

OPTIMIERUNG DER VERSORGENGS- ZUVERLÄSSIGKEIT IN EINEM STÄDTISCHEN 10-KV-VERTEILNETZ

MASTERARBEIT



Institut für Elektrische Anlagen
Technische Universität Graz

Vorgelegt von
Thomas Schacher, BSc

Betreuer und Begutachter
Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

Betreuer IKB
Dipl.-Ing. Markus Somavilla

Institutsleiter: Univ.-Prof. DI Dr.techn. Lothar Fickert

A - 8010 Graz, Inffeldgasse 18-I
Telefon: (+43 316) 873 – 7551
Telefax: (+43 316) 873 – 7553
<http://www.ifea.tugraz.at>
<http://www.tugraz.at>

Graz im Oktober 2016



EIDESSTÄTTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre des Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt, und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe. Das in TUGRAZonline hochgeladene Textdokument ist mit der vorliegenden Masterarbeit identisch.

Datum

Unterschrift

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis.....	3
1 Einleitung.....	7
1.1 Aufgabenstellung.....	8
1.2 Stand der Technik.....	8
1.3 Konzept für zukünftige Umspannstationen.....	10
1.3.1 Datenübertragungstechnik.....	11
1.3.2 Messgeräte zur Erfassung von Fehlern.....	13
1.3.3 Messtechnik.....	14
2 Zuverlässigkeitstheorie.....	17
2.1 Definition der Zuverlässigkeit.....	17
2.2 Wahrscheinlichkeitsrechnung für elektrische Netze.....	17
2.3 Spezielle diskrete Wahrscheinlichkeitsverteilungen.....	18
2.3.1 Bernoulli- oder Binomialverteilung.....	18
2.3.2 Poissonverteilung.....	18
2.4 Kennzahlen zur Beurteilung der Zuverlässigkeit.....	19
2.4.1 ASIDI.....	19
2.4.2 ASIFI.....	20
2.4.3 SAIDI.....	20
2.4.4 SAIFI.....	20
2.4.5 CAIDI.....	20
2.5 Monte-Carlo-Methode.....	21
2.5.1 Einführung.....	21
2.5.2 Anwendung zur Erzeugung von gleichverteilten Zufallsvariablen.....	21
2.5.3 Genauigkeit der Methode.....	21
3 Energiekabel für Mittelspannung.....	23
3.1 Kabelaufbau.....	23
3.2 Fehlerursachen.....	25
3.3 Alterungsverhalten von Kunststoffkabeln.....	25
3.4 Lebensdauer.....	26
4 Berechnung von Zuverlässigkeitskennzahlen für ein Musternetz.....	27
4.1 Netzformen des Musternetzes.....	27
4.1.1 Typ A: Strangnetz.....	27
4.1.2 Typ B: Ringkabelnetz.....	28
4.1.3 Typ C: Reservekabelnetz.....	28
4.2 Ausrüstungsvarianten für das Musternetz.....	29
4.2.1 Strangnetz.....	29
4.2.2 Berechnung des ASIDI-Wertes der Ausrüstungsvariante 2 für das Strangnetz....	30
4.2.3 Ergebnisse der ASIDI-Werte für das Strangnetz.....	37

4.2.4	ASIDI-Werte bei unterschiedlichen Nennscheinleistungen der Netztransformatoren	38
4.2.5	Berechnung der SAIDI-Werte für das Strangnetz	39
4.2.6	Ergebnisse der SAIDI-Werte für das Strangnetz	40
4.2.7	SAIDI-Werte bei unterschiedlicher Kundenanzahl pro Umspannstation.....	41
4.2.8	Vergleich zwischen ASIDI-und SAIDI-Wert für das Strangnetz.....	42
4.2.9	Ringkabelnetz	43
4.2.10	Berechnung des ASIDI-Wertes für das Ringkabelnetz.....	44
4.2.11	Ergebnisse für das Ringkabelnetz	46
4.2.12	Reservekabelnetz.....	47
4.2.13	Ergebnisse für das Reservekabelnetz	47
5	Berechnung der Wahrscheinlichkeit von Kabelfehlern für ein Musternetz.....	48
5.1	Berechnung für einen Kabelabschnitt.....	48
5.2	Wahrscheinlichkeit von Fehlern bei Variation der Betriebsdauer für einen Kabelabschnitt	50
5.3	Berechnung der Wahrscheinlichkeit für den gesamten Abzweig.....	51
5.4	Wahrscheinlichkeit von fehlerbehafteten Kabelabschnitten bei Variation der Betriebsdauer	53
5.5	Monte-Carlo-Simulation für ein Musternetz.....	55
5.6	Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation	56
5.7	Berechnung der ASIDI-Werte für das Strangnetz mittels Monte-Carlo-Simulation	63
6	Berechnung von Zuverlässigkeitskennzahlen für ein reales 10-kV-Verteilnetz	67
6.1	Strukturschema des Netzes	67
6.2	Netzvereinfachung	68
6.3	Berechnung für das Versorgungsgebiet UW Ost	69
6.3.1	Netzbeschreibung	69
6.3.2	Netzgruppe 1 & 2	71
7	Berechnung der Wahrscheinlichkeit von Kabelfehlern für ein reales 10-kV-Verteilnetz.....	76
7.1	Störstatistik des realen Netzes	76
7.2	Approximation 10-kV-Kabelfehler durch eine Normalverteilung.....	77
7.3	Berechnung nach der Poissonverteilung	79
8	Kosten-Nutzen-Analyse.....	81
8.1	Grundlegendes.....	81
8.2	Durchführung der Wirtschaftlichkeitsberechnung.....	81
8.3	Berechnung der Wirtschaftlichkeit von ferngesteuerten Umspannstationen in den 10-kV- Abzweigen An-der-Lan-Straße und Schützenstraße	83
8.4	Sensitivitätsanalyse.....	85
9	Zusammenfassung und Ausblick.....	87
10	Literaturverzeichnis	88
11	Anhang.....	89
11.1	Abbildungsverzeichnis.....	89
11.2	Tabellenverzeichnis.....	90

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand im Zuge meines Masterstudiums der Elektrotechnik, Vertiefungsrichtung Energietechnik, am Institut für elektrische Anlagen der TU Graz. Die Problemstellung lieferten die Innsbrucker Kommunalbetriebe AG, Bereich Strom-Netz.

Ich möchte mich an dieser Stelle bei allen Personen bedanken, die mich bei der Durchführung dieser Arbeit unterstützt und gefördert haben. Mein besonderer Dank gilt meinen Eltern, welche mir das Studium überhaupt ermöglicht haben, sowie allen Verwandten welche immer hinter mir standen.

Bei Herrn Univ-Prof. Dipl.-Ing. Dr. techn. Lothar Fickert möchte ich mich herzlich für seine mühevollen Betreuung der Arbeit und seine wertvollen Ratschläge bedanken.

Ein großes Dankeschön gilt auch der IKB AG und hier im Besonderen Herrn Dipl.-Ing Markus Somavilla, welcher mir die Möglichkeit anbot, die Arbeit in Kooperation mit der IKB AG zu schreiben. Natürlich bedanke ich mich auch bei allen Mitarbeiter/innen der Abteilung Strom-Netz-Management, welche mir großen Respekt entgegenbrachten und mir oft unterstützend zur Seite standen.

Kurzfassung

Das Ziel dieser Arbeit ist die Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit in einem städtischen 10-kV-Kabelnetz. Konkret soll die Dauer der Versorgungsunterbrechung im Störfall minimiert werden, dies wird durch den gezielten Einsatz von ferngesteuerten Umspannstationen ermöglicht. Mithilfe der Zuverlässigkeitsanalyse wird die optimale Stelle im Netz ermittelt werden, an welcher die neuen Komponenten eingebaut werden müssen, um eine Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit zu erzielen. Zuerst wird ein Musternetz betrachtet, in diesem wird die Position der fernsteuerbaren Umspannstation entlang eines Abzweiges variiert und sogleich der Fehlerort. Anschließend wird die ASIDI-Kennzahl für jeden Fehlerfall berechnet. Jene Variante, welche am Ende der Variationsrechnung die geringste ASIDI-Kennzahl aufweist, ist die geeignetste zur Umsetzung. Um die die mittlere Nichtverfügbarkeit in min/a anzugeben ist die Kenntnis der mittleren Störungshäufigkeit notwendig. Desweiteren wird eine Monte-Carlo-Simulation, um das zufällige Auftreten von Störungen im Musternetz zu zeigen, durchgeführt.

Im Anschluss wird die Zuverlässigkeitsanalyse auf zwei reale Netzabzweige der IKB AG angewendet, in diesem werden 3 Umspannstationen ermittelt, welche sich am besten zur Ausrüstung mit einer Fernsteuerung eignen. Zu diesem Zweck muss das vorliegende reale Netz soweit vereinfacht werden, bis dieselbe Struktur wie im Musternetz vorliegt. Abschließend erfolgt die Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse der geplanten Maßnahmen.

Abstract

The purpose of this diploma thesis is the improvement of the reliability of supply in an urban 10-kV-cablegrid. In detail the duration of the outage time in case of an electrical failure in the grid should be minimized. This aim could be realized through an automation of well selected substations. By means of reliability analysis the ideal position of the substation, which should be equipped with a remote control, can be found. First a model-grid is established to execute the reliability analysis. In the model-grid the position of the remote-controlled substation varies along the branch-circuit and also the position where the electrical failure occurs is varied. Following this, the ASIDI- index is calculated for each failure case. Those variant, which has at the end of the variational calculus the smallest ASIDI-Index, is the best choice for an automation of the substation. To calculate the average non-availability in min/a, it is necessary to know the average failure rate. Furthermore a Monte-Carlo-simulation is performed to show the randomness of failures in the model grid.

In the next step, the reliability analysis is applied onto two real grid-branches of the IKB AG. In this task 3 substations were selected, which are the best choice for a remote control. To solve this problem it is necessary to simplify the real grid, so that in the end it has the same structure as the model grid. At the end of this thesis a cost-benefit analysis of the planned activities in the real grid is performed.

1 Einleitung

Die sichere Versorgung mit elektrischer Energie ist für eine Volkswirtschaft von entscheidender Bedeutung. Mit einem jährlichen Energieverbrauch von rund 3.3 Millionen GWh ist die Europäische Union mit ihren rund 500 Millionen Einwohnern einer der größten Strommärkte der Welt. Die Erzeugung dieser elektrischen Energie übernimmt ein Kraftwerkspark mit einer installierten Leistung von insgesamt 870 GW, dies entspricht mehr als dem 40-fachen der in Österreich verfügbaren Kraftwerkskapazität. Die Art der Stromerzeugung ist von Land zu Land verschieden. In Österreich wird vorwiegend Strom aus Wasserkraft erzeugt und während der Wintermonate zusätzlich aus thermischen Kraftwerken. Deutschland setzt vermehrt auf Kohlekraftwerke bedingt durch den von der Bundesregierung beschlossenen Ausstieg aus der Atomkraft bis Jahresende 2022, aber auch die Windkraft leistet bereits einen großen Beitrag zur Stromerzeugung. Frankreich setzt weiterhin auf die Atomkraft. Damit die in den Kraftwerken erzeugte elektrische Energie bei den Verbrauchern ankommt, sind Übertragungsnetze notwendig. Das Übertragungsnetz der ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity) weist eine Gesamtlänge von über 300.000 Kilometern auf. [1]

Ein zuverlässiges und leistungsfähiges Stromnetz ist somit Voraussetzung für eine sichere Stromversorgung der Bevölkerung und der Wirtschaft.

Abbildung 1-1 zeigt die heutige Struktur der elektrischen Energieversorgung. Mit einer stetig zunehmenden Anzahl von dezentralen Erzeugungsanlagen kommt es zu einer Umkehr der seit rund 100 Jahren gewachsenen Top-Down-Struktur, je nach Jahres- und Tageszeit wird auch Energie ins Hochspannungs-Übertragungsnetz zurückgespeist. Es erfolgt ein Wandel vom bisher geltenden Grundsatz „Erzeugung folgt dem Verbrauch“ hin zu „Transport und Verbrauch folgt Erzeugung“ [2].

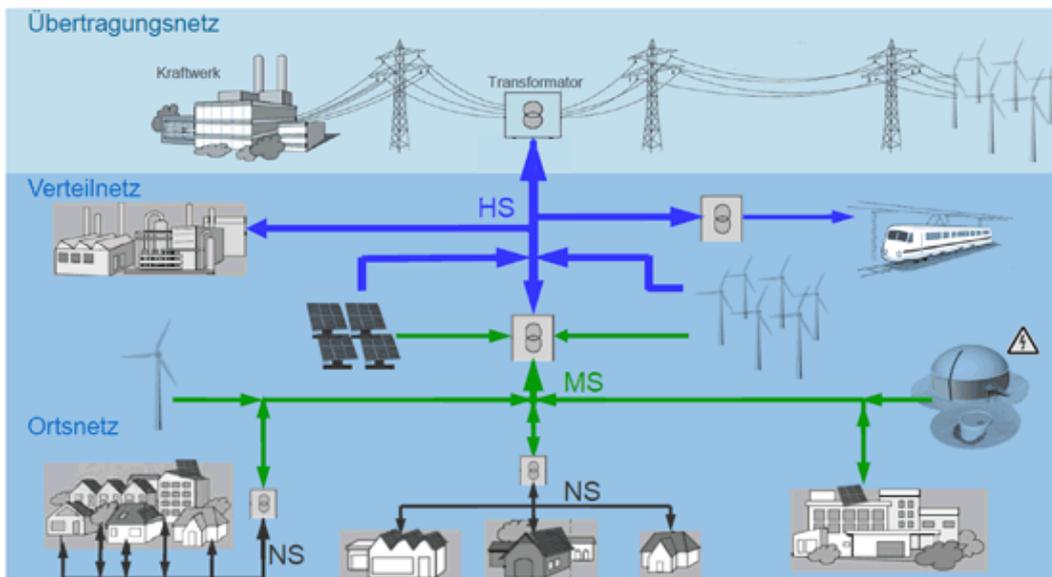


Abbildung 1-1: Struktur der elektrischen Energieversorgung [2]

Das elektrische Energieversorgungsnetz gliedert sich in folgende Spannungsebenen:

- Höchstspannung 220 kV-380 kV (Übertragungsnetz)
- Hochspannung 110 kV (überregionales Verteilnetz)
- Mittelspannung 1 kV-50 kV (regionales Verteilnetz)
- Niederspannung < 1 kV (Ortsnetz)

Für die ohm'schen Leitungsverluste gilt folgende Formel (für ein System):

$$P_v = 3 \cdot I^2 \cdot R \quad (1.1)$$

Eine Verzehnfachung des Spannungsniveaus bewirkt bei gleichem Verbrauch eine Reduktion des Stromes auf ein 1/10 und somit eine Verkleinerung der ohm'schen Leitungsverluste auf 1/100. Aufgrund dieser Tatsache ist eine Übertragung mit Hochspannung wirtschaftlich und sinnvoll. In dieser Arbeit wird das Verteilernetz einer Stadt betrachtet, welches eine Nennspannung von 10 kV aufweist.

1.1 Aufgabenstellung

Das Ziel dieser Arbeit ist es, die Versorgungszuverlässigkeit in einem städtischen 10-kV-Verteilnetz zu verbessern. Konkret soll die Dauer der Versorgungsunterbrechung im Störfall minimiert werden, dies soll durch den gezielten Einsatz von intelligenten Netzkomponenten geschehen.

Es gilt das Optimum zwischen Versorgungszuverlässigkeit und Kostenaufwand zu finden. Mithilfe der Zuverlässigkeitsanalyse soll die optimale Stelle im Netz ermittelt werden, an welcher die neuen Komponenten eingebaut werden müssen, um eine Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit zu erzielen.

1.2 Stand der Technik

Derzeit findet die Fehlererfassung nur in den Umspannwerken statt, das heißt bei einem Kurzschluss wird zwar der fehlerbehaftete 10-kV-Abzweig erfasst, aber nicht der genaue Kabelabschnitt, in welchem der Fehler liegt. Tritt eine Störung auf, so muss der Entstörungsdienst die Kurzschlussanzeiger in den Umspannstationen kontrollieren, um den fehlerbehafteten Kabelabschnitt zu finden. Die Messung in den Umspannwerken erfolgt über konventionelle Messwandler. Die Spannungen werden über induktive Spannungswandler, die Ströme über induktive Stromwandler gemessen.

Abbildung 1-2 zeigt in der linken Bildhälfte einen Doppelabzweig im Umspannwerk und rechts das Messfeld zur Erfassung der Sammelschienenspannung. Bei der IKB AG werden immer zwei Abzweige von einem gemeinsamen Leistungsschalter geschaltet. Die Messung der Ströme erfolgt über die Wandler T 11 und T 12 (rot markiert), dieser enthält einen Mess- und einen Schutzkern. Die Messung der Lastdaten erfolgt über den Messkern, der Schutzkern liefert die Ströme für die UMZ-Schutzeinrichtung. Mithilfe der Summenstromwandler T 91 und T 92 (grün markiert) erfolgt die Summenstrommessung mittels Holmgreenschaltung zur Erfassung von Erdschlussströmen.

Die Spannung an der Sammelschiene wird im Messfeld mithilfe der Spannungswandler T15 und T 25 (blau markiert) gemessen, diese weisen zwei Sekundärwicklungen auf. Die Sternwicklung dient zur Messung der Phasenspannungen und die Dreieckwicklung zur Erfassung der Nullspannung. Zu diesem Zwecke wird die Dreieckwicklung aller Wandler zu einem offenen Dreieck zusammengeschaltet. Alle Schaltgeräte im Umspannwerk sind ferngesteuert von der Leitwarte aus bedienbar.

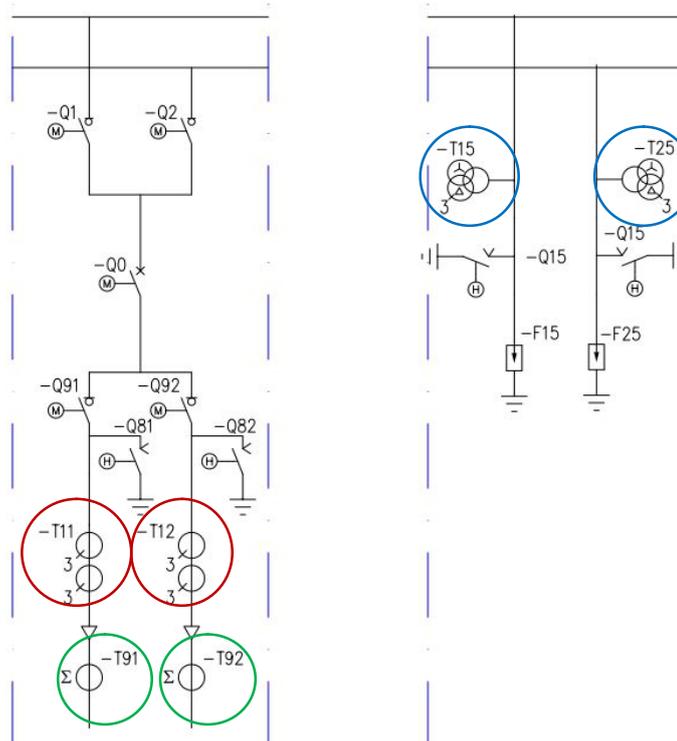


Abbildung 1-2: 10-kV-Doppelkabelabzweig und Messfeld im Umspannwerk [3]

Abbildung 1-3 zeigt ein SINEAX-Messgerät der Firma Camille Bauer, welches bereits in vielen Umspannstationen eingebaut ist [4].



Abbildung 1-3: SINEAX-Messgerät [5]

Mithilfe dieser Geräte ist eine Messung des Lastgangs der niederspannungsseitigen Verbraucher möglich. Die Messung der Ströme und Spannungen erfolgt auf der Sekundärseite des Netztransformators. Der Netztransformator spannt die Mittelspannung von 10 kV auf die Niederspannung von 400 V um. Es werden die drei Phasenspannungen U_1 , U_2 und U_3 sowie die Phasenströme I_1 , I_2 und I_3 gemessen. Zudem wird noch die Wirk-, Blind- und Scheinleistung erfasst. Im Endausbau sollen alle Umspannstationen mit den SINEAX-Messgeräten ausgerüstet sein, um somit eine lückenlose Messung zu ermöglichen. Allerdings liefern nicht alle SINEAX-Geräte, welche bereits eingebaut sind, auch Messdaten, weil diese noch ins Signalnetz eingebunden werden müssen. Abbildung 1-4 zeigt das einpolige Schaltbild einer Standard-Ringnetz-Umspannstation 10/0.4 kV. Der ankommende und abgehende Mittelspannungsabzweig ist über Lasttrennschalter schaltbar. Der Transformator wird primärseitig durch HH-Sicherungseinsätze geschützt. Auf der Sekundärseite findet die Strommessung mittels des Stromwandlers T1 (rot markiert) statt, Die Spannungen werden direkt gemessen. Bei einem Fehler auf der Sekundärseite unterbricht der Niederspan-

nungsleistungsschalter den Stromkreis. Von der Niederspannungssammelschiene zweigen die einzelnen Kabelabgänge in das Niederspannungsnetz ab.

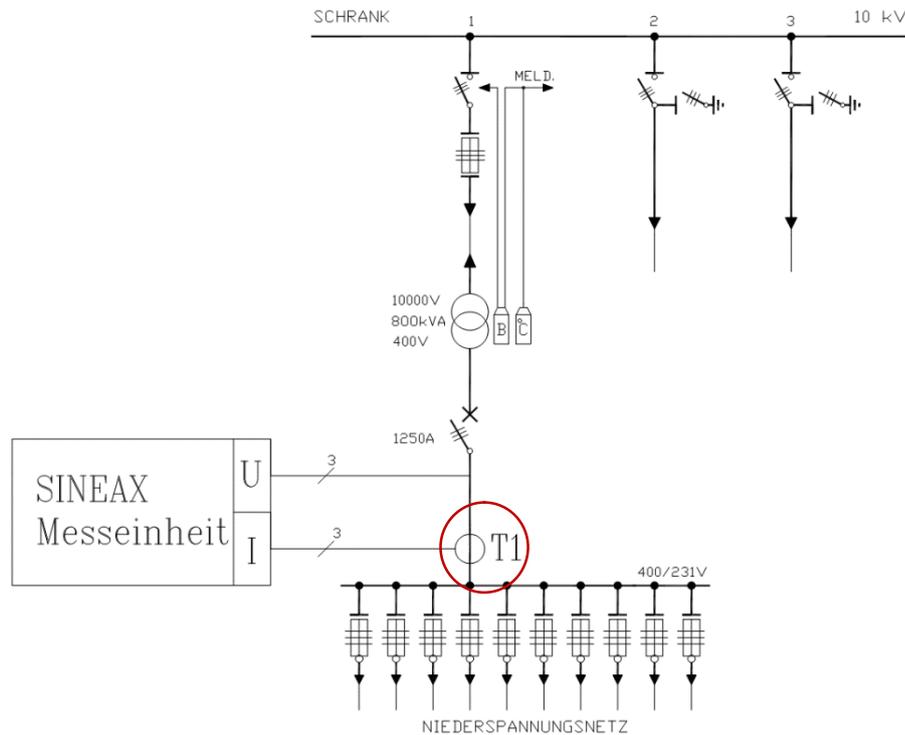


Abbildung 1-4: Einpoliges Schaltbild einer Umspannungstation mit Einschleifung des 10-kV-Kabels [3]

1.3 Konzept für zukünftige Umspannungstationen

Abbildung 1-5 zeigt das Konzept für zukünftige Umspannungstationen, diese sollen mit Strom- (rot markiert) und Spannungssensoren (blau markiert) ausgestattet werden, um die Spannung der 10-kV-Felder sowie die Betriebs- und Fehlerströme primärseitig zu erfassen. Zudem werden auch die Schalterstellungen der Lasttrennschalter ferngemeldet, um immer den aktuellen Schaltzustand des Netzes zu kennen.

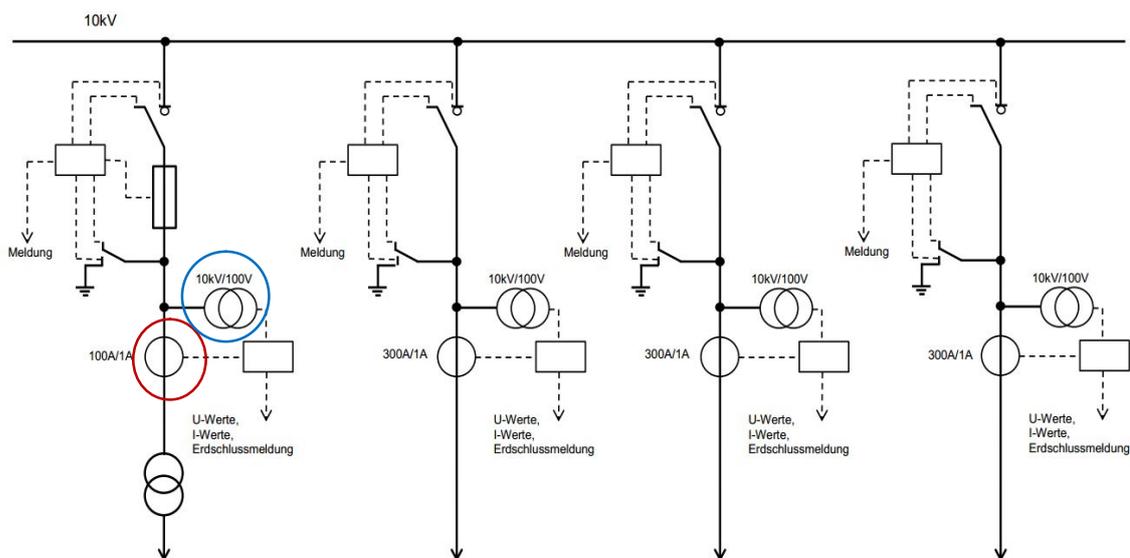


Abbildung 1-5: Konzept für zukünftige Umspannungstationen [3]

1.3.1 Datenübertragungstechnik

Die Übertragung der Daten von den SINEAX-Messgeräten und des Grid-Inspectors der Firma Kries [6] erfolgt über Modbus RTU (Remote Terminal Unit). Dies ist ein offenes Protokoll für serielle Schnittstellen (RS-485), welches auf einer Master/Slave- bzw. Client/Server-Architektur basiert. Die Verbindung der Slaves erfolgt über ein Kupfersignalkabel, welches in einer Linienstruktur vom Umspannwerk aus in die Umspannstationen führt. Im Umspannwerk befinden sich die Datenkonzentratoren, welche die Daten sammeln und über das Internetprotokoll TCP/IP in das Prozessdatenarchiv der Leitstelle senden [3].

Abbildung 1-6 zeigt das Schema der Datenübertragung der RTU's.

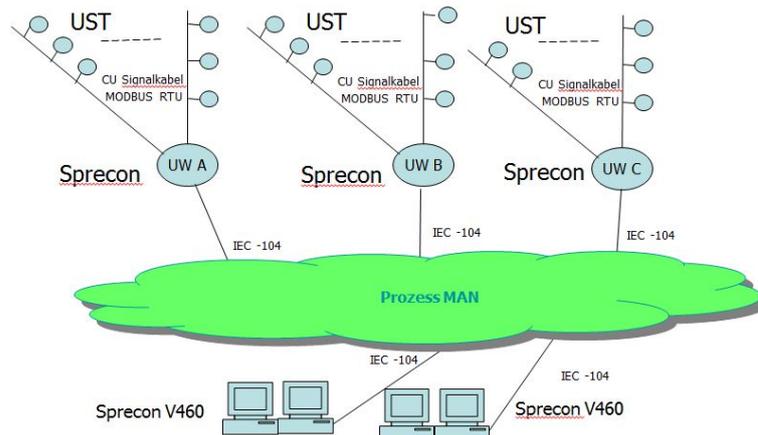


Abbildung 1-6: Datenübertragung der SINAEX-Messgeräte innerhalb der IKB AG [3]

Das Signalnetz wird im Umspannwerk mit 110 V Gleichspannung gespeist, bei einem Ausfall des Gleichrichters übernehmen Batterien die Weiterversorgung. Für die Gewährleistung der Funktion ist eine minimale Spannung von 70 V erforderlich. Es folgt eine Berechnung des Spannungsabfalls entlang des Signalnetzes hervorgerufen durch die Stromaufnahme der RTU's. Die Leistung P einer RTU beträgt 2 W. In einer Standard-Umspannstation, wie in Abbildung 1-4 dargestellt, sind im Endausbau drei RTU's vorhanden, damit beträgt die Gesamtleistungsaufnahme $P_i = 6$ W. Es wird nun angenommen, dass die Entfernung L_i zwischen zwei Umspannstationen jeweils 500 m beträgt, der Querschnitt der Kupfersignalleitung ist mit $0,8 \text{ mm}^2$ gegeben.

Abbildung 1-7 zeigt die beschriebene Anordnung der RTU's als Linienstruktur.

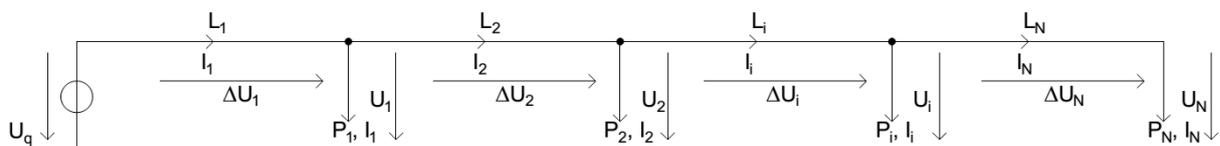


Abbildung 1-7: Linienstruktur der Busgeräte

Es folgt die Berechnung des ohm'schen Leitungswiderstandes für einen Kabelabschnitt von 500 m Länge.

$$R_i = \frac{L_i}{\gamma \cdot A} = \frac{500 \text{ m}}{\frac{52 \text{ Sm}}{\text{mm}^2} \cdot 0,8 \text{ mm}^2} = 12,02 \ \Omega \quad (1.2)$$

- L_i Leitungslänge des i -ten Kabelabschnitts [m]
- A Leiterquerschnitt [mm^2]
- γ Spezifische Leitfähigkeit [Sm/mm^2]

Berechnung der Stromaufnahme des i-ten Verbrauchers:

$$I_{v,i} = \frac{P_i}{U_i} = \frac{6 \text{ W}}{110 \text{ V}} = 0,054 \text{ A} = 54 \text{ mA} \quad (1.3)$$

Berechnung des Spannungsabfalls entlang des i-ten Kabelabschnitts:

$$\Delta U_i = 2 \cdot I_i \cdot R_i = 2 \cdot \sum_{k=i}^N I_{v,k} \cdot R_i \quad (1.4)$$

Berechnung der Spannung am i-ten Verbraucher:

$$U_i = U_q - \sum_{k=1}^i \Delta U_k \quad (1.5)$$

Anhand der Spannung des i-ten Verbrauchers kann nun ein neuer Wert für den Strom des i-ten Verbrauchers mit Formel (1.3) errechnet werden, diese Iteration wird solange durchgeführt bis der Spannungsabfall entlang der gesamten Leitung gegen einen stabilen Endwert konvergiert. Hierfür wurde in MATLAB® ein Programm geschrieben, welches den Spannungsabfall entlang der gesamten Leitung in Abhängigkeit der Anzahl der Umspannstationen iterativ berechnet. Abbildung 1-8 zeigt den gesamten Spannungsabfall entlang der Leitung in Abhängigkeit der Anzahl der Stationen. Es können somit maximal 6 Stationen mit je drei RTU's an eine Linie des Signalnetzes mit einer Länge von $6 \cdot 500 \text{ m} = 3000 \text{ m}$ angeschlossen werden, damit die Spannung den unteren Grenzwert von 70 V nicht verletzt.

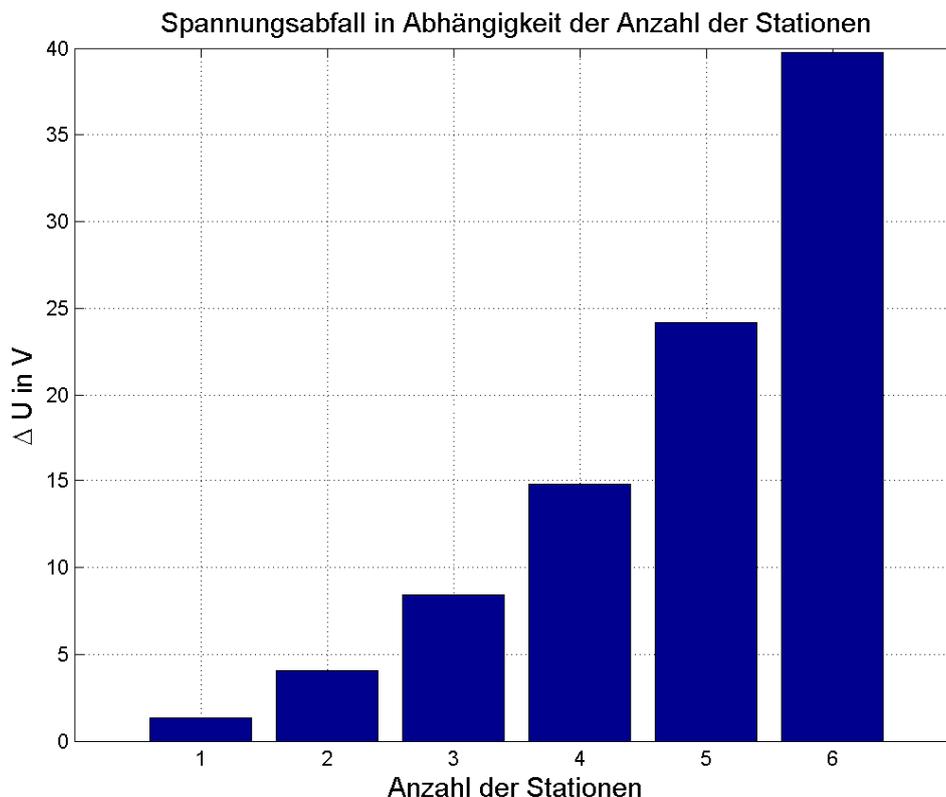


Abbildung 1-8: Spannungsabfall entlang der gesamten Leitung in Abhängigkeit der Anzahl der Stationen

Tabelle 1-1 zeigt den Spannungsabfall entlang der einzelnen Stationen.

Tabelle 1-1: Spannungsabfall entlang der Stationen

Station	L_i	ΔU
-	m	V
1	500	1,33
2	1000	4,07
3	1500	8,42
4	2000	14,81
5	2500	24,19
6	3000	39,77

1.3.2 Messgeräte zur Erfassung von Fehlern

Der neue Standard sieht für alle Umspannstationen den Einbau des IKI-22 Fehleranzeigergeräts der Firma Kries vor. Dieser ermöglicht die gerichtete Fehlererfassung für alle Netzformen. Die zur Fehlerrichtungsbestimmung notwendige Spannung liefert das kapazitive Spannungsprüfsystem Capdis [6]. Abbildung 1-9 zeigt eine Fehlererfassungseinheit bestehend aus dem IKI-22 Fehleranzeigergerät und dem Spannungsprüfsystem Capdis. Die Ströme werden primärseitig durch Kabelumbauwandler gemessen, die Spannungen durch kapazitive Teilerstützer, welche die oberspannungsseitige Kapazität bilden.

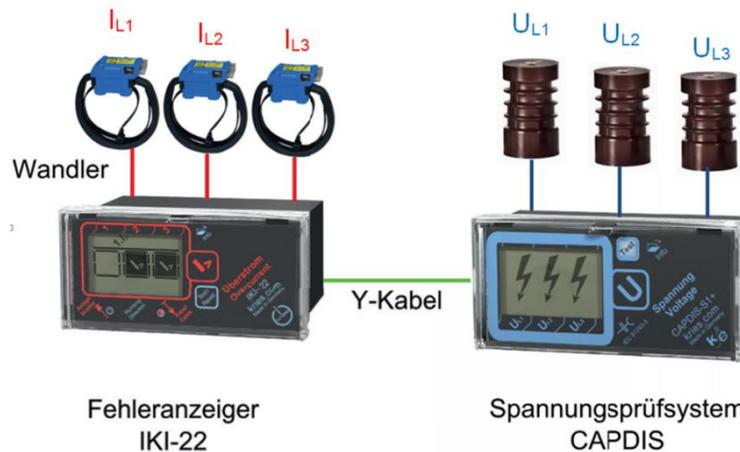


Abbildung 1-9: Fehlererfassungseinheit aus IKI-22 und Capdis Spannungsprüfsystem [6], [7]

Abbildung 1-10 zeigt die Anschlussbelegung des IKI-22 Fehleranzeigergeräts.

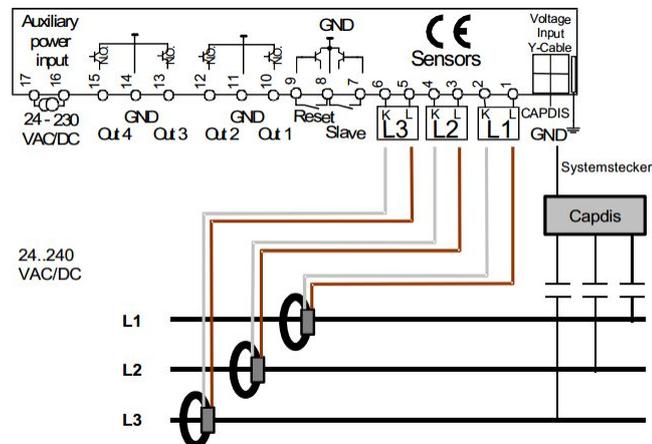


Abbildung 1-10: Anschlussbelegung für den IKI-22 [6]

1.3.3 Messtechnik

Stromwandler

Zur Messung des Primärstroms werden Kabelumbauwandler eingesetzt, somit ist es möglich auch bestehende Stationen mit den Stromwandlern nachzurüsten. Die verwendeten Stromwandler können als Stromzange aufgefasst und beschrieben werden. Stromzangen arbeiten nach dem Induktionsprinzip. Es handelt sich dabei um Messsonden, welche den Primärleiter entlang seines Umfangs umschließen. Dabei entsteht keine leitende Verbindung zwischen dem stromführenden Primärleiter und der Messsonde [8, p. 158].

Funktionsprinzip und Ersatzschaltbilder

Das den stromführenden Leiter umgebende Magnetfeld wird rein induktiv in die Sondenwinding des Stromwandlers eingekoppelt. Abbildung 1-11 zeigt den schematischen Aufbau der verwendeten Stromwandler. Der zu erfassende Strom I_{mess} fließt durch den Primärleiter, welcher von einem Eisenkern umschlossen ist. Der Eisenkern ist mit der Sondenwicklung versehen, in der eine dem Primärstrom proportionale Wechselspannung induziert wird. Die Impedanz Z_L ist die Lastimpedanz des angeschlossenen elektronischen Auswertegerätes (IKI-22) [8, p. 159].

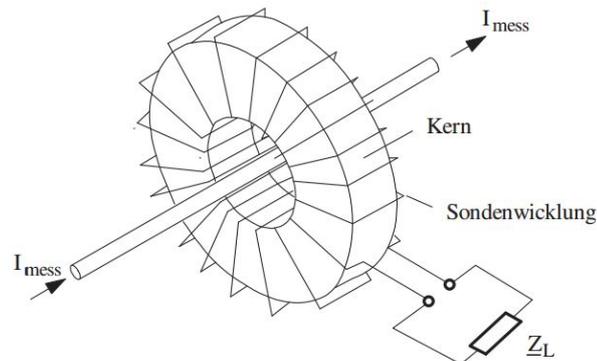


Abbildung 1-11: Stromwandler schematisch [8]

Abbildung 1-12 zeigt die Querschnittsgeometrie der Anordnung, r_m ist der Abstand vom Mittelpunkt des Primärleiters zum mittleren Radius des Eisenkerns.

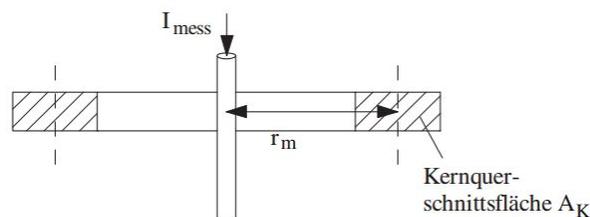


Abbildung 1-12: Querschnittsgeometrie [8]

Abbildung 1-13 zeigt das Ersatzschaltbild des Stromwandlers aus Abbildung 1-11. L_1 ist die Eigeninduktivität des stromführenden Primärleiters, M die Koppelinduktivität und L_2 die Eigeninduktivität der Sondenwicklung. Z_E ist die Eingangsimpedanz am Messort des Stromwandlers, Z_L ist die Lastimpedanz des angeschlossenen elektronischen Auswertegerätes. Der Eisenkern der Sondenwinding muss hochpermeabel sein, damit das Magnetfeld des Primärleiters sich vollständig im Kern konzentriert. Der im Primärleiter fließende Strom erzeugt ein Magnetfeld, dessen Feldlinien sich konzentrisch um den Leiter schließen. Der Betrag der magnetischen Feldstärke \vec{H} in radialer Entfernung r errechnet sich mithilfe des Durchflutungssatzes zu [8, p. 160]:

$$|\vec{H}(r)| = \frac{N \cdot I}{2\pi \cdot r} \quad (1.6)$$

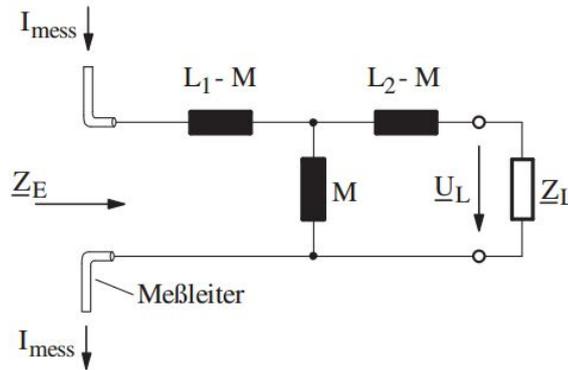


Abbildung 1-13: Ersatzschaltbild des Stromwandlers [8]

Berechnung der in der Sondenspule induzierten Spannung nach dem Induktionsgesetz:

$$u_0(t) = \int_L \vec{E} \cdot d\vec{s} = -\frac{\partial \phi}{\partial t} = -\mu_0 \mu_{rK} \int_{A_K} \frac{\partial \vec{H}}{\partial t} d\vec{A} \quad (1.7)$$

u_0	induzierte Spannung [V]
\vec{E}	elektrische Feldstärke [V/m]
\vec{H}	magnetische Feldstärke [H/m]
L	Gesamtlänge der Spulenwindungen [m]
ϕ	magnetischer Fluss [Wb]
$\mu_0 \mu_{rK}$	Permeabilität des Spulenkerns [Vs/Am]
A_K	Querschnittsfläche des Spulenkerns [m ²]

Bei Annahme von sinusförmiger Zeitabhängigkeit kann der Differentialoperator $\frac{\partial}{\partial t}$ durch $j\omega$ ersetzt werden [8, p. 161]. Daraus ergibt sich folgender Ausdruck für die induzierte Spulenspannung:

$$\underline{U}_0 = -\mu_0 \mu_{rK} \int_{A_K} j\omega \vec{H} \cdot d\vec{A} \quad (1.8)$$

Nun wird der Ausdruck für den Betrag von \vec{H} für $r = r_m$ und $I = I_{mess}$ aus Formel (1.6) eingesetzt:

$$\underline{U}_0 = -\mu_0 \mu_{rK} \int_{A_K} j\omega \cdot \frac{N \cdot I_{mess}}{2\pi \cdot r} \cdot d\vec{A} = -j\omega \mu_0 \mu_{rK} \frac{N \cdot A_K}{2\pi \cdot r} \cdot I_{mess} = -j\omega M I_{mess} \quad (1.9)$$

Abbildung 1-14 zeigt das sekundärseitige Ersatzschaltbild des Stromwandlers aus Abbildung 1-11.

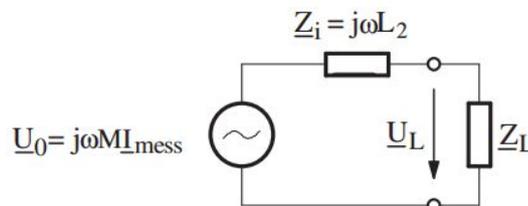


Abbildung 1-14: sekundärseitiges Ersatzschaltbild [8]

Die Messspannung \underline{U}_L aus Abbildung 1-14 berechnet sich wie folgt

$$\underline{U}_L = \frac{Z_L}{Z_L + j\omega L_2} \cdot j\omega M I_{mess} \quad (1.10)$$

Kapazitiver Spannungsteiler

Abbildung 1-15 zeigt einen kapazitiven Spannungsteiler gebildet aus der oberen Kapazität C_1 und der unteren Kapazität C_2 .

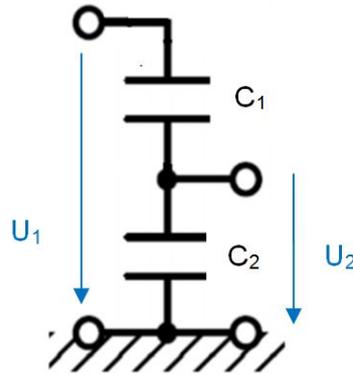


Abbildung 1-15: Kapazitiver Spannungsteiler

Die Primärspannung U_1 berechnet sich aus dem Verhältnis der Kapazitäten und der Sekundärspannung U_2 :

$$U_1 = U_2 \cdot \frac{C_1 + C_2}{C_1} \quad (1.11)$$

Es besteht also zwischen der Primärspannung und der Sekundärspannung ein definiertes frequenzunabhängiges Übersetzungsverhältnis [9, p. 68]:

$$\ddot{u} = \frac{U_1}{U_2} = \frac{C_1 + C_2}{C_1} \quad (1.12)$$

Die Frequenzunabhängigkeit ist jedoch nur gültig, solange die parasitären Streuinduktivitäten des Hoch- und Niederspannungsteils vernachlässigt werden können. Im konkreten Anwendungsfall der Spannungsmessung in den Kabelzellen der Umspannstationen bildet der kapazitive Teilerstützer aus Abbildung 1-9 die obere Kapazität C_1 . Die untere Kapazität C_2 setzt sich zusammen aus der Kapazität der Anschlussleitung C_{2l} zum Capdis-Gerät sowie aus Streukapazitäten C_{2s} und der Messbeschaltungskapazität C_{2m} . Abbildung 1-16 zeigt das Prinzipschaltbild des Spannungsprüfsystems. Die Messbeschaltungskapazität C_{2m} befindet sich im Capdis-Gerät und kann mittels DIP-Schalter verändert werden, zum Zwecke der Anpassung an verschiedene Nennspannungen [6].

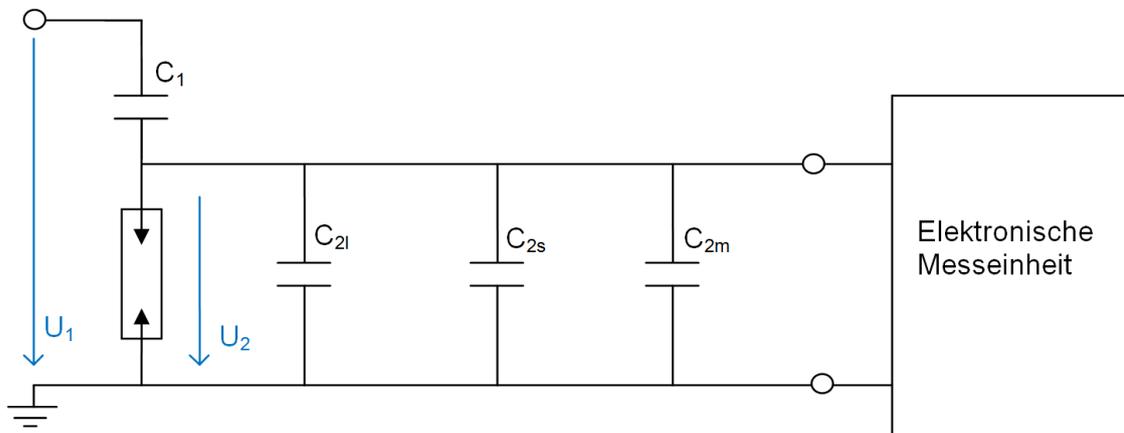


Abbildung 1-16: Prinzipschaltbild des Spannungsprüfsystems [7]

2 Zuverlässigkeitstheorie

Die Zuverlässigkeit der elektrischen Energieversorgung hängt ab von der Zuverlässigkeit der Kraftwerk einerseits und der Netze andererseits. In dieser Arbeit liegt der Fokus auf der Beurteilung der Zuverlässigkeit des Netzes, im konkreten Fall des 10-kV-Verteilnetzes. Die Versorgungszuverlässigkeit hängt von folgenden Faktoren ab [10, p. 283]:

- der Zuverlässigkeit einzelner Elemente: z.B. der Netzzweige und –knoten
- äußere Einflüsse: z.B. Beschädigungen durch Baggerarbeiten
- der Funktion sekundärer Einrichtungen: z.B. der Schutz- und Leittechnik
- der Wartungsstrategie und der Organisation der Störungsbehebung

Die Bedeutung von Zuverlässigkeitsanalysen hat in den vergangenen Jahrzehnten immer mehr zugenommen.

2.1 Definition der Zuverlässigkeit

Die Zuverlässigkeit ist nach DIN 40041 bzw. IEC 271 folgendermaßen definiert:

Die Zuverlässigkeit ist definiert als die Fähigkeit einer Betrachtungseinheit, die beabsichtigte Funktion unter festgelegten Bedingungen für eine festgelegte Zeitdauer zu erfüllen [11, p. 14].

Die *Betrachtungseinheit* ist dabei nach DIN 40042 das Objekt einer Zuverlässigkeitsangabe, also das Gesamtnetz, ein Teilnetz, ein einzelner Netzknoten oder ein Element [10, p. 283].

Diese Definition erlaubt keine quantitativen Aussagen, diese werden erst durch die Zuverlässigkeitskennzahlen ermöglicht. Quantitative Aussagen werden erst durch eine wahrscheinlichkeitstheoretische unterstützte Zuverlässigkeitsanalyse gewonnen. Im Folgenden werden die Grundzüge der Wahrscheinlichkeitsrechnung für elektrische Netze erläutert [11, p. 14].

2.2 Wahrscheinlichkeitsrechnung für elektrische Netze

Unterbrechungen der Energieversorgung werden fast immer durch zufällige Ereignisse ausgelöst. Mithilfe von statistischen Methoden und der Wahrscheinlichkeitsrechnung können diese stochastischen Ereignisse quantitativ erfasst werden. Somit bilden die Statistik und Wahrscheinlichkeitsrechnung die Basis der Zuverlässigkeitsberechnung. Die relative Häufigkeit dient zur statistischen Beschreibung des Auftretens eines Ereignisses (z.B. Kurzschluss, Beschädigung durch Grabungsarbeiten etc.). Tritt in einer Versuchsserie mit n Versuchen $m(C)$ mal das Ereignis C ein, so beträgt die relative Häufigkeit [10, p. 286] [11, p. 14]:

$$H(C) = \frac{m(c)}{n} \quad (2.1)$$

Die Genauigkeit der relativen Häufigkeit nimmt mit der Anzahl n der Versuche zu. In der Praxis wird n aber immer eine beschränkte Zahl sein, welche als Stichprobenumfang bezeichnet wird. Für die Auswahl und die Größe der Stichprobe, sowie für deren Auswertung werden Methoden der Statistik angewandt. Wird eine Versuchsserie mit n Versuchen unter gleichen Bedingungen mehrmals wiederholt und jedes Mal die relative Häufigkeit berechnet, so werden diese Werte unterschiedlich ausfallen. Jedoch ist zu beobachten, dass sich die relativen Häufigkeiten um einen bestimmten Wert stabilisieren, wenn die Anzahl n der Versuche erhöht wird (Zentraler Grenzwertsatz der Statistik). Diese Gesetzmäßigkeit wird in Abschnitt 5.5 bei der Monte-Carlo-Simulation praktisch demonstriert, dort werden 10000 Versuche durchgeführt. Die Wahrscheinlichkeit des Ereignisses C ist definiert als der Grenzwert der relativen Häufigkeit des betrachteten Ereignisses C bei unendlich vielen Versuchen [11, p. 14].

Berechnung der Wahrscheinlichkeit des Ereignisses C aus dem Grenzwert der relativen Häufigkeit:

$$P(C) = \lim_{n \rightarrow \infty} H_n(C) \quad (2.2)$$

Der Grenzwert lässt sich nicht exakt aus einer einzigen Stichprobe bestimmen, jedoch kann durch Erhöhung des Umfangs der Stichprobe die Genauigkeit verbessert werden. Es gilt die Näherung:

$$P(C) \approx H_n(C) \text{ für } n \gg 1 \quad (2.3)$$

2.3 Spezielle diskrete Wahrscheinlichkeitsverteilungen

2.3.1 Bernoulli- oder Binomialverteilung

Die Binomialverteilung eignet sich zur Modellierung von Zufallsexperimenten mit 2 möglichen Ausgängen. (z.B. bei einem Münzwurf). Das Ereignis A (Zahl) tritt mit der Wahrscheinlichkeit p ein, das zu A komplementäre Ereignis tritt mit der Wahrscheinlichkeit q = 1-p ein. Im Anwendungsfall der Binomialverteilung auf ein elektrisches Netz, kann das Ereignis A = Störung mit der Wahrscheinlichkeit p und das Ereignis B = Betrieb mit der Wahrscheinlichkeit q = 1-p auftreten. Auch bei Wiederholung des Experiments tritt das Ereignis A bei jeder Durchführung des Experiments mit der gleichen und somit konstanten Wahrscheinlichkeit p ein. Ein Experiment dieser Art, bei dem nur zwei verschiedene sich gegenseitig ausschließende Ereignisse mit konstanten Wahrscheinlichkeiten eintreten können, wird als ein Bernoulli-Experiment bezeichnet [12, p. 350].

Die Wahrscheinlichkeitsfunktion f(i) der diskreten Binomialverteilung lautet:

$$f(i) = P(X = i) = \binom{n}{i} p^i \cdot q^{n-i} \quad (2.4)$$

X	Zufallsvariable
i	Anzahl des Auftretens des Ereignisses A
n	Gesamtanzahl der Versuchsausführungen
p	Wahrscheinlichkeit für das Ereignis A
q	Wahrscheinlichkeit für das komplementäre Ereignis B (q = 1-p)

2.3.2 Poissonverteilung

In der Technik treten im Zusammenhang mit Bernoulli-Experimenten manchmal Ereignisse auf, die nur mit geringen Wahrscheinlichkeiten und daher sehr selten vorkommen. Als Beispiele seien der radioaktive Zerfall oder Störungen in Energieversorgungsnetzen genannt. Ereignisse dieser Art, die also relativ selten, d. h. mit kleiner Wahrscheinlichkeit p auftreten, genügen der diskreten Poissonverteilung mit der Wahrscheinlichkeitsfunktion [12, p. 367]:

$$f(k) = P(X = k) = \frac{(\lambda \cdot \Delta t)^k}{k!} \cdot e^{-\lambda \cdot \Delta t} \quad (2.5)$$

P	Wahrscheinlichkeit für k Störungen im Beobachtungszeitraum Δt
λ	mittlere Störungsrate [Stö/a]
Δt	Beobachtungszeitraum [a]
k	Anzahl der Störungen

Die Poissonverteilung dient zur Beschreibung der Wahrscheinlichkeit mit welcher ein Ereignis in einer Stichprobe während eines vorgegebenen Beobachtungszeitraumes auftritt. Essentiell ist

dabei die Kenntnis der mittleren Störungs-/Ereignisrate λ , diese muss zeitinvariant sein. Bei Zeitinvarianz wird vorausgesetzt, dass sich der Prozess bezüglich seines Ausfallverhaltens gemäß der „Badewannenkurve“ im Bereich der konstanten Ausfallraten befindet. Eine weitere Voraussetzung zur Anwendung der Poissonverteilung ist die sogenannte Linearität im Kleinen, sowohl betreffend des Umfanges der Grundgesamtheit als auch betreffend des Beobachtungszeitraumes. Linearität im Kleinen bedeutet z.B. dass bei doppelter Kabellänge auch etwa doppelt so viele Kabelfehler auftreten, auch bei Verdoppelung der Beobachtungszeit treten dann etwa doppelt so viele Störungen auf. Ist λ , die als konstant angenommene Störungsrate unbekannt, so kann diese durch eine Schätzung gewonnen werden [11, pp. 17-18]:

$$\lambda \approx H_u = \frac{N}{\Delta t} \quad (2.6)$$

H_u mittlere Störungshäufigkeit [Stö/a]
 Δt Beobachtungszeitraum [a]
 N Anzahl der Störungen

2.4 Kennzahlen zur Beurteilung der Zuverlässigkeit

Folgende Kenngrößen der Versorgungszuverlässigkeit können zur Bewertung herangezogen werden [10, p. 285]:

- H_u Häufigkeit einer Unterbrechung
- T_u Dauer einer Unterbrechung
- Q_u Nichtverfügbarkeit

Diese Kenngrößen bilden einen vollständigen Kenngrößensatz zur Bewertung der Zuverlässigkeit einer Anlage. Die Kenngrößen sind voneinander abhängig, sind zwei Größen bekannt, so kann die dritte berechnet werden [11, p. 29].

$$Q_u = H_u \cdot T_u \quad (2.7)$$

Q_u Nichtverfügbarkeit in min/a
 H_u Häufigkeit einer Unterbrechung in Störungen/a
 T_u Dauer einer Unterbrechung in min/Störung

Um die Pauschalisierung von Statistikwerten bei großen Verbraucher-Kollektiven zu ermöglichen haben sich die Parameter ASIDI, ASIFI, SAIDI, SAIFI und CAIDI bewährt, welche folgend beschrieben werden. In dieser Arbeit wurde beschlossen die installierte Leistung als Bezugsgröße zu verwenden, damit wird die ASIDI-Kennzahl berechnet. ASIDI beschreibt die mittlere, mit der installierten Leistung bewertete Ausfallszeit. In der Realität wird diese Kennzahl von der im Störungszeitpunkt vorhandenen Momentanleistung der Verbraucher abhängen, da diese aber im Allgemeinen nicht bekannt ist, wird als pragmatischer Ansatz die installierte Leistung verwendet [11, p. 30].

2.4.1 ASIDI

ASIDI (**A**verage **S**ystem **I**nterruption **D**uration **I**ndex) [13, pp. 5-8]:

Der ASIDI-Wert beschreibt die leistungsbezogene Nichtverfügbarkeit, die Bezugsgröße für die Berechnung ist die installierte Nennscheinleistung der Transformatoren.

$$ASIDI = \frac{\sum_j Q_{u,j} \cdot S_j}{S_G} \quad (2.8)$$

- $Q_{u,j}$ Nichtverfügbarkeit des Knoten j in min/a
 S_j unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall in kVA
 S_G gesamte installierte Scheinleistung in kVA

2.4.2 ASIFI

ASIFI (**A**verage **S**ystem **I**nterruption **F**requency **I**ndex) [13, pp. 5-8]:

Der ASIFI-Wert beschreibt die leistungsbezogene, mittlere Unterbrechungshäufigkeit und wird auf ein Jahr bezogen.

$$ASIFI = \frac{\sum_j H_u \cdot S_j}{S_G} \quad (2.9)$$

- H_u Häufigkeit einer Unterbrechung in Störungen/a
 S_j unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall in kVA
 S_G gesamte installierte Scheinleistung in kVA

2.4.3 SAIDI

SAIDI (**S**ystem **A**verage **I**nterruption **D**uration **I**ndex) [13, pp. 5-8]:

Der SAIDI-Wert beschreibt die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit, die Bezugsgröße für die Berechnung ist die Anzahl der Netzbenutzer.

$$SAIDI = \frac{\sum_j Q_{u,j} \cdot n_j}{N} \quad (2.10)$$

- $Q_{u,j}$ Nichtverfügbarkeit des Knoten j in min/a
 n_j Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Anlassfall
 N Gesamtzahl der Netzbenutzer

2.4.4 SAIFI

SAIFI (**S**ystem **A**verage **I**nterruption **F**requency **I**ndex) [13, pp. 5-8]:

Der SAIFI-Wert beschreibt die kundenbezogene, mittlere Unterbrechungshäufigkeit und ist dimensionslos.

$$SAIFI = \frac{\sum_j H_u \cdot n_j}{N} \quad (2.11)$$

- H_u Häufigkeit einer Unterbrechung in 1/a
 n_j Anzahl der betroffenen Netzbenutzer je Anlassfall
 N Gesamtzahl der Netzbenutzer

2.4.5 CAIDI

CAIDI (**C**ustomer **A**verage **I**nterruption **D**uration **I**ndex) [13, pp. 5-8]:

Der CAIDI-Wert beschreibt die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung und wird durch Division von SAIDI- und SAIFI-Wert berechnet. Der Betrachtungszeitraum beträgt ein Jahr, die Angabe erfolgt in Minuten

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} \quad (2.12)$$

2.5 Monte-Carlo-Methode

2.5.1 Einführung

Der Name der Methode bezieht sich auf das Spielcasino Monte-Carlo in Monaco. Entwickelt wurde die Methode ursprünglich im Rahmen des Manhattan-Projektes zur Simulation von kernphysikalischen Vorgängen. Erst mit der Entwicklung von leistungsfähigen Rechnern konnte das Verfahren auch in die Praxis umgesetzt werden. Monte-Carlo-Verfahren werden durch den Einsatz von Zufallszahlen zur approximativen Lösung von numerischen und nichtnumerischen Problemen, welche sich durch einen stochastischen Prozess beschreiben lassen, verwendet. Voraussetzung der Methode ist die Lösbarkeit des mathematischen Problems mithilfe eines stochastischen Prozesses. Sehr oft wird die Methode zur numerischen Lösung von Integralen verwendet, im Folgenden seien einige Anwendungsgebiete genannt [14, pp. 1-2]:

- Direkte Simulation stochastischer Prozesse
- (hochdimensionale) numerische Integration
- Integralgleichungen
- Random Walks
- Statistische Physik
- Elementarteilchenphysik
- Optimierung

Die Monte-Carlo-Methode fällt unter den Begriff stochastischer Algorithmus, dieser weist folgende Eigenschaften auf [15, p. 2]:

- Meist die einzige Methode, welche in praktikabler Rechenzeit Ergebnisse liefert
- Unter Einsatz von mehr Rechenzeit (mehr Simulationen) ist die Lösung verbesserbar

2.5.2 Anwendung zur Erzeugung von gleichverteilten Zufallsvariablen

Berechnung des Mittelwertes einer diskreten Zufallsvariable: [12, p. 340].

$$E(X) = \mu = \sum_i x_i \cdot f(x_i) \quad (2.13)$$

Berechnung der Varianz $V(X)$ und der Standardabweichung σ für eine diskrete Zufallsvariable [12, p. 340]:

$$V(X) = \sigma^2 = \sum_i (x_i - \mu)^2 \cdot f(x_i) \quad (2.14)$$

2.5.3 Genauigkeit der Methode

Der Fehler bei der Monte-Carlo-Methode hängt ab von der Standardabweichung der Zufallsvariablen und von der Anzahl der Simulationsschritte. Die Genauigkeit wächst mit dem Kehrwert der Quadratwurzel aus der Anzahl der durchgeführten Simulationsschritte [14, p. 19].

$$\varepsilon = \frac{1}{\sqrt{n}} \cdot \sigma \cdot 100 \% \quad (2.15)$$

ε Fehler in %
 σ Standardabweichung
 n Anzahl der Simulationsschritte

Bei der Monte-Carlo-Methode werden zunächst gleichverteilte Zufallszahlen im Intervall $[0, 1]$ mithilfe eines Zufallsgenerators erzeugt. Die erhaltenen Zufallszahlen entsprechen der Wahrscheinlichkeit einer zugrundegelegten Wahrscheinlichkeitsverteilung. Aufgrund der erzeugten Wahrscheinlichkeit und der zugehörigen Wahrscheinlichkeitsverteilung kann das zugehörige Zufallsergebnis ermittelt werden. Es handelt sich somit um eine Umkehrung eines Zufallsexperiments. Der Wurf einer Münze soll zur Illustration der Monte-Carlo-Methode dienen. So eine echte Münze vorhanden ist und diese geworfen wird, kann entweder das Ereignis Zahl oder Kopf eintreten. Wird das Experiment sehr oft wiederholt so treten beide Ereignisse mit der annähernd gleichen Häufigkeit auf. Die Ereignisse Kopf oder Zahl sind demnach gleichwahrscheinlich mit der Wahrscheinlichkeit $p = 1/2$. Mithilfe der Monte-Carlo-Simulation wird nun eine gleichverteilte Zufallszahl im Intervall $[0, 1]$ erzeugt, ist diese kleiner oder gleich 0.5 so ist das Ergebnis eines simulierten Münzwurfes Kopf, andernfalls Zahl. Wird nun die Simulation sehr oft wiederholt, werden die Ereignisse Kopf oder Zahl mit steigender Anzahl der Wiederholung zusehends mit derselben relativen Häufigkeit von 0.5 auftreten. Die Monte-Carlo-Simulation simuliert in diesem Beispiel also das Verhalten einer wiederholt geworfenen Münze [16, pp. 3-4].

Ein weiteres anschauliches Beispiel zur Monte-Carlo-Simulation ist die Berechnung von π . Gegeben ist ein Quadrat dem ein Viertelkreis eingeschrieben wird. Es wird nun zufällig auf dieses Quadrat "geschossen", indem zwei voneinander unabhängige, gleichverteilte Zufallszahlen im Intervall $[0, 1)$ von einem Zufallsgenerator erzeugt werden. Diese 2 Zufallszahlen stellen die x-y Koordinaten des Schusses dar. Die Wahrscheinlichkeit eines Treffers innerhalb des Viertelkreises verhält sich zur Wahrscheinlichkeit eines Treffers außerhalb des Viertelkreises, wie die Kreisfläche zur Quadratfläche. Für jeden Treffer innerhalb des Viertelkreises wird ein Zähler c erhöht, wobei N die Gesamtzahl der Schüsse enthält [15, p. 2].

Somit ergibt sich folgender Ansatz zur Berechnung von π [15, p. 2]:

$$\pi(N) = 4 \cdot \frac{c}{N} \quad (2.16)$$

Die Genauigkeit der Berechnung von π nimmt also mit zunehmender Anzahl der Wiederholungen zu. Für den Fehler gilt somit [15, p. 2]:

$$\varepsilon = |\pi - \pi(N)| \quad (2.17)$$

Abbildung 2-1 zeigt das Ergebnis der Monte-Carlo Simulation nach der Durchführung von 10000 Wiederholungen. 7874 Punkte liegen innerhalb des Viertelkreises, der Rest außerhalb.

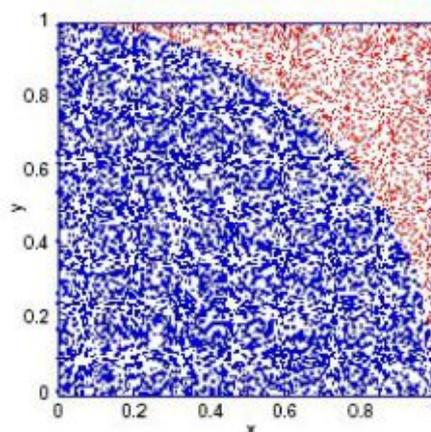


Abbildung 2-1: 10000 gleichverteilte Punkte innerhalb des Quadrates [15]

$$\pi(N) = 4 \cdot \frac{c}{N} = 4 \cdot \frac{7874}{10000} = 3,1496 \quad (2.18)$$

3 Energiekabel für Mittelspannung

3.1 Kabelaufbau

Abbildung 3-1 zeigt den Aufbau eines Energiekabels, welches aus folgenden Elementen besteht:

1. Leiter
2. Innere Leitschicht
3. Isolierung
4. Äußere Leitschicht
5. Metallmantel oder Kunststoffmantel
6. Konzentrischer Leiter
7. Schirm
8. Bewehrung
9. Schutzhülle

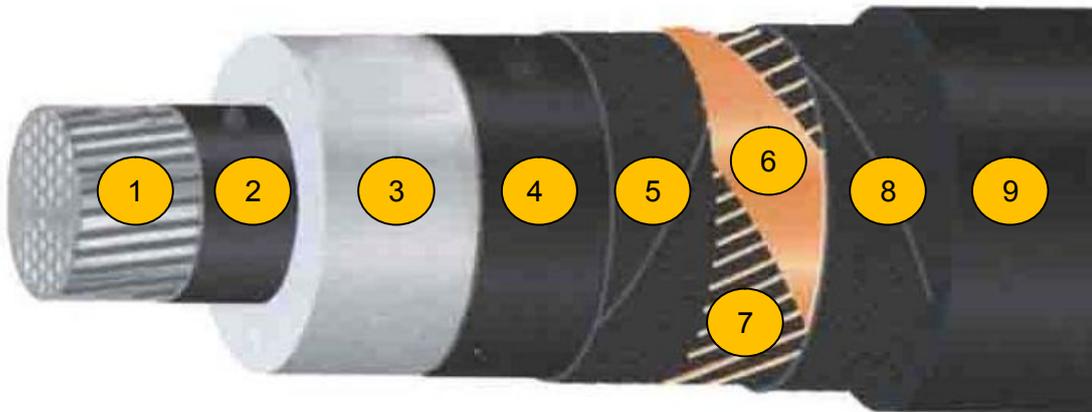


Abbildung 3-1: Aufbau eines Energiekabels [17]

Im Folgenden werden die Elemente eines Energiekabels näher erläutert [17, pp. 3-5] [18].

Leiter

Der Leiter besteht aus Kupfer oder Aluminium, wobei letzterer Werkstoff meist aus Kostengründen häufiger eingesetzt wird. Der Aufbau des Leiters kann eindrähtig oder mehrdrähtig sein. Zudem gibt es runde oder sektorförmige Bauarten von Leitern. Bis zu einem Querschnitt von 16 mm² werden eindrähtige, ab 25 mm² mehrdrähtige Leiter bevorzugt.

Berücksichtigung des Skin-Effekts.

Der Skin-Effekt wird erst bei Leiterquerschnitten > 185 mm² berücksichtigt. Es folgt eine Angabe der Eindringtiefe für Rundleiter. Die Eindringtiefe ist die Tiefe von der Leiteroberfläche aus gerechnet, bei der die elektrische Feldstärke im Leiter auf den e-ten Teil gegenüber ihrem Wert an der Leiteroberfläche abgeklungen ist.

$$\delta = \frac{1}{\sqrt{\pi \cdot f \cdot \gamma \cdot \mu}} \quad (3.1)$$

Isolierung

Die Isolierung dient dem Zweck, spannungsführende Leiter gegeneinander oder gegen eine metallische Umhüllung zu isolieren. Als Isolierstoffe kommen, je nach Anforderung an das Kabel, synthetische Werkstoffe, Naturkautschuk oder getränktes Papier zum Einsatz.

Innere und äußere Leitschicht

Eine zuverlässige Isolation setzt einen innigen, hohlraumfreien Kontakt zwischen den Leitern und dem Dielektrikum voraus. Dieser Kontakt wird durch äußere und innere Leitschichten hergestellt. Die Leitschichten dienen auch zur Reduktion von hohen Randfeldstärken. Bei papierisolierten Kabeln besteht die Leitschicht aus Graphitpapier oder Kupferbändern. Für Kunststoffkabel (PE, VPE) werden leitfähige PE-Mischungen verwendet oder leitfähige Gewebebänder.

Metallmantel

Hygroskope Isolierungen, wie getränktes Papier werden durch einen Metallmantel geschützt. Der Metallmantel dient auch als Berührungsschutz, zur Leitung von Ableit- oder Erdschlussströmen und als Schutz- und Neutralleiter. Es kommen Blei bzw. Bleilegierungen und Aluminium als Werkstoff zum Einsatz.

Kunststoffmantel

Die mechanischen Beanspruchungen von Kabeln sind nicht unerheblich. Der Kunststoffmantel dient als äußerer Schutz und verhindert das Eindringen von Feuchtigkeit. Als Kunststoff kommt meist PVC oder PE in Frage. Ein unverletzter Mantel hat entscheidenden Einfluss auf die zu erwartende Lebensdauer von PE- und VPE Isolierungen.

Konzentrischer Leiter

Der konzentrische Leiter wird nur bei Kabeln für den Niederspannungsbereich eingesetzt. Zum Schutz vor Korrosion werden diese unter dem äußeren Kunststoffmantel angeordnet. Konzentrische Leiter werden in Form von Kupferdrähten aufgebaut, welche durch ein darüber liegendes Kupferband (Kontaktwendeln) leitend verbunden sind. Sie dienen als Schutz- und Neutralleiter sowie dem Berührungsschutz.

Schirm

Eine elektrische Schirmung wird nur bei Kabeln für den Mittel- und Hochspannungsbereich vorgesehen und erfüllt folgende Funktionen:

- Potentialsteuerung und Begrenzung des elektrischen Feldes
- Fortleitung von Ableit- und Ladeströmen
- Elektrischer Berührungsschutz

Die elektrische Schirmung besteht in der Regel aus einer Kombination leitfähiger Schichten mit metallenen Bauelementen.

Bewehrung

Sie dient zum Schutz des Kabels vor mechanischen Einflüssen und vergrößert die Zugfestigkeit. Als Bewehrung kommen Stahl-, Flachdraht-, Runddraht-, oder Profildrahtformen zum Einsatz.

Schutzhülle

Die Schutzhülle umschließt die Bewehrung und dient bei Kunststoffkabeln zur Abdichtung gegen Wasser, bei anderen Kabelbauarten als Korrosionsschutz. Als Material kommen oft PVC oder PE zum Einsatz.

3.2 Fehlerursachen

Fehler, die zu einer Versorgungsunterbrechung führen, können die unterschiedlichsten Ursachen haben [17, p. 43]:

- Fehler in der Produktion
- Fehler bei der Kabellegung (Bettung, Biegeradien nicht eingehalten)
- Montagefehler bei Muffen und Endverschlüssen
- Mechanische Beschädigungen
- Schäden durch thermische Überbeanspruchung
- Elektrische Beanspruchung (transiente Überspannungen)
- Schäden durch Alterung
- Schäden durch Umwelteinflüsse (Korrosion, Feuchte)

3.3 Alterungsverhalten von Kunststoffkabeln

Erfahrungen aus der Praxis und Langzeituntersuchungen an Modellkabeln zeigten, dass durch Einwirkung eines elektrischen Feldes und Wasser, bäumchenartige Strukturen entstehen, welche in Feldrichtung anwachsen und den Ursprung an Störstellen haben. Die entstandenen Strukturen sind irreversibel und führen zu einer bleibenden Schädigung des Dielektrikums. Dieses Phänomen wird als "water treeing" bezeichnet. Water trees bewirken lediglich eine kleine Änderung der physikalischen Isolationseigenschaften. Die Prozesse zur Initiierung und des Wachstums von water trees bestehen aus einer Vielzahl von Mechanismen. Es werden im Wesentlichen 2 Arten genannt [17, p. 48]:

- "vented trees", diese beginnen an Störstellen an der Grenzfläche der Isolierung in Richtung der Isolierung zu wachsen und stellt die problematischere Art dar, weil diese water trees eine größere Länge erreichen können
- "bow-tie trees", diese beginnen ihr Wachstum an Störstellen im Inneren der Isolierung, treten häufiger auf, aber erreichen geringere Längen

Abbildung 3-2 zeigt die beiden oben genannten Arten von water trees in einem Kunststoffkabel.

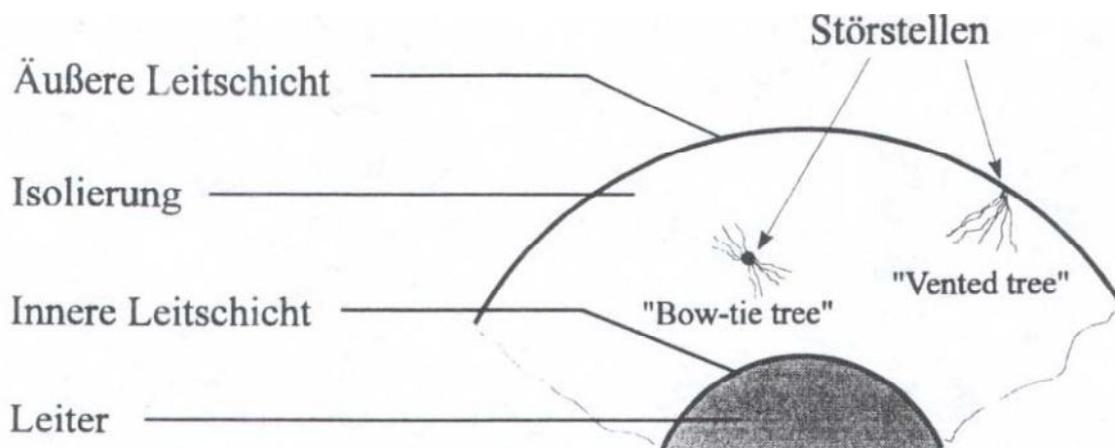


Abbildung 3-2: Water trees in einem Kunststoffkabel [17, p. 48]

Neben water trees treten auch electrical trees auf, allerdings erst bei hohen Feldstärken. Electrical trees sind bei ihrem Wachstum immer von Teilentladungen begleitet und weisen hohlkanal-förmige verästelte Strukturen auf, welche rasch wachsen und als Vorstufe eines elektrischen Durchschlags anzusehen sind. Beim Auftreten von Erdschlüssen oder transienten Überspannungen kann es infolge der erhöhten Feldstärke bei vented trees zum Umschlag in electrical trees kommen und damit zur Einleitung eines teilentladungsbedingten Durchschlages [17, p. 49].

3.4 Lebensdauer

Die Lebensdauer von Energiekabeln hängt von vielen Faktoren ab, einige davon sind: Qualität der Rohstoffe, Aufbau und Herstellungsprozess, Qualität der Verlegung, Umgebungsbedingungen, Betriebsbedingungen. Um Aussagen über die voraussichtliche Lebensdauer eines Kabels treffen zu können werden neue Kabel im Labor unter erschwerten Bedingungen einer künstlichen Alterung unterzogen. Ein Kabel mit einer Nennspannung von 20 kV wird beispielsweise über 2 Jahre lang mit der vierfachen Nennspannung belastet, im Kabelschirm wird Wasser eingeleitet. Nach Beendigung des Versuchs wird die Durchschlagsspannung des Kabels ermittelt [17, p. 50].

Im folgenden soll das Badewannen-Modell, welches zur Bestimmung der Lebensdauer herangezogen werden kann, näher erläutert werden. Abbildung 3-3 zeigt den Verlauf der Ausfallrate in Abhängigkeit des Alters der Betriebsmittel. Im Modell wird angenommen, dass die Ausfallrate einen Anstieg zum Anfang und zum Ende des Lebenszyklus eines Betriebsmittels erfährt. Anfängliche Ausfälle sind z.B. herstellungsbedingt oder treten durch Bedienungsfehler mangels Erfahrung mit dem neuen Betriebsmittel auf. Im mittleren Bereich des Diagramms in Abbildung 3-3 ist die Ausfallrate konstant und rein stochastischer Natur. Gegen Ende der Lebensdauer steigt die Ausfallrate zustandsbedingt an. Durch Alterungsprozesse und Verschleiß verschlechtert sich der Zustand des Betriebsmittels zunehmend [19, p. 86].

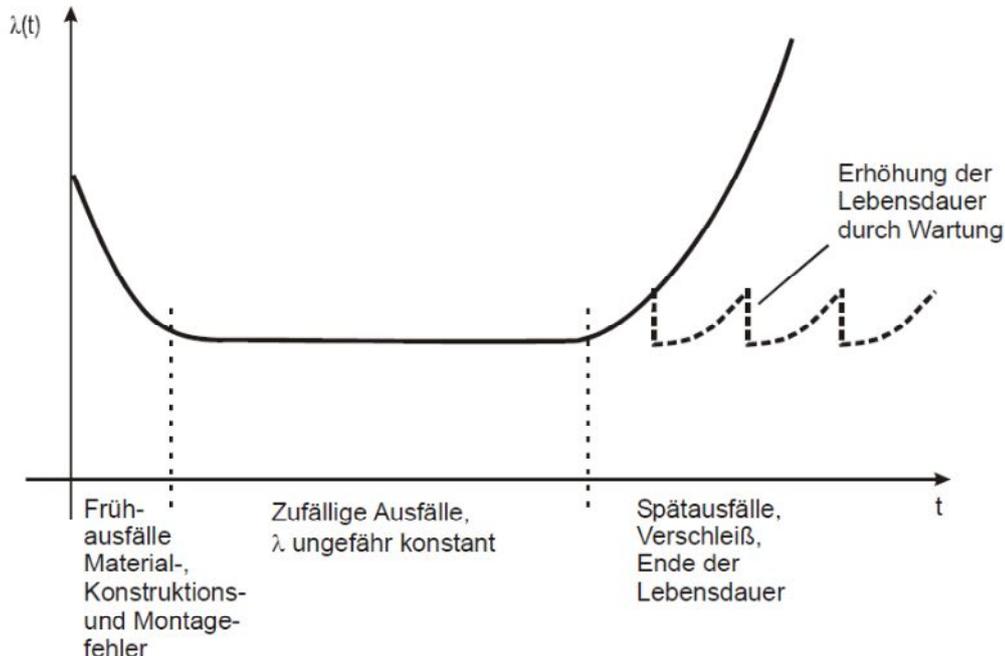


Abbildung 3-3: Verlauf der Ausfallrate in Abhängigkeit des Alters der Betriebsmittel [20, p. 85]

Die Berücksichtigung und Modellierung von Alterungsprozessen und Verschleiß gestaltet sich äußerst umfangreich, daher wird im Rahmen dieser Arbeit ausschließlich eine während des Betrachtungszeitraumes konstante Ausfallrate angenommen.

4 Berechnung von Zuverlässigkeitskennzahlen für ein Muster- netz

4.1 Netzformen des Masternetzes

4.1.1 Typ A: Strangnetz

Abbildung 4-1 zeigt ein Strangnetz, welches aus 4 Abzweigen zu je 6 Kabelabschnitten besteht. Die Länge eines Kabelabschnitts sei äquidistant und beträgt 1,2 km. Somit beträgt die gesamte Länge eines Abzweiges 7,2 km. In jedem Abzweig befinden sich 5 Umspannstationen, jeder Transformator weist eine Nennscheinleistung von 200 kVA auf. Im Normalschaltzustand werden alle Umspannstationen vom UW A gespeist, die Leistungsschalter am Ende der Abzweige 1 bis 4 sind im UW B offen.

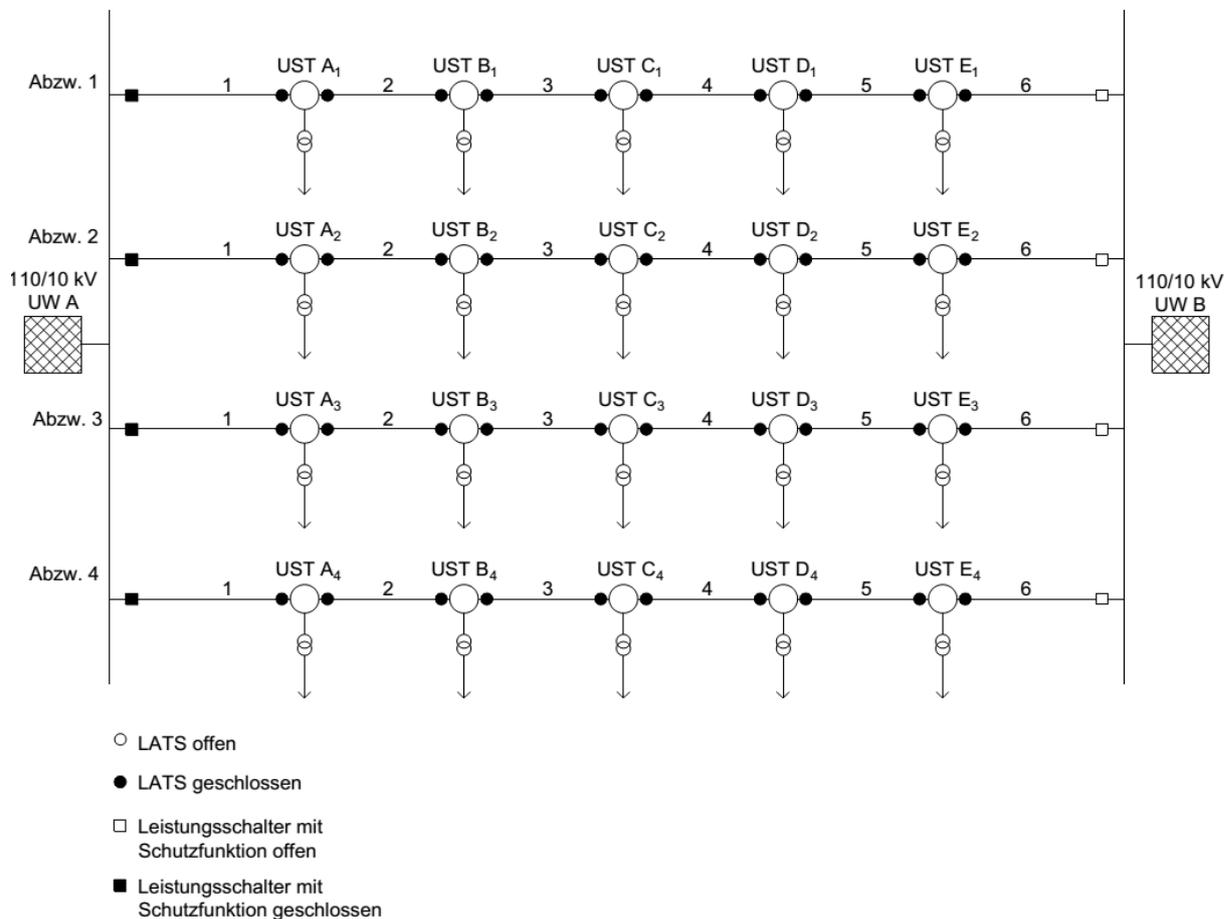


Abbildung 4-1: Strangnetz

UST Umspannstation = Ortsnetzstation (ONS)
UW Umspannwerk
LATS Lasttrennschalter

4.1.2 Typ B: Ringkabelnetz

Abbildung 4-2 zeigt ein Ringkabelnetz, welches aus 2 Ringen zu je 10 Stationen und 11 Kabelabschnitten besteht. Die Länge eines Kabelabschnitts sei äquidistant und beträgt 1,2 km. Somit beträgt die gesamte Länge eines Rings 13,2 km. In einem Ring befinden sich 10 Umspannstationen, jeder Transformator weist eine Nennscheinleistung von 200 kVA auf. Im Normalschaltzustand werden die Ringe als Strangnetz betrieben, das heißt in der UST E₂ sowie in der UST E₃ sind die Lasttrennschalter geöffnet.

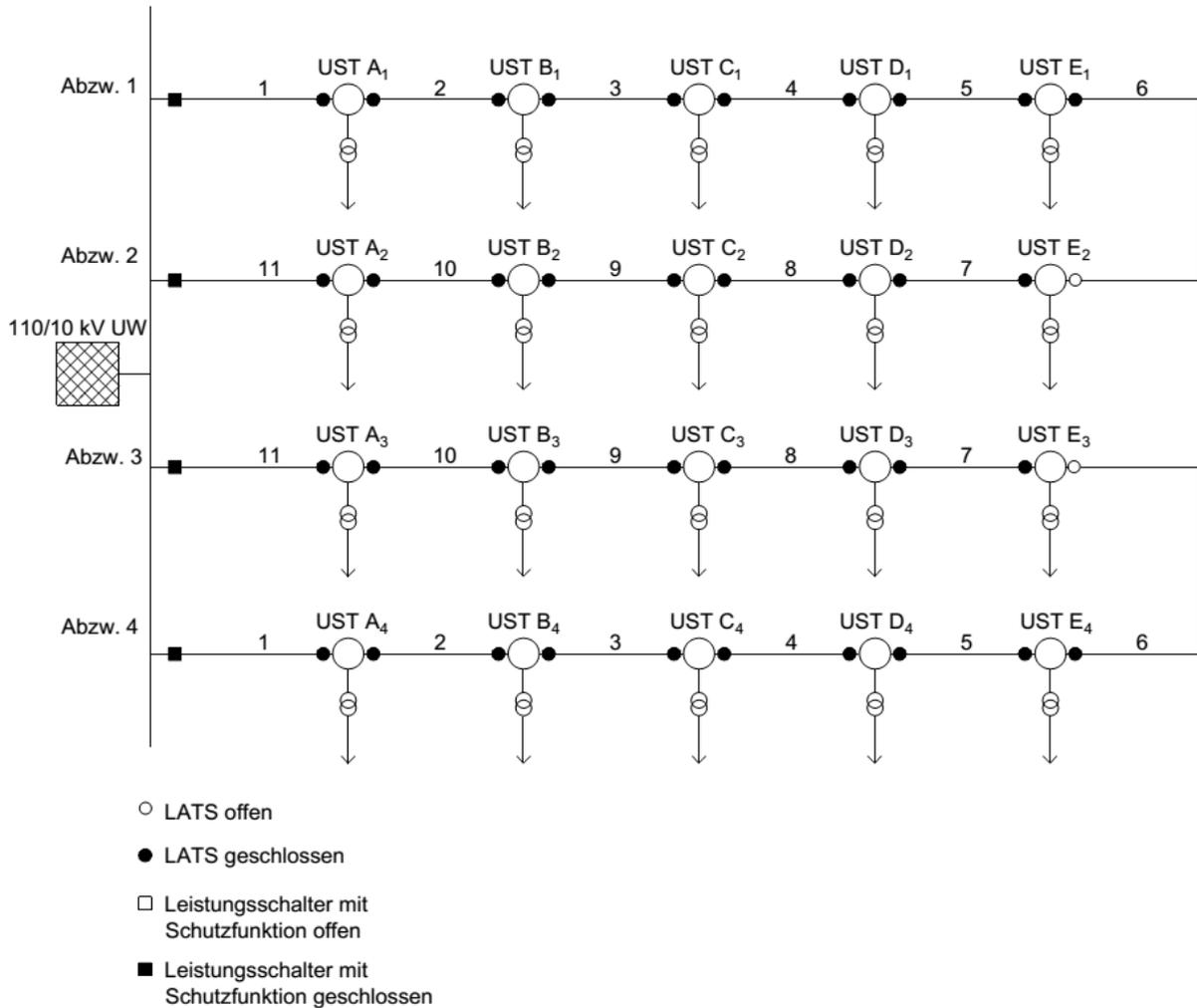


Abbildung 4-2: Ringkabelnetz

4.1.3 Typ C: Reservekabelnetz

Abbildung 4-3 zeigt ein Reservekabelnetz, welches aus 2 Ringen zu je 10 Stationen und 11 Kabelabschnitten besteht. Die Länge eines Kabelabschnitts sei äquidistant und beträgt 1,2 km. Somit beträgt die gesamte Länge eines Rings 13,2 km. In einem Ring befinden sich 10 Umspannstationen, jeder Transformator weist eine Nennscheinleistung von 200 kVA auf. Im Normalschaltzustand werden die Ringe als Strangnetz betrieben, das heißt in der UST E₂ sind die Lasttrennschalter in Richtung der UST E₁ und der SST, sowie in der UST E₃ in Richtung der UST₄ und der SST, geöffnet. Mit dem Reservekabel ist es möglich, jeden der 4 Abzweige bei einem Ausfall der Kabelabschnitte 1 oder 11 wiederzuversorgen.

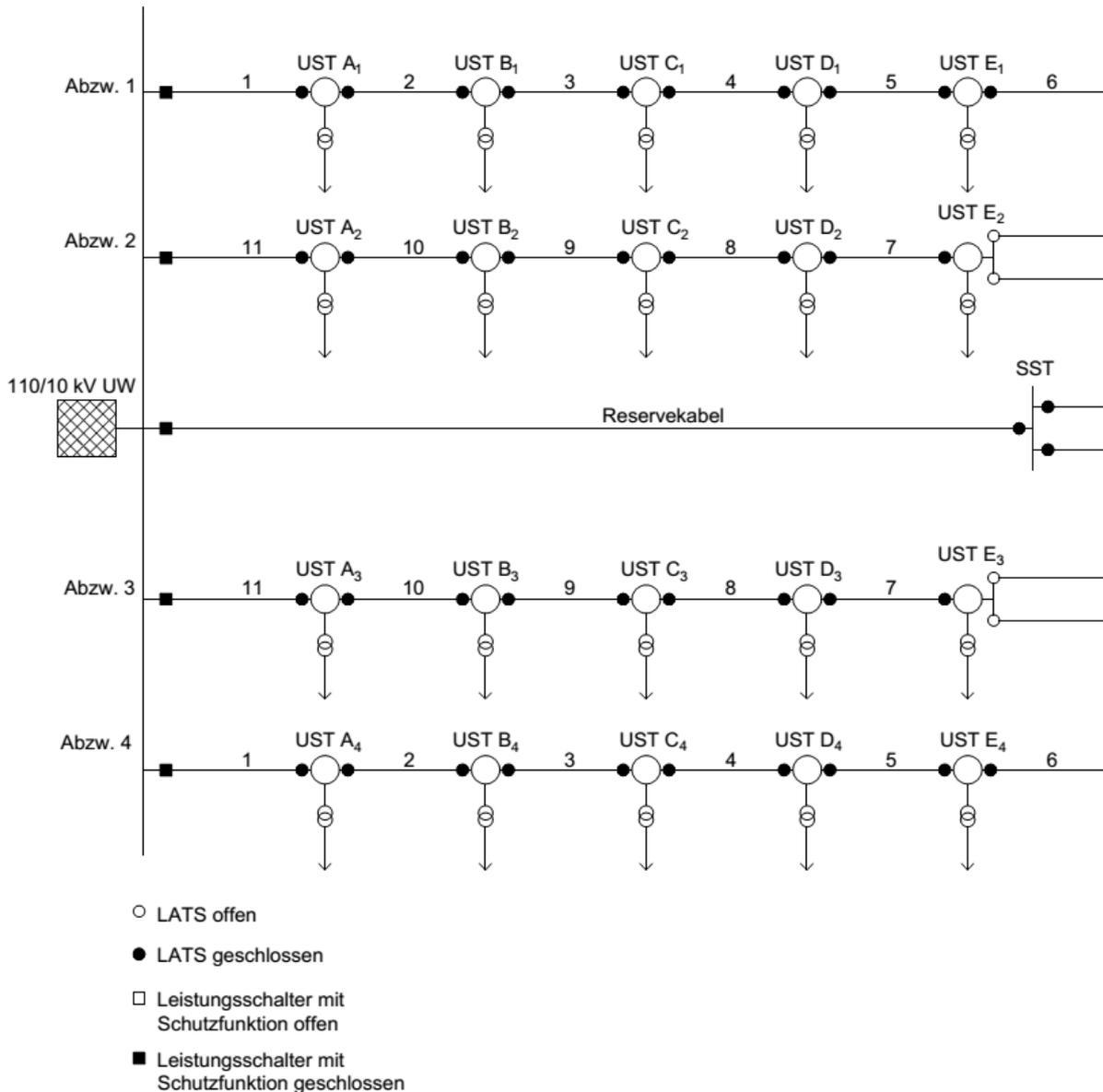


Abbildung 4-3: Reservekabelnetz

UST Umspannstation = Ortsnetzstation (ONS)
 UW Umspannwerk
 LATS Lasttrennschalter
 SST Schaltstation

4.2 Ausrüstungsvarianten für das Musternetz

4.2.1 Strangnetz

Im Strangnetz, welches in Abbildung 4-1 dargestellt ist, soll je Abzweig eine Station mit einer Fernsteuerung ausgerüstet werden. Somit ist es möglich bei einem Fehler auf einem Kabelabschnitt diesen ferngesteuert herauszutrennen und durch Einlegen des Leistungsschalters im UW B, die nicht vom Fehler betroffenen Stationen wiederzuversorgen. Es gilt nun herauszufinden bei welcher Station die Fernsteuerung am sinnvollsten ist, um unabhängig vom Fehlerort, die minimale Nichtverfügbarkeit im gesamten Abzweig zu erzielen und bei den nicht vom Fehler betroffenen Stationen die Versorgung rasch wiederherstellen zu können. Zu diesem Zweck erfolgt eine Variation der Position der fernsteuerbaren Station entlang des gesamten Abzweiges, damit ergeben sich die in Tabelle 4-1 dargestellten möglichen Ausrüstungsvarianten für den ersten Abzweig

tragen. Mit diesen Zeiten ist es möglich, die ASIDI-Werte für die unterschiedlichen Ausrüstungsvarianten zu berechnen.¹

In Abhängigkeit der Position der fernsteuerbaren Station und des Fehlerorts ergeben sich unterschiedliche Werte für die Nichtverfügbarkeit. Für eine erste Abschätzung werden nur Einfachfehler auf den Kabelabschnitten zwischen den Ortsnetzstationen angenommen. Fehler in einer Ortsnetzstation werden zunächst nicht berücksichtigt, um von konsistenten Fehlerarten auszugehen. Es folgt die Berechnung der ASIDI-Werte für die Ausrüstungsvariante 2 (siehe Abbildung 4-4).

Berechnung der Störungshäufigkeit für das Musternetz auf Jahresbasis:

Aus der Statistik der Verteilnetzbetreiber kann eine mittlere Störungshäufigkeit von 2 Störungen /100 km*a entnommen werden, dies bedeutet, dass im Durchschnitt in einem Kabelnetz von 100 km Länge, 2 Störungen im Jahr auftreten. Dieser Wert bezieht sich auf ungeplante Versorgungsunterbrechungen [21, p. 13]. Das Musternetz weist eine Gesamtlänge von 28,8 km auf, somit ergibt sich die mittlere Störungshäufigkeit zu:

$$H_u = \frac{2 \text{ Stö.}}{100 \text{ km} \cdot a} \cdot 28,8 \text{ km} = 0,576 \text{ Stö./a} \quad (4.1)$$

In einem Jahr treten somit im Mittel 0,576 Störungen im Musternetz auf. Zur Berechnung der ASIDI-Werte für die jeweilige Ausrüstungsvariante wird je eine Störung auf einem Kabelabschnitt mit einer Länge von 1,2 km angenommen, daher ergibt sich folgende mittlere Störungshäufigkeit:

$$H_u = \frac{2 \text{ Stö.}}{100 \text{ km} \cdot a} \cdot 1,2 \text{ km} = 0,024 \text{ Stö./a} \quad (4.2)$$

Schließlich ergeben sich durch die Variation 6 mögliche Fehlerorte je Abzweig des Strangnetzes, auf den Kabelabschnitten 1 bis 6. Für den ersten Fall soll der Fehler im ersten Abzweig im Kabelabschnitt 1 zwischen dem UW A und der UST A₁ auftreten, wie in Abbildung 4-5 ersichtlich ist.

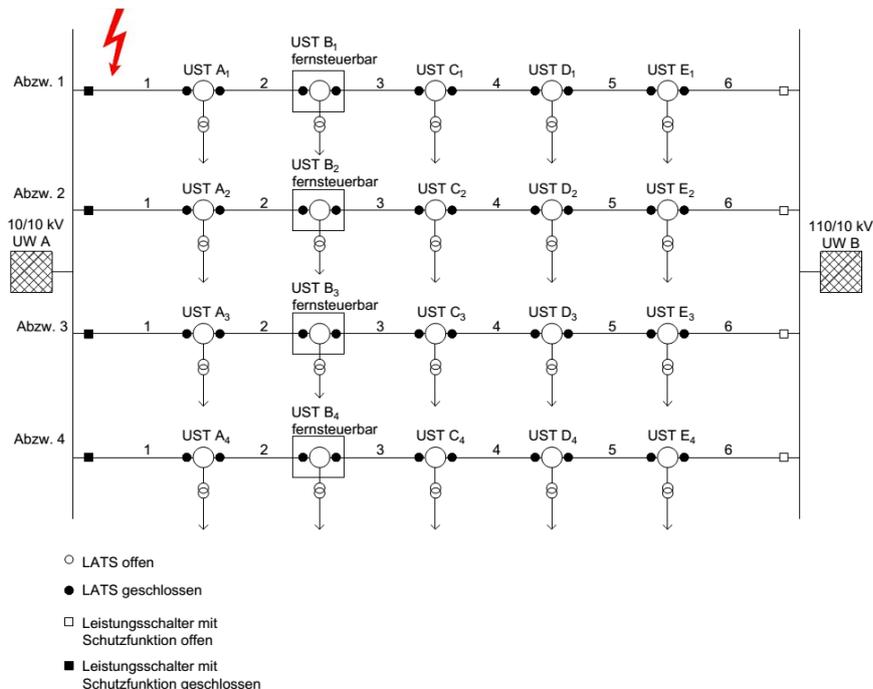


Abbildung 4-5: Fehler im ersten Kabelabschnitt des Abzweigs 1, Ausrüstungsvariante 2

¹ Wie aus den folgenden Berechnungen ersichtlich ist, geht die Zeit für die Störungsbehebung durch das Entstörungspersonal i.W. linear ein.

Tritt der Fehler tritt im ersten Kabelabschnitt des Abzweigs 1 auf, wie in Abbildung 4-5 gezeigt, ergibt sich folgender angenommener Ablauf zur Störungsbehebung für die Ausrüstungsvariante 2, welcher chronologisch fortlaufend mit einer Ereignisnummer versehen ist:

1. Der Fehler tritt im ersten Abschnitt auf; $t = 0$ s
2. Der Leistungsschalter des ersten Abzweigs im UW A wird durch den Schutz geöffnet $t = 0.1$ s
3. Es erfolgt die Fernauslesung /-übertragung der KS-Anzeiger in der UST A₁; $t = 0.5$ s
4. Der Lasttrennschalter in der UST B₁ Richtung UST A₁ wird per Fernsteuerung ausgeschaltet; $t = 2$ min
5. Im UW B wird der Leistungsschalter eingelegt, somit sind die Stationen UST B₁ bis E₁ nach $t = t_{u,aut} = 4$ min E₁ wieder versorgt.
6. Zu der UST A₁ muss der Entstörungsdienst hinfahren; $t = 50$ min
7. Der Lasttrennschalter in der UST A₁ in Richtung UW A wird geöffnet; $t = 85$ min
8. Der Lasttrennschalter in UST B₁ in Richtung UST A₁ kann per Fernsteuerung wieder eingelegt werden. Nach einer Dauer von $t_{u,man} = 90$ min ist auch die UST A₁ wieder versorgt.

Abbildung 4-6 zeigt den zeitlichen Ablauf der Störungsbehebung. Entlang der Abszisse wird die Zeit in min aufgetragen, auf der Ordinate die Ereignisnummer.

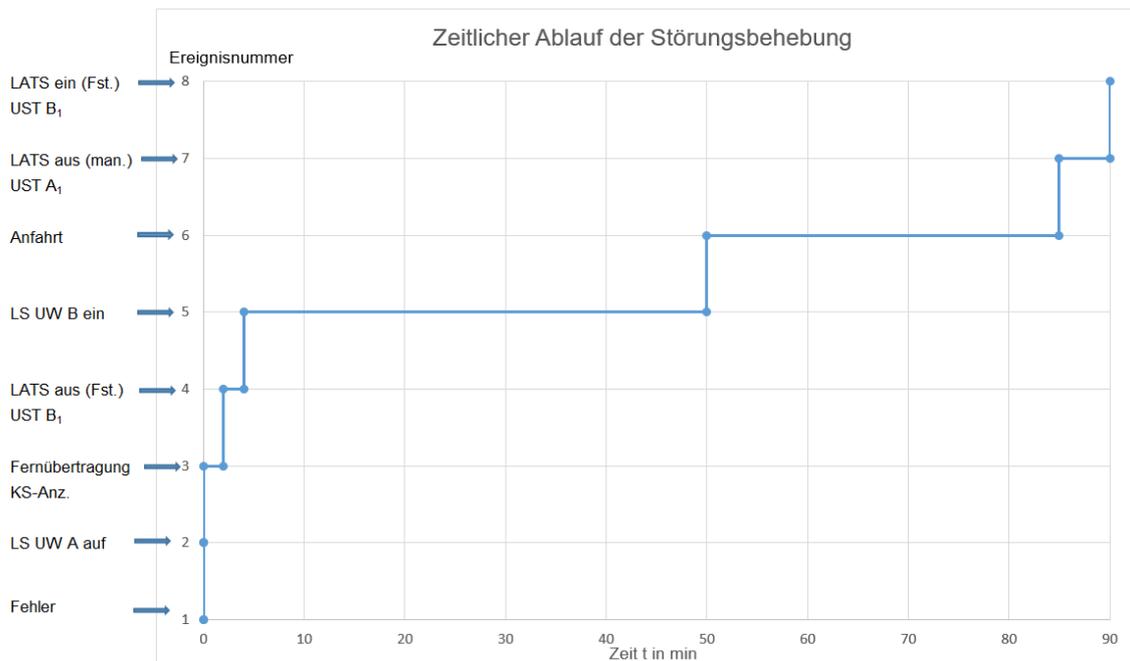


Abbildung 4-6: Zeitlicher Ablauf der Störungsbehebung

Es folgt ein Beispiel zur Berechnung der Nichtverfügbarkeiten Q_u der einzelnen Umspannstationen für den Fall, dass der Fehler im Kabelabschnitt 1 auftritt (siehe Abbildung 4-5), für Ausrüstungsvariante 2, der fernsteuerbaren Station B₁. Die Station A₁ kann nicht durch fernsteuerbare Lasttrennschalter vom Fehler getrennt werden, daher kann die UST A₁ erst innerhalb der Zeit $t_{u,man} = 90$ min wieder versorgt werden, da zu dieser Station der Entstörungsdienst hinfahren muss. Die Nichtverfügbarkeit nach Formel (2.7) für die UST A₁ beträgt daher:

$$Q_{u,A1} = H_u \cdot t_{u,man} = \frac{0,024 \text{ Stö}}{a} \cdot \frac{90 \text{ min}}{\text{Stö}} = \frac{2,16 \text{ min}}{a} \quad (4.3)$$

Es ergibt sich für die UST A₁ eine durchschnittliche Nichtverfügbarkeit von 2,16 min/a, für den Fall, dass der Fehler im Kabelabschnitt 1 auftritt.

Da die UST B_1 bei Ausrüstungsvariante 2 jene mit den fernsteuerbaren Lasttrennschaltern ist, können die Stationen B_1 - E_1 vom fehlerbehafteten Kabelabschnitt durch Fernsteuerung getrennt werden und durch Einlegen des Leistungsschalters im UW B innerhalb der Zeit $t_{u, aut} = 4 \text{ min}$ wiederversorgt werden. Die Stationen B_1 bis E_1 sind somit 4 min unversorgt, damit ist die Berechnung der Nichtverfügbarkeiten für die UST B_1 bis E_1 möglich:

$$Q_{u, B_1-E_1} = H_u \cdot t_{u, aut} = \frac{0,024 \text{ Stö}}{a} \cdot \frac{4 \text{ min}}{\text{Stö}} = \frac{0,096 \text{ min}}{a} \quad (4.4)$$

Somit weisen die Stationen B_1 bis E_1 eine Nichtverfügbarkeit von 0,096 min/a auf, für den Fall, dass der Fehler im Kabelabschnitt 1 auftritt.

Für die weiteren Betrachtungen ist nur der ASIDI-Wert des Abzweigs von Bedeutung, es wird daher die Summe über das Produkt aus Nichtverfügbarkeit und der installierten Scheinleistung der betroffenen Stationen gebildet. Für die installierte Scheinleistung L_s die Gesamtleistung des Abzweiges herangezogen

$$ASIDI_1 = \frac{\sum_j Q_{u,j} \cdot S_j}{S_G} = \frac{4 \cdot 200 \text{ kVA} \cdot 0,096 \frac{\text{min}}{a} + 200 \text{ kVA} \cdot 2,16 \frac{\text{min}}{a}}{1000 \text{ kVA}} = 0,52 \text{ min/a} \quad (4.5)$$

Der Abzweig weist, für den Fall, dass der Fehler im Kabelabschnitt 1 auftritt, eine leistungsbezogene mittlere jährliche Nichtverfügbarkeit von 0,52 min auf. Tritt die Störung im Kabelabschnitt 2 auf, so ändert sich die Störungsbehebung nicht, die Stationen B_1 bis E_1 sind wieder 4 min unversorgt, die Station A_1 hingegen 90 min. Für die Störungen in den Kabelabschnitten 3, 4, 5 und 6 ergeben sich andere Werte für die Nichtverfügbarkeit. Die Stationen A_1 und B_1 werden vom fehlerbehafteten Kabelabschnitt durch Fernabschaltung getrennt und durch Einlegen des Leistungsschalters im UW A innerhalb der Zeit $t_{u, aut} = 4 \text{ min}$ wiederversorgt. Die Stationen A_1 und B_1 sind somit 4 min unversorgt, damit ist die Berechnung der Nichtverfügbarkeit für die UST A_1 und B_1 möglich:

$$Q_{u, A_1-B_1} = H_u \cdot t_{u, aut} = \frac{0,024 \text{ Stö}}{a} \cdot \frac{4 \text{ min}}{\text{Stö}} = \frac{0,096 \text{ min}}{a} \quad (4.6)$$

Die Stationen C_1 bis E_1 können erst innerhalb der Zeit $t_{u, man} = 90 \text{ min}$ wiederversorgt werden, da zu diesen Stationen der Entstörungsdienst hinfahren muss.

Die Nichtverfügbarkeit für die UST C_1 bis E_1 beträgt daher:

$$Q_{u, C_1-E_1} = \frac{0,024 \text{ Stö}}{a} \cdot \frac{90 \text{ min}}{\text{Stö}} = \frac{2,16 \text{ min}}{a} \quad (4.7)$$

Der ASIDI-Wert des Abzweiges 1 beträgt bei einem Fehler im Kabelabschnitt 3, 4, 5 oder 6:

$$ASIDI_1 = \frac{\sum_j Q_{u,j} \cdot S_j}{S_G} = \frac{2 \cdot 200 \text{ kVA} \cdot 0,096 \frac{\text{min}}{a} + 3 \cdot 200 \text{ kVA} \cdot 2,16 \frac{\text{min}}{a}}{1000 \text{ kVA}} \quad (4.8)$$

$$ASIDI_1 = 1,32 \text{ min/a} \quad (4.9)$$

Der gesamte Abzweig 1 weist, für den Fall, dass der Fehler im Kabelabschnitt 3, 4, 5 oder 6 auftritt, leistungsbezogene mittlere jährliche Nichtverfügbarkeit von 1,32 min auf.

Tabelle 4-2 zeigt die ASIDI-Werte bei Variation des Fehlerortes für Ausrüstungsvariante 2, der fernsteuerbaren Station B₁.

Tabelle 4-2: ASIDI-Werte für Ausrüstungsvariante 2

Fehler in Abschnitt	UST A ₁	UST B ₁	UST C ₁	UST D ₁	UST E ₁	ΣA ₁ -E ₁
	Q _u	ASIDI _i				
	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a
1	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,5088
2	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,5088
3	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	1,3344
4	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	1,3344
5	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	1,3344
6	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	1,3344
					Σ	6,36

Zur Berechnung des Gesamt-ASIDI-Werts nach allen möglichen Fehlerorten wird die Summe über die Einträge in der rechten Spalte aus Tabelle 4-2 gebildet.

$$ASIDI = \sum_{i=1}^6 ASIDI_i = 2 \cdot 0,52 \frac{\text{min}}{\text{a}} + 4 \cdot 1,32 \frac{\text{min}}{\text{a}} = 6,36 \text{ min/a} \quad (4.10)$$

Somit ergibt sich für den ersten Abzweig bei Umsetzung der Ausrüstungsvariante 2 eine mittlere jährliche Nichtverfügbarkeit von 6,36 min.

Tabelle 4-3 zeigt die ASIDI-Werte bei Variation des Fehlerortes für Ausrüstungsvariante 0, ohne fernsteuerbare Stationen.

Tabelle 4-3: ASIDI-Werte für Ausrüstungsvariante 0

Fehler in Abschnitt Nr.	UST A ₁	UST B ₁	UST C ₁	UST D ₁	UST E ₁	ΣA ₁ -E ₁
	Q _u	ASIDI _i				
	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a
1	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
2	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
3	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
4	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
5	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
6	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16
					Σ	12,96

Tabelle 4-4 zeigt die ASIDI-Werte bei Variation des Fehlerortes für Ausrüstungsvariante 1, der fernsteuerbaren Station A₁.

Tabelle 4-4: ASIDI-Werte für Ausrüstungsvariante 1

	UST A ₁	UST B ₁	UST C ₁	UST D ₁	UST E ₁	ΣA ₁ -E ₁
	Q _u	ASIDI _i				
Fehler in	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a
Abschnitt Nr.						
1	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096
2	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472
3	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472
4	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472
5	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472
6	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472
					Σ	8,83

Tabelle 4-5 zeigt die ASIDI-Werte bei Variation des Fehlerortes für Ausrüstungsvariante 3, der fernsteuerbaren Station C₁.

Tabelle 4-5: ASIDI-Werte für Ausrüstungsvariante 3

	UST A ₁	UST B ₁	UST C ₁	UST D ₁	UST E ₁	ΣA ₁ -E ₁
	Q _u	ASIDI _i				
Fehler in	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a
Abschnitt Nr.						
1	2,16	2,16	0,096	0,096	0,096	0,9216
2	2,16	2,16	0,096	0,096	0,096	0,9216
3	2,16	2,16	0,096	0,096	0,096	0,9216
4	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	0,9216
5	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	0,9216
6	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	0,9216
					Σ	5,53

Tabelle 4-6 zeigt die ASIDI-Werte bei Variation des Fehlerortes für Ausrüstungsvariante 4, der fernsteuerbaren Station D₁.

Tabelle 4-6: ASIDI-Werte für Ausrüstungsvariante 4

	UST A ₁	UST B ₁	UST C ₁	UST D ₁	UST E ₁	ΣA ₁ -E ₁
	Q _u	ASIDI _i				
Fehler in	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a
Abschnitt Nr.						
1	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,3344
2	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,3344
3	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,3344
4	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,3344
5	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	0,5088
6	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	0,5088
					Σ	6,36

Tabelle 4-7 zeigt die ASIDI-Werte bei Variation des Fehlerortes für Ausrüstungsvariante 5, der fernsteuerbaren Station E₁.

Tabelle 4-7: ASIDI-Werte für Ausrüstungsvariante 5

	UST A ₁	UST B ₁	UST C ₁	UST D ₁	UST E ₁	ΣA ₁ -E ₁
	Q _u	ASIDI _i				
Fehler in	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a
Abschnitt Nr.						
1	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	1,7472
2	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	1,7472
3	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	1,7472
4	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	1,7472
5	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	1,7472
6	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096
					Σ	8,832

Tabelle 4-8 zeigt die zusammengefassten ASIDI-Werte des Abzweigs bei Variation des Fehlerortes für die Ausrüstungsvarianten 0 bis 5.

Tabelle 4-8: ASIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 - 5

Ausrüstungs- Variante Nr.	Fehler in Abschnittsnummer						6
	1	2	3	4	5	6	
	ASIDI	ASIDI	ASIDI	ASIDI	ASIDI	ASIDI	
	ΣA ₁ -E ₁	Σ6 Fehler					
	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a	min/a
0	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	12,96
1	0,096	1,7472	1,7472	1,7472	1,7472	1,7472	8,84
2	0,5088	0,5088	1,3344	1,3344	1,3344	1,3344	6,36
3	0,9216	0,9216	0,9216	0,9216	0,9216	0,9216	5,52
4	1,3344	1,3344	1,3344	1,3344	0,5088	0,5088	6,36
5	1,7472	1,7472	1,7472	1,7472	1,7472	0,096	8,84

4.2.3 Ergebnisse der ASIDI-Werte für das Strangnetz

Es folgt die Angabe der Nichtverfügbarkeit der unterschiedlichen Ausrüstungsvarianten in min/a für das gesamte Musternetz. Die ASIDI Werte des ersten Abzweiges sind sogleich die Werte des gesamten Netzes. Dies ist möglich, weil jeder Abzweig identisch ist, und somit immer die gleiche Nichtverfügbarkeit aufweist.

Tabelle 4-9 zeigt die ASIDI-Werte für das Strangnetz in Abhängigkeit der Position der fernsteuerbaren Station.

Tabelle 4-9: ASIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0 bis 5

Ausrüstungsvariante	fernsteuerbare Station	ASIDI
Nr.	-	min/a
0	-	12,96
1	UST A ₁₋₄	8,83
2	UST B ₁₋₄	6,36
3	UST C ₁₋₄	5,53
4	UST D ₁₋₄	6,36
5	UST E ₁₋₄	8,83

Abbildung 4-7 zeigt die ASIDI-Werte in min/a für die unterschiedlichen Ausrüstungsvarianten des Strangnetzes. Es zeigt sich, dass die Ausrüstungsvariante 0 mit 12,96 min/a die höchste Nichtverfügbarkeit aufweist, dies ist jene Variante ohne fernsteuerbare Station. Die minimale Nichtverfügbarkeit für das untersuchte Musternetz ergibt sich für die Ausrüstungsvariante 3 mit 5,53 min/a. Die optimale Position für die fernsteuerbare Station ist somit die UST C₁.

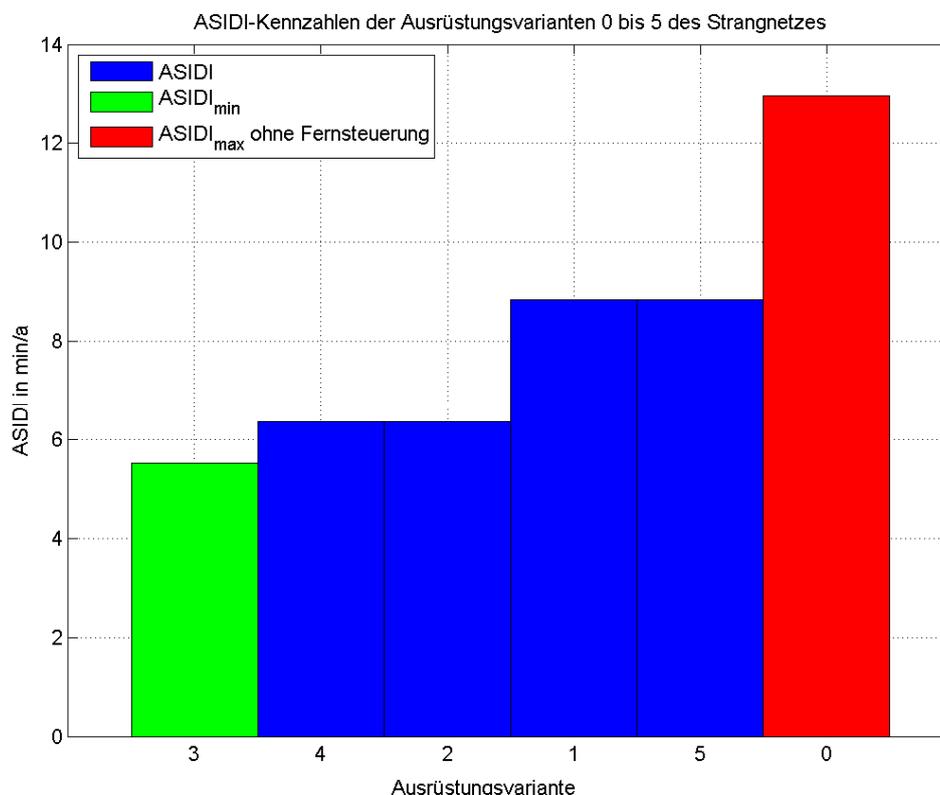


Abbildung 4-7: ASIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 5 des Strangnetzes

4.2.4 ASIDI-Werte bei unterschiedlichen Nennscheinleistungen der Netztransformatoren

Im realen Netz unterscheiden sich die installierten Nennscheinleistungen der Netztransformatoren von Station zu Station. Durch die Vorgabe von unterschiedlichen Nennscheinleistungen soll die Veränderung der ASIDI-Werte gezeigt werden. Abbildung 4-8 zeigt das Strangnetz, welches untersucht werden soll.

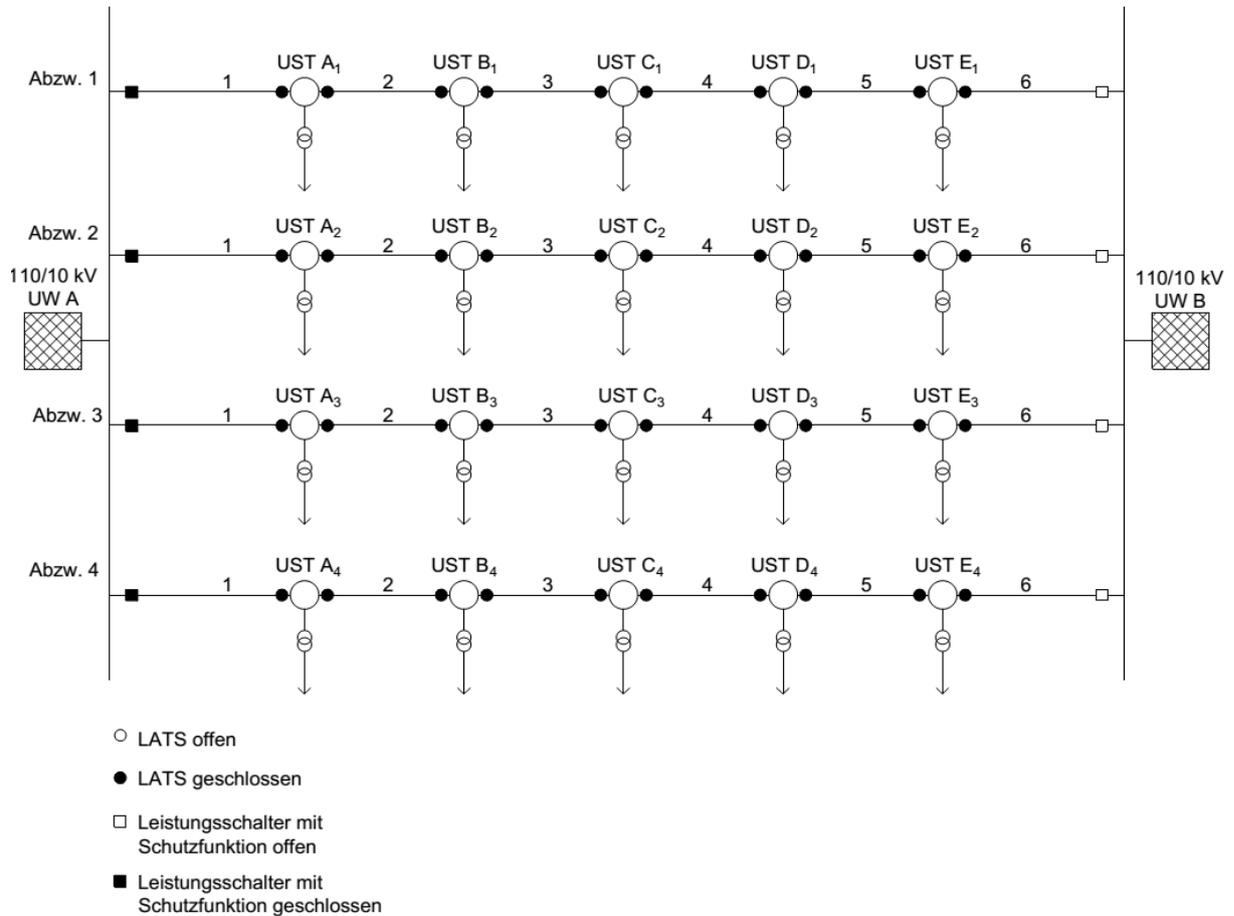


Abbildung 4-8: Strangnetz

Tabelle 4-10 zeigt die gewählten Nennscheinleistungen der Netztransformatoren des Abzweigs 1 im Strangnetz aus Abbildung 4-8. Die Nennscheinleistungen in den Abzweigen 2 bis 4 sind identisch mit jenen im Abzweig 1.

Tabelle 4-10: Nennscheinleistungen der Netztransformatoren im Strangnetz

Station	S_n
-	kVA
UST A ₁	400
UST B ₁	300
UST C ₁	150
UST D ₁	75
UST E ₁	75

Es folgt die Angabe der Nichtverfügbarkeit der unterschiedlichen Ausrüstungsvarianten in min/a. Tabelle 4-11 zeigt die ASIDI-Werte für das Strangnetz in Abhängigkeit der Position der fernsteuerbaren Station bei unterschiedlichen Nennscheinleistungen der Transformatoren.

Tabelle 4-11: ASIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0 bis 5

Ausrüstungsvariante	fernsteuerbare Station	ASIDI
Nr.	-	min/a
0	-	12,96
1	UST A ₁	6,77
2	UST B ₁	4,70
3	UST C ₁	5,84
4	UST D ₁	7,90
5	UST E ₁	10,12

Abbildung 4-9 zeigt die ASIDI-Werte in min/a der unterschiedlichen Ausrüstungsvarianten des Strangnetzes. Es zeigt sich, dass die Ausrüstungsvariante 0 mit 12,96 min/a die höchste Nichtverfügbarkeit aufweist, dies ist jene Variante ohne fernsteuerbare Station. Die minimale Nichtverfügbarkeit für das untersuchte Musternetz ergibt sich für die Ausrüstungsvariante 2 mit 4,7 min/a. Die optimale Position der fernsteuerbaren Station ist somit die UST B₁ und nicht mehr die UST C₁, wie im Fall der identischen Transformatornennscheinleistungen. Die optimale Position der fernsteuerbaren Station variiert demnach mit den vorliegenden Nennscheinleistungen der Netztransformatoren in den Umspannstationen. Befinden sich am Anfang des Abzweiges Transformatoren mit hoher Nennleistung, so kann sich die optimale Position nach vorne verlagern, bei hoher Nennleistung am Ende des Abzweiges, nach hinten.

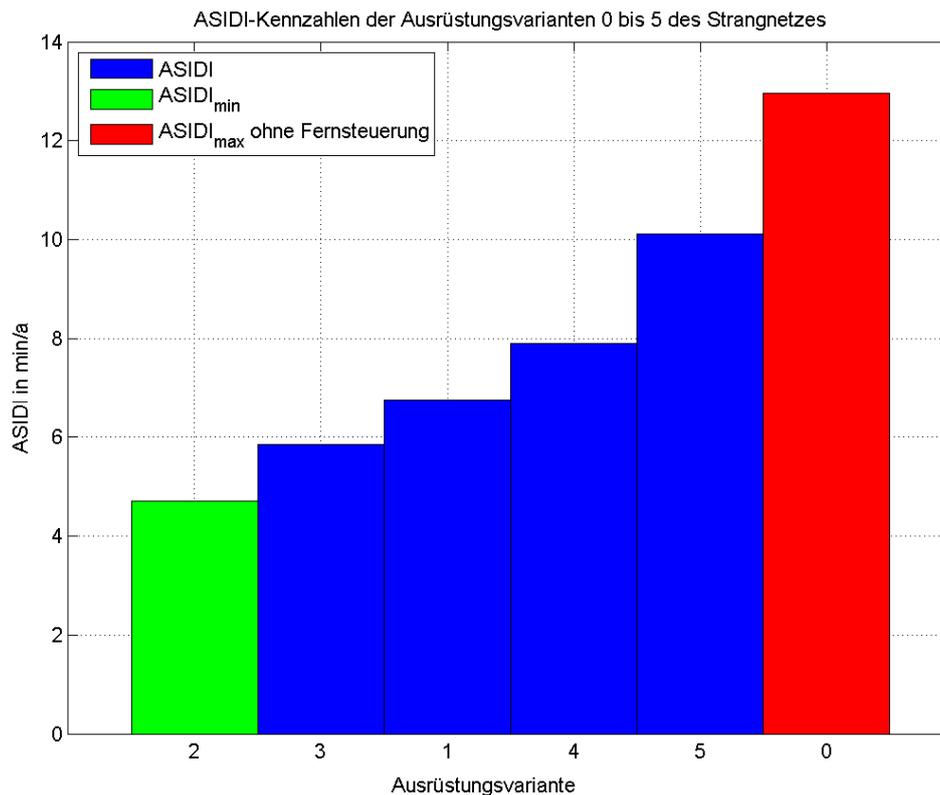


Abbildung 4-9: ASIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 5 des Strangnetzes

4.2.5 Berechnung der SAIDI-Werte für das Strangnetz

Für einen Vergleich soll der SAIDI-Wert nach Formel (2.10) für die verschiedenen Ausrüstungsvarianten berechnet werden, dieser beschreibt die kundenbezogene Nichtverfügbarkeit in min/Jahr. Der Berechnungsablauf unterscheidet sich nicht von der Berechnung der ASIDI-Werte. Anstatt der installierten Transformatorleistung wird die Kundenzahl, welche pro Station angeschlossen ist, eingesetzt. Zur Berechnung der SAIDI-Werte für das Musternetz, werden 15 Kunden pro Station angenommen. Somit ergibt sich eine Gesamtanzahl von $5 \cdot 15 = 75$ Kunden für

einen Abzweig des Strangnetzes aus Abbildung 4-1. Mit diesen Kenngrößen ist es möglich die SAIDI-Werte nach derselben Methode wie in Abschnitt 4.2.2 zu berechnen.

4.2.6 Ergebnisse der SAIDI-Werte für das Strangnetz

Es folgt die Angabe der Nichtverfügbarkeit der unterschiedlichen Ausrüstungsvarianten in min/a. Tabelle 4-12 zeigt die SAIDI-Werte für das Strangnetz in Abhängigkeit der Position der fernsteuerbaren Station.

Tabelle 4-12: SAIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0 bis 5

Ausrüstungsvariante	fernsteuerbare Station	SAIDI
Nr.	-	min/a
0	-	12,96
1	UST A ₁	8,83
2	UST B ₁	6,36
3	UST C ₁	5,53
4	UST D ₁	6,36
5	UST E ₁	8,83

Abbildung 4-7 zeigt die SAIDI-Werte in min/a für die unterschiedlichen Ausrüstungsvarianten des Strangnetzes. Es zeigt sich, dass die Ausrüstungsvariante 0 mit 12,96 min/a die höchste Nichtverfügbarkeit aufweist, dies ist jene Variante ohne fernsteuerbare Station. Die minimale Nichtverfügbarkeit für das untersuchte Musternetz ergibt sich für die Ausrüstungsvariante 3 mit 5,53 min/a. Die optimale Position für die fernsteuerbare Station ist somit die UST C₁.

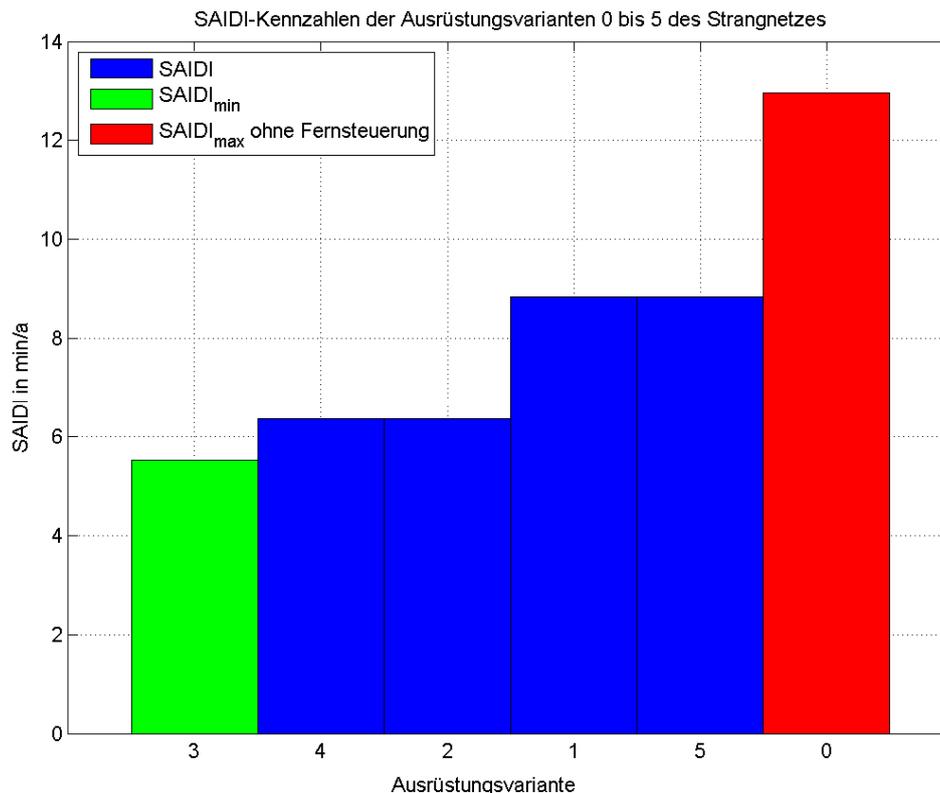


Abbildung 4-10: SAIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 5 des Strangnetzes

4.2.7 SAIDI-Werte bei unterschiedlicher Kundenanzahl pro Umspannstation

Im realen Netz unterscheidet sich die versorgte Kundenanzahl von Station zu Station. Durch die Vorgabe von unterschiedlichen Kundenanzahlen soll die Veränderung der SAIDI-Werte gezeigt werden. Tabelle 4-10 zeigt die gewählten Kundenanzahlen der Umspannstationen des Abzweigs 1 im Strangnetz aus der Abbildung 4-8. Die Nennscheinleistungen in den Abzweigen 2 bis 4 sind identisch mit jenen im Abzweig 1.

Tabelle 4-13: Kundenanzahl der Umspannstationen im Strangnetz

Station	Kundenanzahl
-	-
UST A ₁	25
UST B ₁	15
UST C ₁	10
UST D ₁	12
UST E ₁	13

Es folgt die Angabe der Nichtverfügbarkeit der unterschiedlichen Ausrüstungsvarianten in min/a. Tabelle 4-14 zeigt die SAIDI-Werte für das Strangnetz in Abhängigkeit der Position der fernsteuerbaren Station bei unterschiedlichen Nennscheinleistungen der Transformatoren.

Tabelle 4-14: SAIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0 bis 5

Ausrüstungsvariante	fernsteuerbare Station	SAIDI
Nr.	-	min/a
0	-	12,96
1	UST A ₁	7,46
2	UST B₁	5,80
3	UST C ₁	5,94
4	UST D ₁	6,80
5	UST E ₁	9,11

Abbildung 4-11 zeigt die SAIDI-Werte in min/a der unterschiedlichen Ausrüstungsvarianten des Strangnetzes. Es zeigt sich, dass die Ausrüstungsvariante 0 mit 12,96 min/a die höchste Nichtverfügbarkeit aufweist, dies ist jene Variante ohne fernsteuerbare Station. Die minimale Nichtverfügbarkeit für das untersuchte Musternetz ergibt sich für die Ausrüstungsvariante 2 mit 4,7 min/a. Die optimale Position für die fernsteuerbare Station ist somit die UST B₁ und nicht mehr die UST C₁ im Fall der identischen Kundenanzahl. Die optimale Position der fernsteuerbaren Station variiert demnach mit den vorliegenden Kundenanzahlen der Umspannstationen. Befinden sich am Anfang des Abzweiges viele Kunden, so kann sich die optimale Position nach vorne verlagern, bei hoher Kundenanzahl am Ende des Abzweiges, nach hinten.

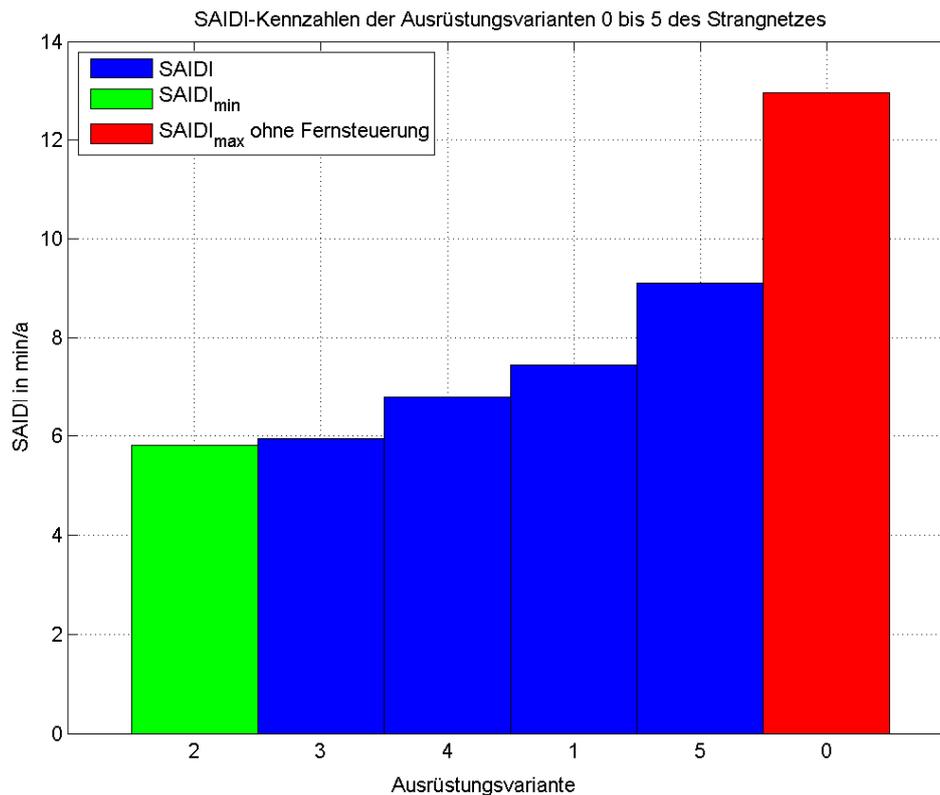


Abbildung 4-11: SAIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 5 des Strangnetzes

4.2.8 Vergleich zwischen ASIDI- und SAIDI-Wert für das Strangnetz

Es stellte sich heraus, dass beim Strangnetz die gleiche Nichtverfügbarkeit für den ASIDI- und den SAIDI-Wert vorliegt. Durch die Wahl einer identischen Trafoleistung pro Umspannstation und identischer Kundenanzahl, kürzen sich sowohl die Trafoleistung, als auch die Kundenanzahl in der Berechnung, somit verbleiben nur noch die jeweiligen Ausfallzeiten.

In einem realen Netz wird sich die Anzahl der Netzbenutzer und der installierten Transformatorleistung unterscheiden, je nachdem welche Kundenstruktur vorliegt, so wird in einem Industriegebiet die Anzahl der Kunden klein sein gegen die installierte Leistung, in einem dicht bebauten Wohngebiet hingegen die Anzahl der Kunden groß sein, im Vergleich zu der installierten Leistung. Es ergeben sich somit Unterschiede zwischen den beiden Kennzahlen, abhängig von der tatsächlichen Kundenanzahl und der installierten Leistung. Für die Festlegung der Position der fernsteuerbaren Station wird jedoch nur die ASIDI-Kennzahl herangezogen, da die nichtgelieferte Energie direkt für eine monetäre Bewertung der Ausfallkosten weiterverwendet werden kann. Daher wird für die weiteren Netzformen des Musternetzes ausschließlich der ASIDI-Wert berechnet.

4.2.9 Ringkabelnetz

Im Ringkabelnetz, welches in Abbildung 4-2 dargestellt ist, sollen 3 Stationen, in dem im Normalzustand offen betriebenen Ring, mit einer Fernsteuerung ausgerüstet werden. Somit ist es möglich bei einem Fehler auf einem zufälligen Kabelabschnitt diesen ferngesteuert herauszutrennen und durch Einlegen des Lasttrennschalters in der UST, welche den Ring trennt, die nicht vom Fehler betroffenen Stationen wiederzuversorgen. Es gilt nun herauszufinden bei welchen Stationen die Fernsteuerung am sinnvollsten ist, um unabhängig vom Fehlerort, die minimale Unterbrechungsdauer zu erzielen und bei den nicht vom Fehler betroffenen Stationen die Versorgung rasch wiederherstellen zu können. Zu diesem Zweck erfolgt eine Variation der Position von den 3 fernsteuerbaren Stationen entlang des Rings, damit ergibt sich die folgende Anzahl an Varianten:

$$V = \frac{N!}{f!(N-f)!} = \frac{10!}{3!(10-3)!} = 120 \quad (4.11)$$

- f Anzahl der fernsteuerbaren Stationen
V Anzahl der Varianten
N Anzahl der Stationen im Ring

Diese 120 Varianten werden in MATLAB[®] gebildet und der zugehörige ASIDI-Wert berechnet. Es folgt ein Beispiel zur Berechnung des ASIDI-Wertes bei Fernsteuerung der Stationen UST B₁, UST E₁ und UST B₂, wie in Abbildung 4-12 dargestellt. Es wird nur der erste Ring bestehend aus den Abzweigen 1 und 2 betrachtet, da im Musternetz der zweite Ring identisch aufgebaut ist. Zur Berechnung des ASIDI-Wertes nach der Methodik beim Strangnetz in Abschnitt 4.2.2 wird der offene Lasttrennschalter in der UST E₂ geschlossen und der Leistungsschalter im Abzweig 2 geöffnet. Es liegt also prinzipiell wieder die Struktur eines Strangnetzes vor, somit erfolgt die Berechnung der Nichtverfügbarkeit in Analogie zu Abschnitt 4.2.2, allerdings mit 3 fernsteuerbaren Stationen.

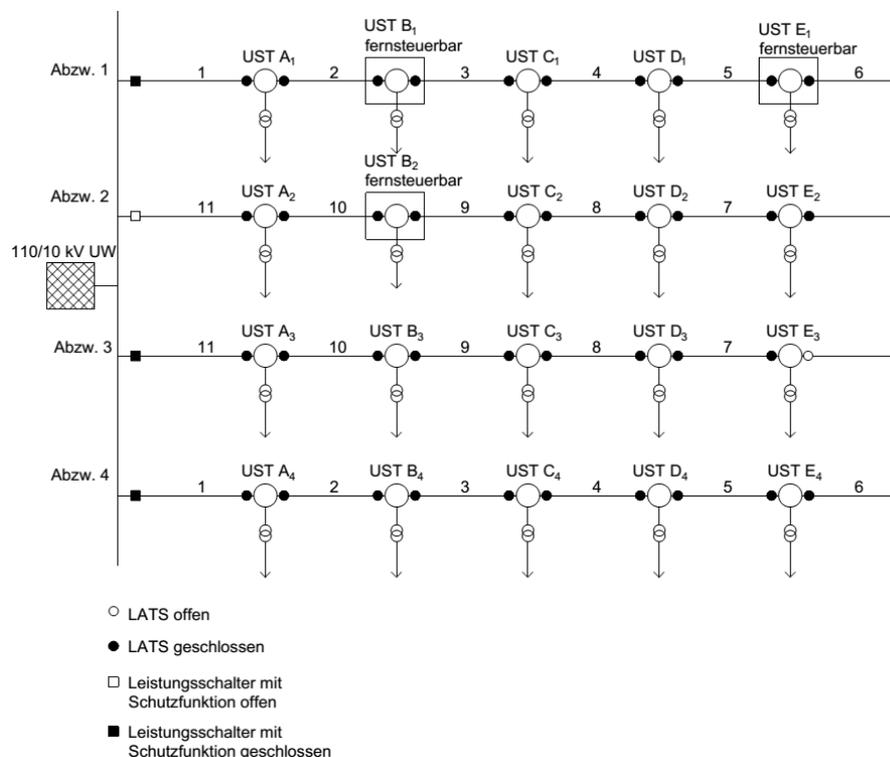


Abbildung 4-12: Ringkabelnetz mit fernsteuerbaren Stationen

4.2.10 Berechnung des ASIDI-Wertes für das Ringkabelnetz

Tabelle 4-15 zeigt die ASIDI-Werte bei Variation des Fehlerortes für die fernsteuerbare Station UST B₁.

Tabelle 4-15: ASIDI-Werte für die fernsteuerbare Station UST B₁

Fehler in Abschnitt	UST A ₁	UST B ₁	UST C ₁	UST D ₁	UST E ₁	UST E ₂	UST D ₂	UST C ₂	UST B ₂	UST A ₂	Σ	
	Q _u	ASIDI _i										
	min/a											
1	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,3024	
2	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,3024	
3	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472	
4	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472	
5	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472	
6	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472	
7	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472	
8	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472	
9	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472	
10	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472	
11	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,7472	
											Σ	16,32

Tabelle 4-16 zeigt die ASIDI-Werte bei Variation des Fehlerortes für die fernsteuerbare Station UST E₁.

Tabelle 4-16: ASIDI-Werte für die fernsteuerbare Station UST E₁

Fehler in Abschnitt	UST A ₁	UST B ₁	UST C ₁	UST D ₁	UST E ₁	UST E ₂	UST D ₂	UST C ₂	UST B ₂	UST A ₂	Σ	
	Q _u	ASIDI _i										
	min/a											
1	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,9216	
2	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,9216	
3	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,9216	
4	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,9216	
5	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,9216	
6	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,128	
7	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,128	
8	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,128	
9	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,128	
10	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,128	
11	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	1,128	
											Σ	11,38

Tabelle 4-17 zeigt die ASIDI-Werte bei Variation des Fehlerortes für die fernsteuerbare Station UST B₂.

Tabelle 4-17: ASIDI-Werte für die fernsteuerbare Station UST B₂

Fehler in Abschnitt	UST	Σ									
	A ₁	B ₁	C ₁	D ₁	E ₁	E ₂	D ₂	C ₂	B ₂	A ₂	
	Q _u	ASIDI _i									
	min/a										
1	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,7472
2	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,7472
3	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,7472
4	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,7472
5	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,7472
6	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,7472
7	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,7472
8	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,7472
9	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	1,7472
10	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	0,3024
11	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	0,3024
											Σ
											16,32

Durch die Kombination der ASIDI-Werte aus der Tabelle 4-15, Tabelle 4-16 und Tabelle 4-17 für die Stationen UST B₁, UST E₁ und UST B₂ kommt das Gesamtergebnis für alle 3 Stationen zustande, welches in Tabelle 4-18 dargestellt ist.

Tabelle 4-18: Gesamtergebnis der ASIDI-Werte für die fernsteuerbaren Stationen UST B₁, UST E₁ und UST E₂

Fehler in Abschnitt	UST	Σ									
	A ₁	B ₁	C ₁	D ₁	E ₁	E ₂	D ₂	C ₂	B ₂	A ₂	
	Q _u	ASIDI _i									
	min/a										
1	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,3024
2	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,3024
3	0,096	0,096	2,16	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,5088
4	0,096	0,096	2,16	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,5088
5	0,096	0,096	2,16	2,16	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,5088
6	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	0,7152
7	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	0,7152
8	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	0,7152
9	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	2,16	2,16	0,096	0,096	0,7152
10	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	0,3024
11	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	0,096	2,16	0,3024
											Σ
											5,58

4.2.11 Ergebnisse für das Ringkabelnetz

Es folgt die Angabe der minimalen Nichtverfügbarkeit der unterschiedlichen Ausrüstungsvarianten in min/a. Tabelle 4-19 zeigt die ASIDI-Werte für das Ringkabelnetz in Abhängigkeit der Position der fernsteuerbaren Stationen.

Tabelle 4-19: ASIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0,73,77,78,52

Ausrüstungsvariante	fernsteuerbare Stationen	ASIDI
Nr.	-	min/a
0	-	23,76
73	UST C ₁ , UST E ₁ , UST C ₂	5,18
77	UST C ₁ , UST E ₂ , UST C ₂	5,18
78	UST C ₁ , UST E ₂ , UST B ₂	5,18
52	UST B ₁ , UST E ₁ , UST C ₂	5,18

Abbildung 4-13 zeigt die ASIDI-Werte in min/a für die unterschiedlichen Ausrüstungsvarianten des Ringkabelnetzes. Es zeigt sich, dass die Ausrüstungsvariante 0 mit 23,76 min/a die höchste Nichtverfügbarkeit aufweist, dies ist jene Variante ohne fernsteuerbare Station. Die minimale Nichtverfügbarkeit für das untersuchte Musternetz ergibt sich für die Ausrüstungsvarianten 73, 77, 78 und 52 mit 5,18 min/a. Die optimalen Stationen, welche sich für eine Fernsteuerung eignen sind in Tabelle 4-19 gegeben.

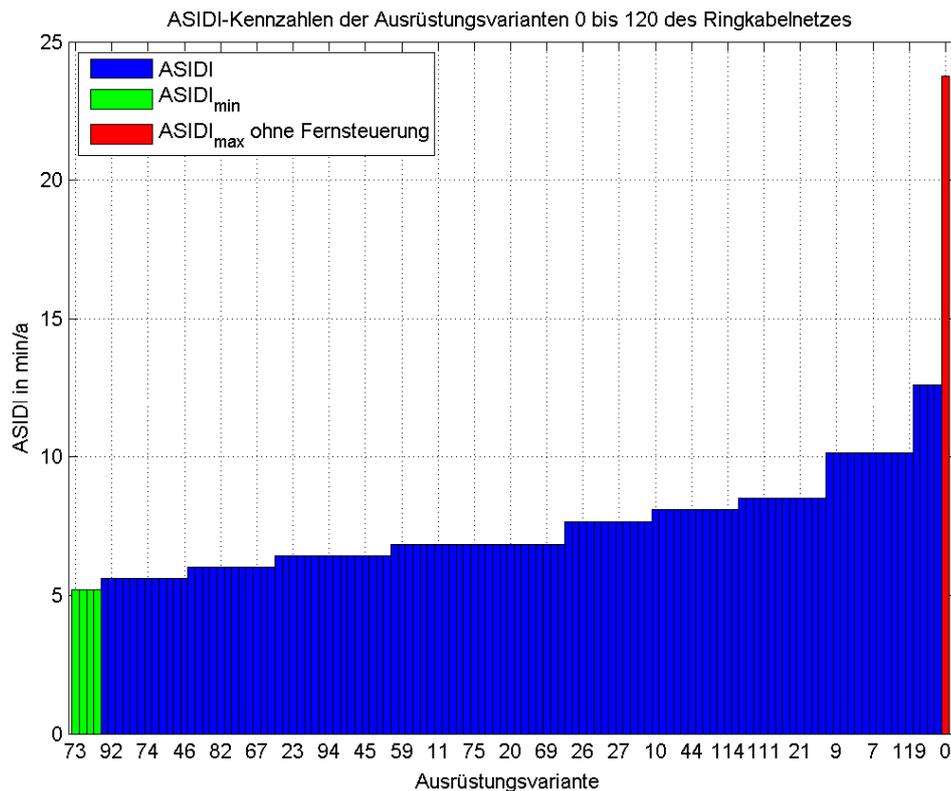


Abbildung 4-13: ASIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 120 des Ringkabelnetzes

4.2.12 Reservekabelnetz

Im Reservekabelnetz, welches in Abbildung 4-3 dargestellt ist, soll eine Station je Abzweig mit einer Fernsteuerung ausgerüstet werden, die Berechnung der Nichtverfügbarkeit kann nach Abschnitt 4.2.2 erfolgen, wenn auch die UST E_2 und UST E_3 mit einer Fernsteuerung ausgerüstet werden.

Durch diese Maßnahmen ist es möglich bei einem Fehler im Abzweig 1 oder 2 auf einem zufälligen Kabelabschnitt diesen ferngesteuert herauszutrennen und durch Einlegen des Lasttrennschalters in der UST E_2 , welche im Normalschaltzustand die Trennstelle ist, die nicht vom Fehler betroffenen Stationen wiederzuversorgen. Selbiges gilt für die Abzweige 3 und 4.

Abbildung 4-14 zeigt die Ausrüstungsvariante 2 für das Reservekabelnetz, bei dieser ist die UST B in allen Abzweigen fernsteuerbar.

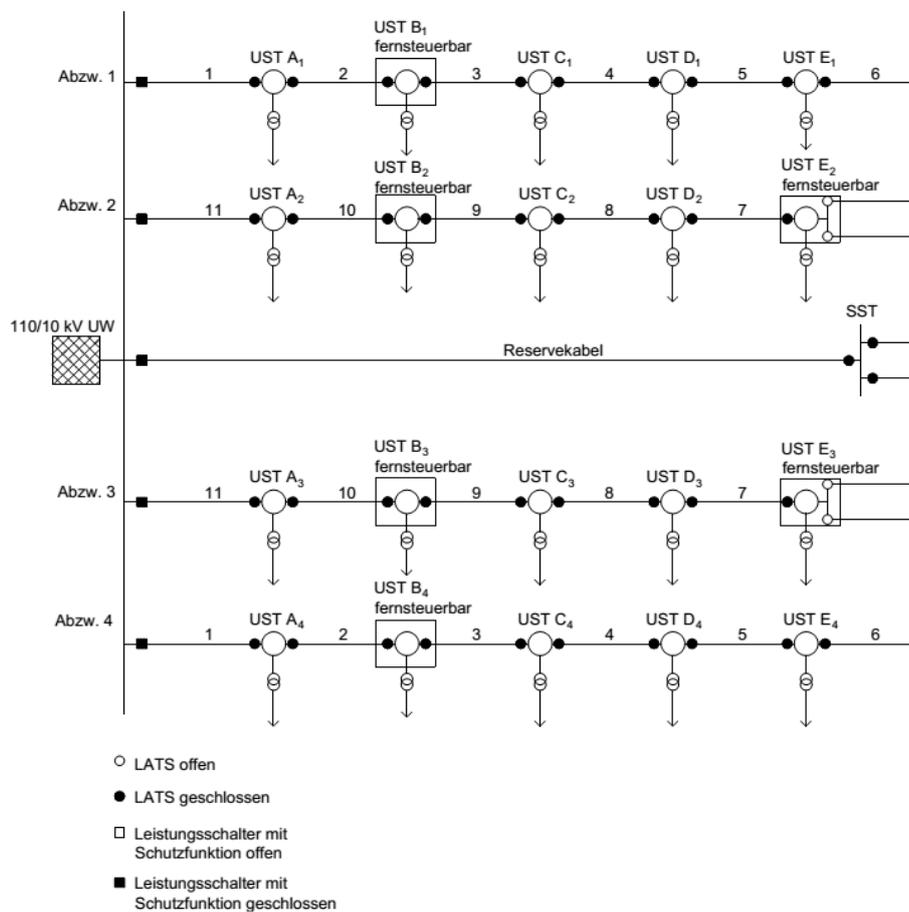


Abbildung 4-14: Reservekabelnetz für Ausrüstungsvariante 2

4.2.13 Ergebnisse für das Reservekabelnetz

Die Ergebnisse des Reservekabelnetzes sind identisch mit den Ergebnissen des Strangnetzes in Abschnitt 4.2.3 (siehe Tabelle 4-9), da kein Unterschied im Berechnungsablauf besteht. Die optimale Position der fernsteuerbaren Station ist die UST C in allen Abzweigen. Im Vergleich zum Strangnetz müssen im Reservekabelnetz aber 6 Stationen, anstatt nur 4 mit einer Fernsteuerung ausgestattet werden, um dieselbe Nichtverfügbarkeit zu erreichen.

5 Berechnung der Wahrscheinlichkeit von Kabelfehlern für ein Musternetz

5.1 Berechnung für einen Kabelabschnitt

Ereignisse, welche relativ selten vorkommen, wie im konkreten Fall Kabelfehler im 10-kV-Verteilnetz, genügen der diskreten Poissonverteilung. Die Poissonverteilung macht Voraussagen über die Anzahl der Ereignisse innerhalb eines bestimmten Beobachtungszeitraumes, wenn aus einer Stichprobe bekannt ist, wie viele Ereignisse (Kabelfehler) im Mittel (λ) innerhalb dieses Beobachtungszeitraumes erwartet werden. Der Erwartungswert $E(X)$ und die Varianz $Var(X)$ sind bei der Poissonverteilung identisch, daher ist die Poissonverteilung einfacher als die Binomialverteilung handzuhaben [19, p. 19].

Die Wahrscheinlichkeitsfunktion $f(k)$ der diskreten Poissonverteilung lautet:

$$f(k) = P(X = k) = \frac{(\lambda \cdot \Delta t)^k}{k!} \cdot e^{-\lambda \cdot \Delta t} \quad (5.1)$$

P Wahrscheinlichkeit für k Störungen im Beobachtungszeitraum Δt
 λ mittlere Störungsrate [Stö/a]
 Δt Beobachtungszeitraum [a]
 k Anzahl der Störungen

Der Parameter λ beschreibt die mittlere Störungsrate während des Beobachtungszeitraumes Δt . Wenn der Parameter λ unbekannt ist, weil nur eine Stichprobe aus der Grundgesamtheit vorliegt, so kann ein Schätzwert für λ berechnet werden [11, p. 18]:

$$\lambda \approx H_u = \frac{N}{\Delta t} \quad (5.2)$$

H_u mittlere Störungshäufigkeit [Stö/a]
 Δt Beobachtungszeitraum [a]
 N Anzahl der Störungen

Angabe der mittleren Störungshäufigkeit bezogen auf ein Jahr und 100 km Kabellänge:

$$H_u = \frac{2 \text{ Stö}}{100 \text{ km} \cdot a} \quad (5.3)$$

Dieser Wert für H_u ist typisch für städtische 10-kV-Netze und wird aus der Statistik der Verteilnetzbetreiber entnommen [21, p. 13].

Es folgt die Berechnung der Wahrscheinlichkeit nach Formel (5.1) für das Strangnetz aus Abbildung 4-1. Angenommen wird genau eine Störung in 10 Jahren auf einem willkürlich gewählten Kabelabschnitt, welcher eine Länge von 1,2 km aufweist. Es wird die mittlere Störungsrate λ auf die Länge von 1,2 km bezogen. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Linearität im Kleinen, sowohl betreffend des Umfanges der Grundgesamtheit, als auch betreffend des Beobachtungszeitraumes, erfüllt ist [11, p. 17].

$$\lambda = H_u \cdot 1,2 \text{ km} = \frac{2 \text{ Stö}}{100 \text{ km} \cdot a} \cdot 1,2 \text{ km} = 0,024 \text{ Stö/a.} \quad (5.4)$$

$$P(X = 1 \text{ Stö}) = \frac{(0,024 \text{ Stö/a} \cdot 10 \text{ a})^1}{1!} \cdot e^{-0,024 \text{ Stö/a} \cdot 10 \text{ a}} = 0,189 = 18,9 \% \quad (5.5)$$

Die Wahrscheinlichkeit, dass genau eine Störung auf dem Kabelabschnitt mit einer Länge von 1,2 km in 10 Jahren auftritt beträgt somit 18,9 %. Es folgt die Berechnung der Wahrscheinlichkeit für mindestens eine Störung in 10 Jahren auf 1,2 km Leitungslänge:

$$P(X = 0 \text{ Stö}) = \frac{(0,024 \text{ Stö/a} \cdot 10 \text{ a})^0}{0!} \cdot e^{-0,024 \frac{\text{Stö}}{\text{a}} \cdot 10 \text{ a}} = 0,787 = 78,7 \% \quad (5.6)$$

$$P(X \geq 1 \text{ Stö}) = 1 - P(X = 0 \text{ Stö}) = 0,213 = 21,3 \% \quad (5.7)$$

Die Wahrscheinlichkeit, dass in 10 Jahren mindestens eine Störung auf dem Kabelabschnitt mit einer Länge von 1,2 km auftritt, beträgt somit 21,3 %.

Tabelle 5-1 zeigt die Wahrscheinlichkeit für $k = 0$ bis $k = 5$ Fehler auf dem Kabelabschnitt mit einer Länge von 1,2 km Länge für den Zeitraum von 10 Jahren, berechnet nach der Poissonverteilung.

Tabelle 5-1: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 5 Fehler, poissonverteilt

Fehleranzahl k	$P(X = k)$
-	%
0	78,6628
1	18,8791
2	2,2655
3	0,1812
4	0,0109
5	0,0005
Σ	100

Abbildung 5-1 zeigt die Wahrscheinlichkeit für $k = 0$ bis $k = 5$ Fehler auf dem Kabelabschnitt mit einer Länge von 1,2 km für den Zeitraum von 10 Jahren, berechnet nach der Poissonverteilung.

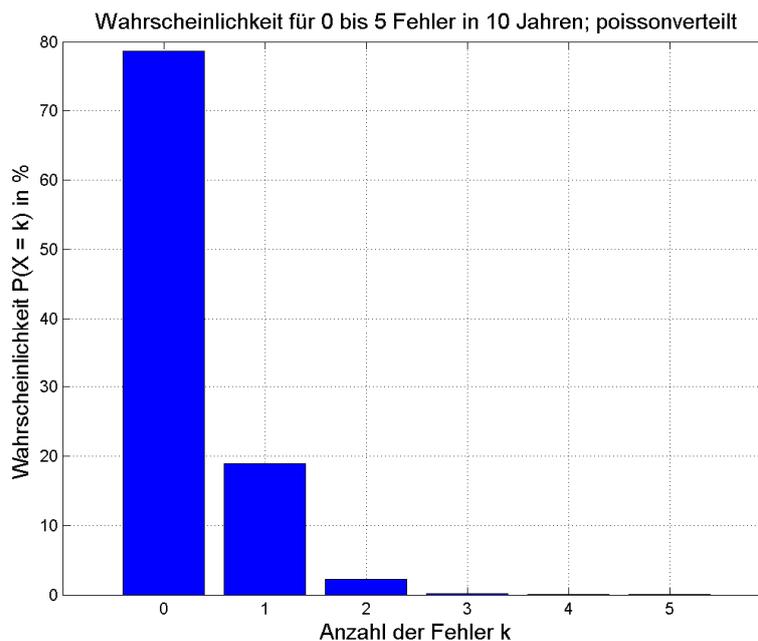


Abbildung 5-1: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 5 Fehler, poissonverteilt

5.2 Wahrscheinlichkeit von Fehlern bei Variation der Betriebsdauer für einen Kabelabschnitt

Es soll die Betriebsdauer von 10 Jahren bis 50 Jahren variiert werden und die Wahrscheinlichkeit für $k = 0$ bis $k = 5$ Fehler mit der Poissonverteilung berechnet werden. Zu diesem Zweck wird eine Matrix in MATLAB[®] gebildet, in welcher die berechneten Wahrscheinlichkeiten eingetragen sind. In den Spalten wird der Zeitraum variiert, in den Zeilen die Anzahl der Fehler. Es ergibt sich eine Matrix der Dimension 6x5.

Die in Formel (5.4) berechnete mittlere Störungsrate wird zur Berechnung verwendet. Der Beobachtungszeitraum Δt (= Betriebsdauer) wird in jedem Schritt um eine Dekade erhöht.

Es folgt ein Berechnungsbeispiel für die Wahrscheinlichkeit von 2 Fehlern in 20 Jahren:

$$P(X = 2 \text{ Stö}) = \frac{(0,024 \text{ Stö/a} \cdot 20 \text{ a})^2}{2!} \cdot e^{-0,024 \frac{\text{Stö}}{\text{a}} \cdot 20 \text{ a}} = 0,071 = 7,1\% \quad (5.8)$$

Die Wahrscheinlichkeit, dass genau 2 Störungen auf einem beliebigen Kabelabschnitt während einer Betriebsdauer von 20 Jahren auftreten, beträgt somit 7,1 %.

Tabelle 5-2 zeigt die Wahrscheinlichkeit für $k = 0$ bis $k = 5$ Fehler auf dem Kabelabschnitt mit einer Länge von 1,2 km für eine Betriebsdauer von 10 bis 50 Jahren, berechnet nach der Poissonverteilung.

Tabelle 5-2: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 9 Fehler bei Variation der Betriebsdauer, poissonverteilt

Fehleranzahl k	Betriebsdauer in Jahren				
	10	20	30	40	50
	P(X = k)	P(X = k)	P(X = k)	P(X = k)	P(X = k)
	%	%	%	%	%
0	78,66	61,88	48,68	38,29	30,12
1	18,88	29,70	35,05	36,76	36,14
2	2,27	7,13	12,62	17,64	21,69
3	0,18	1,14	3,03	5,65	8,67
4	0,01	0,14	0,55	1,36	2,60
5	0,00	0,01	0,08	0,26	0,62

Abbildung 5-2 zeigt die Wahrscheinlichkeit für 0 bis 5 Fehler bei Variation der Betriebsdauer, berechnet mit der Poissonverteilung. Zu erkennen ist, dass die Wahrscheinlichkeit für null Fehler mit steigender Betriebsdauer abnimmt. Das Maximum der Wahrscheinlichkeit für 0 Fehler beträgt 78,7 % für eine Betriebsdauer von 10 Jahren. Ein Kabelabschnitt mit einer Länge von 1,2 km bleibt also zu 78,6 % während der Betriebsdauer von 10 Jahren fehlerfrei. Erkennbar ist zudem ein Anstieg der Wahrscheinlichkeit für Fehler mit steigender Betriebsdauer des Kabels. Das Maximum der Wahrscheinlichkeit für genau einen Fehler beträgt 36,8 %, während einer Betriebsdauer von 40 Jahren.

Wahrscheinlichkeit für 0 bis 9 Fehler nach Poissonverteilung

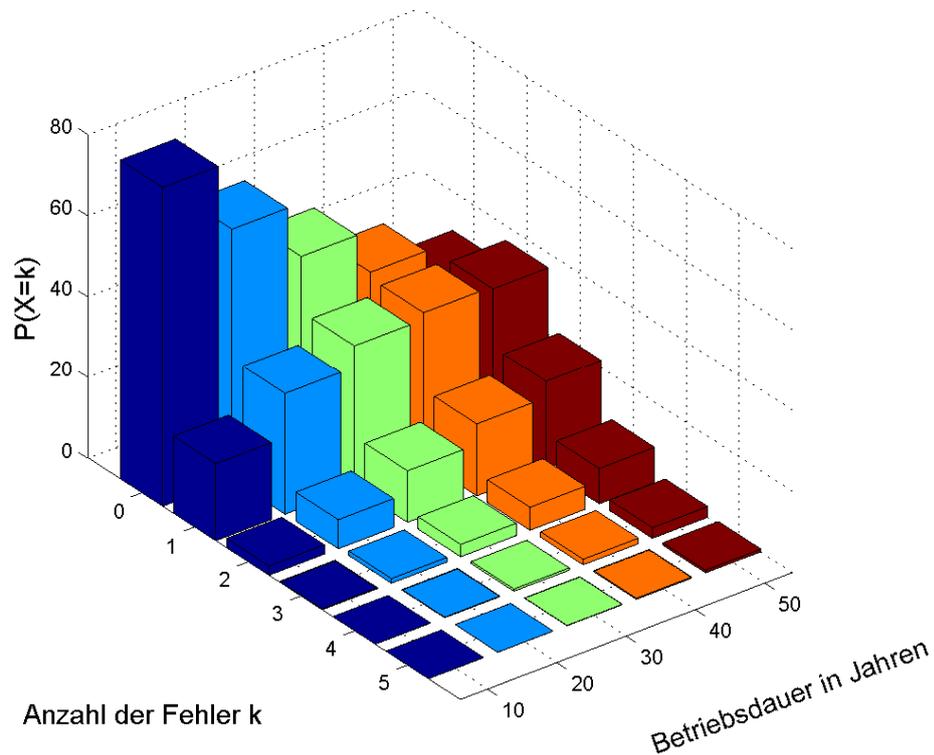


Abbildung 5-2: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 9 Fehler bei Variation der Betriebsdauer, poissonverteilt

5.3 Berechnung der Wahrscheinlichkeit für den gesamten Abzweig

Abbildung 5-3 zeigt eine Strangleitung bestehend aus 2 Kabelabschnitten, diese kann als logische UND-Verknüpfung aufgefasst werden. Wenn also mindestens ein Kabelabschnitt der Leitung versagt, gilt die gesamte Schaltung als ausgefallen [11, p. 31].



Abbildung 5-3: Serienschaltung aus 2 Kabelabschnitten [11]

Beim betrachteten Strangnetz aus Abbildung 4-1 liegt eine Serienschaltung aus 6 Kabelabschnitten vor. Tritt eine Störung in einem der 6 Kabelabschnitte auf, so wird durch den Schutz der Leistungsschalter im UW ausgelöst, dadurch ist der gesamte Abzweig unversorgt.

Es folgt die Berechnung der Wahrscheinlichkeit, dass im gesamten Abzweig mindestens 1 Fehler in einem Jahr auftritt. Zunächst wird die Wahrscheinlichkeit für 0 Fehler im gesamten Abzweig berechnet [10, p. 301]:

$$P(X = 0 \text{ Stö}) = \prod_{i=1}^n P_i(X = 0 \text{ Stö}) \quad (5.9)$$

- P Wahrscheinlichkeit für 0 Fehler im Abzweig im Zeitraum Δt
- P_i Wahrscheinlichkeit für 0 Fehler im Kabelabschnitt i im Zeitraum Δt
- n Anzahl der Kabelabschnitte
- Δt Beobachtungszeitraum [a]

Die Wahrscheinlichkeit für 0 Fehler in einem Kabelabschnitt des Strangnetzes wird mit Formel (5.1) berechnet:

$$P(X = 0) = \frac{(0,024 \frac{\text{Stö}}{\text{a}} \cdot 1 \text{ a})^0}{0!} \cdot e^{-0,024 \frac{\text{Stö}}{\text{a}} \cdot 1 \text{ a}} = 0,976 = 97,6 \% \quad (5.10)$$

$$P(X = 0 \text{ Stö}) = \prod_{i=1}^6 P_i(X = 0 \text{ Stö}) = 0,976^6 = 0,866 = 86,6 \% \quad (5.11)$$

Die Wahrscheinlichkeit für mindestens einen Fehler in einem Kabelabschnitt des Strangnetzes beträgt:

$$P(X \geq 1 \text{ Stö}) = 1 - P(X = 0 \text{ Stö}) = 1 - 0,866 = 0,134 = 13,4 \% \quad (5.12)$$

Die Wahrscheinlichkeit, dass in einem beliebigen Kabelabschnitt des Abzweigs mindestens ein Fehler auftritt, kann auch mit der Binomialverteilung berechnet werden. Die Binomialverteilung eignet sich zur Beschreibung von Zufallsexperimenten mit nur zwei verschiedenen möglichen Ausgängen. Es tritt entweder das Ereignis F = Störung mit der Wahrscheinlichkeit p ein oder es tritt das komplementäre Ereignis \bar{F} = keine Störung mit der Wahrscheinlichkeit $q = 1-p$ ein [12, p. 356].

Die Wahrscheinlichkeitsfunktion $f(i)$ der diskreten Binomialverteilung lautet:

$$f(i) = P(X = i) = \binom{n}{i} p^i \cdot q^{n-i} \quad (5.13)$$

- X Zufallsvariable
- i Anzahl der störungsbehafteten Kabelabschnitte
- n Anzahl der Kabelabschnitte
- p Wahrscheinlichkeit für das Ereignis F = Störung
- q Wahrscheinlichkeit für das komplementäre Ereignis \bar{F} ($q = 1-p$) = keine Störung

Die Wahrscheinlichkeit für 0 Fehler in einem beliebigen Kabelabschnitt des Strangnetzes, welcher aus 6 Abschnitten besteht, beträgt:

$$f(0) = P(X = 0) = \binom{6}{0} 0,134^0 \cdot 0,976^6 = 0,866 = 86,6 \% \quad (5.14)$$

Tabelle 5-3 zeigt die Wahrscheinlichkeit für $i = 0$ bis $i = 6$ fehlerbehaftete Kabelabschnitte, während eines Jahres, berechnet nach der Binomialverteilung.

Tabelle 5-3: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 6 fehlerbehaftete Kabelabschnitte, binomialverteilt

i	P(X = i)
-.	%
0	86,5888
1	12,6196
2	0,7663
3	0,0248
4	0,0005
5	0
6	0
Σ	100

Abbildung 5-4 zeigt die Wahrscheinlichkeit für 0 bis 6 fehlerbehaftete Kabelabschnitte, während des Beobachtungszeitraums von einem Jahr, berechnet mit der Binomialverteilung. Zu erkennen ist, dass die Wahrscheinlichkeit für 3 und mehr fehlerbehaftete Abschnitte bereits vernachlässigbar klein ist.



Abbildung 5-4: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 6 fehlerbehaftete Kabelabschnitte, binomialverteilt

5.4 Wahrscheinlichkeit von fehlerbehafteten Kabelabschnitten bei Variation der Betriebsdauer

Es soll die Betriebsdauer von 10 Jahren bis 50 Jahren variiert werden und die Wahrscheinlichkeit für $i = 0$ bis $i = 6$ fehlerbehaftete Kabelabschnitte mit der Binomialverteilung berechnet werden. Zu diesem Zweck wird eine Matrix in MATLAB[®] gebildet, in welcher die berechneten Wahrscheinlichkeiten eingetragen sind. In den Spalten wird der Zeitraum variiert, in den Zeilen die Anzahl der Fehler. Es ergibt sich eine Matrix der Dimension 7x5.

In der laut Formel (5.10) berechneten Wahrscheinlichkeit für 0 Fehler wird der Beobachtungszeitraum Δt (= Betriebsdauer) in jedem Schritt um eine Dekade erhöht. Anschließend wird die Wahrscheinlichkeit für mindestens 1 Fehler nach Formel (5.11) in einem Kabelabschnitt berechnet, damit ist es möglich mit Formel (5.13) die Wahrscheinlichkeiten aller möglichen Fehlerfälle zu berechnen.

Es folgt ein Berechnungsbeispiel für die Wahrscheinlichkeit von 2 fehlerbehafteten Kabelabschnitten in 20 Jahren:

$$P(X = 2) = \binom{6}{2} 0,38^2 \cdot 0,62^4 = 0,32 = 32 \% \quad (5.15)$$

Die Wahrscheinlichkeit, dass genau 2 beliebige Kabelabschnitte während einer Betriebsdauer von 20 Jahren von einer Störung betroffen sind, beträgt somit 32 %.

Tabelle 5-4 zeigt die Wahrscheinlichkeit für $i = 0$ bis $i = 6$ fehlerbehaftete Kabelabschnitte für eine Betriebsdauer von 10 bis 50 Jahren, berechnet nach der Binomialverteilung.

Tabelle 5-4: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 6 fehlerbehaftete Kabelabschnitte bei Variation der Betriebsdauer, binomialverteilt

Kabelabschnitt i	Betriebsdauer in Jahren				
	10	20	30	40	50
-	%	%	%	%	%
0	23,69	5,61	1,33	0,32	0,07
1	38,56	20,75	8,41	3,05	1,04
2	26,15	31,96	22,18	12,28	6,03
3	9,46	26,25	31,18	26,38	18,65
4	1,92	12,13	24,66	31,89	32,45
5	0,21	2,99	10,40	20,56	30,11
6	0,01	0,31	1,83	5,52	11,64

Abbildung 5-5 zeigt die Wahrscheinlichkeit für 0 bis 6 fehlerbehaftete Kabelabschnitte bei Variation der Betriebsdauer, berechnet mit der Binomialverteilung. Zu erkennen ist, dass die Wahrscheinlichkeit für störungsfreie Kabelabschnitte mit steigender Betriebsdauer abnimmt. Das Maximum der Wahrscheinlichkeit für fehlerfreie Kabelabschnitte beträgt 23,69 % während einer Betriebsdauer von 10 Jahren. Erkennbar ist zudem ein Anstieg der Wahrscheinlichkeit für fehlerbehaftete Kabelabschnitte mit steigender Betriebsdauer. Das Maximum der Wahrscheinlichkeit für genau einen fehlerbehafteten Kabelabschnitt beträgt 38,56 % während einer Betriebsdauer von 10 Jahren.

Wahrscheinlichkeit für 0 bis 6 fehlerbehaftete Kabelabschnitte; binomialverteilt

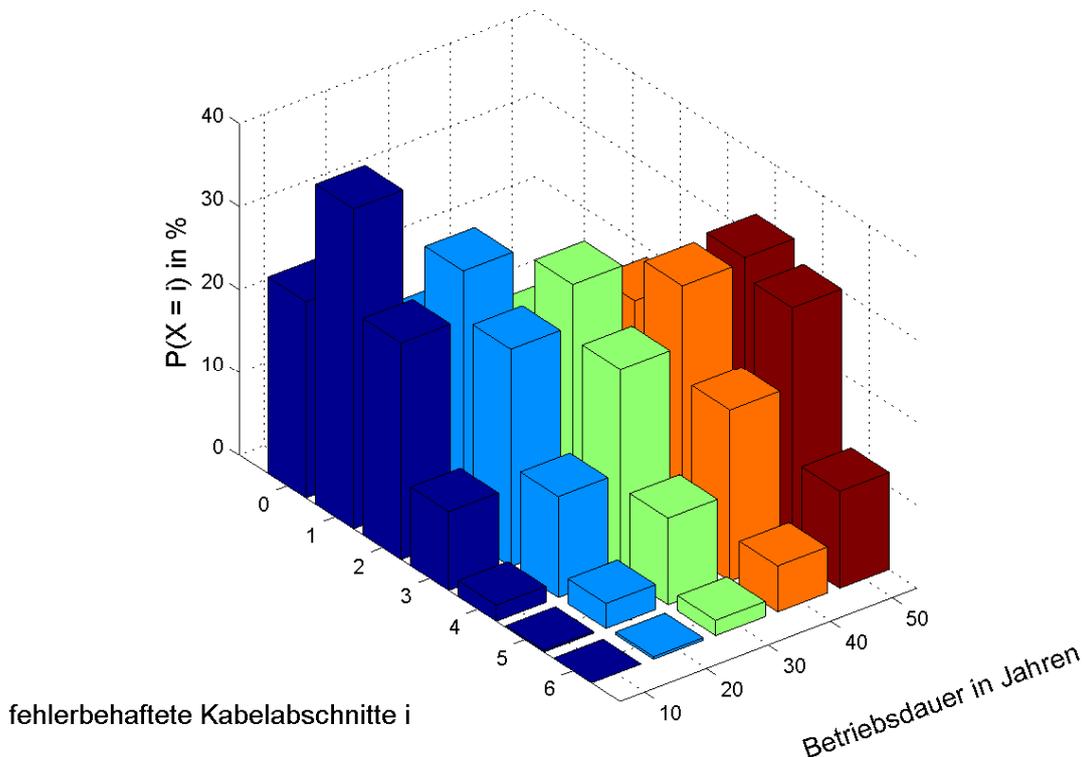


Abbildung 5-5: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 6 fehlerbehaftete Kabelabschnitte bei Variation der Betriebsdauer, binomialverteilt

5.5 Monte-Carlo-Simulation für ein Musternetz

Die Monte-Carlo-Simulation stellt eine alternative Methode zur Berechnung der Nichtverfügbarkeit dar. Im Zuge der Monte-Carlo-Simulation werden für das Strangnetz aus Abbildung 4-1 in jedem der 6 Kabelabschnitte zufällige Störungen während des Beobachtungszeitraums von einem Jahr simuliert, welche der Poissonverteilung aus Abschnitt 5.1 folgen. Es wird für jeden Abschnitt separat eine gleichverteilte Zufallszahl im Intervall $[0,1]$ erzeugt. Die Zufallszahl wird mit den Intervallen der Verteilungsfunktion der Poissonverteilung für die Anzahl der Fehler 0 bis k verglichen, immer wenn die Zufallszahl in einem entsprechenden Intervall liegt, wird die zugehörige Fehleranzahl ausgegeben. Die entsprechenden Intervalle der Verteilungsfunktion $F(k)$ sind in Tabelle 5-5 gegeben. Sobald die Anzahl der Störungen für alle Abschnitte gegeben ist, werden in einem neuen Simulationsschritt, welcher einem Jahr entspricht, neue Zufallszahlen erzeugt und wiederum die Anzahl der Störungen je Kabelabschnitt ausgegeben. Die Realisierung der Monte-Carlo-Simulation erfolgt in MATLAB®.

Tabelle 5-5 zeigt die Werte der Verteilungsfunktion $F(k)$ der Poissonverteilung.

Tabelle 5-5: Verteilungsfunktion $F(k)$ der Poissonverteilung $P(\lambda)$

Fehleranzahl k	$F(k)$
-	%
0	0,9763
1	0,9997
2	1
3	1

Abbildung 5-6 zeigt die Verteilungsfunktion $F(k)$ der Poissonverteilung $P(\lambda)$. Liegt die erzeugte Zufallszahl im Intervall für 0 Fehler, so ist die Anzahl der Störungen = 0.

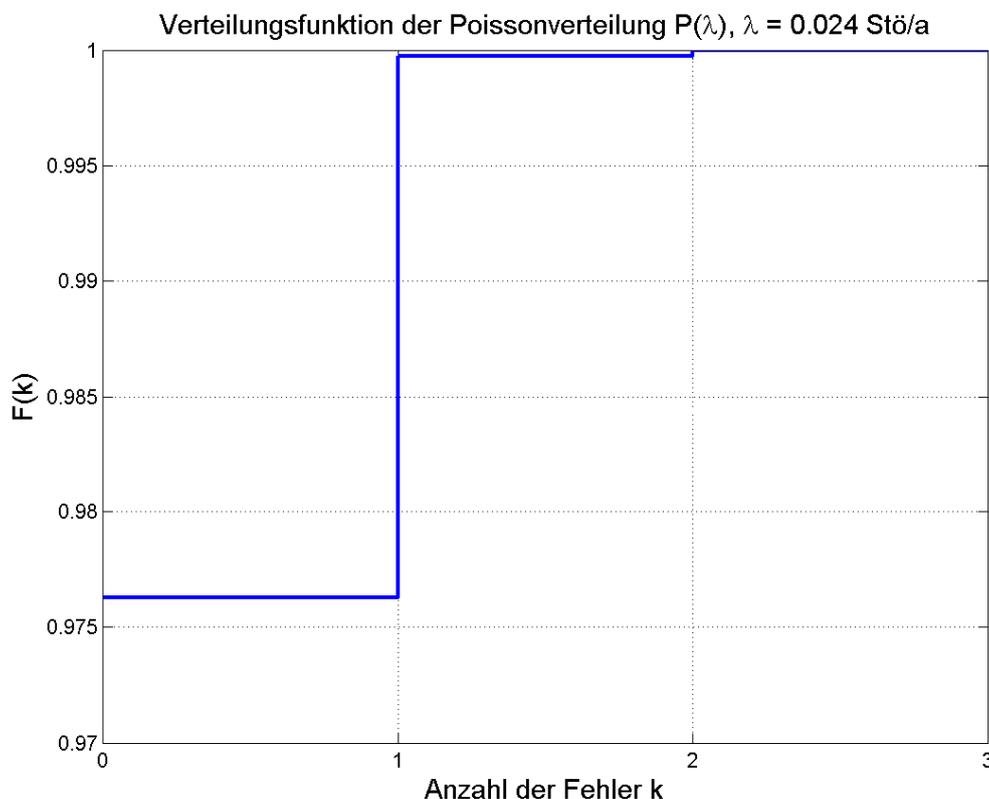


Abbildung 5-6: Verteilungsfunktion $F(k)$ der Poissonverteilung $P(\lambda)$

5.6 Ergebnisse der Monte-Carlo-Simulation

Abbildung 5-7 zeigt die absolute Fehlerhäufigkeit $F(i)$ nach der Ausführung von 10000 Simulationsschritten. Es ist zu erkennen, dass im Kabelabschnitt 3 und 5 am meisten Fehler auftreten. Dies ist bedingt durch die zufälligen Ereignisse. Nach Ausführung von unendlich vielen Simulationsschritten würden in jedem Kabelabschnitt gleich viel Fehler auftreten, jedoch ist dies nicht praktisch umsetzbar.

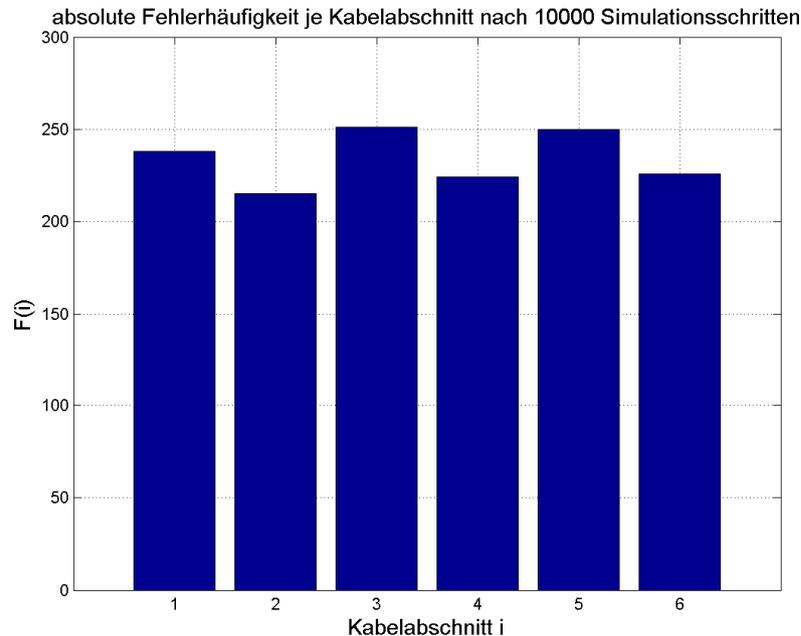


Abbildung 5-7: Absolute Fehlerhäufigkeit $F(i)$ je Kabelabschnitt nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-8 zeigt die relative Fehlerhäufigkeit $f(i)$ nach der Ausführung von 10000 Simulationsschritten. Es zeigt sich, dass relativen Fehlerhäufigkeiten der Kabelabschnitte nach 10000 Simulationsschritten weniger als 5 % voneinander abweichen.

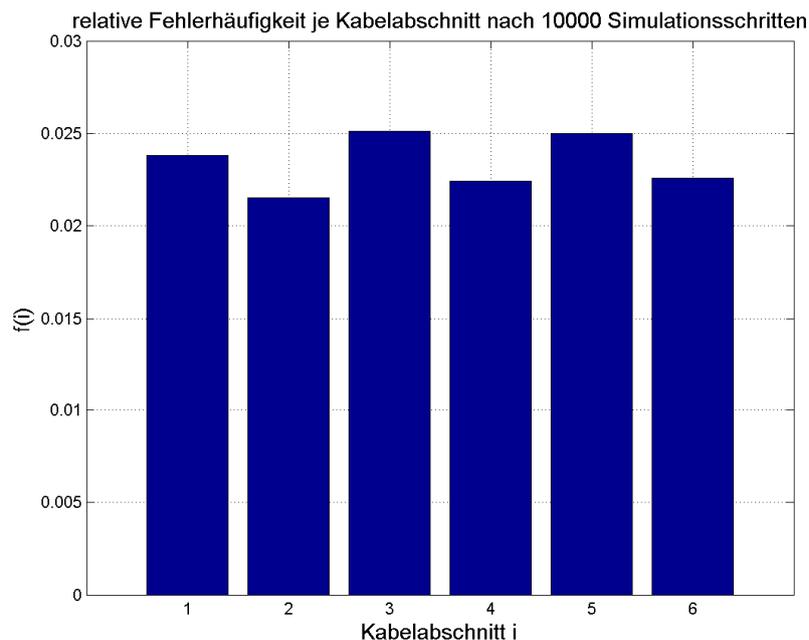


Abbildung 5-8: Relative Fehlerhäufigkeit $f(i)$ je Kabelabschnitt nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-9 zeigt die Anzahl der simulierten Fehler in den Kabelabschnitten 1 & 2 nach 10000 Simulationsschritten. Erkennbar ist, dass am häufigsten kein Fehler auftritt, seltener 1 Fehler und am seltensten 2 Fehler in einem Abschnitt.

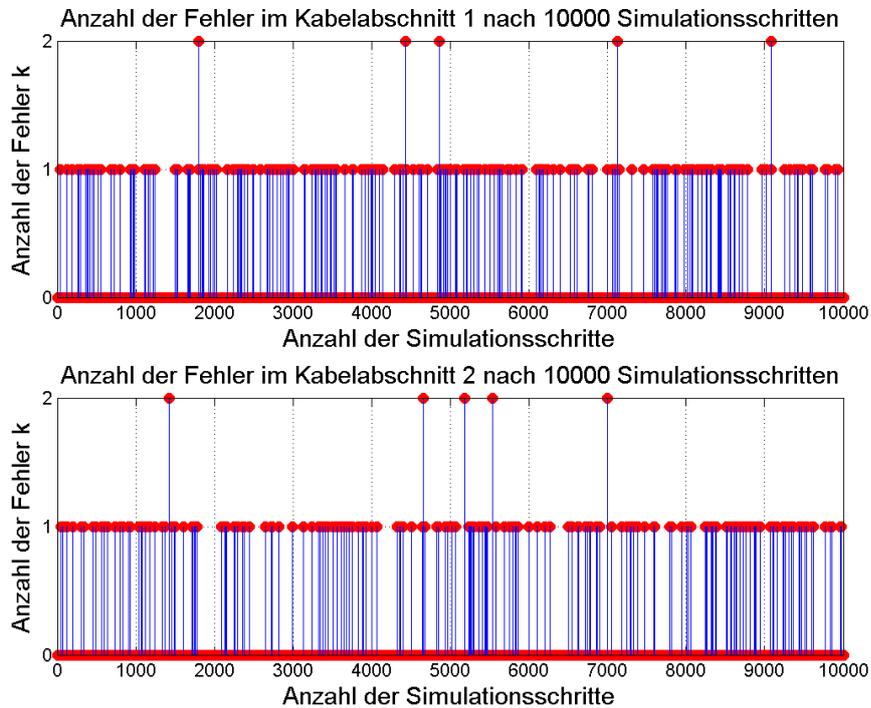


Abbildung 5-9: Anzahl der Fehler im Kabelabschnitt 1 & 2 nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-10 zeigt die Anzahl der simulierten Fehler in den Kabelabschnitten 3 & 4 nach 10000 Simulationsschritten.

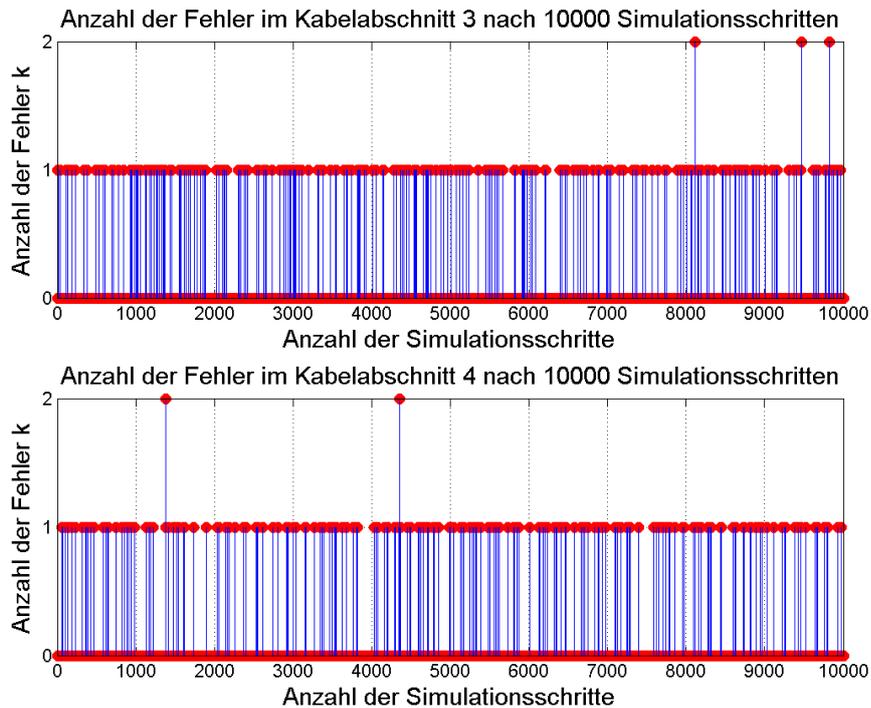


Abbildung 5-10: Anzahl der Fehler im Kabelabschnitt 3 & 4 nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-11 zeigt die Anzahl der simulierten Fehler in den Kabelabschnitten 5 & 6 nach 10000 Simulationsschritten.

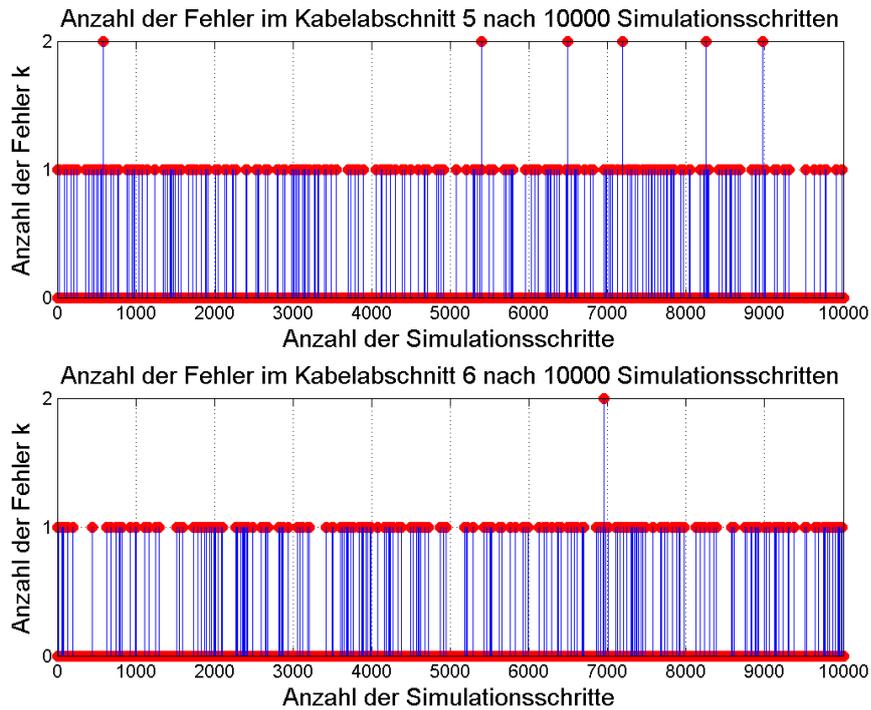


Abbildung 5-11: Anzahl der Fehler im Kabelabschnitt 5 & 6 nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-11 zeigt die Anzahl der simulierten Fehler im Abzweig, diese ergeben sich durch die Bildung der Summe der Fehleranzahl in den einzelnen Kabelabschnitten. Erkennbar ist, dass am häufigsten kein Fehler auftritt und sehr selten mehr als 2 Fehler im gesamten Abzweig.

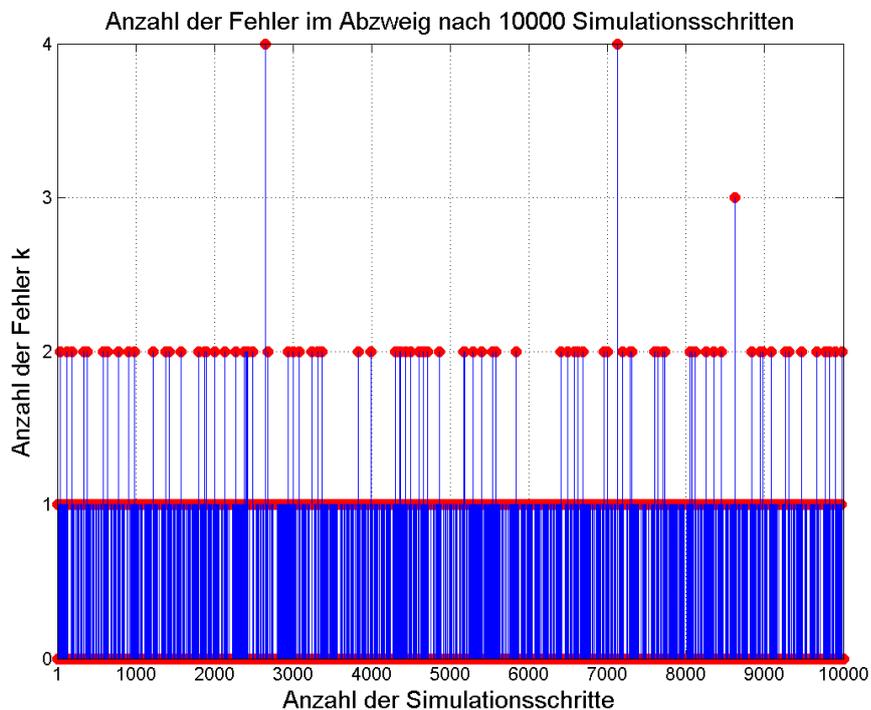


Abbildung 5-12: Anzahl der Fehler im Abzweig nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-13 zeigt die relative Häufigkeit der Fehler im Kabelabschnitt 1 & 2 nach 10000 Simulationsschritten. Erkennbar ist, dass die relative Häufigkeit für 0 Fehler am größten ist, diese liegt mit 97,5% nach 10000 Simulationsschritten bereits sehr nahe an der theoretischen Wahrscheinlichkeit für 0 Fehler von 97,6 %. Die Häufigkeit für 2 Fehler ist bereits zu vernachlässigen.

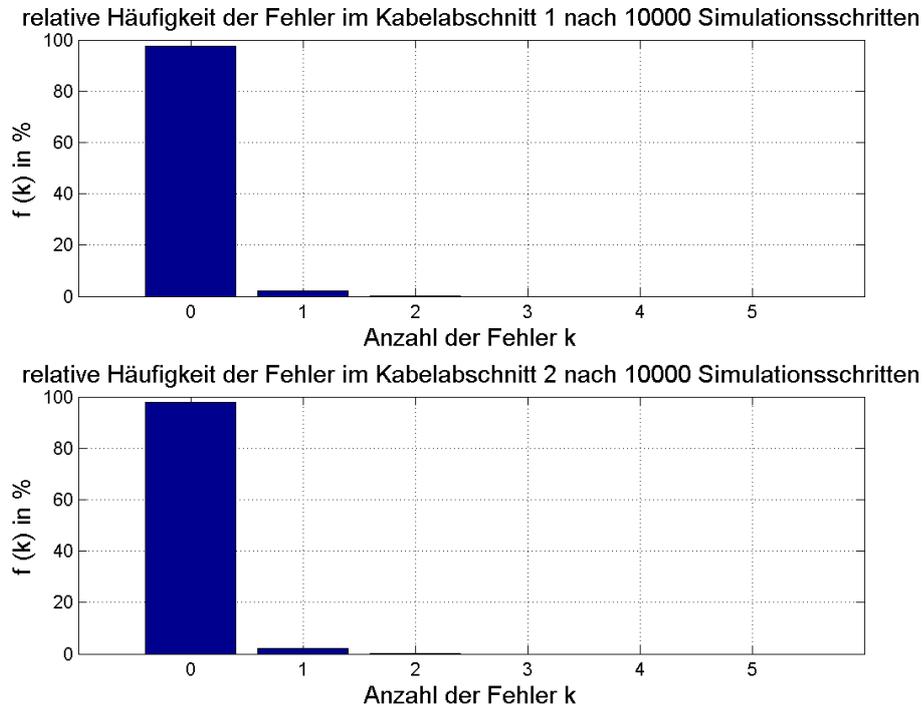


Abbildung 5-13: Relative Häufigkeit der Fehler im Kabelabschnitt 1 & 2 nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-14 zeigt die relative Häufigkeit der Fehler im Kabelabschnitt 3 & 4 nach 10000 Simulationsschritten.

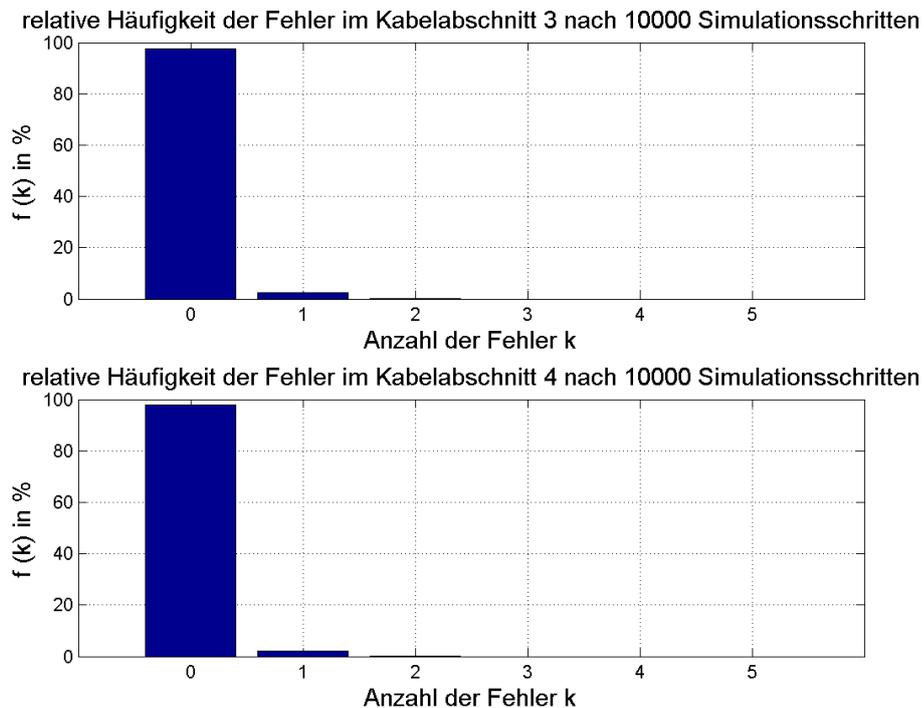


Abbildung 5-14: Relative Häufigkeit der Fehler im Kabelabschnitt 3 & 4 nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-15 zeigt die relative Häufigkeit der Fehler im Kabelabschnitt 5 & 6 nach 10000 Simulationsschritten.

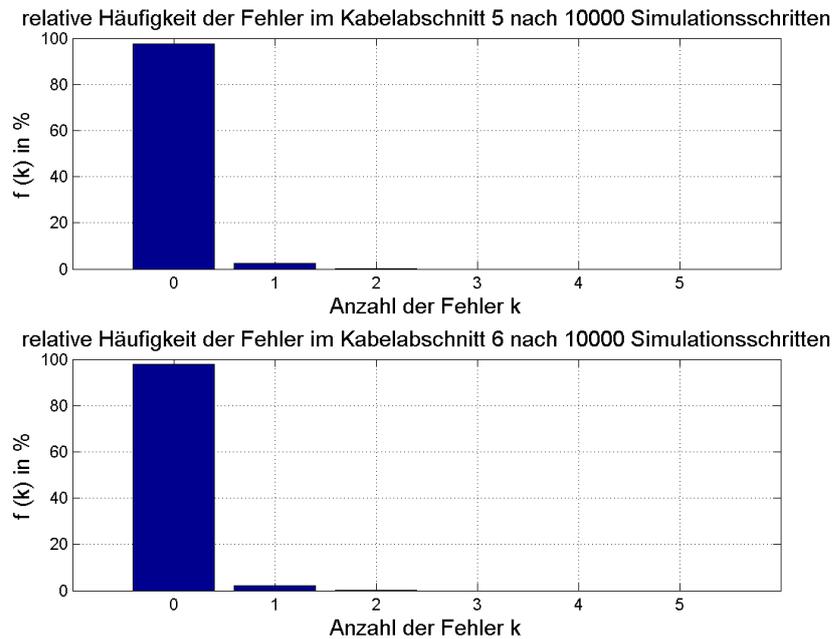


Abbildung 5-15: Relative Häufigkeit der Fehler im Kabelabschnitt 5 & 6 nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-16 zeigt die die relative Häufigkeit der Anzahl der fehlerbehafteten Kabelabschnitte im Abzweig nach 10000 Simulationsschritten. Erkennbar ist, dass die relative Häufigkeit für 0 der fehlerbehaftete Kabelabschnitte am größten ist, diese liegt mit 87 % nach 10000 Simulationsschritten bereits sehr nahe an der theoretischen Wahrscheinlichkeit für 0 fehlerbehaftete Kabelabschnitte von 86,6 % (siehe Formel (5.11)). Die Häufigkeit für 3 und mehr fehlerbehaftete Kabelabschnitte ist bereits vernachlässigbar.

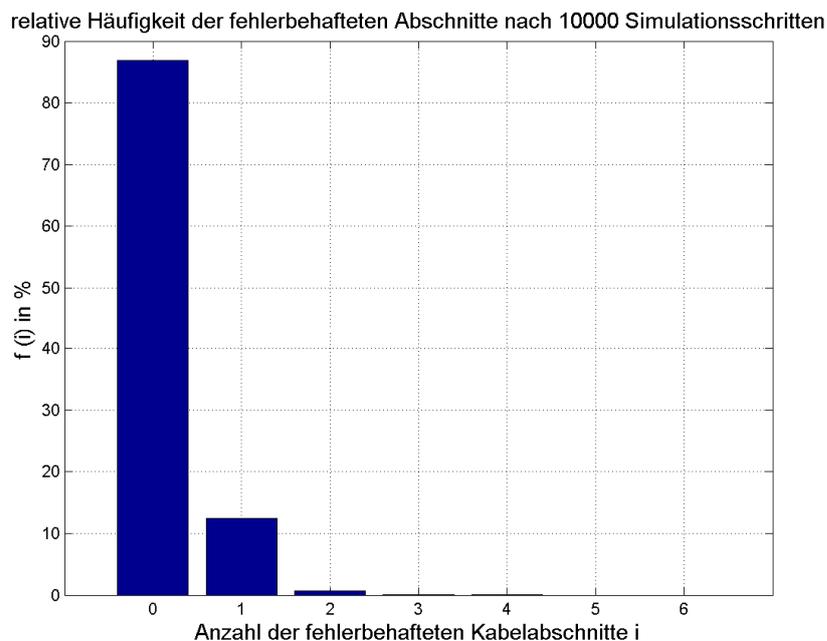


Abbildung 5-16: Relative Häufigkeit $f(i)$ der Fehler im Abzweig nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-17 zeigt die mittlere relative Fehlerhäufigkeit $f(i)$ der Kabelabschnitte nach 10000 Simulationsschritten. Mit einer Zunahme der Simulationsschritte erfolgt eine stetige Näherung an den theoretischen Wert von $\lambda = 0,024$ Stö/a.

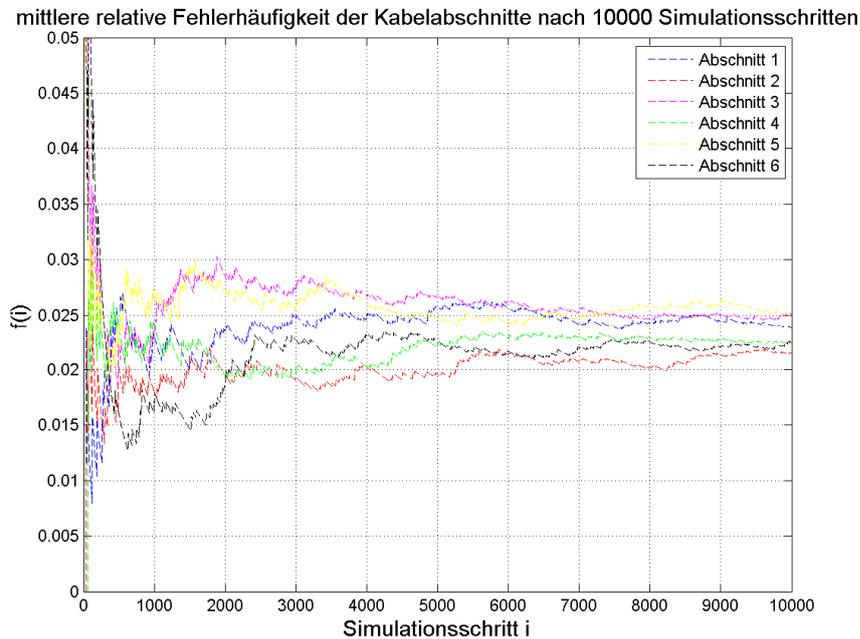


Abbildung 5-17: Mittlere relative Fehlerhäufigkeit $f(i)$ der Kabelabschnitte nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-18 zeigt die absolute Abweichung der mittleren Fehlerhäufigkeit $f(i)$ der Kabelabschnitte von der theoretischen Störungshäufigkeit $\lambda = 0,024$ Stö/a nach 10000 Simulationsschritten. Mit einer Zunahme der Simulationsschritte erfolgt eine stetige Abnahme der Abweichung vom theoretischen Wert.

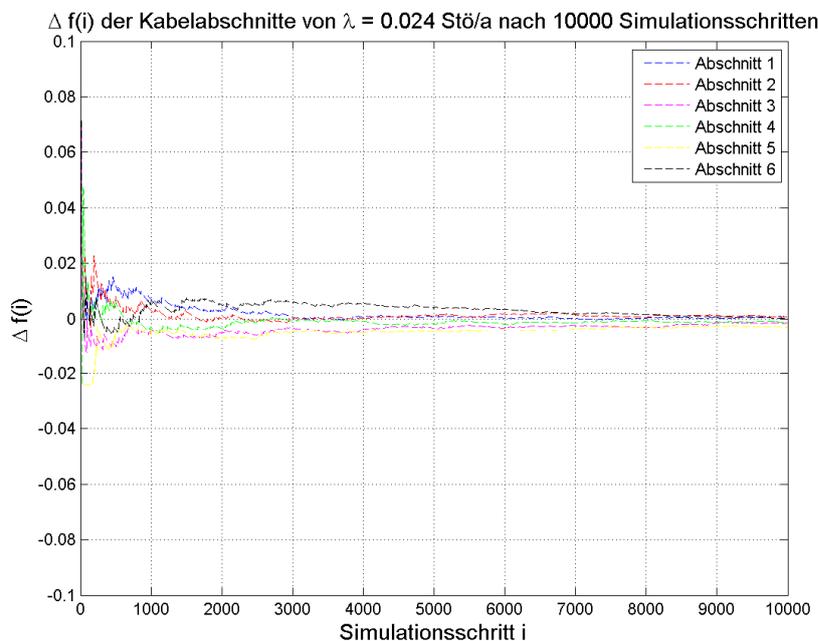


Abbildung 5-18: Absolute Abweichung der mittleren Fehlerhäufigkeit $f(i)$ der Kabelabschnitte von der theoretischen Störungshäufigkeit $\lambda = 0,024$ Stö/a nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-19 zeigt die relative Abweichung der mittleren Fehlerhäufigkeit $f(i)$ der Kabelabschnitte von der theoretischen Störungshäufigkeit $\lambda = 0,024$ Stö/a nach 10000 Simulationsschritten. Mit einer Zunahme der Simulationsschritte erfolgt eine stetige Abnahme der Abweichung vom theoretischen Wert.

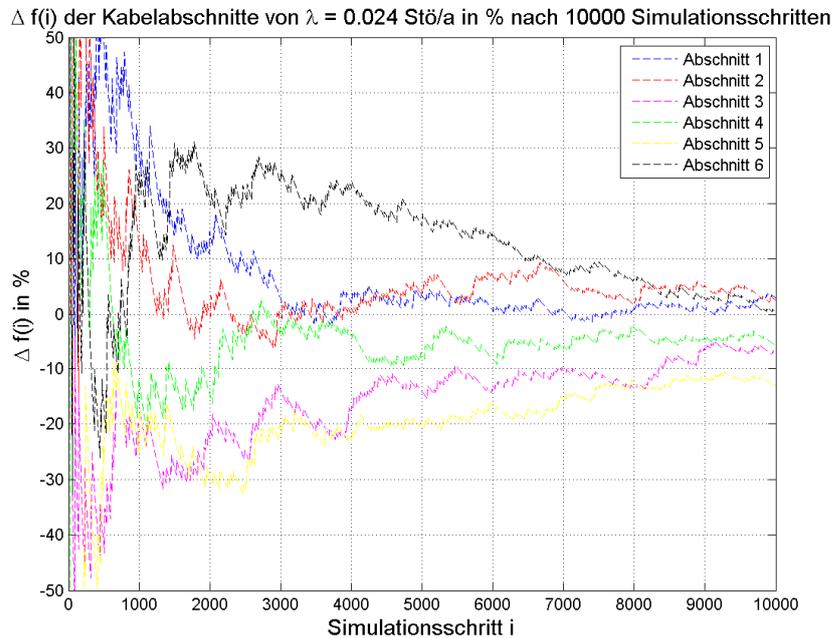


Abbildung 5-19: Relative Abweichung der mittleren Fehlerhäufigkeit $f(i)$ der Kabelabschnitte von der theoretischen Störungshäufigkeit $\lambda = 0,024$ Stö/a nach 10000 Simulationsschritten

Abbildung 5-20 zeigt die mittlere Fehlerhäufigkeit des Abzweigs nach 10000 Simulationsschritten. Zu erkennen ist die immer bessere Annäherung an die theoretische Störungshäufigkeit des Abzweigs von $\lambda = 0,144$ Stö/a mit der Zunahme der Simulationsschritte.

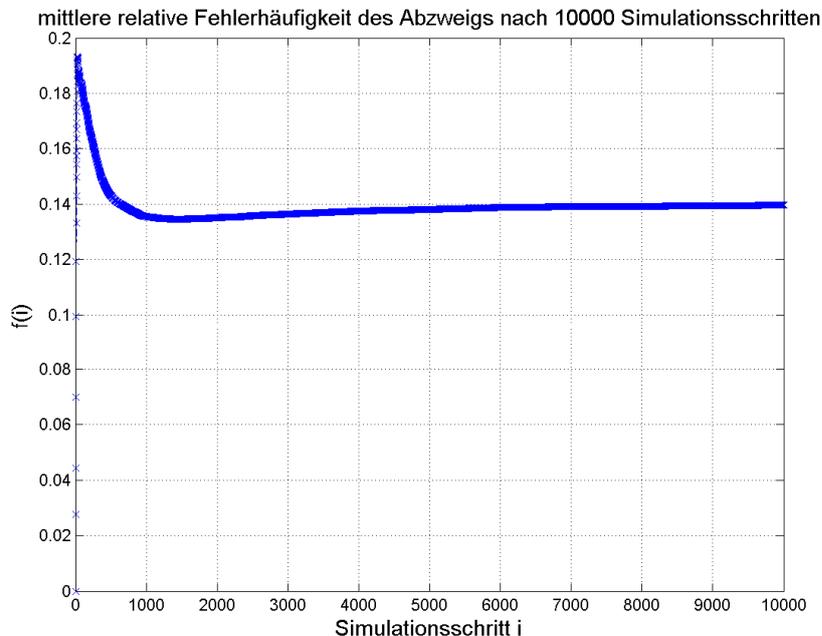


Abbildung 5-20: Mittlere relative Fehlerhäufigkeit $f(i)$ des Abzweigs nach 10000 Simulationsschritten

5.7 Berechnung der ASIDI-Werte für das Strangnetz mittels Monte-Carlo-Simulation

Es wird nach jedem Simulationsschritt der ASIDI-Wert für den gesamten Abzweig berechnet, als Basis zur Berechnung gilt Tabelle 4-8. In der Tabelle 5-6 sind die ASIDI-Werte in Abhängigkeit des fehlerbehafteten Abschnitts für Ausrüstungsvariante 2, der fernsteuerbaren Station UST B₁, dargestellt.

Tabelle 5-6: ASIDI-Werte in Abhängigkeit des fehlerbehafteten Abschnitts

Fehler in Kabelabschnitt	Σ
	ASIDI
	min/a
-	-
1	21,2
2	21,2
3	55,6
4	55,6
5	55,6
6	55,6
Σ	264,8

Es folgt ein Beispiel zur Berechnung der ASIDI-Werte von Ausrüstungsvariante 2 für einen Simulationsschritt der Monte-Carlo-Simulation, ein Simulationsschritt entspricht genau einem fiktiven Störungsjahr.

Zuerst erfolgt die Erzeugung der gleichverteilten Zufallszahlen aus dem Intervall [0, 1] für die Kabelabschnitte 1-6. Tabelle 5-7 zeigt die erzeugten Zufallszahlen.

Tabelle 5-7: Zufallszahlen für die Kabelabschnitte 1 bis 6

Kabelabschnitt	Zufallszahl-
1	0,5383
2	0,9961
3	0,0782
4	0,4427
5	0,1067
6	0,9619

Mithilfe der in Tabelle 5-5 gegebenen Werten der Verteilungsfunktion ergeben sich folgende Fehleranzahlen für die einzelnen Abschnitte in Tabelle 5-8.

Tabelle 5-8: Fehleranzahl der Kabelabschnitte

	Kabelabschnitt					
	1	2	3	4	5	6
Fehleranzahl k	0	1	0	0	0	0

Die Anzahl der Fehler in den Kabelabschnitten aus Tabelle 5-8 wird nun Form eines Spaltenvektors **F** dargestellt, welcher die Dimension 1x6 aufweist.

$$\mathbf{F} = (0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0) \quad (5.16)$$

Die ASIDI-Werte aus Tabelle 5-6 werden in einen Zeilenvektor \mathbf{S} der Dimension 6x1 geschrieben:

$$\mathbf{S} = \begin{pmatrix} 21,2 \\ 21,2 \\ 55,6 \\ 55,6 \\ 55,6 \\ 55,6 \end{pmatrix} \quad (5.17)$$

Der ASIDI-Wert für den gesamten Abzweig der MC-Simulation wird durch Ausführen des Skalarproduktes von Spalten- und Zeilenvektor berechnet.

$$\text{ASIDI} = \mathbf{F} \cdot \mathbf{S} = (0 \ 1 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0) \cdot \begin{pmatrix} 21,2 \\ 21,2 \\ 55,6 \\ 55,6 \\ 55,6 \\ 55,6 \end{pmatrix} = 21,2 \text{ min} \quad (5.18)$$

Es ergibt sich somit für einen Simulationsschritt der MC-Simulation eine Nichtverfügbarkeit von 21,2 min/a für den gesamten Abzweig des Strangnetzes bei Umsetzung der Ausrüstungsvariante 2.

Bei der Durchführung von n Simulationsschritten der MC-Simulation erfolgt die Mittelwertbildung über die ASIDI-Werte der Einzelschritte:

$$\overline{\text{ASIDI}} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \text{ASIDI}_i \quad (5.19)$$

Abbildung 5-21 zeigt die mittleren der ASIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 5 des Strangnetzes in Abhängigkeit der Anzahl der Simulationsschritte. Es zeigt sich, dass im Bereich von 0 bis 1000 Simulationsschritten der Mittelwert starken Schwankungen unterliegt, ab 1000 Simulationsschritten nähert sich der Mittelwert den exakten Mittelwerten, welche in Tabelle 4-9 gegeben sind, immer mehr an.

Abbildung 5-22 zeigt die Abweichung der ASIDI-Werte von den exakten Werten aus Tabelle 4-9. Ab 3000 Simulationsschritten weichen die Mittelwerte lediglich noch 1 min von den exakten Werten ab.

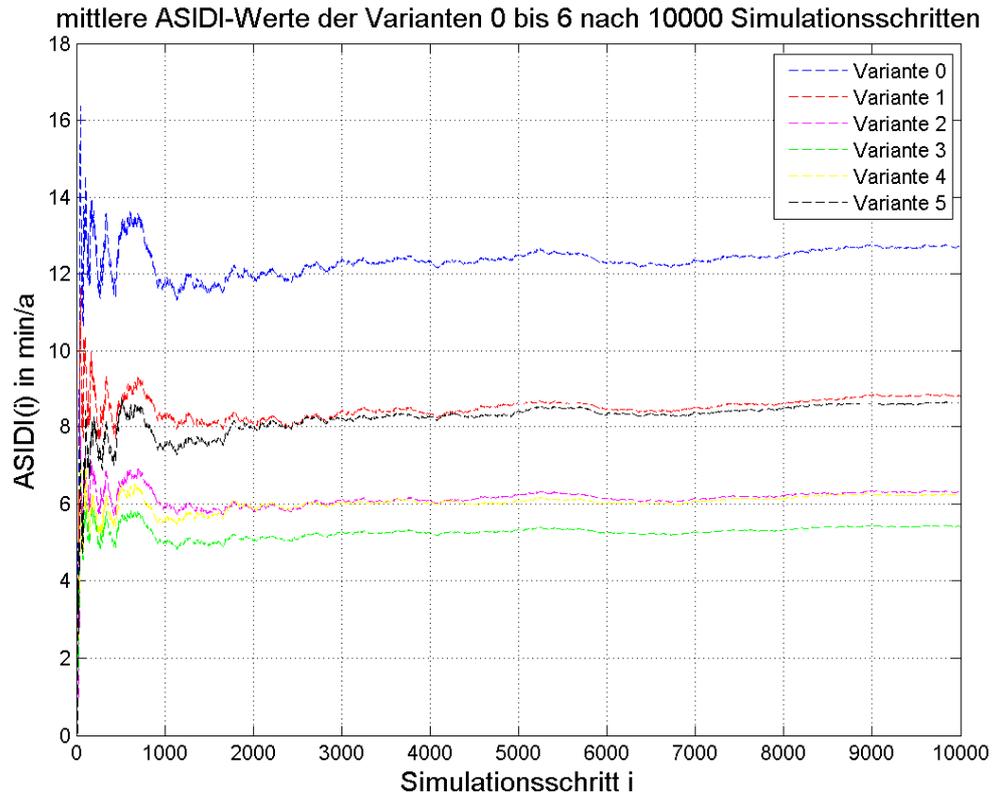


Abbildung 5-21: Mittlere ASIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 6 nach 10000 Simulationsschritten

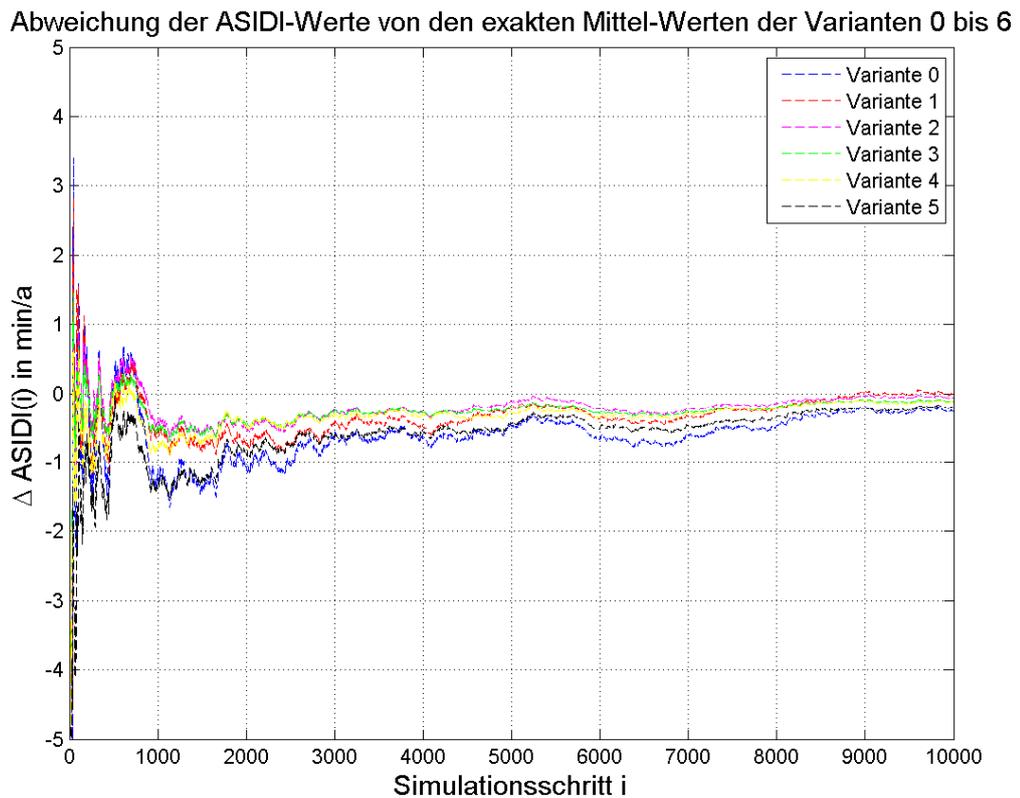


Abbildung 5-22: Abweichung der ASIDI-Werte von den exakten Werten

Abbildung 5-23 zeigt die prozentuelle Abweichung der ASIDI-Werte von den exakten Werten aus Tabelle 4-9. Ab 3000 Simulationsschritten weichen die Mittelwerte weniger als 10 % von den exakten Werten ab.

Abweichung der ASIDI-Werte von den exakten Mittel-Werten der Varianten 0 bis 6 in %

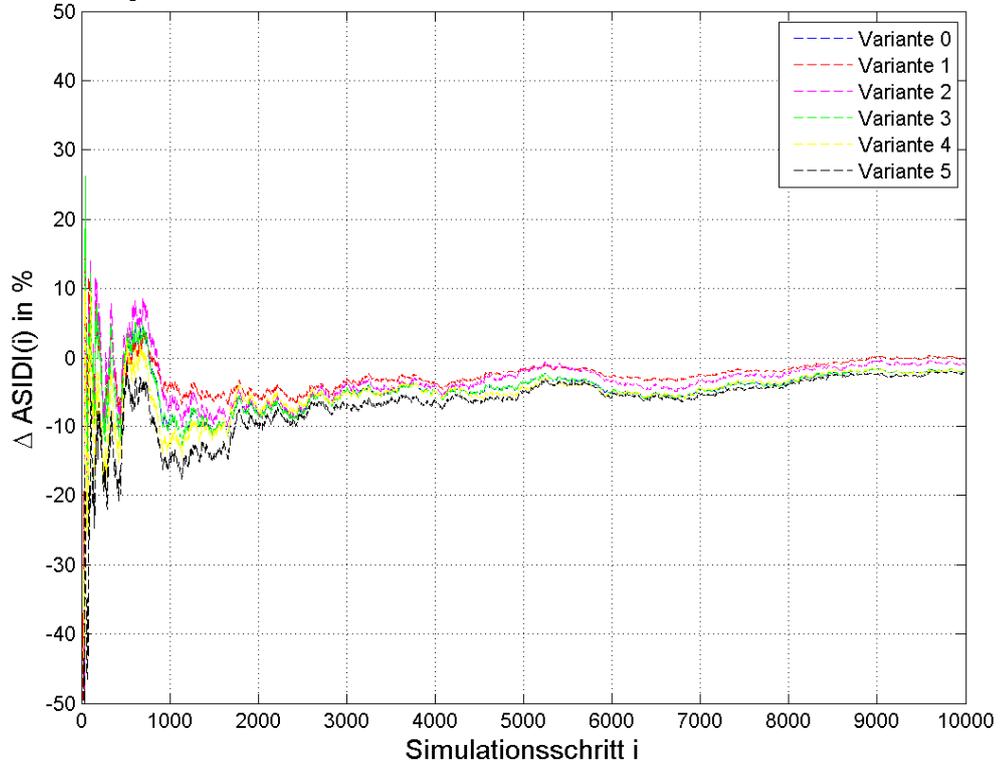


Abbildung 5-23: Abweichung der ASIDI-Werte von den exakten Werten in Prozent

6 Berechnung von Zuverlässigkeitskennzahlen für ein reales 10-kV-Verteilnetz

6.1 Strukturschema des Netzes

Abbildung 6-1 zeigt die schematische Struktur des 10-kV-Verteilnetzes, dieses weist einen starken Vermaschungsgrad auf, wird aber im Normalschaltzustand als Strangnetz betrieben.

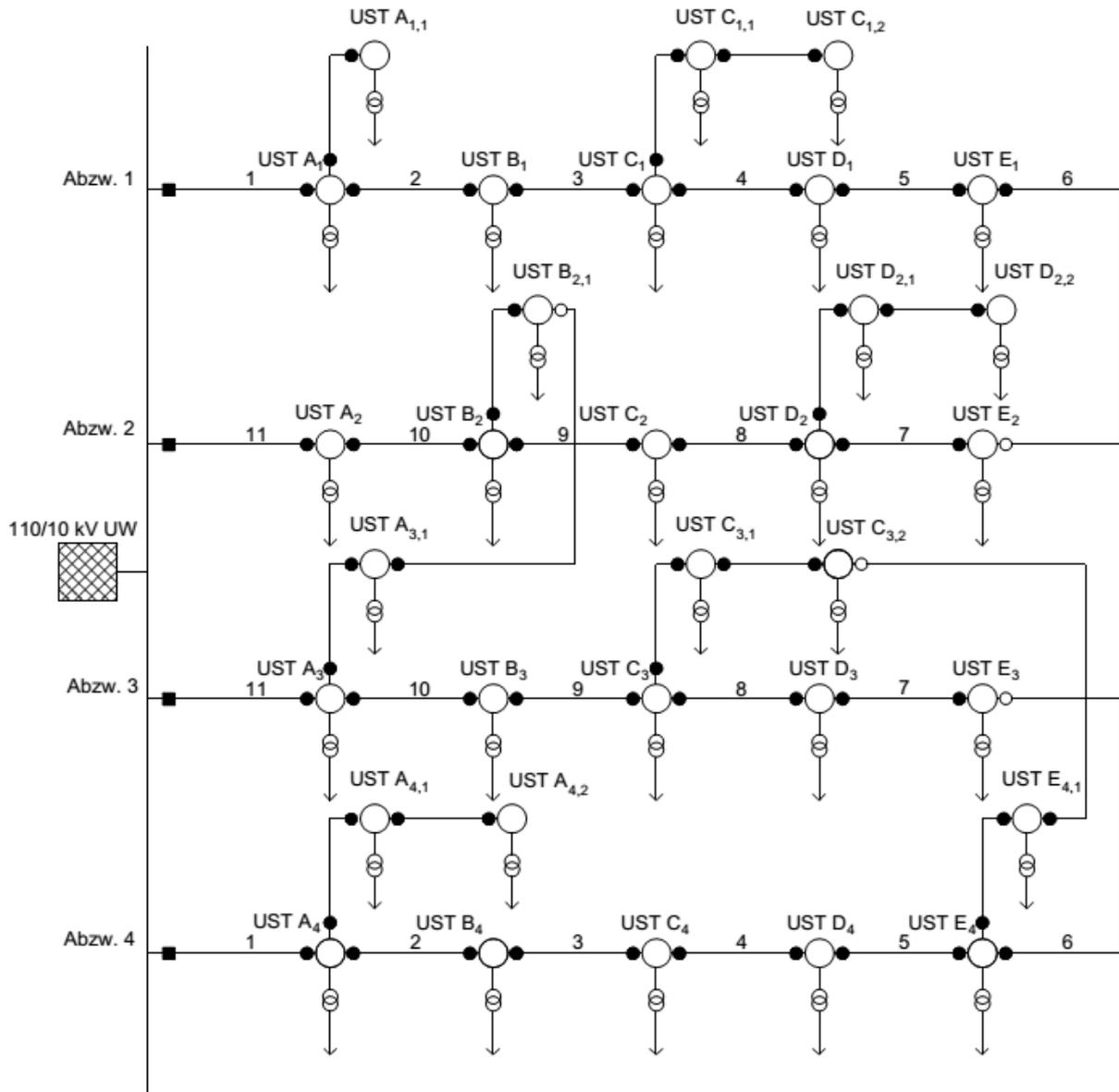


Abbildung 6-1: Schematische Struktur des Netzes

- LATS offen
- LATS geschlossen
- Leistungsschalter mit Schutzfunktion offen
- Leistungsschalter mit Schutzfunktion geschlossen

6.2 Netzvereinfachung

Im Zuge der Berechnung der ASIDI-Werte muss das reale Netz soweit vereinfacht werden, bis die Struktur des Ringkabelnetzes aus Abbildung 4-2 vorliegt. Einzelne im Stich angeschlossene Stationen werden demnach zusammengefasst und die installierte Leistung der Transformatoren wird zu jener Station addiert, von welcher die Stiche abgehen. Es wird nur der Normalschaltzustand betrachtet, das heißt Verbindungen zu weiteren Abzweigen oder Netzgruppen, welche vorhanden sind, aber durch offene Lasttrennschalter unterbrochen sind, werden nicht berücksichtigt.

Abbildung 6-2 zeigt das vereinfachte Netz, welches zur weiteren Berechnung der ASIDI-Werte verwendet wird. Es wird die Zusammenlegung bei der UST A₁ durch Hinzufügen des Netztransformators der UST A_{1,1} dargestellt, bei der UST C₁ werden die beiden Transformatoren der UST C_{1,1} und der UST C_{1,2} hinzugefügt. Ebenso wird für die weiteren Abzweige verfahren.

Mithilfe der Netzvereinfachung ist es möglich die ASIDI-Werte nach der Methodik in Kapitel 4 zu berechnen. Jene Varianten, welche die geringsten ASIDI-Werte aufweisen, stellen die bestmöglichen Umspannstationen dar, in denen die Ausstattung mit einer Fernsteuerung am sinnvollsten ist. Es folgt im nächsten Abschnitt die Berechnung der ASIDI-Werte für das reale Netz im Versorgungsgebiet UW Ost der IKB AG. Im Zuge der Netzvereinfachung wird auch eine äquidistante Länge der Kabelabschnitte angenommen, diese wird berechnet durch Division der Gesamtlänge durch die Anzahl der Kabelabschnitte im vereinfachten Netz. Als Kabelabschnitt wird das Kabel zwischen zwei Umspannstationen verstanden.

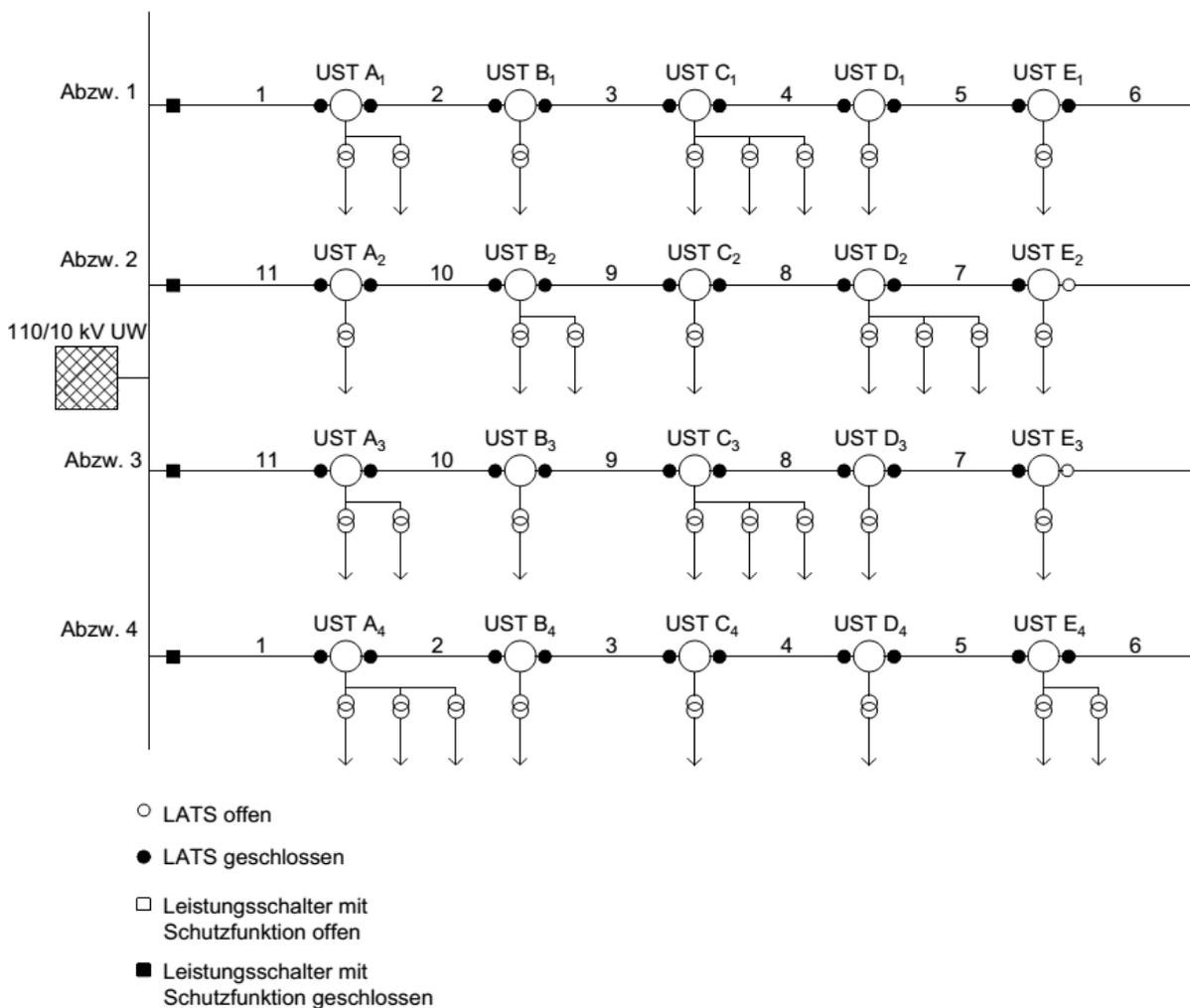


Abbildung 6-2: Vereinfachtes Netz zur weiteren Verwendung

6.3 Berechnung für das Versorgungsgebiet UW Ost

6.3.1 Netzbeschreibung

Das Umspannwerk Ost besteht aus 4 Netzgruppen, welche aus dem 110 kV-Netz mit vier Umspanntrafos versorgt werden. Insgesamt gibt es 22 10-kV-Kabelabzweige im UW Ost. Die installierte Gesamtleistung aller Netztransformatoren betrug im Jahr 2015 591,2 MVA, auf diese Leistung wird der ASIDI-Wert bezogen. Der ASIDI-Wert des gesamten 10-kV-Netzes der IKB betrug im Jahr 2015 10,24 min [3].

Abbildung 6-3 zeigt das 1-polige Schaltbild der Netzgruppe 1.

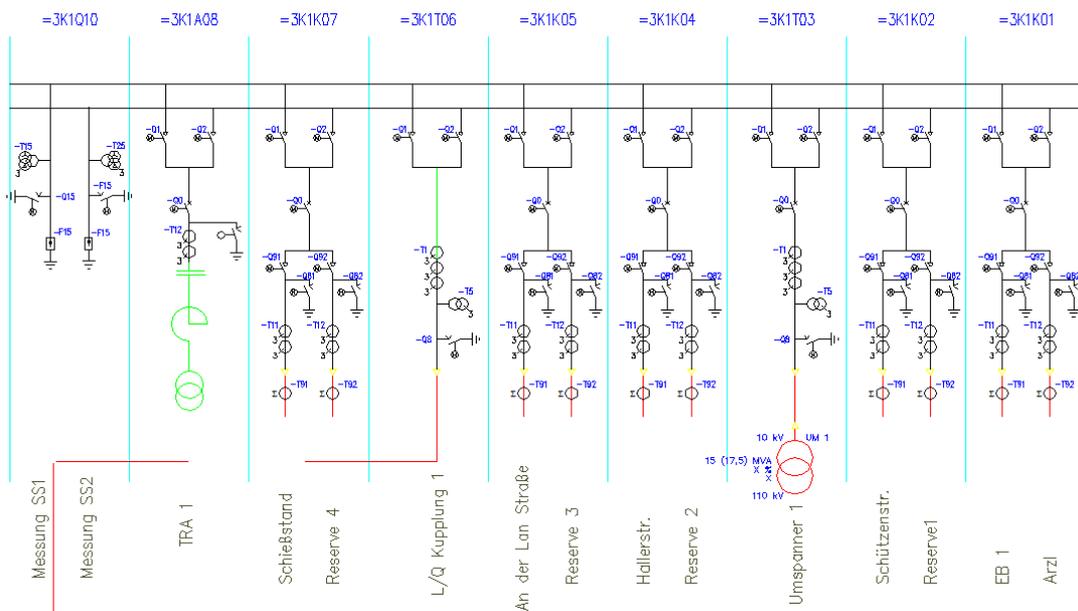


Abbildung 6-3: 1-poliges Schaltbild der Netzgruppe 1 [3]

Abbildung 6-4 zeigt das 1-polige Schaltbild der Netzgruppe 2.

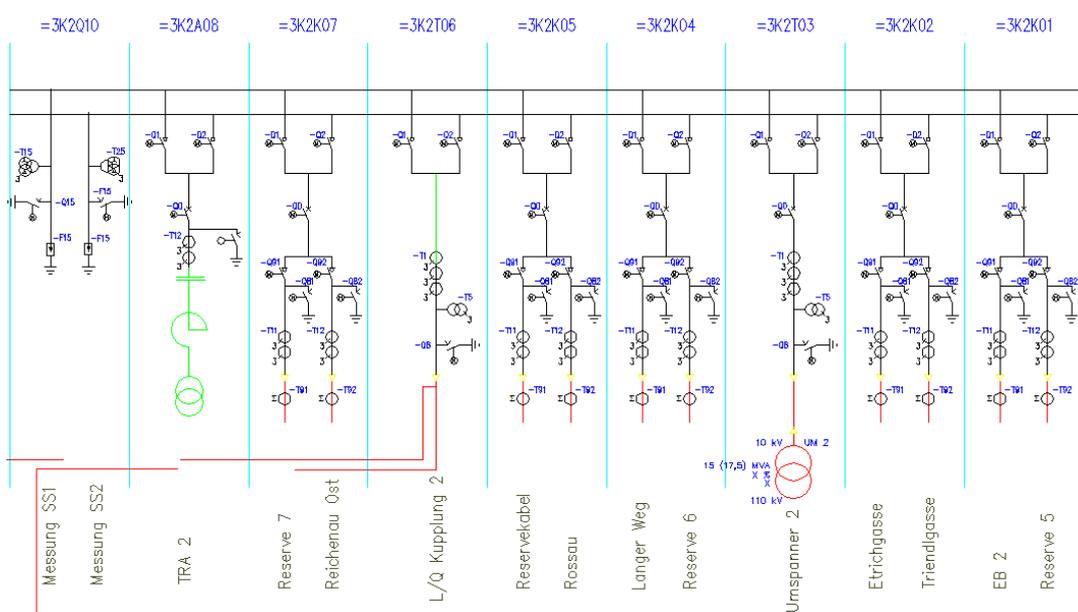


Abbildung 6-4: 1-poliges Schaltbild der Netzgruppe 2 [3]

Abbildung 6-5 zeigt das 1-polige Schaltbild der Netzgruppe 3.

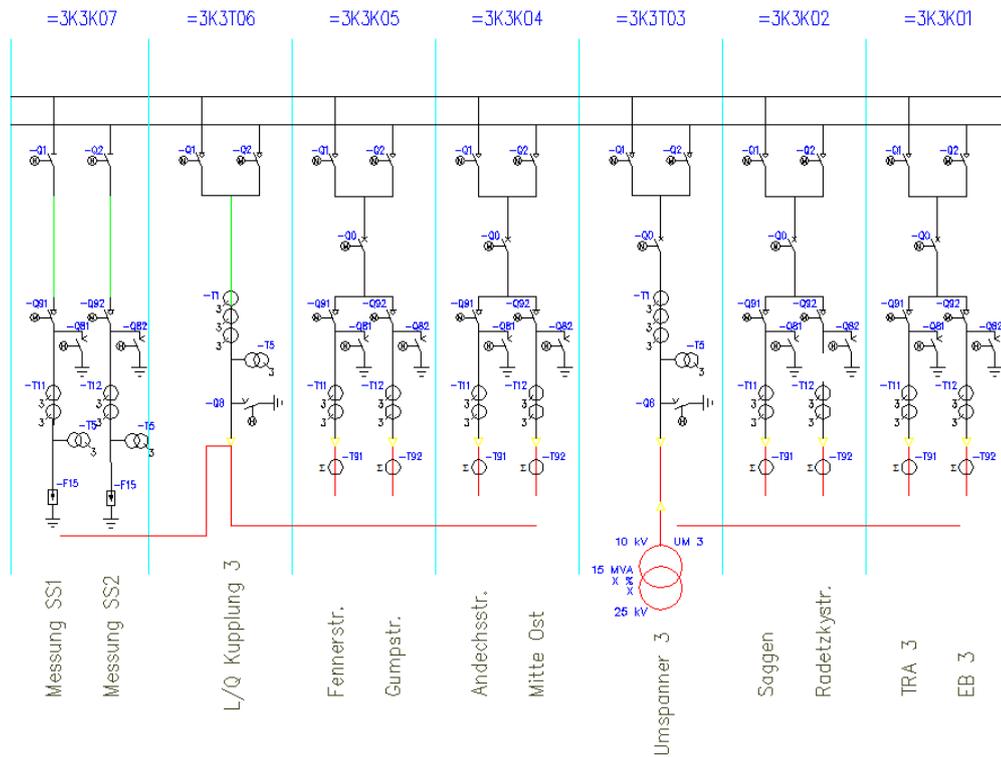


Abbildung 6-5: 1-poliges Schaltbild der Netzgruppe 3 [3]

Abbildung 6-6 zeigt das 1-polige Schaltbild der Netzgruppe 4.

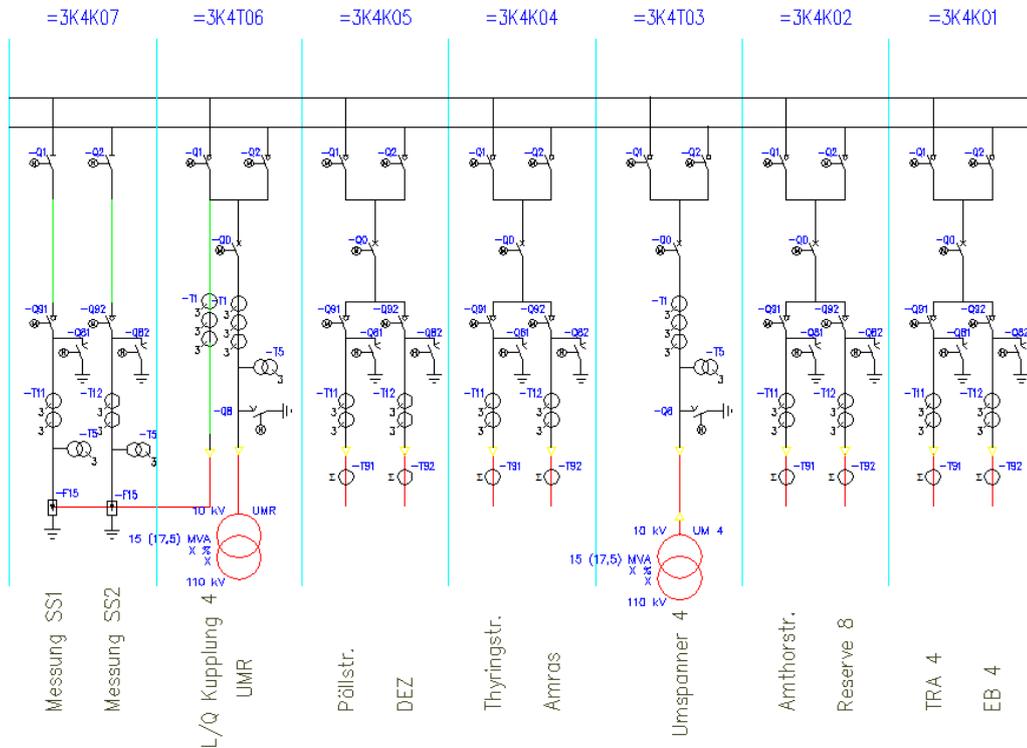


Abbildung 6-6: 1-poliges Schaltbild der Netzgruppe 4 [3]

6.3.2 Netzgruppe 1 & 2

Die Netzgruppen 1 und 2 des Umspannwerks Ost weisen zehn 10-kV-Kabelabzweige(+1 Reserekabel) auf, wie in Abbildung 6-7 ersichtlich ist.

Abzweige zur Bildung eines Ringkabelnetzes:

Bei $n = 5$ Kabelabzweigen bestehen bereits $n! = 5! = 120$ Möglichkeiten diese zu einem Ringkabelnetz zu verbinden. Aus diesem Grund werden nur jene Stränge zu einem Ringkabelnetz zusammengeschaltet, bei denen bereits eine ähnliche Struktur wie in der Abbildung 4-2 vorliegt. Sofern in einem Abzweig Stichstationen vorkommen, werden diese nach der Methodik aus Abschnitt 6.2 zusammengefasst. Aufgrund der vorliegenden Netztopologie eignen sich nur die 10-kV-Abzweige An-der-Lan-Straße und Schützenstraße sowie die 10-kV-Abzweige Schießstand und Reichenau-Ost zur Bildung eines Ringkabelnetzes. Zu beachten ist, dass der Abzweig Reichenau-Ost der Netzgruppe 2 zugeordnet ist und somit von einem anderen Kuppeltransformator gespeist wird. Bei der Schließung des Rings ist dabei auf die Bildung von Ausgleichströmen aufgrund unterschiedlicher Speisespannungen zu achten.

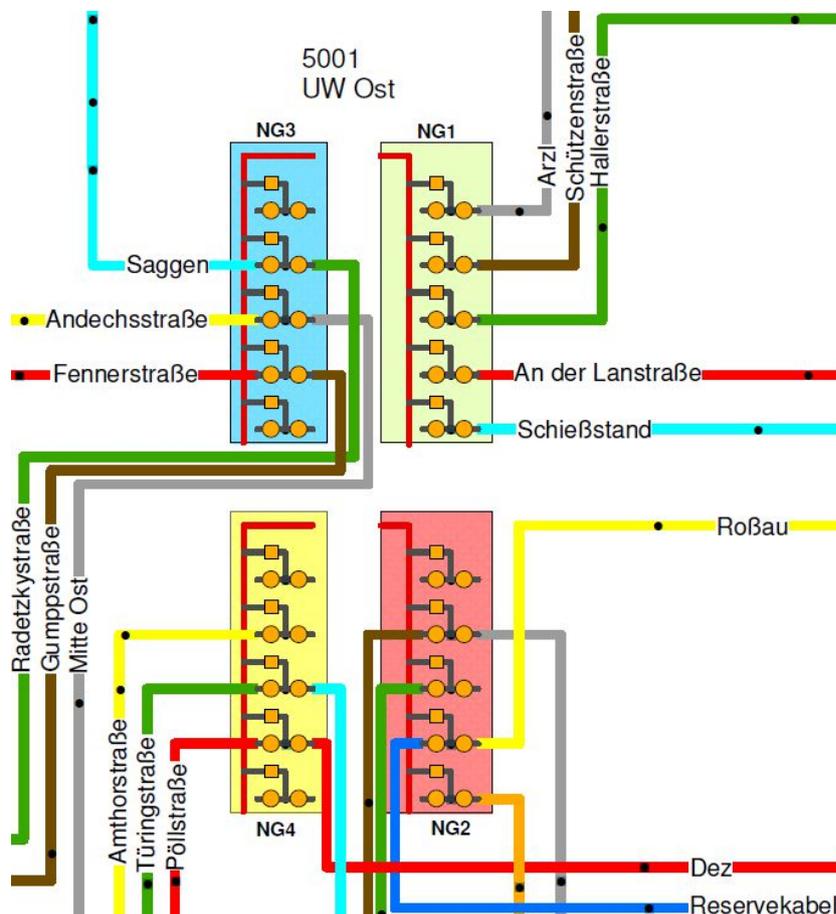


Abbildung 6-7: Netzgruppen und 10-kV-Abzweige im UW Ost [3]

Die Umspannstationen im Netz der IKB werden durch Namen und Nummern gekennzeichnet. Es folgt die Anwendung der Methodik aus Abschnitt 4.2.10 beispielhaft für die 10-kV-Abzweige An-der-Lan-Straße und Schützenstraße.

Abbildung 6-8 zeigt die 10-kV-Abzweige An-der-Lan-Straße und Schützenstraße im 10-kV Blockschema. Die Länge der beiden Abzweige beträgt in Summe 7,52 km.

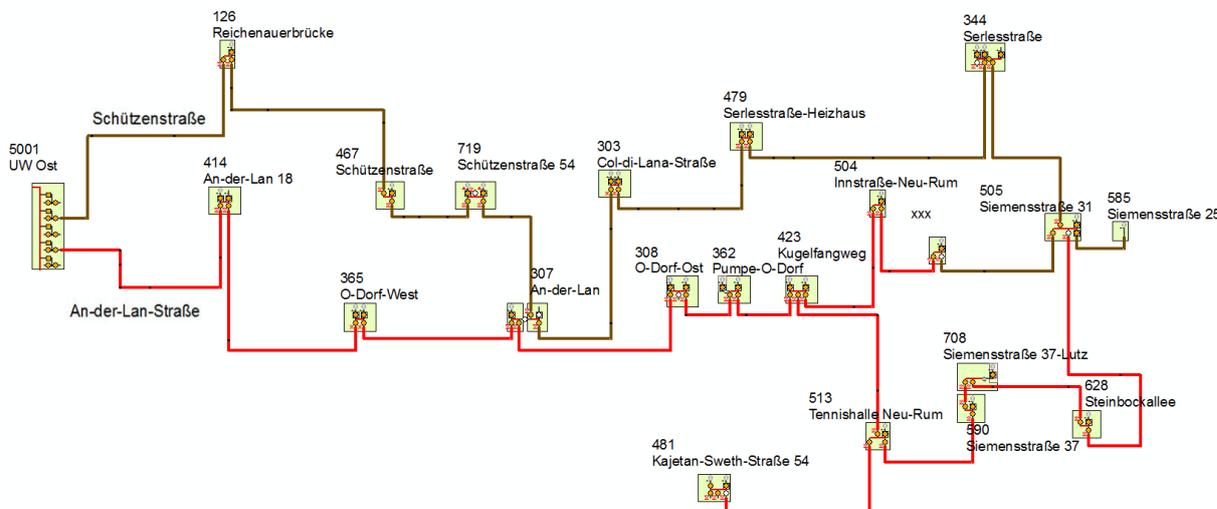


Abbildung 6-8: 10-kV-Abzweig An-der-Lan-Straße und Schützenstraße [3]

Tabelle 6-2 zeigt die Bezeichnungen und die Nennscheinleistungen der Umspannstationen in den 10-kV-Abzweigen An-der-Lan-Straße und Schützenstraße.

Tabelle 6-1: Nennscheinleistungen der Stationen der Abzweige An-der-Lan-Straße & Schützenstraße

10-kV-Abzweig An-der-Lan-Straße			10-kV-Abzweig Schützenstraße		
Stationsnr.	Name	S_n	Stationsnr.	Name	S_n
-	-	kVA	-	-	kVA
414	An-der-Lan 18	500	126	Reichenauerbrücke	500
365	O-Dorf-West	2*800	467	Schützenstraße	500
307	An-der-Lan	500	719	Schützenstraße 54	2*630
308	O-Dorf-Ost	2*630	303	Col-di-Lana-Straße	2*500
362	Pumpe-O-Dorf	250	479	Serlesstraße-Heizhaus	2*500
423	Kugelfangweg	2*500	344	Serlesstraße	1130
504	Innstraße-Neu-Rum	800	505	Siemensstraße 31	800
501	Siemensstraße 39	800	585	Siemensstraße 25	800
513	Tennishalle Neu-Rum	800			
590	Siemensstraße 37	800			
708	Siemensstraße 37-Lutz	1250			
628	Steinbockallee	800			

Abbildung 6-9 zeigt das vereinfachte Netz, welches zur Berechnung der ASIDI-Werte vorliegt. Es weist die Form eines Ringkabelnetzes auf, somit kann die Methode nach Abschnitt 4.2.10 angewendet werden, das heißt es sollen 3 Stationen mit einer Fernsteuerung ausgestattet werden. Im Zuge der Netzvereinfachung wird im Abzweig Schützenstraße die Station 585 "Siemensstraße 25" mit einer installierten Trafoleistung von 800 kVA zur Station 505 "Siemensstraße 31" hinzugefügt. Im Abzweig An-der-Lan-Straße werden die beiden Stationen 504 "Innstraße-Neu-Rum" und 501 "Siemensstraße 39" mit einer installierten Trafoleistung von je 800 kVA zur Station 423 "Kugelfangweg" hinzugefügt. Bei der Vereinfachung wird immer der längste durchgehende Strang gesucht und vorkommende Stichstationen werden diesem hinzugefügt.

Ergebnisse:

Abbildung 6-10 zeigt die ASIDI-Kennzahlen aller 681 möglichen Ausrüstungsvarianten bei der Wahl von 3 fernsteuerbaren Stationen für das Ringkabelnetz, welches aus den 10-kV-Abzweigen An-der-Lan-Straße und Schützenstraße gebildet wird. Berechnet wurden die Kennzahlen mit Formel (2.8) und nach der Methodik aus Abschnitt 4.2.10. In Formel (2.8) wird für S_G die in den beiden Abzweigen installierte Scheinleistung der 10/0.4 kV Netztransformatoren eingesetzt. Aus Tabelle 6-2 stammen die Werte, welche in Formel (2.8) für S_j eingesetzt werden. Ausrüstungsvariante 0 weist mit 10,8 min/a die höchste Nichtverfügbarkeit auf, in dieser Variante ist keine fernsteuerbare Station vorgesehen. Die geringste Nichtverfügbarkeit beträgt 2,4 min/a für die in Tabelle 6-3 gezeigte Ausrüstungsvariante 497.

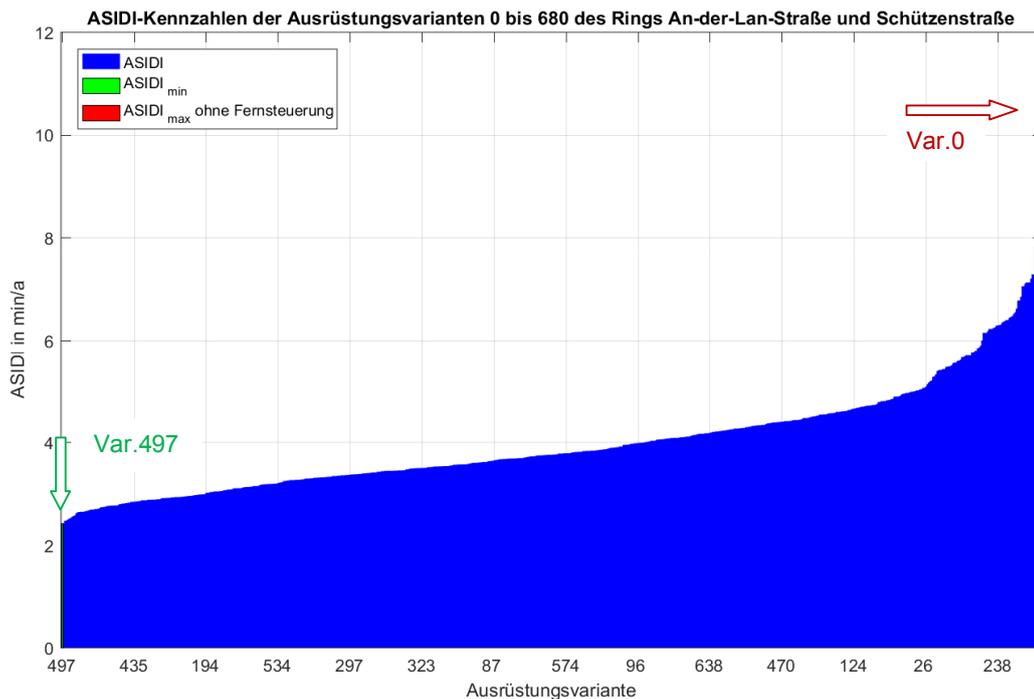


Abbildung 6-10: ASIDI-Kennzahlen für den Ring An-der-Lan-Straße und Schützenstraße

Tabelle 6-3 zeigt die ASIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0 sowie für jene 5 Varianten mit der geringsten Nichtverfügbarkeit unter allen Varianten in min/a.

Tabelle 6-3: ASIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0,497,498,483,491,490

Ausrüstungsvariante	fernsteuerbare Stationen	ASIDI
Nr.	-	min/a
0	-	10.8
497	UST 423, UST 505, UST 303	2.4
498	UST 423, UST 505, UST 719	2.42
483	UST 423, UST 708, UST 479	2.47
491	UST 423, UST 628, UST 303	2.48
490	UST 423, UST 628, UST 479	2.49

Abbildung 6-11 zeigt die optimalen Positionen für fernsteuerbare Umspannstationen in den Abzweigen An-der-Lan-Straße und Schützenstraße. Es sind dies im Abzweig An-der-Lan-Straße die folgenden Stationen: 423 "Kugelfangweg", 708 "Siemensstraße 37-Lutz" und 628 "Steinbockallee". Im Abzweig Schützenstraße sind es die Stationen: 719 "Schützenstraße 54", 303 "Col-di-Lana-Straße", 479 "Serlesstraße-Heizhaus" oder 505 "Siemensstraße 31".

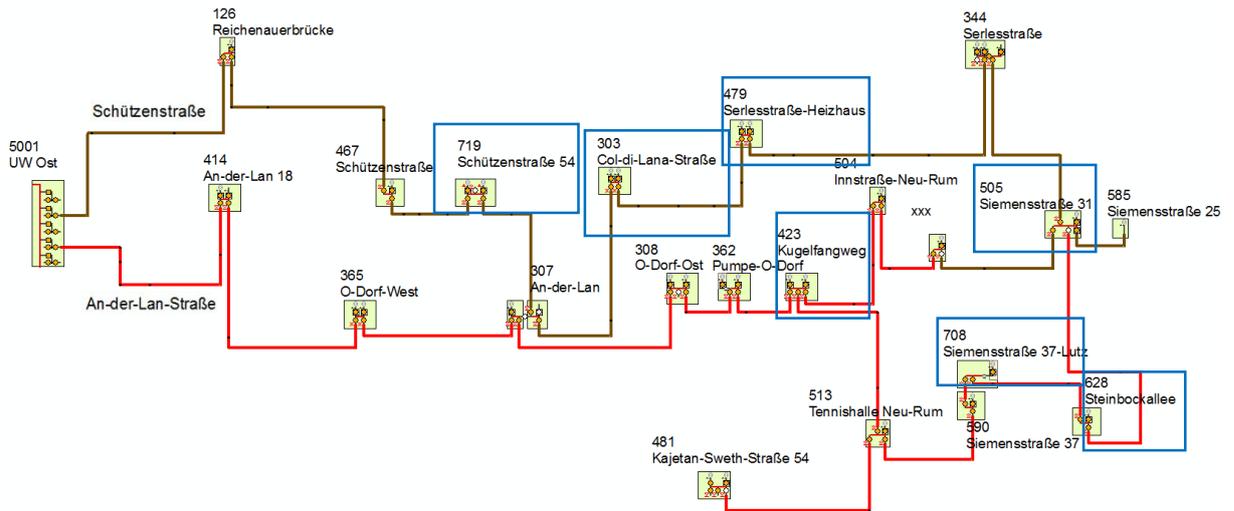


Abbildung 6-11: Optimale Positionen für fernsteuerbare Stationen [3]

7 Berechnung der Wahrscheinlichkeit von Kabel Fehlern für ein reales 10-kV-Verteilnetz

7.1 Störstatistik des realen Netzes

Tabelle 7-1 zeigt die Anzahl der 10-kV-Kabelstörungen mit Versorgungsunterbrechungen in den Jahren 2006 bis 2015 im 10-kV-Verteilnetz der IKB AG, welches eine aktuelle Gesamtlänge von 437,5 km aufweist. [3]

Tabelle 7-1: Störstatistik von 2006 bis 2015

Jahr	Ausfälle
2006	6
2007	6
2008	6
2009	11
2010	3
2011	4
2012	6
2013	8
2014	10
2015	11
Σ	71

Angabe der mittleren Störungshäufigkeit bezogen auf ein Jahr und 100 km Kabellänge:

$$H_u = \frac{71 \text{ Stö}}{4,375 \cdot 100 \text{ km} \cdot 10 \text{ a}} = \frac{1,6 \text{ Stö}}{100 \text{ km} \cdot \text{a}} \quad (7.1)$$

Dieser Wert für H_u ist typisch für städtische 10-kV-Netze und liegt in der Nähe des Werts aus der Statistik der Verteilnetzbetreiber von $H_u = 2 \text{ Stö} / 100\text{km} \cdot \text{a}$ [21, p. 13].

Abbildung 7-1 zeigt die absolute Häufigkeit der 10-kV-Kabelfehler in den Jahren 2006-2015.

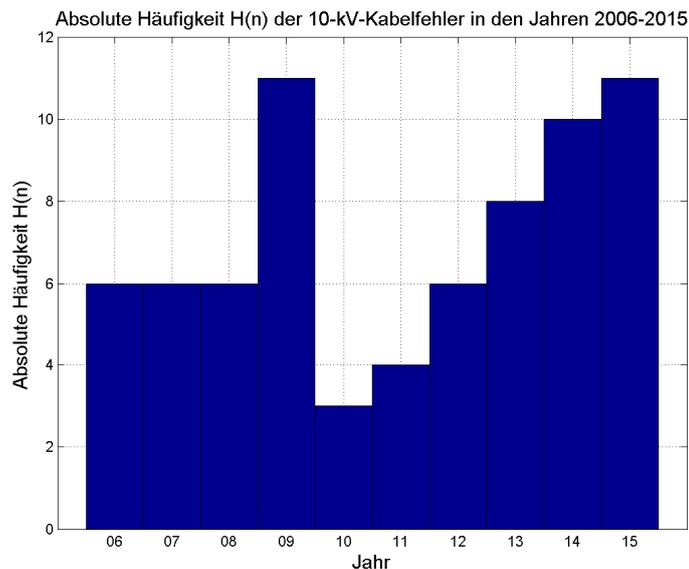


Abbildung 7-1: Absolute Häufigkeit der 10-kV-Kabelfehler in den Jahren 2006 bis 2015 [3]

7.2 Approximation 10-kV-Kabelfehler durch eine Normalverteilung

Unter der Annahme, dass die Anzahl der 10-kV-Kabelfehler pro Jahr normalverteilt seien, kann die Stichprobe mit einer Normalverteilung approximiert werden. Bei Verwendung der Normalverteilung zur Approximation der Anzahl der 10-kV-Kabelfehler pro Jahr besteht auch die Möglichkeit, dass im Jahr eine negative Anzahl von Fehlern auftritt, weil sich das Intervall der Zufallsvariablen X bei der Normalverteilung von $-\infty$ bis $+\infty$ erstreckt, jedoch wird aufgrund der einfachen Anwendbarkeit der Normalverteilung diese dennoch verwendet.

Es gilt für den Mittelwert μ der Normalverteilung:

$$\mu \approx \bar{x} = 7,1 \quad (7.2)$$

Berechnung des Mittelwertes \bar{x} der Störungshäufigkeiten aus Tabelle 7-1:

$$\bar{x} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n x_i = \frac{1}{10} \cdot (6 + 6 + \dots + 11) = 7,1 \quad (7.3)$$

n Umfang der Stichprobe
 x_i Anzahl der Störungen im Jahr i
 i Laufindex

Es treten somit im Mittel 7,1-mal 10-kV-Kabelstörungen pro Jahr auf.

Schätzung der Varianz σ^2 :

$$\sigma^2 \approx s^2 = \frac{1}{n-1} \cdot \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 = 7,88 \quad (7.4)$$

Schätzung der Standardabweichung σ :

$$\sigma \approx s = \sqrt{s^2} = 2,81 \quad (7.5)$$

Berechnung der Vertrauensgrenzen für den Mittelwert bei einer tolerierten Irrtumswahrscheinlichkeit $\alpha = 5\%$ [22]:

$$\bar{x} \pm \frac{s}{\sqrt{n}} \cdot t_{\frac{\alpha}{2}; n-1} = 7,1 \pm \frac{2,81}{\sqrt{10}} \cdot 2,26 = 7,1 \pm 2,01 \quad (7.6)$$

$t_{\frac{\alpha}{2}; n-1}$ Das Quantil der t-Verteilung mit $n-1$ Freiheitsgraden
 $n-1$ Anzahl der Freiheitsgrade

Abbildung 7-2 zeigt die absolute Summenhäufigkeit der 10-kV-Kabelfehler in den Jahren 2006 bis 2015. Die strichlierte Ausgleichsgerade weist eine Steigung $k = 6,8$ auf, dies deckt sich gut mit dem Mittelwert $\bar{x} = 7,1$ sodass im Mittel 7 Fehler in einem Jahr auftreten.

Abbildung 7-3 zeigt die Normalverteilung, welche aus den geschätzten Werten \bar{x} für den wahren Mittelwert μ und s^2 für die Varianz σ^2 , erstellt wird. Die grün strichlierten Linien stellen die obere und untere Grenze des Konfidenzintervalls für den Mittelwert dar.

Absolute Summenhäufigkeit H_{sum} der 10-kV-Kabelfehler in den Jahren 2006-2015

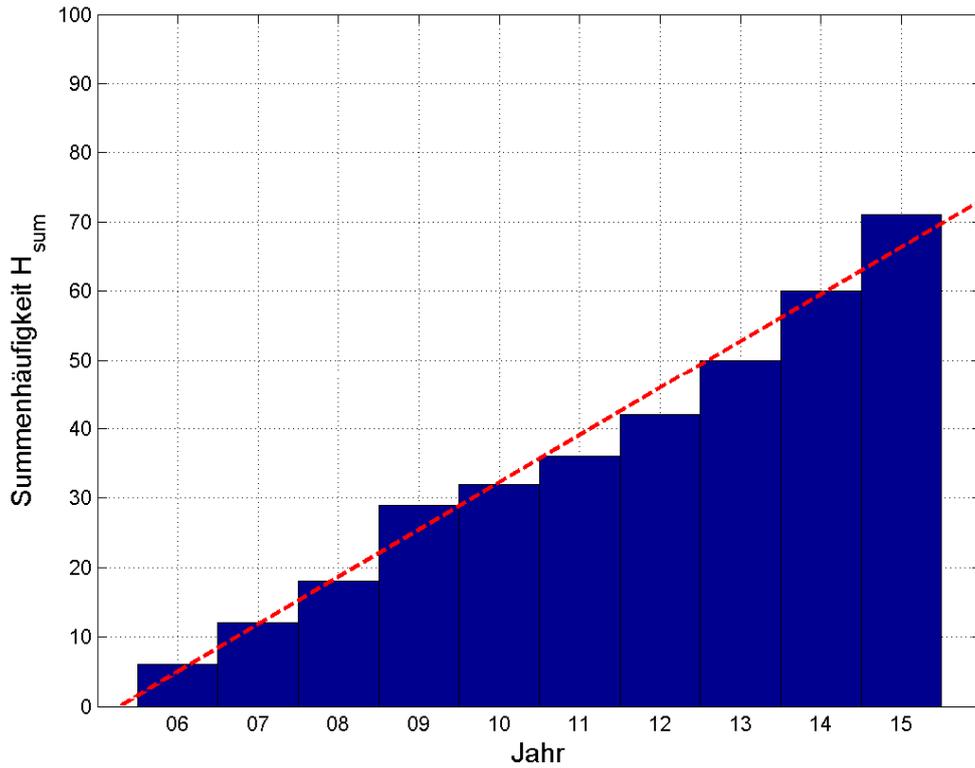


Abbildung 7-2: Absolute Summenhäufigkeit der 10-kV-Kabelfehler in den Jahren 2006-2015

Normalverteilung der 10-kV-Kabelfehler pro Jahr für ein Konfidenzniveau von $\gamma = 95\%$

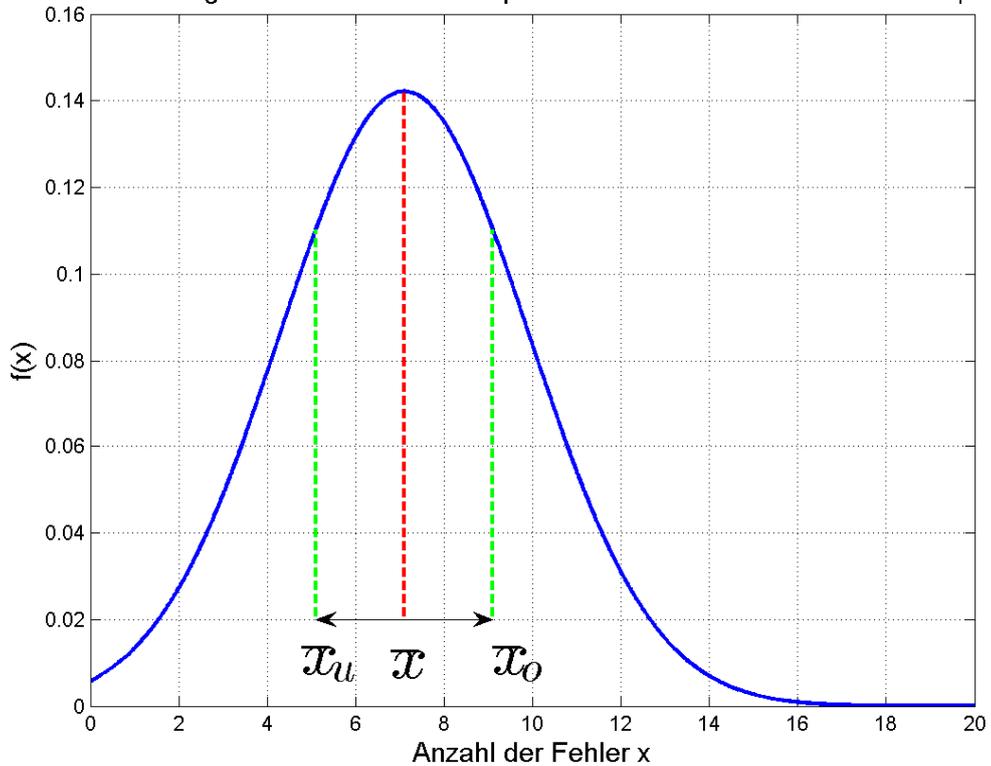


Abbildung 7-3: Approximierte Normalverteilung der 10-kV-Kabelfehler pro Jahr

7.3 Berechnung nach der Poissonverteilung

Abbildung 7-4 zeigt den Schemaplan des 10-kV-Abzweigs An-der-Lan-Straße.

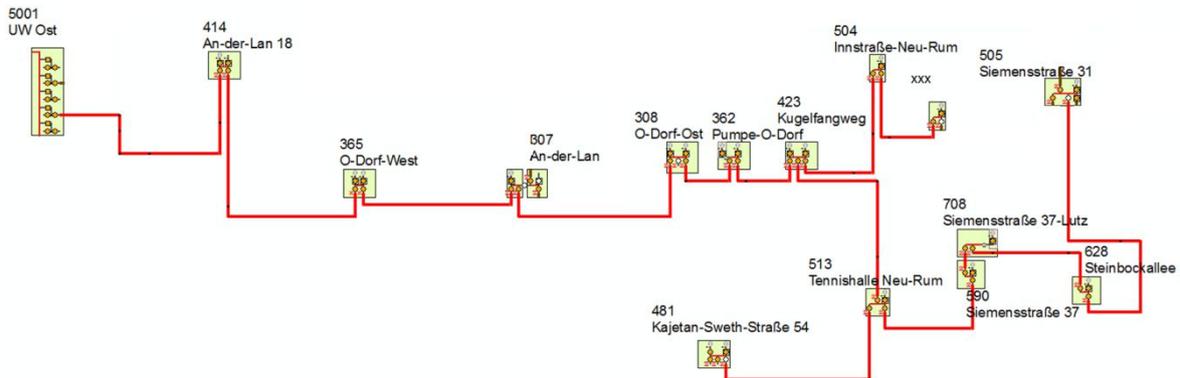


Abbildung 7-4: 10-kV-Abzweig An-der-Lan-Straße [3]

Tabelle 7-2 zeigt die Kabellängen der Kabelabschnitte im 10-kV-Abzweig An-der-Lan-Straße.

Tabelle 7-2: Kabellängen der Kabelabschnitte im 10-kV-Abzweig An-der-Lan-Straße

10-kV-Abzweig An-der-Lan-Straße		
Stationsnr.	Name	Kabellänge
-	-	m
414	An-der-Lan 18	1026
365	O-Dorf-West	385
307	An-der-Lan	291,3
308	O-Dorf-Ost	246,4
362	Pumpe-O-Dorf	119,1
423	Kugelfangweg	136,6
504	Innstraße-Neu-Rum	275,6
501	Siemensstraße 39	228,6
513	Tennishalle Neu-Rum	367,6
481	Kajetan-Sweth-Straße 54	237,1
590	Siemensstraße 37	154,5
708	Siemensstraße 37-Lutz	12,8
628	Steinbockallee	293
505	Siemensstraße 31	284
Σ		4057,6

Angabe der mittleren Störungshäufigkeit bezogen auf ein Jahr und 100 km Kabellänge (siehe Abschnitt 7.1):

$$H_u = \frac{1,6 \text{ Stö}}{100 \text{ km} \cdot a} \quad (7.7)$$

Es folgt die Berechnung der Wahrscheinlichkeit für mindestens 1 Störung während des Beobachtungszeitraumes von 10 Jahren nach Formel (5.1) für den 10-kV-Abzweig An-der-Lan-Straße aus Abbildung 7-4.

Es wird die mittlere Störungsrate λ auf die Gesamtlänge des Abzweigs von 2,877 km bezogen. Dabei wird vorausgesetzt, dass die Linearität im Kleinen, sowohl betreffend des Umfanges der Grundgesamtheit, als auch betreffend des Beobachtungszeitraumes, erfüllt ist [11, p. 17].

$$\lambda = H_u \cdot 2,877 \text{ km} = \frac{1,6 \text{ Stö}}{100 \text{ km} \cdot \text{a}} \cdot 4,058 \text{ km} = 0,065 \text{ Stö/a.} \quad (7.8)$$

$$P(X = 0 \text{ Stö}) = \frac{(0,065 \text{ Stö/a} \cdot 10 \text{ a})^0}{0!} \cdot e^{-0,065 \frac{\text{Stö}}{\text{a}} \cdot 10 \text{ a}} = 0,522 = 52,2 \% \quad (7.9)$$

$$P(X \geq 1 \text{ Stö}) = 1 - P(X = 0 \text{ Stö}) = 1 - 0,522 = 0,478 = 47,8 \% \quad (7.10)$$

Die Wahrscheinlichkeit, dass in 10 Jahren mindestens eine Störung im 10-kV-Abzweig An-der-Lan-Straße auftritt, beträgt somit 47,8 %.

8 Kosten-Nutzen-Analyse

8.1 Grundlegendes

In Zukunft soll die Versorgungsqualität in den österreichischen Regulierungsrahmen integriert werden. Den Kern der Arbeit bildet die Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit. Eine mögliche Berücksichtigung der Versorgungszuverlässigkeit im Regulierungsrahmen kann auf Basis eines Bonus-Malus-Systems erfolgen. Das Bonus-Malus-System soll in dieser Arbeit die Nichtverfügbarkeit monetär bewerten. Der Malus wird durch die aktuelle Nichtverfügbarkeit bestimmt (ohne Maßnahmen wie z.B. Fernsteuerung von Umspannstationen). Der Bonus ergibt sich durch die Reduktion der Nichtverfügbarkeit durch Investitionen in die Versorgungszuverlässigkeit. Aufgrund der Prognoseunsicherheit der zukünftigen Entwicklung der gewählten Parameter (Zins, Teuerung, ASIDI) wird abschließend eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt.

8.2 Durchführung der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Für die Durchführung der Wirtschaftlichkeitsberechnung wird die Kapitalwertmethode verwendet. Dieses Verfahren beruht auf der Ermittlung des Kapitalwertes. Als Kapitalwert wird die Differenz des Barwertes aller Einnahmen und des Barwertes aller Ausgaben über die Nutzungsdauer der Investition bezeichnet. Zu den Ausgaben zählen die Investitionskosten und die Barwerte der Betriebskosten während der Nutzungsdauer. Die Einnahmen ergeben sich aus den vermiedenen Barwerten der Pönalzahlungen im Störfalle [23, p. 63].

Der Ausgabestrom setzt sich aus den Investitionskosten (einmalige Zahlung im Jahr 0) und den jährlichen Betriebskosten in Jahren 1 bis n zusammen. Die Betriebskosten fallen jährlich an, daher müssen diese während der Nutzungsdauer auf das Investitionsjahr diskontiert werden. Zu diesem Zwecke wird der Diskontierungsfaktor d , welcher auch als Rentenbarwertfaktor RBF bezeichnet wird, angewendet. Dieser Faktor ermöglicht die Berechnung des Barwertes einer Zahlungsreihe, welche während des Betrachtungszeitraumes konstant bleibt. [23, p. 63].

$$d = \frac{(1+r)^n - 1}{(1+r)^n \cdot r} \quad (8.1)$$

r realer Zinssatz
 n Nutzungsdauer in Jahren

Wobei sich der reale Zinssatz aus der Differenz des Kalkulationszinsfußes und der Teuerung errechnet:

$$r = i - t \quad (8.2)$$

i Kalkulationszinsfuß
 t Teuerung

Somit ergibt sich für die Ausgabenseite folgende Formel [23, p. 63]:

$$K_0 = I + B \cdot d \quad (8.3)$$

K_0 Barwerte der Ausgaben (im Bezugsjahr 0)
 I Investitionskosten
 B jährliche Betriebskosten
 d Diskontierungssummenfaktor bei konstanten Betriebskosten

Von Interesse ist aber der Vergleich von zwei Varianten, deshalb wird die Differenz der Barwerte der Ausgaben mit den Barwerten der Einnahmen (vermiedenen Ausfallkosten) berechnet. Es beträgt die Differenz der Ausgaben [23, p. 64]:

$$\Delta K_0 = \Delta I - \Delta B \cdot d \quad (8.4)$$

Es wird ferner eine jährliche Steigerung des Lastzuwachses von 2% angenommen, somit steigen auch die Ausfallkosten um 2%. Für die Ausfallkosten während der gesamten Nutzungsdauer ergibt sich folgender Ansatz [23, p. 64]:

$$A_0 = A_1 \cdot q^{-1} + A_2 \cdot q^{-2} + \dots + A_n \cdot q^{-n} \quad (8.5)$$

$$q = 1 + r \quad (8.6)$$

A_0 gesamte Ausfallkosten im Bezugsjahr
 A_i Ausfallkosten in den Jahren 1 bis n

Wobei noch folgende Beziehung gilt [23, p. 64]:

$$A_{i+1} = A_i \cdot (1 + j) = A_i \cdot s \quad (8.7)$$

A_i Ausfallkosten in den Jahren 1 bis n
 j jährliche Steigerungsrate des Lastzuwachses

Mit $A_1 = A$ kann daraus folgende Zahlungsreihe entwickelt werden [23, p. 64]:

$$A_0 = A \cdot (s^0 \cdot q^{-1} + s^1 \cdot q^{-2} + \dots + s^{n-1} \cdot q^{-n}) \quad (8.8)$$

Durch Anwenden der Summenformel ergibt sich [23, p. 64]:

$$A_0 = A \cdot \sum_{i=0}^{n-1} \frac{s^i}{q^{i+1}} \quad (8.9)$$

Nach einer Reihenentwicklung folgt daraus der Diskontierungssummenfaktor g für die Ausgaben-
seite unter Berücksichtigung der linearen Steigerung der Ausfallkosten [23, p. 64].

$$g = \sum_{i=0}^{n-1} \frac{s^i}{q^{i+1}} = \frac{(s/q)^n - 1}{s - q} \quad (8.10)$$

Somit können die gesamten Ausfallkosten während der Nutzungsdauer berechnet werden [23, p. 65]:

$$A_0 = A \cdot g \quad (8.11)$$

A_0 gesamte Ausfallkosten während der Nutzungsdauer mit dem Bezugsjahr 0
 A Ausfallkosten im ersten Jahr
 g Diskontierungssummenfaktor

Auch bei den Ausfallkosten wird die Differenz der Varianten gebildet [23, p. 65]:

$$\Delta A_0 = \Delta A \cdot g \quad (8.12)$$

Durch einen Vergleich der Ausgaben mit den Einnahmen (vermiedene Ausfallkosten) folgt der Schluss, ob die Investition sich als wirtschaftlich erweist oder nicht.

Sind die Ausgaben größer als die Einnahmen so ist die Investition unwirtschaftlich [23, p. 65]:

$$\Delta K_0 > \Delta A_0 \quad (8.13)$$

Umgekehrt gilt für eine wirtschaftliche Investition [23, p. 65]:

$$\Delta K_0 < \Delta A_0 \quad (8.14)$$

8.3 Berechnung der Wirtschaftlichkeit von ferngesteuerten Umspannstationen in den 10-kV-Abzweigen An-der-Lan-Straße und Schützenstraße

Es folgt die monetäre Bewertung der Variante 0 (ohne Fernsteuerung) und der Variante 497 aus Tabelle 6-3 unter Anwendung des Bonus-Malus-Systems.

Berechnung des Malus für Variante 0:

$$Malus_0 = (ASIDI_0) \cdot S_{ges} \cdot K \quad (8.15)$$

$$Malus_0 = 10,8 \frac{min}{a} \cdot 17500 \text{ kVA} \cdot \frac{0,07 \text{ €}}{\text{kVA} \cdot min} = 13.230 \text{ €/a} \quad (8.16)$$

$ASIDI_0$ aktuelle Nichtverfügbarkeit ohne Maßnahmen [min/a]

$ASIDI_{fst}$ Nichtverfügbarkeit mit fernsteuerbaren Stationen [min/a]

S_{ges} im gesamten Netz installierte Scheinleistung der Netztransformatoren [kVA]

K Monetarisierungsfaktor [€/(kVA·min)]

Der Zahlenwert für K stammt aus dem Abschlussbericht der Firma Consentec, welcher im Auftrag der E-Control erstellt wurde [24, p. 24].

Berechnung des Malus für Variante 497:

$$Malus_{497} = (ASIDI_{fst}) \cdot S_{ges} \cdot K \quad (8.17)$$

$$Malus_{497} = 2,4 \frac{min}{a} \cdot 17500 \text{ kVA} \cdot \frac{0,07 \text{ €}}{\text{kVA} \cdot min} = 2.940 \text{ €/a} \quad (8.18)$$

$ASIDI_{fst}$ Nichtverfügbarkeit mit fernsteuerbaren Stationen [min/a]

Der Bonus für Variante 497 ergibt sich nun durch die Differenz der Ausfallkosten bei beiden Varianten:

$$Bonus_{497} = Malus_0 - Malus_{497} = 13.230 \frac{\text{€}}{a} - 2.940 \frac{\text{€}}{a} = 10.290 \frac{\text{€}}{a} \quad (8.19)$$

Bei Umsetzung der Ausrüstungsvariante 497 aus Tabelle 6-3 würde sich der jährliche Bonus somit auf 10.290 € belaufen.

Berechnung der Amortisationsdauer

Es wird ein Schätzwert der Mehrkosten für eine fernsteuerbare Umspannstation in der Höhe von 12.000 € angenommen.

Im gezeigten Netz aus Abbildung 6-8 sind 3 fernsteuerbare Stationen vorgesehen, somit belaufen sich die Mehrkosten für diese 3 Stationen auf 36.000 €.

$$AD = \frac{\text{Gesamtkosten}}{\text{Bonus}} = \frac{36.000 \text{ €}}{10.290 \text{ €/a}} = 3,5 a \quad (8.20)$$

Die Amortisationsdauer beträgt bei Umsetzung der Ausrüstungsvariante 497 aus Tabelle 6-3 somit 3,52 Jahre. Es folgt die Bewertung der Wirtschaftlichkeit durch Anwendung der Kapitalwertmethode nach Abschnitt 8.2.

Tabelle 8-1 zeigt die Diskontierungsfaktoren d und g welche nach Formel (8.1) und (8.10) für eine Nutzungsdauer von 5 Jahren und 15 Jahren berechnet wurden.

Tabelle 8-1: Diskontierungsfaktoren

Nutzungsdauer	n	5 Jahre	15 Jahre
Diskontierungsfaktor (7 % Zins i , Teuerung t 4%)	$d = \frac{(1+r)^n - 1}{(1+r)^n \cdot r}$	$d = \frac{(1,03)^5 - 1}{(1,03)^5 \cdot 0,03} = 4,58$	$d = \frac{(1,03)^{15} - 1}{(1,03)^{15} \cdot 0,03} = 11,94$
Diskontierungsfaktor (7 % Zins i , Teuerung t 4%, Steigerung j 2%)	$g = \frac{(s/q)^n - 1}{s - q}$	$g = \frac{(1,02/1,03)^5 - 1}{1,02 - 1,03} = 4,76$	$g = \frac{(1,02/1,03)^{15} - 1}{1,02 - 1,03} = 13,61$

Tabelle 8-2 zeigt die Investitions- und Ausfallkosten der Varianten 0 und 497.

Tabelle 8-2: Investitions- und Ausfallkosten zweier Varianten

Ausgangsdaten	Variante 0	Variante 497
Investitionskosten I	0 €	36.000 €
Ausfallkosten A	13.230 €/a	2.940 €/a
Betriebskosten B (4,5 % der Investitionskosten)	0 €	1.620 €/a

Tabelle 8-3 zeigt die Barwerte der Investitions- und Ausfallkosten der Varianten 0 und 497 für eine Nutzungsdauer von 5 Jahren.

Tabelle 8-3: Barwerte der Investitions- und Ausfallkosten für eine ND von 5 Jahren

Berechnung ND 5 Jahre	Variante 0	Variante 497
$K_0 = (I+B \cdot d)$	0,00 €	43.419 €
$A_0 = A \cdot g$	-62.988 €	-13.997 €
Vergleich der Varianten		
ΔK_0	43.419 €	
ΔA_0	48.990 €	
$\Delta K_0 < \Delta A_0$	wirtschaftlich	Gewinn: 5.571 €

Tabelle 8-4 zeigt die Barwerte der Investitions- und Ausfallkosten der Varianten 0 und 497 für eine Nutzungsdauer von 15 Jahren.

Tabelle 8-4: Barwerte der Investitions- und Ausfallkosten für eine ND von 15 Jahren

Berechnung ND 15 Jahre	Variante 0	Variante 497
$K_0 = (I+B \cdot d)$	0,00 €	55.339 €
$A_0 = A \cdot g$	-180.109 €	-40.024 €
Vergleich der Varianten		
ΔK_0	55.339 €	
ΔA_0	140.085 €	
$\Delta K_0 < \Delta A_0$	wirtschaftlich	Gewinn: 84.745 €

Mit den getroffenen Annahmen ist somit bereits nach 5 Jahren mit einem Gewinn von 5.571 € zu rechnen, bei einer Nutzungsdauer von 15 Jahren beträgt der Gewinn 84.745 €.

8.4 Sensitivitätsanalyse

Im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse werden folgende Parameter jeweils einzeln im 5%-Raster von -50 bis +50 % variiert und der Kapitalwert berechnet, somit ergeben sich 5 Kurvenscharen, welche in einem Diagramm dargestellt werden. Der zentrale Punkt im Diagramm in Abbildung 8-1 ist durch folgende Parameter definiert:

- ASIDI von Var. 0 & Var. 497.
- Zinssatz von 7% p.a
- Inflation von 4% p.a
- Steigerung der Ausfallkosten von 2 % p.a
- Betriebskostenanteil 4,5%

Abbildung 8-1 zeigt die Sensitivitätsanalyse des Kapitalwertes, bei Variation oben genannter Parameter. Zu erkennen ist, dass bei Variation der ASIDI-Zahlen die Änderung des Kapitalwertes am größten ist, somit hat dieser Parameter den größten Einfluss auf das Ergebnis. Ebenso bewirkt auch die Änderung des Zinssatzes eine beträchtliche Änderung des Kapitalwertes, einen geringen Einfluss hat hingegen eine Variation des Betriebskostenanteils oder der jährlichen Steigerung der Ausfallkosten.

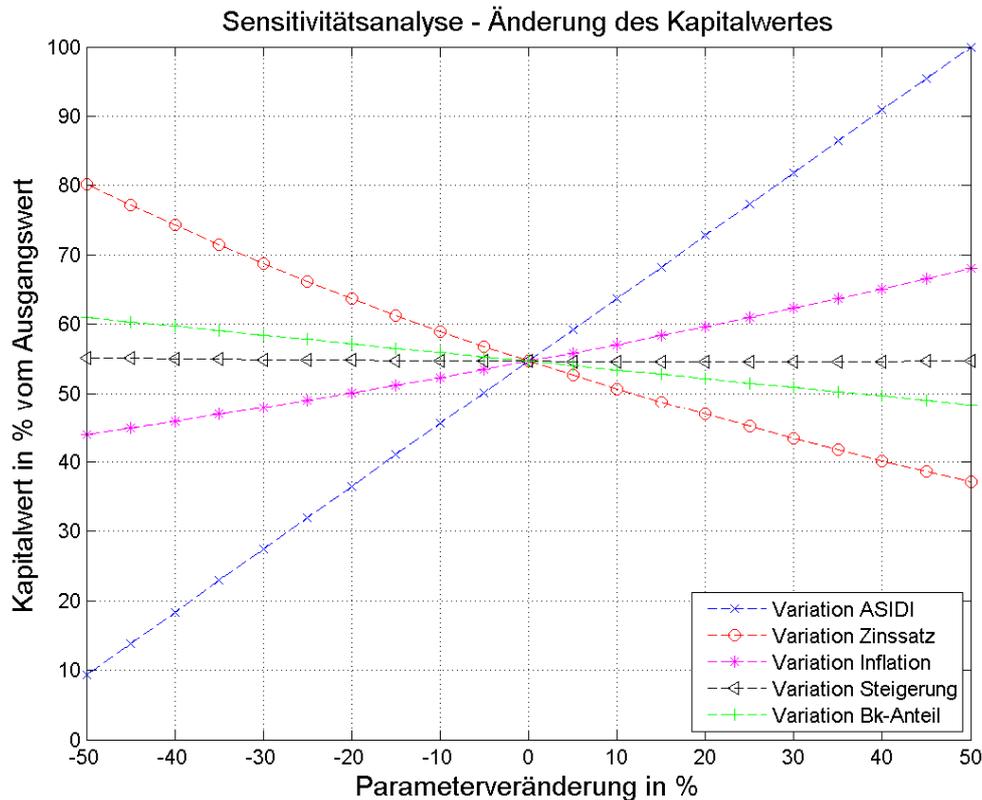


Abbildung 8-1: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwertes

Abbildung 8-2 zeigt die Steigung des Kapitalwertes in Abhängigkeit der Parametervariation. Die Veränderung der ASIDI-Kennzahl bewirkt die größte Steigung, dies bestätigt die Beobachtung aus Abbildung 8-1, dass sich die ASIDI-Kennzahl am sensibelsten auf den erzielbaren Kapitalwert auswirkt. Einen erheblichen Einfluss auf den Kapitalwert besitzen auch der Kalkulationszinsfuß und die Teuerung, zudem bewirken diese eine nichtlineare Veränderung des Kapitalwertes. Der Einfluss des Betriebskostenanteils und der Steigerung der Ausfallkosten ist hingegen geringer.

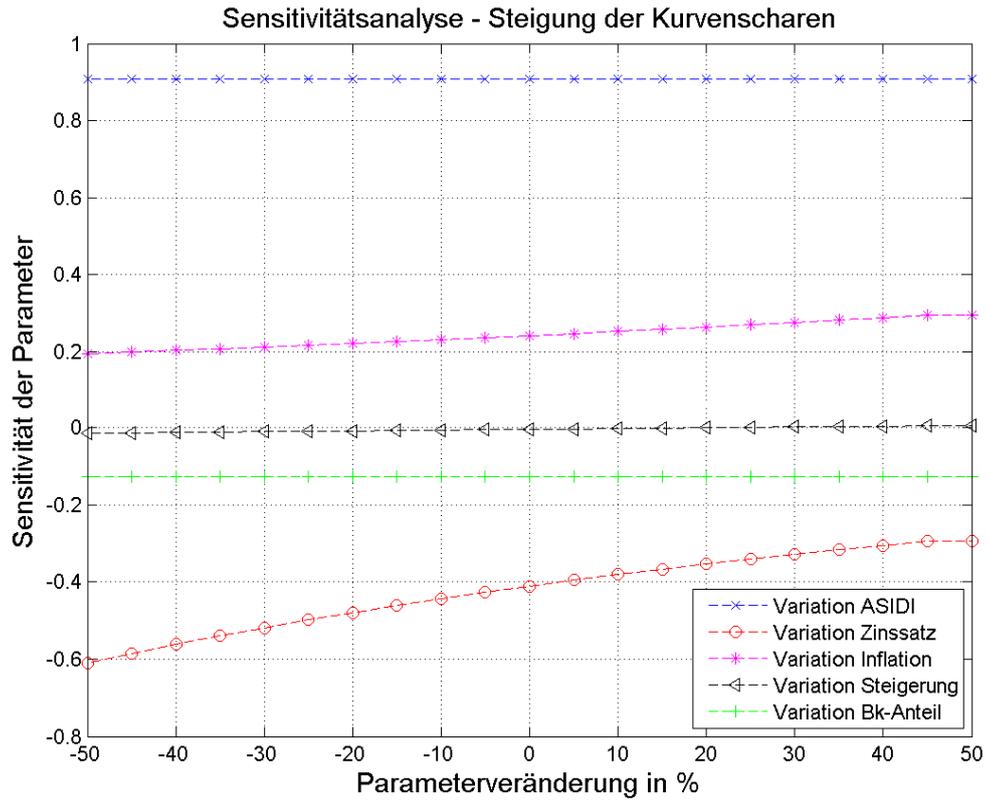


Abbildung 8-2: Sensitivitätsanalyse – Steigung der Kurvenscharen

9 Zusammenfassung und Ausblick

Zusammenfassung

Das Ziel dieser Arbeit ist die Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit in einem städtischen 10-kV-Kabelnetz. Zur quantitativen Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit wird ASIDI-Kennzahl herangezogen. Im Konkreten soll die Dauer der Versorgungsunterbrechung im Störfall minimiert werden, dies wird durch den gezielten Einsatz von ferngesteuerten Umspannstationen ermöglicht. Mithilfe der Zuverlässigkeitsanalyse wird die optimale Stelle im Netz ermittelt werden, an welcher die neuen Komponenten eingebaut werden müssen, um eine Verbesserung der Versorgungszuverlässigkeit zu erzielen. Die Wahrscheinlichkeit von Kabelfehlern wird mithilfe der Poisson-Verteilung beschrieben. Die Verteilung der fehlerbehafteten Abschnitte genüge der Binomialverteilung.

Zuerst wird ein Musternetz betrachtet, in diesem wird die Position der fernsteuerbaren Umspannstation entlang eines Abzweiges variiert und sogleich der Fehlerort. Sofern es möglich ist den Fehler mittels Fernsteuerung zu isolieren, ist dafür eine Zeitdauer von 4 Minuten vorgesehen. Erfolgt die Störungsbehebung durch das Personal des Netzbetreibers werden dafür 90 Minuten veranschlagt. Mit diesen Zeitangaben wird im Anschluss die ASIDI-Kennzahl für jeden Fehlerfall berechnet. Jene Variante, welche am Ende der Variationsrechnung die geringste ASIDI-Kennzahl aufweist, ist die geeignetste zur Umsetzung. Um die die mittlere Nichtverfügbarkeit in min/a anzugeben ist die Kenntnis der mittleren Störungshäufigkeit notwendig. Es werden 3 unterschiedliche Netzformen betrachtet. Im Strangnetz ist je abzweig eine fernsteuerbare Station vorgesehen, im Ringkabel- und Reservekabelnetz sind es drei fernsteuerbare Stationen. Desweiteren wird eine Monte-Carlo-Simulation, um das zufällige Auftreten von Störungen im Musternetz zu zeigen, durchgeführt.

Im Anschluss wird die Zuverlässigkeitsanalyse auf zwei reale Netzabzweige der IKB AG angewendet, in diesem werden 3 Umspannstationen ermittelt, welche sich am besten zur Ausrüstung mit einer Fernsteuerung eignen. Die mittlere Störungshäufigkeit wurde aus den Störungsaufzeichnungen der Jahre 2005-2015 ermittelt. Das vorliegende reale Netz muss zur Anwendung der Methodik soweit vereinfacht werden, bis dieselbe Struktur wie im Musternetz vorliegt. Abschließend erfolgt die Durchführung einer Kosten-Nutzen-Analyse der geplanten Maßnahmen. Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird die Kapitalwertmethode angewandt. Es erfolgt ein Vergleich der Variante ohne Fernsteuerung mit jener welche die minimale ASIDI-Kennzahl aufweist. Den Abschluss bildet eine Sensitivitätsanalyse, um die Empfindlichkeit der Parameter, welche in die Berechnung des Kapitalwertes eingehen, aufzuzeigen.

Ausblick

Einen entscheidenden Einfluss auf die Ergebnisse der Zuverlässigkeitsanalyse haben die gewählte Störungshäufigkeit, die Zeiten zur manuellen und ferngesteuerten Störungsbehebung, sowie der Netztopologie. In dieser Arbeit erfolgte eine Vereinfachung der realen Netztopologie, in welcher oft sogenannte Dreibeine vorkommen hin zu einem Strangnetz, welches im Musternetz vorliegt. Im Rahmen der Vereinfachung wurde sämtlichen Kabelabschnitten in einem Abzweig dieselbe Länge zugeordnet, somit weist jeder Kabelabschnitt auch dieselbe mittlere Störungshäufigkeit auf. Im realen Netz aber unterscheiden sich die Kabellängen in jedem Abschnitt, somit ergeben sich auch unterschiedliche Störungshäufigkeiten. In Zukunft könnte das Verfahren erweitert werden, um die reale Netztopologie besser zu berücksichtigen. Vereinfachend wurden auch nur Kabelfehler berücksichtigt, somit wäre eine Miteinbeziehung von Fehlern in Umspannstationen in die Zuverlässigkeitsanalyse sinnvoll.

10 Literaturverzeichnis

- [1] „<http://oesterreichsenergie.at>,“ [Online]. Available: <http://oesterreichsenergie.at/daten-fakten/die-welt-der-e-wirtschaft/starke-netze-fuer-europa.html>. [Zugriff am 18 05 2016].
- [2] „<https://www.vde.com>,“ [Online]. Available: <https://www.vde.com/de/Regionalorganisation/Bezirksvereine/Kassel/Berichte/2016/Seiten/tennetlehrte.aspx>. [Zugriff am 23 06 2016].
- [3] IKB AG, GB Strom Netz, 2016.
- [4] [Online]. Available: <http://www.camillebauer.com/>. [Zugriff am 25 01 2016].
- [5] CAMILLE BAUER AG, „<http://www.camillebauer.com/>,“ [Online]. Available: <http://brj.dk/wp-content/uploads/2013/09/Sineax-CAM-data-sheet-in-English.pdf>. [Zugriff am 26 01 2016].
- [6] „<http://www.kries.com/>,“ [Online]. Available: <http://www.kries.com/>. [Zugriff am 30 06 2016].
- [7] Jordan, Georg, „<http://www.georg-jordan.de>,“ [Online]. Available: http://www.georg-jordan.de/fileadmin/user_upload/Produktkatalog_2014-2015/Georg_Jordan_product_catalogue_section_02_2014-02_page2-5.pdf. [Zugriff am 30 06 2016].
- [8] R. Lerch, „Elektrische Messtechnik,“ Springer Vieweg, Erlangen, 2012 ISBN: 978- 3- 642-22608- 3.
- [9] A. Schwab, „Hochspannungsmesstechnik,“ Springer, Karlsruhe, 1981 ISBN: 978-3-642-19881-6.
- [10] G. Hosemann, Elektrische Energietechnik, Band 3 Netze, Erlangen: Springer, 1988.
- [11] L. Fickert, „Skriptum: Risikomanagement in elektrischen Energiesystemen, Teil 2,“ TU Graz, Graz, 2007.
- [12] L. Papula, „Mathematik für Ingenieure und Naturwissenschaftler, Band 3,“ Vieweg+Teubner Studium, Wiesbaden, 2011 ISBN: 978-3-8348-1227-8.
- [13] IEEE Standards Association , „IEEE Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices, "IEEE Std 1366-2012",“ IEEE, New York, 2012.
- [14] Universität Wien, „Monte-Carlo-Verfahren, Kapitel 6,“ [Online]. Available: <http://www.exp.univie.ac.at/cp1/cp6.pdf>. [Zugriff am 22 04 2016].
- [15] C. Theis und W. Kernbichler, „Grundlagen der Monte Carlo Methoden,“ TU Graz, Inst. für Theoretische Physik, 2002. [Online]. Available: <https://itp.tugraz.at/MML/MonteCarlo/MCIntro.pdf>. [Zugriff am 28 04 2016].
- [16] J. Schlundt, „Schriftliche Ausarbeitung zum Vortrag Monte-Carlo-Simulation,“ Universität Hamburg, Hamburg, 2013.
- [17] R. Woschitz, „Skriptum: Hochspannungsleitungen , Insitut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement,“ TU Graz, Graz , 2014.
- [18] A. Küchler, „Hochspannungstechnik,“ Springer, Schweinfurt, 2009 ISBN: 978-3-540-78412-8.
- [19] A. Schreiner, „Operationale Risiken in der Energieversorgung, Dissertation,“ TU Darmstadt, Darmstadt, 2012.
- [20] H. Renner und M. Sakulin, „Skriptum: Spannungsqualität und Versorgungssicherheit,“ TU Graz, Graz, 2007.
- [21] A. Sillaber, „Gestaltung von Mittelspannungsnetzen,“ VEÖ, Strobl, 2006.
- [22] I. Bronstein, Taschenbuch der Mathematik, Frankfurt am Main : Harri Deutsch, 2001.
- [23] J. Lackner, „Zuverlässigkeitsoptimierung elektrischer Mittelspannungsnetze, Diplomarbeit,“ TU Graz, Graz, 2002.
- [24] Consentec GmbH, „Gutachten zur Einführung einer Qualitätsregulierung für österreichische Stromnetzbetreiber zur dritten Anreizregulierungsperiode,“ Consentec , Aachen, 2013.

11 Anhang

11.1 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Struktur der elektrischen Energieversorgung [2]	7
Abbildung 1-2: 10-kV-Doppelkabelabzweig und Messfeld im Umspannwerk [3]	9
Abbildung 1-3: SINEAX-Messgerät [5].....	9
Abbildung 1-4: Einpoliges Schaltbild einer Umspannstation mit Einschleifung des 10-kV-Kabels [3].....	10
Abbildung 1-5: Konzept für zukünftige Umspannstationen [3].....	10
Abbildung 1-6: Datenübertragung der SINAEX-Messgeräte innerhalb der IKB AG [3]	11
Abbildung 1-7: Linienstruktur der Busgeräte	11
Abbildung 1-8: Spannungsabfall entlang der gesamten Leitung in Abhängigkeit der Anzahl der Stationen.....	12
Abbildung 1-9: Fehlererfassungseinheit aus IKI-22 und Capdis Spannungsprüfsystem [6], [7]...	13
Abbildung 1-10: Anschlussbelegung für den IKI-22 [6]	13
Abbildung 1-11: Stromwandler schematisch [8].....	14
Abbildung 1-12: Querschnittsgeometrie [8].....	14
Abbildung 1-13: Ersatzschaltbild des Stromwandlers [8]	15
Abbildung 1-14: sekundärseitiges Ersatzschaltbild [8]	15
Abbildung 1-15: Kapazitiver Spannungsteiler	16
Abbildung 1-16: Prinzipschaltbild des Spannungsprüfsystems [7]	16
Abbildung 2-1: 10000 gleichverteilte Punkte innerhalb des Quadrates [15]	22
Abbildung 3-1: Aufbau eines Energiekabels [17]	23
Abbildung 3-2: Water trees in einem Kunststoffkabel [17, p. 48].....	25
Abbildung 3-3: Verlauf der Ausfallrate in Abhängigkeit des Alters der Betriebsmittel [20, p. 85] .	26
Abbildung 4-1: Strangnetz	27
Abbildung 4-2: Ringkabelnetz.....	28
Abbildung 4-3: Reservekabelnetz.....	29
Abbildung 4-4: Ausrüstungsvariante 2 für das Strangnetz	30
Abbildung 4-5: Fehler im ersten Kabelabschnitt des Abzweigs 1, Ausrüstungsvariante 2	31
Abbildung 4-6: Zeitlicher Ablauf der Störungsbehebung	32
Abbildung 4-7: ASIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 5 des Strangnetzes	37
Abbildung 4-8: Strangnetz	38
Abbildung 4-9: ASIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 5 des Strangnetzes	39
Abbildung 4-10: SAIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 5 des Strangnetzes	40
Abbildung 4-11: SAIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 5 des Strangnetzes	42
Abbildung 4-12: Ringkabelnetz mit fernsteuerbaren Stationen	43
Abbildung 4-13: ASIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 120 des Ringkabelnetzes	46
Abbildung 4-14: Reservekabelnetz für Ausrüstungsvariante 2.....	47
Abbildung 5-1: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 5 Fehler, poissonverteilt.....	49
Abbildung 5-2: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 9 Fehler bei Variation der Betriebsdauer, poissonverteilt	51
Abbildung 5-3: Serienschaltung aus 2 Kabelabschnitten [11]	51
Abbildung 5-4: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 6 fehlerbehaftete Kabelabschnitte, binomialverteilt .	53
Abbildung 5-5: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 6 fehlerbehaftete Kabelabschnitte bei Variation der Betriebsdauer, binomialverteilt	54
Abbildung 5-6: Verteilungsfunktion $F(k)$ der Poissonverteilung $P(\lambda)$	55
Abbildung 5-7: Absolute Fehlerhäufigkeit $F(i)$ je Kabelabschnitt nach 10000 Simulationsschritten	56
Abbildung 5-8: Relative Fehlerhäufigkeit $f(i)$ je Kabelabschnitt nach 10000 Simulationsschritten	56
Abbildung 5-9: Anzahl der Fehler im Kabelabschnitt 1 & 2 nach 10000 Simulationsschritten	57
Abbildung 5-10: Anzahl der Fehler im Kabelabschnitt 3 & 4 nach 10000 Simulationsschritten ...	57

Abbildung 5-11: Anzahl der Fehler im Kabelabschnitt 5 & 6 nach 10000 Simulationsschritten ...	58
Abbildung 5-12: Anzahl der Fehler im Abzweig nach 10000 Simulationsschritten	58
Abbildung 5-13: Relative Häufigkeit der Fehler im Kabelabschnitt 1 & 2 nach 10000 Simulationsschritten	59
Abbildung 5-14: Relative Häufigkeit der Fehler im Kabelabschnitt 3 & 4 nach 10000 Simulationsschritten	59
Abbildung 5-15: Relative Häufigkeit der Fehler im Kabelabschnitt 5 & 6 nach 10000 Simulationsschritten	60
Abbildung 5-16: Relative Häufigkeit $f(i)$ der Fehler im Abzweig nach 10000 Simulationsschritten	60
Abbildung 5-17: Mittlere relative Fehlerhäufigkeit $f(i)$ der Kabelabschnitte nach 10000 Simulationsschritten	61
Abbildung 5-18: Absolute Abweichung der mittleren Fehlerhäufigkeit $f(i)$ der Kabelabschnitte von der theoretischen Störungshäufigkeit $\lambda = 0,024$ Stö/a nach 10000 Simulationsschritten.....	61
Abbildung 5-19: Relative Abweichung der mittleren Fehlerhäufigkeit $f(i)$ der Kabelabschnitte von der theoretischen Störungshäufigkeit $\lambda = 0,024$ Stö/a nach 10000 Simulationsschritten.....	62
Abbildung 5-20: Mittlere relative Fehlerhäufigkeit $f(i)$ des Abzweigs nach 10000 Simulationsschritten	62
Abbildung 5-21: Mittlere ASIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 bis 6 nach 10000 Simulationsschritten	65
Abbildung 5-22: Abweichung der ASIDI-Werte von den exakten Werten	65
Abbildung 5-23: Abweichung der ASIDI-Werte von den exakten Werten in Prozent	66
Abbildung 6-1: Schematische Struktur des Netzes	67
Abbildung 6-2: Vereinfachtes Netz zur weiteren Verwendung	68
Abbildung 6-3: 1-poliges Schaltbild der Netzgruppe 1 [3]	69
Abbildung 6-4: 1-poliges Schaltbild der Netzgruppe 2 [3]	69
Abbildung 6-5: 1-poliges Schaltbild der Netzgruppe 3 [3]	70
Abbildung 6-6: 1-poliges Schaltbild der Netzgruppe 4 [3]	70
Abbildung 6-7: Netzgruppen und 10-kV-Abzweige im UW Ost [3].....	71
Abbildung 6-8: 10-kV-Abzweig An-der-Lan-Straße und Schützenstraße [3].....	72
Abbildung 6-9: Vereinfachtes Ringkabelnetz mit den Abzweigen An-der-Lan-Straße & Schützenstraße [3]	73
Abbildung 6-10: ASIDI-Kennzahlen für den Ring An-der-Lan-Straße und Schützenstraße	74
Abbildung 6-11: Optimale Positionen für fernsteuerbare Stationen [3].....	75
Abbildung 7-1: Absolute Häufigkeit der 10-kV-Kabelfehler in den Jahren 2006 bis 2015 [3]	76
Abbildung 7-2: Absolute Summenhäufigkeit der 10-kV-Kabelfehler in den Jahren 2006-2015....	78
Abbildung 7-3: Approximierte Normalverteilung der 10-kV-Kabelfehler pro Jahr.....	78
Abbildung 7-4: 10-kV-Abzweig An-der-Lan-Straße [3]	79
Abbildung 8-1: Sensitivitätsanalyse des Kapitalwertes	85
Abbildung 8-2: Sensitivitätsanalyse – Steigung der Kurvenscharen.....	86

11.2 Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Spannungsabfall entlang der Stationen.....	13
Tabelle 4-1: Ausrüstungsvarianten des Strangnetzes.....	30
Tabelle 4-2: ASIDI-Werte für Ausrüstungsvariante 2	34
Tabelle 4-3: ASIDI-Werte für Ausrüstungsvariante 0	34
Tabelle 4-4: ASIDI-Werte für Ausrüstungsvariante 1	35
Tabelle 4-5: ASIDI-Werte für Ausrüstungsvariante 3	35
Tabelle 4-6: ASIDI-Werte für Ausrüstungsvariante 4	35
Tabelle 4-7: ASIDI-Werte für Ausrüstungsvariante 5	36
Tabelle 4-8: ASIDI-Werte der Ausrüstungsvarianten 0 - 5	36
Tabelle 4-9: ASIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0 bis 5	37
Tabelle 4-10: Nennscheinleistungen der Netztransformatoren im Strangnetz.....	38
Tabelle 4-11: ASIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0 bis 5	39

Tabelle 4-12: SAIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0 bis 5	40
Tabelle 4-13: Kundenanzahl der Umspannstationen im Strangnetz.....	41
Tabelle 4-14: SAIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0 bis 5	41
Tabelle 4-15: ASIDI-Werte für die fernsteuerbare Station UST B ₁	44
Tabelle 4-16: ASIDI-Werte für die fernsteuerbare Station UST E ₁	44
Tabelle 4-17: ASIDI-Werte für die fernsteuerbare Station UST B ₂	45
Tabelle 4-18: Gesamtergebnis der ASIDI-Werte für die fernsteuerbaren Stationen UST B ₁ , UST E ₁ und UST E ₂	45
Tabelle 4-19: ASIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0,73,77,78,52	46
Tabelle 5-1: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 5 Fehler, poissonverteilt.....	49
Tabelle 5-2: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 9 Fehler bei Variation der Betriebsdauer, poissonverteilt	50
Tabelle 5-3: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 6 fehlerbehaftete Kabelabschnitte, binomialverteilt	52
Tabelle 5-4: Wahrscheinlichkeit für 0 bis 6 fehlerbehaftete Kabelabschnitte bei Variation der Betriebsdauer, binomialverteilt	54
Tabelle 5-5: Verteilungsfunktion F(k) der Poissonverteilung P(λ).....	55
Tabelle 5-6: ASIDI-Werte in Abhängigkeit des fehlerbehafteten Abschnitts	63
Tabelle 5-7: Zufallszahlen für die Kabelabschnitte 1 bis 6	63
Tabelle 5-8: Fehleranzahl der Kabelabschnitte.....	63
Tabelle 6-1: Nennscheinleistungen der Stationen der Abzweige An-der-Lan-Straße & Schützenstraße	72
Tabelle 6-2: Nennscheinleistungen der Stationen im Ringkabelnetz An-der-Lan-Straße & Schützenstraße	73
Tabelle 6-3: ASIDI-Werte für die Ausrüstungsvarianten 0,497,498,483,491,490	74
Tabelle 7-1: Störstatistik von 2006 bis 2015	76
Tabelle 7-2: Kabellängen der Kabelabschnitte im 10-kV-Abzweig An-der-Lan-Straße.....	79
Tabelle 8-1: Diskontierungsfaktoren	84
Tabelle 8-2: Investitions- und Ausfallskosten zweier Varianten.....	84
Tabelle 8-3: Barwerte der Investitions-und Ausfallskosten für eine ND von 5 Jahren.....	84
Tabelle 8-4: Barwerte der Investitions-und Ausfallskosten für eine ND von 15 Jahren.....	84