

\_\_\_\_\_  
Name der Forschungsstelle(n)

\_\_\_\_\_  
AiF-Vorhaben-Nr. / GAG

\_\_\_\_\_  
Bewilligungszeitraum

## **Schlussbericht für den Zeitraum :** \_\_\_\_\_

zu dem aus Haushaltsmitteln des BMWA über die



geförderten IGF-Forschungsvorhaben

Normalverfahren

Fördervariante ZUTECH

Forschungsthema :

Für ein ZUTECH-Vorhaben sind folgende zusätzliche Angaben zu machen:

Der fortgeschriebene Plan zum Ergebnistransfer in die Wirtschaft

ist beigefügt

liegt bereits vor

wird fristgerecht nachgereicht

\_\_\_\_\_  
Ort, Datum

\_\_\_\_\_  
Unterschrift der/des Projektleiter(s)

## Inhaltsverzeichnis

1 Zusammenfassung .....	1
2 Einleitung.....	4
3 Zielsetzung des Forschungsvorhabens .....	10
4 Zuverlässigkeitsberechnungen für ein Mittelspannungsnetz. ....	11
4.1 Anforderungen .....	11
4.2 VPE-Kabelanlagen.....	12
4.3 Folgerungen für Papiermasse-Kabelanlagen.....	19
5 Vor-Ort-Untersuchungen an Papiermasse-Kabelanlagen.....	21
5.1 Auswahl der Spannungserzeugungsanlage.....	21
5.2 Eigenschaften der Resonanzprüfanlage .....	23
5.2.1 Wechselrichter.....	24
5.2.2 Hochspannungstransformator und Drosselspule.....	25
5.3 Resonanzprüfkreis und Anwendungsbereiche des Prüfsystems .....	26
5.3.1 Parallelschaltung einer Induktivität zum Prüfling .....	28
5.3.2 Reihenschaltung einer Kapazität zum Prüfling .....	29
5.4 Teilentladungsmessung .....	30
5.5 Teilentladungsortung.....	31
5.5.1 Auskopplung der Teilentladungsimpulse .....	33
5.5.2 Kompensationsverstärker.....	34
5.5.3 Phasenbezogene Darstellung .....	35
5.6 Verlustfaktormessung .....	36
5.7 Anordnung der Prüf- und Messeinrichtungen vor Ort.....	39
6 Ergebnisse der Vor-Ort-Untersuchungen .....	42
6.1 Zusammenstellung der Untersuchungen .....	42
6.2 Untersuchungsprogramm.....	44
6.3 Verlustfaktormessungen .....	44
6.4 Teilentladungsmessungen .....	47
6.4.1 Teilentladungs-Grundstörpegel .....	47
6.4.2 Teilentladungen an Kabeln.....	49
6.4.3 Ortung der Teilentladungen.....	57
6.5 Kabelfehler.....	59
7 Bewertung der Untersuchungsergebnisse.....	60
8 Schrifttum .....	62
Anhang A1: Teilentladungsbilder.....	64

## 1 Zusammenfassung

Das in Deutschland vorhandene Mittelspannungs-Kabelnetz besteht zur Hälfte aus Papiermassekabeln und den dazugehörigen Garnituren. Seit den 70er Jahren des vergangenen Jahrhunderts wurde bei der Auswahl neuer Kabel vermehrt zu VPE-Kabeln gegriffen, die die Papiermassekabel im Laufe der Jahre nahezu völlig verdrängten. Das bestehende Kabelnetz blieb jedoch weitgehend erhalten, so dass heute noch große Teile der Kabelanlagen aus dieser älteren Zeit stammt. Es wird geschätzt, dass mehr als ein Drittel des gesamten Kabelnetzes aus Papiermassekabeln besteht, die heute älter als 30 Jahre sind.

Während für die modernen VPE-Kabel aufgrund ihrer Anfälligkeit gegen die Alterung durch Wasserbäumchen umfangreiche Untersuchungen durchgeführt wurden und die Kenntnisse über dieses Phänomen groß sind, weiß man über die Qualität der älteren Papiermasse-Kabelanlagen wenig. Ein fundiertes Asset-Management der Komponenten im Verteilungsnetz benötigt aber Informationen über deren Zustand, um Rückschlüsse auf das zukünftige Schadensgeschehen und die Versorgungszuverlässigkeit des Netzes machen zu können. Das 2001 abgeschlossene AiF-Forschungsvorhaben Nr. 12099N hat sich daher der Zustandsermittlung von älteren Papiermasse-Kabelanlagen gewidmet. Die Vor-Ort-Prüfung der Papier-Kabelanlagen bis zur doppelten Betriebsspannung bei gleichzeitiger Messung und Ortung der Teilentladung hat sich dabei als zuverlässiges Verfahren erwiesen.

Im Rahmen der damaligen Untersuchungen wurden Teilentladungsmessungen an 39 Kabelstrecken der vier deutschen Netzbetreiber durchgeführt. Die Extrapolation der an den untersuchten 24 km Kabeln gemessenen Teilentladungen auf die Schadensrate der Kabelanlagen im Betrieb hat gezeigt, dass das erzielte Ergebnis sehr unsicher ist, und die Stichprobe wenigstens um den Faktor 4 vergrößert werden muss.

Das nachfolgend beschriebene AiF-Forschungsvorhaben Nr. 13604N, gefördert durch Hausmitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit über die Arbeitsgemeinschaft industrieller Forschungsvereinigungen „Otto von Guericke“ e.V. (AiF) hatte deshalb die Aufgabe, die Stichprobe des abgeschlossenen Vorhabens wenigstens um den Faktor 4 zu erhöhen. Durch Vor-Ort-Untersuchungen an den Kabelanlagen sollten die Häufigkeit von Fehlstellen und deren Ursache festgestellt und ein Zusammenhang zwischen der Intensität der Teilentladungen und der zu erwartenden Festigkeit im Betrieb ermittelt werden.

Die anhand der guten Kenntnisse der Alterung von VPE-Kabelanlagen durchgeführten Zuverlässigkeitsberechnungen zeigen, dass zwei Eigenschaften einer Kabelanlage von Bedeutung sind:

- die Wahrscheinlichkeit im Normalbetrieb des Netzes einen dielektrischen Fehler aufzuweisen, also im gelöschten Netz einen Erdschluss zu verursachen,
- die Wahrscheinlichkeit im Erdschlussfall aufgrund der höheren Spannungsbeanspruchung einen Folgefehler zu haben, und so einen Doppelerdschluss und eine Abschaltung der Versorgung zu verursachen.

Erst wenn beide Wahrscheinlichkeiten durch Alterungsvorgänge im Kabel ansteigen, kommt es zu dem rapiden Abfall der Versorgungszuverlässigkeit im Verteilungsnetz, wie er in den vergangenen Jahren in Netzen mit VPE-Kabeln bestimmter Fertigungsjahre beobachtet wurde. Um Aussagen über die Zuverlässigkeit der Papiermassekabel machen zu können, müssen diese beiden Wahrscheinlichkeiten bekannt sein.

Die Vor-Ort-Untersuchungen wurden mit einer Resonanzprüfanlage durchgeführt, die Prüfspannungen mit Frequenzen in der Nähe von 50 Hz erzeugt. Die im vorherigen Vorhaben genutzte Prüfanlage wurde erneut in Betrieb genommen, wobei die Einsatzgrenzen der Anlage wesentlich erweitert wurden. Die Teilentladungsmessung geschah mit einem auf dem Markt erhältlichen System und bewährte sich auch gut vor Ort. Die bekannten Verfahren zur Ortung von Fehlstellen wurden an die Eigenschaften der Resonanzprüfanlage angepasst und haben sich mit Einschränkungen bewährt.

Die Verlustfaktormessung wurde für den Vor-Ort-Einsatz optimiert. Eine geplante Umrechnung des bei Prüffrequenzen gemessenen Verlustfaktors auf die Betriebsfrequenz konnte trotz zahlreichen Voruntersuchungen im Labor nicht für die betrieblichen Papiermassekabel erfolgen. Eine Bewertung der gemessenen Kabel anhand von deren Verlustfaktoren bei der Messfrequenz konnte aber erfolgen und wurde durchgeführt.

In diesem Vorhaben wurden Teilentladungs- und Verlustfaktormessungen an 120 Kabelstrecken mit insgesamt 360 Kabeladern durchgeführt, der gesamte Messumfang wurde im Vergleich zum Vorprojekt um den Faktor 4,5 erhöht. Die wesentlichen Ergebnisse der Untersuchungen sind:

- Der Grundstörpegel in den einzelnen Anlagen variiert zwischen den Teilentladungsintensitäten 5 pC und 1400 pC und ist mit der Wahrscheinlichkeit von 90% unter 240 pC. Die statistische Verteilung der zu erwartenden

Grundstörpegel wurde aufgestellt und kann als Grundlage zukünftiger Messungen dienen.

- Von den 477 gemessenen Kabeladern hatten 124 Adern bei der Prüfspannung  $1 U_0$  und 258 Kabeladern bei der Prüfspannung  $2 U_0$  Teilentladungen, die über dem Grundstörpegel lagen. Die gemessenen Werte wurden mit dem Grundstörpegel bewertet und bewertete Wahrscheinlichkeitsverteilungen angegeben.
- Der gemessene Verlustfaktor lag in der Regel unter 0,01 und war damit deutlich unter dem kritischen Wert von 0,1. Ein integrales Bewertungskriterium wie Verlustfaktor kann aber gegen lokale Schwachstellen im Kabel unempfindlich sein.
- Drei von 120 Kabelstrecken hatten nach der Messung einen Kabelfehler im Jahr der Untersuchungen. Die Schadensrate bei den untersuchten Kabelsystemen liegt somit bei 3,6 pro 100 km und Jahr.
- Ein Zusammenhang zwischen Teilentladungsintensität und Durchschlagspannung wurde aus den gemessenen Werten und dem Betriebsverhalten der Kabel laut Statistik abgeschätzt. Obwohl einige der Kabel sehr hohe Teilentladungen aufwiesen, wurden die aus der Auswertung ermittelten kritischen Teilentladungs-Intensitäten nicht erreicht. Eine Korrelation mit beobachteten Kabelfehlern kann nicht eindeutig festgestellt werden.

Eine Vertiefung der Kenntnisse über Teilentladungen in Kabeln und deren Zusammenhang mit Schadensgeschehen ist weiterhin erforderlich. Die Auswertung der bereits untersuchten Stichprobe setzt aber einen wesentlichen Ausgangspunkt für die Bewertung der Kabelanlagen vor Ort.

**Das Ziel des Vorhabens wurde erreicht.**

## 2 Einleitung

Die Liberalisierung des Strommarkts und das dadurch bedingte Unbundling von Erzeugung, Übertragung und Verteilung haben dazu geführt, dass die Kosten für Netzausbau und -instandhaltung stark reduziert werden mussten.

Im Gegensatz zu langfristigen Maßnahmen wie Personalabbau innerhalb der Unternehmen oder grundlegenden Änderungen bei der Ausgestaltung des Versorgungsnetzes wirken sich Einsparungen im Investitionshaushalt, wie sie zur Zeit von der überwiegenden Anzahl der Versorgungsunternehmen praktiziert werden, sofort auf das Unternehmensergebnis aus. Daneben können durch eine an den neuen Anforderungen orientierte Personaleinsatzplanung und Unternehmensorganisation aber auch durch reduzierte Instandhaltungsmaßnahmen ebenfalls erhebliche Einsparpotentiale aktiviert werden [1, 2].

Der Großteil des von den Netzbetreibern investierten Werts liegt in den Verteilungsnetzen und die Bemühungen zur Investitions- oder Reinvestitions-optimierung konzentrieren sich auf diese Netze. Dabei ist zu berücksichtigen, dass die Versorgungszuverlässigkeit des Endkunden wesentlich durch Qualität und Zustand der hier eingesetzten Komponenten bestimmt ist.

Die Energieverteilung in Deutschland geschieht über Netzkonfigurationen, die im Mittel die folgenden Komponenten beinhaltet:

- Schaltanlage mit zwei Sammelschienen, zwei Einspeisungen und Mess-/Kuppelfeld;
- drei Leitungsabgänge pro Sammelschiene, als Strahlennetz betriebene Ringe;
- 10 Ortsnetzstationen mit dreifeldriger Station und Ortnetztransformator pro Abgang
- 10 km Kabel oder Freileitungen pro Abgang, d.h. 1 km Leitung zwischen Ortsnetzstationen

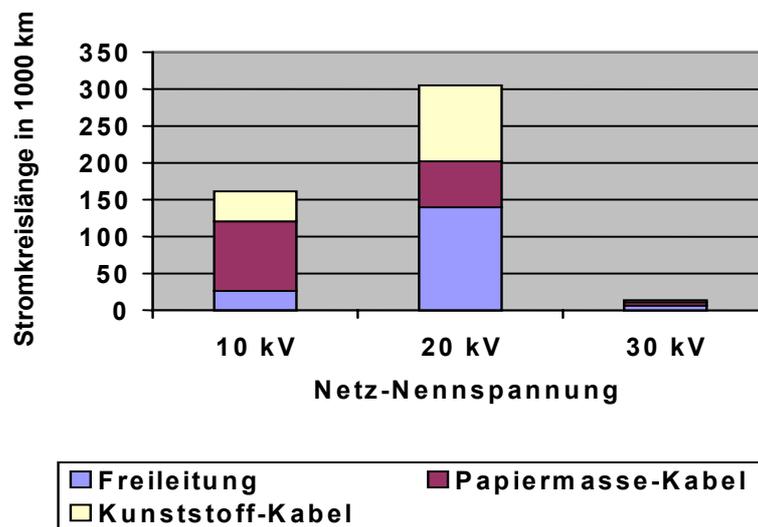
Die Versorgung eines angeschlossenen Verbrauchers ist kurzzeitig unterbrochen, wenn in der Schaltanlage auf der betroffenen Sammelschiene oder auf dem ihn versorgenden Abgang ein Schaden auftritt. Die Häufigkeiten der Versorgungsunterbrechungen teilen sich auf die betroffenen Komponenten entsprechend Tabelle 2.1 auf. Es zeigt sich, dass  $\frac{3}{4}$  aller Versorgungsunterbrechungen durch Schäden an den Kabeln verursacht werden. Auch wenn berücksichtigt wird, dass ein großer Anteil dieser Schäden auf unvermeidbare Beschädigungen von außen verursacht

wird, verbleibt ein maßgeblicher Anteil dieser Schäden aufgrund Alterung und mangelnde Qualität der Kabelisolation.

Schaden in	Häufigkeit pro Jahr
Kabelverbindung 10 km:	0,30
Schaltanlage, Sammelschiene Einspeise-, Abgangs- oder Kuppelfeld (4 Felder):	0,02
10 Ortsnetzstationen mit je 3 Feldern	0,06
10 Ortsnetztransformatoren	0,02
Summe:	0,40

**Tabelle 2.1: Aufteilung der Versorgungs-Unterbrechungshäufigkeiten auf die Schadensursachen in einem mittleren Verteilungsnetz [3].**

Das Mittelspannungsnetz in Deutschland ist geprägt durch die insbesondere in den letzten Jahren vorgenommene Verkabelung des Mittelspannungsnetzes und durch den Wechsel von dem altbewährten Papier-Masse-Kabel zu den modernen VPE-Kabeln seit Beginn der 70er Jahre. Darüber hinaus bewirkt die große Einwohnerzahl Deutschlands, dass hier ein Netz beträchtlicher Ausdehnung vorliegt. Um eine Vorstellung über die bei der Instandhaltung eines solchen Netzes zu erwartenden Aufwendungen zu erhalten, sind die Leitungslängen des Mittelspannungsnetzes in Abb. 2.1 zusammengefasst.



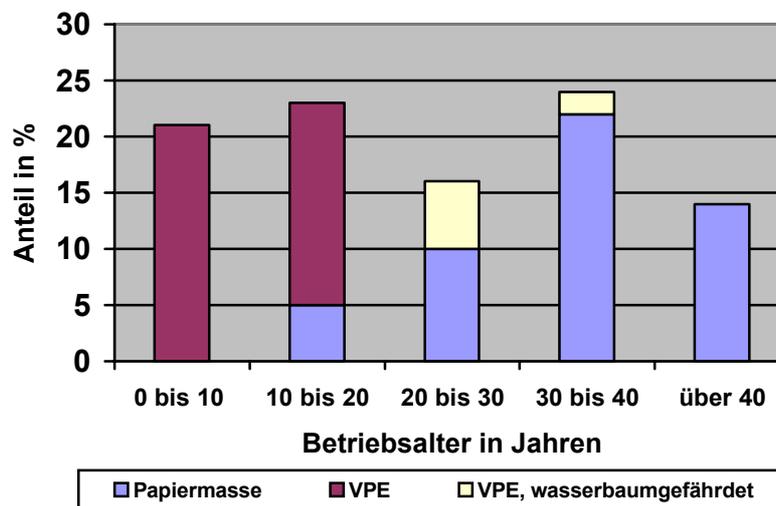
**Abb. 2.1: Stromkreislängen des Mittelspannungsnetzes in Deutschland 1997**

Die Daten wurden der VDEW-Störungsstatistik 1997-1998 entnommen, wobei die Aufteilung des Kabelnetzes in Papier-Masse-Kabel und kunststoffisolierte Kabel anhand der in der Statistik erfassten Hälfte des Gesamtnetzes vorgenommen wurde. Für die Jahre 1999-2003 liegen die aktualisierten Stromkreislängen nicht vor.

Das Mittelspannungsnetz umfasst insgesamt etwa 460.000 km Stromkreislänge, wobei die Spannungsebenen 10 kV und 20 kV vorherrschend sind. Der Verkabelungsgrad in Deutschland liegt bei deutlich über 60% und das Kabelnetz umfasst eine Stromkreislänge von mehr als 300.000 km. Selbst unter Zugrundelegung von günstigen Verlegebedingungen und damit niedrigen Verlegekosten in Höhe von 25 T€/km bedeutet dies einen Wert von über 7,5 Milliarden Euro.

Die Anteile von Papier-Masse-Kabel und Kunststoffkabel halten sich in etwa die Waage. Im 10-kV-Netz sind Papier-Masse-Kabel vorherrschend, während im 20-kV-Netz das Kunststoffkabel, in der Mehrheit VPE-Kabel, aufgrund der in den letzten Jahren vorgenommenen Verkabelung der Freileitungen überwiegt. Dabei ist aber zu berücksichtigen, dass Papier-Masse-Kabel in der Regel eine wesentlich höhere Betriebszeit haben als VPE-Kabel, da letztere erst seit etwa 1970 in größerem Stil eingesetzt wurden.

Abb. 2.2 zeigt die Altersstruktur der in Deutschland verlegten Kabel. Die Werte wurden aus den in der VDEW-Störungsstatistik für die einzelnen Kabeltypen gemachten Angaben abgeschätzt. Die im Bild aufgezeigten Anteile mögen daher nicht sehr genau sein, sie können aber für die hier dargestellten Betrachtungen als ausreichende Information angesehen werden.



**Abb. 2.2: Altersstruktur der in den Mittelspannungsnetzen 10 kV und 20 kV eingesetzten Kabel**

Mehr als 30% der Kabel im Mittelspannungsnetz sind älter als 30 Jahre. Es sind dies nahezu ausschließlich Papiermassekabel, die vor 1970 das allgemein eingesetzte Standardkabel waren. Ein merklicher, jedoch schwer abschätzbarer Anteil hiervon wird sogar älter als 40 Jahre sein. Die Kabel der Legejahre vor 1975 werden in den nächsten 10 Jahren das Alter von 40 Jahren erreichen, also eine Betriebszeit aufweisen, die der üblicherweise angenommenen Lebensdauer entspricht.

Seit 1970 werden in steigendem Maße VPE-Kabel eingesetzt. Die bei den ersten Kabeln dieses Typs aufgetretene Alterung durch Wasserbäumchen ist bekannt. Man kann davon ausgehen, dass diese Kabelalterung durch die modernen Methoden der Kabelprüfung und der Fertigungskontrolle, die nach Auftreten der Fehler zu Beginn der 80er Jahre entwickelt wurden, beherrscht wird und bei den modernen Kabeln nicht mehr besteht. Bei den bis zu diesem Zeitpunkt verlegten Kabeln ist aber damit zu rechnen, dass eine Alterung durch Wasserbäumchen auftreten kann. Der hiervon betroffene Anteil der Kabel ist in der Abb. 2.2 als „VPE, wasserbaumgefährdet“ gekennzeichnet. Es handelt sich um etwa 8% der insgesamt verlegten Kabel.

Als Folgerung aus dem Mengengerüst und der Altersstruktur der Kabel muss festgehalten werden, dass in den nächsten Jahren etwa 30% der Kabel ein über der erwarteten Lebensdauer von 40 Jahren liegendes Betriebsalter haben werden und dass bei etwa 8% der Kabel unter Umständen eine Alterung durch Wasserbäumchen auftreten könnte. Es sind damit insgesamt etwa 38% der verlegten Kabel, deren Betriebsverhalten die Aufmerksamkeit der Netzbetreiber verdient. Dies entspricht einer Stromkreislänge von ca. 110.000 km mit einem Investitionswert von nahezu 3,2 Milliarden Euro.

Aufgrund des ausgeprägten Schadensgeschehens an wasserbaumgefährdeten VPE-Kabeln sind die Kenntnisse über die Gesetzmäßigkeiten der Alterung dieser Kabel weit entwickelt. Typspezifische Schadenstatistiken wurden aufgestellt und haben sehr zur Identifizierung gefährdeter Kabeltypen und Fertigungsjahre beigetragen [4]. Verfahren zur Ermittlung des Kabelzustands wurden entwickelt und zum Teil erfolgreich erprobt [5,6]. Für Papiermassekabel befinden sich solche eingehenden Messungen zur Ermittlung des Kabelzustands noch im Anfangsstadium und werden in der Regel nur dann durchgeführt, wenn das Fehlergeschehen hierzu Anlass gibt [5].

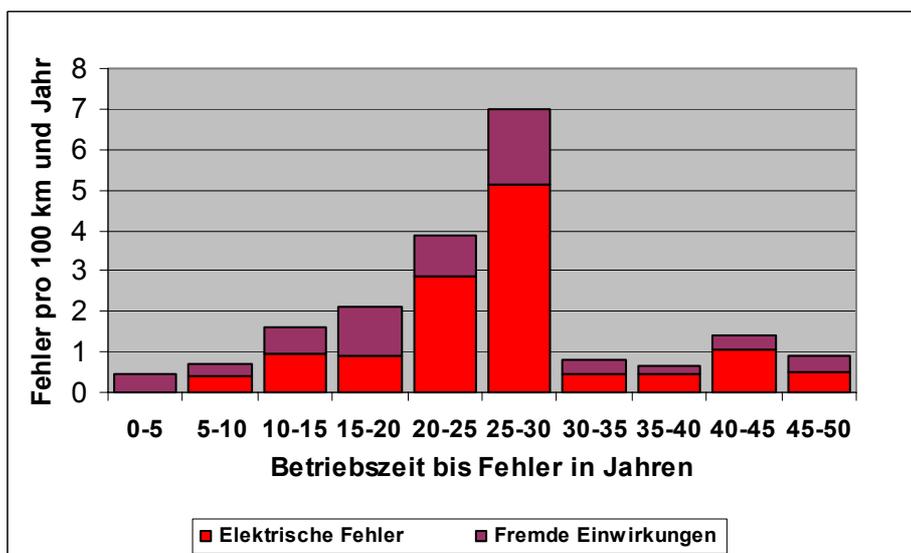
Ein fundiertes Asset-Management braucht aber schon jetzt die Informationen über Zustand der Papiermasse-Kabelanlagen, um die Rückschlüsse auf das zukünftige Schadensgeschehen und die Versorgungszuverlässigkeit des Netzes machen zu können.

Es bieten sich zwei Möglichkeiten zur Ermittlung von Eingangsdaten für ein Asset-Management an:

- Genaue Untersuchung der im Betrieb entstehenden Schäden an Kabelanlagen und Feststellung ob alterabhängige Tendenzen der festgestellten Schadensraten vorliegen;
- Feststellung der Schadenswahrscheinlichkeiten durch Vor-Ort-Untersuchungen an Kabelanlagen im Betrieb.

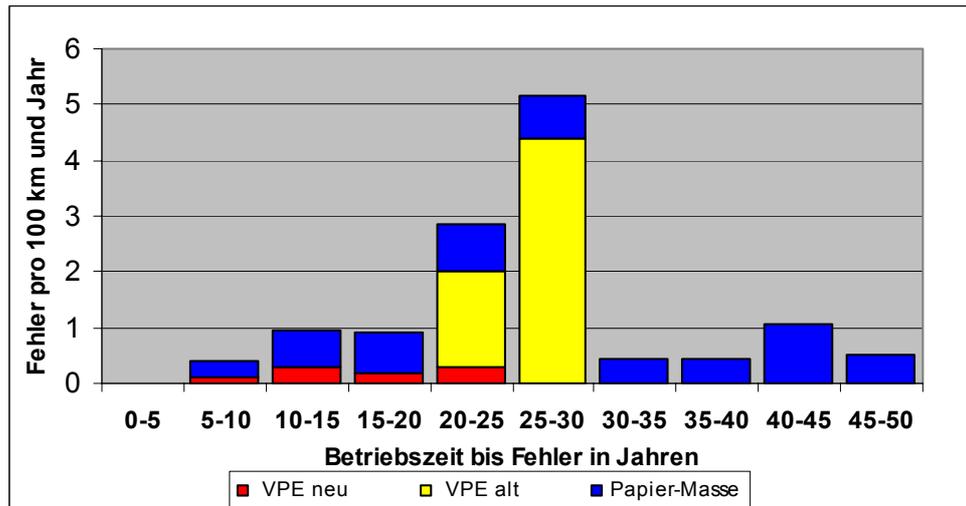
Eine Altersabhängigkeit der im Betrieb beobachteten Schadensraten für verschiedene Kabeltypen wurde in Rahmen des parallel bearbeiteten AiF-Forschungsvorhabens „Asset-Management von Verteilungsnetzen“ untersucht.

Abb. 2.3 zeigt eine Verteilung der Fehlerrate im Betrieb für Kabelanlagen verschiedenen Alters, geteilt nach Schadensursache. Der Anteil der elektrischen Fehler steigt rapide bis zu einem Alter von 30 Jahren an, die älteren Kabelanlagen weisen deutlich kleinere Fehlerrate auf.



**Abb. 2.3: Altersabhängige Schadensrate an Kabelanlagen nach Schadensursache**

Erst eine weitere Unterteilung nach Kabeltyp kann erklärende Informationen über die Altersabhängigkeit der Fehlerraten liefern. Wie in Abb. 2.4 dargestellt, kommt ein in Abb. 2.3 zu beobachtender Anstieg der Fehlerrate bei elektrischen Fehlern durch den Anteil von wasserbaumgefährdeten („VPE alt“) VPE-Kabeln zustande und ist keinesfalls mit der Alterung von Papiermassekabel verbunden. Die Fehlerrate in Betrieb für Papiermassekabel ist demnach um den Faktor 3 höher als bei modernen VPE-Kabel.



**Abb. 2.4: Altersabhängige Schadensrate für elektrische Fehler an Kabelanlagen verschiedener Typen**

Das 2001 abgeschlossene AIF-Forschungsvorhaben 12099N „Zustandorientierende Instandhaltung von Mittelspannungsnetzen“ hat sich der Zustandsermittlung von älteren Papiermasse-Kabelanlagen durch die Vor-Ort-Prüfung gewidmet. Papiermasse-Kabelanlagen wurden dabei bis zur doppelten Betriebsspannung bei gleichzeitiger Messung und Ortung der Teilentladungen geprüft. Nach Abschluss des Forschungsvorhabens musste festgestellt werden, dass der gute Betriebszustand der Kabelanlagen zwar bestätigt werden könnte, die Anzahl der verfügbaren Ergebnisse für verlässliche Aussagen aber nicht ausreichte.

Das vorliegende Folgevorhaben soll die mangelnden Informationen auf diesem Gebiet vervollständigen.

### 3 Zielsetzung des Forschungsvorhabens

Gemäß dem im Antrag formulierten Forschungsziel bestand das Forschungsvorhaben aus zwei Teilen:

- **Bestimmung der Frequenzabhängigkeit des Verlustfaktors.**

Durch diese Voruntersuchungen sollten die Kenntnisse über Frequenzabhängigkeit des Verlustfaktors von der Messfrequenz ermittelt werden. Zweck der Untersuchungen war die Erweiterung des Messsystems für verlässliche Messungen von  $\tan \delta$ . Verlustfaktormessung sollte zusätzliche Informationen über den Zustand von gemessenen Kabelanlagen liefern.

- **Vor-Ort-Untersuchungen an Papiermasse-Kabelanlagen.**

Hierbei sollten als Ergebnis für das deutsche Kabelnetz Informationen über

- Anzahl der Fehlstellen mit hohen Teilentladungen pro km Kabelstrecke,
- Statistische Verteilung der Teilentladungspegel und
- Korrelation zwischen Teilentladungspegel und Durchschlagspannung

erhalten werden. Aus diesen Informationen sollten Verfahren zur Abschätzung der zeitlichen Abhängigkeit der für die Zuverlässigkeitsberechnung erforderlichen Ausfallwahrscheinlichkeiten erarbeitet werden.

Für diese Untersuchungen wurde die in Forschungsvorhaben 12099N verwendete Resonanzprüfanlage erneut in Betrieb genommen in den Messwagen eingebaut. Das Messsystem wurde für den praktischen Gebrauch optimiert und an verschiedenen Referenz-Kabelsystemen im Labor erprobt.

## 4 Zuverlässigkeitsberechnungen für ein Mittelspannungsnetz.

### 4.1 Anforderungen

Die Forderung nach einer unveränderten Qualität einer Kabelanlage ist allgemein akzeptiert [7]. Offen bleibt jedoch die Frage nach einer für den Betrieb erforderlichen Qualität, d. h. wie gut eine Kabelanlage nach Errichtung sein muss, oder welche Instandhaltungsstrategie für eine ältere Kabelanlage die geeignetste ist. Die Frage lässt sich sehr leicht beantworten, da die Qualität ausreichend sein muss, um von dem Betreiber des Netzes für notwendig gehaltene Versorgungszuverlässigkeit des Kunden zu sichern.

Die Verfahren zur Berechnung der Zuverlässigkeit eines Netzes sind heute verfügbar und können dazu verwendet werden, die für die Kabeldiagnose relevanten Fragen zu beantworten:

- Welche Fehlerhäufigkeit bei der Montage neuer Kabelanlagen kann toleriert werden?
- Wie wirkt sich die Alterung einer Kabelanlage auf die Zuverlässigkeit aus?
- Ist eine ereignisorientierte oder eine Kombination aus ereignisorientierter und zustandsorientierter Instandhaltungsstrategie für Kabelanlagen geeignet, oder ist eine vorbeugende Instandhaltung erforderlich?

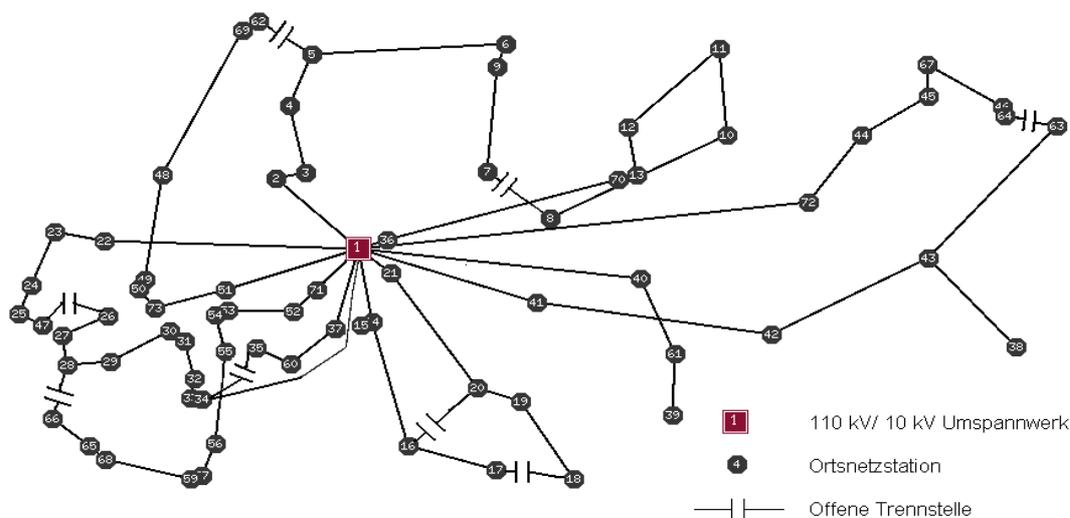


Abb. 4.1: Konfiguration des Beispielnetzes für die Zuverlässigkeitsberechnung

Als Beispiel für die Zuverlässigkeitsberechnung wird ein reales Verteilungsnetz betrachtet, dessen Aufbau in Abb. 4.1 dargestellt ist. Es handelt sich um ein vermaschtes, in offenen Ringen betriebenes Netz, das über einen Transformator aus dem 110-kV-Netz gespeist wird [6]. Die Stromkreislänge beträgt etwa 27 km mit insgesamt 71 Ortsnetzstationen. Die Anzahl der vorhandenen Muffen ist nicht bekannt und wurde aus der mittleren, der VDEW-Schadens- und Störungsstatistik entnommenen Zahl von 2,75/km-Stromkreislänge angesetzt, was zu einer Gesamtzahl von 74 Muffen in diesem Netz führt. Die Spitzenlast am Einspeisetransformator beträgt 28 MVA.

Die Berechnung der Versorgungszuverlässigkeit für dargestelltes Netz erfolgte in Rahmen des AiF-Forschungsvorhabens 12099N und wurde mit dem Rechenprogramm ZUBER im Programmpaket INTEGRAL der FGH verwendet.

## 4.2 VPE-Kabelanlagen

VPE-Kabel haben in den 80er Jahren zu schwerwiegenden Netzausfällen geführt, die auf die Anfälligkeit der Kabel bestimmter Fertigungsjahre zur Ausbildung von Wasserbäumchen zurückzuführen waren. Nach Auftreten der ersten Vielfachfehler im Netz wurde eine große Anzahl von Untersuchungen zum Phänomen "Wasserbäumchen" durchgeführt, so dass die in ihrem Wachstum und in ihrem festigkeitsverringenden Einfluss liegenden Gesetzmäßigkeiten hinreichend bekannt sind. Darüber hinaus hat eine vom VDE-Arbeitsausschuss "Kabel" initiierte Fehlerstatistik [4] wesentlich dazu beigetragen, die Anfälligkeit der Kabel abhängig von Hersteller und Fertigungsjahr zu kennen. Das VPE-Kabel eignet sich daher besonders für die hier angestrebten, grundsätzlichen Betrachtungen.

Der Alterungsmechanismus eines VPE-Kabels setzt sich aus drei Stadien zusammen.

- **Vorwachsen des Wasserbäumchens.**

Während des Vorwachsens verändert sich die Spannungsfestigkeit des Kabels merklich. Sie liegt jedoch weit über dem betrieblich erforderlichen Maß, so dass Auswirkungen auf den Betrieb während dieses Stadiums nicht auftreten.

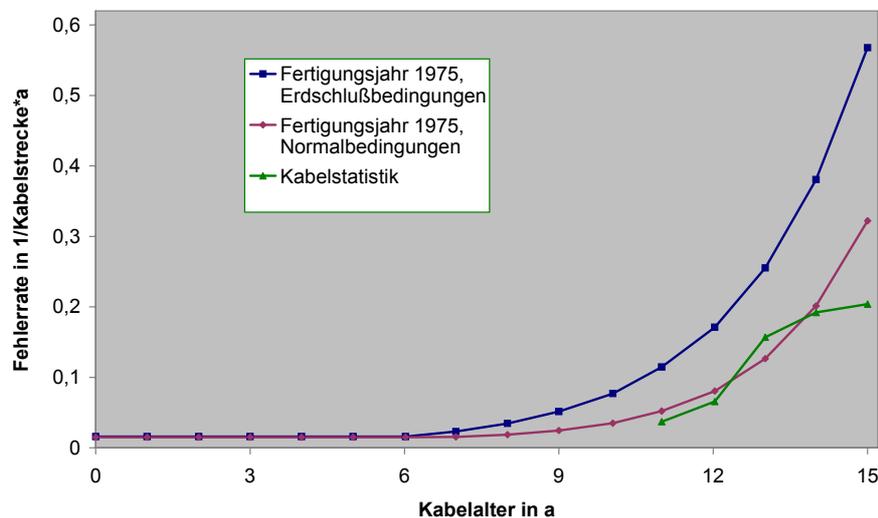
- **Erreichen der gegenüberliegenden Leitschicht.**

Auch wenn das Wasserbäumchen bereits die gesamte VPE-Isolierung überbrückt, kann es noch eine für die betrieblichen Anforderungen ausreichende Festigkeit aufweisen. Eine Vielzahl nach Kabelfehlern

festgestellter, durch die gesamte VPE-Isolierung reichender Wasserbäumchen, belegt diese Eigenschaft.

- **Umschlag in elektrische Bäumchen.**

Ein durch die Isolierung wachsendes Wasserbäumchen weitet sich wegen der nicht unterbrochenen Wasserzufuhr aus, und der in ihm fließende Strom führt zu einer örtlichen Austrocknung und dadurch zu Hohlräumen und zur Bildung von elektrischen Bäumchen, die den Durchschlag einleiten. Der Umschlag in das elektrische Bäumchen erfolgt bei Erdschluss-Überspannungen wegen der nahezu doppelten Feldstärke zu einem früheren Zeitpunkt als bei normaler Betriebsspannung. Ebenso führt das elektrische Bäumchen hier schneller zum Durchschlag.



**Abb. 4.2: Anstieg der Fehlerraten 1975 gefertigter VPE-Kabel mit der Betriebszeit**

Die mit diesen Grundsätzen ermittelten Fehlerraten der Kabel sind in Abb. 4.2 für VPE-Kabel aus dem Fertigungsjahr 1975 dargestellt. Die grüne Kurve (Dreiecke) gibt die im Betrieb beobachtete Fehlerrate bei Normalbetrieb wieder, wie sie aus der VDEW-Sonderstatistik entnommen wurde. Da sich die Angaben der Kabelstatistik auf eine Kabelstrecke beziehen, muss die für die Zuverlässigkeitsberechnung benötigte längenabhängige Fehlerrate mit Hilfe der mittleren Länge einer Kabelstrecke von 1 km (Siehe Abschnitt 2) umgerechnet werden. Die durch diese Punkte verlaufende rote Kurve (Punkte) ist die Anpassung einer aus der Weibull-Verteilung der Durchschlagswahrscheinlichkeit entwickelten Rate, die in den Zuverlässigkeitsberechnungen zugrunde gelegt ist.

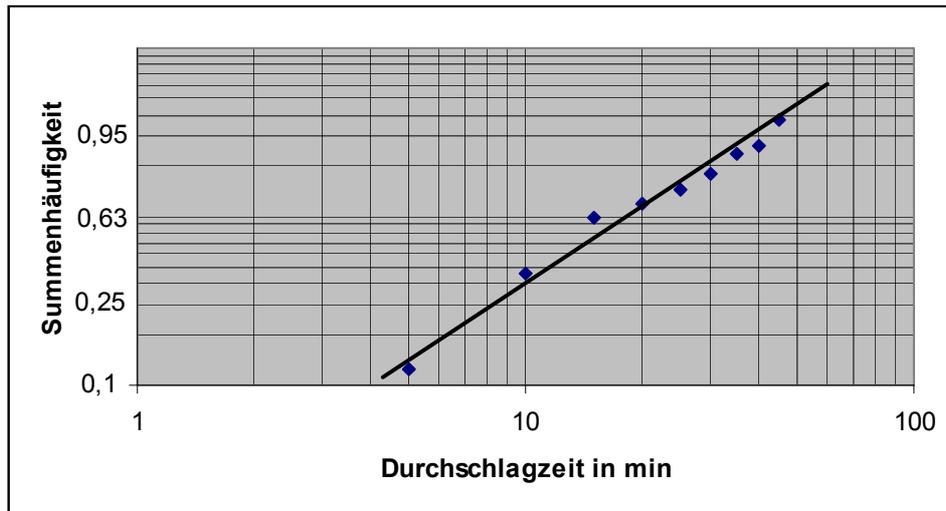
Für den Betrieb eines, wie in Deutschland üblich, gelöscht betriebenen Verteilungsnetzes ist das Auftreten eines Erdschlusses für die Versorgungszuverlässigkeit von geringer Bedeutung. In der Regel wird ein festgestellter Erdschluss durch Verlegen der Netztrennstellen geortet und die erdschlussbehaftete Kabelstrecke abgeschaltet. Die Erdschlussdauer liegt zwischen 10 min und 3 Stunden, abhängig davon, wie schnell die Umschaltungen zur Fehlersuche durchgeführt werden können.

Die durch den Erdschluss verursachte Erdschluss-Überspannung kann nun dazu führen, dass an einer anderen Stelle ein weiteres Wasserbäumchen in ein elektrisches Bäumchen umschlägt und einen Doppelerdschluss verursacht. Die Wahrscheinlichkeit eines solchen Umschlags ist umso höher, je länger der Erdschluss ansteht. Genaue Untersuchungen zur Abhängigkeit dieser Wahrscheinlichkeit von der Dauer der Erdschluss-Überspannung wurden nicht durchgeführt. Hinweise hierzu ergeben sich jedoch aus den in den 80er Jahren durchgeführten, eingehenden Untersuchungen zur Erarbeitung eines Prüfverfahrens zur Ermittlung des Isolationszustands betriebsgealterter VPE/PE-Kabel [6]. Die untersuchten Kabelstrecken hatten bereits Fehler im Betrieb aufgezeigt. Das Verfahren bestand in

- TE-Messung bei  $2 U_0$  über 5 min,
- Wechselspannungsstufe bei  $3 U_0$  über 1 Stunde,
- Wechselspannungsstufe bei  $4 U_0$  über 15 min,
- folgende Wechselspannungsstufen über 5 min bis zum Durchschlag.

Die Prüfungen wurden an einer Vielzahl von Kabelproben mit einer Länge von etwa 15 m auch mit unterschiedlichen Zeiten der einzelnen Stufen durchgeführt. Aus den Ergebnissen lassen sich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen.

- etwa 1% der Kabel hatten Teilentladungen und schlugen bereits während der TE-Messung durch. Diese Kabel hatten also Wasserbäumchen, die entweder bereits in elektrische Bäumchen umgeschlagen waren oder während dieser Zeit umschlugen.



**Abb. 4.3: Summenhäufigkeit der Durchschlagzeiten im Stufentest bei  $3 U_0$  an betriebsgealterten VPE-Kabeln [6].**

- 50% aller untersuchten Kabelstücke schlugen in der einstündigen Prüfung bei  $3 U_0$  durch. Sie zeigten bei der vorhergehenden TE-Messung keine Teilentladungen, d.h. das Wasserbäumchen ist in dieser Stufe in ein elektrisches Bäumchen umgeschlagen und dieses hat den Durchschlag herbeigeführt. Die hierbei festgestellten Durchschlagzeiten bekannt. Abb. 4.3 zeigt die Summenhäufigkeit der festgestellten Durchschlagzeiten in der Achsenteilung nach Weibull. Die Summenhäufigkeit folgt der Weibull-Gleichung:

$$P_{3U_0} = 1 - e^{-\left(\frac{T}{T_0}\right)^\gamma} \quad (4.1)$$

mit  $T_0 = 18$  min und  $\gamma = 1,5$ .

Die Durchschlagzeiten bei  $2 U_0$  sind nicht bekannt und müssen geschätzt werden. Hierfür kann die Beobachtung zugrunde gelegt werden, dass keines der 43 geprüften Kabelstücke bei der fünfminütigen TE-Messung durchgeschlagen ist. Die Wahrscheinlichkeit hierzu ist

$$P = 1 - (1 - P_{2U_0})^n = 0,5 \quad (4.2)$$

wobei  $P_{2U_0}$  die Wahrscheinlichkeit, bei  $2 U_0$  nach 5 min durchgeschlagen zu haben, und  $n$  die Anzahl der geprüften Kabel gleich 43 ist. Es ergibt sich eine für die 5minütige Prüfzeit eine Wahrscheinlichkeit von  $P_{2U_0} = 1,6\%$ , was gut mit dem

erwähnten, gemessenen Wert von 1% übereinstimmt. Bei 3  $U_0$  lag nach 5 min die Wahrscheinlichkeit bei 11,6%, d.h. um einen Faktor von 7,3 höher. Unter der Annahme, dass dieser Faktor über dem gesamten Wahrscheinlichkeitsbereich gleich ist, folgt die Durchschlagwahrscheinlichkeit bei 2  $U_0$  der Weibull-Gleichung

$$P_{2U_0} = 1 - e^{-\left(\frac{T}{T_0}\right)^\gamma} \quad (4.3)$$

mit  $T_0 = 131$  min und  $\gamma = 1,5$ .

Im Stufentest geprüft wurden Kabelstücke mit 15 m Länge. Im Netz sind bei einem Erdschluss zwei Leiter mit einer Länge von durchschnittlich 1000 m betroffen, d.h. 133 solcher Kabelstücke. Die Wahrscheinlichkeit, dass auf einem der beiden Leiter ein Folgefehler auftritt, wäre dann:

$$P_{F2U_0} = 1 - e^{-133\left(\frac{T}{T_0}\right)^\gamma} = 1 - e^{-\left(\frac{T}{T_{0F}}\right)^\gamma} \quad (4.4)$$

mit  $T_{0F} = 5$  min.

Bei sehr kurzen Erdschlusszeiten wie im Netz mit geerdetem Sternpunkt, oder bei Erdschlusswischern im Freileitungsnetz wäre die Wahrscheinlichkeit eines Folgefehlers praktisch 0, im Netz mit Erdschlusslöschung mit Erdschlussdauern größer 10 min praktisch gleich 1.

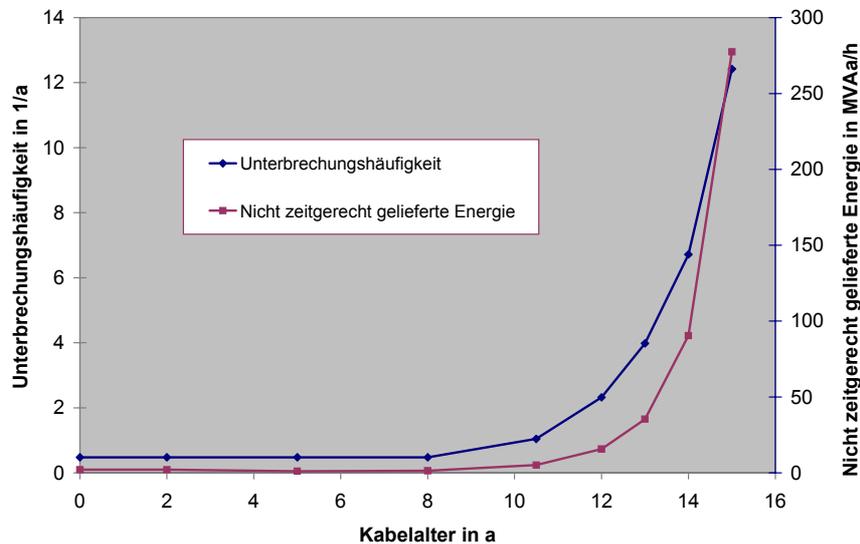
Die Ergebnisse aus den Stufentests an betriebsgealterten Kabeln eignen sich nicht, Rückschlüsse auf die Wahrscheinlichkeit eines Folgefehlers auf einer Kabelstrecke zu berechnen, da die geprüften Kabelproben aus Strecken stammten, die bereits mehrere Fehler während des Netzbetrieb, d.h. definitiv eine Fehlerwahrscheinlichkeit von 100%, hatten. Beim Auftreten eines einfachen Erdschlusses wurden die Kabel weiter betrieben und nicht ausgewechselt.

Hinweise zur Schätzung der Wahrscheinlichkeit eines Folgefehlers auf einer Kabelstrecke ergeben sich aus der betrieblichen Beobachtung, dass nach Auftreten eines ersten Fehlers im Normalbetrieb ein zweiter Fehler nach kurzer Zeit auftrat, wenn es sich um einen Kabeltyp mit hoher Fehlerrate handelte. Weitere Hinweise ergeben sich aus der Beobachtung, dass für den Durchschlag sowohl im Normalbetrieb als auch im Erdschluss das Wasserbäumchen bereits durch die VPE-Isolation des Kabels gewachsen sein muss. Für den Durchschlag bei Erdschluss

muss das Wasserbäumchen im Volumen lediglich etwas geringer ausgeprägt sein. Beide Beobachtungen führen zu der Abschätzung, dass die Wahrscheinlichkeit eines Folgefehlers bei Erdschluss um einen konstanten Betrag zeitlich früher verläuft als die Fehlerwahrscheinlichkeit im Normalbetrieb. In dem hier betrachteten Beispiel wurde eine zeitliche Verschiebung der beiden Fehlerwahrscheinlichkeiten um ein Jahr abgeschätzt.

Die blaue Kurve (Vierecke) in Abb. 4.2 gibt die Rate wieder, mit der ein solcher Folgefehler an einem Kabel gleichen Typs erfolgt, wobei in diesem Beispiel eine ausreichend lange Erdschlussdauer zugrunde gelegt ist. Da der Umschlag eines Wasserbäumchens in ein elektrisches Bäumchen bei Erdschlussüberspannung zu einem früheren Stadium des Wasserbäumchens erfolgen muss als im Normalbetrieb, liegt diese Rate vor der Fehlerrate für den Normalbetrieb, was sich in einer höheren Wahrscheinlichkeit zu einem bestimmten Zeitpunkt ausdrückt.

Unter der Annahme, dass das gesamte beschriebene Netz aus Kabeln des Fertigungsjahres 1975 besteht, ergeben sich zeitliche Verläufe der Zuverlässigkeitsparameter, Unterbrechungshäufigkeit und nicht zeitgerecht gelieferte Energie, wie sie in Abb. 4.4 dargestellt sind.



**Abb. 4.4: Anstieg der Unterbrechungshäufigkeit und der nicht zeitgerecht gelieferten Energie mit der Betriebszeit. VPE-Kabel nach Abb. 4.2.**

Es ist festzustellen, dass es sich ab einem Alter von 12 Jahren ein rapider Anstieg der Unterbrechungshäufigkeit und etwas verzögert der nicht zeitgerecht gelieferten Energie ergibt. Aus den Ergebnissen verdienen zwei Gesichtspunkte hervorgehoben zu werden:

- Bis zu einem Kabelalter von 8 Jahren liegt die Unterbrechungshäufigkeit bei 0,5 pro Jahr. Sie ist bestimmt durch die Kabellänge von 27 km und der für Kabelnetze üblichen Fehlerrate von etwa 2 pro 100 km für Fehler mit Kurzschluss oder Doppelerdschluss.
- Nach 8 Jahren steigt die Unterbrechungshäufigkeit aufgrund der angenommenen Kabelalterung an und erreicht bei etwa 12 Jahren das Vierfache des Ausgangswertes. Der Vergleich der in Deutschland und im benachbarten Ausland üblichen Unterbrechungshäufigkeiten zeigt, dass ab diesem Zeitpunkt die Versorgungszuverlässigkeit nicht mehr dem anzustrebenden Standard entspricht [9].

Zum gleichen Zeitpunkt steigt auch die nicht mehr zeitgerecht gelieferte Energie im Netz merklich an.

- Nach dem merklichen Anstieg der Unterbrechungshäufigkeit bei einem Kabelalter von 12 Jahren sinkt die Zuverlässigkeit des Netzes so rapide, dass diese bereits zwei Jahre später als unannehmbar gering angesehen werden muss. Dies bedeutet, dass bereits zu einem Zeitpunkt, zu dem die Zuverlässigkeit des Netzes mit lediglich zwei Unterbrechungen pro Jahr noch ausreichend zu sein scheint, Maßnahmen zum Ersatz der Kabel entschieden werden müssten, da die Ausführung der beschlossenen Maßnahmen einige Zeit erfordern.
- Die Zuverlässigkeit des Netzes wird hauptsächlich durch die Wahrscheinlichkeit bestimmt, mit der die Erdschlussüberspannung einen Folgefehler und somit einen Doppelerdschluss verursacht. In der Regel wird diese Wahrscheinlichkeit in den Statistiken nicht berichtet und man muss Ausnahmen machen, um sie aus den nachgehaltenen Daten abzuschätzen.

Die Annahme, dass das gesamte Netz aus Kabeln des gleichen Fertigungsjahres besteht, ist der "worst case", da die zwischen 1975 und 1978 gefertigten Kabel sich als besonders anfällig gegen Wasserbäumchen erwiesen haben. Bei Kabeln unterschiedlicher Fertigungsjahre verlaufen die Kurven flacher, d. h. Unterbrechungshäufigkeiten und nicht zeitgerecht gelieferte Energien steigen für das Gesamtnetz nicht so rapide an wie in Abb. 4.4. Der Netzteil, der über die Kabel von 1975 bis 1977 versorgt wird, verhält sich aber ähnlich.

Die Mitte der 80er Jahre an den Kabeln der Fertigungsjahre 1975 bis 1977 im Netz gemachten Erfahrungen bestätigen die in den Abb. 4.2 und Abb. 4.4 dargestellten Verhältnisse. Wenn die Entscheidung für eine Auswechslung der Kabel zu spät getroffen wurde, verblieb keine ausreichend lange Zeit für den Ersatz der Kabel, bevor die Unterbrechungshäufigkeit bis in unakzeptabel hohe Werte anstieg. Hierbei kommt erschwerend hinzu, dass die in Abb. 4.4 dargestellten Unterbrechungshäufigkeiten Erwartungswerte sind, die in Betrieb entstehenden Unterbrechungen dagegen ganze Zahlen um den Erwartungswert. Im betrachteten Beispielnetz mit 27 km Länge liegt der Erwartungswert der Unterbrechungshäufigkeit etwa bei 2 pro Jahr. Bei einem halb so großen Netz würde sich ein Erwartungswert von 1 Unterbrechung pro Jahr ergeben, ein Wert der üblich ist und kein Anlass zu Bedenken und daher Reaktionen gibt. Die zeitliche Weiterentwicklung ist aber gleich und nach zwei Jahren würden auch in diesem Netz unannehmbar hohe Unterbrechungshäufigkeiten auftreten. Dies heißt, dass das Abwarten ungewöhnlich hoher Fehlerzahlen umso kritischer wird, je kleiner ein betroffenes Netz oder Teilnetz ist, eine Tatsache, die ebenfalls aus der Betriebserfahrung bestätigt wird.

### 4.3 Folgerungen für Papiermasse-Kabelanlagen

Maßgebend für die Versorgungszuverlässigkeit sind zwei Eigenschaften eines Kabelnetzes:

- Die zeitliche Entwicklung der Fehlerwahrscheinlichkeit im Normalbetrieb des Netzes.
- Die zeitliche Entwicklung der Wahrscheinlichkeit eines Folgefehlers im Erdschlussfall des Netzes.

Beide müssen über das Normale ansteigen, um die Versorgungszuverlässigkeit rapide unter das vorhandene Niveau absinken zu lassen. Steigt zum Beispiel nur die Fehlerwahrscheinlichkeit im Erdschlussfall an, kann die Unterbrechungshäufigkeit maximal die Erdschlusshäufigkeit in einem Netz erreichen, wenn diese Wahrscheinlichkeit den höchstmöglichen Wert 1 annimmt. Sie würde in dem Beispielnetz nach Abb. 4.1 lediglich zu einem Anstieg der Unterbrechungshäufigkeit auf das Doppelte des ursprünglich vorhandenen Werts führen. Würde nur die Fehlerwahrscheinlichkeit im Normalbetrieb ansteigen und die im Erdschlussfall konstant bleiben, würde die Unterbrechungshäufigkeit proportional zu dieser Wahrscheinlichkeit verlaufen. Erst bei gleichzeitigem Anstieg kommt es zu dem dargestellten drastisch schnellen Anwachsen der Unterbrechungshäufigkeiten mit der Zeit.

Für VPE-Kabel der kritischen Fertigungsjahre sind ausreichend Kenntnisse über das Fehlerverhalten mit der Zeit vorhanden und die erforderlichen Eingangsdaten für eine Zuverlässigkeitsberechnung können mit guter Genauigkeit abgeschätzt werden. Für Papiermasse-Kabelanlagen fehlen solche Grundlagen noch völlig. Die Betriebserfahrungen scheinen daraufhin zu deuten, dass Ausfälle von Kabeln hauptsächlich auf

- fehlerhafte Garnituren wie undichte Muffen oder
- unzureichend mit Masse gefüllte Endverschlüsse oder
- Zerstörung des Bleimantels der Kabel durch Korrosion (Bleifraß)

zurückzuführen sind. Diese Gründe waren zumindest in der Vergangenheit maßgebend und es ist nicht bekannt, ob sich die Sachlage mit zunehmendem Alter dieser Kabel ändert. Die notwendigen Eingangsdaten für die Bestimmung der Versorgungszuverlässigkeit sind bekannt. Die Verfahren hierzu sind vorhanden. Benötigt werden Hinweise zu den folgenden Abhängigkeiten:

- Die zeitliche Entwicklung der Fehlerwahrscheinlichkeit im Normalbetrieb;
- Die zeitliche Entwicklung der Fehlerwahrscheinlichkeit im Erdschlussfall;
- Die Wahrscheinlichkeit eines Fehlers in Abhängigkeit von der Erdschlussdauer.

Im Grundsatz müssten diese Abhängigkeiten für jeden Kabeltyp getrennt erstellt werden. Bis heute sind jedoch typspezifische Fehlerraten nur für einige Muffentypen aufgetreten, die sich nicht mehr im Netz befinden. Hinweise, die auf ein besonders auffälliges Verhalten bestimmter Typen hindeuten, bestehen nicht. Es wird daher als vorläufig ausreichend angesehen, globale Angaben für das Papiermasse-Kabelnetz insgesamt zu erhalten. Diese Aufgabe soll durch Vor-Ort-Untersuchungen an solchen Kabelanlagen angegangen werden.

## 5 Vor-Ort-Untersuchungen an Papiermasse-Kabelanlagen

### 5.1 Auswahl der Spannungserzeugungsanlage

Für die Bestimmung von Ist-Zustand der Mittelspannungskabel werden heute auf dem Markt verschiedene moderne Prüfsysteme angeboten. Vergleichende Studien belegen, dass die Systeme abhängig von eingesetzten Spannungsquellen unterschiedliche Messempfindlichkeit haben. Selbst die Ortung der künstlichen Kabelfehler im Labor kann zahlreiche Fehlergebnisse liefern [10]. Eine Auswahl des Messsystems wurde deswegen aus dem Gesichtspunkt der technischen und wirtschaftlichen Eignung speziell für Vor-Ort-Messungen an Papiermasse-Kabelanlagen durchgeführt.

Bei der Planung des Forschungsvorhabens standen zur Erzeugung der Prüfspannung vor Ort drei Alternativen zur Auswahl:

- **50-Hz-Wechselspannungsanlage mit Hochspannungs- und Regeltransformator.**

Papiermassekabel haben Kapazitätsbeläge bis zu  $0,5 \mu\text{F}/\text{km}$  und benötigen bei der angestrebten Prüfspannung von  $2 U_0$  für ein 20-kV-Kabel eine Scheinleistung von etwa 100 kVA. Hochspannungs- und Regeltransformator müssen für solche Leistungen ausgelegt sein, und die Einspeiseleistungen müssen dem Regeltransformator vor Ort einphasig zur Verfügung gestellt werden. Die Gewichte der Prüfanlagen und insbesondere die benötigten Einspeiseleistungen aus dem Niederspannungsnetz sind so hoch, dass diese Alternative von vorneherein ausfallen musste.

- **Resonanzprüfanlage zur Erzeugung von Wechselspannungen mit Frequenzen um 50 Hz.**

Hierfür reduzieren sich die Gewichte der Prüfanlagen etwa um den Faktor 3. Insbesondere erniedrigt sich die benötigte Einspeiseleistung um Faktoren, so dass ein Anschluss solcher Resonanzanlagen an das vorhandene Niederspannungsnetz keine Probleme bietet. Die Frequenz der Prüfspannung ist ausreichend nahe an 50 Hz, so dass keine wesentlichen Änderungen zu den Vorgängen im Dielektrikum im Vergleich zu 50 Hz befürchtet werden müssen.

- **0,1-Hz-Wechselspannungsprüfanlage.**

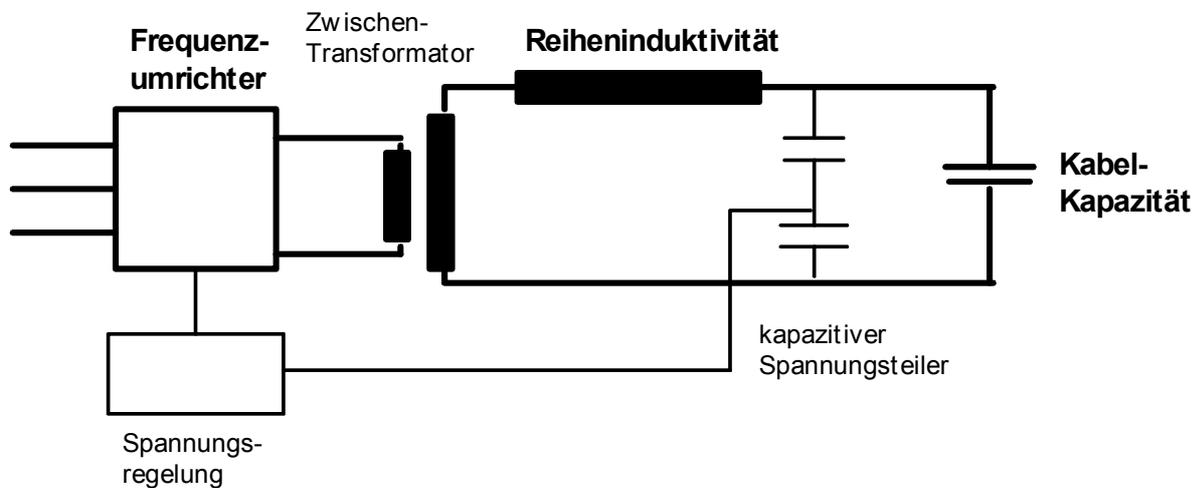
Solche Anlagen haben das geringste Gewicht und erfordern geringe Leistungen des Versorgungsnetzes. Die Frequenz der Prüfspannung liegt aber um den Faktor 500 unterhalb der Betriebsfrequenz und es musste überlegt werden, ob eine solche Anlage für die hier zu lösenden Aufgaben geeignet sein könnte.

Ältere Papiermassekabel können bei Betriebsfrequenz Verlustfaktoren bis zu 0,1 oder mehr aufweisen. In der Ersatzvorstellung, wenn das Papiermasse-Dielektrikum durch die Parallelschaltung einer Kapazität und eines Widerstands nachgebildet wird, wird der Widerstand bei 50 Hz um den Faktor 10 größer ist als der kapazitive Blindwiderstand. Bei dieser Frequenz ist der durch die Kapazität fließende Strom 10fach höher als der durch den Widerstand und die Potentialverteilung innerhalb der Isolierung folgt der kapazitiven Potentialverteilung, also der Dielektrizitätskonstanten der Isolation. Bei Gültigkeit des gleichen Ersatzschaltbildes wäre für 0,1-Hz-Wechselspannungen der Strom durch den Widerstand gleich dem bei 50 Hz, der Strom durch die Kapazität wäre aber 500fach geringer. Die Potentialverteilung würde damit dem ohmschen Strom, also der Leitfähigkeit der Kabelisolation folgen.

Obwohl nicht angenommen werden kann, dass der ohmsche Widerstand aufgrund der mit der Frequenz abfallenden Polarisationsverluste mit fallender Frequenz konstant bleibt, muss doch damit gerechnet werden, dass die Spannungsverteilung innerhalb des Kabels bei 0,1 Hz nicht dieselbe ist wie bei 50 Hz. Abhängig von der Aufgabenstellung mag dies nicht von Nachteil sein, da der erhöhte Verlustfaktor auf eine Degradierung der Papiermasse-Isolation zurückgeführt werden muss und die bei niedrigen Frequenzen ungünstiger werdende Potentialverteilung eher zu Entladungsvorgängen führt als die günstigere bei 50 Hz. Wenn man also davon ausgeht, dass ein Kabelnetz aufgrund erhöhter Fehlerraten bereits unzulässig gealtert ist und die Vor-Ort-Prüfung besonders kritische Stellen aufdecken soll, dann ist eine Prüfung mit 0,1 Hz durchaus vorteilhaft und wird angewendet [5].

In dem vorliegenden Forschungsprojekt soll jedoch festgestellt werden, ob eine Kabelstrecke bei Betriebsfrequenz unzulässige Eigenschaften oder gar Durchschläge aufweist. Das Risiko einer Verfälschung der Aussagen durch eine evtl. nicht dem Betrieb entsprechende Potentialaufteilung innerhalb der Isolation konnte nicht eingegangen werden. Aus diesem Grund wurde für die Verwendung einer Resonanzprüfanlage entschieden.

## 5.2 Eigenschaften der Resonanzprüfanlage



**Abb. 5.1: Hauptelemente des Resonanz-Prüfsystems WRV 6/50 der Fa. HighVolt**

Resonanzprüfanlagen sind für die Prüfung von Komponenten mit hohen Kapazitäten konzipiert und eignen sich daher insbesondere für die Prüfung von Kabeln. Sie besitzen eine Induktivität in Reihe mit dem zu prüfenden Kabel und bei Resonanz ergibt sich am Prüfling eine Spannungserhöhung, die abhängig von den Verlusten im Prüfling ist. Resonanz-Prüfanlagen können mit zwei Prinzipien arbeiten:

- Einspeisung einer Spannung mit konstanter Frequenz, z.B. 50 Hz, und Abstimmung der Reiheninduktivität auf Resonanz mit der Prüflingskapazität. Ältere Anlagen arbeiten mit diesem Prinzip.
- Verwendung einer konstanten Reiheninduktivität und Abstimmung der Frequenz der speisenden Spannung auf Resonanz. Nach dem heutigen Sprachgebrauch versteht man unter Resonanz-Prüfanlagen Anlagen, die nach diesem Prinzip arbeiten. Drosseln mit fester Induktivität sind wesentlich kleiner und leichter, als solche mit veränderlicher Induktivität was deren Einbau in Messwagen wesentlich erleichtert.

Die für dieses Forschungsprojekt eingesetzte Resonanz-Prüfanlage WRV 6/50 der Fa. HighVolt, Dresden ist mit den Hauptelementen in Abb. 5.1 dargestellt.

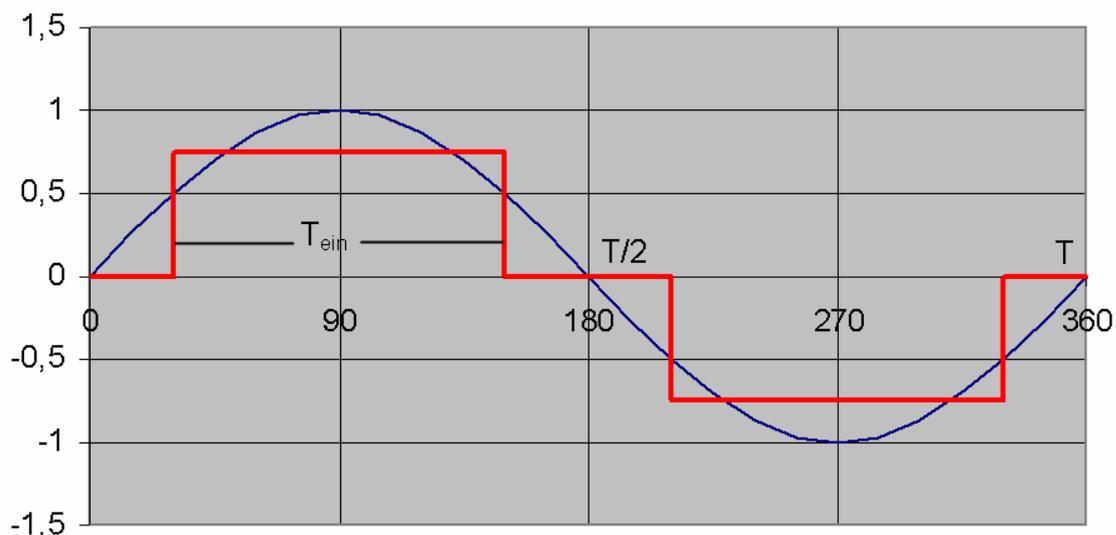
Die Hauptdaten der Anlage sind:

Höchste Prüfspannung:	50 kV
Höchster Prüfstrom:	6 A
Frequenzbereich:	30 – 300 Hz

### 5.2.1 Wechselrichter

Die rechteckförmige Ausgangsspannung wird mit einem Spannungskreis-Wechselrichter erzeugt. Über eine Sechspuls-Gleichrichterbrücke wird aus dem dreiphasigen Speisernetz eine Kondensatorbatterie, so genannte Zwischenkreis, auf eine Gleichspannung von ca. 540 V aufgeladen. Die Zwischenkreisspannung dient als Betriebsspannung für einen nachgeschalteten Vollbrücken-Wechselrichter, bestehend aus IGBT-Modulen. Diese werden so angesteuert, dass sich eine nullsymmetrische, rechteckförmige Ausgangsspannung ergibt. Für das Erreichen der Resonanz ist die Frequenz der Ausgangsspannung stufenlos veränderbar.

Abb. 5.2 zeigt den typischen Verlauf der Ausgangsspannung. Die Einstellung der Prüfspannung geschieht durch Veränderung der Einschaltzeiten  $T_{\text{ein}}$  der Rechteckimpulse, die zwischen 2% und 85% der Halbperiode  $T/2$  variiert werden kann. Die Amplitude der Spannung bleibt konstant.



**Abb. 5.2: Ausgangsspannung des Frequenzumrichters der Resonanz-Prüfanlage**

Die Hauptdaten des Frequenzumrichters sind:

Eingangsspannung:	400 V Drehstrom, 43 kVA max
Ausgangsspannung:	500 V max., (Effektivwert der Grundschwingung)
Frequenz:	30 – 300 Hz
Ausgangsstrom:	70 A max.

### 5.2.2 Hochspannungstransformator und Drosselspule

Die Hauptdaten des Step-up-Transformators sind:

Primärspannung:	600 V
Sekundärspannung:	600 – 1800 – 2400 – 3600 V
Ausgangsstrom:	6 A max.
Leistung:	21,6 kVA

Die Daten der Reihenresonanz-Drosselspule:

Nennspannung:	50 kV
Nennstrom:	6 A
Nenninduktivität:	44 H

Die Hauptelemente des Resonanzprüfsystems sind in Abb. 5.3 wiedergegeben. Das Gewicht der Anlage einschließlich Zubehör beträgt etwa 1,5 t. Das gesamte Prüfsystem wurde in einen Messwagen eingebaut und kann mit Hilfe von einem 50 m langen 30 kV-Kabel an den Endverschluss des zu messenden Kabels angeschlossen werden.



**Abb. 5.3: Einzelteile des Resonanz-Prüfsystems (links) und Messwagen bei der Vor-Ort-Messung (rechts)**

### 5.3 Resonanzprüfkreis und Anwendungsbereiche des Prüfsystems

Da es als Ziel der Untersuchungen festgelegt wurde, Ergebnisse über den Zustand von betrieblichen Kabelanlagen zu erhalten, wurde als Grundbedingung festgelegt, dass die Kabel und deren Garnituren durch die Vor-Ort-Untersuchungen nicht beeinträchtigt werden dürfen. Es wurde daher beschlossen, die Prüfspannungen nicht über die auch im Betrieb auftretenden Spannungsbeanspruchungen zu erhöhen, wobei jedoch die Spannungserhöhung im Erdschlussfall zu berücksichtigen war. Die höchste Prüfspannung gegen Erde ergab sich damit zu  $2 U_0$ . Dieser Wert entspricht im Mittelspannungsbereich der höchstzulässigen Betriebsspannung zwischen Leitern und damit der höchsten, im Erdschlussfall gegen Erde auftretenden Spannung.

Die maximal erforderlichen Prüfspannungen wurden damit zu 12 kV für 10-kV- und zu 24 kV für 20-kV-Kabelanlagen festgelegt. Bei der Planung von Resonanzanlagen, die solche Spannungen liefern können, müssen zwei die Anwendbarkeit begrenzende Gesichtspunkte berücksichtigt werden:

Wie es aus dem Ersatzschaltbild des Resonanzprüfkreises (Abb. 5.4) folgt, liegt die Resonanzfrequenz bei

$$f_{r1} = \frac{1}{2\pi \cdot \sqrt{L_r C_p}} \quad (5.1)$$

und die Spannungserhöhung im Resonanzfall beträgt

$$v = \frac{U_2}{U_E} = R_p \sqrt{\frac{C_p}{L_r}} \quad (5.2)$$

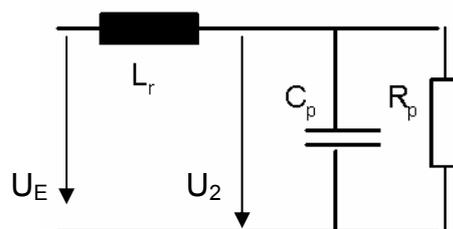


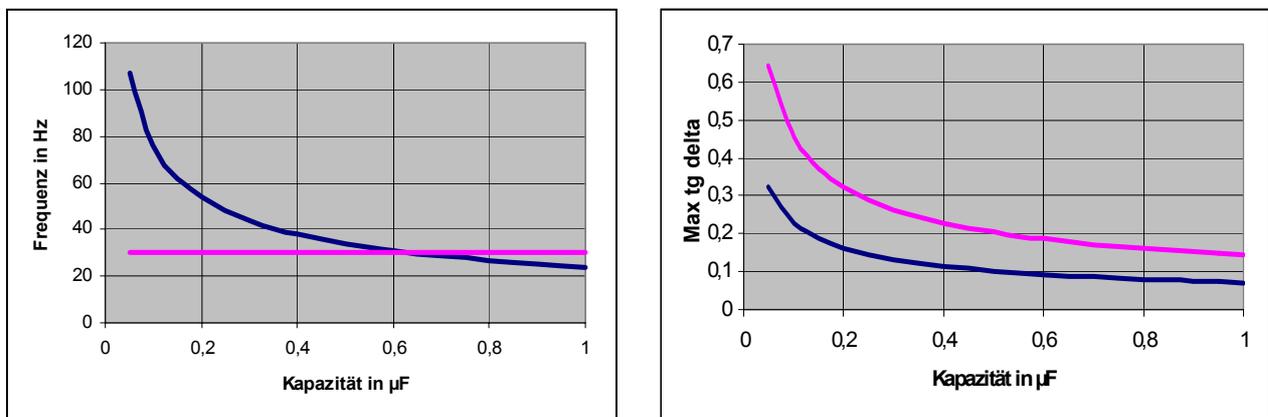
Abb. 5.4 Ersatzschaltbild des Resonanzprüfkreises

Die sich einstellende Prüffrequenz ist demnach allein von der Größe der Kapazität des Kabels abhängig. Abb. 5.5, links, zeigt diese Abhängigkeit. Da die niedrigste Frequenz 30 Hz ist, ist die maximal zulässige Kapazität etwa gleich 0,6  $\mu\text{F}$ . Papiermassekabel haben einen hohen Kapazitätsbelag von etwa 450 bis 480 nF/km, so dass die mit dieser Anlage maximal prüfbareren Kabellängen bei etwa 1,3 km liegen. Der bei 24 kV fließende Strom beträgt für diese maximale Kapazität lediglich etwa 3 A. Der zulässige Strom von 6 A würde sich erst bei einer Prüfspannung von 50 kV einstellen.

Die zweite begrenzende Bedingung ergibt sich aus der erforderlichen Spannungserhöhung bei der Serienresonanz. Die maximale Ausgangsspannung des Hochspannungstransformators beträgt 3,6 kV und eine vorgegebene Resonanzhöhung ist zum Erreichen der geforderten Prüfspannung erforderlich. Dies ist nur möglich, wenn der Verlustfaktor der Kabel bestimmte Werte nicht überschreitet. Aus Abb. 5.4 folgt für  $\tan \delta$  des Kabels:

$$\tan \delta = \frac{1}{2 \pi f_r \cdot R_p \cdot C_p} \quad (5.3)$$

Die maximalen Verlustfaktoren sind in Abb. 5.5, rechts, angegeben.

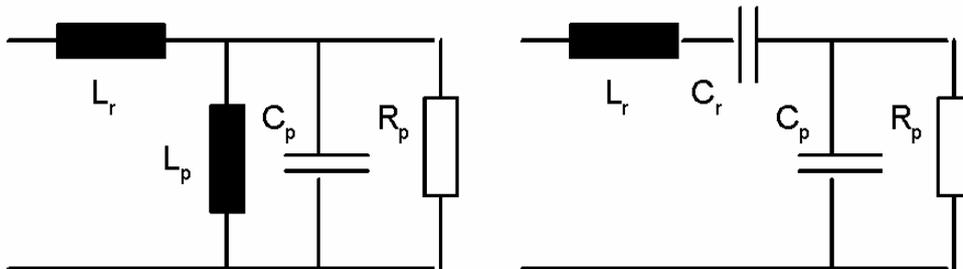


**Abb. 5.5: Grenzen für die maximal mögliche Prüflingskapazität aus:**  
**Links: der sich einstellenden niedrigsten Prüffrequenz von 30 Hz**  
**Rechts: dem höchstmöglichen Verlustfaktor  $\tan \delta$  für die Prüfspannung 24 kV (unten) und 12 kV (oben).**

Bei Vor-Ort-Untersuchungen können sich die beiden begrenzenden Faktoren störend auswirken, da sie die Länge der zu prüfenden Kabel beschränken. Die Beschränkung in der niedrigst möglichen Prüffrequenz kann entweder durch die Parallelschaltung einer zweiten Drossel oder durch Reihenschaltung eines

Kondensators zum Kabel erhöht werden. Beide Maßnahmen haben sich als wirksam erwiesen, doch wirken sie sich auch auf den höchstzulässigen Verlustfaktor aus.

Abb. 5.6 zeigt die beiden Möglichkeiten zur Erhöhung der Resonanzfrequenz des Reihenschwingkreises.



**Abb. 5.6: Möglichkeiten zur Erhöhung der Resonanzfrequenz**  
**Links: Erhöhung der Resonanzfrequenz durch Parallelinduktivität**  
**Rechts: Erhöhung der Resonanzfrequenz durch Serienkapazität**

### 5.3.1 Parallelschaltung einer Induktivität zum Prüfling (Abb. 5.6, links)

Durch die parallel zum Prüfling liegende Induktivität erhöht sich die Resonanzfrequenz um einen Faktor

$$\frac{f_{r2}}{f_{r1}} = \sqrt{1 + \frac{L_r}{L_p}} \quad (5.4)$$

Die Spannungserhöhung bei Reihenresonanz erniedrigt sich jedoch um den gleichen Faktor. Die zweite, aus den Verlustfaktoren resultierende Bedingung wirkt also mehr.

Das Verfahren wurde im Rahmen des AiF-Vorhabens 12099N an einem 1940 m langen 20-kV-Kabel mit einer bei der FGH vorhandenen Induktivität von 59 H erprobt [3]. Die Kabelkapazität betrug 0,94  $\mu\text{F}$  und die sich ohne Beschaltung ergebende Resonanzfrequenz lag mit 24,8 Hz unterhalb der niedrigst möglichen Frequenz. Durch die Parallelinduktivität erhöhte sich die Resonanzfrequenz um einen Faktor 1,31 auf 32,7 Hz und die Prüfung konnte ausgeführt werden.

Die höchste erreichte Spannung war lediglich 20,6 kV, was bei einer Speisespannung von 3,6 kV einer Resonanzhöhung von 5,7 entspricht. Dies würde nach einem Widerstand von  $R_p=51 \text{ k}\Omega$  oder nach Gl. (5.3) einem  $\tan \delta$  von 0,07

entsprechen. Verlustfaktoren in dieser Höhe sind zu erwarten und bei betriebstüchtigen Kabeln üblich.

### 5.3.2 Reihenschaltung einer Kapazität zum Prüfling (Abb. 5.6, rechts)

Durch die in Reihe zum Prüfling liegende Kapazität erhöht sich die Resonanzfrequenz um einen Faktor

$$\frac{f_{r3}}{f_{r1}} = \sqrt{1 + \frac{C_p}{C_r}} \quad (5.5)$$

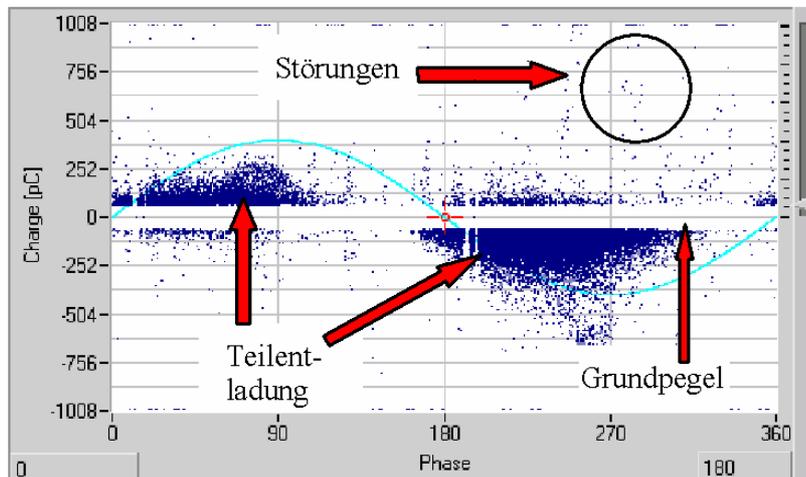
Die Resonanzerhöhung erhöht sich um den gleichen Faktor. Der Nachteil der Schaltung ist, dass sich die Ausgangsspannung an der Ausgangseite der Reihendrosselspule um das Quadrat dieses Faktors erhöht. Für eine Prüfspannung von 24 kV muss die Reihenskapazität größer als die Prüflingskapazität sein, damit die Drosselspule zugelassene maximale Spannung von 50 kV nicht überschritten wird.

Dies engt den zulässigen Bereich für die Reihenskapazität sehr ein, da sie einmal genügend klein sein muss, um die Resonanzfrequenz zu erhöhen, zum anderen höher als die Kapazität des Prüfkabels sein muss. Für das oben genannte Beispiel wäre eine Kapazität von maximal 2  $\mu\text{F}$  nötig, um die Resonanzfrequenz in den gegebenen Bereich anzuheben. Sie darf aber aus Spannungsgründen nicht größer als 1  $\mu\text{F}$  sein. Alle Kapazitäten in diesem Bereich wären geeignet. Das Konzept wurde im Rahmen von [3] nicht am praktischen Beispiel erprobt, da eine geeignete Kapazität nicht zur Verfügung stand.

Da Reihenschaltung einer Kapazität wegen der weniger ausgeprägten Bedeutung des Verlustfaktors wesentlich mehr Vorteile hat, wurde dieser Ansatz in Rahmen des vorliegenden Projektes verfolgt. Als Reihenskapazität wurde eine Kondensatorbatterie mit Gesamtkapazität von 1000 nF eingesetzt. Das Verfahren wurde mit den Kabeln bis zu 2495 m Länge verwendet. Eine Begrenzung der Anwendung durch hohe Verlustfaktoren oder aus Spannungsgründen konnte nicht festgestellt werden. Allerdings betrug der Strom bei der Messung mit 24 kV bei einem 2495 langen Kabel die Werte bis 5,2 A bei der Frequenz von 32 Hz. Dauerbetrieb der Resonanzanlage bei solcher Auslastung ist aus thermischen Gründen begrenzt. Es muss also angemerkt werden, dass die Verwendung einer Resonanzprüfanlage dann eingehende Überlegungen erfordert, wenn die Leistungsgrenzen der Anlage erreicht werden.

## 5.4 Teilentladungsmessung

Die Teilentladungsmessung wurde mit dem Teilentladungsmesssystem LDS-6 der Lemke Diagnostics GmbH durchgeführt. Das Messgerät arbeitet nach dem Prinzip der phasenbezogenen Teilentladungsmessung (Abb. 5.7).



**Abb. 5.7: Beispiel einer phasenbezogenen TE-Messung an einem Kabel mit Unterdrückung des Grundstörpegels**

Die Teilentladungsmessung erfolgt innerhalb von 256 gleichmäßig über eine Periode der Wechselspannung verteilten Intervallen. Die innerhalb jedes Intervalls gemessene Teilentladungsintensität wird getrennt gespeichert und kann u.a. phasenbezogen dargestellt werden (phase resolved pd measurement). Das Messgerät wird auf die Frequenz der Prüfspannung synchronisiert, so dass die Intervalle in der Zeitdauer veränderlich sind, in ihrer Phasenbezogenheit jedoch unverändert bleiben. Die Teilentladungsmessung ist sehr breitbandig und eignet sich damit besonders für die TE-Messung an langen Kabeln, da hier bei Teilentladungen in der Nähe der Ankopplung sehr kurze Stromimpulse mit hoher Amplitude und bei entfernten Teilentladung aufgrund der Dämpfung im Kabel lange Strompulse mit kleiner Amplitude gemessen werden müssen. Mit Ausnahme dieser Besonderheiten ist die TE-Messung konventionell und entspricht den Normen IEC 60270 (VDE 0434).

Teilentladungsmessungen werden durch die Ansteuerung der IGBT im Resonanzprüfsystem (Siehe Abschnitt 5.2) gestört. Aus diesem Grunde gibt dieses System kurz vor der Ansteuerung ein Signal mit einstellbarer Dauer ab, mit dem die TE-Messung ausgesetzt werden kann. Das TE-Messsystem ist hierfür ausgerüstet, so dass Störungen durch die IGBT-Ansteuerung ausgeschlossen sind.

Durch die Kombination der frequenzunabhängigen phasenbezogenen TE-Messung mit einer Resonanzprüfanlage mit Frequenzen, die verschieden von der

Betriebsfrequenz sind, ergibt sich der Vorteil, dass äußere Störungen gut von einer Teilentladung im Kabel zu unterscheiden sind. Abb. 5.7 gibt hierfür ein Beispiel aus den in Abschnitt 5 wiedergegebenen Messergebnissen. Durch die phasenbezogene Darstellung sind die im Kabel auftretenden Teilentladungen mit der Prüfspannung synchronisiert und treten dadurch gehäuft in bestimmten Phasenlagen auf. Störungen sind in der Regel auf die Betriebsfrequenz der Anlage 50 Hz synchronisiert und verändern ihre Lage zur Prüfspannung stetig.

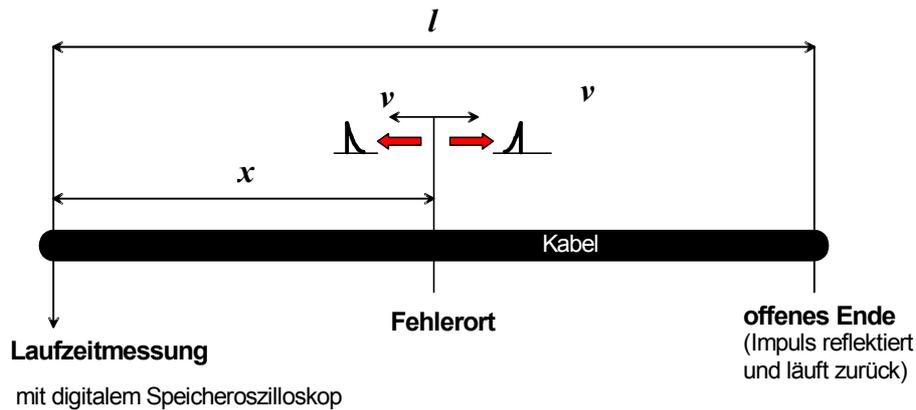
Wenn die äußeren Störimpulse zu häufig auftreten, überdecken sie die tatsächlichen Teilentladungen. Messungen innerhalb dieses Pegels, in Abb. 5.7 als Grundpegel gekennzeichnet, sind nicht möglich und werden normalerweise ausgeblendet.

Alle aufgezeichneten Teilentladungen innerhalb einer festgelegten Messperiode werden auf einer im Messgerät integrierten Festplatte gespeichert und stehen für spätere Auswertungen zur Verfügung.

## 5.5 Teilentladungsortung

Die Ortung einer Fehlstelle in einem Kabel geschieht unter Ausnutzung seines Laufzeitverhaltens. Das in Abb. 5.8 dargestellte Prinzip beruht auf den folgenden Vorgängen innerhalb eines Kabels:

- An der Fehlstelle im Kabel entstehen durch Teilentladungen Spannungsimpulse auf dem Kabelleiter gegen den Kabelschirm. Teilentladungen sind schnelle Durchschläge über einen Teil der Isolation. Die Höhe der Teilentladungen hängt von der Durchschlagspannung und der dadurch kurzgeschlossenen Teilkapazität der Fehlstelle ab. Die scheinbare Ladung ist der Anteil, der über die sehr kleinen Kapazitäten von der Fehlstelle zum Leiter und zum Schirm ausgekoppelt wird. Der an der Fehlstelle entstehende Spannungsimpuls hat die Form einer abklingenden Exponentialfunktion mit einer Amplitude gleich der Durchschlagspannung der Fehlstelle, beträgt also einige kV. Die Zeitkonstante ist bestimmt durch den halben Wellenwiderstand des Kabels von etwa 30 Ohm und die wirksame Kopplungskapazität von wenigen pF, liegt also in der Größenordnung von einigen 10 ps.



**Abb. 5.8: Prinzip der Ortung von Teilentladungen durch das Laufzeitverfahren**

- Der Teilentladungsimpuls läuft mit der Wanderwellengeschwindigkeit des Kabels zum einspeisenden Anfang und zum offenen Ende des Kabels. Die Ortungseinrichtungen befinden sich in der Regel am einspeisenden Anfang des Kabels. Der dorthin laufende TE-Impuls erreicht den Kabelanfang nach der Zeit:

$$T_1 = \frac{x}{v} \quad (5.6)$$

$x$ : Entfernung vom Kabelanfang

$v$ : Wanderwellengeschwindigkeit des Kabels

- Der zum offenen Ende des Kabels laufende Impuls wird dort positiv reflektiert. Er läuft zurück und erreicht den Anfang des Kabels zur Zeit:

$$T_2 = \frac{2l - x}{v} \quad (5.7)$$

$l$ : Länge des Kabels

- Das zur Ortung verwendete Oszilloskop wird zum Zeitpunkt  $T_1$  getriggert und der zum Zeitpunkt  $T_2$  ankommende Impuls aufgezeichnet. Aus der Zeitdifferenz kann die Entfernung  $x$  vom Kabelanfang bestimmt werden.

$$x = l - \frac{1}{2} \cdot v \cdot (T_2 - T_1) \quad (5.8)$$

Zur Bestimmung der Entfernung  $x$  ist es notwendig, die Kabellänge  $l$  und die Wanderwellengeschwindigkeit zu kennen. Die Kabellänge ist in der Regel aus dem Datenbestand des Netzbetreibers bekannt. Die Wanderwellengeschwindigkeit kann

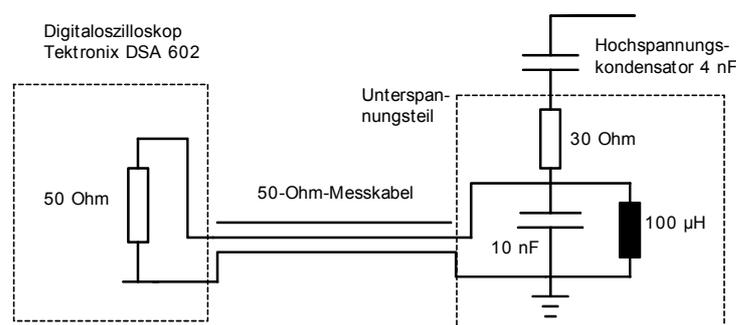
durch Einspeisung eines künstlichen TE-Impulses am Kabelanfang und Messung der Reflektionszeit bestimmt werden.

Das Prinzip der Fehlerortung durch das Laufzeitverfahren ist also vergleichsweise einfach und in der Regel erfolgreich, wenn die TE-Intensitäten ausreichend hoch sind. Bei der Ortung von betrieblichen Kabelfehlern, bei der hohe Stoßspannungen angewendet werden, hat es sich bewährt. Bei Teilentladungen kommen jedoch aufgrund der vergleichsweise niedrigen Amplituden Gesichtspunkte der messtechnischen Möglichkeiten hinzu, die die Anwendung des Verfahrens erschweren.

Der TE-Impuls hat nur an der Fehlstelle selbst eine hohe Amplitude. Er wird durch die frequenzabhängige Dämpfung des Kabels schnell gedämpft und erreicht bei Papiermassekabeln bereits nach wenigen 10 m Amplituden um einige V, wobei die Spannungs-Zeit-Fläche des Impulses konstant bleibt.

### 5.5.1 Auskopplung der Teilentladungsimpulse

Der zum Kabelanfang laufende TE-Impuls muss durch eine Messeinrichtung erfasst werden. Hierzu eignet sich ein kapazitiver Spannungsteiler, dessen Übersetzungsverhältnis nicht zu hoch sein darf, damit die kleinen Amplituden der gedämpften TE-Impulse gemessen werden können. Dazu ist es nötig, den Anteil der Prüfspannung zu unterdrücken, da dessen Amplituden wesentlich höher sind als die der TE-Impulse. Hierzu eignet sich eine Induktivität parallel zur Unterspannungskapazität des Spannungsteilers, die bei der Prüffrequenz einen geringen Widerstand bietet (Abb. 5.9).



**Abb. 5.9: Auskopplung der Teilentladungsimpulse zur Ortung der Fehlstellen**

Da das Resonanz-Prüfsystem über die Reiheninduktivität Rechteckimpulse auch auf den kapazitiven Spannungsteiler schaltet, entstehen Oszillationen, die zu Schwingungen auch in einem so konzipierten Unterspannungsteil führen. Diese Schwingungen können durch einen Parallelwiderstand gedämpft werden, der bei dem schließlich gewählten Teiler für die Messung der TE-Impulse gewählt wurde.

Zusätzlich wurde ein Reihenwiderstand von 30 Ohm hinzugefügt, der den Impuls verlangsamt, so dass er auch bei langen zu messenden Zeiten in einem digitalen Speicheroszilloskop sichtbar wird.

### 5.5.2 Kompensationsverstärker

Die in Abschnitt 5.5.1 konzipierte Auskopplung hat den Nachteil, dass die Entladezeitkonstante der unterspannungsseitigen Kapazität von 10 nF mit dem Wellenwiderstand des Messkabels von 50 Ohm mit  $0,5 \mu\text{s}$  sehr klein ist. Aus diesem Grunde wurde eine elektronische Ausgleichsschaltung entwickelt, die den Frequenzgang der Auskopplung genau aufheben sollte. Es basiert auf dem in [3] erarbeiteten Prinzip. Das Schaltbild der Kompensationsschaltung ist in Abb. 5.10 angegeben. Die Daten des Ankopplungskreises sind mit Ausnahme des Wellenwiderstands der Papiermassekabel bekannt und die Elemente der Kompensationsschaltung können mit dieser Ausnahme bestimmt werden. Die in Abb. 5.10 angegebenen Werte gelten für einen Kabel-Wellenwiderstand von 30 Ohm. Wenn der Wellenwiderstand des Kabels nicht gleich 30 Ohm ist, verliert die Schaltung ihre Wirkung und eine Anpassung an die vor Ort gegebenen Verhältnisse wird nötig. Die Schaltung hat sich insbesondere mit einem nachgeschalteten Tiefpass als vorteilhaft erwiesen und wurde so verwendet.

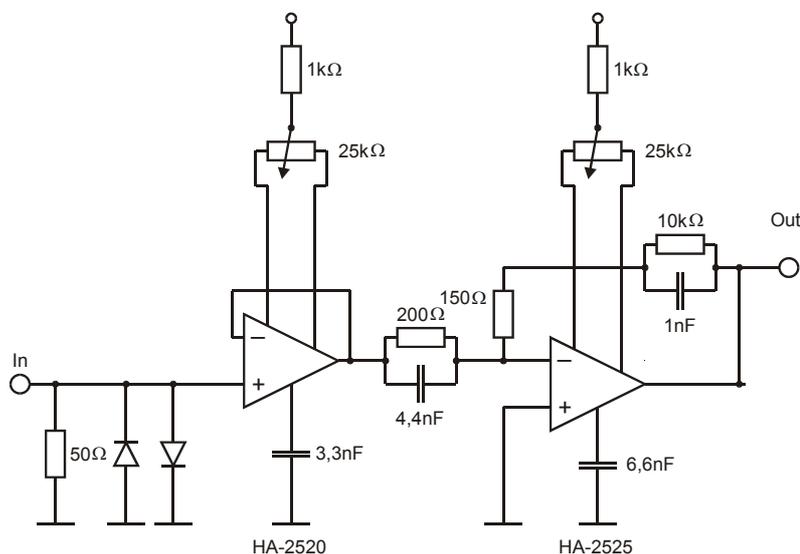


Abb. 5.10: Kompensationsverstärker für den Ankopplungsvierpol nach Abb. 5.9



## 5.6 Verlustfaktormessung

Die Messung des Verlustfaktors mit einer konventionellen  $\tan \delta$ -Messbrücke an Kabeln mit geerdetem Schirm ist nur mit besonders hierfür konzipierten Messbrücken möglich, die heute auf dem Markt nicht mehr erhältlich sind. Mit einem modernen Digitalrekorder ist es aber möglich, den Verlustfaktor aus einer Messung der Spannung und des Stroms zu bestimmen. Hierzu wurde ein Transientenrekorder Yokogawa Typ DL750 verwendet. Die benötigten mathematischen Berechnungen wurden durch die in diesem Rekorder eingebauten Mathematikfunktionen zur Verfügung gestellt. Die Spannung wurde mit dem vorhandenen kapazitiven Spannungsteiler des Resonanzprüfsystems und der Strom über einen induktiven Stromwandler in der Zuführung des Resonanzdrossels gemessen. Eine Strommessung in der Zuleitung des Systems hat sich als vorteilhaft erwiesen, da der störende Einfluss unterschiedlicher Erdungsverhältnisse, der bei der Strommessung in Erdrückleitung in [3] zur Phasenverschiebung geführt hat, im laufenden Projekt ausgeschlossen wurde.

Aus den aufgezeichneten Verläufen der Spannung und der Ströme wurden deren Effektivwerte  $U$  und  $I$  durch eingebaute Funktionen berechnet. Die Wirkleistung  $P_w$  wurde als Mittelwert aus dem Produkt der Spannungs- und Stromverläufe gebildet. Der Verlustfaktor ergibt sich dann aus der Gleichung

$$\tan \delta \approx \sin \delta = \frac{P_w}{U \cdot I} \quad (5.9)$$

Dabei ist zu berücksichtigen, dass der so gemessene  $\tan \delta$  für die Prüffrequenz gilt, für die Beurteilung der Kabel jedoch der bei Betriebsfrequenz 50 Hz.

Der in [3] verfolgte Ansatz, den Widerstand  $R_p$  in Abb. 5.4 frequenzunabhängig anzunehmen und aus dem nach Gleichung (5.9) errechneten  $\tan \delta$  einen auf 50 Hz bezogenen Wert zu errechnen, hat sich im Labor während der Voruntersuchungen an Kabelmodellen bestätigt. Ein Kabel wurde dabei nach dem Ersatzschaltbild aus Abb. 5.12 mit Hilfe von verschiedenen parallel geschalteten Kapazitäten und Widerständen nachgebildet. Die Änderung der Resonanzfrequenz erfolgte durch Zuschaltung der Kapazität  $C_z$ . Die Strommessung erfolgte nach der Zusatzkapazität, so dass der gemessene Verlustfaktor nur für das System  $R_p$ - $C_p$ , also für das nachgebildete Kabel allein galt.

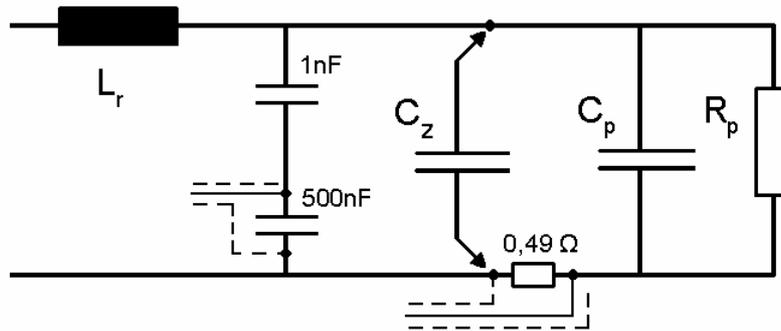


Abb. 5.12: Messkreis bei den Voruntersuchungen

Eine Reihe von Messungen ergab, dass der gemessene  $\tan \delta$  von dem Leitwert des Messkreises und der Frequenz abhängt (Abb. 5.13). Die Verläufe aus Abb. 5.13 erreichen bei minimalen Leitwerten nicht den theoretischen Verlustfaktor von 0 und wurden daher entsprechend korrigiert.

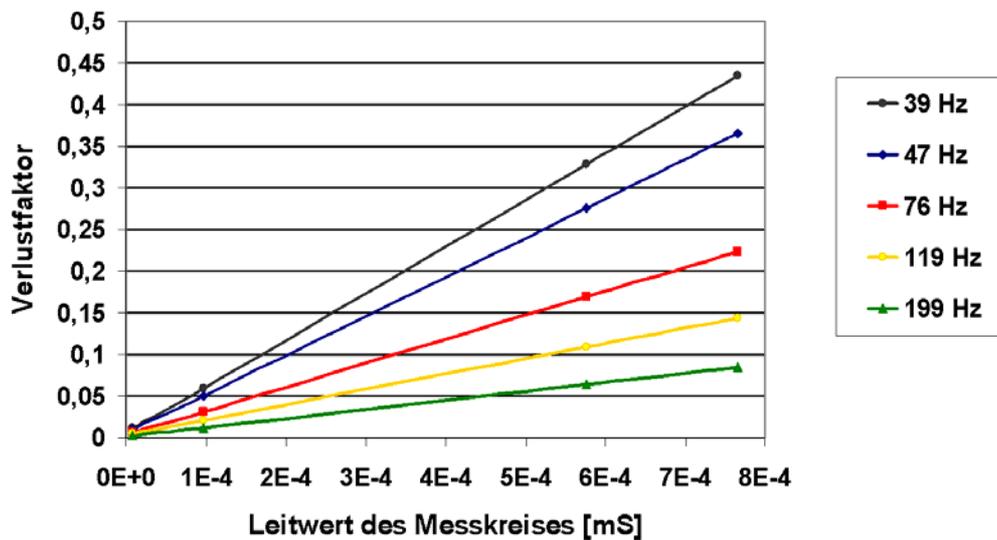


Abb. 5.13: Abhängigkeit der gemessenen Verlustfaktoren von der Leitwert und Frequenz

Nach der Korrektur konnte für jeden Kreiswiderstand der Verlustfaktor für Betriebsfrequenz bestimmt werden:

$$\tan \delta_B = \frac{1}{\omega_B \cdot R_p \cdot C_p} = \frac{f_P}{f_B} \cdot \tan \delta_P \quad (5.10)$$

Wobei der Index B für Betrieb und P für Prüfung steht.

Die in Abb. 5.14 dargestellten, so korrigierten und umgerechneten Verläufe aus Abb. 5.13 sind von der Messfrequenz unabhängig.

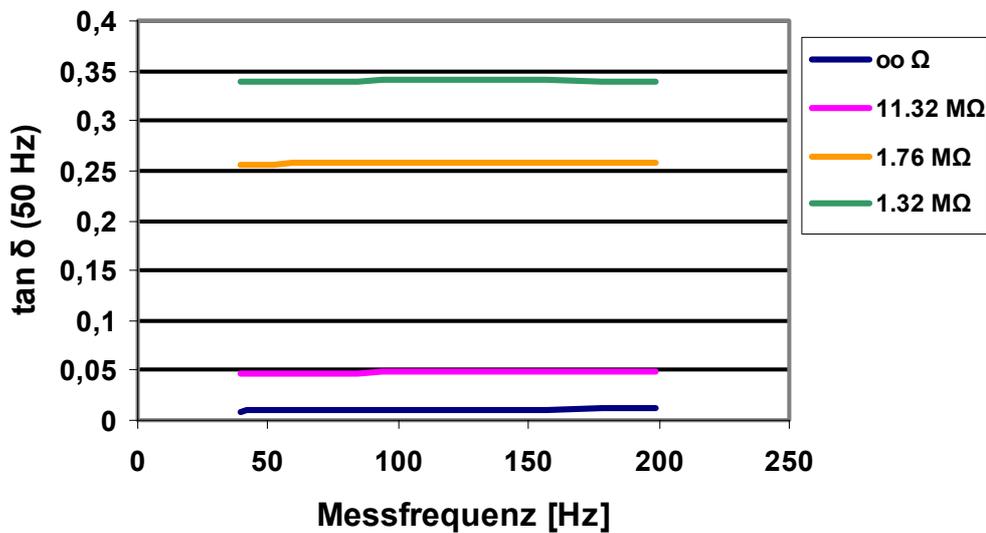


Abb. 5.14: Verlustfaktor bei der Voruntersuchungen, umgerechnet auf 50 Hz für verschiedene Kreiswiderstände.

Das ermittelte Umrechnungsverfahren hat sich während der Vor-Ort-Messungen aber als ungeeignet erwiesen. Grund dafür war, dass  $R_P$  in Abb. 5.12 in realen Kabeln frequenzabhängig ist.

Wegen der mit der Frequenz steigenden Polarisationsverluste im Kabel, deren Frequenzabhängigkeit ihrerseits von dem Zustand der Kabelisolation abhängt (siehe Abschnitt 6.3), und der mit der Frequenz abnehmenden Leitfähigkeiten lässt sich kein Umrechnungsverfahren realisieren. Das im Laufe der Voruntersuchungen erarbeitete Umrechnungsverfahren konnte daher nicht verwendet werden.

Trotz der fehlenden Umrechnung für  $\tan \delta$  ist aber eine generelle Beurteilung des Isolationszustandes der Kabelstrecken möglich und wird im Abschnitt 6.3 dargestellt. Die Genauigkeit des verwendeten Messverfahrens ist für die im Rahmen des Projektes angestrebten Aussagen ausreichend.

Lediglich eine aufwendige Erweiterung des Messsystems mit einer variablen Reihenkapazität oder Parallelimpedanz kann exakte  $\tan \delta$ -Werte für 50 Hz liefern. Alternative Diagnoseverfahren für die Bestimmung des mittleren Wassergehalts oder der Polarisationsverluste können hier auch ihren Einsatz finden.

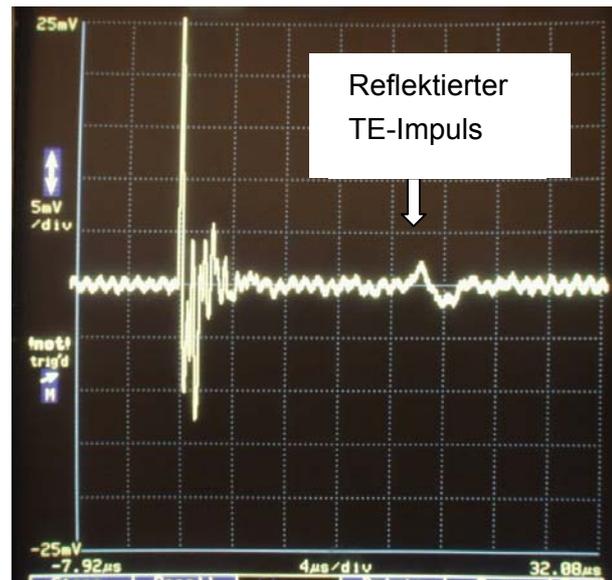
## 5.7 Anordnung der Prüf- und Messeinrichtungen vor Ort

Die Vor-Ort-Untersuchungen wurden in den Anlagen in Betrieb durchgeführt. Hierzu waren die folgenden vorbereitenden Maßnahmen erforderlich:

- Freischalten und Erdung der beiden Abgänge am Anfang und Ende der Kabelstrecke.
- Abklemmen der beiden Kabelenden von der Anlage. Hierbei waren in vielen Fällen weitere Maßnahmen zur Herstellung einer ausreichenden Spannungsfestigkeit zwischen Kabelendverschluss und geerdeter Anlagenseite notwendig, wie z.B. Entfernen von Anschlussschienen oder das Aufstecken auf Blindbuchsen bei SF6-Anlagen mit Kabeleinführung über Kabelstecker.
- Anschluss der Prüfanlage für die Vor-Ort-Untersuchungen

Aus betrieblichen Gründen war es erforderlich, dass die Arbeiten schnellstmöglich durchgeführt werden können. Es schied daher von vornherein aus, die gesamte Prüfanlage direkt an Messende des Kabels anzuordnen, was vom Gesichtspunkt einer einwandfreien Messung die beste Alternative gewesen wäre. Auch aus Platzgründen war dies nicht durchführbar. Die aus diesen Gründen gewählte Anordnung war, dass das Resonanzprüfsystem und alle Messeinrichtungen im Messwagen verblieben. Die Prüfspannung wurde über ein 50 m langes 30-kV-Trossenkabel von dort an den Endverschluss des zu untersuchenden Kabels geführt. Da für die Ortung der Fehlstelle nach Abschnitt 5.5 die Laufzeit zwischen der Fehlstelle und dem offenen Ende des Kabels bestimmt wird, spielt die Laufzeit im Trossenkabel keine Rolle

Für die Spannungsprüfung und die TE-Messung hatte diese Anordnung keine nachteiligen Einflüsse. Für die Teilentladungsortung traten geringfügige Nachteile durch die unterschiedlichen Wellenwiderstände des Trossenkabels und des zu prüfenden Papiermassekabels auf. Bild 4.10 zeigt als Beispiel die aufgenommenen Spannungsverläufe bei der Bestimmung der Wanderwellengeschwindigkeit eines Dreibleimantelkabels NAEKBA durch Einspeisung einer Kalibrier-Teilentladung direkt am Endverschluss des zu prüfenden Kabels. Die Länge des Kabels betrug 1360 m. Der in Abb. 5.10 gezeigte Kompensationsverstärker ist hier nicht verwendet. Deutlich ist das Durchschwingen der TE-Impulse durch den Nulldurchgang zu erkennen.



**Abb. 5.15: Bestimmung der Wanderwellengeschwindigkeit in einem 1360 m langen Kabel**

Bei der Einspeisung eines Kalibrierimpulses von 10000 pC war der am offenen Ende reflektierte Impuls deutlich zu erkennen. Die Zeitdifferenz gleich der doppelten Laufzeit des Kabels betrug 17,63  $\mu\text{s}$ , d.h. die Wanderwellengeschwindigkeit war damit

$$v = 154 \text{ m}/\mu\text{s}.$$

Dieser Wert deutet auf eine relative Dielektrizitätskonstante von 4 hin, also etwa das doppelte des bei VPE-Kabeln üblichen Werts. Dies wird durch die in Abschnitt 4.2 erwähnten Kapazitätsbeläge bestätigt, die ebenfalls etwa das doppelte des Werts eines VPE-Kabels betragen.

An anderen Kabeln durchgeführte Messungen ergaben Wanderwellengeschwindigkeiten von 147  $\text{m}/\mu\text{s}$ , wenn es sich um reine Papiermassekabel handelte. Viele Kabelstrecken beinhalten jedoch Reparaturstücke aus VPE-Kabeln und bei solchen Kabeln wurden Geschwindigkeiten bis zu 200  $\text{m}/\mu\text{s}$  bestimmt, so dass Laufzeitmessungen durch künstliche Einspeisung von Impulsen immer durchgeführt werden müssen.

Bei der Einspeisung eines Kalibrierimpulses von 1000 pC wirken sich die in dieser Anlage vorhandenen Störungen durch Radiosender aus, die bei einer Frequenz von etwa 1 MHz liegen und damit in etwa die gleiche Schwingung aufweisen, wie der reflektierte TE-Impuls selbst. Dieser Wert muss für das hier gezeigte Kabelbeispiel als der niedrigste TE-Pegel angesehen werden, der noch geortet werden kann.

---

In den Zeitverläufen ist zu Beginn der Vorgänge deutlich eine hochfrequente Schwingung erkennbar, die auf die Fehlanpassung der Wellenwiderstände des Trossenkabels und des Papiermassekabels zurückzuführen ist. Diese Schwingungen sind nur dann störend, wenn die Einspeisung sehr hochfrequent ist, also aufgrund des dazwischen liegenden Trossenkabels nicht bei Teilentladungen aus dem Kabel. Tatsächlich geortete Teilentladungen in Kabeln zeigen diese Schwingungen nicht.

Die zeitliche Unsicherheit in der Messung der Zeiten in Abb. 5.15 beträgt  $0,1 \mu\text{s}$ . Dies entspricht einer Entfernung von 15 m was bei einer Kabellänge von 1360 m als ausreichend genau angesehen wird.

## 6 Ergebnisse der Vor-Ort-Untersuchungen

### 6.1 Zusammenstellung der Untersuchungen

In Rahmen des 2001 abgeschlossenen Forschungsvorhabens 12099N wurden insgesamt 39 Kabelsystemen mit 24 km Systemlänge, also 117 Kabelstrecken mit einer Gesamtlänge von 72 km untersucht. Es wurden Kabelstrecken bei vier Netzbetreibern gemessen. Die durchschnittliche Kabellänge betrug 620m, die maximale Länge lag bei 1950 m.

In Rahmen des vorliegenden Forschungsvorhabens wurde eine Messung an 120 weiteren Kabelsystemen durchgeführt mit einer Systemlänge von 84 km. Der Messumfang von beiden Forschungsvorhaben beträgt damit 108 km Systemlänge oder 324 Kabelkilometer, und wurde im Vergleich zu 12099N um den Faktor 4,5 vergrößert. An beiden Messserien waren insgesamt 5 Netzbetreiber beteiligt.

Abb. 6.1 zeigt das Histogramm der Längen von gemessenen 159 Strecken.

Es wurden Strecken von 75 bis 2250 m Länge gemessen, die mittlere Streckenlänge beträgt 676 m. Dies ist etwa nur die Hälfte des in der VDN Schadens- und Störungsstatistik ermittelten Durchschnittswerts von etwa 1 km und ist darauf zurückzuführen, dass in die hier betrachteten Messungen hauptsächlich dicht besiedelten Gebieten stattfanden, bei denen die Entfernungen zwischen den Stationen naturgemäß klein sind.

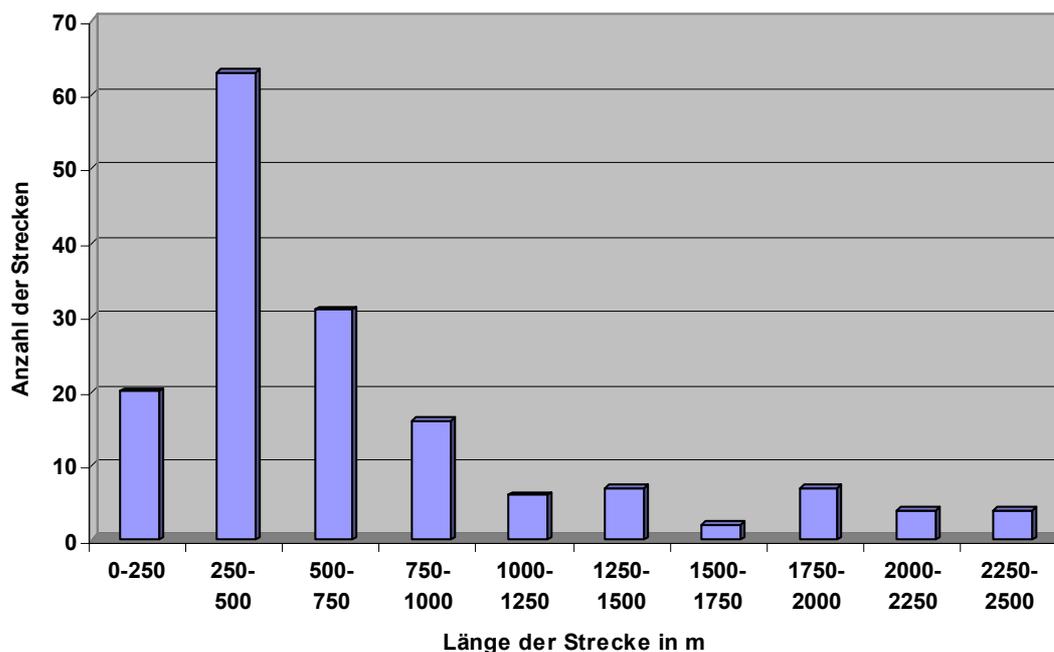
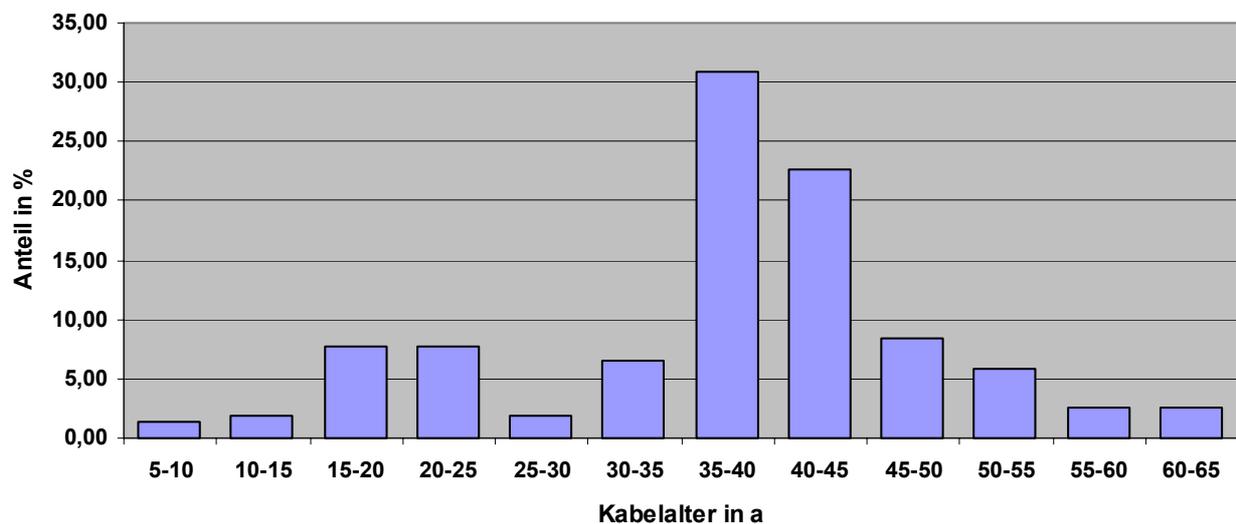


Abb. 6.1: Histogramm der Längen der geprüften Strecken

Die Zahlen der VDN-Statistik schließen auch ländliche Gebiete ein und die durchschnittlichen Kabellängen beinhalten auch VPE-Kabel. Die flächendeckende Verkabelung ländlicher Gebiete setzte erst mit der Verfügbarkeit der VPE-Kabel ein, so dass man auch heute noch davon ausgehen kann, dass Papiermasse-Kabelanlagen in der Hauptsache in städtischen Gebieten vorhanden sind. Die Zugrundelegung einer durchschnittlichen Länge der Kabelstrecke von etwa 0,67 km ist für diese Netze also durchaus realistisch. Es ist anzumerken, dass auch das in Abschnitt 4 behandelte Beispielnetz eine durchschnittliche Kabellänge von etwa 0,4 km aufweist. Bei 28 von 150 Kabelsystemen handelt es sich um 10 kV-Papiermassekabel, etwa 65% aller Kabelsysteme beinhalten Reparaturstücke aus VPE-Kabel.

Bei 20 Kabelsystemen konnten wegen der Größe der Anschlussklemme des Zuleitungskabels kein ausreichender Isolationsabstand zu geerdeten Feldteilen gewährt werden. Bei diesen Kabelsystemen wurde die maximale Prüfspannung auf  $1,5 U_0$  festgelegt. Die Darstellung der Ergebnisse wird deswegen im Weiteren für drei Prüfspannungen erfolgen.

Bei 49 Kabelsystemen konnte das Verlegejahr des Kabels nicht aus der Firmendatenbank entnommen werden. Die Altersverteilung der anderen Kabelsysteme ist in Abb. 6.2 dargestellt, wobei sich die Prozentwerte auf die Anzahl der Strecken beziehen. Das Diagramm verdeutlicht, dass die überwiegende Zahl der Strecken älter als 35 Jahre ist.



**Abb. 6.2: Altersverteilung der gemessenen Strecken**

## 6.2 Untersuchungsprogramm

Das für die Untersuchungen gewählte Programm stellt einen Kompromiss zwischen den für die Zielsetzung wünschenswerten Untersuchungszeiten und der Forderung des Netzbetreibers nach einer schnellen Durchführung der Messungen dar, damit die freigeschaltete Strecke möglichst schnell wieder in Betrieb genommen werden kann. Das Prüfprogramm bestand aus den folgenden Schritten:

- Prüfung mit der Prüfspannung  $1 U_0$  gleich der Leiter-Erde-Betriebsspannung des Kabels für wenigstens 5 min. Messung der Teilentladungen nach Abschnitt 5.4.
- Prüfung mit der Prüfspannung  $2 U_0$  gleich der Beanspruchung des Kabels im Erdschlussfall für 15 min. Bei Nichteinhalten der Isolationsabstände eine Reduzierung der Prüfspannung auf  $1,5 U_0$ . Messung der Teilentladungen nach Abschnitt 5.4.
- Prüfung mit dazwischen liegenden Spannungswerten, wenn hohe Teilentladungsintensitäten bei  $2 U_0$  festgestellt wurden.
- Ortung der Teilentladungen nach Abschnitt 5.5 bei Teilentladungen größer als 500 pC

## 6.3 Verlustfaktormessungen

Das Betriebsverhalten der Papiermassekabel und deren Garnituren ist zweien degradierenden Faktoren unterworfen. Die Alterungsvorgänge im Dielektrikum selbst sind auf chemische Zersetzung der Imprägniermittel (Masse) und Papierbänder zurückzuführen. Bei Depolymerisation der Zellulose sinkt die Anzahl der im Molekül vorhandenen Glukosemoleküle, die Abbauprodukte werden im Öl gelöst. Zudem verliert die Zellulose ihre Eigenschaft, dem Öl die Feuchte entziehen. Bildung von Wasser in der Isolierung und Änderung der Polarisationsverluste sind die Folgen.

Der zweite Faktor ergibt sich aus Undichtigkeiten des Kabelmantels oder der Verbindungen zwischen Kabelmantel und Muffe. Mit Ursachen wie Bleifraß oder zum Teil leichte mechanische Beschädigungen führt dies zu Masseverlust und Wassereintritt von außen. Als besonders kritische Stellen erweisen sich die Übergangsmuffen, mit welchen z.B. Stationseinführungen in gasisolierte Schaltanlagen über ein kurzes VPE-Kabel und eine Steckverbindung realisiert werden.

Eine integrale Aussage über den Alterungszustand der Kabelisolierung ermöglicht eine Messung des Verlustfaktors  $\tan \delta$ . Die Feuchteabhängigkeiten des Verlustfaktors nach Werelius sind in Abb. 6.4 für Papierisolierung und in Abb. 6.3 für betrieblichem Papiermassekabel dargestellt [11].

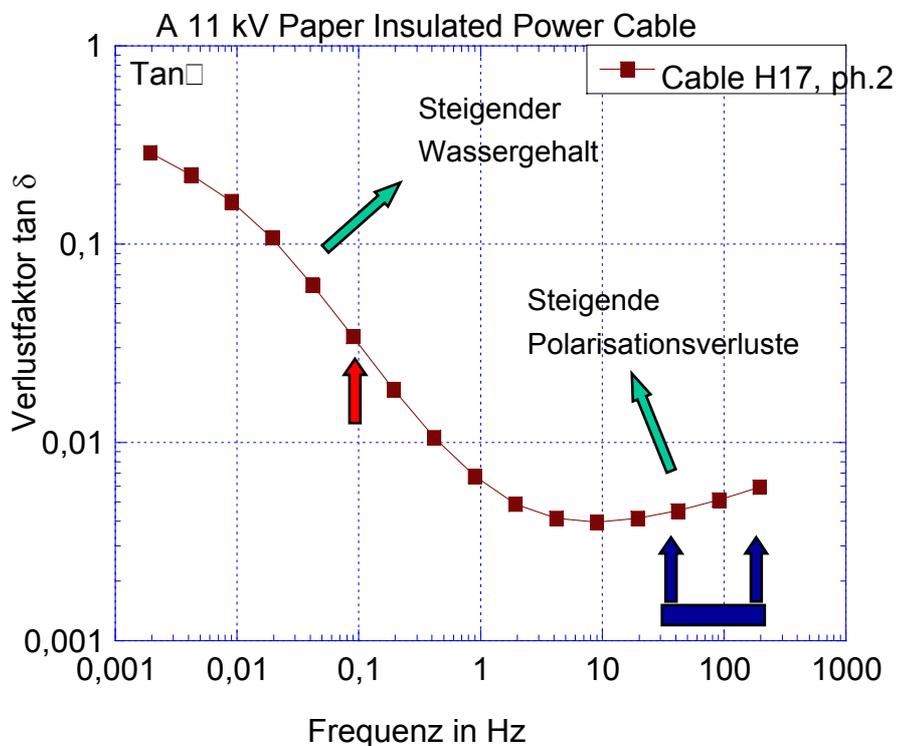


Abb. 6.3: Prinzipien der Frequenz- und Alterungsabhängigkeiten für Papiermassekabel.  
Blauer Pfeil-Frequenzbereich der Resonanzprüfsystems  
Roter Pfeil- Frequenzbereich von 0,1 Hz-Wechselspannungsprüfanlage

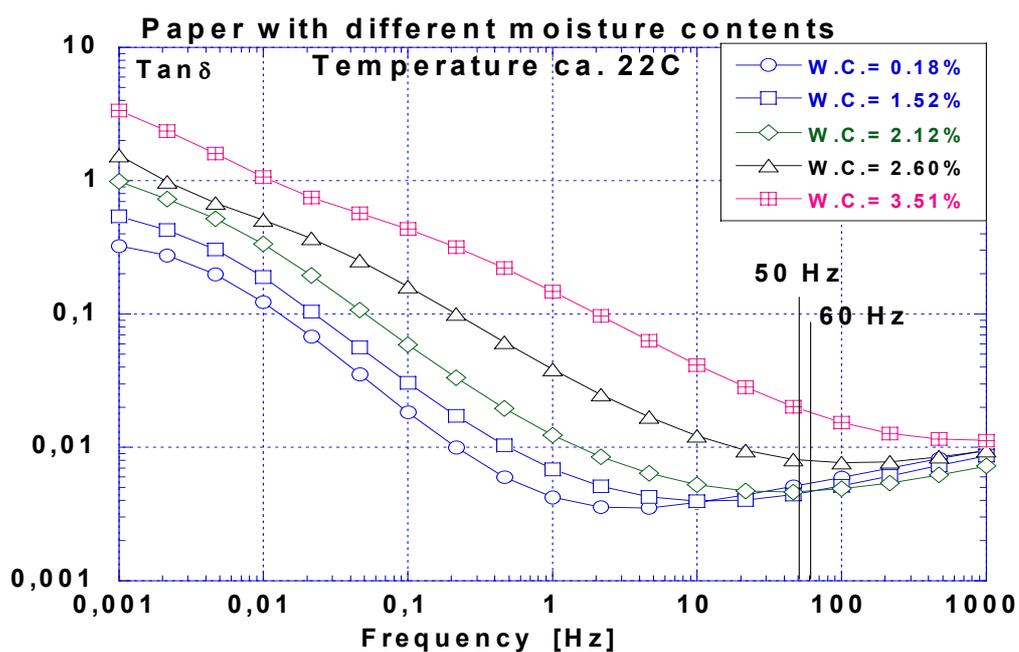


Abb. 6.4: Frequenzabhängigkeit des Verlustfaktors vom Wassergehalt in der Isolation

Wie aus Abb. 6.3 folgt, sind die  $\tan \delta$ -Werte bei der Messung mit der Resonanzprüfanlage und mit 0,1 Hz-Wechselspannung nicht direkt vergleichbar. Verschiedene  $\tan \delta$ -Verläufe aus Abb. 6.4 zeigen ihrerseits, dass eine Umrechnung des Verlustfaktors auf 50 Hz nicht möglich ist, da nach der Messung nur ein Punkt des  $\tan \delta$ -Verlaufs definiert wird und keine Informationen über die Neigung der Kurve vorliegen.

Es ist aber bekannt, dass bis zu einem Feuchtegehalt von 2% die Durchschlagfestigkeit der Papierisolation bei 50 Hz praktisch nicht beeinflusst wird, und erst bei höheren Feuchtigkeiten mit einer Senkung zu rechnen ist [12]. Als unkritisch kann man also die grüne Kurve in Abb. 6.4 betrachten. Da aber die  $\tan \delta$ -Verläufe nach Werelius mit Spannungen bis 120V bestimmt wurden und der Verlustfaktor mit steigender Feldstärke wächst [13], müsste der kritische Verlustfaktor bei höheren Spannungen oberhalb der grünen Kurve liegen. Aus der Erfahrung speziell für Papiermassekabel wurde in [3] für 50 Hz-Betriebsspannung ein  $\tan \delta$ -Wert von 0,1 als kritisch definiert. Mit der Kenntnis von diesen Hintergrundinformationen soll nun mit Darstellung der Messergebnisse begonnen werden.

Die Messung von  $\tan \delta$  erfolgte nach in Abschnitt 5.6 definierten Messverfahren. Bei jedem Kabel des zu messenden Kabelsystems wurde die Messung bei der Spannung  $U_0$  und  $2U_0$ , bei Nicht-Einhaltung von Isolationsabständen bei  $U_0$  und  $1,5U_0$  durchgeführt. Abb. 6.5 gibt die Frequenzabhängigkeit von gemessenen Verlustfaktoren bei verschiedenen Messspannungen wieder. Es konnten nur 120 Kabelsysteme vom aktuellen Projekt ausgewertet werden, die Messungen aus dem AIF-Vorhaben 12099N konnten nicht miteinbezogen werden.

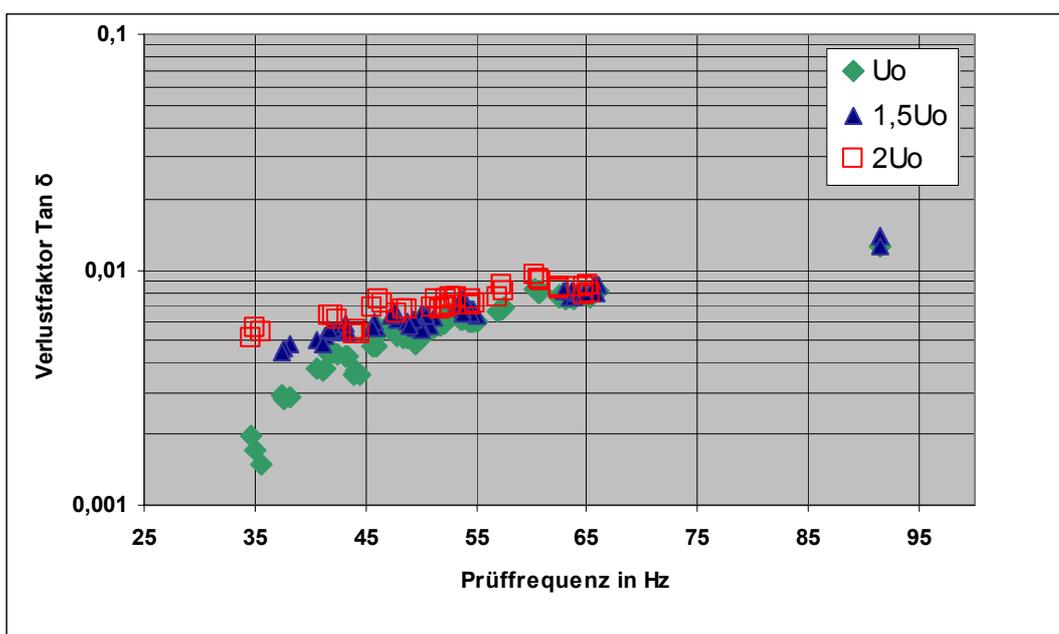


Abb. 6.5: Verlustfaktor in Abhängigkeit von der Prüffrequenz und Messspannung

Wie in Abb. 6.5 dargestellt, weist der Verlustfaktor eine klare Frequenzabhängigkeit auf, wobei ein mit Frequenz steigender Verlauf des Verlustfaktors festzustellen ist.

Vergleicht man die gemessenen  $\tan \delta$ -Verläufe mit Abb. 6.4, stellt man fest, dass die Polarisationsverluste wie auch bei Kabeln mit kleinem Feuchtegehalt aus Abb. 6.4 mit der Frequenz ansteigen. Es wurde kein großer Unterschied zwischen den gemessenen Verlustfaktoren der einzelnen Kabel in einem Kabelsystem festgestellt konnte. Abb. 6.5 gibt auch wieder, dass besonders bei niedrigen Frequenzen eine Abhängigkeit von der Spannung feststellbar ist. Allerdings liegt die Messunsicherheit der Verlustfaktormessung bei 0,005, so dass die Verlustfaktoren unter diesem Wert mit Vorsicht zu interpretieren sind.

Zusammenfassend kann man feststellen, dass die meisten Verlustfaktoren unter dem Wert von 0,01 und damit deutlich unter dem kritischen Wert von etwa 0,1 liegen. Der gemessene Gesamtwassergehalt in den Kabeln ist vernachlässigbar.

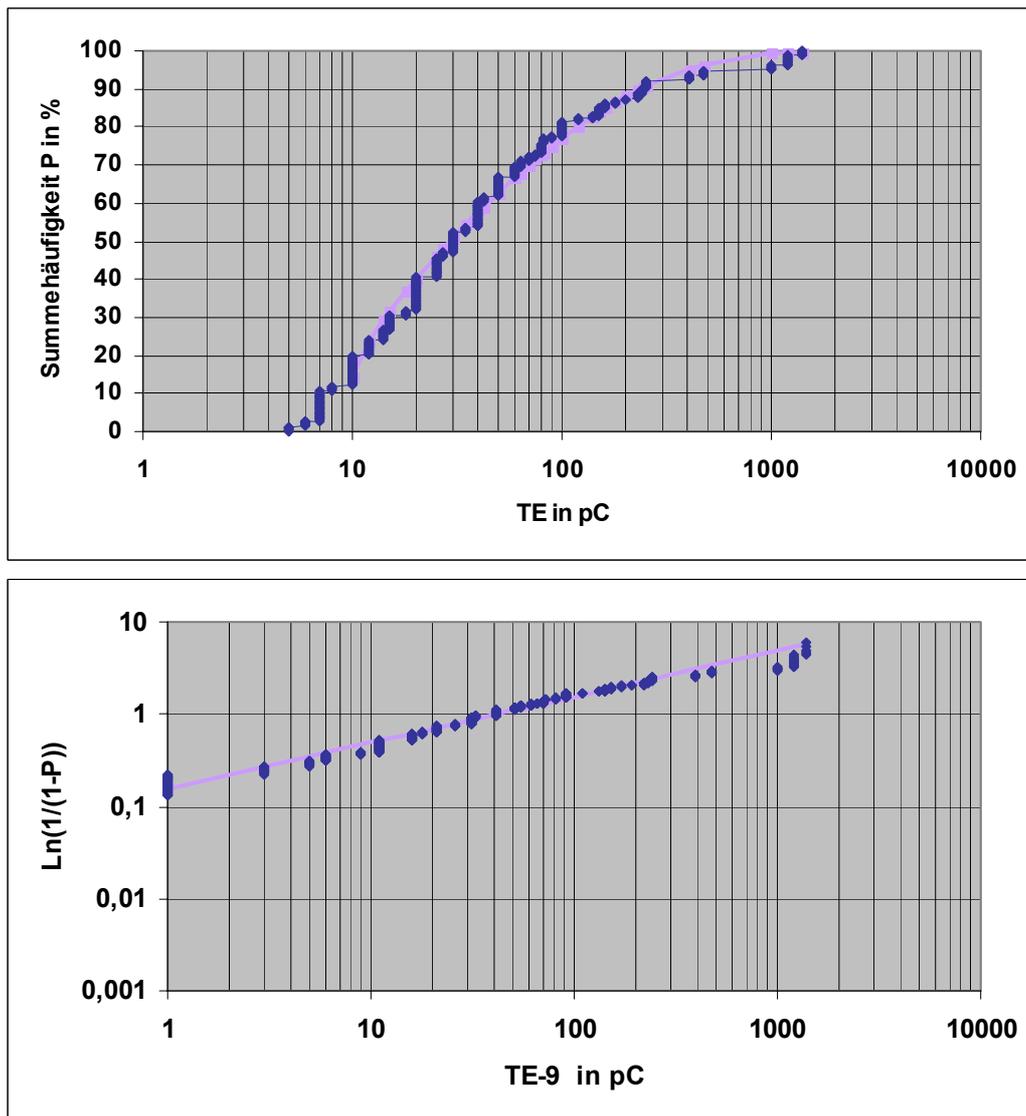
## 6.4 Teilentladungsmessungen

### 6.4.1 Teilentladungs-Grundstörpegel

Der bei den Teilentladungsmessungen vorhandene Störpegel ist durch den Aufbau der Anlagen und die Art der angeschlossenen Verbraucher bestimmt. Er ist unabhängig davon, welcher Kabeltyp, Papiermasse- oder VPE-Kabel, geprüft wird. Er gilt jedoch nur für die Prüfung von Kabeln und könnte bei der Prüfung anderer Betriebsmittel in gleicher Station unterschiedlich sein.

Der bei den Untersuchungen vorhandene Grundstörpegel, wie er in Abschnitt 5.4 für die phasenbezogene TE-Messung definiert ist, schränkt die Möglichkeiten der TE-Messung an Kabeln ein. Die bei den hier untersuchten Strecken festgestellten Pegel sind also eine allgemeingültige, wertvolle Information zur Durchführbarkeit von Teilentladungsmessungen an Kabeln.

Abb. 6.6 zeigt die Summenhäufigkeit der gemessenen Pegel, wobei die Teilentladungsachse in beiden Diagrammen logarithmisch geteilt ist. Im oberen Diagramm ist die Achse für die Summenhäufigkeit linear aufgeteilt. Werte unter 5 pC wurden in keinem Fall gemessen, was darauf hindeutet, dass dies der Grundstörpegel des Prüfaufbaus ist.



**Abb. 6.6: Summehäufigkeit P der gemessenen Grundstörpegel an 159 Kabelstrecken**  
**Oben: Lineare Achsenteilung nach Weibull**  
**Unten: Achsenteilung für P nach Weibull.**

Im unteren Diagramm sind die Achsen nach der Weibull-Funktion geteilt. Die Messpunkte ergeben die mit eingezeichnete Gerade, wenn als Kleinstwert der TE ein Wert von 9 pC eingesetzt wird. Der vor Ort zu erwartende Grundstörpegel folgt also einer Wahrscheinlichkeitsfunktion nach Weibull:

$$P_S = 1 - e^{-\left(\frac{TE-9 \text{ pC}}{TE_{0S}}\right)^\gamma} \quad (6.1)$$

mit  $TE_{0S} = 42 \text{ pC}$  und  $\gamma=0,5$ .

Mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% ist also mit einem Grundstörpegel von kleiner als 240 pC zu rechnen. Die früheren, in AIF12099N durchgeführten Untersuchungen haben sich somit bestätigt.

### 6.4.2 Teilentladungen an Kabeln

Wie bereits festgestellt, können nur Teilentladungen über den kontinuierlich vorhandenen Grundstörpegeln festgestellt werden. Da aber für Papiermasse-Kabelanlagen ohnehin nur vergleichsweise hohe Teilentladungswerte von Interesse für deren betriebliches Verhalten sind, hat selbst der mit Wahrscheinlichkeit 90% höchste Wert der gemessenen Störpegel von 240 pC nur eine geringe einschränkende Wirkung.

An 159 untersuchten Kabelstrecken mit insgesamt 477 Einzelkabeln hatten

- 124 Kabeladern bei der Prüfspannung  $1 U_0$ ,
- 144 Kabeladern bei der Prüfspannung  $1,5 U_0$

Teilentladungen, die über dem Grundstörpegel lagen.

Von 139 untersuchten Kabelstrecken mit 417 Einzelkabeln hatten

- 258 Kabeladern bei der Prüfspannung  $2 U_0$

Teilentladungen, die über dem Störpegel lagen.

Eine exemplarische Darstellung von typischen, während der Messungen aufgezeichneten Teilentladungen ist in Anhang A1 wiedergegeben.

Die Summenhäufigkeit der TE-Intensitäten bei Betriebsspannung ist in Abb. 6.7 dargestellt.

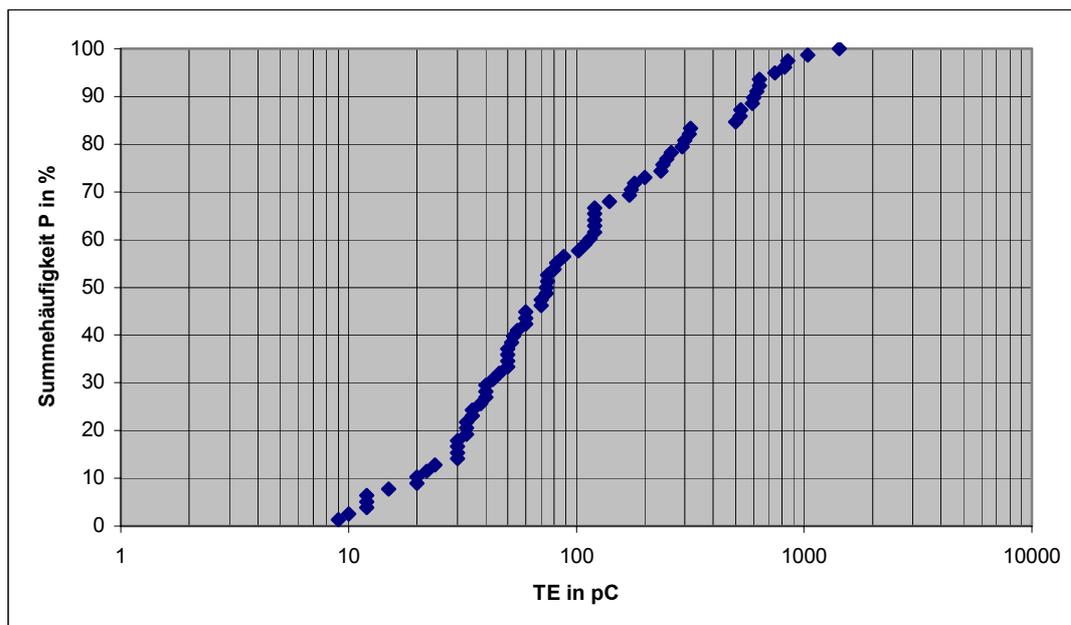


Abb. 6.7: Häufigkeitsverteilung der TE-Intensitäten größer als Grundstörpegel bei Prüfspannung  $1 U_0$

Die gemeinsame statistische Behandlung der gemessenen Teilentladungsintensitäten ist schwierig, da die Messergebnisse aus Anlagen mit unterschiedlichen Grundstörpegeln stammen, und die TE-Intensitäten kleiner Störpegel bei 353 Kabeladern nicht ausgewertet wurden. Eine Korrektur ist aber möglich, wenn man die Störpegel in diesen Anlagen als höchste TE-Intensität definiert, die der Kabelanlage zuzuordnen ist. Eine solche Häufigkeitsverteilung würde dann der Wahrscheinlichkeit entsprechen, auf TE-Intensitäten in den Anlagen zu treffen, die nicht größer als bestimmter Wert sind.

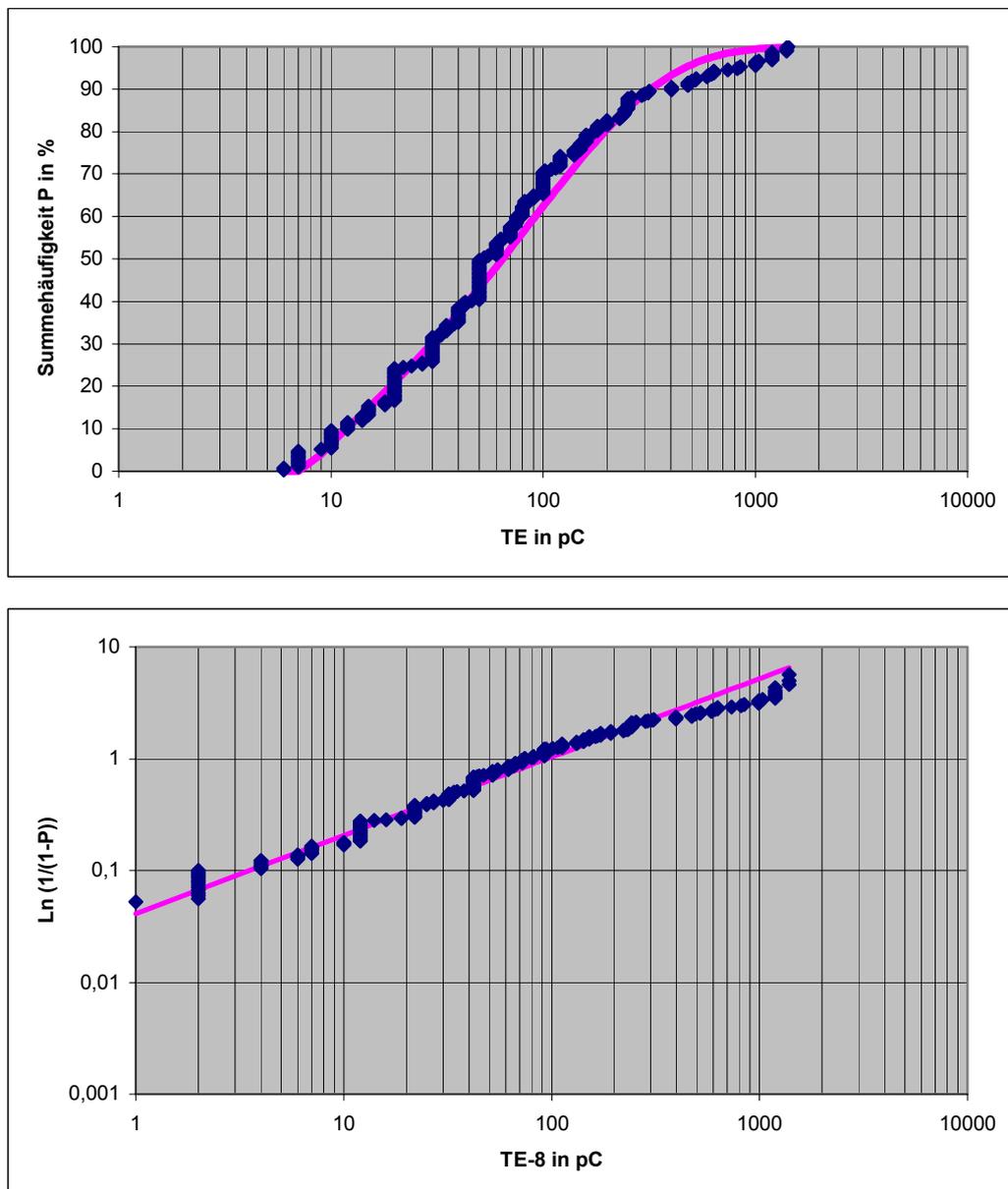


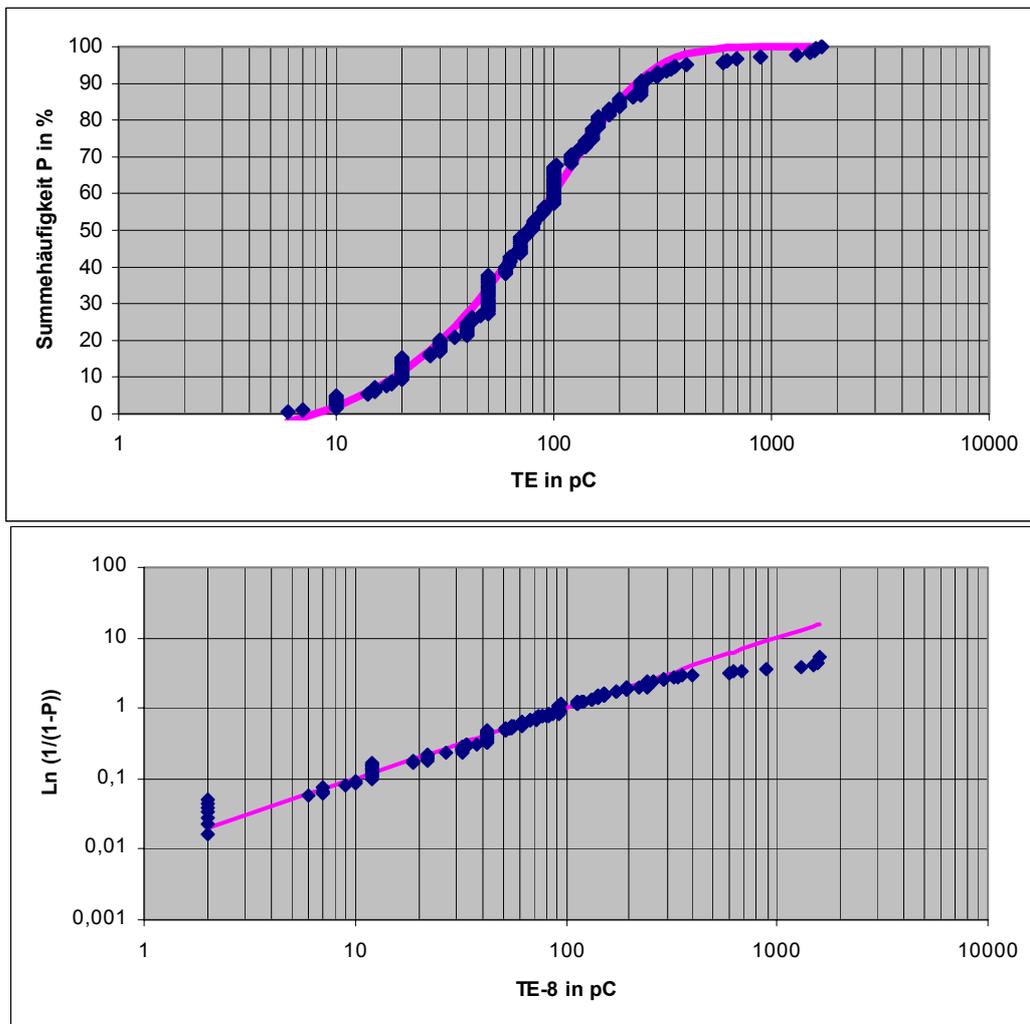
Abb. 6.8: Häufigkeitsverteilung der TE-Intensitäten (Grundstörpegel mit bewertet) bei Prüfspannung  $1 U_0$

Abb. 6.8 oben illustriert eine solche Verteilung mit insgesamt 477 Messpunkten. Die Weibull-Darstellung unten ermöglicht eine Anpassung mit der Weibull-Funktion:

$$P_S = 1 - e^{-\left(\frac{TE-8 pC}{TE_{0S}}\right)^\gamma} \quad (6.2)$$

mit  $TE_{0S} = 95 \text{ pC}$  und  $\gamma=0,7$ . Mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% ist demnach mit einer TE-Intensität von maximal 300pC zu rechnen. Intensitäten von bis zu 60pC wird eine Wahrscheinlichkeit von 50% zugeordnet. Es kann also festgestellt werden, dass TE-Intensitäten bei Betriebsspannung klein sind.

Bei Erhöhung der Messspannung auf  $1,5U_0$  konnten Teilentladungen an 144 Kabeladern festgestellt werden. Die statistisch bewerteten TE-Intensitäten sind aber etwa gleich geblieben wie in Abb. 6.9 dargestellt.



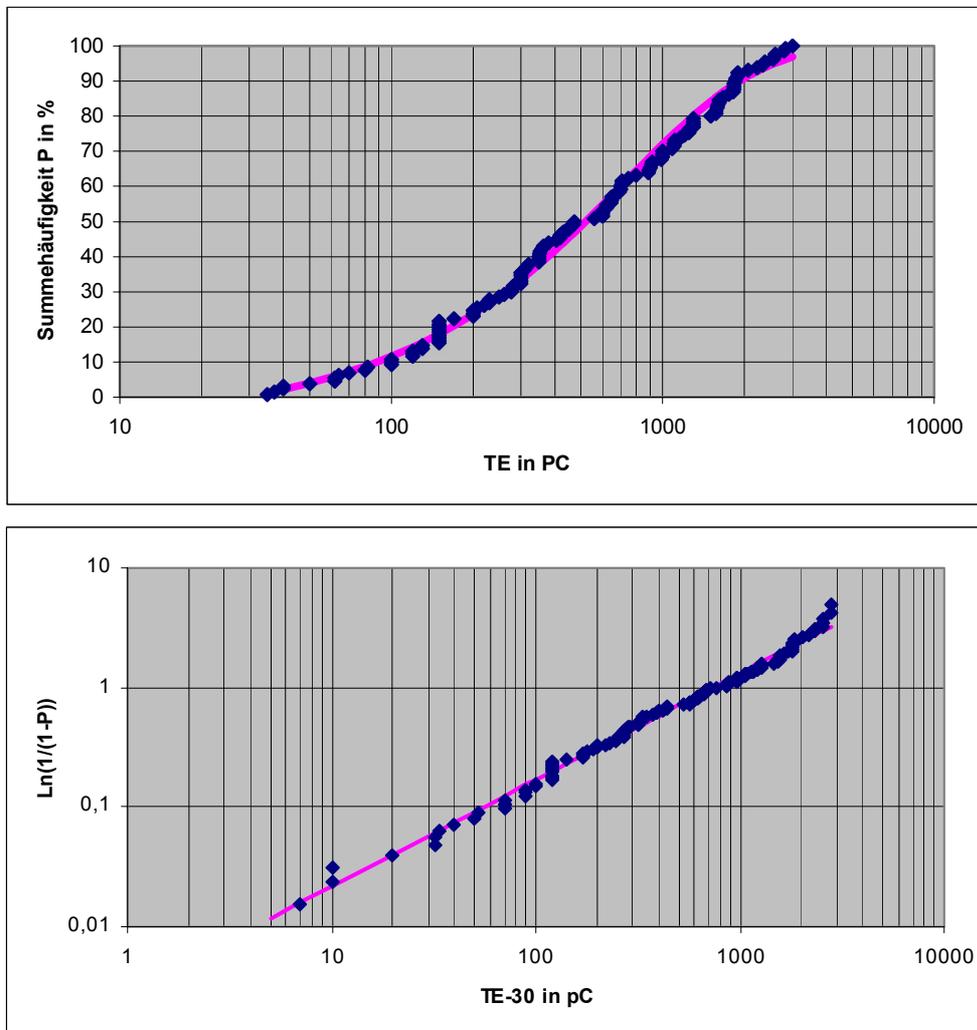
**Abb. 6.9:** Häufigkeitsverteilung der TE-Intensitäten (Grundstörpegel mit bewertet) bei Prüfspannung  $1,5 U_0$

Die Weibull-Anpassung für die in Abb. 6.9 dargestellte Verteilung führt zur Funktion:

$$P_S = 1 - e^{-\left(\frac{TE - 8 \text{ pC}}{TE_{0S}}\right)^\gamma} \quad (6.3)$$

mit  $TE_{0S} = 100 \text{ pC}$  und  $\gamma=1$ . Mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% ist demnach mit einer TE-Intensität von maximal 240pC zu rechnen. Intensitäten von bis zu 80pC wird eine Wahrscheinlichkeit von 50% zugeordnet. Es kann also festgestellt werden, dass TE-Intensitäten bei  $1,5 U_0$  in etwa denen bei Betriebsspannung entsprechen.

Abb. 6.10 zeigt die Summenhäufigkeit der TE-Intensitäten größer als Grundstörpegel bei doppelter Betriebsspannung. Die Häufigkeitsverteilung ähnelt der Weibull-Verteilung und ist wenig verfälscht.



**Abb. 6.10:** Häufigkeitsverteilung der TE-Intensitäten (Grundstörpegel nicht mit bewertet) bei Prüfspannung  $2 U_0$

Die Weibull-Darstellung ermöglicht eine Anpassung mit der Weibull-Funktion:

$$P_S = 1 - e^{-\left(\frac{TE-30 \text{ pC}}{TE_{0S}}\right)^\gamma} \quad (6.4)$$

mit  $TE_{0S} = 740 \text{ pC}$  und  $\gamma=0,89$ . Mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% ist demnach mit einer TE-Intensität von maximal 2000 pC zu rechnen.

Bei dieser Verteilung sind wiederum die anderen Kabel mit TE kleiner als der Grundstörpegel nicht mit ausgewertet. Eine korrigierte Verteilung ist in Abb. 6.11 oben dargestellt.

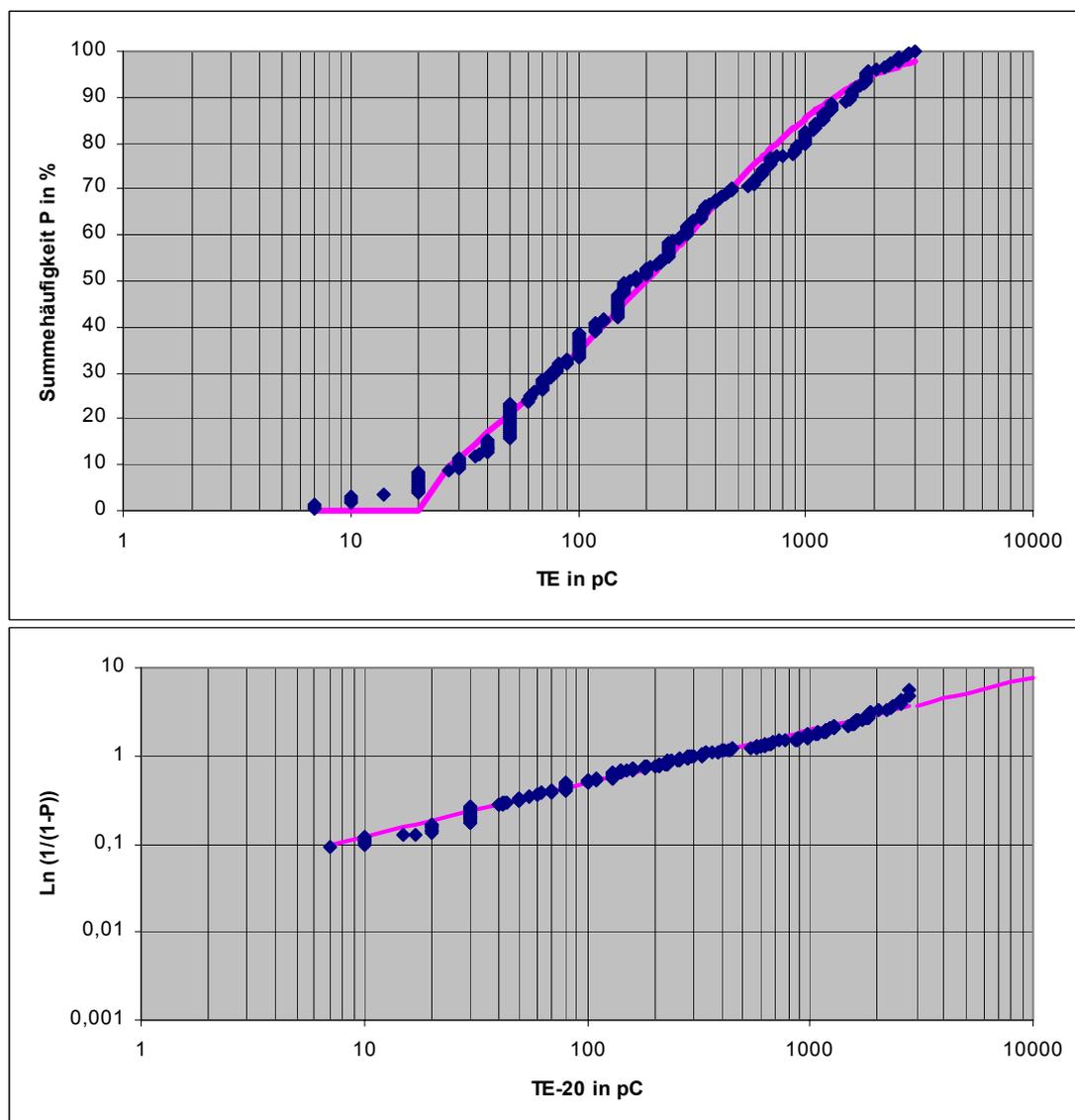


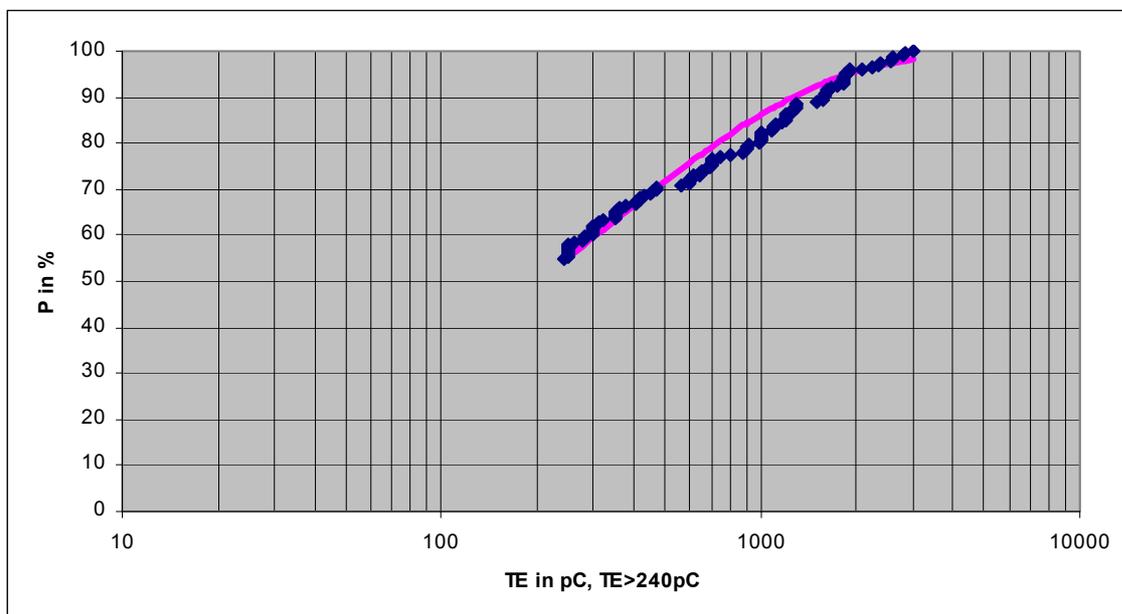
Abb. 6.11: Häufigkeitsverteilung der TE-Intensitäten (Grundstörpegel mit bewertet) bei Prüfspannung  $2 U_0$

In Abb. 6.11 unten ist die Häufigkeitsverteilung in der Achsenteilung nach Weibull dargestellt, wenn als kleinster TE-Wert 20pC eingesetzt wird. Die Ausgleichsgerade führt zur Weibull-Funktion:

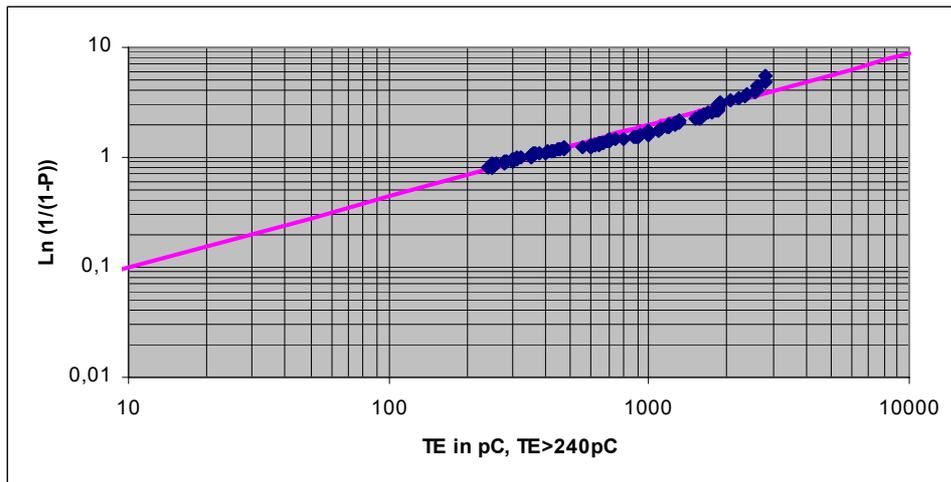
$$P_S = 1 - e^{-\left(\frac{TE-20pC}{TE_{0S}}\right)^\gamma} \quad (6.5)$$

mit  $TE_{0S} = 330 \text{ pC}$  und  $\gamma=0,6$ . Mit einer Wahrscheinlichkeit von 90% ist demnach mit einer TE-Intensität von maximal 1345 pC zu rechnen. Mit einer Wahrscheinlichkeit von 50% ist mit einer TE-Intensität von 200 pC zu rechnen. Es kann also festgestellt werden, dass TE-Intensitäten bei Erdschlussüberspannung deutlich höher als bei Betriebsspannung liegen.

Die Verteilungen in Abb. 6.7 bis Abb. 6.11 beinhalten Werte, die unterhalb des höchsten Grundstörpegels liegen. Solche Teilentladungen hätten auch bei den Kabeln mit den hohen Grundstörpegeln vorhanden sein können, ohne gemessen werden zu können. Eine Möglichkeit zur korrekten statistischen Behandlung der Werte ist, nur Teilentladungswerte oberhalb des statistisch ermittelten Grundstörpegels auszuwerten, da diese TE bei 90% der Kabel hätte entdeckt werden können, siehe Abb. 6.12.



**Abb. 6.12: Häufigkeitsverteilung der TE-Intensitäten größer 240 pC (bezogen auf 417 Kabeladern) bei Prüfspannung  $2 U_0$**



**Abb. 6.13: Achsenteilung für Abb. 6.12 nach Weibull**

Für die Messungen bei  $2U_0$  sind es statistisch zu betrachten:

- 227 Adern mit Teilentladungen kleiner 240 pC, entsprechend 54,4% aller Adern;
- 190 Adern mit Teilentladungen größer 240 pC, entsprechend 45,6% aller Adern.

Die so korrigierte Verteilung mit 190 Messpunkten ist in Abb. 6.12 dargestellt. Als Bezugswert für die Wahrscheinlichkeiten dient hier die Gesamtzahl der mit  $2U_0$  gemessenen Kabeladern. Die in Abb. 6.13 dargestellte Verteilung nach Weibull führt zur Ausgleichgerade mit Weibull-Funktion:

$$P_{KE} = 1 - e^{-\left(\frac{TE}{TE_0}\right)^\gamma} \quad (6.6)$$

mit  $TE_0 = 350$  pC und  $\gamma = 0,65$ .

$P_{KE}$  nach Gleichung (6.6) stellt die Verteilfunktion zur Berechnung von kritischer TE-Intensität bei Erdschlussüberspannung dar.

Für die Messungen bei Betriebsspannung sind es statistisch zu betrachten:

- 388 Adern mit Teilentladungen kleiner 240 pC, entsprechend 81,4% aller Adern;
- 89 Adern mit Teilentladungen größer 240 pC, entsprechend 18,6% aller Adern.

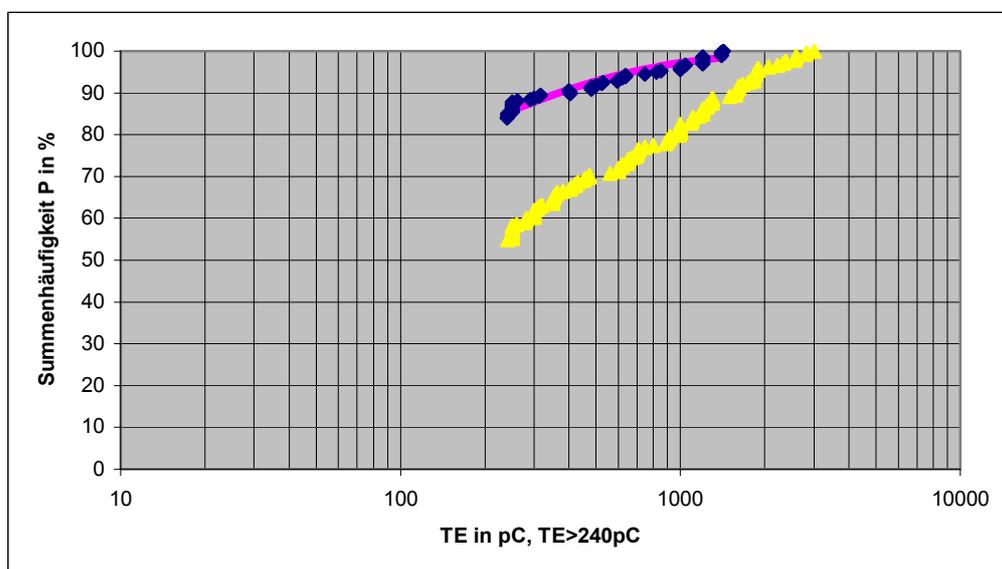
Die 89 Messpunkten sind in Abb. 6.14 als Summenhäufigkeit im Vergleich zu den Messergebnissen bei  $2U_0$  aufgetragen. Die Wahrscheinlichkeiten sind auf die

Gesamtzahl der mit  $U_0$  gemessenen Kabeladern bezogen. Die in Abb. 6.15 dargestellte Verteilung für die Messungen bei  $1U_0$  mit Achsenteilung nach Weibull führt zur Ausgleichgeraden mit Weibull-Funktion:

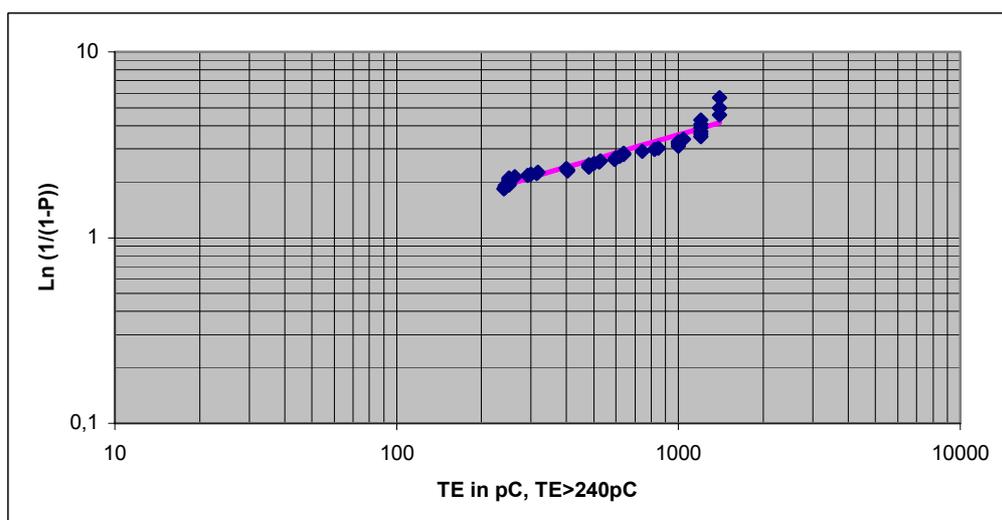
$$P_{KB} = 1 - e^{-\left(\frac{TE}{TE_0}\right)^\gamma} \quad (6.7)$$

mit  $TE_0 = 55 \text{ pC}$  und  $\gamma=0,44$ .

$P_{KB}$  nach Gleichung (6.7) stellt die Verteilfunktion zur Berechnung der kritischen TE-Intensität bei Betriebsspannung dar.



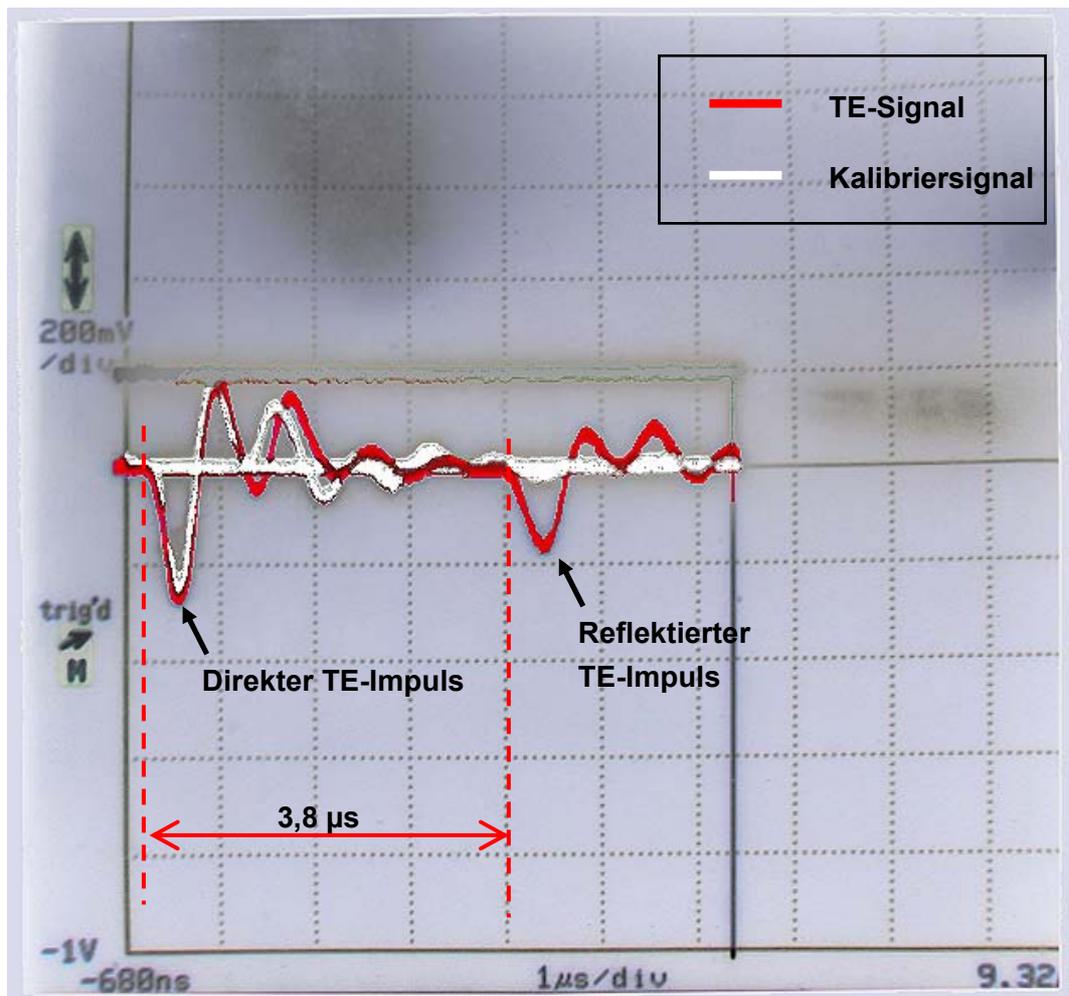
**Abb. 6.14:** Vergleich der gemessenen Summenhäufigkeiten der TE größer 240 pC bei Prüfspannung  $1U_0$  mit denen bei Prüfspannung  $2U_0$  nach Abb. 6.12



**Abb. 6.15:** Achsenteilung nach Weibull für die Teilentladungen bei  $1U_0$  aus Abb. 6.14

### 6.4.3 Ortung der Teilentladungen

Das in Abschnitt 5.5 beschriebene Verfahren arbeitete bei guten Umgebungsbedingungen zufriedenstellend. Bild 5.17 zeigt hierfür ein Beispiel aus der Messung Nr. 18. Die Wanderwellengeschwindigkeit im 432 m langen Kabel wurde zu  $162,9 \text{ m}/\mu\text{s}$  bestimmt. Die Entfernung der Fehlstelle vom Kabeleingang beträgt also  $122,8 \text{ m}$  und wurde als Muffe identifiziert.



**Abb. 6.16:** Ortung einer Teilentladung bei  $2U_0$  mit einer höchsten Intensität von  $1600 \text{ pC}$ :gespeicherte Kalibrierimpuls von  $1000 \text{ pC}$  (weiß) und ein TE-Impuls mit Reflektierung (rot).

Trotz dieses guten Ergebnisses muss angemerkt werden, dass das Verfahren bei bestimmten Gegebenheiten versagt oder Schwierigkeiten bereitet:

- Wenn die Teilentladungs-Störimpulse mit Amplituden größer als die zu ortende Teilentladung zu häufig auftreten, triggert das Oszilloskop hauptsächlich auf diese Störungen. Dies wäre nicht weiter schädlich, da die Reflektion vom Kabelende dann nach der doppelten Laufzeit kommt und ausgeschlossen werden könnte. Es geschieht aber zu häufig, dass ein Störimpuls innerhalb der

zu messenden Laufzeit auftritt und damit Fehlinterpretationen verursacht. Solche Fehlinterpretationen sind nur durch vielfache Messung der Reflektionszeiten zu umgehen, wodurch die verstreut auftretenden fälschlichen Reflektionszeiten ausgeschlossen werden könnten.

- Wenn die Amplitude der Teilentladungs-Störimpulsen höher als die Amplitude des reflektierten TE-Impulses ist, und die Störungen mit der Frequenz über 100 kHz auftreten, kann der reflektierte Impuls nicht vom Störsignal getrennt werden und die Ortung versagt. Bei langen Kabeln und längeren Reflektionszeiten wird der reflektierte Impuls stark gedämmt. Deswegen kann sich die Ortung auch bei hohen Teilentladungsintensitäten und vergleichsweise niedrigen Störpegeln als sehr schwierig erweisen.
- Wenn sich die Fehlstelle nahe am Ende des Kabels befindet ist die Reflektionszeit sehr kurz und beide Impulse erreichen das Messende praktisch zum gleichen Zeitpunkt. Eine ausreichend genaue Messung der Reflektionszeiten ist dann nicht mehr möglich. Hier wäre eine zweite Messung am entgegengesetzten Ende erforderlich, was den Untersuchungsaufwand verdoppelt.

Abb. 6.17 stellt die Verteilung von 32 bei den Messungen georteten Fehlstellen dar. Endverschlüsse, Muffen und Kabel werden etwa gleich oft als TE-Fehlstellen geortet.

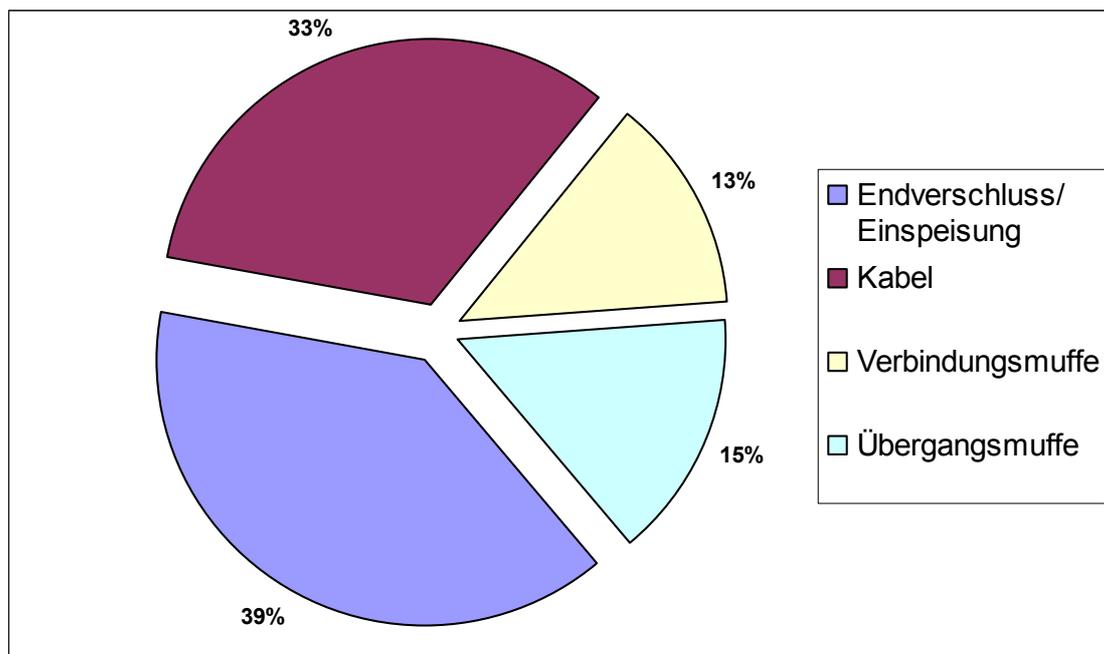


Abb. 6.17: Diagramm der georteten Fehlstellen in den Kabelanlagen

## 6.5 Kabelfehler

Wie im Abschnitt 6.1 beschrieben, wurden im Laufe des vorliegenden Vorhabens die Messungen an 120 Kabelstrecken durchgeführt. Direkt während der Messung oder nach späterem Kontakt mit teilnehmenden Netzbetreibern musste festgestellt werden, dass im Jahr der Untersuchungen nach der Messung 3 von 120 Kabelstrecken einen Kabelfehler hatten. Die Kabelstrecken wurden repariert und die Fehlstellen wurden nach Möglichkeit untersucht.

- Kabelfehler 1 erfolgte an einem 350m langem 20-kV-NEKBA-Kabel, Verlegejahr 1964. Ein Erdschluss erfolgte während der Spannungssteigerung bei der Messung von Teilentladungen, die Durchschlagspannung betrug ca. 18,5kV. Davor wurde eine TE-Intensität von 80pC bei der Spannung  $U_0$  festgestellt. Die Verlustfaktormessungen, die der TE-Untersuchung vorangingen, stellten die  $\tan \delta$ -Werte von deutlich unter 0,01 bei den Spannungen  $U_0$ ,  $1,5 U_0$ ,  $2U_0$  fest.

Schadensursache war Bleimantelkorrosion (Bleifraß) am Kabel. Lokales Wassereindringen an der Fehlstelle, das bei Bleimantelkorrosion zum Verlust von Spannungsfestigkeit führte, konnte durch integrale Messverfahren der Verlustfaktormessung nicht detektiert werden.

- Kabelfehler 2 erfolgte an einer 2370m langen gemischten Kabelstrecke an einem 20-kV-NAKLEY-Kabel. Die Verlustfaktormessungen ergaben  $\tan \delta$ -Werte von unter 0,01. Bei der Teilentladungsmessung wurde ein konstanter Störpegel von ca. 1000 pC festgestellt, der eventuellen Teilentladungen überlagert war. Eine TE-Messung bis  $2 U_0$  ergab keine Teilentladungen größer 1000pC.

Bei der Wiedereinschaltung nach der Messung wurde ein Erdschluss im Kabel registriert. Die Stelle wurde repariert, die Schadensursache blieb unbekannt. Die Strecke war bisher unauffällig.

- Kabelfehler 3 an einem 314 m langen 10-kV-NKBA-Kabel, Verlegejahr 1959, erfolgte erst 2,5 Monaten nach der Messung im Betrieb. Die TE-Messung wurde durch überlagerte äußere Entladungen am benachbarten Endverschluss in der Einspeisestation erschwert. Es wurden keine TE-Intensitäten höher 1000 pC festgestellt. Die  $\tan \delta$ -Werte bei allen Messspannungen lagen unter 0,01.

Ein Kurzschluss mit nachfolgendem Netzausfall wurde durch eine Fehlstelle in unmittelbarer Nähe einer 2003 eingesetzten Übergangsmuffe verursacht, genaue Ursache blieb unbekannt.

Weder aus dem gemessenen Verlustfaktor noch aus den Teilentladungen konnten die bevorstehenden Kabelfehler vorhergesehen werden.

## 7 Bewertung der Untersuchungsergebnisse

Aus den Versuchsergebnissen in Abschnitt 6.4.2, wo die Verteilfunktionen zur Berechnung der kritischen TE-Intensitäten bei  $1U_0$  und  $2U_0$  ermittelt wurden und aus der Schadensstatistiken der VDN für Papiermassekabel kann ein Zusammenhang zwischen einem gemessenen TE-Pegel und der statistisch bewerteten Schadensrate abgeschätzt werden.

Die Statistiken belegen, dass die Wahrscheinlichkeit eines Kabelfehlers als Folge eines stehenden Erdschlusses im Netz dreimal so hoch ist, wie die den Erdschluss selbst zu verursachen. Kabelfehler werden also hauptsächlich durch die Erdschlussüberspannung entsprechend der Prüfspannung  $2 U_0$  verursacht. Die im Betrieb beobachtete Fehlerrate aufgrund dielektrischer Fehler liegt laut VDN bei 0,5 bis 1 pro 100 km und Jahr, wobei der Bereich wegen der Grauzone der nicht untersuchten Schadensursachen zustande kommt.

Im Laufe des vorliegenden Vorhabens wurden 120 Kabelstrecken mit 84 km Kabelsystemlänge untersucht. Gemäß der oben genannten Fehlerhäufigkeiten hat diese Länge eine Fehlerrate von 0,42 bis 0,84 pro Jahr, also auch im Jahr der Untersuchungen. Bei einem Erdschluss sind zwei fehlerfreie Adern der betroffenen Kabelstrecke dielektrisch beansprucht. 84 km Kabelsystem beinhalten demnach 168 km betroffene Aderlänge, was mit der in Abschnitt 6.1 festgestellten mittleren Länge von 676 m 249 relevante Kabeladern mittlerer Länge bedeuten würde.

Die Wahrscheinlichkeit, an diesen Kabelstrecken bei Erdschluss einen Durchschlag zu beobachten liegt bei:

$$P_{D1.2U_0} = \frac{0,42}{249} = 1/592 \quad \text{bis} \quad P_{D2.2U_0} = \frac{0,84}{249} = 1/296 \quad (7.1)$$

pro Kabelader und entspricht der Wahrscheinlichkeit, eine für den Doppelerdschluss kritische Teilentladungsintensität bei den gemessenen Adern zu treffen.

Die zu dieser Wahrscheinlichkeit zugeordnete TE-Intensität könnte sich aus der Extrapolation der Wahrscheinlichkeitsgeraden in Abb. 6.12 -6.13 oder nach Gleichung 6.6 ergeben, wobei darauf zu achten ist, dass  $P_{KE}$  nach Gleichung 6.6 als

die Wahrscheinlichkeit kleinerer Pegel definiert ist. Es ergibt sich damit:

$$e^{-\left(\frac{TE_{\text{KritE}}}{TE_0}\right)^\gamma} = 1/592 \rightarrow 1/296 \quad (7.2)$$

mit  $TE_0 = 350$  pC und  $\gamma=0,65$ .

Hiermit ergibt sich eine kritische TE- Intensität bei Erdschlussüberspannung ( $TE_{\text{KritE}}$ ) von 5079 bis 6062 pC.

Die Fehlerrate im Normalbetrieb ist um den Faktor drei niedriger. Mit  $TE_0=55$  und  $\gamma=0,44$  (siehe Gleichung 6.7) ergibt sich aus der Gleichung 7.2 dann eine kritische TE-Intensität bei der Betriebsspannung ( $TE_{\text{KritB}}$ ) von 4273 bis 5330 pC.

Wie aus der Abschnitt 6.4.2 folgt, lag die höchste gemessene TE-Intensität für  $1U_0$  bei 1425 pC und für  $2U_0$  bei 3007 pC. Diese Werte sind kleiner als die ermittelte kritische Intensitäten  $TE_{\text{Krit}}$ . Außerdem wurden bei Kabelfehler aus Abschnitt 6.5 noch kleinere TE-Werte gemessen. Bei der Verlustfaktormessung wurde auch keine Korrelation mit dem Schadensgeschehen in den untersuchten Kabelanlagen festgestellt. Eindeutige Beurteilungskriterien stehen also noch aus.

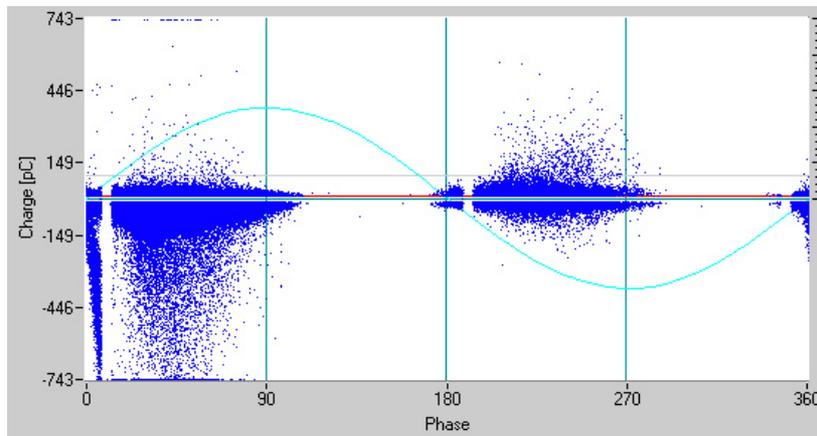
Im Laufe des vorliegenden Vorhabens wurden 120 Kabelstrecken untersucht. Die drei registrierten Kabelfehler bei einer Systemlänge von 84 km ergeben eine tatsächliche Schadensrate von 3,6 pro 100 km und Jahr. Dieser Wert ist deutlich höher als die im Normalbetrieb von VDN registrierten Schadensraten, es muss aber berücksichtigt werden, dass die Grundgesamtheit vom 84 km im Vergleich zu VDN-Statistik sehr klein ist und die ermittelte Schadensrate großen statistischen Ungenauigkeiten unterworfen ist. Andererseits deutet die hohe Schadensrate aber auf eine nicht ausreichende Spannungsfestigkeit einiger untersuchten Kabel. Ein stehender Erdschluss im Betrieb hätte bei diesen Kabeln zu baldigem Doppelerdschluss führen können.

## 8 Schrifttum

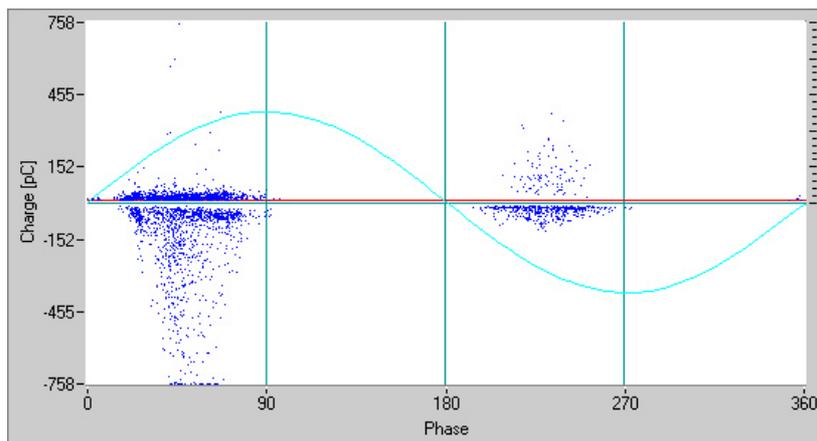
- [1] R. Windmüller: Die wirtschaftliche Bedeutung der Versorgungsqualität Elektrizitätswirtschaft 97 (1998), H.25, S.14-22.
- [2] E. Reichertz: Versorgungszuverlässigkeit – Entwicklungstendenzen im Verteilungsnetz  
Fachtagung der FGH Mannheim am 30.11.- 1.12. 2000.
- [3] K.-H. Weck: Zustadsorientierende Instandhaltung von Mittelspannungsnetzen,  
Schlussbericht zum AIF-Forschungsprojekt 12099N, 2001.
- [4] M. Fischer: VDEW-Umfrage zu Schäden an VPE-Kabeln.  
Elektrizitätswirtschaft 96 (1997), S. 1154-1158.
- [5] N. van Schaik e.a.: Diagnoseverfahren für Verteilkabel und Bedeutung für die Versorgungszuverlässigkeit.  
ETG-Fachbericht 79 (1999), S. 341-350.
- [6] K.-H. Weck: Stufentest zur Ermittlung des Isolationszustands betrieblich vorbeanspruchter PE- und VPE-Mittelspannungskabel.  
Elektrizitätswirtschaft 88 (1989), S. 470-473.
- [7] W. H. Wellßow e.a.: Versorgungszuverlässigkeit in – Instandhaltungs- bzw. Reinvestitionsstrategien.  
Elektrizitätswirtschaft 98 (1999), S. 30-35.
- [8] M. Zdrallek: Zuverlässigkeitsanalyse elektrischer Energieversorgungssysteme. Neue Aspekte der Modellbildung und Anwendung.  
Dissertation Uni-GH Siegen, 2000.
- [9] A. Schweer: Versorgungsqualität im internationalen Vergleich  
Fachtagung der FGH Mannheim am 30.11.- 1.12. 2000.

- 
- [10] V. Colloca, A. Fara, M. de Nigris, G. Rizzi: Comparison among different diagnostic systems for medium voltage cable lines, Cired 2001, paper 1-53.
- [11] P. Werelius: "Medium Voltage Power Cable Diagnostics by Frequency Domain Spectroscopy," Programma Electric AB. IEEE PES-ICC Meeting, 22.-25.04.2001, Dearborn.
- [12] A. Küchler: Hochspannungstechnik, 2 Aufl., Springer-Verlag, 2005, S300-3001.
- [13] A. Küchler: Hochspannungstechnik, 2 Aufl., Springer-Verlag, 2005, S250-253.

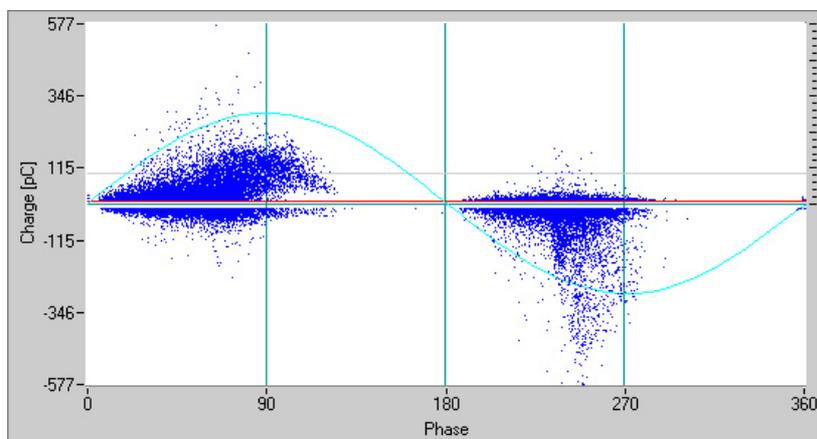
## Anhang A1: Teilentladungsbilder



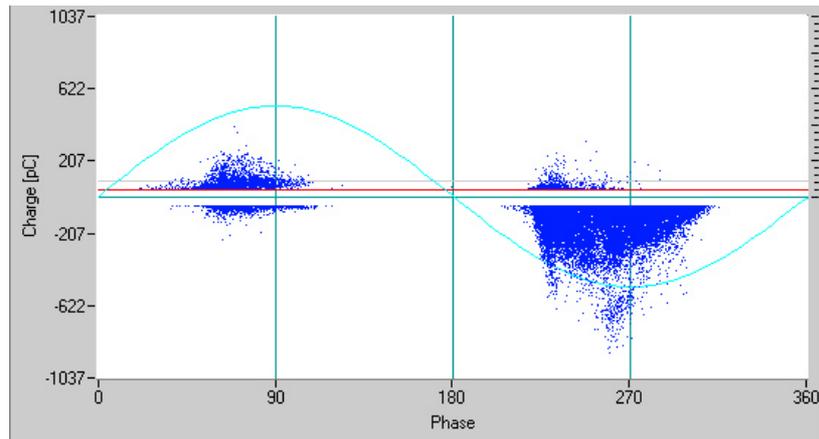
**Abb. A-1: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 1 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



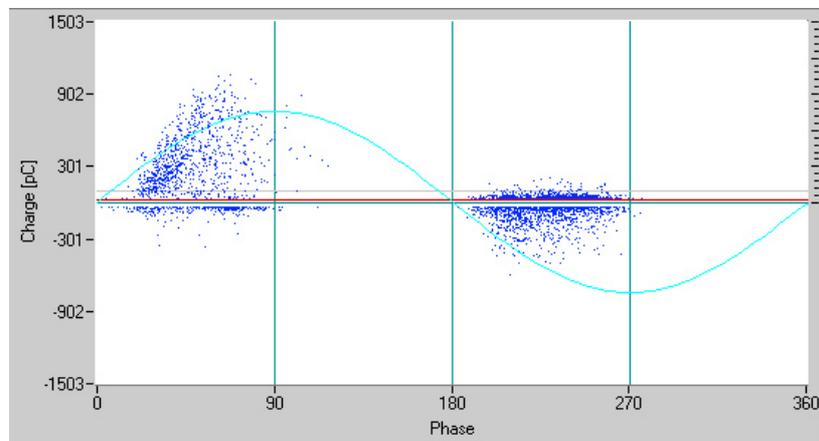
**Abb. A-2: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 1 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L3**



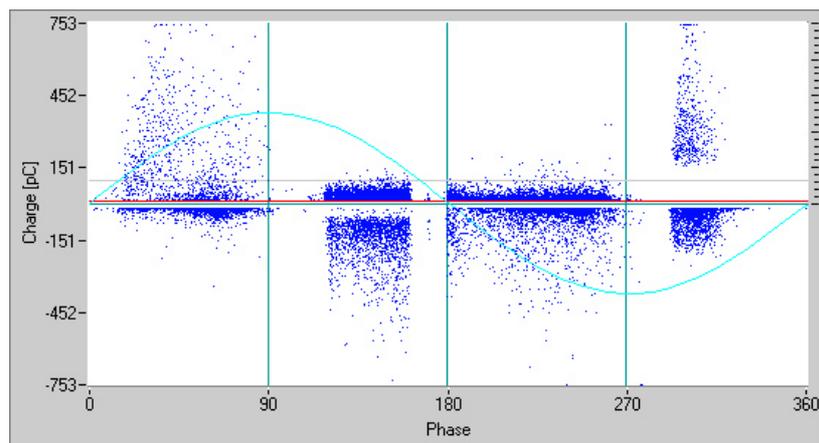
**Abb. A-3: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 5 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L2**



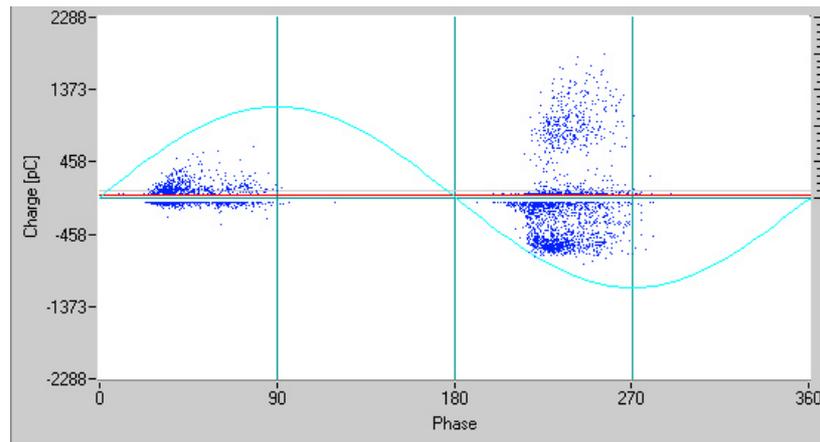
**Abb. A-4: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 5 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L3**



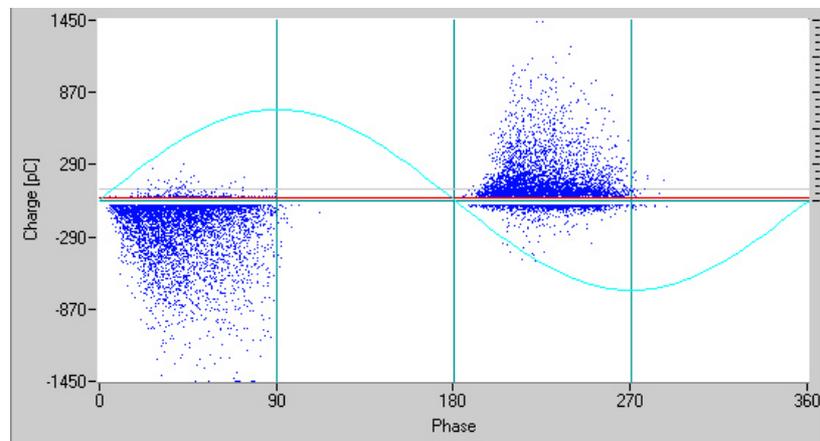
**Abb. A-5: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 6 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L2**



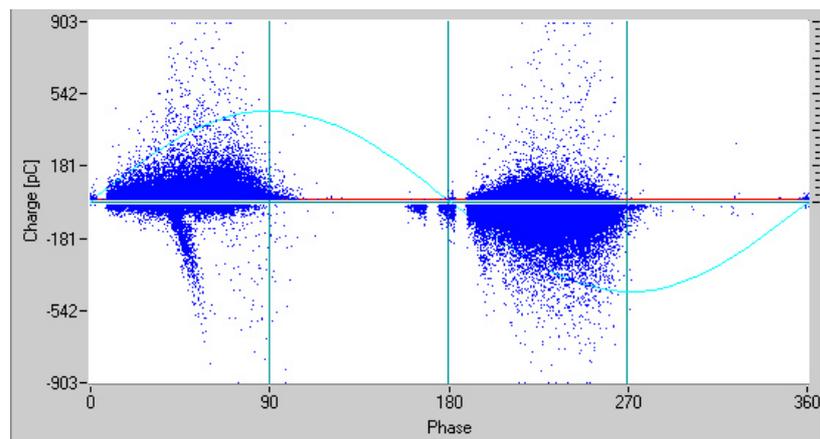
**Abb. A-6: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 6 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L3**



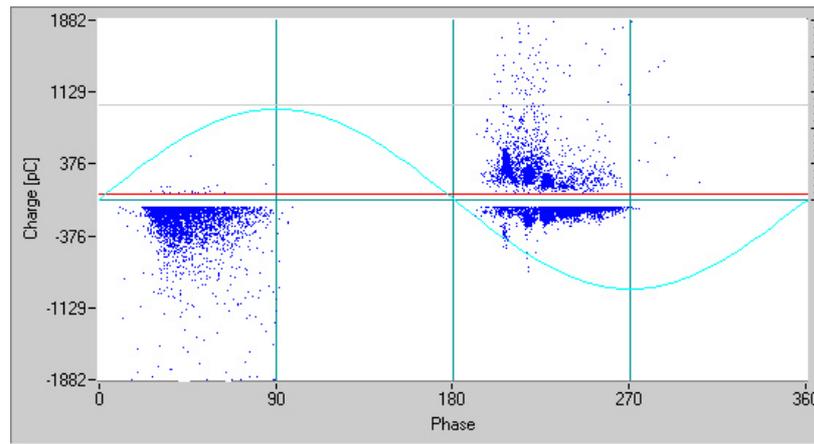
**Abb. A-7: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 7 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L2**



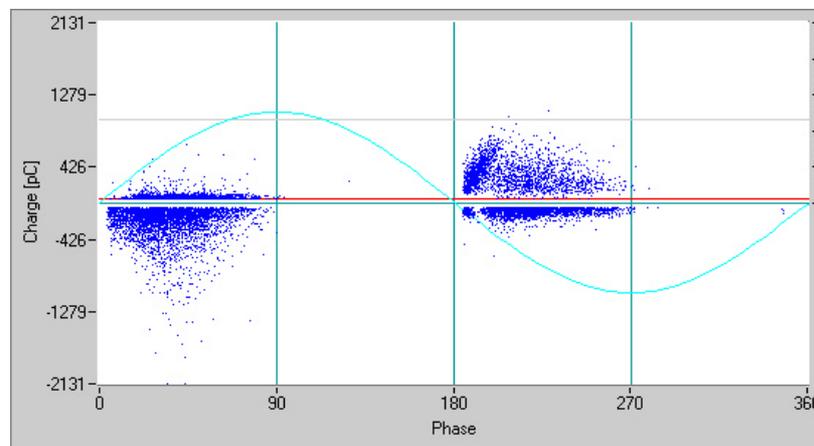
**Abb. A-8: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 10 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L2**



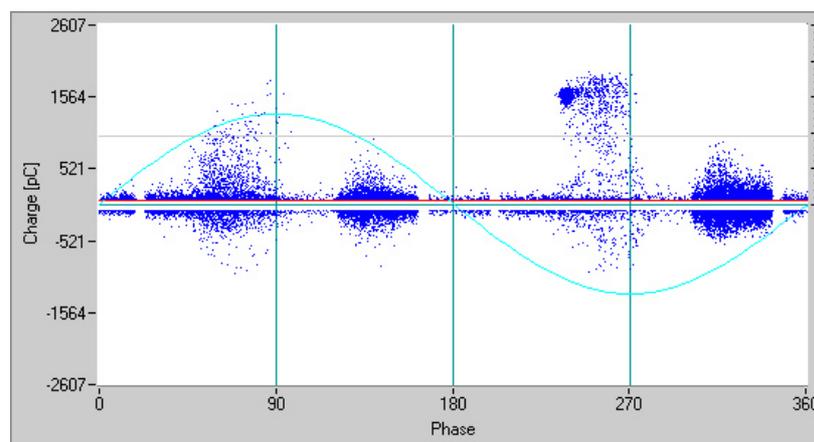
**Abb. A-9: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 16 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L3**



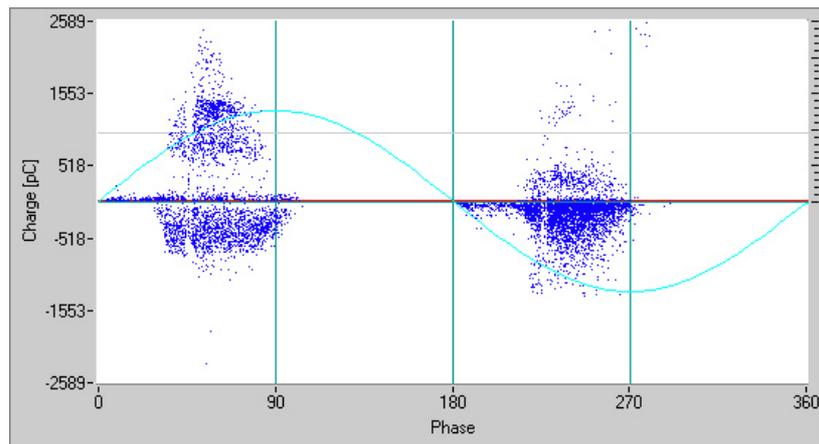
**Abb. A-10: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 18 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



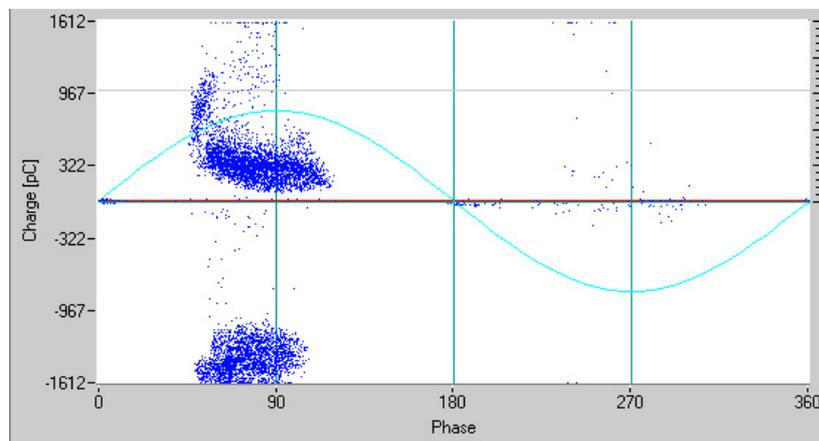
**Abb. A-11: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 18 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L2**



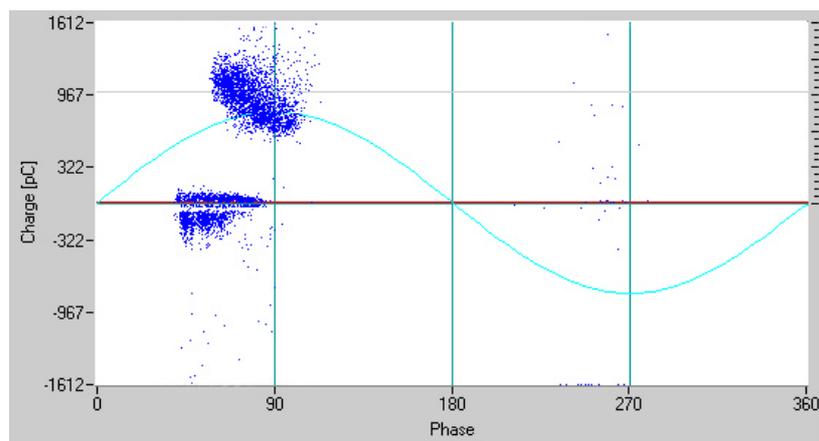
**Abb. A-12: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 20 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L2**



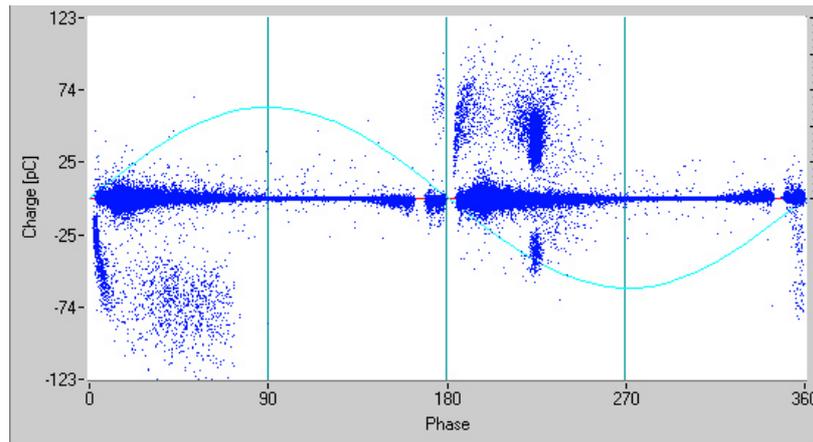
**Abb. A-13: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 27 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



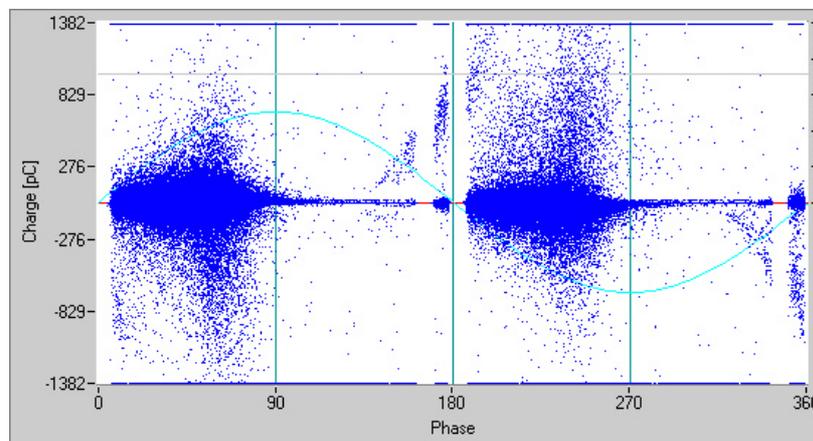
**Abb. A-14: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 28 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



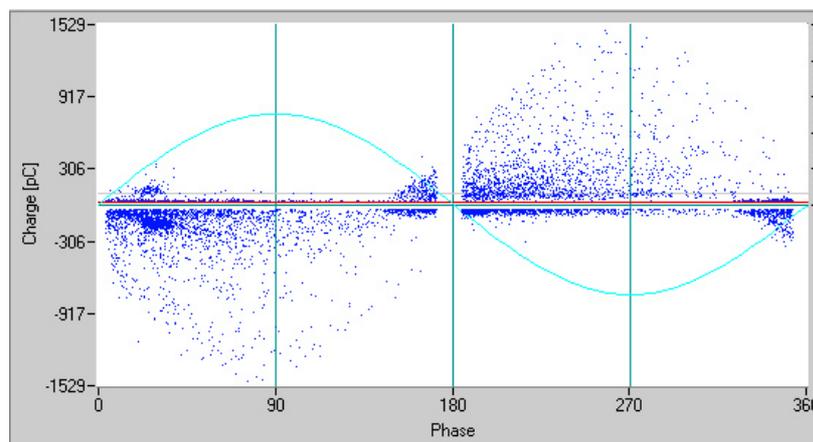
**Abb. A-15: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 28 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L3**



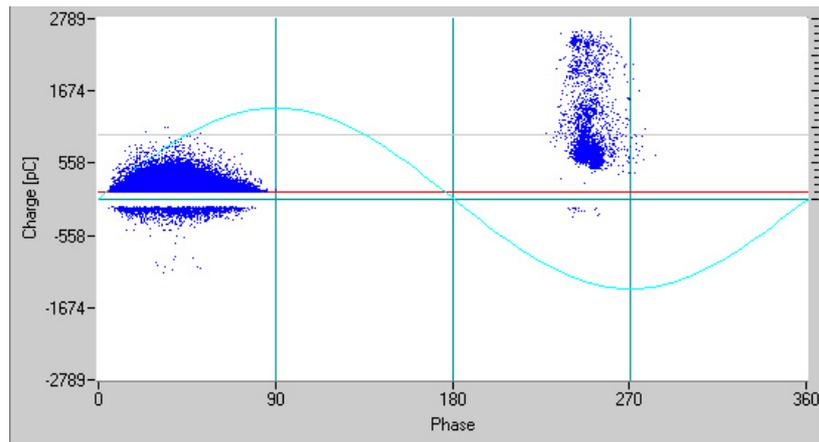
**Abb. A-16: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 29 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



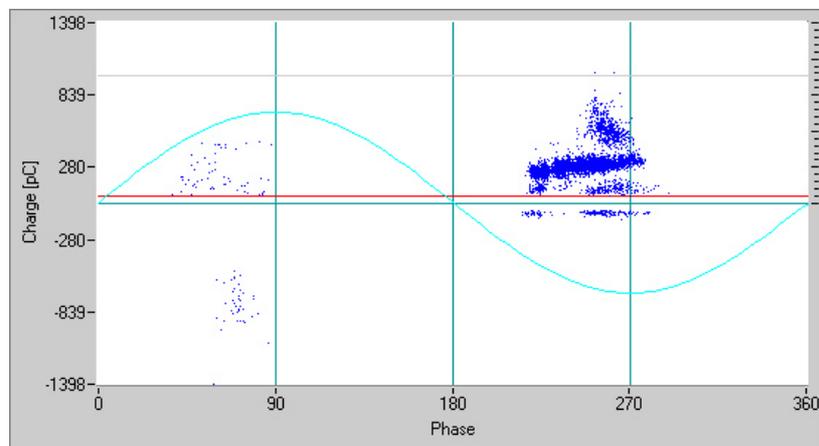
**Abb. A-17: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 32 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



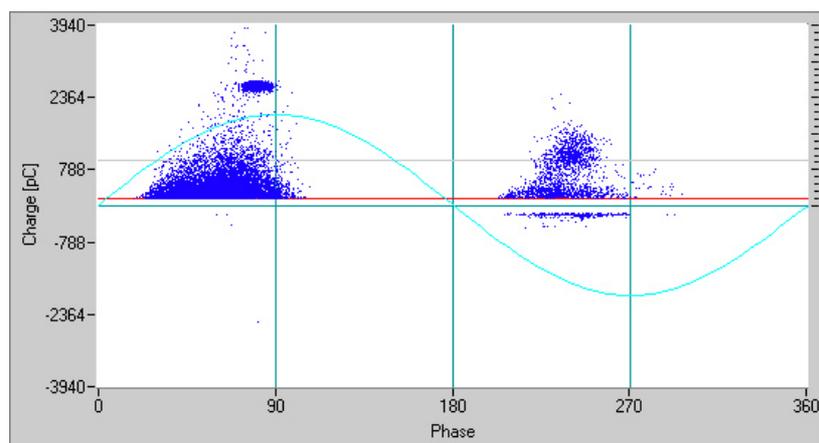
**Abb. A-18: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 12 bei Prüfspannung  $1U_0$ , Leiter L1**



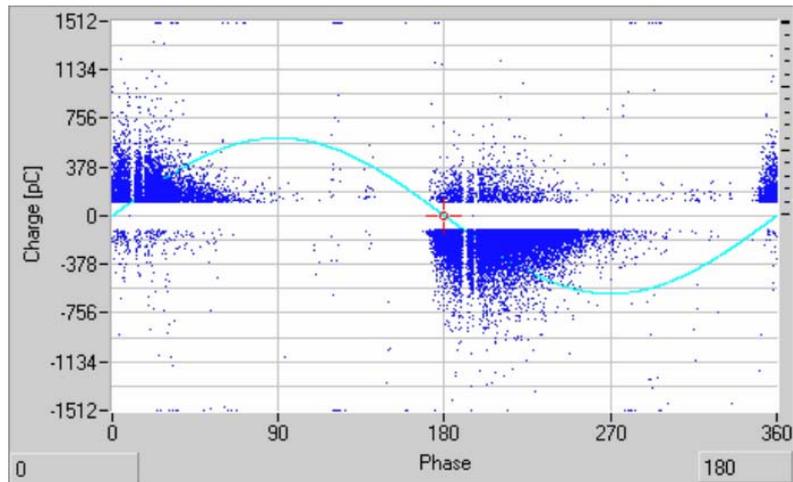
**Abb. A-19: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 34 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



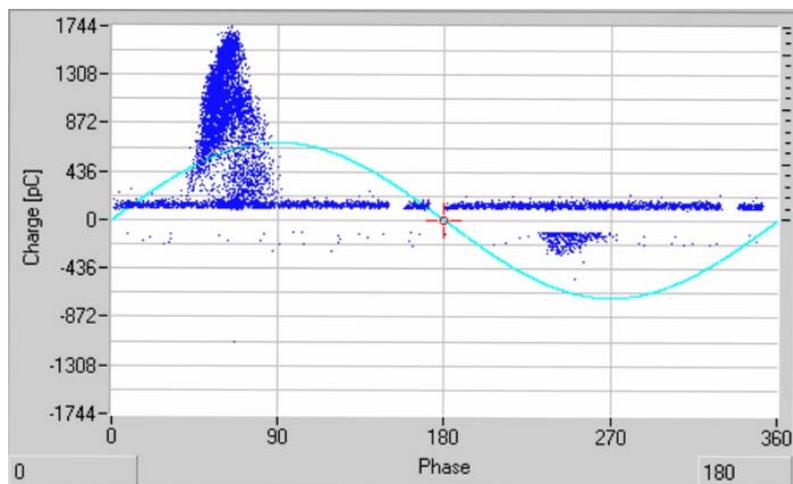
**Abb. A-20: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 34 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L2**



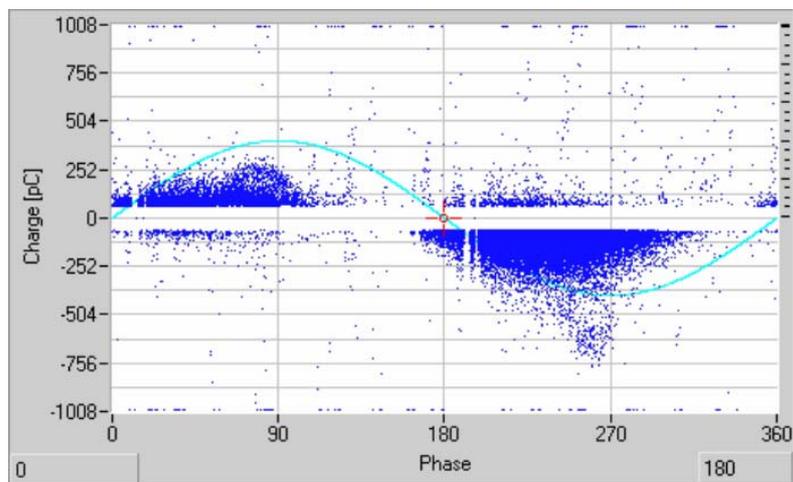
**Abb. A-21: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 34 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L3**



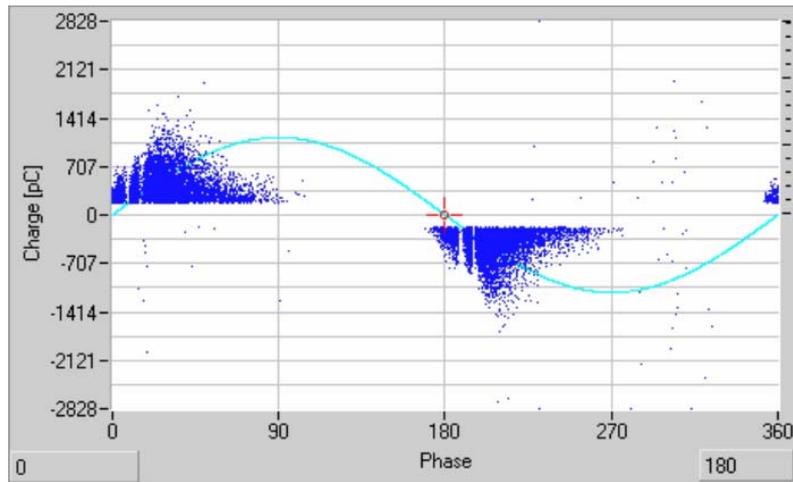
**Abb. A-22: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 64 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



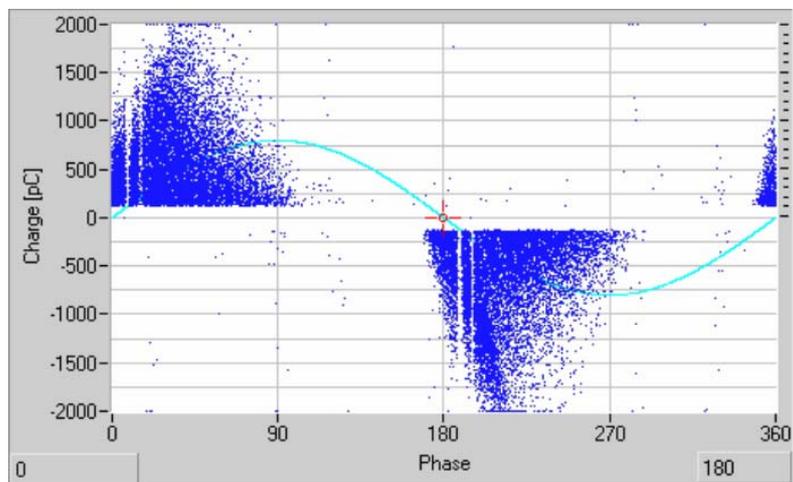
**Abb. A-23: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 64 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L3**



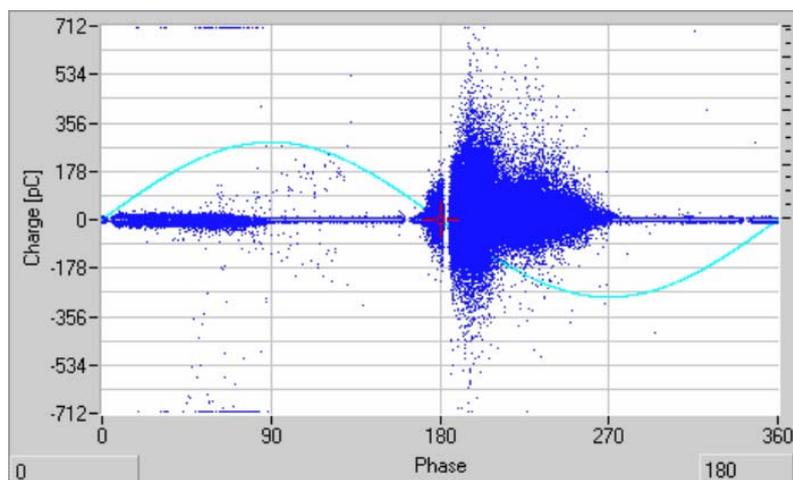
**Abb. A-24: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 68 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



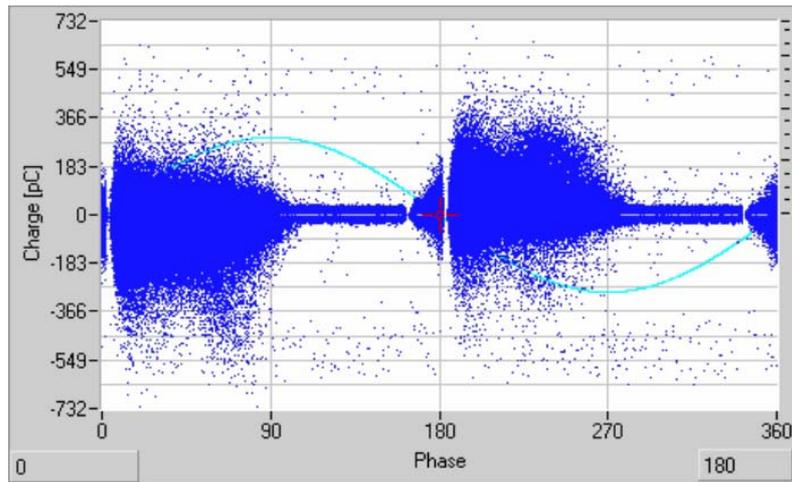
**Abb. A-25: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 69 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L2**



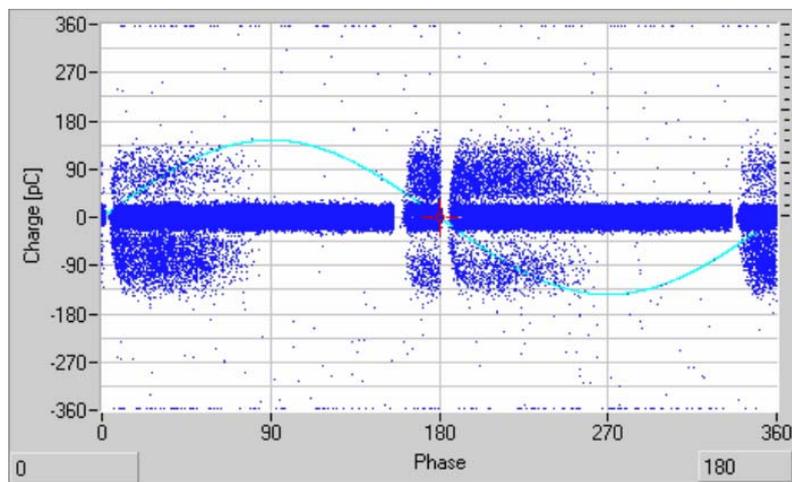
**Abb. A-26: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 69 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L3**



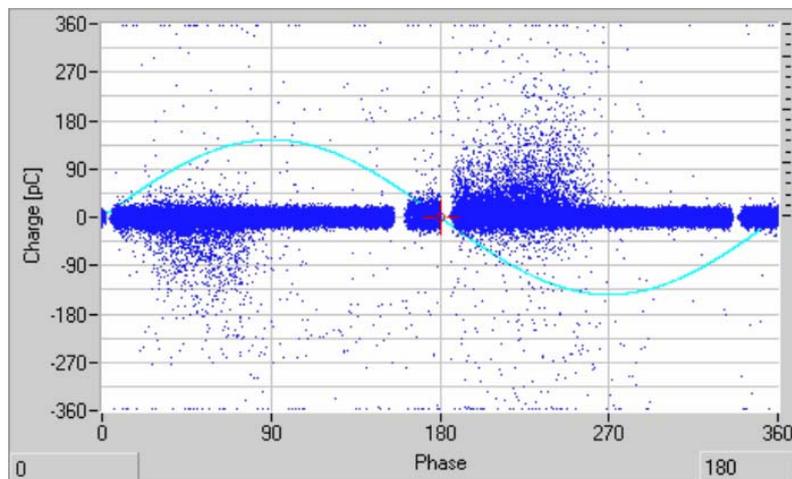
**Abb. A-27: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 76 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L3**



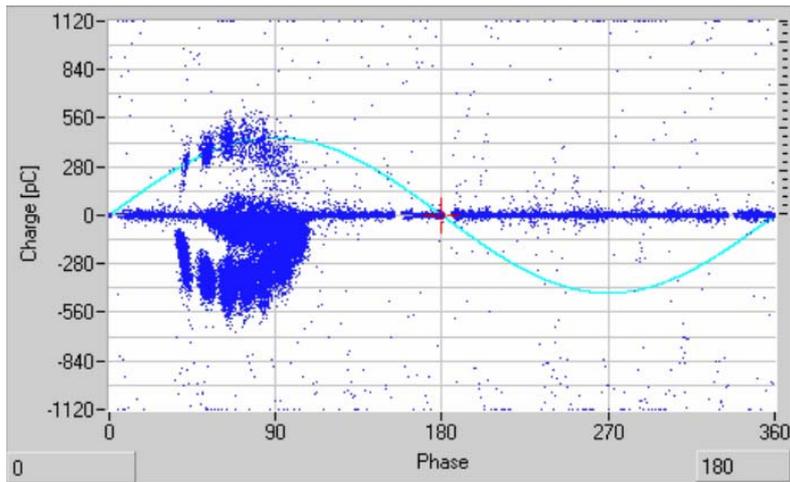
**Abb. A-28: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 81 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



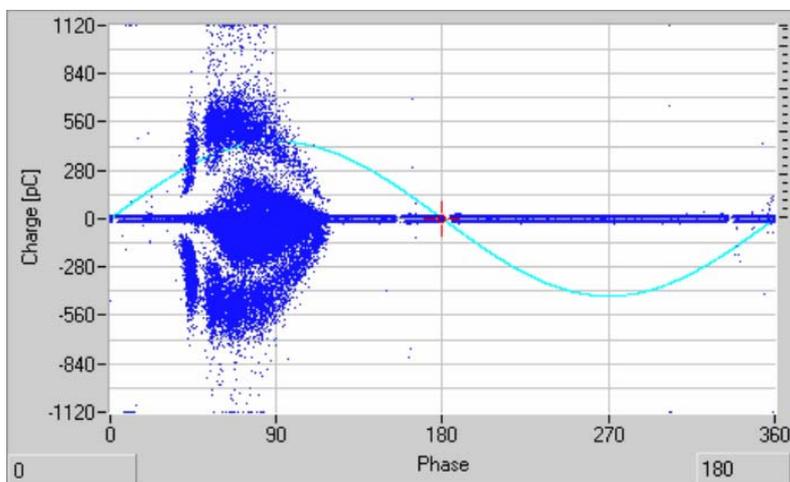
**Abb. A-29: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 86 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



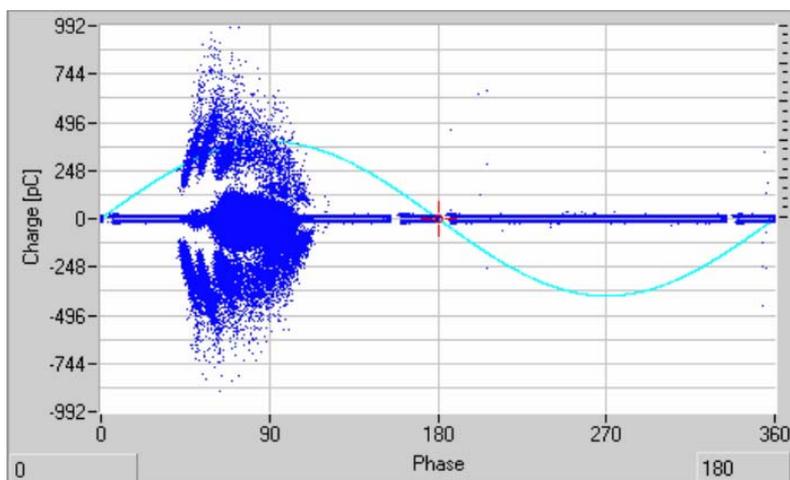
**Abb. A-30: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 86 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L3**



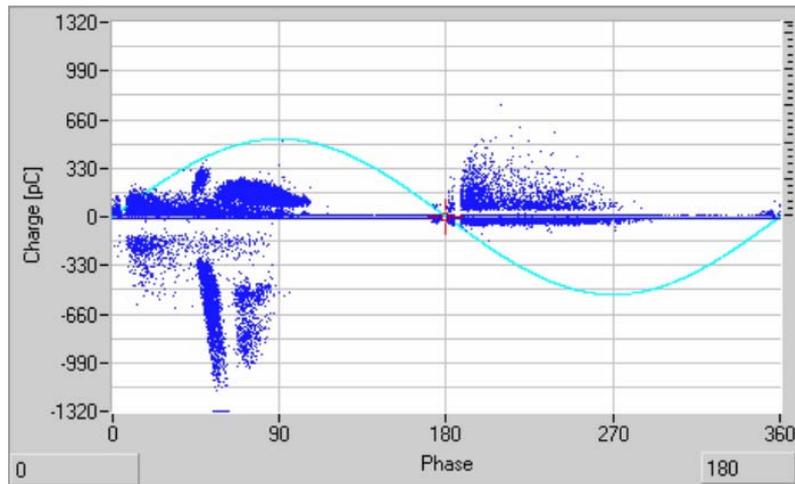
**Abb. A-31: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 90 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



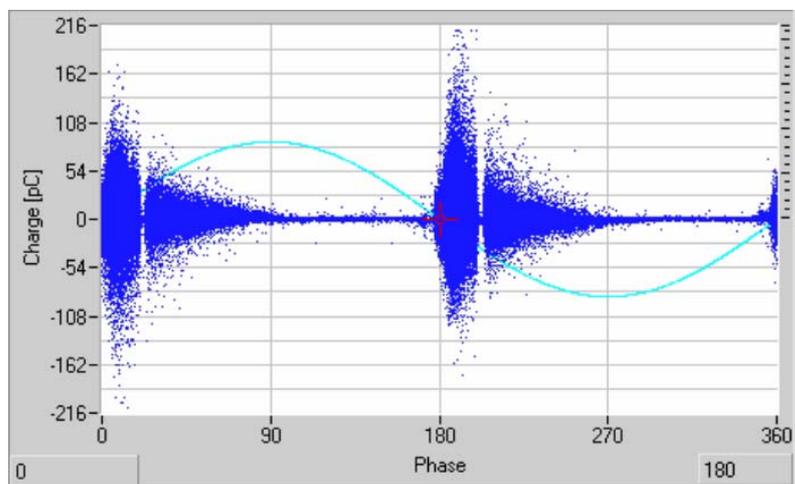
**Abb. A-32: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 90 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L2**



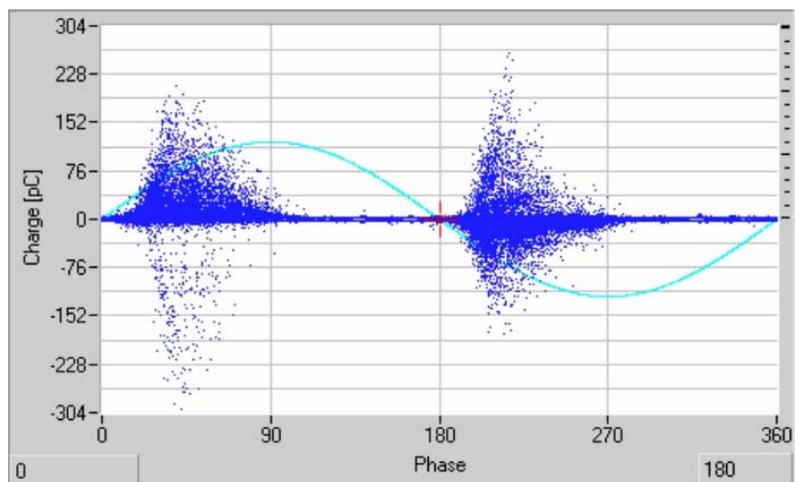
**Abb. A-33: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 90 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L3**



**Abb. A-34: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 116 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



**Abb. A-35: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 91 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L1**



**Abb. A-36: Teilentladungen in phasenbezogener Darstellung bei Untersuchung Nr. 91 bei Prüfspannung  $2 U_0$ , Leiter L3**