

Analyse von Störungen im 20-kV-Netz und deren Auswirkungen auf die Netzkunden

Diplomarbeit



Institut für Elektrische Anlagen
TU Graz

Betreuung:
A.o. Univ.-Prof. DI Dr.techn. Herwig Renner
DI Wernegger Hans-Jürgen
Ortner Manfred

Autor:
Michael Lecker

Head of Institute: 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, Oktober 2010



EIDESSTATTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an 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.

Graz, am 01.10.2010

Michael Lecker

Danksagung

Ich bedanke mich bei Univ.-Prof. DI Dr.techn. Herwig Renner für die Unterstützung und die ausgezeichnete Betreuung.

Mein Dank gilt auch DI Wernegger Hans-Jürgen für die Möglichkeit der Durchführung dieser Diplomarbeit und der sehr guten Zusammenarbeit.

Ein Dankeschön will ich auch Ing. Ortner Manfred aussprechen.

Für die fortwährende Unterstützung meines Studiums bedanke ich mich im Besonderen ganz herzlich bei meinen Eltern.

Ein ganz spezielles Dankeschön geht schließlich auch an Bernadette für ihre Hilfe, ihren Rückhalt und ihre liebende Unterstützung.

Kurzfassung

In dieser Diplomarbeit wird das Störungsgeschehen im 20-kV-Netz der KELAG Netz GmbH der Jahre 1999 bis 2010 analysiert. Es werden die Störungen nach Ursache, Fehlerart, Zeitpunkt, Dauer, Ort und Beseitigung der Störung näher untersucht. Daraus werden Regelmäßigkeiten bzw. Gesetzmäßigkeiten abgeleitet. In weitere Folge wird die spezifische Störungshäufigkeit mit speziellen Gegebenheiten in Verbindung gebracht.

Unter anderem wird die Störungshäufigkeit und Reparaturdauer von Freileitungen und Kabeln analysiert. Es wird der Einfluss der automatischen Wiedereinschaltung (AWE) und der Einfluss von Pausenschaltern auf das Störungsgeschehen bewertet. Weiters werden Strategien zur Reduktion der Störungshäufigkeit diskutiert.

Durch die Simulation von unterschiedlichen Fehlern im 20/110/220-kV-Netz, werden Spannungseinbrüche bei ausgewählten Netzpunkten der 0,4-kV-Ebene ausgewertet. Die Auswertung zeigt, wie stark sich einzelne Fehler in den unterschiedlichen Netzebenen auf die Netzkunden auswirken. Abschließend werden die Auswirkungen von Störungen im 20-kV-Netz und 110-kV-Netz monetär bewertet.

Abstract

In this diploma thesis, the fault statistics in the 20kV network of KELAG Netz GmbH from 1999 to 2010 is analysed. Parameters like the origin, type of error, time and date of appearance, duration, location of the fault and remedial actions are reviewed. Correlations and dependencies are derived from the analysis. Furthermore, the specific failure rate in context with different special environment is derived.

Amongst others, the failure rate and repair time of overhead lines and cables are analysed. The influence of autoreclosing system and the influence of automatic switching actions on the failure rate is evaluated. Furthermore, strategies to reduce the failure rate are discussed.

By simulation of different faults in the 20/110/220kV voltage level, voltage dips are evaluated at selected grid points of the low voltage level (0,4kV). The result demonstrates the effects of faults to the grid customers. Finally, the effects of voltage dips and interruptions in the 20kV grid and 110kV grid are evaluated monetarily.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	7
1 Einleitung	8
2 Netz und Netzstörungen	10
2.1 Allgemein	10
2.2 Aufgaben der Netzebenen	11
2.2.1 Hoch- und Höchstspannung	11
2.2.2 Mittelspannung	11
2.2.3 Niederspannung	12
2.2.4 Umspannung	12
2.3 Netz der KELAG Netz GmbH (KNG)	12
2.3.1 110-kV-Netz Kärnten	13
2.3.2 20-kV-Netz der KNG	16
2.4 Schutzsysteme im 20-kV-Netz	18
2.4.1 Allgemeines	18
2.4.2 UMZ	19
2.4.3 Distanzschutz	19
2.4.4 AWE	20
2.4.5 Zusammenwirken von UMZ, AWE, Pausenschalter, Nachschaltautomatik und Umschaltautomatik	20
2.5 Störungsbeschreibung	21
2.5.1 Allgemeine Angaben	22
2.5.2 Beschreibung des Störungseintritts	22
2.5.3 Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs	29
2.5.4 Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen (VU)	30
2.6 Häufigkeitsverteilung von Störungen	30
2.6.1 Indikatoren	31
2.6.2 Häufigkeitsverteilung in Österreich	32
2.6.3 Häufigkeitsverteilung im KNG-Netz	33
2.6.4 Häufigkeitsverteilung in Deutschland	34
2.6.5 Vergleich Österreich und Deutschland	35
3 Analyse des Störungsgeschehens im 20-kV-Netz der KNG	38
3.1 Datenquelle	38

3.2	Auswertung der Störungen	39
3.2.1	Störungsanlass	39
3.2.2	Fehlerart	42
3.2.3	Störungsauswirkung	43
3.2.4	Störungszeitpunkt	49
3.2.5	Versorgungsunterbrechung	52
3.2.6	Fehlerort	55
3.3	Korrelation mit speziellen Gegebenheiten	62
3.3.1	Waldanteil	62
3.3.2	Blitzhäufigkeit	64
3.3.3	Überspannungsableiter	66
4	Spannungseinbrüche	68
4.1	Allgemeines	68
4.2	Ergebnisse	70
4.2.1	Fehlerort 220-kV-Ebene	70
4.2.2	Fehlerort 110-kV-Ebene	71
4.2.3	Fehlerort 20-kV-Ebene	74
4.3	Diskussion	76
5	Ausfallkosten beim Netzkunden	80
5.1	Allgemeines	80
5.2	Kundenstruktur KNG	81
5.3	Unterbrechungskosten	82
5.4	Dipkosten	82
5.4.1	20-kV-Netz	82
5.4.2	110-kV-Netz	83
5.5	Gesamte Ausfallkosten	84
6	Zusammenfassung und mögliche Strategien	85
	Literaturverzeichnis	87

Abkürzungsverzeichnis

$ASIDI$	Average System Interruption Duration Index [min/a]
$ASIFI$	Average System Interruption Frequency Index [1/a]
$CAIDI$	Customer Average Interruption Duration Index [min]
H_D	Anzahl von Spannungseinbrüchen pro Jahr
I_j	Unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall [kVA]
k_A	Spezifische Ausfallkosten [€]
$K_{D,20kV}$	Jährliche Dipkosten [€/a]
$k_{P,gr}$	Leistungsspezifischer Bewertungsfaktor je Kundengruppe [€/kW]
k_P	Leistungsspezifischer Bewertungsfaktor [€/kW]
K_U	Jährliche Unterbrechungskosten [€/a]
$k_{W,gr}$	Arbeitsspezifischer Bewertungsfaktor je Kundengruppe [€/kWh]
k_W	Arbeitsspezifischer Bewertungsfaktor [€/kWh]
L_s	Gesamte installierte Scheinleistung [kVA]
n_j	Anzahl der unterbrochenen Kunden je Anlassfall
N_S	Gesamte Anzahl der versorgten Kunden des betrachteten Netz- teils
N_s	Gesamtanzahl der versorgten Kunden
P_{gr}	Mittlere Leistung je Kundengruppe [kW]
$S_{A,erfolglos}$	Störungsanzahl bei einer erfolglosen AWE
$S_{A,erfolgreich}$	Störungsanzahl bei einer erfolgreichen AWE
$SAIDI$	System Average Interruption Duration Index [min/a]
$SAIFI$	System Average Interruption Frequency Index [1/a]
t	Dauer der Versorgungsunterbrechung [h]
t_j	Unterbrechungsdauer je Anlassfall [min]
$U_{K,erfolglos}$	Anzahl der unterbrochen Kunden bei einer erfolglosen AWE
$U_{K,erfolgreich}$	Fiktive Anzahl von unterbrochenen Kunden bei einer erfolgrei- chen AWE

1 Einleitung

Im Rahmen dieser Arbeit wird das Störungsgeschehen im 20-kV-Netz und im 110-kV-Netz der KELAG Netz GmbH betrachtet. Eine ausführliche Analyse der Störungen wird auf jene Netzebene beschränkt, die einen besonderen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit hat.

Dazu wird zunächst im Kapitel 2 das 20-kV-Netz und das 110-kV-Netz näher beschrieben. Es werden Aufgaben der einzelnen Netzebenen und Schutzsysteme erläutert. Darüber hinaus soll auf topographische Besonderheiten sowie auf Leitungslänge, Übertragungsmittel, Erdschlusslöschung etc., eingegangen werden. Um die Netzebene mit dem stärksten Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit zu ermitteln, werden Häufigkeitsverteilungen (DISQUAL-Kenngrößen) von Störungen untersucht. In Folge soll das Störungsgeschehen der Netzebene mit dem größten Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit, nach folgenden Kriterien klassifiziert und statistisch aufgearbeitet werden (Kapitel 3).

- Ursache
- Fehlerart
- Zeitpunkt
- Dauer
- Beseitigung
- Fehlerort

Zusätzlich stellt sich die Frage, ob aus der Analyse des Störungsgeschehens spezielle Regelmäßigkeiten bzw. Gesetzmäßigkeiten abgeleitet werden können. Es wird die Abhängigkeit der spezifische Störungshäufigkeit von Bewaldung und Blitzhäufigkeit untersucht. Darüber hinaus soll der Einfluss der automatischen Wiedereinschaltung (AWE) und der Einfluss von Pausenschaltern auf das Störungsgeschehen bewertet werden. Zudem wird die Störungshäufigkeit und Reparaturdauer von Freileitungen und Kabeln analysiert.

Des weiteren sollen Auswirkungen der einzelnen Fehler auf den Netzkunden untersucht werden. Dafür werden im Kapitel 4 Kurzschlussberechnungen mit dem Netzrechnungsprogramm NEPLAN durchgeführt und Spannungseinbrüche bei ausgewählten Netzpunkten ausgewertet. Die Auswertung soll zeigen, wie stark sich einzelne Fehler auf der 20/110/220-kV-Ebene bis hin zum Netzkunden (0,4-kV-Ebene) auswirken.

Um Auswirkungen von Störungen im 20-kV-Netz und im 110-kV-Netz auf den Netzkunden monetär zu bewerten, werden in Kapitel 5 Ausfallkosten berechnet. Es sollen nicht nur Versorgungsunterbrechungen, sondern auch kurzfristige Spannungseinbrüche (Dips) in die Bewertung miteinbezogen werden.

Abschließend werden im Kapitel 6 noch mögliche Strategien zur Reduktion der Störungshäufigkeit diskutiert.

Die Umsetzung der oben angeführten Fragestellungen sowie der statistischen Analysen, erfolgen mit Hilfe der Programme INTERASS (Interaktive Erfassung und Auswertung von Störungen) und MS Excel.

2 Netz und Netzstörungen

2.1 Allgemein

Um den Transport bzw. die Verteilung der elektrischen Energie möglichst wirtschaftlich zu gestalten, haben sich, aufgrund der langen Transportwege vom Erzeuger bis zum Endkunden, unterschiedliche Netzebenen, die sich im Spannungsniveau unterscheiden gebildet. Diesen Netzebenen werden entweder Übertragungs- oder Verteilungsaufgaben zuteil.

In der Praxis hat sich gezeigt, dass die Transportlänge in km in etwa der Spannungshöhe in kV entspricht. Das heißt, die Spannung, für die ein Energienetz ausgelegt wird, hängt stark von der zu übertragenden Leistung und der Übertragungsdistanz ab. [HDS07].

Die Ursache liegt darin, dass sich bei langen Transportwegen wie auch bei steigenden Lasten, die dafür benötigten Leiterquerschnitte zu hohe Werte annehmen würden und die Errichtung und der Betrieb von solchen Leitungen unwirtschaftlich wäre. Aus diesen Gründen ist die Errichtung von Netzen für die elektrische Energieversorgung mit unterschiedlichen Spannungsebenen notwendig. Bei Netzen für die elektrische Energieversorgung unterscheidet man zwischen Übertragungsnetzen und Verteilernetzen. Wie in Tabelle 2.1 ersichtlich unterteilt man diese Netze in verschiedene Spannungsebenen. Gemäß BGBI 63/2004 (ElWOG Grundsatzbestimmungen §7, Pkt. 40a) gibt es in Öster-

Bezeichnung	Kurzform	Nennspannung	Netzbezeichnung
Höchstspannung	HÖS	380/220 kV	Übertragungsnetz
Hochspannung	HS	$\geq 36kV$ bis $\leq 110kV$	Verteilernetz
Mittelspannung	MS	$1kV$ bis $\leq 36kV$	Verteilernetz
Niederspannung	NS	$\leq 1kV$	Verteilernetz

Tabelle 2.1: Spannungsebenen

reich drei Übertragungsnetzbetreiber, nämlich die APG (Austrian Power Grid GmbH), die Tiroler Regelzonen AG und die VKW-Übertragungsnetz AG. Alle übrigen Netzbetreiber gelten als Verteilernetzbetreiber, die in der Regel Netze mit einer Nennspannung $U_n \leq 110kV$ betreiben. Hinsichtlich der im Zuge der Liberalisierung geschaffenen Technischen Organisatorischen Regeln (im Speziellen TOR Teil B - Technische Regeln für Netze mit Nennspannung $U_n \geq 110kV$) sind die 110-kV-Netze technisch jedoch dem Höchstspannungsnetz (Übertragungsnetz) gleichgestellt. Zur Beschreibung der unterschiedlichen Aufgaben wurden sieben Netzebenen wie folgt definiert:

Netzebene 1:

Höchstspannung 380/220-kV, einschließlich 380/220-kV-Umspannung

Netzebene 2:

Umspannung Höchst-/Hochspannung

Netzebene 3:

Hochspannung 110 kV, einschließlich Anlagen mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 36 kV und bis einschließlich 110 kV

Netzebene 4:

Umspannung Hoch-/Mittelspannung, 110/30 kV und 110/20 kV

Netzebene 5:

Mittelspannung, mit einer Betriebsspannung zwischen mehr als 1 kV bis einschließlich 36 kV sowie Zwischenumspannungen

Netzebene 6:

Umspannung Mittel-/Niederspannung

Netzebene 7:

Niederspannung $\leq 1\text{kV}$

Die Kopplung der Spannungsebenen wird über Drehstromtransformatoren bewerkstelligt.

2.2 Aufgaben der Netzebenen

2.2.1 Hoch- und Höchstspannung

Die Netzebenen der Hoch- und Höchstspannungsnetze verbinden einerseits leistungsstarke Kraftwerke mit den Umspannwerken und andererseits stellen sie Verbindungen mit Nachbarnetzen dar. Diese Ebenen erfüllen vorwiegend die Funktion der Übertragung der Energie, es sind nur wenige Netzkunden (jene mit großen Einspeise- bzw. Bezugsleistungen) angeschlossen. Die Netze werden soweit es der technische Umstand bzw. der Ausbaugrad erlaubt vermascht betrieben, um eine hohe Zuverlässigkeit und Wirtschaftlichkeit zu erreichen. Als Übertragungsmittel werden hauptsächlich Freileitungen eingesetzt.

2.2.2 Mittelspannung

Die Mittelspannungsnetze werden über Umspannwerke aus den 110-kV-Hochspannungsnetzen gespeist. Sie verteilen die elektrische Energie über die Ortsnetzstationen in die nachgelagerten Netzebenen. Netzkunden mit höheren Anschlussleistungen (z.B. Gewerbe, Leichtindustrie) werden direkt an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Wird in

ländlichen Gebieten vorwiegend eine Nennspannung von 20 kV (selten 30 kV) verwendet, so wird in städtischen Gebieten aufgrund der kurzen Entfernungen der Netzstationen oft noch historisch bedingt eine Nennspannung von 10 kV bzw. 6 kV verwendet. In ländlichen Gebieten werden Freileitungen und Kabel eingesetzt. In Städten und dicht verbauten Siedlungsgebieten wird als Übertragungsmittel fast ausschließlich Kabel verwendet. Mittelspannungsnetze werden in der Regel als verzweigte Ringnetze aufgebaut und als offene Strahlen mit der Möglichkeit der Umschaltung betrieben. In entlegenen Siedlungsgebieten (z.B. abgeschlossene Täler, Versorgung von Bergbauernhöfen) ist die Errichtung einer Ringstruktur vielfach wirtschaftlich nicht vertretbar, es erfolgt daher nur eine Stichanspeisung. Dort wo die Leistungen des Niederspannungsnetzes (bis zu mehreren hundert kW) nicht ausreichen, gibt es für größere Lasten auch Netze mit Nennspannungen von 1/3/5 kV.

2.2.3 Niederspannung

Die Verteilung, an der der größte Teil der elektrischen Netzkunden angeschlossen ist, übernehmen die Niederspannungsnetze. Diese Netze sind im Unterschied zu den anderen Netzebenen als Vierleitersystem ausgeführt, um auch einphasige Verbraucher zu versorgen. Die Struktur des Niederspannungsnetzes ist von der Lastdichte abhängig. In ländlichen Versorgungsgebieten werden Strahlennetze verwendet, Verbindungen zu Nachbarnetzen sind eher die Ausnahme. Bei hoher Lastdichte werden, wie in Ballungszentren, hauptsächlich Kabel verwendet und das Netz wird meist als Ring- oder Maschennetz ausgeführt.

2.2.4 Umspannung

Die Ankopplung des 110-kV-Netzes an die Höchstspannungsebene übernimmt die Netzebene 2 mit Trafоеinheiten mit einer Leistung von ca. 100-300 MVA. Für die Umspannung von 380/220 kV auf 110 kV werden in der Regel Umspanner mit fernbedienbaren feinstufig stellbaren Längs- und Querregler bzw. Schrägeregler eingesetzt. Für die Umspannung von 110 kV auf 20(30) kV - Netzebene 4 - werden Trafos mit einer Leistung von ca. 10-40 MVA und feinstufig stellbaren Längsreglern eingesetzt, die automatisch auf einen vorgegebenen Spannungswert auf der unterspannungsseitigen Sammelschiene ausregeln. Die Netzebene 6 besteht aus Umspannern mit einer Leistung bis zu ca. 2 MVA (Standardgrößen der Ortsnetzstationen sind 100/250/400/630 kVA), die die nachgeschalteten Niederspannungsnetze versorgen. 20(30)/0,4-kV-Verteilernetztransformatoren (Ortsnetztrafos) sind in der Regel mit bis zu fünf Stellstufen ausgestattet, die Umschaltung muss händisch erfolgen [HDS07].

2.3 Netz der KELAG Netz GmbH (KNG)

In den folgenden Abschnitten wird das Netz der KNG näher betrachtet. Das Netz der KNG umfasst die Netzebenen 3 bis 7. Für genaue Definitionen der Netzebenen wird auf

Kapitel 2.1 verwiesen. Die folgenden Beschreibungen der Netzgegebenheiten beziehen sich auf die 110-kV- und auf die 20-kV-Spannungsebene. Es wird auf topographische Besonderheiten sowie auf Leitungslänge, Übertragungsmittel, Erdschlusslöschung etc., eingegangen.

2.3.1 110-kV-Netz Kärnten

Das 110-kV-Netz Kärnten hat wie in Abbildung 2.1 (Stand 2010) ersichtlich, die Form einer „liegenden Acht“. In Landskron befindet sich eine 110-kV-Kupplung mit der Möglichkeit zur Trennung in zwei Teilnetze, nämlich das „Ostnetz“ (östlich von Landskron) und das „Westnetz“ (westlich von Landskron). Ein weiterer Netzteil ist der östlich der 380/220-kV-Netzabstützung Obersielach liegende Teil des 110-kV-Netzes, der als Bereich „Lavanttal“ bezeichnet wird. Die Anbindung an die Höchstspannungsebene erfolgt über die Regel-Hauptumspanner in den Umspannwerken in Lienz, Malta-Hauptstufe und Obersielach, die sogenannte Netzabstützungspunkte darstellen.

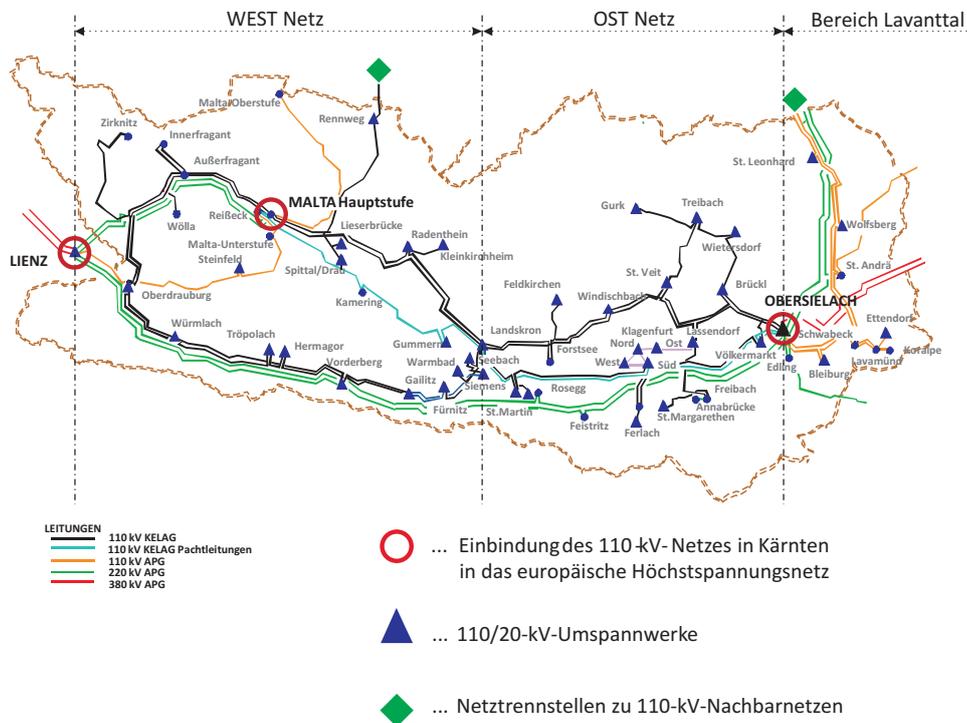


Abbildung 2.1: 110-kV-Netz Kärnten

Eine neue Netzabstützung befindet sich zurzeit in Planung und soll als zusätzliche Netzabstützung fungieren, um die Stromversorgung im Großraum Villach bzw. Mittelkärnten sicherzustellen. Diese Maßnahme sieht die Errichtung eines 220/110-kV-Umspannwerkes Villach Süd, sowie den Neubau einer 110-kV-Leitung vom UW Villach Süd zum UW

Landskron vor. Das bestehende 110-kV-Leitungsnetz wird im Bereich der neuen Netzabstützung eingebunden. Mittelfristig soll auch eine Verstärkung des 110-kV-Leitungszuges KW Malta Hauptstufe - UW Landskron realisiert werden[Fuc10].

Weiters existieren 110-kV-Verbindungen nach Salzburg(Lungau) und in die Steiermark (Baumkirchen). Das Erzeugungsschwergewicht bildet der Westen von Kärnten mit den Kraftwerken der Fragantgruppe und Malta Hauptstufe. In Abbildung 2.1 spiegeln die Dreiecke die Umspannwerke, die gefüllten Kreise die Kraftwerke und die Rauten die Netztrennstellen wieder.

Kurz zu erwähnen wäre noch, dass Teile des 110-kV-Netzes Kärnten von der APG (Austrian Power Grid) gepachtet sind und von der KNG betrieben werden. Die 110-kV-Leitungen östlich von Obersielach (Bereich Lavanttal) und der Leitungszug KW Malta Hauptstufe - Reißbeck - Lienz werden von der APG in Abstimmung mit der KNG betrieben. Das Netz in der Stadt Klagenfurt wird von den Stadtwerken (Energie Klagenfurt GmbH, EKG) betrieben.

Netzgröße

Im 110-kV-Netz werden fast ausschließlich Freileitungen eingesetzt. Einen geringen Anteil nimmt das Kabel als Übertragungsmittel ein. Laut der Tabelle 2.2 ergeben sich die physikalischen Systemleitungslängen für Freileitung und Kabel wie folgt. Als Quelle der Daten wird auf die KNG- interne Statistiken verwiesen (Stand 31.12.2009). Ein nicht im

im KNG Eigentum		von Kelag gepachtet		von APG betrieben	von STW betrieben
Freileitung	Kabel	Freileitung	Kabel	Freileitung	Kabel
km	km	km	km	km	km
847,946	1,325	130,900	-	287,7	19,075

Tabelle 2.2: Systemlängen von Freileitung und Kabel im 110-kV-Netz

Betrieb befindlicher Leitungsabschnitt verläuft gemeinsam mit einem in Betrieb befindlichen System vom Kraftwerk Ferlach zum Umspannwerk Ferlach. Die Daten aus Tabelle 2.2 ergeben eine Gesamtlänge von 1286,946 km für in Betrieb befindliche Leitungen.

Die Kupplung mit dem Mittelspannungsnetz erfolgt über 47 Umspannwerke. Die meisten Umspannwerke sind vermascht an das 110-kV-Netz angebunden, nur bei wenigen erfolgt die Anbindung über Leitungsstiche.

Erdschlusslöschung

Das 110-kV-Netz Kärnten wird gelöscht betrieben. Die Unterteilung des Netzes erfolgt in Löschbezirk Ost (Ostnetz und Lavanttal) und Löschbezirk West, die jedoch in der Regel nicht getrennt betrieben werden. In Tabelle 2.3 sind die sieben Löschspulen, die auf Ostnetz und Westnetz aufgeteilt sind, aufgelistet[Mus07]. Die Löschspulen dienen

Bezeichnung	Art	Spulenstrom	Betreiber	Bezirk
Reißeck	stufig	52,5 A	APG	West
Landskron 1	stufenlos	250 A	KNG	
Landskron 2	stufenlos	250 A	KNG	
Klagenfurt 1	stufenlos	140 A	KNG	Ost
Klagenfurt 2	stufig	250 A	KNG	
St. Veit	stufenlos	250 A	KNG	
Schwabeck	stufig	114 A	APG	

Tabelle 2.3: Löschspulen des 110-kV-Netzes Kärnten

im Fehlerfall (Erdschluss) zur Kompensation des Erdschlussstromes. Die Werte des Spulenstroms in der Tabelle 2.3 stellen den maximal verfügbaren Wert dar. Die Art der Spulenausführung gibt an, wie der Betriebspunkt eingestellt werden kann. Entweder stufenlos oder stufig schaltbar.

Ausführung der Freileitungen

Als Mastform wird vorwiegend die „Tonnenform“ eingesetzt. Seltener aber bevorzugt im Gebirge, wird die „Halbauslegerform“ als Mastform gewählt. Für die Leiterseile werden hauptsächlich E-Al/St-Seile (Aluminiumseil mit Stahlseilkern) und E-ALMgSi/St-Seile (Aldreyseil mit Stahlseilkern) verwendet. In der Regel werden entlang und oberhalb der 110-kV-Leitungen Erdseile eingesetzt, die bis zu den Umspannwerken geführt werden und dort mit einem Erder verbunden sind. Eine Erdungsanlage wird vorwiegend als Gitter aus verzinktem Eisenbändern oder Kupferbändern und einer Gittergröße von maximal 10 m x 50 m umgesetzt. Weiters sind die Erdseile über die Masterdung geerdet. Die Aufgabe der erwähnten Erdseile besteht im Schutz der Leiterseile vor Blitzeinschlägen sowie bei Netzfehlern, den über die Erde abfließenden Strom zu verringern und dadurch Gefahren wie auftretende Gefährdungsspannungen zu begrenzen. Im Fehlerfall, z.B. bei einem Erdschluss am Mast, fließt ein Teil des Fehlerstromes über das Erdseil auf die benachbarten Masten ab. Dadurch wird der Erdstrom am Fehlerort reduziert und die dort auftretenden Gefährdungsspannungen herabgesetzt. Das Maß für diese Reduzierung des Erdstromes ist der Reduktionsfaktor. Er gibt an, um welchen Faktor sich der Erdstrom im Vergleich zur Größe des Erdstromes der ohne Ausführung mit Erdseil fließen würde, vermindert.

Aus Erfahrung schlagen 1-2% der Blitze trotz des Erdseiles in das Leiterseil ein. Ob dadurch ein Überschlag auf die Masten erfolgt, hängt von der Isolierstrecke Leiterseil - Mast ab. Bei Einschlag in den Mast bzw. in das Erdseil kann es je nach den vorliegenden Verhältnissen (z.B. abhängig vom Ausbreitungswiderstand der Masterdung) zu einem sogenannten rückwärtigen Überschlag auf das Leiterseil kommen. [HDS07].

2.3.2 20-kV-Netz der KNG

In Abbildung 2.2 ist das 20-kV-Netz von Kärnten dargestellt. Man erkennt den hohen Vermaschungsgrad in Mittel- und Ostkärnten. Dadurch ergeben sich bezüglich der Netzgestaltung Ringstrukturen, die mit offenen Trennstellen betrieben werden. Westkärnten ist sehr stark durch Talstrukturen gekennzeichnet, die oftmals nur die Errichtung von Strahlennetzen zulassen (Realisierung von Ringschlüssen aus topologischen bzw. wirtschaftlichen Gründen nicht vertretbar). Der Vermaschungsgrad nimmt in Ballungszentren zu. Der Vorteil von Ringnetzen oder vermaschten Netzen besteht mitunter darin, dass im Fehlerfall auf einer Leitung, nach dem Schließen der Trennstellen und Abschalten des fehlerbehafteten Abzweiges, die nicht fehlerbehafteten Netzteile weiter versorgt werden können[HDS07].

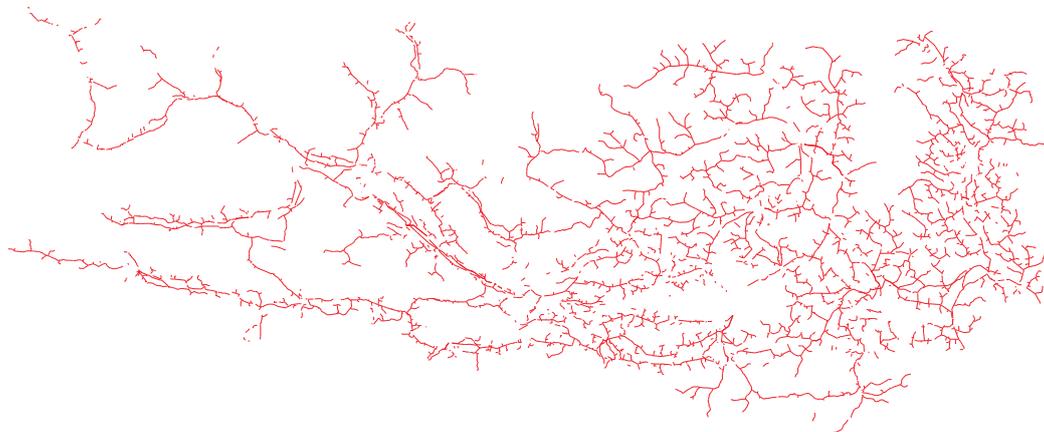


Abbildung 2.2: 20-kV-Netz KNG

Netzgröße

Als Übertragungsmittel im 20-kV-Netz werden Freileitungen und Kabel verwendet. Man spricht in diesem Fall von einem gemischten Netz. Die resultierende Leitungslänge von 5496 km ergibt sich laut Tabelle 2.4 aus der Summe aller Freileitungs- und Kabelabschnitte. Die Daten stammen aus KNG internen Statistiken mit Stand 31.12.2009.

Freileitung	Kabel
km	km
3281	2215
59,7%	40,3%

Tabelle 2.4: Systemlängen von Freileitung und Kabel des 20-kV-Netzes

Das 20-kV-Netz umfasst rund 300 20-kV-Abzweige in den Umspannwerken. Tabelle 2.5 zeigt eine grobe Klassifizierung der Abzweige nach Freileitungs- und Kabelanteil und eine durchschnittliche Länge derselben. Für die Erstellung dieser Verteilung wurden 200 20-kV-Abzweige untersucht.

Anzahl der Abzweige	Freileitungsanteil	Kabelanteil	Länge $\bar{\Delta}$
%	%	%	km
50,9	70	30	36
21,6	40	60	28
27,5	0	100	10

Tabelle 2.5: Freileitungs- und Kabelanteil auf den 20-kV-Abzweigen

Die Anbindung der Niederspannungsnetze erfolgt über 7107 Trafostationen.

Ausführung der Freileitungen

Erdseile werden im Mittelspannungsnetz nicht eingesetzt. Die Problematik liegt darin, dass die typische Freileitung mit Holzmasten ausgeführt ist und daher auch keine Erdungsanlage vorhanden ist, um eine Verbindung zwischen Erdseil und Erde herzustellen. Desweiteren sind die Abstände zwischen dem Seiltragwerk und dem Leiterseil relativ klein, d.h. es würde in den meisten Fällen zu rückwärtigen Überschlagen kommen. Zudem würde die Installierung eines Erdseiles zusätzliche Kosten verursachen, eine aufwändige Mastkonstruktion sowie eine Erdungsanlage erfordern. Das Mastkopfbild kann als Dreiecksform beschrieben werden (Abbildung 2.3). Die Masten sind mit- bzw. ohne Betonmastfuß fixiert. Als Leiterseile werden hauptsächlich E-AlMgSi-Seile eingesetzt.

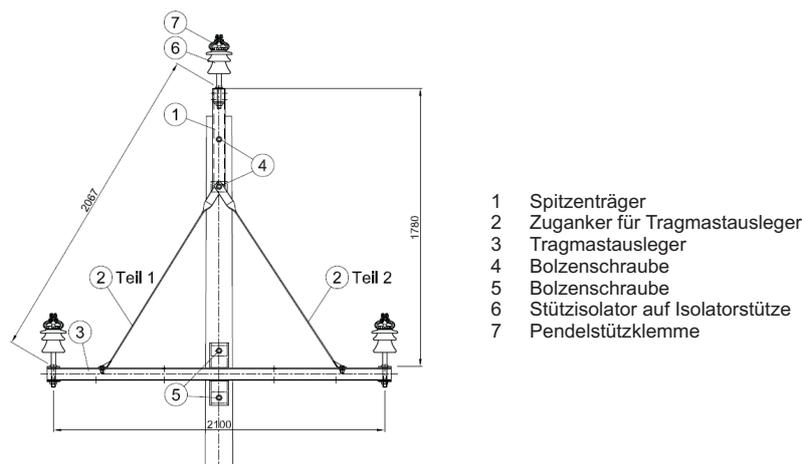


Abbildung 2.3: Typisches Mastkopfbild im MS-Netz

Erdschlusslöschung

Das Mittelspannungsnetz wird ebenfalls gelöscht betrieben. Die Unterteilung des Netzes erfolgt in Löschbezirke. Als Löschbezirk wird ein galvanisch zusammenhängender 20-kV-Netzausschnitt bezeichnet, der von einer gemeinsamen 20-kV-Sammelschiene über einen 110/20-kV-Trafo gespeist wird. Die Erdschlusslöschung erfolgt durch eine oder mehrere Kompensationsspulen, die in der Regel im Umspannwerk installiert sind. Die Feststellung eines Erdschlusses erfolgt durch Messung der Verlagerungsspannung durch ein Erdschlussmelderelais. Die Ortung des erdschlussbehafteten Abzweiges kann durch Umlegung von der erdschlussbehafteten auf eine „gesunde“ Sammelschiene erfolgen (Voraussetzung: mindestens zwei von verschiedenen 110/20-kV-Betriebstrafos gespeiste Sammelschienen) oder durch kurzes Ab- und Wiedereinschalten der Abzweige erfolgen, bis der fehlerhafte Abzweig gefunden wurde. Bei Errichtung von neuen Anlagen werden in den einzelnen Abzweigen bereits Erdschlussortungsgeräte eingebaut, um den fehlerbehafteten Abzweig ohne Ab- oder Umschaltung zu ermitteln. Zurzeit werden weiterführende Techniken entwickelt, um auch eine Tiefenortung zu ermöglichen.[Sch10].

Topographie

Das 20-kV-Netz der KNG weist topographisch sehr unterschiedliche Gegebenheiten auf. Es wird die Vermutung aufgestellt, dass dieser Umstand einen bedeutenden Einfluss auf die Störungshäufigkeit hat. Aus der Verschneidung der ÖK50-Karte mit der Leitungskarte im GIS und unter Berücksichtigung einer Trassenbreite von 15 m (beidseitig von der Leitungsmittelpunkt) ergibt sich mittels elektronischer Auswertung, dass rund 26% (854 km von 3322 km) der Freileitungen im Wald verlaufen.

2.4 Schutzsysteme im 20-kV-Netz

2.4.1 Allgemeines

Die grundsätzliche Aufgabe von Schutzsystemen ist es, schwerwiegende und gefährliche Auswirkungen von Fehlern im Netzbetrieb zu verhindern beziehungsweise zu begrenzen. Weiters wird mittels Schutzsystemen die Möglichkeit geschaffen, auftretende Fehler zu bereinigen. Wenn dies nicht möglich ist, werden die fehlerbehafteten Teile des Netzes oder Betriebsmittel selektiv vom funktionierenden Teil getrennt. Ein Schutzsystem besteht im wesentlichen aus Messwandler, Schutzeinrichtungen, gegebenenfalls Signalübertragungsleitungen, Hilfsenergieeinrichtungen und Leistungsschalter. In Mittelspannungsnetzen werden üblicherweise Schutzeinrichtungen wie Distanzschutz, UMZ (Unabhängiger Maximalstrom Zeitschutz), AMZ (Abhängiger Maximalstrom Zeitschutz), Differenzialschutz, Schmelzsicherungen, Überlastschutz, Sammelschienenschutz und Sonderfunktionen wie AWE (Automatische Wiedereinschaltung) verwendet. Die Schutzsysteme haben folgenden Anforderungen zu genügen:

- Selektivität

- Schnelligkeit
- Genauigkeit und Empfindlichkeit
- Wirtschaftliche Angemessenheit
- Zuverlässigkeit
- Elektromagnetische Verträglichkeit

Die Anforderungen an Schutzsystemen stehen in Abhängigkeit zueinander und können daher nicht einzeln sondern nur gemeinsam gelöst werden. Die optimale Lösung muss in der Gesamtheit der einzelnen Anforderungen und unter Berücksichtigung der Problemstellung, durch Kompromisse gefunden werden [fA89]. Im Folgenden wird kurz auf die vorwiegend verwendeten Schutzeinrichtungen der KNG eingegangen.

2.4.2 UMZ

Der unabhängige Maximalstrom Zeitschutz wird vorwiegend als Kurzschlusschutz eingesetzt. Die grundsätzliche Funktionsweise des UMZ besteht darin, dass beim Überschreiten eines bestimmten Überstromwertes ein Zeitrelais in Gang gesetzt wird. Nach Ablauf einer vorgegebenen Zeit erfolgt eine Abschaltung. Die Verzögerungszeit ist unabhängig vom tatsächlich fließenden Strom. Jedoch muss der Strom ab dem Detektionszeitpunkt bis zum Auslösezeitpunkt über dem voreingestellten Überstromwert liegen. Der unabhängige Maximalstrom Zeitschutz bietet die Möglichkeit einer Zeitstaffelung mit mehreren Stufen und somit genügt der UMZ den Anforderungen der Selektivität. Die Abschaltzeit steigt Richtung Quelle, wodurch an der Einspeisestation (hohe Kurzschlussleistung) auch die Abschaltzeit am höchsten ist. Dort wo der Überstrom allein kein Kriterium für eine selektive Erfassung des Fehlers darstellt, wird als zweites Kriterium die Richtung der Kurzschlussleistung herangezogen. Man spricht dann von einem Überstromrichtungsrelais. Dieses zweite Kriterium wird vor allem bei Ringleitungen, Paralleleitungen und bei zweiseitiger Einspeisung eingesetzt [fA89]. Die UMZ-Funktion wird sehr häufig als Hauptschutz im Netz und bei Kleinkraftwerken verwendet. Weiters dient die Funktion in vielen Schutzgeräten als Reserveschutz.

2.4.3 Distanzschutz

Eine Distanzschutzeinrichtung lässt sich als ein impedanz- und energierichtungsabhängiger Zeitstaffelschutz bezeichnen dessen Kommandozeit mit größer werdender Entfernung zwischen Relaiseinbauort und Fehlerstelle stufig ansteigt. Die erste Stufe bildet den Hauptschutz der zu schützenden Leitung. Die weiteren Stufen dienen als Reserveschutz für alle hinter dieser betrachteten Leitung liegenden Leitungen bzw. Betriebsmittel. Der Distanzschutz besteht im wesentlichen aus einer Strom- und Spannungsmessung, Anregung, Richtungsmessung, Impedanzmessung und Zeitmessung. Als Anregung wird in erdschlusskompensierten Netzen fast ausschließlich eine Überstromanregung (Kurzschlussstrom) verwendet. Zur Impedanzbestimmung wird der Quotient aus Spannung

und Strom am Einbauort des Relais gebildet. Die vom Relais gemessene Impedanz wird Schleifenimpedanz genannt und wird mit einer eingestellten Impedanz verglichen. Ergibt die Schleifenimpedanz einen Wert unterhalb der eingestellten Impedanz, befindet sich der Fehler auf dem zu schützenden Leitungsabschnitt. Die Richtungsmessung erfolgt durch Auswertung der Phasenlage zwischen Strom und Spannung. Der Distanzschutz wird oft als eine technisch und ökonomisch optimale Lösung angesehen.

2.4.4 AWE

Unter der Automatischen Wiedereinschaltung (AWE) versteht man eine Abschaltung eines fehlerbehafteten Leitungsstückes durch den Netzschutz und eine anschließende schnelle Wiedereinschaltung nach Ablauf einer Pausenzeit (ca. 0,4 Sekunden). Dadurch können Lichtbogenfehler (selbstlöschende Erdschlüsse) beseitigt werden, indem die Lichtbogenstrecke in der stromlosen Pause entionisiert. Eine AWE verleiht dem Netz eine bedeutend höhere Versorgungssicherheit. Das Einsatzgebiet einer AWE liegt im Freileitungnetz in Kombination mit UMZ oder Distanzschutz und in Verbindung mit Pausenschaltern (PS) und Nachschaltautomatik (NA). Besonders in Gebieten mit Wald und hoher Blitzhäufigkeit wird die AWE eingesetzt.

2.4.5 Zusammenwirken von UMZ, AWE, Pausenschalter, Nachschaltautomatik und Umschaltautomatik

Es wird ein anhand eines typischen strahlenförmigen Abgangs im 20-kV-Netz der KNG das Zusammenwirken vorher erläuteter Schutzsysteme und Automaten erklärt (siehe Abbildung 2.4). Tritt ein Fehler auf, wie in Abbildung 2.4 dargestellt, kommt es zu einer Abschaltung durch UMZ-Relais (a) in 0,1 Sekunden. Nach weiteren 0,4 Sekunden wird der Leistungsschalter wieder eingeschaltet. Bleibt der Fehler bestehen, bewirkt dies eine erfolglose AWE und es kommt zu einer Abschaltung durch UMZ-Relais (b) nach 0,5 Sekunden (eingestellte Auslösezeit). Der Pausenschalter der vor der Abschaltung des UMZ-Relais (b) durch einen dahinterliegenden Fehler angeregt wurde, öffnet im spannungslosen Zustand nach ca. 10 Sekunden. Nach 2 Minuten kommt es zu einer Nachschaltung und zu einer teilweisen Wiederversorgung des zuvor abgeschalteten Netzabschnitts vor dem Pausenschalter. Der fehlerbehaftete Netzteil hinter dem Pausenschalter bleibt abgetrennt.

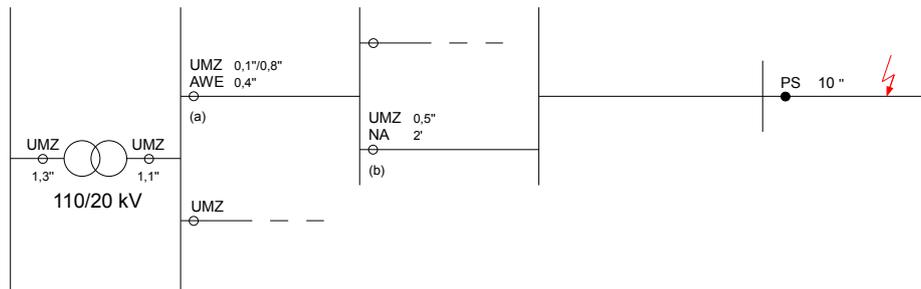


Abbildung 2.4: Zusammenwirken von UMZ, AWE, Pausenschalter und Nachschaltung

Eine weitere Funktionalität zur raschen Wiederversorgung der Netzkunden stellt die in einigen Stationen eingesetzte Umschaltautomatik dar. Fällt in einer mit Umschaltautomatik ausgerüsteten Station die Einspeisung durch einen Fehler im davorliegenden Netz aus, wird dieser Umstand durch die Umschaltautomatik erkannt, nach ca. fünf Minuten der Einspeiseschalter geöffnet und der im Normalbetrieb offene Leistungsschalter der anstehenden Zweitanspeisung geschlossen. Die jeweilige Station und das dahinterliegende Netz sind damit wiederversorgt. Die Rückschaltung auf Normalschaltzustand erfolgt in jedem Fall nach Fehlerbehebung händisch.

2.5 Störungsbeschreibung

Zunächst soll auf die Definition eines Fehlers eingegangen werden. Ein Fehler zeichnet sich dadurch aus, indem ungewollt der normale Betriebszustand verlassen wird oder nicht mehr gegeben ist und als Auswirkung eine Störung eintritt. Der normale Betriebszustand ist gekennzeichnet durch

- einen von der Betriebsführung gewollten Schaltzustand,
- einen intakten Isolationszustand und intakte Betriebsmittel sowie
- eine unterbrechungsfreie Versorgung aller Netzkunden und
- einer Nennspannung innerhalb der Toleranzgrenzen.

Eine Störung umfasst einen Vorgang in elektrischen Energieversorgungsnetzen, der mit einem Fehler beginnt und mit der Wiederherstellung von normalen Betriebs- bzw. Versorgungsverhältnissen endet. Weiters werden folgende Ereignisse als Störung gezählt bzw. nicht gezählt.

1. Selbsterlöschende Erdschlüsse (Erdschlusswischer) werden als Störungen gezählt. Jedoch ist die vollständige Erfassung von selbsterlöschenden Erdschlüssen insbesondere in Mittelspannungsnetzen nicht immer üblich.

2. Erfolgreiche automatische Wiedereinschaltungen (AWE) zählen ebenfalls als Störungen.
3. Geplante Ausschaltungen mit Versorgungsunterbrechung zählen als Störung, werden aber in dieser Arbeit nicht berücksichtigt.
4. Netzumschaltungen zur Erdschlusssuche zählen nicht als separate Störung.
5. Spannungseinbrüche, Spannungsschwankungen oder Frequenzabweichungen, die zu keiner Änderung des Schaltzustandes führen, zählen nicht als Störungen. Dies gilt auch für solche Ereignisse, die sich über mehrere Spannungsebenen auswirken und bei Netzkunden unter Umständen Schutz-Auslösungen, z.B. durch Unterspannungsrelais, bewirken.
6. Fehler, die beim Prüfen von Betriebsmitteln oder bei Versuchen mit Schaltern auftreten, zählen nicht als Störungen, wenn sie zu keiner Versorgungsunterbrechung bei Netzkunden führen.

Die Daten die mit dem Programm INTERASS (siehe Kapitel 3) erfasst werden, halten sich stark an das Erfassungsschema der VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik und decken auch die Berichtspflichten gegenüber der ECG ab. Dementsprechend sind folgende Definitionen im Einklang mit den Definitionen und Begriffen der VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik[dEV05]. Die Störungen werden nach folgenden vier Kategorien beschrieben.

1. Allgemeine Angaben
2. Beschreibung des Störungseintritts
3. Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs
4. Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen

2.5.1 Allgemeine Angaben

In den allgemeinen Angaben kommen Informationen wie fortlaufende Störungsnummer, Jahr des Störungseintritts, Spannungsebene und Netzart vor. Unter Netzart versteht man die Unterscheidung ob es sich um ein Freileitungsnetz, gemischtes Netz bzw. ein Kabelnetz handelt. Durch die Angabe der Spannungsebene wird die Nennspannung des Netzes, in dem die Störung aufgetreten ist, berücksichtigt.

2.5.2 Beschreibung des Störungseintritts

Zur Beschreibung des Störungseintritts werden folgende Merkmale erfasst:

Störungsbeginn

Es wird der Zeitpunkt des Störungsbeginns erfasst. Wird eine Störung durch Netzkunden bekanntgegeben und liegen keine weiteren Informationen vor, wird der Zeitpunkt der Bekanntgabe als Störungsbeginn erfasst.

Störungsanlass

Als Störungsanlass bezeichnet man eine Einwirkung von außen auf das Netz (Gewitter, Sturm etc.), die eine Störung auslöst. In dieser Arbeit wird der Störungsanlass als Ursache der Störung bzw. des Fehlers angesehen. In Tabelle 2.6 sind die möglichen Störungsanlässe aufgelistet. Anschließend folgen kurze zusätzliche Erläuterungen.

Atmosphärische Einwirkung	
1	Gewitter
2	Sturm
3	Eis, Eisregen, Schnee, Raureif
4	Nebel/Betauung in Verbindung mit Fremdschicht
5	Eingedrungene Feuchtigkeit
6	Kälte
7	Seiltanzen durch atmosphärische Einwirkung
8	Sonstige atmosphärische Einwirkung
Fremde Einwirkung	
9	Personen (Berührung oder Annäherung spannungsführender Teile)
10	Vögel
11	Tiere (außer Vögel)
12	Bäume
13	Erd- und Baggararbeiten
14	Brand
15	Kräne, Fahrzeuge
16	Flugobjekte (Drachen, Ballone, Flugzeuge usw.)
17	Baumfällung
18	Sonstige fremde Einwirkung
Betätigung von Schalteinrichtungen	
19	Betätigung von Schalteinrichtungen mit mechanischem Versagen
20	Sonstiges Schalten von Betriebsmitteln
Hilfseinrichtungen	
21	Schutzeinrichtung
22	Sonstige Hilfseinrichtung
Rückwirkung	
23	Rückwirkung aus eigenem Netz
24	Rückwirkung aus Kraftwerk
25	Rückwirkung aus fremdem Netz
Fehlbedienung	
27	Überlastung von Betriebsmittel
28	Kein erkennbarer Anlass

Tabelle 2.6: Störungsanlässe

- 1 Blitzeinschlag und induzierte Gewitter-Überspannungen.
- 2/3 Mastumbrüche oder Beförderung von Fremdkörper (Bäume, Äste) in Leitungen durch Sturm bzw. Einwirkungen durch Eis, Eisregen oder Schnee.
- 4 Verschmutzung in Verbindung mit Nebel, Tau oder Sprühregen.

- 5 Bei Regen, Schneeschmelze, Hochwasser, Betauung oder Ähnlichem.
- 6 Als Beispiel Zerstörung von Isolatoren.
- 12 Ohne äußere Einwirkung umgestürzte Bäume bzw. in Leitungen wachsende Bäume.
- 17 Durch unsachgemäße Baumschlägerung beschädigte Leitungen.
- 18 Z.B. Schalthandlungen durch Unbefugte oder Sabotage
- 19 Z.B. Mechanischer Schaden an Stufenschalter
- 21-22 Fehler und falsche Einstellungen von Hilfseinrichtungen, die zu einer Störung geführt haben.
- 23-25 Eine Störung im nicht betrachteten Netz, die Störungen im betrachteten Netz hervorrufen.
- 27 Ausfall von Betriebsmitteln durch Überlastung, die nicht durch eine vorausgegangene Störung verursacht wurde.
- 28 Ohne Anlass oder ohne erkannten Anlass.

Störungsauswirkung

Die Störungsauswirkung beschreibt die Auswirkung auf den Netzbetrieb. Vor allem sind Informationen enthalten, welche Schalthandlung getätigt wurde bzw. welche Netzzustandsänderung durch die Störung ausgelöst wurde. Folgt bei einer Störung eine erfolgreiche AWE (Automatische Wiedereinschaltung) auf einem Stromkreis und eine erfolglose AWE auf einem anderen Stromkreis wird als Störungsauswirkung die schwerwiegendste Auswirkung, also erfolglose AWE, angegeben. Selbes gilt bei anderen Schutzeinrichtungen. Die möglichen Störungsauswirkungen ergeben sich laut Tabelle 2.7 wie folgt.

Ausschaltung durch Schutzeinrichtung	
1	Erfolgreiche AWE
2	Erfolglose AWE, mit erfolgreicher sofortiger Einschaltung von Hand
3	Erfolglose AWE, mit erfolgloser sofortiger Einschaltung von Hand
4	Erfolglose AWE, ohne sofortige Einschaltung
5	Ohne AWE, mit erfolgreicher sofortiger Einschaltung von Hand
6	Ohne AWE, mit erfolgloser sofortiger Einschaltung von Hand
7	Ohne AWE, ohne sofortiger Einschaltung
Störungsbedingte Ausschaltung von Hand (nicht geplant)	
8	Mit erfolgreicher sofortiger Einschaltung
9	Ohne sofortiger Einschaltung
Durchschmelzen von HH-Sicherungen	
10	Sofortiger Ersatz, erfolgreich
11	Sofortiger Ersatz, erfolglos
12	Ohne sofortiger Ersatz
Sonstige Störungsauswirkung	
13	Fehlende Spannung
14	Ohne Ausschaltung eines Betriebsmittels

Tabelle 2.7: Störungsauswirkungen

- 1 Bei Wiederherstellung des Schaltzustandes vor der Störung. Eine erfolgreiche AWE wird nicht als Störung mit einer Versorgungsunterbrechung gewertet.
- 2-4 Wenn die AWE erfolgte, jedoch der Schaltzustand sich geändert hat (Pausenschalter) oder der Fehler bestehen bleibt.
- 5-7 Keine AWE vorhanden bzw. vorhandene AWE-Einrichtung wurde nicht wirksam.
- 2-9 Unter einer sofortigen Einschaltung versteht man, dass nach Ausschalten eines Netztesiles die Einschaltung desselben ohne Kontrolle bzw. Reparatur erfolgt. Eine sofortige Einschaltung ist nur dann erfolgreich, wenn der gleiche Schaltzustand wie vor der Störung wiederhergestellt wird. Die Zeitspanne zwischen Ausschaltung und Einschaltung kann von Sekunden bis zu mehreren Stunden reichen. Wird nicht das durch Schutzeinrichtungen ausgeschaltete Betriebsmittel wieder eingeschaltet, sondern auf ein anderes verfügbares Reservebetriebsmittel umgeschaltet, so ist dies eine „Ausschaltung ohne sofortige Einschaltung“.
- 10-12 Nur Fälle bei denen Sicherungen durchgeschmolzen sind, jedoch keine Schalter endgültig ausgeschaltet haben. Ein sofortiger Ersatz ist gegeben,

wenn die durchgeschmolzenen Sicherungen ohne sonstige Reparaturen ausgetauscht wurden.

- 13 Jeder Fehler außerhalb des betrachteten Netzes, der zu einer fehlenden Spannung im betrachteten Netz führt, mit der Voraussetzung, dass sich der Schaltzustand im betrachteten Netz nicht ändert.
- 14 Zum Beispiel selbsterlöschende Erdschlüsse.

Fehlerart

Wie schon zuvor erläutert, spricht man von einem Fehler indem ungewollt der normale Betriebszustand verlassen wird. Für das betrachtete Netz der KNG ergeben sich laut Tabelle 2.8 folgende speziellen Fehlerarten zur Beschreibung möglicher Störungen.

Erdschlüsse	
1	Erdschluss mit einer Dauer von 1 Sekunde bis 1 Minute
2	Erdschluss mit einer Dauer größer 1 Minute
3	Wiederholter Erdschluss
4	Erdschluss ohne Unterscheidung
5	Doppel- oder Mehrfacherdschluss
Mehrpolige Kurzschlüsse	
6	Zweipoliger Kurzschluss
7	Dreipoliger Kurzschluss
8	Kurzschluss ohne nähere Unterscheidung
Ausschaltung ohne Kurzschluss oder Erdschluss	
9	Betriebsmittel schadhaft oder funktionsuntüchtig
10	Ausschaltung aus Störungsanlass "Rückwirkung"
11	Ausschaltung aus Störungsanlass "Überlastung"
12	Sonstige Ausschaltung
Sonstige Fehlerarten	
13	Fehlende Spannung
14	Leiterunterbrechung ohne Erdberührung

Tabelle 2.8: Fehlerarten

- 1-4 Ein Erdschluss liegt vor, wenn sich in einem Netz mit isoliertem Sternpunkt oder mit Erdschlusskompensation auf Grund eines Fehlers die Verlagerungsspannung (Nullsystem-Spannung) auf einen Wert größer als $U = 0,6 \frac{U_N}{\sqrt{3}}$ erhöht.
- 3 Ein wiederholter Erdschluss ist ein selbsterlöschender Erdschluss, der z.B. durch einen bei Sturm pendelnden Ast an der gleichen Stelle wieder zündet.

- 4 Wenn die genaue Fehlerart nach 1-3 nicht festgestellt werden kann.
- 5 Bei mindestens zwei einpoligen Erdfehlern in unterschiedlichen Leitern an verschiedenen Orten.
- 8 Wenn die genaue Fehlerart nach 5-7 nicht bestimmt werden kann.
- 9 Diese Fehlerart wird bei einer Handausschaltung eines schadhafte oder in seiner Funktion eingeschränkten Betriebsmittels angegeben, die sofort nach Erkennen des Schadens oder der eingeschränkten Funktion durchgeführt werden muss.
- 10-12 Es darf kein Fehler nach 1-9 vorliegen
- 13 Bei Unterbrechung der Energiezufuhr durch Störungen außerhalb des betrachteten Netzes
- 14 Bei Bündelleitern führt nur eine Unterbrechung des gesamten Bündelleiters zur Leiterunterbrechung. Eine Leiterunterbrechung mit Erdberührung führt zu einer der Fehlerarten 1-8.

Die speziellen Fehlerarten für den Erdschluss gelten in Netzen mit Erdschlusskompensation. Die untersuchten Netze der KNG werden gelöscht betrieben (siehe Kapitel 2.3). Der Fehlerfall Erdkurzschluss würde nur in Netzen mit niederohmiger Sternpunktbehandlung vorkommen. Erdschlüsse werden nur ab einer Dauer von ca. 1 Sekunde berücksichtigt. Erdschlüsse mit einer Dauer < 1 Sekunde (Erdschlusswischer) sind in der Analyse in Kapitel 3 nicht enthalten.

Versorgungsunterbrechung

Es wird das Auftreten von Versorgungsunterbrechungen bei einer Störung erfasst. Es sei nochmals erwähnt, dass sich folgende Definitionen nach der VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik[dEV05] richten. Eine Störung gilt als Störung mit Versorgungsunterbrechung, wenn folgende Kriterien erfüllt sind:

1. Eine Störung führt zu einer Unterbrechung der Energielieferung an Netzkunden in dem Netz, wo der Fehler aufgetreten ist.
2. Eine Störung führt zu einer Unterbrechung der Energielieferung an Netzkunden in anderen Netzen. Es spielt keine Rolle in welchem Netz bzw. Spannungsebene die Ursache liegt.
3. Die Unterbrechung der Energielieferung findet im Zuge einer geplanten Ausschaltung statt.
4. Die Dauer der Versorgungsunterbrechung muss prinzipiell länger als 1 s dauern.
5. Die Restspannung sinkt auf unter 1% der Nennspannung ab.

Im Gegensatz zu Punkt 4, werden erfolgreiche automatische Wiedereinschaltungen, Schaltvorgänge durch Umschaltautomatiken und kurzzeitige Ausschaltungen zur Erdschlusssuche (bis zu einer Dauer von 3 Minuten) nicht als Versorgungsunterbrechung erfasst. Geplante Ausschaltungen werden in dieser Arbeit nicht berücksichtigt. Die Kenngrößen zur Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen werden in Kapitel 2.5.4 näher erläutert.

2.5.3 Beschreibung der Fehlerorte und des Störungsverlaufs

Der Fehlerort gibt Auskunft über das von einer Störung betroffene Betriebsmittel. Weiters sind Informationen enthalten, in welchem Umspannwerk auf welchem Abzweig die Störung aufgetreten ist. Wirkt sich eine Störung so aus, dass mehrere Fehlerorte betroffen sind, dann werden alle Fehlerorte angegeben, an denen Kurzschlüsse, Erdschlüsse oder Ausschaltungen auftreten. In Tabelle 2.9 sind die Merkmale zur Beschreibung des Fehlerorts und Störungsverlaufs aufgelistet.

Fehlerort	
1	Freileitung
2	Kabel
3	Umspannwerk/Schaltwerk/Schaltstation
4	Ortsnetzstation
5	Fehlerort nicht im betrachteten Netz
6	Fehlerort nicht bekannt bzw. nicht gefunden
7	Umspannwerksname
8	Abzweigname
Störungsverlauf	
9	AUS-Dauer
10	Schäden

Tabelle 2.9: Fehlerort und Störungsverlauf

- 1 Bei Umbrüchen bzw. Beschädigungen von mehreren Masten wird nur ein Fehlerort angegeben. Eine Ausnahme besteht, wenn zwischen zwei beschädigten Masten ein unversehrtes Leitungsstück existiert. In diesem Fall müssen zwei Fehlerorte nach gleicher Art angegeben werden.
- 1-2 Kabelanlagen und Freileitungen die innerhalb von Stationen verlaufen werden als Stationsfehler angesehen.
- 5 Dazu zählen Fehler die nicht vom betrachteten Netz ausgehen. Dies wären Fehler in Geräten die nicht an Netzbetriebsspannung liegen (Schutzrelais, Fernsteuereinrichtungen, usw.) und Fehler in fremden Netzen (Kraftwerke, andere Netzbetreiber, Netzkunden).

- 6 Zum Beispiel wenn der Erdschluss nicht geortet werden kann.
- 9 Die Aus-Dauer gibt die Zeitspanne an wie lang die Funktion der ausgefallenen Betriebsmittel nicht zur Verfügung steht. Bei Ersatz oder Reparatur der Betriebsmittel endet die Zeitspanne.
- 10 Beschreibt das Auftreten von Schäden an Betriebsmittel

2.5.4 Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen (VU)

Für die Beschreibung von Versorgungsunterbrechungen werden die in der Tabelle 2.10 aufgelisteten Merkmale erfasst. Bei einer Störung mit Versorgungsunterbrechung können mehrere Versorgungsstufen auftreten, die einzeln beschrieben werden. Daher kann eine Störung auch zu mehreren Versorgungsunterbrechungsstufen (VU-Stufen) führen. Versorgungsstufen dienen zur Beschreibung komplexer Störungsabläufe, die zu Versorgungsunterbrechungen unterschiedlicher Netzkunden mit verschiedenen Zeitpunkten und Dauer führen. Eine Versorgungsstufe ist gekennzeichnet durch einen Start- und Endzeitpunkt, zwischen denen ein Netzkunde bzw. eine Gruppe von Netzkunden durchgehend von einer Versorgungsunterbrechung betroffen ist bzw. sind. Demzufolge werden für jede Versorgungsstufe, die in Tabelle 2.10 aufgelisteten Merkmale, erfasst. Eine Störung mit Versorgungsunterbrechung wird mindestens mit einer Versorgungsstufe beschrieben.

Merkmale von VU	
1	Versorgungsunterbrechungsbeginn
2	Versorgungsunterbrechungsende
3	Anzahl unterbrochener Netzkunden
4	Unterbrochene Scheinleistung (in MVA)
5	Anzahl unterbrochener Stationen

Tabelle 2.10: Merkmale zur Erfassung von Versorgungsunterbrechungen

- 1 Der Zeitpunkt des Störungsbeginns ist in der Regel auch der Beginn der Versorgungsunterbrechung. Jedoch kann der Beginn der Versorgungsunterbrechung auch später stattfinden.
- 4 Es wird die Bemessungsscheinleistung der unterbrochenen Transformatoren bzw. der Netzkundenanschlüsse angegeben.

2.6 Häufigkeitsverteilung von Störungen

Die Verteilung der Störungen auf den einzelnen Netzebenen soll analysiert und daraus festgestellt werden, ob eine Netzebene besonderen Einfluss auf die Versorgungszuverlässigkeit hat. Zu diesem Zwecke werden die Ausfalls- und Störungsstatistiken

der Energie-Control GmbH (ECG) für die Mittelspannungsebene, KNG-interne Statistiken für die 0,4-kV-, 20-kV- und 110-kV-Ebene und FNN-Statistiken (Forum Netztechnik/Netzbetrieb) für Nieder-,Mittel-,Hoch und Höchstspannungsebene herangezogen. Eingangs wird auf Definitionen der Indikatoren für die Bewertung der Versorgungszuverlässigkeit eingegangen.

2.6.1 Indikatoren

Für die Bewertung werden die DISQUAL-Kenngrößen herangezogen. Als Bezugsgröße für die Indikatoren kann die Anzahl der Netzkunden, die Leistung und die Anzahl der Ortsnetzstationen dienen. Für die Bewertung der ECG wird in Österreich derzeit noch die Transformatornennscheinleistung herangezogen. Da die Anzahl der Netzkunden zurzeit von einigen Netzbetreibern geschätzt wird, würde ein Indikator mit einer Bezugsgröße der Netzkundenanzahl, nicht aussagekräftig sein[Gmb09].

ASIFI und SAIFI

Diese Indikatoren beschreiben die mittlere Unterbrechungshäufigkeit, bezogen auf die gesamte installierte Leistung (ASIFI) oder die gesamte Netzkundenanzahl (SAIFI). Sie sind ein Maß dafür, wie oft Netzkunden im Jahr oder Zeitraum der Betrachtung, von einer Versorgungsunterbrechung durchschnittlich betroffen sind.[13604].

$$ASIFI = \frac{\sum_j I_j}{L_s} \quad (2.1)$$

$$SAIFI = \frac{\sum_j n_j}{N_s} \quad (2.2)$$

<i>ASIFI</i>	Average System Interruption Frequency Index [1/a]
<i>SAIFI</i>	System Average Interruption Frequency Index [1/a]
<i>I_j</i>	Unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall [kVA]
<i>n_j</i>	Anzahl der unterbrochenen Kunden je Anlassfall
<i>L_s</i>	Gesamte installierte Scheinleistung [kVA]
<i>N_s</i>	Gesamtanzahl der versorgten Kunden

ASIDI und SAIDI

Multipliziert man die mittlere Unterbrechungshäufigkeit mit der Unterbrechungsdauer je Anlassfall, erhält man die mittlere Unterbrechungsdauer, beziehungsweise die Nichtverfügbarkeit in Minuten. Als Bezugsgröße wird wieder die Nennscheinleistung der Ortsnetztrafos oder die Netzkundenanzahl verwendet. Die Nichtverfügbarkeit gibt ein Maß an, wie wahrscheinlich ein Netzkunde von einer Versorgungsunterbrechung zu einem beliebigen Zeitpunkt betroffen ist, beziehungsweise die durchschnittliche Dauer in der ein

Netzkunde von Versorgungsunterbrechungen betroffen ist [13604].

$$ASIDI = \frac{\sum_j I_j \cdot t_j}{L_s} \quad (2.3)$$

$$SAIDI = \frac{\sum_j n_j \cdot t_j}{N_s} \quad (2.4)$$

<i>ASIDI</i>	Average System Interruption Duration Index [min/a]
<i>SAIDI</i>	System Average Interruption Duration Index [min/a]
<i>I_j</i>	Unterbrochene Scheinleistung je Anlassfall [kVA]
<i>n_j</i>	Anzahl der unterbrochenen Kunden je Anlassfall
<i>L_s</i>	Gesamte installierte Scheinleistung [kVA]
<i>N_s</i>	Gesamtanzahl der versorgten Kunden
<i>t_j</i>	Unterbrechungsdauer je Anlassfall [min]

CAIDI

Die durchschnittliche Dauer einer Versorgungsunterbrechung definiert sich anhand Gleichung 2.5.

$$CAIDI = \frac{SAIDI}{SAIFI} = \frac{ASIDI}{ASIFI} \quad (2.5)$$

<i>CAIDI</i>	Customer Average Interruption Duration Index [min]
<i>ASIDI</i>	Average System Interruption Duration Index [min/a]
<i>SAIDI</i>	System Average Interruption Duration Index [min/a]
<i>ASIFI</i>	Average System Interruption Frequency Index [1/a]
<i>SAIFI</i>	System Average Interruption Frequency Index [1/a]

2.6.2 Häufigkeitsverteilung in Österreich

In Österreich werden Ausfalls- und Störungsstatistiken von der Energie-Control GmbH nur für die Mittelspannungsnetze erstellt. Die unterlagerten Spannungsebenen werden indirekt über die Dauer der Versorgungsunterbrechung bei einer Ursache im Mittelspannungsnetz bewertet. Es werden somit alle Stromkunden erfasst die über Mittelspannungs- oder Niederspannungsnetze versorgt werden. Für das Beobachtungsjahr 2008 ergibt sich ein Wert für die Nichtverfügbarkeit laut Gleichung 2.3 von 63 min. Unterteilt man diesen Wert noch in geplante und ungeplante Versorgungsunterbrechungen ergibt sich ein Wert von 44 min für ungeplante Unterbrechungen. Bei der Auswertung wurden Naturkatastrophen wie zum Beispiel der Sturm Paula vom 26. Jänner 2008 nicht berücksichtigt. Ebenfalls werden nur Versorgungsunterbrechungen gewertet, die länger als 3 Minuten dauern. Die ungeplante mittlere Unterbrechungshäufigkeit laut Gleichung 2.1 ergibt laut Tabelle 2.11 folgende Werte für die Jahre 2004 bis 2008. Weiters sind die Werte für die Nichtverfügbarkeit laut Gleichung 2.3 der Jahre 2004 bis 2008 ersichtlich.

	ASIFI	ASIDI
	1/a	min/a
2004	0,61	30
2005	0,67	31
2006	0,87	48
2007	0,76	45
2008	0,76	44

Tabelle 2.11: Unterbrechungshäufigkeit und -dauer der Jahre 2004 bis 2008, ECG-Werte für MS-Ebene (Österreichschnitt)[Gmb09]

2.6.3 Häufigkeitsverteilung im KNG-Netz

Bei der KNG werden DISQUAL-Kenngrößen nach Kriterien der ECG erstellt und der ECG gemeldet. Es werden jedoch auch für die 0,4-kV- und 110-kV-Ebene Kenngrößen erhoben die zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit dienen. Als Bezugsgröße für die Berechnung der DISQUAL-Kenngrößen wird für die 0,4-kV-Ebene die ausgefallene Kundenanzahl und für die 20-kV-Ebene und 110-kV-Ebene die ausgefallene installierte Transformatornennscheinleistung herangezogen. Laut Tabelle 2.12 und Tabelle 2.13 ergeben sich für die Jahre 2005 bis 2009 folgende Werte für die Unterbrechungshäufigkeit bzw. Nichtverfügbarkeit aufgrund von Störungen auf den einzelnen Netzebenen. Es werden nur ungeplante Versorgungsunterbrechungen mit einer Dauer größer drei Minuten berücksichtigt.

	0,4-kV-Ebene	20-kV-Ebene	110-kV-Ebene
	SAIFI	ASIFI	
	1/a	1/a	
2005	-	0,64	0,024
2006	0,038	0,97	0,056
2007	0,030	0,89	0,015
2008	0,065	1,54	0,008

Tabelle 2.12: Unterbrechungshäufigkeit der Jahre 2005 bis 2008

	0,4-kV-Ebene	20-kV-Ebene	110-kV-Ebene
	SAIDI		ASIDI
	min/a		min/a
2005	-	34,1	0,3
2006	7,9	40,7	2,2
2007	9,4	33,3	0,2
2008	35,2	70	0,1

Tabelle 2.13: Nichtverfügbarkeit der Jahre 2005 bis 2008

Großstörungen wie der zuvor schon erwähnte Sturm Paula sind in den Werten der Nichtverfügbarkeit für die 20-kV-Ebene nicht berücksichtigt. Wenn man die Werte für die Nichtverfügbarkeit aufgrund von Störungen in der 20-kV-Ebene betrachtet, erkennt man das sie sich ungefähr im österreichischen Mittel befinden (siehe Kapitel 2.6.2). Eine Ausnahme stellt das Jahr 2008 dar, mit einer erhöhten Nichtverfügbarkeit aufgrund von Störungen in der 20-kV- und 0,4-kV-Ebene. Das Jahr 2008 ist einerseits gekennzeichnet mit einer höheren Störungshäufigkeit. Andererseits führten Störungen, im Vergleich zu anderen Jahren, auch zu mehr Versorgungsunterbrechungen.

In Tabelle 2.14 sind die Werte für die durchschnittliche Dauer von Versorgungsunterbrechungen aufgelistet. Man erkennt eine deutlich höhere Unterbrechungsdauer aufgrund von Störungen in der 0,4-kV-Ebene, im Vergleich zu den anderen Ebenen. Diese Tatsache könnte mit einer geringeren Automatisierung im NS-Netz sowie der Priorität bei der Störungsbehebung zusammenhängen.

	0,4-kV-Ebene	20-kV-Ebene	110-kV-Ebene
	CAIDI		
	min		
2005	-	53,3	12,5
2006	207,9	41,9	39,3
2007	313,3	37,4	13,3
2008	541,5	45,5	12,5

Tabelle 2.14: Durchschnittliche Dauer einer VU der Jahre 2005 bis 2008

2.6.4 Häufigkeitsverteilung in Deutschland

In Deutschland werden vom Forum Netztechnik/Netzbetrieb, kurz FNN, DISQUAL-Kenngrößen aller Netzebenen berechnet. In der Mittelspannung, Hochspannung und Höchstspannung wird die gesamte installierte Bemessungsscheinleistung (Netztransformatoren) herangezogen (Gleichungen 2.1 und 2.3). Die zu versorgende Netzkundenanzahl wird in der Niederspannungsebene als Bezugsgröße herangezogen (Gleichungen 2.2 und

2.4). In Tabelle 2.15 sind die Werte der Unterbrechungshäufigkeit und in Tabelle 2.16 die Werte der Nichtverfügbarkeit für die Jahre 2004 bis 2006, aufgrund von Störungen auf den einzelnen Netzebenen, aufgelistet. Diese Werte spiegeln nur ungeplante Versorgungsunterbrechungen wider.

	NS	MS	HS	HöS
	SAIFI	ASIFI		
	1/a	1/a		
2004	0,018	0,370	0,027	0,008
2005	0,023	0,293	0,020	0,000
2006	0,025	0,282	0,027	0,018

Tabelle 2.15: Unterbrechungshäufigkeit der Jahre 2006 bis 2008[VDN06]

	NS	MS	HS	HöS
	SAIDI	ASIDI		
	min/a	min/a		
2004	2,8	18,2	0,5	1,4
2005	3,3	15,5	0,5	0,0
2006	3,5	16,5	1,4	0,5

Tabelle 2.16: Nichtverfügbarkeit der Jahre 2006 bis 2008[VDN06]

	NS	MS	HS	HöS
	CAIDI			
	min			
2004	155,5	49,2	18,5	175
2005	143,5	52,9	25	-
2006	140	58,5	51,85	27,7

Tabelle 2.17: Durchschnittliche Dauer einer VU der Jahre 2006 bis 2008

2.6.5 Vergleich Österreich und Deutschland

Aus den Werten der vorherigen Kapitel wird ersichtlich, dass sich das Störungsgeschehen auf der Mittelspannungsebene am signifikantesten auf die Versorgungszuverlässigkeit beim Netzkunden auswirkt. Sowohl Statistiken von der KNG, wie auch Statistiken der FNN spiegeln die stärkeren Auswirkungen von Störungen aus der MS-Ebene wider. Kunden sind aufgrund von Störungen in der MS-Ebene, häufiger und durchschnittlich länger von Versorgungsunterbrechungen betroffen. Durch die starke Vermaschung im

110-kV-Netz sind Versorgungsausfälle im Vergleich zum 20-KV-Netz sehr selten. In der Abbildung 2.5 und 2.6 wird die Unterbrechungshäufigkeit bzw. die Nichtverfügbarkeit der KNG-Statistiken und FNN-Statistiken gegenübergestellt. Die Werte repräsentieren einen durchschnittlichen Wert der Unterbrechungshäufigkeit bzw. Nichtverfügbarkeit über drei Jahre.

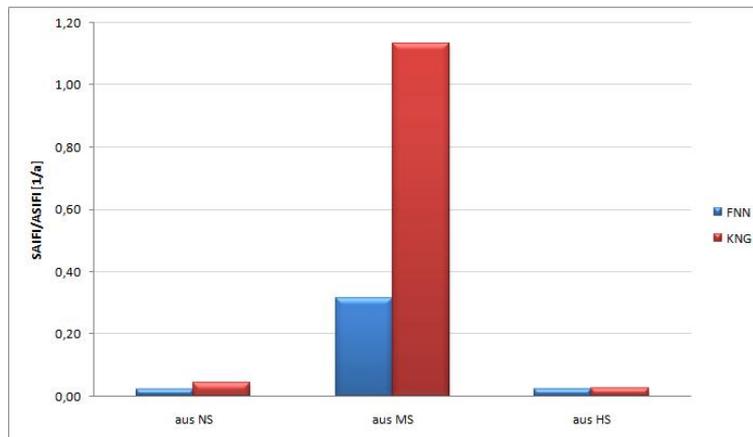


Abbildung 2.5: Vergleich der Unterbrechungshäufigkeit von FNN- und KNG-Statistiken

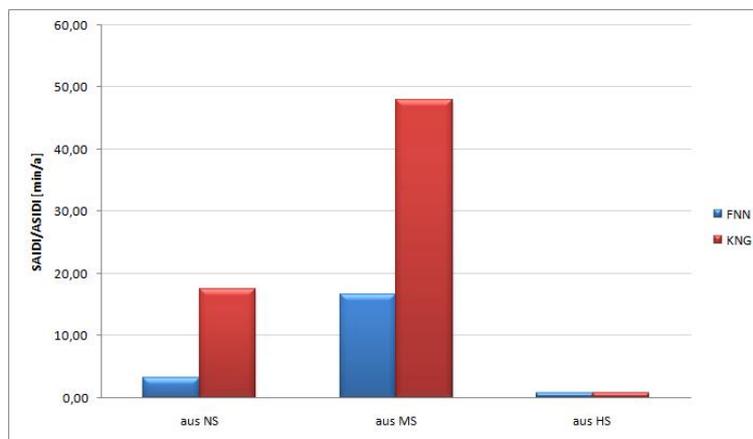


Abbildung 2.6: Vergleich der Nichtverfügbarkeit von FNN- und KNG-Statistiken

Die Unterbrechungshäufigkeit und die Nichtverfügbarkeit aufgrund von Störungen in der MS-Ebene der KNG, sind im Vergleich zu Deutschland, um einiges höher. Der hohe Wert der Nichtverfügbarkeit aufgrund von Störungen in der NS-Ebene der KNG, wird hauptsächlich durch das Jahr 2008 verursacht.

Wie im KNG-Netz, ist die durchschnittliche Dauer von Versorgungsunterbrechungen (CAIDI) aufgrund von Störungen in der NS-Ebene in Deutschland, höher als im Vergleich zu anderen Ebenen.

Man erkennt, dass die Auswirkungen auf die Versorgungsqualität aufgrund von Störungen in der MS-Ebene im KNG-Netz noch stärker ausgeprägt sind. Durch diese Gegebenheit wird bei den folgenden Betrachtungen ausschließlich auf die Mittelspannungsebene, im Speziellen auf die 20-kV-Ebene, eingegangen.

3 Analyse des Störungsgeschehens im 20-kV-Netz der KNG

Das 20-kV-Störungsgeschehen der letzten Jahre wird im Folgenden statistisch aufgearbeitet und nach folgenden Kriterien klassifiziert.

- Ursache
- Fehlerart
- Zeitpunkt
- Dauer
- Beseitigung
- Fehlerort

Für die Untersuchung werden die Programme INTERASS (Interaktive Erfassung und Auswertung von Störungen) und MS Excel herangezogen. INTERASS ist ein Programm das von der FGH (Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e.V) entwickelt wurde und zur Erfassung von Störungen und Versorgungsunterbrechungen dient. Die Analyse und Auswertung der Störungen wird mit MS Excel realisiert. Es stellt sich die Frage, ob daraus Regelmäßigkeiten, Gesetzmäßigkeiten bzw. Korrelationen abgeleitet werden können. Eingangs wird auf die Datenquelle und auf die Beschreibung einer Störung näher eingegangen.

3.1 Datenquelle

Die Daten zu einzelnen Störungen werden vom Betriebspersonal in das Netzleitsystem (NLS) eingegeben und anschließend als Aufträge in eine Steuertabelle eingetragen. Über eine Prüfinstanz werden diese Datensätze bzw. Aufträge für das Programm INTERASS freigeschaltet. Die Prüfinstanz stellt eine Plattform zwischen dem Netzleitsystem und INTERASS dar und dient zu Vorabkontrolle. INTERASS prüft zyklisch jede Stunde, ob freigeschaltete Aufträge in der Steuertabelle vorhanden sind. Wenn Aufträge vorhanden sind, werden die erforderlichen Daten in die INTERASS Datenbank (Access) entsprechend eingetragen. Nach Anlegen eines Datensatzes kann dieser im INTERASS weiterverarbeitet werden. Bis zum Jahr 2005 erfolgte die Erfassung von Störungen durch Personal der Betriebsabteilungen in den Betriebsstellen. Seit 2006 wird die Erhebung der Störungsdaten, wie zuvor erläutert, in der Zentrale in Klagenfurt durchgeführt.

3.2 Auswertung der Störungen

Die Datenbank des Störungsgeschehens aus INTERASS umfasst die Jahre 2005 bis 2009. Um die Aussagekraft der Analyse zu erhöhen, werden auch vorhandene Daten des Vorgängerprogramms Stewardess herangezogen. Die Daten liegen als Excel-Dateien vor, mit nahezu übereinstimmenden Definitionen bzw. Beschreibungen einer Störung wie in Kapitel 2.5 erläutert. Weiters sind Kommentare zu den einzelnen Störungen überwiegend vorhanden, die zusätzliche Informationen zur Ursache liefern. Es werden somit die Jahre 1999-2009 analysiert.

In Abbildung 3.1 ist die Störungshäufigkeit über die Jahre 1999-2009 ersichtlich. Die gesamte Störungsanzahl dieser Jahre beträgt 7907 Störungen. Man erkennt, dass die Störungshäufigkeit im Verlauf der Jahre um den durchschnittlichen Wert von 719 Störungen pro Jahr schwankt. Es ist somit kein Trend erkennbar. Großereignisse wie z.B. Naturkatastrophen werden mitberücksichtigt.

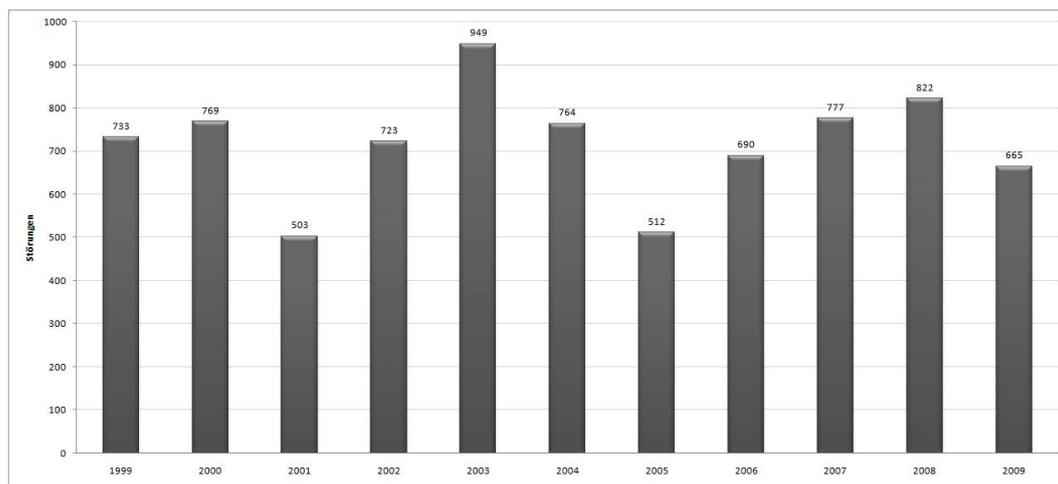


Abbildung 3.1: Störungsanzahl im Verlauf der Jahre 1999-2009

In den folgende Kapiteln werden die Merkmale (siehe Kapitel 2.5) einer Störung näher untersucht und Ergebnisse dargestellt.

3.2.1 Störungsanlass

Wie schon im Kapitel 2.5.2 erwähnt, wird der Störungsanlass auch als Ursache einer Störung angesehen. Trotzdem wird in dieser Arbeit weiter von einem Störungsanlass gesprochen.

Abbildung 3.2 zeigt die Störungsanzahl in Abhängigkeit des Störungsanlasses der Jahre 1999-2009 mit korrigierten Werten. Man erkennt das die Störungsanlässe „*Bäume*“, „*Sturm*“ und „*Eis, Eisregen, Schnee, Raureif*“ eine veränderte Störungsanzahl aufweisen. Diese Korrektur wird folgend näher erläutert.

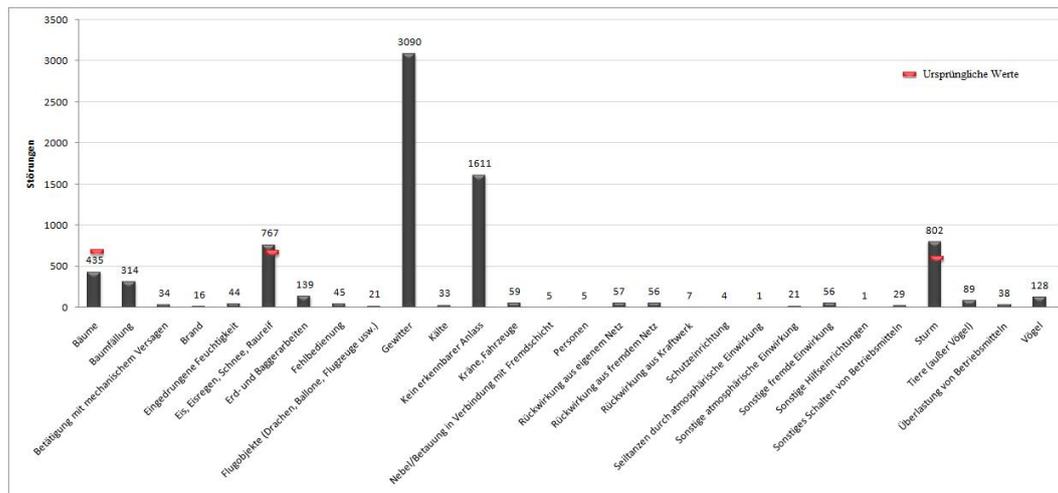


Abbildung 3.2: Störungsanzahl je Störungsanlass 1999-2009 (korrigiert)

Im Jahr 2003 und 2004 ist, im Vergleich zu den anderen Jahren, eine höhere Störungsanzahl in Verbindung mit dem Störungsanlass „*Bäume*“ auffällig. Im Jahr 2003 und 2004 ist, im Vergleich zu den anderen Jahren, eine höhere Störungsanzahl in Verbindung mit dem Störungsanlass „*Bäume*“ auffällig. Es stellt sich die Frage, ob dies aufgrund mangelnder Trassenfreiheit zurückzuführen ist oder Bäume in Folge von extremen Wettersituationen vorgeschädigt wurden. Letzteres hätte die Auswirkung, dass diese Störungen einen anderen Störungsanlass (Sturm, Schnee, usw.) als Ursache hätten. Um diese Frage zu beantworten wird der Störungsbeginn mit den Störungsanlässen verschnitten und gezielt nach möglichen Störungsanlässen gefiltert, die Beschädigungen an Bäumen verursachen können. Aus einer Gegenüberstellung der Störungen mit den Störungsanlässen „*Sturm*“ und „*Bäume*“ für das Jahr 2003 wird ersichtlich, dass der Störungsbeginn bei einem wesentlichen Teil der Störungen übereinstimmt. Da dies kein Zufall sein kann, wird die Vermutung aufgestellt, dass die Aufzeichnung von Störungen mit Störungsanlass „*Bäume*“ fehlerhaft ist. Nach Überprüfung der Kommentare zu den einzelnen Störungen wurde festgestellt, dass dies der Fall ist. Nach gründlicher Überprüfung stellt sich heraus, dass für die Jahre 1999-2004 die Erfassung in Bezug auf den Störungsanlass „*Bäume*“ nicht korrekt war. Ein beträchtlicher Teil von 263 Störungen verschiebt sich nach Korrektur, auf Grundlage der Kommentare, zu den Störungsanlässen „*Sturm*“ und „*Eis, Eisregen, Schnee, Raureif*“.

In Abbildung 3.2 zeigt sich das der häufigste Anlass einer Störung, „*Gewitter*“ mit einer Störungsanzahl von 3090 und 39% der gesamten Störungsanzahl, ist. Als zweithäufigster Störungsanlass tritt „*Kein erkennbarer Anlass*“ (20%) auf. Weniger häufig sind Anlässe wie „*Sturm*“ (10%), „*Eis, Eisregen, Schnee, Raureif*“ (10%), „*Bäume*“ (6%), „*Baumfällung*“ (4%) und „*Erd- und Baggararbeiten*“ (2%) zu nennen. Im Vergleich zu den genannten Störungsanlässen spielen die restlichen Anlässe eine untergeordnete Rolle.

Die Jahre 1999, 2000 und besonders 2003 weisen eine hohe Anzahl von Störungen mit Anlass „*Gewitter*“ auf. Laut dem Unwetterbericht 2003 von der ZAMG (Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik), fanden besonders im Juli heftige Gewitter statt, die auch in einigen Bezirken die Stromversorgung unterbrochen hatten. Im Jahr 2008 ereignete sich der Sturm Paula, womit auch die hohe Anzahl der Störungen mit Anlass „*Sturm*“ im selben Jahr zu erklären ist. Weitere Jahre mit hoher Störungsanzahl durch Stürme sind 2006, 2004 und 2003 mit Stürmen bis zu 100 km/h im April [fMuG03]. Die Jahre 2007, 2008 und 2004 zeichnen sich, im Vergleich zu anderen Jahren, mit einer relativ hohen Anzahl an Störungen mit Anlass „*Eis, Eisregen, Schnee, Raureif*“ aus. Der Kaltlufteinbruch am 19. März im Jahr 2007 führte zu tief winterlichen Verhältnissen. Unter den Schneelasten brachen zahlreiche Bäume und beschädigten Stromleitungen. Vom 10. Dezember bis 12. Dezember 2008 fallen, aufgrund des Tiefdruckkomplexes „*Tine*“ ergiebige Neuschneemengen.

In Abbildung 3.3 wird eine Klassifizierung der Störungsanlässe nach Tabelle 2.6 in Kapitel 2.5.2 vorgenommen. Unter „*Sonstige Anlässe*“ fallen Hilfseinrichtungen, Betätigung von Schalteinrichtungen, Fehlbedienung und Überlastung von Betriebsmittel.

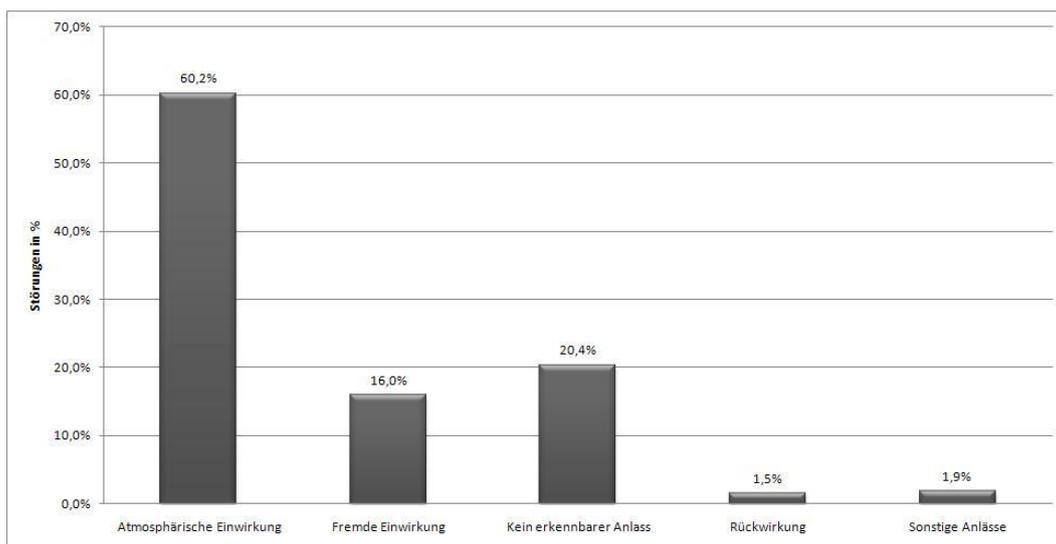


Abbildung 3.3: Prozentueller Anteil der Störungsanlässe (in Klassen) der Jahre 1999-2009

Störungsanlässe, die auf atmosphärischen Einwirkungen zurückzuführen sind, nehmen mit Abstand den größten Teil der Störungen ein.

3.2.2 Fehlerart

Die Untersuchung des Störungsgeschehens der Jahre 1999 bis 2009 nach der Fehlerart ergibt folgendes Ergebnis, welches in Abbildung 3.4 ersichtlich ist.

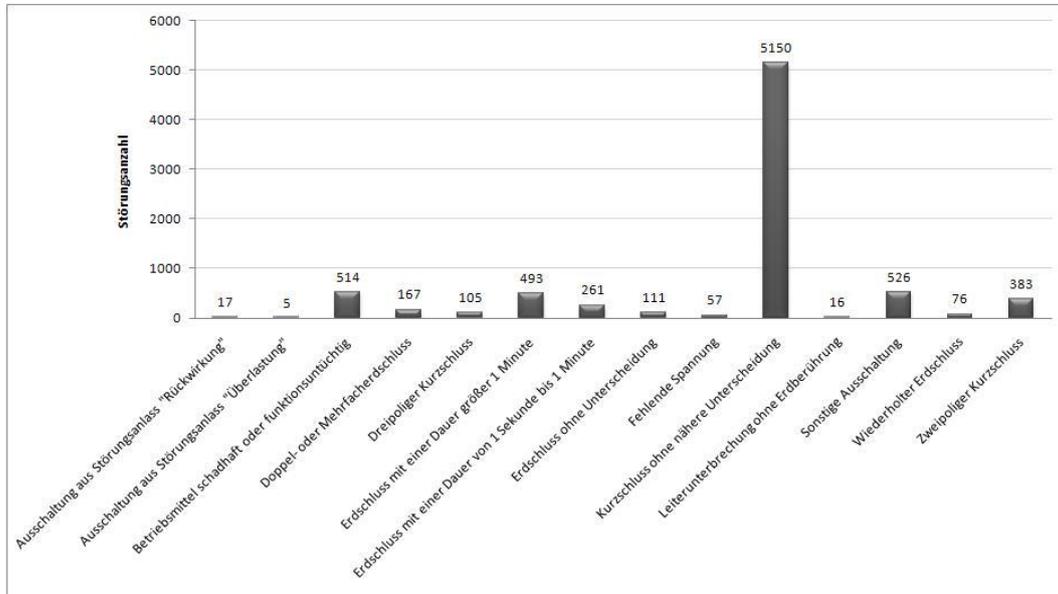


Abbildung 3.4: Störungsanzahl je Fehlerart (1999-2009)(7907 Störungen)

Die Fehlerart „*Kurzschluss ohne Unterscheidung*“ ist die mit Abstand häufigste Fehlerart im 20-kV-Netz. Wie schon auf Seite 27 erläutert, wird „*Kurzschluss ohne Unterscheidung*“ als Fehlerart eingetragen, wenn eine genauere Unterscheidung des Kurzschlusses nicht möglich ist. Für andere Definitionen wird auf Kapitel 2.8 verwiesen. In Abbildung 3.5 wird eine Klassifizierung (nach Tabelle 2.8) durchgeführt, die folgendes Ergebnis liefert.

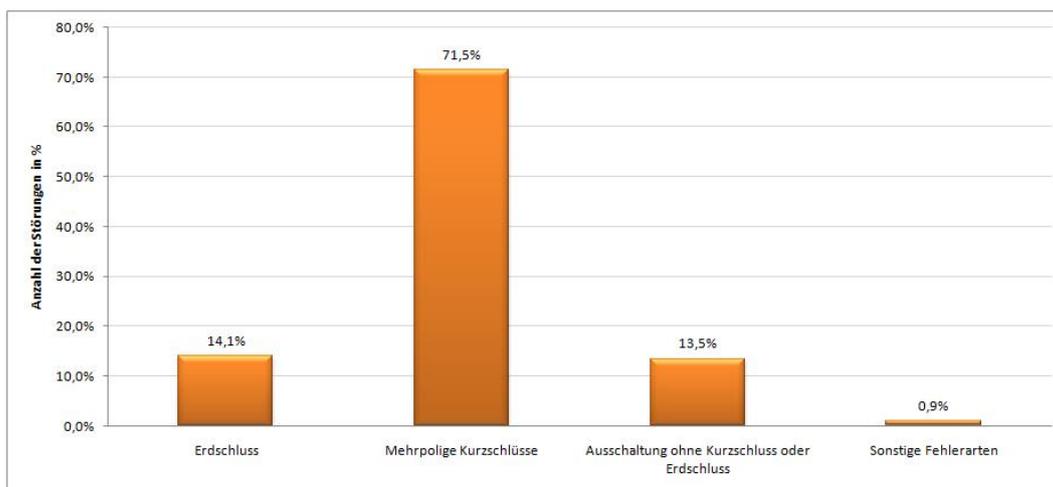


Abbildung 3.5: Störungsanzahl in Prozent je Fehlerart in Klassen (1999-2009)

Wie schon in Abbildung 3.4 erkennbar, ist der Kurzschluss die dominierende Fehlerart. Das Verhältnis mehrpolige Kurzschlüsse zu Erdschlüssen beträgt ca. 5:1. Die Klasse „Ausschaltung ohne Kurzschluss oder Erdschluss“ besteht zu 48% aus der Fehlerart „Betriebsmittel schadhaf oder funktionsuntüchtig“ und zu 49% aus „Sonstige Abschaltungen“. Fehlerarten wie „Rückwirkungen“, „Fehlende Spannung“ und „Leiterunterbrechung ohne Erdschluss“ spielen eine untergeordnete Rolle. Der geringe Anteil an Erdschlüssen lässt sich damit erklären, dass das betrachtete Netz kompensiert betrieben wird und Erdschlüsse kleiner 1 Sekunde in dieser Statistik nicht berücksichtigt werden. Wäre das Netz starr oder niederohmig geerdet, würde die Störungshäufigkeit durch Erdschlüsse bei weitem höher liegen.

Das Jahr 2003 weist eine, im Vergleich zu anderen Jahren, höhere Störungsanzahl mit mehrpoligen Kurzschlüssen auf. Dies lässt sich damit erklären, dass die Störungsanzahl im Jahr 2003 die höchste aller betrachteten Jahre ist.

3.2.3 Störungsauswirkung

Wie schon auf Seite 25 erwähnt, werden Informationen wie Auswirkungen einer Störung auf den Netzbetrieb als Störungsauswirkung verschlüsselt.

In Abbildung 3.6 sind die Störungsauswirkungen der Jahre 1999 bis 2009 dargestellt.

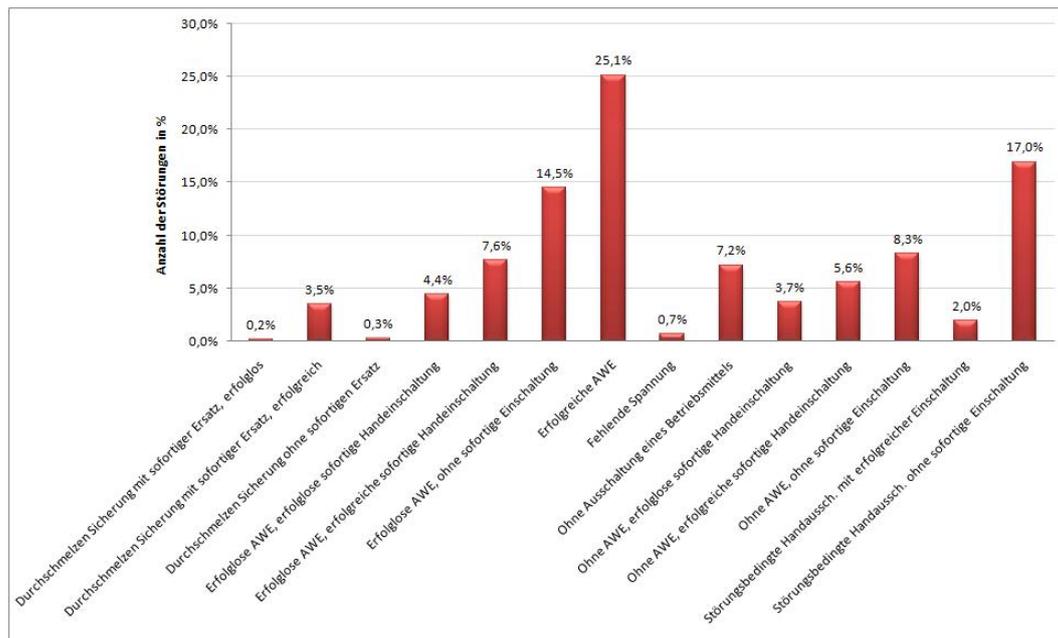


Abbildung 3.6: Störungsauswirkung der Jahre 1999 bis 2009

Wie in Abbildung 3.6 ersichtlich führen 25,1% der Störungen zu einer erfolgreichen AWE. Das heißt, bei rund ein Viertel der Störungen wird der normale Schaltzustand wiederhergestellt. Störungen die ein Ansprechen des in Kapitel 2.4 beschriebenen Schutzkonzepts bei typischen MS-Abgängen auslösen, fallen unter die Störungsauswirkung „*Erfolgreiche AWE*“. Bei rund 48% der Fälle veranlassen Störungen eine Kontrolle bzw. Reparatur von Betriebsmitteln. Fehler im nicht betrachteten Netz sind bei 0,7% der Störungen Ursache von fehlender Spannung im 20-kV-Netz. Führt man eine Klassifizierung nach Tabelle 2.7 durch, erhält man in Abbildung 3.7 dargestelltes Ergebnis.

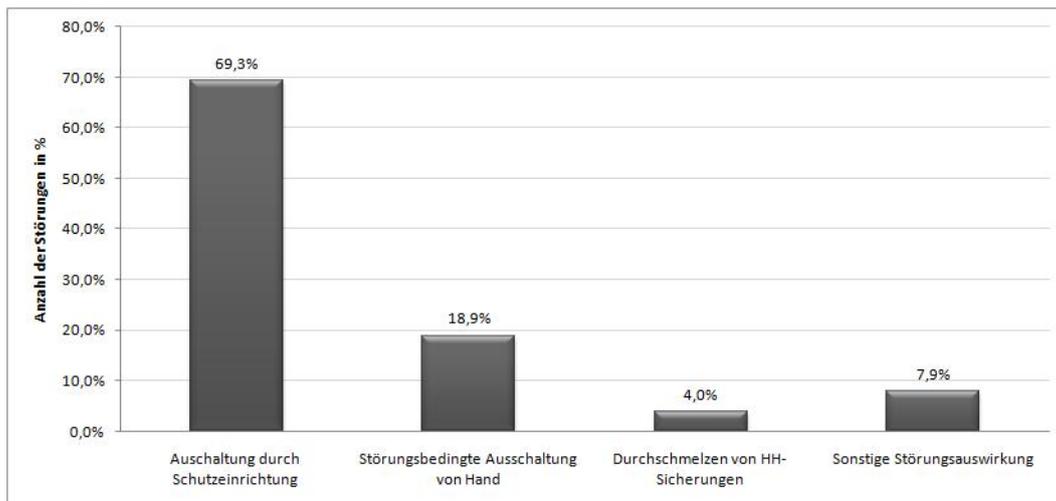


Abbildung 3.7: Störungsauswirkung der Jahre 1999 bis 2009

69,3% der aufgetretenen Störungen verursachen eine Ausschaltung durch Schutzeinrichtungen. 18,9% der Störungsfälle bewirken eine Ausschaltung von Hand. Der Anteil von sonstigen Störungsauswirkungen beträgt 7,9%.

AWE und Pausenschalter

Es wird der Nutzen von AWE und Pausenschalter näher untersucht. Es stellt sich die Frage, wie wichtig der Einsatz einer AWE für den Netzbetrieb ist bzw. wie stark die AWE das Störungsgeschehen beeinflussen kann. Weiters wird versucht, den Einsatz von Pausenschaltern zu bewerten. Da ein Pausenschalterfall in den Störungsdaten nicht explizit ausgewiesen ist, müssen für die Bewertung von Pausenschalter Annahmen getroffen werden. Dadurch ist die Auswertung mit einer gewissen Unsicherheit belegt. Um den Einsatz von AWE und Pausenschalter zu bewerten, werden folgende Untersuchungen durchgeführt.

Als erstes wird die AWE-Erfolgsquote für Störungen auf Freileitungen und auf Kabeln ermittelt. Um die Anzahl der Störungen mit erfolgloser AWE zu ermitteln, werden Störungen mit Störungsauswirkung (2),(3) und (4) laut Tabelle 2.7 addiert. Störungen mit erfolgreicher AWE weisen die Störungsauswirkung gemäß (1) auf.

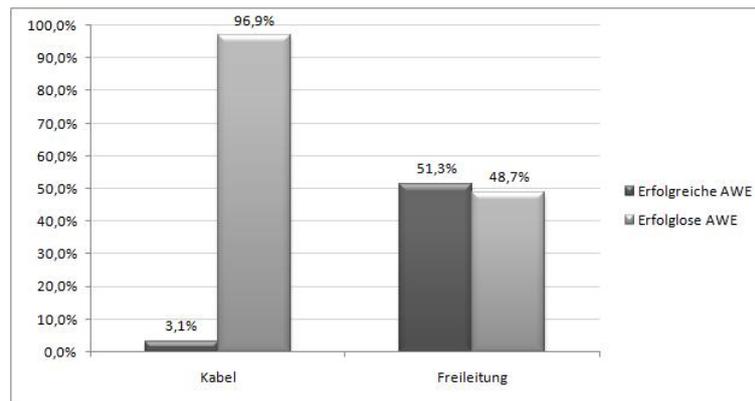


Abbildung 3.8: AWE-Quote bei Freileitungen und Kabel (1999-2009)

Laut Abbildung 3.8 erkennt man das in 96,9% der Fälle die AWE bei Kabeln erfolglos ist. Bei Freileitungen wiederum führt eine AWE bei 51,3% der Störungen zu einem normalen Betriebszustand. Die geringe Quote bei Kabeln ist darauf zurückzuführen, dass es sich überwiegend um bleibende Fehler bzw. nicht selbst löschende Fehler handelt. Störungen mit unbekanntem Fehlerort reduzieren sich im Laufe der Jahre und verteilen sich fast zur Gänze auf den Fehlerort Freileitung. Dieser Umstand hängt mit der verbesserten Erfassung der Störungsdaten zusammen. Deswegen werden Störungen mit unbekanntem Fehlerort den Freileitungen zugerechnet. Zusätzlich haben Störungen mit unbekanntem Fehlerort zu rund 84% eine erfolgreiche AWE zur Folge. Ein Tatsache, welche ebenfalls auf Freileitungen schließen lässt. Der Fehlerort wird im Kapitel 3.2.6 näher analysiert.

Untersucht man die Erfolgsquote der AWE bei Freileitungen mit ausschließlich Störungen, die durch einen bestimmten Störungsanlass verursacht wurden, erhält man in Abbildung 3.9 dargestelltes Ergebnis.

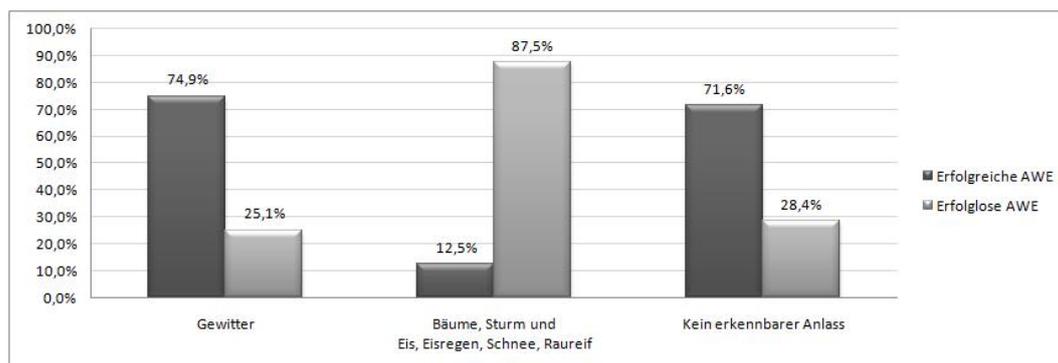


Abbildung 3.9: AWE-Quote bei Freileitungen mit unterschiedlichem Störungsanlass (1999-2009)

Man erkennt, dass eine hohe AWE-Erfolgsquote bei Störungen aufgrund von „Gewitter“

gegeben ist. Hingegen führen Störungen in Verbindung mit Wald aufgrund von „Bäume“, „Sturm“ und „Eis, Eisregen, Schnee, Raureif“, nur in 12,5% der Fälle zu einer erfolgreichen AWE. Bei Störungen mit keinem erkennbaren Anlass verhält sich die Erfolgsquote ähnlich wie bei Störungen aufgrund von Gewitter. Dies lässt vermuten, dass die eigentliche Ursache von Störungen mit Störungsanlass „Kein erkennbare Anlass“ zum Teil Gewitter sind. Auch Kabelfehler, deren Ursache im Nachhinein in den meisten Fällen nicht mehr feststellbar ist, fallen darunter. Nach Rücksprache mit KNG Betriebspersonal wird diese Vermutung auch bestätigt.

Die nächsten Untersuchungen beziehen sich auf die Jahre 2005-2009. Die Beschränkung auf diese Zeitspanne, wird aufgrund fehlender Kundenausfallsdaten in den Jahren 1999-2004 durchgeführt. Weiters werden für die nächsten Abschätzungen nur Störungen auf Freileitungen berücksichtigt. Dies gilt speziell für die Werte in Tabelle 3.1. Diese Beschränkung wird aufgrund fehlenden AWE-Schaltgeräten in Kabelnetze durchgeführt. In den Jahren 2005 bis 2009 führte Störungen auf Freileitungen durchschnittlich zu 2,3 Versorgungsunterbrechungsstufen pro Störung, mit einer Unterbrechungsdauer größer als 3 Minuten. Weiters führten 704 Störungen (Tabelle 3.1) in diesen Jahren zu einer erfolgreichen AWE. Bei Verzicht auf den Einsatz einer AWE hätte dies in den Jahren 2005 bis 2009 Folgendes bedeutet:

1. 1619 zusätzliche Versorgungsunterbrechungsstufen (>3min)
2. 6135 Versorgungsunterbrechungsstufen gesamt (>3min)

Die zusätzlichen Versorgungsunterbrechungsstufen ergeben sich aus der Multiplikation der Störungen mit erfolgreicher AWE (704 Störungen) und der durchschnittlichen Versorgungsunterbrechungsstufen pro Störung (2,3 VU-Stufen/Störung). Die Anzahl der gesamten Versorgungsunterbrechungsstufen ergibt sich durch Addition des Ist-Zustands (4516 VU-Stufen) mit den zusätzlichen Versorgungsunterbrechungsstufen (1619 VU-Stufen). Daraus folgt, dass durch den Einsatz einer AWE um 26,4% weniger Versorgungsunterbrechungsstufen (>3min) aufgetreten sind als dies ohne AWE der Fall wäre.

Weiters erhält man mittels einer Abschätzung eine fiktive Anzahl, der von Versorgungsunterbrechungen betroffenen Netzkunden bei einer erfolgreichen AWE. Dabei geht man davon aus, dass bei einer erfolgreichen AWE das Verhältnis zwischen betroffenen Kunden und den Störungsereignissen gleich jenem bei einer erfolglosen AWE ist (siehe Gleichung 3.1).

$$U_{K,erfolgreich} = \frac{U_{K,erfolglos}}{S_{A,erfolglos}} S_{A,erfolgreich} = \frac{1792437}{831} 704 = 1518503 \quad (3.1)$$

$U_{K,erfolgreich}$	Fiktive Anzahl von unterbrochenen Kunden bei einer erfolgreichen AWE
$U_{K,erfolglos}$	Anzahl der unterbrochenen Kunden bei einer erfolglosen AWE
$S_{A,erfolglos}$	Störungsanzahl bei einer erfolglosen AWE
$S_{A,erfolgreich}$	Störungsanzahl bei einer erfolgreichen AWE

Zu erwähnen ist noch, dass in dieser Arbeit nur von einer erfolgreichen AWE gesprochen wird, wenn der normale Betriebszustand wieder hergestellt wird. Eine erfolglose AWE sagt demnach nicht aus, dass die Funktion des Schutzrelais und Leistungsschalters nicht gegeben war.

Mittels Pausenschalter und dem auf Seite 2.4.5 beschriebenen Schutzkonzept ist es möglich, bei einem Fehler den fehlerbehafteten Netzteil hinter dem Pausenschalter abzutrennen. Der gesunde Netzteil kann wiederversorgt werden. Weiters tritt ein Pausenschalterfall, bei Störungen mit einer erfolglosen AWE als Störungsauswirkung, auf. In den folgenden Abschätzungen wird angenommen, dass jeder Abzweig mit AWE auch mit einem Pausenschalter ausgerüstet ist. Es gibt aber auch Abzweige mit AWE ohne Pausenschalter. Für eine grobe Abschätzung ist diese Annahme jedoch zulässig, wenn nur Störungen auf Freileitungen berücksichtigt werden.

Um den Einsatz eines Pausenschalters zu bewerten, ist es notwendig die Anzahl der wiederversorgten Netzkunden durch Einsatz eines Pausenschalters zu ermitteln. Im ersten Schritt werden Störungen mit einer erfolglosen AWE als Störungsauswirkung aus dem gesamten Störungsgeschehen selektiert und die Anzahl der unterbrochenen Netzkunden erfasst. Im nächsten Schritt werden die einzelnen Versorgungsstufen dieser Störungen näher betrachtet. Weist die erste Versorgungsstufe einer Störung eine Wiederversorgungszeit ≤ 3 Minuten auf, so wird angenommen, dass diese Wiederversorgung durch den Einsatz eines Pausenschalters (Abtrennen des fehlerbehafteten Netzteils) möglich wurde. Somit werden Störungen mit erfolgloser AWE und einer ersten Versorgungsstufe mit einer maximalen Unterbrechungsdauer von 3 Minuten, als Störungen mit einem Pausenschalterfall angesehen. Aus diesen ersten Versorgungsstufen der einzelnen Störungen kann man auch die Anzahl der innerhalb von drei Minuten wiederversorgten Kunden feststellen.

Unter zuvor aufgestellten Annahmen, erhält man die in Tabelle 3.1 aufgelisteten Ergebnisse.

	Störungs- auswirkung	Störungs- anzahl	Unterbrochene Kunden		
			$VU \geq 1''$	$VU > 3'$	$\% > 3'$
Ist-Zustand mit AWE und mit PS	Erfolgreiche AWE	704	1 518 503	0	0%
	Erfolgreiche AWE ohne PS	381	1 235 231	666 795	54%
	Erfolgreiche AWE mit PS	450	557 206	0	0%
	Sonstige	1150	954 622	468 741	49%
	Gesamt	2685	4 265 562	1 135 536	27%
Ohne AWE,PS	Gesamt	2685	4 265 562	2 094 487	49%
Mit AWE und ohne PS	Erfolgreiche AWE	704	1 518 503	0	0%
	Erfolgreiche AWE ohne PS	831	1 792 437	1 224 001	68%
	Sonstige	1150	954 622	468 741	49%
	Gesamt	2685	4 265 562	1 692 724	40%

Tabelle 3.1: Störungsdaten zur AWE und PS (2005-2009)

Im Folgenden wird hochgerechnet, wie sich die Anzahl der Kunden mit einer Unterbrechungszeit größer 3 Minuten in einem Netz ohne AWE und ohne Pausenschalter verändert.

Bei den sonstigen Störungsauswirkungen (Ist-Zustand) erkennt man, dass 49% der unterbrochenen Kunden länger als 3 Minuten unterbrochen sind. Es wird davon ausgegangen, dass auch in einem Netz ohne Einsatz einer AWE und ohne Pausenschaltern, 49% der ausgefallenen Kunden eine Unterbrechungszeit länger als 3 Minuten aufweisen würden. Damit ergibt sich als worst-case Abschätzung eine fiktive Anzahl von Kunden mit einer Unterbrechungszeit größer 3 Minuten von 2 094 487. Man erkennt, dass ohne den Einsatz einer AWE und Pausenschalter, zusätzlich 958 951 Netzkunden länger als 3 Minuten nicht versorgt worden wären. Im derzeitigen Netz (mit AWE und PS) sind 27% der Kunden mit einer Unterbrechung länger als 3 Minuten unversorgt. Ohne Einsatz von AWE und PS würde sich diese Quote auf 49% erhöhen.

In einem fiktiven Netz mit AWE-Ausstattungsgrad wie im KNG-Netz, aber ohne Pausenschalter, wären ausgehend vom Ist-Zustand zusätzlich 557 188 Netzkunden länger als 3 Minuten von der Versorgung unterbrochen. Demzufolge würde sich die Quote der Kunden mit einer Unterbrechungszeit länger als 3 Minuten von 27% auf 40% erhöhen.

3.2.4 Störungszeitpunkt

Es wird die Häufigkeit der Störungen im Tagesverlauf und im Jahresverlauf bestimmt. Dafür wird der Störungsbeginn der einzelnen Störungen herangezogen. Der Tag wird dafür in Zwei-Stunden-Intervalle eingeteilt. Das Jahr wird nach Monate unterschieden. Der Tagesverlauf der Störungshäufigkeit ist aus Abbildung 3.10 ersichtlich.

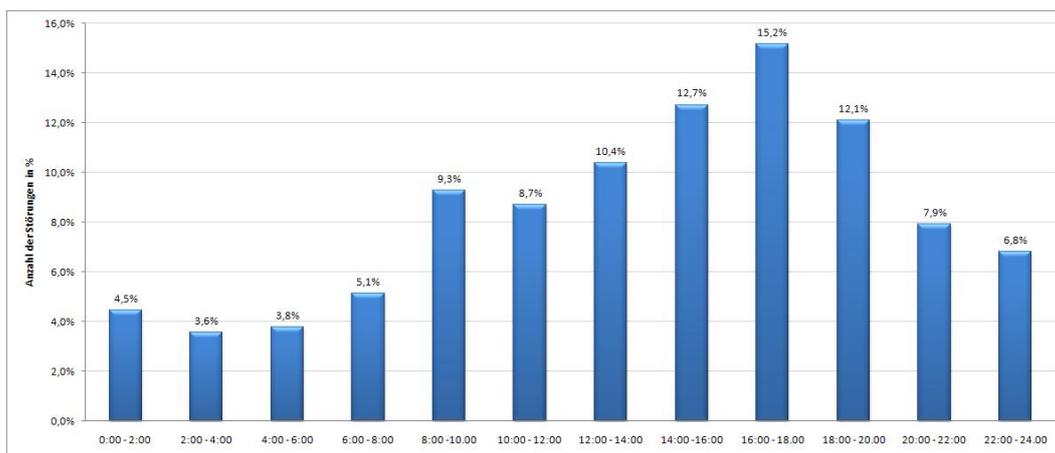


Abbildung 3.10: Störungshäufigkeit im Tagesverlauf (1999-2009)

Die hohe Häufigkeit in den Nachmittagsstunden ist auf die Gewittertätigkeit zurückzuführen. Die Haupttätigkeit der Gewitter fällt in Mitteleuropa in die Nachmittagszeit mit einem Maximum zwischen 15:00 Uhr und 18:00 Uhr. Ebenfalls treten Störungen mit Störungsanlass „*Sturm*“ vermehrt zwischen 16:00 und 18:00 Uhr auf. Eine Ausnahme stellt das Jahr 2003 dar. In diesem Jahr sind Störungen aufgrund von Gewitter auch sehr stark zwischen 20:00-22:00 Uhr aufgetreten. Störungen mit „*Kein erkennbarer Anlass*“ haben zwischen 8:00 und 10:00 Uhr und zwischen 12:00 und 14:00 Uhr eine höhere Häufigkeit, die jedoch nicht sehr stark ausgeprägt ist. Die Häufigkeit von Störungen mit Störungsanlass „*Erd- und Baggerarbeiten*“ steigert sich von 6:00 Uhr bis 16:00 zum Maximum, mit Ausnahme der Mittagsstunden von 12:00 Uhr bis 14:00 Uhr mit einem leichten Einbruch der Störungshäufigkeit. Der Störungsanlass „*Eis, Eisregen, Schnee, Raureif*“ tritt zur Mittagszeit und in den Nachtstunden vermehrt auf.

Die Störungshäufigkeit über das Jahr ergibt folgenden in Abbildung 3.11 ersichtlichen Verlauf.

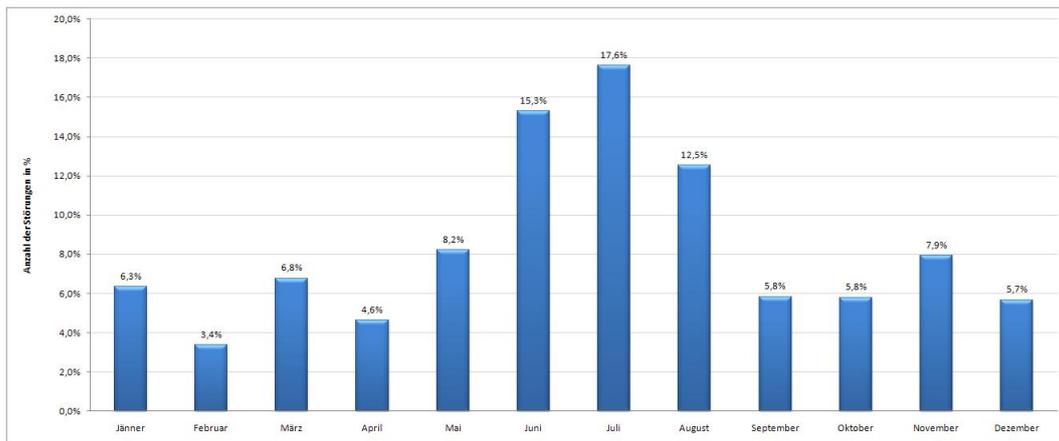


Abbildung 3.11: Störungshäufigkeit im Jahresverlauf (1999-2009)

Die Störungshäufigkeit in den Monaten Juni, Juli und August lässt sich wieder mit der verstärkten Gewittertätigkeit erklären. Die Häufigkeitsverteilung der Jahre 2004, 2007 und 2008 weicht vom Verlauf des gesamten Störungsgeschehens stark ab. Erkennt man in Abbildung 3.11 eine Zunahme in den Sommermonaten treten in Abbildung 3.12 Störungen in den Wintermonaten zum Teil sogar öfters auf als im Sommer. Für die erhöhte Störungshäufigkeit in den Monaten März und Jänner (Abbildung 3.11) ist vor allem das Jahr 2007 verantwortlich, mit dem in Kapitel 2.5.2 erwähnten Kaltlufteinbruch. Mitverantwortlich für die höheren Störungswerte im Jänner ist das Jahr 2008 mit dem Sturm „Paula“ und im März das Jahr 2006 mit einer überdurchschnittlichen Störungshäufigkeit mit Störungsanlass „Eis, Eisregen, Schnee, Raureif“. Im November weisen besonders die Jahre 2004 und 2002 mit Stürmen eine hohe Störungshäufigkeit auf. Aufgrund des Tiefdruckkomplexes „Tine“ kommt es im Dezember des Jahres 2008 zu einer erhöhten Störungshäufigkeit.

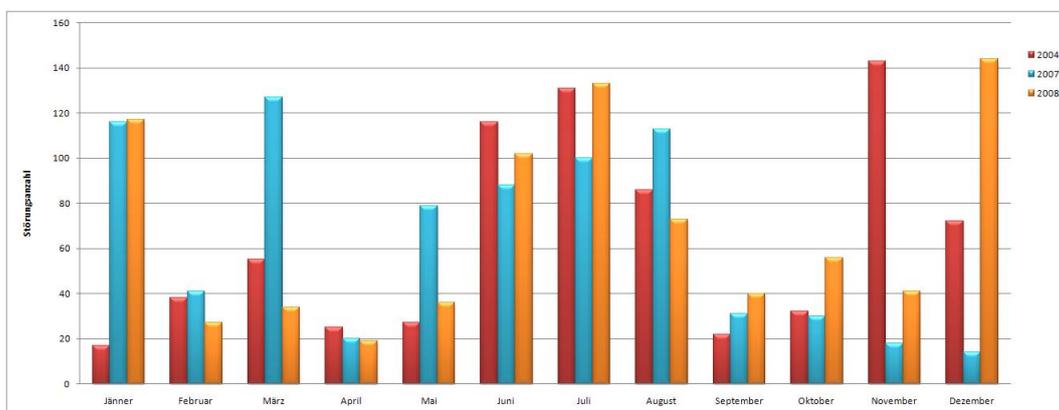


Abbildung 3.12: Störungshäufigkeit der Jahre 2004, 2007 und 2008

3.2.5 Versorgungsunterbrechung

In diesem Kapitel werden Störungen mit Versorgungsunterbrechung näher untersucht. Zusätzlich wird auch auf die durchschnittliche Dauer von Versorgungsunterbrechungen eingegangen. Von 7907 Störungen in den Jahren 1999 bis 2009 führten 5141 Störungen (65%) zu Versorgungsunterbrechungen. Weiters führten diese 5141 Störungen mit Versorgungsunterbrechung zu 12831 VU-Stufen.

Störungsanlass von Versorgungsunterbrechungen

Untersucht man die aufgetretenen Störungen mit Versorgungsunterbrechung nach dem Störungsanlass erhält man in Abbildung 3.13 dargestellte Verteilung.

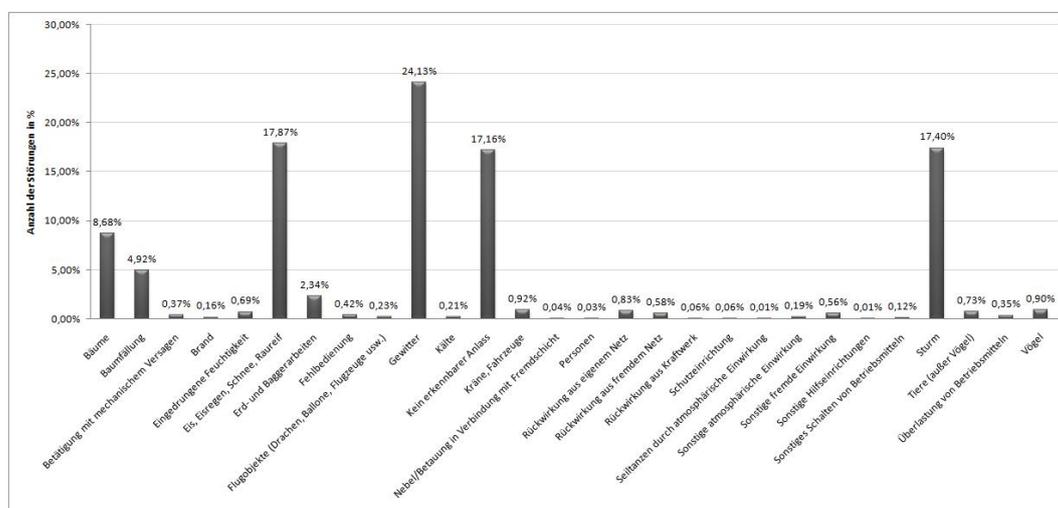


Abbildung 3.13: Störungsanlässe die zu Versorgungsunterbrechungen führen (1999-2009)

Man erkennt eine stärkere Bedeutung der Störungsanlässe „Eis, Eisregen, Schnee, Lawen“, „Sturm“ und „Bäume“ im Vergleich zur Verteilung in Abbildung 3.2, mit Berücksichtigung aller Störungen. Diese Bedeutung zeigt auch die Darstellung in Abbildung 3.14.

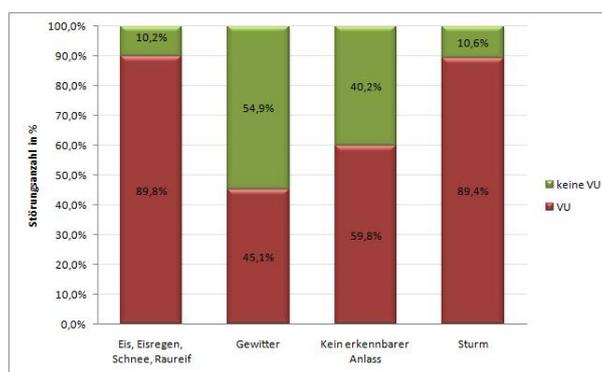


Abbildung 3.14: Prozentsatz der Störungen die zu Versorgungsunterbrechungen führen

Demnach führen rund 90% der Störungen mit vorher erwähnten Störungsanlass zu Versorgungsunterbrechungen. Wobei Störungen mit Anlass „Gewitter“ nur zu rund 45% zu Versorgungsunterbrechungen führen.

Anzahl von Versorgungsunterbrechungen

In Abbildung 3.15 wird die Anzahl der VU-Stufen über die Jahre 1999-2009 dargestellt. Es ist im Laufe dieser Jahre ein Anstieg an VU-Stufen erkennbar.

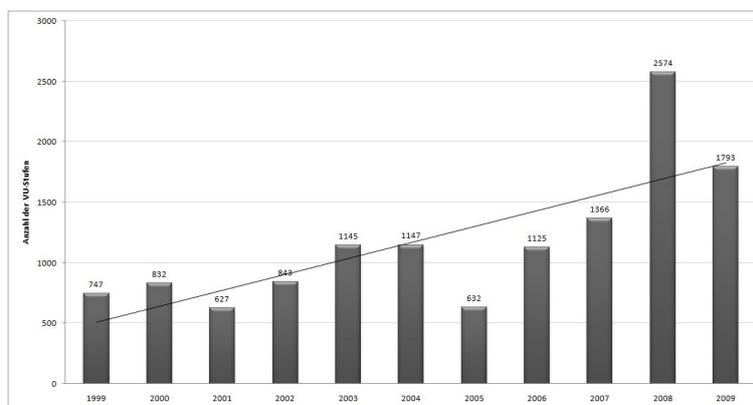


Abbildung 3.15: Anzahl der VU-Stufen im Verlauf der Jahre 1999-2009

Besonders das Jahr 2008 weist einen hohen Anteil an VU-Stufen auf. Der Grund sind einerseits die vorher schon erwähnten extremen Wetterereignisse (Störungen aufgrund von Gewittern führten zu mehr VU-Stufen) als in anderen Jahren.

Einen nicht zu vernachlässigbaren Anteil nehmen auch Unterbrechungen mit Störungsanlass „Bäume“ ein. Besonders im Oktober des Jahres 2008 war die Anzahl der Unterbrechungen groß. Nach Untersuchung der Beginnndaten von Unterbrechungen mit Stö-

rungsanlass „*Bäume*“, „*Sturm*“ und „*Eis, Eisregen, Schnee, Raureif*“ erkennt man eine Vielzahl von Überschneidungen. Nach genauer Recherche der Unwetterberichte der ZAMG [fMuG03] haben rund 35% der Versorgungsunterbrechungen mit Anlass „*Bäume*“ als Ursache einen Sturm. Rund 24% können auf Schneelasten zurückgeführt werden. Mit dieser Erkenntnis wird die Datengenauigkeit von Störungen mit Störungsanlass „*Bäume*“ generell angezweifelt. Auch nach weiteren Untersuchungen von Beginnenden stellt sich heraus, dass die eigentlichen Störungsanlässe entweder „*Sturm*“ oder „*Eis, Eisregen, Schnee, Raureif*“ sind.

In Abbildung 3.16 wird die Anzahl der Störungen mit Versorgungsunterbrechung im Laufe der Jahre 1999-2009 dargestellt. Wie der in Abbildung 3.15 erkennbare Anstieg von VU-Stufen, nimmt auch die Anzahl der Störungen mit Versorgungsunterbrechung zu.

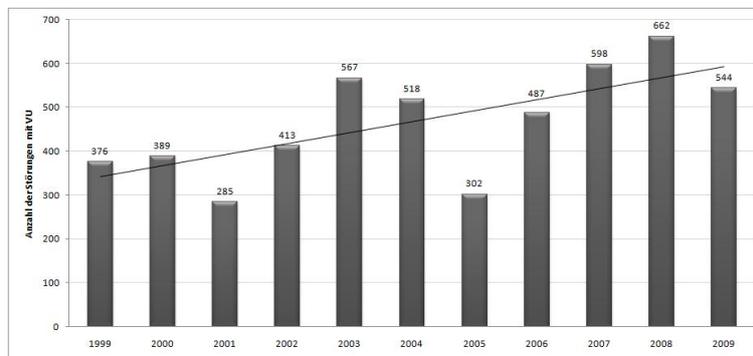
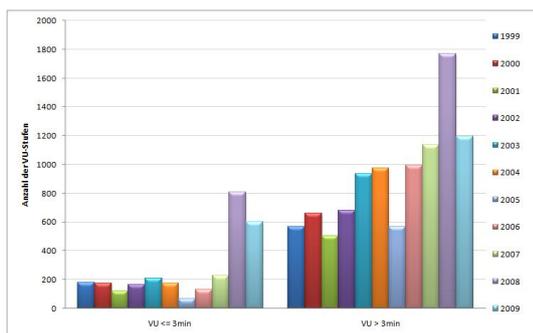


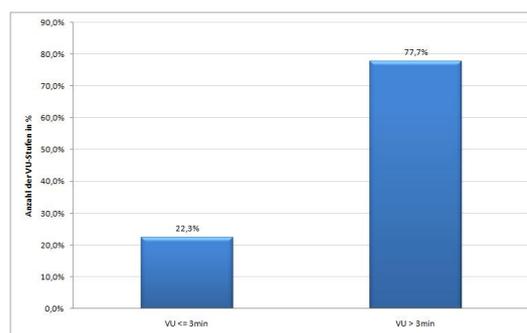
Abbildung 3.16: Anzahl der Störungen mit VU im Verlauf der Jahre 1999-2009

Versorgungsunterbrechungsdauer

Ein sehr bedeutender Faktor stellt die Dauer einer Versorgungsunterbrechung dar. In Abbildung 3.17 werden die VU-Stufen in 2 Klassen eingeteilt. Unterbrechungen mit einer Dauer ≤ 3 Minuten und > 3 Minuten.



(a) Jahre 1999-2009



(b) Mittelwert über alle Jahre

Abbildung 3.17: Anzahl der VU-Stufen der Jahre 1999-2009 eingeteilt nach Dauer

Daraus ergibt sich das 77,7% aller Versorgungsunterbrechungsstufen länger als 3 Minuten dauern.

Die nächste Untersuchung befasst sich mit der Frage, bei wie vielen Störungen mit Versorgungsunterbrechung nach 3 Minuten die Energieversorgung aller Netzkunden wieder hergestellt werden konnte. Diese Untersuchung liefert in Abbildung 3.18 dargestelltes Ergebnis.

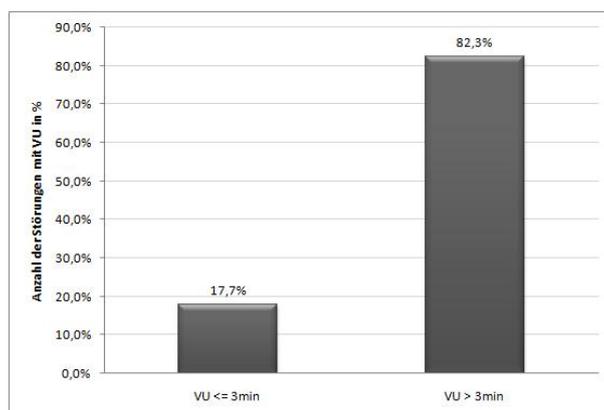


Abbildung 3.18: Anzahl der Störungen mit VU eingeteilt nach Dauer (1999-2009)

Man erkennt das bei 17,7% der Störungen mit Versorgungsunterbrechung, die Wiederherstellung der Energieversorgung aller Kunden in spätestens 3 Minuten erfolgte.

3.2.6 Fehlerort

Die erste Untersuchung befasst sich hauptsächlich damit, bei welchem Betriebsmittel Fehler auftreten. Bei den folgenden Untersuchungen wird der genaue Fehlerort je Netzabschnitt (Umspannwerk) analysiert. Für mögliche Fehlerorte und deren Beschreibungen

wird auf Seite 29 verwiesen. Die Datenbasis für die Untersuchungen nach dem Netzabschnitt beschränkt sich auf die Jahre 2005 bis 2009.

Fehlerort nach Betriebsmittel

In Abbildung 3.19 ist die Störungshäufigkeit in Abhängigkeit des Fehlerortes dargestellt.

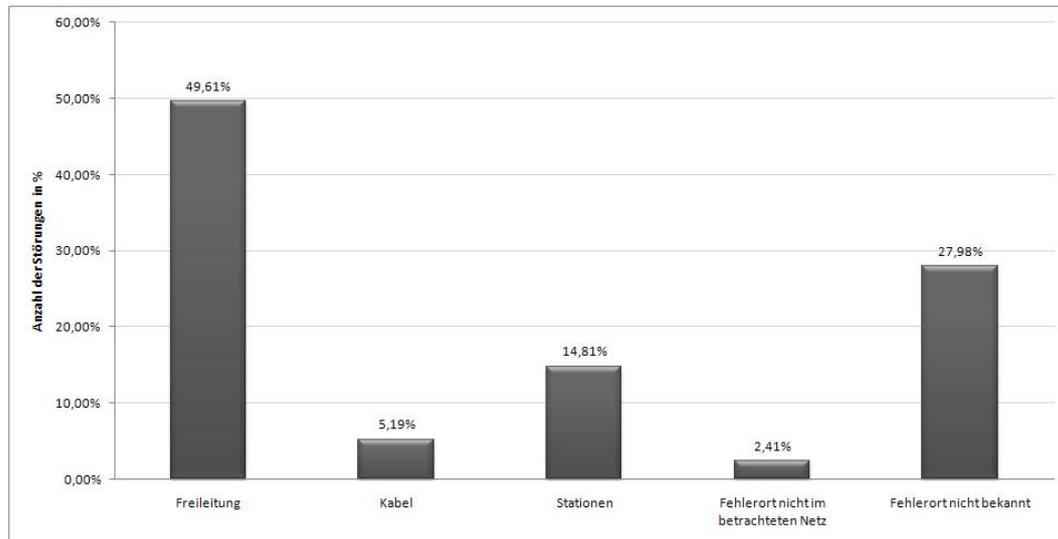


Abbildung 3.19: Störungshäufigkeit in Abhängigkeit des Fehlerortes der Jahre 1999 bis 2009

Führt man eine Unterteilung des Fehlerortes Station in Ortsnetzstationen und Umspannwerke für die Jahre 1999 bis 2009 durch, erhält man 1131 Störungen in Ortsnetzstationen und 40 Störungen in Umspannwerken. Unter Berücksichtigung der Anzahl von Stationen (siehe Kapitel 2.3), beträgt die relative Störungshäufigkeit bei Ortsnetzstationen 0,014 Störungen pro Jahr und Station. Bei Umspannwerken beträgt die relative Störungshäufigkeit 0,077 Störungen pro Jahr und UW.

Störungen mit unbekanntem Fehlerort reduzieren sich im Laufe der Jahre und verteilen sich fast zur Gänze auf den Fehlerort Freileitung. Dieser Umstand lässt wiederum auf eine verbesserte Erfassung der Störungsdaten schließen. Berücksichtigt man nur Störungen, die auch zu einer Versorgungsunterbrechung führen, ist Folgendes anzumerken. Die Zusammensetzung der Störungsanzahl mit unbekanntem Fehlerort besteht zu rund 76% aus Störungen mit keiner Versorgungsunterbrechung. Hingegen bestehen Störungen mit bekanntem Fehlerort im Durchschnitt nur zu 17% aus Störungen mit keiner Versorgungsunterbrechung. Dieser hohe Anteil bei unbekanntem Fehlerort, lässt sich damit erklären, dass die Bestimmung des Fehlerortes bei keiner Versorgungsunterbrechung einerseits schwieriger ist und andererseits nach dem Fehlerort in der Regel nicht gesucht wird. Dies wird auch von KNG Betriebspersonal bestätigt.

Um einen Vergleich zwischen Freileitung und Kabel durchzuführen, werden im ersten Schritt die Freileitungs- und Kabellänge berücksichtigt. Dadurch erhält man folgende spezifische Störungshäufigkeit für Freileitung und Kabel.

- Freileitung: 10,7 Störungen/100km/a
- Kabel: 1,68 Störungen/100km/a

Demzufolge weisen Freileitungen im Vergleich zu Kabel eine signifikant höhere Störunganfälligkeit auf. Würde man die Störungen mit unbekanntem Fehlerort den Freileitungen zurechnen (siehe Seite 46), erhält man eine noch höhere spezifische Störungshäufigkeit von rund 17 Störungen/100km/a bei Freileitungen.

Ermittelt man eine durchschnittliche Reparaturzeit bei Freileitungen bzw. bei Kabel, erhält man folgendes Ergebnis.

- Freileitung: 11,5 h
- Kabel: 110 h

Damit ergibt sich eine um 9,5-fach höhere Reparaturzeit bei Kabel im Vergleich zur Freileitung.

Im nächsten Schritt werden Störungsanlässe bei Freileitungen und Kabel näher untersucht. Dies liefert in Tabelle 3.2 aufgelistetes Ergebnis.

Störungsanlass	Freileitung	Kabel
Bäume	10,6%	0%
Baumfällung	7,8%	0%
Eis, Eisregen, Schnee, Raureif	16,5%	0,2%
Gewitter	29,3%	7,3%
Kein erkennbarer Anlass	10,8%	59,2%
Sturm	18,2%	0%
Erd- und Baggerarbeiten	0,4%	27,6%
Sonstige Anlässe	6,5%	5,6%

Tabelle 3.2: Störungsanlässe von Störungen bei Freileitungen und Kabel (1999-2009)

Bei Kabeln ist der hohe Anteil (rund 60%) von Störungen mit Störungsanlass „*Kein erkennbarer Anlass*“ auffällig. Dies könnte unter Umständen mit Fabrikationsfehler, Verlege- oder Montagefehler und vor allem mit Alterungsvorgängen zusammenhängen.

Ein weiterer Unterschied bei der Betrachtung von Freileitungen und Kabel ergibt sich in der Fehlerart der Störungen. Wie in Abbildung 3.20 ersichtlich treten bei Kabel vermehrt Störungen mit Erdschluss als Folge auf, wohingegen bei Freileitungen die Fehlerart

mehrpolarer Kurzschluss überwiegt. Der geringe Anteil an Erdschlüssen bei Freileitungen lässt sich wieder wie im Kapitel 3.2.2 durch den kompensierten Betrieb des Netzes erklären.

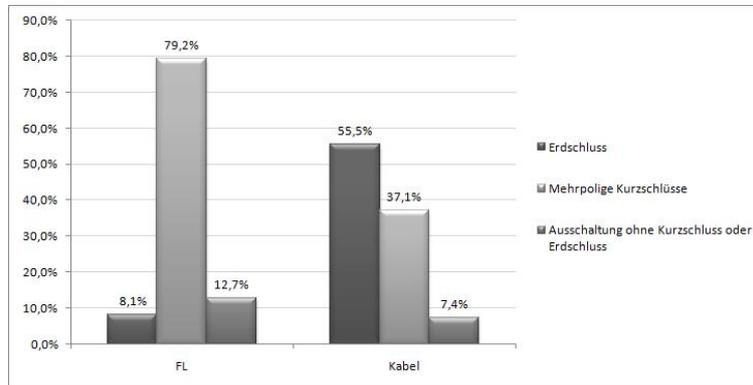


Abbildung 3.20: Fehlerart bei Freileitungen und Kabeln

Störungshäufigkeit nach Umspannwerk

Reiht man das gesamte Störungsgeschehen im 20-kV-Netz nach dem Auftreten in den einzelnen Netzabschnitten, so erhält man die in Abbildung 3.21 und 3.22 dargestellten Verteilungen. Abbildung 3.21 zeigt eine Verteilung mit absoluten Werten. Um die unterschiedliche Netzgröße der Netzabschnitte zu berücksichtigen, wird eine spezifische Störungshäufigkeit berechnet. Die spezifische Störungshäufigkeit ergibt sich aus dem Verhältnis der gesamten Störungsanzahl pro Jahr und der Netzgröße (Leitungslänge in km). Die Verteilung der spezifischen Störungshäufigkeit je Netzabschnitt wird in Abbildung 3.22 dargestellt.

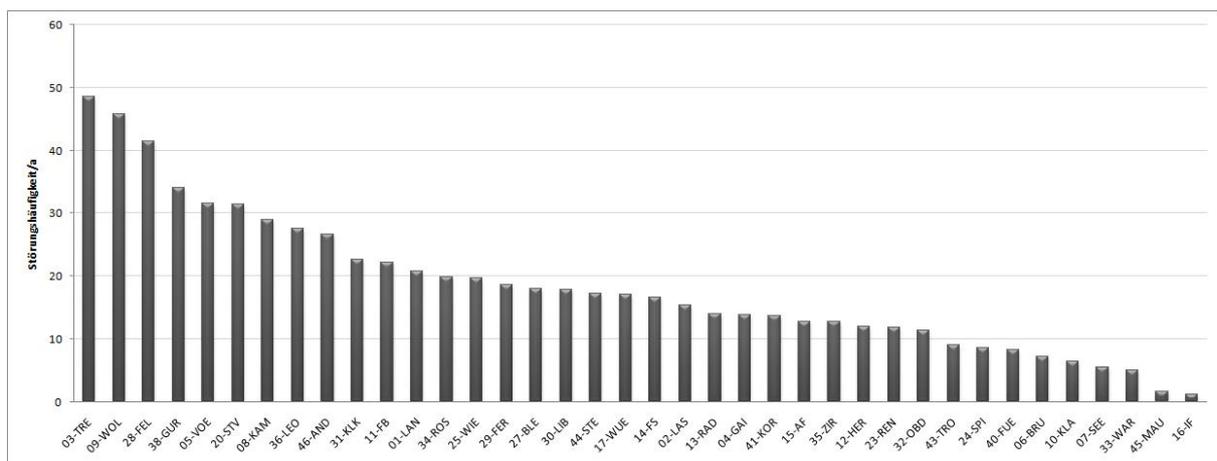


Abbildung 3.21: Störungshäufigkeit pro Jahr je Netzabschnitt nach Umspannwerk (2005-2009)

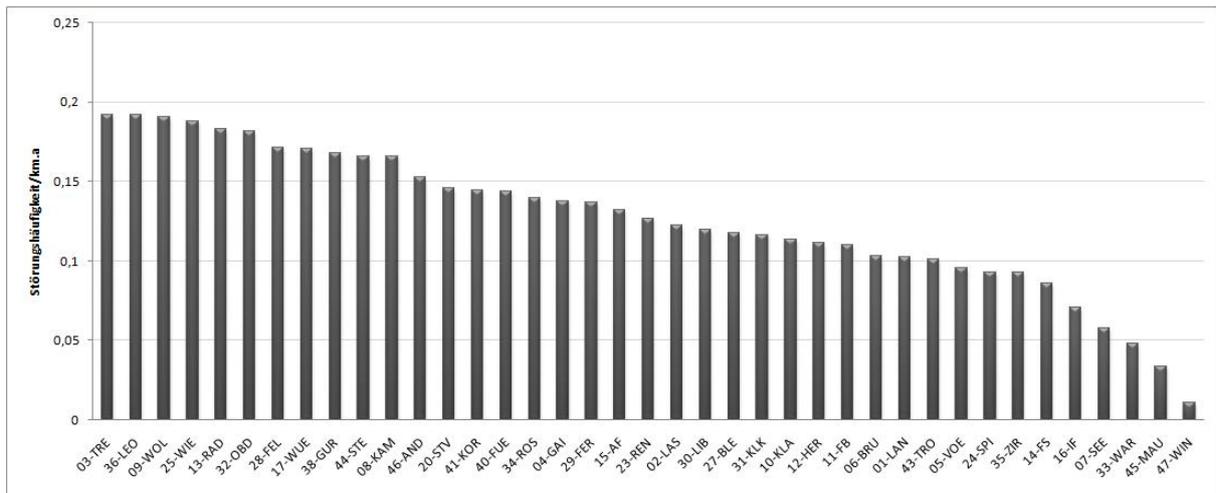


Abbildung 3.22: Spezifische Störungshäufigkeit pro Jahr je Netzabschnitt nach Umspannwerk (2005-2009)

Man erkennt, dass die Netzabschnitte 03-TRE und 36-LEO die höchste spezifische Störungshäufigkeit von 0,192 bzw. 0,191 aufweisen. Jedoch weisen andere Netzabschnitte (z.b. 32-OBD) sehr ähnliche spezifische Störungshäufigkeiten auf.

In Abbildung 3.23 wird der Kabelanteil je Netzabschnitt, bezogen auf die gesamte Netzabschnittslänge, in Abhängigkeit zur spezifischen Störungshäufigkeit dargestellt. Daraus wird ersichtlich, dass mit steigendem Kabelanteil die spezifische Störungshäufigkeit sinkt.

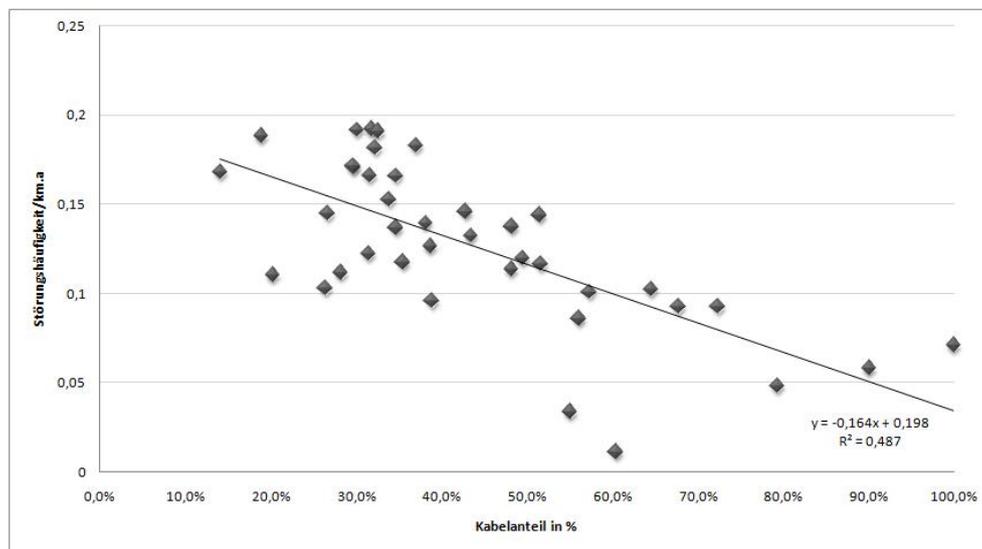


Abbildung 3.23: Spezifische Störungshäufigkeit in Abhängigkeit des Kabelanteils je Netzabschnitt (2005-2009)

Ermittelt man eine spezifische Unterbrechungshäufigkeit pro Jahr je Netzabschnitt (Versorgungsunterbrechung), erhält man in Abhängigkeit des Kabelanteils je Netzabschnitt folgende Verteilung (Abbildung 3.24).

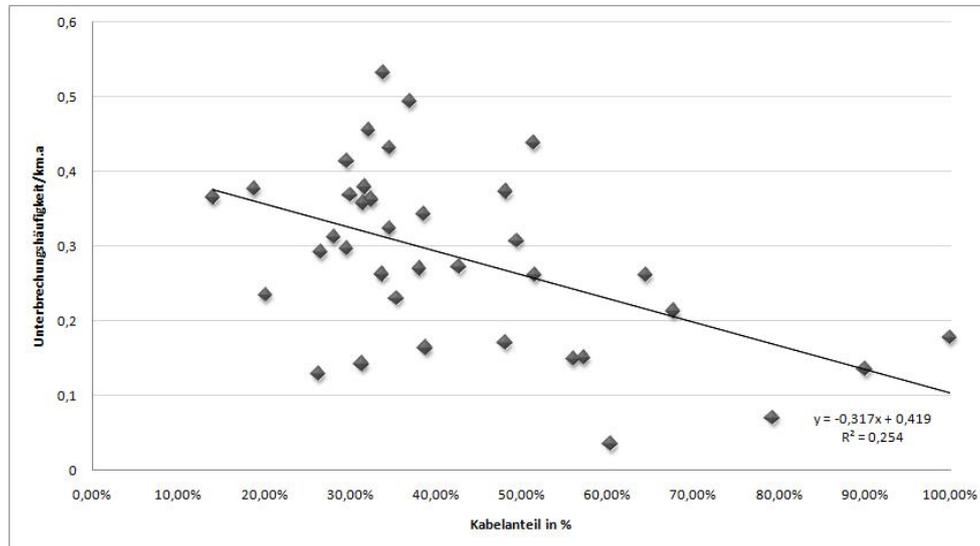


Abbildung 3.24: Spezifische Unterbrechungshäufigkeit pro Jahr und Kabelanteil je Netzabschnitt nach Umspannwerk (2005-2009)

Man erkennt den Einfluss des Kabelanteils je Netzabschnitt. Mit höherem Kabelanteil verringert sich auch die Unterbrechungshäufigkeit. In Abbildung 3.25 wird die mittlere Versorgungsunterbrechungsdauer je Netzabschnitt in Abhängigkeit des Kabelanteils je Netzabschnitt dargestellt.

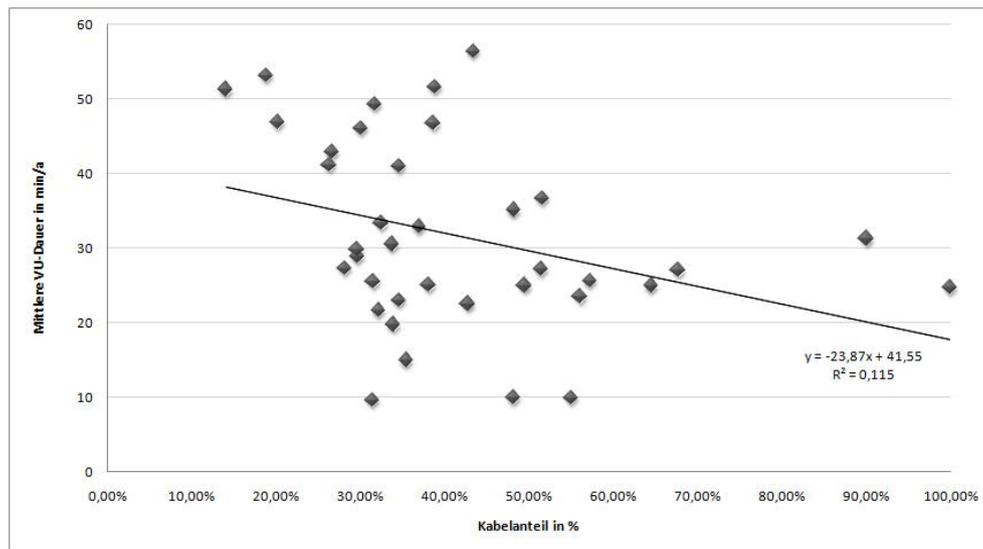


Abbildung 3.25: Mittlere Unterbrechungsdauer pro Jahr und Kabelanteil je Netzabschnitt nach Umspannwerk (2005-2009)

Auch hier lässt sich ein schwacher Einfluss des Kabelanteils ableiten. Netzabschnitte mit einem höheren Kabelanteil weisen eine geringere mittlere Versorgungsunterbrechungsdauer auf. Dies hängt vermutlich mit dem höheren Vermaschungsgrad bei Kabelnetzen und den dadurch besseren Umschaltmöglichkeiten zusammen.

Wie auf Seite 56 festgestellt, treten rund 50% aller Störungen bei Freileitungen auf. Wenn man Störungen mit unbekanntem Fehlerort den Freileitungen zurechnet erhöht sich der Anteil auf 78%. Aufgrund dessen beschränkt sich die weitere Analyse auf Störungen, die in Verbindung mit Freileitungen stehen. Weiters werden nur Freileitungslängen zur Berechnung der spezifische Störungshäufigkeit verwendet. Dies führt zu folgendem Ergebnis.

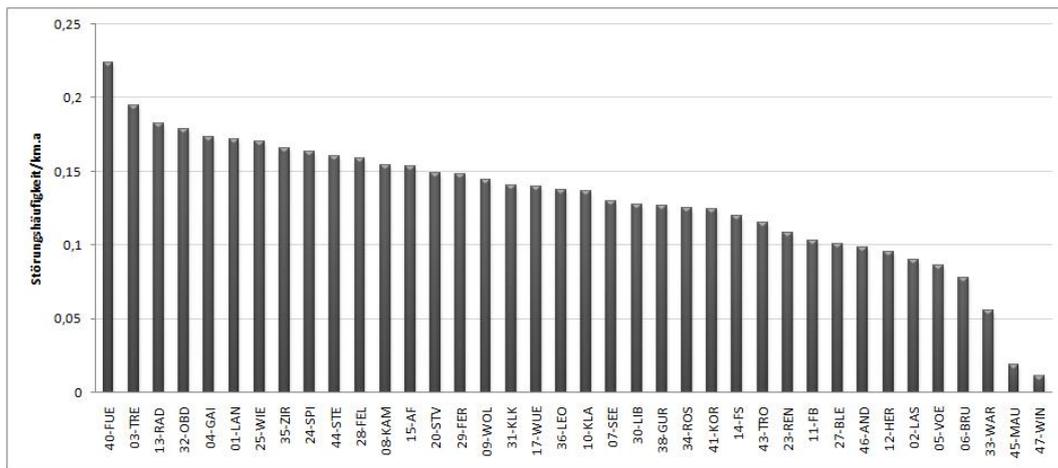


Abbildung 3.26: Spezifische Störungshäufigkeit von Freileitungen je Netzabschnitt nach Umspannwerk (2005-2009)

Wie in Abbildung 3.26 ersichtlich weist der Netzabschnitt 40-FUE mit rund 22 Störungen im Jahr pro 100 km die höchste spezifische Störungshäufigkeit auf. Der Netzabschnitt 40-FUE weist keine signifikanten Unterschiede bei den Störungsanlässen, im Vergleich zu anderen Abschnitten, auf. Jedoch zählt der Netzabschnitt 40-FUE mit rund 27 km Freileitungslänge zu den kleinsten Netzen. Dies führt zu einer stärkeren Auswirkung auf die spezifische Störungshäufigkeit. Weiters verlaufen rund 25% der Freileitungen im Wald. Dieser überdurchschnittliche Waldanteil führt auch zu einer höheren spezifischen Störungshäufigkeit (siehe Kapitel 3.3.3). Die spezifischen Störungshäufigkeiten der Netzabschnitte 45-MAU und 47-WIN sind aufgrund des sehr geringen Störungsgeschehens von nur 2-3 Störungen in 5 Jahren, statistisch nicht aussagekräftig.

3.3 Korrelation mit speziellen Gegebenheiten

In diesem Abschnitt wird die spezifische Störungshäufigkeit in den einzelnen Netzabschnitten mit speziellen Gegebenheiten in Verbindung gebracht. Es wird der Einfluss der Bewaldung und der Blitzhäufigkeit auf die Störungshäufigkeit näher untersucht. Zusätzlich wird untersucht, ob der Einsatz von Überspannungsleiter zu einer verminderten Störungshäufigkeit führt. In den nächsten Punkten werden nur Störungen berücksichtigt, die in Verbindung mit Freileitungen stehen. Als Datenbasis werden die Jahre 2005-2009 herangezogen.

3.3.1 Waldanteil

Wie unter Kapitel 2.3.2 auf Seite 18 festgestellt, verlaufen rund 25% der Freileitungen im Wald. Weiters kann mittels elektronischer Auswertung, jedem Netzabschnitt der Anteil an im Wald verlaufenden Freileitungen zugeordnet werden. Die Freileitungslängen

werden mit Hilfe der Schnittstelle Negis aus dem GIS ausgelesen und mittels Neplan ausgewertet bzw. die Leitungslängen den Netzabschnitten zugeordnet. Die Netzabschnitte werden nach Umspannwerken gegliedert.

Um die Zulässigkeit der Methode zur Bestimmung des Waldanteils zu untermauern, wird im ersten Schritt die spezifische Störungshäufigkeit je UW nur bei Störungsanlässen mit Waldbezug ermittelt. In Abbildung 3.27 ist eine Gegenüberstellung dieser spezifischen Störungshäufigkeit mit dem Waldanteil je UW dargestellt. Störungsanlässe mit Waldbezug sind „Bäume“, „Sturm“, „Baumfällung“ und „Eis, Eisregen, Schnee, Raureif“. Diese erwähnten Störungsanlässe treten in 53% der Störungsfälle bei Freileitungen auf. Rund 30% der Störungen auf Freileitungen treten aufgrund von „Gewitter“ auf. Störungen mit „Kein erkennbarer Anlass“ weisen einen Anteil von rund 11% auf, die jedoch zu einem beträchtlichen Teil den Störungen mit Störungsanlass „Gewitter“ zugerechnet werden können.

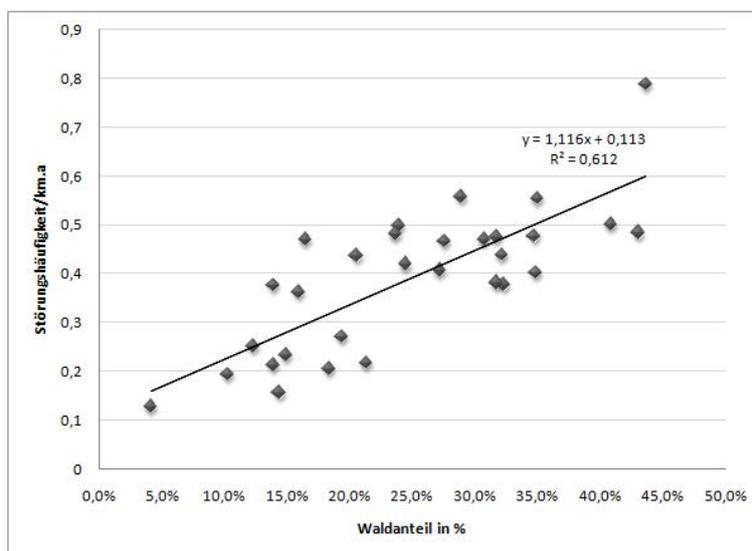


Abbildung 3.27: Spezifische Störungshäufigkeit je UW mit Waldbezug in Abhängigkeit des Waldanteils

Man erkennt einen starken Zusammenhang der spezifischen Störungshäufigkeit mit der Höhe des Waldanteils je UW. Daraus kann man schließen, dass die Methode zur Bestimmung des Waldanteils zulässig ist.

Der wesentliche restliche Anteil von Störungen wird aufgrund von Gewitter verursacht. Für die anschließende Auswertung stellt sich die Frage, ob Störungen aufgrund von Gewitter in Netzabschnitten mit höherem Waldanteil seltener auftreten. Das heißt, es stellt sich die Frage ob Wälder eine abschirmende Wirkung für Leitungen darstellen. In Abbildung 3.28 wird dieser Zusammenhang dargestellt.

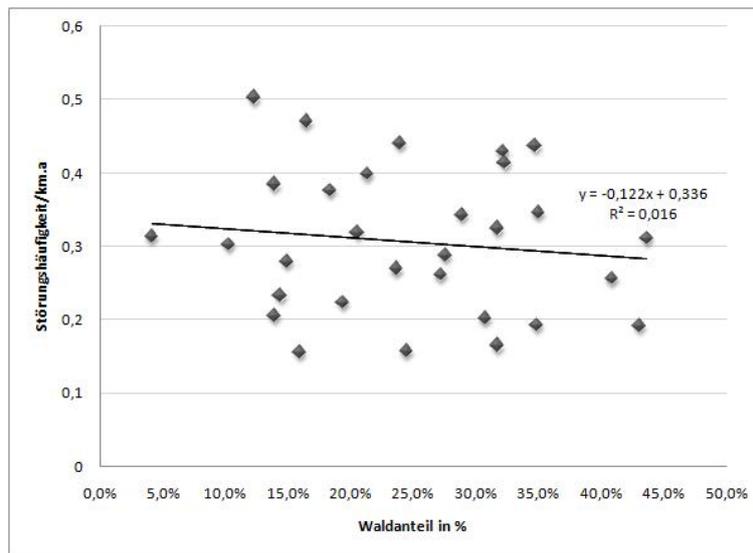


Abbildung 3.28: Störungshäufigkeit je UW in Abhängigkeit des Waldanteils (Anlass Gewitter)

Man kann zwar eine leichte Tendenz zu einer verringerten Störungshäufigkeit feststellen, jedoch ist Zusammenhang sehr schwach.

Aus den zuvor dargestellten Abbildungen, die im Wesentlichen das gesamte Störungsgeschehen abdecken, lässt sich eindeutig ein Einfluss des Waldanteils auf die spezifische Störungshäufigkeit und somit auch auf das gesamte Störungsgeschehen ableiten.

3.3.2 Blitzhäufigkeit

Die Daten zur Blitzhäufigkeit in Kärnten wurden von ALDIS (Austrian Lightning Detection and Information System) zur Verfügung gestellt. Diese Daten beschreiben die Blitzanzahl je $0,01^\circ \times 0,01^\circ$ Segment (Geographische Koordinaten) der Jahre 2005-2009. Aus der Verschneidung dieser Daten mit der Leitungskarte im GIS, ergibt sich mittels elektronischer Auswertung, die Blitzhäufigkeit je Netzabschnitt.

Um diese Methode wiederum zu stützen, werden in der ersten Untersuchung nur Störungen berücksichtigt die als Störungsanlass „Gewitter“ aufweisen. Das Ergebnis wird in Abbildung 3.29 dargestellt. Es wird die Störungshäufigkeit pro Jahr und UW mit der Blitzhäufigkeit je UW gegenübergestellt.

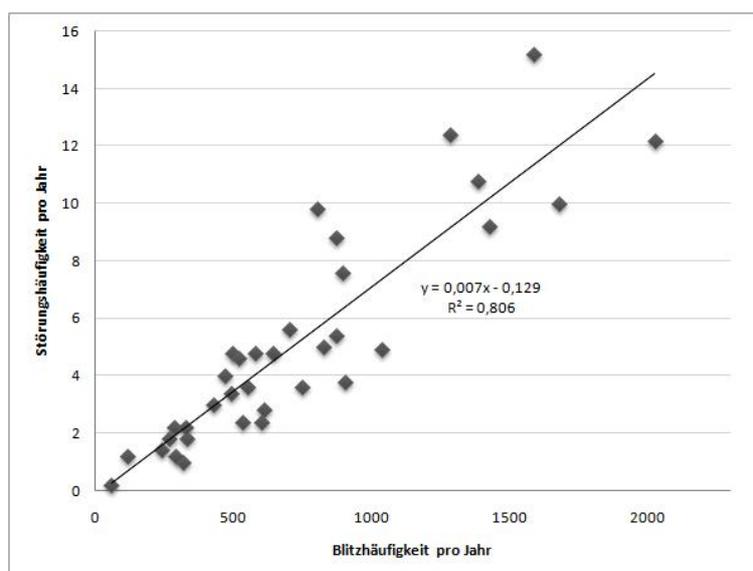


Abbildung 3.29: Störungshäufigkeit je UW in Abhängigkeit der Blitzhäufigkeit (Anlass Gewitter)

Diese Auswertung zeigt, dass die Methode zur Bestimmung der Blitzhäufigkeit je Netzabschnitt zulässig ist.

Die nächste Untersuchung befasst sich mit Störungen, die als Störungsanlass „*Kein erkennbarer Anlass*“ aufweisen. In Abbildung 3.30 kann gezeigt werden, dass Störungen mit „*Kein erkennbarer Anlass*“ einen starken Zusammenhang mit der Blitzhäufigkeit aufweisen. Daraus können zuvor aufgestellte Vermutungen bestätigt werden. Störungen mit „*Kein erkennbarer Anlass*“ sind größtenteils den Störungen mit Störungsanlass „*Gewitter*“ zuzurechnen.

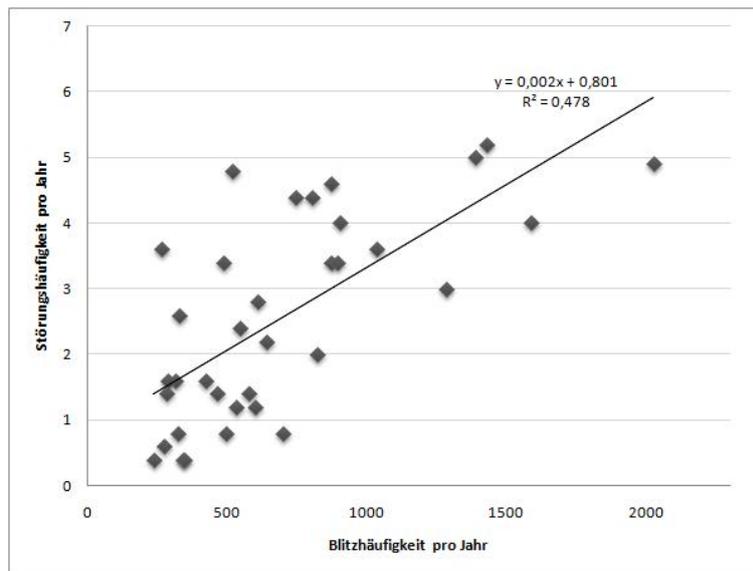


Abbildung 3.30: Störungshäufigkeit je UW in Abhängigkeit der Blitzhäufigkeit (Kein erkennbarer Anlass)

3.3.3 Überspannungsableiter

Es wird die Abhängigkeit der spezifischen Störungshäufigkeit je Abzweig, zur Anzahl von Überspannungsableitern je Abzweig untersucht. Für diese Untersuchung werden nur Störungen auf Freileitungen mit Störungsanlass „Gewitter“ berücksichtigt. Weiters werden 29 Abzweige analysiert, die eine Störungsbandbreite von hoher bis niedriger spezifischen Störungshäufigkeit aufweisen. Das Ergebnis wird in Abbildung 3.31 dargestellt.

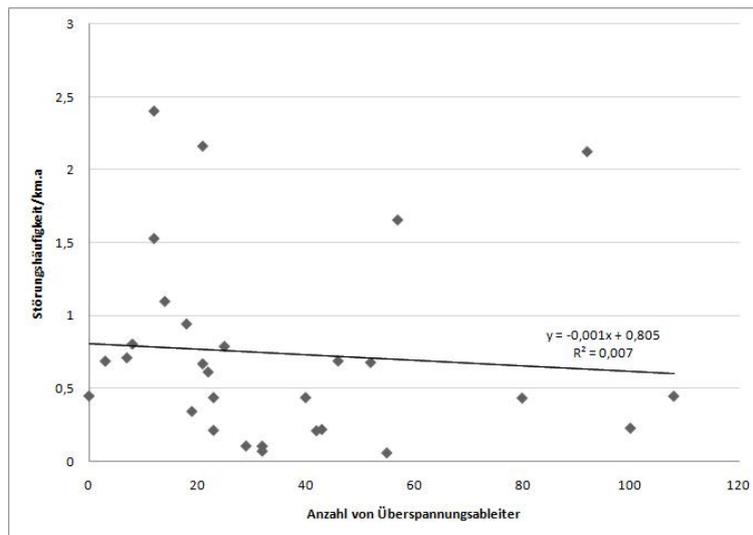


Abbildung 3.31: Spezifische Störungshäufigkeit je Abzweig in Abhängigkeit von der Anzahl der Überspannungsableiter

Es lässt sich aus dieser Untersuchung keine Korrelation zwischen Anzahl von Überspannungsableiter und spezifischer Störungshäufigkeit bei Freileitungen mit Störungsanlass „Gewitter“ ableiten.

4 Spannungseinbrüche

4.1 Allgemeines

Um Auswirkungen der einzelnen Fehler auf den Netzkunden zu untersuchen, werden mit dem Netzberechnungsprogramm NEPLAN Kurzschlussberechnungen durchgeführt und die Spannungseinbrüche bei ausgewählten Netzpunkten ausgewertet. Das Modell des Netzes ist in Abbildung ?? vereinfacht dargestellt. Das reale 110-kV-Netz Kärnten umfasst 47 Umspannwerke. Es werden unterschiedliche Fehler auf der 220-kV-, 110-kV- und der 20-kV-Ebene simuliert. Weiters soll die Simulation Antworten geben, wie sich die Fehler auf den einzelnen Netzebenen bis hin zum Netzkunden (0,4-kV-Ebene) auswirken. Die Simulation wird mit folgenden Fehlerarten durchgeführt.

- 3 poliger Fehler
- 2 poliger Fehler mit Erde
- 1 poliger Fehler

Neben den unterschiedlichen Fehlerorten wird als zusätzlicher Simulationsparameter die maximale und minimale Kurzschlussleistung eingeführt. Als Kurzschlussleistung werden ein maximaler Wert und ein minimaler Wert gewählt. Wie in Abbildung 4.1 ersichtlich werden zwei 20-kV-Abgänge untersucht. Das 20-kV-Netz SS2 wird zusätzlich von G3 gespeist. Hingegen weist das 20-kV-Netz SS1 keine Einspeisung in die 20-kV-Ebene auf.

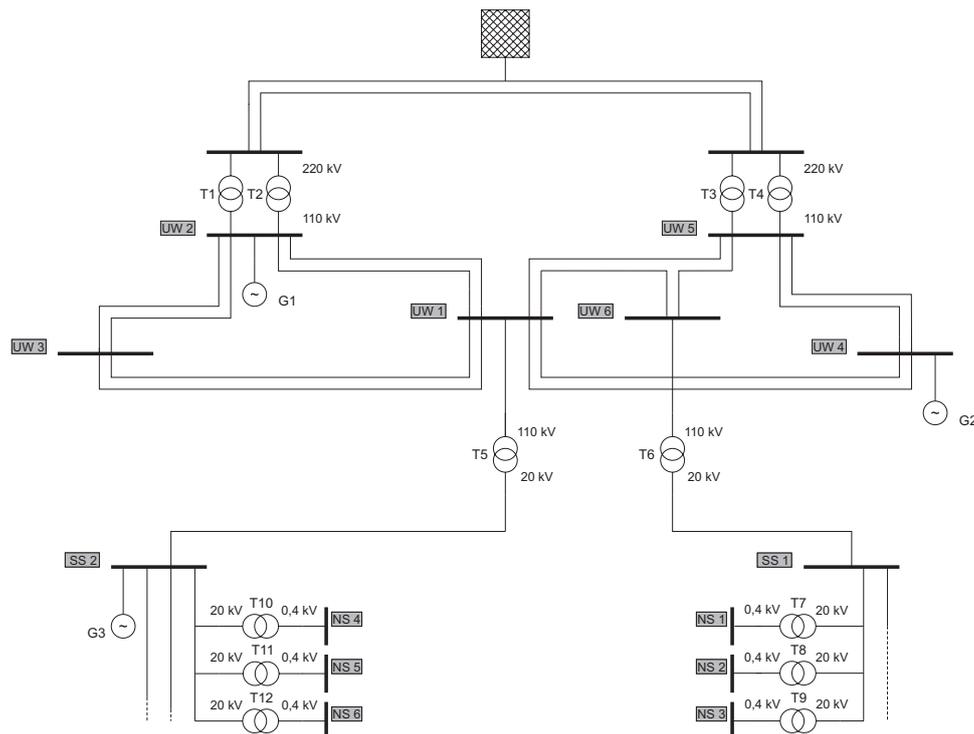


Abbildung 4.1: Netzmodell für Kurzschlussberechnung

Modelldaten:

G1:	$S_N = 300 \text{ MVA}$
G2:	$S_N = 260 \text{ MVA}$
G3:	$S_N = 11 \text{ MVA}$
T1, T2, T3, T4:	Schaltgruppe: YNyn0
T5, T6:	Schaltgruppe: YNd5
T7-T12:	Schaltgruppe: Yzn5

Folgende in Tabelle 4.1 aufgelisteten Netzpunkte werden als Fehlerorte bestimmt bzw. sind Netzpunkte an denen die Spannungsauswertung durchgeführt wird. Der Simulationsablauf wird wie folgt durchgeführt.

1. Auswahl eines Fehlerortes aus Tabelle 4.1
2. Kurzschlussberechnung mittels Neplan
3. Auswertung der Restspannungswerte und Zuordnung zu den Netzpunkten

Spannungsebene	Spannungsauswertung	Fehlerort
220-kV-Ebene		220-kV-Ebene
110-kV-Ebene	UW 6	Leitungsstück zwischen UW 4 und UW 5
110-kV-Ebene	UW 1	Leitungsstück zwischen UW 3 und UW 1
110-kV-Ebene	UW 2	
110-kV-Ebene	UW 4	
20-kV-Ebene	SS1	Fehler nahe zu SS1 und SS2
20-kV-Ebene	SS1-Mitte	Fehler fern zu SS1 und SS2
20-kV-Ebene	SS1-Fern	
20-kV-Ebene	SS2	
20-kV-Ebene	SS2-Mitte	
20-kV-Ebene	SS2-Fern	
0,4-kV-Ebene	NS 1	
0,4-kV-Ebene	NS 2	
0,4-kV-Ebene	NS 3	
0,4-kV-Ebene	NS 4	
0,4-kV-Ebene	NS 5	
0,4-kV-Ebene	NS 6	

Tabelle 4.1: Netzpunkte der Spannungsauswertung und Fehlerorte

4.2 Ergebnisse

In den folgenden Punkten sind die Ergebnisse der Auswertung, bei unterschiedlicher Wahl des Fehlerortes, der Fehlerart und der Kurzschlussleistung dargestellt.

4.2.1 Fehlerort 220-kV-Ebene

Abbildung 4.2 zeigt die Auswirkungen eines 3-poligen Fehlers auf der 220-kV-Ebene. Wie man erkennen kann, halten sich die Spannungseinbrüche in den unterlagerten Netzebenen in Grenzen. Die Netzkunden in den untersuchten Abgängen werden mit einer Restspannung von 98,1 % und 91,6% versorgt. Ein anderes Bild zeigt die Kurzschlussberechnung bei minimaler Kurzschlussleistung. Wie in Abbildung 4.3 ersichtlich, kommt es zu einem Spannungseinbruch beim Netzkunden auf rund 80% der Nennspannung.

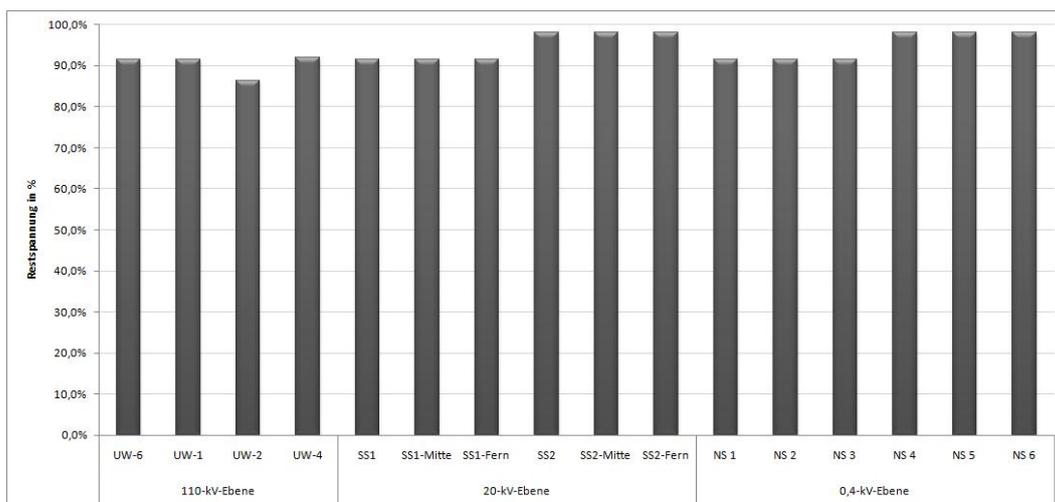


Abbildung 4.2: Auswirkungen eines 3-poligen Fehlers auf 220-kV-Ebene (maximale KS-Leistung)

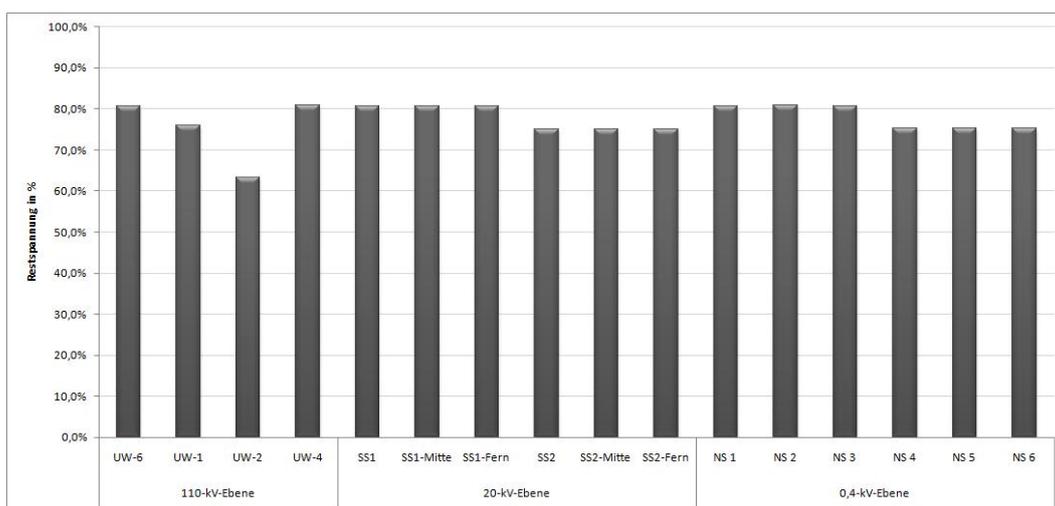


Abbildung 4.3: Auswirkungen eines 3-poligen Fehlers auf der 220-kV-Ebene (minimale KS-Leistung)

Die Berechnung mit einem 2-poligen-Erde Fehler ergibt ein annähernd gleiches Ergebnis. Der 1-polige Fehler ist auf der NS-Ebene kaum spürbar.

4.2.2 Fehlerort 110-kV-Ebene

Als Fehlerort wird ein 3-poliger Fehler an einem Leitungsstück zwischen UW 4 und UW 5 gewählt. Dies führt zu folgendem in Abbildung 4.4 dargestellten Ergebnis. Die Spannung an UW-4 bricht auf 45,5% ein. UW-6 weist eine Restspannung von 60,3% auf, womit das 20-kV-Netz SS1 nur mit 60,3% der Nennspannung versorgt wird. Beim Netzkunden auf der 0,4-kV-Ebene (NS 1 - NS 3) wird dieser Fehler spürbar. 74,3% der

Spannung ist im UW 1 verfügbar. Das 20-kV-Netz SS2 von UW 1 weist aufgrund der direkten Einspeisung und Lieferung von Kurzschlussleistung einen Restspannungswert von 94,4% auf. Wenn man die Auswirkungen auf die 20-kV-Netze betrachtet, wird die Abhängigkeit der Einspeisung deutlich. Entgegen dem 20-kV-Netz SS1, führt der Fehler im 20-kV-Netz SS2 zu keinen kritischen Auswirkungen bezüglich des Spannungsniveaus. Ohne der Einspeisung würde das 20-kV-Netz SS2 eine Restspannung von 74,3% aufweisen.

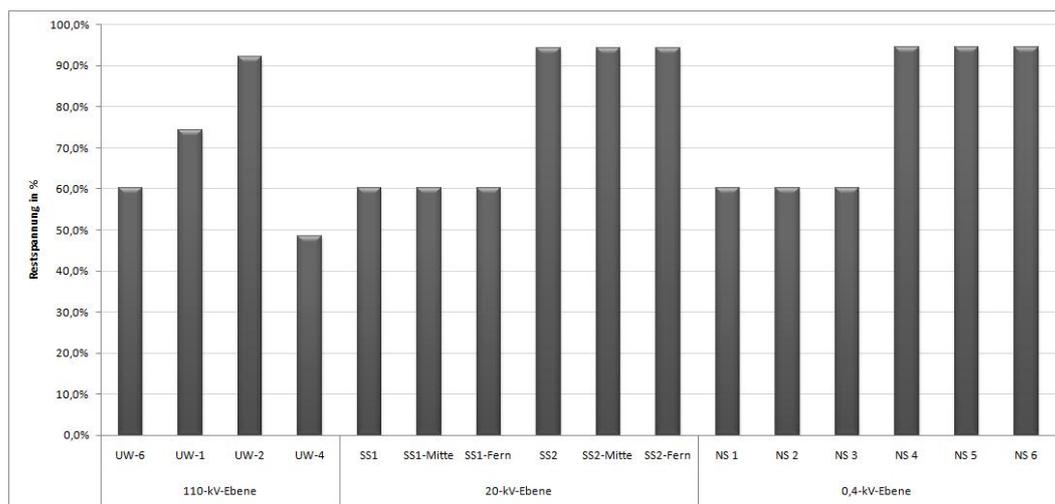


Abbildung 4.4: Auswirkungen eines 3-poligen Fehlers auf der 110-kV-Ebene (UW4-UW5)

Der nächste Fehlerort ist ein 3-poliger Fehler an einem Leitungsstück zwischen UW 3 und UW 1. Dieser Fehler bewirkt wie in Abbildung 4.5 ersichtlich, nicht so gravierende Auswirkungen bezüglich des Spannungsniveaus wie der zuvor untersuchte Fehler. Die zwei 20-kV-Netze weisen ein tolerierbares Spannungsniveau von 91,5% und 96,4% auf. Diese schwächeren Auswirkungen im Vergleich zum vorherigen Fehler, lassen sich mit einer größeren Fehlerentfernung erklären. Wird weiters eine minimale zur Verfügung stehende Kurzschlussleistung vorausgesetzt, bewirkt dieser 3-polige Fehler einen Spannungseinbruch beim Netzkunden unter 60%. Der 2-polige-Erde Fehler bewirkt, im Vergleich zum 3-poligen Fehler, wieder einen schwächeren Spannungseinbruch. Der 1-polige-Erde Fehler hat keine Auswirkungen auf den Netzkunden, da das 110-kV-Netz kompensiert betrieben wird.

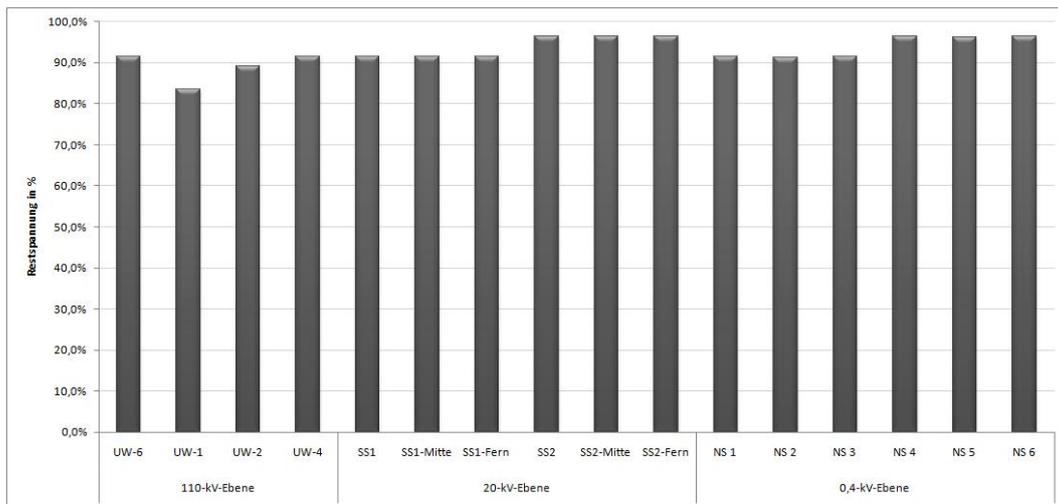


Abbildung 4.5: Auswirkungen eines 3-poligen Fehlers auf der 110-kV-Ebene (UW3-UW1)

Restspannungsverteilung

Das untersuchte 110-kV-Netz umfasst 47 Umspannwerke. Um eine Aussage treffen zu können, wie stark sich die vorher untersuchten Fehler auf alle Umspannwerke auswirken, wird eine Restspannungsverteilung gebildet. Ein 3-poliger Fehler zwischen UW 3 und UW 1 ergibt folgende in Abbildung 4.6 dargestellte Restspannungsverteilung.

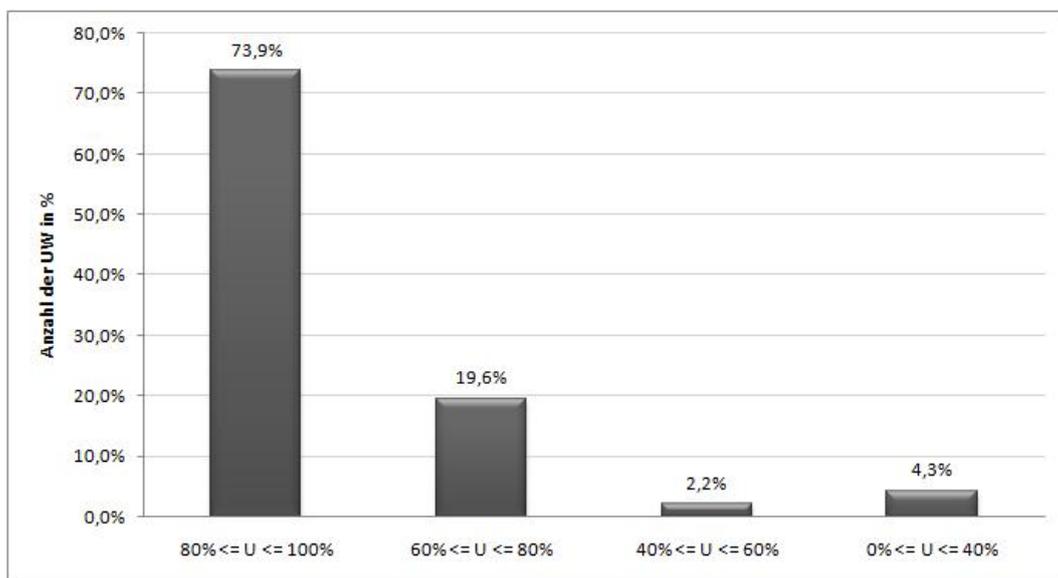


Abbildung 4.6: Restspannungsverteilung aller UW bei einem 3-poligen Fehler (UW3-UW1)

Man erkennt, dass rund 74% aller Umspannwerke eine Restspannung höher 80% aufweisen. Führt man diese Untersuchung für mehrere verteilte Fehler im 110-kV-Netz durch,

erkennt man, dass im Durchschnitt bei rund 65% der Umspannwerke die einzelnen Fehler zu keinen starken Auswirkungen bei Netzkunden führen ($U_{REST} > 80\%$).

4.2.3 Fehlerort 20-kV-Ebene

Es werden die Auswirkungen von Fehlern nahe der Sammelschiene und fern der Sammelschiene untersucht. In den folgenden Abbildungen 4.7 und 4.8 ist das Ergebnis eines 3-poligen Fehlers nahe der Sammelschiene für SS 1 und SS 2 dargestellt. Man erkennt in Abbildung 4.7 den Einbruch der Spannung beim untersuchten Abgang auf 0%. Der Fehler bewirkt einen totalen Versorgungsausfall für den Netzkunden auf der Niederspannungsebene. Da die Spannung auch auf der Sammelschiene einbricht sind auch andere Abgänge vom Fehler betroffen. Weiters erkennt man eine schwache Auswirkung auf die 110-kV-Ebene mit 82,9% Restspannung im UW 6.

Die Auswirkungen des Fehlers nah der SS2 sind dagegen anders ausgeprägt. Wie in Abbildung 4.8 ersichtlich bricht die Spannung nicht auf 0%, sondern aufgrund der Einspeisung auf 16,6% ein. Jedoch sind die Auswirkungen für den Netzkunden die selben. Der Einfluss auf die 110-kV-Ebene mit 93,4% Restspannung in UW 1 ist eher gering anzusehen. Man erkennt zusätzlich, dass sich ein Fehler in einem 20-kV-Teilnetz nicht wesentlich auf 20-kV-Teilnetze in anderen Umspannwerken auswirkt.

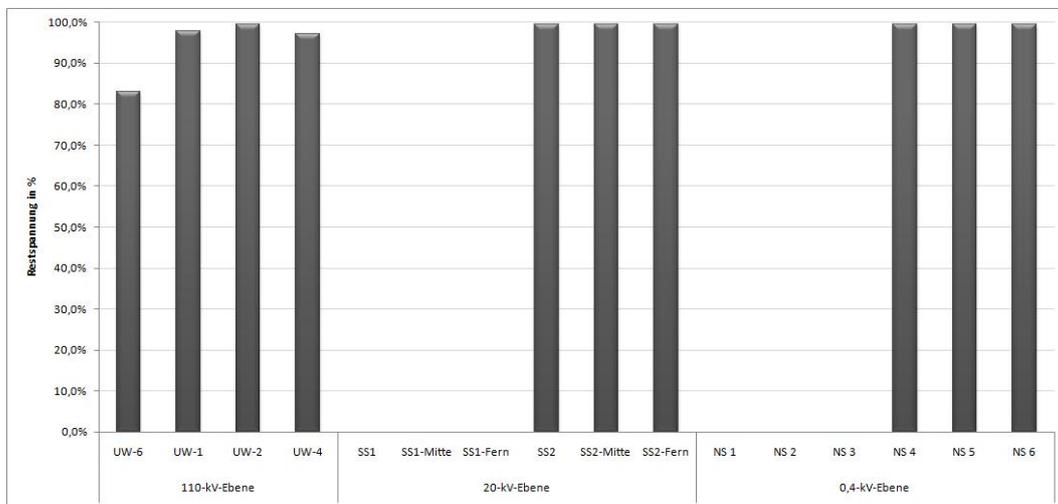


Abbildung 4.7: Auswirkungen eines 3-poligen Fehlers auf der 20-kV-Ebene (SS1 nah)

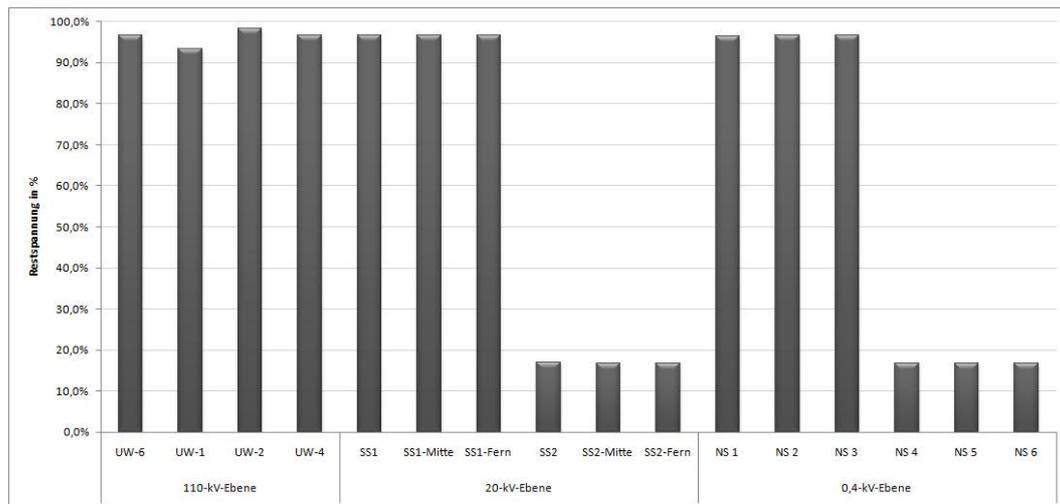


Abbildung 4.8: Auswirkungen eines 3-poligen Fehlers auf der 20-kV-Ebene (SS2 nah)

Die Simulation eines 3-poliger Fehlers fern der Sammelschiene ergibt das in Abbildung 4.9 und 4.10 dargestellte Ergebnis. Man erkennt, wie sich die Spannung zur Sammelschiene auf rund 90% aufbaut. Damit sind bei Sammelschienen entfernten Fehlern andere Abgänge nicht von wesentlichen Spannungseinbrüchen betroffen. Weiters erkennt man in Abbildung 4.9 und 4.10, dass sich die Fehler nicht auf die 110-kV-Ebene auswirken. Ob Auswirkungen beim Netzkunden spürbar werden, hängt sehr stark von der Entfernung zum Fehlerort ab. . Wie in Abbildung 4.9 ersichtlich, werden Netzkunden an NS 1 mit rund 85% Restspannung versorgt, dagegen bricht die Spannung bei NS 2 auf 51,8% ein. Die Simulation mit einem 2-poliger-Erde Fehler zeigt annähernd die gleichen Spannungseinbrüche der fehlerbehafteten Leiter. Der 1-polige Fehler hat wieder aufgrund des gelöschten Netzes keine Auswirkungen. Weiters ergibt die Berechnung mit einer minimalen Kurzschlussleistung stärkerer Spannungseinbrüche.

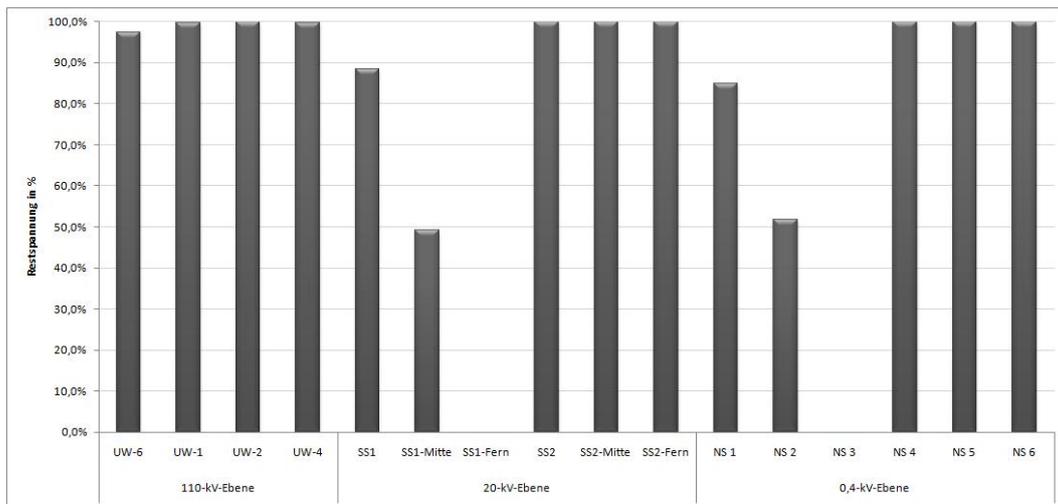


Abbildung 4.9: Auswirkungen eines 3-poligen Fehlers auf der 20-kV-Ebene (SS1 fern)

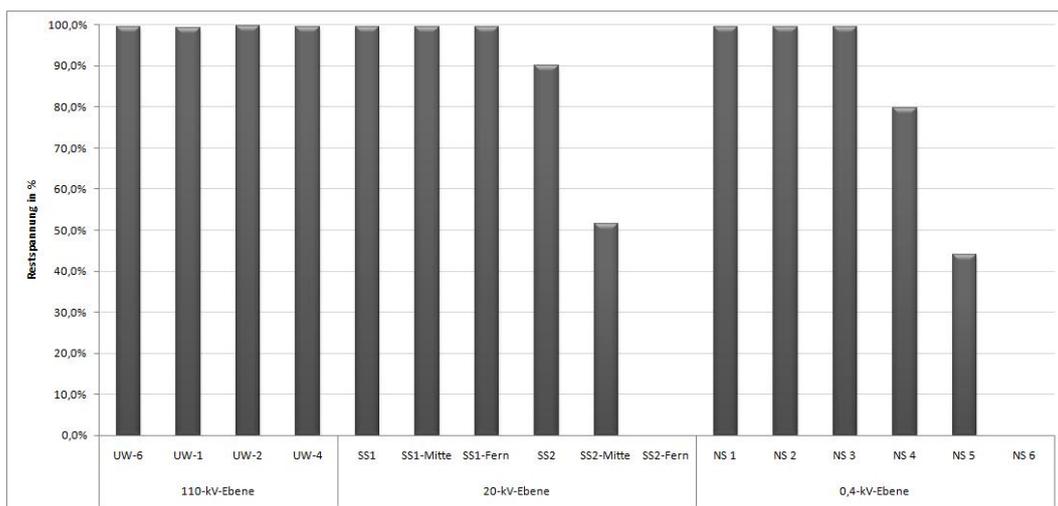


Abbildung 4.10: Auswirkungen eines 3-poligen Fehlers auf der 20-kV-Ebene (SS2 fern)

4.3 Diskussion

Wie die Simulation zeigt, hängt die Stärke der Auswirkungen von Fehlern auf die Netzkunden von mehreren Faktoren ab.

Fehler auf 220-kV-Ebene

Fehler auf der Höchstspannungsebene sind bei ausreichender Kurzschlussleistung im 110-kV-Netz beim Netzkunden kaum spürbar. Hohe Kurzschlussleistung bedeutet kleine Innenimpedanz im Vergleich zur großen Trafoimpedanz zum Fehlerort hin.

Fehler auf 110-kV-Ebene

Grundsätzlich kann man sagen, dass sich Fehler auf der 110-kV-Ebene nicht so stark auswirken wie Fehler auf der 20-kV-Ebene. Dies lässt sich mit dem hohen Vermaschungsgrad im 110-kV-Netz erklären. In Kapitel 4.2.2 wird festgestellt, dass bei verteilten einzelnen Fehlern rund 65 % der Umspannwerke eine Restspannung höher 80% aufweisen. Die Spannungen steigen sehr schnell, mit zunehmender Entfernung zum Fehlerort, an. Das heißt, bei einem beträchtlichen Teil der Netzkunden bleiben Fehler unbemerkt. Aufgrund der ohnehin geringen Fehlerhäufigkeit im 110-kV-Netz sind die Auswirkungen von Fehler im 110-kV-Netz auf die Versorgungszuverlässigkeit sehr gering.

Fehler auf 20-kV-Ebene

Fehler im 20-kV-Netz wirken auf die 110-kV-Ebene und somit in andere 20-kV-Netze nicht zurück. Da das 110-kV-Netz über eine hohe Kurzschlussleistung verfügt und dadurch als starr angenommen werden kann, wirken sich Fehler auf der 20-kV-Ebene regional aus. Jedoch führen Fehler, auch aufgrund der höheren Fehlerhäufigkeit im 20-kV-Netz, zu stärkeren Auswirkungen auf die Versorgungszuverlässigkeit der Netzkunden, als im Vergleich zum 110-kV-Netz.

Weiters kann man sagen, dass Fehler fern der Sammelschiene, Spannungseinbrüche (Dips) am gesamten Abgang bewirken. Wobei bei Fehlern nah der Sammelschiene alle Abgänge eines Umspannwerkes von Spannungseinbrüchen betroffen sind. Die Dipgrenze wird mit 80% der Nennspannung festgelegt. Dadurch liegt die Fehlerabstandsgrenze zur Sammelschiene, wo Spannungseinbrüche nur am fehlerbehafteten Abgang auftreten, bei beiden untersuchten 20-kV-Netzen bei ca. $1/3$ der Gesamtlänge eines Abgangs. In Abbildung 4.11 wird dieser Zusammenhang dargestellt.

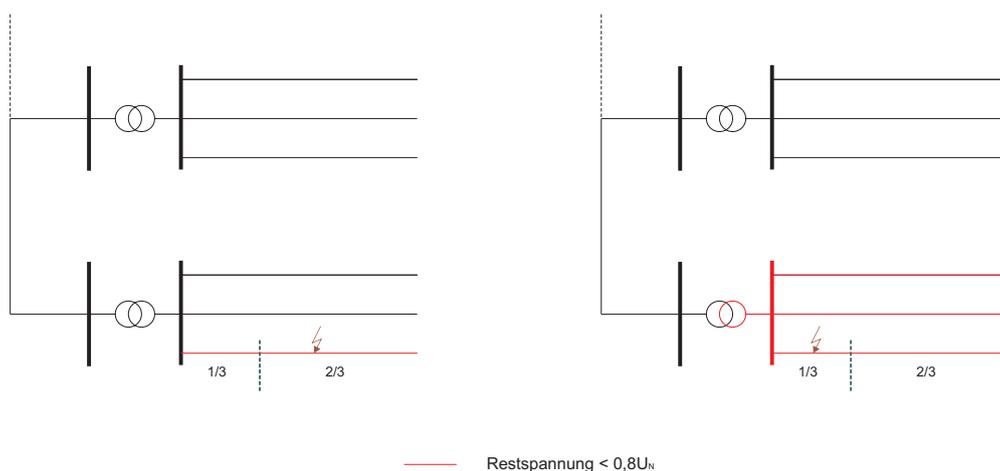


Abbildung 4.11: Auswirkungen eines Fehlers nah und fern der 20-kV-Sammelschiene

Treten Fehler in einer Entfernung größer als $1/3$ der Gesamtlänge eines Abgangs zur Sammelschiene auf, führt dies nur zu Spannungseinbrüchen ($U_{Rest} < 0,8U_N$) am fehlerbehafteten Abgang. Diese Abschätzung gilt nur, wenn keine dezentralen Einspeisungen am Abgang einspeisen und der Abgang eine strahlenförmige Struktur aufweist. Abbildung 4.12 bis 4.14 zeigen die Spannungsverhältnisse am fehlerbehafteten bzw. an den fehlerfreien Abgängen in Abhängigkeit zur Länge der Abgänge und bei unterschiedlichen Abständen des Fehlers zur Sammelschiene.

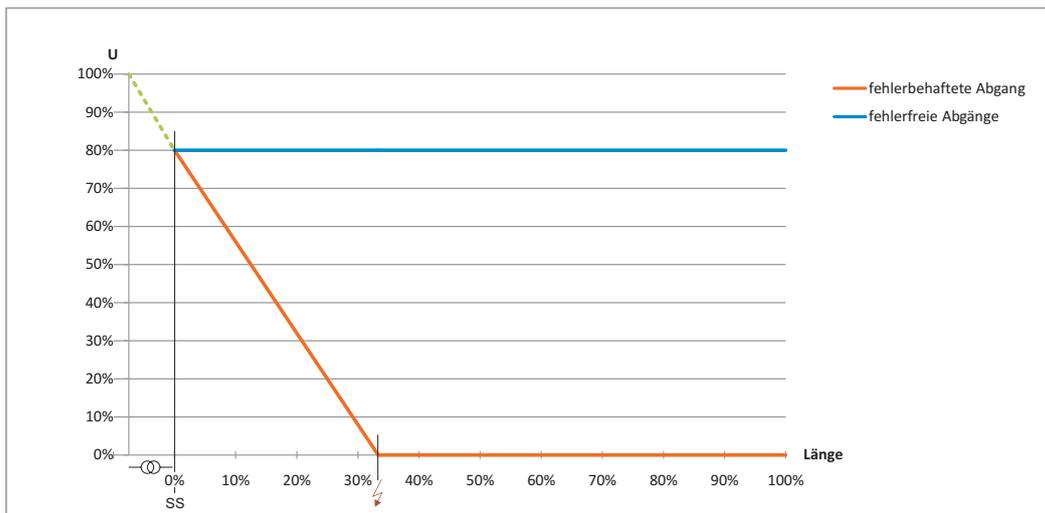


Abbildung 4.12: Auswirkungen eines Fehlers mit Fehlerabstand = $1/3$ der Gesamtlänge

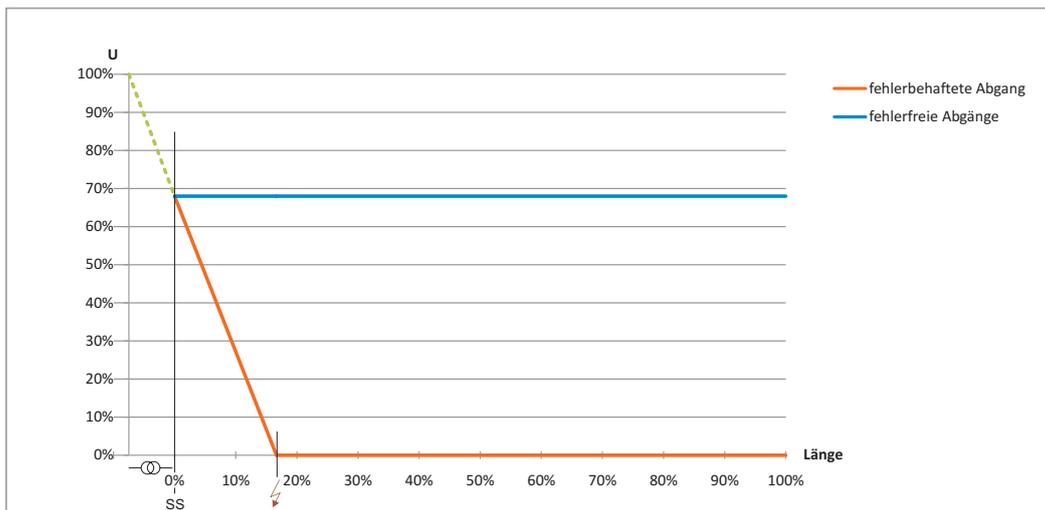


Abbildung 4.13: Auswirkungen eines Fehlers mit Fehlerabstand = $1/6$ der Gesamtlänge

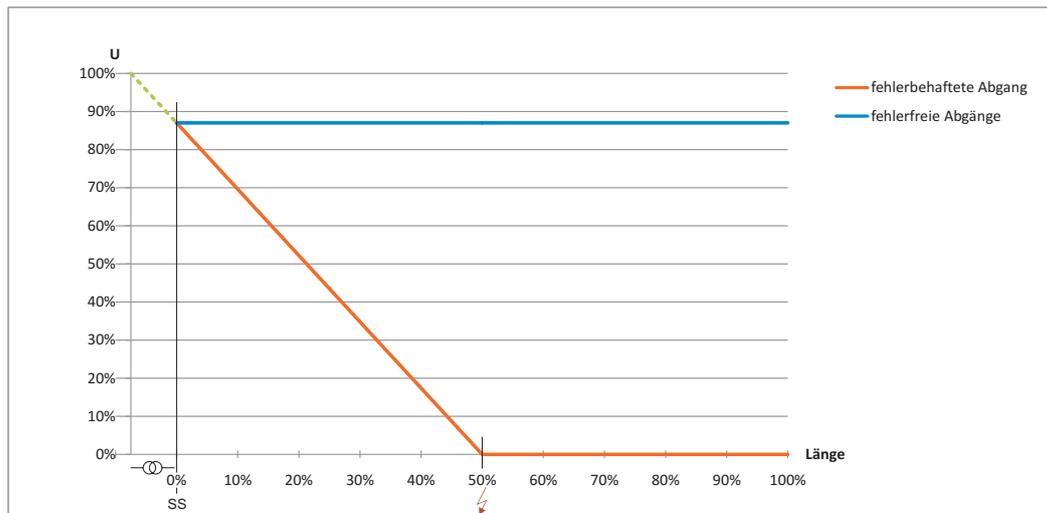


Abbildung 4.14: Auswirkungen eines Fehlers mit Fehlerabstand = 40% der Gesamtlänge

Somit ist die Stärke der Fehlerauswirkung auf den Netzkunden von der vorhandenen Kurzschlussleistung, von der Entfernung zum Fehler und auf welcher Spannungsebene der Fehler auftritt, abhängig. Einpolige Fehler im HS- und MS-Netz haben keine Auswirkung auf den Netzkunden.

5 Ausfallkosten beim Netzkunden

In den folgenden Abschnitten werden Auswirkungen von Störungen im 20-kV-Netz und im 110-kV-Netz der KNG auf den Netzkunden monetär bewertet. Es werden Störungen berücksichtigt die zu Versorgungsunterbrechungen führen. Zusätzlich werden auch kurzfristige Spannungseinbrüche (Dips) in die Bewertung miteinbezogen.

5.1 Allgemeines

Netzkunden sind von Versorgungsunterbrechungen unterschiedlich stark betroffen. Daher ist es sinnvoll die Netzkunden in Gruppen zu klassifizieren. Es liegt folgende Gruppierung vor:

- Haushalt
- Landwirtschaft
- Gewerbe
- Industrie

Ein typischer Ansatz zur Berechnung von Ausfallkosten führt zur Aufteilung der Kosten in zwei Teile. Zum einen der zeitunabhängige Anteil und zum anderen der von der Versorgungsunterbrechungsdauer abhängige Anteil. Der zeitunabhängige Anteil soll auch die Kosten von kurzfristigen Spannungseinbrüchen (Dip) beschreiben. Somit wird zwischen einem leistungsspezifischen und einem arbeitsspezifischer Anteil unterschieden. Diese Unterscheidung führt zur folgender grundsätzlichen Gleichung.

$$k_A = k_W t + k_P \quad (5.1)$$

k_A	Spezifische Ausfallkosten [€]
k_W	Arbeitsspezifischer Bewertungsfaktor [€/kWh]
k_P	Leistungsspezifischer Bewertungsfaktor [€/kW]
t	Dauer der Versorgungsunterbrechung [h]

Die Höhe der einzelnen Faktoren hängt von der Kundengruppe ab. Für die Ermittlung der spezifischen Faktoren für Österreich wurden in [Sch03] die Kosten von Versorgungsunterbrechungen und Spannungseinbrüchen, basierend auf Studien in Kanada, Finnland, Dänemark, Island, Großbritannien und Norwegen ermittelt. Um einen Vergleich mit Österreich herzustellen, wurden die Kosten mit dem Bruttoinlandsprodukt zu laufenden Preisen und den Kaufkraftparitäten bewertet. Diese Ergebnisse sind in Tabelle 5.1 dargestellt.

Kundengruppe	k_P	k_W
	€/kW	€/kWh
Haushalt	0,29	2,94
Landwirtschaft	0,35	3,50
Gewerbe	2,47	9,97
Industrie	5,49	9,72

Tabelle 5.1: Arbeitsspezifische- und leistungsspezifische Bewertungsfaktoren je Kundengruppe [Sch03]

Um kurzfristige Spannungseinbrüche (Dips) zu bewerten, wird eine durchschnittliche Diphäufigkeit benötigt. Die durchschnittliche Dipanzahl pro Jahr, wovon Netzkunden betroffen sind, lässt sich grundsätzlich mittels Gleichung 5.2 bestimmen.

$$H_D = \frac{\sum_j n_j}{N_s} \quad (5.2)$$

H_D Anzahl von Spannungseinbrüchen pro Jahr
 n_j Anzahl von Kunden die von Spannungseinbrüchen betroffen sind
 N_s Gesamte Anzahl der versorgten Kunden des betrachteten Netzteils

5.2 Kundenstruktur KNG

Wie vorher erwähnt, werden die Netzkunden in Gruppen klassifiziert. In Tabelle 5.2 ist die Netzkundenstruktur des untersuchten Netzes aufgelistet. Als Leistung wird eine mittlere Leistung, berechnet aus dem Jahresverbrauch, angegeben.

Kundengruppe	Anteil	P_m
	%	MW
Haushalt	25,5	94,6
Landwirtschaft	4,4	16,4
Gewerbe	41,7	154,9
Industrie	28,4	105,5

Tabelle 5.2: Netzkundenstruktur KNG

Die Kundengruppe „Industrie“ wird hauptsächlich aus den Netzebenen 3 und 4 versorgt und wird in den meisten Fällen direkt über einen eigenen 110/20-kV-Trafo versorgt (NE3). Der Anteil dieser Kundengruppe im MS-Netz der KNG ist vernachlässigbar gering.

5.3 Unterbrechungskosten

Im ersten Schritt wird, mittels den Gleichungen 2.1 und 2.3, die mittlere Unterbrechungshäufigkeit und die mittlere Unterbrechungsdauer berechnet. Für das Jahr 2009 errechnen sich, für Versorgungsunterbrechungen größer 3 Minuten und aufgrund von Störungen im 20-kV-Netz, folgende Werte.

- ASIFI = 0,9 a^{-1}
- ASIDI = 64,9 min

Störungen aus dem 110-kV-Netz verursachen sehr geringe Werte für die mittlere Unterbrechungshäufigkeit bzw. Unterbrechungsdauer und werden daher für die Berechnung der Unterbrechungskosten vernachlässigt.

Ausgehend von Gleichung 5.1 und der DISQUAL-Kenngrößen, werden die Unterbrechungskosten mit folgender Gleichung berechnet.

$$K_U = ASIDI \sum_{gr} k_{W,gr} P_{gr} + ASIFI \sum_{gr} k_{P,gr} P_{gr} \quad (5.3)$$

K_U	Jährliche Unterbrechungskosten [€/a]
$k_{W,gr}$	Arbeitspezifischer Bewertungsfaktor je Kundengruppe [€/kWh]
$k_{P,gr}$	Leistungsspezifischer Bewertungsfaktor je Kundengruppe [€/kW]
P_{gr}	Mittlere Leistung je Kundengruppe [kW]
$ASIDI$	Mittlere Unterbrechungsdauer (Nichtverfügbarkeit) [h/a]
$ASIFI$	Mittlere Unterbrechungshäufigkeit [1/a]

Durch Einsetzen der Werte für ASIFI und ASIDI und den Werten aus Tabelle 5.1 und 5.2 ergeben sich folgende gemäß 5.3 berechneten Unterbrechungskosten im Jahr 2009.

$$\begin{aligned}
 K_U &= \frac{64,9}{60} \cdot ((2,94 \cdot 94,6 \cdot 10^3) + (3,50 \cdot 16,4 \cdot 10^3) \\
 &\quad + (9,97 \cdot 154,9 \cdot 10^3)) + 0,9 \cdot ((0,29 \cdot 94,6 \cdot 10^3) \\
 &\quad + (0,35 \cdot 16,4 \cdot 10^3) + (2,47 \cdot 154,9 \cdot 10^3)) = 2.408.730\text{€}
 \end{aligned} \quad (5.4)$$

5.4 Dipkosten

5.4.1 20-kV-Netz

Zur Berechnung der Dipkosten wird im ersten Schritt eine grobe Abschätzung der durchschnittlichen Anzahl von Spannungseinbrüchen (Dips) pro Jahr vorgenommen.

Im Kapitel 4 konnte festgestellt werden, dass Fehler abhängig von der Fehlerentfernung zur Sammelschiene, Spannungseinbrüche ($U_{Rest} < 0,8U_N$) am fehlerbehafteten Abgang oder bei allen Abgängen eines UW verursachen. Dies führt unter der Annahme, dass die Fehler gleichmäßig verteilt auftreten und einer durchschnittlichen Anzahl von 5 Abgängen, zu folgenden Überlegungen.

- 1/3 aller Fehler führen zu Spannungseinbrüchen ($U_{Rest} < 0,8U_N$) bei Netzkunden aller Abgänge eines UW (100% Dips)
- 2/3 aller Fehler führen zu Spannungseinbrüchen ($U_{Rest} < 0,8U_N$) bei Netzkunden des fehlerbehafteten Abgangs (20% Dips bei 5 Abgängen)

Aus den vorher erwähnten Überlegungen und unter Berücksichtigung von durchschnittlich 17,5 Fehler pro UW im Jahr 2009, erhält man folgende durchschnittliche Anzahl von Dips je UW im Jahr 2009.

$$\begin{aligned}
 H_{D,20kV} &= \frac{\frac{1}{3} \cdot F_{ges} \cdot N_{ges} + \frac{2}{3} \cdot F_{ges} \cdot \frac{1}{5} \cdot N_{ges}}{N_{ges}} = \frac{1}{3} \cdot F_{ges} + \frac{2}{15} \cdot F_{ges} \\
 &= \frac{1}{3} \cdot 17,5 + \frac{2}{15} \cdot 17,5 = 8,2 \text{ Dips/a}
 \end{aligned}
 \tag{5.5}$$

F_{ges}	Durchschnittliche Anzahl von Fehler je UW
N_{ges}	Gesamte Anzahl der versorgten Kunden je UW

Damit ergibt sich für die Dipkosten folgender Zusammenhang.

$$K_{D,20kV} = H_{D,20kV} \sum_{gr} k_{P,gr} P_{gr}
 \tag{5.6}$$

$K_{D,20kV}$	Jährliche Dipkosten [€/a]
$k_{P,gr}$	Leistungsspezifischer Bewertungsfaktor je Kundengruppe [€/kW]
P_{gr}	Mittlere Leistung je Kundengruppe [kW]
$H_{D,20kV}$	Anzahl von Spannungseinbrüchen pro Jahr

Durch Einsetzen der Werte für $H_{D,20kV}$ und den Werten aus Tabelle 5.1 und 5.2, ergeben sich folgende gemäß 5.6 berechneten Dipkosten.

$$\begin{aligned}
 K_{D,20kV} &= 8,2 \cdot ((0,29 \cdot 94,6 \cdot 10^3) + (0,35 \cdot 16,4 \cdot 10^3) + (2,47 \cdot 154,9 \cdot 10^3)) \\
 &= 3.411.166\text{€}
 \end{aligned}
 \tag{5.7}$$

Wie vorher schon erwähnt wird die Kundengruppe Industrie im MS-Netz vernachlässigt.

5.4.2 110-kV-Netz

Im Durchschnitt weisen 35% der Umspannwerke, bei verteilten Fehlern im 110-kV-Netz, eine Restspannung von weniger als 80% der Nennspannung auf (siehe Kapitel 4.2.2). Im Jahr 2009 traten im 110-kV-Netz der KNG, aufgrund von mehrpoligen Kurzschlüssen, 22 Fehler auf. Mit diesen Werten lässt sich eine durchschnittliche Anzahl von Dips ermitteln.

$$H_{D,110kV} = \frac{F_{ges} \cdot 0,35 \cdot N_{ges}}{N_{ges}} = 22 \cdot 0,35 = 7,7 \text{ Dips/a}
 \tag{5.8}$$

Dadurch ergibt sich für die Dipkosten folgender Zusammenhang.

$$K_{D,110kV} = H_{D,110kV} \sum_{gr} k_{P,gr} P_{gr} \quad (5.9)$$

$K_{D,110kV}$	Jährliche Dipkosten [€/a]
$k_{P,gr}$	Leistungsspezifischer Bewertungsfaktor je Kundengruppe [€/kW]
P_{gr}	Mittlere Leistung je Kundengruppe [kW]
$H_{D,110kV}$	Anzahl von Spannungseinbrüchen pro Jahr

Durch einsetzen der Werte für $H_{D,110kV}$ und den Werten aus Tabelle 5.1 und 5.2, ergeben sich folgende gemäß 5.9 berechneten Dipkosten.

$$K_{D,110kV} = 7,7 \cdot ((0,29 \cdot 94,6 \cdot 10^3) + (0,35 \cdot 16,4 \cdot 10^3) + (2,47 \cdot 154,9 \cdot 10^3) + (5,49 \cdot 105,5 \cdot 10^3)) = 7.661.279\text{€} \quad (5.10)$$

In den Dipkosten wird die Kundengruppe „Industrie“, aufgrund von Fehlern im 110-kV-Netz, mitberücksichtigt.

5.5 Gesamte Ausfallkosten

Aus vorher durchgeführten Berechnungen ergeben sich die in Tabelle 5.3 zusammengefassten gesamten Ausfallkosten für das Jahr 2009.

Dipkosten (20-kV-Netz)	3.411.166 €
Dipkosten (110-kV-Netz)	7.661.279 €
Unterbrechungskosten	2.408.730 €
Gesamte Ausfallkosten	13.481.175 €

Tabelle 5.3: Gesamte Ausfallkosten für das Jahr 2009

Die höheren Dipkosten im Vergleich zu den Unterbrechungskosten, lassen sich mit der ebenfalls höheren Häufigkeit von Dips/a im Vergleich zur Unterbrechungshäufigkeit pro Jahr erklären. Weiters werden in den Dipkosten auch Versorgungsunterbrechungen mit einer Unterbrechungsdauer kleiner 3 Minuten berücksichtigt. In den Unterbrechungskosten werden nur lange Unterbrechungen (> 3min) berücksichtigt.

6 Zusammenfassung und mögliche Strategien

Es wurde das Störungsgeschehen des 20-kV-Netzes der KNG in den Jahren 1999 bis 2010 ausgewertet. In den Untersuchungen wurde festgestellt, dass ein großer Anteil der Störungen bei Freileitungen auftreten. Ein beträchtlicher Teil dieser Störungen werden aufgrund von Gewitter verursacht. Eine Trassenführung im Wald führt zu keiner signifikanten abschirmenden Wirkung gegen Gewitter und damit zu keiner Verbesserung der Störungshäufigkeit. Der Einsatz von Überspannungsleiter liefert auch keine feststellbare Reduktion der Störungshäufigkeit aufgrund von Gewitter. Weiters stellte sich heraus, dass der Einsatz einer AWE eine sehr erfolgreiche und sinnvolle Maßnahme darstellt, um das Störungsgeschehen auf Freileitungen zu beeinflussen. Die Analyse zeigte, dass 75% der Störungen auf Freileitungen aufgrund von Gewittern mit einer AWE beseitigt wurden.

Ein weiterer wesentlicher Teil an Störungen auf Freileitungen tritt in Verbindung mit Trassenverläufen im Wald auf. Als Störungsanlässe mit Waldbezug wären „*Bäume*“, „*Sturm*“, „*Baumfällung*“ und „*Eis, Eisregen, Schnee, Raureif*“, zu nennen. Diese Störungen führen nur in 12,5 % der Fälle zu einer erfolgreichen AWE und somit zu einem geringeren Nutzen der AWE. Eine verbesserte Trassenpflege könnte jedoch zu einer Reduktion der Störungshäufigkeit, in Verbindung mit Wald, führen.

Der Einsatz von Pausenschaltern führt zu keiner sehr großen Verbesserung. Mit den derzeit im Netz installierten Pausenschaltern, erreicht man eine Reduktion der Anzahl von Kunden mit einer Unterbrechungszeit länger als 3 Minuten von 13%. Ein Großteil der Kunden wird händisch bzw. mit automatischen Umschaltungen nach spätestens 3 Minuten wiederversorgt. Die Auswertung bezüglich Pausenschalter gestaltete sich schwierig, da ein Pausenschalterfall nicht explizit in den Störungsdaten ausgewiesen ist. Daher konnte für die Bewertung von Pausenschalter nur eine grobe Abschätzung getroffen werden. Somit sind diese Ergebnisse mit einer gewissen Unsicherheit belegt.

Es konnte gezeigt werden, dass die spezifische Störungshäufigkeit, die spezifische Unterbrechungshäufigkeit und die mittlere Unterbrechungsdauer je Netzabschnitt vom Kabelanteil abhängt. Ein höherer Kabelanteil je Netzabschnitt, führt zu einer Reduktion der zuvor genannten Kenngrößen. Freileitungen weisen mit 17 Störungen/100km/a im Vergleich zu Kabel mit 1,68 Störungen/100km/a generell eine höhere spezifische Störungshäufigkeit auf. Rund die Hälfte aller Störungen bei Freileitungen werden durch eine erfolgreiche AWE behoben und führen daher zu keiner Versorgungsunterbrechung.

Die Reparaturzeit bei Freileitungen beträgt durchschnittlich 11,5 Stunden und bei Kabel 110 Stunden.

Die angeführten Ergebnisse führen zu folgenden möglichen Strategien für die Netzplanung.

- Verkabelung im Mittelspannungsnetz, sofern eine rasche Wiederversorgung von Kunden durch manuelle oder automatische Netzumschaltung gewährleistet ist.
- Weitere Verbesserung der Trassenpflege bei Freileitungen.
- Der Einsatz der AWE im Freileitungsnetz ist sinnvoll und soll ausgebaut werden.
- Zukünftige Investitionen in Pausenschalter kritisch evaluieren.

Literaturverzeichnis

- [13604] IEEE Std 1366-2003. *Guide for Electric Power Distribution Reliability Indices*. PhD thesis, 2004.
- [dEV05] Verband der Elektrizitätsunternehmen (VEÖ). *VEÖ-Störungs- und Verfügbarkeitsstatistik*. Wien, Österreich, 2005.
- [fA89] Helmut Hubensteiner (federführender Autor). *Schutztechnik in elektrischen Netzen*. vde-verlag, Berlin, Deutschland, 1989. Elektrokolleg.
- [Fic] Lothar Fickert. *Schutz und Versorgungssicherheit in elektrischen Energiesystemen*. TU Graz. Script zur Vorlesung.
- [fMuG03] Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik. *Unwetterbericht*. 2003.
- [Fuc10] Dipl.Ing. Herbert Fuchs. *220/110-kV-Netzabstützung Villach*. Kelag Netz, Klagenfurt, Österreich, 2010. Projekt Präsentation.
- [Gmb09] Energie-Control GmbH. *Ausfalls- und Störungsstatistik*. Österreich, 2009. Ergebnisse 2008.
- [HDS07] Klaus Heuk, Klaus Dieter Dettmann, and Detlef Schulz. *Elektrische Energieversorgung*. Vieweg, Wiesbaden, Deutschland, 2007.
- [Mus07] TU-GRAZ. *110-kV-Netzstudie Erdschlusslöschung*. Graz, Österreich, 2007.
- [Sch10] Christian Schneider. *Erdschlusslöschung im 20-KV-Verteilernetz der Kelag Netz GmbH*. Graz, Österreich, 2010. Diplomarbeit.
- [Sch03] Markus Schmidt. *Minimierung der Kundenausfallkosten unter Berücksichtigung der AWE*. Graz, Österreich, 2003. Diplomarbeit.
- [VDN06] VDN. *Verfügbarkeitsstatistik*. Berichtsjahr 2006.