen von Parametern und Funktionen sowie
3. Anpassungstests.

Bei der Schätzung von Parametern gibt es grundsätzlich zwei Herangehensweisen. So ist es möglich, Punkt- und/oder Konfidenzschätzungen vorzunehmen.

Ziel einer Punktschätzung ist es, aus einer Stichprobe einen unbekannten Parameterwert zu schätzen. Hierfür stehen in der Statistik verschiedene Methoden zur Verfügung. Einen Überblick darüber gibt Anhang 10.13. Erwartungstreue Schätzverfahren sind vorzuziehen (siehe 10.14). Die Güte des Schätzwertes kann mit Hilfe der erwarteten mittleren quadratischen Abweichung (MSE) angegeben werden. Nachteilig an einer Punktschätzung ist die Diskrepanz zwischen dem Parameterschätzwert und dem wirklichen Parameter. Die Angabe der Präzision des Schätzverfahrens ist notwendig. Für erwartungstreue Schätzer ist die Standardabweichung ein sinnvolles Präzisionsmaß.[151]

Konfidenz- bzw. Intervallschätzungen beziehen die Genauigkeit des Schätzverfahrens direkt mit ein. Resultat einer Schätzung ist hierbei ein Intervall. Die Wahrscheinlichkeit, mit der das Verfahren den wahren Parameterwert nicht enthält, wird mit Hilfe einer Irrtumswahrscheinlichkeit α kontrolliert. Übliche Maße hierfür sind $\alpha = 0{,}10$, $\alpha = 0{,}05$ sowie $\alpha = 0{,}01$. Zur Intervallschätzung werden zwei Stichprobenfunktionen benötigt, die jeweils die obere und die untere Grenze darstellen. Die Breite des Intervalls ist vom Stichprobenumfang abhängig und die Intervallgrenzen müssen nicht symmetrisch sein. Teilweise ist nur eine Intervallgrenze zu betrachten.[152, 153]

Erfüllt die Stichprobe die dargestellten Anforderungen, können auf Basis der deskriptiven Statistik mathematische Modelle der induktiven Statistik zur Anwendung gebracht werden.

---

[150] Fahrmeir, L., et.al., S. 359 ff, 387 ff
[151] Sachs, L., S. 70 f
[152] Fahrmeir, L., et.al., S. 376ff
[153] Schlitgen, R., S. 265ff

4.4.2 Anforderungen an Fehlerstatistikdaten

Die Mindestanforderungen an Fehlerstatistikdaten von Netzbetreibern sowie die Befugnisse zur weiteren Spezifikation dieser durch die Bundesnetzagentur sind im § 52 EnWG definiert. Die Konkretisierung erfolgte durch die Allgemeinverfügung zu Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen (Strom) vom 22.02.2006.[154] Diese enthält Vorgaben zur formellen Gestaltung sowie weiterführende Vorschriften zur Gesetzesauslegung und zu den Inhalten des Jahresberichts gem. §52 EnWG.

Die Angaben zur Beschreibung einer Versorgungsunterbrechung beschränken sich nach § 52 EnWG auf die Größen: [155]

- Zeitpunkt,
- Dauer,
- Ausmaß und
- Ursache (Anlass) .

Eine genaue Spezifikation der Kriterien erfolgt in der Anlage Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen in Punkt 1.4 ff. Die Angabe des Ausmaßes kann in unterschiedlicher Art und Weise erfolgen. Sicherzustellen ist eine ausreichend genaue Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit bei gleichzeitig geringem Erfassungsaufwand. Zur Wahrung der Vergleichbarkeit sind international anerkannte Verfahren zu verwenden.[156] Absatz II. der Allgemeinverfügung verweist bei den anzuwendenden Verfahren direkt auf die Empfehlungen der UNIPEDE DISQUAL (siehe 2.6.3). Meldepflichtig sind geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen, bei dem ein Letztkunde oder ein Weiterverteiler für eine Dauer von mehr als 3 Minuten spannungslos sind.[157]

Die Vorgaben gelten für alle Spannungsebenen. Eine Vereinfachung gem. Abs. III. Satz 4 Allgemeinverfügung nach § 52 EnWG ist lediglich für den standardisierten Vorgang des Zählerwechsels in der Niederspannung vorgesehen. Ungeplante Versorgungsunterbrechungen sind zu differenzieren.[158]

Die Beschreibung des Ausmaßes einer Versorgungsunterbrechung erfolgt in Abhängigkeit von der jeweiligen Spannungsebene. Ein Überblick findet sich in Tabelle 10.

---

[154] BNetzA [2], Allgemeinverfügung nach § 52 EnWG

[155] vgl. § 52 Satz 2 EnWG

[156] BNetzA [2], Allgemeinverfügung nach § 52 EnWG Abs. I. Satz 2

[157] BNetzA [3], Anlage zur Allgemeinverfügung nach § 52 EnWG Punkt 1.2, S. 4

[158] BNetzA [3], Anlage zur Allgemeinverfügung nach § 52 EnWG Punkt 1.4, S. 4

Niederspannung (NS)	$U_{NS} \leq 1$ kV	Anzahl der unterbrochenen Kunden (ggf. Schätzung bzw. geschlüsselter Wert)[159]
Mittelspannung (MS)	1 kV < $U_{MS} \leq 36$ KV	unterbrochene Bemessungsscheinleistung (in MVA)
Hoch- und Höchstspannung (HS & HöS)	36 kV < $U_{HS} \leq 125$ KV < $U_{HöS}$	unterbrochene Wirkleistung (in MW)

Tabelle 10 - Beschreibungsschema Ausmaß von Versorgungsunterbrechungen

Das Ausmaß der Versorgungsunterbrechung ergibt sich gemäß Punkt 1.6 Anlage Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen als Produkt der in Tabelle 10 dargestellten Kriterien und der Unterbrechungsdauer. Außer in der Niederspannung wird bei der Meldung von Versorgungsunterbrechungen unterschieden, ob die betroffenen Transformatoren ausschließlich Kunden oder aber nachgelagerte öffentliche Netze versorgen.[160] Weiterhin sind als Strukturdaten folgende Angaben an die Bundesnetzagentur zu melden:

- Anzahl der Kunden (NS)
- installierte Bemessungsscheinleistung der Ortsnetztransformatoren (MVA); für MS
- installierte Bemessungsscheinleistung der Kundentransformatoren (MVA); für MS, HS und HöS
- installierte Bemessungsscheinleistung der Netzkuppeltransformatoren (MVA); für HS und HöS

Diese, vom Gesetzgeber über die Bundesnetzagentur fixierten, Forderungen ermöglichen das Erstellen eines Überblicks über die erreichte Versorgungszuverlässigkeit. Zur Entwicklung von Fehlerstatistikdaten, aus denen weitere Trends hergeleitet werden sollen, reichen die Anforderungen des Gesetzgebers und der Bundesnetzagentur nicht aus. Für aussagekräftige Fehlerstatistikdaten ist eine Verknüpfung mit historischen und aktuellen Betriebsmitteldaten notwendig. Hierzu gehört mindestens ein Merkmal, das zur Identifikation des auffälligen Kabels verwendet werden kann. Über dieses Merkmal ist eine Beziehung zum Geoinformations- oder auch SAP-System herzustellen. Damit lassen sich einem fehlerhaften Kabelmeterstück weitere Betriebsmitteldaten zuordnen. Hierzu gehören:

- Verlegejahr
- Kabeltyp
- Nennspannung
- Belastung (auch historisch)

[159] BNetzA [2], Allgemeinverfügung nach §52 EnWG Abs. III Satz 3 f.

[160] Abs. II. Satz 2 Allgemeinverfügung nach § 52 EnWG

- Kabelart
- Kabelquerschnitt
- Kabelstreckenabschnittslänge
- Stand der Abschreibung
- Art der Legung
- Ort der Legung

Sind Fehlerstatistikdaten dieser Qualität vorhanden, kann eine weitere Auswertung erfolgen.

4.4.3 Aufnahme und Analyse vorhandener Fehlerstatistikdaten

Weitestgehend problemlos gestaltete sich bei der Durchführung des Projektes die Aufnahme der Fehlerstatistikdaten. Hier konnte auf verschiedene Fehlerstatistiksysteme zurückgegriffen werden. Die Fehlerstatistikdaten waren direkt und vollständig abfragbar und orientieren sich an den in Abschnitt 4.4.2 definierten Anforderungen. Die Fehlerstatistikdaten wurden für die weitere Bearbeitung lediglich in die für die Bewertungssoftware notwendige Tabellenform gebracht.

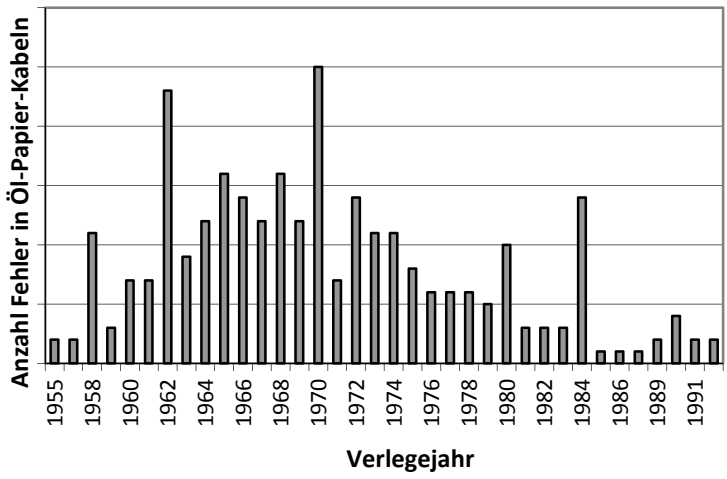


Abbildung 26 - Fehlerhäufigkeiten in Öl-Papier-Kabel (Anzahl)

Abbildung 26 zeigt Fehlerstatistikdaten von Öl-Papier-Kabeln anhand von Fehlerhäufigkeiten. Zu erkennen ist die Häufung von Ereignissen bei Kabeln, die im Jahr 1970 verlegt wurden. Wie begrenzt die Aussagekraft derartiger, heutzutage üblicher Fehlerstatistikdaten ist, zeigt Abbildung 27 im Vergleich.

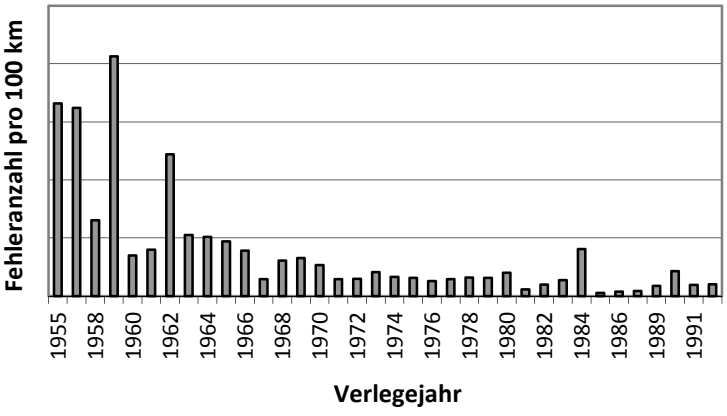


Abbildung 27 - normierte Fehlerhäufigkeiten Öl-Papier-Kabel

Hier wurde in der gleichen Stichprobe die Anzahl der beobachteten Fehler auf Fehler erstmals pro 100 km normiert.[161] Das nach Abbildung 26 kritische Jahr 1970 fügt sich nach der Normierung nahtlos und unauffällig in das Fehlergeschehen ein. Offensichtlich ist in diesem Jahr beim betrachteten

[161] Hetzel, S., Schufft, W., [5], P4

Netzbetreiber eine große Streckenlänge Öl-Papier-Kabel verlegt worden (siehe Abbildung 37). Eine nach Abbildung 26 möglicherweise vermutete erhöhte Fehleranfälligkeit dieser Öl-Papier-Kabel ist nicht nachweisbar.

Abschließend waren nicht alle vorliegenden Fehlerstatistikdaten für die Bearbeitung von Bedeutung. Hierzu gehört unter anderem das Verlegejahr, das unabhängig von den Betriebsmitteldaten in den Fehlerstatistikdaten gepflegt wurde. Ein Abgleich der Verlegejahre mit den Betriebsmitteldaten wurde nicht vorgenommen. Es war hinreichend, dass der Fehler in seiner Art bestimmt werden konnte, so dass eine Selektion nach nicht erklärbaren Fehlern möglich war. Diese Fehler implizieren ein Versagen der Isolierung. Eingriffe Dritter wurden herausgefiltert. Die Fehlerstatistikdaten beziehen sich auf ein regionales Mittelspannungsnetz mit einer Gesamtlänge von mehr als 6000 Systemkilometern.

4.4.4 Auswahl geeigneter Verteilungsfunktionen

Eine häufig innerhalb der Zuverlässigkeitsanalyse angewandte Verteilungsfunktion ist die Weibullverteilung. Sie gehört zur Gruppe der asymptotischen Extremwertverteilungen und wurde beispielsweise bereits bei der Projektierung von PE-Kabelisolierungen verwendet.[162]

Die Weibullverteilung unterscheidet sich in die zwei- und die dreiparametrige Weibullverteilung. Im Unterschied zur zweiparametrigen Weibullverteilung wird bei der dreiparametrigen von einer „Garantielebensdauer“ ausgegangen. Der zusätzliche Lageparameter der dreiparametrigen Weibull-Verteilung, t_0, gibt einen Zeitraum mit einer Ausfallwahrscheinlichkeit von Null an. Dies entspricht einer definierten Mindestlebensdauer, die im vorliegenden Fall nicht gegeben ist. Ergänzend ist anzumerken, dass das Vorhandensein einer „Garantielebensdauer“ dem Modell der Badewannenkurve widerspricht. Nach diesem Modell können zu jedem beliebigen Zeitpunkt stochastisch verteilte Ausfälle stattfinden. Grundsätzlich erlaubt die dreiparametrige Weibullverteilung eine genauere Beschreibung des jeweiligen Sachverhaltes. Da hierzu vollständige Fehlerstatistikdaten notwendig sind, wird für die folgenden Untersuchungen die zweiparametrige Form der Weibullverteilung zugrunde gelegt. Die Wahl begründet sich in ihrer Anerkennung als Zuverlässigkeitsverteilung.

Die zweiparametrige Form der Weibullverteilung lautet:

$$F(t) = 1 - e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^{a_w}} \; ; \; mit: \eta > 0; \; a_w > 0; \; 0 \leq t < \infty \qquad (9)$$

[162] Küllig, P., S. 73 ff

t = Zeit
η = charakteristische Lebensdauer (63,2 % - Quantil der Zeit bis zum Fehler)
α_w = Weibull-Modul (Lageparameter)

Die dazugehörige Dichtefunktion ist wie folgt definiert:

$$f(t) = \frac{a_w}{\eta^{a_w}} t^{a_w - 1} \, e^{-\left(\frac{t}{\eta}\right)^{a_w}} \; ; \; mit: t > 0 \qquad \textbf{(10)}$$

t = Zeit
η = charakteristische Lebensdauer (63,2 % - Quantil der Zeit bis zum Ausfall)
α_w = Weibull-Modul (Lageparameter)

Die Ausfallrate λ(t) ist durch die Beziehung:

$$\lambda(t) = \frac{a_w}{\eta^{a_w}} t^{a_w - 1}; \; mit: t \geq 0 \; für: a_w \neq 1 \qquad \textbf{(11)}$$

gegeben. Von Bedeutung für die Betrachtungen ist der Fall von a > 1. Hier liegt ein monotones Wachsen der Ausfallrate λ(t) vor (mit λ(0) = 0 und λ(∞) = ∞).

Mit Blick auf die Fehlerstatistikdaten ist von einer rechtszensierten Stichprobe auszugehen (siehe Abschnitt 4.4.1). Die Schätzung der Weibull-Parameter erfolgt mittels der Maximum-Likelihood-Methode.[163] Die Maximum-Likelihood-Schätzfunktion ist um die noch nicht ausgefallenen Betrachtungseinheiten, die gemäß Definition Kabelmeterstücken entsprechen, zu ergänzen.[164] Hierbei ändert sich nichts an der grundsätzlichen Vorgehensweise bei der Maximum-Likelihood-Schätzung. Der Maximum-Likelihood-Schätzer wird lediglich auf die in Gleichung (12) dargestellte Form erweitert.

$$L(\theta_1, \ldots, \theta_k | X_1, \ldots, X_n) = \prod_{i=1}^{k} f(X_i \, ; \, \theta_1, \ldots, \theta_k) \cdot \prod_{r=1}^{n-k} [1 - F(X_r \, ; \, \theta_1, \ldots, \theta_k)] \qquad \textbf{(12)}$$

Θ = unbekannter Verteilungsparameter
X = Ausprägung / Realisierung einer Zufallsgröße
n = Anzahl der unabhängigen Elemente einer Stichprobe
k = Anzahl der ausgefallenen Elemente

Der Lösungsansatz zur Bestimmung der Weibull-Parameter durch Maximieren der Funktion bleibt unverändert. Hierbei ist $f(x_i)$ die Dichtefunktion, $F(x_i)$ die Verteilungsfunktion. Im vorliegenden Fall ergibt sich die folgende Gleichung:

[163] Fahrmeir, L., et.al., S. 372 f
[164] http://www.weibull.com/LifeDataWeb/analysis_parameter_methods.htm

$$L(a_w, \eta|t) = \prod_{i=1}^{k} \left(\frac{a_w}{\eta^{a_w}} t_i^{a_w - 1} e^{-\left(\frac{t_i}{\eta}\right)^{a_w}} \right) \cdot \prod_{r=1}^{n-k} \left[1 - \left(1 - e^{-\left(\frac{t_r}{\eta}\right)^{a_w}} \right) \right] \quad \textbf{(13)}$$

t = Ausprägung der Zufallsvariablen (z.B. Zeit bis zum ersten Ausfall)
η = charakteristische Lebensdauer (63,2 % - Quantil der Zeit bis zum Ausfall)
α_w =Weibull-Modul (Lageparameter)
n = Anzahl der unabhängigen Elemente einer Stichprobe
k = Anzahl der ausgefallenen Elemente

Zur Ermittlung des Maximums von Funktionen gibt es zwei grundlegende Herangehensweisen. Das Bilden der Ableitungen für die relevanten Maximum-Likelihood-Funktionen in der logarithmierten Form, Gleichungen (14), (15) und (16) ist aufwändig und fehlerträchtig. Daher werden die Weibullparameter mittels eines Hilfsprogramms numerisch ermittelt (siehe Abschnitt 4.4.6). Es hat sich als vorteilhaft erwiesen, die logarithmierte Form der Maximum-Likelihood-Schätzfunktion zu verwenden. Diese lineare Transformation ist möglich, da sich beide Funktionen gleich verhalten und auch die Extremwerte an der gleichen Stelle bleiben. Die logarithmierte Form ist in Gleichung (14) dargestellt.

$$ln\, L(\alpha_w, \eta|t) = k\ ln\, \alpha_w - k\alpha_w\ ln\, \eta + (\alpha_w - 1) \sum_{i=1}^{k} ln\, t_i - \frac{1}{\eta^{\alpha_w}} \sum_{i=1}^{k} t_i^{\alpha_w} + \sum_{r=1}^{n-k} ln \left[1 - \left(1 - e^{-\left(\frac{t_r}{\eta}\right)^{\alpha_w}} \right) \right] \quad \textbf{(14)}$$

t = Ausprägung der Zufallsvariablen (z.B. Zeit bis zum ersten Ausfall)
η = charakteristische Lebensdauer (63,2 % - Quantil der Zeit bis zum Fehler)
α_w =Weibull-Modul (Lageparameter)
n = Anzahl der unabhängigen Elemente einer Stichprobe
k = Anzahl der ausgefallenen Elemente

Bei der Nutzung der Weibullverteilung ergibt sich vor allem der Vorteil, dass sie dazu geeignet ist, die Zeitabhängigkeit der Ausfallrate λ(t) zu beschreiben. Weiterhin ist sie, da innerhalb der Verteilungs- bzw. der Dichtefunktion kein Integral enthalten ist, relativ einfach zu berechnen. Die Weibullverteilung ist aber nur eine in der Theorie geeignete Verteilungsfunktion.[165] Alternativen wären:

- Exponentialverteilung
- Gammaverteilung
- Logarithmische Normalverteilung (LogNormalverteilung)

[165] Meyna, A., Pauli, B., S. 64

Diese Verteilungen besitzen jeweils spezifische Vorteile, auf die im Folgenden kurz eingegangen wird.

Eine der wichtigsten Wahrscheinlichkeitsverteilungen der Zuverlässigkeitstheorie ist die Exponentialverteilung. Durch die für diese Verteilungsform charakteristische Eigenschaft einer konstanten Ausfallrate λ wirkt sich das Alter des betrachteten Elements nicht auf dessen Ausfallverhalten aus. Bei geeigneter Parameterwahl (α_w =1) geht die Weibullverteilung in eine Exponentialverteilung über. Daher wird die Exponentialverteilung nicht weiter betrachtet.[166]

Die LogNormalverteilung ist eine weitere Wahrscheinlichkeitsverteilung mit zeitabhängiger Ausfallrate λ(t). Vorteilhaft ist ihre Verwandtschaft mit der Normalverteilung, welche in der Literatur gut beschrieben ist. Ihre Anwendung lässt sich für bestimmte Zuverlässigkeitsbetrachtungen begründen.[167]

Auch die Gammaverteilung hat den Vorteil, eine zeitabhängige Ausfallrate λ(t) beschreiben zu können. Durch sie lassen sich Lebensdauern mit zu- oder abnehmenden Ausfallraten λ(t) abbilden. Voraussetzung ist, dass der Wert der Ausfallrate λ(t) mit wachsender Zeit (t) konstant wird. [168]

Zur Verifikation der Ergebnisse der Weibullverteilung wurden ergänzend die Ergebnisse der LogNormalverteilung und der Gammaverteilung betrachtet. Die logarithmierte Maximum-Likelihoodfunktion zur Berechnung der Parameter der LogNormalverteilung ist in Gleichung (15) dargestellt.

$$ln\,L(\mu,\sigma^2|t) = \left(-ln\left(\sqrt{2\pi}\sigma\right) - \frac{\mu}{\sigma^2}\right)\sum_{i=1}^{k} ln\,t_{(i)} + \frac{1}{2\sigma^2}\sum_{i=1}^{k} ln^2\,t_{(i)} + \frac{1}{2\sigma^2}\mathrm{k}\mu^2 + \sum_{r=k+1}^{n} ln\left(1 - F_\theta\left(t_{(r)}\right)\right) \quad \textbf{(15)}$$

$$mit: F\left(t_{(r)}\right) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}\,\sigma}\int_0^{n-k}\frac{1}{t_{(i)}}\,e^{-\frac{\left(ln\,t_{(i)}-\mu\right)^2}{2\sigma^2}}dt \text{ ; mit t > 0}$$

t = Ausprägung der Zufallsvariablen (z.B. Zeit bis zum ersten Ausfall)
μ = Erwartungswert
σ = Standardabweichung
n = Anzahl der unabhängigen Elemente einer Stichprobe
k = Anzahl der ausgefallenen Elemente

[166] Sachs, L., S. 207
[167] Härtler, G., S. 50 sowie weiterführend S. 180
[168] Härtler, G., S. 47

Analog ist in Gleichung (16) die logarithmierte Maximum-Likelihoodfunktion der Gammaverteilung dargestellt.

$$ln\,L(g,b|t) = k(ln\,g^b - ln\,\Gamma(b)) + (b-1)\sum_{i=1}^{k} ln\,t_{(i)} - g\sum_{i=1}^{k} t_{(i)} + \sum_{r=k+1}^{n} ln\left(1 - F_\theta\left(t_{(r)}\right)\right)$$

$$mit: F\left(t_{(r)}\right) = \frac{g^b}{\Gamma(b)} \int_0^t u^{b-1} e^{-gu}\,du; \text{ mit } t > 0 \qquad \textbf{(16)}$$

$\Gamma(b)$	= Gammafunktion
g	= Maßstabsparameter (mit $g > 0$)
b	= Formparameter (mit g > 0)
t	= Ausprägung der Zufallsvariablen (z.B. Zeit bis zum ersten Ausfall)
n	= Anzahl der unabhängigen Elemente einer Stichprobe
k	= Anzahl der ausgefallenen Elemente

Auf die abschließend durchführbare Betrachtung der Konfidenzintervalle wurde, wegen der aus den kleinen Stichprobenumfängen resultierenden Schwierigkeiten, verzichtet. Ergänzend hierzu bestehen die betrachteten Grundgesamtheiten aus jeweils zwei Teilen. Da auch die Kabel, die noch fehlerfrei sind betrachtet werden, ist es nur bedingt möglich, Konfidenzintervalle zu ermitteln.[169] Eine Berechnung ist mittels Simulationstechnik möglich.[170, 171, 172]

Für eine Schätzung der Parameter der Verteilungsfunktionen kommen verschiedene Vorgehensweisen in Frage. Eine Möglichkeit eröffnet sich durch die Tatsache, dass Maximum-Likelihood-Schätzer asymptotisch normalverteilt sind. Durch diese Eigenschaft ist es möglich, Konfidenzintervalle für die Parameter der Weibull-Verteilung anzugeben.[173] Diese Vorgehensweise eignet sich vor allem für die hier vorliegenden für Typ I zensierten Fehlerstatistikdaten (siehe Abschnitt 4.4.1) und sehr große Stichprobenumfänge. Eine Alternative wäre die Konfidenzintervallschätzung über den Likelihood-Quotienten-Test. Dieser eignet sich vor allem für Stichproben mit geringem Umfang.[174] Problematisch ist in diesem Zusammenhang die Betrachtung der noch nicht ausgefallenen Kabelmeterstücken, weswegen auf die Schätzung von Konfidenzintervalle verzichtet wird.

[169] Härtler G., S. 149
[170] Antle, C. E., Bain, L. J., S. 251 ff
[171] Thoman, D. R., Bain, L. J., Antle, C. E., S. 363 ff
[172] Billmann, B. R., Antle, C. E., Bain, L. J., S. 831 ff
[173] Kahle, W., S. 29ff
[174] http://www.weibull.com/LifeDataWeb/likelihood_ratio_confidence_bounds.htm

4.4.5 Der X² Anpassungstest

Wie in Abschnitt 4.4.4 dargestellt, kann das Ausfallverhalten von Betriebsmitteln in verschiedenen Verteilungsfunktionen entwickelt werden. Die bei dieser Aufgabenstellung zu treffenden Verteilungsannahmen sind auf ihre Richtigkeit zu prüfen. Möglichkeiten hierzu stellen der χ^2 Anpassungstest bzw. der Kolmogoroff-Test dar, mit denen die Annahme oder Ablehnung der Verteilungshypothese untersucht werden kann. Bedingung für den Kolmogoroff-Test ist, dass die durch die Hypothese festgelegte Verteilungsfunktion vollständig bekannt ist. Weiterhin setzt der Kolmogoroff-Test eine stetige Verteilungsfunktion voraus. Demgegenüber kann der χ^2 Anpassungstest auf stetige und auf unstetige Verteilungsfunktionen angewendet werden. Die Schätzung fehlender Parameter ist ebenfalls möglich. Der χ^2 Anpassungstest lässt sich weiterhin sowohl für kategoriale als auch für stetige Merkmale verwenden. Für den letzten Fall ist eine Gruppierung der zugrunde liegenden Daten notwendig, die in einem vorgelagerten Schritt durchzuführen ist.[175] Die Prüfung erfolgt anhand einer Testgröße, die der Abweichung zwischen empirischer und vorgegebener Verteilung entspricht. Der χ^2 Anpassungstest bezieht sich also nicht auf die Parameter sondern auf die Verteilungsfunktion selbst. Aufgrund dieser vorteilhaften Eigenschaften wird im Folgenden der χ^2 Anpassungstest verwendet. Im vorliegenden Fall ist wie folgt vorzugehen: [176]

1. Zerlegen des Definitionsbereiches in k aneinandergrenzende Intervalle $(a_1, a_2]$, $(a_2, a_3]$, … , $(a_k, a_{k+1}]$, wobei die Wahl der Intervalle unabhängig von den Realisierungen erfolgen soll (Faustregel: $np_i > 5$ mit np_i = erwartete Häufigkeiten)
2. Bestimmen der beobachteten Häufigkeiten k_i der Klasse $(a_i, a_{i+1}]$, $i = 1, \ldots, k$
3. Berechnen der unter der Nullhypothese H_0 zu erwartenden Häufigkeiten $np_i = n(F_0(a_{i+1})-F_0(a_i))$, $i = 1, \ldots, k$
4. Bilden der Testgröße:

$$\chi 2 = \sum_{i=1}^{k} \frac{(k_i - np_i)^2}{np_i} \qquad \textbf{(17)}$$

k = Anzahl aneinandergrenzender Intervalle
np = unter Annahme der Nullhypothese zu erwartende Häufigkeiten

5. Bestimmung des $(1-\alpha)$-Quantils $\chi^2_{k-1,\,1-\alpha}$ der χ^2 Verteilung mit k-1 Freiheitsgraden mittels Datentafel[177],

[175] Storm, R., S. 211
[176] Fahrmeir, L., et.al. S. 434 f
[177] Fahrmeir, L., et.al. S. 567

6. bei gegebenem Fehler 1. Art (α) Hypothese (H_0: $F(t) = F_0(t)$) ablehnen, wenn $\chi^2_n > \chi^2_{k-1,\,1-\alpha}$

Die Ergebnisse werden zur Bewertung der Verteilungsfunktionen herangezogen.

4.4.6 Implementierung des Maximum-Likelihood-Ansatzes

Die Maximum-Likelihood-Funktion zur Ermittlung der Parameter von Verteilungsfunktionen wurde bereits in Abschnitt 4.4.4 am Beispiel der Weibullverteilung sowie der LogNormalverteilung und der Gammaverteilung dargestellt. Zur Berechnung der Verteilungsparameter der Weibullverteilung wurde ein auf Microsoft Excel basierendes Hilfsprogramm entwickelt. Dieses kann sowohl zur numerischen Ermittlung des Funktionsmaximums als auch zur graphischen Darstellung der logarithmierten Maximum-Likelihood-Funktion der Weibullverteilung verwendet werden (siehe Gleichung (14)). Zur Ermittlung der Parameter ist eine Tabelle analog Tabelle 11 mit den zur jeweiligen Kabelart und Altersklasse gehörenden Fehlerstatistikdaten aufzustellen.

Betriebsjahre*	39	40	41	42	43	45	46	48	49	51	54	55	56	57
Anzahl der Ereignisse	1	2	1	2	3	1	3	1	1	1	4	6	11	4

Tabelle 11 - exemplarische Stichprobe
(*Betriebsjahre bis zum ersten Fehler der von 1949 – 1958 verlegten Öl-Papier-Kabel)

Tabelle 11 basiert auf den Fehlerstatistikdaten der untersuchten Mittelspannungsnetze. Dargestellt sind die Fehlerstatistikdaten von Öl-Papier-Kabeln der Altersklasse 1949 - 1958. Es ist zu beachten, dass die Betriebsjahre in keinem Zusammenhang mit den Verlegejahren stehen. Rückschlüsse von Betriebsjahren auf Verlegejahre sind unzulässig. Ein Kabelmeterstück der betrachteten Altersklasse, das nach 39 Betriebsjahren ausgefallen ist, kann zwischen 1949 bis 1958 verlegt worden sein.

Anhand der in Tabelle 11 dargestellten Stichprobe wurden für die verschiedenen Parameterkombinationen innerhalb frei definierbarer Intervalle die Funktionswerte der Maximum-Likelihood-Funktion abgebildet (Abbildung 28). In einem weiteren Schritt erfolgte die Ermittlung der Wertekombinationen von α_w ($Alpha_w$) und η (Eta), bei denen die Maximum-Likelihood-Funktion ein Maximum hat.

In dem für die Parameterschätzung der Weibullverteilung entwickelten Hilfsprogramm wurde eine Abwandlung des Downhill-Simplex-Algorithmus verwendet.

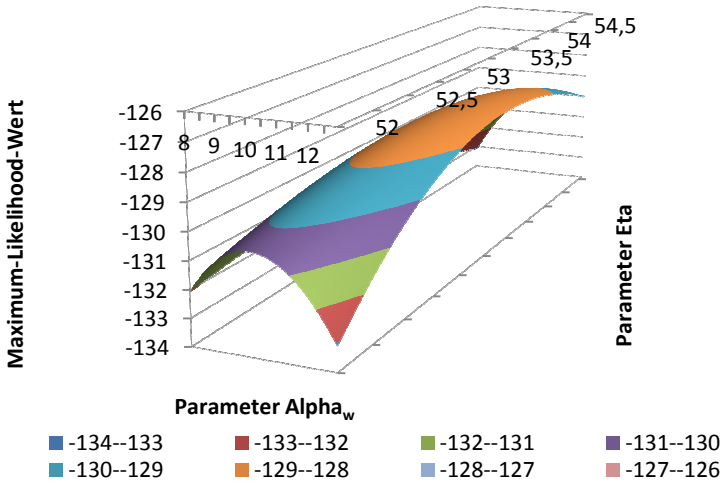


Abbildung 28 - Log Maximum-Likelihood-Funktion (Beispiel)
(herkömmliche Datenbasis ohne Berücksichtigung noch intakter Kabelmeterstücken; Stichprobe: Tabelle 11)

Das Vorgehen innerhalb des Algorithmus geht auf einen Vorschlag von Nelder/Mead zurück.[178, 179]

Der Vorteil dieses Verfahrens ist, dass die Ableitung der betrachteten Funktion zur Ermittlung von Extremwerten nicht gebildet werden muss. Es findet ein Vergleich von Funktionswerten mehrerer Parameterwerte innerhalb des gegebenen Parameterraums statt. Durch den Vergleich der Funktionswerte werden über weitere Schritte die Tendenz der Funktionswerte und der Gradient zum Optimum hin angenähert. Die zugrunde liegende Funktion kann hierbei n verschiedene Parameter haben. Der Vorteil des Verfahrens ist vor allem seine Einfachheit sowie seine Robustheit.

Der Abbruch des Verfahrens, der die Ergebnisgenauigkeit bestimmt, erfolgt nach dem Erreichen definierter Grenzwerte unterschiedlicher Kriterien. Die Schrittzahl ist auf 1000 Iterationen bei maximal 100 Wiederholungen begrenzt. Ein Abbruch erfolgte weiterhin dann, wenn sich sowohl die Parameter- als auch die Funktionswerte um einen möglichst kleinen Wert unterschieden. Bedingt durch die Programmiersprache lag dieser Wert bei 2,22044604925031 E-16 (Variant/Double).

Für die gegebenen Funktionen war mit nur einem globalen Maximum zu rechnen. Dennoch wurde zur Verifikation der Ergebnisse und zum Vermeiden der Optimierung auf ein lokales Maximum innerhalb der Programmierung eine Variation der Anzahl der zu durchlaufenden Zyklen vorgesehen.

Die Eingabe der Betriebsjahre sowie der Fehlerstatistikdaten (Eingabe analog Tabelle 11) erfolgte innerhalb des Hilfsprogramms in ein Microsoft Excel Datenblatt. Die optionale Eingabe der im Netz vorhandenen und noch nicht ausgefallenen Kabelmeterstücke der jeweiligen Kabelart und Altersklasse wurde in einem gesonderten Fenster abgefragt. Für die Bestimmung des Maximums der Funktion hat es

[178] Nelder, J. A., Mead, R., S. 308 ff
[179] Chelouah, R., Siarry, P., S. 335 ff

sich als sinnvoll herausgestellt, den Parameterraum im Vorfeld einzugrenzen. Dies wurde über eine Abfragefunktion vorgenommen, bei der eine Auswahl der Grenzwerte möglich war.

Das Ausgabefenster ist in Abbildung 29 dargestellt. Zu erkennen sind die errechneten Werte der Verteilungsparameter α_w und η. Ergänzend ist für jeden Berechnungszyklus die Anzahl der Iterationen angegeben. Dies dient lediglich zur Information. Zusätzlich erfolgt eine Anzeige der voreingestellten Grenzen des Parameterraumes.

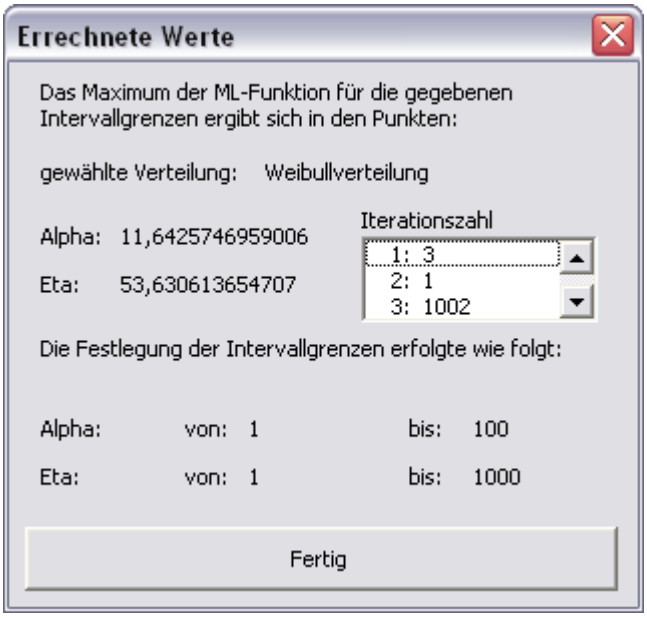


Abbildung 29 - Ausgabefenster Parameter-Berechner
(herkömmliche Datenbasis ohne Berücksichtigung noch intakter Kabelmeterstücken; Stichprobe: Tabelle 11)

Befindet sich der Wert für einen der Parameter direkt auf einer Grenze, so ist davon auszugehen, dass das globale Maximum noch nicht gefunden wurde und die Intervallgrenzen zu eng definiert wurden. Die Berechnung ist in diesem Falle mit angepassten Parameterintervallgrenzen zu wiederholen. Zu erkennen ist ebenfalls, dass sowohl für den Verteilungsparameter α_w als auch für η eine sehr genaue Berechnung vorgenommen wurde. Dies begründet sich mit dem numerischen Ansatz zur Suche des Maximums. Wäre die Suche beispielsweise nach der dritten Nachkommastelle abgebrochen worden, würde sich für die Parameter eine Schnittebene mit unbekanntem Umfang ergeben. Dies hätte zu beträchtlichen Ungenauigkeiten und einer mangelnden Reproduzierbarkeit der Ergebnisse bei gleichen Eingangsparametern geführt. Die gewählte Vorgehensweise minimiert diesen Fehler.

Für die dargestellte Stichprobe ergeben sich, ohne Berücksichtigung der noch vorhandenen Kabelmeterstücke dieser Gruppe, die in Abbildung 29 zu erkennenden Verteilungsparameter $\alpha_w = 11{,}64$ und $\eta = 53{,}63$. Die Berücksichtigung der im Netz vorhandenen und bisher unauffälligen Kabelmeterstücke stellt einen entscheidenden Schritt zur Verbesserung der Qualität der ermittelten Ausfallwahrscheinlichkeiten dar. Im konkreten Beispiel wird von einem Gesamtbestand von 52.696 Kabelmeterstücken der entsprechenden Kabelart und Altersklasse ausgegangen (siehe Abbildung 37, S. 113). Somit ist die Größe der Grundgesamtheit bekannt. Für die

gezeigte Stichprobe ergeben sich unter Berücksichtigung der noch intakten Kabelmeterstücke die Verteilungsparameter α_w = 7,421 und η = 152,178.

Es ist anzumerken, dass lediglich die Ermittlung der Parameter der Weibullverteilung mit Hilfe des selbst erstellten Hilfsprogramms vorgenommen wurde. Die Ermittlung der Parameter der Gamma- und der χ^2 Verteilung erfolgte mit Hilfe der Software Matlab. Mit dieser Software wurden auch die mit dem Hilfsprogramm ermittelten Parameter der Weibull-Verteilung geprüft.

4.4.7 Ergebnisse der Parameterschätzung

Nach den in Tabelle 09 dargestellten Altersklassen der betrachteten Kabelarten ergeben sich in Abhängigkeit von der Ausgangsverteilung unterschiedliche Verteilungsparameter. Diese werden weiterhin unterschieden in Betrachtungen, bei denen der jeweilige Bestand intakter Kabelmeterstücke berücksichtigt wurde (erweiterte Datenbasis) bzw. keine Berücksichtigung fand (herkömmliche Datenbasis). Für die Weibullverteilung sind die Ergebnisse für Öl-Papier- und für PE-Kabel in Tabelle 12 dargestellt.

	Öl-Papier-Kabel				PE-Kabel			
	herkömml. Datenbasis		erweiterte Datenbasis		herkömml. Datenbasis		erweiterte Datenbasis	
Altersklasse	α_w	η	α_w	η	α_w	η	α_w	η
1959-1968	10,967	39,256	4,038	308,660	-	-	-	-
1969-1978	10,302	30,704	4,188	282,315	7,359	29,333	3,008	372,086
1979-1988	6,134	22,047	3,019	696,556	6,486	21,827	2,966	400,686
1989-1998	4,882	11,911	2,797	597,481	5,415	14,264	2,529	756,415

Tabelle 12 - Verteilungsparameter der Weibullverteilung für Öl-Papier- und PE-Kabel

Zu erkennen ist, dass sich die Verteilungsparameter α_w und η bei den beiden Betrachtungen generell stark voneinander unterscheiden. Zur Verdeutlichung sind in Abbildung 30 die bereits aus Abschnitt 4.4.6 bekannten Verteilungsfunktionen der Weibullverteilung für Öl-Papier-Kabel der Verlegejahre von 1949 – 1958 ohne (her-

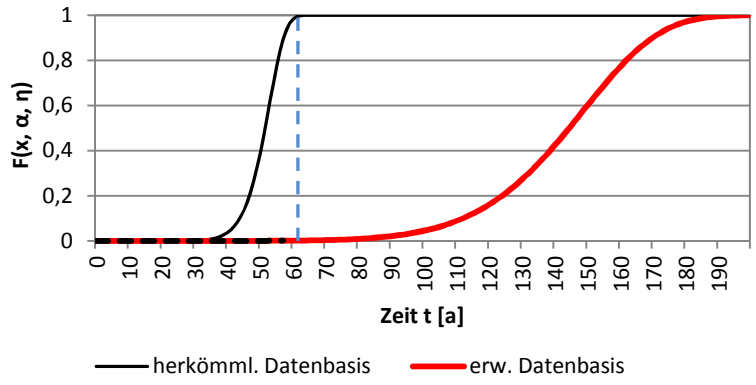


Abbildung 30 - Verteilung der Zeit bis zum Ausfall von Kabelmeterstücken
(Stichprobe Tabelle 11: Öl-Papier-Kabel der Altersklasse 1949 – 1958; Verteilungsannahme: Weibullverteilung)

kömmliche Datenbasis) und mit (erweiterte Datenbasis) Berücksichtigung der intakten Kabelmeterstücke dargestellt.

Werden lediglich die ausgefallenen Kabelmeterstücke berücksichtigt, ergibt sich die in Abbildung 30 schwarz dargestellte Verteilungsfunktion. Anhand der Betriebserfahrungen ist bekannt, dass diese Verteilungsfunktion nur bedingt das in der Praxis auftretende Fehlergeschehen wiedergibt. Nach ca. 60 Jahren wären sämtliche Kabelmeterstücke alterungsbedingt nicht mehr verwendungsfähig, da bereits fast alle Kabelmeterstücke ausgefallen wären. Werden die noch intakten Kabelmeterstücke berücksichtigt (erweiterte Datenbasis), ergibt sich die in Abbildung 30 dargestellte rote Verteilungsfunktion. Demnach ist im konkreten Fall die mittlere, für Kabelmeterstücke dieser Gruppe zu erwartende Lebensdauer um den Faktor 3 höher. Dies wird durch Beobachtungen in der Praxis bestätigt.

Wie in Abschnitt 4.4.4 dargestellt, existieren verschiedene Verteilungen zur Modellierung zeitabhängiger Ausfallraten λ(t). Zum Vergleich mit den unter der Annahme der Weibullverteilung ermittelten Verteilungsparametern werden ergänzend die resultierenden Verteilungsparameter der LogNormalverteilung (Tabelle 13) sowie der Gammaverteilung (Tabelle 14) dargestellt. Auch hierbei wird in die herkömmliche

	Öl-Papier-Kabel				PE-Kabel			
	herkömml. Datenbasis		erweiterte Datenbasis		herkömml. Datenbasis		erweiterte Datenbasis	
Altersklasse	μ	σ	μ	σ	μ	σ	μ	σ
1949-1958	3,9257	0,1270	5,6265	0,4949	-	-	-	-
1959-1968	3,6236	0,0942	6,7705	0,8878	-	-	-	-
1969-1978	3,3721	0,1082	6,8635	0,9194	3,3051	0,1523	7,1450	1,1401
1979-1988	2,9951	0,1887	8,6317	1,3796	3,0107	0,1691	7,5648	1,2554
1989-1998	2,3505	0,2978	8,9174	1,5573	2,5491	0,2343	8,9790	1,6111

Tabelle 13 - Verteilungsparameter der LogNormalverteilung für Öl-Papier- und PE-Kabel

	Öl-Papier-Kabel				PE-Kabel			
	herkömml. Datenbasis		erweiterte Datenbasis		herkömml. Datenbasis		erweiterte Datenbasis	
Altersklasse	g	b	g	b	g	b	g	b
1949-1958	66,007	0,7738	9,4546	22,4156	-	-	-	-
1959-1968	114,0573	0,3300	4,448	99,676	-	-	-	-
1969-1978	87,4611	0,3351	4,5243	93,4192	44,3483	0,6215	3,1966	162,3477
1979-1988	29,6143	0,6865	3,0847	344,5454	36,1592	0,5693	3,0834	188,7869
1989-1998	14,0830	0,7722	2,8290	323,8277	19,7978	0,6630	2,5645	432,3223

Tabelle 14 - Verteilungsparameter der Gammaverteilung für Öl-Papier- und PE-Kabel

(ohne Berücksichtigung noch intakter Kabelmeterstücke) und die erweiterte Datenbasis (mit Berücksichtigung noch intakter Kabelmeterstücke) differenziert.

Die Betrachtung der Gamma- sowie der LogNormalverteilung ist im Hinblick auf den Neuheitsgrad der Ergebnisse bei Beachtung der noch nicht ausgefallenen Kabelmeterstücke sinnvoll. Ergänzend zum χ^2 Anpassungstest hilft die Gegenüberstellung der ermittelten Verteilungsfunktionen, die Plausibilität des Vorgehens und der gefundenen Parameter zu testen. Gleichzeitig kann geprüft werden, ob eine der alternativen Verteilungsfunktionen im relevanten Zeitbereich besser für die Abschätzung der Ausfallraten $\lambda(t)$ geeignet ist, als die Weibullverteilung.

4.4.8 Bewertung der ermittelten Verteilungsparameter mittels X² Anpassungstest

Nach der Ermittlung der Parameter der Weibullverteilung ist zu überprüfen, ob die aus der Stichprobe ermittelte Verteilungsfunktion mit der angenommenen Verteilung der Grundgesamtheit übereinstimmt. Hierbei sind Unterschiede zwischen den verschiedenen Verteilungsfunktionen zu erwarten.

Die generelle Vorgehensweise bei χ^2 Anpassungstests wurde bereits in Abschnitt 4.4.5 erläutert. Bei der Darstellung der Ergebnisse der Tests wurden neben der Weibullverteilung auch die Ergebnisse der LogNormalverteilung sowie der Gammaverteilung berücksichtigt. Bezogen auf die vorliegenden Fehlerstatistik- und Betriebsmitteldaten ergeben sich für Öl-Papier-Kabel folgende Ergebnisse:

Altersklasse	Öl-Papier-Kabel					
	herkömml. Datenbasis			erweiterte Datenbasis		
	Weibull	Gamma	LogNorm	Weibull	Gamma	LogNorm
1959-1968	H_0	H_0	H_1	H_1	H_1	H_1
1969-1978	H_0	H_0	H_1	H_1	H_1	H_1
1979-1988	H_1	H_1	H_1	H_1	H_1	H_0
1989-1998	H_0	H_0	H_0	H_0	H_0	H_0

Tabelle 15 - Ergebnisse des χ^2 Anpassungstests für Öl-Papier-Kabel
H_0 - Annahme der Verteilungshypothese
H_1 - Ablehnung der Verteilungshypothese

Analog ergeben sich für PE-Kabel die in Tabelle 16 dargestellten Ergebnisse:

Altersklasse	PE-Kabel					
	herkömmliche Datenbasis			erweiterte Datenbasis		
	Weibull	Gamma	LogNorm	Weibull	Gamma	LogNorm
1969-1978	H_0	H_0	H_1	H_1	H_1	H_1
1979-1988	H_1	H_1	H_1	H_1	H_1	H_1
1989-1998	H_0	H_0	H_1	H_1	H_1	H_0

Tabelle 16 - Ergebnisse des χ^2 Anpassungstests für PE-Kabel
H_0 - Annahme der Verteilungshypothese
H_1 - Ablehnung der Verteilungshypothese

Es ist zu erkennen, dass in einigen Fällen, vor allem unter Berücksichtigung des noch vorhandenen Kabelbestandes (erweiterte Datenbasis) die Nullhypothese (H_0), und somit die Annahme der angenommenen Verteilungsfunktion nach dem χ^2 Anpassungstest abzulehnen ist. Die Gründe hierfür können vielfältig sein. Zum einen ist zu beachten, dass es sich bei den analysierten Ausfällen um verhältnismäßig seltene Ereignisse handelt. Demnach fällt nur ein Bruchteil der Kabelmeterstücken der jeweiligen Stichprobe innerhalb des Betrachtungszeitraumes aus. Dies spricht für die Qualität der Mittelspannungskabel. Zum anderen wurden die Fehlerstatistikdaten in der Vergangenheit nicht kontinuierlich geführt. Es besteht also die Möglichkeit, dass die bisher vorhandene Fehlerstatistikdatenbasis noch nicht für eine umfassende Bewertung ausreicht. Als Konsequenz ist zu empfehlen, die Fehlerstatistikdatenbasis weiter zu verbessern und neue Ausfälle zeitnah einzubeziehen.

Wie in Abbildung 30 (Seite 93) anhand der gestrichelten Linie zu erkennen ist, ist der zur Verfügung stehende Betrachtungszeitraum im Verhältnis zur erwarteten Lebensdauer sehr kurz. Gleichzeitig wird der Großteil der Kabelmeterstücke erst nach mehreren Jahrzehnten zu Ausfällen neigen. Dies ist in einem System mit Serienschaltungen dahingehend kritisch zu betrachten, da unter den getroffenen Annahmen bereits das Auftreten eines Fehlers reicht, um den Schutzbereich zur Abschaltung zu bringen. Deshalb ist davon auszugehen, dass mit Blick auf die betriebsüblichen Nutzungsdauern grundsätzlich durch planmäßige Erneuerung der Großteil der Kabelmeterstücke bereits ersetzt sein wird, bevor es zu einer merkbaren Erhöhung der alterungsbedingten Ausfälle im Netz kommt.[180]

Ein weiterer Grund, warum der χ^2 Anpassungstest häufig die Nullhypothese ablehnende Ergebnisse liefert, kann die Gruppengröße sein. Es ist zu beachten, dass die Teststatistik nur approximativ χ^2 verteilt ist.[181] Zur besseren Abbildung der Ausfallerwartung sollten die einzelnen Gruppen möglichst klein und homogen sein. Im Idealfall bestehen sie nur aus einem Kabeltyp und dem jeweiligen Verlegejahr. Hierzu ist allerdings ein entsprechend großer Stichprobenumfang notwendig.[182] Dieser ist im vorliegenden Fall jedoch nur bedingt gegeben (siehe Abschnitt 4.3 sowie 4.4.5).

Die insgesamt resultierende Verteilungsfunktion hat für die Bewertung der vorhandenen Kabelmeterstücke nur eine untergeordnete Bedeutung. Von Interesse sind lediglich die ersten 65 bis maximal 80 Jahre. Da die betrachteten Verteilungen bei ihrer Anwendung auf das untersuchte Netz dessen Ausfallgeschehen gut beschrei-

[180] Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 Satz 1) StromNEV

[181] Fahrmeir, L., et.al. S. 437

[182] Storm, R., S. 208

ben, werden diese im Folgenden trotz der Ergebnisse des χ^2 Anpassungstests weiter verwendet. Zur Untersuchung einer möglichen Vorteilhaftigkeit werden die Verteilungen zuerst miteinander verglichen. Im Anschluss wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

4.4.9 Vergleich alternativer Verteilungsfunktionen

Zur Bewertung der ermittelten Verteilungsfunktionen werden diese zunächst gegenübergestellt. Der Vergleich erfolgte für das bereits aus Abschnitt 4.4.6 bekannte Beispiel (siehe Tabelle 11). In Abbildung 31 wurden zusätzlich die Gammaverteilung sowie die LogNormalverteilung dargestellt. Es ist zu erkennen, dass sich erwartungsgemäß alle Verteilungsfunktionen ähnlich verhalten.

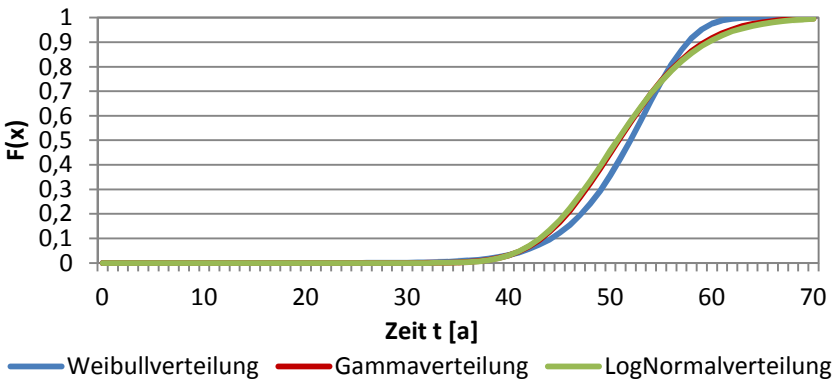


Abbildung 31 - resultierende Verteilungsfunktionen bei herkömmlicher Datenbasis
(Stichprobe: Tabelle 11)

Die Gamma- und die LogNormalverteilung haben hierbei nahezu die gleichen Steigungen. Die Weibullverteilung steigt später an, der Anstieg verläuft dafür aber steiler. Auch das Maximum wird eher erreicht als bei der Gamma- bzw. der LogNormalverteilung. Ein ähnliches Ergebnis ist auch bei der Betrachtung unter Berücksichtigung der noch innerhalb des Netzes vorhandenen, nicht ausgefallenen Kabelmeterstücke zu erwarten. Die zugehörigen Verteilungsfunktionen sind in Abbildung 32 dargestellt.

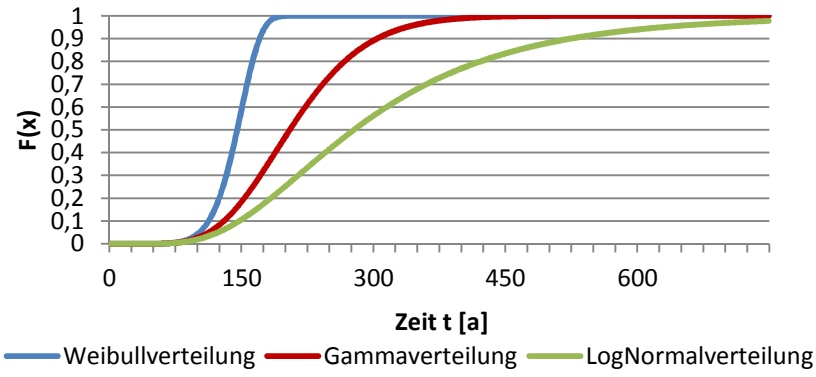


Abbildung 32 - resultierende Verteilungsfunktionen bei erweiterter Datenbasis
(Stichprobe: Tabelle 11)

Zu erkennen ist ein, im Vergleich zu den Verteilungsfunktionen, unter Verwendung der herkömmlichen Datenbasis, anderes Verhalten. Obwohl die Fehlerstatistik- und Betriebsmitteldatenbasis in allen Fällen die

gleiche ist, ergeben sich Unterschiede. Die Weibullverteilung erreicht auch hier als erste der verglichenen Verteilungsfunktionen das Maximum. Die Gamma- und die LogNormalverteilung haben einen nicht so steilen, sich unterscheidenden Anstieg. Dieses Verhalten kann nur mit den Eigenschaften der zugrunde liegenden Verteilungsfunktion begründet werden. Die Unterschiede machen sich jedoch erst in einem für Netzbetreiber irrelevanten Zeitbereich bemerkbar.

Ein Vergleich des Verhaltens der Funktionen für das gegebene Beispiel innerhalb des für Verteilnetzbetreiber relevanten Zeitbereiches ist in Abbildung 33 gegeben.

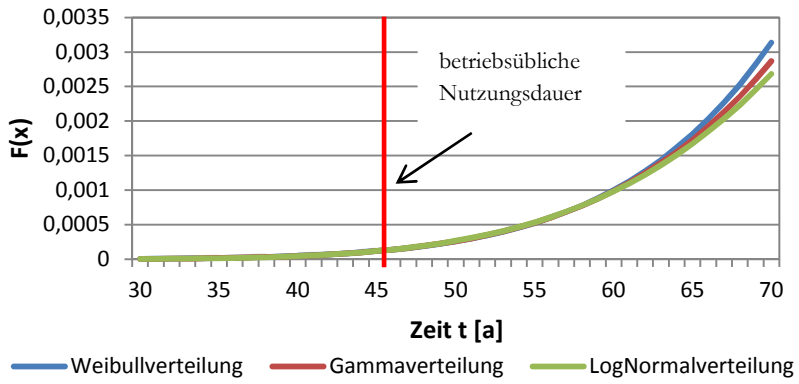


Abbildung 33 - Verteilungsfunktionen im Vergleich

Es ist zu erkennen, dass sich die drei betrachteten Verteilungen innerhalb der für Mittelspannungskabel betriebsüblichen Nutzungsdauer sehr ähnlich verhalten (rote Markierung).[183] Für die weitere Betrachtung der restlichen Gruppen wird auf eine Analyse der jeweiligen Quantile zurückgegriffen. Diese werden der Einfachheit halber in Tabellenform (Tabelle 17 und Tabelle 18) dargestellt. Die

Altersklasse	Öl-Papier-Kabel					
	herkömmliche Datenbasis			erweiterte Datenbasis		
	Weibull	Gamma	LogNormal	Weibull	Gamma	LogNormal
1959-1968	98,86 %	97,71 %	97,40 %	0,04 %	0,04 %	0,04 %
1969-1978	100,00 %	100,00 %	100,00 %	0,05 %	0,05 %	0,04 %
1979-1988	100,00 %	100,00 %	100,00 %	0,03 %	0,03 %	0,02 %
1989-1998	100,00 %	100,00 %	100,00 %	0,07 %	0,07 %	0,05 %

Tabelle 17 - Menge der nach 45 Jahren ausgefallenen Öl-Papier-Kabelmeterstücken

Altersklasse	PE-Kabel					
	herkömmliche Datenbasis			erweiterte Datenbasis		
	Weibull	Gamma	LogNormal	Weibull	Gamma	LogNormal
1969-1978	100,00 %	99,98 %	99,95 %	0,17 %	0,17 %	0,17 %
1979-1988	100,00 %	100,00 %	100,00 %	0,15 %	0,15 %	0,14 %
1989-1998	100,00 %	100,00 %	100,00 %	0,08 %	0,08 %	0,07 %

Tabelle 18 - Menge der nach 45 Jahren ausgefallenen PE-Kabelmeterstücken
(Hochrechnung; Start der Verlegung siehe Tabelle 12, Tabelle 13 sowie Tabelle 14)

ausgerechneten Ausfallwahrscheinlichkeiten beziehen sich einheitlich auf eine betriebsübliche Nutzungsdauer von 45 Jahren und stellen die kommulierten ausgefal-

[183] Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 Satz 1) StromNEV

lenen Kabelmeterstücke dar. Die Werte lassen sich mit den in Tabelle 12 bis Tabelle 14 ermittelten Verteilungsparametern berechnen. Somit kann ein Vergleich der jeweiligen Verteilungsfunktionen vorgenommen werden. In Tabelle 17 und Tabelle 18 sind die Nachteile der Verwendung der herkömmlichen Datenbasis (keine Berücksichtigung der noch in Betrieb befindlichen Kabelmeterstücken) direkt zu erkennen, da hiernach bereits alle vorhandenen Kabelmeterstücke ausgefallen wären. Aus diesem Grund wird im Folgenden nur noch die erweiterte Datenbasis, bei der die noch in Betrieb befindlichen Kabelmeterstücke berücksichtigt werden, als Bewertungsgrundlage verwendet. Von Bedeutung sind für den Vergleich in Tabelle 17 und Tabelle 18 also nur die rechten Spalten. Hier lassen sich sowohl bei den Öl-Papier-Kabeln als auch bei den PE-Kabeln kaum Unterschiede zwischen den sich ergebenden Verteilungsfunktionen feststellen. Demnach kann im Zeitbereich der betriebsüblichen Nutzungsdauer jede der betrachteten Verteilungsfunktionen verwendet werden. [184]

Die vorab verglichenen Eigenschaften der betrachteten Verteilungsfunktionen sprechen für die Verwendung der Weibullverteilung. Im Zweifel liegt man bei der Verwendung der Weibullverteilung auf der statistisch sicheren Seite, da mehr Ausfälle erwartet werden als eintreten (siehe Abschnitt 5.4.4). Der in Abbildung 32 erkennbare Trend der statistischen Vorteilhaftigkeit der Weibullverteilung lässt sich auch in Tabelle 17 und Tabelle 18 erkennen. Weiterhin kann auch der Vorteil der verhältnismäßig einfachen Berechenbarkeit der Verteilungsparameter genutzt werden. Ein objektiver Grund, eine der alternativen Verteilungsfunktionen zu nutzen, liegt demnach nicht vor.

4.4.10 Sensitivitätsanalyse

Mit Blick auf die Ergebnisse des χ^2 Anpassungstests der Weibullverteilung ist zur Beurteilung der Qualität der gefundenen Parameter zu untersuchen, wie diese auf eine Änderung reagieren. Im Idealfall besteht hier, zumindest im für Verteilnetzbetreiber relevanten Zeitraum, eine weitgehende Unempfindlichkeit. Die Untersuchung wurde am bereits bekannten Beispiel von Öl-Papier-Kabeln der Verlegejahre von 1949 – 1958 vorgenommen. Es wurden die in Tabelle 11 dargestellten Fehlerstatistikdaten verwendet. Der Gesamtbestand beläuft sich auf 52696 Kabelmeter. Gemäß der in Tabelle 11 vorgestellten, exemplarischen Fehlerstatistikdaten, die auch in Tabelle 19 (Basisszenario) wiederzufinden sind, wurden Kabel mit 39 bis 55 Betriebsjahren für die Untersuchung verwendet. Die beobachteten Ausfälle wurden um die Ereignisse der letzten Betriebsjahre gekürzt (Szenario 1). Für weitere Szenarien wurden zufällige Ausfälle für die Betriebsjahre 58 und 59 an-

[184] Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 Satz 1) StromNEV

Betriebsjahre	Basisszenario	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
39	1	1	1	1
40	2	2	2	2
41	1	1	1	1
42	2	2	2	2
43	3	3	3	3
45	1	1	1	1
46	3	3	3	3
48	1	1	1	1
49	1	1	1	1
51	1	1	1	1
54	4	4	4	4
55	6	6	6	6
56	11		11	11
57	4		4	4
58			7	14
59			2	15
Gesamtbestand	52696	52711	52687	52667

Tabelle 19 - Beispieldaten für eine Sensitivitätsanalyse

genommen (Szenario 2 und 3). In allen Fällen erfolgte eine Korrektur des Gesamtbestandes um die Anzahl der ausgefallenen Kabelmeterstücke. Tabelle 19 zeigt die Szenarien und den dazu gehörenden Gesamtbestand an Kabelmeterstücken.

Nach dem Aufstellen der Szenarien wurden die Verteilungsparameter der Weibullverteilung berechnet, die sich aus den geänderten Fehlerstatistikdaten ergaben. Die Berechnung erfolgte unter Berücksichtigung des korrigierten Gesamtbestandes mit Hilfe des entwickelten Hilfsprogramms analog zu Abschnitt 4.4.6. Die ermittelten Verteilungsparameter sowie die für eine betriebsübliche Nutzungsdauer von 45 Jahren ermittelte Menge ausgefallener Kabelmeterstücken sind in Tabelle 20 dargestellt. Im Ergebnis wird sichtbar, dass die Wahrscheinlichkeit

	α_w	η	nach 45 Jahren ausgefallene Kabelmeterstücken
Basisszenario	7,42	152,1	0,01 %
Szenario1	6,25	189,21	0,01 %
Szenario2	6,95	163,1	0,01 %
Szenario3	9,16	123,6	0,01 %

Tabelle 20 - Verteilungsparameter und kummulierte Ausfallwahrscheinlichkeit von Szenarien

des alterungsbedingten Ausfalls eines Kabelmeterstücks in allen Szenarien sehr gering ist.

Das Basisszenario, das auf den beobachteten Fehlerstatistikdaten beruht, weist im Verhältnis zu den anderen Szenarien eine mittlere Ausfallwahrscheinlichkeit auf. Dies entspricht den Erwartungen. Bei Bezug auf die betriebsübliche Nutzungsdauer von 45 Jahren fallen bei der Szenarioanalyse praktisch keine Unterschiede auf. Zur Verdeutlichung werden die Ergebnisse in Abbildung 34 gezeigt.

Anhand der Ergebnisse aus Tabelle 20 lässt sich, bezogen auf ein reales Mittelspannungsnetz, auf Basis der Betriebsmitteldaten berechnen, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit zwischen Szenario 1 und Szenario 3 in Bezug auf das Basisszenario eine Änderung von ca. ± 20 % ergibt. Szenario 2 liegt mit einer Abweichung von

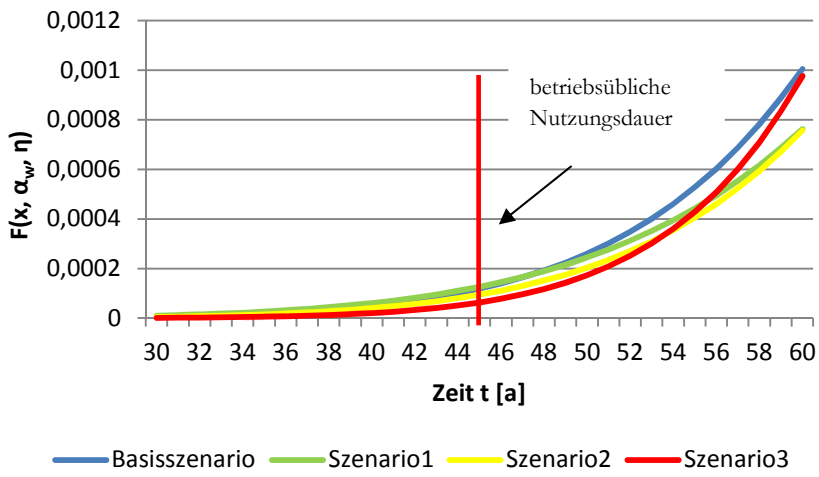


Abbildung 34 - aus der Szenarioanalyse resultierende Weibullverteilungen

ca. 2,5 % als mittleres Szenario dicht am Basisszenario. Die Ergebnisse hängen also stark von der verfügbaren Fehlerstatistikdatenbasis ab. Mit Blick auf die Schwankungsbreite innerhalb der Sensitivitätsanalyse ist eine vorsichtige Interpretation der Ergebnisse der Netzbetrachtung angemessen. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass die Fehlerstatistik- und Betriebsmitteldaten zur Berechnung der Verteilungsparameter so aktuell wie möglich sind.

Es ist zu beachten, dass die Sensitivitätsanalyse nur für Öl-Papier-Kabel der Altersklasse von 1949 - 1958 durchgeführt wurde. Ergänzend wird davon ausgegangen, dass sich die Ergebnisse auf die anderen Gruppen übertragen lassen. Die maximal ermittelte Schwankungsbreite von ± 20 % impliziert, dass eine Ermittlung der absoluten Fehlerhäufigkeit in geplanten Netzen mit Vorsicht zu beurteilen ist. Es ist sinnvoll, die ermittelte Schwankungsbreite bei der Ergebnisbeurteilung zu berücksichtigen.

4.5 Abbildung realer Mittelspannungsnetze

Im Ergebnis der vorgestellten Schritte wird bisher erstmalig der gesamte Mittelspannungskabelbestand eines regionalen Verteilnetzbetreibers vollständig analysiert und auf Plausibilität geprüft. Zur weiteren Abarbeitung des Vorgehensschemas fehlen jedoch die Topologiedaten.

4.5.1 Aufnahme von Netztopologiedaten

Die Abbildung der Netztopologie bildet eine notwendige Voraussetzung für eine umfassende Bewertung eines Netzes. Erst hierdurch ist eine Betrachtung auf Schutzbereichsebene möglich. Die notwendigen Betriebsmitteldaten werden gemäß Abschnitt 4.2 als gegeben und geprüft vorausgesetzt. Die Herausforderung bei dem gewählten Vorgehen besteht neben der Plausibilisierung vor allem im Handling der Datenmenge, die für die Abbildung in der Bewertungssoftware anfällt.

Da eine graphische Abbildung der Netztopologie weder Ziel noch aufgabenrelevant war, bot die Nutzung von Betriebsmitteldaten aus Netzberechnungsprogram-

men wie NEPLAN oder ELEKTRA eine mögliche Alternative zur Verwendung der Netztopologie- und Betriebsmitteldaten, die aus dem Geoinformations- oder aus dem SAP-System stammen. Betriebsmitteldaten aus Netzberechnungsprogrammen zeichnen sich vor allem durch die knotenbasierte Abbildung des Mittelspannungsnetzes aus. Dadurch entstehen für eine weitere Bearbeitung erhebliche Vorteile. Zum einen reduziert sich der Umfang der benötigten Topologiedaten und zum anderen sind die Verbindungen der Elemente (Kabel, Freileitungen) untereinander bereits erkennbar. Die genaue Topologie kann auf diesem Weg nicht abgebildet werden. Dazu fehlen die Lagekoordinaten.

Die Struktur der Topologiedaten, die direkt aus einem Netzberechnungsprogramm entnommen wurden, ist in Tabelle 21 dargestellt. Diese Informationen reichen für den Aufbau der Netztopologie im vorliegenden System allein nicht aus. Es fehlen Informationen zu den im Normalschaltzustand geöffneten Trennstellen sowie zu den Anfangsknoten der Schutzbereiche. Erst durch die Berücksichtigung dieser Informationen sind die Schutzbereiche bestimmbar. Bei den Anfangsknoten für den Schutzbereichsaufbau ist in Umspannwerke (HS/MS; MS/MS), in Stützpunktstationen und in Stationen mit Schutzfunktion (vgl. Abbildung 69) zu unterscheiden.

Knoten	BM (Kabel)
Bezeichnung_Knoten_1	Bezeichnung_Kabel_1
Bezeichnung_Knoten_2	Bezeichnung_Kabel_1

Tabelle 21 - Knotenpunkte eines Kabels

Die für die Betrachtungen benötigten Topologiedaten standen nach den bereits vorgestellten Maßgaben in elektronischer Form zur Verfügung. Der Import in die Bewertungssoftware erfolgte über die dafür im Programm vorgesehene Schnittstelle. Werden die Topologiedaten mit den Betriebsmitteldaten zusammengeführt, ist der Aufbau der Netztopologie als Schema möglich.

4.5.2 Aufnahme ergänzender Betriebsmitteldaten

Zur Umsetzung des Vorgehensschemas werden umfassende Betriebsmitteldaten vorausgesetzt. Die zusätzlich benötigten und nach Abschnitt 4.2 aufzuarbeitenden Betriebsmitteldaten zeigt Tabelle 22.

Ortsnetzstationen	Mittelspannungsfreileitungen	Mittelspannungskabelleitungen
Stationsname	Element Name	Element Name
Inventarnummer	Inventarnummer	Inventarnummer
Netznennspannung	Netznennspannung	Netznennspannung
Stationstyp (schaltbar; Schutz)	Typbezeichnung	Typbezeichnung
Installiert Trafoleistung	Querschnitt	Aderzahl
Baujahr	Länge (km)	Querschnitt
Ganglinientyp MS	Verlegejahr	Länge (km)
Anzahl Kunden		Verlegejahr

Tabelle 22 - ergänzend benötigte Betriebsmitteldaten

Mittelspannungskabel

Als Betriebsmitteldatenbasis für die Netzbetrachtungen wurden reale und nach Abschnitt 4.2 aufgearbeitete Kabeldaten verwendet. Die Daten waren in eine durch die Bewertungssoftware vorgegebene Struktur zu bringen. Diese ist in Abschnitt 10.20 dargestellt und lässt sich bei Bedarf erweitern. Die zugehörige Tabelle in der Bewertungssoftware heißt tblElementeBasis.

Mittelspannungsfreileitungen

Als Basis wurden die Betriebsmitteldaten aus dem Geoinformationssystem verwendet. Diese waren leicht zugänglich, aktuell und weitestgehend vollständig vorhanden. Da Freileitungen in der Realität gut zugänglich sind, besteht der Vorteil, dass fehlende Betriebsmitteldaten schnell und einfach beschaffbar sind. Auch die Zustandsbeurteilung ist unkomplizierter, da visuell geprüft werden kann. Die Bewertungssoftware erlaubt für zukünftige Erweiterungen das Einpflegen zusätzlicher Betriebsmitteldaten für Freileitungen. Hiervon wurde kein Gebrauch gemacht, da die Freileitungsdaten lediglich für die vollständige Abbildung des Netzes nötig waren. Sie wurden, zusammen mit den Kabeldaten, in der Tabelle tblElementeBasis abgelegt.

Ortsnetzstationen

Für eine aussagekräftige Auswertung sind weiterhin die in Tabelle 22 gezeigten Betriebsmitteldaten der Ortsnetzstationen notwendig. Nur über diese lässt sich die Bemessungsscheinleistung ermitteln, die bei einer Versorgungsunterbrechung ausfällt. Weiterhin kann den Ortsnetzstationen eine Anzahl der in der Niederspannung versorgten Letztverbraucher zugeordnet werden. Ergänzend ist eine Unterscheidung in verschiedene Stationstypen möglich. Hier wird in (Ortsnetz)Stationen mit und ohne Schutzfunktion unterschieden. Diese Unterscheidung wird für den Aufbau der Schutzbereiche benötigt. Kernanforderung ist jedoch die direkte Zuordnung zu Netzknoten gemäß Tabelle 21.

Die Betriebsmitteldaten für eine Zuordnung der einzelnen Umspannwerke zu den Netzknoten gemäß Tabelle 21 lagen vollständig vor.

Die Eingangsdaten für die Bewertungssoftware wurden so gewählt, dass ergänzende Betriebsmitteldaten für weiterführende Betrachtungen schnell und einfach integriert werden konnten.

4.5.3 Datenimport in das Bewertungssystem

Die für die Bewertung erforderlichen Netzdaten wurden in den vorangegangenen Abschnitten vorgestellt. Für den Import wird davon ausgegangen, dass die Netzdaten aufgearbeitet in Tabellenkalkulationsdateien vorliegen. Die Struktur der Tabel-

lenblätter spiegelt die Datenbankstruktur der Bewertungssoftware wider. Importiert wurden die Tabellen:

- tblBereiche
- tblElementeBasis
- tblElementeKnoten
- tblStationsDaten
- tblUW

deren Struktur in Anhang 10.18 dargestellt ist. Beim Netzdatenimport ist auf die vordefinierten Variablentypen sowie auf die Vergabe der gleichen Namen in den Spaltenüberschriften und Tabellen zu achten. Als Beispiel wird das in Tabelle 23 für die Tabelle tblElementeKnoten verdeutlicht:

Spaltenname:	Knoten Name	Element Name	Schaltzustand	Bemerkungen	Benutzt	ID
Variablentyp:	Text	Text	Boolean *	Text	Boolean*	Text

Tabelle 23 - Aufbau Tabelle tblElementeKnoten
* der Datentyp Boolean entspricht in Microsoft Access (2003/2007) dem Typ „Ja-Nein-Feld“

Die Spaltenüberschriften werden von der Bewertungssoftware zur Identifikation der jeweiligen Tabellenspalte verwendet und sind statisch innerhalb der Programmierung hinterlegt. Das Verwenden der richtigen Tabellennamen, Spaltenüberschriften und Variablentypen sowie das Vorhandensein aller genannten Tabellen ist die notwendige Bedingung für eine erfolgreiche Weiterverarbeitung der Netzdaten innerhalb der Bewertungssoftware.

Der Netzdatenimport erfolgt über die im Microsoft Access vorhandene Importfunktion. Es hat sich bewährt, die Netzdaten vor dem Import in die Bewertungssoftware in eine Excel-Datei zu importieren und den Anforderungen entsprechend aufzuarbeiten. Es ist besonders auf die Fehlerfreiheit der Einträge zu achten. Ergänzende Spalten für weiterführende Analysen, die eine Erweiterung des Programm- oder Abfragesystems darstellen, können problemlos hinzugefügt werden. Indizes (ID’s) werden durch die Bewertungssoftware hinzugefügt, können aber auch im Vorfeld zugewiesen werden. Die richtige Zuweisung der Variablentypen ist anschließend zu prüfen.

Nach Beendigung des Netzdatenimports kann ohne zusätzliche Schritte die automatisierte Netzstrukturabbildung gestartet werden.

4.5.4 Berücksichtigung vorhandener Schutztechnik bei der Netzstrukturabbildung

Für Bildung von Schutzbereichen ist es notwendig, (Ortsnetz)Stationen mit Schutzfunktionen abzubilden. Die Notwendigkeit ergibt sich aus der möglichen selektiven Abschaltung. Dies verdeutlichen Abbildung 35 und Abbildung 36. (Ortsnetz)Stationen mit Schutzfunktion werden üblicherweise bei Kunden eingesetzt, die eine höhere Verfügbarkeit wünschen bzw. dann, wenn es sich um lange Kabelringe mit vielen Ortsnetzstationen handelt. Der Mittelspannungsring wird in diesem Fall als im Normalschaltzustand geschlossen betriebener Ring mit zwei Einspeisungen betrieben. Im Fehlerfall wird der fehlerhafte Schutzbereich abgeschaltet. Abhängig vom installierten Schutz kann dies zwischen der Einspeisestelle aus einem Umspannwerk und der den Schutzbereich abschließenden (Ortsnetz)Station mit Schutzfunktion oder auch zwischen zwei (Ortsnetz)Stationen mit Schutzfunktion geschehen. Die (Ortsnetz)Station mit Schutzfunktion ist, sofern der Fehler nicht die Station selber betrifft, die letzte Ortsnetzstation, die von der fehlerfreien Ringhälfte versorgt wird (siehe Abbildung 35). Diese Möglichkeit war bei der Aufnahme der Netztopologie zu berücksichtigen. In diesem Fall kann die Konstellation wie ein als normal offen betriebener Ring behandelt werden. Es ist darauf zu achten, dass die den Schutzbereich begrenzende (Ortsnetz)Station mit Schutzfunktion programmierbedingt als letzte Ortsnetzstation im Schutzbereich leistungsmäßig nicht zwei Schutzbereichen zugeordnet wird und so die Gesamtbemessungsscheinleistung verfälscht.

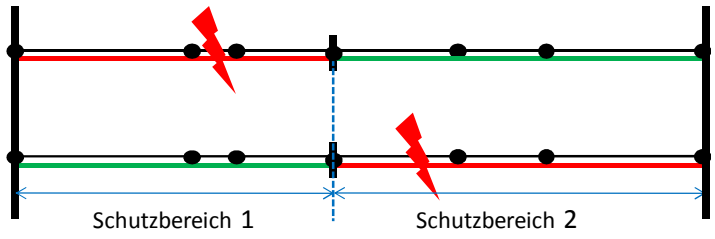


Abbildung 35 - Abschaltszenario: Station mit Schutzfunktion im geschlossen betriebenem Ring

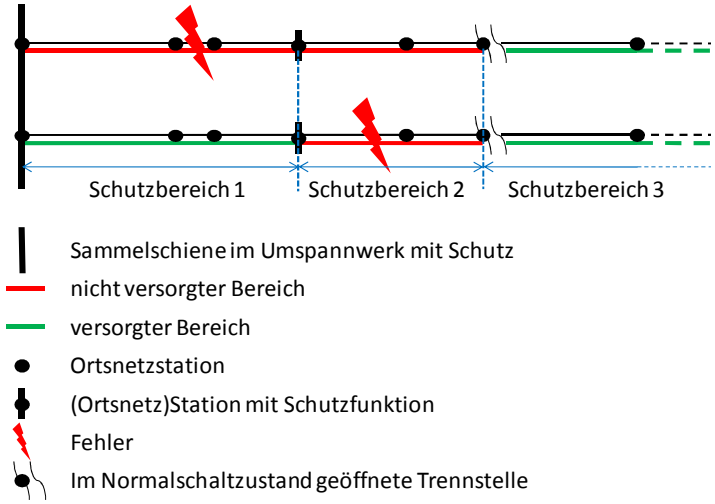


Abbildung 36 - Abschaltszenario: Station mit Schutzfunktion im offen betriebenem Ring

Historisch bedingt können (Ortsnetz)Stationen mit Schutzfunktion auch in Schutzbereichen vorhanden sein, die als Stichleitungen ausgelegt sind oder aber in Ringen, die zwischenzeitlich im Normalschaltzustand mit geöffneter Trennstelle

betrieben werden (siehe Abbildung 36). Hier spielt der Fehlerort eine entscheidende Rolle. Tritt ein Fehler zwischen dem versorgenden Umspannwerk und der (Ortsnetz)Station mit Schutzfunktion auf, ist der gesamte Halbring betroffen (Abbildung 36, oben). Tritt der Fehler im Bereich zwischen der (Ortsnetz)Station mit Schutzfunktion und der Trennstelle auf, ist nur dieser Bereich von der Versorgungsunterbrechung betroffen (Abbildung 36, unten). (Ortsnetz)Stationen mit Schutzfunktion sind bei der Netzdatenaufnahme besonders zu prüfen.

4.5.5 Abbildung des Netzes innerhalb der Bewertungssoftware

Die Abbildung der Schutzbereiche sowie die Ergebnisberechnung erfolgen innerhalb der Bewertungssoftware. Die Rechenzeit ist abhängig von der Hardware sowie vom betrachteten Netz.

Innerhalb der Datenverarbeitung erfolgt eine Teilung in Einzelschritte. Ziel der Aufteilung ist eine Vereinfachung, das Wiederverwenden bereits geschriebener Programmteile sowie die Wahrung der Überschaubarkeit. Auch die Fehleridentifikation und -suche werden so vereinfacht.

Modul 1: Streckenaufbau

In diesem Modul werden zusammenhängende Leitungsstrecken (siehe Abbildung 10 S. 29) identifiziert. Leitungsstreckenabschnitte können hierbei sowohl Kabel- als auch Freileitungen sein. Als Start- und Endpunkte für die Zusammensetzung wurden passende Netzknoten, wie Umspannwerke (HS/MS; MS/MS), Schwerpunktstationen sowie (Ortsnetz)Stationen mit und ohne Schutzfunktion, T-Muffen und -Verteilungen sowie Enden von Stichleitungen festgelegt. Dieses Modul ermöglicht erste Auswertungen und dient der Performancesteigerung und Plausibilitätsprüfung.

Nach Zuordnung der Leitungsstrecken ist es, wie in Tabelle 24 gezeigt, möglich,

Öl-Papier-Kabel (rein)			…	Gemischte Leitungsstrecken (Öl-Papier-, PE- und VPE-Kabel)					
Inventar-Nr.	Leitungsstreckenabschnitte	Länge (m)		Inventar-Nr.	Leitungsstreckenabschnitte	Länge (gesamt; m)	Länge PE (m)	Länge VPE (m)	Länge Öl-Papier (m)
xxx	2	390		xxx	21	2165	0	525	1640
xxx	3	385		xxx	11	815	0	25	790
xxx	3	240		xxx	15	3600	0	2500	1100

Tabelle 24 - Leitungsstreckenauswertung
(Spaltenüberschriften gemäß Bewertungssoftware bzw. Hilfsprogramm)

Leitungsstreckentypen bzgl. ihrer Zusammensetzung zu unterscheiden. Nicht gezeigt sind in Tabelle 24 die reinen PE-Strecken, die reinen VPE-Strecken und die Kunststoffleitungsstrecken, bestehend aus PE- und VPE-Streckenabschnitten sowie Leitungsstrecken mit Freileitungsanteil. Das Ergebnis dieses Moduls hilft, Lei-

tungsstrecken zu identifizieren, in denen eine spezielle, evtl. als kritisch eingestufte Kabelart verlegt ist. Die betriebsmittelgenaue Zusammensetzung der vorhandenen Leitungsstrecken ist in der richtigen Reihenfolge sowie in der jeweiligen Länge bekannt. Weiterhin ist die Verteilung einer solchen Kabelart im Netz leicht zu überblicken, so dass mögliche Folgen einfacher abschätzbar sind.

Zusätzlich ist eine Identifikation der Leitungsstrecken möglich, die durch T-Verteilungen bzw. -Muffen begrenzt sind und sich somit im ungünstigsten Fehlerfall direkt an der T-Verteilung bzw.- Muffe nicht mehr durch Umschaltungen versorgen lassen. Dieser Aspekt erhält im Rahmen der an die Bundesnetzagentur (BNA) zu übermittelnden Fehler und Ausfallmeldungen sowie der Qualitätsregulierung weitere Bedeutung. Bei Bedarf lassen sich bereits an diesem Punkt Betriebsmitteldaten der zugehörigen Ortsnetzstationen (installierte Bemessungsscheinleistung, Anzahl versorgter Kunden) zuordnen.

Modul 2: Schutzbereichsaufbau

Im zweiten Modul erfolgt die Nachbildung der Schutzbereiche. Startpunkt ist dabei prinzipiell ein Umspannwerk (tblUW, siehe Tabelle 51, Anhang 10.18). Ein Schutzbereich beginnt in der Kabelabgangszelle eines Umspannwerkes (HS/MS; MS/MS) und endet an einer geöffneten Trennstelle, an einer (Ortsnetz)Station mit Schutzfunktion, dem Ende einer Stichleitung bzw. an einem der Startknoten (Umspannwerk), sofern das Mittelspannungsnetz im Normalschaltzustand als geschlossener (zweiseitig gespeister) Ring bzw. als Spange zwischen zwei Umspannwerken betrieben wird. Speziell im Fall des im Normalschaltzustand geschlossenen Betriebes sowie bei Verwendung von (Ortsnetz)Stationen mit Schutzfunktion ist eine weitere Differenzierung gemäß Abschnitt 4.5.4 notwendig.

Resultierend aus Abschnitt 4.5.4 und der Tatsache, dass in einem entsprechenden Ring nicht nur eine (Ortsnetz)Station mit Schutzfunktion installiert sein kann, ergibt sich die Notwendigkeit, entsprechende Stationen als Anfangsknoten verwenden zu können. Das Ergebnis ist eine genaue Abbildung der vorhandenen Schutzbereiche mit Berücksichtigung des Fehlerortes. Diesen können ergänzende Betriebsmitteldaten zugeordnet werden.

Modul 3: Ermittlung der resultierenden Ausfallwahrscheinlichkeit

Im letzten Modul werden auf Basis der für die einzelnen Kabelarten und Altersklassen berechneten Verteilungen Ausfallwahrscheinlichkeiten ermittelt und zugewiesen. Die Bearbeitung erfolgt in drei Schritten. Zuerst wird jedem Kabelstreckenabschnitt anhand der Kabelart, der Länge sowie des Verlegejahres die resultierende Ausfallwahrscheinlichkeit zugeordnet. Im zweiten Schritt werden die im

Schutzbereich vorhandenen Kabelstreckenabschnitte nach der Kabelart betrachtet und die spezifische Ausfallwahrscheinlichkeit der innerhalb des Schutzbereiches vorhandenen Kabelarten ermittelt. Grundlage hierfür sind die Ergebnisse des ersten Schrittes sowie der im jeweiligen Schutzbereich vorhandene Bestand der verschiedenen Kabelarten. Zuletzt erfolgt auf Basis der Schutzbereiche sowie der einzelnen Ausfallwahrscheinlichkeiten der vorhandenen Kabelarten die Ermittlung der schutzbereichsspezifischen Ausfallwahrscheinlichkeit. Die Ergebnisse sind in Tabelle 25 dargestellt. Zur besseren Identifikation des jeweiligen Schutzbereiches wird

Schutzabschnitt	Knoten	Kabel	Ausfallwahrscheinlichkeit	Länge (m)	AusfWahrsch-PE	AusfWahrsch-Öl-Papier
1	xxx_2	yyy_2	0,009451235	1455	0,009451235	0
2	xxx_3	yyy_3	0,802008737	3701	0,723575792	0,283741228
3	xxx_4	yyy_4	0,910075995	12551	0,512313078	0,815611203
4	xxx_5	yyy_5	0,631452908	16874	0,452526834	0,326821632
5	xxx_6	yyy_6	0,430686906	10038	0,04647431	0,402938904

Tabelle 25 - Ergebnisse der Schutzbereichsbetrachtung
(Spaltenüberschriften gemäß Bewertungssoftware bzw. Hilfsprogramm)

der betreffende Abgang durch die Inventarnummer des Startknotens und des abgehenden Kabels beschrieben. Die eigentlichen Startpunkte für die Schutzbereichsbetrachtung sind die Kabelabgangszellen. Als Ausgangspunkt wurde vereinfachend das jeweilige UW eingesetzt.

Abschließend konnte anhand von Netzimporten verschiedener Verteilnetzbetreiber gezeigt werden, dass die Programmierung so gestaltet ist, dass Mittelspannungsnetze aus unterschiedlichen Quellen in das Programmsystem eingepflegt, verarbeitet und abgebildet werden können.

Die Ausführung der Bewertungssoftware ist sowohl als Gesamtdurchlauf als auch in Einzelschritten möglich. Dadurch ist sichergestellt, dass die Funktionalität des Programms jederzeit nachempfunden und Abläufe, soweit notwendig oder gewünscht, geändert werden können. Die Ergebnisse liegen in Form von Tabellen vor, die auf den als dazugehörig gekennzeichneten Abfragen innerhalb der Bewertungssoftware beruhen. Zur leichteren Bearbeitung und Auswertung wurden die Ergebnisse der Abfragen direkt in Microsoft Excel-Dateien exportiert. Die in Tabellenform vorliegenden Ergebnisse können somit problemlos visualisiert werden. Hierauf wird bei der folgenden Auswertung entsprechend zurückgegriffen. Eine automatische Visualisierung durch die Bewertungssoftware erfolgt nicht.

4.5.6 Genauigkeit der Abbildung

Die Abbildung des Netzes erfolgt auf Basis vorhandener Netzdaten. Hierbei kamen vornehmlich Betriebsmitteldaten aus dem Geoinformationssystem zum Einsatz, da

das die vollständigste verfügbare Netzdatenbasis war. Die vorhandenen Netzdaten waren jedoch nicht fehlerfrei (siehe Abschnitt 4.2). Als Konsequenz konnten verschiedene Knoten nicht zu Leitungsstreckenabschnitten bzw. Leitungsstreckenabschnitte nicht zu Schutzbereichen zugeordnet werden. Dies betraf im betrachteten Mittelspannungsnetz nur eine Größenordnung von < 1 % der vorhandenen Knoten, das heißt, die betrachteten Netze wurden hochgradig genau abgebildet. Ähnlich sah es bei den Schutzbereichen aus. Auch hier konnten bis auf < 1,3 % alle Leitungsstreckenabschnitte zugeordnet werden. Die verbleibenden, nicht zuordenbaren Knoten und Leitungsstreckenabschnitte könnten noch weiter geprüft werden. Insgesamt ist aber bei einer solchen Fehlerquote durch eine Berichtigung keine wesentliche Veränderung der Ergebnisse zu erwarten. Eine Berichtigung der fehlerhaften Betriebsmitteldaten wurde wegen des erheblichen Aufwandes, der hierdurch entstanden wäre, nicht vorgenommen.

Bei der Schutzbereichszuordnung wurden weitere Fehler erkannt. Hier handelte es sich bei dem betrachteten Netz um ca. 20 Schutzbereiche, die eine auffällige Länge sowie eine auffällig hohe Zahl von installierten Ortsnetzstationen aufwiesen. In diesen Fällen war davon auszugehen, dass entweder Trennstellen nicht richtig gepflegt wurden, oder dass die Tabelle tblUW vor allem in Bezug auf (Ortsnetz)Stationen mit Schutzfunktion nicht vollständig war, so dass mögliche Endpunkte für den Schutzbereich nicht erkannt werden konnten. Die Prüfung der Trennstellen ergab keine Fehler.

4.6 Systematische Identifikation von Investitionsalternativen

Voraussetzung zur Identifikation von Investitionsalternativen innerhalb von Mittelspannungsnetzen ist die umfassende Kenntnis des zu betrachtenden Netzes. Weiterhin sind Kennzahlen zu definieren, nach denen das Netz bewertet wird. Einen Anhaltspunkt für diese Kennzahlen liefern die von der Bundesnetzagentur verwendeten Bewertungskriterien.[185]

Eine sinnvolle Segmentierung des Netzes stellt, wie in 2.4.3 eingeführt, die Aufteilung in die natürlich vorhandenen Schutzbereiche dar. Die Aufteilung dient im gegebenen Kontext als Bewertungsgrundlage. Hintergrund ist die angenommene Abschaltung des gesamten Bereiches im Fehlerfall. Nach Abschnitt 4.5.5 wird davon ausgegangen, dass die Zusammensetzung der Schutzbereiche bekannt ist. Den in den Schutzbereichen vorhandenen Betriebsmitteln können weitere (Betriebsmittel)Daten zugeordnet werden. Dazu gehören:

[185] vgl. § 13 ARegV sowie §§ 22 – 26 StromNEV

- Alter der im Schutzbereich vorhandenen Kabel
- im Schutzbereich vorhandene Kabelarten und -typen
- Länge der innerhalb des Schutzbereiches verlegten Kabelstreckenabschnitte
- Anzahl der innerhalb des Schutzbereiches installierten Ortsnetzstationen
- Bemessungsscheinleistung der innerhalb des Schutzbereiches installierten Ortsnetzstationen
- Art der angeschlossenen Kunden
- Anzahl der angeschlossenen Kunden

Aus diesen Betriebsmitteldaten lassen sich weitere Kennzahlen generieren. Hierzu gehört z.B. die innerhalb des Schutzbereiches installierte Bemessungsscheinleistung, die aktuell eines der Bewertungskriterien der Bundesnetzagentur im Rahmen der Qualitätsregulierung darstellt.[186] Aus der Art und der Anzahl der angeschlossenen Letztverbraucher lässt sich über die zugeordneten Lastprofile die innerhalb des Schutzbereiches real abgenommene Leistung hochrechnen. Diese kann zusätzlich mit Zählerdaten unterlegt werden. Eine Hochrechnung der nicht gelieferten Arbeit ist so auch im Falle einer Versorgungsunterbrechung möglich. Hierbei kann, speziell mit Blick auf die Lastprofile von Tarifkunden, der Einfachheit halber eine Normalverteilung der Ausfälle über den Tagesablauf angenommen werden.

Weiterhin wurden den innerhalb der Schutzbereiche vorhandenen Kabeln Ausfallwahrscheinlichkeiten zugeordnet. Ein Schutzbereich, wie er in Abbildung 11 dargestellt wurde, ist dann bezüglich seiner Zuverlässigkeit bzw. Punktverfügbarkeit (PA) bewertbar (siehe Abschnitt 5.3.3 - Identifikation kritischer Schutzbereiche). Es ist darauf zu achten, dass die Zuverlässigkeit durch die erwarteten Ausfallwahrscheinlichkeiten bestimmt wird. Diese hängen vorrangig von den im Schutzbereich vorhandenen Kabelstreckenabschnitten sowie deren Kabelart, Altersklasse und Länge ab. Grundsätzlich ist bei kurzen Schutzbereichen, wie sie beispielsweise in städtischen Verteilnetzen auftreten, mit relativ geringen Ausfallwahrscheinlichkeiten zu rechnen. Demgegenüber stehen die längeren Schutzbereiche in regionalen Verteilnetzen. Eine Unterteilung in die in Abschnitt 2.4.4 vorgeschlagenen Strukturklassen ist hier sinnvoll. So ergibt sich eine weiter differenzierte Betrachtung der Schutzbereiche. Ist eine Zuordnung der Schutzbereiche zu Strukturklassen nicht möglich, können alternativ die im Schutzbereich durchschnittlich verlegten Kabelabschnittslängen als Basis verwendet werden.

[186] BNetzA; [3] S. 5 Punkt 1.5

Aufbauend hierauf lässt sich zusammenfassend eine Übersicht über die Gesamtheit der Schutzbereiche erstellen. Ergänzend sind netzbezogene Kennzahlen berechenbar. Hierzu gehören:

- durchschnittlich erwartete Ausfallhäufigkeit im vorhandenen Verteilnetz
- durchschnittlich ausgefallene Bemessungsscheinleistung
- durchschnittlich nicht gelieferte elektrische Arbeit

Diese Kennzahlen erlauben eine bisher nicht mögliche Bewertung des aktuellen Netzzustandes, aber auch die Bewertung zukünftig geplanter Netze. Gleichzeitig ist es möglich, die Schutzbereiche zu identifizieren, die eine besondere Wirkung auf die oben genannten Kennzahlen haben. Im Ergebnis besteht erstmalig die Möglichkeit, Schutzbereiche, und innerhalb der Schutzbereiche einzelne Kabelstreckenabschnitte zu identifizieren, die diese Kennzahlen besonders beeinflussen. Zum ersten Mal werden somit die Kabelstreckenabschnitte, in die zur Verbesserung dieser Kennzahlen investiert werden sollte, bekannt. Dadurch kann eine Priorisierung von Investitionen vorgenommen werden. Erstmals lassen sich somit auch die Effekte von Investitionen und Priorisierung anhand der Zuverlässigkeitskennzahlen direkt verifizieren (siehe Abschnitt 2.6)

Zu der hier beschriebenen, rein technischen Betrachtungsweise ist eine betriebswirtschaftliche Bewertung sinnvoll. In Abschnitt 2.3.2 ist Entsprechendes am Beispiel der Auswirkungen von Versorgungsunterbrechungen dargestellt. Weiterhin kann die Frage, ob die Schutzbereiche, die die höchsten Ausfallwahrscheinlichkeiten aufweisen auch die sind, die unter Beachtung wirtschaftlicher Kriterien die größte Bedeutung haben, netzübergreifend und einfach beantwortet werden.

Die Identifikation der für Verteilnetzbetreiber sinnvollsten Investitionsalternativen kann nur aus einer gleichgewichtigen Bewertung technischer und wirtschaftlicher Faktoren resultieren. Die mittels des Vorgehensschemas erzielbaren Ergebnisse werden im Folgenden dargestellt.

5 Ergebnisse der Anwendung des Vorgehensschemas auf reale Netze

5.1 Ermittlung der aktuellen Netz- und Altersstruktur

In diesem Abschnitt werden die Ergebnisse der in Abschnitt 4.2 beschriebenen Vorgehensweise zur Netzdatenaufnahme dargestellt. Hierzu wird zuerst ein Gesamtüberblick über die Altersstruktur des betrachteten Mittelspannungsnetzes gegeben. Im Anschluss wird auf Kabel- und Freileitungen sowie auf die vorhandenen Schutzbereiche eingegangen.

5.1.1 Vorhandene Alters- und Mengenstruktur im betrachteten Netz

Als Ergebnis der Aufnahme des Mittelspannungskabelbestandes ist eine Übersicht über die aktuelle Mengen- und Altersstruktur zu erwarten. Diese ist für das betrachtete Mittelspannungsnetz in Abbildung 37 dargestellt. Zu erkennen sind die nach

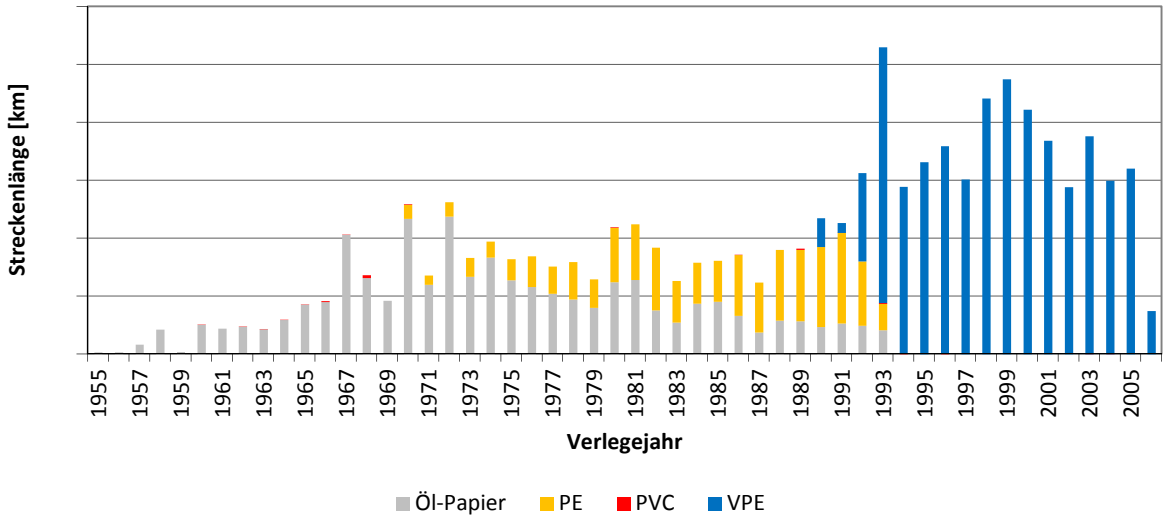


Abbildung 37 - Kabelbestand eines realen Mittelspannungsnetzes (Übersicht)

Öl-Papier-, PVC- und PE-Kabel differenzierten Kabelstreckenteilabschnitte. Man sieht deutliche Investitionen in VPE-Kabel in den 90'ger Jahren. Die in Abbildung 37 dargestellte Mengen- und Altersstruktur erlaubt einen Vergleich mit den in der StromNEV festgelegten betriebsüblichen kalkulatorischen Nutzungsdauer (siehe Abschnitt 2.2.3) von Mittelspannungskabeln. Somit sind erste Abschätzungen des Investitionsbedarfs sowie ein Überblick über die innerhalb des Mittelspannungsnetzes verlegten Kabel vorhanden. Diese Abschätzung kann als Basis für die Bewertung der beobachteten Ausfälle verwendet werden.

Zur vollständigen Abbildbarkeit des Mittelspannungsnetzes war die Aufnahme der installierten Mittelspannungsfreileitungen notwendig. Diese stellen ebenso Leitungsstreckenabschnitte bzw. ganze Leitungsstrecken dar und werden für die voll-

ständige Abbildung des Netzes in der Bewertungssoftware benötigt. Im Unterschied zu Mittelspannungskabeln sind alterungsbedingte Ausfälle von Mittelspannungsfreileitungen selten. Ihr Zustand ist einfach und gut abschätzbar. Die Baujahre, wie in Abbildung 37 für Kabel dargestellt, wurden für die vorhandenen Freileitungen nicht aufgenommen. Obwohl Freileitungen durch Umwelt- und Witterungseinflüsse einen Beitrag zum Ausfallgeschehen im Netz leisten, werden die durch sie verursachten bzw. erwarteten Versorgungsunterbrechungen nicht berücksichtigt. Es erfolgt weiterhin auch keine Bewertung der Freileitungsstreckenabschnitte durch die Bewertungssoftware. Sie werden lediglich als Schutzbereichsbestandteil mit dargestellt. Freileitungen bleiben auch in Zukunft Bestandteil von Mittelspannngsnetzen und sind als Netzelement bei Netzbewertungen gesondert durch den Anwender zu beachten.

5.1.2 Zusammensetzung der Schutzbereiche

Für eine umfassende Betrachtung eines Mittelspannungsnetzes ist es notwendig, die Zusammensetzung der Leitungsstrecken innerhalb der Schutzbereiche zu analysieren. Die Grundlage hierfür ist in Abbildung 37 für Kabel gezeigt und wurde um die benötigten Freileitungsdaten erweitert.

Zur Analyse wurde differenziert vorgegangen. Zuerst wurden alle Schutzbereiche identifiziert, die ausschließlich aus Freileitungen bestehen. Diese wurden dargestellt, aber nicht weiter analysiert. Im Anschluss wurden die Schutzbereiche betrachtet, in denen es keine Freileitungen gibt. Zuletzt wurden die gemischt aufgebauten Schutzbereiche analysiert. Hintergrund der Aufteilung in Netzarten ist das unterschiedliche Verhalten bei Witterungseinflüssen auf die Versorgungszuverlässigkeit. Freileitungen sind atmosphärischen Störungen ausgesetzt, reine Kabelschutzbereiche nicht. Bei gemischten Schutzbereichen besteht die Möglichkeit, dass sich Störungen, die in reinen Freileitungsschutzbereichen kein Problem sind, negativ auf die vorhandenen Kabel auswirken. Die im Netz vorhandenen Schutzbereiche, in denen nur Freileitungen verwendet werden, sind in Abbildung 38 gezeigt.

Informationen über Schutzbereiche, die nur aus Freileitungen bestehen sind dahingehend interessant, dass diese bzgl. der Gesamtstörungen mit den reinen Kabelschutzbereichen verglichen werden können. Ein derartiger Vergleich hilft, strategische Entscheidungen, wie z.B. die grundsätzliche Verkabelung von Freileitungsstrecken, zu unterstützen. Gleichzeitig hilft die Darstellung, mögliche Fehler in der Betriebsmitteldatenbasis zu identifizieren. Besonders lange Schutzbereiche wurden, wie bereits erwähnt, im Rahmen der Betriebsmitteldatenprüfung noch einmal gesondert betrachtet.

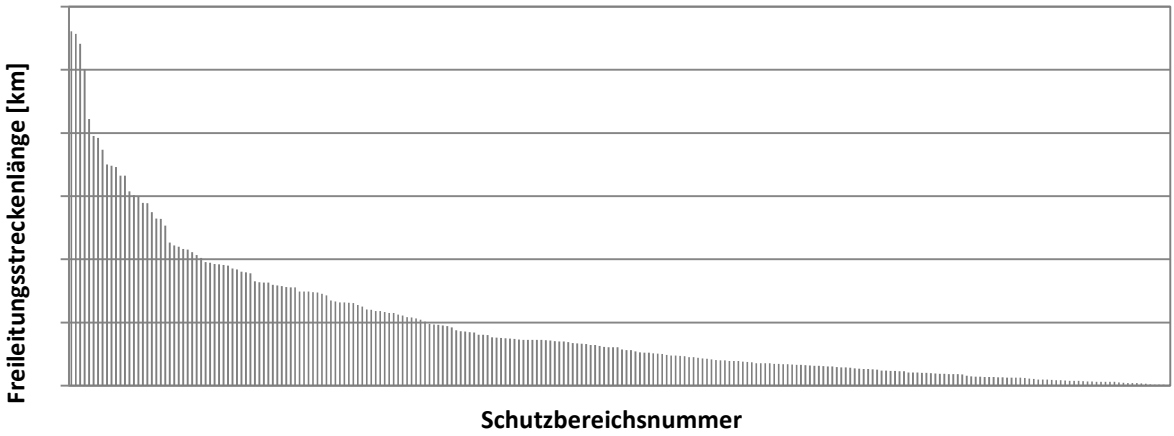


Abbildung 38 - Freileitungsstreckenlänge (Stationen mit Schutzfunktion nicht berücksichtigt)

Schutzbereiche im Mittelspannungsnetz, die nur aus Kabelstrecken bestehen, sind für einen regionalen Verteilnetzbetreiber aus verschiedenen Gründen von Interesse. Die sich für das gegebene Mittelspannungsnetz ergebenden Kabelstreckenlängen sind in Abbildung 39 dargestellt und wurden zur Plausibilitätsprüfung verwendet. Trotz einzelner großer Schutzbereiche sind bei einer Kabelgrenzlängenbetrachtung keine Fehler in den zugrunde liegenden Betriebsmitteldaten aufgefallen.[187]

Die Analyse der innerhalb der Schutzbereiche verlegten Kabelstreckenlängen hat jedoch noch einen anderen Hintergrund. Besonders regionale Verteilnetzbetreiber betreiben Mittelspannungsnetze oft grundsätzlich mit Resonanzsternpunkterdung (siehe Abschnitt 2.4.3). Hier kann ein hoher Verkabelungsgrad kritisch werden, da vorgeschriebene Erdschlussrestströme einzuhalten sind.[188] Werden die Kabelstreckenlängen im Schutzbereich nach Kabeltypen differenziert (siehe Abbildung 40) und sind für die vorhandenen Kabeltypen die typischen kapazitiven Erdschlussströme (I_{CE}) bekannt, ist eine Abschätzung des resultierenden kapazitiven Erdschlussstromes ($I_{CE\ ges.}$) möglich. Diese Abschätzung erlaubt eine Beurteilung der für Netzausbau sowie für die Verkabelung von Freileitungsstrecken vorhandenen Reserve. Die Betrachtung der maximalen Länge eines Schutzbereiches ist unter dem Kriterium der Spannungshaltung auch mit Blick auf das (n-1) Kriterium für die Netzplanung von Bedeutung.

[187] VDEW [1], S. 28 f.

[188] vgl. DIN VDE 0228 und DIN VDE 0101

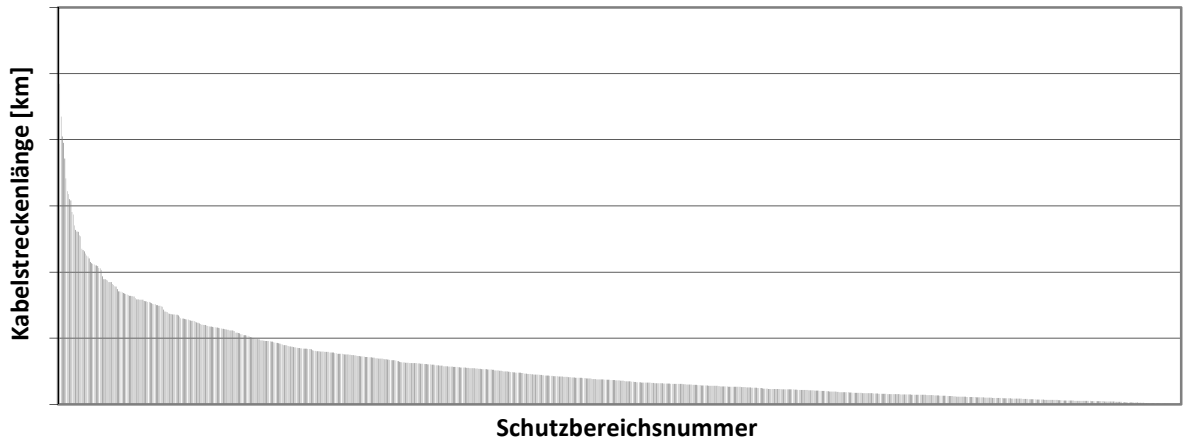


Abbildung 39 - Kabelstreckenlänge (Stationen mit Schutzfunktion nicht berücksichtigt)

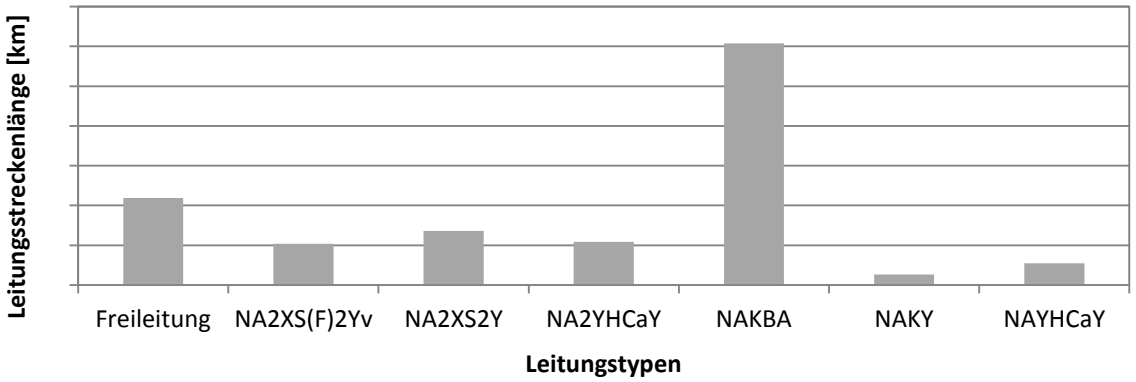


Abbildung 40 - Zusammensetzung eines Schutzbereiches im Detail (gemischter Schutzbereich)

Die in Abbildung 40 dargestellte Analyse lässt sich mit der Bewertungssoftware für alle Schutzbereiche durchführen. Die Ergebnisausgabe erfolgt in Tabellenform. In Abbildung 41 ist ein Auszug der Ergebnisse des betrachteten Netzes dargestellt (Netzart: gemischte Netze). Hinterlegt ist eine Unterscheidung der Mittelspannungsleitungen in verschiedene Leitungsarten. Das sind:

- Freileitungen
- VPE-Kabel
- PE-Kabel
- Öl-Papier-Kabel

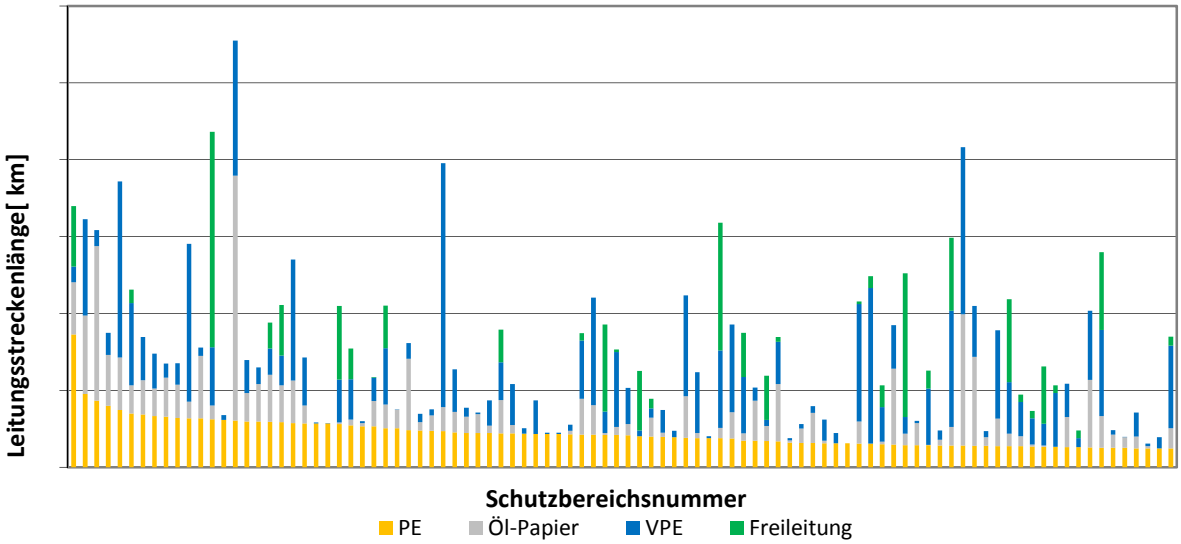


Abbildung 41 - Leitungszusammensetzung im Schutzbereich
(Stationen mit Schutzfunktion nicht berücksichtigt; Netzart: gemischte Netze; Auszug)

Zu erkennen ist die Zuordnung der einzelnen Leitungsarten zu den betrachteten Schutzbereichen. Geordnet wurde der Netzdatenauszug auf der Grundlage der innerhalb des Schutzbereiches vorhandenen PE-Kabelstreckenabschnitte. Diese müssen nicht direkt aneinander angrenzen. Zu beachten ist weiterhin, dass die hier angegebenen Gesamtlängen nicht den physischen Längen des Ringes entsprechen. Mastaufführungen o.ä. werden in der Regel nicht dokumentiert. Den Schutzbereichen sind zusätzlich die Längen zugeordnet, die beispielsweise in abzweigenden Stichleitungen vom eigentlichen Ring zu einer oder mehreren Ortsnetzstationen führen. Diese Leitungsstrecken können weiterhin, wie in der Netztopologie auch vorhanden, neue Ringe innerhalb der Mittelspannungsringe aufspannen (siehe Abbildung 11 auf Seite 32, grüner Schutzbereich). Die Schutzbereichslänge sowie die Gesamtlänge der jeweils vorhandenen Kabelarten und Freileitungen sind somit ein weiteres, netzumfassend nutzbares Bewertungskriterium. Die Bewertungssoftware ermöglicht mit den vorhandenen Betriebsmitteldaten ergänzend zu Abbildung 41 auch eine schutzbereichsbezogene Visualisierung der jeweiligen Kabelalter (siehe Abschnitt 5.3.5).

Die im Schutzbereich vorhandenen Leitungen können in Verbindung mit weiteren Kriterien, wie beispielsweise der im Schutzbereich installierten Bemessungsscheinleistung (siehe Abschnitt 5.3) oder der topologischen Lage des Schutzbereiches, gewichtet werden. Damit wird eine Betrachtung möglicher Erneuerungsstrategien ermöglicht. Diese Netzdaten bilden in Verbindung mit weiterführenden Informationen über Kabelarten, Kabelaltersklassen und den dazugehörigen Kabellängen die Grundlage für eine umfassende Bewertung der Schutzbereiche sowie deren Gewichtung.

5.1.3 Betrachtung nicht schaltbarer Bereiche

Nicht schaltbare Bereiche entstehen durch die Verwendung von T-Muffen in Kabelnetzen sowie bei der Verwendung von T-Abzweigen in Freileitungsnetzen.

Grundsätzlich ist dies eine Möglichkeit, um Stichleitungen mit nur wenigen Letztverbrauchern aufzubauen. Problematisch daran ist, dass im ungünstigen Fehlerfall direkt an der T-Verteilung bzw. T-Muffe keine Möglichkeit besteht, die Versorgung der möglicherweise nicht direkt betroffenen Stichstrecke durch Schalthandlungen schnell wieder herzustellen. Somit ist davon auszugehen, dass die gesamte Leistung, die im Stich angeschlossen ist, nicht versorgt werden kann. Ein Planungskriterium für diesen Fall ist, den entsprechenden Bereich über ein Notstromaggregat versorgen zu können.

In Abbildung 42 sind die Ergebnisse, bezogen auf die in den jeweiligen Stichleitungen installierten Bemessungsscheinleistungen der Ortsnetzstationen, für das betrachtete Netz dargestellt.

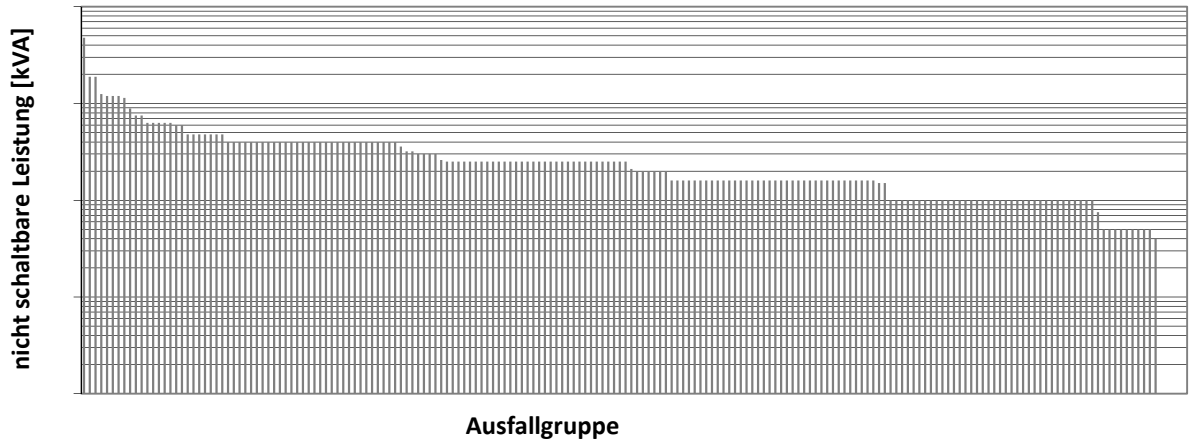


Abbildung 42 - in nicht schaltbaren Bereichen installierte Bemessungsscheinleistung

Vor allem mit Blick auf Freileitungen, die auch durch Witterungseinflüsse ausfallen können, ist eine weitere Differenzierung nach der Zusammensetzung der nicht schaltbaren Bereiche im Rahmen der Netzplanung wünschenswert. Kritische Leitungsstrecken lassen sich auf diese Art einfach finden. Die entwickelte Bewertungssoftware erfüllt diese Anforderung. Das Ergebnis zeigt Abbildung 43.
Davon ausgehend, dass die üblicherweise von Verteilnetzbetreibern verwendeten Notstromaggregate im Mittel, passend zu der vorrangig installierten Bemessungsscheinleistung der Ortsnetzstationen, cirka 400 kVA bereitstellen können, ergeben sich gemäß Abbildung 43 einige zu prüfende Bereiche.

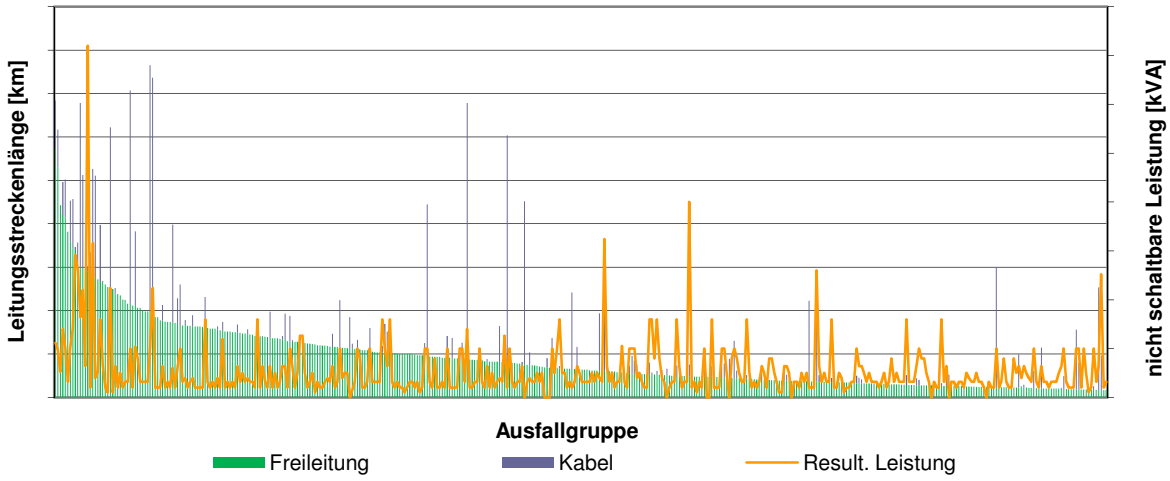


Abbildung 43 - Überblick T-angeschlossene Stichleitungen: Längen & Leistung

Es ist festzustellen, dass bei Störungen in nicht schaltbaren Bereichen diese nicht mehr versorgt werden können. Die betreffenden Bereiche sind mit Blick auf die Qualitätsregulierung anhand der aufgezeigten Kriterien zu bewerten und mittelfristig zu überplanen.

5.2 Ermittlung der zukünftigen Altersstruktur

Auf Basis des nun bekannten, aktuellen Bestandes an Kabel- und Freileitungen kann unter Annahme von Investitionsszenarien auf die zukünftige Altersstruktur geschlossen werden. Ein Modell mit einfacher Vorgehenslogik, wie es auch in gängigen Asset-Management-Programmen Verwendung findet (vgl. Abschnitt 3.1 für aktuell am Markt verfügbare Softwarelösungen), wird nachfolgend dargestellt.

5.2.1 Vorgehen zur Ermittlung zukünftiger Altersstrukturen

Nach den in Abschnitt 3.3 kurz umrissenen Anforderungen wurde ein Hilfsprogramm zur Abschätzung des Investitionsbedarfs von Verteilnetzbetreibern entwickelt. [189] Die Basis für das Hilfsprogramm bildet Microsoft Excel. Innerhalb des Hilfsprogramms besteht die Möglichkeit, geschätzte Investitionssummen für die kommenden Jahre vorzugeben. Es kann sowohl variiert werden, wie sich die Ersatzinvestitionen prozentual auf die zu ersetzenden Kabelarten verteilen sollen, als, ergänzend dazu, auch die jahresgenau eingebbaren durchschnittlichen Kosten pro Kabelmeter. Diese fallen, je nach Strukturklasse, unterschiedlich aus. Die Eingabeoberfläche ist in Abbildung 44 dargestellt.

Im Rahmen der Berechnung kann so die zukünftige Altersstruktur der Kabelstreckenabschnitte eines Mittelspannungsnetzes ermittelt werden.

[189] Hetzel, S., Schufft, W., [2], T6 S. 671

Tabelle leeren

Berechnen

angenommenes Netzwachstum: 0,5 %/a

Jahr	Investitionsbeträge		Gewichtung ersetzter Kabeltyp [%]			
		Öl-Papier	PE	VPE	Gesamtersatzrate	Verlegekosten
2006	€ 4.500.000,00	40	60	0	0,014543057	50,00 €/m
2007	€ 4.500.000,00	40	60	0	0,014334589	50,00 €/m
2008	€ 4.500.000,00	40	60	0	0,014132012	50,00 €/m
2009	€ 4.500.000,00	40	60	0	0,013935081	50,00 €/m
2010	€ 4.500.000,00	40	60	0	0,013743564	50,00 €/m
2011	€ 4.500.000,00	40	60	0	0,013557239	50,00 €/m
2012	€ 4.500.000,00	40	60	0	0,013375899	50,00 €/m
2013	€ 3.000.000,00	40	60	0	0,008799564	50,00 €/m
2014	€ 3.000.000,00	40	60	0	0,008076673	54,00 €/m
2015	€ 3.000.000,00	40	60	0	0,008011963	54,00 €/m
2016	€ 3.000.000,00	40	60	0	0,007948282	54,00 €/m
2017	€ 3.000.000,00	40	60	0	0,007885605	54,00 €/m
2018	€ 3.000.000,00	40	60	0	0,00938869	45,00 €/m
2019	€ 3.000.000,00	40	60	0	0,009301362	45,00 €/m
2020	€ 3.000.000,00	30	70	0	0,009215644	45,00 €/m
2021	€ 5.000.000,00	30	70	0	0,015219153	45,00 €/m
2022	€ 5.000.000,00	30	70	0	0,014991003	45,00 €/m
2023	€ 1.000.000,00	30	70	0	0,002953918	45,00 €/m
2024	€ 1.000.000,00	30	70	0	0,002945218	45,00 €/m
2025	€ 1.000.000,00	30	70	0	0,00293657	45,00 €/m

Abbildung 44 - Eingabemaske Investitionsbedarfsschätzung

5.2.2 Szenarienbasierte Ermittlung der erwarteten Altersstruktur

Bei der Ermittlung der zukünftigen Altersstruktur sind im Rahmen der zu erstellenden Szenarien Prämissen zu setzen. Es kann davon ausgegangen werden, dass beim Ersatz älterer PE- und Öl-Papier-Kabel-Streckenabschnitte sowie bei eventuellen Netzerweiterungen ausschließlich VPE-Kabel zum Einsatz kommt. Es wird von einer Strategie ausgegangen, bei der zunächst die ältesten im Netz vorhandenen Kabelstreckenabschnitte ersetzt werden. Diese Strategie folgt dem in Abschnitt 2.5.1 vorgestellten Vorgehen. Der Freileitungsersatz wird im Weiteren nicht betrachtet, ist im Rahmen der Investitionsplanung beim Verteilnetzbetreiber aber zu berücksichtigen.

Auf Basis dieser Annahmen wurde die Entwicklung der eingesetzten Kabelarten im Netz bis zum Jahr 2025 simuliert, wobei der Zubau bei dieser Betrachtung vernachlässigt wurde. Die simulierte Entwicklung des Kabelbestandes ist in Abbildung 45

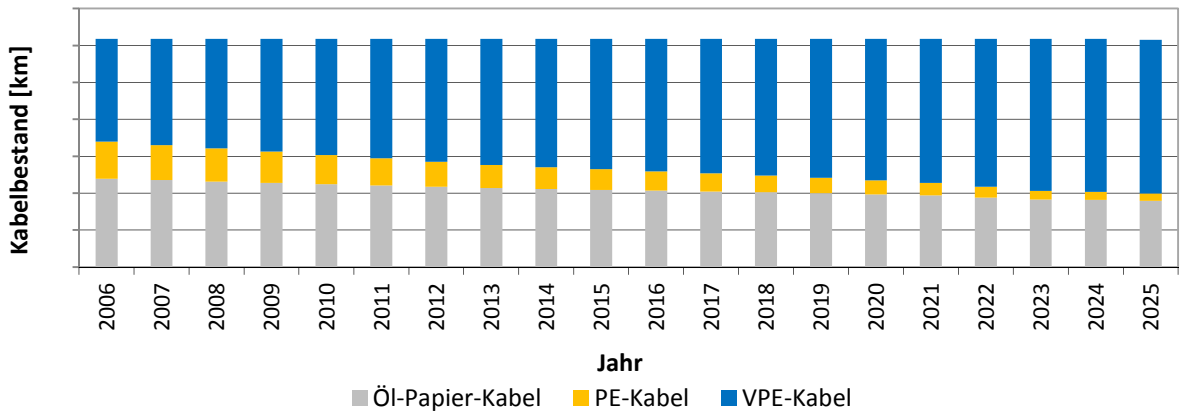


Abbildung 45 - Bestandsentwicklung im Netz bei beispielhafter Investitionsalternative

dargestellt. Zu erkennen sind die Zunahme des Anteils von VPE-Kabeln sowie das Abnehmen des Bestandes der anderen Kabelarten. Im gewählten Szenario werden, wie ebenfalls in Abbildung 45 zu erkennen ist, aufgrund der Ausfallerwartungen vor allem PE-Kabelstreckenabschnitte ersetzt. In diesem Szenario erfolgten keine Netzerweiterungen und Netzstrukturänderungen. Der Gesamtkabelbestand bleibt daher gleich.

Die Bestandsentwicklung lässt sich für die Kabelarten direkt ableiten und mit sogenannten "Altersbäumen" beschreiben. Dies wird, analog zu Abbildung 03, in Ab-

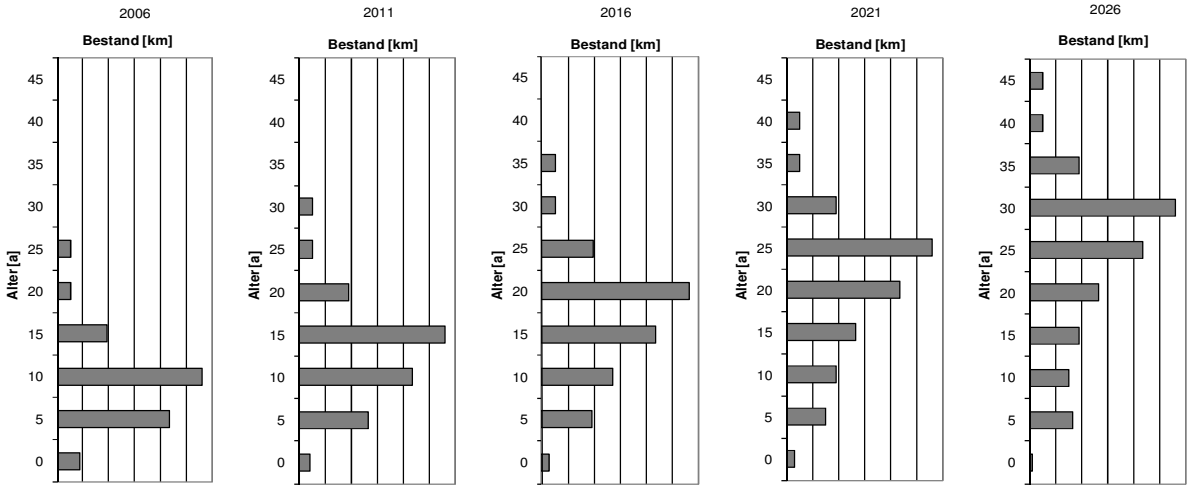


Abbildung 46 - Bestandsentwicklung VPE-Kabel

bildung 46 für VPE-Kabel verdeutlicht.
Die „Äste“ der „Altersbäume“ beschreiben die Gesamtlänge der Kabelstreckenabschnitte einer Kabelart und Altersklasse mit einer Spannweite von fünf Jahren. Zu erkennen ist, dass bei einer als konstant angenommenen Netzgröße der Bestand der beispielhaft gewählten VPE-Kabel zunimmt. Gleichzeitig wird der Gesamtbestand der VPE-Kabel im gewählten Szenario immer älter.
Im Ergebnis erhält man einen Überblick über die zukünftige Altersstruktur sowie über das Mengengerüst der verschiedenen, sich im Einsatz befindlichen Kabelarten. Eine weitere Differenzierung nach Kabeltypen ist ebenfalls möglich, wurde im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht vorgenommen.

5.3 Ableitung und Beurteilung des zukünftigen Fehlergeschehens

Ist sowohl die heutige als auch die zukünftige Altersstruktur bekannt, kann anhand der ermittelten Ausfallraten $\lambda_i(t)$ (siehe Gleichung (11) auf Seite 85) eine Beurteilung des zukünftigen Fehlergeschehens vorgenommen werden. Dazu werden die vorhandenen Schutzbereiche genauer betrachtet. Es wird in eine Betrachtung mit und ohne Berücksichtigung der Stationen mit Schutzfunktion differenziert. Die

Unterschiede der Betrachtungsweisen ergeben sich aus Abbildung 35 sowie Abbildung 36 und sind in Abbildung 70 noch einmal explizit dargestellt. Die Wichtigkeit des jeweiligen Schutzbereiches ergibt sich nach der in Summe im Schutzbereich installierten Bemessungsscheinleistung.[190]

5.3.1 Schutzbereichsbetrachtung unter Beachtung von Stationen mit Schutzfunktion

Für eine Analyse der Schutzbereiche ist, wie in Abschnitt 4.5.4 bereits dargestellt, eine nach Stationen mit Schutzfunktion differenzierte Betrachtung notwendig. In den weiterführenden Ausführungen werden Stationen mit Schutzfunktion berücksichtigt (siehe Abbildung 36, Seite 105, oberes Szenario).

Die Bedeutung der Schutzbereiche orientiert sich an der innerhalb des jeweiligen Schutzbereiches installierten Bemessungsscheinleistung der Ortsnetzstationen. Einen Überblick über die in den Schutzbereichen des untersuchten Mittelspannungs-

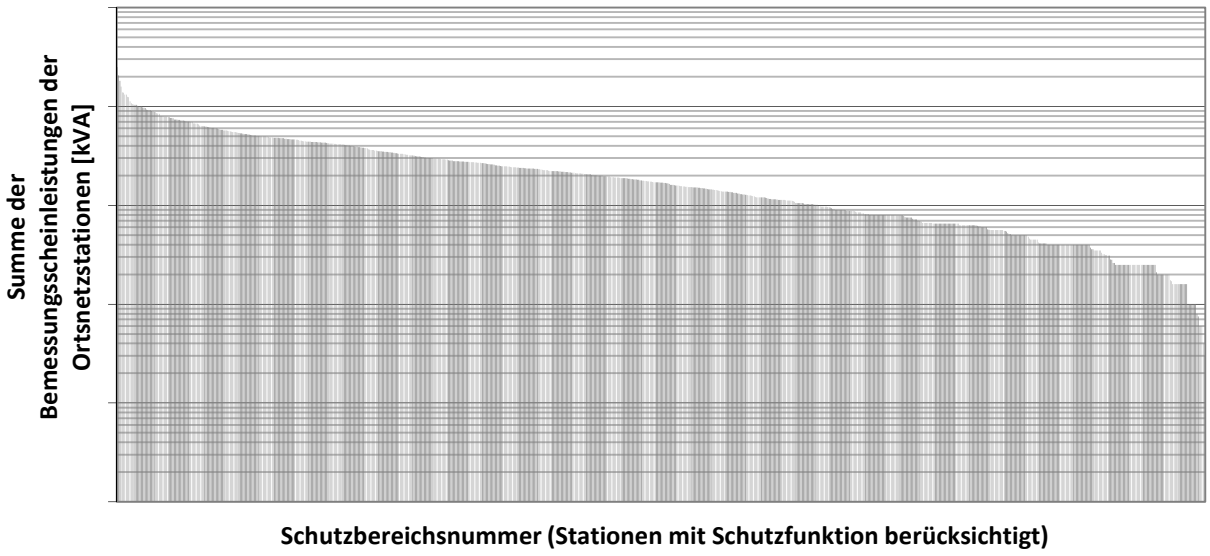


Abbildung 47 - Leistung in den Schutzbereichen (Stationen mit Schutzfunktion berücksichtigt)
(Netzart: gemischte Netze; Auszug)

netzes installierten Leistungen gibt Abbildung 47.
Es ist darauf hinzuweisen, dass Abbildung 47 lediglich einen Netzausschnitt abbildet. Die Anzahl der Schutzbereiche im untersuchten Mittelspannungsnetz lässt sich nur bedingt in einem Diagramm veranschaulichen. Die Ausgabe der Ergebnisse aus der Bewertungssoftware erfolgt in Tabellenform.

Die Qualität der Ergebnisse hängt neben der bereits beschriebenen Abbildung des Mittelspannungsnetzes an sich vor allem von der Zuordnung der Ortsnetzstationen

[190] BNetzA [3], S. 5

zu den in den Schutzbereichen vorhandenen Knoten ab. Ortsnetzstationen, die in der Eingabetabelle tblStationsDaten nicht hinterlegt sind, wurden nicht berücksichtigt. Einige Ortsnetzstationen waren in der Dokumentation mit einer Bemessungsscheinleistung von 0 kVA angegeben. Hierbei handelt es sich um reine Schaltstationen ohne Schutzfunktion und ohne Ortsnetztransformator.

Die Summe der innerhalb eines Schutzbereiches installierten Bemessungsscheinleistung ist eines der zentralen Kriterien, nach dem die Bedeutung des Bereiches beurteilt werden kann. Dies wird mit Blick auf den Q-Faktor innerhalb der Regulierungsformel (siehe Anhang 10.2) deutlich. Gleichzeitig erlaubt eine entsprechende Abbildung eine grobe Ableitung der Bedeutung des jeweiligen Schutzbereiches. Auch eine Identifikation der Schutzbereiche, in denen, historisch gewachsen, zwischenzeitlich überdurchschnittlich viel Leistung installiert wurde, ist möglich. Sofern das reale Lastverhalten des jeweiligen Schutzbereiches bekannt ist, kann erstmalig netzübergreifend auch eine Aussage über die Auslastung der Ortsnetzstationen innerhalb der vorhandenen Schutzbereiche getroffen werden.

Ein weiteres Merkmal ist, neben der in Summe im Schutzbereich installierten Bemessungsscheinleistung, die Anzahl der innerhalb der Schutzbereiche installierten Ortsnetzstationen. Diese gibt Aufschluss über die Zusammensetzung der Bereiche. Auch lässt sich hiermit die Plausibilität der Ergebnisse des Netzaufbaus überprüfen.

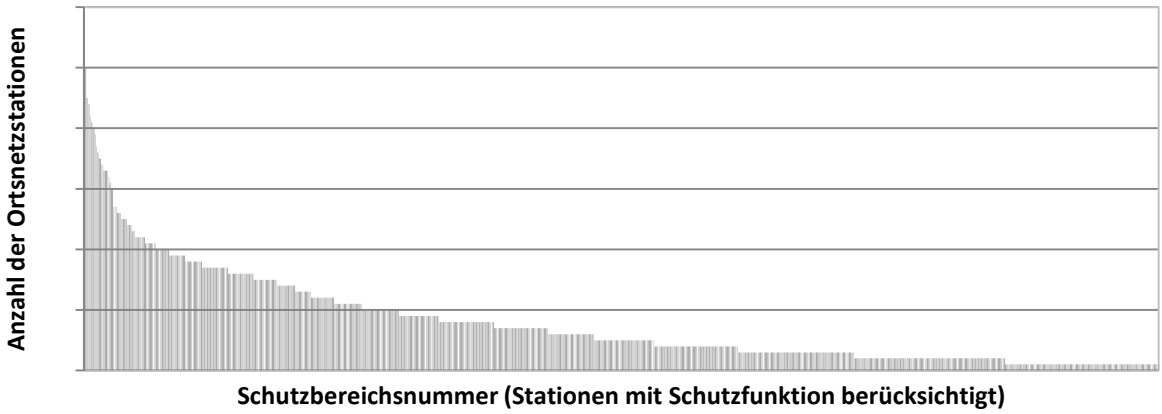


Abbildung 48 - Anzahl von Ortsnetzstationen im Schutzbereich
(Netzart: gemischte Netze; Auszug)

Das Ergebnis ist in Abbildung 48 dargestellt.
Zu erkennen ist eine relativ große Anzahl von Schutzbereichen, denen nur wenige bzw. nur eine Ortsnetzstation zugeordnet sind. Dieses Ergebnis ist auf verschiedene Faktoren zurückzuführen. Zum einen ergaben sich mit Berücksichtigung der Stationen mit Schutzfunktion die kleinstmöglichen Schutzbereiche, zum anderen blieben Knoten, denen keine Ortsnetzstation zugeordnet werden konnte, unbe-

rücksichtigt. Es ist weiterhin zu bemerken, dass die reine Anzahl der Ortsnetzstationen innerhalb eines Ringes nur bedingt aussagekräftig ist, da auch Sondervertragskundenanschlüsse mit mehreren Transformatoren hinter der Eigentumsgrenze im Netzdatenbestand enthalten waren.

Für Verteilnetzbetreiber ist weiterhin interessant, wie viel Leistung innerhalb der Schutzbereiche einer Ortsnetzstation im Mittel zuzuordnen ist. Dies entspricht der Ermittlung der durchschnittlichen Ortsnetzstationsauslegung und kann ebenfalls als Indikator für die Bedeutung des Schutzbereiches verwendet werden. Eine Aufstellung der in den Schutzbereichen durchschnittlich installierten Leistung zeigt

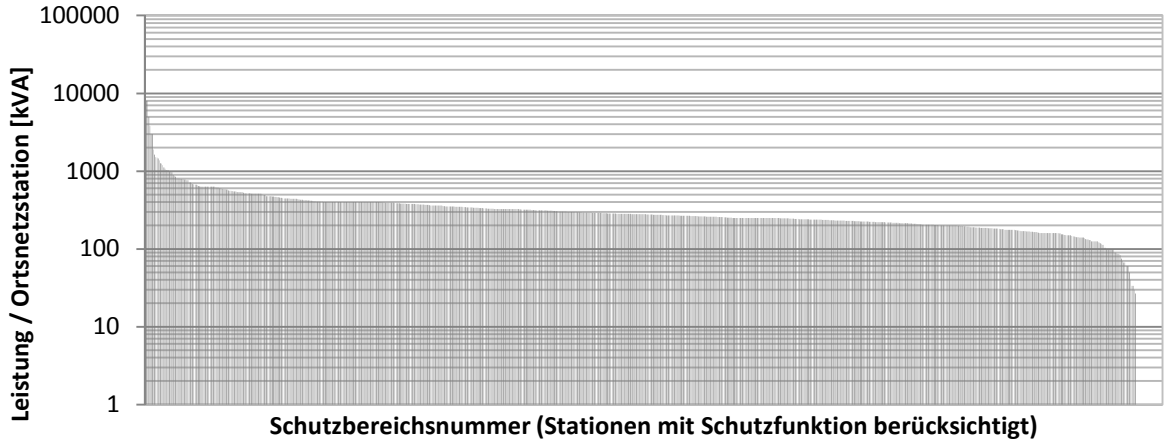


Abbildung 49 - Durchschnittliche Leistung (kVA) pro Ortsnetzstation im Schutzbereich
(Netzart: gemischte Netze)

Abbildung 49. Zu erkennen ist, dass das Planungskriterium der Versorgungsmöglichkeit einzelner Ortsnetzstationen mit einem Notstromaggregat offensichtlich eingehalten wurde. In den Schutzbereichen mit besonders hoher Auslastung sind, wie eine Prüfung ergab, vor allem Sondervertragskunden angeschlossen.

Weitere Aussagen können aus der Anzahl der Ortsnetzstation, bezogen auf die Länge des Schutzbereiches, generiert werden. Obwohl die entwickelte Bewertungssoftware auch diese Auswertung unterstützt, wird auf eine Darstellung verzichtet. Sie spielt im gegebenen Kontext keine Rolle.

5.3.2 Schutzbereichsbetrachtung ohne Beachtung von Stationen mit Schutzfunktion

Bei der Schutzbereichsbetrachtung ohne Rücksicht auf Stationen mit Schutzfunktion wird analog zu Abschnitt 5.3.1 vorgegangen. Dadurch vergrößern sich die Schutzbereiche. Diese Vorgehensweise entspricht dem Szenario, dass innerhalb eines Ringes mit einer Station mit Schutzfunktion ein Fehler zwischen dieser Stati-

on und dem UW auftritt (siehe Abbildung 36, Seite 105, unteres Szenario). Bis zur Schalthandlung ist somit auch der Teil des Halbringes spannungsfrei, der durch die Station mit Schutzfunktion geschützt wird. Die Zunahme der zuordenbaren Leistung pro Schutzbereich ist in Abbildung 50 im Vergleich zu Abbildung 47 gut zu

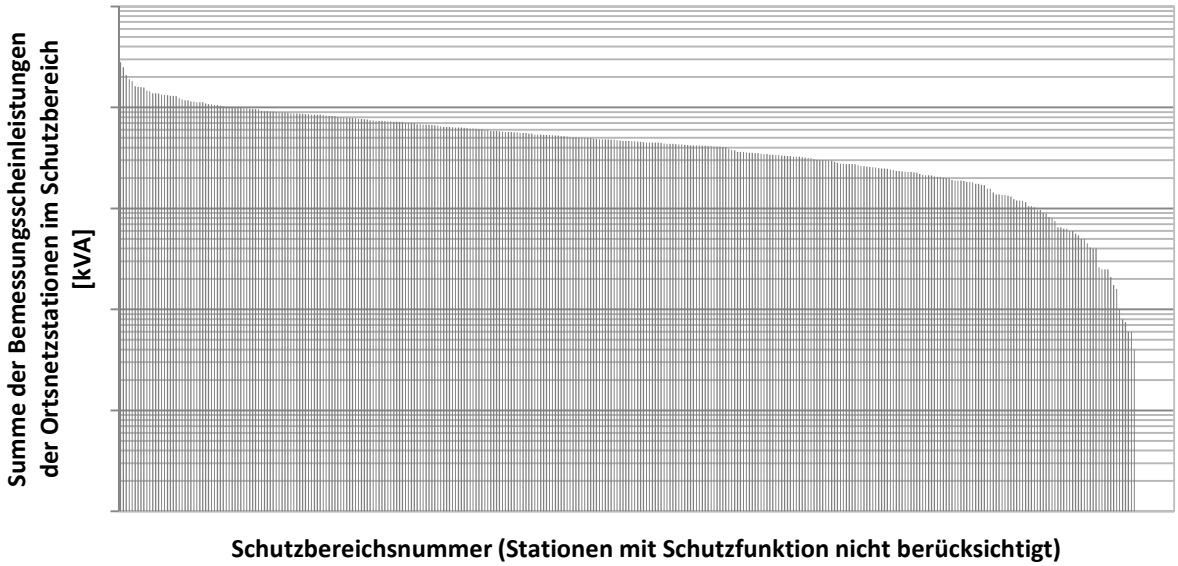


Abbildung 50 - Leistung in den Schutzbereichen (nicht differenziert)
(Netzart: gemischte Netze)

erkennen.
Die Darstellung wurde um die Anzahl der Ortsnetzstationen, denen keine Leistung zugeordnet werden konnte oder die nicht in der Datentabelle tblElementeBasis vorhanden waren, reduziert.

Die Anzahl der Schutzbereiche nimmt im vorliegenden Fall ab. Ringe mit Stationen mit Schutzfunktion lassen sich über die Tabelle tblUW, die Eingabegrößen für die Bewertungssoftware beinhaltet, identifizieren. Stationen mit Schutzfunktion sind darin als solche gelistet.

Analog zu Abbildung 48 ist in Abbildung 51 die Anzahl der Ortsnetzstationen in den nun größeren Schutzbereichen dargestellt. Hier ist in einigen wenigen Schutzbereichen ein deutlicher Anstieg der vorhandenen Ortsnetzstationen zu erkennen. Im betrachteten Netz war zu prüfen, ob die Anzahl korrekt ist, oder ob z.B. eine Trennstelle nicht richtig gepflegt und somit der Schutzbereich falsch abgebildet worden ist. Im Ergebnis entsprechender Prüfungen konnte diese Fehlermöglichkeit jedoch ausgeschlossen werden.

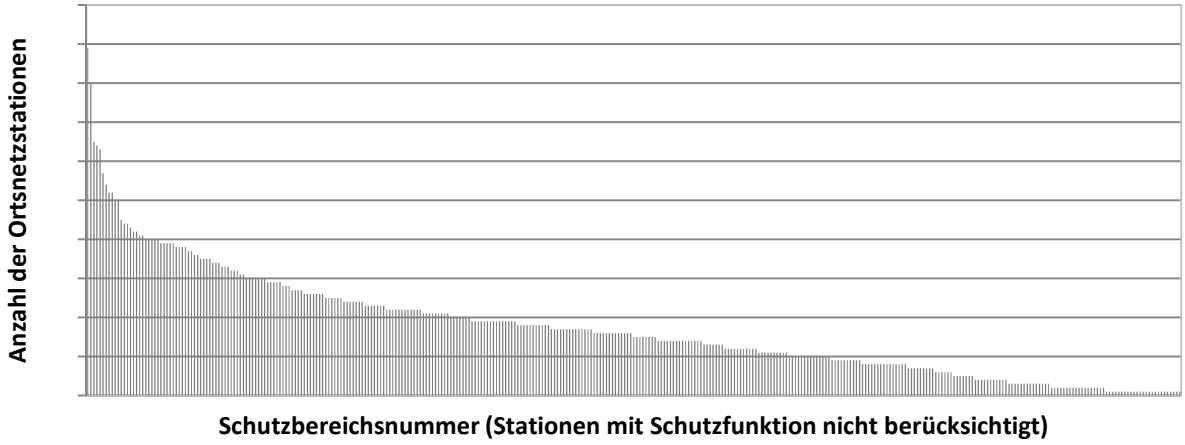


Abbildung 51 - Anzahl der Ortsnetzstationen im Schutzbereich (nicht differenziert)
(Netzart: gemischte Netze; Auswahl)

Wie bereits in Abschnitt 5.3.1, Abbildung 49, für den differenzierten Fall dargestellt, lässt sich über den Vergleich zwischen der im jeweiligen Schutzbereich insgesamt installierten Bemessungsscheinleistung und der Anzahl der Ortsnetzstationen die durchschnittlich installierte Bemessungsscheinleistung pro Ortsnetzstation abschätzen. Es wurde ein Ergebnis ähnlich wie Abbildung 49 erwartet.

Zu erkennen ist in Abbildung 52, dass die Ergebnisse mit den in Abbildung 49 dar-

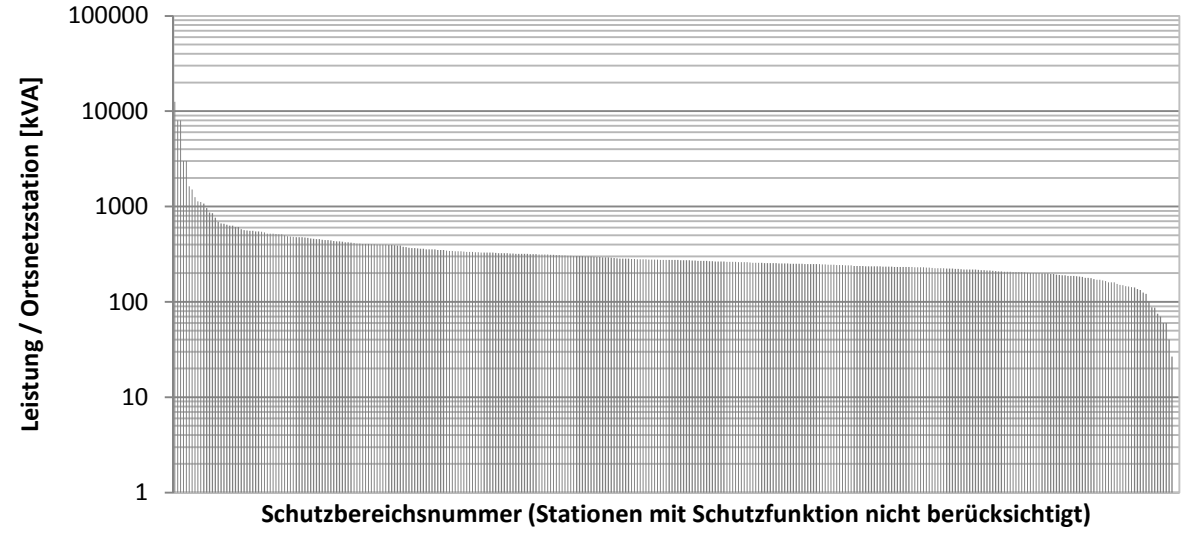


Abbildung 52 - durchschnittliche Leistung (kVA) pro Ortsnetzstation (nicht differenziert)

gestellten Ergebnissen vergleichbar sind. Die vollständigen Ergebnisse werden in Tabellenform von der Bewertungssoftware ausgegeben. Die graphische Darstellung dient dem Überblick. Insgesamt ist festzustellen, dass die Bewertung der innerhalb der Schutzbereiche installierten Bemessungsscheinleistung sowie aus diesen Ergebnissen ermittelbare weitere Kennzahlen zur Beurteilung der jeweiligen Schutzberei-

che geeignet sind. Diese Kennzahlen ermöglichen eine plausible Identifikation von Schutzbereichen, die im Rahmen der Netzplanung genauer untersucht werden sollten.

5.3.3 Identifikation kritischer Schutzbereiche

Da Netzentwicklungsbetrachtungen anhand von Szenarien, bei denen jeweils das älteste Kabel ersetzt wird, nur bedingt sinnvoll sind, ist es notwendig, bei der Analyse aktueller Netze die Wichtigkeit bzw. die Notwendigkeit der Verfügbarkeit einzelner Netzbereiche darzustellen. Als Grundlage bieten sich auch hier die natürlich vorhandenen Schutzbereiche an. Die Wichtigkeit orientiert sich dann an den innerhalb des Schutzbereiches vorhandenen Kabelarten und deren Altersklassen sowie der in Summe innerhalb des Schutzbereiches installierten Bemessungsscheinleistung der Ortsnetzstationen.

Zur Ermittlung der Ausfallwahrscheinlichkeit der Schutzbereiche wird von der Bewertungssoftware jedem im Schutzbereich vorhandenem Kabelstreckenabschnitt Kabelart, -länge und altersspezifischer Ausfallwahrscheinlichkeit zugeordnet. Hierzu wurden die Ausfallwahrscheinlichkeiten der Kabelstreckenabschnitte nach dem in Abbildung 16, Seite 52 und in Abbildung 71 vertieft dargestellten Vorgehen berechnet und die Kabelstreckenabschnitte zu den jeweiligen Kabelstrecken verbunden (vgl. Abschnitt 4.5.5). Da es sich auch hier um eine Serienschaltung handelt, wurde anhand der Ausfallwahrscheinlichkeiten der Kabelstreckenteilabschnitte die Ausfallwahrscheinlichkeit der Kabelstrecken ermittelt. Die sich so ergebenden Zuverlässigkeitsblockdiagramme wurden in der Bewertungssoftware automatisiert berechnet. Die Ergebnisdarstellung erfolgt in Tabellenform.

Zur vollständigen Berechnung waren Annahmen für VPE-Kabel sowie für die vorhandenen Freileitungsstrecken zu treffen. Mit Blick auf die verfügbaren Fehlerstatistikdaten ist festzustellen, dass im untersuchten Netz für VPE-Kabel noch keine im Sinne des Abschnitts 4.4.2 auswertbaren Fehlerstatistikdaten vorliegen. Die Verfügbarkeit von VPE-Kabeln wird daher mit 100 % angenommen.

Ähnlich verhält es sich bei den Freileitungen. Hier treten zwar Störungen auf, diese sind aber vorrangig durch äußere Einflüsse bedingt. Hinzu kommt, dass eine Zustandsbewertung unproblematisch ist. Freileitungen können in Augenschein genommen werden. Die Verfügbarkeit von Freileitungen wird demnach mit 100 % angenommen. Die Auswirkungen von äußeren Einflüssen können weiterführend anhand der in den Abschnitten 5.1.1 bis 5.1.3 vorgestellten Vorgehensweisen analysiert werden.

Im Ergebnis erhält man eine Übersicht über die für den jeweiligen Schutzbereich zu erwartende Ausfallwahrscheinlichkeit. Die Ergebnisse für das untersuchte Mittelspannungsnetz sind in Abbildung 53 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass in einigen Schutzbereichen die Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls pro Jahr 100 % beträgt. In anderen beträgt die prozentuale Ausfallwahrscheinlichkeit nahezu Null.

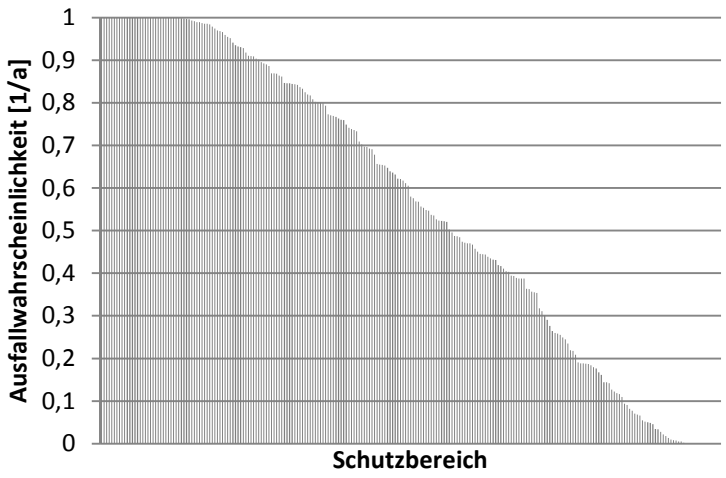


Abbildung 53 - Ausfallwahrscheinlichkeit der Schutzbereiche

Dieser Unterschied begründet sich mit den getroffenen Annahmen für Freileitungen und VPE-Kabel, die eine Ausfallwahrscheinlichkeit von 0 % haben sowie, bei Schutzbereichen mit einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 100 %, mit der gewählten Systematik der Betrachtung (Netzwerkverfahren; vgl. Anhang 10.16 und 10.18). Da gemäß Definition in den Abschnitten 2.4.3 und 2.6.5 im Fehlerfall der gesamte Schutzbereich ausfällt, entspricht die Punktverfügbarkeit (PA) des Schutzbereiches grundsätzlich der Serienschaltung aller innerhalb des Schutzbereiches verwendeten Betriebsmittel. Mit Blick auf die Verwendung von Kabelmeterstücken ergibt sich bei entsprechend großen Schutzbereichen, in denen eine erhebliche Menge der betrachteten Kabelarten verlegt wurde, schnell eine hohe Ausfallwahrscheinlichkeit (vgl. Anhang 10.18.1).

Abschließend wird festgestellt, dass besonders in Schutzbereichen, die eine große räumliche Ausdehnung haben, hohe resultierende Ausfallwahrscheinlichkeiten zu erwarten sind. Bei der Bewertung der resultierenden Ausfallwahrscheinlichkeit eines Schutzbereiches ist also auf die Zusammensetzung sowie die Länge der im betreffenden Schutzbereich verlegten Kabelstrecken zu achten. Dies wird erstmals in Abbildung 54 verdeutlicht.

Wie aus der Graphik zu erkennen ist, kann die Annahme, dass vor allem räumlich stark ausgedehnte Schutzbereiche hohe Ausfallwahrscheinlichkeiten aufweisen, nur bedingt bestätigt werden. Zu sehen ist eine relative Gleichverteilung. Begründet werden kann diese damit, dass sowohl VPE- als auch Freileitungsanteile in den Schutzbereichen vorhanden sind. Diese gehen mit einer Ausfallwahrscheinlichkeit von 0 % mit ein. Hier ist eine Differenzierung nach Kabeltypen (analog Abbildung 40) und die Ermittlung und Zuordnung von Ausfallwahrscheinlichkeiten für VPE-

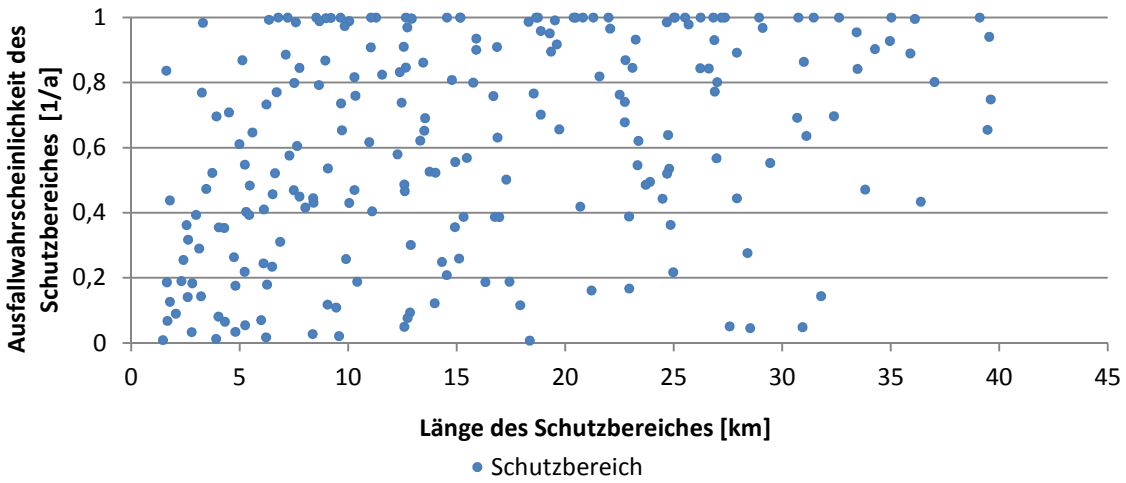


Abbildung 54 - Ausfallwahrscheinlichkeits - Kabellängenmatrix

Kabel sowie für Freileitungen notwendig. Dazu fehlen jedoch, wie in Abschnitt 4.3 gezeigt, entsprechende Fehlerstatistikdaten.

5.3.4 Aufstellung der Ausfallwahrscheinlichkeits-Leistungs-Matrix

Die Berechnung der Ausfallwahrscheinlichkeit sowie der Gesamtlänge der im Schutzbereich verlegten Kabelmeterstücke ist nur eine Möglichkeit zur Bestimmung tendenziell als kritisch zu bewertender Schutzbereiche. Von Interesse ist für Verteilnetzbetreiber auch die innerhalb der Bereiche installierte Leistung. In Verbindung mit der Information über die Längen der einzelnen Schutzbereiche sowie über die Zuordnung der entsprechenden resultierenden Ausfallwahrscheinlichkeiten ist nunmehr die Bewertung der im Fehlerfall ausfallenden Bemessungsschein-

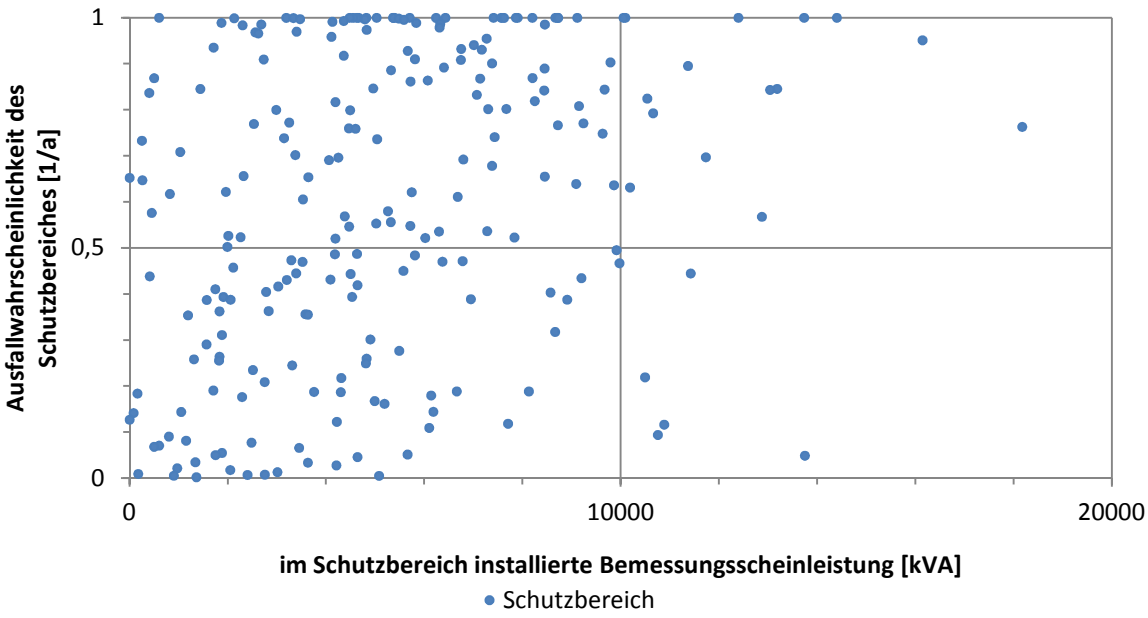


Abbildung 55 - Ausfallwahrscheinlichkeits-Leistungs-Matrix für das untersuchte Netz

leistung möglich.[191, 192] Eine Graphik, die das Ergebnis der Analyse des betrachteten Mittelspannungsnetzes zeigt, ist für das betrachtete Netz in Abbildung 55 dargestellt. Es ist zu erkennen, dass die Verteilung der installierten Leistungen weitestgehend gleichmäßig erfolgte. Es fallen nur ein paar Schutzbereiche mit einer sehr hohen installierten Bemessungsscheinleistung auf. Diese wurden im Rahmen der Plausibilitätsprüfungen der Ergebnisse einzeln geprüft. Es stellte sich heraus, dass die Schutzbereiche sowohl beim Aufbau als auch in Bezug auf die installierten Bemessungsscheinleistungen durch die Bewertungssoftware richtig abgebildet worden sind.

Wie erwähnt, ist auch hier die Länge des Schutzbereiches zu beachten. In Abbildung 56 ist die Ausfallwahrscheinlichkeits-Leistungs-Matrix mit einer Differenzie-

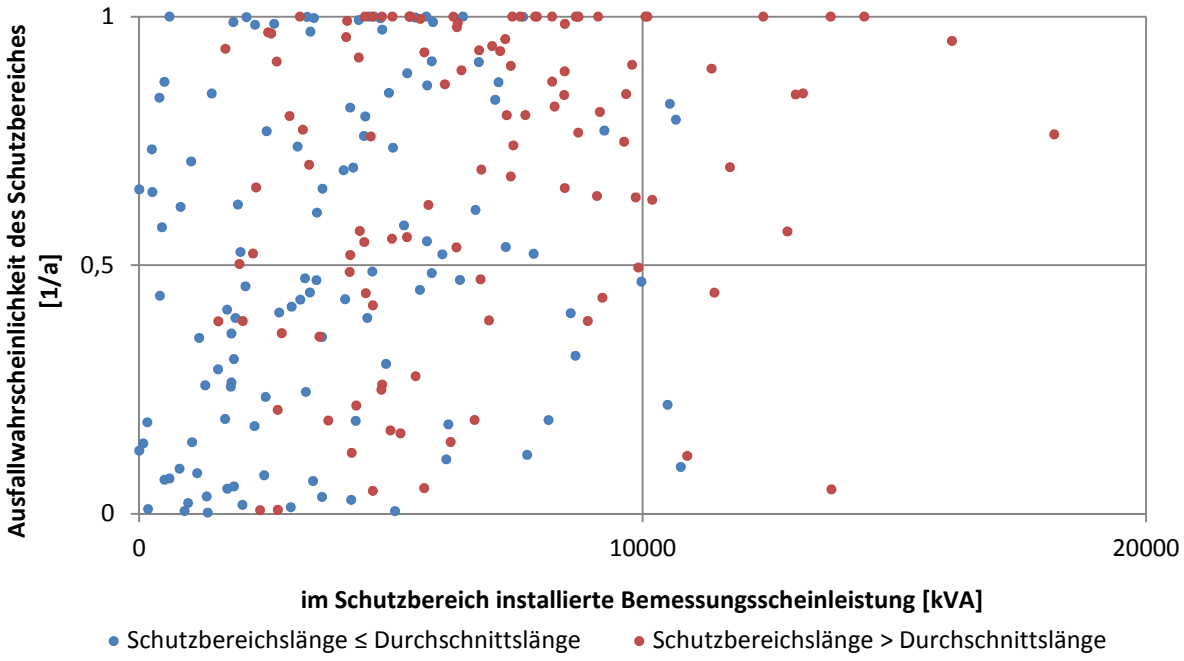


Abbildung 56 - Ausfallwahrscheinlichkeits-Leistungs-Matrix mit Längendifferenzierung

rung der Schutzbereichslängen dargestellt. Dazu wurde die mittlere Schutzbereichslänge im gegebenen Mittelspannungsnetz ermittelt. Die Aufteilung erfolgte in Schutzbereiche, die eine größere Länge haben als der Durchschnitt und in Schutzbereiche, die kürzer bzw. gleich sind. Im Ergbnis hatten 45 % der Schutzbereiche eine überdurchschnittliche Länge. Es ist zu erkennen, dass bei Schutzbereichen, die eine größere Länge haben, das Ausfallrisiko höher ist, als bei Schutzbereichen kleinerer Länge. Gleichzeitig ist festzustellen, dass in Schutzbereichen, die überdurch-

[191] Hetzel, S., Schufft, W., [6]
[192] Hetzel, S., Schufft, W., [7], FT 4, P. 4.10

schnittlich lang sind, oftmals auch eine insgesamt höhere Bemessungsscheinleistung installiert wurde.

Eine Begründung hierfür liefert der regionale Charakter des Mittelspannungsnetzes, wonach zur Überbrückung der Entfernungen zwischen kleinen Orten längere Leitungsstrecken und damit längere Schutzbereiche notwendig sind. Gleichzeitig wird das Konzept der Ringstruktur der Versorgungsnetze angewendet, so dass nach dem (n-1)-Kriterium teilweise Entfernungen zu überbrücken sind, die an technisch machbare Grenzlängen gehen.[193]

Aus Abbildung 55 und Abbildung 56 können nunmehr die Schutzbereiche bestimmt werden, in denen eine definiert hohe Bemessungsleistung installiert ist und die eine bestimmte Ausfallwahrscheinlichkeit haben. Hierbei sind vor allem Schutzbereiche mit hoher installierter Bemessungsscheinleistung sowie hoher Ausfallwahrscheinlichkeit interessant.

5.3.5 Bewertung der als kritisch eingestuften Schutzbereiche

Nachdem die kritischen Schutzbereiche bekannt sind, werden sie im Weiteren genauer betrachtet. Das entwickelte System erlaubt an dieser Stelle eine sehr hohe Detailtiefe. Dazu wird eine Unterteilung in die vorhandenen Kabelarten oder -typen vorgenommen. Mit Hilfe der für das betrachtete Netz hinterlegten Netzdaten kann die Reihenfolge der Kabelstreckenabschnitte, ausgehend vom Umspannwerk, nachverfolgt werden. Diesen Streckenabschnitten sind, wie bereits dargestellt, neben der Leitungsart, auch die Altersklasse, Länge und Querschnitt und im Fall von Kabeln auch der Kabeltyp zuordenbar. Basierend auf diesen Betriebsmitteldaten können, wie in Abschnitt 4.4 beschrieben, die Ausfallwahrscheinlichkeiten der einzelnen Leitungsstreckenabschnitte ermittelt werden. Eine entsprechende Abfrage ist in Tabelle 26 dargestellt. Zur Wahrung der Anonymität wurden die Kabelbezeichnungen aus der Tabelle entfernt. Es ist zu sehen,

qry_Kabel_im_SB-Abfrage			
Schutzbereich	KabelName	Laenge	Ausfallwahrscheinlichkeit
4	Kabel_1	1,13	0,276431690890331
4	Kabel_2	0,88	0,203550142390751
4	…	0,78	0
4	…	0,555	0
4	…	0,705	6,45604758102563E-02
4	…	0,51	0
4	…	0,47	2,91649299755267E-02
4	…	0,52	0
4	…	0,47	6,13781189644245E-02
4	Kabel_10	0,82	0,480422380878152
4	…	0,52	0,139236037790802
4	…	0,848	2,22392232198357E-02
4	…	0,58	0,140465822622421
4	…	1,57	0,286776767147754
4	…	0,89	0,106359059411356
4	…	1,158	0,235870431016617
4	…	0,145	0

Tabelle 26 - Abfrage Schutzbereichseigenschaften
(mit: länge in km; Ausfallwahrscheinlichkeit in % mit 1/Jahr; Spaltenüberschriften gemäß Bewertungssoftware)

[193] vgl. E DIN EN 50160:2008-11

dass innerhalb des Schutzbereiches verschiedene Kabelstrecken vorhanden sind. Diese weisen eine unterschiedliche Ausfallwahrscheinlichkeit auf. Kabel_10 weist die höchste Ausfallwahrscheinlichkeit auf. Zur genauen Betrachtung ist eine Abfrage der zugrunde liegenden Betriebsmitteldaten der einzelnen Kabelstreckenabschnitte vorzunehmen. Das Ergebnis der Abfrage ist in Tabelle 27 dargestellt. Es

qry_Eigenschaften_Kabelstrecken						
Element Name	Typbezeichnung	Bauart	Länge	Baujahr	BM-Typ	Ausfallwahrscheinlichkeit
Kabel_10	NA2XS2Y	VPE	0,194	1994	Kabel	0
Kabel_10	NA2YHCaY	PE	0,626	1970	Kabel	0,480422380878152

Tabelle 27 - Abfrage Kabelstreckeneigenschaften
(mit: Länge in km; Ausfallwahrscheinlichkeit in % mit 1/Jahr;
Spaltenüberschriften gemäß Bewertungssoftware bzw. Hilfsprogramm)

ist zu erkennen, dass sich die Kabelstrecke aus zwei Kabelstreckenabschnitten zusammensetzt. Das impliziert, dass in der Kabelstrecke eine Muffe vorhanden ist. Im konkreten Fall ist dies eine Muffe, die Trockenkabel (PE- und VPE-Kabel) miteinander verbindet. Grundsätzlich kann es sich, sofern die Muffe Öl-Papier-Kabel verbindet auch um eine Sperrmuffe handeln, an der die Gefahr besteht, dass das Öl-Papier-Kabel austrocknet. Zu erkennen ist ebenfalls die in Abschnitt 5.3.3 getroffene Annahme, nach der VPE-Kabel eine Ausfallwahrscheinlichkeit von 0 % zugeordnet wird.

Der schwache Punkt innerhalb des Kabelabschnitts und auch innerhalb des Schutzbereiches ist die 626 m lange PE-Kabelstrecke, die 1970 in Betrieb genommen wurde.

Wie das Beispiel zeigt, ist auf einfache Weise eine Analyse der als relevant identifizierten Schutzbereiche möglich. Ergänzend ist die Visualisierung der Einflüsse von Investitionen möglich. Alternativ können auch Einzelmaßnahmen geprüft werden, indem diese in die Betriebsmitteldaten eingepflegt werden. Hierzu gehört z.B. die Verlegung von Trennstellen oder auch der gezielte Ersatz von bestimmten Kabelstreckenabschnitten. Schlussendlich kann ein Vergleich der Ergebnisse mit denen des Ist-Netzes stattfinden. Somit ist neben der Identifikation von Investitionsalternativen auch deren Bewertung möglich.

5.4 Ermittlung der zu erwartenden Ausfallhäufigkeiten

Nachdem die Schutzbereiche nach Ausfallwahrscheinlichkeit und bezüglich ihrer Wichtigkeit bewertet wurden, erfolgt die Schätzung der erwarteten Ausfallhäufigkeiten.

5.4.1 Einsatz der Monte-Carlo-Simulation

Nach Berechnung der Ausfallwahrscheinlichkeiten für die Schutzbereiche werden auf Basis der Abfrage „qry_AusfallKosten_Detail“ Monte-Carlo-Simulationen zur Ermittlung der Ausfallhäufigkeit durchgeführt. Hierbei werden für die ermittelten Ausfallwahrscheinlichkeiten und -kosten mögliche Szenarien analysiert. Üblich ist ein Simulationsumfang von > 100.000 Szenarien. Der Berechnungsaufwand steigt bei dieser hohen Anzahl an Szenarien jedoch überdurchschnittlich an. Die Programmierung eines entsprechenden Hilfsprogramms zur Monte-Carlo-Simulation erfolgte in Microsoft Excel. Pro Durchgang konnten bis zu 1.000.000 Szenarien für jeden Schutzbereich simuliert werden. Das Eingabeformat des Hilfsprogramms ist in Tabelle 28 dargestellt:

Schutz-abschnitt	ausgefallene NNE (€)	EW PE Reparatur (€)	EW Öl-Papier Reparatur (€)	EW Gesamt (€)	Jahres NNE Einnahmen (€)	Summe Leistung	Ausfall-wahrsch.
1	0,82	0	0	0,819	7.174,44	100	0
2	1,43	34,02	0	35,45	12.555,27	175	0,00945123
…	…	…	…	…	…	…	…

Tabelle 28 - Struktur der Eingabedaten für die Monte-Carlo-Simulation

Im Projekt wurde mit 1.000.000 Simulationen pro Schutzbereich gerechnet. Die Simulationen wurden zur Sicherstellung der Qualität der Ergebnisse wiederholt. Jede Simulation lieferte ein Ausfallszenario für jeden Schutzbereich des Netzes. Die Betrachtung des Gesamtausfallgeschehens pro Simulationsschritt entspricht dabei den erwarteten Ausfällen pro Jahr. Es ist anzumerken, dass aufgrund der verwendeten Systematik (siehe Abschnitt 4.4) die Anzahl der Ausfälle auf maximal einen Ausfall pro Schutzbereich und Jahr eingeschränkt ist. In der Realität kann dieser Wert höher liegen. Aus den sich für die einzelnen Schutzbereiche ergebenden Ergebnissen sind die Summen für das gesamte Netz zu berechnen. Auf Basis dieser Summen kann dann die Ermittlung des Mittelwertes μ und der Standardabweichung σ der erwarteten Ausfallhäufigkeiten bzw. deren Kosten vorgenommen werden.

5.4.2 Berechnung der mittleren Ausfallerwartung

Basierend auf der in Abschnitt 5.3 dargestellten Vorgehensweise zur Ermittlung der Ausfallwahrscheinlichkeiten der einzelnen Schutzbereiche wird die Ausfallwahrscheinlichkeit des gesamten Netzes ermittelt. Eine Möglichkeit hierzu ist die Berechnung eines einfachen, arithmetischen Mittelwertes. Dieser ergibt sich aus der Summe der Einzelwahrscheinlichkeiten, die mit der Anzahl der einzelnen Schutzbereiche gewichtet werden.

Für das betrachtete Netz lässt sich eine mittlere Ausfallwahrscheinlichkeit von 40,7 % pro Schutzbereich und Jahr errechnen. Dieser Wert darf jedoch nicht mit der mittleren Verfügbarkeit für das gesamte Netz verwechselt werden. Es handelt sich hier lediglich um die mittlere Ausfallwahrscheinlichkeit der innerhalb des Netzes vorhandenen Schutzbereiche. Die für das Netz ermittelte Ausfallwahrscheinlichkeit ist mit 40,7 % (entspricht einem Mittelwert $\mu = 0{,}407$) als relativ hoch anzusehen und nur bedingt repräsentativ. Es ist daher sinnvoll, weitere beschreibende Parameter hinzuzuziehen. Hierzu bietet sich die Berechnung der Standardabweichung σ an, die für das vorliegende Netz $\sigma = 0{,}394$ beträgt und damit ebenfalls relativ hoch ist. Die Werte werden verständlich, wenn man sich die Verteilung der Ausfallwahrscheinlichkeiten der Schutzbereiche graphisch vor Augen führt. In Abbildung 57 ist dies für das vorliegende Netz dargestellt. Die ermittelten Ausfallwahrscheinlichkeiten der Schutzbereiche wurden in Gruppen zusammengefasst. Die durch die Berechnung von μ und σ unterstellte Normalverteilung ist in Abbildung 57 nicht zu erkennen. Vielmehr handelt es sich um eine Verteilung, deren Maxima jeweils an den Rändern liegen. Dies resultiert aus der Annahme, dass VPE-Kabeln sowie Freileitungen eine Ausfallwahrscheinlichkeit von 0 % zugewiesen wurde. Die relativ große Anzahl von Schutzbereichen mit der relativ hohen Ausfallwahrscheinlichkeit von 90 % - 100 % (entspricht 0,9 - 1,0 in Abbildung 57) wurde bereits in Abschnitt 5.3 begründet. Die ermittelte Verteilung ist ein Indiz dafür, dass das Mittelspannungsnetz nicht überaltert ist, da es ansonsten kein Maximum im Bereich der Ausfallwahrscheinlichkeit von 0 %- 10 % gäbe.

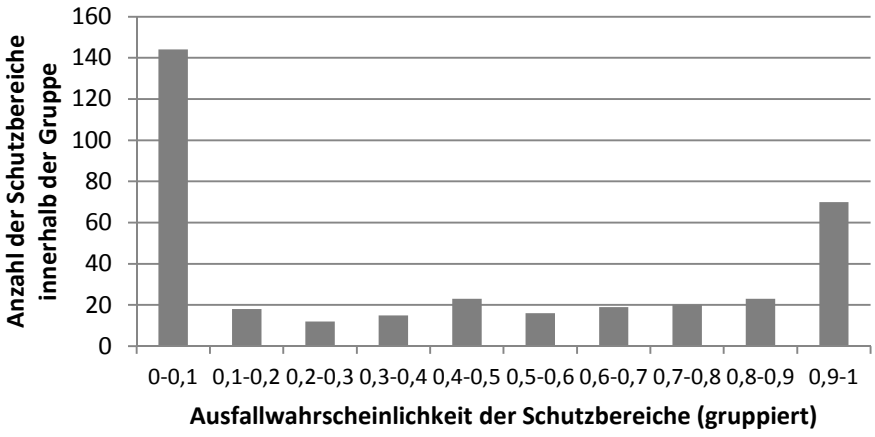


Abbildung 57 - Verteilung der Ausfallwahrscheinlichkeiten der Schutzbereiche

5.4.3 Ermittlung der erwarteten Ausfallhäufigkeiten

Die Ermittlung der erwarteten Ausfallhäufigkeiten stellt einen zentralen Punkt in der Betrachtung des Netzes dar. Die Grundlage hierfür sind die erwarteten Ausfallwahrscheinlichkeiten der Schutzbereiche. Dies ist auszugsweise in Tabelle 29 dargestellt. Für die Berechnung der im betrachteten Mittelspannungsnetz durchschnittlich erwarteten Ausfälle sind diese Informationen jedoch nur bedingt geeig-

tblSchutzabschnittsZuordnung	
Schutzabschnitt	AusfWahrsch
1	9,45123463658148E-03
2	0,802008736533655
3	0,910075995284607

Tabelle 29 - Ausfallwahrscheinlichkeiten der Schutzbereiche
(Spaltenüberschriften gemäß Bewertungssoftware)

net. Mit Hilfe der Monte-Carlo-Simulation (siehe Abschnitt 5.4.1) ist es möglich, die Anzahl der im Mittel erwarteten alterungsbedingten Ausfälle pro Jahr zu simulieren. Innerhalb einer Simulation wurde für jeden Schutzbereich in Abhängigkeit von der jeweiligen Ausfallwahrscheinlichkeit gewürfelt, ob der Bereich ausfällt oder nicht. Das Ergebnis ist die in der Tabelle 30 in Auszügen dargestellte Matrix.

	Schutzbereich											
Simulation	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	…	Summe
1	0	0	1	1	1	1	0	0	0	0	…	155
2	0	0	1	1	1	0	0	0	0	1	…	151
3	0	0	0	1	0	1	0	0	0	0	…	144
4	0	0	1	1	0	1	0	0	0	0	…	142
5	0	0	1	1	0	0	0	0	0	0	…	148
…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…	…

Tabelle 30 - Ergebnisse Monte-Carlo-Simulation
(Spaltenüberschriften gemäß Hilfsprogramm)

Die in der Spalte „Summe“ abgebildeten Ergebnisse stellen die Anzahl der in der jeweiligen Simulation aufgetretenen Ereignisse dar (Zeilensumme). Für die Abschätzung der innerhalb des Netzes erwarteten alterungsbedingten Ausfälle wurden der Mittelwert μ sowie die Standardabweichung σ der jeweiligen Summen gebildet. Im Ergebnis wurden als Mittelwert $\mu_{S\ 1.000.000} = 146{,}7$ erwartete alterungsbedingte Ausfälle pro Jahr ermittelt. Die zugehörige Standardabweichung $\sigma_{S\ 1.000.000}$ beträgt für das betrachtete Netz 5,6. Diese Ergebnisse ermöglichen eine Verifikation des Modells anhand der real im betrachteten Netz beobachteten alterungsbedingten Ausfälle.

5.4.4 Vergleich simulierter mit realen Versorgungsunterbrechungen

Grundlage der Verifikation des Modells sind real beobachtete alterungsbedingte Fehler, die zu Versorgungsunterbrechungen führten. Für das betrachtete Netz ergeben sich im Zeitraum von 1997 bis 2006 die in Tabelle 31 dargestellten Ausfallhäufigkeiten. Es ergibt sich ein Mittel $\mu_{E\ 1.039} = 103{,}9$ sowie $\sigma_{E\ 1.039} = 34{,}6$. Die Anzahl der real beobachteten alterungsbedingten Ausfälle ist somit kleiner als die innerhalb der Simulation bestimmte Anzahl.

Jahr	Anzahl
2006	48
2005	141
2004	93
2003	125
2002	153
2001	110
2000	121
1999	110
1998	85
1997	53

Tabelle 31 - beobachtete Ausfallhäufigkeiten

Der in Abbildung 58 gezeigte Vergleich der Verteilungsfunktionen verdeutlicht dies nochmals. Es ist zu erkennen, dass die durch die Monte-Carlo-Simulation errechnete Verteilungsfunktion später zu steigen beginnt, mit einer höheren Steilheit ansteigt und früher das Maximum erreicht. Der Schnittpunkt der beiden Funktionen entspricht dem 93 % Quantil. Bis zu diesem Quantil ist die Verwendung der errechneten Verteilungsfunktion die statistisch sichere Variante, da bei der Simulation stets mehr alterungsbedingte Ausfälle angenommen, als real erwartet werden. Obwohl eine Angleichung der beiden Funktionen das Optimum darstellen würde, ist das vorliegende Ergebnis im Sinne einer Worst-Case-Betrachtung als vorteilhaft zu bewerten. In den verbleibenden 7 % sind mehr alterungsbedingte Ausfälle zu erwarten, als im Vorfeld durch die Simulation ermittelt wurden. Mit Blick auf die in Tabelle 31 abgebildeten alterungsbedingten Ausfälle lässt sich erkennen, dass selbst mit den im Jahr 2002 beobachteten 153 der Alterung zugeordneten Ausfälle das üblicherweise verwendete 95 % Quantil der mit dem Modell simulierten Ausfälle nicht überschritten wurde (entspricht: in 95 % der Fälle werden ≤ 156 Ausfälle erwartet). Das bedeutet, dass die Abschätzung der erwarteten Ausfälle eines realen Netzes auf Basis der vorgestellten Vorgehensweise möglich und beim betrachteten Netz mit der richti-

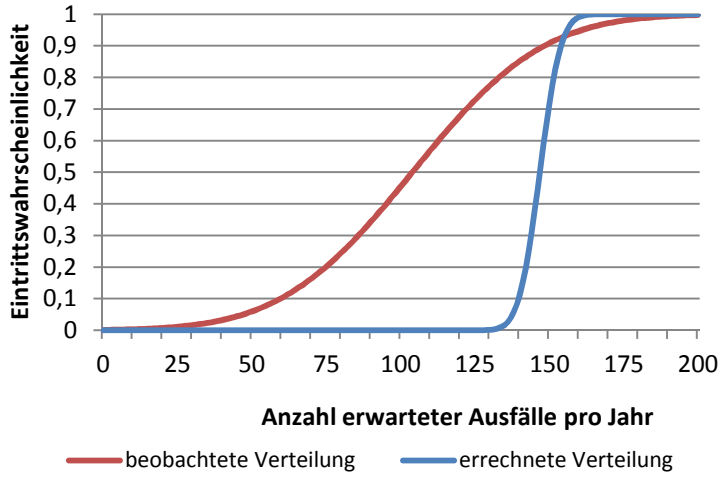


Abbildung 58 - Verteilungsfunktion beobachteter und simulierter Ausfälle

gen Größenordnung zu rechnen ist. Dies bestätigen auch die Werte von 2009, wo im betrachteten Mittelspannungsnetz 143 alterungsbedingte Ausfälle von Mittelspannungskabeln beobachtet wurden. Die Ergebnisse aus dem modellierten Netz sind genau genug, um damit Rückschlüsse auf das reale Netz zu ziehen. Eine Erhöhung der Genauigkeit kann durch vollständige Fehlerdaten erreicht werden, die bis zum Verlegejahr zurückgehen. Bei einer Bewertung zukünftiger Netze ist der Netzdatenbestand, und hier vor allem die jeweiligen Fehlerstatistikdaten, zu beachten und die Parameter der zugrunde gelegten Weibullverteilungen auf dem aktuellsten Stand zu halten.

5.4.5 Ermittlung des zukünftigen Fehlergeschehens auf Basis von Investitionsszenarien

Zur Ermittlung des zukünftigen Fehlergeschehens wird auf die bereits in Abschnitt 5.2 dargestellte Vorgehensweise für die Entwicklung von Szenarien für die zukünftige Altersstruktur zurückgegriffen.

Ordnet man den Kabelstreckenabschnitten einer bestimmten Kabelart und Altersklasse, deren Gesamtlänge bekannt ist, Ausfallwahrscheinlichkeiten zu, so kann die zu erwartende Anzahl von altersbedingten Ausfällen für die zukünftige Altersstruktur berechnet werden (vgl. Abschnitt 4.4 in Verbindung mit Abschnitt 5.4.3). Hierbei besteht die Möglichkeit, die zu erwartenden Ausfälle durch ausreichende und gezielte Investitionen zu reduzieren.

Zur Abschätzung des notwendigen Investitionsbudgets gibt das in Abschnitt 5.2 eingeführte Hilfsprogramm zur Ermittlung der zukünftigen Altersstruktur eine Kennzahl aus, die angibt, in welcher Zeit die im Netz vorhandenen Mittelspannungskabel einmal komplett ausgetauscht wurden. Diese Zahl entspricht der Erneuerungsrate und ist ein Indikator für die getätigten Netzinvestitionen.

Die Auswirkung verschiedener Investitionsszenarien auf die erwartete Fehlerhäufigkeit ist in Tabelle 32 für das Referenznetz sowie für ein Szenario exemplarisch für PE- und Öl-Papier-Kabel dargestellt. Dazu wurden unter Verwendung der in Abschnitt 5.2 eingeführten Software konstante Investitionen angenommen. Diese wurden bei den simulierten

		Störungen [1/100km]		
Referenz	Jahr	2006	2011	2016
	Öl-Papier	2,1	0,7	0,9
	PE	4,3	3,9	5,5
	Summe	6,4	4,6	6,4

Szenario	Jahr	2006	2011	2016
	Öl-Papier	2,1	0,8	0,8
	PE	4,3	2,6	3,8
	Summe	6,4	3,4	4,6

Tabelle 32 - Entwicklung der erwarteten Störungen pro Jahr und 100 km

Investitionsszenarien unterschiedlich auf die durch VPE-Kabel zu ersetzenden Öl-Papier- und PE-Kabel verteilt. Das Referenzszenario ist die Fortsetzung der bisher verfolgten Vorgehensweise (Referenz). Beim Investitionsszenario 2 (Szenario), wurde das Investitionsbudget zugunsten einer höheren Ersatzrate von PE-Kabeln verwendet. Zu erkennen ist, dass bei geringfügiger Zunahme der zu erwartenden altersbedingten Ausfälle bei Öl-Papierkabeln (2016: 0,8 → 0,9) mit einer rapide sinkenden Ausfallerwartung bei PE-Kabeln zu rechnen ist (2016: 5,5 → 3,8). Durch eine gezielte Vorgehensweise bei der Investitionsplanung kann also, bezogen auf das Gesamtnetz, eine Verringerung der Anzahl altersbedingter Kabelausfälle erreicht werden.[194]

Den nach der Simulation und der Bewertung vorliegenden Ausfallprognosen können zusätzlich Kosten zugeordnet werden. Hierauf wird in Abschnitt 5.6 vertiefend eingegangen.

5.4.6 Anwendung auf weitere Mittelspannungsnetze

Die entwickelte Bewertungssoftware ist so konzipiert worden, dass beliebige Mittelspannungsnetze eingelesen und bewertet werden können.

Als Vergleich zu den bisherigen Betrachtungen und Ergebnissen wurde ein städtisches Mittelspannungsnetz gewählt. Da dieses ebenso wie das für die Untersuchung herangezogene regionale Verteilnetz im Gebiet der neuen Bundesländer liegt, ist nach Prüfung des vorhandenen Kabelbestandes davon auszugehen, dass die verwendeten Kabeltypen vergleichbar sind. Resultierend erfolgte eine weitere Anwendung der Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktionen aus Abschnitt 4.4.7. Die Ermittlung der erwarteten Ausfälle für das städtische Mittelspannungsnetz erfolgte, analog zu Abschnitt 5.4.1, durch eine Monte-Carlo-Simulation mit 250.000 Szenarien. Es wurden im Mittel $\mu_{S\,250.000} = 32{,}2$ erwartete alterungsbedingte Ausfälle pro Jahr errechnet. Die zugehörige Standardabweichung σ beträgt für das betrachtete Netz $\sigma_{S\,250.000} = 3{,}5$. Als Referenz stehen die Fehlerstatistikdaten des Netzbetreibers zur Verfügung. Diese beinhalten insgesamt 38 alterungsbedingte Kabelausfälle im Zeitraum von 2000 bis 2008. Im Vergleich ergeben sich aus der Fehlerstatistikdatenbank des Netzbetreibers ein Mittelwert $\mu_{E\,38} = 4{,}2$ sowie eine Standardabweichung $\sigma_{E\,38} = 2{,}5$.

Wie in Abbildung 59 zu erkennen ist, unterscheiden sich bei diesem Netz die beobachteten Ausfallhäufigkeiten von den Erwartungswerten beträchtlich. Da, wie bereits erwähnt, in beiden Netzen Kabel von gleichen Herstellern aus den gleichen

[194] Hetzel, S., Schufft, W., [1], S. 421

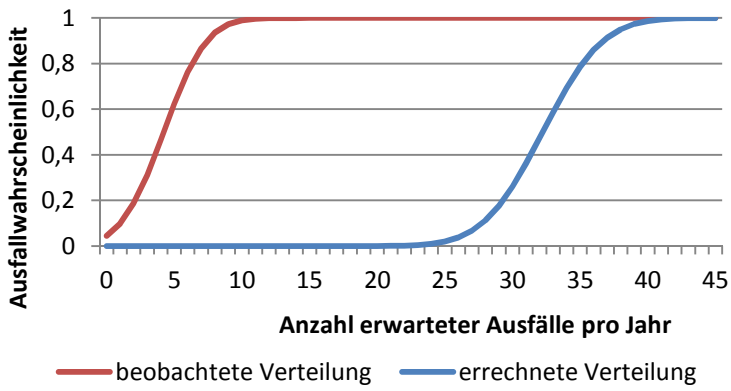


Abbildung 59 - Vergleich der erwarteten Ausfälle zweier realer Netze

Produktionsstätten und -jahren vorhanden waren, wäre die Annahme eines gleichen Ausfallverhaltens naheliegend. Dementsprechend sind für das unterschiedliche Verhalten im Zeitverlauf Gründe zu identifizieren.

Bei genauer Betrachtung ist festzustellen, dass für beide Mittelspannungsnetze keine Informationen über historische Überbelastungen oder ähnliche Überbeanspruchungen vorliegen. Gleichzeitig gibt es technische Unterschiede. Während das regionale Referenznetz über eine Resonanzsternpunkterdung verfügt, arbeitet das hier betrachtete städtische Netz mit einem niederohmig geerdeten Sternpunkt (vgl. Abschnitt 2.4.3). Somit werden im betrachteten Stadtnetz einpolige Fehler innerhalb kürzester Zeit abgeschaltet. Im resonanzsternpunktgeerdeten Mittelspannungsnetz hingegen besteht bis zur Freischaltung auf den gesunden Leitern eine Spannungserhöhung in der Höhe des Verkettungsfaktors $\sqrt{3}$ von U_0. Diese belastet, da sie zu einer Erhöhung der elektrischen Feldstärke zwischen dem Leiter und dem Schirm führt, zusätzlich die Isolierung des Kabels. Eine Betrachtung der Folgefehler, die alterungsbedingte Fehler aufgrund solcher Überspannungen darstellen, ist auf Basis der hier zugrunde liegenden Fehlerstatistikdaten nicht realisierbar.

Eine weitere mögliche Erklärung stellt die Tatsache dar, dass im beschriebenen Fall ein regionales Mittelspannungsnetz mit einem städtischen verglichen wird. Städtische Netze haben entsprechend der höheren Lastdichte kleinere Schutzbereiche. Für die in Abbildung 71 dargestellte Vorgehensweise zur Berechnung der Punktverfügbarkeit (PA) hat die Schutzbereichsgröße eine hohe Bedeutung. Danach resultieren aus kurzen Schutzbereichen geringe Ausfallwahrscheinlichkeiten.

In Gesprächen mit den Betreibern des städtischen Verteilnetzes wurde festgestellt, dass eine Anzahl von Kabeln historisch bedingt in speziellen Schächten bzw. sogar durch Häuser geführt werden. Diese Kabel haben ein mehr oder weniger konstant temperiertes, trockenes Umfeld. Umweltbedingte Einflüsse sowie jahreszeitlich bedingte Temperatur- und Umgebungsfeuchtigkeitswechsel spielen hier keine Rolle. Da die Untersuchungen an Proben dieser Kabel mittels FGH-Stufentest noch andauern, kann zu dem unterschiedlichen Verhalten der Kabel des Stadtwerkes zu

denen des regionalen Verteilnetzbetreibers zum aktuellen Zeitpunkt keine abschließende Aussage getroffen werden.[195, 196]

5.5 Ermittlung der erwarteten Versorgungssicherheit

5.5.1 Ermittlung der Kennzahlen der Versorgungszuverlässigkeit im betrachteten Netz

Die Ermittlung der Versorgungszuverlässigkeit aus Kundensicht erfolgt auf Basis der durch die internationale UNIPEDE-Expertengruppe festgelegten DISQUAL-Kennzahlen (vgl. Abschnitt 2.6.3). Die wichtigsten Kennzahlen sollen an dieser Stelle noch einmal wiederholt werden:

1. Unterbrechungshäufigkeit H_U (SAFI): Maß dafür, wie oft ein Kunde im Jahr durchschnittlich von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist.
2. Unterbrechungsdauer T_U (CAIDI): Maß dafür, wie lange eine Unterbrechung eines Kunden im Durchschnitt dauert.
3. Nichtverfügbarkeit Q_U (SAIDI): Produkt aus Unterbrechungshäufigkeit und Unterbrechungsdauer. Maß für Wahrscheinlichkeit, mit der ein Kunde von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist bzw. für die durchschnittliche Dauer innerhalb eines Jahres, in der ein Kunde nicht versorgt wird.

Es ist anzumerken, dass bei diesen Kennzahlen nur Versorgungsunterbrechungen betrachtet werden, die länger als drei Minuten andauern.[197] An DISQUAL angelehnte Kennzahlen können auch kürzere Versorgungsunterbrechungen erfassen. Eine Übersicht ist in Tabelle 05 auf Seite 45 gegeben. Im Weiteren wurden nur die Kennzahlen SAIDI und SAIFI verwendet. Die für eine Bewertung erforderliche Zuordnung von Ausfalldauern, z.B. gemäß Hiller[198], wurde nicht vorgenommen. Dies begründet sich mit der nicht realisierbaren Einteilung in Strukturklassen. Eine Integration in die Bewertungssoftware ist, sofern die hierzu notwendigen Netzdaten zur Verfügung stehen, mit geringem Aufwand möglich.

5.5.2 Unterbrechungsdauer und Nichtverfügbarkeit im betrachteten Netz

Eine weitere Auswertungsmöglichkeit innerhalb der Bewertungssoftware ist die erwartete Unterbrechungsdauer sowie die Nichtverfügbarkeit. Hierbei wird jeder Schutzbereich in Bezug auf die insgesamt im Netz installierte Leistung betrachtet.

---

[195] Weck, K.-H., S.470-473

[196] Schmidt, G., Kranz, H.-G., S. 203 - 208

[197] Bundesnetzagentur [3], S. 4

[198] Hiller, Th., S. 86

Das Ergebnis ist eine Aussage darüber, welche Bedeutung der einzelne Schutzbereich bezüglich der Zuverlässigkeit im Vergleich zum gesamten Netz hat.

Die Ergebnisse sind auszugsweise in Abbildung 60 dargestellt.[199] Es erfolgte, wie

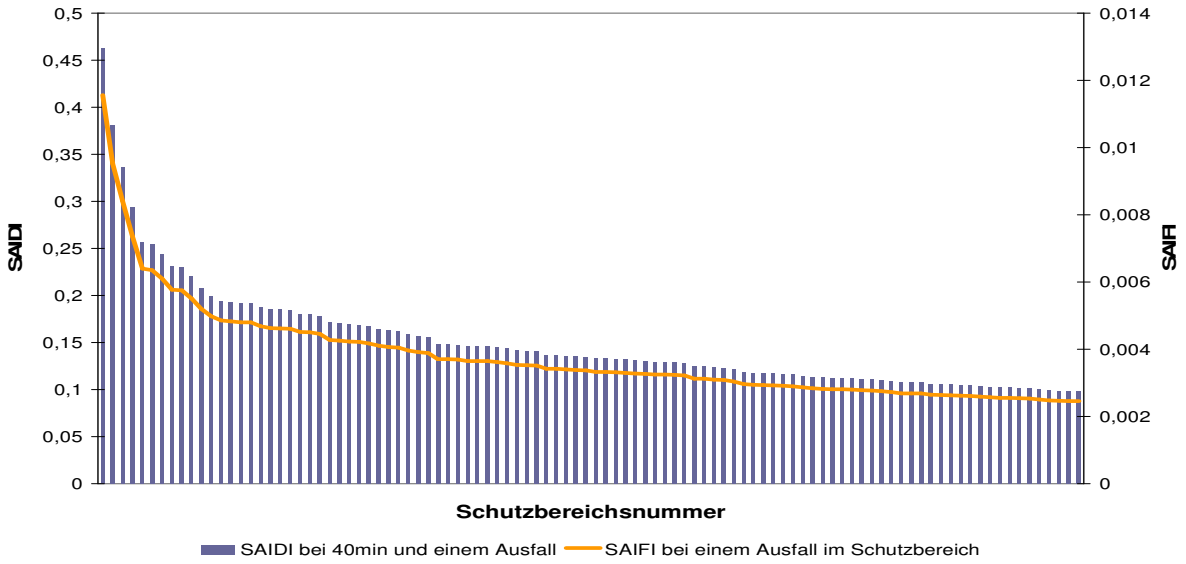


Abbildung 60 - Zuverlässigkeitskennzahlen (Auszug)

auch bei den anderen Abbildungen zu erkennen ist, eine Sortierung. Zur Vereinfachung wird pro Schutzbereich genau ein Fehler angenommen. Die Zeit zur Umschaltung orientiert sich an einem Mittelwert von cirka 40 Minuten. Alternativ besteht im Rahmen der entwickelten Abfrage (qry_zuverlässigkeits_kennz) die Möglichkeit, die mittlere Ausfalldauer in Minuten einzugeben und entsprechende Reports zu erstellen. Die eingegebene Zeit wird auf alle Schutzbereiche für jeweils genau einen nicht näher definierten Fehler angenommen. Hierdurch wird die Vergleichbarkeit der Ergebnisse erreicht. Die für die Berechnungen zugrunde gelegten Formeln für SAIDI und SAIFI finden sich in Tabelle 05 auf Seite 45.

Es wird das in Tabelle 05 für Deutschland verwendete Berechnungsschema angewendet. Eine Erweiterung dieser Betrachtung ist, wie bereits erwähnt, durch die Zuordnung der einzelnen Schutzbereiche zu verschiedenen Strukturklassen möglich.[200] Sie stellt eine Differenzierung in die verschiedenen Absatzdichten dar. In Ermangelung einer schutzbereichsgenauen Strukturklassenzuordnung, die mit den vorhandenen Netzdaten nicht möglich ist, wird eine Zuordnung anhand des jeweils versorgenden Umspannwerkes vorgeschlagen. Die Bewertungssoftware lässt sich flexibel an diese Anforderungen anpassen. Auch die notwendigen Abfragen können

[199] Hetzel, S., Schufft, W., [4], S. 43 ff
[200] vgl. § 24 Abs. 1 Satz 2 StromNEV

mit geringem Aufwand erstellt werden. Somit kann eine Zuordnung der Schutzbereiche zu den gegebenen Strukturklassen vorgenommen werden.

Im Ergebnis sind die Einflüsse des jeweiligen Schutzbereiches auf die sich ergebende Gesamtzuverlässigkeitskennzahl berechenbar. Die Ergebnisse werden in Tabellenform ausgegeben.

5.6 Ermittlung von Kosten für Fehlerbeseitigung und Pönalen

Neben der Bemessungsscheinleistung, die im Falle einer Versorgungsunterbrechung nicht versorgt wird, ist es für Verteilnetzbetreiber interessant, einen Überblick zu haben, welchen Anteil am Umsatz ein Schutzbereich hat und wie hoch die erwarteten Umsatzausfälle im Fall einer Versorgungsunterbrechung sind. Weiterhin sind die Erwartungswerte bzgl. der Kosten für Instandsetzungen von Bedeutung. Auf die Berechnung dieser Kennzahlen wird im Folgenden eingegangen.

Des Weiteren ist in § 19 Abs. 2 Satz 1 ARegV festgelegt, dass ab der zweiten Regulierungsperiode eine Qualitätsregulierung eingeführt wird. Die Ausgestaltung dieser ist aktuell noch nicht absehbar. Erste Anhaltspunkte werden in „Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung“ [201] zur Diskussion gestellt. Da es sich hierbei um ein Konsultationspapier handelt, sind Rückschlüsse auf die Ausgestaltung der Qualitätsregulierung im Rahmen der Anreizregulierung Spekulation und werden nicht weiter berücksichtigt.

5.6.1 Ermittlung des Umsatzbeitrages der Schutzbereiche

Für die Ermittlung des Umsatzbeitrages der einzelnen Schutzbereiche ist es notwendig, einen Blick auf die Zusammensetzung der Netzentgelte zu werfen. Nachfolgend wird eine Methode zur überschlägigen Ermittlung der Umsatzbeiträge in der Mittelspannung vorgestellt.

Die Netzentgelte sind durch den Regulierer vorgegeben. Es wird unterschieden in einen Leistungspreis und einen Arbeitspreis. Der Leistungspreis bezieht sich auf die dem jeweiligen Kunden zur Verfügung gestellte Vorhalteleistung und ist verbrauchsunabhängig. Für die finanziellen Auswirkungen einer Versorgungsunterbrechung ist der Leistungspreis nur bedingt relevant. Der Arbeitspreis hingegen ist verbrauchsabhängig. Er entspricht dem Preis pro verbrauchter Einheit elektrischer Arbeit in €/kWh multipliziert mit der Anzahl der verbrauchten Einheiten. In der Mittelspannung werden beide Preise noch einmal in verschiedene Abnehmergruppen unterschieden. Das Unterscheidungsmerkmal ist hierbei die Jahresnutzungs-

[201] BNetzA [5], S. 2 ff

dauer. Diese beträgt bei unterbrechungsfreiem, konstantem Verbrauch 8.760 h. Die jeweilige Jahresnutzungsdauer ergibt sich als Quotient der Wirkarbeit des Jahres (Stromverbrauch; in kW/a) und dem Jahreshöchstwert der Wirkleistung (Spitzenlast; in kW/a). Die Grenze ist im Allgemeinen bei 2500h festgesetzt.[202, 203]

Innerhalb der Abnehmergruppen unterscheiden sich sowohl der Leistungs- als auch der Arbeitspreis. Für die Berechnung der nicht erhaltenen Netzentgelte ist nur der Arbeitspreis von Bedeutung. Eine direkte Zuordnung, in welchem Verhältnis die beiden unterschiedlichen Arbeitspreise für Tarif- und Sondervertragskunden anzusetzen sind, bedarf einer differenzierten Netzdatenbasis, aus der die Abnahmestruktur hervorgeht. Diese ist im vorliegenden Fall nicht gegeben. Es wird daher ein mittlerer Arbeitspreis angenommen.

Die Berechnung erfolgt analog der in Abbildung 07 dargestellten Vorgehensweise zur Ermittlung der im Fall einer Versorgungsunterbrechung nicht erhaltenen Netzentgelte. Die in den Schutzbereichen installierte Bemessungsscheinleistung wird summiert (siehe Abbildung 47). Die mittlere Auslastung der Ortsnetzstationen wurde mit 60 % und der cosφ mit 0,9 (induktiv) angenommen.[204] Die gewählte Berechnung ist in Gleichung (18) noch einmal dargestellt.

$$\text{Umsatz} = NNE \times t_{VU} \times f \times \sum S_n \times cos\varphi \qquad \textbf{(18)}$$

NNE = Netzentgelte [€/kWh]
t_{VU} = Dauer der Versorgungsunterbrechung [h]
f = mittlere Stationsauslastung [%]
S_n = Bemessungsscheinleistung [kVA]
$cos\varphi$ = Wirkfaktor

Im Ergebnis lässt sich der innerhalb des Schutzbereiches zu erreichende und in Summe auch der für das gesamte Netz zu erwartende Jahresumsatz abschätzen. Dabei wird unterstellt, dass es innerhalb eines Jahres zu keinen Versorgungsunterbrechungen kommt. Ein Überblick über die Struktur der Ergebnisse wird in Tabelle 33 gegeben. Es ist zu erkennen, dass die Höhe der Einnahmen in den jeweiligen Schutzbereichen unterschiedlich

Schutzabschnitt	Jahreseinnahmen NNE in €
1	7.174,44
2	12.555,27
3	550.279,54
4	416.834,96
5	731.075,43
6	229.582,08
7	168.599,34
...	...

Tabelle 33 - geschätzte Einnahmen im Schutzbereich in €/Jahr
(Spaltenüberschriften gemäß Hilfsprogramm)

[202] EnBW Regional AG, S. 8
[203] VSE Verteilnetz GmbH, S. 2
[204] Gem. § 16 NAV

ist. Dies resultiert direkt aus der summierten Bemessungsscheinleistung der im Schutzbereich installierten Ortsnetzstationen. Wie bereits dargestellt, konnte aufgrund fehlender Netzdaten keine Unterteilung in Haushalts- und Sondervertragskunden vorgenommen werden. Eine entsprechende Differenzierung ist jedoch anzustreben, da hierdurch die Aussagekraft der Ergebnisse nochmals gesteigert wird.

5.6.2 Bei Versorgungsunterbrechungen zu erwartende Kosten

Der sich nach Abschnitt 5.6.1 ermittelte Jahresumsatz wird durch Ausfallkosten (K_A) vermindert. Ein Überblick über die Zusammensetzung der Kosten, die im Falle von alterungsbedingten Versorgungsunterbrechungen entstehen, wurde bereits in Abbildung 07 auf Seite 20 gegeben. In diesem Abschnitt wird auf die wegen Versorgungsunterbrechungen nicht erhaltenen Netzentgelte sowie auf die Kosten, die für die Reparatur durch einen Dienstleister entstehen, eingegangen.

Die Berechnung der erwarteten Kosten für nicht erhaltene Netzentgelte stützt sich in erster Näherung auf die Annahme, dass Abnehmer im Falle einer Versorgungsunterbrechung nicht beliefert werden können. Weiterhin wird davon ausgegangen, dass die nicht gelieferte Arbeit nicht nachgeholt wird. Es wird von einem kontinuierlichen Bezug ausgegangen. Die mittlere Auslastung der Ortsnetzstationen wird dabei mit durchgehend 60 % angesetzt.

Diese Annahmen erlauben es, Kosten durch nicht erhaltene Netzentgelte zu bewerten. Diese Kosten ergeben sich durch die Anzahl der nicht gelieferten Leistungseinheiten. Die Höhe der nicht erhaltenen Netzentgelte ist demnach einzig durch die Dauer der Versorgungsunterbrechung determiniert. Sie lässt sich somit analog der in 5.6.1 dargestellten Vorgehensweise ermitteln. Es hat lediglich eine Umrechnung auf die erwartete Ausfalldauer zu erfolgen. Im Rahmen der in der Bewertungssoftware integrierten Abfrage ist eine Eingabemöglichkeit für die erwartete Ausfalldauer gegeben. Eine Differenzierung in Strukturklassen, wie in Abschnitt 2.4.4 vorgestellt, erfolgt nicht. Das Ergebnis orientiert sich an der in Tabelle 33 dargestellten Struktur. Bezugsgröße ist die Ausfalldauer.

Analog zu Abschnitt 2.3.2, Abbildung 07, sind zu den nicht erhaltenen Netzentgelten die Kosten von Dienstleistern zuzuordnen. Diese sind abhängig von der Vertragsgestaltung zwischen dem Verteilnetzbetreiber und den Dienstleistern. Da sich die einzelnen für eine Reparatur benötigten Material- und Leistungselemente im Einkaufspreis unterscheiden, ist auch in der Bewertungssoftware eine differenzierte Betrachtung vorzusehen. Möglich ist bei der Bewertungssoftware die Eingabe eines Festpreises für die Reparatur von Öl-Papier-Kabeln sowie die Eingabe eines Festpreises für die Reparatur von kunststoffisolierten Kabeln.

Zur Berechnung der erwarteten Reparaturkosten sind die Ausfallwahrscheinlichkeiten der einzelnen Kabelarten innerhalb des jeweiligen Schutzbereiches zu ermitteln. Eine entsprechende Funktionalität wurde in die Bewertungssoftware integriert. Die Abfrageergebnisse zeigt Tabelle 35 auszugsweise.

qry_AusfallKosten_Detail			
Schutzabschnitt	AusfWahrsch-gesamt	AusfWahrsch-PE	AusfWahrsch-Oel-Papier
1	0	0	0
2	9,45123463658148E-03	9,45123463658148E-03	0
3	0,802008736533655	0,723575792474942	0,283741227879266
4	0,910075995284607	0,512313077795866	0,815611203374134
5	0,63145290781962	0,452526833958796	0,326821632473139
6	0,43068690645299	0,046474309855151	0,402938904078686
...	...	...	...

Tabelle 35 - Aufteilung der Ausfallwahrscheinlichkeiten im Schutzbereich nach Kabelarten
(Spaltenüberschriften gemäß Bewertungssoftware bzw. Hilfsprogramm)

Es ist zu erkennen, dass die Ausfallwahrscheinlichkeit in Schutzbereich 1 bei 0 % liegt. Dieses Ergebnis resultiert aus der Annahme, dass sowohl für Freileitungen als auch für reine VPE-Kabelstrecken eine Ausfallwahrscheinlichkeit von 0 % angenommen wurde. In Tabelle 35 sind die Wahrscheinlichkeiten zu erkennen, die zur Berechnung der Erwartungswerte der Fehlerbeseitigungskosten verwendet werden. Die Ergebnisse sind in Tabelle 34 exemplarisch dargestellt. Als Kosten wurden die

qry_AusfallKosten_Detail				
Schutzbereich	ausgefallene_NNE	Erwartungs-wert_PE_Rep	Erwartungswert_Oel_Pap_Rep	Erwartungswert Gesamt
1	0,00	0,00	0,00	0,00
2	2,14	34,02	0,00	36,17
3	93,88	2.604,87	1.418,71	4.117,46
4	71,11	1.844,33	4.078,06	5.993,50
5	124,73	1.629,10	1.634,11	3.387,93
6	39,17	167,31	2.014,69	2.221,17
...	...	...	...	...

Tabelle 34 - Erwartungswerte für Kosten einer alterungsbedingten Versorgungsunterbrechung
(Spaltenüberschriften gemäß Bewertungssoftware; alle Werte in [€])

nicht erhaltenen Netzentgelte mit 0,03 €/kWh, die Reparaturkosten für PE-Kabel mit 3.600,00 € (pauschal) und für Öl-Papier-Kabel mit 5.000,00 € (pauschal) zugrunde gelegt. Es wurde von einer durchschnittlichen Dauer der Versorgungsunterbrechung von 40 min ausgegangen. Die Berechnung erfolgt analog zu Abbildung 07. Da diese Annahmen in der Realität schwanken können, wurde eine flexible Eingabe vorgesehen.

Mit den so ermittelten Ergebnissen ist erstmals eine objektive Abschätzung der erwarteten Kosten für alterungsbedingte Ausfälle sowohl bei Ist- als auch bei Ziel-

netzen möglich. Hierzu sind die entsprechenden Zielnetze in die Bewertungssoftware einzulesen.

Basierend auf den in Tabelle 34 gezeigten Erwartungswerten können die jeweiligen Mittelwerte berechnet werden. Damit ist es möglich, die Kosten eines alterungsbedingten Kabelausfalls einfach zu überschlagen, ohne die genaue Zusammensetzung des jeweils ausgefallenen Schutzbereiches im Vorfeld mit der in Abschnitt 5.1 vorgestellten Genauigkeit zu kennen. Die im betrachteten Mittelspannungsnetz durchschnittlich pro Jahr und Schutzbereich zu erwartenden Ausfall- und Reparaturkosten sind in Tabelle 36 dargestellt.

Mittelwert ausgefallene_NNE	Mittelwert Erwartungswert_PE_Rep	Mittelwert Erwartungswert_Oel_Pap_Rep	Mittelwert Erwartungswert_Gesamt
42,71	681,48	1.590,74	2.314,94

Tabelle 36 - Mittelwert der Ausfall- und Reparaturkosten pro Schutzbereich
(Spaltenüberschriften gemäß Bewertungssoftware; alle Werte in [€])

Werden die hier vorgestellten Kosten an die des jeweils betrachteten Verteilnetzbetreibers angepasst, stehen realitätsnahe Kennzahlen zur Verfügung. Gleichzeitig ermöglicht die gewählte Vorgehensweise eine Ermittlung der insgesamt für das Netz innerhalb eines Jahres zu erwartenden Kosten. Hierbei werden die in Tabelle 34 für die einzelnen Schutzbereiche dargestellten Erwartungswerte für die im Mittel pro Jahr erwarteten Kosten summiert. Einen Überblick gibt Tabelle 37.

Summe ausgefallene_NNE	Summe Erwartungswert_PE_Rep	Summe Erwartungswert_Oel_Pap_Rep	Summe Erwartungswert_Gesamt
15.378,30	245.333,28	572.667,59	833.379,18

Tabelle 37 - Gesamterwartungswert der Ausfall- und Reparaturkosten für das betrachtete Netz
(Spaltenüberschriften gemäß Bewertungssoftware; alle Werte in [€])

Setzt man die Summe der Erwartungswerte der Ausfall- und Reparaturkosten für das gesamte Mittelspannungsnetz (Tabelle 37, Spalte 4) in Bezug zum insgesamt zu erwartenden Umsatz (ohne Berücksichtigung von Versorgungsunterbrechungen, siehe Abschnitt 5.6.1) ist festzustellen, dass die erwarteten Kosten durch Ausfälle und Reparaturen lediglich 0,61 % des erwarteten Umsatzes betragen und somit verhältnismäßig klein sind.

Die in der Tabelle 34 dargestellten Kennzahlen können analog den in Abschnitt 5.3.4 gezeigten Kennzahlen direkt zum Identifizieren möglicher Schwachpunkte genutzt werden. Von Interesse sind die Schutzbereiche, bei denen im Falle eines Ausfalles sehr hohe Ausfallkosten (K_A) entstehen. Charakteristisch ist für diese Schutzbereiche die hohe Anzahl potentiell ausfallgefährdeter Kabel.

Eine Übersichtsgraphik, die den Umsatzbeitrag eines Schutzbereiches über der zuzuordnenden Ausfallwahrscheinlichkeit desselben darstellt, würde ähnlich wie Abbildung 55 aussehen und wird daher nicht extra aufgeführt. Dies begründet sich mit der linearen Abhängigkeit der in den Schutzbereichen installierten Bemessungsscheinleistung und der nach Gleichung (18) erwarteten Umsatzbeiträge der jeweiligen Schutzbereiche.

Besteht jedoch die Möglichkeit, sich aufgrund einer detaillierteren Netzdatenbasis von dieser Annahme zu entfernen und anstelle einer linearen Auslastungsannahme für die Ortsnetzstationen abnehmerspezifische Lastgänge zu hinterlegen, ändert sich das zu erwartende Ergebnis und die Genauigkeit der Berechnung erhöht sich. Entsprechende Profile lassen sich in der Bewertungssoftware hinterlegen. Für einen Verteilnetzbetreiber ist weiterhin interessant, wie hoch das Ausfallrisiko für die Schutzbereiche mit hohem Umsatzbeitrag ist und wie es sich auf die im Schutzbereich verlegten Kabelarten verteilt. Diese Information gibt Aufschluss darüber, wie mögliche Investitionen verteilt werden können, um einen optimalen Effekt zu erzielen.

In Abschnitt 5.6.2, Tabelle 37, wurde bereits die maximale Höhe der nach der Simulation zu erwartenden Kosten für Versorgungsunterbrechungen berechnet. Die Systematik der Untersuchung sowie die Zuverlässigkeitsberechnung im Netzwerkverfahren (siehe Tabelle 47, S. 207) bedingt, dass jeder Schutzbereich einen Fehler pro Jahr aufweist. Es bleibt die Frage, wie die zu erwartenden Kosten durch Versorgungsunterbrechungen sinnvoller als bei der Worst-Case-Betrachtung in Abschnitt 5.6.2 ermittelt werden können. Im Folgenden wird diese Frage mit der Berechnung der Kosten beantwortet, die in 95 % der Fälle innerhalb eines Zeitraumes von einem Jahr nicht überschritten werden.[205] Im Ergebnis erhält man eine Risikomaßzahl, die den objektiven Vergleich verschiedener Mittelspannungsnetze, analog dem Konzept des Value At Risk, erlaubt (siehe Abschnitt 2.3.4 auf Seite 26).

Analog zu Abschnitt 5.4.1 und Abschnitt 5.4.3 lassen sich die durch erwartete Versorgungsunterbrechungen resultierenden Kosten mittels Monte-Carlo-Simulation berechnen. Hierzu werden als Eingabeparameter für die Bewertungssoftware die durchschnittlichen Netzentgelte, die mittlere Ausfalldauer des Schutzbereiches sowie die Reparaturkosten für die verschiedenen Kabelarten abgefragt. Die Kosten, bestehend aus den erwarteten Reparaturkosten sowie den nicht erhaltenen Netzentgelten, werden analog Abschnitt 5.6.2 den einzelnen Schutzbereichen zugeordnet. Anschließend erfolgt eine Monte-Carlo-Simulation (vgl. Tabelle 30 Seite 135).

[205] Schira, J., S. 442

Zur Berechnung der Ergebnisse werden die vorgenommenen Simulationen zusammen betrachtet. Die ermittelten Parameter für den Mittelwert μ und die Standardabweichung σ stützen sich somit auf 1.000.000 Simulationen. Es ergibt sich ein Mittelwert $\mu_{1.000.000}$ von 675.333,63 € sowie eine Standardabweichung $\sigma_{1.000.000}$ von 16.949,7502. Auf der Basis dieser Zahlen lassen sich die Kosten ermitteln, deren Wert mit einer gegebenen Wahrscheinlichkeit innerhalb eines Jahres unter Annahme der dargestellten Restriktionen nicht überschritten wird.

Tabelle 38 zeigt die Ergebnisse für eine Wahrscheinlichkeit von 95 % sowie von 99 %. Es ist zu erkennen, dass die Kosten für das betrachtete Mittelspannungsnetz nur geringfügig voneinander abweichen. Mit Blick auf die in der Abfrage „qry_AusfallKosten_Detail" ermittelten Einnahmen durch die Netzentgelte entspricht dies bei Verwendung der 95 % Wahrscheinlichkeit lediglich 0,5 %. Die Kosten durch alterungsbedingte Betriebsmittelausfälle sind demnach verschwindend gering. An dieser Stelle wird explizit auf die vorgenommenen Annahmen bezüglich der angesetzten Kosten verwiesen (siehe Abschnitt 5.6.2). Gleichzeitig wird durch dieses Verhältnis die Bedeutung des Q-Faktors im Rahmen der Qualitätsregulierung unterstrichen. Selbst wenn eine Versorgungsunterbrechung für Verteilnetzbetreiber kaum Kosten verursacht, kann diese für Kunden erhebliche Folgekosten nach sich ziehen.[206]

Wahrscheinlichkeit	mit gegebener Wahrscheinlichkeit nicht überschrittene Höhe der Ausfallkosten (K_A) [€]
95 %	703.213,49
99 %	714.764,65

Tabelle 38 - mit gegebener Wahrscheinlichkeit nicht überschrittene Ausfallkosten (K_A)

Aus diesen Betrachtungen ergibt sich eine Risikomaßzahl, mit der Mittelspannungsnetze bewertet werden können. Änderungen in der Netzstruktur sowie an den vorhandenen Mittelspannungskabeln ziehen eine Korrektur der Risikomaßzahl nach sich. Die Berechnung hat nach jeder Änderung gemäß dem beschriebenen Vorgehen zu erfolgen. Die Ermittlung der Risikomaßzahl ist aufwändig, erlaubt jedoch eine fundierte Abschätzung der durch Alterungsausfälle entstehenden Kosten bei Netzumstrukturierungen und für den Ersatz von Mittelspannungskabeln. Nach dem Start der Qualitätsregulierung in der zweiten Regulierungsperiode ist das Vorgehen entsprechend zu erweitern.

[206] vgl. §§ 18 - 21 ARegV

5.7 Anwendung der Bewertungssoftware in der Investitionsplanung

Nachdem vorhandene Mittelspannungsnetze sowie die Auswirkungen zukünftiger Investitionen modelliert und damit beschrieben werden können, stellt sich die Frage nach der Anwendbarkeit unter den Voraussetzungen der Regulierung. Ein mögliches Vorgehen zur Abschätzung der Vorteilhaftigkeit von Investitionen wurde bereits in Abbildung 08 gezeigt. Die zentralen Fragen bei der Bewertung von Investitionen in Mittelspannungsnetze sind:

1) In welcher Höhe und an welcher Stelle ist zu investieren, um im Mittel eine gegebene Versorgungszuverlässigkeit zu erreichen?
2) Welche Versorgungszuverlässigkeit lässt sich mit den vorhandenen Investitionsmitteln erreichen?

Bei diesen Fragen ist die Tatsache zu beachten, dass eine Investition in ein Mittelspannungsnetz unterschiedlich platziert werden kann. Nicht jeder Schutzbereich, der eine hohe Ausfallwahrscheinlichkeit besitzt, ist unbedingt der Schutzbereich, in den als erstes investiert werden sollte. Im Folgenden werden beispielhaft Einsatzmöglichkeiten der Bewertungssoftware sowie entsprechende Vorgehensweisen zur Beantwortung der genannten Fragen dargestellt.

5.7.1 Investitionsbedarf zur Erreichung einer mittleren Versorgungszuverlässigkeit

Eine der zentralen Fragen im Kontext der Qualitätsregulierung ist die Frage nach dem Erreichen eines bestimmten, durch die Bundesnetzagentur festgelegten Zuverlässigkeitslevels. Voraussetzung ist, dass der aktuelle Zuverlässigkeitslevel des betrachteten Mittelspannungsnetzes und dessen Schwankungsbreite bekannt sind. Der Zuverlässigkeitslevel kann aus den vorhandenen Fehlerstatistikdaten entnommen werden. Wie in den Abschnitten 5.1 bis 5.5 gezeigt, ist die Ermittlung der zukünftigen alterungsbedingten Kabelausfälle mit Hilfe der Bewertungssoftware möglich. Vorteilhaft ist weiterhin, dass die potentiell anfälligen Schutzbereiche mit der Bewertungssoftware direkt identifiziert werden können.

Soll im Rahmen der Netzplanung ein bestimmtes Zuverlässigkeitsniveau erreicht werden, so ist das mit Hilfe der vorgestellten Bewertungssoftware nur iterativ möglich. Ein automatisiertes Vorgehen ist auf Grund der Freiheitsgrade der Netzplanung nicht realisierbar.

Auf die Grundlagen der für die Ermittlung der aktuellen bzw. zukünftigen Versorgungszuverlässigkeit notwendigen Netzdaten ist bereits im Abschnitt 2.6 sowie in der beispielhaften Umsetzung des Abschnitts 5.5 eingegangen worden. Die Netzdaten stellen die Basis zur Ermittlung kritischer Bereiche dar. Abbildung 61 zeigt ein

mögliches Vorgehen zur Abschätzung des Investitionsbedarfs, auf das genauer eingegangen wird. Die Definition, was als kritischer Bereich anzusehen ist, liegt beim Netzplaner. Nachdem die entsprechenden Bereiche definiert sind, erfolgt die Festlegung der auszuführenden Maßnahmen. Hierbei kann es sich um den Ersatz von Kabelstrecken, das Austauschen einzelner Kabelstreckenabschnitte innerhalb einer Kabelstrecke oder aber auch nur um die Verlegung einer Trennstelle handeln. Der Kreativität des Netzplaners sind keine Grenzen gesetzt. Dennoch ist davon auszugehen, dass der Netzplaner bereits in diesem Schritt grob die Kosten der einzelnen Maßnahmen überblicken kann. Für eine Bewertung sind die geplanten Veränderungen innerhalb eines Modell- bzw. Zielnetzes in der Bewertungssoftware zu hinterlegen. Nach erfolgter Bewertung stehen die Ergebnisse analog zu den vorherigen Abschnitten zur Verfügung. Auf dieser Basis wird das erwartete Niveau der Versorgungszuverlässigkeit bestimmt. Sofern das geplante Zuverlässigkeitslevel erreicht wurde, können eine genaue Ermittlung der Kosten, die Festlegung der Maßnahmen sowie die Umsetzung in konkrete Projekte erfolgen. Auch eine Prüfung von Alternativen ist nun möglich. Hierzu wird der beschriebene Vorgang wiederholt. Ergibt sich aus den Bewertungsergebnissen, dass das definierte Zuverlässigkeitslevel nicht erreicht oder unnötig überschritten wurde, ist ein weiterer Durchgang des in Abbildung 61 dargestellten Schemas mit entsprechend geänderten Maßnahmen erforderlich.

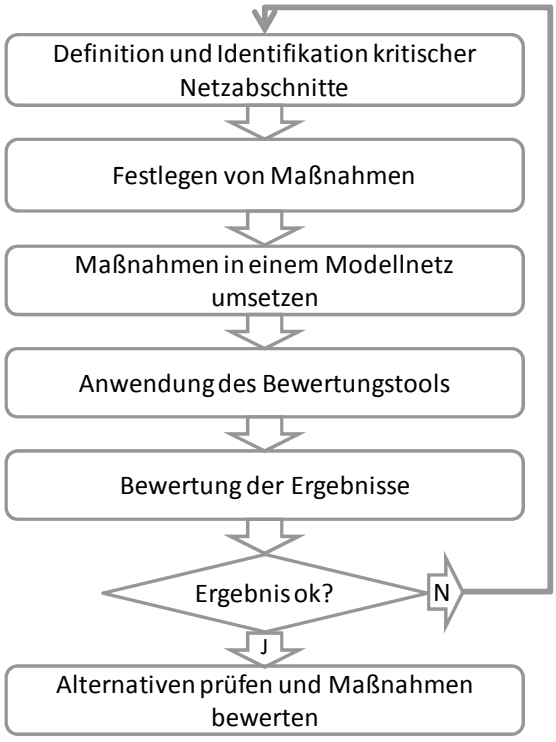


Abbildung 61 - Vorgehensschema zur Abschätzung des Investitionsbedarfs

Auf diesem Wege kann der Investitionsbedarf zur Erreichung einer bestimmten Versorgungszuverlässigkeit ermittelt werden. Weiterhin ist ein Variantenvergleich möglich. Dieser ist, mit Blick auf die Vielzahl der netzplanerischen Freiheiten, als Entscheidungshilfe zwischen Investitionsalternativen ebenfalls von Bedeutung. Das gilt auch für die objektive Nachvollziehbarkeit der Investitionsentscheidung, die erstmals eine fundierte Argumentation der ermittelten Maßnahmen erlaubt.

5.7.2 Bei gegebenem Investitionsbudget resultierende Versorgungszuverlässigkeit

Ergänzend zur Ermittlung des Investitionsbudgets, das zum Erreichen einer gegebenen Versorgungszuverlässigkeit benötigt wird, unterstützt die entwickelte Bewertungssoftware die Ermittlung der sich bei einem gegebenen Investitionsvolumen einstellenden Versorgungszuverlässigkeit.

Auch hierbei ist neben der Bewertungssoftware die Erfahrung des jeweiligen Netzplaners maßgeblich. Es wird davon ausgegangen, dass dieser einen Überblick über die Kosten für mögliche Einzelmaßnahmen hat. Entsprechend besteht die Möglichkeit, anhand der in Abschnitt 2.6 dargestellten Kennwerte, kritische Abschnitte zu bestimmen bzw. zu definieren. Analog zu Abbildung 61 können den ausgewählten Abschnitten Maßnahmen zugeordnet werden. Mit Hilfe der Bewertungssoftware ist eine objektive Bewertung der Maßnahmen möglich. Auf diese Art und Weise lassen sich analog Abschnitt 5.7.1 in unterschiedlichen Szenarien verschiedene Investitionsalternativen objektiv mit-einander vergleichen. Somit ist auch in diesem Fall eine fundierte Argumentation über den Nutzen der geplanten Maßnahmen im Sinne der Erhöhung der Versorgungszuverlässigkeit möglich.

5.8 Nutzung der Bewertungssoftware zur Netzdatenprüfung

Neben den vorgestellten Maßnahmen eignet sich die entwickelte Bewertungssoftware ergänzend zur Prüfung der vorhandenen Netzdaten. Mit Blick auf den Umfang der im Geoinformations-, Betriebsmittelinformations- sowie im SAP-System gespeicherten Netzdaten ist auch in Zukunft von Fehlern bzw. falschen Einträgen auszugehen. Kann im Rahmen der Eingabe durch auszufüllende Pflichtfelder noch sichergestellt werden, dass ein Eintrag erfolgt, ist die Richtigkeit des jeweiligen Eintrages nur noch bedingt automatisiert prüfbar. Aber selbst die Vergabe von Pflichtfeldern ist nur begrenzt möglich. Als Beispiel sei an dieser Stelle der Vermerk über eine gesetzte Trennstelle genannt. Mit der entwickelten Bewertungssoftware ist im Rahmen der Auswertung eine Datenqualitätsprüfung möglich. Indikatoren für fehlerhafte bzw. fehlende Betriebsmitteldaten sind die im Schutzbereich installierte Bemessungsscheinleistung sowie die Länge des Schutzbereiches. Beide Parameter sind anhand der Ergebnisse zu erkennen. Ergänzend können sich widersprechende Inbetriebnahmedaten von Ortsnetzstationen und den zugehörigen Verlegejahren von Kabeln bzw. Baujahren von Freileitungen, die zu den Ortsnetzstationen führen, ein Indikator sein.

Im Rahmen der vorgenommenen Netzbewertung war die häufigste Fehlerquelle das versäumte Eintragen von Trennstellen. Sehr große Schutzbereiche sowie die darin installierten Bemessungsscheinleistungen gaben in der Regel bereits einen gu-

ten Anhaltspunkt. Ein weiterhin oft beobachteter Fehler ist die fehlende Information über (Ortsnetz)Stationen, die mit Schutzfunktion ausgestattet sind bzw. über MS/MS-UW's. Auch in diesem Fall ist eine Vergrößerung der Schutzbereiche über das allgemein übliche Maß hinaus zu beobachten. Indikatoren für die Größe von Schutzbereichen sind die Übertragungskapazität der Kabel, die Spannungshaltung und die installierte Bemessungsscheinleistung.

In Einzelfällen konnten auch falsch eingegebene Kabellängenangaben identifiziert werden. Selbst die bereits in Abschnitt 4.4.9 angesprochene Plausibilitätsprüfung der Kabelverlegejahre mit der Kabelart trägt zur Identifikation falscher Einträge bei. Eine entsprechende Prüfung erfolgt automatisiert innerhalb der Betriebsmitteldatenaufnahme. Gleiches gilt für eine Prüfung auf Doppelungen der Identifikationsnummern bei Kabeln, wie sie durch Einschleifen von Ortsnetzstationen entstehen kann.

Mit Blick auf diese möglichen Fehlerquellen leistet die entwickelte Bewertungssoftware einen erheblichen Beitrag zur Qualitätsprüfung und Verbesserung der Netzdatenbasis beim Verteilnetzbetreiber.

5.9 Beurteilung des Vorgehensschemas und der Umsetzung

Die in den Abschnitten 5.1 bis 5.7 dargestellten Kriterien können mittels der entwickelten Bewertungssoftware einfach und transparent für Bewertungen von Mittelspannungsnetzen herangezogen werden. Es ist jedoch offensichtlich, dass nicht jedes der betrachteten Kriterien universell einsetzbar ist. Eine gezielte Auswahl einzelner bzw. die Kombination verschiedener Kriterien ist, abhängig von der jeweiligen Zielstellung, sinnvoll. Grundsätzlich hängt die Verwendung der einzelnen Kriterien von den Zielstellungen der Netzplanung ab.

Dies gilt vor allem für die in Abschnitt 5.3 dargestellten Bewertungskriterien, da hier speziell auf die in den Schutzbereichen verlegten Mittelspannungskabel eingegangen wird. Für die Planung eines kontinuierlichen Ersatzes betriebsgealterter Mittelspannungskabel sind die vorgestellten Kriterien sinnvoll. Auch bei Fragen zu einer gewollten Altersstruktur und vor allem mit Blick auf einen möglichen planmäßigen Ersatz bestimmter Kabeltypen ist besonderes Augenmerk auf diese Bewertungskriterien zu legen. Beispiele hierfür können der gezielte Ersatz von PE-Kabeln, aber auch von Öl-Papier-Kabelstreckenabschnitten sein, die zwischen PE- oder VPE-Kabelstreckenabschnitten liegen. Weiterführende Abfragen, wie beispielsweise die Ermittlung der Schutzbereiche mit den ältesten Kabeln einer Kabelart, sind möglich und gehören ebenfalls in die in Abschnitt 5.3 vorgenommene Auswertung der Schutzbereichszusammensetzung. Die ergänzend dargestellten

nicht schaltbaren Bereiche, die zum Beispiel durch den Einsatz von T-Muffen bzw. T-Verteilungen entstehen, erlauben zusätzlich Rückschlüsse auf die zu erwartenden Kosten von Versorgungsunterbrechungen. Auch wenn in Abbildung 42 lediglich auf die installierte Bemessungsscheinleistung eingegangen wird, sind ebenfalls Abfragen realisierbar, bei denen auf die verwendete Leitungsart referenziert wird. Ansatzweise zeigt das Abbildung 43. Hier erfolgt jedoch lediglich eine Unterscheidung in Freileitung und Kabel. Speziell die an einer T-Muffe angeschlossenen Kabelarten können von großem Interesse für den Verteilnetzbetreiber sein, da ein Fehler an diesen Stellen besondere Auswirkungen hat.

Zusammenfassend ist zu bemerken, dass die Betrachtung der Schutzbereichszusammensetzung grundlegende und sinnvolle Kennzahlen für die Bewertung von Mittelspannungsnetzen und zur Identifikation möglicher Investitionsalternativen ergibt.

Weitere Kriterien beziehen sich vorrangig auf die im Schutzbereich installierten Ortsnetzstationen sowie deren Bemessungsscheinleistung. Dies hat mit Blick auf eine möglichst gleichmäßige Verteilung der Ortsnetzstationen sowie der zu übertragenden Leistung auf die Schutzbereiche eine besondere Bedeutung. Gleichzeitig ist eine Identifikation von Schutzbereichen mit hoher installierter Leistung möglich. Informationen hierüber sind von Bedeutung, weil in diesen Schutzbereichen im Fehlerfall besonders viel Bemessungsscheinleistung ausfällt und damit hohe Kosten verursacht werden. In Abhängigkeit von der Sternpunktbehandlung schlägt sich das direkt in den Kennzahlen für die Bundesnetzagentur und somit im zu erwartenden Q-Faktor nieder.[207] Wenn eine Zuordnung der Anzahl der Kundenanschlüsse pro Ortsnetzstation möglich ist, ist die Bestimmung der Anzahl der durch einen Schutzbereich versorgten Kunden ebenfalls möglich. Eine besondere Bedeutung haben diese Kriterien zur Abschätzung der Wichtigkeit der einzelnen Schutzbereiche.

Somit steht mit der Bewertungssoftware ein Werkzeug zur umfassenden Beurteilung der im Fehlerfall ausfallenden Leistungen bzw. der Anzahl der nichtversorgten Kunden zur Verfügung.

Hervorzuheben sind an dieser Stelle weiterhin die Betrachtung der Schutzbereiche mit (Ortsnetz)Stationen, die mit Schutzfunktionalität ausgerüstet sind sowie die Möglichkeit der differenzierten Betrachtung dieser Bereiche. Von Interesse sind diese Schutzbereiche für Verteilnetzbetreiber deshalb, weil in ihnen üblicherweise

[207] vgl. § 19 ARegV

Kunden angeschlossen sind, die besondere Anforderungen an die Versorgungszuverlässigkeit stellen. Eine Versorgungsunterbrechung würde zusätzliche Kosten nach sich ziehen. In Summe ergibt sich aus diesen Betrachtungsweisen ein guter Überblick über das zu bewertende Mittelspannungsnetz.

Die nach Abschnitt 5.5 ermittelbaren Kennzahlen erlauben weitere Betrachtungen der vorhandenen Schutzbereiche. Hier besteht auf Basis durchschnittlicher Unterbrechungsdauern und der Annahme einer Unterbrechung pro Schutzbereich und Jahr die Möglichkeit Schutzbereiche zu identifizieren, die einen besonderen Beitrag zur Zuverlässigkeit des Netzes leisten. Mit Blick auf die Kennzahlen, die durch die Bundesnetzagentur abgefragt werden, ist diese Art der Betrachtung für jedes Mittelspannungsnetz von Bedeutung.[208]

In Abschnitt 5.3.3 ist auf Basis der in Abschnitt 4.2 vorgestellten Netzaufnahme sowie unter Anwendung der in Abschnitt 4.4.7 entwickelten statistischen Kennzahlen die Ausfallwahrscheinlichkeit der jeweiligen Schutzbereiche ermittelt worden (Abbildung 53). Somit lassen sich auf Basis der vorhandenen Betriebsmitteldaten und der Ausfallraten $\lambda_i(t)$ kritische Schutzbereiche identifizieren.

Bereits diese Betrachtungen sind für Verteilnetzbetreiber von großer Bedeutung, da erstmals eine Abschätzung der Ausfallwahrscheinlichkeit sowohl auf Kabelstrecken- als auch auf Schutzbereichsebene möglich ist.

Ein aufgrund der Ausfallwahrscheinlichkeit als kritisch eingestufter Schutzbereich spielt für den Verteilnetzbetreiber mitunter nur eine untergeordnete Rolle. Werden die in Abschnitt 5.3 vorgestellten Kriterien einbezogen, ergibt sich eine ganzheitliche Bewertung. Damit wird es dem Verteilnetzbetreiber möglich, Ausfallwahrscheinlichkeiten und gleichzeitig die Bedeutung der jeweiligen Schutzbereiche, z.B. anhand der installierten Bemessungsscheinleistung, zu ermitteln. Alternativ ist auch eine Betrachtung der versorgten Kunden möglich.

In Abbildung 55 werden diesbezüglich erstmalig reale Zahlen sowie direkt zuordenbare Schutzbereiche objektiv hinterlegt.

Anzumerken ist an dieser Stelle, dass sowohl die ermittelten Verteilungsparameter in Abschnitt 4.4.7 als auch die Ergebnisse in den Abschnitten 5.1 bis 5.6 direkt von der Qualität der Netzdaten abhängig sind. Das Ergebnis ist entsprechend kritisch an den Netzdaten zu spiegeln. Ist die erforderliche Qualität gegeben, steht Verteilnetzbetreibern mit der vorliegenden Bewertungssoftware ein Werkzeug zur

[208] BNetzA [3], S. 4 ff

umfangreichen Bewertung des vorhandenen sowie zukünftiger Mittelspannungsnetze zur Verfügung. Investitionsalternativen aber auch Netzstrukturänderungen können objektiv betrachtet und die sich ergebenden Konsequenzen im Voraus bewertet werden.

Da nach § 18 EnWG eine Anschlusspflicht besteht, werden, wie in Abschnitt 2.3.1 dargestellt, nur Muss-Investitionen betrachtet, die nicht zwingend betriebswirtschaftlich vorteilhaft sind und somit einen Mehrwert für den Verteilnetzbetreiber generieren. Hierbei wird nach § 1 EnWG die günstigste der realisierbaren Varianten gewählt.

6 Abschließende Betrachtungen

In diesem Abschnitt wird noch einmal ein Überblick über das Vorgehensschema, die entwickelte Bewertungssoftware sowie die Resultate gegeben. Ergänzend wird auf die vorausgesetzten Prämissen eingegangen. Weiterhin erfolgt eine Diskussion bezüglich der Übertragbarkeit auf andere Netzebenen sowie eine Darstellung weiterführender Fragestellungen.

6.1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Zusammenfassend ist festzustellen, dass mit der entwickelten Bewertungssoftware ein Werkzeug geschaffen wurde, das für den Einsatz im Rahmen der Netzplanung eine Vielzahl von Kennzahlen zur Bewertung von Mittelspannungsnetzen generieren kann. Diese sind an den gesetzten Zielstellungen und Anforderungen zu reflektieren. Hierzu gehören im Rahmen der Entwicklung eines Werkzeuges zur Erreichung der Vorgaben gemäß § 1 EnWG nach Abschnitt 1.2:

- Identifikation kritischer Mittellspannungskabel und Schutzbereiche
- Abschätzbarkeit notwendiger Investitionen zum Erreichen einer bestimmten Versorgungszuverlässigkeit, die innerhalb eines Korridors nicht über- oder unterschritten wird
- Abschätzbarkeit der resultierenden Versorgungszuverlässigkeit bei gegebenen Investitionen
- Entwicklung eines transparenten Vorgehens als Argumentationsgrundlage

Diese Anforderungen waren innerhalb einer praktisch anwendbaren Bewertungssoftware zu implementieren.

Das Erreichen einer sicheren, preisgünstigen, verbraucherfreundlichen, effizienten und umwelverträglichen leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität beinhaltet nicht nur die hier betrachteten Mittelspannungsnetze.[209] Dennoch wird durch erreichen der weiteren Ziele ein zentraler Beitrag hierzu geleistet. So lassen sich die Ergebnisse der bisherigen Netzplanung mittels der entwickelten Bewertungssoftware objektivieren bzw. deren Auswirkungen objektiv bewerten. Gleiches gilt für die Zielnetzplanung, deren Ergebnis ein Beitrag zur Erreichung der in § 1 EnWG definierten Ziele darstellt.

Auf Basis der aufgenommenen Netzdaten konnten erstmals für verschiedene Kabelarten (siehe Tabelle 12) altersklassenspezifische Parameter der Ausfallwahrscheinlichkeitsfunktion ermittelt werden.[210] Diese bilden die Grundlage der Be-

[209] Vgl. § 1 EnWG

[210] Hetzel, S., Schufft, W., [6] (siehe auch Poster)

trachtung. Der vorgenommene Vergleich verschiedener Verteilungsfunktionen zeigte für die untersuchten Kabel, dass die Wahl der zugrunde gelegten Verteilungsfunktion im relevanten Zeitbereich zweitrangig ist (siehe Tabelle 13, Tabelle 14 sowie Abbildung 33).[211, 212]

Basierend auf den verfügbaren Betriebsmittel- und Topologiedaten lassen sich die im Netz vorhandenen Freileitungen und Kabel sowie deren genaue Zusammensetzung innerhalb der Schutzbereiche ermitteln. Eine Betrachtung nicht schaltbarer Bereiche ist ebenfalls möglich (siehe Abbildung 42).

Im Rahmen der Schutzbereichsbetrachtung ist ergänzend eine Differenzierung verschiedener Konfigurationen, speziell in Schutzbereiche mit und ohne Stationen mit Schutzfunktion möglich. Entsprechend den Fehlereintrittsszenarien kann ein Vergleich der Ergebnisse erfolgen. Da die Betrachtung schutzbereichsgenau erfolgt, sind diese Kennzahlen für die Netzplanung von großem Interesse. Somit können kritische Kabelarten und resultierend daraus entsprechende Schutzbereiche identifiziert werden.

Weiterhin kann den Schutzbereichen die in den vorhandenen Ortsnetzstationen installierte Bemessungsscheinleistung zugeordnet werden. Gleiches gilt für die Lastprofile der Ortsnetzstationen. Dies ist für die Abschätzung der Kosten von Versorgungsunterbrechungen von Bedeutung. Zusätzlich besteht die Möglichkeit, mit Hilfe der Bewertungssoftware schutzbereichsbezogen die zu erwartenden Zuverlässigkeitskennzahlen zu berechnen. Dies gilt, wie in Abschnitt 5.3 gezeigt, für den SAIDI sowie den SAIFI.

Diese Betrachtungen ergeben die in Abbildung 55 und in differenzierter Form in Abbildung 56 dargestellte Ausfallwahrscheinlichkeits-Leistungs-Matrix. In Abbildung 56, die erstmals auf Basis realer Mittelspannungsnetze entwickelt wurde, sind sofort die Wichtigkeit sowie die Ausfallwahrscheinlichkeit der einzelnen Schutzbereiche zu erkennen. Entsprechend stellt sie ein Übersichtsinstrument dar, mit dessen Hilfe eine Segmentierung der Schutzbereiche nach vorstehenden Kriterien vorgenommen werden kann. Gleichzeitig ist eine Visualisierung erreichter Verbesserungen im Ist-Mittelspannungsnetz möglich.

Die Ausfallwahrscheinlichkeits-Leistungs-Matrix ist, wenn eine Zuordnung der erwarteten Ausfallkosten (K_A) vorgenommen wird (siehe analog Abschnitt 2.3.2 sowie 5.6.2) eines der zentralen Hilfsmittel zur Abschätzung der zukünftig erwarteten

[211] Hetzel, S., Schufft, W., [7] (siehe Poster für PE-Kabel und Abbildung)
[212] Anlage 1 (zu § 6 Abs. 5 Satz 1) StromNEV

Versorgungszuverlässigkeit. Gleichzeitig stellt die Ausfallwahrscheinlichkeits-Leistungs-Matrix eines vorhandenen Netzes den Ansatzpunkt zur Ermittlung der Kosten dar, die entstehen, wenn ein bestimmtes Zuverlässigkeitsniveau erreicht werden soll.

Ausgehend von der Annahme, dass ein Schutzbereich im Verlauf eines Jahres nur mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit, maximal jedoch nur einmal im Jahr, ausfällt, konnte auf Basis einer Monte-Carlo-Simulation die Verteilungsfunktion für die im Zeitraum eines Jahres erwarteten altersbedingten Ausfälle im betrachteten Mittelspannungsnetz ermittelt werden. Ein Vergleich mit den zugrunde liegenden Beobachtungen im betrachteten Mittelspannungsnetz (siehe Abbildung 58) konnte weiterhin zeigen, dass die Ergebnisse der Bewertungssoftware größtenteils auf der statistisch sicheren Seite sind. Demnach können die Ergebnisse auf reale Mittelspannungsnetze angewendet werden.

Dies ist vor allem für die weiterhin vorgenommene finanzielle Betrachtung von Bedeutung. Basierend auf der jeweiligen Zusammensetzung des betrachteten Schutzbereiches können für jeden Schutzbereich innerhalb eines Netzes abhängig von den vorhandenen Kabelarten die erwarteten Reparaturkosten ermittelt werden. Überschlägig ist weiterhin das im Fehlerfall nicht erhaltene Netzentgelt berechenbar. In Summe ergibt dies die Ausfallkosten (K_A), die bei einem standardisierten Ausfall mit einer vom Benutzer der Bewertungssoftware anzugebenden durchschnittlichen Zeit zur Wiederversorgung entstehen. Durch die Zuordnung der schutzbereichsspezifischen Ausfallkosten (K_A) zu der im Rahmen der Monte-Carlo-Simulation ermittelten Anzahl erwarteter Ausfälle, wird erstmals eine Abschätzung der erwarteten Ausfallkosten (K_A) ermöglicht.

Im Ergebnis wurde eine Bewertungssoftware geschaffen, die eine umfassende Bewertung der innerhalb eines Mittelspannungsnetzes vorhandenen Kabel, speziell PE- sowie Öl-Papier-Kabel, erlaubt. Dabei ist die Nutzung als Bestandteil der operativen Netzplanung explizit möglich.

6.2 Übertragbarkeit des Ansatzes

Die vorliegende Bewertungssoftware wurde zur Identifikation von Investitionen in Mittelspannungsnetzen entwickelt. Mit Blick auf andere Netzebenen stellt sich die Frage der Übertragbarkeit des Ansatzes. Hier ist zuerst die Notwendigkeit der Übertragbarkeit in Frage zu stellen. Da die Übertragungsnetze große Bedeutung haben, erfolgt hier ein großflächiges Monitoring. Der Zustand der Betriebsmittel ist jederzeit bekannt. Ergänzend ist der Anteil der Kabel als Betriebsmittel, das nicht direkt in Augenschein genommen werden kann, in dieser Spannungsebene gering.

Grundsätzlich ist das entwickelte Bewertungswerkzeug in der Lage, die vermaschte Struktur dieser Netze abzubilden.

Anders ist die Situation in der Niederspannung. Hier sind, je nach Ausbau, sowohl Strahl-, Ring- als auch Maschennetze sowie, abhängig von den jeweiligen Gegebenheiten, auch weitere Netzformen zu finden.[213] Grundsätzlich ist mit einer guten, wenn auch nicht ganz so ausführlichen Netzdatenbasis wie im Bereich der Übertragungsnetze zu rechnen. Mit Blick auf die Berichtspflichten der Netzbetreiber ist jedoch von einem Minimum an Netzdaten auszugehen.[214] Ein Zustandsmonitoring gibt es nicht. Der Anteil der Kabel als Betriebsmittel, die nicht direkt in Augenschein genommen werden können, ist hoch bis sehr hoch. Prinzipiell ist die gewählte Vorgehensweise übertragbar. Gegen eine Anwendung der Bewertungssoftware sprechen vor allem die verhältnismäßig großzügigen Isolierungen der verlegten Kabel. Diese richten sich in Niederspannung vorrangig nach mechanischen Notwendigkeiten und sind im elektrischen Maßstab mehr als ausreichend dimensioniert. Alterungsausfälle werden daher kaum beobachtet. Ergänzend ist die Anzahl der von einem Ausfall betroffenen Kunden relativ gering. Im Ergebnis ist eine Identifikation von Schwachstellen innerhalb der Niederspannung aktuell nur von untergeordneter Bedeutung. Grundsätzlich kann die Bewertungssoftware aber auch hier eingesetzt werden. Voraussetzung ist, wie auch in den anderen Spannungsebenen, das Vorhandensein ausreichend genauer Netzdaten.

6.3 Kritische Würdigung

Innerhalb der Modellierung eines Systems ist darauf zu achten, dass die Realität in ausreichendem Maße widergespiegelt wird. Die Anforderungen an ein Modell teilen sich an dieser Stelle. Der genannten Modellgenauigkeit stehen die Komplexität des Modells sowie die Reaktion bei Parameteränderungen gegenüber.[215] Im Besonderen soll auf die Annahmen des vorgestellten Vorgehensschemas und auf die kritischen Punkte eingegangen werden.

Eine Schlüsselrolle haben neben der Netzdatenaufnahme und –plausibilisierung die Ermittlung der Ausfallwahrscheinlichkeiten sowie die zugrunde liegenden Fehlerstatistikdaten. Es ist zu bemerken, dass im betrachteten Mittelspannungsnetz lediglich für die Jahre von 1997 bis 2006 ausreichend detaillierte Fehlerstatistikdaten zur Verfügung standen. Wie in Abschnitt 4.4.3 gezeigt, stehen aktuell keine mit dem Tage der Verlegung beginnende und einzelnen Mittelspannungskabeln zuordenbare Fehlerstatistikdaten zur Verfügung. Alterungsbedingte Ausfälle, die vor dem Start

[213] Kloeppel, F. W., S. 220 ff

[214] vgl. § 52 EnWG; § 63 EnWG i.V.m. BNetzA [1], Monitoringbericht; §27 StromNEV; § 21 und §§ 27 – 33 ARegV

[215] Krallmann, H., S. 70.ff

der Dokumentation aufgetreten sind, wurden somit nicht berücksichtigt. Auf die daraus resultierenden Auswirkungen wurde im Abschnitt 4.4.10 eingegangen.

Ein weiterer, direkt mit der Verwendung der Fehlerstatistikdaten in Zusammenhang stehender, kritischer Punkt ist die Tatsache, dass nur bereits aufgetretene alterungsbedingte Ausfälle betrachtet werden. Für die Ermittlung und Prüfung der Verteilungsparameter der jeweiligen Kabelart und der zugehörigen Altersklasse ist eine Mindestzahl von Ausfällen notwendig (vgl. Abschnitt 4.4.5, S. 89). Mit Blick auf die Zeiträume, innerhalb der die einzelnen Kabeltypen hergestellt und verlegt wurden, ist erkennbar, dass hier einzelne Kabeltypen bzw. sogar Herstellungschargen nicht berücksichtigt werden können. Es erfolgt lediglich ein Vergleich mit Kabeln der gleichen Art, die im besten Fall vom gleichen Kabeltyp sind. Von der Herstellungstechnologie sowie der im Rahmen der Herstellung verwendeten Materialien sind die Kabel nur bedingt vergleichbar (vgl. Abschnitt 4.2.3). Dies stellt einen beträchtlichen Unsicherheitsfaktor dar und ist für die Bewertung zukünftiger Netze als kritisch anzusehen.

Auch die Übertragbarkeit der sich für das aktuelle Fehlergeschehen ergebenden Ausfallwahrscheinlichkeiten auf zukünftige Kabeltypen ist nicht zwingend gegeben. Demgegenüber stehen die Ersatzraten, die so ausfallen, dass die einzelnen Kabelarten nur über längere Zeiträume komplett ersetzt werden und somit nicht mehr im Netz vorhanden sind. Für die Bewertung bestehender Netze ist dies nicht kritisch zu sehen, da zum Zeitpunkt der Bewertung von den jeweils zur Ableitung der Ausfallwahrscheinlichkeit herangezogenen Mittelspannungskabeln noch der größte Teil im Netz ist. Weiterhin sind Informationen über Ereignisse, welche die Lebensdauer der betrachteten Kabel beeinträchtigt haben können, nicht verfügbar. Eine Berücksichtigung solcher Einflüsse, beispielsweise eine temporäre Überlastung, ist daher nicht möglich. Es sei an dieser Stelle auch auf die relativ grobe Zusammenstellung der Kabelarten hingewiesen. Entsprechend stellen die ermittelten Ausfallwahrscheinlichkeiten lediglich ein Mittel innerhalb der jeweils betrachteten Kabelart sowie der Altersklasse dar. In diesem Bereich ist, in Verbindung mit einer umfassenden Netzdatenaufnahme, noch viel Verbesserungspotential vorhanden. Ergänzend ist die Freiheit der Netzplaner zu nennen, die, bezogen auf Abschnitt 5.2.1, Investitionen nicht nur auf den möglichen Ersatz der jeweils ältesten Kabel verwenden können. In der Realität steht hier eine Vielzahl zusätzlicher Optionen zur Verfügung. Unkritisch ist die Qualität der Netzabbildung. Diese steht in direktem Zusammenhang mit den verfügbaren Netzdaten. Bei Fehlern oder Unplausibilitäten innerhalb der Netzdaten würde die Bewertungssoftware nicht funktionieren, so dass davon ausgegangen wird, dass die Netzdaten nach der Datenprüfung und -

plausibilisierung (siehe Abschnitt 4.2) vollständig und weitestgehend fehlerfrei vorlagen.

Die vorgenommene Schätzung von Betriebsmitteldaten (Abschnitt 4.2.3) stellt eine weitere Quelle von Ungenauigkeiten dar. Für den Bereich der Mittelspannung und auch in der Niederspannung wird die vollständige Übertragung der Netzdaten in elektronische Systeme noch einige Zeit in Anspruch nehmen. Im Laufe der kommenden Jahre ist jedoch zu erwarten, dass sich die zur Verfügung stehende Netzdatenbasis bessert.

Abschließend ist die Schätzung der mittleren Netzentgelte sowie der ermittelten Ausfallkosten (K_A) ein weiterer Faktor, der die Aussagekraft der Ergebnisse beeinflusst. Das Vorgehen in Abschnitt 5.6 basiert sowohl bei den Netzentgelten als auch bei den Reparaturkosten auf Schätzwerten. Die Dauer der Versorgungsunterbrechung wurde mit 40 min anhand von Erfahrungswerten gewählt.[216] Die Verwendung dieser Werte lässt sich somit begründen. Für eine Ermittlung der tatsächlich innerhalb des Schutzbereiches realisierbaren Netzentgelte ist die genaue Kenntnis der zugehörigen Kundenstruktur notwendig. Dies ergibt sich aus den bereits in Abschnitt 5.2.1 dargestellten unterschiedlichen Netzentgelten für die Netznutzung in der Mittelspannung sowie den Netzentgelten in der Niederspannung. Die Berechnung der pro Schutzbereich realisierten Netzentgelte kann auf Basis von Lastprofilen erfolgen. Dies ist technisch möglich und kann auch in der vorliegenden Bewertungssoftware nachgepflegt werden. Bei der Entwicklung der Bewertungssoftware standen die notwendigen Netzdaten nur bedingt zur Verfügung, so dass hier lediglich die Möglichkeit einer Integration vorgesehen wurde.

Nicht beachtet wurde weiterhin der Fakt, dass ein Teil der im Fall einer Versorgungsunterbrechung nicht gelieferten Energie nachgeholt werden kann. So ist es einem Letztverbraucher durchaus möglich, den Geschirrspüler oder die Waschmaschine nach Beendigung der Versorgungsunterbrechung anzustellen. Auch Unternehmen werden versorgungsunterbrechungsbedingte Produktionsausfälle aufholen. Entsprechend fließt ein bisher nicht ermittelbarer Teil der Netzentgelte, die als ausgefallen angesehen werden, dem Verteilnetzbetreiber nachträglich zu.

Wie bereits dargestellt, ermöglicht die Bewertungssoftware eine variable Eingabe der erwarteten Dauer der Versorgungsunterbrechung. Dies entspricht der Zeit bis zur ersten Schalthandlung, durch welche die Versorgung wieder hergestellt wird. Diese Zeit variiert jedoch abhängig vom Aufbau der einzelnen Schutzbereiche so-

[216] Hiller, Th., S. 86

wie von den vorhandenen Gegebenheiten.[217] Sinnvoll wäre eine strukturklassenspezifische Zeitannahme. Auch hier spiegelt sich die Qualität der vorhandenen Netzdaten wider, nach der es nicht möglich war, die Schutzbereiche in Strukturklassen einzuordnen. In der Bewertungssoftware ist allerdings die Möglichkeit vorgesehen, diese Zuordnung nachzupflegen.

Zuletzt sind auch die Aussagen über die Reparaturkosten nur qualifizierte Schätzwerte. Sie werden von den Verteilnetzbetreibern mit Dienstleistern verhandelt. So können sich, je nach Strukturklasse, geologischen Gegebenheiten und Größe des Verteilnetzbetreibers aber auch des Dienstleisters, unterschiedliche Kosten ergeben. Diese Kosten bleiben üblicherweise innerhalb eines Jahres konstant. Auch hier können Verteilnetzbetreiber, die die Bewertungssoftware einsetzen, die Genauigkeit der Ergebnisse durch Verwendung eigener Kennzahlen erhöhen. In diesem Sinne sind die Netzdaten des Verteilnetzbetreibers die zentrale Determinante der Genauigkeit des Ergebnisses.

Abschließend ist festzustellen, dass das vorgestellte Vorgehensmschema eine Reihe von kritisch zu bewertenden Annahmen enthält. Diese werden jedoch auf der Basis einer kontinuierlichen Verbesserung der beim Verteilnetzbetreiber vorhandenen Netzdatenbasis sowie dem Wissen des Verteilnetzbetreibers und durch realistische, aus der Praxis gewonnene Erkenntnisse minimiert. Dass die entwickelte Bewertungssoftware hierbei bereits unter Annahmen, die z.T. auf der Basis von Hochrechnungen getroffen wurden (siehe Abschnitt 4.2.3), gute Ergebnisse erzielt, ist vor allem in Abschnitt 5.4.4 dargestellt worden und ermutigt zur weiteren Bearbeitung des Themengebietes.

Zusammenfassed lässt sich feststellen, dass das Vorgehensschema in Verbindung mit der angewandten Methodik zur Vorgehensweise und zur Implementierung praktisch anwendbar ist und insbesondere bei einer ständig verbesserten Netzdatenbasis eine Alternative zur Identifikation von Investitionsoptionen für Netzbetreiber und hier insbesondere für Verteilnetzbetreiber darstellt.

6.4 Weiterführende Fragestellungen

Die Entwicklung des Vorgehensschemas und der Bewertungssoftware ist als Beitrag zu einer systematischen Entscheidungsunterstützung für die Netzplanung zu verstehen. Die Arbeit der Netzplaner beinhaltet eine Vielzahl von Freiheiten, deren Ergebnis in Form von Zielnetzen mit der Bewertungssoftware objektiviert dargestellt, bewertet und verglichen werden kann. Gleichzeitig kann die entwickelte Be-

[217] Hiller, Th., S. 86 f

wertungssoftware die Auswirkungen möglicher Investitionsalternativen visualisieren. Eine weitere Entscheidungsunterstützung für die Netzplanung kann so aussehen, dass sie sich an den vorhandenen Freiheiten des Netzplaners, die in Abschnitt 2.5 vorgestellt wurde orientiert. Die Wahl der vorgestellten Entscheidungsmöglichkeiten, die keinen Anspruch auf Vollständigkeit erhebt, kann mit entscheidungsunterstützenden Verfahren vereinfacht bzw. objektiviert werden. Hierzu ist eine Festlegung der kritischen Bereiche notwendig. Des Weiteren sind die möglichen Maßnahmen zu prüfen und zu bewerten. Dies bedarf, besonders im Falle von Neutrassierung oder auch des Rückbaus, umfassender Informationen. Entsprechend ist ein solches Werkzeug als hoch komplex anzusehen.

Ergänzend kann eine konsequente Auswertung der Versorgungsunterbrechungen innerhalb eines Mittelspannungsnetzes sowie die netzübergreifende Ausfallanalyse dargestellt werden. Gemäß dem Grundsatz, dass für eine Analyse eine möglichst große Zahl von relevanten Informationen zur Verfügung stehen sollte, ist hier eine netzübergreifende Auswertung wünschenswert. Auf dieser Basis können die entwickelten Verteilungsfunktionen weiter verfeinert und die gebildeten Gruppen von Kabelarten und Altersklassen weiter differenziert werden. Auch Alternativen, wie die Identifikation des Knickmomentes der Badewannenkurve, der den Anstieg der alterungsbedingten Ausfälle markiert, sowie der Einsatz entsprechender neuer statistischer Methoden ist zu prüfen.

Eine weitere Möglichkeit, das eingeführte Vorgehensschema weiterzuentwickeln, wäre die konsequente Beurteilung der Auswirkungen der getroffenen Entscheidungen auf die Netzentgelte. Diese lassen sich nach dem in Anlage 10.3 vorgestellten Schema berechnen. Auch die Auswirkungen auf realisierbare Investitionsbudgets und letztlich auf den Gewinn des Verteilnetzbetreibers können so betrachtet werden. Über die Abschätzung der realisierbaren Investitionen kann ein Rückschluss über das zukünftige Verhalten des Mittelspannungsnetzes sowie über dessen langfristigen Erhalt getroffen werden. Dabei ist jedoch der gesamte Betriebsmittelbestand zu berücksichtigen. Die vorliegende Bewertungssoftware wirkt in einer solchen Betrachtung maßgeblich unterstützend. Eine somit mögliche analoge Bewertung alternativer Zielnetze nach dem vorgestellten Schema gibt Aufschluss darüber, ob ausreichend und sinnvoll in das Netz investiert wurde, die Ziele mit Blick auf die Qualitätsregulierung erreicht wurden und wie die zu erwartenden Rückflüsse aussehen können.

7 Literaturverzeichnis

7.1 Bücher/ Fachartikel

Acerbi, C., Tasche, D.: "Expected Shortfall: A Natural Coherent Alternative to Value at Risk", Economic Notes by Bana Montedei Paschi di Siena SpA, vol.31, no.2-2002, S. 379 - 388

Antle, C. E., Bain, L.J.: "A property of maximum likelihood estimators of location and scale parameters", SIAM Review 11; 1969

Amtsblatt der Europäischen Union: „Richtlinie 2003/54//EG Des Europäischen Parlaments und des Rates vom 26. Juni 2003 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Aufhebung der Richtlinie 96/92/EG", Amtsblatt der Europäischen Union, L 176, 46. Jahrgang vom 15.07.2003

Balduin, A. von: „Operational Value at Risk – Ein Ansatz für das Management von Operationellen Risiken", RiskNews 01/2003

BDEW: Energiemarkt Deutschland Zahlen und Fakten zur Gas-, Strom- und Fernwärmeversorgung", Berlin, 2009

BGFE: Berufsgenossenschaft der Feinmechanik und Elektrotechnik, „Unfallverhütungsvorschrift Elektrische Anlagen und Betriebsmittel - BGV A3", vom 1. April 1979 in der Fassung vom 1. Januar 1997 mit Durchführungsanweisungen vom Oktober 1996, Aktualisierte Nachdruckfassung 2005

Billmann, B. R., Antle, C.E., Bain, L.J.: "Statistical inference from censored Weibull samples." Technometrics 14, 1972

Birolini, A.: Qualität und Zuverlässigkeit technischer Systeme. 3. Auflage, Berlin, u.a.: Springer, 1991

Bitz, M.: „Grundlagen des finanzwirtschaftlich orientierten Risikomanagements", in: Gebhardt, G., Gerke, W., Steiner, M. (Hrsg.), „Handbuch des Finanzmanagements – Instrumente und Märkte der Unternehmensfinanzierung, München, 1993

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [1]: „Monitoringbericht 2009", Bonn, 2009

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [2]: „Allgemeinverfügung der Bundesnetzagentur nach § 52 Satz 5 EnWG zu

Vorgaben zur formellen Gestaltung des Berichts nach §52 Satz 1 EnWG“, Bonn, 22.02.2006

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [3]: „Anlage Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen: Vorgabe der Bundesnetzagentur zu Berichtspflichten bei Versorgungsstörungen in Elektrizitätsnetzen gem. § 52 EnWG“, Bonn, 22.02.2006

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [4]: „4. Referenzbericht Anreizgerulierung, Konzept einer Qualitätsregulierung“, Bonn, 2006

Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen [5]: „Eckpunktepapier zur Ausgestaltung des Qualitätselements Netzzuverlässigkeit Strom im Rahmen der Anreizregulierung“, Konsultationsfassung, Stand 15. Dezember 2010, Bonn, 2010

Büschgen, H. E.: „Bankbetriebslehre: Bankgeschäfte und Bankmanagement“, 5. Auflage, Wiesbaden, 1998

Bochanky, L.: „Planung öffentlicher Elektroenergieverteilungsnetze“, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1985

Castor, W., Fenkl, R., Grünert, H.: „Umstellung der Sternpunkterdung in 20kV Netzen – Niederohmige Sternpunkterdung bringt Vorteile“, in EW, Jg. 108 Heft 4, (2009)

Chelouah, R., Siarry, P.: “Generic and Nelder-Mead algorithms hybridized for a more accurate global optimization of continous multiminima functions”, European Journal of Operational Research 148, 2003

Daldrup, A. : „Kreditrisikomaße im Vergleich“, in Schumann, M. (Hrsg.) : Arbeitsbericht Nr. 13/2005, S 1 - 29, Georg-August-Universität Göttingen, Institut für Wirtschaftsinformatik, 2005

Diruf, G.: „Die quantitative Risikoanalyse. Ein OR-Verfahren zur Beurteilung von Investitions-projekten“, in: Zeitschrift für Betriebswirtschaft, Jg. 42, 1972, Nr. 11

Eisele, W., Knobloch, A. P.: “Value at Risk: Tool for Managing Trading Risk”, in: Frenkel, M.; Hommel, U.; Rudolf, M.: “Riskmanagement – Challenge and Opportunity”, Heidelberg, 2000

EnBW Regional AG: „Preise und Regelungen für die Netznutzung von Stromnetzen der EnBW Regional AG Ab Januar 2010“; EnBW Regional AG, Stuttgart, 2010 (www.enbw.de)

EU-Richtlinie 96/92/EU: „RICHTLINIE 96/92/EG DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt“, Amtsblatt der Europäischen Gemeinschaften vom 30.01.1997, Nr. L 27/20 DE, 1997

Fahrmeir, L., Künstler, R., Pigeot, I., Tutz, G.: „Statistik“, Springer-Verlag, 2. Auflage, Berlin, 1999

FGH: „Technischer Bericht 1-270 (PE-/VPE-Kabeltechnik in Mittelspannungsnetzen) der Forschungsgemeinschaft für Hochspannungs- und Hochstromtechnik E.V.“, Fachbereich 1 – Drehstromtechnik, Mannheim-Rheinau, 1990

Flosdorff, R., Hilgarth, G.: „Elektrische Energieverteilung“, 9. Auflage, Teubner Verlag, Wiesbaden, 2005

Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (EnWG) vom 07.07.2005 aus „Energierecht“, erschienen im Deutschen Taschenbuch Verlag GmbH & Co. KG, 5. Auflage (Sonderausgabe), München, 2008

Götze, U.: „Investitionsrechnung“, 5. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, 2008

Härtler, Dr. G.: „Statistische Methoden für die Zuverlässigkeitsanalyse“; VEB Verlag Technik Berlin, 1. Auflage, Berlin, 1983

Herrmann, H. J.: „Digitale Schutztechnik“, VDE-Verlag GmbH, Berlin, 1997

Hetzel, S., Schufft, W. [1]: “Assesment of investment strategies in medium voltage cables”, 51. IWK, Ilmenau, 11. - 15.09.2006, Proceedings

Hetzel, S., Schufft, W. [2]: „Bewertung von Investitionsalternativen bei MS-Kabelnetzen“, ew, Jg.106 (2007), Heft 15, vwew Energieverlag GmbH

Hetzel, S., Schufft, W. [3]: “Assessment of Investment Strategies in Medium-Voltage Cable grids”, paper T6-671, 15th International Symposium on High Voltage Engineering, (ISH), 27. - 31.09.2007, Ljubljana

HETZEL, S., SCHUFFT, W. [4]: „Zur Frage der Platzierung von Investitionen in Mittelspannungsnetzen“,
ew, Jg. 107 (2008), Heft 21, vwew Energieverlag GmbH, Juli 2008

Hetzel, S., Schufft, W. [5]: "Zur Frage der Identifikation und Bewertung von Investitionsoptionen in Mittelspannungs-Kabelnetzen", VDE Kongress 2008, München, P 4

Hetzel, S., Schufft, W. [6]: "Identification and assessment of possible and necessary investments in history grown medium-voltage grids"; 16. International Symposium on High Voltage Engineering ISH; Capetown 2009, Proceedings

Hetzel, S., Schufft, W. [7]: „Ermittlung der Ausfallcharakteristik betriebsgealterter Mittelspannungskabel", ETG-Kongress 2009 FT 4 Paper 4.10, 27 - 28 Oktober, Düsseldorf, 2009 (Paper + Poster)

Hiller, Th.: „Methoden und Werkzeuge zur Optimierung des Störungsmanagements in Verteilungsnetzen", Diss, TU-Dresden, 2004

Hubensteiner, H. et. Al.: „Schutztechnik in elektrischen Netzen", VDE-Verlag GmbH, Berlin, 1993

Kahle, W.: „Estimation of the Parameters of the Weibull Distribution for Censored Samples" in Metrika, Vol. 44, Nr. 1 vom Dez. 1996, Physika Verlag, S. 27 – 40

Kaufmann, Dr. W.: „Planung öffentlicher Elektrizitätsverteilungs-Systeme", VDE-Verlag GmbH, Berlin 1995

Kleest, J., Reuter, E.: „Netzzugang im liberalisierten Strommarkt", 1. Auflage, Deutscher-Universitätsverlag GmbH, Wiesbaden, 2002

Kloeppel, F. W., Adler, G., Tislenko, W. W., Sorin, W. W.: „Zuverlässigkeit von Elektroenergiesystemen", 1. Auflage, VEB Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, Leipzig, 1990

Kochs, H.-D.: „Zuverlässigkeit elektrotechnischer Anlagen – Einführung in die Methodik, die Verfahren und ihre Anwendung", Springer-Verlag Berlin, New York, Tokyo, 1984

Krallmann, H., Schönherr, M., Trier, M.: „Systemanalyse im Unternehmen – Prozessorientierte Methoden der Wirtschaftsinformatik", 5. Vollständig überarbeitete Auflage, R. Oldenbourg Verlag, München, 2007

Krane, C., Haubrich, H. J.: „Untersuchung unterschiedlicher Methoden der statistischen Auswertung von Störungen mit Versorgungsunterbrechung" in EW, Jg. 107 (2008), Heft 3.

Küllig, P.: „Zum Einfluss von Fehlstellen auf die elektrische Lebensdauer von extrudierten Polyäthylen-Isolierungen bei Wechselspannungsbeanspruchung“, Diss., Dresden, 1982

Lohmann, M.: „Anreizregulierung als hoheitlich vermittelter Wettbewerb“, 1. Auflage, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 2007

Meinzenbach, J.: „Die Anreizregulierung als Instrument zur Regulierung von Netzentgelten im neuen EnWG – Eine Untersuchung der normativen Vorgaben des § 21a EnWG im System einer wettbewerbsfördernden Netzentgeltkontrolle“, 1. Auflage, Nomos Verlagsgesellschaft, Baden-Baden, 2008

Meyna, A., Pauli, B.: „Zuverlässigkeitstechnik – Quantitative Bewertungsverfahren“, aus Brunner, F., J.: „Praxisreihe Qualitätswissen“, 2. Überarbeitete und erweiterte Auflage, Carl Hanser Verlag München, Wien, 2010

Nagel, H.: „Systematische Netzplanung“, 2. Auflage, VWEW Energieverlag GmbH, Frankfurt/M. 2008

Niemand, T., Puhava, A.: „Cired 2007 – Netzbetrieb in einem offenen Strommarkt: Sitzung 5: Energieverteilung und Netzentwicklung“, etz, 129. Jahrgang, Heft 1, 2008

Nelder, J.A., Mead, R.: “A simplex method for function minimization”, Computer Journal, Nr. 7, 1965

Oehler, A., Unser, M.: „Finanzwirtschaftliches Risikomanagement“, 2. Verbesserte Auflage, Springer Verlag, Berlin Heidelberg New York 2002

Philippow, E.: „Taschenbuch der Elektrotechnik“, Band 6 (Systeme der Elektroenergietechnik), 1. Auflage, Carl Hanser Verlag, München, 1982

Pistora, G.: „Berechnung von Kurzschluss-Strömen und Spannungsfällen“, VDE-Schriftenreihe - Normen verständlich Band 118, 2. komplett überarb. Auflage, Berlin, 2009

Perridon, L., Steiner, M.: „Finanzwirtschaft der Unternehmung“, 10 Auflage, Verlag Franz Vahlen München, München, 1999

Rößler, I., Ungerer, A.: „ Statistik für Wirtschaftswissenschaftler“, 1. Auflage, Physica-Verlag, Heidelberg, 2008

Sachs, L.: „Angewandte Statistik“, 11. Auflage, Springer Verlag, Berlin Heidelberg New York, 2004

Schira, J.: „Statistische Methoden der VWL und BWL - Theorie und Praxis“, 3., aktualisierte Auflage, Pearson Studium, München, 2009

Schlitgen, Dr. R.: „Statistische Inferenz“, Oldenbourg Verlag, München, 1996

Schmidt, F., Hempel, K.: „Mittelspannungsanlagen – Planung, Errichtung, Prüfung, Betrieb“, 1. Auflage, Verlag Technik, Berlin, 2007

Schmidt, G., Kranz, Prof. Dr. H.-G.: „Grundsätzliche Abgrenzungen und Wechselwirkungen zwischen Alterungs- und Schädigungsdiagnose polymerisolierter Kabel“ in ETG Fachbericht 97: „Diagnostik elektrischer Betriebsmittel – Vorträge der ETG Fachtagung am 09 und 10 März 2004 in Köln“, Berlin, 2004

Schneeweiß, H.: „Entscheidungskriterien bei Risiko“, Springer Verlag, Berlin, 1967

Schreiter, F., Schufft, W.: „Konzeption und Applikation eines Vor-Ort-Prüfsystems zur Bewertung der Isolationsreserven von Mittelspannungs-Kabelsystemen“, in ETG Fachbericht 87: "Diagnostik elektrischer Betriebsmittel Vorträger der ETG-Fachtagung vom 26. Bis 27. Februar 2002 in Berlin", Berlin, 2002

Schreiter, F., Goldnau, J., Noske, T., Plass, M., Jilek, U.: „Strategien zur Nutzung von 10-kV-VPE-Kabelanlagen für die 20-kV-Ebene“, etz, 124. Jahrgang, Heft 6, 2003

Schufft, W.: „Taschenbuch der elektrischen Energietechnik“, Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag München; München, 2007

Schufft, W., Schreiter, F.: “Damaging and Aging Behaviour of Extruded Medium-voltage Cables”, paper T7-669, 15th International Symposium on High Voltage Engineering, (ISH), 27. - 31.09.2007, Ljubljana

Schwab, A. J.: „Elektroenergiesysteme“, 2. Auflage, Springer Verlag, Berlin, 2009

Shaw, M.T., Shaw, S.H.: “Water Treeing in Solid Dielectrics”, IEEE Trans. On Electrical Insulation, Vol. EI – 19, No. 5, 1984

Steennis, E. F.: „Water Treeing, the Behavior of Water Trees in Extruded Cable Insulation”, Diss. Universität Delft, 1989

Storm, R.: „Wahrscheinlichkeitsrechnung, mathematische Statistik und Statistische Qualitätskontrolle“, 12. Auflage, Fachbuchverlag Leipzig im Carl Hanser Verlag, München, 2007

Tau, X.: „Automatisierte Grundsatzplanung von Mittelspannungs-Netzen“, Klinkenberg-Verlag, 2007

Theobald, Dr. C., Hummel, Dr. K., Gussone, Dr. P., Feller, D.: „Anreizregulierung – Eine kritische Untersuchung“, Verlag C.H. Beck, München, 2008

Thoman, D. R., Bain, L. J., Antle, C. E.: “Maximum likelihood estimation, exact conficence intervals for reliability and tolerance limits in the Weibull distribution.” Technometrics, 12, 1970

UNIPEDE Distribution Study Comittee, Group of Experts (Chairman: Start, D.): “Service quality (DISQUAL): availability of supply indices.”, 1997

Van Casteren, J.: “Assessment of Interruption Costs in Electric Power Systems using the Weibull-Markov Model”, Chalmers Reproservice, Göteborg, 2003

VEB Energiekombinat Berlin, HA Technik-Elektroenergie: „Zuverlässigkeit und Betriebsverhalten von PE-Kabeln“, Berlin, 1988

Verordnung zum Erlass und zur Änderung von Rechtsvorschriften auf dem Gebiet der Energieregulierung: Artikel 1: „Verordnung über die Anreizregulierung der Energieversorgungsnetze“, erschienen in Bundesgesetzblatt, Jahrgang 2007, Teil I Nr. 55, ausgegeben zu Bonn am 5.11.2007

VDEW [1]: „Planung und Betrieb von städtischen Mittelspannungsnetzen“, 2. Auflage, VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1991

VDEW [2]: „Kabelhandbuch“, VWEW-Verlag, 6. Auflage, Berlin/Frankfurt am Main, 2001

VDE-Studie: „Dezentrale Energieversorgung 2020“, Energietechnische Gesellschaft im VDE (ETG), Frankfurt, 2007

VDN: VDN-Broschüre „Daten+Fakten 2007“, Frankfurt am Main, 2008

Völker, J.: „Value-At-Risk-Modelle in Banken”, Verlag Arno Spitz GmbH, Berlin, 2001

VSE Verteilnetz GmbH „Entgelte für die Nutzung des Netzes der VSE Verteilnetz GmbH“, Saarbrücken, 2010 (www.vse-verteilnetz.de)

VWEW: „Wirtschaftliche Investitionsplanung in der Elektrizitätswirtschaft“, VWEW-Verlag, Frankfurt am Main, 1966

Weck, K.-H.: „Stufentest zur Ermittlung des Isolationszustands betrieblich vorbeanspruchter PE- und VPE Mittelspannungskabel“, Elektrizitätswirtschaft 88 (1989), H. 8

Weißenberg, W.: „Einfluss makroskopischer Fehlstellen auf die elektrische Alterung von Polyethylenkabeln bei Wechselspannungsbelastung“, Diss, TU-Dresden, 1986

Zdrallek, M., Lagemann, C.: „Condition Assessment of MV Transformer Substations to optimize the investment Strategy”, 19th International conference on Electricity Distribution, Vienna, CIRED, 21-24 May 2007, Paper 0453

7.2 Normen

DIN EN 0101 Starkstromanlagen mit Nennwechselspannungen über 1 kV; Deutsche Fassung HD 637 S1:1999; 2000-01 DIN VDE 0101

DIN VDE 0111 Isolationskoordination - Teil 1: Begriffe, Grundsätze und Anforderungen (IEC 71-1: 1993) Deutsche Fassung EN 60071-1: 1995; Teil 1 1996-07 DIN EN 60071-1

Isolationskoordination - Teil 2: Anwendungsrichtlinie (IEC 71-2 : 1996) Deutsche Fassung EN 60071-2 : 1997; Teil 2 1997-09 DIN EN 60071-2

DIN VDE 0141 Erdungen für spezielle Starkstromanlagen mit Nennspannungen über 1 kV; 2000-01 DIN VDE 0141; 2000-01 DIN VDE 0141

DIN VDE 0228 Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen - Allgemeine Grundlagen; Teil 1 1987-12 DIN VDE 0228-1

Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen - Beeinflussung durch Drehstromanlagen; Teil 2 1987-12 DIN VDE 0228-2

Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen - Beeinflussung durch Wechselstrom-Bahnanlagen; Teil 3 1988-09 DIN VDE 0228-3

Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen - Beeinflussung durch Gleichstrom- Bahnanlagen; Teil 4 1987-12 DIN VDE 0228-4

Maßnahmen bei Beeinflussung von Fernmeldeanlagen durch Starkstromanlagen - Beeinflussung durch HochspannungsgleichstromÜbertragungsanlagen (HGÜ); Teil 5 1987-12 DIN VDE 0228-5

DIN VDE 0276 Starkstromkabel - Teil 603: Energieverteilungskabel mit Nennspannungen U0/ U 0,6/ 1 kV Deutsche Fassung HD 603 S1 Teile 1, 3G und 5G: 1994 + A1: 1997; Teil 603 2000-05 DIN VDE 0276-603

Starkstromkabel - Teil 604: Starkstromkabel mit Nennspannungen 0,6/1 kV mit verbessertem Verhalten im Brandfall für Kraftwerke; Deutsche Fassung HD 604 S1:1994 + A1:1997 + A2:2002 + A3:2005, Teile 0, 1 und 5-G; Teil 604 2008-02 DIN VDE 0276-604

Starkstromkabel - Ergänzende Prüfverfahren; Deutsche Fassung HD 605 S2:2008; Teil 605 2009-07 DIN VDE 0276-605

Starkstromkabel - Teil 620: Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen U0/ U 3, 6/ 6 kV bis 20,8/ 36 kV Deutsche Fassung HD 620 S1 Teile 1, 3C, 4C, 5C und 6C : 1996; gültig bis 01.11.2009; Teil 620 1996-12 DIN VDE 0276-620

Starkstromkabel - Teil 620: Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen U0/ U 3,6/6 (7,2)kV bis 20,8/36 (42) kV; Deutsche Fassung HD 620 S1:196/A3:2007, Teile 0, 1, 5-C und 6-C; Teil 620 2009-05 DIN VDE 0276-620

Starkstromkabel - Teil 621: Energieverteilungskabel mit getränkter Papierisolierung für Mittelspannung Deutsche Fassung HD 621 S1: 1996 Teile 1, 2, 3C und 4C; Teil 621 1997-05 DIN VDE 0276-621

Starkstromkabel - Teil 622: Starkstromkabel mit Nennspannungen von 3,6/6 (7,2) kV bis 20,8/36 (42) kV mit verbessertem Verhalten im Brandfall für Kraftwerke; Deutsche Fassung HD 622 S1:1996 + A1:2000 + A2:2005, Teil 1 und Teil 4D; Teil 622 2006-05 DIN VDE 0276-622

Starkstromkabel - Teil 626: Isolierte Freileitungsseile für oberirdische Verteilungsnetze mit Nennspannung U0/ U(Um): 0,6/ 1 (1,2) kV Deutsche Fassung: HD 626 S1 Teile 1, 2 und 4 F-1: 1996; Teil 626 1997-01 DIN VDE 0276-626

Starkstromkabel - Teil 626/ A1: Isolierte Freileitungsseile für oberirdische Verteilungsnetze mit Nennspannungen U0/ U (Um): 0,6/ 1 (1,2) kV Deutsche Fassung HD 626 S1/ A1: 1997; Teil 626/ A1 1998-07 DIN VDE 0276-626/ A1

Starkstromkabel - Teil 627: Vieladrige und vielpaarige Kabel für die Verlegung in Luft und in Erde Deutsche Fassung HD 627 S1: 1996 + A1: 2000, Teile 1, 4H und 7H; Teil 627 2002-06 DIN VDE 0276-627

Starkstromkabel mit extrudierter Isolierung und ihre Garnituren für Nennspannungen über 36 kV (Um = 42 kV) bis 150 kV (Um = 170 kV) - Deutsche Fassung HD 632 S1 Teile 1, 3D, 4D, 5D: 1998; Teil 632 1999-05 DIN VDE 0276-632

Prüfungen an Ölkabeln mit einer Isolierung aus Papier oder polypropylenbeschichtetem Papier und Metallmantel und Garnituren für Wechselspannungen bis einschließlich 400 kV (Um = 420 kV) - Deutsche Fassung HD 633 S1 Teile 1 und 3D: 1997; Teil 633 1999-05 DIN VDE 0276-633

Prüfungen an Gasinnendruckkabeln und Garnituren für Wechselspannungen bis einschließlich 275 kV (Um = 300 kV) - Deutsche Fassung HD 634 S1 Teile 1 und 3C: 1997; Teil 634 1999-05 DIN VDE 0276-634

Prüfungen an Gasaußendruckkabeln und Garnituren für Wechselspannungen bis einschließlich 275 kV (Um = 300 kV) - Deutsche Fassung HD 635 S1 Teile 1 und 3C: 1997; Teil 635 1999-05 DIN VDE 0276-635

Starkstromkabel - Teil 1000: Strombelastbarkeit, Allgemeines, Umrechnungsfaktoren; Teil 1000 1995-06 DIN VDE 0276-1000

DIN VDE 0292 System für Typkurzzeichen von isolierten Leitungen - Deutsche Fassung HD 361 S3: 1999; 1999-10 DIN VDE 0292

DIN 40042 Zuverlässigkeit elektrischer Geräte, Anlagen und Systeme – Begriffe, 1970-6, zurückgezogen 1986-3

E DIN EN 50160 Merkmale der Spannung in öffentlichen Elektrizitätsversorgungsnetzen; Deutsche Fassung EN 50160:2010 + Cor. :2010

IEEE 1366 1366-2003 IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices;

7.3 Online-Quellen

www.intellgenio.de (zuletzt zugegriffen am 01.03.2011)

www.iseesystems.com (zuletzt zugegriffen am 01.03.2011)

www.neplan.ch (zuletzt zugegriffen am 01.03.2011)

www.mathworks.com (zuletzt zugegriffen am 01.03.2011)

www.weibull.com (zuletzt zugegriffen am 01.03.2011)

8 Abkürzungsverzeichnis

Abs.	Absatz
ARegV	Anreizregulierungsverordnung
ASIDI	Average System Interruption Duration Index
ASIFI	Average system interruption frequency index
AWE	Automatische Wiedereinschaltung (nach einem Fehler)
BGBl	Bundesgesetzblatt
ASIFI	Average System Interruption Frequency Index
BNetzA	Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen
DIN	Deutsches Institut für Normung
DISQUAL	Distribution Quality (Arbeitsgruppe der UNIPEDE)
E DIN EN	Normenentwurf (noch nicht verabschiedete Aktualisierung)
EN	Europanorm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EK	Eigenkapital
ERP-System	Enterprise Resource Planning System
EU	Europäische Union
Gem.	gemäß
GIS	Geoinformationssystem
HS	Hochspannung
HöS	Höchstspannung
kalk.	kalkulatorischer
km	Kilometer

kV	Kilovolt
kVA	Scheinleistung
kWh	Kilowattstunde
min	Minute
MAIFI	Momentary average interruption frequency index
MS	Mittelspannung
MSE	erwartete mittlere quadratische Abweichung
MTTF	Mean Time To Failure, Mittelwert der ausfallfreien Arbeitszeit
MTTR	Mean Time To Repair, Mittelwert der Reparaturzeit
MW	Megawatt (Wirkleistung)
MVA	Scheinleistung
NNE	Netzentgelt
NS	Niederspannung
PA	Punktverfügbarkeit
PA_i	Punktverfügbarkeit vom Element i
p.a.	pro Jahr
PE	Polyethylen
PVC	Polyvinylchlorid
Q-Faktor	Faktor aus der Qualitätsregulierung (siehe Formelzeichenverzeichnis)
SAIDI	System average interruption duration index
SAIFI	System average interruption frequency index
StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
UNIPEDE	Union Internationale des Producteurs et Distributeurs d'Energie Electrique

VBA	Visual Basic for Applications (Programmiersprache)
VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e. V
VPE	Vernetztes Polyethylen (auch XLPE oder PE-X)

9 Formelzeichenverzeichnis

a	Verteilungsparameter der Gammaverteilung
α	Irrtumswahrscheinlichkeit; X^2 Anpassungstest
α_w	Weibull-Modul (Lageparameter der Weibullverteilung)
B	Formparameter; Gammaverteilung
$AP_{t, i}$	Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene i im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
$AP_{0, i}$	Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene i im Basisjahr
CN_k	Gesamtzahl der Kunden, die im betrachteten Zeitraum von einer Versorgungsunterbrechung betroffen waren
C_E	Erdkapazitäten der Leitungen
cos φ	Leistungsfaktor; Wirkfaktor
EF_t	Erweiterungsfaktor nach Maßgabe des § 10 ARegV für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
$EF_{t, Ebene\ i}$	Erweiterungsfaktor der Ebene i im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
EO_t	Erlösobergrenze aus Netzentgelten, die im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe des § 4 ARegV Anwendung findet
$F_{t, i}$	Fläche des versorgten Gebietes der Ebene i im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
$F_{0, i}$	Fläche des versorgten Gebietes der Ebene i im Basisjahr
f	durchschnittliche Stationsauslastung
$\Gamma(b)$	Gammafunktion
g	Formparameter der Gammaverteilung (mit $g > 0$)
H_U	Unterbrechungshäufigkeit
i	ein Ausfallereignis

l_j	vom Ausfall betroffene installierte Leistung (Bemessungsscheinleistung) in kVA (Festlegung nach BNetzA)
ID_i	Anzahl der unterbrochenen Anlagenoperationen
J	Versorgungsstufen bei Versorgungsunterbrechungen
l_j	Anzahl der Kunden je Versorgungsstufe (Festlegung nach UNIPEDE DISQUAL)
L_S	Anzahl der insgesamt versorgten Kunden
k	Anzahl der ausgefallenen Elemente
k	Anzahl aneinandergrenzender Intervalle; X^2 Anpassungstest
K_A	Ausfallkosten
$KA_{b,\,0}$	beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 4 ARegV im Basisjahr. (entspricht Ineffizienzen nach § 15 Abs. 3 ARegV)
$KA_{dnb,\,0}$	vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 3 im Basisjahr
$KA_{dnb,\,t}$	dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 2 ARegV, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode unter Berücksichtigung der Änderungen nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 ARegV Anwendung findet
λ	Ausfallrate [a^{-1}]
$\lambda(t)$	zeitabhängige Ausfallrate [a^{-1}]
L_s	insgesamt vom Netzbetreiber installierte Transformator-Bemessungsscheinleistung
$L_{t,\,i}$	Höhe der Last in der Ebene i im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
$L_{0,\,i}$	Höhe der Last in der Ebene i im Basisjahr
μ	Mittelwert (Normalverteilung)
N, n	Anzahl der Betrachtungseinheiten

N_i	Anzahl der nichtversorgten Kunden für jede Versorgungsunterbrechung im betrachteten Zeitraum
N_T	Gesamtzahl der versorgten Kunden im betrachteten Netz
n(t)	Anzahl der Betrachtungseinheiten, die zum Zeitpunkt noch nicht ausgefallen sind
np	unter Annahme der Nullhypothese zu erwartende Häufigkeiten; X^2 Anpassungstest
η	charakteristische Lebensdauer (63,2 % - Quantil der Zeit bis zum Fehler); Weibullverteilung
ω	Kreisfrequenz
PF_t	Genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9 ARegV, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t i der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt. In Analogie zu dem Term $^{VPI_t}/_{VPI_0}$ ist PF_t dabei durch Multiplikation der einzelnen Jahreswerte einer Regulierungsperiode zu bilden.
Q_t	Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 19 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
Q_U	Nichtverfügbarkeit
R(t)	Zuverlässigkeitsfunktion
r_i	Zeit bis zur Wiederversorgung nach einem Ausfall
S_t	im letzten Jahr einer Regulierungsperiode wird nach Maßgabe des § 5 Abs. 4 ARegV der Saldo (S) des Regulierungskontos inklusive Zinsen ermittelt. Da nach §5 Abs. 4 Satz 2 der Ausgleich des Saldos durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge zu erfolgen hat, wird im Jahr t jeweils $^1/_5$ des Saldos in Ansatz gebracht (S_t).

S_n	Leistung der Ortsnetzstation in kVA
σ	Standardabweichung (Normalverteilung)
t	Zeit
t_j	Dauer der jeweiligen Versorgungsunterbrechung
t_{VU}, T_U	Dauer einer Versorgungsunterbrechung (Durchschnitt in h)
T	Gesamtanzahl der jeweils betrachteten Ereignisse
Θ	unbekannter Verteilungsparameter
U	Aussenleiterspannung vor Fehlereintritt (entspricht U_n)
U_c	mit dem Abnehmer vereinbarte Versorgungsspannung. Ist im Normalbetrieb und soweit nichts anderes festgelegt wurde gleich U_n.
$U_{LE\ max}$	höchster Wert der betriebsfrequenten Aussenleiter-Erd-Spannung der fehlerfreien Leiter an der Fehlerstelle bei Kurzschluss mit Erdberührung
U_n	Nennspannung
V_t	Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen, der im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe des § 16 ARegV Anwendung findet
VPI_0	durch das Statistische Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisgesamtindex für das Basisjahr
VPI_t	Verbraucherpreisgesamtindex, der nach Maßgabe des § 8 Satz 2 ARegV für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet
X	Zufallsgröße
^	empirische Werte (siehe Zuverlässigkeitsfunktion (R(t)) und Ausfallrate (λ))

10 Anhang

10.1 Systematisierung des Netzbegriffs

		Differenzierung nach Spannung			
		Höchstspannung (HöS)	Hochspannung (HS)	Mittelspannung (MS)	Niederspannung (NS)
Differenzierung nach Funktion	Übertragungsnetze (Übertragungsnetzbetreiber)	220 kV und 380 kV	-	-	-
	Verteilnetze (Verteilnetzbetreiber)	-	> 60 kV – < 220 kV	6 kV – 60 kV	< 0,4 kV

Abbildung 62 - Systematisierung des Netzbegriffs

10.2 Regulierungsformeln gem. Anlage 1 (zu § 7) ARegV

10.2.1 Regulierungsformel für die erste Regulierungsperiode

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) * EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) \quad \textbf{(19)}$$

10.2.2 Regulierungsformel ab der zweiten Regulierungsperiode

$$EO_t = KA_{dnb,t} + \left(KA_{vnb,0} + (1 - V_t) * KA_{b,0}\right) * \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t\right) * EF_t + Q_t + (VK_t - VK_0) + S_t \quad \textbf{(20)}$$

mit:

EO_t: Erlösobergrenze aus Netzentgelten, die im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe des § 4 Anwendung findet

$KA_{dnb,t}$: dauerhaft nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 2, der für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode unter Berücksichtigung der Änderungen nach § 4 Abs. 3 Satz 1 Nr. 2 Anwendung findet

$KA_{vnb,0}$: vorübergehend nicht beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 3 im Basisjahr

V_t: Verteilungsfaktor für den Abbau der Ineffizienzen, der im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode nach Maßgabe des § 16 Anwendung findet

$KA_{b,0}$: beeinflussbarer Kostenanteil nach § 11 Abs. 4 im Basisjahr;
Er entspricht den Ineffizienzen nach § 15 Abs. 3.

VPI_t: Verbraucherpreisgesamtindex, der nach Maßgabe des § 8 Satz 2 für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet

VPI_0: durch das Statistische Bundesamt veröffentlichter Verbraucherpreisgesamtindex für das Basisjahr

PF_t: genereller sektoraler Produktivitätsfaktor nach Maßgabe des § 9, der die Veränderungen des generellen sektoralen Produktivitätsfaktors für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode im Verhältnis zum ersten Jahr der Regulierungsperiode wiedergibt; In Analogie zu dem Term VPI_t/VPI_0 ist PF_t dabei durch Multiplikation der einzelnen Jahreswerte einer Regulierungsperiode zu bilden.

EF_t: Erweiterungsfaktor nach Maßgabe des § 10 für das Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode

Q_t: Zu- und Abschläge auf die Erlösobergrenze nach Maßgabe des § 19 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode

S_t: Saldo des Regulierungskontos im Jahr t;
Im letzten Jahr einer Regulierungsperiode wird nach Maßgabe des § 5 Abs. 4 der Saldo (S) des Regulierungskontos inklusive Zinsen ermittelt. Da nach § 5 Abs. 4 Satz 2 der Ausgleich des Saldos durch gleichmäßig über die folgende Regulierungsperiode verteilte Zu- oder Abschläge zu erfolgen hat, wird im Jahr t jeweils 1/5 des Saldos in Ansatz gebracht (S_t).

VK_t: volatiler Kostenanteil, der nach § 11 Absatz 5 im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode Anwendung findet

VK_0: volatiler Kostenanteil nach § 11 Absatz 5 im Basisjahr

10.2.3 Erweiterungsfaktor für die Spannungsebenen HS, MS und NS

(nach Anlage 2 (zu § 10) ARegV)

$$EF_{t,Ebene\ i} = 1 + {}^{1}/_{2} * max\left(\frac{F_{t,i} - F_{0,i}}{F_{0,i}}; 0\right) + {}^{1}/_{2} * max\left(\frac{AP_{t,i} - AP_{0,i}}{AP_{0,i}}; 0\right) \quad (21)$$

10.2.4 Erweiterungsfaktor für die Umspannebenen HS/MS und MS/NS

(nach Anlage 2 (zu § 10) ARegV)

$$EF_{t,Ebene\ i} = 1 + max\left(\frac{L_{t,i} - L_{0,i}}{L_{0,i}}; 0\right) \quad (22)$$

mit:

$EF_{t,\ Ebene\ i}$:	Erweiterungsfaktor der Ebene i im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
$F_{t,i}$:	Fläche des versorgten Gebietes der Ebene i im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
$F_{0,i}$:	Fläche des versorgten Gebietes der Ebene i im Basisjahr
$AP_{t,i}$:	Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene i im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
$AP_{0,i}$:	Anzahl der Anschlusspunkte in der Ebene i im Basisjahr
$L_{t,i}$:	Höhe der Last in der Ebene i im Jahr t der jeweiligen Regulierungsperiode
$L_{0,i}$:	Höhe der Last in der Ebene i im Basisjahr

10.3 Vorgehen bei der Berechnung von Netzentgelten

(gem. StromNEV Teil 2 Abschnitt 1 (§ 4 – § 11 StromNEV))

	aufwandsgleiche Kosten gem. § 5 StromNEV						sonst. betriebl. Aufwand
	Materialaufwand (Roh-, Hilfs-, Betriebsstoffe)	Personalaufwand	Löhne, Gehälter	Zinsaufwand	sonstige Steuern		
+	**kalkulatorische Kosten gem. §§ 6 – 8 StromNEV**						
	Abschreibungen gem. § 6 StromNEV (Unterscheidung in Alt- und Neuanlagen; Stichtag 01.01.2006)		EK-Verzinsung gem. § 7 StromNEV (Verteilung auf Alt- und Neuanlagen im Verhältnis; $(BNEK_{AAnl.} * 6,5\ \%) + (BNEK_{NAnl.} * 7,91) = kalk.\ EK\text{-}Zins)^{218}$			Steuern gem. § 8 StromNEV	
+	**Netzverluste gem. § 10 StromNEV**						
	Kosten der Beschaffung von Energie zum Ausgleich der Verluste (= tatsächliche Kosten der Beschaffung der entsprechenden Verlustenergie/Kalenderjahr)						
+ / -	**Periodenübergreifende Saldierung gem. § 11 StromNEV**						
	(Ansatz über folgende 3 Kalkulationsperioden) Erlöse > Kosten: Differenz verzinsen und Kosten mindernd ansetzen Erlöse < Kosten: Differenz verzinsen und Kosten erhöhend ansetzen durchschnittlich gebundener Betrag = ½ Differenz						
=	**Netzkosten**						

Tabelle 39 - Kostenartenrechnung gem. §§ 5 - 11 StromNEV

[218] Zinssätze gültig bis zum 01.01.2009 gem. §7 Abs. 6 Satz 2 StromNEV

10.4 Anmerkungen zu Anhang 10.3 Aufwandsgleiche Kostenpositionen

Aufwandsgleiche Kostenpositionen werden gem. § 5 StromNEV Abs. 1 aus der Gewinn- und Verlustrechnung bezogen.

Kalkulatorische Abschreibungen

Gemäß StromNEV § 6 lassen sich die kalkulatorischen Abschreibungen wie in Abbildung 63 dargestellt ermitteln. Als Eigenkapitalquote ist der Quotient aus betriebsnotwendigem Eigenkapital und den kalkulatorischen Restwerten des betriebsnotwendigen Vermögens definiert.[219] Die Eigenkapitalquote ist vom Gesetzgeber auf max. 40 % begrenzt[220]

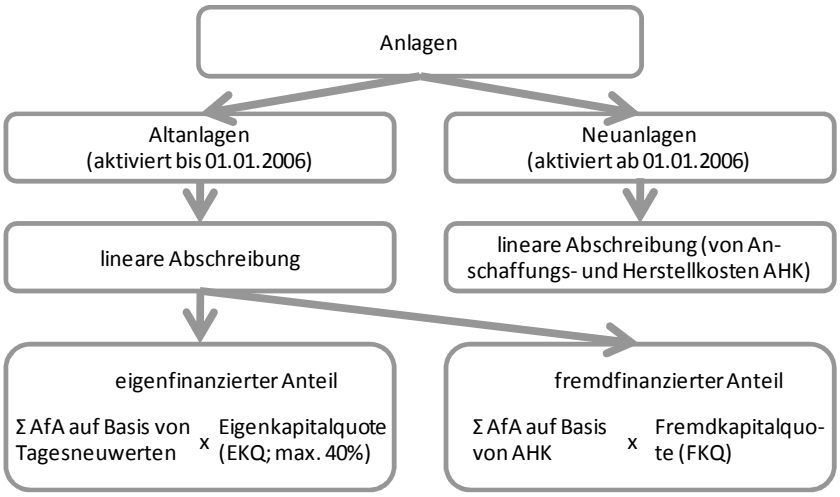


Abbildung 63 - Bestimmung der kalkulatorischen AFA gem. §6 Abs. 1 – 4 StromNEV

Kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung

Bei der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung wird ebenfalls zwischen Neu- und Altanlagen unterschieden.[221] Grundlage für die Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung ist das betriebsnotwendige Eigenkapital. Innerhalb der Verordnung sind als Eigenkapitalverzinsung für Altanlagen 6,5 % vorgegeben. Für Neuanlagen, d.h. für Anlagen, die nach dem 01.01.2006 errichtet wurden, wurde eine Verzinsung von 7,91 % festgelegt.[222] Durch die Bundesnetzagentur wurden für 2009 neue Werte bestimmt. Diese betragen für Altanlagen 7,56 % und für Neuanlagen 9,29 %.[223]

[219] vgl. StromNEV §6 Satz 2 Abs.3
[220] vgl. StromNEV §6 Satz 2 Abs.3
[221] vgl. StromNEV §7
[222] vgl. §7 Abs. 6 Satz 6 StromNEV
[223] BNetzA, Beschluss vom 07.07.2008 (BK4-08-068)

Kalkulatorische Steuern

Unter kalkulatorischen Steuern versteht der Gesetzgeber den Teil der Steuern, die dem Netzbetrieb direkt zuordenbar sind.[224]

Kostenmindernde Erträge und Erlöse

Positionen, die kostenmindernd wirken, werden im Gesetzt direkt benannt.[225] Besonders behandelt werden Baukostenzuschüsse. Bei diesen ist eine lineare Abschreibung über 20 Jahre vorgesehen.[226] Die kostenmindernde Wirkung verringert sich hierdurch.

Netzverluste

Der Verordnungsgeber sieht in §10 StromNEV die Möglichkeit vor, physikalisch bedingte Verluste als Kosten zu verrechnen.[227]

[224] vgl. § 8 StromNEV
[225] vgl. § 9 StromNEV
[226] vgl. § 9 Abs. 1 und 2 StromNEV
[227] vgl. § 10 StromNEV

10.5 Netzformen

10.5.1 Strahlennetz

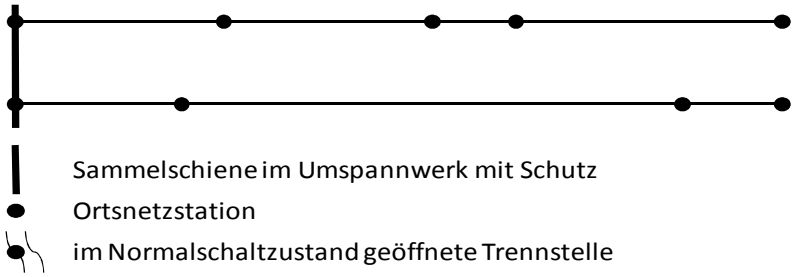


Abbildung 64 - Strahlennetz

10.5.2 Strangnetz

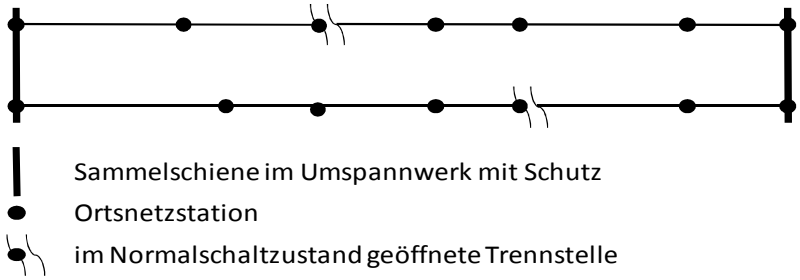


Abbildung 65 - Strangnetz

10.5.3 Ringnetz

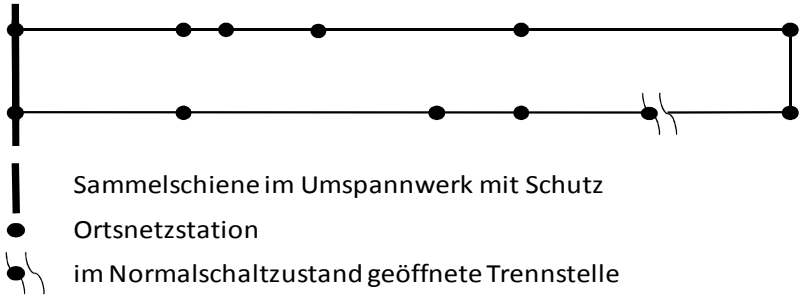


Abbildung 66 - Ringnetz

10.5.4 Vermaschtes Netz

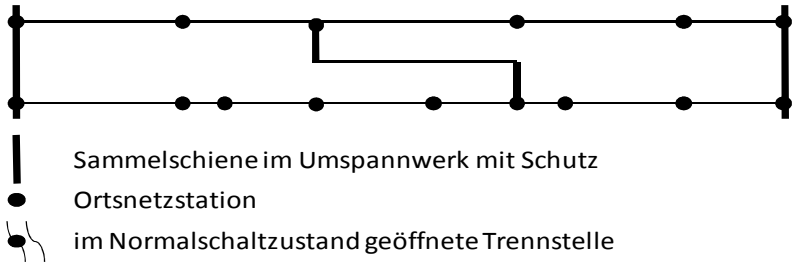


Abbildung 67 - vermaschtes Netz

10.6 Typkurzzeichen für Kabel

10.6.1 Kurzzeichen

Kurzzeichen für Kunststoffkabel

A	Aluminiumleiter
I	Installationskabel
Y	Isolierung aus thermoplastischem Polyvinylchlorid (PVC)
2X	Isolierung aus vernetztem Polyethylen (VPE)
HX	Isolierung aus vernetztem halogenfreiem Polymer
C	Konzentrischer Leiter aus Kupfer
CW	Konzentrischer Leiter aus Kupfer, wellenförmig aufgebracht
S	Schirm aus Kupfer
SE	Schirm aus Kupfer bei dreiadrigen Kabeln, über jeder einzelnen Ader aufgebracht
(F)	Schirmbereich längswasserdicht
Y/2Y	PVC/PE Schutzhülle zwischen Kupferschirm bzw. konzentrischem Leiter und Bewehrung
F	Bewehrung aus verzinkten Stahlflachdrähten
R	Bewehrung aus verzinkten Stahlrunddrähten
G	Gegen- oder Haltewendel aus verzinktem Stahlband
Y	PVC-Mantel
2Y	PE-Mantel
H	Mantel aus thermoplastischem halogenfreiem Polymer
HX	Mantel aus vernetztem halogenfreiem Polymer
-FE	Isolationserhalt im Brandfall

Kurzzeichen für papierisolierte Kabel

A	Aluminiumleiter
H	Schirmung beim Höchstädter Kabel
E	Metallmantel über jeder Ader (Dreimantelkabel)
K	Bleimantel
E	Schutzhülle mit eingebetteter Schicht aus Elastomerband oder Kunststoffolie
Y	innere PVC-Schutzhülle
B	Bewehrung aus Stahlband
F	Bewehrung aus Stahlflachdraht
FO	Bewehrung aus Stahlflachdraht, offen
G	Gegen- oder Haltewendel aus Stahlband
A	Schutzhülle aus Faserstoffen
Y	PVC-Mantel
YV	verstärkter PVC-Mantel

Kurzzeichen für Form und Art des Leiters

RE	eindrähtiger Rundleiter
RM	mehrdrähtiger Rundleiter
SE	eindrähtiger Sektorleiter
SM	mehrdrähtiger Sektorleiter
RF	feindrähtiger Sektorleiter

10.6.2 Anwendungsbeispiel für Typkurzzeichen

Beispiel: NA2XS2Y 1x150 RM /25 12/20kV

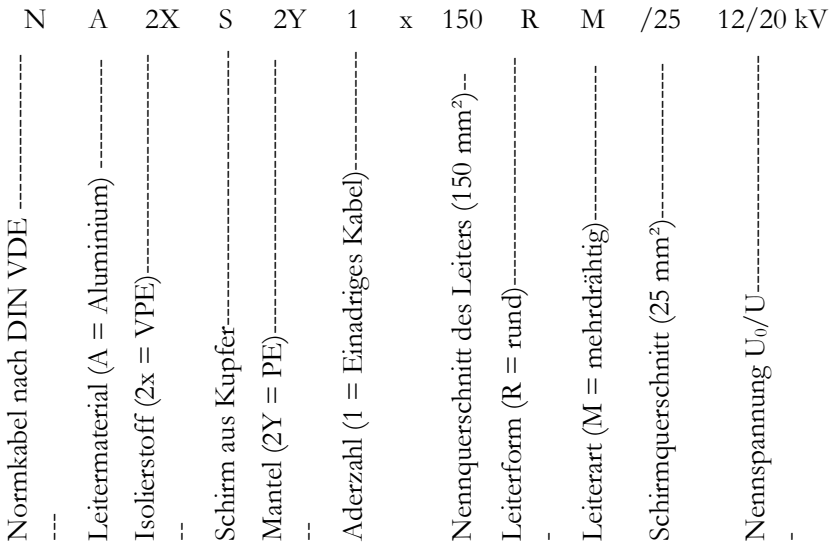


Abbildung 68 - Anwendung Typkennzeichnung[228]

[228] Eigene Darstellung in Anlehnung an VDEW [2], S. 70

10.7 Zuordnung häufig verwendeter Kabeltypen

Luftkabel	Öl-Papier-Kabel	PE-Kabel	PVC-Kabel	VPE-Kabel
A2XS2YT	AOSB	NA2YHCuY	NAYHCaY	AXKJ
NLA2YvHCaYeT	NAEKEBA	NA2YHCaY		N2XS(F)2Y
	NAHKA	NA2YHCu2Y		N2XS2Y
	NAHKaY	YHdAKX		NA2XS(F)2Y
	NAHKBA	NA2YHCa2Y		NA2XS(F)2Yv
	NAHKBAm	NA2YSY		NA2XS2Y
	NAHKRoA			NA2XS2Yv
	NAHKRoAKbK			NA2YvHCueBY
	NAHKY			NA2XSY
	NAKA			
	NAKaA			
	NAKaBA			
	NAKaY			
	NAKBA			
	NEKEBA			
	NHKBA			
	NKBA			
	NHKA			
	NAKEBA			
	NAHKRoH			
	NAHEKBA			
	NAHKBY			
	NAHKEBA			
	NAKY			

Tabelle 40 - Zuordnung häufig verwendeter Kabeltypen

10.8 Konventionen für die Bezeichnung von Netzknoten

		Transformator	
		mit	ohne
Schutztechnik	mit	• Umspannwerke (HS/MS; MS/MS) • Ortsnetzstation mit Schutzfunktion	• Stützpunktstationen • Stationen mit Schutzfunktion
	ohne	• Ortsnetzstationen	• T-Muffen • T-Verteilungen

Abbildung 69 - Konventionen für die Bezeichnung von Netzknoten

10.9 Arten der Sternpunkterdung

(am Beispiel des einpoligen Erdschlusses)

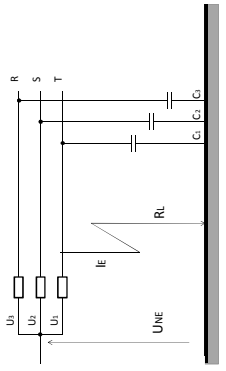
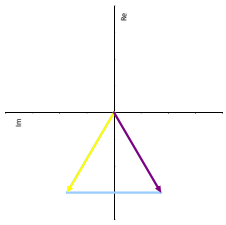
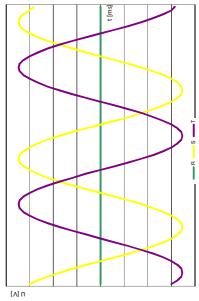
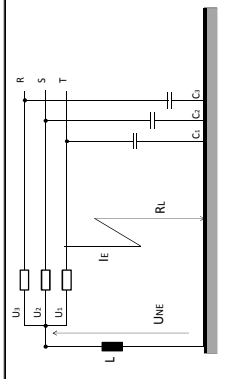
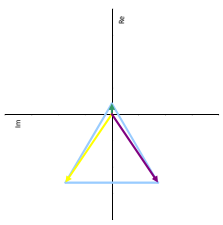
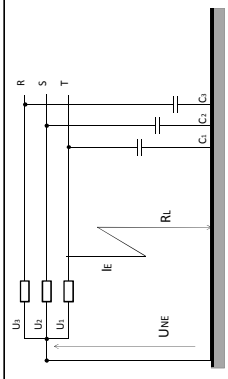
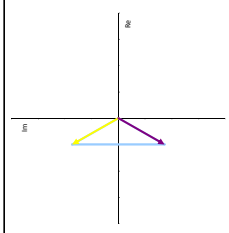
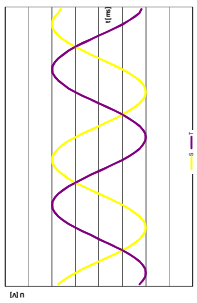
Art	Skizze	Zeigerdiagramm beim einpoligen Erdschluss	Spannungsverlauf beim einpoligen Erdschluss	Vorteile	Nachteile
freier Sternpunkt				• Fortführung des Netzbetriebes möglich • Fehlersuche ohne Abschaltung • Kurzschlussstrombegrenzung	• Spannungserhöhung auf nicht fehlerbehafteten Leitern • Ortung der Fehlerstelle
Resonanzsternpunkt-erdung				• Fortführung des Netzbetriebes möglich • selbstständiges Löschen des Lichtbogens • Fehlersuche ohne Abschaltung • Kurzschlussstrombegrenzung • keine Erdschlusswischer	• Investition in Erdschlussspulen und Regelanlagen nötig • Spannungserhöhung auf nicht fehlerbehafteten Leitern • Ortung der Fehlerstelle
starre/niederohmige Sternpunkterdung				• begrenzter Fehlerstrom • Reduzierung transienter Überspannungen • geringfügige Gefahr von Doppelerdschlüssen • Schutzauslösung	• Versorgungsunterbrechung im abgeschalteten Schutzbereich • Investitionen für Sternpunktwiderstände und dreipoligen Netzschutz nötig • Reserveschutz notwendig

Tabelle 41 - Sternpunkterdung beim einpoligen Erdschluss

10.10 Übersicht Entscheidungen bei Ungewissheit

Modell	Definition/Entscheidungskriterium	Anmerkungen
Maximin-Regel / Wald-Regel	$\Phi(a_i) = \max_i \min_j u_{ij}$	entspricht einem pathologischen Pessimismus; findet Verwendung in der Spieltheorie; Sobald statt Nutzenmatrix eine Schadensmatrix verwendet wird, geht die Regel in die Maximin-Regel über.
Maximax-Regel	$\Phi(a_i) = \max_i \max_j(u_{ij})$	entspricht einem unverbesserlichen Optimismus; bei Schadensmatrix Verwendung als Minimin-Regel
Hurwicz-Regel	Kompromiss zwischen Maximin-Regel und Maximax-Regel; Der Parameter λ liegt zwischen 0 und 1 und wird vom Entscheidungsträger selbst fixiert. Je größer λ um so stärker wird die Maximax-Regel einbezogen. $\Phi(a_i) = \lambda * max_j\, u_{ij} + (1-\lambda) * min_j\, u_{ij}$	Der Parameter λ wird als Optimismusparameter bezeichnet.
Laplace-Regel	Alle Umweltzustände werden gleichgewichtet angesehen (Prinzip des mangelnden Grundes). Nutzensumme: $\Phi(a_i) = \sum_{j=1}^{n} u_{ij}$ kann als Erwartungswert interpretiert werden.	Der Faktor braucht nicht berücksichtigt werden.
Savage-Niehans-Regel	Zunächst müssen die Opportunitätskosten (s_{ij}) aus der Entscheidungsmatrix (u_{ij}) ermittelt werden. $s_{ij} = \max_K(u_{kj} - u_{ij})$ Die Maximax-Regel wird im nächsten Schritt bei der Opportunitätskostenmatrix angewendet. $\Phi(a_i) = \max_j(\max_K u_{kj} - u_{ij})$	Die Opportunitätskosten sind die Differenz aus Spaltenmaximum und dem jeweiligen Spaltenwert. Dies entspricht dem maximalen Bedauern.

Tabelle 42 - Übersicht: Entscheidungen bei Unsicherheit

Modell	Definition/Entscheidungskriterium	Anmerkungen
Bayes-Regel	$A^* = \left\{ A_j \mid max_j \sum_{u=1}^{U} KW_{ju} * w_u \right\}$ Ausgewählt wird die Alternative dessen Erwartungswert den größten Betrag aufweist.	Vorraussetzung ist, dass die Eintrittswahrscheinlichkeiten (wu) für die jeweiligen Umweltzustände (Zu) bekannt sind. Es wird vorausgesetzt, dass der Nutzen der Investitionen durch die Matrixelemente ausgedrückt wird. Die Regel ist für den risikoneutralen Entscheidungsträger konzipiert.
μ- σ -Kriterium	Die Zielgröße, der Risikonutzen, wird aus dem Erwartungswert und der Standardabweichung gebildet. Die Abbildung erfolgt mittels Risikopräferenzfunktion. $\Phi(x) = \Phi(\mu, \sigma)$	Die Standardabweichung ist ein Ausdruck der Risikohöhe einer Entscheidung. Durch die Risikoeinstellung des Entscheidungsträgers wird der Verlauf der Risikopräferenzfunktion bestimmt.
Bernoulli-Kriterium	Der Erwartungsnutzen ersetzt die Erwartungswerte und Risikomaße. Ausgewählt wird die Alternative die die maximalen „moralischen Erwartungen“ aufweist. $EM = \sum_{u=1}^{U} f(KW_u) * w_u \; mit: \sum_{u=1}^{U} \mathrm{w}_u = 1$	Die Risiko-Nutzen-Funktion entwickelte sich darauf aufbauend. Dabei wird mit Hilfe eines Sicherheitsäquivalents die Risikoeinstellung eines Entscheidungsträgers beurteilt.
Risikoprämie	Das Sicherheitsäquivalent wird über den Nutzen bestimmt. Dies ist erforderlich um die Risikoprämie zu ermitteln. $\Pi = E(X) - s$ π < 0, dann ist der Entscheidungsträger risikofreudig. π = 0, dann ist der Entscheidungsträger risikoneutral. π > 0, dann ist der Entscheidungsträger risikoavers.	Es besteht auch die Möglichkeit das Anfangsvermögen mit einzubeziehen.
Arrow-Pratt-Maß	$r(x) = \frac{u''(x)}{u'(x)}$ r(x) < 0 dann ist der Entscheidungsträger risikofreudig. r(x) = 0, dann ist der Entscheidungsträger risikoneutral. r(x) > 0, dann ist der Entscheidungsträger risikoavers.	wurde aus dem Bernoulli-Nutzen entwickelt

Tabelle 43 - Entscheidungskriterien unter Risiko

10.12 Entscheidungen bei variabler Informationsstruktur

Modell	Definition/Entscheidungskriterium	Anmerkungen
Hodges-Lehmann-Regel	$\Phi(a_i) = \lambda \sum_{j=1}^{n} u_{ij} * p_j + (1-\lambda)\, min_j\, u_{ij}$ Die Alternative, welche den höchsten Φ-Wert aufweist, wird ausgewählt.	Es liegen Wahrscheinlichkeiten vor, bei denen eine Ignorierung aber auch eine alleinige Orientierung nicht sinnvoll erscheint. Die Regel ist ein Kompromiss von Maximin- und Bayes-Regel.
LPI-Modelle	Vorliegen von linear partiellen Informationen, wo die Maximin-Regel für die zugeordneten Umweltsituationen angewendet wird. Die optimale Aktion ist $min_p(g(a_*, p) = max_a\ max_p\ g(a, p)$, wobei g(a,p) die Nutzenfunktion ist. Diese ist eine lineare Funktion der Verteilung p.	Linear partielle Informationen liegen dann vor, wenn die Kenntnisse der Zustandswahrscheinlichkeiten mit Hilfe von linearen Gleichungen oder Ungleichungen ausgedrückt werden können.

Tabelle 44 - Entscheidungen bei variabler Informationsstruktur

10.13 Überblick Punktschätzungsverfahren

Schätzverfahren	Vorgehensweise	Einsatzgebiet
Substitutionsprinzipien	Bildung der Schätzfunktion durch Ersetzen der theoretischen Größen durch entsprechende empirische Größen	wenn kein anderer Zugang zu den theoretischen Parametern existiert Abschätzen von Funktionsparametern, bei bekannten (stetig abhängigen) Wahrscheinlichkeiten
Methode der kleinsten Quadrate	Parameter aus einer Stichprobe sind so zu bestimmten, dass Residuen $\tilde{u}_i = y_i - \tilde{\mu}$ möglichst um Null konzentriert sind. Zielkriterium: $\sum_{i=1}^{n} \tilde{u}_i^2 = \sum_{i=1}^{n} (y_i - \tilde{\mu})^2 \overset{!}{=} min$	Anwendung in der Regressionsanalyse und in davon abgeleiteten Modellen
Maximum-Likelihood-Methode	Informationen über den unbekannten Parameter sind gem. Likelihood-Prinzip in der Likelihoodfunktion enthalten. Für Schätzung ist der plausibelste Parameterwert zu wählen. Bei diesem nimmt die Likelihoodfunktion ihr Max an. (Max-Likelihood-Schätzwert)	Likelihoodfunktion ist Verbindung zwischen Stichprobe und dem zugrunde liegenden Verteilungsmodell. Problem: in vielen praktischen Anwendungen nicht explizit angebbar.
M-Schätzer	ein M-Schätzer für den Lageparameter ν einer Zufallsstichprobe aus einer Verteilung ist jede Lösung von: $\sum_{i=1}^{n} \varrho(x_i - \nu) \overset{!}{=} max_{\nu}$ bzw. wenn ϱ(u) differenzierbar ist und ϱ'(u)=ψ(u) gilt, $\sum_{i=1}^{n} \psi(x_i - \nu) = 0$	Bei Verteilungen, bei denen an den Rändern eine Diskrepanz zur Normalverteilung besteht. Normalverteilung wird idR. unter Hinweis auf den zentralen Grenzwertsatz unterstellt. ML-Schätzung ist hierbei nicht mehr zutreffend.
L-Schätzer	ein L-Schätzer des Parameters ν ist eine Statistik, die eine Linearkombination geordneter Statistiken ($X_{i:n}$) darstellt. $L = L(X_1, \dots, X_n) = \sum_{i=1}^{n} c_{n,i} X_{i,n}$. Der Wert wird als Schätzwert für ν verwendet.	Unempfindlichkeit gegen extreme Beobachtungen; als Ausgangspunkt werden u.a. extreme Werte aus dem Datensatz eliminiert (getrimmtes Mittel).
Dichteschätzung	K(u) ist eine Funktion mit Eigenschaften einer Dichtefunktion. Dichteschätzung : $\hat{f}(x) = \frac{1}{h*n} \sum_{i=1}^{n} K(\frac{x - x_i}{h})$ K(u) charakterisiert Kerndichteschätzung $\hat{f}(x)$. Stetigkeits und Differenzierbarkeit des Kerns sind auf Schätzer übertragbar. Häufig wird Dichte der Standardnormalverteilung als Kern verwendet.	Histogramm als erster Eindruck über Gestalt der zugrundeliegenden Verteilung (nichtparametrische Dichteschätzung mit vorgegebener Klasseneinteilung)

Tabelle 45 - Überblick Punktschätzverfahren

10.14 Übersicht Eigenschaften von Schätzfunktionen

Eigenschaft der Schätzfunktion	Definition	Bemerkungen
Konsistenz	Gegeben seien Stichprobenvariablen mit der Verteilungsfunktion $F_x(x,\nu)$, mit $\nu \in \Theta$ unbekannt. Eine Folge $T_n(X)$ von Schätzfunktionen für $g(\nu)$ heißt: • schwach konsistent für $g(\nu)$ wenn für jedes $F(x, \nu)$ gehörige P_ν, $\nu \in \Theta$ gilt: $lim_{n\to\infty} P_\nu\,(|T_n(X) - g(\nu)| \leq \varepsilon) = 1$ für alle $\varepsilon > 0$ • konsistent im Mittel für $g(\nu)$ wenn für jedes $F(x, \nu)$, $\nu \in \Theta$, der mittlere quadratische Fehler gegen Null geht: $lim_{n\to\infty} E_\nu\left((T_n(X) - g(\nu))^2\right) = 0$ • stark konsistent für $g(\nu)$ wenn für jedes zu $F(x, \nu)$ gehörige P_ν, $\nu \in \Theta$, gilt: $P_\nu(lim_{n\to\infty}\lvert T_n(X) - g(\nu)\rvert = 0) = 1$	Oftmals stellt die Konsistenz eine Minimalanforderung an Schätzer dar.
Erwartungstreue	Die Schätzfunktion $T(X)$ von $g(\nu)$, $g(\nu) \in \mathbb{R}$, heißt erwartungstreu wenn gilt: $E_\nu(T(X)) = g(\nu)$ für alle $\nu \in \Theta$ wobei X eine Zufallsstichprobe zu der Dichtefunktion $F(x; \nu)$, $\nu \in \Theta$ ist. Die Differenz $b(T, g(\nu)) = E\nu(T(X)) - g(\nu)$ heißt Bias. Für $b(T, g(\nu)) \neq 0$ heißt T verfälscht.	Erwartunstreue ist nicht immer erreichbar. Es gibt Umstände, bei denen keine erwartungstreue Schätzfunktion existiert.
Effizienz	Die erwartungstreue Schätzfunktion T_1 ist effizient, wenn für alle anderen ebenfalls erwartungstreuen Schätzfunktionen $T \forall \nu \in \Theta$: $Var_\nu(T_1) \leq Var_\nu(T)$ gilt. Die relative Effizienz ist der vom Parameter abhängige Quotient $Var_\nu(T_1)/Var_\nu(T_2)$.	Die effiziente Schätzfunktion hat eine im Vergleich minimale Varianz.
Robustheit	Sei x eine gegebene Beobachtungsfolge. Die Beobachtungsfolge x^* ist eine ε - Ersetzung von x. Diese unterscheidet sich an $\varepsilon \times n$ Stellen von x. Der Abstand ist definiert durch $d_n(x, x^*) := \frac{1}{n} \times \lvert\{i \lvert x_i \neq x_i^* \rvert\, i = 1, \ldots, n\}\rvert \leq \varepsilon$. Für T_n = nicht beschränkte Schätzfunktion gilt: Max Bias (T_n) bei x, der durch ε-Ersetzung erreicht werden kann ist: $b(\varepsilon, x, T_n) = \sup\{\lvert\,\lvert T_n(x) - T_n(x^*)\rvert\,\rvert \mid x^* \in \mathbb{R}^n, d_n(x, x^*) \leq \varepsilon\}$ Der Bruchpunkt von T_n bei x ist: $\varepsilon^*(x, T_n) = \inf\{\varepsilon \mid b(\varepsilon, x, T_n) = \infty\}$ Ist X eine Zufallsvariable mit von ν abhängiger Verteilung, $\mathbf{X}$ eine Stichprobe aus X und $T(\mathbf{X})$ ein konsistenter Schätzer für ν, so ist die Influenzfunktion von $T(\mathbf{X})$ bei ν der Grenzwert wenn existent: $IF(x; T; \nu) = lim_{n\to\infty}(n \times [E_\nu(T_n(\boldsymbol{X}) \lvert x_N = X) - E_\nu(T_n(\boldsymbol{X}))])$	Problem: charakteristische Verteilung nicht immer gegeben. Einfluss von Ausreissern bzw. Extremwerten ist zu beachten. Als Bruchpunkt wird der kleinste Anteil verfälschter Werte verstanden, der eine sinnvolle Schätzung unmöglich macht. Die Sensitivitätskurve gibt an, wie sich der Schätzwert bei Variation einer einzelnen Beobachtung innerhalb der Stichprobe verhält. Grenzwert ist die Influenzfunktion.

Tabelle 46 - Eigenschaften von Schätzfunktionen

10.15 Systematik der Betrachtung von Stationen mit Schutzfunktion

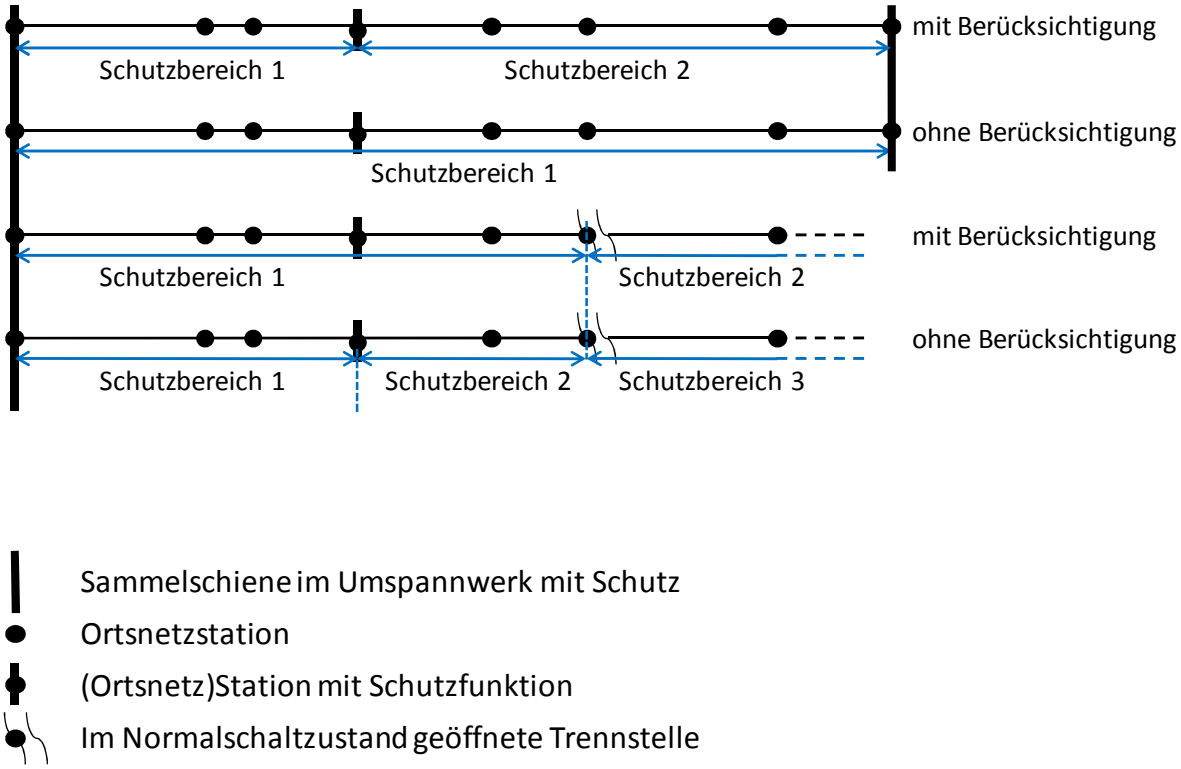


Abbildung 70 - Systematik der Betrachtung von Stationen mit Schutzfunktion

10.16 Zuverlässigkeitsverfahren im Überblick

Zuverlässigkeitsverfahren			Berechnung mehrstufiger Komponenten	Berechnung vermaschter Systeme	Berechnung von Systemen mit stochastisch abhängigen Komponenten	
Analytische Verfahren	Netzwerkverfahren	kombinatorische Regeln für Komponentenzustände	X	(1)		einfache Berechnung für einfache Systeme
		Verfahren für logische Serien- und Parallelstrukturen	X		(3)	
		Minimalwegverfahren	X	(1)		
		Minimalschnittverfahren	X	(2)		einfache Berechnung mit Näherungsverfahren
		Verfahren der Markoffschen Minimalschnitte	X	(2)	(2)	
	Zustandsraumverfahren	Verfahren der Markoffschen Prozesse	(X)	(1)	(1)	
		Verfahren der Semi- und Nicht –Markoffschen Prozesse	(X)	(1)	(1)	aufwändige Berechnung
		kombinatorische Regeln für Systemzustände	X	(1)		für spezielle Anwendngen
Simulationsverfahren			(X)	(2)	(2)	aufwändige Berechnung

Tabelle 47 - Überblick Zuverlässigkeitsverfahren[229]

(X) = für Komponenten
(1) = für große Systeme
(2) = für kleine Systeme bzw. Teilsysteme
(3) = nur für nichtvermaschte Systeme mit stochastisch-unabhängigen Komponenten

[229] Eigene Darstellung nach Kochs, H.-D., S. 347

10.17 Berechnungsgrundlagen Zuverlässigkeit

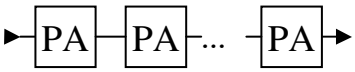
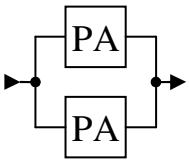
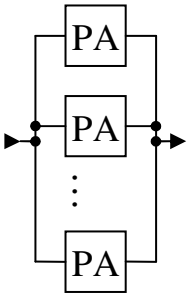
Zuverlässigkeitsblockdiagramm	Berechnung	Bemerkung
	$PA = PA_i$	Einzelelement
	$PA = \prod_{i=1}^{n} PA_i$	Serienmodell
	$PA = PA_1 + PA_2 - PA_1 \cdot PA_2$	Redundanz 1 aus 2
	$PA = \sum_{i=1}^{n} \binom{n}{k} PA_n^{\,i} \left(1 - PA_n\right)^{n-1}$, für : $PA_1 = PA_2 = \ldots = PA_n$	Redundanz k aus n

Abbildung 71 - typische Verfügbarkeitsblockstrukturen und deren Berechnung

10.18 Beispielhafte Zuverlässigkeiten von Serien- und Parallelstrukturen

10.18.1 Zuverlässigkeit von Serienstrukturen

(z.B. bei niederohmiger Sternpunktbehandlung; das Gesamtsystem fällt beim ersten Fehler als Ganzes aus)

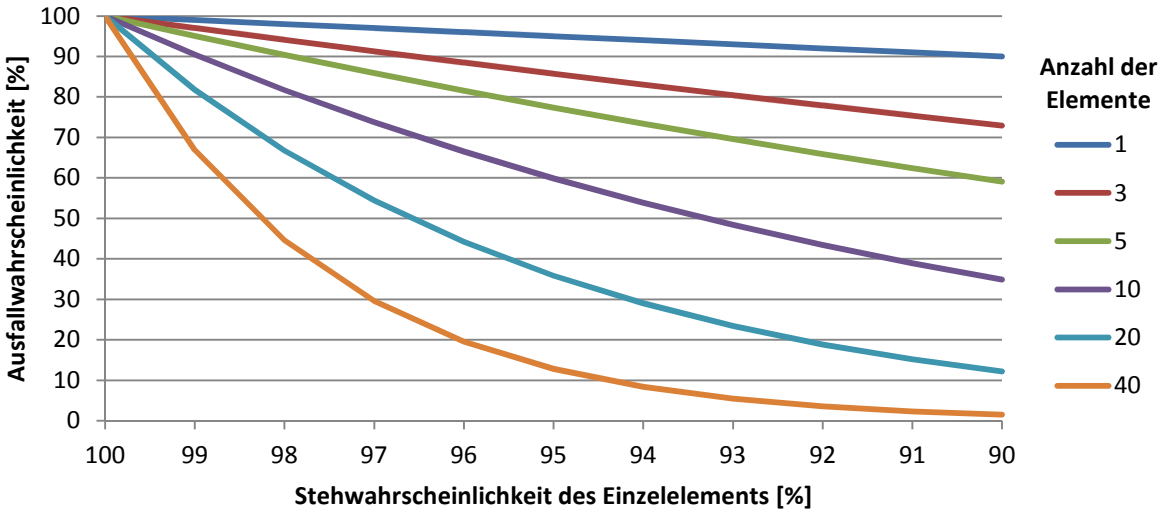


Abbildung 72 - Zuverlässigkeit von Serienstrukturen mit unterschiedlicher Anzahl von Elementen

10.18.2 Zuverlässigkeit einer einfachen Parallelstruktur

(z.B. bei Resonanzsternpunkterdung, entspricht Redundanz 1 aus 2 (Abbildung 71) mit Serienelementen als PA_1 und PA_2; vereinfachte Annahme gleichbleibender Ausfallwahrscheinlichkeiten der Kabelmeterstücke trotz um Faktor √3 erhöhter Spannung U_0)

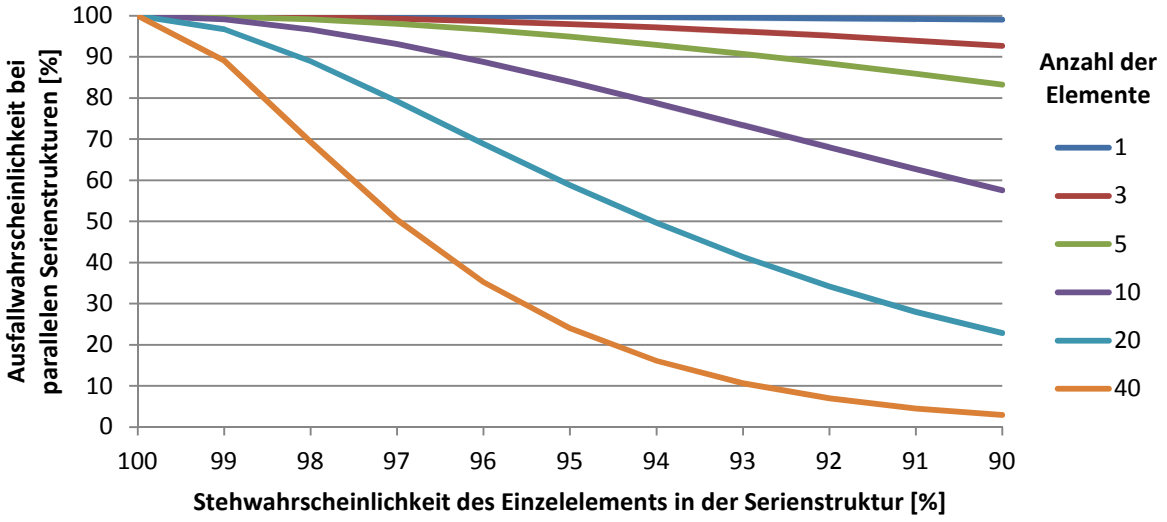


Abbildung 73 - Zuverlässigkeit von Parallelstrukturen basierend auf 2 parallelen Serienstrukturen

10.19 Technischer Fortschritt am Beispiel von Kunststoffkabeln

10.19.1 Stationen des technischen Fortschritts bei Kunststoffkabeln

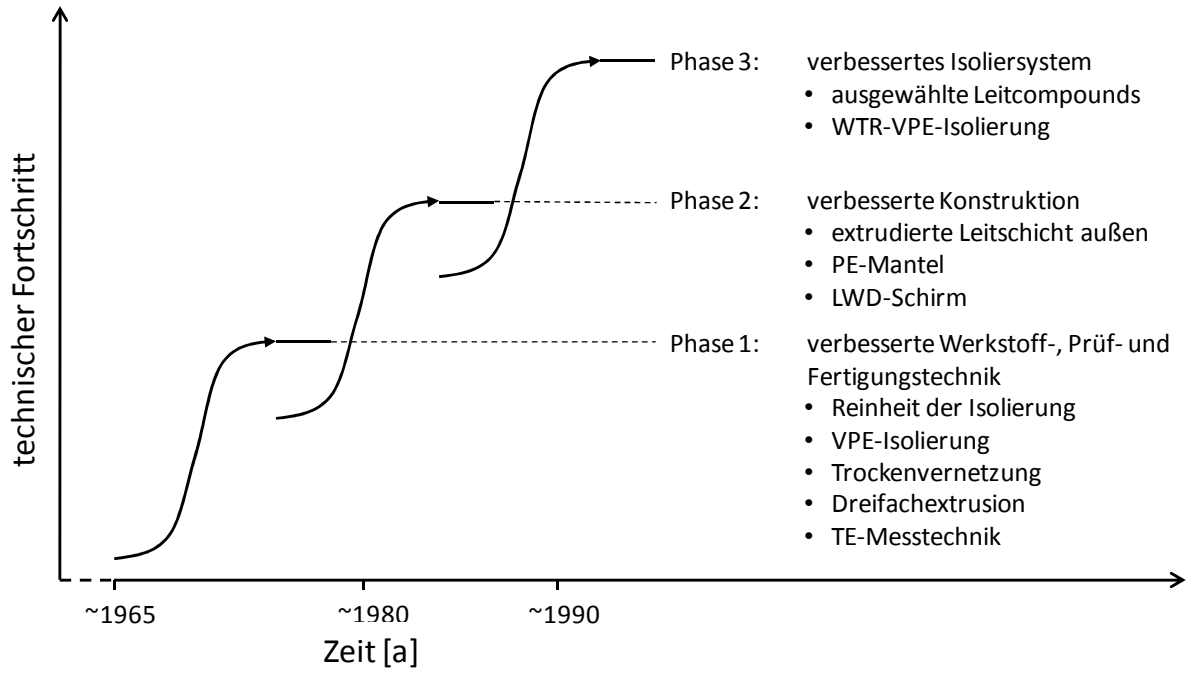


Abbildung 74 - technischer Fortschritt bei kunststoffisolierten Mittelspannungskabeln[230]

[230] Eigene Abbildung in Anlehnung an FGH, S. 87

10.19.2 Technologiezyklen bei der Fertigung kunststoffisolierter Kabel

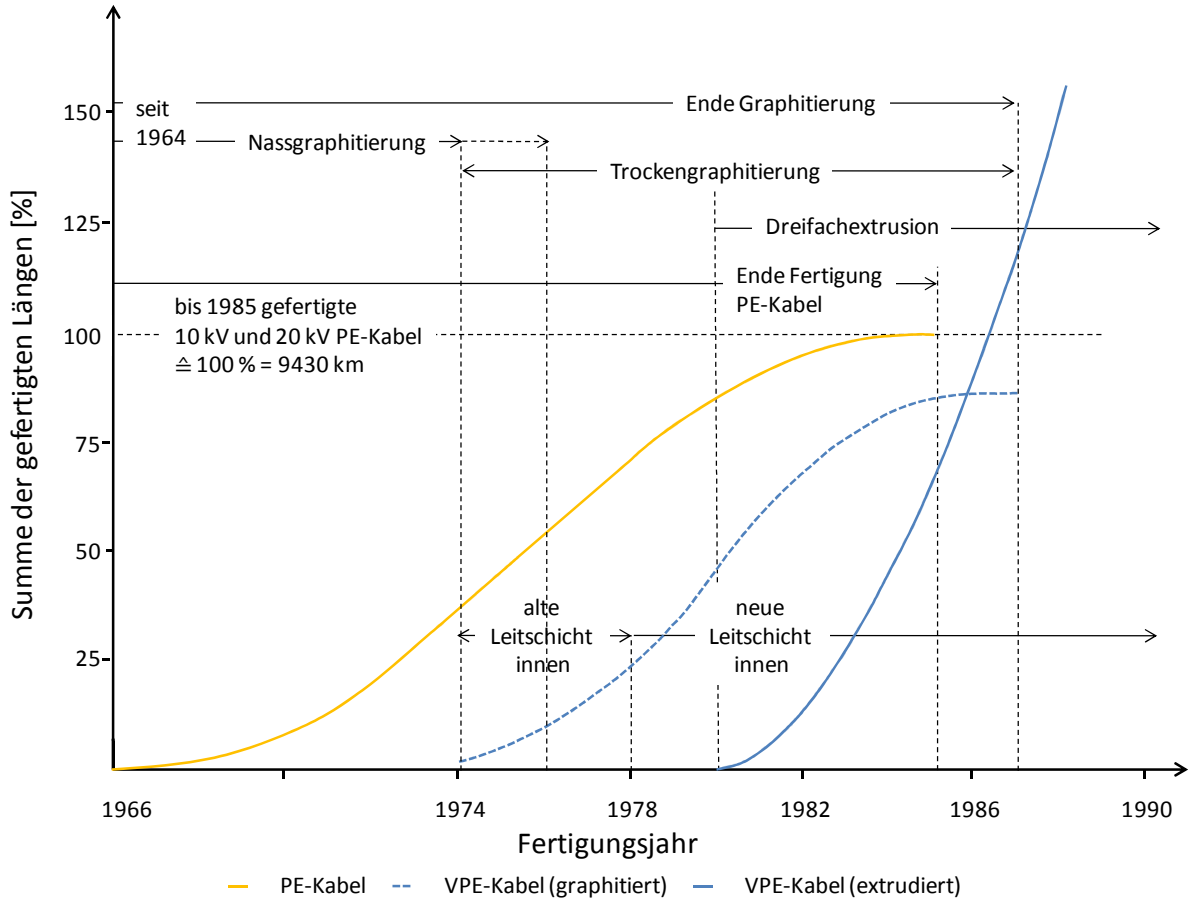


Abbildung 75 - Technologiezyklen bei der Fertigung kunststoffisolierter Mittelspannungskabel[231]
(Angaben der Firma F&G, Dipl.-Ing. Kober, F&G Köln, 1990)

[231] Eigene Abbildung in Anlehnung an FGH, S. 87

10.20 Aufbau Datentabellen der Bewertungssoftware

10.20.1 tblBereiche

Feldname	ID	BereichsNr (ohne Streckenzusatz)
FeldDatentyp	AutoWert	Text

Tabelle 48 - tblBereiche – Tabellenaufbau

10.20.2 tblElementeBasis

Feld-name	Element Name	Ltg-Teilab-schnitt	Netznenn-spannung	Typbe-zeichnung	Bau-art	Ader-zahl	Quer-schnitt	Kabel-art	TDE Länge	Bau-jahr	ID
Feld-Daten-typ	Text	Zahl	Zahl	Text	Text	Text	Zahl	Text	Zahl	Zahl	Auto Wert

Tabelle 49 - tblElementeBasis – Tabellenaufbau

10.20.3 tblElementeKnoten

Siehe Tabelle 22 Abschnitt 4.5.2

10.20.4 tblStationsDaten

Feld-Name	Versor-gungs-teilbereich	Bau-art	Gang-linentyp MS	Bau-jahr	Stations IV-Nr	Knoten Name	Anzahl Kunden	Station schaltbar	Leis-tung	ID
Feld-Daten-typ	Text	Text	Text	Zahl	Zahl	Text	Text	Ja/Nein	Zahl	Auto Wert

Tabelle 50 - tblStationsDaten – Tabellenaufbau

10.20.5 tblUW

Feldname	ID	Knoten Name	MS-UW
FeldDatentyp	Zahl	Text	Ja/Nein

Tabelle 51 - tblUW – Tabellenaufbau

Thesen

1. Durch eine zielgerichtete Auswertung der bei Verteilnetzbetreibern in den verschiedenen IT-Systemen vorhandenen Netzdaten lassen sich die aktuelle Altersstruktur sowie das zugehörige Mengengerüst der vorhandenen Mittelspannungskabelarten als Ausgangspunkt für weitere Untersuchungen beschreiben.

2. Fehlende Netzdaten können anhand von Verteilnetzbetreiber- sowie kabelartspezifischen Verteilungen fundiert geschätzt werden.

3. Anhand der so gewonnenen Altersstruktur sowie dem zugehörigen Mengengerüst können bei Unterscheidung verschiedener Kabelarten einfache Investitionsszenarien, bei denen die jeweils ältesten Mittelspannungskabel einer Kabelart ausgetauscht werden, aufgestellt und anhand der erwarteten Ausfälle bewertet werden.

4. Die auf das Mengengerüst sowie die Altersstruktur bezogenen Ausfälle einer Kabelart pro 100km unterscheiden sich wesentlich von den bisher verwendeten reinen Ausfallhäufigkeiten, da erstmals ein Bezug auf die dem jeweiligen Verlegejahr zuzuordnende Grundgesamtheit möglich ist.

5. Durch die Verbindung des bestehenden Mengengerüsts der jeweiligen Kabelart mit der zugehörigen Altersstruktur sowie den Fehlerstatistikdaten kann die Schätzung der Ausfallerwartung einer Kabelart durch den Bezug der beobachteten Ausfälle einer Kabelart und Altersklasse auf die vorhandene Grundgesamtheit der Kabelart erheblich verbessert werden.

6. Heruntergebrochen auf Kabelmeterstücke kann die Ausfallwahrscheinlichkeit einer Kabelart und Altersklasse pro Jahr mittels Verteilungsfunktionen approximiert werden.

7. Von den betrachteten Verteilungen ist die Weibullverteilung ist zur Beschreibung der alterungsbedingten Ausfälle von Kabelmeterstücken am besten geeignet.

8. Durch den Bezug der Fehlerstatistikdaten auf das vorhandene Mengen- und Altersgerüst einer Kabelart ergeben sich für die einzelnen Altersklassen hohe mittlere Nutzungsdauern für die Kabelmeterstücke einer Kabelart und Altersklasse. Diese relativieren sich, wenn die Kabelmeterstücke nach dem Verfahren für logische Serien- und Parallelstrukturen (Netzwerkverfahren) zu Kabelstreckenabschnitten zusammengefasst werden.

9. Sind die innerhalb eines Schutzbereiches vorhandenen Leitungsstreckenabschnitte nach Art des Leiters, Altersklasse und Länge bekannt, lassen sich die ermittelten Ausfallwahrscheinlichkeiten der Kabelmeterstücke nach dem Verfahren für logische Serien- und Parallelstrukturen (Netzwerkverfahren) auf den gesamten Schutzbereich übertragen und ergeben so die Ausfallwahrscheinlichkeit des Schutzbereiches.

10. Die sich ergebende Ausfallwahrscheinlichkeit ist abhängig von den im Schutzbereich verlegten Leitungsarten, dem jeweiligen Verlege- bzw. Baujahr sowie vor allem von der jeweiligen Länge. Bei längeren Schutzbereichen ist eine höhere Ausfallrate zu erwarten.

11. Wird die Ausfallwahrscheinlichkeit des Schutzbereiches mit der im Schutzbereich installierten Bemessungsscheinleistung der Ortsnetzstationen oder aber mit der Anzahl der im Schutzbereich versorgten Letztverbraucher ins Verhältnis gesetzt, ergibt sich eine Matrix, aus der die Bedeutung der einzelnen Schutzbereiche für den Verteilnetzbetreiber abgelesen werden kann.

12. Sind aus der Matrix die Schutzbereiche mit besonderer Bedeutung identifiziert, ermöglicht eine nachfolgende Schutzbereichsanalyse die Identifikation kritischer Kabelstreckenabschnitte. Diese können somit direkt bei der Investitionsplanung berücksichtigt und gewichtet werden.

13. Bei Kenntnis der Ausfallwahrscheinlichkeit der vorhandenen Schutzbereiche kann durch Monte-Carlo-Simulationen die Verteilung der pro Jahr erwarteten Versorgungsunterbrechungen ermittelt werden.

14. Bei Kenntnis der mittleren Ausfallhäufigkeit sowie der mittleren Ausfalldauer ist eine netzbezogene Berechnung der zu erwartenden Ausfallkosten sowie der erwarteten Qualitätsindizes möglich.

15. Unter Nutzung des vorgestellten Vorgehensschemas ist die Abschätzung der für das Erreichen einer bestimmten Versorgungszuverlässigkeit notwendigen Investitionen möglich. Gleichzeitig kann bei festgelegtem Investitionsbudget das erreichbare Level der Versorgungszuverlässigkeit ermittelt werden.