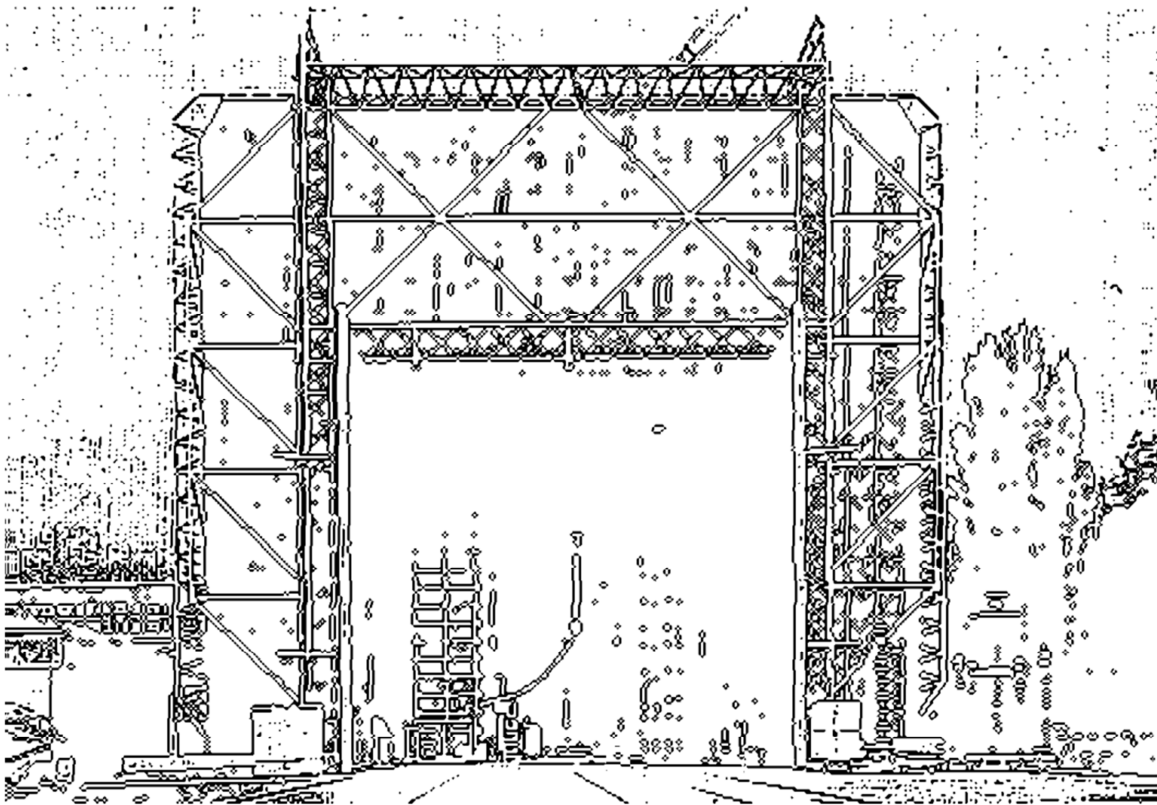


TECHNISCHE UNIVERSITÄT GRAZ

MASTERARBEIT



INSTITUT FÜR HOCHSPANNUNGSTECHNIK
UND SYSTEMMANAGEMENT

Zustandsdiagnose an Transformatordurchführungen

Masterarbeit

von

Andreas Gumpinger BSc

Technische Universität Graz

Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement



In Zusammenarbeit mit der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG und TIWAG-Netz AG



Beurteilt von:

Dipl.-Ing. Dr.techn. Univ.-Doz. Christof Sumereder

Betreut von:

Dipl.-Ing. Dr.techn. Univ.-Doz. Christof Sumereder ¹

Dipl.-Ing. Johannes Rief ²

Josef Egger ³

¹ TU Graz

² TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG

³ TIWAG-Netz AG

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich bei den Personen bedanken, welche mich bei der Verfassung dieser Masterarbeit unterstützt haben.

Besonderer Dank gilt meinem Betreuer Herrn Dipl.-Ing. Dr.techn. Univ.-Doz. Christof Sumereder vom Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, der die für mich perfekte Masterarbeit in die Wege geleitet hat. Mein Wunsch war eine praktische Arbeit mit Messungen und Firmenbeteiligung, wenn möglich in Tirol. Diese Masterarbeit erfüllte alle meine Vorstellungen und ich möchte mich herzlich für die Unterstützung und hervorragende Betreuung bedanken.

Vielen Dank an all die Beteiligten der TIWAG-Tiroler Wasserkraft AG und TIWAG-Netz AG, die mir das dreimonatige Praktikum und dadurch eine praxisnahe Masterarbeit ermöglicht haben. Die Betreuung in Tirol erfolgte durch Dipl.-Ing. Johannes Rief und Josef Egger, deren fachliches Wissen und zeitliches Engagement wesentlich zum Erfolg dieser Arbeit beigetragen hat.

Mein Dank gilt auch dem Institutsvorstand O.Univ.-Prof. Dipl.-Ing. Dr.techn. Dr.h.c. Hans Michael Muhr, für die Möglichkeit meine Masterarbeit an seinem Institut durchführen zu können und die Ermöglichung der dreimonatigen Benutzung der beiden verwendeten Messgeräte.

Außerdem möchte ich mich bei den Mitarbeitern folgender Elektrizitätsversorgungsunternehmen herzlich bedanken, welche sich die Zeit genommen haben, um den Fragebogen der Umfrage zu beantworten: TIWAG-Netz AG, Kelag Netz GmbH, ENSO Energie Sachsen Ost AG, Energie AG Oberösterreich Netz GmbH, Verbund Hydro Power AG, Ennskraft AG und Wien Energie GmbH.

Des Weiteren möchte ich mich bei meinem WG-Kollegen Thomas Hager für die gemeinsam erlebte Studienzeit, freundschaftliche Unterstützung und das Korrekturlesen herzlich bedanken.

Zu guter Letzt möchte ich meinen Eltern danken, welche mir das Studium finanziell ermöglichten und mich stets moralisch unterstützt haben.

VIELEN DANK!

EIDESSTÄTLICHE ERKLÄRUNG

Ich erkläre an Eides statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbstständig verfasst, andere als die angegebenen Quellen/Hilfsmittel nicht benutzt und die den benutzten Quellen wörtlich und inhaltlich entnommenen Stellen als solche kenntlich gemacht habe.

Graz, am

.....

(Unterschrift)

Englische Fassung:

STATUTORY DECLARATION

I declare that I have authored this thesis independently, that I have not used other than the declared sources / resources and that I have explicitly marked all material which has been quoted either literally or by content from the used sources.

.....

date

.....

(signature)

Kurzfassung:

Transformatordurchführungen sind als „Nadelöhre des Energietransportes“ von hoher strategischer Bedeutung für den weitaus teureren Transformator. Sie werden im Betrieb besonders hohen thermischen und elektrischen Belastungen ausgesetzt, wodurch eine beschleunigte Alterung des Dielektrikums erfolgt. Durchführungsschäden zählen zu den häufigsten Ursachen für Transformatorausfälle und können im schlimmsten Fall zu einem Transformatorbrand führen. Um das Risiko eines Folgeschadens bzw. einer Versorgungsunterbrechung aufgrund einer defekten Durchführung zu minimieren, kann anhand von verschiedenen Diagnoseverfahren der Zustand bewertet und gegebenenfalls ein Austausch angeordnet werden.

Der theoretische Teil dieser Arbeit beinhaltet den Aufbau und die Alterungsmechanismen der verschiedenen Durchführungstypen, sowie die unterschiedlichen Möglichkeiten der technischen Diagnostik, um den Zustand der Durchführung zu bewerten. Im Anschluss wird näher auf Lagerung, Instandhaltung und Erneuerungsstrategien von Durchführungen eingegangen. Um die Strategien der einzelnen Elektrizitätsversorgungsunternehmen zu vergleichen, wurde eine Umfrage mit dem Thema *Transformatordurchführungen* erstellt.

Im praktischen Teil wurden, im Zuge eines dreimonatigen Praktikums in Zusammenarbeit mit der TIWAG-Netz AG, an 42 Transformatordurchführungen Messungen vorgenommen und deren Zustand anhand eines Bewertungsschemas nach dem Schulnotensystem beurteilt. Die Diagnosemessungen erfolgten mittels PDC- und FDS-Analyse (Polarization Depolarization Current und Frequency Domain Spectroscopy) und wurden sowohl an ausgebauten Durchführungen, als auch Vor-Ort an eingebauten Durchführungen an freigeschalteten Transformatoren vorgenommen.

Die Auswertungen der Diagnosemessungen zeigen deutlich, dass die korrekte Lagerung von Reservedurchführungen eine große Rolle spielt und Vor-Ort Messungen an betriebsgealterten Durchführungen das Risiko eines Ausfalls und Folgeschadens erheblich minimieren.

Schlüsselwörter:

Durchführungen, Aufbau, Alterung, Reservedurchführungen, Lagerung, Instandhaltung und Erneuerungsstrategie, Umfrage, PDC-Analyse, FDS-Analyse, Vor-Ort Messungen, Bewertungsschema

Abstract:

Transformer bushings are “energy transport bottlenecks” and components of major strategic importance for the much more expensive transformer. During operation they are exposed to very high thermal and electrical stress, which leads to accelerated aging of the dielectric. Damaged bushings are the most common cause of transformer failures and - in the worst case – they can lead to a burning transformer. In order to minimize the risk of secondary damages or interruption of supply due to a defective bushing, the condition of the bushing can be evaluated by various diagnostic methods and, if required, an exchange can be arranged.

The theoretical part of this work includes the design and aging mechanisms of the different bushing types, as well as several possibilities of technical diagnostic methods that are used in order to evaluate the condition of the bushing. Following, more detail on storage, maintenance and renewal strategies of bushings are discussed. To compare the strategies of individual electricity supply companies, a survey of the subject *transformer bushings* was accomplished.

The practical part was created as part of a three-month internship in cooperation with the TIWAG-Netz AG. A total of 42 transformer bushings were measured and their condition was assessed by using an evaluation scheme on the basis of the school grading system. The diagnostic measurements were realized by the PDC- and FDS-Analysis (Polarization Depolarization Current and Frequency Domain Spectroscopy) and were performed on removed bushings as well as on-site on built-in bushings on disconnected transformers.

The evaluation of the diagnostic measurements clearly shows that the correct storage of spare bushings plays a major role and that the on-site measurements on in-service aged transformer bushings minimize the risk of failure and secondary damages.

Keywords:

High Voltage Bushings, Transformer Bushing, Ageing, Spare Bushings, Storage, Maintenance and Renewal Strategies, Survey, PDC-Analysis, FDS Analysis, On-Site Measurement, Evaluation Scheme

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung.....	10
2	Arten, Aufbau und Alterung von Durchführungen.....	12
2.1	Allgemeines über Durchführungen	12
2.2	Komponenten bei Durchführungen.....	12
2.2.1	Innere Isolierung	12
2.2.2	Äußere Isolierung.....	17
2.3	Aufbau und Bauformen	21
2.3.1	Hartpapier Durchführungen (Resin Bonded Paper)	26
2.3.2	Öl-imprägnierte Durchführungen (Oil Impregnated Paper)	27
2.3.3	Gießharz-imprägnierte Durchführungen (Resin Impregnated Paper).....	29
2.4	Alterung von Durchführungen.....	31
2.4.1	Teildurchschläge.....	34
2.4.2	Feuchtigkeit.....	36
2.4.3	Alterung bei RBP-Durchführungen	37
2.4.4	Alterung bei OIP-Durchführungen	38
2.4.5	Alterung bei RIP-Durchführungen.....	39
3	Technische Diagnostik bei eingebauten- und Reservedurchführungen	40
3.1	Dielektrische Diagnostik	40
3.1.1	Verlustfaktor und Kapazität	40
3.1.2	Isolationswiderstand.....	45
3.1.3	Teilentladungen.....	46
3.1.4	Online Monitoring	46
3.2	Dielektrische Antwortfunktion	48
3.2.1	Polarisationsmechanismen.....	49
3.2.2	Polarization Depolarization Current (PDC)	55
3.2.3	Frequency Domain Spectroscopy (FDS)	57
3.2.4	Kombinierte PDC-FDS Messung.....	58
3.2.5	Isothermal Relaxation Current (IRC)	59

3.2.6	Recovery Voltage Method (RVM)	60
3.3	Sonstige Diagnoseverfahren	61
3.3.1	Chemische Diagnostik (Ölanalyse).....	61
3.3.2	Optische Diagnostik	63
3.3.3	Thermische Diagnostik (Infrarot-Thermografie)	65
3.3.4	Akustische Diagnostik (TE)	66
4	Lagerung von Durchführungen	68
5	Instandhaltung und Erneuerungsstrategien	71
5.1	Instandhaltung und Erneuerungsstrategien bei Durchführungen	71
6	Vergleich der Strategien verschiedener Betreiber	75
7	Bewertungsschema	81
8	Praktische Messungen mit Auswertungen.....	83
8.1	Messobjekte	83
8.2	Versuchsaufbau	83
8.2.1	Versuchsaufbau Spritzraum	83
8.2.2	Vollständig geschirmter Versuchsaufbau.....	84
8.3	Messgeräte	85
8.3.1	PDC-Analyser 1MOD	85
8.3.2	Dielectric Response Analyser (DIRANA)	87
8.3.3	CPC100/TD1.....	89
8.4	Messschaltung	90
8.4.1	Isolierter Flansch.....	90
8.4.2	Geerdeter Flansch	91
8.5	Messungen in der Werkstätte mit Auswertungen.....	96
8.5.1	145kV Durchführungen des Transformator Ötztal (UM2).....	96
8.5.2	36kV Reservedurchführungen.....	99
8.5.3	Defekte 145kV Durchführung des Transformator Kirchbichl (HUM2).....	103
8.6	Vor-Ort Messungen mit Auswertungen.....	107
8.6.1	Durchführungen des 110/6kV Reservetransformator Jenbach	108
8.6.2	Durchführungen des Maschinentransformator Achensee (MA5)	111

8.7	Zusammenfassung der Messergebnisse	115
9	Resümee	118
10	Zusammenfassung.....	120
11	Abbildungsverzeichnis	122
12	Literaturverzeichnis	125

1 Einleitung

Transformatoren sind für den Transport von elektrischer Energie strategisch wichtige und teure Betriebsmittel. Deshalb werden Transformatoren mit Schutz- und Monitoring-Geräten ausgestattet und regelmäßige Offline-Messungen angeordnet. Dabei werden diverse Ölanalysen durchgeführt, Isolationswiderstände gemessen, Transferfunktionsmessungen (FRA) und viele weitere Diagnosemessungen unternommen. Transformatordurchführungen werden jedoch meist stiefmütterlich behandelt und nur sehr selten oder nie gemessen. Diese, im Vergleich zum Transformator billigen Komponenten bergen ein sehr großes Gefahrenpotenzial. Bei der Betrachtung verschiedener Störstatistiken ist ersichtlich, dass Transformatordurchführungen je nach Quelle für 10%, 14%, 30% oder gar 40% der Transformatorausfälle verantwortlich sind (siehe Abbildung 1-1 und Abbildung 1-2). Defekte Durchführungen verursachen, neben Versorgungsunterbrechungen, oft hohe Folgeschäden.

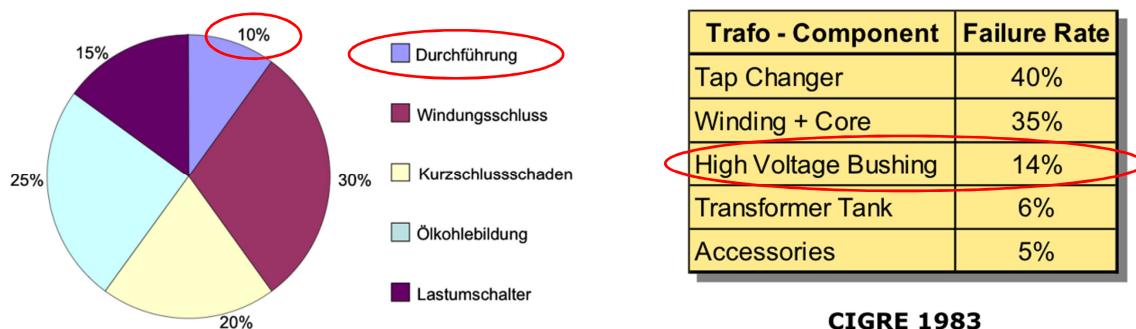


Abbildung 1-1: Transformator Störstatistiken [1] [2]

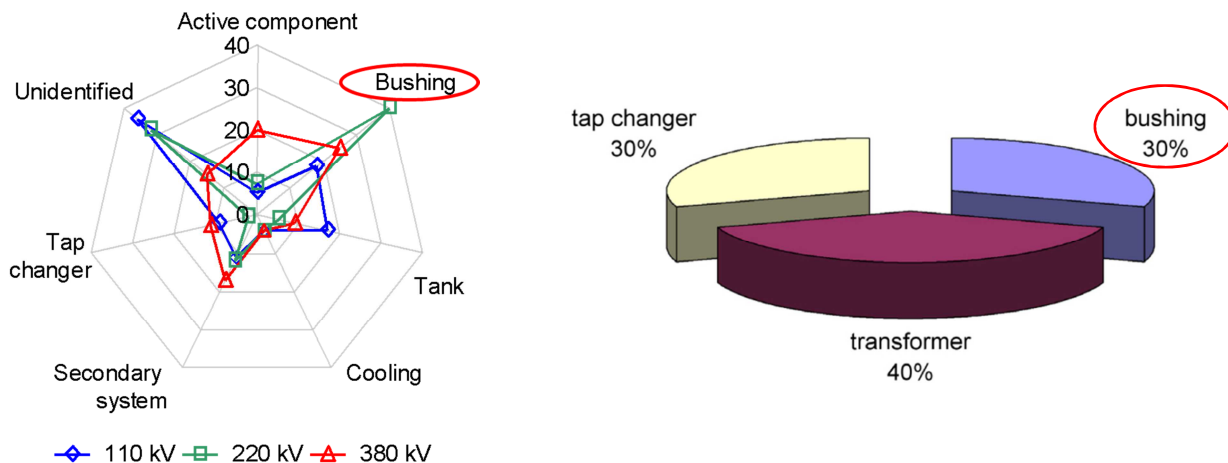


Abbildung 1-2: Transformator Störstatistiken [3] [4]

Folgendes Beispiel zeigt eine defekte 220kV Transformatordurchführung in Eiberg (Deutschland), deren Porzellanschirm explodiert ist (Abbildung 1-3). Die scharfkantigen Porzellansplitter können dabei mehrere hundert Meter fliegen, beschädigen meist andere Betriebsmittel und stellen eine große Gefahr für den Menschen dar. In diesem Fall wurde auch die benachbarte Durchführung durch die Explosion zerstört. [5]

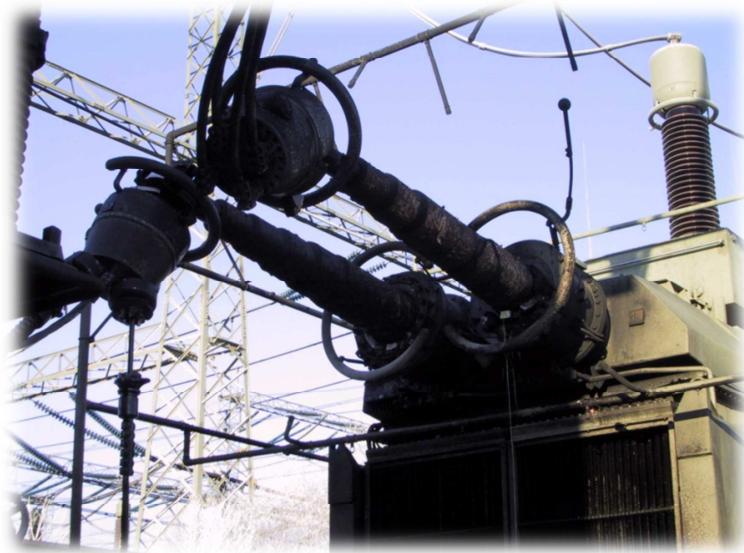


Abbildung 1-3: 220kV Durchführungen – Explosion des Porzellanschirmes, Eiberg (Deutschland), 2001 [5]

Im schlimmsten Fall verursacht eine defekte Durchführung einen Transformatorbrand. Folgendes Beispiel zeigt den Brand eines Transformators im Kraftwerk Frimmersdorf, welcher aufgrund einer defekten 380kV Durchführung ausgelöst wurde. [5]



Abbildung 1-4: Transformatorbrand aufgrund einer defekten 380kV Durchführung im KW Frimmersdorf (Deutschland) [5]

An diesen Beispielen ist deutlich ersichtlich, dass Durchführungen ein großes Gefahrenpotenzial darstellen und enorme Folgeschäden verursachen können. Das von defekten Transformator durchführungen ausgehende Risiko lässt sich mithilfe der Diagnostik deutlich minimieren.

2 Arten, Aufbau und Alterung von Durchführungen

2.1 Allgemeines über Durchführungen

Durchführungen sind strategisch wichtige Komponenten von Leistungstransformatoren, gasisolierten Schaltanlagen und weiteren Betriebsmitteln. Die Aufgabe besteht in der Führung eines Leiters durch eine Öffnung einer geerdeten Wand bzw. eines Transformatorkeessels. Um die dadurch entstehende Gleitanordnung zu beherrschen muss eine Durchführung die Festigkeit soweit erhöhen und das elektrische Feld soweit vergleichmäßigen, dass es bei Betriebs- und Prüfbeanspruchung zu keinen Überschlügen auf geerdete Teile kommt. Je nach Spannungshöhe und Einsatzbereich kommen ungesteuerte, geometrisch gesteuerte oder kapazitiv gesteuerte Durchführungen zum Einsatz. Im Laufe der Jahre haben sich durch die technologische Entwicklung verschiedene Durchführungstypen und Bauformen entwickelt. [6]

2.2 Komponenten bei Durchführungen

Eine Durchführung besteht aus einem inneren Leiter der von einer inneren und äußeren Isolierung, einer Feldsteuerung und einem Gehäuse umgeben ist. Weitere Bestandteile sind Hilfsmittel zur Befestigung (Flansch oder Befestigungsvorrichtung).

2.2.1 Innere Isolierung

Das innere Isoliersystem besteht aus Isolierpapier, welches mit Öl oder Harz imprägniert wird. Durch diese Kombination können die benötigten hohen elektrischen Festigkeiten erreicht werden. In den folgenden Kapiteln wird auf die einzelnen Bestandteile näher eingegangen.

2.2.1.1 Isolierpapier (Zellulose)

Isolierpapiere aus Faserstoffen werden in Durchführungen, Kondensatoren, Kabeln, Wandlern und Transformatoren als Dielektrikum eingesetzt. Sie zählen somit zu den wichtigsten Isolierstoffen in der Hochspannungstechnik. Papiere erhalten ihre hervorragenden elektrischen Eigenschaften erst in Verbindung mit einem geeigneten Imprägniermittel. Durch die Kombination von Isolierpapier mit Mineralöl oder Harz werden die Poren bzw. Hohlräume zwischen den Fasern imprägniert und eine sehr hohe elektrische Festigkeit erreicht. Diese Eigenschaft von imprägnierten Faserstoffen lässt sich durch die Barrierenwirkung der Fasern erklären, da das Volumen in viele Spalten bzw. Poren mit hoher Festigkeit unterteilt wird. [6]

Zur Herstellung von Isolierpapier wird Zellstoff aus Nadelhölzern gewonnen, der im Wesentlichen aus Zellulosefasern besteht. (Abbildung 2-1) Hochwertiger Zellstoff besteht vorwiegend aus Alpha-Zellulose, ein aus Glucoseeinheiten bestehendes, kettenförmiges, hochpolymeres Kohlehydrat (mit einem Polymerisationsgrad von etwa 2000) und einem geringen Anteil von Hemi-Zellulose (mit einem Polymerisationsgrad von kleiner 200). Hemi-Zellulose trägt zur leichteren Bildung von Wasserstoffbrücken bei und erhöht dadurch die Festigkeit der Faser, wenn der Anteil unter 10% bleibt. [7] Die qualitativ hochwertigsten Fasern werden aus Nadelhölzern in der Nähe der Wachstumsgrenze wie z.B. der nordischen Fichte oder Kiefer hergestellt, da diese besonders langsam und dicht gewachsene Fasern aufweisen. [6]

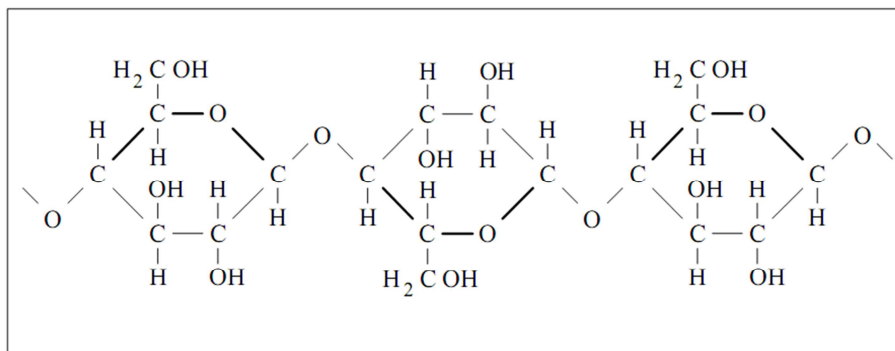


Abbildung 2-1: Makromolekül der Zellulose [6]

Da Zellstoff eine faserförmige Struktur mit Kapillaren und eine große Oberfläche besitzt, ergibt sich ein starkes hygroskopisches Verhalten von Papier (bindet Feuchtigkeit aus der Umgebung). Der Wassergehalt von imprägniertem Papier beeinflusst die dielektrischen Eigenschaften erheblich (Leitfähigkeit und Verlustfaktor steigen an), weshalb auf eine gute Trocknung (0,3 bis 0,5% Wassergehalt) Wert gelegt wird. Zusätzlich beschleunigt die Feuchtigkeit die Alterung bei hohen Betriebstemperaturen, welche sich durch Depolymerisation der langkettigen Zellulosemoleküle widerspiegelt. Deshalb muss das Isolierpapier besonders vor äußeren klimatischen Bedingungen geschützt werden um hohe Durchschlagsfestigkeit, gute dielektrische Eigenschaften und lange Lebensdauer zu erreichen. [6]

Isolierpapier wird in Hochspannungsdurchführungen hauptsächlich als Epoxid- oder Phenolharzimprägniertes Hartpapier oder als Öl imprägniertes Weichpapier eingesetzt. Die äußere Isolierung schützt das Papier vor Feuchtigkeit. [8]

Bei Hochtemperatur- und Hochstromanwendungen kommen auch Papiere aus synthetischen Faserstoffen wie Nomex® zum Einsatz. [9] Diese werden aus Aramid-Fasern hergestellt und zeichnen sich durch ihre hohe Dauertemperaturbeständigkeit bis 220°C aus. Zellulose wird im Vergleich schon bei Temperaturen über 120°C durch Abspaltung von Gasen thermisch zersetzt. Die mechanische Festigkeit ist jedoch deutlich geringer als bei zellulosehaltigen

Papieren, deshalb war die Herstellung mit zufriedenstellender mechanischer Beständigkeit lange Zeit nicht möglich. Aramid-Produkte haben aufgrund ihrer Imprägnierbarkeit ähnlich gute elektrische Eigenschaften wie Zellulose-Produkte. Sie zeichnen sich auch durch praktisch vernachlässigbare Alterung und ausgezeichnete Teilentladungsbeständigkeit aus. Ein großer Nachteil von Aramid-Produkten ist der hohe Preis im Vergleich zu Zellulose-Produkten. [6]

2.2.1.2 Isolieröl

Isolieröl hat in Weichpapierdurchführungen die Aufgabe, Hohlräume durch Imprägnierung aufzufüllen, wodurch eine hohe elektrische Festigkeit erreicht wird.

Bei der Konstruktion von Durchführungen muss auf die thermische Ausdehnung von Isolieröl geachtet werden. Der Volumenausdehnungskoeffizient von Isolierflüssigkeiten beträgt ca. 7 bis $10 \cdot 10^{-4}/K$, dies entspricht einer Volumenzunahme von 7 bis 10% bei einem Temperaturhub von $100K$. In ölgefüllten, hermetisch abgeschlossenen Durchführungen erfolgt die Volumenkompensation durch Dehnzellen, komprimierbare Faltenbälge oder durch kompressible Gaspolster (z.B. aus Stickstoff).

Die elektrischen Eigenschaften von Isolieröl verschlechtern sich mit zunehmendem Wasser- und Gasgehalt. Deshalb muss vor der Füllung einer Durchführung eine Trocknung und Entgasung des Öls in einer Aufbereitungsanlage durchgeführt werden. [6]

Nach IEC 60156 soll neues Isolieröl eine Durchschlagsspannung von mindestens 50 bis $60kV$, bei kugelförmiger Elektrodenform und einer genormten Schlagweite von $2,5mm$ aufweisen. [8]

Besondere Anforderungen: [10]

- **Viskosität des Öls:** Bestimmt die Fähigkeit des Abtransports der Wärme. Je höher viskos ein Öl ist, desto geringer die Zirkulation und desto ungünstiger die Kühlung.
- **Maximaler Flammpunkt des Öl-Gas-Gemisches:** Entspricht jener Temperatur, bei der im Öl gebundene, brennbare Gase entweichen und die Gaskonzentration eine Zündung ermöglicht.
- **Minimale Strömungstemperatur:** Bestimmt jene Temperatur bei der das Öl seine viskosen Eigenschaften soweit verschlechtert, dass eine Kühlung der Durchführung gefährdet ist und stellt somit die untere Temperaturgrenze der Durchführung dar.
- **Durchschlagsfestigkeit:** Entspricht der benötigten Spannung um einen Durchschlag im Öl zwischen zwei spezifischen Elektroden auf einem bestimmten Abstand zu erreichen. Dieser Wert ist ein Indikator für sämtliche Verunreinigung des Öls, wie

Wassergehalt, abgesonderte leitfähige Partikel, organische Säuren und andere Elektrolyte.

- **Alterungsbeständigkeit:** Bestimmt die Fähigkeit des Öls seine Eigenschaften als Isolier- und Kühlmedium über einen langen Zeitraum zu bewahren. Für die Alterung sind Oxidationsprozesse verantwortlich und machen sich durch dunkel werdendes, mit Säure und unlöslichem Schlamm versetztes Öl bemerkbar, welches seine Eigenschaften deutlich verschlechtert.

Mineralöl ist das am häufigsten verwendete Isolieröl und wird in Durchführungen, Transformatoren, Ölkabeln, Kondensatoren und Wandlern eingesetzt. Die Herstellung erfolgt aus Erdöl durch Raffination, Hydrierung und gegebenenfalls Zusatz von Inhibitoren (Hemmstoffen). Isolieröle auf Mineralölbasis bestehen aus folgenden Grundbestandteilen (Abbildung 2-2):

- **Paraffine** (Kettenmolekül ohne Doppelbindungen) und Iso-Paraffine (mit Verzweigungen): Die langkettige Struktur der Paraffine hemmt den Ölfluss bei tiefen Temperaturen.
- **Naphtene** (ringförmige Kohlenwasserstoffe ohne Doppelbindungen): Isolieröle mit einem hohen Naphtene Anteil eignen sich auch für den Einsatz bei tiefen Temperaturen.
- **Aromate** (Kohlenwasserstoffe mit Benzolringen): In Verbindung mit Sauerstoff und Licht führen Aromate zu einer beschleunigten Alterung des Öls. Sie besitzen aber auch den großen Vorteil der Gasfestigkeit.
- **Olefine** (ketten- oder ringförmige Moleküle mit Doppelbindungen): Senken durch die chemisch angreifbaren, ungesättigten Doppelbindungen die Altersstabilität des Öls stark ab. Deshalb sollten Isolieröle nur geringe Anteile an Olefine enthalten.

Aufgrund der hohen elektrischen Belastungen in Durchführungen werden meist aromatenhaltige, gasfeste Mineralöle eingesetzt. [6]

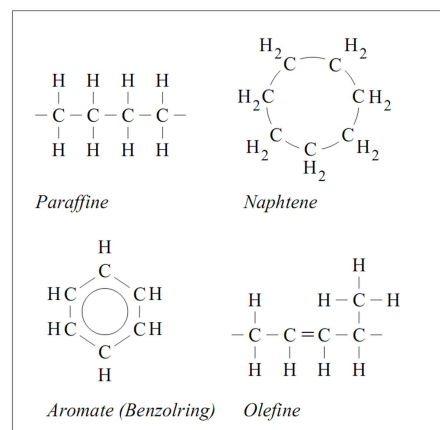


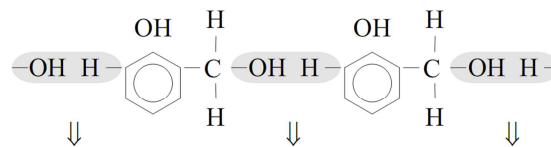
Abbildung 2-2: Grundbestandteile von mineralischem Isolieröl [6]

2.2.1.3 Harze und Kunstharze

Bei Hochspannungsdurchführungen kommen Phenol- und Epoxidharze zum Einsatz, um das Isolierpapier zu imprägnieren und ein ölfreies Dielektrikum herzustellen.

Phenolharze

Dieses Kunstharz wird durch Polykondensation unter Abspaltung von Wasser hergestellt (Abbildung 2-3). Phenolharz zählt zu den ersten in der Elektrotechnik eingesetzten Kunstharzen und wurde bis zu einer Spannungshöhe von 220kV verwendet. Mithilfe dieses Harzes wurde die Herstellung der ersten ölfreien Isolierteile aus sogenanntem Hartpapier ermöglicht. Aufgrund der heutigen Technik der hohlraumfreien Isolierung ist diese Technologie veraltet, es befinden sich aber noch immer Hartpapierdurchführungen in Betrieb. [6]

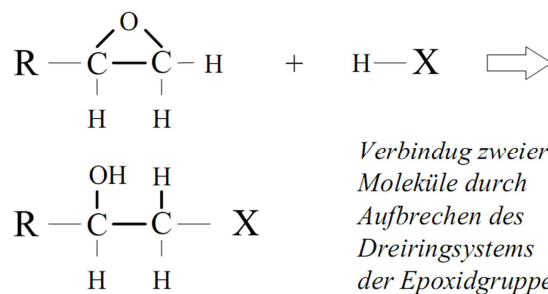


Phenolharz und Wasser

Abbildung 2-3: Molekülstruktur von Phenolharz unter Abspaltung von Wasser [6]

Epoxidharz (Gießharz)

Epoxidharze sind polymere Verbindungen, welche Epoxidgruppen mit verspanntem Dreiringsystem enthalten (Abbildung 2-4). Da diese Gruppen sehr instabil sind, eignen sie sich besonders zum Aufbau von Makromolekülen und zur räumlichen Vernetzung. Durch Polyaddition wird das Dreiringsystem aufgebrochen und es erfolgt ein Platzwechsel von H-Atomen. Somit entstehen Verbindungen zu Nachbarmolekülen, wobei keine niedermolekularen Reaktionsprodukte entstehen. Deshalb eignen sich Epoxidharze besonders als Gießharz und zur Produktion von hochwertigen Isolierteilen.



Verbindung zweier Moleküle durch Aufbrechen des Dreiringsystems der Epoxidgruppe

Abbildung 2-4: Reaktion der Epoxidgruppe [6]

Das noch nicht vernetzte Reaktionsharz (Harzkomponente) entsteht durch den stufenweisen Aufbau von Makromolekülen aus Monomeren und ist, je nach Kettenlänge, bei Raumtemperatur flüssig (Flüssigharz) oder fest (Festharz). Wird das Reaktionsharz mit dem Härter vermischt (Härterkomponente) so reagiert dieses und es bildet sich durch räumliche Vernetzung ein duroplastischer Formstoff. Aufgrund des Viskositätsanstiegs während der Härtung ist die Verarbeitungszeit begrenzt und wird als Topfzeit bezeichnet. Als Härter werden überwiegend Amine und Anhydride verwendet.

Zur Verbesserung der Eigenschaften werden mineralische Füllstoffe bis zu einem Füllgrad von 55 bis 65 Gewichtsprozent beigemischt. Diese verringern die Wärmeentwicklung und den Reaktionsschwund bei der Härtungsreaktion und ermöglichen so auch die Herstellung großer Gießlinge. Kristallines Quarzmehl wird als gängigster Füllstoff zur Verbesserung der mechanischen Festigkeit und Wärmeleitfähigkeit eingesetzt.

Die einzelnen Komponenten (Harz, Härter, Beschleuniger, Füllstoff, Farbstoff und Additive) werden unter Vakuum vermischt, um hinreichende Entgasung und hohlraumfreie Produkte sicherzustellen. [6]

In der Hochspannungstechnik werden vorzugsweise Bisphenol-A basierende Gießharze eingesetzt (Abbildung 2-5). Sie kommt neben Gießharz-Durchführungen auch bei Stützern, Isolatoren, Wandlern, Ständerwicklungen elektr. Maschinen, Schaltstangen u.v.m. zum Einsatz. Eine monomere Verbindung aus zwei Mol Phenol und einem Mol Aceton bilden den Harzgrundstoff Bisphenol-A. In einer Polykondensationsreaktion entsteht zusammen mit Epichlorhydrin unter Abspaltung von Chlorwasserstoff ($\text{HCl} + \text{H}_2\text{O} \Rightarrow \text{Salzsäure}$) das eigentliche Epoxidharz. [11]

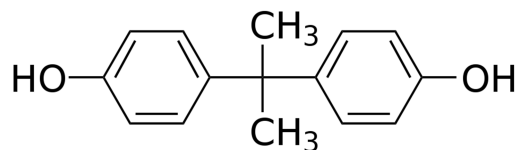


Abbildung 2-5: Strukturformel von Bisphenol-A⁴

2.2.2 Äußere Isolierung

Die äußere Isolierung übernimmt bei Durchführungen neben der mechanischen Stabilität auch den Schutz gegen äußere Umwelteinflüsse. Je nach äußeren Gegebenheiten und Umweltfaktoren werden verschiedene Materialien als Stützkörper verwendet.

⁴ http://de.wikipedia.org/wiki/Bisphenol_A

2.2.2.1 Porzellan

Porzellan zählt zu den anorganischen, festen Isolierstoffen und eignet sich auf Grund der hohen mechanischen Festigkeit zur Herstellung von äußeren Isolierungen in Form mechanisch fester Stütz-, Trag- und Gehäuseisolatoren.

Zur Herstellung von Porzellanisolatoren werden die mineralischen Rohstoffe Feldspat (Alkali-Aluminium-Silikat), Kaolin (Aluminiumsilikat) und Quarz (SiO_2) oder Aluminiumoxid fein gemahlen, mit Wasser vermischt und in Form gebracht. Das Mischverhältnis der Komponenten bestimmt die mechanischen, thermischen und elektrischen Eigenschaften des fertigen Isolators (Abbildung 2-6), wobei Aluminiumoxid-Porzellan bessere mechanische Eigenschaften und bessere Verarbeitbarkeit als Quarz-Porzellan aufweist. [6]

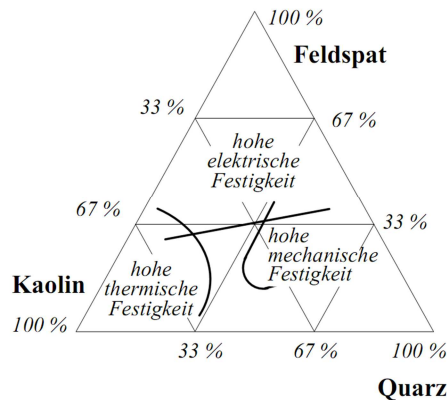


Abbildung 2-6: Eigenschaften von Quarz-Porzellan in Abhängigkeit der Zusammensetzung [6]

In Strangpressanlagen werden unter Vakuum aus der weichen Masse zylindrische Hubel geformt und nach einer Trocknung durch drehen oder pressen in die gewünschte Form gebracht. (Abbildung 2-7) Durch Aufbringen von niedriger schmelzenden Mineralien und anschließendem Brennvorgang bildet sich eine geschlossene, glasartige Oberfläche (Glasur). Bei 1400 bis 1500°C und 40 bis 50 Stunden entsteht im Brennofen aus der Porzellanmasse ein fest gesintertes Produkt aus Kristallen und es ergibt sich ein starker Schwund von ca. 15 bis 20%. [6]

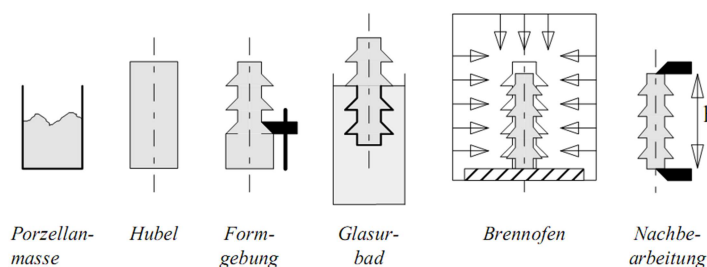


Abbildung 2-7: Herstellung von Porzellanisolatoren [6]

Porzellan zeichnet sich durch hohe Temperaturbeständigkeit, gute Wärmeleitfähigkeit und hohe mechanischen Festigkeit aus. Aufgrund der geschlossenporigen Oberfläche (Glasur)

resultiert eine gute Witterungsbeständigkeit sowie eine Unempfindlichkeit gegen Chemikalien, Strahlung und Teilentladungsbeanspruchungen. Der entscheidende Nachteil von Porzellanisolatoren ist ihr hydrophiles (altgriech.: „Wasser-Liebend“) Verhalten, wodurch der Oberflächenwiderstand bei hoher Luftfeuchtigkeit oder direkter Befeuchtung stark sinkt. Durch das Bilden von leitfähigen Filmen und Schmutzablagerungen steigt somit die Gefahr eines Fremdschichtüberschlages. Silikonschirm-Verbundisolatoren verdrängen bei schwierigen Umgebungsbedingungen durch ihre hydrophoben (altgriech.: „Wasser-Furcht“) Eigenschaften zunehmend Porzellanisolatoren. Ein weiterer Nachteil ist die Gefahr von explodierendem Porzellan bei Kurz- oder Erdschlüssen. [6]

2.2.2.2 Glasfaserverstärkter Kunststoff (GFK)

GFK weist durch die Einarbeitung von Glasfasern in Kunststoff (meist Gießharze) sehr hohe mechanische Festigkeiten auf. Für die elektrische Festigkeit ist eine geeignete Oberflächenbehandlung (Silanisierung) der Glasfasern essentiell, um eine dauerhafte Bindung zwischen Fasern und Kunststoff zu gewährleisten. Fehlerhafte Silanisierung führt zur Ablösung der Fasern und Ablagerung eindiffundierter Feuchtigkeit.

GFK wird bei Durchführungen in Verbindung mit Silikonschirmen als Gehäuseisolator eingesetzt (GFK-Silikonschirm-Verbundisolator). Dieser sorgt bei großen Durchführungen für höhere Stabilität und bietet zusätzlichen Schutz vor eindringender Feuchtigkeit bei defekten Silikonschirmen. Die Vorteile der Verbundisolatoren gegenüber herkömmlichen Porzellanisolatoren sind die Hydrophobie der Silikonoberfläche, das erheblich geringere Gewicht und vor allem das geringere Gefährdungspotenzial durch explodierendes Porzellan im Fehlerfall. [6]

2.2.2.3 Polyurethan (PU)

Polyurethane haben nach ihrer Aushärtung duroplastische oder elastische Eigenschaften. Die elektrischen Eigenschaften sind etwas schlechter als die von Epoxidharzen. Zu den Vorteilen zählen die hohe Kriechstromfestigkeit, hohe Zähigkeit und Elastizität. Aufgeschäumte elastische Polyurethane eignen sich aufgrund ihrer Kompressibilität sehr gut zum Ausgleich thermischer Dehnungen in Durchführungen. Sie werden als feinporiger Schaum für die Nebenisolation zwischen Epoxidharzwickel und Gehäuseisolator eingesetzt. Elektrische Feldstärke, Porengröße und Gasart müssen aufeinander angepasst werden, damit das Paschen-Gesetz eingehalten wird und keine Entladungen zünden. (Das Paschen-Gesetz besagt, dass die Durchschlagsspannung eine Funktion des Produktes aus Druck und Elektrodenabstand ist) [6]

2.2.2.4 Silikonelastomere (SIR)

Silikonelastomere finden als freilufttaugliche Isolierungen für Durchführungen, Wandler, Isolatorstäbe, potenzialsteuernde Kabelendverschlüsse und thermisch beständige Kabelisolierungen Anwendung.

Die Verwendung von GFK-Silikonschirm-Isolatoren bei Durchführungen erfreut sich als Alternative zu Porzellanisolatoren immer größerer Beliebtheit. Silikonelastomere entstehen durch räumliche Vernetzung (Vulkanisation) und sind besonders elastisch, dehnbar und formtreu. Ihre Eigenschaften werden stark von den mineralischen Füllstoffen (30-70%) und vom Vernetzungsgrad bestimmt. Derzeit werden zwei Typen von Silikonen für Hochspannungsdurchführungen verwendet. Es wird in hochtemperaturvernetzende HTV-Silikone (high temperature vulcanizing) und raumtemperaturvernetzende RTV-Silikone (room temperature vulcanizing) unterschieden. Anfangs wurden HTV-Silikone wegen ihrer besseren mechanischen Festigkeit bevorzugt. Inzwischen wurden jedoch die Eigenschaften der RTV-Silikone soweit verbessert, dass diese aufgrund der einfacheren Verarbeitung bei niedrigen Temperaturen zunehmend eingesetzt werden. [6]

Silikonoberflächen besitzen die herausragende Eigenschaft der Hydrophobie (altgriech.: „Wasser-Furcht“) und eignen sich somit ideal als Material für Freiluftisolierungen in stark verschmutzten Umgebungen. Selbst auf stark verunreinigten Oberflächen bilden sich bei Niederschlag isolierte Tröpfchen, wodurch der Oberflächenwiderstand auf hohem Niveau bleibt. Im Vergleich sind Porzellanoberflächen hydrophil (altgriech.: „Wasser-Liebend“), es bilden sich großflächige feuchte Filme, die große Strecken des Isolators überbrücken und Fremdschichtüberschläge einleiten. Hydrophobe Oberflächen weisen im Gegensatz zu hydrophilen Oberflächen große Kontaktwinkel Θ auf (Abbildung 2-8). Bei ablaufenden Tropfen auf der Isolieroberfläche unterscheidet man Vorrückwinkel Θ_v und Rückzugwinkel Θ_r , wobei letzterer als Maß für das Hinterlassen eines Feuchtefilms gilt. Langzeitversuche zeigen, dass sich die hydrophoben Eigenschaften auch auf abgelagerte Schmutzschichten übertragen und nach Überschlägen, Koronaentladungen oder Behandlung mit aggressiven Lösungsmitteln die ursprünglichen Eigenschaften in wenigen Tagen regenerieren. Diese Selbstheilung wird durch ausdiffundierende niedermolekulare Bestandteile des Silikons ermöglicht. Weitere positive Eigenschaften sind die Brandbeständigkeit, der weite Temperaturbereich (-60°C bis 180°C), Kriechstromfestigkeit und die Beständigkeit gegen Chemikalien, Witterungseinflüsse und Alterung. [6]

Auf Grund der Selbstreinigungsfähigkeit der Silikonisolierung ergeben sich eine längere Lebensdauer und wartungsbedingte Einsparungen. [9]

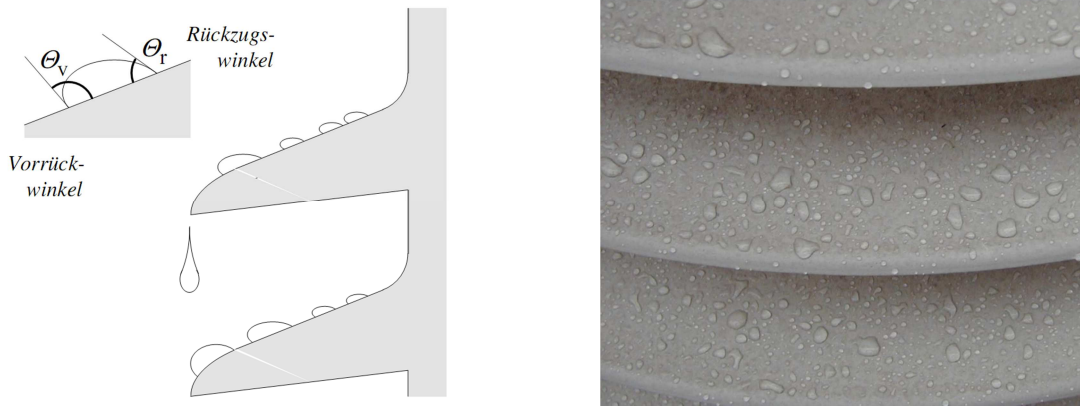


Abbildung 2-8: Tropfenbildung auf der Oberfläche eines hydrophoben Silikonschirmisolators [6] [12]

2.3 Aufbau und Bauformen

Durchführungen ermöglichen den Transport hoher Energien durch geerdete Gehäuseteile. Je nach Spannungshöhe und Einsatzbereich kommen ungesteuerte, geometrisch gesteuerte oder kapazitiv gesteuerte Durchführungen zum Einsatz (Abbildung 2-9).

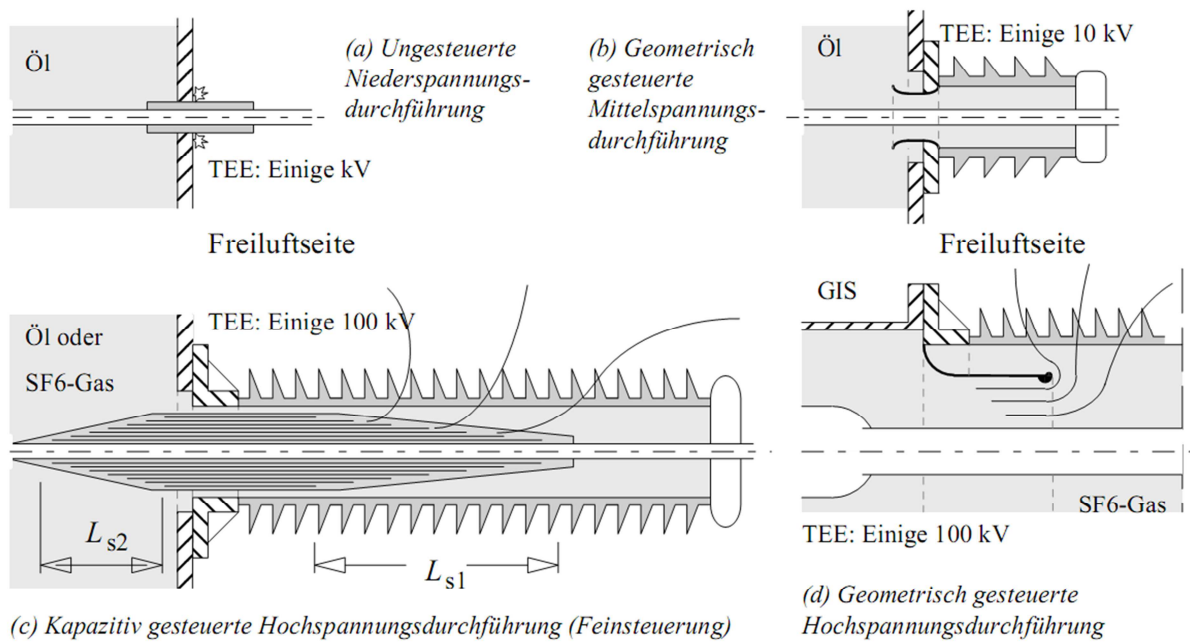


Abbildung 2-9: Typische Bauweisen für ungesteuerte, geometrisch und kapazitiv gesteuerte Durchführungen mit typische Spannungswerte des Teilentladungseinsatzes (TEE) [6]

Im Jahr 1883 wurde die erste einfache Durchführung gebaut, welche aus einem mit Porzellan Regenschirm isoliertem Leiter bestand (Abbildung 2-10) [8]. Aufgrund der großen Durchmesser bei höheren Spannungen und Entladungen an den wandseitigen Kanten sind ungesteuerte Durchführungen nur für niedrige Spannungen von einigen Kilovolt geeignet.

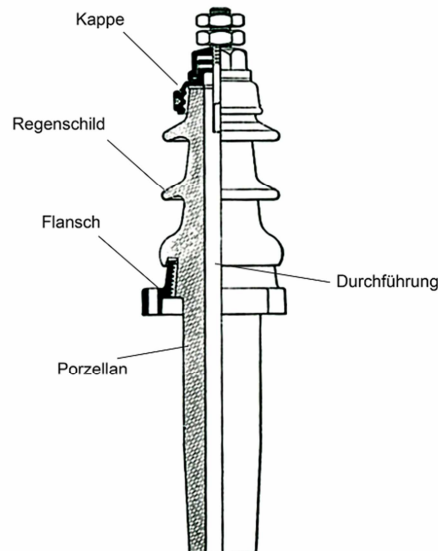


Abbildung 2-10: ungesteuerte Durchführung [8]

Im Mittelspannungsbereich (z.B. Verteiltransformatoren) werden vorwiegend geometrisch gesteuerte Durchführungen aus kostengünstigem Hohlraumporzellan eingesetzt. Im Vergleich zu den ungesteuerten Durchführungen ergibt sich durch ihre Ölfüllung eine etwa zehnfach höhere elektrische Festigkeit im Bereich der erdseitigen Kanten. (Abbildung 2-9 b) Mit Hilfe von Verrundungen, beidseitiger Deflektorgeometrie und Beschichtungen der Steuerelektrode und Leiter ist die Fertigung von geometrisch gesteuerten Mittelspannungsdurchführungen mit akzeptablen Durchmessern bis zu einer Spannung von 123kV möglich. [6]

Das Prinzip von kapazitiv gesteuerter Durchführungen wurde erstmals im Jahr 1906 von R. Nagel in einem Paper veröffentlicht [13]. Westinghouse baute als einer der ersten Hersteller im Jahr 1909 kapazitiv gesteuerte Durchführungen mit einer Nennspannung von 150kV (Abbildung 2-11) [14]. Auf Grund des Bedarfs immer höherer Übertragungsspannungen wurde die Entwicklung der Isolationsmaterialien und Herstellungsprozesse vorangetrieben. Zurzeit sind Hochspannungsdurchführungen bis zu einer Nennspannung von 1100kV im Einsatz.

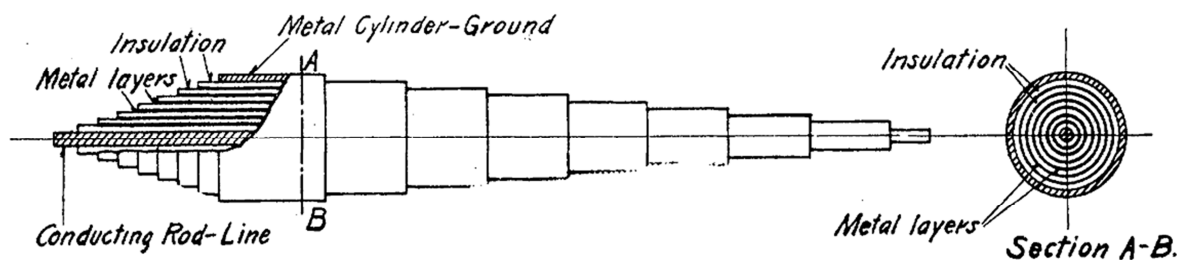


Abbildung 2-11: Technische Zeichnung einer kapazitiv gesteuerten Durchführung aus dem Jahr 1909 [14]

Der erhebliche Vorteil einer kapazitiven Feldsteuerung zeichnet sich durch relativ kleine Durchmesser aus. Durch zylindrische, in der Länge abgestufte, leitfähige Steuerbeläge resultieren gegenseitige Kapazitäten und eine bestimmte Potenzialaufteilung. Ziel ist eine

gleichmäßige Potenzialabstufung entlang der beide Steuerlängen L_{s1} und L_{s2} . Erfahrungswerte zeigen, dass die Steuerlänge L_{s1} etwa halb so lang wie die Schlagweite des Isolators zu wählen ist und etwa mittig platziert werden soll (Abbildung 2-9 c). Durch die Potentiale der Steuerbeläge wird die Feldverteilung außerhalb des Durchführungswickels beeinflusst und vergleichmäßigt, da diese in entsprechende Äquipotenzialflächen übergehen (Abbildung 2-12) [6].

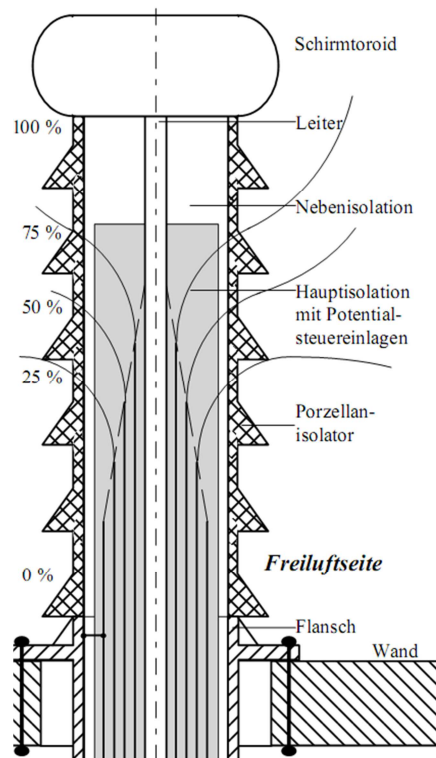


Abbildung 2-12: Freiluftseite einer Wanddurchführung [6]

Prinzipiell sind auch Feldsteuerungen mit Materialien erhöhter Leitfähigkeit (resistive Feldsteuerung) oder erhöhter Dielektrizitätszahl (refraktive Steuerung) möglich. Diese Feldsteuerungsprinzipien werden vor allem in der Kabelanschlusstechnik eingesetzt. [6]

In Abbildung 2-13 wird die elektrische Feldstärkeverteilung einer kapazitiv gesteuerten (links) und einer ungesteuerten Durchführung (rechts) entlang der Isolierung verglichen. Um Überschlüge auf den geerdeten Flansch zu verhindern, sollen in diesem Bereich besonders geringe Feldstärken angestrebt werden. Aufgrund der kapazitiven Feldsteuerung (links) wird eine gleichmäßige Verteilung erreicht und die erhöhten Feldstärken in großer Entfernung zum geerdeten Flanschbereich gebracht. Im Vergleich entsteht bei der ungesteuerten Durchführung (rechts) ein stark belasteter Bereich in der Nähe des Flansches, wodurch die Gefahr eines Überschlages gegeben ist.

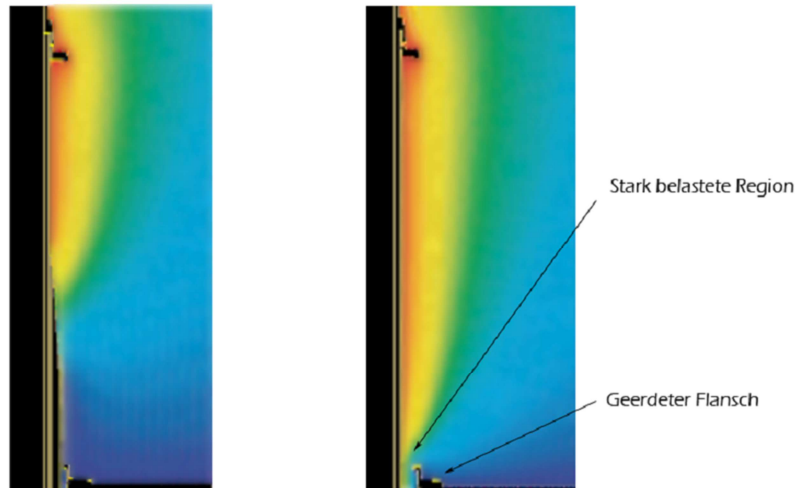


Abbildung 2-13: Feldverteilung einer gesteuerten und ungesteuerten Durchführung [9]

An den Kanten der leitfähigen Steuerbeläge treten die höchsten Feldstärken des Durchführungswickels auf. Deshalb sollen diese in einem Medium mit hoher elektrischer Festigkeit eingebettet sein und nicht bis an die Oberfläche des Wickels geführt werden. [6]

Für die Berechnung der kapazitiven Feldsteuerung werden die beiden Steuerlängen L_{s1} und L_{s2} zu einer Gesamtsteuerlänge L_s zusammengefasst (siehe Abbildung 2-14).

$$L_s = L_{s1} + L_{s2} \quad \text{Formel 2-1}$$

Die axialen und radialen Feldstärken werden wie folgt berechnet.

$$E_{ax} = \frac{-\Delta U}{\Delta x} \quad \text{Formel 2-2}$$

$$E_{rad} = \frac{\Delta U}{\Delta r} \quad \text{Formel 2-3}$$

Aufgrund des kapazitiven Spannungsteilers gilt für die Teilspannung ΔU

$$\Delta U = \frac{U \cdot C}{\Delta C} = \frac{U \cdot C \cdot \Delta r}{\varepsilon \cdot 2\pi r \cdot x} \quad \text{Formel 2-4}$$

aus der Gesamtspannung U und der Gesamtkapazität C . Die Teilkapazität ΔC berechnet sich aus dem Umfang ($2\pi r$) und der Länge (x) des jeweiligen zylindrischen Steuerbelages. [6]

$$\Delta C = \frac{\varepsilon \cdot A}{\Delta r} = \frac{\varepsilon \cdot 2\pi r \cdot x}{\Delta r} \quad \text{Formel 2-5}$$

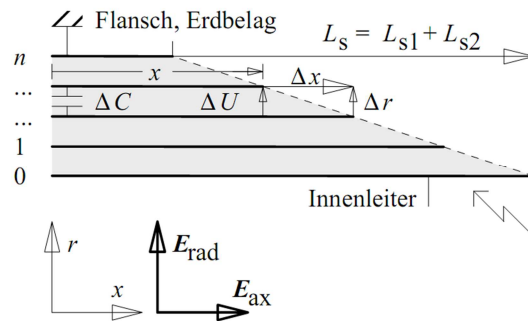


Abbildung 2-14: Kapazitive Steuerung eines Durchführungswickels [6]

Je nach Einsatzzweck werden kapazitiv gesteuerte Hochspannungsdurchführungen in unterschiedliche Ausführungen hergestellt, wobei die Kriechweglängen und Schlagweiten durch die jeweiligen Umgebungsbedingungen bestimmt werden. Im Vergleich zu Luft sind in Öl oder Druckgas deutlich geringere Längen ausreichend (Abbildung 2-15). Der Durchmesser des Wickelkörpers wird durch die zulässigen Beanspruchungen des Dielektrikums bestimmt, wobei 2 bis 4kV/mm als übliche Betriebsfeldstärke gilt. [6]

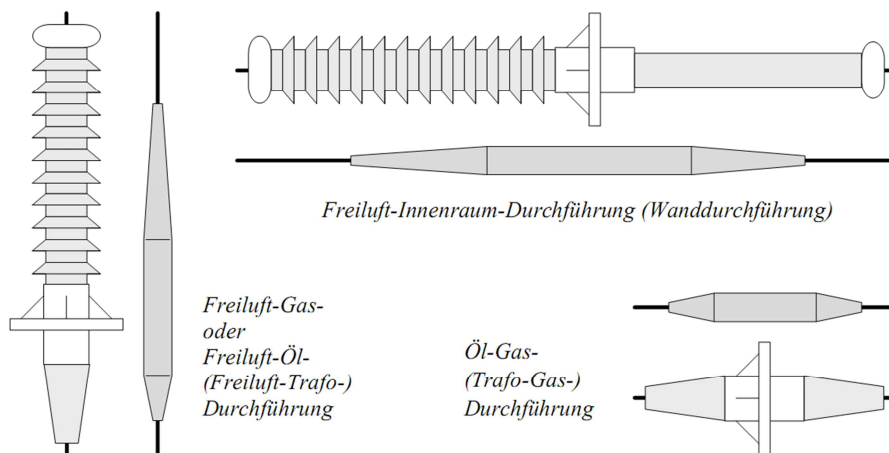


Abbildung 2-15: Vergleich der Steuerlängen kapazitiv gesteuerter Hochspannungsdurchführungen mit zugehörigem Wickel für dieselbe Spannungsebene und unterschiedliche Anwendungszwecke [6]

Die Anforderungen an Durchführungen in Bezug auf die Betriebsbedingungen sind in nationalen und internationalen Normen festgelegt (IEC 60137 [15], IEEE C57.19.01 [16]).

In den folgenden Kapiteln werden die drei unterschiedlichen Bauformen von kapazitiv gesteuerten Hochspannungsdurchführungen genauer erläutert, welche durch die Wahl des Dielektrikums klassifiziert werden (Abbildung 2-16).

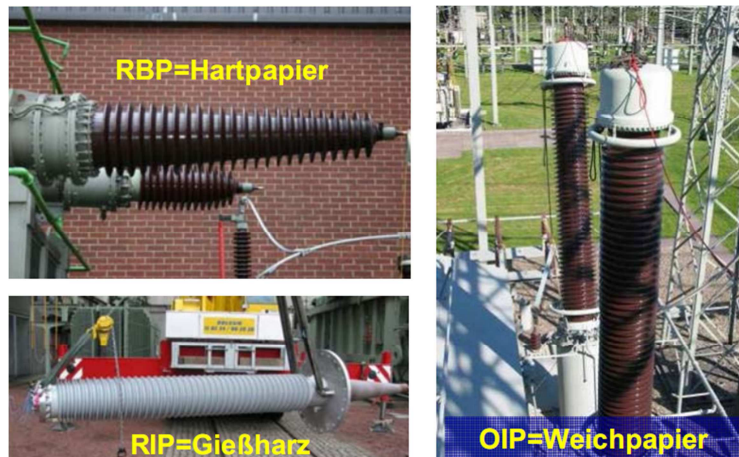


Abbildung 2-16: Bauformen kapazitiv gesteuerter Hochspannungsdurchführungen [17]

2.3.1 Hartpapier Durchführungen (Resin Bonded Paper)

Hartpapierdurchführungen (RBP) gehören zu den ältesten Typen und wurden in den Jahren 1920 bis 1985 produziert⁵. In Europa sind diese Durchführungen noch im Einsatz, werden aber zunehmend durch Gießharzdurchführungen (RIP) ersetzt, welche als heutiger Stand der Technik anzusehen sind.

Der Wickel der RBP-Hartpapierdurchführung wird aus phenolharzgetränktem Isolierpapier hergestellt, wobei die Vernetzung direkt auf der beheizten Walze der Wickelmaschine erfolgt. Nach definiertem Radienzuwachs werden Steuerbeläge eingelegt bzw. leitender Lack aufgetragen. Da die Aushärtung auf der Wickelmaschine erfolgt wird kein Vakuumkessel benötigt. Die Wickel werden anschließend mit Hilfe einer Drehmaschine auf Maß bearbeitet, der Flansch wird aufgeschumpft und die freiluftseitigen Porzellanisolatoren samt Armaturen befestigt. Transformatorseitig schützt eine Lackschicht das Hartpapier vor Feuchtigkeit. [18] [19]

Um mechanische Spannungen zu verhindern, darf der Hartpapierwickel nicht spaltfrei aushärten. Auf Grund der daraus resultierenden Hohlräume, welche in etwa 15-25% des Volumens ausmachen, ergibt sich der große Nachteil von hohen Teilentladungspegeln und hohen Verlustfaktoren bei Betriebsspannung. Trotz der hohen Teilentladungsresistenz des Phenolharzes stellen permanente Teilentladungen aus heutiger Sicht einen wesentlichen Qualitätsmangel dar, da Erosionsdurchschläge und thermische Instabilität bzw. Wärmedurchschläge nicht auszuschließen sind (Abbildung 2-17). Deshalb werden inzwischen hohlraumfrei vergossene und teilentladungsfreie Epoxidharzwickel (RIP) verwendet. [6] [17] [20]

⁵ Product Live Cycle for Bushings, ABB Group, 17.Sept.2008



Abbildung 2-17: Zerstörte RBP Durchführung [17]

Die Spalten und Schwundrisse der eingebauten Hartpapierdurchführung füllen sich üblicherweise mit dem umgebenen Öl und führen durch diese Nachimprägnierung zu einem Kapazitätsanstieg (Abbildung 2-18). Durch eine längere Lagerung im ausgebauten Zustand läuft dieses Öl wieder aus und bewirkt somit eine Kapazitätsverringerung und einen Anstieg des Teilentladungspegels. [17]



Abbildung 2-18: Schnitt durch einen RBP Wickelkörper mit ungleichmäßiger Öldurchtränkung [17]

In der Norm IEC 60137 [15] wird ein Grenzwert des Verlustfaktors (bei Raumtemperatur) von kleiner 1,5%, bei einem Teilentladungspegel von kleiner 250pC gefordert. Neuwertige RBP-Durchführungen weisen üblicherweise Verlustfaktoren zwischen 0,5 und 0,7% auf und entsprechen der Wärmeklasse E (120°C Dauertemperatur). Im Vergleich zu den folgenden Dielektrika steigt der Verlustfaktor stärker mit der Temperatur an und kann in stark beanspruchten Anwendungen zu thermischen Instabilitäten bzw. Wärmedurchschlägen führen. [20]

2.3.2 Öl-imprägnierte Durchführungen (Oil Impregnated Paper)

Die klassische Durchführungsisolierung wird aus ölprägniertem Papier (OIP) hergestellt und auch als „Weichpapier“ Isolierung bezeichnet. Durch das Aufwickeln einer Papierbahn entsteht der Wickelkörper, wobei nach einem definierten Radienzuwachs im Millimeterbereich metallische Folien als Steuerbeläge eingelegt werden (Abbildung 2-19).

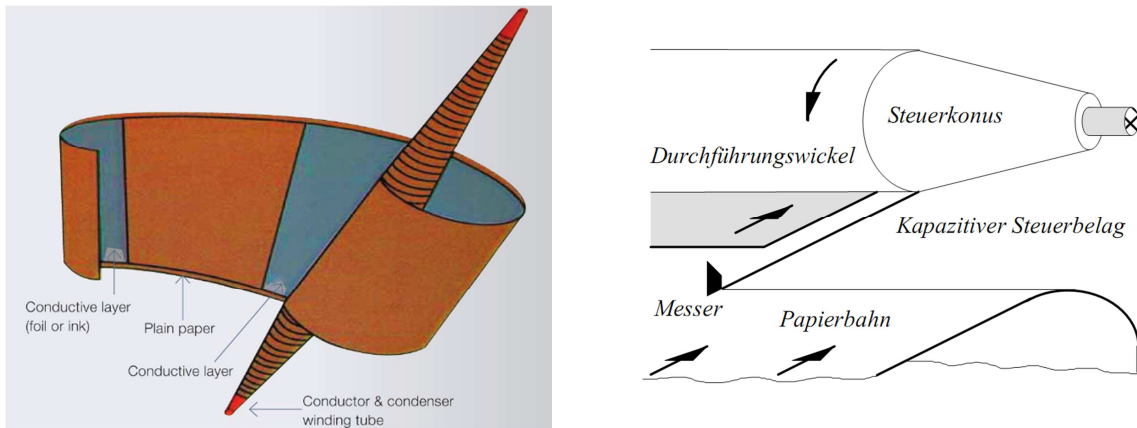


Abbildung 2-19: Aufbau eines Durchführungswickels mit kapazitiven Steuerbelägen [3] [6]

Die Imprägnierung des Wickels mit entgastem, niederviskosem Isolieröl erfolgt nach einer Trocknung unter Vakuum und Temperatur, um Lufteschlüsse zu vermeiden. Dadurch ist der OIP-Wickel im Gegensatz zu dem RBP-Wickel bis zur doppelten Betriebsspannung teilentladungsfrei. Anschließend folgt die Montage der imprägnierten Wickel in einem Durchführungsgehäuse bestehend aus Flansch, Gehäuseisolatoren und Kopfarmaturen. Eine Besonderheit ist der transformatorseitig benötigte, dicht abschließende Überwurf, der in der Regel aus Porzellan besteht (Abbildung 2-20). Das Gehäuse, welches den gesamten Wickelkörper hermetisch umschließt, wird abschließend evakuiert und mit Isolieröl gefüllt. Aufgrund der temperaturbedingten Volumenausdehnung des Öls wird eine Kompensation benötigt. Üblicherweise wird im Kopf der Durchführung ein volumenelastischer Metallbehälter oder ein gasgefülltes Volumen positioniert. Durchführungen mit Gaspolster sollten nicht waagrecht installiert und gelagert werden. Nach einem Transport muss eine Wartezeit von mehreren Stunden eingehalten werden, um die Beruhigung des Öls zu gewährleisten. Da das Öl der Weichpapier-Durchführung zur aktiven Isolation beiträgt, ist eine regelmäßige Kontrolle des Ölstandes unerlässlich. Das Absinken des Ölniveaus in den Bereich der Steuerung führt innerhalb kürzester Zeit zum Totalausfall. [6] [18] [21] [20]

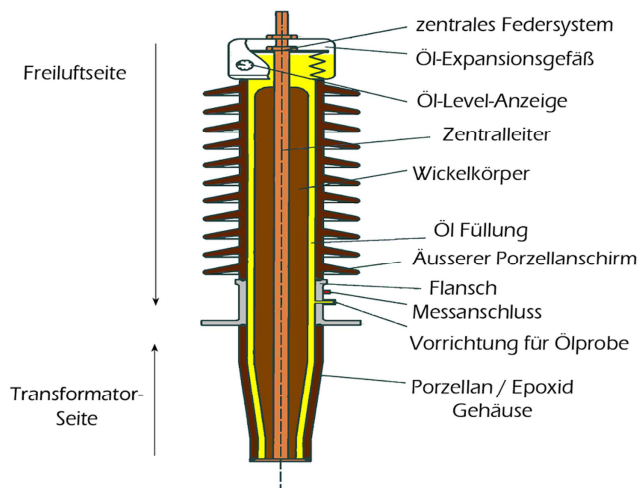


Abbildung 2-20: Schnitt durch eine OIP Durchführung [22]

Der Grenzwert des Verlustfaktors bei Raumtemperatur beträgt laut IEC 60137 [15] kleiner 0,7%, bei einem Teilentladungspegel von kleiner 10pC. Neuwertige OIP-Durchführungen weisen üblicherweise Verlustfaktoren zwischen 0,25 und 0,5% auf und entsprechen der Wärmeklasse A (105°C Dauertemperatur). Die Qualität des entgastem Füllöls muss einen Feuchtigkeitsgehalt von kleiner 10 ppm und eine Durchschlagsfestigkeit von größer 50kV/2,5mm (VDE) aufweisen. [20]

Aufgrund überwiegender Vorteile der RIP-Technologie werden OIP-Durchführungen zunehmend vom Markt verdrängt (Tabelle 2-1). [22]

2.3.3 Gießharz-imprägnierte Durchführungen (Resin Impregnated Paper)

Harzprägnierte Durchführungen (RIP) wurden Anfang der 70er Jahre entwickelt und stellen heute den Stand der Technik dar. Der Wickel besteht aus hochwertigem Krepppapier und Metallfolien, welche in definierten Abständen zur Feldsteuerung eingelegt werden. Der ölfreie Isolierkörper wird anschließend getrocknet und unter Vakuum hohlraumfrei imprägniert. Während des Härtingsprozesses schwindet das Epoxidharz und das Krepppapier folgt spannungsfrei. Die Metallfolien folgen einem definierten, kleinräumigen Faltenwurf. Die Imprägnierung und Härtung von großen, hohlraumfreien RIP Wickelkörper erfordert höchste Ansprüche an die Fertigungstechnologie und ist nur durch eine exakte Prozessführung möglich. [6] [18]

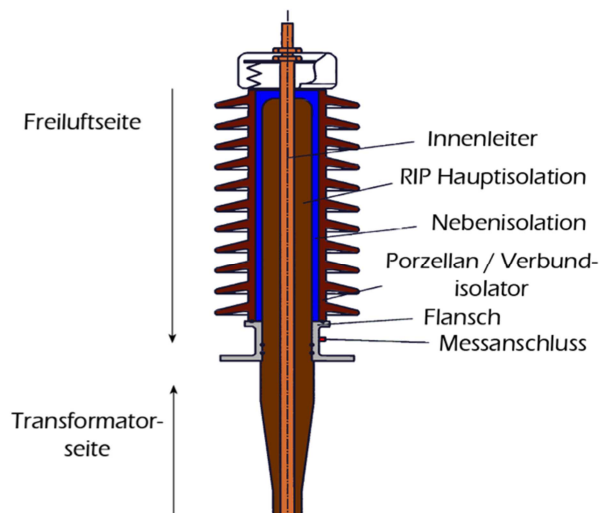


Abbildung 2-21: Schnitt durch eine RIP-Durchführung [22]

Nach der Aushärtung entsteht ein kompakter Feststoff-Isolierkörper, welcher bis zur doppelten Betriebsspannung teilentladungsfrei ist und durch mechanische Bearbeitung definierte Abmessungen erhält. Freiluftseitig werden dem RIP-Wickel entweder direkt Silikonschirme aufvulkanisiert oder in Porzellan- bzw. GfK-Silikonschirm-Verbundisolator verbaut. Die Nebenisolation füllt den Raum zwischen Hauptisolation und Isolationskörper auf

und besteht aus Isolieröl, SF₆-Druckgas oder Isolierschaum (Trockenfüllung). Transformatorseitig werden keine zusätzlichen Gehäuseelemente benötigt. [6] [18] [20]

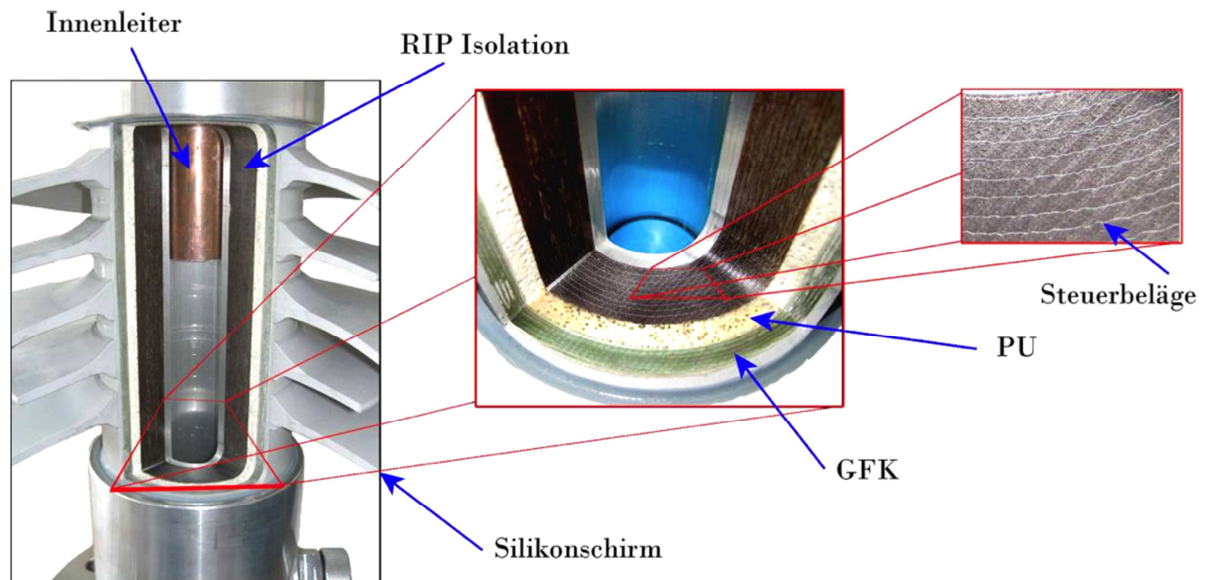


Abbildung 2-22: Schnitt und Detailansicht einer RIP-Durchführung [8]

Folgende Tabelle weist die Vorteile der RIP-Technologie gegenüber OIP-Durchführungen auf:

Besonderheit	RIP	OIP
Teilentladungsfrei	+ sehr gut	+ gut
Verlustfaktor (tan δ)	+ sehr gut	+ sehr gut
Porzellan Gehäuse	+ nur freiluftseitig	- beidseitig
Wärmeklasse	+ E (120°C Dauertemperatur)	+/- A (105°C Dauertemperatur)
Mech. Festigkeit Wickelkörper	+ gut	- schlecht
Einbaulage	+ jede Position erlaubt	+/- begrenzt
Platzbedarf transformatorseitig	+ wenig	+/- Porzellanüberwurf
Wartezeit vor Tests	+ keine	+/- warten, wegen Öl
Transport / Lagerung	+ einfach, keine Beschränkung	- vorsichtig, Beschränkte Position
Kontrollen	+ keine	- Öldruck, Ölstand
Sicherheit	+ hoch, kein innerer Druck	+/- mittel, innerer Überdruck
Feuerfestigkeit	+ hoch	+/- mittel
Umweltverträglichkeit	+ kein Öl	- Öl-Leck möglich
Notfallservice bei Porzellanbruch	+ möglich	- nicht möglich
Lebensdauer	+ über 30 Jahre	+ über 25 Jahre

Tabelle 2-1: Vergleich von RIP- und OIP Durchführungen [22]

Die Norm IEC 60137 [15] legt einen Grenzwert des Verlustfaktors bei Raumtemperatur von kleiner 0,7% bei einem Teilentladungspegel von kleiner 10pC fest. Neuwertige RIP-Durchführungen weisen üblicherweise einen Verlustfaktor zwischen 0,25% und 0,45% auf und gehören der Wärmeklasse E (120°C Dauertemperatur) an. [20]

Tabelle 2-2 vergleicht die wichtigsten Eigenschaften der drei Durchführungstypen:

Typ	RIP	OIP	RBP
Hauptisolierung	Harzimprägniertes Papier	Ölimprägniertes Papier	Hartpapier
Isolator-Überwurf (ölseitig)	nicht nötig	nötig	nicht nötig
Gasdichtheit	ja	ja	nein
Notlaufeigenschaften (Dichtheit)	ja	nein	eingeschränkt
Verlustfaktor $\tan \delta$ (IEC 60137) bei $1,05 U_m/\sqrt{3}$ und 20°C	< 0,7%	< 0,7%	< 1,5%
Verlustfaktor $\tan \delta$ (übliche Werte)	0,3%	0,3%	0,6%
Teilentladungspegel (IEC 60137)			
U_m	< 10pC	< 10pC	-
$1,05 U_m/\sqrt{3}$	< 5pC	< 5pC	< 100pC
$1,5 U_m/\sqrt{3}$	<10pC	< 10pC	< 250pC

Tabelle 2-2: Übersicht der Hauptparameter von Kondensatordurchführungen [15] [20]

2.4 Alterung von Durchführungen

Die Norm IEC 60505 [23] definiert den Begriff *Alterung* als irreversible Änderung bzw. Einfluss auf ein Betriebsmittel, infolge von einem oder mehreren Belastungsfaktoren. In der Fachliteratur wird in **Thermische**, **Elektrische**, umweltbedingte (**Ambient**) und **Mechanische** Einflüsse unterschieden und als sogenannte TEAM-Belastung bezeichnet.

Der Begriff *Alterung* (engl. *Ageing*) beschreibt den zeitlichen Verlauf der Eigenschaftsveränderung eines Materials während des Einwirkens einer Belastung. Sind keine Einfluss- oder Alterungsfaktoren vorhanden, so tritt keine Alterung auf und der Zustand des Betriebsmittels verschlechtert sich nicht. Die Zustandsänderung wird unterschieden in:

- *Deterioration* (Verschlechterung);
- *Degradation* (temporäre Verschlechterung).

Unter *Deterioration* wird eine permanente Reduktion der chemischen und physikalischen Materialeigenschaften verstanden, welche durch die oben genannten Einflussfaktoren hervorgerufen werden. *Degradation* beschreibt die temporäre Verschlechterung der Eigenschaften eines Materials, die sich bei Verschwinden der Belastungsfaktoren wieder Großteils regenerieren (Abbildung 2-23). [23] [24]

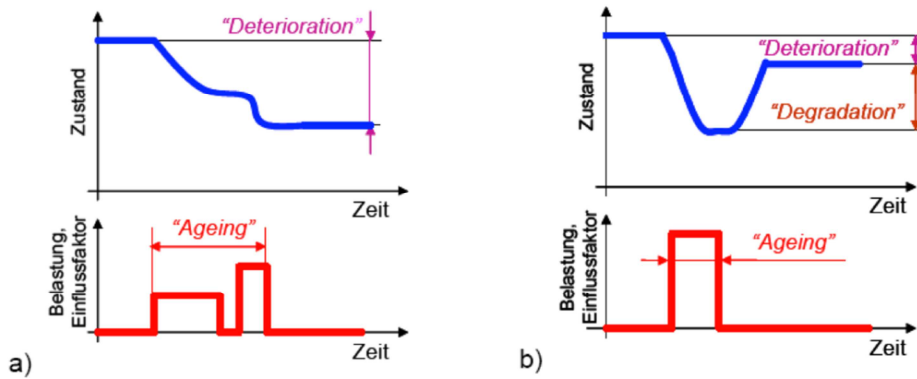


Abbildung 2-23: Alterung, Deterioration, Degradation [24]

Die Alterungsbeanspruchungen auf das Isoliersystem bewirken intrinsische oder extrinsische Alterung. Als intrinsische Alterung bezeichnet man die stofflich bedingte Alterung des Dielektrikums aufgrund von Alterungsfaktoren. Extrinsische Alterung beschreibt die irreversible Veränderung der Materialeigenschaften, durch die Wirkung von Alterungsbeanspruchungen auf Fehlstellen des Isoliersystems. In den meisten Fällen wird das Versagen der Dielektrika durch extrinsische Alterung hervorgerufen, da Verunreinigungen in der Isolierung nicht vollständig vermieden werden können und einen Angriffspunkt für die Alterungsfaktoren darstellen. Die Alterungsfaktoren lösen Alterungsmechanismen aus und führen bis zum Ausfall des Isoliersystems. [24]

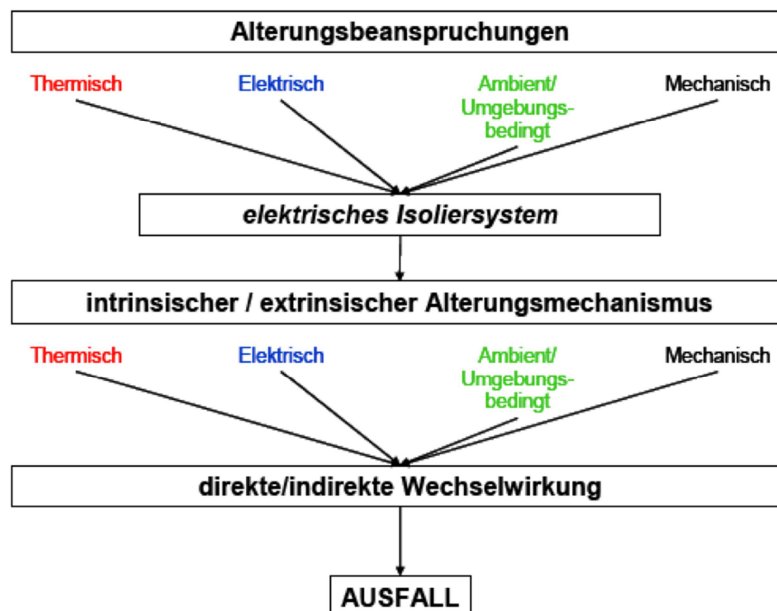


Abbildung 2-24: Prinzip der Alterung laut IEC 60505 [23]

Thermische Alterung

Umgebungswärme und/oder die Wärmeentwicklung des Betriebsmittels verursachen thermische Alterung. Wärme wird überwiegend durch Stromwärmeverluste (I^2R , Joule'sche Wärme) hervorgerufen, entsteht aber auch durch Dielektrische Verluste und lokale Feldbelastungen (Teilentladungen, etc.). Die Folgen der thermischen Alterung umfassen:

- Chemische und physikalische Veränderungen durch
 - Chemische Abbaureaktionen
 - Polymerisation
 - Depolymerisation anorganischer Stoffe
 - Diffusion
- Thermomechanische Wirkungen aufgrund thermischer Ausdehnung und/oder Kontraktion
 - Bildung von Hohlräumen an Grenzflächen und dadurch lokal begrenzte Teilentladungsquellen

Die Reaktionsgeschwindigkeit der chemischen, physikalischen und thermodynamischen Vorgänge wird durch die Temperatur beeinflusst und wird mathematisch durch die exponentielle Arrhenius Gleichung beschrieben. [24]

Elektrische Alterung

Auslöser der Elektrischen Alterung sind elektrische Felder, deren Feldstärken Wechselwirkungen im Dielektrikum anregen:

- Teilentladungen
- Kriechstrombildung („Tracking“)
- Bäumchenbildung („Treeing“)
- Elektrolyse
- Anstieg der Temperatur
- Raumladungen

Der bedeutendste Alterungsmechanismus in organischen Isolierstoffen stellt die Ladungsinjektion dar, welche aufgrund hoher elektrische Felder Hohlräume bildet und zu lokal begrenzten Teilentladungsquellen führt. Diese verursachen auf direktem oder indirektem Weg Durchschläge und führen zum Ausfall des Dielektrikums. [24]

Mechanische Alterung

Die mechanische Alterung wird infolge der auftretenden Beanspruchungen bei Transport, Montage und Betrieb hervorgerufen. Als grundlegende Verursacher dieser Art der Alterung gelten mechanische Beanspruchungen, welche durch elektromagnetische, elektrodynamische und thermische Kräfte ausgelöst werden. Folgen der mechanischen Alterung sind:

- Ausfall durch Materialermüdung aufgrund vieler Lastwechsel bei niedrigen Beanspruchungen

- Thermomechanische Schädigung durch thermische Kontraktion oder Ausdehnung
- Bruch der Isolierung durch auftretende äußere Kräfte im Betrieb
- Abrieb aufgrund von Relativbewegungen zwischen Teilen
- Kriechen oder Fließen der Isolier- und Werkstoffe durch thermische, elektrische oder mechanische Beanspruchung
- Chemische Auswirkungen wie z.B. Adsorption von Wasser

Die mechanische Alterung begrenzt sich auf feste Isolierstoffe, da nur diese mechanische Zug- und Scherkräfte aufnehmen können. [24]

Alterung durch Umgebungsbedingungen

Die Alterung durch Umgebungsbedingungen schließt die bereits erwähnten chemischen Reaktionsvorgänge ein, welche bei der thermischen Alterung erwähnt wurden und beinhaltet des Weiteren jene Vorgänge, welche durch externe Faktoren geprägt werden [24]:

- Feuchtigkeit
- Luftsauerstoff
- Chemikalien
- Biologische Wirkstoffe
- Verwitterung
- Verunreinigung
- Strahlende Umgebungsbedingungen

2.4.1 Teildurchschläge

Kapazitiv gesteuerte Durchführungen bilden mit ihren Steuerbelägen eine Serienschaltung von Kondensatoren (Abbildung 2-25). Wird das Dielektrikum über seine physikalischen Grenzen belastet, so kommt es zu einem oder mehreren Teilbelagsschlüssen. Hierbei werden eine oder mehrere der vielen Reihenkapazitäten kurzgeschlossen und die Gesamtkapazität erhöht sich um einen definierten Wert. Sind die ursprüngliche Gesamtkapazität C_{Alt} und die Anzahl der Steuerbeläge n (typisch 4-7kV pro Belag) bekannt, so kann der Kapazitätsanstieg ΔC einem Teildurchschlag zugeordnet werden. [3] [20] [21]

$$C_{Neu} = C_{Alt} \cdot \frac{n}{n-1}$$

$$\Delta C = C_{Neu} - C_{Alt}$$

Formel 2-6

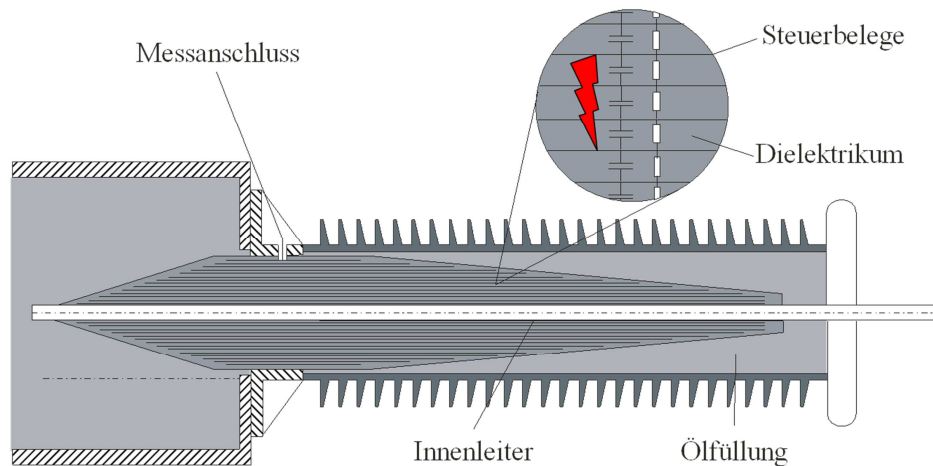


Abbildung 2-25: Teildurchschlag von mehreren Steuerbelägen einer kapazitiv gesteuerten Durchführung [25]

Erfolgt zum Beispiel ein Teildurchschlag eines Belages in einer 123kV Durchführung mit 28 Lagen, so erhöht sich die Kapazität um ca. $1/28=3,6\%$. Bei bekannten Originalwerten ist somit eine Detektion mithilfe der Kapazitätsmessung möglich. Sind keine Daten vorhanden (z.B. bei älteren eingebauten Durchführungen) so können die Kapazitätswerte baugleicher Durchführungen verglichen werden und Trendanalysen mittels wiederkehrender Messungen erstellt werden. [26]



Abbildung 2-26: Teildurchschläge zwischen Potenzialsteuerbelägen [25]

Zu beachten ist jedoch auch die Temperaturabhängigkeit der Kapazität und die Abhängigkeit der Einbauanordnung (Tabelle 2-4). Die eingebauten Durchführungen weisen meist geringfügig veränderte Kapazitäten als im Prüffeld auf. Grund dafür sind Parallelkapazitäten zum Transformatorgehäuse und zu benachbarten Durchführungen. Der Kapazitätsanstieg von Hartpapier-Durchführungen kann auch durch die Öldurchtränkung der Hohlräume ausgelöst werden und erschwert somit die Bewertung. [3] [20] [21]

Temperatur-Korrektur der Kapazität in %/°C		Kapazitäts-Korrektur auf Grund des Einbaus	
RBP (Superresocel)	0,08	Un in V	ΔC in pF
RBP (Drysonic)	0,06	123	ca. 4
OIP	0,03	245	ca. 6
RIP	0,03	420	ca. 8

Tabelle 2-3: Korrekturfaktoren für die Durchführungskapazität [21]

Tabelle 2-4 zeigt die Kapazitätserhöhung ΔC in Folge eines Teildurchschlages zwischen zwei Steuerbelägen:

U_N in kV	Anzahl der Steuerbeläge	ΔC in %
123	28	3,6
245	42	2,4
420	60	1,7

Tabelle 2-4: Kapazitätserhöhung ΔC in Folge eines Teildurchschlages zweier Steuerbeläge [27]

Ein Teildurchschlag verursacht zwar keinen sofortigen Ausfall der Durchführung, aufgrund der erhöhten Feldbelastung der verbleibenden Lagen steigt jedoch die Gefahr von weiteren Teilbelagsschlüssen und dem Totalausfall der Durchführung. [27]

2.4.2 Feuchtigkeit

Durch die Trocknung des Wickelkörpers vor der Imprägnierung, weist das Dielektrikum der Durchführung im neuwertigen Zustand praktisch keine Feuchtigkeit auf (Restfeuchte ca. 0,1%). Aufgrund des hygroskopischen Verhaltens von Zellulose nimmt der Durchführungswickel im Laufe des Betriebes Feuchtigkeit auf, wobei diese von der äußeren Umgebung aufgenommen wird oder durch Alterungsprozesse in der Zellulose entsteht. Die Umgebungsbedingte Aufnahme von Feuchtigkeit erfolgt zum Beispiel Aufgrund undichter Löthauben und Messanschlüsse oder transformatorseitig durch ungeschützte Lagerung. Die thermooxidative Alterung verursacht eine Depolymerisation der Zellulose, wodurch Reaktionsprodukte wie Wasser und Säuren entstehen. Durch thermohydrolytische Alterung erfolgt die Aufspaltung von chemischen Verbindungen des Epoxidharzes, wodurch sich Haarrisse bilden. Die genauen chemischen Vorgänge dieser beiden Alterungsmechanismen werden in [11] detailliert beschrieben. Aufgrund der Verfeuchtung des Dielektrikums ändert sich das Polarisationsverhalten, die elektrische Festigkeit sinkt und der Verlustfaktor steigt. [6] [11]

2.4.3 Alterung bei RBP-Durchführungen

Die Merkmale der Alterung unterscheiden sich je nach verwendetem Dielektrikum. Tabelle 2-5 zeigt die Alterungseinflüsse und deren Wirkung auf die RBP Isolation:

Betriebseinflüsse	Wirkung auf die Isolationskomponente
<ul style="list-style-type: none"> • Hohe Betriebstemperaturen • Häufige Lastschwankungen • Häufige Temperaturschwankungen • Korrosionsschäden und Leckagen • Eindringen von Feuchtigkeit • Innere Überschläge im Transformator • Überspannungen, äußere Überschläge, Blitzeinschläge • Evakuieren des Transformators mit eingebauten Durchführungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Risse durch Temperaturzyklen • Abbau des Harzes und Papiers durch Teilentladungen • Versteuerte Spannungsverteilung durch ungleichmäßigen Anstieg der Kapazitäten infolge von Durchtränkung der Hohlräume mit Öl • Starke Teilentladungen wandeln das eingedrungene Öl in X-Wachs um • Eindringen von Feuchtigkeit in die Isolation • Schlechte Potenzialverbindungen durch Ölfilme bei Federkontakten • Verrutschen der Isolation am Trägerrohr oder den Alubelägen (Klebefestigkeit durch eingedrungenes Öl verringert) verursachen Brüche in der Potenzialanlenkung • Alterung und eingedrungene Feuchtigkeit verursachen die Erhöhung des Verlustfaktors als Funktion der Temperatur • Durch erhöhte dielektrische Verluste steigt das Risiko der thermischen Instabilität, welche zum Wärmedurchschlag führen kann.
<p>Mechanische Einflüsse</p> <p>Ölverlust und eindringende Feuchtigkeit durch:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Undichte Kopfarmaturen • Risse an den Porzellanüberwürfen • Defekte Dichtungen 	

Tabelle 2-5: Alterungseinflüsse und deren Wirkung auf die RBP Isolation [18] [21]

2.4.4 Alterung bei OIP-Durchführungen

Die Merkmale der Alterung unterscheiden sich je nach verwendetem Dielektrikum. Tabelle 2-6 zeigt die Alterungseinflüsse und deren Wirkung auf die OIP Isolation:

Betriebseinflüsse	Wirkung auf die Isolationskomponente
<ul style="list-style-type: none"> • Es gelten ähnliche Einflüsse wie bei der RBP-Isolation, wobei die Evakuierung des Transformators mit eingebauten Durchführungen erlaubt ist. • Das Durchführungsöl befindet sich in einem eigenen engen Örraum und ragt weit in den Transformator hinein. Aufgrund der natürlichen Zirkulation erwärmt sich somit die gesamte Durchführung stärker als bei den trockenen Isolationen. 	<ul style="list-style-type: none"> • Teilentladungen in der Isolation, z.B. als Folge von Lufteinschlüssen durch falsche Transport- und Einbauhandhabung oder Lagerung (horizontale Lagerung verboten) • Schmutzablagerung im Fußbereich (Bereich hoher Feldstärken) • Bei innerem Durchschlag oder Überschlag herrscht Explosionsgefahr infolge von Ölverdampfung! • Weichpapier altert insbesondere bei hohen Temperaturen, wodurch sich leitfähige Alterungsprodukte (Wasser, Säuren) bilden welche die Alterung weiter beschleunigen → autokatalytischer Prozess
<p>Mechanische Einflüsse</p> <ul style="list-style-type: none"> • Eindringen von Feuchtigkeit durch äußere Beschädigung • Undichte Kopfarmaturen • Undichtheit auf Grund unsachgemäßer Behandlung der Verschlussschrauben, z.B. häufige Ölprobenentnahmen • Risse im Porzellanüberwurf • Defekte Dichtungen • Haarrisse am Porzellanunterteil auf Grund von Wärmezyklen und mechanischer Spannungen • Ölverlust 	

Tabelle 2-6: Alterungseinflüsse und deren Wirkung auf die OIP Isolation [3] [12] [18] [21]

Folgender OIP-Durchführungsschaden ereignete sich im deutschen Kernkraftwerk Krümmel. Aufgrund eines defekten Unterteils presste der Öldampf den Aktivteil heraus. [12]



Abbildung 2-27: OIP Explosion im AKW Krümmel [12]

2.4.5 Alterung bei RIP-Durchführungen

Die Merkmale der Alterung unterscheiden sich je nach verwendetem Dielektrikum. Tabelle 2-7 zeigt die Alterungseinflüsse und deren Wirkung auf die RIP Isolation:

Mechanische Einflüsse	Wirkung auf die Isolationskomponente
<ul style="list-style-type: none">• Eindringen von Feuchtigkeit durch äußere Beschädigung• Bruch von Porzellanüberwürfen• Vogelfraß und Maderattacken an den Silikonschirmringen• Anlenkungsprobleme an den Messanschlüssen bei den älteren Typen	<ul style="list-style-type: none">• Teildurchschläge sind selten• RIP-Durchführungen haben höchste Betriebssicherheit und im Vergleich zu OIP und RBP geringstes Alterungsverhalten• Oberflächennahe Zelluloseanteile der RIP-Isolation (Transformatorseite) können bei unsachgemäßer Lagerung Feuchtigkeit aufnehmen• Eingedrungene Feuchtigkeit verringert die elektrische Oberflächenfestigkeit markant und führt zu einem Anstieg des Verlustfaktors (signifikant bei höheren Temperaturen – Betriebstemperatur)

Tabelle 2-7: Alterungseinflüsse und deren Wirkung auf die RIP Isolation [17] [18]

3 Technische Diagnostik bei eingebauten- und Reservedurchführungen

Ziel der technischen Diagnostik ist die Zustandsbewertung der Durchführungen, um Fehler vorzeitig zu erkennen und Schäden zu vermeiden. Grundlage für die Diagnose sind die Messung und Erfassung der Messwerte (Monitoring) und ein Vergleich mit Grenzwerten (Analyse). [24]

3.1 Dielektrische Diagnostik

Die klassische dielektrische Diagnostik eignet sich durch die Messung der Kapazität C , des Verlustfaktor $\tan \delta$ und des Isolationswiderstandes R_{IS} nur zur Bestimmung der Elemente sehr einfacher dielektrischer Ersatzschaltbilder (Abbildung 3-1). Somit ist lediglich eine Bewertung der grundlegenden dielektrischen Eigenschaften möglich.

Durch die Messung vollständiger dielektrischer Systemantworten (siehe Kapitel 3.2) ist eine exaktere Aussage möglich, da sich Ersatzschaltbilder höherer Ordnung ableiten lassen, wodurch die unterschiedlichen Polarisationsmechanismen beschrieben werden (siehe Kapitel 3.2.1). Materialverschlechterungen (z.B. durch thermische Alterung oder Feuchtigkeit im Dielektrikum) können meist durch die Veränderung der dielektrischen Antwortfunktion bzw. einzelner Ersatzelemente diagnostiziert werden. [6]

3.1.1 Verlustfaktor und Kapazität

Die Messung des Verlustfaktors und der Kapazität ist für die Zustandsbewertung von Hochspannungsdurchführungen seit vielen Jahren eine bewährte Methode. In der Vergangenheit wurden diese Messungen lediglich bei Netzfrequenz durchgeführt. Durch die frequenzvariable Verlustfaktormessung (siehe Kapitel 3.2) ist eine genauere Beurteilung des Zustandes möglich.

Wird ein Dielektrikum an Wechselspannung gelegt, so eilt der Strom I der Spannung U um den Winkel $\varphi < 90^\circ$ voraus. Aufgrund der Polarisations- und Leitfähigkeitsverluste des Mediums unterscheidet sich der Phasenwinkel φ um einen kleinen Verlustwinkel δ von 90° . Der Verlustfaktor $\tan \delta$ wird über das Verhältnis des ohmschen (Wirkleistung) zum kapazitiven Anteil (Blindleistung) ermittelt (Formel 3-1). Mathematisch wird das Dielektrikum mithilfe eines seriellen oder parallelen Ersatzschaltbildes, bestehend aus Ersatzkapazität und Ersatzwiderstand, beschrieben (Abbildung 3-1). [6] [24]

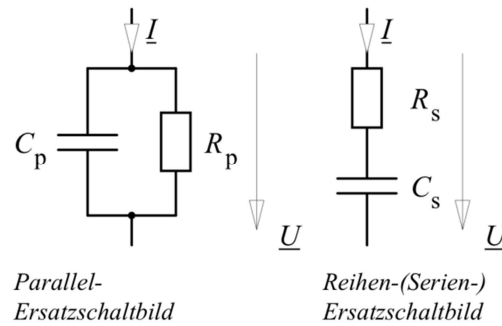


Abbildung 3-1: Parallel- und Serien-Ersatzschaltbild eines Dielektrikums [6]

Je nach Ersatzschaltbild berechnet sich somit der Verlustfaktor $\tan \delta$ wie folgt: [6]

$$\tan \delta_p = \frac{I_R}{I_C} = \frac{P}{Q} = \frac{U^2 / R_p}{\omega C_p \cdot U^2} = \frac{1}{\omega C_p R_p}$$

$$\tan \delta_s = \frac{U_R}{U_C} = \frac{P}{Q} = \frac{R_s \cdot I^2}{I^2 / \omega C_s} = \omega R_s C_s$$

Formel 3-1

Der Verlustfaktor $\tan \delta$ gilt als Maß für die im Isoliersystem auftretenden Verluste und ist von mehreren Faktoren abhängig. Haupteinflussgrößen sind Frequenz, Temperatur, Feuchtigkeit und angelegte Spannung. Die Frequenzabhängigkeit ergibt sich aufgrund der unterschiedlichen Polarisationsmechanismen und der zunehmenden Trägheit der Dipole bei erhöhten Frequenzen (siehe Kapitel 3.2.1). Diese einfachen Ersatzschaltbilder sind nicht in der Lage die Frequenzabhängigkeit abzubilden und gelten somit nur für die jeweilig betrachtete Frequenz. Aufgrund der größeren Beweglichkeit von Ladungsträger, Dipole und Moleküle, tritt mit steigender Temperatur eine Temperaturabhängigkeit auf (Abbildung 3-2). Wegen der sehr guten Polarisierbarkeit der Wassermoleküle, sowie deren Leitfähigkeitserhöhung wirkt Feuchtigkeit im Dielektrikum stark verlusterhöhend. Betrachtet man die Spannungsabhängigkeit, so sind ab der Einsetzspannung Teilentladungen vorhanden, die einen plötzlichen Anstieg des Verlustfaktors verursachen. Dieses Verhalten ist auch unter dem Namen Teilentladungsknick bekannt. [6] [24]

Deshalb eignet sich die Messung des Verlustfaktors um den Zustand einer Durchführung zu bewerten und mittels Trendanalyse Rückschlüsse auf Feuchtigkeit, Alterung, Einschlüsse, Risse oder Teilentladungen zu ziehen. Durch die Beobachtung der Kapazität ist ebenso eine Detektion von Teilbelagsschlüssen möglich (siehe Kapitel 2.4.1).

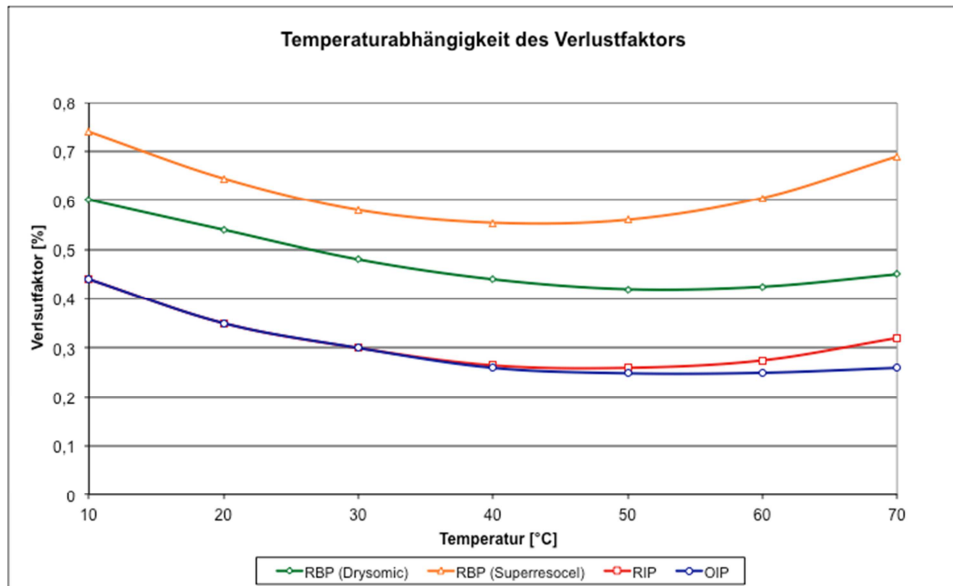


Abbildung 3-2: Temperaturabhängigkeit des Verlustfaktors der Durchführungstypen [ABB]

Um vergleichbare Messergebnisse des Verlustfaktors $\tan \delta$ zu erhalten, wird eine Temperaturkorrektur auf den Wert von 20°C durchgeführt (Tabelle 3-1). Es wird angenommen, dass eingebaute Durchführungen die Temperatur des umgebenden Transformatoröls (obere Öltemperatur) annehmen.

Temperaturbereich in °C	OIP Korrekturfaktor für 20°C	RIP Korrekturfaktor für 20°C
0-2	0,80	0,76
3-7	0,85	0,81
8-12	0,90	0,87
13-17	0,95	0,93
18-22	1,00	1,00
23-27	1,05	1,07
28-32	1,10	1,14
33-37	1,15	1,21
38-42	1,20	1,27
43-47	1,25	1,33
48-52	1,30	1,37
53-57	1,34	1,41
58-62	1,35	1,43
63-67	1,35	1,43
68-72	1,30	1,42
73-77	1,25	1,39
78-82	1,20	1,35
83-87	1,10	1,29

Tabelle 3-1: Korrekturfaktor für den temperaturabhängigen Verlustfaktor $\tan \delta$ [28]

Zur Messung von Verlustfaktor und Kapazität werden Wechselstrommessbrücken eingesetzt. Die seit Jahren bewährte Hochspannungsmessbrücke nach Schering („Schering-Brücke“, siehe Abbildung 3-3) ist auch Teil der deutschen Norm VDE 0303 Teil 4 „Bestimmung dielektrischer Eigenschaften“ [29]. Der Vorteil im Vergleich zu den üblichen

Brückenschaltungen ist, dass der Prüfling ($C_x, \tan \delta_x$) mit Hochspannung, die Abgleich Elemente jedoch mit Niederspannung beaufschlagt werden. Der Referenzkondensator C_R (bzw. Normalkondensator C_N) muss eine genau bekannte Kapazität und einen möglichst geringen Verlustfaktor aufweisen (z.B. Präzisions-Pressgaskondensator). Die Genauigkeit der Messwerte wird durch die Präzision der Bauteile C_R, R_3, R_4, C_4 und der Empfindlichkeit des Nullindikators (Galvanometer G) bestimmt. [6] [24]

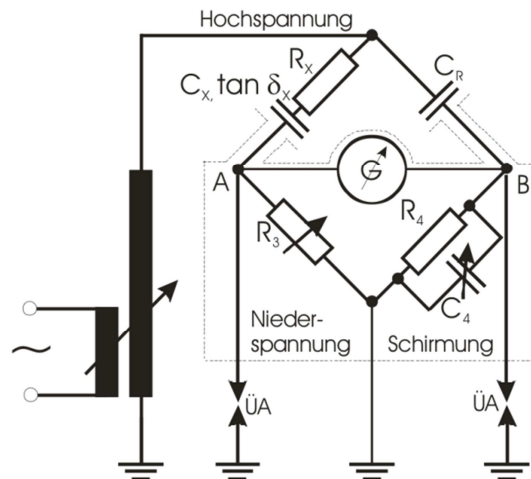


Abbildung 3-3: Hochspannungsmessbrücke nach Schering [24]

Im abgeglichenen Zustand der Schering-Brücke herrscht zwischen den Punkten A und B dasselbe Potenzial und der Ausschlag des Galvanometers wird Null. Somit muss am Referenzkondensator und dem verlustbehafteten Messobjekt dieselbe Spannung abfallen, ebenso an den beiden Impedanzen Z_3 und Z_4 . Daraus ergibt sich die Abgleichbedingung wie folgt:

$$\frac{Z_X}{Z_3} = \frac{Z_R}{Z_4} \Rightarrow Z_4 \cdot Z_X = Z_3 \cdot Z_R$$

mit:

$$Z_R = 1 / j\omega C_R$$

Formel 3-2

$$Z_X = R_X + 1 / j\omega C_X$$

$$Z_3 = R_3$$

$$Z_4 = R_4 // 1 / j\omega C_4$$

Durch Einsetzen ergibt sich:

$$\frac{R_4 \cdot \frac{1}{j\omega C_4}}{R_4 + \frac{1}{j\omega C_4}} \cdot \left(R_X + \frac{1}{j\omega C_X} \right) = R_3 \cdot \frac{1}{j\omega C_R}$$

Formel 3-3

Aus dem Real- und Imaginärteil errechnen sich:

$$R_X = R_3 \frac{C_4}{C_N}$$

$$C_X = C_R \cdot \frac{R_4}{R_3}$$

Formel 3-4

Der Verlustfaktor des seriellen Ersatzschaltbildes errechnet sich bei bekannten Bauteilwerten R_4 und C_4 und abgeglicherer Brücke wie folgt:

$$\tan \delta_X = \frac{U_{RX}}{U_{CX}} = R_X \omega C_X = R_4 \omega C_4$$

Formel 3-5

Ist ein verlustbehafteter Referenzkondensator in Verwendung, so erfolgt die Kompensation des Messergebnisses durch Addition des bekannten Verlustfaktors $\tan \delta_R$.

Durch den Einsatz von computerbasierten Messsystemen hat sich eine weitere Methode bewährt, welche auf dem Prinzip der vektoriellen Impedanzmessung im Frequenzbereich beruht. Diese unbalancierte Brückenschaltung vergleicht die Grundschnitungen der Stromsignale des Messzweiges und des Vergleichszweiges (siehe Abbildung 3-4). Der gesuchte Verlustfaktor $\tan \delta$ wird über die gemessene Phasenverschiebung δ der beiden Messsignale ermittelt. Die Auswertung der analogen Stromsignale beider Zweige erfolgt beispielsweise nach Integration, Digitalisierung und optischer Übertragung mithilfe eines digitalen Signalprozessors (DSP), welcher zur Ermittlung der Grundschnitungen eine diskrete Fourier-Transformation (DFT) durchführt. Da die Brücke nicht mehr abgeglichen wird, sind äußerst kurze Messzeiten und hohe Genauigkeiten realisierbar und ermöglichen durch die elektronischen Messdaten eine automatische Überwachung in Echtzeit. [6] [24]

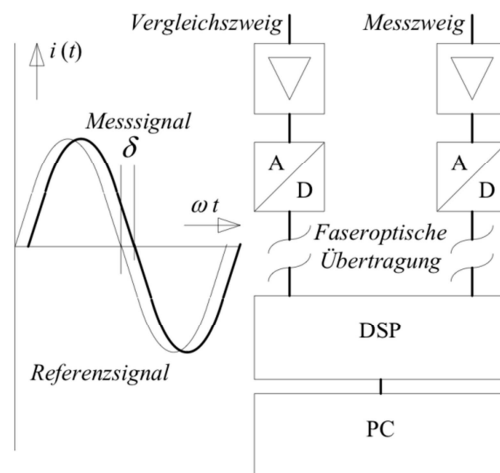


Abbildung 3-4: Verlustfaktormessung mittels unbalancierter Messbrücke [6]

3.1.2 Isolationswiderstand

Der Isolationswiderstand R_{IS} setzt sich aus einer Parallelschaltung von Durchgangs- und Oberflächenwiderstand zusammen und wird von der Leitfähigkeit des Dielektrikums und der Oberflächenbeschaffenheit bestimmt. Durch die Messung des Isolationswiderstandes können Rückschlüsse auf die Alterung und Feuchtigkeit von zellulosehaltigen Isolationen, Verunreinigungen von Isolierölen oder die hydrophoben Eigenschaften von verschmutzten Oberflächen gezogen werden. Aufgrund der Polarisierungseffekte in festen Dielektrika wird der stationäre Endwert meist erst nach langer Zeit erreicht. Deshalb werden in der Praxis üblicherweise Messwerte zu unterschiedlichen Zeitpunkten (z.B. 1, 5 und 10 Minuten) aufgenommen. [6]

Die Empfehlungen für die Isolationsmessung sind in der Norm IEC 60093 VDE 0303 Teil 30 [30] nachzulesen.

Abbildung 3-5 zeigt ein Isolationsprüfgerät welches Prüfspannungen bis 5kV beherrscht und durch den eingebauten Akku für eine Vor-Ort Messung geeignet ist.



Abbildung 3-5: Isolationsprüfgerät Megger MIT520/2 [Megger]

In den Normen IEC 60137 [15] und IEEE Std C57.19.01 [16] sind keine Grenzwerte oder Empfehlungen für kapazitive Durchführungen zu finden.

In [8] wurden die Polarisationsströme von Durchführungen mittels Isolationsprüfgerät aufgenommen und mit den Ergebnissen von PDC-Messungen verglichen. Die Gegenüberstellung der Daten zeigte, unter Berücksichtigung der Prüfspannung, eine gute Übereinstimmung.

Die Messung des Isolationswiderstandes ist ein gängiges Diagnoseverfahren bei Transformatoren. Da die Prüfung mit eingebauten Durchführungen erfolgt und somit auch der Anteil der Durchführungen in das Ergebnis einfließt (z.B. verschmutzte Isolatoroberfläche), spricht man von einer integralen Messung.

3.1.3 Teilentladungen

Laut der Norm IEC 60137 [15] muss im Zuge der Stückprüfung im Werk des Herstellers bei jeder RBP, OIP oder RIP Durchführung eine Teilentladungsmessung angewandt werden. Diese Prüfung ist nach den Vorschriften der Norm IEC 60270 [31] vorzunehmen. Dabei darf der gemessene Teilentladungspegel, entsprechend dem Durchführungstyp, folgende Werte nicht überschreiten (Tabelle 3-2) [15]:

Typ	RIP	OIP	RBP
Hauptisolierung	Harzimprägniertes Papier	Ölimprägniertes Papier	Hartpapier
Teilentladungspegel (IEC 60137)			
U_m	< 10pC	< 10pC	-
$1,05 U_m/\sqrt{3}$	< 5pC	< 5pC	< 100pC
$1,5 U_m/\sqrt{3}$	<10pC	< 10pC	< 250pC

Tabelle 3-2: Zulässige Teilentladungspegel von Kondensatordurchführungen laut IEC 60137 [15]

Um bei einem Transformator mit eingebauten Durchführungen eine TE-Messung durchzuführen, erfolgt häufig eine TE-Auskopplung über den Messanschluss. Somit wird der Transformator samt Durchführungen auf Teilentladungen geprüft und ein separater Koppelkondensator eingespart. Aufgrund der geringen Signalpegel der TE-Quellen in der Durchführung werden diese Messungen meist in geschirmten Prüflaboren vorgenommen. Die Vor-Ort Messung ist aufgrund der Überlagerung vielfach höherer Störpegel aus dem Umfeld problematisch.

Diese TE-Messungen, samt eingebauten Durchführungen, werden häufig von den Betreibern bei der Transformatorabnahme gefordert (siehe Umfrage Kapitel 6).

3.1.4 Online Monitoring

Transformatordurchführungen sind im Energietransport strategisch wichtige Komponenten und werden besonders hohen thermischen und elektrischen Belastungen ausgesetzt. Schadhafte Durchführungen sind für bis zu 30% der Transformatorausfälle verantwortlich [4]. Deshalb gewinnt das Online Monitoring von Transformatordurchführungen zunehmend an Bedeutung. Zurzeit erfolgen die Diagnosemessungen (Verlustfaktor, Kapazität, PDC-Analyse) meist offline. Die **Offline-Diagnose** weist aber zwei große Nachteile auf: Aufgrund der langen Inspektionsintervalle erfolgt nur eine stichprobenartige Überprüfung. Des Weiteren wird die Messung des Verlustfaktors meist bei Raum- bzw. Umgebungstemperatur vollzogen. Somit bleibt der tatsächliche Verlustfaktor bei Betriebstemperatur unbekannt. Deshalb wird an Online-Monitoring Systemen gearbeitet, welche kontinuierliche Messungen bei Betriebsbedingungen durchführen. [4] [6]

Für die Beobachtung des Alterungsverlaufes einer Transformatordurchführung eignet sich besonders der netzfrequente Verlustfaktor bei Betriebstemperatur, der Aufschluss über die Alterung und Feuchtigkeit des Dielektrikums gibt. Der Verlustfaktor ist ebenso proportional zur dielektrischen Verlustwärme, welche eine Gefahr für die thermische Stabilität der Durchführung darstellt. Da Teildurchschläge zwischen den Steuerbelägen in kurzer Zeit zum Totschaden der Durchführung eskalieren können, ist meist eine zyklische Kapazitätsmessung im Zuge des Inspektionsintervalles nicht ausreichend. Deshalb sollte das **Online-Monitoring** System neben dem netzfrequenten Verlustfaktor auch eine empfindliche Kapazitätsmessung aufweisen. Somit könnte eine Durchführung bis zum ersten Teildurchschlag betrieben werden, welcher durch eine Kapazitätsänderung detektierbar ist und einen Alarm auslöst. [4] [6]

Der über den Messanschluss gemessene Strom genügt nicht um Kapazität und Verlustfaktor zu erfassen. Für die Ermittlung der Kapazität wird die Höhe der Spannung benötigt und für den Verlustfaktor ist ein Referenzmesszweig erforderlich, um die Phasenverschiebung zu bestimmen. Bei der Offline-Messung werden diese Anforderungen mittels Brückenschaltung oder in einem dielektrischen Messgerät erfüllt, aber nicht bei der Online-Messung mit veränderlicher und unbekannter Spannung. [4] [6]

Zurzeit werden drei verschiedene Ansätze für das Online-Monitoring verfolgt:

1. Die Transformatordurchführung wird am Messanschluss mit einer **umschaltbaren Unterspannungsimpedanz** versehen, welche einen Spannungsteiler bildet. Durch eine zeitlich gestaffelte Messung mit zwei unterschiedlichen Teilern können bei gleichbleibender Spannung die beiden Unbekannten, Kapazität und Verlustfaktor, berechnet werden. Die ersten Experimente liefern präzise Kapazitätsmessungen, die Genauigkeit des Verlustfaktors bleibt aber hinter den Erwartungen. Ein weiterer Nachteil dieses Ansatzes ist die hohe Empfindlichkeit auf Spannungsschwankungen. [4] [6] Weiterführende Literatur: [32] [33] [34]
2. Ein weiterer Ansatz ist die **Vergleichsmessung der drei Durchführungen** eines Drehstromsystems. Sollte die Alterung nicht zeitgleich in allen drei Phasen verlaufen, so ist eine minimale Differenz der üblichen Phasenverschiebung um 120° messbar. Hierbei handelt es sich aber nur um eine relative und keine absolute Aussage. Somit kann keine synchrone Alterung der Durchführungen erkannt werden. Dieser Ansatz reagiert sehr empfindlich auf Phasen-Asymmetrie. [4] [6] Weiterführende Literatur: [27] [35] [36]
3. Aufgrund der oben genannten Nachteile wurde ein neuer Ansatz entwickelt, der das **Referenzsignal** unabhängig von den zu überwachenden Durchführungen aus **externen Quellen** erzeugt. Das Vergleichssignal kann zum Beispiel mittels kapazitiver Sonden aus dem Streufeld des Drehstromsystem gewonnen werden (siehe Abbildung 3-6). Durch

den Vergleich des Messsignals am Messanschluss der Durchführung mit dem Referenzsignal können Verlustfaktoränderungen mit einer hohen Genauigkeit im Promillebereich ermittelt werden. Dieser Ansatz erlaubt ein unabhängiges Monitoring in ein- und dreiphasigen Systemen und zeigt in Langzeittests keine Auswirkungen auf Spannungsschwankungen oder Oberschwingungen. [4] [6] Weiterführende Literatur: [4] [37] [38] [39]

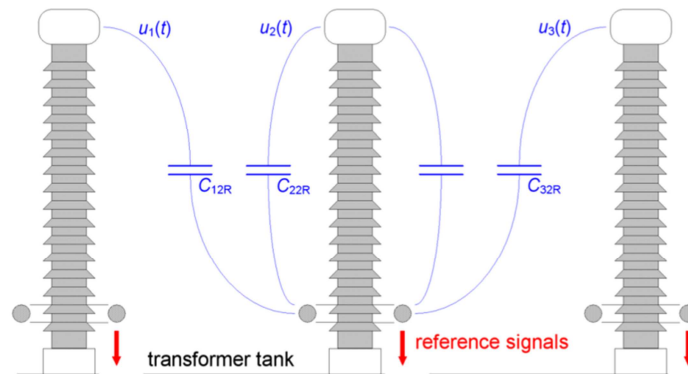


Abbildung 3-6: Erzeugung des Referenzsignals mittels kapazitiver Sonden aus dem Streufeld [4]

Der Vergleich mit einem Referenzsignal, das mittels Spannungsteiler, vom Vergleich mit anderen Durchführungen oder aus kapazitiven Sonden gewonnen wird, ermöglicht ein Online-Monitoring welches Kapazität und Verlustfaktor während des Betriebes überwacht, wodurch die Zuverlässigkeit der Durchführung bzw. des Transformators erheblich gesteigert wird. [4]

3.2 Dielektrische Antwortfunktion

Wird ein fester Isolierstoff einem elektrischen Feld ausgesetzt, laufen aufgrund der Kraftwirkung des Feldes unterschiedliche Polarisationsprozesse ab. Die Polarisierung erfolgt entweder durch gegenseitige Verschiebung gebundener Ladungen, Trennung beweglicher ungleichnamiger Ladungen oder Ausrichtung permanenter Dipole, damit bei gleichbleibender felderzeugender Spannung weitere Ladungen (sogenannte Polaritäts-Ladungen) auf die Elektroden fließen können. Durch Superposition der einzelnen Felder bildet sich im Inneren des polarisierten Dielektrikums ein elektrisches Feld, welches dem äußeren erzeugenden Feld entgegengerichtet ist. Je größer das innere Feld im Vergleich zum äußeren Feld ist, desto mehr Ladungen lassen sich auf den Elektroden binden und desto größer ist die Permittivitätszahl ϵ_r eines dem Feld ausgesetzten Dielektrikums. [11]

Durch die Alterung eines Isolierstoffs ändert sich auch dessen Polarisationsverhalten und sie dient somit als Grundlage für die dielektrische Diagnose. [11]

3.2.1 Polarisationsmechanismen

- Atom- / Elektronenpolarisation
- Gitterpolarisation / Ionenpolarisation
- Orientierungspolarisation
- Diffusionspolarisation
- Randschicht-/ Grenzflächenpolarisation

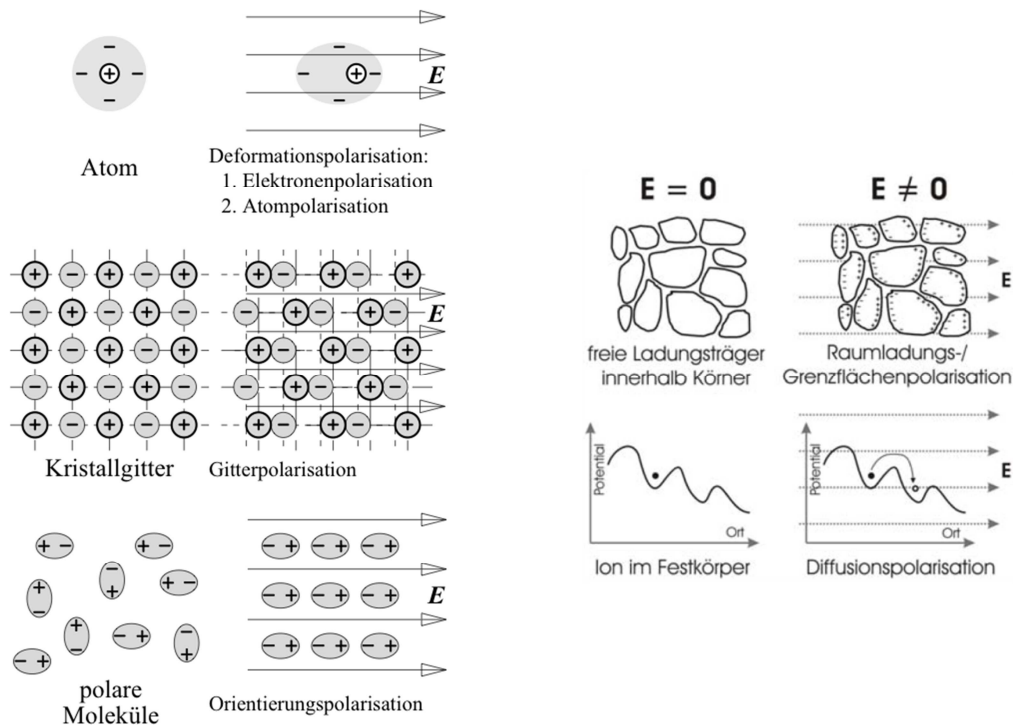


Abbildung 3-7: Polarisierung von Dielektrika durch das elektrische Feld [6] [24]

Elektronenpolarisation beruht auf der Verschiebung von negativen Elektronen gegenüber dem positiven Kern, wodurch das Atom deformiert wird. Bei der **Atompolarisation** kommt es zur Deformation ganzer Moleküle, aufgrund unterschiedlicher Ladung der Atome. Beide Mechanismen sind unter Deformationspolarisation einzuordnen.

Ionenpolarisation (auch Gitterpolarisation genannt) beruht auf der Deformation von Ionenbindungen, wodurch Ladungsschwerpunkte auseinander gerückt werden und Dipole entstehen.

Aufgrund der extrem kleinen Zeitkonstanten (Femto-Sekunden Bereich) der Deformations- und Ionenpolarisation ist eine messtechnische Erfassung weder im Zeit- noch im Frequenzbereich möglich und stehen in keinem messbaren Zusammenhang mit den Alterungsprozessen. [11]

Bei der **Orientierungspolarisation** weisen frei drehbare Dipole ein elektrisches Dipolmoment auf. Aufgrund der Temperaturbewegung sind diese im feldfreien Raum

ungeordnet. Durch das elektrische Feld erfolgt eine zeitlich verzögerte Ausrichtung der Dipole was auch als „Relaxation“ bezeichnet wird. Die Relaxationszeit der Dipolorientierung in festen Isolierstoffen beträgt zwischen Mikrosekunden und Wochen. Somit sind „langsame“ Dipolorientierungseffekte messbar, sie werden jedoch nach [11] durch die Grenzflächen- und Randschichtpolarisation überdeckt.

Die **Diffusionspolarisation** ist wie die Orientierungspolarisation ein Relaxationsprozess. Durch Fehlstellen im Ionengitter ist es einzelne Ionen möglich im elektrischen Feld zu wandern. Dieser Prozess ist aufgrund der Beweglichkeit der Ladungsträger stark temperaturabhängig. [24]

Wenn Ladungsträger in einem homogenen Dielektrikavolumen eine Beweglichkeit aufweisen und infolge der Kraftwirkung des angelegten elektrischen Feldes bis in den Bereich der Elektroden verschoben werden, spricht man von **Randschichtpolarisation**. Aus energetischen Gründen ist es den Ladungsträgern nicht möglich das Isoliermedium zu verlassen. Die Ausbildung von Flächen- bzw. Raumladungen im Bereich der Elektroden führt zu einem nachweisbaren Polarisationszustand. Bei den Ladungsträgern kann es sich in Polymerwerkstoffen sowohl um Ionen als auch um Elektronen oder Löcher handeln, deren Beweglichkeit auf den so genannten Hoppingprozess beruht. Durch thermische und/oder elektrische Aktivierung bewegen sich die Ladungsträger von Haftstelle zu Haftstelle (engl. Trap). Diese Ladungsträgerbereitstellung ist für polymere Dielektrika als dominanter Mechanismus anerkannt und stellt nach heutigem Wissensstand in einem engen Zusammenhang mit dem Alterungszustand der Isolation. Ein weiteres bekanntes Phänomen ist die Ionenleitung in Polymeren, welche durch die Beweglichkeit von Eigen- und Fremdionen im Polymergefüge gegeben ist. Aufgrund der Monomerabspaltung im Alterungsprozess nimmt die Zahl der Eigenionen zu, wodurch sich die Polarisations-eigenschaften verändern. Diese Prozesse treten sowohl bei der Alterung von Epoxidharz als auch im Papier der Durchführungsisolation auf. [11]

Bei der **Grenzflächenpolarisation** beruht die Ladungsträgerbereitstellung auf den oben genannten Prozessen. Dielektrika welche makroskopisch oder mikroskopisch keinen homogenen Aufbau aufweisen (z.B. Verbundwerkstoffe) weisen meist eine unterschiedliche Beweglichkeit der Ladungsträger in den Teilmaterialien auf. Deshalb bilden sich an den Grenzflächen beim Anlegen eines elektrischen Feldes Ladungsträgerkonzentrationen. Die dadurch entstehenden Flächen- und Raumladungen bilden einen messbaren Polarisationszustand. Die Zeitkonstanten der Randschicht- und Grenzflächenpolarisation liegt im Bereich von Minuten bis Wochen. Aufgrund des Zusammenhanges der Ladungsträgerbeweglichkeit und –bereitstellung mit dem Alterungszustand des Dielektrikums

bilden diese beiden Polarisationsprozesse die wesentliche Grundlage für die dielektrische Diagnostik. [11]

Die oben genannten Polarisationsmechanismen sind von folgenden Faktoren abhängig:

- Frequenz (Dispersion)
- Temperatur
- Elektrische Feldstärke
- Sonstige Parameter (Material, Feuchte, etc.)

Polarisation im Zeit- und Frequenzbereich

Mathematisch lassen sich die Polarisationsmechanismen im Zeit- und Frequenzbereich folgendermaßen beschreiben [8] [11]:

$$\begin{aligned}
 \underline{D}(t) &= \varepsilon_0 \cdot \underline{E}(t) + \underline{P}(t) \\
 \underline{D}(\omega) &= \varepsilon_0 \cdot \underline{\varepsilon}_r(\omega) \cdot \underline{E}(\omega) \quad \text{mit} \quad \underline{\varepsilon}_r(\omega) = \varepsilon_r'(\omega) - j \varepsilon_r''(\omega) = 1 + \underline{\chi}(\omega) \quad \text{Formel 3-6} \\
 \underline{P}(\omega) &= \varepsilon_0 \cdot \underline{\chi}(\omega) \cdot \underline{E}(\omega)
 \end{aligned}$$

mit:

D	dielektrische Verschiebung
P	Polarisation
E	elektrische Feldstärke
$\varepsilon_0, \underline{\varepsilon}_r$	Dielektrizitätszahl (absolut, relativ)
χ	Suszeptibilität

Die elektrische Verschiebung entspricht dem Produkt aus Dielektrizitätszahl und elektrischem Feld, wobei die komplexe relative Dielektrizitätszahl $\underline{\varepsilon}_r$ einen realen und komplexen Anteil aufweist. Der Reale Teil ε_r' entspricht jener Dielektrizitätszahl, welche in den Werkstofftabellen aufzufinden ist. Der Imaginäre Teil ε_r'' gilt als Maß für die Polarisierbarkeit (Polarisationsverluste) eines Mediums. Daraus resultiert die elektrische Polarisation im Zeitbereich mit der dielektrischen Antwortfunktion $f(t)$ [8]:

$$\underline{P}(t = \infty) = \varepsilon_0 \cdot \underline{E}_0 \int_0^{\infty} f(\tau) d\tau \quad \text{Formel 3-7}$$

Die Polarisation im Frequenzbereich setzt sich aus dem Produkt der komplexen Suszeptibilität und dem elektrischen Feld zusammen. Da die frequenzabhängige Suszeptibilität $\underline{\chi}(\omega)$ das Frequenzbereichs-Pendant zur elektrischen Antwortfunktion $f(t)$ darstellt, entspricht diese der Übertragungsfunktion des Systems [11]:

$$\underline{\chi}(\omega) = F\{f(t)\} = \int_{-\infty}^{\infty} f(t) \cdot e^{-j\omega t} dt \quad \text{Formel 3-8}$$

Mit Hilfe der Fouriertransformation ist die Umwandlung der Ströme vom Zeitbereich in den Frequenzbereich möglich, wodurch sich der frequenzabhängige Verlustfaktor $\tan \delta$ berechnen lässt [8]:

$$\tan \delta = \frac{P}{Q} = \tan \delta_L + \tan \delta_{POL} = \frac{\kappa + \omega \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r''(\omega)}{\omega \cdot \epsilon_0 \cdot \epsilon_r'(\omega)} \quad \text{Formel 3-9}$$

Der Verlustfaktor $\tan \delta$ setzt sich aus einer Leitfähigkeits- ($\tan \delta_L$) und Polarisationskomponente ($\tan \delta_{POL}$) zusammen. [11] [24]

Beschreibung im Zeitbereich

Zur Ermittlung der Systemeigenschaften wird das Dielektrikum einem Spannungs- bzw. Feldsprung ausgesetzt und die dielektrische Sprungantwort gemessen. Unmittelbar nach dem Feldsprung erfolgt der Aufbau des Vakuumfeldes durch einen sehr großen und kurzen Ladestromimpuls und auf den Elektroden bildet sich die Ladungsdichte $\epsilon_0 E$ (Formel 3-6). Durch die verzögerte Ausrichtung der Dipole (Polarisation) binden sich zusätzliche Ladungen auf den Elektroden mit einer zeitlich steigenden Ladungsdichte $P_i(t)$. Da verschiedene Polarisationsmechanismen wirken, werden diese mit dem Index i bezeichnet. Eine Überlagerung der jeweiligen Mechanismen ergibt die Polarisation [6]:

$$P(t) = \sum_i P_i(t) \quad \text{Formel 3-10}$$

Nach dem Abklingen der Polarisationsvorgänge stellt sich ein stationärer Strom ein, der durch die (Rest-) Leitfähigkeit κ des Dielektrikums definiert wird [6]:

$$J = \kappa \cdot E \quad \text{Formel 3-11}$$

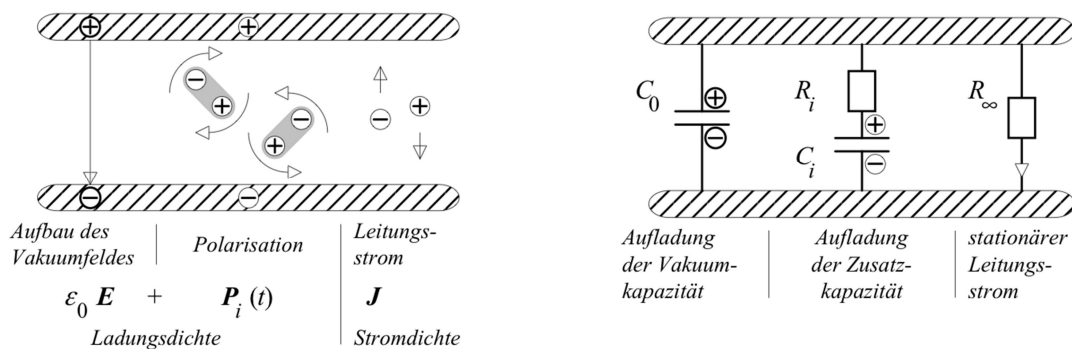


Abbildung 3-8: Physikalische Prozesse im Dielektrikum beim Anlegen eines Feldsprunges (links), Ersatzschaltbild des Dielektrikums (rechts) [6]

Die mathematische Beschreibung dieses physikalischen Vorganges erfolgt durch ein Ersatzschaltbild (Abbildung 3-11 rechts). Dabei entspricht die Vakuumkapazität C_0 dem Aufbau des Vakuumfeldes und der Gleichstromwiderstand R_∞ dem stationären Strom. Die zeitveränderliche, verzögerte Polarisation $P_i(t)$ wird mittels Differentialgleichung (Debye-

Ansatz) beschrieben und ergibt eine exponentiell fallende Funktion, welche gegen $P_i(\infty)$ strebt [6]:

$$P_i(t) = P_i(\infty) \cdot \left[1 - e^{-\frac{t}{\tau_i}} \right] \quad \text{Formel 3-12}$$

Im Ersatzschaltbild wird die Polarisation durch eine Aufladung eines RC-Gliedes mit Zusatzkapazität C_i und Widerstand R_i beschrieben, deren Zeitkonstante wie folgt beschrieben ist [6]:

$$\tau_i = R_i \cdot C_i \quad \text{Formel 3-13}$$

Zur Nachbildung verschiedener Polarisationsmechanismen erfolgt eine Parallelschaltung von mehreren RC-Gliedern mit unterschiedlichem Index i und Parametern R_i und C_i .

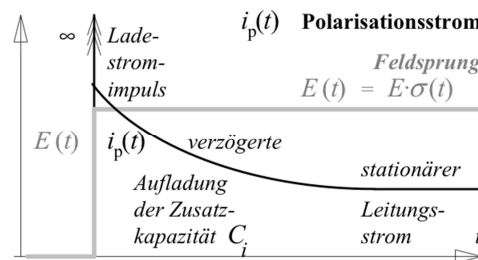


Abbildung 3-9: Dielektrische Systemantwort im Zeitbereich [6]

Der Polarisationsstrom enthält, als Systemantwort auf einen Feldsprung im Zeitbereich, alle benötigten Informationen um das dielektrische Ersatzschaltbild zu beschreiben (Abbildung 3-9). Die Anfangskapazität C_0 wird durch Integration des Ladestromimpulses berechnet [6]:

$$C_0(\Delta t) = \frac{1}{U} \cdot \int_0^{\Delta t} i_p(t) \cdot dt \quad \text{Formel 3-14}$$

Das Integrationsintervall muss dabei sehr kurz gewählt werden, dass noch keine Polarisationserscheinungen erfasst werden.

Zur Erfassung des Gleichstromwiderstandes R_∞ dient der stationäre Endwert des Polarisationsstromes $i_p(\infty)$ [6]:

$$R_\infty = \frac{U}{i_p(\infty)} \quad \text{Formel 3-15}$$

Die Polarisations-Ersatzelemente R_i und C_i berechnen sich wie folgt [6]:

$$R_i = \frac{U}{i_p(\Delta t) - i_p(\infty)}$$

$$\sum_i C_i = \frac{1}{U} \cdot \int_{\Delta t}^{\infty} [i_p(t) - i_p(\infty)] \cdot dt$$

Formel 3-16

Die vollständige Ermittlung dielektrischer Ersatzschaltbilder höherer Ordnung erfolgt durch das sogenannte "Curve-Fitting". Hierbei wird der gemessene Polarisationsstrom $i_p(t)$ durch Exponentialfunktionen approximiert und durch mehrere RC-Glieder nachgebildet. [6]

Abbildung 3-10 zeigt die möglichen Ansätze der dielektrischen Diagnostik im Zeitbereich. Die unterschiedlichen Methoden beruhen auf der Analyse von Strömen oder Spannungen und werden in den folgenden Kapiteln näher beschrieben. [6]

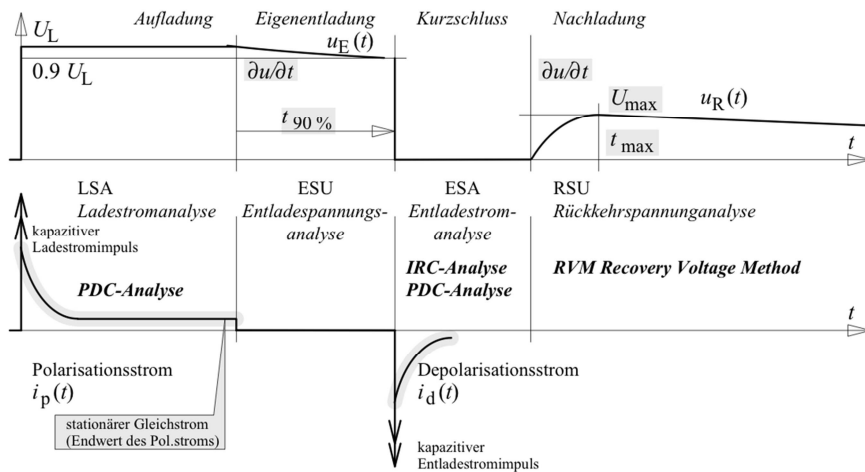


Abbildung 3-10: Dielektrische Diagnostik im Zeitbereich [6]

Beschreibung im Frequenzbereich

Die mathematische Beschreibung der dielektrischen Eigenschaften im Frequenzbereich erfolgt analog zum Zeitbereich (Abbildung 3-8). Durch Fourier-Transformation der Gleichungen des Zeitbereiches in den Frequenzbereich bilden sich eine komplexe Polarisation \underline{P} bzw. eine komplexe Dielektrizitätszahl $\underline{\epsilon}_r$ (Formel 3-6). Der Realteil definiert die Frequenzabhängigkeit der Kapazität C bzw. Dielektrizitätszahl ϵ . Der Imaginärteil beschreibt den Verlustwinkel δ zwischen Spannung (Erregung) und Strom (Antwort), welcher durch die dielektrischen Verluste verursacht wird. Dieser wird meist durch den Verlustfaktor $\tan \delta$ dargestellt (Abbildung 3-11, links). Werden diese komplexen Größen (im Besonderen die komplexe Dielektrizitätszahl) über die Frequenz gemessen, so erhält man eine dielektrische Systemantwort im Frequenzbereich. [6]

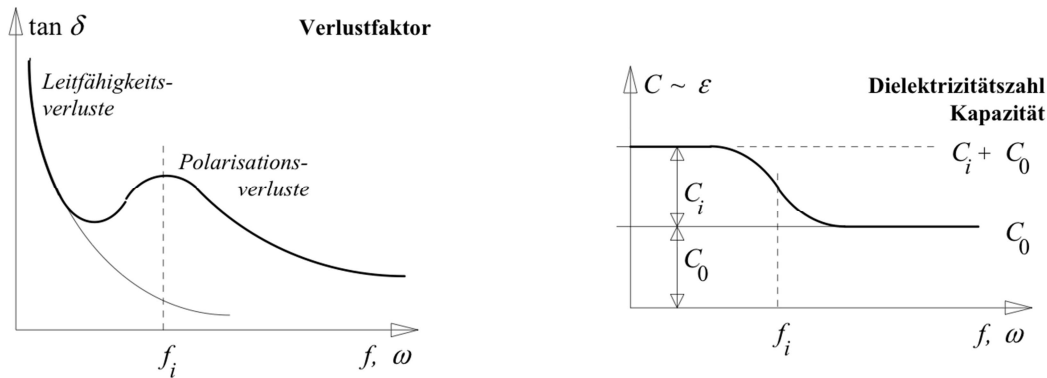


Abbildung 3-11: Dielektrische Kenngrößen im Frequenzbereich [6]

Die **Frequenzabhängigkeit** der Dielektrischen Größen erklärt sich mithilfe von Abbildung 3-8 wie folgt [6]:

- Die Dipole können dem Feld bei sehr hohen Frequenzen nicht folgen, wodurch nur das Vakuumfeld umgeladen wird. Eine Messung der Kapazität würde den Wert C_0 ermitteln. Im Ersatzschaltbild fließt der Strom überwiegend durch C_0 , wodurch der Verlustfaktor bei sehr hohen Frequenzen gegen Null strebt.
- Aufgrund der langsamen Feldänderung bei sehr niedrigen Frequenzen können alle Dipole unverzögert folgen, wodurch zusätzliche Ladung auf den Elektroden gebunden wird. Im Ersatzschaltbild findet eine Ladung aller Kapazitäten $C_0 + C_i$ statt. Eine Messung der Kapazität würde bei niedrigen Frequenzen die Kapazitätssumme ergeben (Abbildung 3-11, rechts). Die Blindleistung $\omega C_0 U^2$ strebt in diesem Fall gegen Null und die Stromwärmeverluste U^2/R_∞ bleiben konstant. Der Verlustfaktor, definiert über das Verhältnis Verlustleistung zu Blindleistung, strebt somit gegen Unendlich.
- Werden die Dipole mit mittleren Frequenzen angeregt, so folgen diese dem Feld verzögert und verrichten mechanische Arbeit, wodurch das Dielektrikum erwärmt wird (sogenannte dielektrische Wärmeverluste). Diese Verluste werden im Ersatzschaltbild als Ladestrom durch R_i abgebildet. Die Messung der Kapazität würde mittlere Werte ermitteln und der Verlustfaktor weist in diesem Übergangsbereich ein Maximum an Polarisationsverluste auf (siehe Abbildung 3-11, rechts).

3.2.2 Polarization Depolarization Current (PDC)

Bei der PDC-Analyse wird der Prüfling mittels Gleichspannung beaufschlagt und dessen Polarisationsstrom gemessen. Nach einer definierten Zeit wird der Prüfling kurzgeschlossen und der Depolarisationsstrom aufgenommen. Es handelt sich dabei um eine Sprungantwortmessung im Zeitbereich, bei der die gesamten Systemeigenschaften eines linearen Isoliersystems mit einer einzigen Messung errechnet werden können. Durch

Ermittlung von Ersatzschaltbildern (siehe Kapitel 3.2.1) und Transformation ist eine näherungsweise Bestimmung aller weiteren dielektrischen Kenngrößen wie z.B. Rückkehrspannung oder Frequenzgänge von Verlustfaktor oder Kapazität möglich. [6]

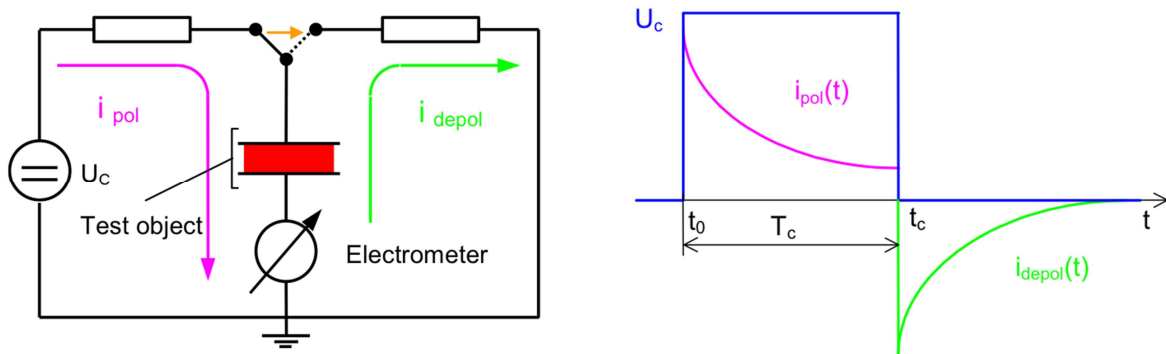


Abbildung 3-12: Schematischer Aufbau (links) und gemessene Stromverläufe (rechts) [40]

Aufgrund der starken Abhängigkeit der Polarisations- und Depolarisationsströme von der Feuchtigkeit und den Alterungseffekten eignet sich dieses Verfahren zur Zustandsbewertung von Isolationssystemen. [41]

Die Darstellung der gemessenen Ströme erfolgt auf einem doppeltlogarithmischen Maßstab. Abbildung 3-13 zeigt einen typischen Verlauf der Polarisations- und Depolarisationsströme einer Papier-Öl Isolierung und ermöglicht Aussagen über die Feuchtigkeit der Zellulose und die Ölleitfähigkeit. Hohe Anfangsströme weisen auf einen schlechten Isolationswiderstand bzw. hohe Ölleitfähigkeit hin. Eine große Differenz zwischen Polarisations- und Depolarisationsstrom gegen Ende der Messdauer deutet auf einen hohen Wassergehalt im Dielektrikum hin und die Kurvenform ermöglicht Aussagen über die Geometrie und Alterung. [24]

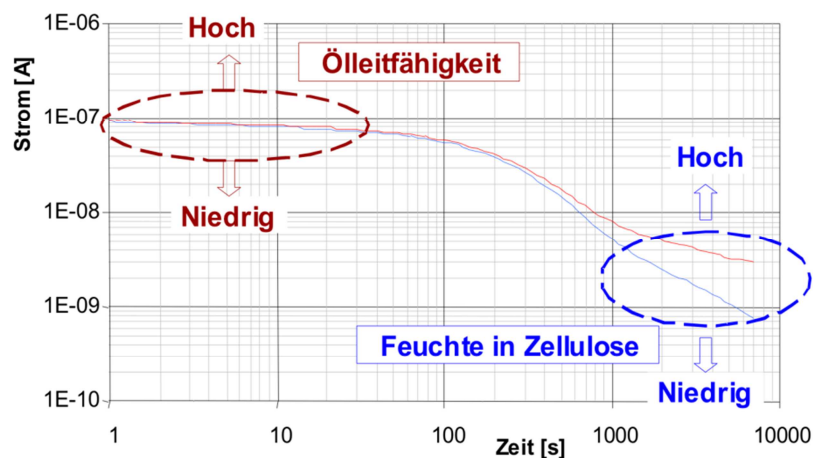


Abbildung 3-13: Typischer PDC Verlauf eines Papier-Öl Dielektrikums [41]

3.2.3 Frequency Domain Spectroscopy (FDS)

Bei der FDS-Methode wird der Prüfling mit einer sinusförmigen Wechselspannung beaufschlagt und die Spannung $u(\omega)$, der Strom $i(\omega)$ und deren Phasenverschiebung φ erfasst. Die Messschaltung und das Prinzip sind in Abbildung 3-14 dargestellt. Um ein möglichst großes Frequenzspektrum abzudecken werden viele Einzelmessungen mit variabler Messfrequenz durchgeführt. [24]

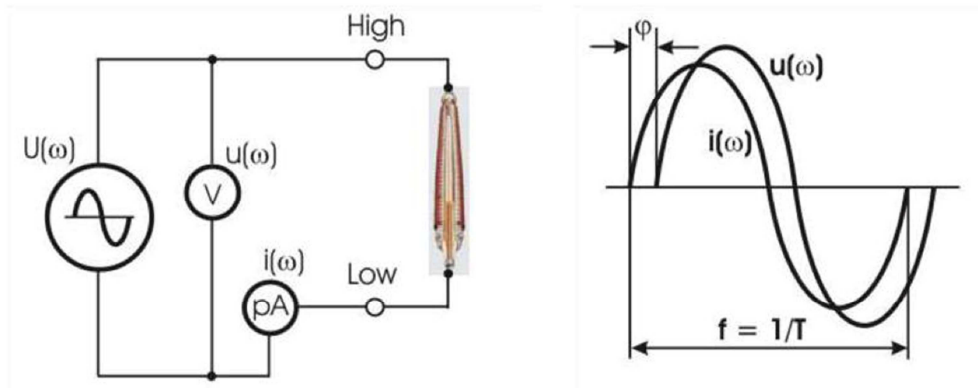


Abbildung 3-14: FDS Messschaltung und Prinzip [42]

Die gemessenen Verlustfaktoren werden zur weiteren Diagnose frequenzabhängig auf einem doppeltlogarithmischen Maßstab dargestellt. Dieser Verlauf beinhaltet die Information über Feuchtigkeit der Zellulose und Öleitfähigkeit. Die Verlustfaktoren im niederfrequenten und hochfrequenten Bereich ermöglichen Rückschlüsse auf den Feuchtegehalt und die Öleitfähigkeit kann im mittleren Frequenzbereich bestimmt werden. [24]

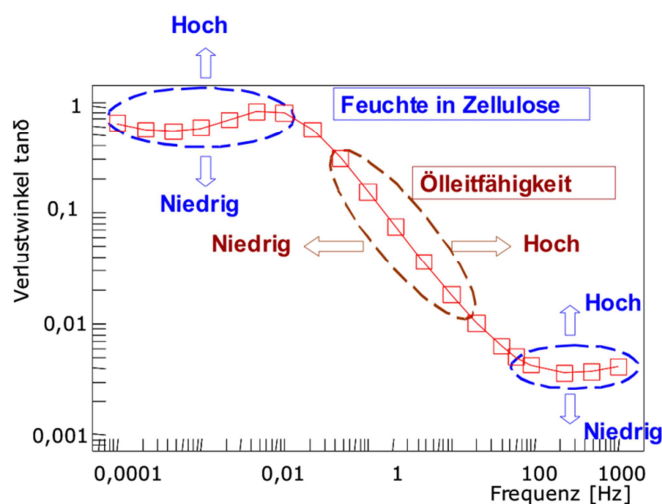


Abbildung 3-15: Zuordnung der Öleitfähigkeit und Feuchtigkeit in der Zellulose mittels FDS-Messung [41]

Ein Nachteil der FDS-Methode ist die sehr lange Messdauer bei niedrigen Frequenzen, da nach [43] für jede Einzelmessung mindestens zwei bis drei Perioden abzuwarten sind um repräsentative Ergebnisse zu erhalten. Dies bedeutet zum Beispiel bei einer Frequenz von 0,1mHz eine Messdauer von mehreren 10.000s. Bei hohen Frequenzen begrenzt hingegen der hohe Blindleistungsbedarf. [24]

3.2.4 Kombinierte PDC-FDS Messung

Der Vorteil der PDC-Analyse ist die Erfassung der gesamten Systemeigenschaften mit nur einer Messung. Mittels Fourier-Transformation lassen sich die Zeitbereichsmessungen in den Frequenzbereich umrechnen. Da der PDC-Analyser die ersten Messwerte erst nach einer Sekunde erfasst, ist eine Transformation über 1Hz nicht mehr sinnvoll. Bei der FDS-Analyse erfolgt die Messung hoher Frequenzen sehr rasch, niedrige Frequenzen benötigen jedoch eine lange Messdauer, da zwei bis drei Perioden abgewartet werden müssen. [24]

Durch die kombinierte Messung im Zeit- und Frequenzbereich werden die Vorteile beider Systeme genutzt. [44] Mittels Polarisationsstrom werden die langsamen Vorgänge im Zeitbereich erfasst und in den Frequenzbereich transformiert und die schnellen Vorgänge direkt mittels Verlustfaktormessung im Frequenzbereich gemessen. Dadurch reduziert sich die Messdauer im Vergleich zur reinen FDS-Messung um bis zu 75%. [6]

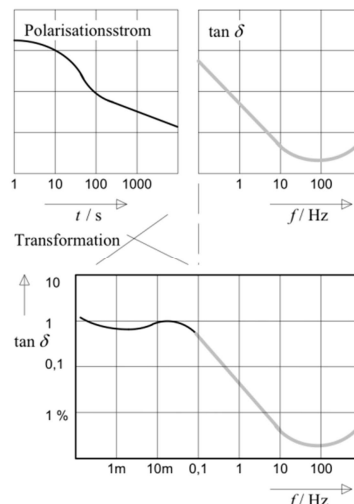


Abbildung 3-16: Kombinierte PDC-FDS Messung [6]

Abbildung 3-17 zeigt die Messung einer RBP Durchführung im FDS-Verfahren (rot) und eine kombinierte PDC+FDS-Messung (blau) mittels DIRANA der Firma Omicron. Die Messdauer der FDS Messung betrug 51 Minuten, im Vergleich bei der kombinierte Messung nur 23 Minuten. Das DIRANA beginnt die Einzelmessungen im FDS Modus und variiert die Frequenz von 5kHz bis 0,1Hz. Die niederfrequenten Werte werden durch die Transformation des darauffolgend gemessenen Polarisationsstromes errechnet. Diese Werte werden in der DIRANA Software strichliert dargestellt. Der Vergleich beider Messkurven zeigt, dass die Verfahren sehr gut miteinander korrelieren.

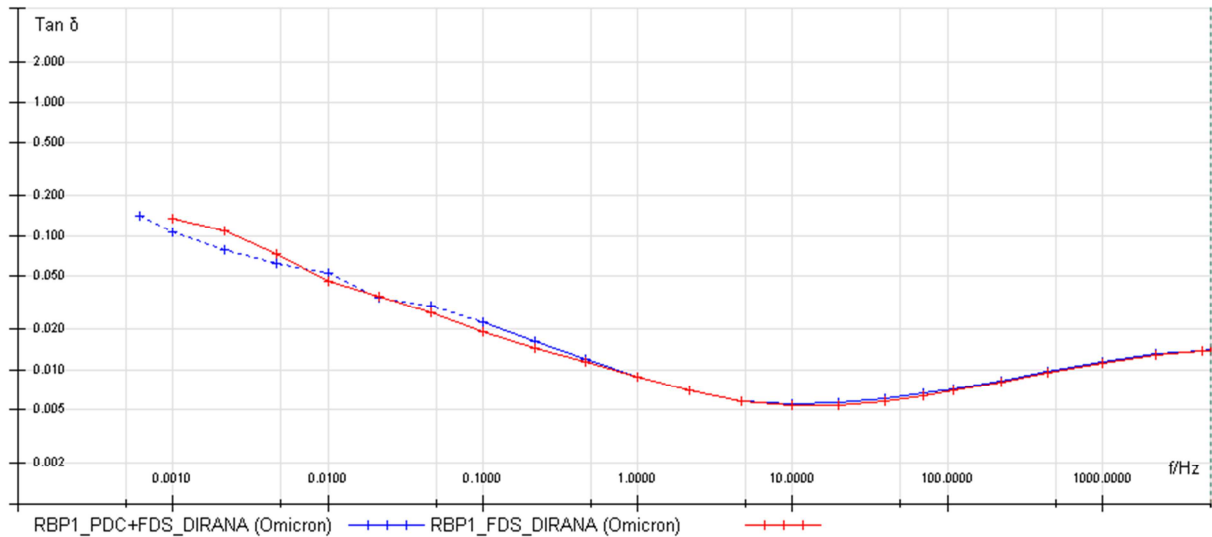


Abbildung 3-17: Vergleich Kombinierte PDC+FDS Messung (blau) mit FDS Messung (rot) [eigene Messung]

3.2.5 Isothermal Relaxation Current (IRC)

Die isotherme Relaxationsstromanalyse erfolgt in drei Schritten (Abbildung 3-18). Zuerst wird der Prüfling mittels einer Gleichspannung formiert, wobei für aussagekräftige IRC-Plots meist eine gleich lange Anregungs- und Messzeit gewählt wird. Nach der Formierung erfolgt ein Kurzschließen des Dielektrikums, wobei die Kurzschlussdauer sehr viel kleiner als die Messdauer gewählt wird. Durch den Kurzschluss werden transiente Stromanteile wie die Entladung der Vakuumkapazität und schnelle Polarisationsmechanismen am Messverstärker vorbeigeleitet. Im dritten Schritt beginnt die eigentliche Messung des Relaxationsstromes $i_{IRC}(t)$, indem der Prüfling über das Messsystem kurzgeschlossen wird. Der gemessene, exponentiell abfallende Strom wird nun vorwiegend durch die langsamen Polarisationsvorgänge bestimmt und ist signifikant vom Alterungszustand abhängig. [11]

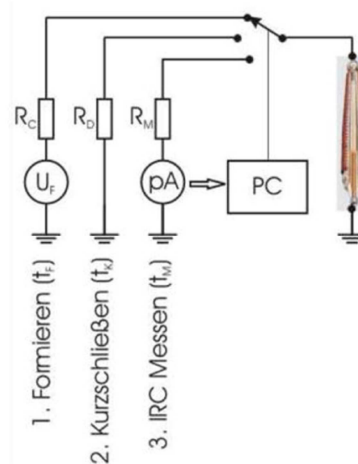


Abbildung 3-18: IRC Messprinzip [42]

Die Diagnose erfolgt mittels IRC-Plot (Abbildung 3-19), wobei die Ströme mit der jeweiligen Messzeit multipliziert und einfachlogarithmisch dargestellt werden. Das Maximum und die

Kurvenverläufe liefern Informationen über den Alterungszustand des Prüflings und die Auswertung erfolgt meist mithilfe von Datenbanken in Form von neuronalen Netzwerken. [24]

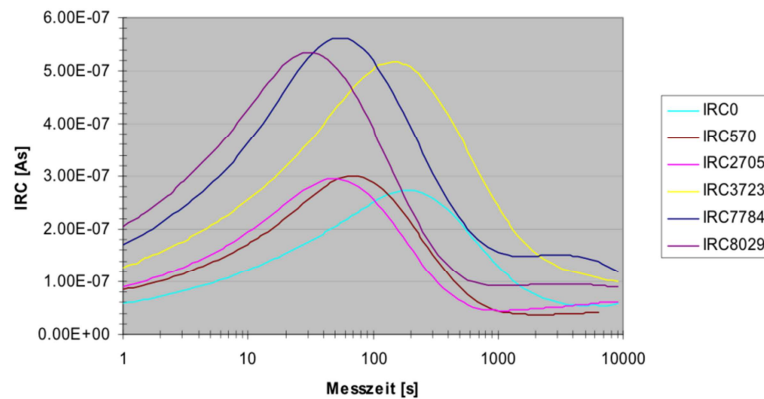


Abbildung 3-19: IRC Plot [24]

Die IRC-Analyse wurde vorwiegend zur Klassifizierung neuer und water-tree-geschädigter Mittelspannungs-Kunststoffkabel entworfen [45], kann aber auch für andere feststoffisolierte Betriebsmittel wie Hochspannungsdurchführungen verwendet werden [11].

3.2.6 Recovery Voltage Method (RVM)

Unter den dielektrischen Diagnoseverfahren zählt die Rückkehrspannungsanalyse bzw. RVM-Analyse zu den Ältesten. Diese Methode beruht auf dem Prinzip, dass sich ein polarisiertes Dielektrikum auch nach einem kurzzeitigen Kurzschluss mit den im Dielektrikum gespeicherten Ladungen wieder nachladen kann, sofern es nur sehr hochohmig belastet wird. Die Rückkehrspannungsmessung erfolgt somit im Leerlauf, im Vergleich dazu erfolgt die Depolarisationsstrommessung (PDC-Analyse) im Kurzschluss. Abbildung 3-20 zeigt die Entstehung der wiederkehrenden Spannung durch Grenzflächenpolarisation in einem geschichteten Öl-Papier-Dielektrikum (z.B. Transformatorisolation aus Ölspalte und Barrieren). [6]

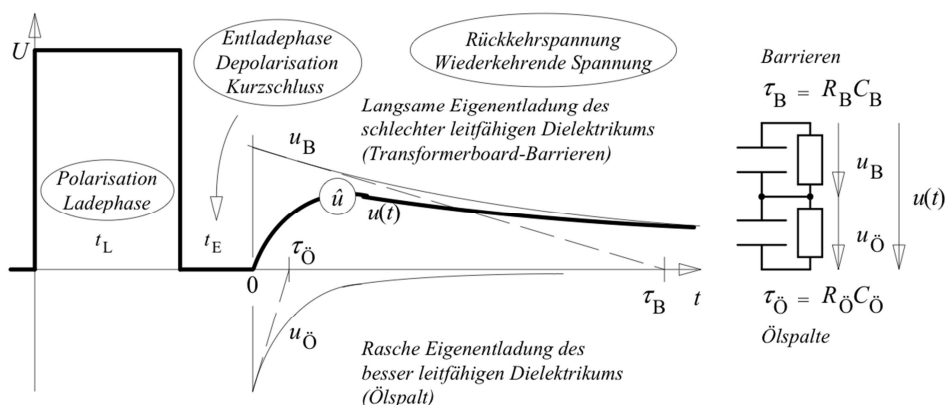


Abbildung 3-20: Entstehung der Rückkehrspannung einer Öl-Papier-Isolation [6]

Für die Interpretation der Messung sind vor allem der Anstieg der Rückkehrspannung sowie deren Maximum wichtig. [24]

3.3 Sonstige Diagnoseverfahren

3.3.1 Chemische Diagnostik (Ölanalyse)

Da bei OIP-Durchführungen das Öl zur aktiven Isolation beiträgt kann mittels chemischer Analysen dessen Zustand bestimmt werden. Für die Zustandsbewertung sind vor allem der Wassergehalt (KFT) und die im Öl gelösten Spaltgase (DGA) von Interesse. Die Entnahme der Ölprobe erfolgt über die dafür vorgesehene Ölentnahmevorrichtung im Kopfbereich der Durchführung, wobei auf die Empfehlungen des Herstellers zu achten ist. [6] [28]

Karl-Fischer-Titration (KFT)

Eine Bestimmung der Feuchte im Isolieröl ermöglicht Rückschlüsse auf den Alterungszustand und die Spannungsfestigkeit der Hauptisolierung. Die Karl-Fischer-Titration (KFT) wird als gängiges Verfahren zur Ermittlung des Wassergehaltes eingesetzt und ist in der Norm DIN EN 60814 [46] beschrieben. In dieser Norm werden zwei Messmethoden zur Bestimmung der Ölfeuchte unterschieden: direkte Titration für niederviskose Öle und die Ausheizmethode für hochviskose Öle. [47]



Abbildung 3-21: Coulometrischer Karl-Fischer-Titrator [48]

Die Wasserbestimmung nach Karl Fischer beruht auf der Grundlage, dass Iod und Schwefeloxid nur in Gegenwart von Wasser zu Iodid und Sulfat reagieren („Bunsen Reaktion“). [49]

Das für die Titration benötigte Lösungsmittel (z.B. Methanol) befindet sich im Analysegefäß und wird vor der eigentlichen Messung durch dosierte Zugabe von Titriermittel (z.B. Iod) vorgetrocknet (Vortitration). Nachdem sämtliche Feuchtigkeit im Titriergefäß und Lösungsmittel gebunden ist, erfolgt das Einspritzen der Ölprobe über ein luftdichtes Diaphragma. Nun erfolgt eine dosierte Zugabe von Titriermittel, bis die aus der Probe gelöste Feuchtigkeit gebunden ist und durch die Änderung der gemessenen Leitfähigkeit erfasst wird (Platin-Doppelelektrode). [6] [49]

Bei der *volumetrischen Methode* (klassische KFT) erfolgt die Zugabe des Titriermittel über eine Dosierpumpe, wobei aus dem Gewicht des Öls und der Menge des Titranten der Wassergehalt des Öls in ppm errechnet wird. [6]

Da die Ölproben sehr geringe Wassermengen aufweisen sind auch sehr kleine Iodmengen erforderlich. In diesem Fall ist es einfacher und genauer das Iod *coulometrisch* aus Iodid direkt im Analysegefäß zu erzeugen. Somit ist die für die Erzeugung des Iods erforderliche Elektrizitätsmenge dem Feuchtigkeitsgehalt proportional. [6] [48]

Abbildung 3-22 zeigt den schematischen Vergleich der Volumetrie und Coulometrie, wobei der prinzipielle Unterschied nur in der Dosierung und Bereitstellung des Iods liegt. [48]

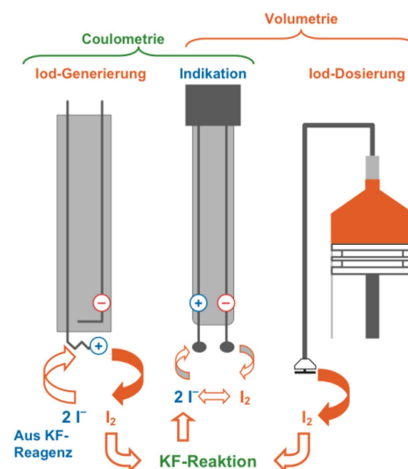


Abbildung 3-22: Schematischer Vergleich von Coulometrie und Volumetrie [48]

Das Isolieröl von neuwertigen OIP Durchführungen der Firma ABB weist eine Feuchtigkeit von kleiner 3ppm auf. Ab einem Wassergehalt von größer 10ppm empfiehlt der Hersteller weitere Untersuchungen mittels Verlustfaktormessung. Überschreitet der gemessene Wert 20ppm, so sollte die Durchführung ausgemustert werden. [28]

Gas-in-Öl Analyse (DGA)

Die Gas-in-Öl Analyse oder kurz DGA (Dissolved Gas Analysis) ist eines der wichtigsten Diagnoseverfahren für ölgefüllte Betriebsmittel wie Transformatoren, OIP Durchführungen, Messwandler, Ölkabel und ölgefüllte Schaltgeräte. Durch elektrische Entladungen und lokale Heißstellen erfolgt ein thermischer Abbau des Öl-/Zellulosedielektrikums. Je nach Energiedichte in der Fehlerstelle entstehen charakteristische Spaltgase, die im Öl gelöst werden. Die gaschromatographische Analyse dieser Gase liefert Aussagen zum Schädigungsprozess und ermöglicht eine vorzeitige Erkennung von Defekten, anhand typischer Schlüssel- und Begleitgase. Üblicherweise werden folgende Gase analysiert: Sauerstoff (O_2), Stickstoff (N_2), Kohlenmonoxid (CO), Kohlendioxid (CO_2), Wasserstoff (H_2), Methan (CH_4), Ethan (C_2H_6), Ethylen (C_2H_4), Acetylen (C_2H_2). [6] [24] [50]

Die Norm IEC 60599 [51] beschreibt die Differenzierung verschiedener Fehlerarten mittels Quotienten unterschiedlicher Gaskonzentrationen und deren Grenzwerte. Folgende Quotienten wurden festgelegt: C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6 und CO_2/CO . Im Anhang der Norm befinden sich grafische Methoden zur besseren Veranschaulichung der Diagnoseergebnisse. Abbildung 3-23 zeigt das häufig verwendete Duval Dreieck.

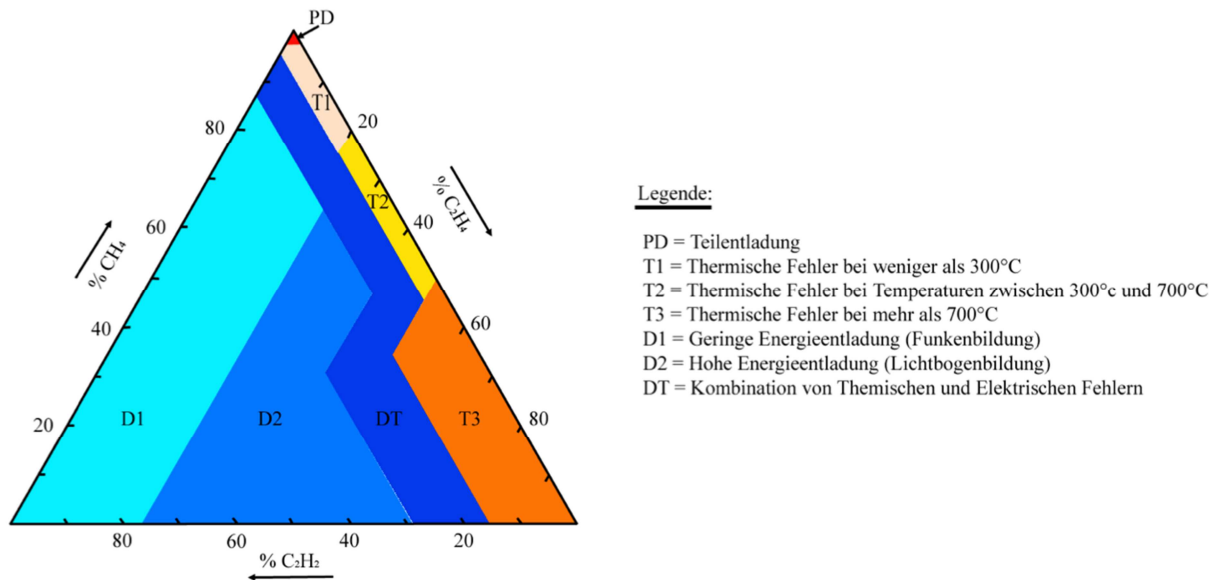


Abbildung 3-23: Duval Dreieck [50]

Tabelle 3-3 zeigt eine grobe Klassifikation der Fehlerarten anhand der in der Norm IEC 60599 [51] beschriebenen Gasquotienten nach [6]:

Fehlerart	Transformator	OIP Durchführung
Teilentladungen (PD: partial discharges)	$CH_4/H_2 < 0,2$	$CH_4/H_2 < 0,07$
Entladungen (D: Discharges)	$C_2H_2/C_2H_4 > 0,2$	$C_2H_2/C_2H_4 > 1$
Thermische Fehler (T)	$C_2H_2/C_2H_4 < 0,2$	$C_2H_2/C_2H_6 > 1$
Thermische Fehler in Papier (TP)	-	$CO_2/CO < 1$ oder > 20

Tabelle 3-3: DGA-Analyse – Klassifikation der Fehlerarten [6]

Der Hersteller ABB empfiehlt für die Auswertung der DGA-Analyse die Norm IEC 61464 [52]. [28]

3.3.2 Optische Diagnostik

Die optische Diagnostik ermöglicht die Detektion von äußeren Teilentladungen (Korona-Entladungen), da während einer Entladung aufgrund von Ionisierungs-, Anregungs- und Rekombinationsprozessen Licht emittiert wird. Das Emissionsspektrum reicht vom Ultraviolett- über den sichtbaren bis in den Infrarotbereich und ist vom Umgebungsmedium und der Teilentladungsintensität abhängig. Etwa 1% der umgesetzten Energie einer Teilentladung wird in Licht emittiert, wobei dieses näherungsweise proportional zur Ladung ist. Da in Luft das Emissionsspektrum durch den Stickstoff bestimmt wird, befinden sich 90%

im UV-Bereich (Abbildung 3-24). Somit ist der Großteil der Lichtemission für das menschliche Auge unsichtbar. [24] [53]

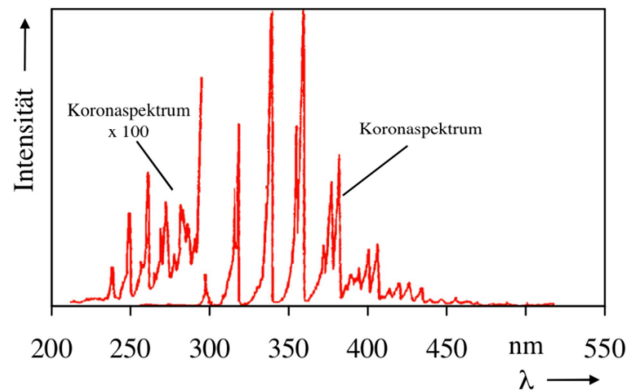


Abbildung 3-24: Optisches Emissionsspektrum einer typischen Korona-Entladung (teilweise um den Faktor 100 verstärkt) [54]

Mithilfe eines speziellen Kamerasystems ist es möglich diese UV-Emissionen sichtbar zu machen. Da auch das Sonnenspektrum einen UV-Anteil aufweist, wird für die UV-Messung ein optischer Filter verwendet (Bandpass: $\lambda = 240 \dots 280 \text{ nm}$), wodurch auch eine Inspektion bei Tageslicht möglich wird (Abbildung 3-25 und Abbildung 3-26). [54]

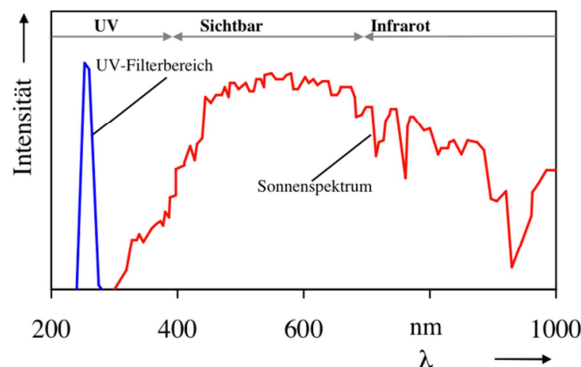


Abbildung 3-25: Natürliches Sonnenspektrum und UV-Filterbereich [54]

Abbildung 3-26 zeigt das schematische Funktionsprinzip des gesamten Kamerasystems. Im dargestellten unteren Bereich bestehend aus UV-Filter, Bildverstärker und CCD-Kamera (Charge Coupled Device) wird das UV-Bild gemessen. Der parallele obere Zweig besteht aus einem konventionellen Kamerasystem zur Echtaufnahme. Das durch ein Objektiv eingefangene Licht wird mittels Spiegelsystem auf beide Kamerasysteme verteilt. [54]

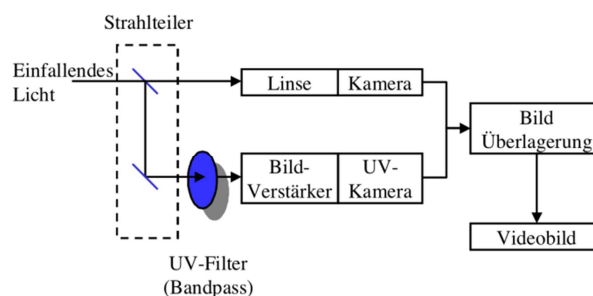


Abbildung 3-26: Funktionsprinzip des UV-Kamerasystems DayCor® [54]

Abbildung 3-27 zeigt die Detektion und Darstellung einer Korona-Entladung, wobei verschiedene Darstellungsmodi gewählt werden können. Das UV-Bild zeigt die Entladungen als weiße Punkte auf schwarzem Hintergrund. Erst die Überlagerung des UV-Bildes mit dem Tageslichtbild ermöglicht eine genaue Lokalisierung der Entladung. [54]

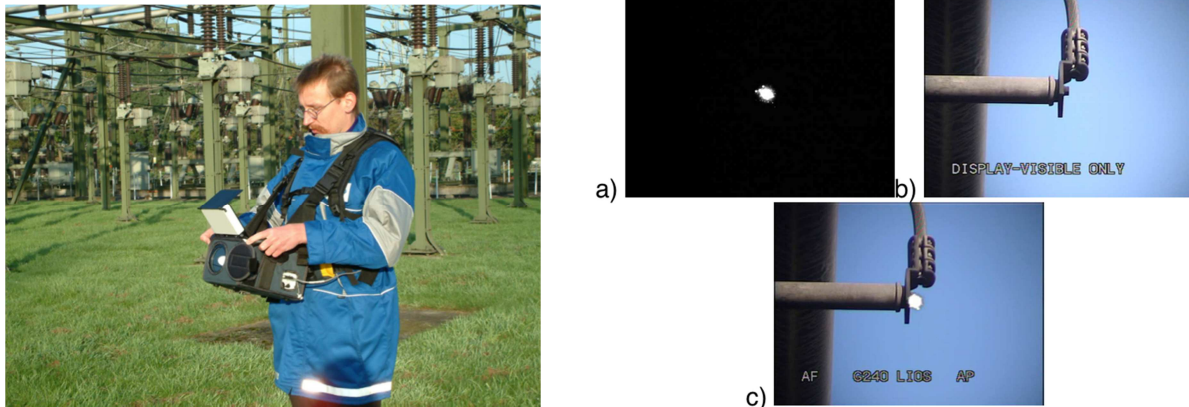


Abbildung 3-27: Detektion von Korona-Entladungen mittels UV-Kamerasystem DayCor® (links) Darstellung der Korona Entladung als UV-Bild (a), als Tageslichtbild (b) und eine Überlagerung beider Bilder zur Lokalisierung der Quelle (c) (rechts) [54]

Die UV-Kamerasysteme werden bereits bei Inspektionen von Umspannwerken und Freileitungen eingesetzt (z.B.: Inspektionsflug mittels Hubschrauber entlang einer Freileitung). Der große Vorteil dieser Methode liegt in der on-line Messung, wodurch keine Abschaltungen erforderlich sind. [6]

Bei Durchführungen eignet sich die optische Diagnostik nur zur Zustandsbewertung der Armaturen, da nur äußere Entladungen messbar sind.

3.3.3 Thermische Diagnostik (Infrarot-Thermografie)

Die Infrarot-Thermografie ermöglicht die berührungslose Messung der temperaturabhängigen Wärmestrahlung von Betriebsmitteln. Der Großteil der Wärmestrahlung wird im infraroten (IR) Bereich des elektromagnetischen Spektrums abgegeben (Wellenlänge zwischen $0,78\mu\text{m}$ und $1000\mu\text{m}$). Für eine exakte Messung der absoluten Temperatur sind jedoch genaue Kenntnisse der Übertragungstrecke (Transmission der Atmosphäre), sowie der Oberflächenbeschaffenheit des Messobjektes (Reflexionskoeffizient) erforderlich. Zum Beispiel emittiert eine schwarz lackierte Oberfläche bei gleicher Temperatur mehr IR-Strahlung als eine polierte und verchromte Oberfläche. Die IR-Kamera nimmt die IR-Strahlung auf und wandelt diese nach interner Bildverarbeitung in ein farbiges Temperaturbild um, wodurch die Wärmeverteilung für das menschliche Auge sichtbar wird. [24] [50]

Ein großer Vorteil der IR-Thermografie ist, dass keine Abschaltungen erforderlich sind und somit die Temperaturen bei der jeweiligen Betriebsbelastung detektiert werden. Es kann jedoch lediglich die Oberflächentemperatur des Messobjektes ermittelt werden. [24]

Abbildung 3-28 zeigt die Detektion einer Heistelle (Hotspot) im Kopfbereich der rechten Durchführung mithilfe einer Infrarot-Kamera. Anhand der Farbskala ist ein Temperaturanstieg von ca. 10°C im Vergleich zu den benachbarten Durchführungen ersichtlich. Solche Heißstellen deuten meist auf schlechte Kontaktierung hin. [28]

Wird eine Durchführung über längere Zeit mit dem Nennstrom belastet, so stellen sich üblicherweise Oberflächentemperaturen von ca. 35-45°C über der Umgebungstemperatur ein. [28]

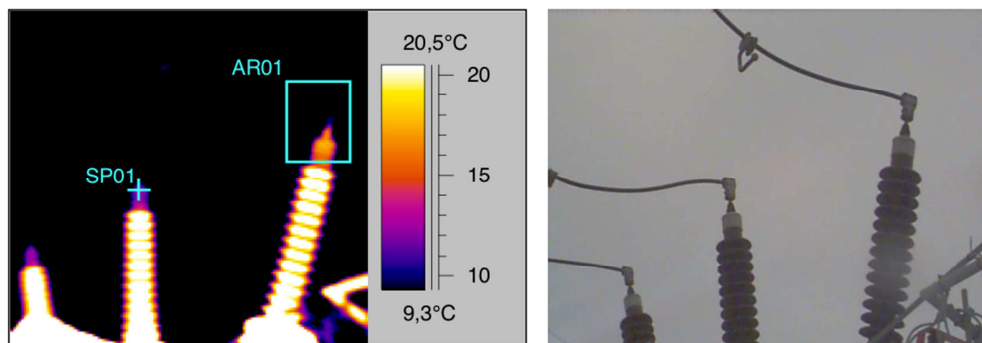


Abbildung 3-28: Detektion einer Heistelle mittels Thermovision [28]

3.3.4 Akustische Diagnostik (TE)

Teilentladungen erzeugen durch die entstehenden Funken Druckwellen und sind somit akustisch detektierbar. Der Frequenzbereich dieser Schallwellen liegt weit über dem hörbaren Bereich (bis 300kHz), kann aber mithilfe von piezoelektrischen Sensoren im Ultraschallbereich erfasst werden. Die Messung erfolgt mittels Ultraschall-Richtmikrofon und dient primär zur Ortung der Teilentladungsquellen (Abbildung 3-29). [24]



Abbildung 3-29: Ultraschallrichtmikrofon zur Teilentladung-Ortung [LDIC]

Das Richtmikrofon ermöglicht nur eine Lokalisierung von Korona-Entladungen (uere Teilentladungen). Mithilfe der akustischen Laufzeitmessung können auch innere

Entladungen in Transformatoren detektiert werden. Dabei werden mehrere Körperschallmikrofone auf dem Trafokessel angebracht und mittels Triangulation der Entladungsort eingegrenzt. [6]

Bei Durchführungen eignet sich die akustische Diagnostik nur zur Zustandsbewertung der Armaturen, da nur äußere Entladungen messbar sind.

4 Lagerung von Durchführungen

Die Durchführungs-Isolierkörper sind nach der Produktion frei von Feuchtigkeit. Harz imprägniertes Papier (RIP) nimmt, wie alle Polymer-Materialien, mit der Zeit Feuchtigkeit auf. Deshalb sollen folgende Empfehlungen eingehalten werden:

- Der Durchführungsunterteil (Transformatorseite) sollte wenn möglich immer mit einem Feuchtigkeitsschutz versehen sein!
- Des Weiteren müssen Lagerort (Freiluft, Innenraum) und Lagerzeit (kurzzeitige Lagerung, mittlere Lagerdauer, Langzeitlagerung) berücksichtigt werden (Tabelle 4-1). [55]

	Freiluft, regengeschützt	Innenraum, trocken
Kurzzeitig bis 1 Jahr	In Originalkiste, mit Plastik abgedeckt. <u>Empfohlen:</u> Zusätzlicher Feuchtigkeitsschutz des Körpers mit 2. Plastiksack und Trockenmittel	In Originalkiste oder ausgepackt.
Mittlere Dauer bis 2 Jahre	Nicht zugelassen	In Originalkiste oder ausgepackt.
Langzeitlagerung länger als 2 Jahre	Nicht zugelassen	<u>Durchführungsunterteil in Lagerbehälter schützen, gefüllt mit Öl oder trockenem Stickstoff.</u> oder: <u>Durchführungsunterteil in Sperrschichtmaterial (PETP/Alu/PE) zusammen mit Trockenmittel.</u> Trockenmittelmenge: 2,5 TME/m ² für gemäßigtes Klima 25 TME/m ² für extremes Klima TME/m ² : Trockenmitteleinheiten pro m ² der Sperrschicht-Oberfläche

Tabelle 4-1: Empfehlungen zur Lagerung von Durchführungen [55]

Die klassische Langzeitlagerung erfolgt in speziellen Ölbehältern und wird seit vielen Jahren eingesetzt (Abbildung 4-1). Der Öllagerbehälter besteht aus geschweißtem Stahlblech und verfügt über einen Flansch und ein Ausgleichsgefäß mit Schaugläsern zur Kontrolle des Ölstandes. Aufgrund der unterschiedlichen Bauformen von Durchführungen müssen die Behälter auf die jeweiligen Typen angepasst werden. Aus diesem Grund ist die Anschaffung der Behälter kostspielig (ca. 2700€ für eine 145kV Durchführung und ca. 3800€ für eine

275kV Durchführung⁶). Die Montage erfolgt mittels Flanschverbindung am Durchführungsunterteil. Durch die Füllung des Behälters mit Öl oder trockenem Stickstoff wird die transformatorseitige Isolierung vor Feuchtigkeit geschützt. Der Ölstand ist mithilfe der Schaugläser jährlich zu kontrollieren. Aufgrund des erhöhten Platzbedarfs der Durchführung samt Öllagerbehälter muss die Lagerkiste entsprechend angepasst werden.

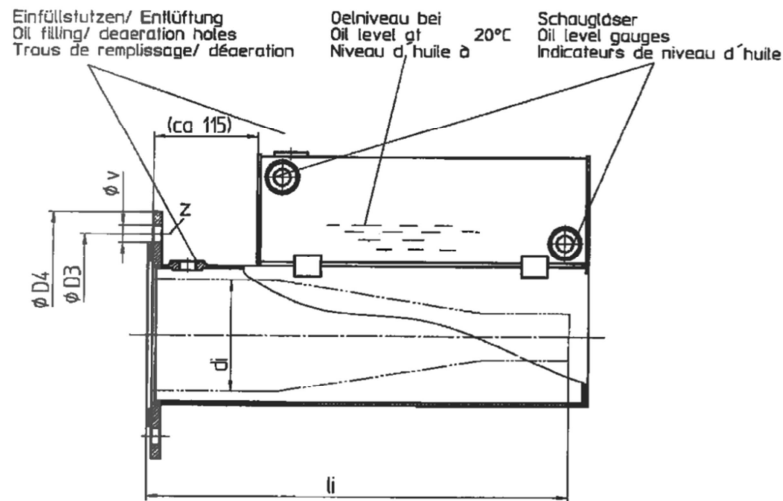


Abbildung 4-1: Öllagerbehälter zur Aufnahme des Unterteils der Durchführung⁶

Eine weitere Möglichkeit der Langzeitlagerung ist das Einpacken, Vakuumieren und Verschweißen der gesamten Durchführung in Aluminiumverbundfolie (Abbildung 4-2). Diese Säcke aus Sperrschichtmaterial werden zur Feuchtigkeitsregulierung mit Trockenmittel (z.B. Silikagel) gefüllt. Die Feuchteüberwachung erfolgt über ein Sichtfenster und ist jährlich zu kontrollieren. Im Vergleich zum Öllagerbehälter ist diese Langzeit-Verpackung in der Anschaffung kostengünstiger (ca. 1500€ für eine 275kV Durchführung incl. Arbeitszeit⁷).



Abbildung 4-2: Langzeitverpackung aus Aluminiumverbundfolie mit Feuchtigkeitskontrolle [24]

⁶ Kostenvoranschlag ABB Schweiz AG Micafil 2005

⁷ Kostenvoranschlag, ABB Schweiz AG Micafil 2008

Für kurz- und mittelfristige Lagerung (bis 2 Jahre) wird zum Feuchtigkeitsschutz des Durchführungsunterteils ein Polyethylensack übergestülpt, welcher durch Scotch-Tape an den Flanschansatz geklebt wird. In diesem Sack befinden sich Trockeneinlagen (meist Silikagel), welche periodisch (etwa alle 6 Monate) kontrolliert und eventuell ersetzt werden müssen (aktiv: blau, inaktiv: rot). Eine Gummidichtung im Kopfbereich verhindert das Eindringen von Feuchtigkeit durch das zentrale Metallrohr.⁸

Große Durchführungen liegen bei horizontaler Lagerung auf ebener Unterlage auf einzelnen Porzellanschirmen und nicht auf dem Flansch auf. Damit sich diese Schirme bei längerer Lagerung nicht verschieben, sollte die Unterlage gepolstert werden, sodass die Durchführung auf dem Kopf und Flansch aufliegt.⁸

Die Lagerposition ist den Herstellerangaben entsprechend einzuhalten, um (z.B. bei OIP Durchführungen) Trockenstellen in der Isolierung zu vermeiden. RIP Durchführungen weisen in der Regel keine Beschränkungen auf.

Vor dem Einbau einer gelagerten Durchführung sollte unbedingt der Verlustfaktor gemessen und überprüft werden.

Das Beispiel der defekten Durchführung des Transformator Kirchbichl der praktischen Messungen (Kapitel 8.5.3) zeigt wie schwierig die Reservehaltung von Transformatordurchführungen ist, da je nach Transformatortype unterschiedliche Durchführungen zum Einsatz kommen und somit eine große Typenvielfalt herrscht. Die Durchführungen unterscheiden sich in der Nennspannung, dem Nennstrom, der ölseitigen Konuslänge, dem Durchmesser, dem vorhandenem Anschluss für Feldsteuerung und vielen weiteren Merkmalen. Deshalb ist es ratsam bei Neuausschreibungen von Transformatoren die Durchführungstypen zu standardisieren und somit die Typenvielfalt zu reduzieren (siehe Umfrage Kapitel 6).

⁸ Betriebsvorschrift, Durchführungen für Freilufttransformatoren Typen CTf und CTkf, Micafil AG Schweiz

5 Instandhaltung und Erneuerungsstrategien

Um einen sicheren und zuverlässigen Betrieb von Kraftwerken, Verteil- und Übertragungsnetzen zu gewährleisten ist eine Instandhaltung (IH) von Hochspannungsbetriebsmitteln notwendig. [24]

Eine aktuelle Definition der Instandhaltung ist in der ÖNORM EN 13306 [56] formuliert:

„Instandhaltung ist die Kombination aller technischen und administrativen Maßnahmen sowie Maßnahmen des Managements während des Lebenszyklus einer Einheit, die dem Erhalt oder der Wiederherstellung ihres funktionsfähigen Zustandes dient, sodass sie die geforderte Funktion erfüllen kann.“ [56]

Nach [57] hat die Instandhaltung folgende Aufgaben zu erfüllen:

- Erhalt der ursprünglichen Gebrauchseigenschaften: **konservativer Aspekt**
- Rechtzeitiges feststellen der Abweichungen von den ursprünglichen Gebrauchseigenschaften: **diagnostischer Aspekt**
- Nach Möglichkeit Wiederherstellung der ursprünglichen Gebrauchseigenschaften: **Reparaturaspekt**
- Gegebenenfalls eine Verbesserung der ursprünglichen Gebrauchseigenschaften: **Modernisierungsaspekt**

Die Begriffe und unterschiedlichen Instandhaltungsstrategien sind in den Normen ÖNORM EN 13306 [56] und ÖNORM M8100 [58] und in [24] detailliert beschrieben.

5.1 Instandhaltung und Erneuerungsstrategien bei Durchführungen

Transformatordurchführungen sind laut Hersteller ABB prinzipiell wartungsfrei und benötigen in der Regel keine regelmäßigen Wartungen. Es wird aber auf folgende Inspektions- und Wartungsempfehlungen hingewiesen [28]:

- **Reinigung der Isolatoroberfläche:** Wird die Durchführung in extrem verschmutzten Umweltbedingungen betrieben kann eine Reinigung der Isolatoren notwendig sein. Die Porzellan- oder Silikonisolatoren sind mit einem feuchten Tuch zu reinigen. Falls erforderlich kann Ethylalkohol oder Ethylacetat verwendet werden.
- **Messung des Verlustfaktors und der Kapazität:** Wiederkehrende Messungen sind empfohlen. Intervalle unterscheiden sich je nach Durchführungstyp (siehe Abbildung 5-1)
- **Überprüfen auf lokale Überhitzungen der Anschlüssen mittels Thermovision (Infrarotkamera):** Wird die Durchführung mit maximalem Nennstrom betrieben, so

erreichen die äußeren Klemmen eine Temperatur von etwa 35 bis 45°C über der Umgebungsluft. Signifikant höhere Temperaturen, besonders bei niedriger Strombelastung, können auf schlechte Kontaktierungen deuten.

- **Dichtheitsprüfung:** Im Rahmen der normalen Anlagenüberwachung sollte eine Sichtprüfung auf Ölaustritt vorgenommen werden.
- **Ölstandskontrolle und –einstellung (OIP):** Der Ölstand von OIP Durchführungen ist mithilfe der Schaugläser bzw. magnetischer Ölstandsanzeige zu überprüfen. Bei zu niedrigem Ölstand ist sauberes und trockenes Transformatoröl nachzufüllen. Die Ölstandskorrektur kann nur vorgenommen werden, wenn die Durchführung eine Temperatur zwischen +5°C und +35°C aufweist. Es wird empfohlen die Verschlusschraube mit einer neuen Dichtung auszustatten.

Abbildung 5-1 zeigt die vom Hersteller ABB empfohlene Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie für RIP-, OIP- und RBP-Durchführungen. Je nach Durchführungstypen unterscheiden sich die Inspektionsintervalle. Harzimprägnierte Durchführungen (**RIP**) müssen nur alle 5 Jahre überprüft werden, wobei bei den ersten beiden Inspektionen eine Sichtkontrolle ausreicht. Nach 15 Jahren Betrieb der Durchführung werden wiederkehrende Diagnosemessungen (Verlustfaktor und Kapazität) empfohlen. Die Lebensdauer wird mit >30 Jahren angegeben und ein Austausch angeraten. Ölimprägnierte Durchführungen (**OIP**) weisen im Vergleich das kürzeste Inspektionsintervall von nur 2,5 Jahren auf. Im Zuge der optischen Inspektion ist der Ölstand der Durchführung zu kontrollieren und alle 5 Jahre eine Diagnosemessung (Verlustfaktor und Kapazität) empfohlen. Die Lebensdauer beträgt laut Hersteller >25 Jahren und ein Austausch wird angeraten. Für Hartpapier Durchführungen (**RBP**) wird ein Inspektionsintervall von 4 Jahren empfohlen, wobei bei den ersten beiden Überprüfungen eine Sichtkontrolle ausreicht. Ist die Durchführung 12 Jahre in Betrieb, so werden wiederkehrende Diagnosemessungen (Verlustfaktor und Kapazität) empfohlen. Die Lebensdauer der RBP Durchführungen wird mit >24 Jahren angegeben und ein Austausch wird angeraten.

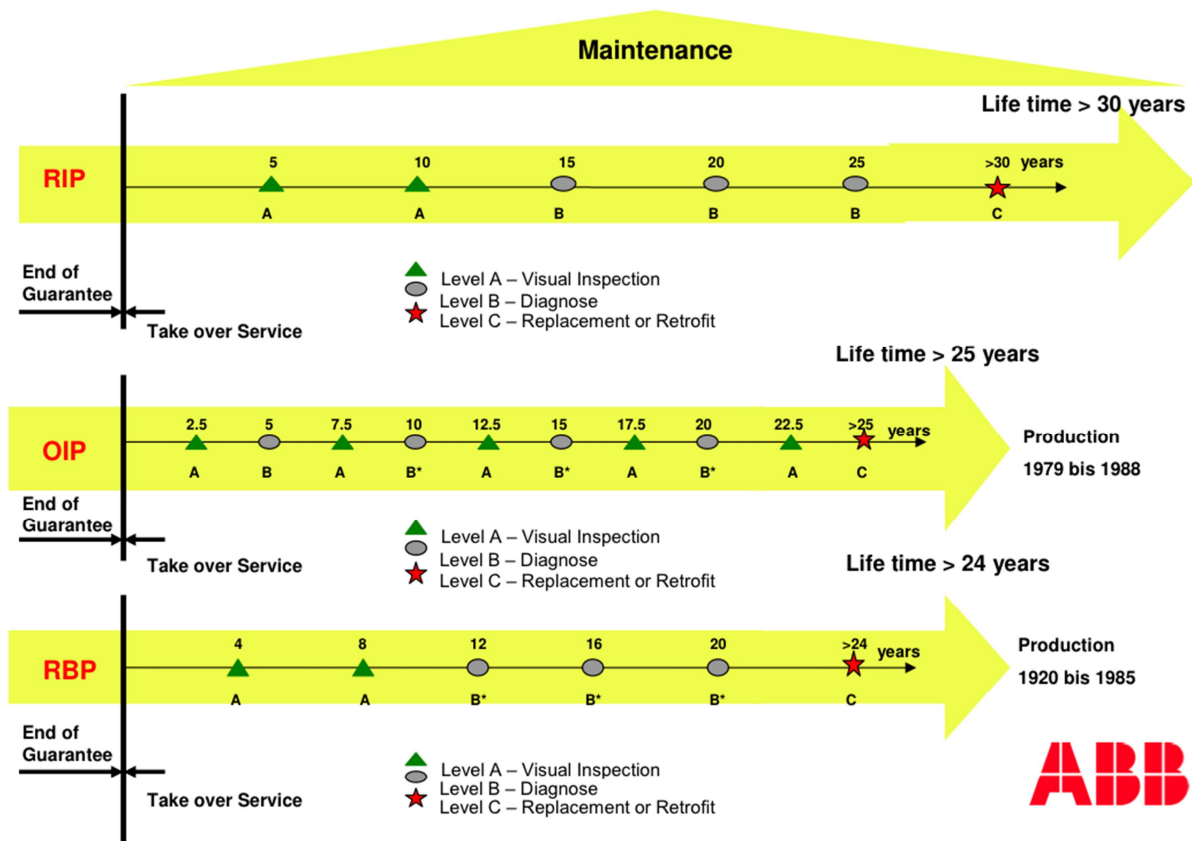


Abbildung 5-1: Instandhaltung und Erneuerungsstrategie von Durchführungen [ABB]

Für die Wahl der Instandhaltungsstrategie und eine Abschätzung des Risikos ist meist eine Altersverteilung der im Netz befindlichen Durchführungen hilfreich. In Abbildung 5-2 wurde das Alter der kapazitiven Transformatordurchführungen von insgesamt 138 Maschinen- und Netztransformatoren im Netz der TIWAG dargestellt. Derzeit befinden sich ca. 75% RBP und 25% RIP Durchführungen im Einsatz. Mit der Ausnahme von 9 Transformatoren (Vergabe der Messungen), wurden bis jetzt keine Diagnosemessungen der Durchführungen unternommen. Es ist deutlich ersichtlich, dass bereits die Hälfte der Durchführungen die Lebensdauer, laut Herstellerangaben, überschritten hat (>24 Jahre RBP). Somit stellen diese Durchführungen ein hohes Risiko dar und wurden rot markiert. Da Durchführungen auch nach deutlicher Überschreitung der vom Hersteller angegebenen Lebensdauer noch tadellose Werte für Verlustfaktor und Kapazität aufweisen können (siehe Kapitel 8.6.1) ist eine Erstmessung dringend anzuraten. Somit kann die tatsächliche Lebensdauer der Durchführungen ausgenutzt werden und das Risiko eines Ausfalls oder Schadens minimiert werden. Anstatt des Tausches aller Durchführungen nach dem Überschreiten einer Altersgrenze, müssen so nur die defekten Durchführungen mit schlechten Messergebnissen getauscht werden. Eine zustandsorientierte Erneuerungsstrategie würde in diesem Fall neben der Reduktion des Risikos und der Ausfallwahrscheinlichkeit auch einen großen finanziellen Vorteil mit sich bringen.

Für die Durchführungen im orange markierten Bereich sollten laut Hersteller bereits Diagnosemessungen durchgeführt werden. Da jedoch viele Durchführungen deutlich älter sind und ein größeres Risiko beinhalten, sollten die Älteren bei den Erstmessungen bevorzugt werden. Für die Durchführungen im grün markierten Bereich ist eine Sichtkontrolle im Zuge des Inspektionsintervalls ausreichend.

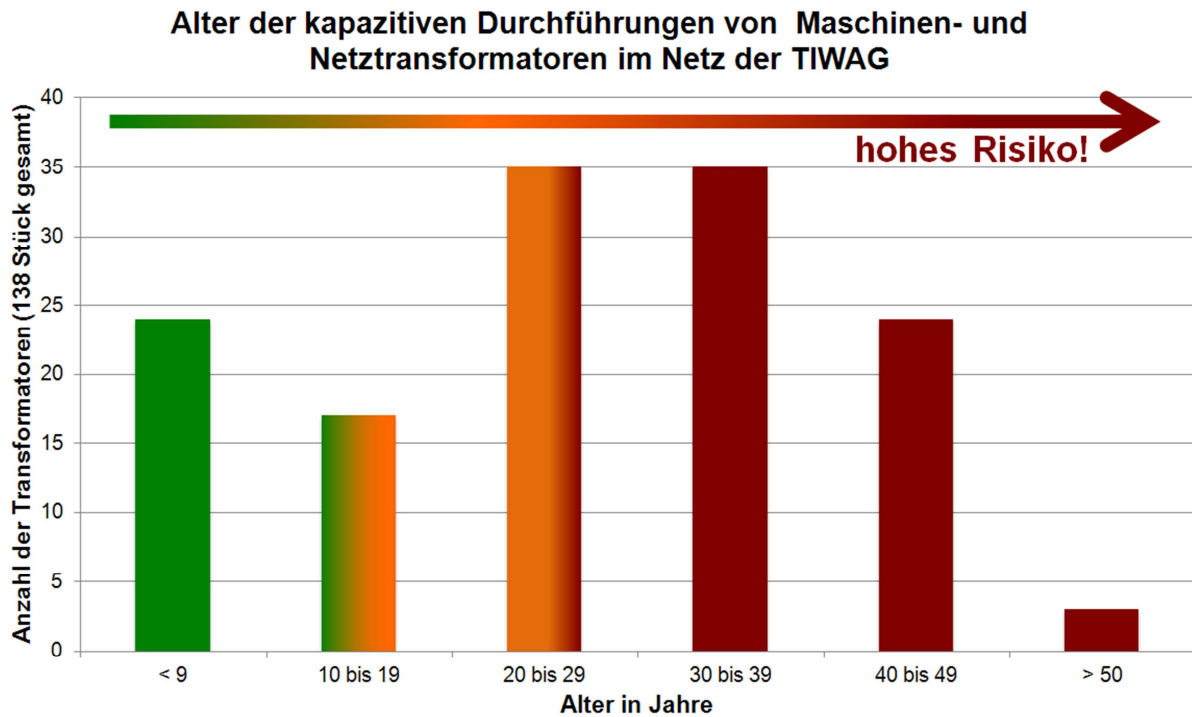


Abbildung 5-2: Alter der kap. Transformatordurchführungen im Netz der TIWAG [eigene Abbildung]

6 Vergleich der Strategien verschiedener Betreiber

Im Zuge dieser Masterarbeit wurde eine Umfrage zum Thema Transformatordurchführungen vorgenommen. Abbildung 6-1 zeigt den Fragebogen, welcher an sechs Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs), mit der Bitte um Beantwortung der Fragen, gesendet wurde. Ziel dieser Umfrage ist der Vergleich der Strategien unterschiedlicher Betreiber bezüglich Messungen, Instandhaltung und Erneuerung von Transformatordurchführungen.

Umfrage Transformatordurchführungen

1. Allgemein

1.1 **Wie viele kapazitiv gesteuerte Transformatordurchführungen (110kV und darüber) sind in Ihrem Betrieb im Einsatz (Anzahl Netztransformatoren/Maschinentransformatoren)?**

1.2 **Welche Typen sind in Verwendung?**
RBP ...% OIP ...% RIP ...%

1.3 **Wie ist die Aufteilung auf die Spannungsebenen?**
110kV ...% 220kV ...% 380kV ...%

1.4 **Wie sind Ihre Erfahrungen bezüglich der Lebensdauer von Durchführungen?**
RBP ... Jahre OIP ... Jahre RIP ... Jahre

2. Messungen

2.1 **Werden die Durchführungen bei der Inbetriebnahme gemessen und welche Werte werden aufgenommen bzw. gibt es ein Abnahmeprotokoll des Herstellers?**

2.2 **Welche Messgeräte sind vorhanden, bzw. werden die Messungen an externe Firmen vergeben?**

2.3 **Werden wiederkehrende Messungen an den Durchführungen durchgeführt und in welchen Intervallen?**

2.4 **Erfolgt eine Zustandsbewertung und welche Daten bzw. Messwerte fließen hierbei ein?**

3. Instandhaltung und Erneuerungsstrategien

3.1 **Welche Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie verfolgen sie bei Transformatordurchführungen?**

3.2 **Haben Sie Reservedurchführungen auf Lager?**

3.3 **Wie viele Reservedurchführungen werden je Transformator bzw. je Type gelagert?**

3.4 **Wie werden die Reservedurchführungen gelagert?**

Abbildung 6-1: Fragebogen der Umfrage [eigene Abbildung]

Folgende Elektrizitätsversorgungsunternehmen haben freundlicherweise an der Umfrage teilgenommen (zufällige Reihenfolge):

- TIWAG-Netz AG
- Kelag Netz GmbH
- ENSO Energie Sachsen Ost AG
- Energie AG Oberösterreich Netz GmbH
- Verbund Hydro Power AG
- Ennskraft AG

Die Wien Energie GmbH konnte den Fragebogen leider nicht beantworten, da die Transformator-Ausleitung überwiegend mittels Öl-Gas Durchführungen (GIL) oder Kabelstecker (Kabel) erfolgt.

An dieser Stelle möchte ich mich bei den Mitarbeitern der EVUs herzlich bedanken, welche sich Zeit genommen haben um den Fragebogen zu beantworten.

Zum Vergleich der Strategien der sechs EVUs wurden alle Antworten in drei Tabellen zusammengefasst, wobei der Allgemeine Teil in Tabelle 6-1, die Messungen in Tabelle 6-2 und die Instandhaltung und Erneuerungsstrategien in Tabelle 6-3 ersichtlich sind.

Aus der Frage 1.4 geht deutlich hervor, dass die EVUs wenig Erfahrung bezüglich der tatsächlichen Lebensdauer von Durchführungen besitzen (Tabelle 6-1). Die Herstellerangaben werden zwar in einigen Fällen deutlich überschritten (46 oder 47 Jahre), genaue Aussagen werden aber nicht getroffen. Diese Antworten decken sich sehr gut mit den Ergebnissen der praktischen Messungen. In Kapitel 8.6.1 wurden zum Beispiel Durchführungen mit einem Alter von 46 Jahren gemessen, deren Verlustfaktoren noch gute Werte aufwiesen. Im Gegensatz wurden bereits bei einer 28 Jahre alten Durchführung kritische Werte gemessen (Kapitel 8.5.3).

Laut Frage 2.2 (Tabelle 6-2) besitzen nur zwei der sechs EVUs geeignete Messgeräte zur Zustandsbewertung von Transformatordurchführungen und ein einziges führt wiederkehrende dielektrische Messungen durch (EVU 3: Erstmessungen im Gange, Ziel: alle 6-8 Jahre). Ein weiteres EVU kontrolliert die Durchführungen halbjährlich mithilfe einer Wärmebildkamera. Drei der sechs EVUs planen zukünftige dielektrische Messungen der eingebauten Durchführungen. Die Zustandsbewertung der Durchführungen erfolgt laut Frage 2.4 in den meisten Fällen rein optisch durch Sichtkontrollen (z.B. Ölaustritt). Nur EVU 3 führt eine umfassende Zustandsbewertung mithilfe der dielektrischen Diagnostik durch. EVU 6 besitzt ebenso ein geeignetes Messgerät (CPC100/TD1), bewertet aber zurzeit hauptsächlich schlecht verpackte Reservedurchführungen.

Die Instandhaltungs- und Erneuerungsstrategie wurde in Frage 3.1 beantwortet (Tabelle 6-3). Da bei fünf von sechs EVUs keine Messwerte vorhanden sind, erfolgt der Tausch der Durchführungen nach dem Alter (z.B. bei Generalüberholung des Transformators nach 30-40 Jahre) oder bei augenscheinlichen Auffälligkeiten wie etwa Ölaustritt aufgrund einer Undichtheit. EVU 3 führt dielektrische Messungen durch und tauscht die Durchführungen bei Grenzwertüberschreitungen laut Hersteller. EVU 5 verfolgt eine zustandsorientierte Strategie, wobei mittels optischer Kontrolle und den Messungen mithilfe der Wärmebildkamera der Zustand der Durchführung nur bedingt abgebildet werden kann. Tausch bei Defekt entspricht der ausfallsorientierten Instandhaltungsstrategie. Für EVU 6 ist

ebenso die Reservehaltung ein wesentlicher Bestandteil der Instandhaltungsstrategie und verfolgt eine Standardisierung der Durchführungstypen bei Neuausschreibungen (Reduktion der Typenvielfalt).

Fünf von sechs EVUs lagern Reservedurchführungen, wobei die Menge von ein Stück je Type (maßgleiche Durchführung) bis zu einem vollständigen Satz Durchführungen je Type reicht. EVU 1 und EVU 6 lagern neu angeschaffte Reservedurchführungen nur mehr in vom Hersteller empfohlenen Langzeitverpackungen.

	EVU 1	EVU 2	EVU 3	EVU 4	EVU 5	EVU 6
1. Allgemein						
1.1 Anzahl Transformatoren (≥ 110kV)	20	102	75 (300 Durchführungen)	138	66 (246 Durchführungen)	100 (400 Durchführungen)
1.2 Type						
RBP	0%	37%	0%	75%	0%	50%
OIP	16.5%	50%	67%	0%	50%	10%
RIP	83.5%	13%	33%	25%	50%	40%
1.3 Spannungsebene						
110kV	100%	100%	100%	92%	90%	70%
220kV	0%	0%	0%	8%	10%	28%
380kV	0%	0%	0%	0%	0%	2%
1.4 Erfahrungen Lebensdauer						
RBP	-	>35 Jahre (Maximum bisher 47 Jahre)	≤ 30 (nicht wesentlich über 30 Jahre)	Maximum bisher 46 Jahre	-	-
OIP	-	>20	≥ 30 (derzeit größer 30 Jahre)	-	-	-
RIP	-	>20	≥ 30 (derzeit größer 30 Jahre)	-	-	-
Anmerkung	Durchführungen werden mit dem Trafo getauscht - bisher lediglich 8 (RIP) aufgrund Defekt nach 30 Jahre getauscht	OIP und RIP erst seit 1991 im Einsatz	116 Stk. DF sind >30 Jahre 184 Stk. DF sind <30 Jahre	wenig Erfahrung, derzeit Tausch nach Alter oder bei Undichtheit (da Großteils keine Messungen vorhanden)	keine Angaben/Erfahrungen (zu wenig lange eingesetzt) Herstellerangaben?	Die Durchführungen leben zwar meist länger als ihre Hersteller prognostizieren (25 bis 30 Jahre), jedoch sind Umgebungseinflüsse und die Bauart (Freiluftauführung bzw. -bedingungen) maßgeblich für die Lebensdauer.

Tabelle 6-1: Umfrage Teil 1: Allgemein [eigene Abbildung]

	EVU 1	EVU 2	EVU 3	EVU 4	EVU 5	EVU 6
2. Messungen						
2.1 Messung Inbetriebnahme	Bei neuen Trafos Abnahmeprotokolle der Hersteller, bei Reparaturen werden keine Messungen durchgeführt	Werkprüfung bei Hersteller mit Prüfprotokoll und Transformator	Keine Messungen bei Inbetriebnahme, Prüfberichte ("Fingerprint"); Abnahmewerte des Herstellers für Kapazität, Verlustfaktor und TE-Intensität	Bei Trafobnahme TE-Messung des gesamten Trafos (mit eingebauten Durchführungen); Nummern und Typen der Durchführungen werden aufgenommen; Abnahmeprotokoll des Herstellers selten vorhanden	Eingangsprüfung des Herstellers (Verlustfaktor, Kapazität, Teilentladungen)	Ja bzw. nein, C-/tan-delta-Messungen des Trafosterstellers im Zuge der Inbetriebnahme sind Standard, während das Protokoll des Durchführungsherstellers aus Messungen (auch TE) in seinem Prüffeld stammt.
2.2 Messgeräte	vorhanden externe Firma	nein, keine vorhanden wennn Messung, Vergabe an externe Firma	ja: CPC 100 + TD1; DIRANA; MPD 600 (alle Fa. Omicron) vorhanden nein, alle Messungen durch eigenes Personal durchgeführt	nein, keine vorhanden ja, Vergabe an ABB	nein, keine vorhanden in Zukunft sind Messungen vorgesehen -	ja, CPC 100 + TD1 (Fa. Omicron) vorhanden ja, bisher 1x an TU-Graz vergeben mit DIRANA (Omicron) und PDC-Analyser-1MOD (ALFF Engineering)
2.3 Wiederkehrende Messungen der DF	nein	nein	Messungen seit ca. 6 Jahren, Durchführungen werden bei dielektrischen Messung der Trafos mitgemessen, derzeit Erstmessungen im Gange, Auslöser für Messung der Durchführungen war ein konkretes Problem!, Grenzwerte bei RBP teilweise überschritten, Ziel: wiederkehrende Messung alle 6-8 Jahre	nein, aber in Arbeit	routingemäßige Kontrollen mit Wärmebildkamera, halbjährlich	nein, zumindest bisher nicht
2.4 Zustandsbewertung	nur optisch (Sichtkontrolle)	nur optisch	Daten für Zustandsbewertung; Vergleich Messergebnisse mit Fingerprint des Herstellers; Bauweise, Type und Baujahr der DF; Trendanalyse, Vergleich baugleicher DF; Umweltbedingungen und Auslastung; Ereignisse im Netz	in Arbeit	optische Kontrolle, Ergebnisse der Messung mit Wärmebildkamera (Heißstellen) In Zukunft: Verlustfaktor, Kapazität, (Teilentladungen)	Teilweise, d.h. bisher hauptsächlich bei schlecht verpackten Reservedurchführungen, künftig auch bei eingebauten Durchführungen mittels frequenzabhängigen C-/tan-delta-Messungen und visueller Beurteilung (letzteres auch im Schadensfall, i.e. meist Oclaustritt).

Tabelle 6-2: Umfrage Teil 2: Messungen [eigene Abbildung]

	EVU 1	EVU 2	EVU 3	EVU 4	EVU 5	EVU 6
3. Instandhaltung / Erneuerungsstrategie 3.1 Instandhaltungs-/Erneuerungsstrategie	Durchführungen werden im Bedarfsfall getauscht - bei augenscheinlichen Auffälligkeiten	Bei Transformator-Werkssanierung Ersatz der DF, z.Zt. STARIP, ansonsten nur Austausch bei Erfordernis, z.B. Undichtheit	Instandhaltung nach Vorschrift des Herstellers; Erneuerung von DF bei Grenzwertüberschreitungen lt. Hersteller	wird momentan überprüft, derzeit Tausch nach Alter oder bei Undichtheit (da Großteils keine Messungen vorhanden)	Zustandsorientiert (Tausch bei Defekt)	Erneuerungsstrategie im Zuge von Generalüberholungen der Hauptumspanner im Alter von 30 bis 40 Jahren des Trafos. Weiters erfolgt eine Standardisierung der Durchführungsarten bei Neuausschreibungen (Reduktion der Typenvielfalt). Die Reservehaltung (Verschrottung unbrauchbarer bzw. Beschaffung/Sanierung von nicht eingebaute Reserverdurchführungen) ist wesentlicher Bestandteil der Instandhaltungsstrategie.
3.2 Reserverdurchführungen auf Lager	ja	ja	nein	ja, 5 Stk. 110kV RIP, Altbestand	ja	ja
3.3 Reserverdurchführungen je Trafo	max. 1 Satz je Type (bei neu angeschafften Trafos seit 2000), ansonsten 1 Stück bei den alten Trafos	8 Stück OIP (universell für fast alle OIP) 22 Stück RBP (mind. 1 Stk. pro Typ)	keine	Reserverdurchführungen nicht für jeden Trafo geeignet, Lagerung allgemein: Altbestand	1 Stück je Type	1 Satz je Type (für maßgleiche Durchführungen)
3.4 Lagerung der Reserverdurchführungen	neue DF in geleiteter Kiste und durch Hersteller in Langzeitverpackung versiegelt; 6 Stück alte Durchführungen wurden für 35 Jahre in Holzkiste mit Holzwole gelagert, werden demnächst entsorgt, da Verlustfaktormessung negativ ausfiel	Trocken mit Silikagel in Kisten, Innenraum	keine	in Holzkisten, ölsiegt mit Plastiksack geschützt	Legend, in Plastik verschweißt	Meist nach Herstelleranweisung, jedenfalls in trockenen Innenräumen an verschiedenen Standorten. Die Verpackungsart ist ganz unterschiedlich (unter Öl, mit Plastikfolie abgeklebt, in Al-kaschierem Kunststofftasack mit Feuchtigkeitssanzeiger), und muss teilweise noch in Ordnung gebracht werden. Für neu angeschaffte Reserverdurchführungen werden nur mehr Langzeitverpackungen (mindestens Verpackung in Al-Verbundfolie mit Feuchteindikator oder in ölgefüllten Stahlgeläßen) akzeptiert.

Tabelle 6-3: Umfrage Teil 3: Instandhaltung und Erneuerungsstrategien [eigene Abbildung]

7 Bewertungsschema

Zur Beurteilung der Messergebnisse (siehe Kapitel 8.5 und 8.6) wurde ein Bewertungsschema nach dem Schulnotensystem erstellt, wobei die Note 1 einem sehr guten (neuwertigen) Zustand und die Note 5 einem nicht genügenden Zustand entspricht. Ausgehend von den Grenzwerten der Verlustfaktoren bei 50Hz (0,7% bei RIP und 1,5% bei RBP) und der üblichen neuwertigen Werten (ca. 0,3% bei RIP und ca. 0,5 bis 0,6% bei RBP) wurden die Bereiche der Noten festgelegt (Werte von Tabelle 2-2). Um den Gesamtzustand der Durchführung zu bewerten wurden weitere Abminderungsfaktoren definiert. Die Undichtheit des Messanschlusses oder Kopfbereiches der Durchführung (z.B. Löthaube) erhöht ebenfalls das Risiko der Feuchteaufnahme und trägt somit zur Abwertung der Note bei. Da mit fortschreitendem Alter das Risiko eines Ausfalls steigt wurde auch dieses berücksichtigt. Wird bei der Messung ein Kapazitätsanstieg von größer 10% zum Originalwert (bzw. wenn nicht vorhanden im Vergleich zu den baugleichen Durchführungen) nachgewiesen, ist mit Teilbelagsschlüssen zu rechnen. Dies führt zum Ausschluss aus dem Bewertungsschema und muss genauer untersucht werden. Durch die Abminderungsfaktoren sind auch Noten größer 5 möglich welche auf erhöhtes Risiko hindeuten.

Die Werte der Verlustfaktoren gelten für Raumtemperatur (20°C). Wird die Durchführung bei höherer Temperatur (Öltemperatur Transformator) gemessen, so sind die Verlustfaktoren mittels Tabelle 3-1 auf den 20°C Wert umzurechnen.

Das Bewertungsschema dient zum objektiven Vergleich der gemessenen Durchführungen und zur Zustands- und Risikobewertung. Ab einer Benotung von 5 (und größer 5) ist ein weiterer Betrieb nicht mehr empfehlenswert und ein Tausch der Durchführung anzuraten.

	RIP	RBP	Note
Verlustfaktor (50Hz)	< 0,35%	< 0,6%	1
	0,35% - 0,45%	0,6% - 0,9%	2
	0,45% - 0,55%	0,9% - 1,2%	3
	0,55% - 0,7%	1,2% - 1,5%	4
	> 0,7% (Grenzwert)	> 1,5% (Grenzwert)	5
Undichtheit	Messanschluss		1 Grad schlechter
	Kopfbereich (Löthaube)		1 Grad schlechter
Alter	> 30 Jahre		1 Grad schlechter
	> 40 Jahre		2 Grad schlechter
Kapazitätsanstieg	> 10%		Ausschlusskriterium!*

Tabelle 7-1: Bewertungsschema zur Zustandsbewertung von Transformatordurchführungen [eigene Abbildung]

*Ein Kapazitätsanstieg von >10% deutet auf mehrere Teilbelagsschlüsse hin und muss näher untersucht werden.

Da bei den meisten Reservedurchführungen keine Datenblätter der Abnahmeprüfung mit den Originalwerten der Kapazität und des Verlustfaktors vorhanden waren, wurden baugleiche Durchführungen miteinander verglichen.

8 Praktische Messungen mit Auswertungen

Die praktischen Messungen wurden im Zuge eines Praktikums bei der TIWAG-Netz AG durchgeführt. In den drei Monaten wurden 42 Stück kapazitive Transformatordurchführungen gemessen, wobei die ausgebauten (Reserve-)Durchführungen in der Transformatorwerkstätte Jenbach und die eingebauten Durchführungen Vor-Ort, am freigeschalteten Transformator, gemessen wurden.

8.1 Messobjekte

Tabelle 8-1 zeigt die in Jenbach gemessenen kapazitiven Durchführungen, deren Type und Baujahr.

Messungen in der Transformatorwerkstätte Jenbach (31 Durchführungen, ausgebaut):	
145kV Reservedurchführungen	5x RIP (2001) 5x RBP (1996) 1x RBP (1983) - Defekt
36kV Reservedurchführungen	16x RBP (1963-1877)
Transformator Ötztal UM2	4x RBP 145kV (1967)
Vor-Ort Messungen in Jenbach (11 Durchführungen, eingebaut):	
Jenbach Maschinentransformator MT5	4x RIP 145kV (1996) 3x RIP 24kV (1996)
Reservetransformator 110kV/6kV	4x RBP 145kV (1965)

Tabelle 8-1: Gemessene kapazitive Durchführungen [eigene Abbildung]

8.2 Versuchsaufbau

8.2.1 Versuchsaufbau Spritzraum

Zur Messung der Durchführungen diente zu Beginn der Spritzraum der Transformatorwerkstätte Jenbach. Dieser Raum konnte geschlossen werden um menschliche Störeinflüsse zu vermindern. Eine große Holzkiste (Originalverpackung von zwei RIP Durchführungen) wurde mit Holzbalken umgebaut, damit fünf 145kV Durchführungen vertikal nebeneinander Platz fanden. Die Flansche der Durchführungen wurden jeweils mit zwei Holzschrauben fixiert und waren durch das trockene Holz vom Erdpotenzial isoliert. Bei Bedarf konnten die Flansche geerdet werden.



Abbildung 8-1: Ungeschirmter Versuchsaufbau im Spritzraum [eigenes Foto]

8.2.2 Vollständig geschirmter Versuchsaufbau

Aufgrund der vielen Störeinflüsse von außen und der empfindlichen PDC-Messung (Messungen im Picoampere-Bereich) wurde ein vollständig geschirmter Versuchsaufbau für 145kV Durchführungen gefertigt. Ein alter Eisenkessel diente zur Aufnahme und Befestigung der Durchführung. Hierfür wurde in den Deckel ein Loch geschnitten und vier Isolatoren befestigt. Die Durchführung wurde über den Flansch an diese befestigt und war so von Erde isoliert. Bei Bedarf konnte der Flansch mithilfe einer Schraubverbindung geerdet werden. Der Deckel wurde mit zwei massiven Erdbügeln mit dem Kessel und dem Erdungsband des Transformator-Prüffeldes verbunden. Zur Schirmung des Freiluftteiles der Durchführung dienten zwei Ölfässer, welche nach dem Ausschneiden der Deckel zu einem Rohr bzw. einer Haube verschweißt wurden. Eine Aussparung ermöglichte die Ausleitung der Messkabel. Nach Befestigung und Anschluss der Durchführung wurde diese Haube mit dem Kran aufgesetzt und mittels Schraubverbindung geerdet.



Abbildung 8-2: Vollständig geschirmter Versuchsaufbau [eigene Fotos]

8.3 Messgeräte

In dieser Masterarbeit wurden PDC- und FDS-Messungen durchgeführt um den Zustand von kapazitiven Durchführungen zu ermitteln. Zur Verfügung standen der PDC-Analyser 1MOD der Firma Alff Engineering und das DIRANA Messgerät der Firma Omicron.

8.3.1 PDC-Analyser 1MOD

Zur Messung der Polarisations- und Depolarisationsströme wurde der PDC-Analyser 1MOD der Firma Alff Engineering verwendet. Die Messspannung konnte bis 2000V variiert werden. Zur besseren Darstellung der Polarisations- und Depolarisationskurven und des transformierten Verlustfaktors wurden die Messwerte in die DIRANA Software der Firma Omicron importiert. Die PDC Messung eignet sich nur zur Abschätzung des Verlustfaktors bei niedrigen Frequenzen (Messwerte werden erst nach einer Sekunde aufgenommen - Informationsverlust) und wird somit nur bis zu einer Frequenz von einem Herz dargestellt. Das DIRANA Messgerät schaltet bei kombinierter PDC und FDS Messung bereits ab einer Frequenz von 0,1 Hz von dem PDC- in den FDS- Modus um. Bei der PDC Messung ist besonders auf ausreichende Schirmung zu achten, da ansonsten schon Bewegungen durch Menschen oder das Öffnen von Türen einen Ausschlag von mehreren 100pA verursachen.



Abbildung 8-3: PDC-Analyser 1MOD [Alff Engineering]

Vor einer PDC Messung ist unbedingt zu überprüfen ob der Prüfling hinreichend entladen ist. Dies kann durch eine zeitverzögerte Messung geschehen. Hierbei wird das Messgerät an das Prüfobjekt angeschlossen und eine Messung mit Zeitverzögerung (z.B.: 1000 Sekunden) gestartet. Der PDC-Analyser startet einen Countdown und der gemessene Strom wird angezeigt. Erreicht dieser schon früher einen annehmbaren stationären Wert (wenn möglich wenige pA) kann mittels „jump to measurement“ die Messung vor Ablauf der Zeitverzögerung gestartet werden. Unmittelbar vor dem Start der Messung wird noch der sogenannte Reststrom gemessen und im Textfile der Messdaten gespeichert.

Reststrom:

Folgendes Beispiel (Abbildung 8-4) zeigt die Messung einer Durchführung mit +12pA Reststrom. Wird der Depolarisationsverlauf betrachtet, so fällt ein Polaritätssprung auf. Der negative Depolarisationsstrom wird nach einer bestimmten Entladezeit null und pendelt sich auf Grund des positiven Reststromes auf diesen positiven Wert ein. Aufgrund der logarithmischen Darstellung werden nur die absoluten Werte dargestellt, wodurch dieser Sprung entsteht. Der Reststrom wirkt sich somit als Offset der Nulllinie aus und sollte wenn möglich durch hinreichende Entladung vermieden werden.

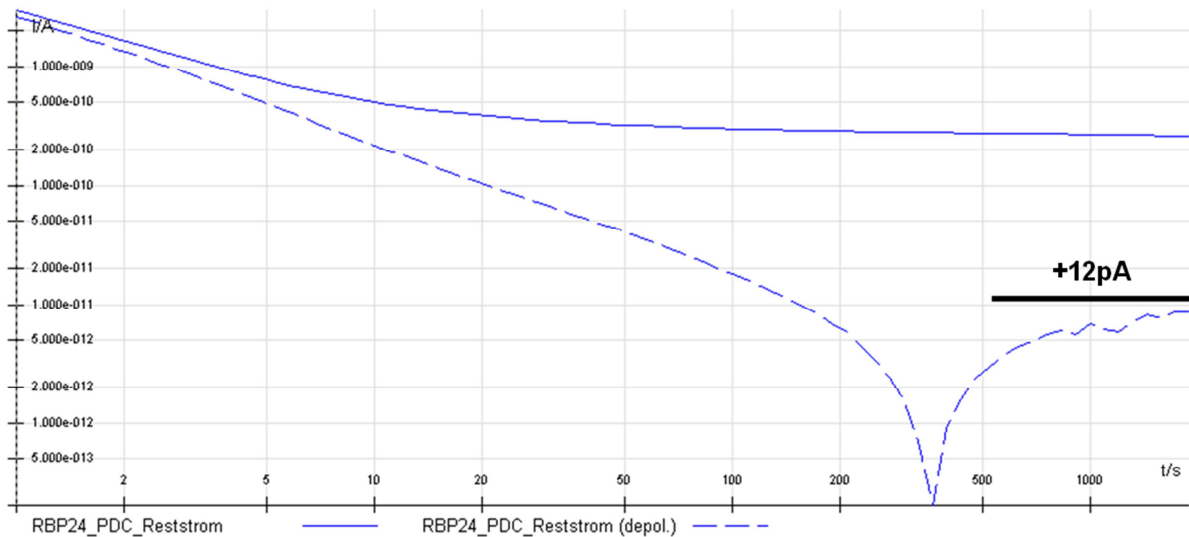


Abbildung 8-4: PDC-Messung einer Durchführung mit +12pA Reststrom [eigene Messung]

Spezifikation:

Tabelle 8-2 zeigt die Spezifikation des PDC-Analyser 1MOD der Firma Alff Engineering.

Spannungsquelle	
Messspannung	30 ... 2000V
Max. Ausgangsstrom	5mA
Strommessung	
Messbereich	$\pm 1\text{mA}$
Auflösung	0,1pA
Eingangswiderstand	10k Ω
Genauigkeit	0,5% $\pm 1\text{pA}$
Kapazitätsmessung	
Bereich	25nF (2kV) ... 500nF (100V)
Genauigkeit	2% $\pm 5\text{pF}$ (2kV) ... 100pF (100V)

Tabelle 8-2: Spezifikation des PDC-Analyser 1MOD [Alff Engineering]

8.3.2 Dielectric Response Analyser (DIRANA)

Der Dielectric Response Analyser (kurz: DIRANA) der Firma Omicron beherrscht sowohl die PDC-, als auch die FDS-Messung. Mittels kombinierter Messung (PDC+FDS) wird innerhalb kurzer Zeit der Verlustfaktor über einen weiten Frequenzbereich gemessen (siehe Kapitel 3.2.4). Das DIRANA Messgerät wurde hauptsächlich zur raschen Feuchtebestimmung von Öl-/Papierisolationen (Transformator) entwickelt, eignet sich aber auch sehr gut zur Verlustfaktor-Messung von Durchführungen. Die DIRANA Software Test Universe 1.5 ermöglicht neben der Darstellung der Messergebnisse eine automatische Berechnung des Feuchtegehalts der Zellulose eines Transformators anhand von Modellkurven (bei Öl-/Papierisolationen).

Die Messspannung kann bis $200\text{V}_{\text{Spitze}}$ eingestellt werden (DC bei PDC-, AC bei FDS-Messung) und ermöglicht die Messung des Verlustfaktors über einen weiten

Frequenzbereich (0,1mHz bis 5kHz). Um Ableitströme „abzusaugen“ ist ein Guard-Anschluss vorhanden.

Aufgrund der geringen Messspannung und den daraus resultierenden niedrigen Messströmen ist die Messung von Durchführungen im PDC-Verfahren sehr störanfällig (auf Schirmung achten).

Die Darstellung und Auswertung der Messergebnisse des PDC-Analysers 1MOD und DIRANA erfolgten mit der DIRANA Software Test Universe 1.5.

In dieser Masterarbeit wurde das DIRANA Messgerät nur im FDS Modus verwendet, um die PDC- mit der FDS-Methode und die beiden Messgeräte zu vergleichen.



Abbildung 8-5: Dielectric Response Analyser (DIRANA) [Omicron]

Spezifikation:

Tabelle 8-3 zeigt die Spezifikation des Dielectric Response Analysers (DIRANA) der Firma Omicron.

Spannungsquelle	
Messspannung	$\pm 200V_{\text{Spitze}}$
Max. Ausgangsstrom	$50 \text{ mA}_{\text{Spitze}}$
Frequenzbereich	0,1 mHz ... 5kHz
Strommessung – PDC	
Messbereich	$\pm 20\text{mA}$
Auflösung	0,1pA
Eingangswiderstand	10k Ω
Genauigkeit	0,5% \pm 1pA
Verlustfaktormessung - FDS	
Bereich	0 ... 10
Genauigkeit	
1mHz < f < 100Hz	$1\% + 3 \cdot 10^{-4}$
f < 1mHz und f > 100Hz	$2\% + 5 \cdot 10^{-4}$
Auflösung	10^{-5}
Kapazitätsmessung	
Bereich	10pF ... 10 μ F
Genauigkeit	0,5% \pm 1pF

Tabelle 8-3: Spezifikation des Dielectric Response Analysers (DIRANA) [Omicron]

8.3.3 CPC100/TD1

Das CPC100 der Firma Omicron ist ein multifunktionales Primärprüfsystem zur automatischen Messung wichtiger Transformatorparameter. Kombiniert mit dem Tangens-Delta-Zusatzgerät CP TD1 ist auch eine Prüfung von Isolierstoffen und Hochspannungsdurchführungen möglich. Aufgrund des Pressgaskondensators im Referenzzweig (CP TD1) und der hohen Prüfspannung von 12kV sind sehr genaue Vor-Ort Messungen realisierbar.



Tabelle 8-4: CPC100/TD1 Messgerät [Omicron]

Tabelle 8-5 zeigt die Spezifikation des CPC100/TD1 Messgerätes der Firma Omicron. Im Vergleich zum DIRANA ist eine höhere Prüfspannung (bis 12kV) möglich, wodurch mit genaueren Ergebnissen und weniger Störungen bei der Vor-Ort Prüfung zu rechnen ist. Der Frequenzbereich ist auf 15 bis 400Hz beschränkt, aber für die Zustandsbewertung von Hochspannungsdurchführungen im FDS-Modus ausreichend.

Hochspannungsquelle	
Messspannung	0 ... 12kV AC
Max. Ausgangsstrom	300 mA
Frequenzbereich	15 ... 400Hz
Verlustfaktormessung - FDS	
Bereich	0 ... 100
Genauigkeit / Fehler	< 0,1% Messwert + 0,005%
Auflösung	5 digits
Kapazitätsmessung	
Bereich	1pF ... 3μF
Genauigkeit / Fehler	< 0,05% Messwert + 0,1pF

Tabelle 8-5: Spezifikation des CPC100/TD1 [Omicron]

Für die Messungen in Jenbach standen die beiden Messsysteme, PDC-Analyser 1MOD und DIRANA, der TU Graz zur Verfügung. In Kapitel 8.5.3 werden Messergebnisse des CPC100/TD1 erläutert, welche durch die Firma ABB durchgeführt wurden.

8.4 Messschaltung

Sowohl das PDC-, als auch das FDS-Messgerät weist einen Spannungsausgang und einen Stromeingang auf. Die Prüfspannung wird an dem Durchführungskopf bzw. Leiter angelegt und der Strom am Messanschluss gemessen. Bei eingebauten Durchführungen ist der Flansch am Transformatorkegel geerdet. Ist die Durchführung ausgebaut ergibt sich die Möglichkeit der Messung mit isoliertem oder geerdetem Flansch.

8.4.1 Isolierter Flansch

Diese Methode ist nur bei ausgebauten Durchführungen anwendbar und ermöglicht auch bei nicht vorhandenem Messanschluss eine Messung über den Flansch (z.B. 36kV Durchführungen ohne Messanschluss). Im Gegensatz zum geerdeten Flansch treten keine Polaritätssprünge bzw. keine negativen Verlustfaktoren auf. Deshalb wurden folgende Messungen der Reservedurchführungen mit isoliertem Flansch durchgeführt. Die Ableitströme über die Oberfläche (Porzellan- oder Silikonschirm) fließen jedoch in die Messung ein, wodurch verschmutzte Durchführungen erhöhte Ströme bzw. Verlustfaktoren aufweisen (kein Guard-Anschluss möglich).

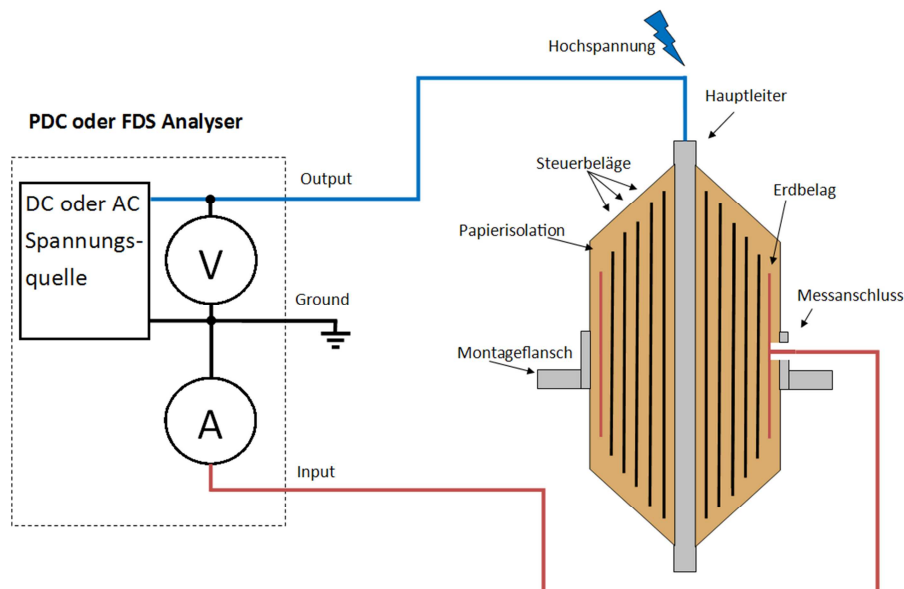


Abbildung 8-6: Messschaltung für Durchführungen mit isoliertem Flansch [eigene Darstellung]

Um die Plausibilität der Messergebnisse zu gewährleisten wurden mit beiden Messgeräten die Polarisationsströme im PDC-Verfahren gemessen und die Ergebnisse verglichen (Abbildung 8-7). Die Ergebnisse des PDC-Analysers und DIRANA korrelieren ab einem Zeitbereich von 15 Sekunden sehr gut. Grund dafür ist die unterschiedliche Ausgangsspannung der beiden Messgeräte. Der PDC-Analyser erzeugt als Ausgangsspannung eine Sprungfunktion mit steiler Flanke und beginnt mit einer Zeitverzögerung von einer Sekunde mit der Strommessung. Grund für die Verzögerung ist

das Abwarten der sehr kurzen Stromspitzen, welche durch das Laden der Vakuumkapazität entstehen. Das DIRANA Messgerät erzeugt als Ausgangsspannung einen exponentiell ansteigenden Spannungsverlauf mit Einschwingvorgang. Dieser Vorgang erreicht nach ca. 15 Sekunden den stationären (eingestellten) Spannungswert. Die Strommessung wird beim DIRANA Messgerät nach einer Zeitverzögerung von zwei Sekunden gestartet.

Abbildung 8-7 zeigt, dass bei dieser Hartpapier-Durchführung bei einer Messspannung von 200V bereits nach 50 Sekunden Polarisationsströme von nur mehr 10pA gemessen werden. Nach 1000 Sekunden betragen die Polarisationsströme nur mehr 1pA. Deshalb ist auf hinreichende Schirmung zu achten, um (z.B.: elektrostatische) Störeinflüsse zu verringern. Falls keine Schirmung möglich ist (z.B.: Vor-Ort Messungen) kann auch die Messspannung erhöht werden, wodurch auch die Messströme steigen und die Störanfälligkeit verringert wird.

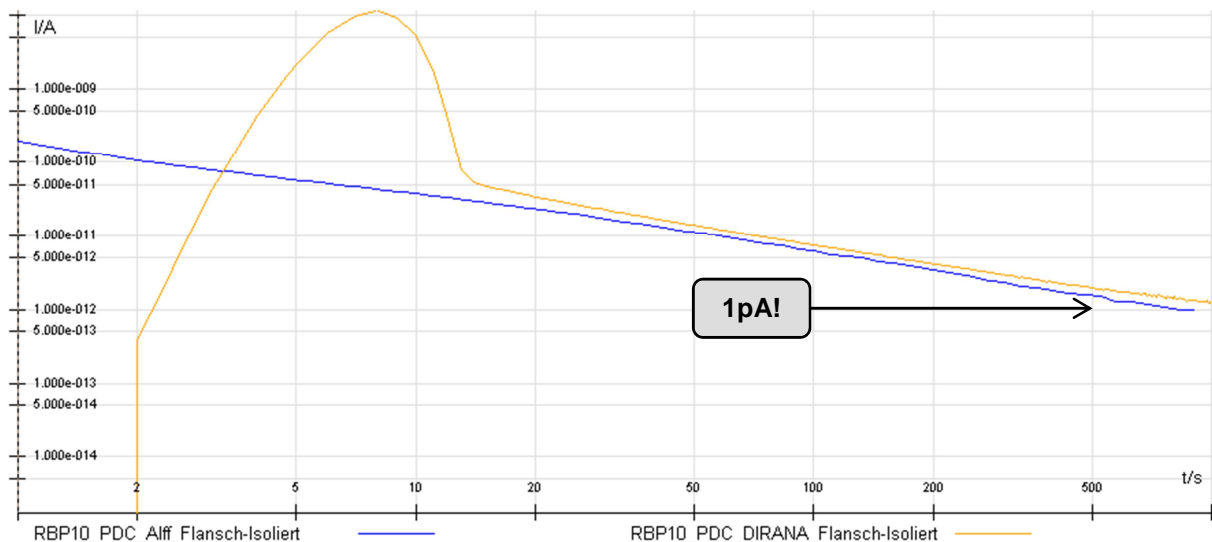


Abbildung 8-7: Messung der Polarisationsströme (PDC-Verfahren) einer Durchführung mit PDC-Analyser 1MOD (blau) und DIRANA (orange) [eigene Messung]

8.4.2 Geerdeter Flansch

Wird eine Messung Vor-Ort durchgeführt, ist der Flansch der eingebauten Durchführung am Transformator-kessel geerdet. Der Vorteil dieser Messmethode ist, dass ein Guard-Anschluss möglich ist, wodurch die Oberflächenströme (Porzellan- oder Silikonschirm) über den Flansch „abgesaugt“ werden. Somit erfolgt eine selektive Bewertung der Hauptisolation C1.

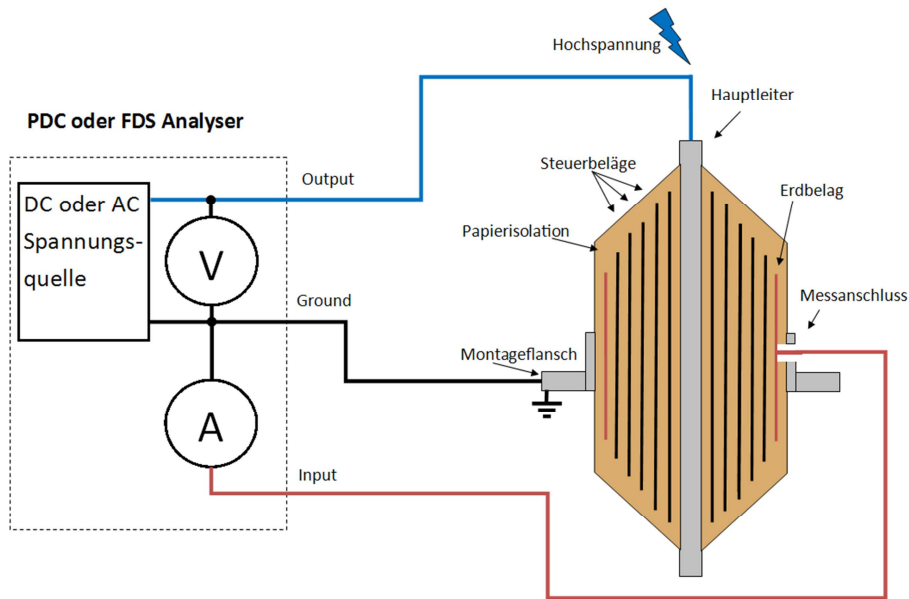


Abbildung 8-8: Messschaltung für Durchführungen mit geerdetem Flansch [eigene Darstellung]

Bei geerdetem Flansch treten bei der PDC-Messung Polaritätssprünge und bei der FDS-Messung negative Verlustfaktoren auf. Diese Phänomene können bei genauerer Betrachtung des Ersatzschaltbildes erklärt werden. Die Durchführung wird dabei durch zwei Kapazitäten dargestellt. Die Kapazität der Hauptisolation C1 kann zwischen Leiter und Erdbelag bzw. Messanschluss gemessen werden. Die zweite Kapazität C2 der Nebenisolation wird zwischen Erdbelag und Flansch abgegriffen. Das Amperemeter besitzt einen Eingangswiderstand R und befindet sich auf Grund der gewählten Messschaltung parallel zur Kapazität C2. Somit entspricht der am Messanschluss gemessene Strom I_R nicht dem Gesamtstrom I_{ges} welcher durch die Hauptisolation fließt.

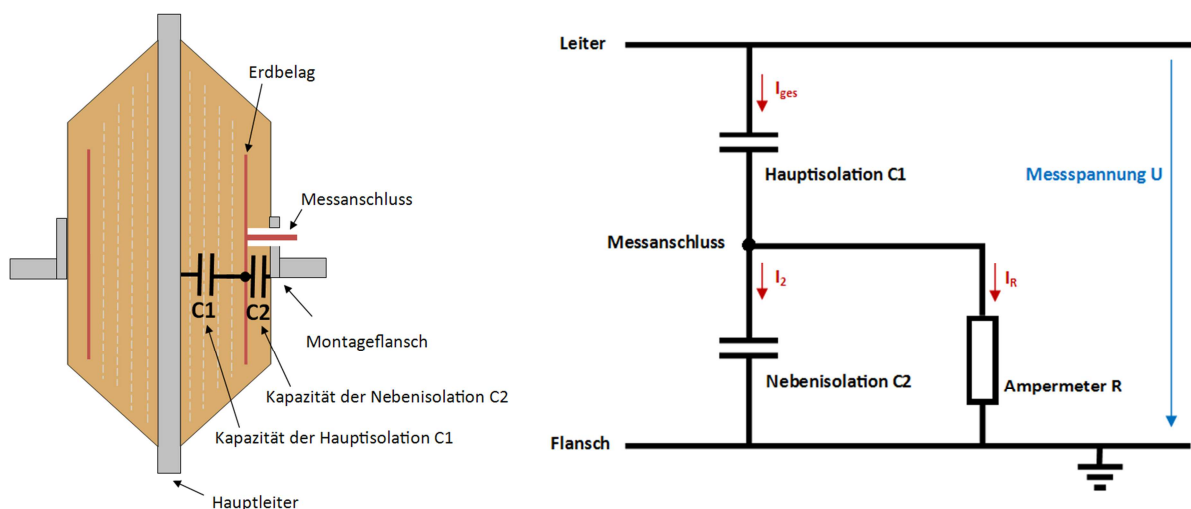


Abbildung 8-9: links: Ersatzschaltbild einer Durchführung, Aufteilung in Kapazitäten C1 und C2 rechts: Ersatzschaltbild der Messschaltung und Stromflüsse [eigene Darstellung]

Eine Betrachtung im Frequenzbereich zeigt, dass durch diese Anordnung Winkel größer 90° gemessen werden, wodurch sich der negative Verlustfaktor ergibt. Der Verlustfaktor ist nur

scheinbar negativ, da nicht zusammengehörige Größen U und I_R miteinander verglichen werden (richtig wäre U und I_{ges}).

Die Änderung des Verlustfaktors mit der Frequenz ergibt sich laut KÜCHLER wie folgt [59]:

$$\Delta \tan \delta = -\frac{1}{\omega \cdot (C_1 + C_2) \cdot R} \quad \text{Formel 8-1}$$

Die Frequenzabhängigkeit wurde anhand konkret gemessener Werte einer Durchführung berechnet und dargestellt (RBP10: $C_1=235\text{pF}$, $C_2=1,383\text{nF}$). Der Eingangswiderstand R beider Messgeräte beträgt $10\text{k}\Omega$. Es ist deutlich zu erkennen, dass sich die Änderung erst bei niedrigen Frequenzen (ab ca. $0,1\text{Hz}$) auswirkt.

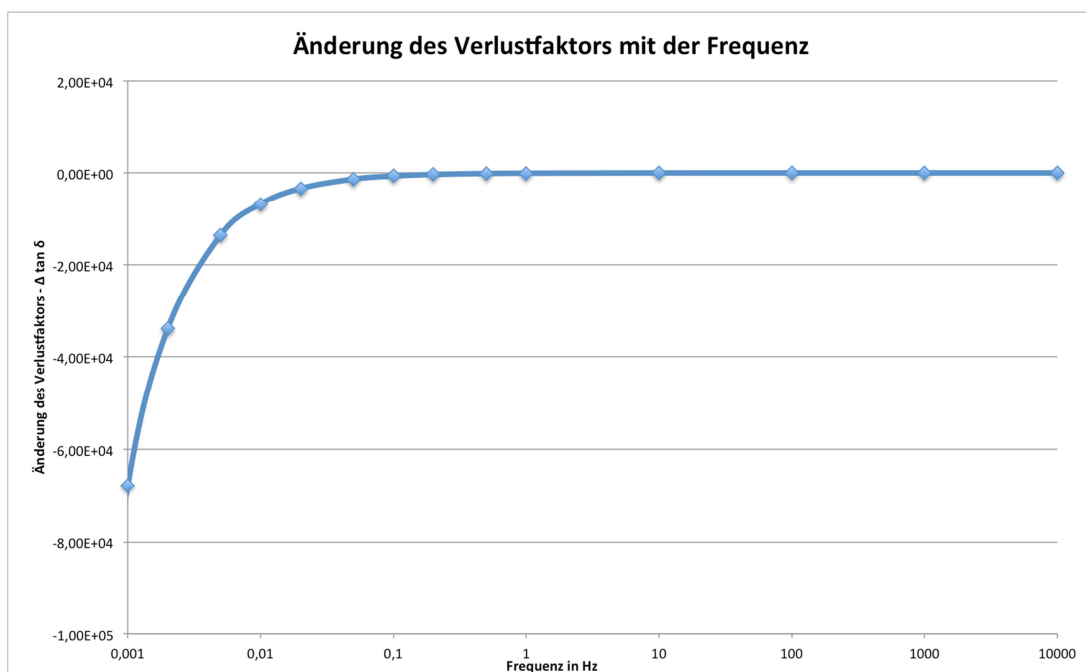


Abbildung 8-10: Berechnung der Verlustfaktoränderung mit der Frequenz nach Formel 8-1 [eigene Darstellung]

Die Berechnung (Abbildung 8-10) deckt sich sehr gut mit der FDS-Messung (Abbildung 8-11) der gleichen Durchführung bei geerdetem Flansch. Da die Darstellung des Verlustfaktors normalerweise im logarithmischen Maßstab erfolgt und somit kein Abbild negativer Werte möglich ist, muss in einen linearen Maßstab umgeschaltet werden:

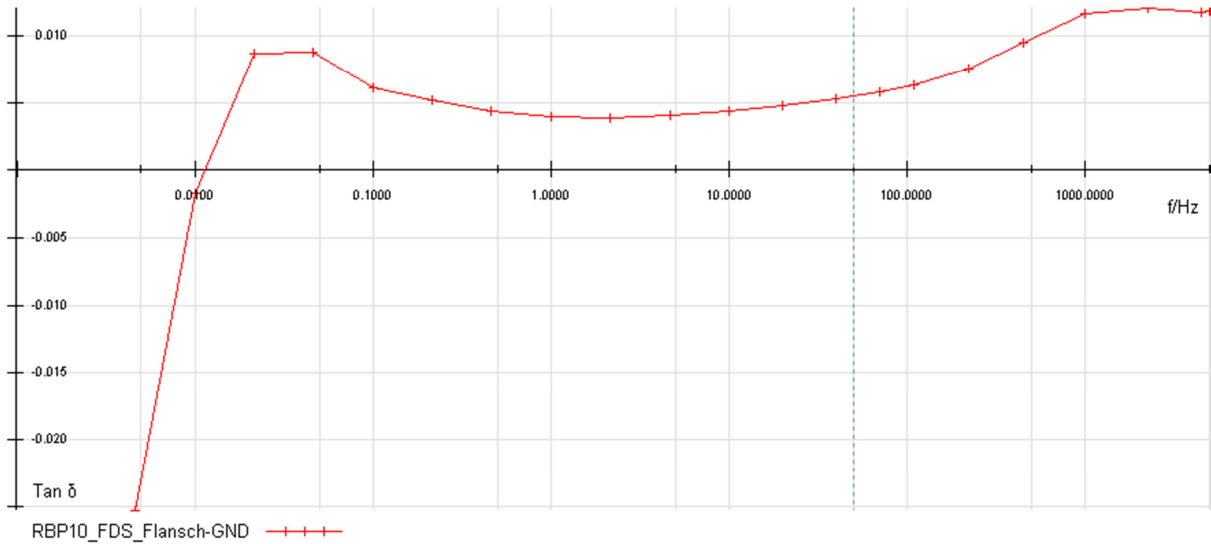


Abbildung 8-11: FDS-Messung der Durchführung mit geerdetem Flansch [eigene Darstellung]

Küchler hat sich in [59] näher mit dem Thema leitfähige Pfade bei der Messung von Durchführungen beschäftigt. Diese Ergebnisse können analog verwendet werden, da dieselben Ersatzschaltbilder vorliegen. Der leitfähige Pfad entspricht in diesem Fall dem Eingangswiderstand des Messgerätes.

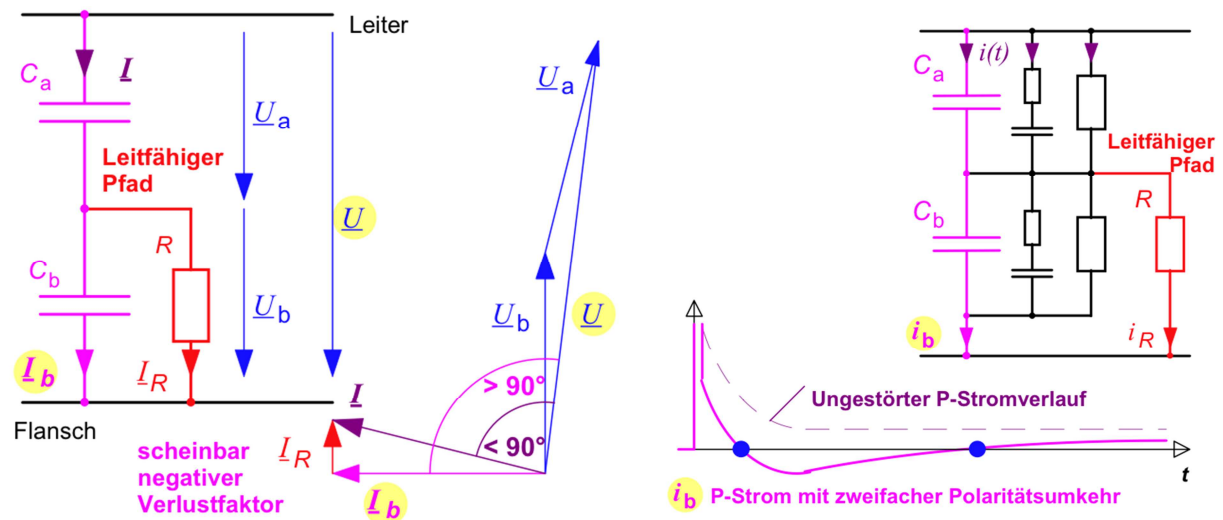


Abbildung 8-12: links: scheinbar negativer Verlustfaktor bei der FDS-Messung
rechts: zweifache Polaritätsumkehr bei der PDC-Messung [59]

Für die Analyse im Zeitbereich wird das erweiterte Ersatzschaltbild verwendet und parallel zu C_1 und C_2 (Küchler: C_a und C_b) noch Polarisationsvorgänge und Leitfähigkeit berücksichtigt (Abbildung 8-12 rechts). Wird nun die sprungförmige Messspannung aufgeschaltet, so werden die Kapazitäten C_1 und C_2 geladen. Durch das zeitverzögerte Aufladen der zusätzlichen RC-Glieder (Polarisationsvorgänge) wird der gemessene Strom I_R um diesen Ladestrom verringert und führt zur ersten Polaritätsumkehr. Nach der Ladung aller RC-Glieder (Polarisationsvorgänge abgeschlossen) stellt sich wieder ein positiver gemessener

Strom ein, da das Messgerät einen deutlich geringeren Widerstand ($R=10\text{k}\Omega$) als die Leitfähigkeit der Nebenisolierung aufweist.

Die zweifache Polaritätsumkehr bei geerdetem Flansch kann mit beiden Messgeräten (PDC-Analyser 1MOD und DIRANA) im PDC-Verfahren nachgewiesen werden und die Ergebnisse korrelieren sehr gut (Abbildung 8-13).

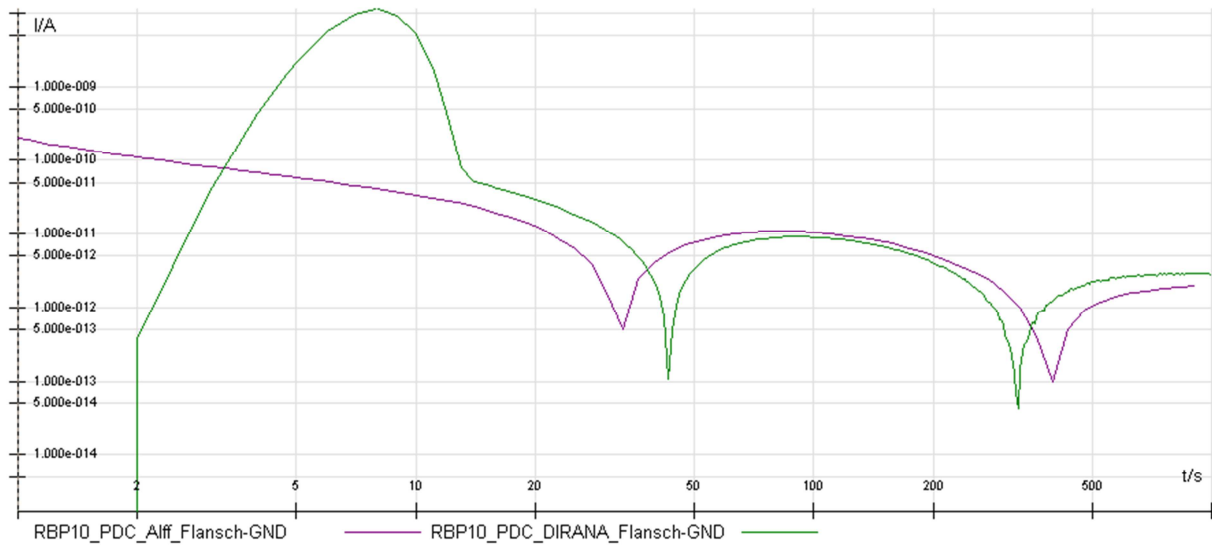


Abbildung 8-13: PDC-Messung der Durchführung RBP10 bei geerdetem Flansch mittels PDC-Analyser 1MOD (violett) und DIRANA (grün) [eigene Darstellung]

8.5 Messungen in der Werkstätte mit Auswertungen

Aufgrund der vielen Messergebnisse (31 Durchführungen im ausgebauten Zustand) werden nur ausgewählte Beispiele näher erläutert.

8.5.1 145kV Durchführungen des Transformator Ötztal (UM2)

Der 20MVA 110kV/25kV Transformator (UM2) aus Ötztal, mit dem Baujahr 1968 wurde auf Grund einer Leistungserhöhung auf 25MVA mit einem neuen Transformator getauscht. Nach einer Generalüberholung in Jenbach wird der Transformator an einem anderen Ort weiterbetrieben. Für den Transport in die Transformatorwerkstätte Jenbach wurden die vier 145kV RBP Durchführungen mit dem Baujahr 1967 demontiert und in Holzkisten transportiert. Somit bestand die Möglichkeit den Satz Durchführungen mit isoliertem Flansch im vollständig geschirmten Versuchsaufbau in der Werkstätte zu messen.

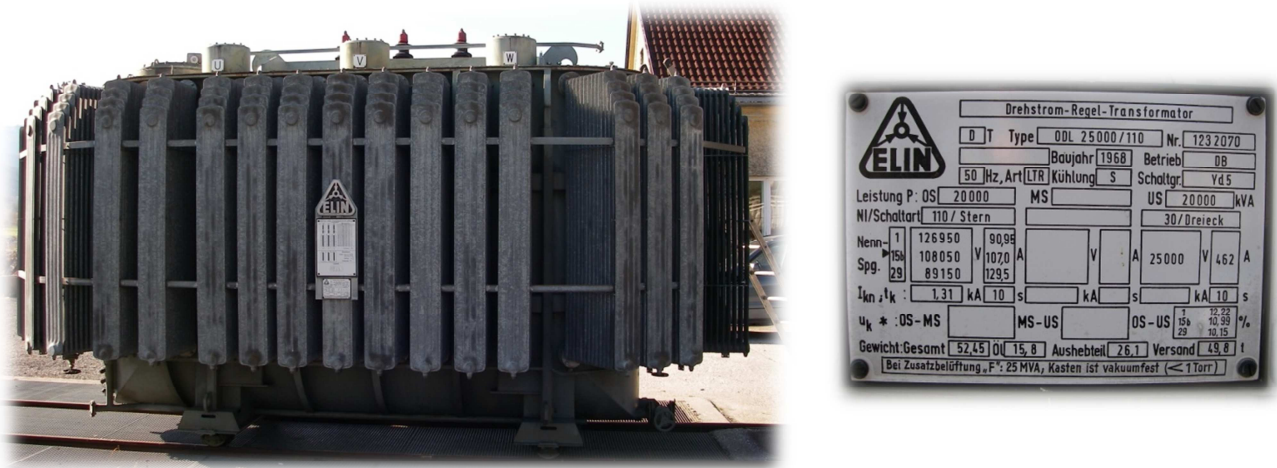


Abbildung 8-14: links: Transformator aus dem Ötztal mit ausgebauten 145kV Durchführungen
rechts: Typenschild des Transformators [eigene Fotos]

Tabelle 8-6 zeigt das Typenschild, die Typennummern und die von mir gewählten Bezeichnungen der Durchführungen.

Hersteller	Micafil	Bezeichnung	Typennummer
Baujahr	1967	RBP6	67D52015
Type	CTf 145/630	RBP7	67D50606
Nennspannung	145kV	RBP8	67D50605
Nennstrom	630A	RBP9	67D52014

Tabelle 8-6: Typenschild und Typennummern der Durchführungen [eigene Abbildung]

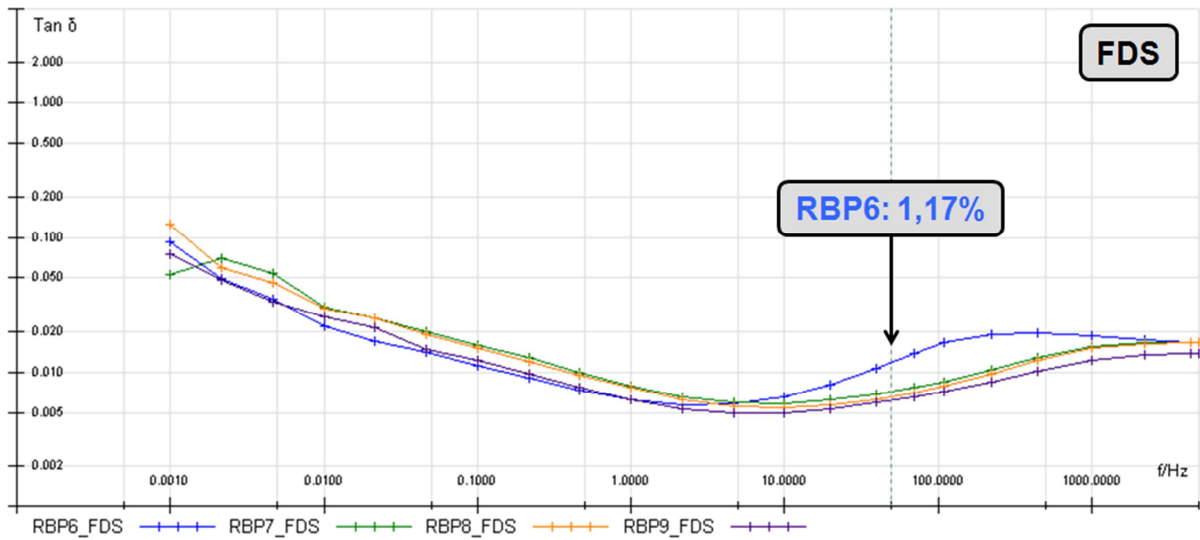


Abbildung 8-15: Vergleich der FDS-Messungen der vier Durchführungen mittels DIRANA [eigene Abbildung]

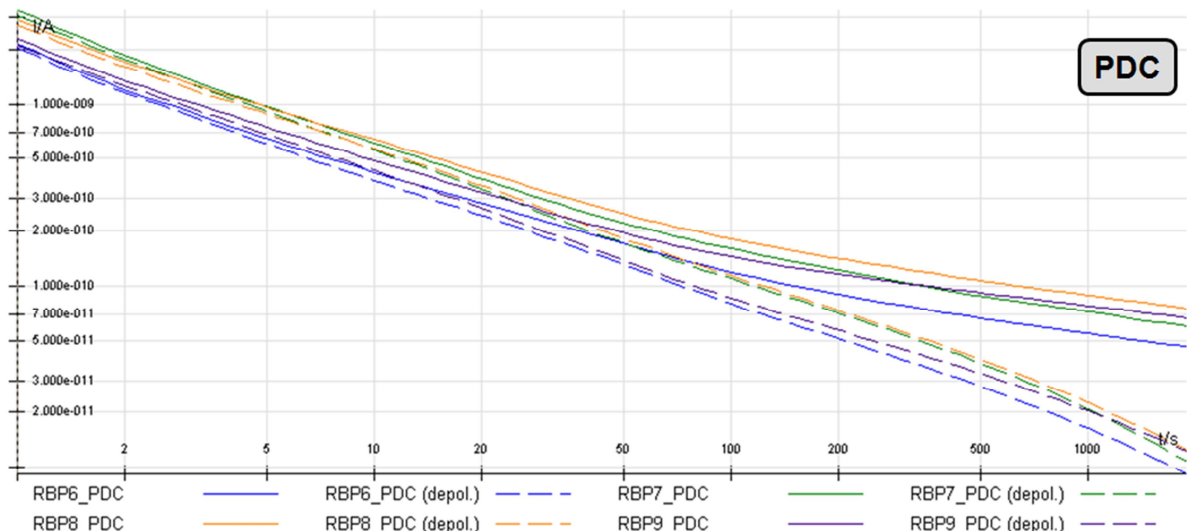


Abbildung 8-16: Vergleich der PDC-Messungen der vier Durchführungen mittels PDC-Analyser 1MOD [eigene Abbildung]



Abbildung 8-17: Feuchter Messanschluss der RBP6 Durchführung [eigenes Foto]

Der Vergleich der gemessenen Kapazitätswerte zeigt, dass die Durchführung RBP7 einen geringen Kapazitätsanstieg (+4%) aufweist (Tabelle 8-7). Dieser Anstieg kann durch einen Teildurchschlag oder Öldurchtränkung des Hartpapiers verursacht werden. Da der Grenzwert für den Kapazitätsanstieg von 10% noch nicht überschritten worden ist, erfolgt kein Ausschluss. Mithilfe der FDS-Messung (Abbildung 8-15) ist ein deutlicher Anstieg des Verlustfaktors zwischen 10Hz und 10kHz der RBP 6 Durchführung zu erkennen. Der Verlauf der Polarisationsströme (Abbildung 8-16) zeigt hingegen keine Auffälligkeiten. Aufgrund des erhöhten Verlustfaktors bei 50Hz, des feuchten Messanschlusses (MA) und des hohen Alters bei RBP6 erfolgt eine Bewertung mit der Note 6-. Der Einbau bzw. weitere Betrieb dieser Durchführung ist nicht mehr zu empfehlen! Die restlichen Durchführungen weisen noch gute Verlustfaktoren auf und wurden auf Grund des hohen Alters von 44 Jahren mit der Note 4 beurteilt. Diese Durchführungen (RBP7, RBP8 und RBP9) können wieder eingebaut und in Betrieb genommen werden. Eine regelmäßige Messung (Verlustfaktor und Kapazität) der Durchführungen ist aufgrund des hohen Alters anzuraten.

Messung	RBP6_FDS	RBP7_FDS	RBP8_FDS	RBP9_FDS
Kurvenfarbe	Blau	Grün	Orange	Violette
Kapazität	141pF	147pF	143pF	141pF
Verlustfaktor bei 0,1Hz	1,11%	1,57%	1,50%	1,23%
Verlustfaktor bei 1Hz	0,63%	0,79%	0,76%	0,63%
Verlustfaktor bei 50Hz	1,17%	0,72%	0,65%	0,62%
Bewertungsschema				
Verlustfaktor (50Hz)	3-	2	2	2
Alter	+2 (44 Jahre!)	+2 (44 Jahre!)	+2 (44 Jahre!)	+2 (44 Jahre!)
Undichtheit	+1 (MA)	-	-	-
Kapazitätsanstieg	-	(+4%)	-	-
Gesamtnote	6-	4	4	4

Tabelle 8-7: Messergebnisse und Benotung der vier RBP Durchführungen mittels Bewertungsschema [eigene Abbildung]

Dieses Beispiel zeigt wie wichtig die Messung der Durchführungen ist. Da die TIWAG (derzeit) kein Messgerät zur Verlustfaktormessung besitzt, wären diese Durchführungen (samt Ausreißer) ohne Messung wieder in Betrieb genommen worden. Das Risiko eines plötzlichen Ausfalls der RBP6 Durchführung und die Folgeschäden, wie zum Beispiel im schlimmsten Fall ein Transformatorbrand, sind dabei sehr hoch und könnten durch dielektrische Diagnostik minimiert werden.

8.5.2 36kV Reservedurchführungen

Insgesamt wurden 16 Stück 36kV RBP Transformator durchführungen gemessen, welche bereits viele Jahre im Einsatz waren. Nach deren Ausbau wurden sie einige Jahre als Reservedurchführungen aufbewahrt. Die Lagerung erfolgte in einer Garage horizontal liegend in einem Regal. Nur zwei Durchführungen (RBP27 und RBP28) wurden ordnungsgemäß mittels ölgefülltem Lagerbehälter aufbewahrt. Die restlichen 14 Durchführungen wurden mit ungeschützter Transformatorseite gelagert, wodurch die Hauptisolierung Feuchtigkeit aufnehmen konnte. Da alle 16 Stück RBP Durchführungen keinen Messanschluss aufwiesen erfolgten die Messungen über den isolierten Flansch. Somit ist keine selektive Messung der Hauptisolierung C1 möglich, da auch die Ableitströme die Messung beeinflussen. Durchführungen ohne Messanschluss können nur im ausgebauten Zustand gemessen werden.

Folgendes Beispiel vergleicht die Messergebnisse und Bewertung zweier 36kV RBP Reservedurchführungen, wobei erstere (RBP21) mit ungeschützter Transformatorseite gelagert wurde (Abbildung 8-18 links). RBP28 wurde geschützt durch einen ölgefüllten Lagerbehälter aufbewahrt (Abbildung 8-18, rechts), wobei dieser für die Messungen abmontiert wurde.

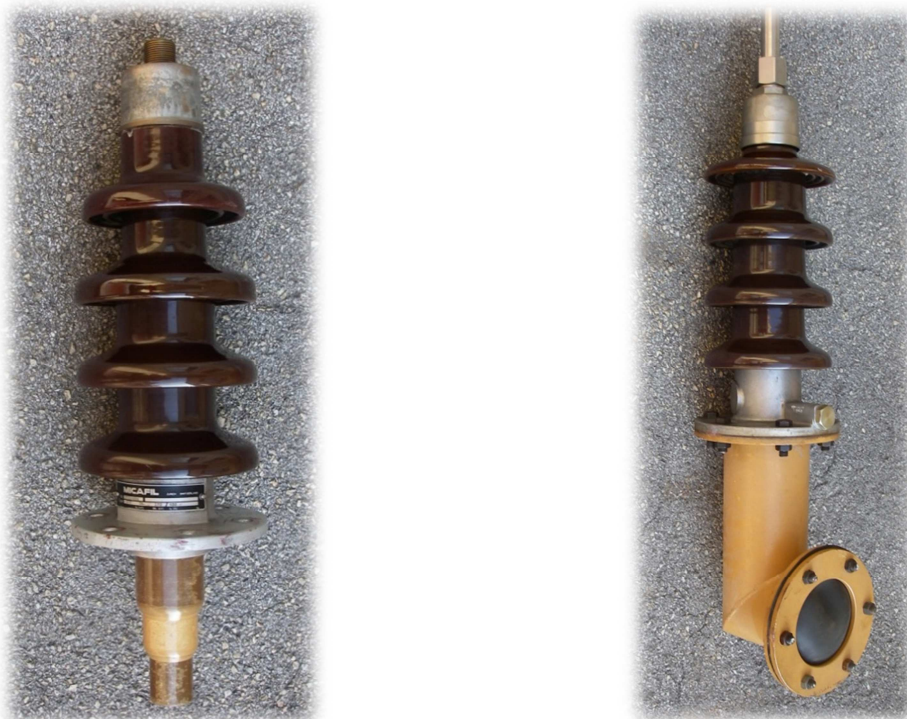


Abbildung 8-18: links: RBP21, Lagerung ungeschützt
rechts: RBP28, Lagerung in ölgefüllten Lagerbehälter [eigene Fotos]

Tabelle 8-8 zeigt das Typenschild, die Typennummern und die von mir gewählten Bezeichnungen der Durchführungen.

Bezeichnung	RBP21	Bezeichnung	RBP28
Hersteller	Micafil	Hersteller	Micafil
Seriennummer	77D54996	Seriennummer	67D50492
Baujahr	1977	Baujahr	1967
Type	CTF	Type	-
Nennspannung	36kV	Nennspannung	36kV
Nennstrom	400A	Nennstrom	1000A

Tabelle 8-8: Typenschild und Bezeichnung der beiden Durchführungen [eigene Abbildung]

In Abbildung 8-19 wird der gemessene Verlustfaktor über die Frequenz im doppelt logarithmischen Maßstab dargestellt. Die blaue und orange Kurve wurden mittels DIRANA im FDS Modus ermittelt. Um die Messergebnisse der beiden verwendeten Messgeräte zu vergleichen wurden ebenso die PDC Messreihen des PDC-Analysers 1MOD importiert (strichlierte grüne und violette Kurve). Die Transformation vom Zeit- in den Frequenzbereich erfolgt automatisch durch die DIRANA Software. Trotz der unterschiedlichen Messspannungen (200V DIRANA, 2000V PDC-Analyser 1MOD) korrelieren die Kurven und liefern Verlustfaktoren in ähnlicher Größenordnung. Wie in Kapitel 8.3.1 erwähnt, eignet sich der transformierte Verlustfaktor der PDC-Messung nur zur Abschätzung bei niedrigen Frequenzen und wird deshalb nur bis zu einer Frequenz von einem Herz dargestellt.

Die Gegenüberstellung der gemessenen Verlustfaktoren lässt auf eine signifikante Feuchtigkeitsaufnahme der Durchführung RBP21 schließen (Vergleich mit Abbildung 3-15).

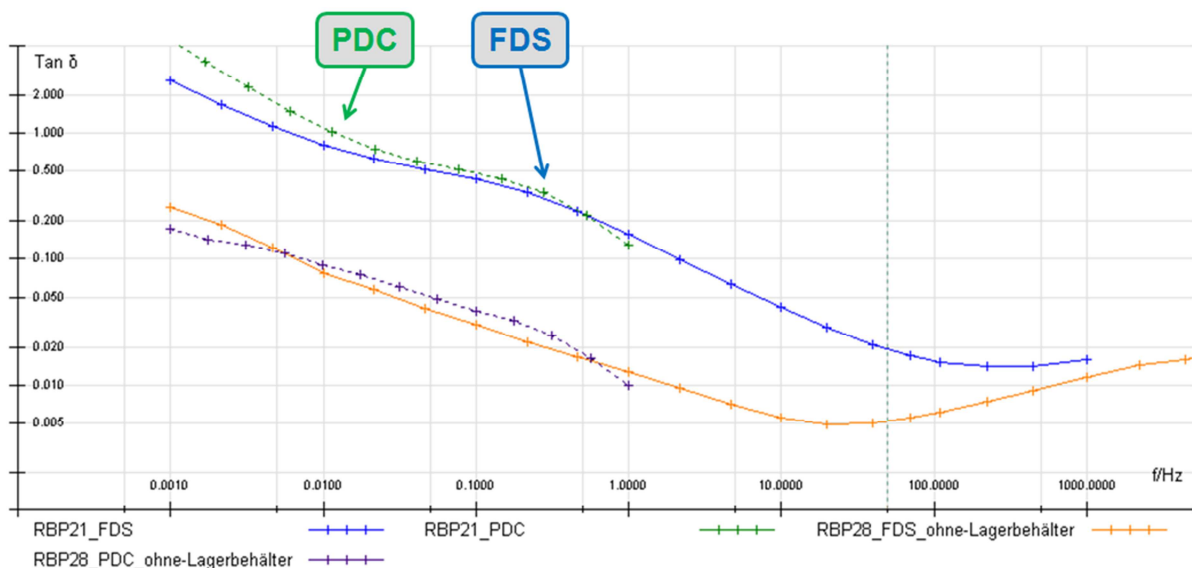


Abbildung 8-19: Vergleich der gemessenen und transformierten Verlustfaktoren der beiden 36kV RBP Durchführungen [eigene Messung]

Bei Betrachtung der PDC Messergebnisse ist ebenfalls ein deutlicher Unterschied des Zustandes beider Durchführungen festzustellen (Abbildung 8-20). Sowohl der Anfangsstrom als auch die Differenz von Polarisations- und Depolarisationsstrom sind bei RBP21 im Vergleich zu RBP28 signifikant erhöht. Somit kann auch mittels PDC-Verfahren auf eine feuchte Hauptisolation der Durchführung RBP21 geschlossen werden (Vergleich mit Abbildung 3-13).

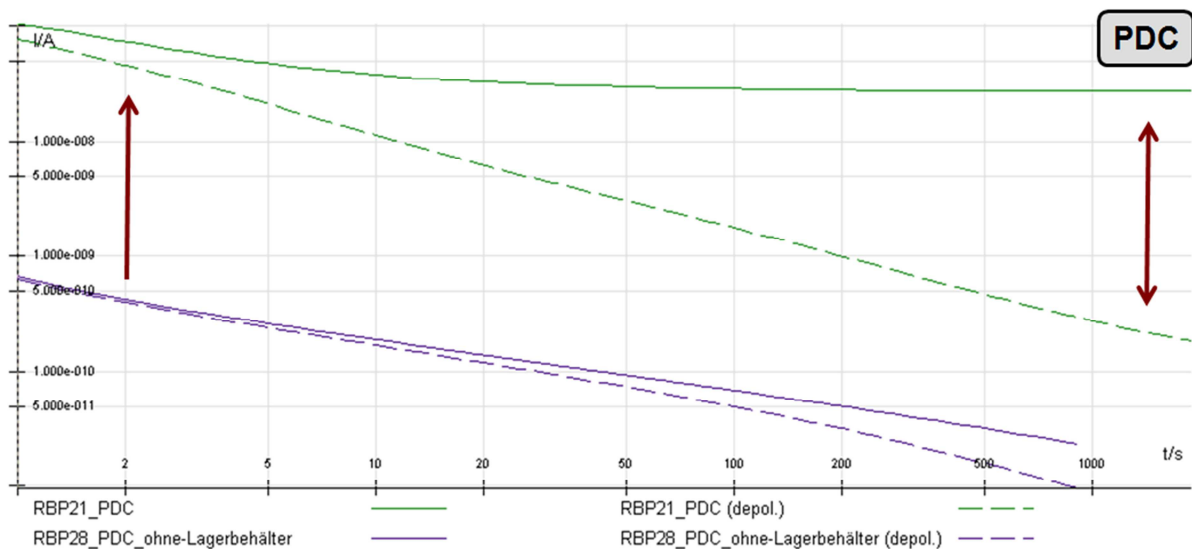


Abbildung 8-20: Vergleich der PDC-Messungen der beiden 36kV RBP Durchführungen mittels PDC-Analyser 1MOD [eigene Abbildung]

Da es sich bei den beiden Durchführungen um unterschiedliche Typen handelt und die ursprünglichen Kapazitätswerte nicht bekannt waren, wurden jeweils typgleiche Durchführungen verglichen. Dabei konnten bei beiden Durchführungen keine Auffälligkeiten der Kapazität festgestellt werden. Somit ist von keinem Teilbelagsschluss auszugehen.

Der Vergleich der Verlustfaktoren beider Durchführungen zeigt deutlich erhöhte Werte bei RBP21 (Tabelle 8-9). Der Grenzwert des Verlustfaktors, bei 50Hz laut IEC 60137 [15] von 1,5% bei RBP Durchführungen, wird mit 1,93% deutlich überschritten. Ein weiteres Indiz für die feuchte Hauptisolation von RBP21 sind die signifikant erhöhten Verlustfaktoren bei niedrigen Frequenzen (43,8% bei 0,1Hz), wie auch die großen Polarisationsströme. Aufgrund des schlechten Verlustfaktors und Alters wurde die Durchführung RBP21 mittels Bewertungsschema mit der Note 6 beurteilt. Eine Entsorgung wird empfohlen. Die im ölgefüllten Lagerbehälter gelagerte Durchführung RBP28 weist trotz des hohen Alters von 44 Jahren noch einen sehr guten Verlustfaktor auf. Die Bewertung erfolgte mit der Note 3 und kann durchaus noch als Reservedurchführung verwendet werden. Auf Grund des hohen Alters ist jedoch eine wiederkehrende Messung (z.B. alle 2 Jahre) anzuraten.

Messung	RBP21_FDS	RBP28_FDS_ohne-Lagerbehälter
Kapazität	116pF	126pF
Verlustfaktor bei 0,1Hz	43,8%	2,98%
Verlustfaktor bei 1Hz	15,6%	1,27%
Verlustfaktor bei 50Hz	1,93%	0,52%
Bewertungsschema		
Verlustfaktor (50Hz)	5	1
Alter	+1 (34 Jahre)	+2 (44 Jahre!)
Undichtheit	-	-
Kapazitätsanstieg	-	-
Gesamtnote	6	3

Tabelle 8-9: Messergebnisse und Benotung der beiden 36kV RBP Durchführungen mittels Bewertungsschema [eigene Abbildung]

Dieses Beispiel zeigt deutlich, wie wichtig die richtige Lagerung von Transformatordurchführungen ist (Lagerung von Durchführungen siehe Kapitel 4). Trotz des hohen Alters von 44 Jahren weist die Durchführung RBP28, durch ordnungsgemäße Lagerung, ein trockenes Dielektrikum in sehr gutem Zustand auf.

8.5.3 Defekte 145kV Durchführung des Transformator Kirchbichl (HUM2)

Um den Ist-Zustand von wichtigen Transformatoren im Netz der TIWAG zu erfassen, wurden im Jahr 2010 umfassende Zustandsbewertungen an die Firma ABB vergeben (6 Hauptumspanner, 3 Maschinentransformatoren). Im Zuge dieser Messungen wurde beim Hauptumspanner 2 in Kirchbichl eine defekte 145kV RBP Durchführung mit signifikantem Anstieg der Kapazität und des Verlustfaktors detektiert (Tabelle 8-12). Die Empfehlung des ABB-Mitarbeiters war ein sofortiger Austausch der Durchführung. Da sich jedoch keine geeignete Reservedurchführung im Lager der TIWAG befand und es sich um einen wichtigen Transformator handelt, wurde auf eigene Verantwortung wieder zugeschaltet. Die Lieferzeit von Transformatordurchführungen beträgt in der Regel 5-7 Monate, somit konnte die defekte Durchführung erst im Frühjahr 2011 getauscht werden.

Tabelle 8-10 zeigt das Typenschild, die Typennummern und die von mir gewählte Bezeichnung der Durchführung.

Bezeichnung	RBP10
Hersteller	Micafil
Seriennummer	HL83 53314
Baujahr	1983
Type	UTf
Nennspannung	145kV
Nennstrom	650A

Tabelle 8-10: Typenschild und Bezeichnung der Durchführung [eigene Abbildung]

Neben erhöhtem Verlustfaktor und erhöhter Kapazität wird in der ABB Expertise ebenso die Entladungsmarke in der Verschlusskappe des Messanschlusses bemängelt.

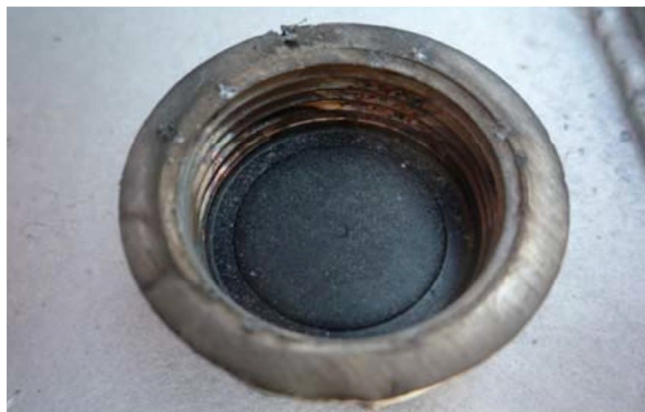


Tabelle 8-11: Entladungsmarken an der Verschlusskappe des Messanschlusses [ABB Expertise]

Die defekte Durchführung wurde im vollständig geschirmten Versuchsaufbau mit beiden Messgeräten überprüft. Der Verlustfaktor wird in Abbildung 8-21 über die Frequenz auf doppelt logarithmischen Maßstab dargestellt. Die blaue Kurve zeigt die Messergebnisse des DIRANA im FDS-Modus (200V Prüfspannung) und die grüne, strichlierte Linie stellt den transformierten Verlustfaktor aus den PDC-Messungen mittels PDC-Analyser 1MOD (2kV

Prüfspannung) dar. Der gemessene Verlustfaktor (blau) korreliert sehr gut mit dem transformierten Verlustfaktor (grün).

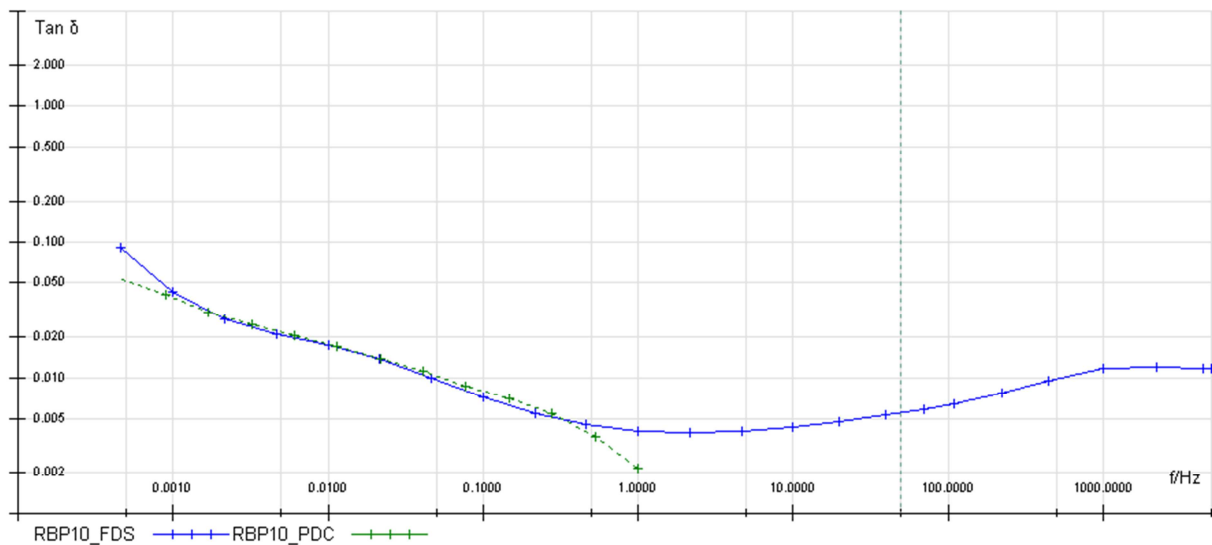


Abbildung 8-21: Vergleich des gemessenen (blau) und transformierten (grün) Verlustfaktors der RBP10 Durchführung [eigene Abbildung]

In Tabelle 8-12 werden die Originalwerte von Kapazität und Verlustfaktor bei 50Hz, der Durchführung RBP10, mit den Messergebnissen der ABB, und den FDS- und PDC-Messungen in Jenbach verglichen. Ebenso wird eine Benotung mittels Bewertungsschema durchgeführt. Die Messung durch ABB erfolgte im Jahr 2010 Vor-Ort mittels CPC100/TD1 der Firma Omicron, bei einer Prüfspannung von 10kV. Die ausgebaute Durchführung wurde ebenso in der Transformatorwerkstätte Jenbach im vollständig geschirmten Versuchsaufbau gemessen. Die FDS-Messung wurde mithilfe des DIRANA bei einer Spannung von 200V und die PDC-Messung mittels PDC-Analyser 1MOD bei einer Prüfspannung von 2kV gemessen.

Der Vergleich der Kapazitätswerte zeigt, dass alle drei Messgeräte einen signifikanten Anstieg (größer 10%) detektieren, wodurch ein Ausschluss durch das Bewertungsschema erfolgt. Bei dieser Durchführung ist bereits mit mehreren Belagsschlüssen zu rechnen und sie birgt großes Risiko eines Totalausfalles. Da jedoch keine passende Reservedurchführung vorhanden war, wurde sie für ein halbes Jahr erneut zugeschaltet. Die Abweichung der gemessenen Kapazität im eingebauten bzw. ausgebauten Zustand (10 bzw. 9pF) ist auf Parallelkapazitäten und die Öldurchtränkung des Hartpapiers im eingebauten Zustand zurückzuführen (siehe Kapitel 2.4.1).

Der Verlustfaktor weist bei der Messung mittels CPC100/TD1 und einer Prüfspannung von 10kV einen erhöhten Wert von 1,127% auf. Wäre kein Kapazitätsanstieg detektiert worden, würde die Durchführung mit der Note 3 bewertet. Die Messungen in der Transformatorwerkstätte konnten diesen Wert nicht bestätigen. Der gemessene Verlustfaktor mittels DIRANA bei einer Prüfspannung von 200V beträgt nur 0,55% und entspricht dem

einer neuwertigen Durchführung. Somit würde dieser gemessene Verlustfaktor mit der Note 1 bewertet. Grund dafür ist meiner Meinung nach die geringe Messspannung des DIRANA, wodurch noch kein Teilentladungseinsatz in der Fehlstelle herrscht. Durch die Belagsschlüsse entstehen Hohlräume (meist im Millimeterbereich), wodurch ab einer bestimmten Spannung Teilentladungen auftreten (Teilentladungsknick).

	Originalwerte	ABB Messung	RBP10_FDS	RBP10_PDC
Kapazität	202pF	235pF (+16%)	226pF (+12%)	225pF (+11%)
Verlustfaktor (50Hz)	0,554%	1,127%	0,55%	-
Bewertung	1	(3) Ausschluss!	(1) Ausschluss!	Ausschluss!

Tabelle 8-12: Messergebnisse und Benotung der RBP10 Durchführung mittels Bewertungsschema [eigene Abbildung]

Diese Durchführung wurde nach den Messungen zerlegt und in Scheiben zersägt um den Fehler bzw. die Belagsschlüsse genauer zu untersuchen. Leider konnte bis auf eine ungleichmäßige Öldurchtränkung des Hartpapiers keine Auffälligkeit bzw. Fehlstelle gefunden werden (Abbildung 8-22).



Abbildung 8-22: Schnitt der zerlegten RBP Durchführung [eigenes Foto]

Abbildung 8-23 zeigt eine Detailansicht der kapazitiven Steuerbeläge:



Abbildung 8-23: Detailansicht der Steuerbeläge [eigenes Foto]

Dieses Beispiel zeigt, wie schwierig die Reservehaltung von Transformatordurchführungen ist, da je nach Transformatortype unterschiedliche Durchführungen zum Einsatz kommen und eine große Typenvielfalt herrscht. Die Durchführungen unterscheiden sich im Nennstrom, der ölseitigen Konuslänge, dem Durchmesser, vorhandenem Anschluss für Feldsteuerung und vielen weiteren Merkmalen. Deshalb ist es ratsam, bei Neuausschreibungen von Transformatoren die Durchführungstypen zu standardisieren und somit die Typenvielfalt zu reduzieren.

Ebenso zeigt dieses Beispiel wie wichtig die dielektrische Diagnostik von Transformatordurchführungen ist, um das Risiko eines Ausfalls bzw. im schlimmsten Fall eines Transformatorbrandes zu verringern. Die Durchführung weist bereits nach 28 Jahren kritische Werte auf.

8.6 Vor-Ort Messungen mit Auswertungen

Um bei den Vor-Ort Messungen aussagekräftige Ergebnisse zu erhalten ist es wichtig, folgende Empfehlungen einzuhalten:

- Alle Anschlüsse der Hochspannungsseite miteinander verbinden (samt Sternpunkt, wenn vorhanden)
- Alle Anschlüsse der Niederspannungsseite miteinander verbinden (samt Sternpunkt, wenn vorhanden)
- Wird die Prüfspannung an die Hochspannungsseite angelegt (zu messende Durchführung befindet sich auf der Hochspannungsseite), so ist die Niederspannungsseite zu erden und umgekehrt.
- Die Strommessung erfolgt über den jeweiligen Messanschluss der zu messenden Durchführung. Die Messanschluss-Verschlusskappen der anderen Durchführungen sind während der Messung geschlossen zu halten.

In [60] werden die Hintergründe für die oben genannten Empfehlungen detailliert erläutert.

Die Software des DIRANA Messsystems unterstützt bei der Verkabelung durch eine detaillierte Messschaltung, wobei die Messkabel farblich kodiert sind und die Verbindungen für den Guard-Anschluss in grün gekennzeichnet sind (Abbildung 8-24).

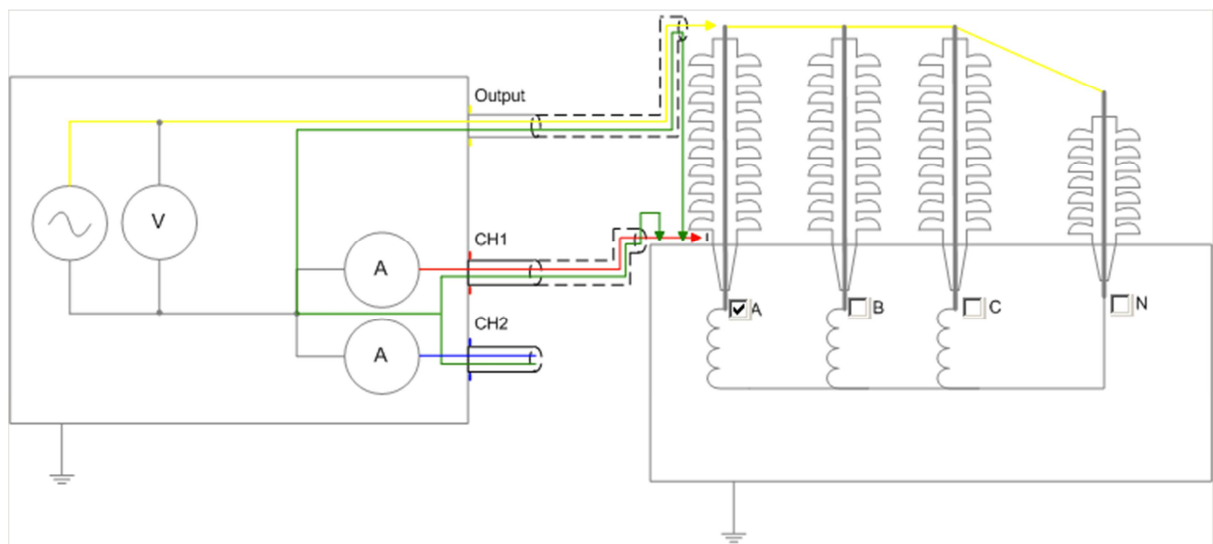


Abbildung 8-24: Schaltbild für Vor-Ort Messungen [Screenshot DIRANA Software, Omicron]

8.6.1 Durchführungen des 110/6kV Reservetransformator Jenbach

Es handelt sich um einen 110kV / 6kV (10kV) Transformator der Schaltgruppe Yd5 / (Yy0) und einer Leistung von 30MVA. Der Reservetransformator mit dem Baujahr 1967 wird in Jenbach im Freigelände gelagert.

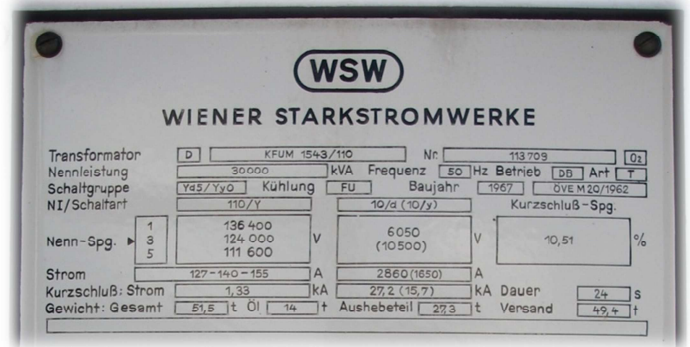


Abbildung 8-25: links: Reservetransformator, rechts: Typenschild des Transformators [eigene Fotos]

Die Oberspannungsseite weist vier 145kV RBP Durchführungen mit Messanschluss auf, da auch der Sternpunkt ausgeführt wird (U, V, W und N). Die Durchführungen der Unterspannungsseite besitzen keinen Messanschluss und können somit ohne Ausbau nicht gemessen werden.

Tabelle 8-13 zeigt das Typenschild, die Typennummern und die von mir gewählten Bezeichnungen der vier 145kV RBP Durchführungen.

Typenschild		Bezeichnung		
Hersteller	Micafil	T_RBP1	U	65D60928
Baujahr	1965	T_RBP2	V	65D60927
Nennspannung	145kV	T_RBP3	W	65D60926
Nennstrom	630A	T_RBP4	N	65D60925

Tabelle 8-13: Typenschild und Bezeichnung der vier 145kV RBP Durchführungen [eigene Abbildung]

Zur Messung der Durchführungen wurde der Transformator mittels einer 16mm² Leitung geerdet. Die Anschlüsse der Niederspannungsseite wurden miteinander verbunden und auf Erdpotenzial gelegt. Ebenso wurde die Hochspannungsseite verbunden (U, V, W und N) und mittels PDC-Analyser bzw. DIRANA an die Prüfspannung angeschlossen. Die Strommessung erfolgte am Messanschluss der jeweiligen Durchführung. Die Messungen erfolgten bei einer Umgebungstemperatur von 20°C und einer Öltemperatur von 22°C.

Da die Flanschverbindungen der Durchführungen mit dem Transformatorkegel verbunden und geerdet sind, treten bei den PDC-Messungen zwei Polaritätssprünge (Abbildung 8-26) und bei den FDS-Messungen negative Verlustfaktoren (Abbildung 8-27) auf. Dieses

Phänomen wird in Kapitel 8.4.2 ausführlich beschrieben. Die Verlustfaktoren der FDS-Messungen erreichen ab einer Frequenz von ca. 0,05Hz negative Werte, werden aber aufgrund des logarithmischen Maßstabes nicht dargestellt.

Aufgrund der vielen Störeinflüsse während der ersten PDC-Messung (Abbildung 8-26) musste diese wiederholt werden. Die zweite Messreihe wies deutlich weniger Störungen auf. Die Ursache der Beeinflussung ist unbekannt, da am Messaufbau keine Veränderungen vorgenommen wurden. Während den Messungen wurde häufig beobachtet, dass die PDC-Messung deutlich störanfälliger als die FDS-Messung ist.

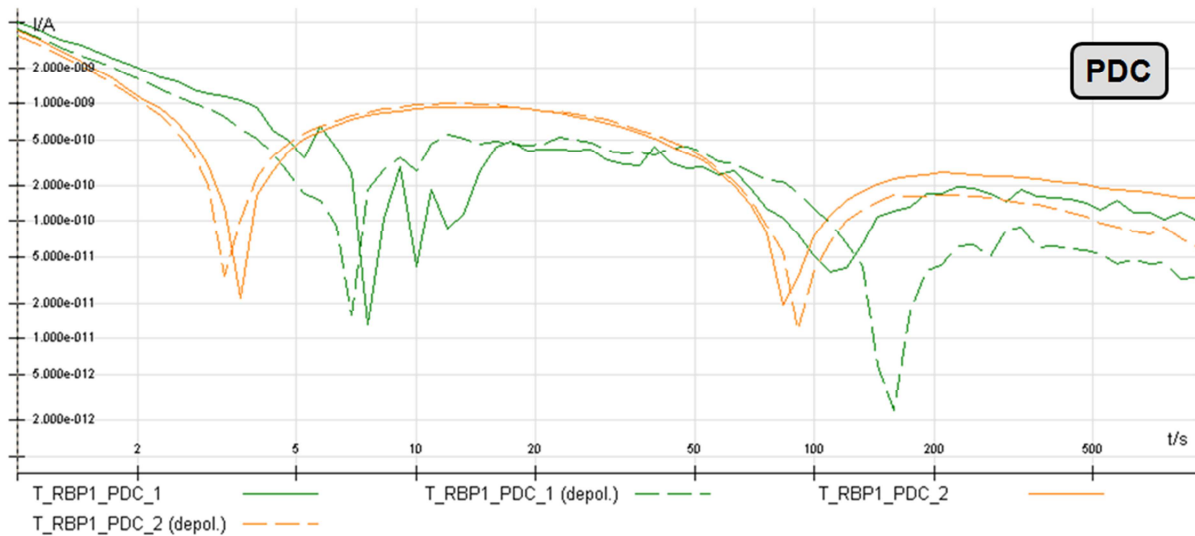


Abbildung 8-26: Zwei PDC-Messungen an der 145kV T_RBP1 Durchführung mittels PDC-Analyser 1MOD, erste Messung (grün) mit deutlichen Störeinflüssen behaftet [eigene Abbildung]

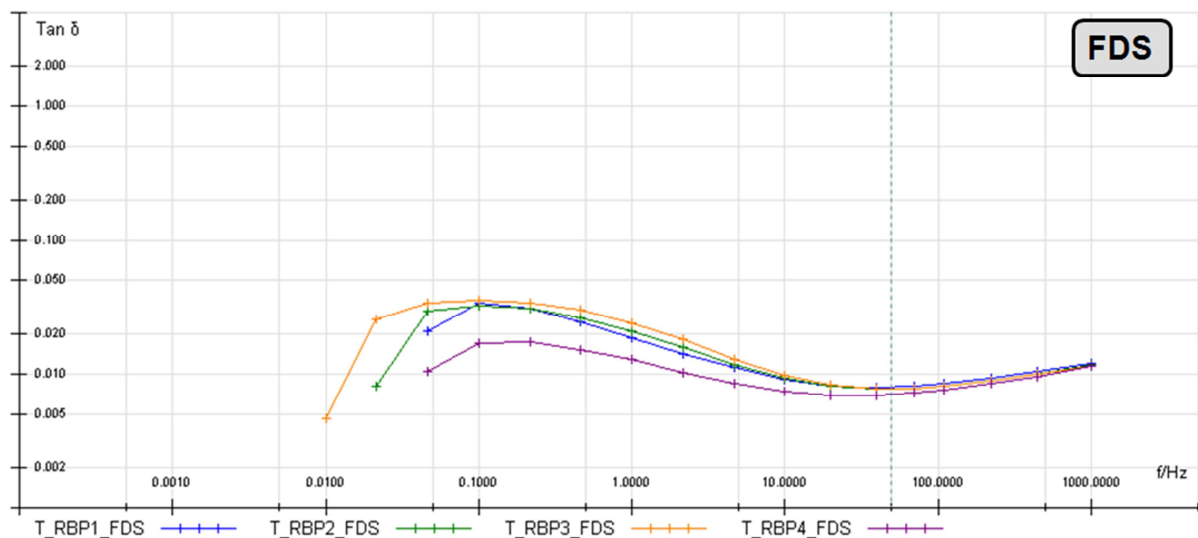


Abbildung 8-27: Vergleich der FDS-Messungen mittels DIRANA der vier 145kV RBP Transformatordurchführungen [eigene Abbildung]

Der Vergleich der gemessenen Kapazitäten der vier Durchführungen zeigt einen Anstieg um 5% bei den Durchführungen T_RBP2 und T_RBP3 (Tabelle 8-14). Der leicht erhöhte

Kapazitätswert deutet auf eventuelle Belagsschlüsse hin, führt jedoch noch nicht zum Ausschluss durch das Bewertungsschema (Ausschluss ab 10% Kapazitätsanstieg).

Trotz des hohen Alters von 46 Jahren befinden sich die Verlustfaktoren der vier Durchführungen in einem guten Bereich. Die Bewertung erfolgt aufgrund des Alters mit der Note 4. Die Durchführung T_RBP4 des Strang N weist die besten Messergebnisse auf. Dies ist aufgrund der geringsten elektrischen Beanspruchung während des Betriebes (Sternpunkt) naheliegend, wodurch die Alterung im Vergleich weniger fortgeschritten ist. Deshalb wurde diese Durchführung mit der Note 4+ bewertet.

Ein weiterer Betrieb des Reservetransformators ist möglich, wobei auf Grund des hohen Alters der Durchführungen und des Kapazitätsanstieges zweier Durchführungen regelmäßige Messungen (z.B. 2 Jahresintervall) anzuraten sind.

Messung	T_RBP1_FDS	T_RBP2_FDS	T_RBP3_FDS	T_RBP4_FDS
Strang	1U	1V	1W	1N
Kurvenfarbe	Blau	Grün	Orange	Violette
Kapazität	142pF	147pF	147pF	140pF
Verlustfaktor bei 0,1Hz	3,44%	3,29%	3,58%	1,70%
Verlustfaktor bei 1Hz	1,87%	2,10%	2,41%	1,27%
Verlustfaktor bei 50Hz	0,80%	0,77%	0,78%	0,70%
Bewertungsschema				
Verlustfaktor (50Hz)	2	2	2	2
Alter	+2 (46 Jahre!)	+2 (46 Jahre!)	+2 (46 Jahre!)	+2 (46 Jahre!)
Undichtheit	-	-	-	-
Kapazitätsanstieg	-	(+5%)	(+5%)	-
Gesamtnote	4	4	4	4+

Tabelle 8-14: Messergebnisse und Benotung der vier 145kV RBP Durchführungen mittels Bewertungsschema [eigene Abbildung]

Dieses Beispiel zeigt, dass Durchführungen die vom Hersteller angegebene Lebensdauer auch deutlich übersteigen können. In diesem Fall wurde die Herstellerangabe von >24 Jahren mit 46 Jahren fast um das Doppelte überschritten und die Verlustfaktoren der Durchführungen befinden sich noch immer in einem guten Zustand. Die defekte Durchführung vom Transformator aus Kirchbichl (siehe Kapitel 8.5.3) zeigt jedoch, dass mit kritischen Werten auch schon bei einer Lebensdauer von 28 Jahren zu rechnen ist. Um nicht alle Durchführungen nach der vom Hersteller empfohlenen Lebensdauer gleichzeitig zu tauschen ist es ratsam die Restlebensdauer mittels dielektrischer Diagnostik abzuschätzen. Somit können Kosten gespart werden, da nur defekte Durchführungen getauscht werden müssen und die Lebensdauer voll ausgeschöpft wird. Des Weiteren wird das Risiko eines Durchführungsausfalls mit eventuellen Folgeschäden (z.B. Transformatorbrand) verringert, da in regelmäßigen Abständen der Zustand der Durchführung ermittelt wird.

8.6.2 Durchführungen des Maschinentransformator Achensee (MA5)

Aufgrund einer Revision der Maschine 5 des Achenseekraftwerkes der TIWAG, bestand die Möglichkeit einer Freischaltung des Maschinentransformators. Der Transformator weist eine Nennleistung von 30MVA, eine Nennspannung von 123kV/10,5kV und die Schaltgruppe YNd5 auf.

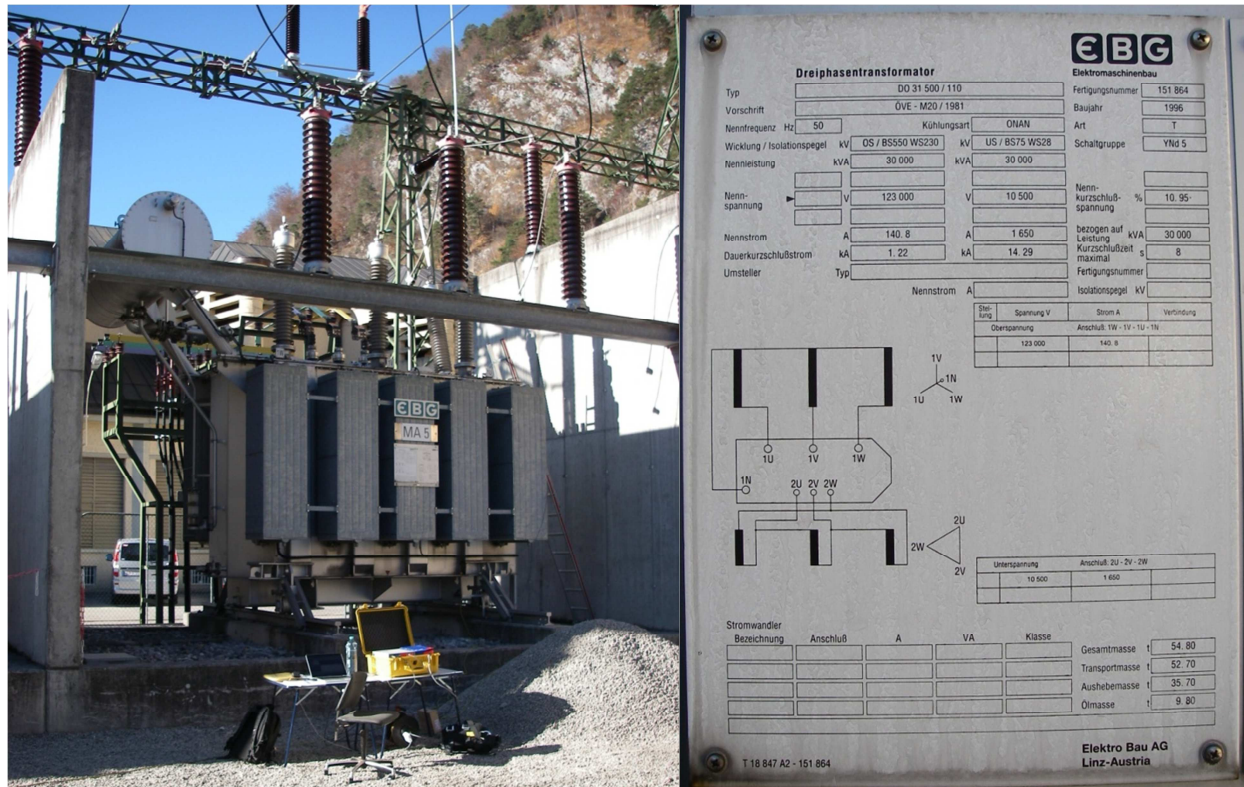


Abbildung 8-28: links: Maschinentransformator, rechts: Typenschild des Transformators [eigene Fotos]

Auf der Oberspannungsseite befinden sich vier 145kV RIP Durchführungen, da auch der Sternpunkt ausgeführt ist (1U, 1V, 1W und 1N). Die drei RIP Niederspannungsdurchführungen mit 24kV weisen ebenfalls einen Messanschluss auf und konnten dadurch auch gemessen werden (2U, 2V und 2W).

Tabelle 8-15 zeigt das Typenschild, die Typennummern und die von mir gewählten Bezeichnungen der vier 145kV RIP Durchführungen der Oberspannungsseite.

Hersteller	Micafil
Baujahr	1996
Type	RTXF 650/48/0
Nennspannung	145kV
Nennstrom	1310A

Bezeichnung	Strang	Typennummer
T_RIP1	1U	HL95 51773
T_RIP2	1V	HL95 51775
T_RIP3	1W	HL95 51777
T_RIP4	1N	HL95 51780

Tabelle 8-15: Typenschild und Bezeichnung der vier 145kV RIP Durchführungen [eigene Abbildung]

Tabelle 8-16 zeigt das Typenschild, die Typennummern und die von mir gewählten Bezeichnungen der drei 24kV RIP Durchführungen der Unterspannungsseite.

Hersteller	Micafil
Baujahr	1996
Type	RTXF
Nennspannung	24kV
Nennstrom	2000A

Bezeichnung	Strang	Typennummer
T_RIP5	2U	HL96 50141
T_RIP6	2V	HL96 50142
T_RIP7	2W	HL96 50143

Tabelle 8-16: Typenschild und Bezeichnung der drei 24kV RIP Durchführungen [eigene Abbildung]

Nach der Freischaltung des Maschinentransformators wurde dieser abgeklemmt und für die Messreihen mittels DIRANA vorbereitet. Die Öltemperatur des Transformators betrug während der Messungen zwischen 8 und 12°C und die Außentemperatur 12°C.

Für die Messungen der 145kV Durchführungen wurde die Oberspannungsseite (1U, 1V, 1W und 1N) miteinander verbunden und an die Diagnosespannung des DIRANA angelegt (200V). Die Unterspannungsseite (2U, 2V und 2W) wurde kurzgeschlossen und geerdet. Der Strom wurde über den jeweiligen Messanschluss ausgekoppelt.

Durch den negativen Verlustfaktor für Frequenzen ab ca. 50mHz wurde eine minimale gemessene Frequenz von 100mHz gewählt. Aufgrund des hohen Blindleistungsbedarfes musste die maximale gemessene Frequenz von 5kHz auf 1kHz reduziert werden (Fehlermeldung DIRANA). Somit ergab sich, für den Frequenzbereich von 0,1Hz bis 1kHz im FDS-Modus, eine Messdauer von nur 5 Minuten pro Durchführung.

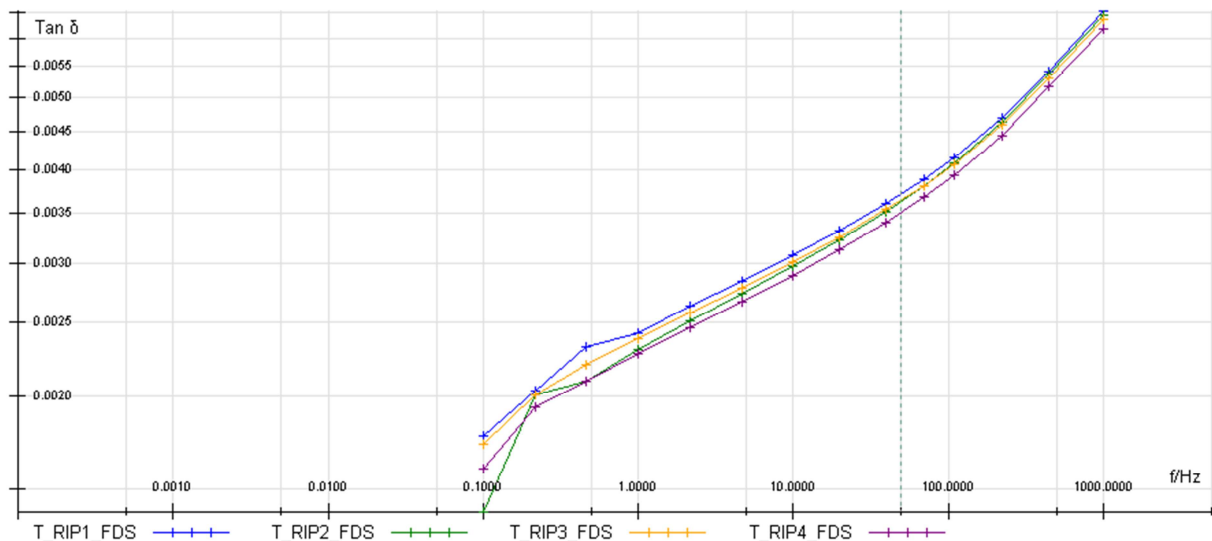


Abbildung 8-29: Vergleich der FDS-Messungen mittels DIRANA der vier 145kV RIP Transformatordurchführungen [eigene Abbildung]

Alle vier 145kV RIP Durchführungen weisen fast neuwertige Verlustfaktoren auf und wurden deshalb mit der Note 2+ bewertet (Tabelle 8-17). Die Kapazitäten der Durchführungen liegen bis auf den Strang 1V (+4% Kapazitätserhöhung) im selben Bereich. Aufgrund des geringfügigen Kapazitätsanstiegs der Durchführung T_RIP2 wird eine weitere Messung in 1-2 Jahren empfohlen, damit eine Trendanalyse möglich ist.

Messung	T_RIP1_FDS	T_RIP2_FDS	T_RIP3_FDS	T_RIP4_FDS
Strang	1U	1V	1W	1N
Kurvenfarbe	Blau	Grün	Orange	Violette
Kapazität	314pF	327pF	318pF	319pF
Verlustfaktor bei 0,1Hz	0,17%	0,14%	0,17%	0,16%
Verlustfaktor bei 1Hz	0,24%	0,23%	0,24%	0,23%
Verlustfaktor bei 50Hz	0,37%	0,36%	0,36%	0,35%
Bewertungsschema				
Verlustfaktor (50Hz)	2+	2+	2+	2+
Alter	- (15 Jahre)	- (15 Jahre)	- (15 Jahre)	- (15 Jahre)
Undichtheit	-	-	-	-
Kapazitätsanstieg	-	(+4%)	-	-
Gesamtnote	2+	2+	2+	2+

Tabelle 8-17: Messergebnisse und Benotung der vier 145kV RIP Durchführungen mittels Bewertungsschema [eigene Abbildung]

Zur Messung der 24kV Durchführungen wurde die Unterspannungsseite (2U, 2V und 2W) miteinander verbunden und an die Messspannung des DIRANA angelegt (200V). Die Oberspannungsseite (1U, 1V, 1W und 1N) wurde kurzgeschlossen und geerdet. Der Strom wurde über den Messanschluss der jeweiligen Durchführung gemessen.

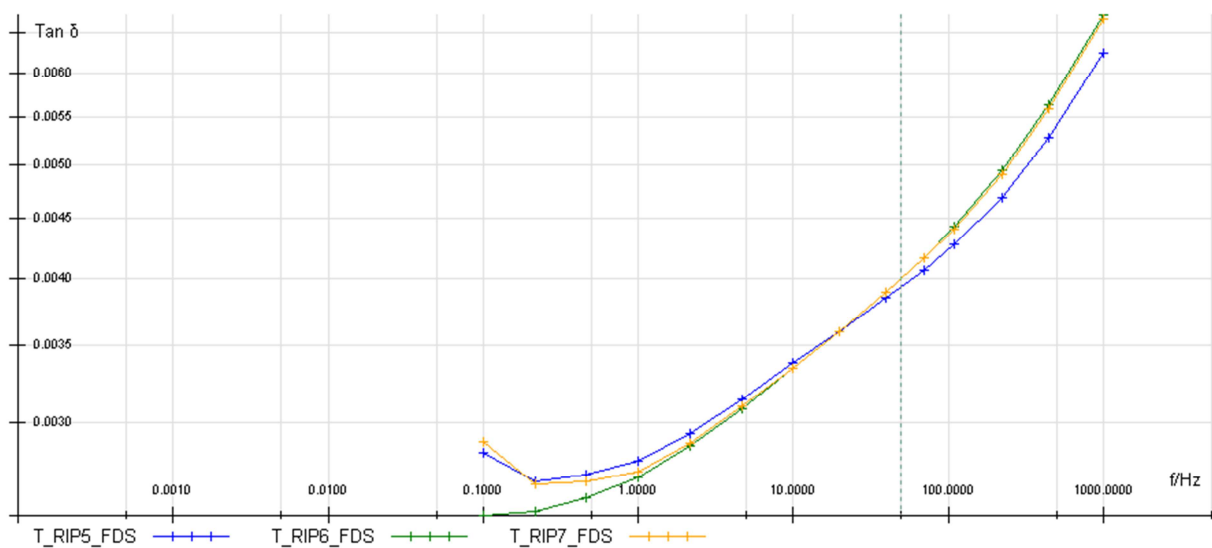


Abbildung 8-30: Vergleich der FDS-Messungen mittels DIRANA der drei 24kV RIP Transformatordurchführungen [eigene Abbildung]

Die drei 24kV RIP Durchführungen weisen Kapazitäten in derselben Größenordnung und gute Werte für den Verlustfaktor auf. Deshalb wurden sie nach dem Bewertungsschema mit der Note 2 beurteilt.

Messung	T_RIP5_FDS	T_RIP6_FDS	T_RIP7_FDS
Strang	2U	2V	2W
Kurvenfarbe	Blau	Grün	Orange
Kapazität	295pF	297pF	297pF
Verlustfaktor bei 0,1Hz	0,28%	0,25%	0,29%
Verlustfaktor bei 1Hz	0,28%	0,27%	0,27%
Verlustfaktor bei 50Hz	0,39%	0,40%	0,40%
Bewertungsschema			
Verlustfaktor (50Hz)	2	2	2
Alter	- (15 Jahre)	- (15 Jahre)	- (15 Jahre)
Undichtheit	-	-	-
Kapazitätsanstieg	-	-	-
Gesamtnote	2	2	2

Tabelle 8-18: Messergebnisse und Benotung der drei 24kV RIP Durchführungen mittels Bewertungsschema [eigene Abbildung]

Dieses Beispiel zeigt, dass eine FDS-Messung von 7 Transformatordurchführungen in nur 35 Minuten realisierbar ist. Somit muss ein Transformator für eine Diagnosemessung der Durchführungen, inklusive Ab- und Anklemmen für nur 1-2 Stunden freigeschalten werden.

8.7 Zusammenfassung der Messergebnisse

Da nur ausgewählte Beispiele der insgesamt 42 gemessenen Durchführungen näher beschrieben wurden, sind in folgendem Kapitel alle Ergebnisse zusammengefasst.

Tabelle 8-19 zeigt die Benotung aller 15 Stück 145kV Durchführungen, welche in der Transformatorwerkstätte Jenbach im ausgebauten Zustand gemessen wurden.

Abkürzung	Seriennummer	Alter	Kapazitätsanstieg	Note
RIP1	HL01 52657	10 Jahre	-	2
RIP2	HL01 52658	10 Jahre	-	2
RIP3	HL01 52654	10 Jahre	-	2
RIP4	HL01 52655	10 Jahre	-	2
RIP5	HL01 52656	10 Jahre	-	2
RBP1	66D56595	45 Jahre!	-	4
RBP2	66D56598	45 Jahre!	-	4
RBP3	66D56596	45 Jahre!	-	5
RBP4	66D56594	45 Jahre!	-	5
RBP5	66D56597	45 Jahre!	-	5
RBP6	67D52015	44 Jahre!	-	6-
RBP7	67D50606	44 Jahre!	-	4
RBP8	67D50605	44 Jahre!	-	4
RBP9	67D52014	44 Jahre!	-	4
RBP10	HL83 53314	28 Jahre	11,9%	Ausschluss

Tabelle 8-19: Benotung aller in der Werkstätte gemessenen 145kV Durchführungen [eigene Abbildung]

Tabelle 8-20 zeigt die Benotung aller 16 Stück 36kV Durchführungen, welche in der Transformatorwerkstätte Jenbach im ausgebauten Zustand gemessen wurden.

Abkürzung	Seriennummer	Alter	Kapazitätsanstieg	Note
RBP20	77D53851	34 Jahre	-	5
RBP21	77D54996	34 Jahre	-	6
RBP22	73D51035	38 Jahre	+11,9%	Ausschluss
RBP23	73D55510	38 Jahre	-	4
RBP24	73D56994	38 Jahre	-	3
RBP25	63D52572	48 Jahre!	-	5
RBP26	63D52574	48 Jahre!	-	5
RBP27	67D50491	44 Jahre!	-	3
RBP28	67D50492	44 Jahre!	-	3
RBP29	71D50567	40 Jahre!	-	4
RBP30	71D50568	40 Jahre!	-	5
RBP31	71D50569	40 Jahre!	-	5
RBP32	74D58627	37 Jahre	-	6
RBP33	74D58634	37 Jahre	-	3
RBP34	74D58638	37 Jahre	(+4%)	3
RBP35	74D58639	37 Jahre	(+4%)	3

Tabelle 8-20: Benotung aller in der Werkstätte gemessenen 36kV Durchführungen [eigene Abbildung]

Tabelle 8-21 zeigt die Benotung aller 11 Stück 145kV Durchführungen, welche Vor-Ort in Jenbach, im eingebauten Zustand, gemessen wurden.

Abkürzung	Seriennummer	Alter	Kapazitätsanstieg	Note
T_RBP1	65D60928	46 Jahre!	-	4
T_RBP2	65D60927	46 Jahre!	(+5%)	4
T_RBP3	65D60926	46 Jahre!	(+5%)	4
T_RBP4	65D60925	46 Jahre!	-	4+
T_RIP1	HL95 51773	15 Jahre	-	2+
T_RIP2	HL95 51775	15 Jahre	(+4%)	2+
T_RIP3	HL95 51777	15 Jahre	-	2+
T_RIP4	HL95 51780	15 Jahre	-	2+
T_RIP5	HL96 50141	15 Jahre	-	2
T_RIP6	HL96 50142	15 Jahre	-	2
T_RIP7	HL96 50143	15 Jahre	-	2

Tabelle 8-21: Benotung aller Vor-Ort gemessenen Durchführungen [eigene Abbildung]

Die Verteilung des Alters der gemessenen Durchführung in Abbildung 8-31 zeigt, dass der Großteil die Herstellerangabe der Lebensdauer bereits deutlich überschritten hat (>24 Jahre RBP, >30 Jahre RIP [ABB]).

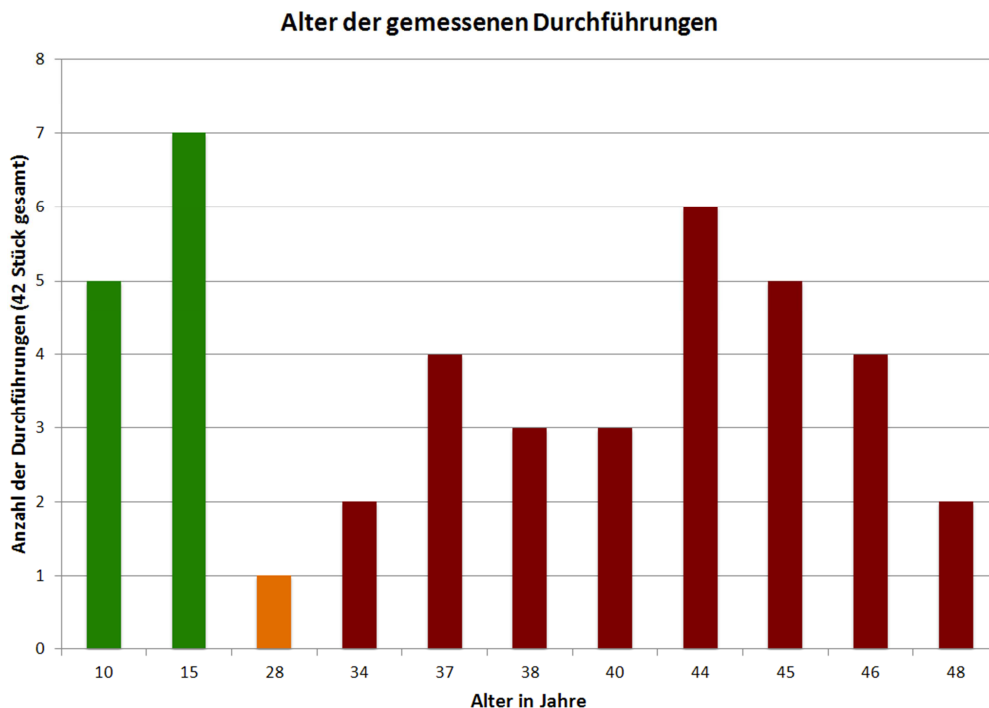


Abbildung 8-31: Aufschlüsselung des Alters aller gemessenen Durchführungen [eigene Abbildung]

Die Verteilung der Noten aller gemessenen und bewerteten Durchführungen in Abbildung 8-32 zeigt, dass keine mit der Note 1 bewertet wurde. Nur die 10 bzw. 15 Jahre alten Durchführungen konnten aufgrund guter Verlustfaktoren die Note 2 erreichen. Die Altersverteilung der mit der Note 3 beurteilten Durchführungen reicht von 37 bis 44 Jahren und bei den mit der Note 4 bewerteten Durchführungen von 38 bis 46 Jahren. 11

Durchführungen wurden mit den Noten 5 bzw. 6 beurteilt, wobei deren Alter zwischen 34 und 48 Jahren lag. Des Weiteren wurden zwei Durchführungen, mit dem Alter von 28 beziehungsweise 38 Jahren, aufgrund eines hohen Kapazitätsanstieges vom Bewertungsschema ausgeschlossen, da der Verdacht auf mehrere Teilbelagsschlüsse bestand. Diese 13 Durchführungen wurden nach den Messungen entsorgt.

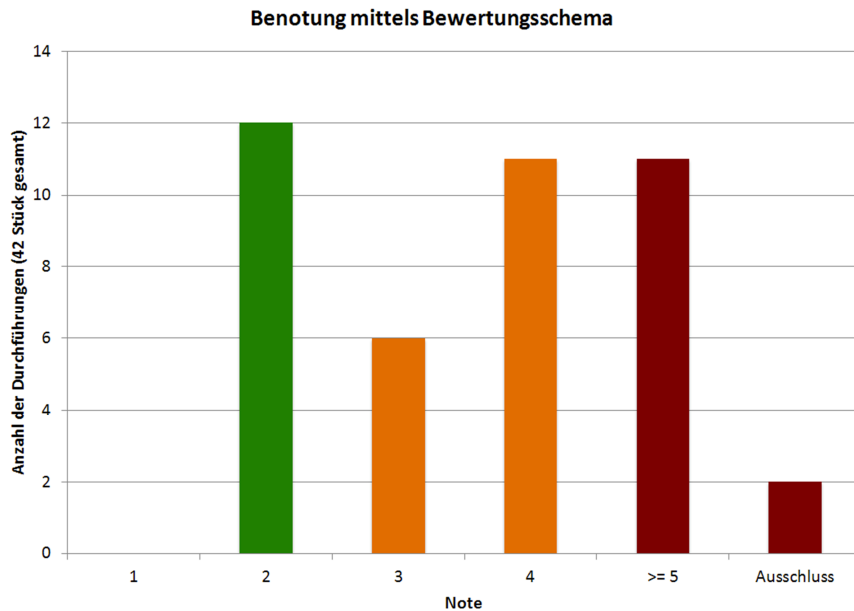


Abbildung 8-32: Notenverteilung aller gemessener Durchführungen [eigene Abbildung]

9 Resümee

Die Praktischen Messungen in Kapitel 8.5 und 8.6 haben gezeigt, dass sowohl die PDC- als auch die FDS-Analyse für die Zustandsbewertung von Transformatordurchführungen geeignet ist. Aus den 42 gemessenen Durchführungen wurden 13 Stück als fehlerhaft erkannt und nach Abschluss der Diagnosemessungen entsorgt. Im Vergleich zu den PDC-Messungen waren die FDS-Messungen unempfindlicher gegenüber Störungen. Bei der PDC-Analyse sollte deshalb auf ausreichende Schirmung geachtet werden. Die Messschaltung hat bei beiden Verfahren Einfluss auf die Ergebnisse. So treten zum Beispiel bei geerdetem Flansch Polaritätssprünge (PDC-Analyse) bzw. negative Verlustfaktoren bei niedrigen Frequenzen (FDS-Analyse) auf. Um diese Phänomene zu vermeiden, kann bei ausgebauten Durchführungen mit isoliertem Flansch gemessen werden. Bei eingebauten Durchführungen mit geerdetem Flansch kann zum Beispiel eine potentialfreie Phantomquelle verwendet werden (erhältlich für PDC-Analyser 1MOD) bzw. der Frequenzbereich der FDS-Analyse dementsprechend gewählt werden.

In Kapitel 8.5.3 wurden die Messergebnisse einer defekten Durchführung des Transformator Kirchbichl verglichen. Die an die Firma ABB vergebene Messung wurde mittels CPC100/TD1 bei eingebauter Durchführung vollzogen und es wurde sowohl ein signifikanter Kapazitätsanstieg, als auch ein erhöhter Verlustfaktor ermittelt. Diese Durchführung wurde im Rahmen dieser Masterarbeit im ausgebauten Zustand im vollständig geschirmten Versuchsaufbau überprüft. Der Kapazitätsanstieg konnte mit beiden Messgeräten (PDC Analyser 1MOD und DIRANA) nachgewiesen werden. Die Verlustfaktormessung mittels DIRANA konnte jedoch die erhöhten Werte des CPC100/TD1 nicht bestätigen. Grund dafür könnte die geringe Diagnosespannung von nur 200V des DIRANA im Vergleich zu 10kV des CPC100/TD1 sein. Weiterführende Untersuchungen könnten beleuchten inwiefern die Diagnosespannung Einfluss auf den Verlustfaktor nimmt und ob defekte Durchführungen bei Messungen mittels DIRANA unbemerkt bleiben könnten.

Die Umfrage zum Thema *Transformatordurchführungen* (Kapitel 6) hat gezeigt, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen wenig Erfahrung bezüglich tatsächlicher Lebensdauer von Durchführungen besitzen und unterschiedliche Strategien für Instandhaltung und Erneuerung verfolgen. So führt zum Beispiel EVU 3 wiederkehrende dielektrische Messungen durch, lagert aber keine Reservedurchführungen. EVU 4 vergibt die Zustandsbewertung der Durchführungen von sehr wichtigen Transformatoren an externe Firmen und lagert nur wenige Reservedurchführungen. EVU 6 unternimmt keine Messungen an eingebauten Transformatordurchführungen, weist aber ein vorbildliches Verhalten bei der Lagerung von Reservedurchführungen auf.

Diese Masterarbeit hat verdeutlicht, wie wichtig wiederkehrende dielektrische Diagnosemessungen an Transformatordurchführungen sind um deren Zustand und Risiko zu bewerten und Ausfälle, sowie Folgeschäden zu vermeiden. Neben der Diagnostik spielt auch die Reservehaltung von Transformatordurchführungen eine wesentliche Rolle. Die Reservedurchführungen sollten nur, wie vom Hersteller empfohlen, transformatorseitig in ölfüllten Lagerbehältern geschützt oder in Aluminiumverbundfolie unter Vakuum eingeschweißt gelagert werden.

10 Zusammenfassung

Diese Masterarbeit befasst sich mit der Zustandsdiagnose von Transformator-durchführungen. Nach einer Einleitung in Kapitel 1 wird in Kapitel 2 näher auf den Aufbau, unterschiedliche Typen und Alterungsmechanismen von kapazitiv gesteuerten Transformator-durchführungen eingegangen. Zurzeit sind sogenannte RIP-Durchführungen Stand der Technik, wobei auch noch OIP- und RBP-Durchführungen im Einsatz sind, aber zunehmend ersetzt werden. Aufgrund der hohen thermischen und elektrischen Belastungen während des Betriebes der Durchführung unterliegen diese einer Alterung. Mithilfe der technischen Diagnostik kann der Zustand einer Transformator-durchführung erfasst und gegebenenfalls ein Austausch angeordnet werden. In Kapitel 3 werden die unterschiedlichen Diagnoseverfahren näher erläutert. Die klassische dielektrische Diagnostik ist seit vielen Jahren eine bewährte Methode, wobei Kapazität und Verlustfaktor bei Netzfrequenz gemessen werden. Durch die Messung der vollständigen dielektrischen Systemantwort, kann der Verlustfaktor über einen weiten Frequenzbereich dargestellt werden, wodurch eine exaktere Zustandsbewertung möglich wird. In dieser Masterarbeit werden die PDC- und FDS-Analyse (Polarization Depolarization Current und Frequency Domain Spectroscopy) angewandt, welche derzeit dem Stand der Technik entsprechen. Neben den sonstigen Diagnoseverfahren, wie Ölanalysen, optischer-, thermischer- und akustischer Diagnostik wird auch das Online-Monitoring von Transformator-durchführungen diskutiert. Das Online-Monitoring befindet sich derzeit im Entwicklungs- und Versuchsstadium, gewinnt aber zunehmend an Bedeutung für zukünftige Anwendungen. In Kapitel 4 werden Empfehlungen zur Lagerung von Durchführungen zusammengefasst. Werden Durchführungen länger als zwei Jahre gelagert, so sollten diese ölseitig mittels ölgefülltem Lagerbehälter geschützt werden oder in Aluminiumverbundfolie unter Vakuum eingeschweißt werden. Kapitel 5 beschäftigt sich mit Instandhaltung und Erneuerungsstrategien von Transformator-durchführungen, wobei die Herstellerempfehlungen für Inspektionen, Diagnosemessungen und Lebensdauer diskutiert werden. Zum Vergleich der Strategien verschiedener Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVUs) wurde in Kapitel 6 eine Umfrage mit dem Thema *Transformator-durchführungen* erstellt. Die Antworten der sechs EVUs wurden verglichen und zeigen deutlich, dass wenig Erfahrung bezüglich der tatsächlichen Lebensdauer von Durchführungen vorhanden ist. Nur zwei EVUs besitzen geeignete Messgeräte zur Zustandsbewertung von Durchführungen und ein einziges führt wiederkehrende dielektrische Messungen durch. Drei EVUs planen zukünftig dielektrische Messungen der eingebauten Durchführungen. Fünf der sechs EVUs lagern Reservedurchführungen, wobei von zwei EVUs die Herstellerempfehlungen zur Langzeitlagerung eingehalten werden. In Kapitel 7 wurde ein Bewertungsschema nach dem Schulnotensystem erstellt, um einen objektiven Vergleich der gemessenen Durchführungen

zu ermöglichen und deren Zustand und Risiko zu bewerten. Kapitel 8 beinhaltet die praktischen Messungen mit Auswertungen, welche im Zuge eines Praktikums bei der TIWAG-Netz AG durchgeführt wurden. In den drei Monaten wurden 42 Stück kapazitiv gesteuerte Transformatordurchführungen gemessen, wobei die ausgebauten (Reserve-) Durchführungen in der Transformatorwerkstätte Jenbach und die eingebauten Durchführungen Vor-Ort an freigeschalteten Transformatoren gemessen wurden. Um bei den Messungen der ausgebauten Durchführungen Störungen zu minimieren, wurde ein vollständig geschirmter Versuchsaufbau konstruiert. Die PDC- und FDS-Messungen wurden mithilfe des PDC-Analyser 1MOD der Firma Alff Engineering und DIRANA der Firma Omicron durchgeführt. Grundsätzlich sind bei der Diagnose von Durchführungen zwei Messschaltungen möglich (isolierter Flansch, geerdeter Flansch), wobei bei eingebauten Durchführungen der Flansch geerdet ist. Wird mit geerdetem Flansch gemessen, so treten bei der PDC-Messung Polaritätssprünge und bei der FDS-Messung negative Verlustfaktorwerte auf. Diese Phänomene werden genauer anhand von Ersatzschaltbildern erläutert. Aufgrund der vielen Messergebnisse wurden nur ausgewählte Beispiele eingehend erläutert.

Die Auswertungen der Messergebnisse zeigen deutlich, dass die Messung an betriebsgealterten Durchführungen ein frühzeitiges Erkennen eines hohen Ausfallrisikos ermöglicht und damit Folgeschäden vermieden werden können. Ebenso spielt die korrekte Lagerung von Reservedurchführungen eine große Rolle.

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Transformator Störstatistiken [1] [2].....	10
Abbildung 1-2: Transformator Störstatistiken [3] [4].....	10
Abbildung 1-3: 220kV Durchführungen – Explosion des Porzellanschirmes, Eiberg (Deutschland), 2001 [5].....	11
Abbildung 1-4: Transformatorbrand aufgrund einer defekten 380kV Durchführung im KW Frimmersdorf (Deutschland) [5].....	11
Abbildung 2-1: Makromolekül der Zellulose [6].....	13
Abbildung 2-2: Grundbestandteile von mineralischem Isolieröl [6].....	15
Abbildung 2-3: Molekülstruktur von Phenolharz unter Abspaltung von Wasser [6].....	16
Abbildung 2-4: Reaktion der Epoxidgruppe [6].....	16
Abbildung 2-5: Strukturformel von Bisphenol-A.....	17
Abbildung 2-6: Eigenschaften von Quarz-Porzellan in Abhängigkeit der Zusammensetzung [6].....	18
Abbildung 2-7: Herstellung von Porzellanisolatoren [6].....	18
Abbildung 2-8: Tropfenbildung auf der Oberfläche eines hydrophoben Silikonschirmisolators [6] [12].....	21
Abbildung 2-9: Typische Bauweisen für ungesteuerte, geometrisch und kapazitiv gesteuerte Durchführungen mit typische Spannungswerte des Teilentladungseinsatzes (TEE) [6].....	21
Abbildung 2-10: ungesteuerte Durchführung [8].....	22
Abbildung 2-11: Technische Zeichnung einer kapazitiv gesteuerten Durchführung aus dem Jahr 1909 [14].....	22
Abbildung 2-12: Freiluftseite einer Wanddurchführung [6].....	23
Abbildung 2-13: Feldverteilung einer gesteuerten und ungesteuerten Durchführung [9].....	24
Abbildung 2-14: Kapazitive Steuerung eines Durchführungswickels [6].....	25
Abbildung 2-15: Vergleich der Steuerlängen kapazitiv gesteuerter Hochspannungsdurchführungen mit zugehörigem Wickel für dieselbe Spannungsebene und unterschiedliche Anwendungszwecke [6].....	25
Abbildung 2-16: Bauformen kapazitiv gesteuerter Hochspannungsdurchführungen [17].....	26
Abbildung 2-17: Zerstörte RBP Durchführung [17].....	27
Abbildung 2-18: Schnitt durch einen RBP Wickelkörper mit ungleichmäßiger Öldurchtränkung [17].....	27
Abbildung 2-19: Aufbau eines Durchführungswickels mit kapazitiven Steuerbelägen [3] [6].....	28
Abbildung 2-20: Schnitt durch eine OIP Durchführung [22].....	28
Abbildung 2-21: Schnitt durch eine RIP-Durchführung [22].....	29
Abbildung 2-22: Schnitt und Detailansicht einer RIP-Durchführung [8].....	30
Abbildung 2-23: Alterung, Deterioration, Degradation [24].....	32
Abbildung 2-24: Prinzip der Alterung laut IEC 60505 [23].....	32
Abbildung 2-25: Teildurchschlag von mehreren Steuerbelägen einer kapazitiv gesteuerten Durchführung [25].....	35
Abbildung 2-26: Teildurchschläge zwischen Potenzialsteuerbeläge [25].....	35
Abbildung 2-27: OIP Explosion im AKW Krümmel [12].....	39
Abbildung 3-1: Parallel- und Serien-Ersatzschaltbild eines Dielektrikums [6].....	41
Abbildung 3-2: Temperaturabhängigkeit des Verlustfaktors der Durchführungstypen [ABB].....	42
Abbildung 3-3: Hochspannungsmessbrücke nach Schering [24].....	43
Abbildung 3-4: Verlustfaktormessung mittels unbalancierter Messbrücke [6].....	44
Abbildung 3-5: Isolationsprüfgerät Megger MIT520/2 [Megger].....	45
Abbildung 3-6: Erzeugung des Referenzsignals mittels kapazitiver Sonden aus dem Streufeld [4].....	48
Abbildung 3-7: Polarisation von Dielektrika durch das elektrische Feld [6] [24].....	49
Abbildung 3-8: Physikalische Prozesse im Dielektrikum beim Anlegen eines Feldsprunges (links), Ersatzschaltbild des Dielektrikums (rechts) [6].....	52
Abbildung 3-9: Dielektrische Systemantwort im Zeitbereich [6].....	53
Abbildung 3-10: Dielektrische Diagnostik im Zeitbereich [6].....	54
Abbildung 3-11: Dielektrische Kenngrößen im Frequenzbereich [6].....	55
Abbildung 3-12: Schematischer Aufbau (links) und gemessene Stromverläufe (rechts) [40].....	56
Abbildung 3-13: Typischer PDC Verlauf eines Papier-Öl Dielektrikums [41].....	56
Abbildung 3-14: FDS Messschaltung und Prinzip [42].....	57
Abbildung 3-15: Zuordnung der Ölleitfähigkeit und Feuchtigkeit in der Zellulose mittels FDS-Messung [41].....	57
Abbildung 3-16: Kombinierte PDC-FDS Messung [6].....	58

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 3-17: Vergleich Kombinierte PDC+FDS Messung (blau) mit FDS Messung (rot) [eigene Messung]	59
Abbildung 3-18: IRC Messprinzip [42]	59
Abbildung 3-19: IRC Plot [24]	60
Abbildung 3-20: Entstehung der Rückkehrspannung einer Öl-Papier-Isolation [6]	60
Abbildung 3-21: Coulometrischer Karl-Fischer-Titrator [48]	61
Abbildung 3-22: Schematischer Vergleich von Coulometrie und Volumetrie [48]	62
Abbildung 3-23: Duval Dreieck [50]	63
Abbildung 3-24: Optisches Emissionsspektrum einer typischen Korona-Entladung (teilweise um den Faktor 100 verstärkt) [54]	64
Abbildung 3-25: Natürliches Sonnenspektrum und UV-Filterbereich [54]	64
Abbildung 3-26: Funktionsprinzip des UV-Kamerasystems DayCor® [54]	65
Abbildung 3-27: Detektion von Korona-Entladungen mittels UV-Kamerasystem DayCor® (links) Darstellung der Korona Entladung als UV-Bild (a), als Tageslichtbild (b) und eine Überlagerung beider Bilder zur Lokalisierung der Quelle (c) (rechts) [54]	65
Abbildung 3-28: Detektion einer Heißstelle mittels Thermovision [28]	66
Abbildung 3-29: Ultraschallrichtmikrofon zur Teilentladung-Ortung [LDIC]	66
Abbildung 4-1: Öllagerbehälter zur Aufnahme des Unterteils der Durchführung	69
Abbildung 4-2: Langzeitverpackung aus Aluminiumverbundfolie mit Feuchtigkeitskontrolle [24]	69
Abbildung 5-1: Instandhaltung und Erneuerungsstrategie von Durchführungen [ABB]	73
Abbildung 5-2: Alter der kap. Transformatordurchführungen im Netz der TIWAG [eigene Abbildung]	74
Abbildung 6-1: Fragebogen der Umfrage [eigene Abbildung]	75
Abbildung 8-1: Ungeschirmter Versuchsaufbau im Spritzraum [eigenes Foto]	84
Abbildung 8-2: Vollständig geschirmter Versuchsaufbau [eigene Fotos]	85
Abbildung 8-3: PDC-Analyser 1MOD [Alff Engineering]	86
Abbildung 8-4: PDC-Messung einer Durchführung mit +12pA Reststrom [eigene Messung]	87
Abbildung 8-5: Dielectric Response Analyser (DIRANA) [Omicron]	88
Abbildung 8-6: Messschaltung für Durchführungen mit isoliertem Flansch [eigene Darstellung]	90
Abbildung 8-7: Messung der Polarisationsströme (PDC-Verfahren) einer Durchführung mit PDC-Analyser 1MOD (blau) und DIRANA (orange) [eigene Messung]	91
Abbildung 8-8: Messschaltung für Durchführungen mit geerdetem Flansch [eigene Darstellung]	92
Abbildung 8-9: links: Ersatzschaltbild einer Durchführung, Aufteilung in Kapazitäten C1 und C2 rechts: Ersatzschaltbild der Messschaltung und Stromflüsse [eigene Darstellung]	92
Abbildung 8-10: Berechnung der Verlustfaktoränderung mit der Frequenz nach Formel 8-1 [eigene Darstellung]	93
Abbildung 8-11: FDS-Messung der Durchführung mit geerdetem Flansch [eigene Darstellung]	94
Abbildung 8-12: links: scheinbar negativer Verlustfaktor bei der FDS-Messung rechts: zweifache Polaritätsumkehr bei der PDC-Messung [59]	94
Abbildung 8-13: PDC-Messung der Durchführung RBP10 bei geerdetem Flansch mittels PDC-Analyser 1MOD (violett) und DIRANA (grün) [eigene Darstellung]	95
Abbildung 8-14: links: Transformator aus dem Ötztal mit ausgebauten 145kV Durchführungen rechts: Typenschild des Transformators [eigene Fotos]	96
Abbildung 8-15: Vergleich der FDS-Messungen der vier Durchführungen mittels DIRANA [eigene Abbildung]	97
Abbildung 8-16: Vergleich der PDC-Messungen der vier Durchführungen mittels PDC-Analyser 1MOD [eigene Abbildung]	97
Abbildung 8-17: Feuchter Messanschluss der RBP6 Durchführung [eigenes Foto]	97
Abbildung 8-18: links: RBP21, Lagerung ungeschützt rechts: RBP28, Lagerung in ölgefüllten Lagerbehälter [eigene Fotos]	99
Abbildung 8-19: Vergleich der gemessenen und transformierten Verlustfaktoren der beiden 36kV RBP Durchführungen [eigene Messung]	100
Abbildung 8-20: Vergleich der PDC-Messungen der beiden 36kV RBP Durchführungen mittels PDC-Analyser 1MOD [eigene Abbildung]	101
Abbildung 8-21: Vergleich des gemessenen (blau) und transformierten (grün) Verlustfaktors der RBP10 Durchführung [eigene Abbildung]	104

11 Abbildungsverzeichnis

Abbildung 8-22: Schnitt der zerlegten RBP Durchführung [eigenes Foto].....	105
Abbildung 8-23: Detailansicht der Steuerbeläge [eigenes Foto].....	106
Abbildung 8-24: Schaltbild für Vor-Ort Messungen [Screenshot DIRANA Software, Omicron].....	107
Abbildung 8-25: links: Reservetransformator, rechts: Typenschild des Transformators [eigene Fotos].....	108
Abbildung 8-26: Zwei PDC-Messungen an der 145kV T_RBP1 Durchführung mittels PDC-Analyser 1MOD, erste Messung (grün) mit deutlichen Störeinflüssen behaftet [eigene Abbildung].....	109
Abbildung 8-27: Vergleich der FDS-Messungen mittels DIRANA der vier 145kV RBP Transformatordurchführungen [eigene Abbildung].....	109
Abbildung 8-28: links: Maschinentransformator, rechts: Typenschild des Transformators [eigene Fotos].....	111
Abbildung 8-29: Vergleich der FDS-Messungen mittels DIRANA der vier 145kV RIP Transformatordurchführungen [eigene Abbildung].....	112
Abbildung 8-30: Vergleich der FDS-Messungen mittels DIRANA der drei 24kV RIP Transformatordurchführungen [eigene Abbildung].....	113
Abbildung 8-31: Aufschlüsselung des Alters aller gemessenen Durchführungen [eigene Abbildung].....	116
Abbildung 8-32: Notenverteilung aller gemessener Durchführungen [eigene Abbildung].....	117

12 Literaturverzeichnis

- [1] U. Sundermann. *Life Management von Höchstspannungstransformatoren aus Sicht eines Übertragungsnetzbetreibers*. Hannover : Transformer Life Management, 2008.
- [2] R. Fischer. *Maintenance and Diagnosis Strategies for High Voltage Substations*. s.l. : Tettex Instruments, 28. April 2004.
- [3] S. Rätzke. *Kapazitäts- und Verlustfaktormessung an Durchführungen*. Vortrag TU Graz : Omicron, 2010.
- [4] M. Liebschner, K. Boehm, A. Reumann, A.Küchler. *On-line Monitoring of Capacitance and Dissipation Factor of High Voltage Bushings at Service Temperature*. Ljubljana, Slovenia : 15th International Symposium on High Voltage Engineering, 2007.
- [5] V. Seitz. *Vorbeugende Instandhaltung an Leistungstransformatoren – Betriebsbegleitende Messungen an Stufenschaltern und Durchführungen*. Omicron Anwendertagung : RWE Net, 2003.
- [6] A. Küchler. *Hochspannungstechnik*. Deutschland : Springer, 2009. ISBN 978-3-540-78412-8.
- [7] H.P. Moser. *Transformerboard, Die Verwendung von Transformerboard in Großleistungstransformatoren*. Rapperswil : H. Weidmann AG, 1979.
- [8] M. Weingärtner. *Zustandsdiagnose der Isolierung von Hochspannungsdurchführungen durch dielektrische Antwortmessung im Zeit- und Frequenzbereich*. TU Graz : Diplomarbeit, 2008.
- [9] Douglas M. Getson. *High Voltage Bushings*. s.l. : ABB, 2002.
- [10] *General Information on Oil bushings*. s.l. : ABB Components Info-No. 2750 515E-84, 1992.
- [11] R. Hofmann. *Zerstörungsfreie dielektrische Diagnose von epoxidharzisierten Durchführungen mit der computergestützten IRC-Analyse*. Wuppertal : Bergische Universität, 2005.
- [12] N. Koch. *Aufbau und Fehlerdetektion an Durchführungen*. Vortrag TU Graz, 28. April 2010.
- [13] R. Nagel. *Über eine Neuerung an Hochspannungstransformatoren der Siemens-Schuckertwerke GmbH*. München/Berlin : R. Oldenbourg, 1906.

- [14] A.B. Reynders. *Condenser Type of Insulation for High-Tension Terminals*. New York : American Institute of Electrical Engineers, 1909.
- [15] IEC 60137. *Isolierte Durchführungen für Wechselspannungen über 1000V*. 2008.
- [16] IEEE Std C57.19.01. *IEEE Standard Performance Characteristics and Dimensions for Outdoor Apparatus Bushings*. 2000.
- [17] N. Koch, M. Krüger, J. Schnitzler. *Zustandsbeurteilung von Hochspannungsdurchführungen*. s.l. : Omicron Workshop, 2007.
- [18] G. Gunkel. *Diagnose von Hochspannungsdurchführungen*. Leibnitz Schering Institut Universität Hannover : Transformer Life Management 2008, 2008.
- [19] M. Christen, G. Kopp, T. Linn, M. Steinlin. *Frequenzabhängige tan delta Messung zur Analyse des Zustandes von Hochspannungsdurchführungen*. Leibnitz Schering Institut Universität Hannover : Transformer Life Management 2010, 2010.
- [20] K. Frei, N. Koch. *Zustandsbeurteilung von Durchführungen im Praxiseinsatz*. ABB Micafil Zürich Schweiz : Omicron Tagung: Diagnose von Leistungstransformatoren, 2007.
- [21] K. Frei. *Zustandserfassung und Bewertung von Durchführungen im Betrieb*. Zürich : Micafil Isoliertechnik AG, 2004.
- [22] Produktfolder. *RIP Technology*, [http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/cot252.nsf/VerityDisplay/01B505107BE0F0E385256E19004D84D5/\\$File/RIP%20technology.pdf](http://library.abb.com/GLOBAL/SCOT/cot252.nsf/VerityDisplay/01B505107BE0F0E385256E19004D84D5/$File/RIP%20technology.pdf). Zürich : Micafil Ltd., 09/2003.
- [23] IEC 60505. *Bewertung und Kennzeichnung elektrischer Isoliersysteme*. 2005-08.
- [24] C. Sumereder. *Analyse und Bewertung von Betriebsmitteln in der Hochspannungstechnik*. TU Graz : Habilitation, 2010.
- [25] Göbel. *Diagnose von Hochspannungsdurchführungen mittels C-tan δ -Messung*. Präsentation an der TU Graz : s.n., 2009.
- [26] M. Muhr und C. Sumereder. *Diagnostik an Transformator durchführungen*. TU Graz - 3. Verbund Workshop : s.n., 2. Juli 2010.
- [27] T. Stirl, R. Skrzypek, S. Enbohlen, R. Vilaithong. *On-Line Condition Monitoring and Diagnosis for Power Transformers their Bushings, Tap Changer and Insulation System*. s.l. : AREVA , 2006.

- [28] ABB Power Technology Products AB Components. *Bushing diagnostics and conditioning*. Sweden : ABB, 2000.
- [29] DIN VDE 0303-4. *Bestimmungen für elektrische Prüfung von Isolierstoffen - Bestimmung der dielektrischen Eigenschaften*. 1969-12.
- [30] DIN IEC 60093 VDE 0303-30. *Prüfverfahren für Elektroisolerstoffe - Spezifischer Durchgangswiderstand und spezifischer Oberflächenwiderstand von festen, elektrisch isolierenden Werkstoffen*. 1993-12.
- [31] IEC 6027. *High-voltage test techniques - Partial discharge measurements*. 2000-12.
- [32] N. Koch. *Monitoring für kondensatorgesteuerte Durchführungen*. München : TRANSFORM 01, 2001.
- [33] U. Sundermann, C. Neumann, C. Viereck, N. Koch. *Nutzung von Monitoringsystemen für den optimierten Betrieb von Transformatoren*. Berlin : ETG-Fachtagung "Diagnostik elektrischer Betriebsmittel", 2002.
- [34] N. Koch. *Low-cost monitoring von Durchführungen*. HSP-Kolloquium 30/31 : s.n., Oktober 2000.
- [35] M. F. Lachmann, W. Walter. *Experience with Application of Sum Current Method to On-Line Diagnostics of High-Voltage Bushings and Current Transformers*. Boston, USA : International Conf. of Doble Clients, 1998.
- [36] P. Picher, C. Rajotte, V. N. Nguyen. *Field Experience with on-line Bushing Diagnostic to improve Transformer Reliability*. Paris : CIGRE, 2008.
- [37] A. Küchler, F. Huellmandel, K. Boehm, M. Liebschner, M. Appold, R. Krump, J. Titze. *Dielectric Diagnosis and Monitoring of High Voltage Bushings*. 51. IWK Int. Wissenschaftl. Kolloquium : TU Ilmenau, 2006.
- [38] R. Krump, P. Haberecht, J. Titze, A. Küchler, M. Liebschner. *Bushings for Highest Voltages - Development, Testing, Diagnostics and Monitoring*. Dresden : Highvolt-Kolloquium, Mai 2007.
- [39] M. Liebschner. *Online-Monitoring von Hochspannungsdurchführungen*. FHWS Schweinfurt : Master Thesis, 2006.
- [40] Alff Engineering. *On-site diagnosis of power transformers by means of Polarisation and Depolarisation Current PDC measurements*. Schweiz : s.n., ?

- [41] M. Koch und S. Tenbohlen. *Einflussgrößen und Zuverlässigkeit bei dielektrischen Diagnosemethoden zur Bestimmung des Feuchtegehalts*. Regensburger Trafosymposium : s.n., 2004.
- [42] M. Muhr, C. Sumereder, M. Weingärtner. *Diagnose von Durchführungen mit Hilfe von frequenzabhängigen Verlustfaktormessungen*. Bregenz : OMICRON electronics GmbH Workshop "Diagnose von Leistungstransformatoren", Oktober 2007.
- [43] W. Zaengl. *Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment (Transformers, Cables, etc.)*. Bangalore India : ISH, Key Note Speech, August 2001.
- [44] M. Koch, M. Krüger. *A Fast and Reliable Dielectric Diagnostic Method to Determine Moisture in Power Transformers*. Beijing, China : Int. Conf. on Condition Monitoring and Diagnosis, April 2008.
- [45] M. Beigert. *Mikrodielektrometrische zerstörungsfreie Alterungsdiagnostik von PE- und VPE-isolierten Mittelspannungskabeln*. Univ. Wuppertal : Dissertation, 1995.
- [46] DIN EN 60814 VDE 0370-20. *Isolierflüssigkeiten - Ölimprägniertes Papier und ölimprägnierter Preßspan - Bestimmung von Wasser mit automatischer Karl-Fischer-Titration*. 1999-03.
- [47] O. Kleboth-Lugova, B. Buerschaper, T. Leibfried. *Feuchtebestimmung in Isoliermedien - ein Erfahrungsbericht*. Karlsruhe, Deutschland : Universität (TH) Karlsruhe, ETG Fachtagung 2004.
- [48] J. Peters, M. Spielau. *Die coulometrische Karl-Fischer Titration*. Darmstadt : GIT Labor-Fachzeitschrift, 10/2007.
- [49] http://www.ipc.uni-jena.de/downloads/IPC/Lehre/IA_Pharm/pr_ia_Karl-Fischer.pdf. *Vorlesungsskript Uni Jena*. Jena, Deutschland : Institut für Physikalische Chemie, Download am 12.12.2011.
- [50] A. Schachenhofer. *Diagnostik an Transformatoren der elektrischen Energietechnik*. Diplomarbeit : TU Graz, 2004.
- [51] IEC 60599. *Mineral oil-impregnated electrical equipment in service - Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*. 2007.
- [52] IEC 61464. *Corrigendum 1 - Insulated bushings - Guide for the interpretation of dissolved gas analysis (DGA) in bushings where oil is the impregating medium of the main insulation (generally paper)*. 2003.

- [53] M. Muhr, R. Schwarz. *Experience with optical partial discharge detection*. Materials Science-Poland, Vol. 27, No. 4/2 : TU Graz, 2009.
- [54] D. Borneburg. *Detektion, Lokalisierung und Echtzeitdarstellung von Korona-Entladungen an elektrischen Betriebsmitteln mittels Visualisierung der UV-Emission*. Köln : ETG Fachbericht Nr. 97, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, 2004.
- [55] T. Dischinger. *Montage- & Betriebsanweisung - Freiluft-Transformator-Durchführung Typ RT.F*. ABB Schweiz AG : Micafil, 2005.
- [56] ÖNORM EN 13306. *Instandhaltung - Begriffe der Instandhaltung*. 2008-12-15.
- [57] G. Beckmann, D. Marx. *Instandhaltung von Anlagen*. Leipzig : Deutscher Verlag für Grundstoffindustrie, 4. Auflage, 1994. ISBN 3-342-00427-4.
- [58] ÖNORM M 8100 (zurückgezogen). *Instandhaltung - Benennungen, Definitionen und Maßnahmen*. 1985-04-01.
- [59] A. Kuchler, F. Hüllmandel, K. Böhm, N. Koch. *Einfluss äußerer Grenzflächen auf die dielektrische Diagnose betriebsgealterter Hochspannungsdurchführungen*. Würzburg-Schweinfurt : FHWS Fachhochschule, 2006.
- [60] S. Zhang. *Analysis of Some Measurement Issues in Bushing Power Factor Tests in the Field*. s.l. : IEEE, 2006.
- [61] H. Egger. *Vorlesungsskript: Isolationsüberwachung elektrischer Betriebsmittel*. Graz : TU Graz, 2004.
- [62] J. Harlow. *Electric Power Transformer Engineering*. Boca Raton : Taylor & Francis Group, 2006. ISBN 978-0-8493-9186-6.
- [63] C. Neumann. *Silikonisolatoren im Freilufteinsatz - Betriebserfahrung, Feldtests und Langzeitversuche*. Dortmund : RWE Transportnetz Strom.
- [64] P. Dzhumaliyski. *Transformator-Stufenschalter im bulgarischen Verteilnetz*. TU Graz : Diplomarbeit, 2008.