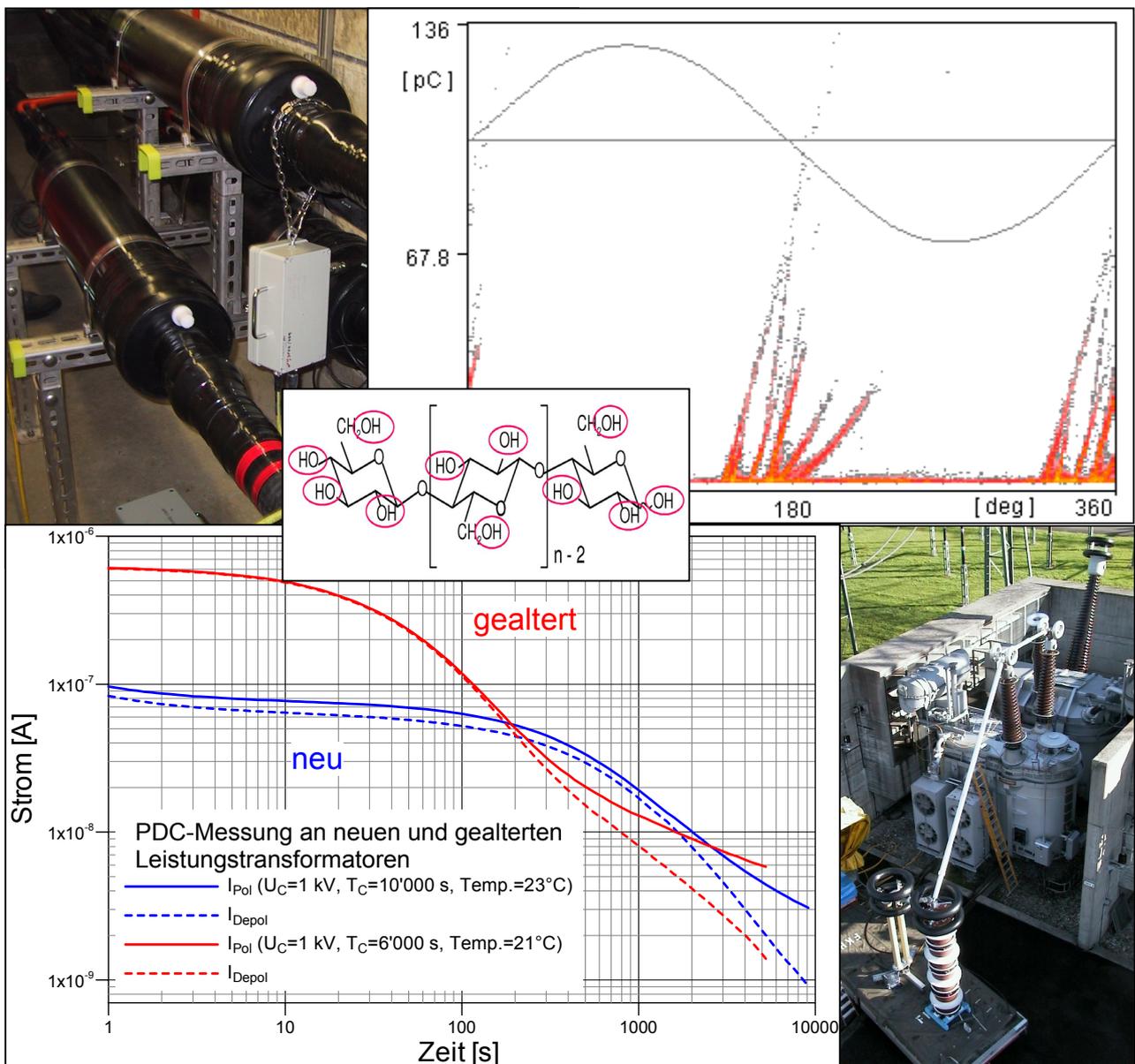


FKH - / VSE - Fachtagung
15. November 2005
Aula, HSR Hochschule für Technik Rapperswil

Isolationsdiagnose an
Hochspannungsbetriebsmitteln
Stand der Technik und Ausblick



FKH - / VSE - Fachtagung
15. November 2005
Aula, HSR Hochschule für Technik Rapperswil

Isolationsdiagnose an Hochspannungsbetriebsmitteln

Stand der Technik und Ausblick

Veranstalter:

Fachkommission für Hochspannungsfragen, FKH
Voltastrasse 9
8044 Zürich



Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen, VSE
Hintere Bahnhofstrasse 10
5001 Aarau



VSE-Druckschrift 8.03 d

Vorwort zur Tagung

Prüfungen an elektrischen Isolationssystemen werden seit den Anfängen der elektrischen Energieversorgung durchgeführt und haben bis zum heutigen Tage weiter an Bedeutung gewonnen. Die klassischen elektrischen Methoden wurden im Laufe der Zeit mit chemischen und anderen physikalischen Methoden zur Zustandserfassung von Isolationen in Hochspannungsbetriebsmitteln ergänzt. In den letzten Jahrzehnten trat zu der bis heute anhaltenden Weiterentwicklung der Isolationsprüfungen ein rasanter mess- und informationstechnischer Fortschritt hinzu, welcher eine weitere Verbreitung der Messmethoden, aber auch Erleichterungen in ihren Anwendungen mit sich brachte. Neue, IT-gestützte Methoden zur automatischen Auswertung von Messresultaten führten letztlich auch zur Übernahme des aus der Medizin stammenden Begriffs der „Diagnoseverfahren“ für Isolationssysteme.

Bestrebungen zur Kostensenkung im Zuge einer Öffnung des Elektrizitätsmarkts veranlassen die Energieversorgungsunternehmen heute vermehrt auf zustandsorientierte Instandhaltungsstrategien überzugehen. Damit wächst vor allem die Bedeutung von Vor-Ort-Untersuchungen an in Betrieb stehenden Hochspannungsapparaten. Im Vordergrund steht die Schaffung von verlässlichen Grundlagen für die Instandhaltung aber auch der Wunsch nach einer Abschätzung der „Restlebensdauer“ der Isolationssysteme.

Die Tagung gewährt einen Überblick über die Methodenvielfalt der Isolationsprüfverfahren und über die in den letzten Jahren erworbenen praktischen Erfahrungen auf diesem Gebiet. Behandelt werden Anwendungen von Isolationsprüfverfahren an rotierenden Maschinen, Transformatoren, Hochspannungsapparaten, Kabeln und an gasisolierten Schaltanlagen. Dabei wird auf die Vielzahl der notwendigen Prüfschritte zur Qualitätssicherung der Isolationssysteme eingegangen, welche bei der Entwicklung, der Produktion und bei der Kundenabnahme im Werk und vor Ort auszuführen sind.

Ausserdem widmet sich die Tagung auch der übergeordneten Fragestellung nach dem technischen und wirtschaftlichen Nutzen einer Isolationsdiagnose. Anhand von Beispielen aus der Praxis wird erörtert, wie und wo Diagnoseaktivitäten in der Instandhaltung der Hochspannungsapparate und -anlagen mit Vorteil eingesetzt werden können.

Die Veranstaltung wird mit einem Werksrundgang durch die Produktionsstätte der Firma Weidmann Transformerboard Systems AG in Rapperswil abgerundet.

Dr. Thomas Aschwanden
Tagungsleiter und Präsident der FKH

Dr. Reinhold Bräunlich
Geschäftsleiter der FKH

Tagungsprogramm

Datum: 15. November 2005, Beginn 09⁰⁰

Ort: Aula, HSR Hochschule für Technik Rapperswil

**Titel: Isolationsdiagnose an Hochspannungsbetriebsmitteln,
Stand der Technik und Ausblick**

Tagungsleitung: Dr. Thomas Aschwanden

	Titel / Inhalt	Referent
09 ⁰⁰ -09 ²⁰	Begrüssung durch den VSE Vorwort des Tagungsleiters	Peter Betz VSE Dr. Thomas Aschwanden KWO, Präsident FKH
09 ²⁰ -10 ⁰⁵	Technische und physikalische Hintergründe für die Entwicklung der modernen Verfahren zur Isolationsdiagnose	Prof. em. Dr. Walter Zaengl
10 ⁰⁵ -10 ³⁵	Bedeutung der Isolationsdiagnostik an Hochspannungsbetriebsmitteln für Anlagenbetreiber	Guido Conrad Kraftwerke Hinterrhein AG
10 ³⁵ -11 ⁰⁰	Kaffeepause	
11 ⁰⁰ -11 ³⁰	Teilentladungsmessungen vor Ort, Prüfbjekte, Methoden und Aussagekraft	Dr. Thomas Heizmann FKH
11 ³⁰ -12 ⁰⁰	Qualitätsmerkmale von Zellulose-Isolierungen für ölgekühlte Leistungstransformatoren, Prüfungen und Resultate	Peter Brupbacher Weidmann Transformerboard Systems AG
12 ⁰⁰ -12 ³⁰	Erfahrungen mit dielektrischen Verlustmessungen vor Ort, Folgerungen für das Betriebsverhalten	Dr. Vahe Der Houhanessian FKH
12 ³⁰ -13 ³⁰	Mittagessen	
13 ³⁰ -14 ⁰⁰	Untersuchung der Geschwindigkeit elektrischer Alterungsprozesse in Statorisolationen rotierender elektrischer Maschinen	Tilman Weiers Fachgruppe Hochspannungstechnologie, ETHZ
14 ⁰⁰ -14 ³⁰	Qualitätstrends bei giessharzisierten Messwandlern	Beat Bertschi Pffner Messwandler AG
14 ³⁰ -15 ⁰⁰	Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS, vom Entwicklungsversuch bis zur Vor-Ort-Abnahmeprüfung	Robert Lüscher AREVA T&D AG
15 ⁰⁰ -15 ³⁰	Diskussion	Dr. Thomas Aschwanden KWO
15 ³⁰ -17 ⁰⁰	Betriebsbesichtigung der Firma Weidmann Transformerboard Systems AG in Rapperswil (mit Busshuttle), anschliessend Apéro und auf Wunsch Rücktransport zum Bahnhof	

Ende der Veranstaltung ca. 17⁰⁰

Zusammenfassung der Referate

Inhaltsverzeichnis

	Seite
Technische und physikalische Hintergründe für die Entwicklung der modernen Verfahren zur Isolationsdiagnose Prof. em. Dr. Walter Zaengl	1
Bedeutung der Isolationsdiagnostik an Hochspannungsbetriebsmitteln für Anlagenbetreiber Guido Conrad, Kraftwerke Hinterrhein AG	29
Teilentladungsmessungen vor Ort, Prüfobjekte, Methoden und Aussagekraft Dr. Thomas Heizmann, FKH	37
Qualitätsmerkmale von Zellulose-Isolierungen für ölgekühlte Leistungstransformatoren, Prüfungen und Resultate Peter Brupbacher, Weidmann Transformerboard Systems AG	63
Erfahrungen mit dielektrischen Verlustmessungen vor Ort, Folgerungen für das Betriebsverhalten Dr. Vahe Der Houhanessian, FKH	73
Untersuchung der Geschwindigkeit elektrischer Alterungsprozesse in Statorisolationen rotierender elektrischer Maschinen Tilman Weiers, Fachgruppe Hochspannungstechnologie, ETHZ	83
Qualitätstrends bei giessharzisierten Messwandlern Beat Bertschi, Pfiffner Messwandler AG	93
Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS, vom Entwicklungsversuch bis zur Vor-Ort-Abnahmeprüfung Robert Lüscher, AREVA T&D AG	107
Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Namen	121
Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Firmen	125
Referentenadressen	129
Notizblätter	131

FKH - / VSE – Fachtagung**15. November 2005****Isolationsdiagnose an Hochspannungsbetriebsmitteln****Technische und physikalische Hintergründe für die Entwicklung der modernen Verfahren zur Isolationsdiagnose****Walter Zaengl, Prof. em. ETH Zürich**
Dübendorf

- 1931: Geboren in und "Bürger" von Deutschland/Bayern
- 1950 - 1955: Studium Elektrotechnik, TH München, "Dipl.-Ing."
- 1955 - 1956: Mitarbeiter der AEG, Kassel, Schalterentwicklung und Hochspannungsprüfungen
- 1956 -1969: Mitarbeiter von Prof. Dr. Hans Prinz, TU München:
 ___ Aufbau neues Institut mit Laboratorien
 ___ Entwicklung "Hochspannungsbaukasten", zusammen mit MWB/Bamberg
 ___ Dissertation 1964 (neuartige Spannungsteiler: "Gedämpft kapazitive Teiler", heute weltweit im praktischen Einsatz
 ___ Lehrauftrag für "Hochspannungs-Messtechnik"
3. - 9. 1969: Trafofabrik, General Electric, Pittsfield, USA
10. 1969 – 1997: Professor für Hochspannungstechnik an der ETH Zürich (u. a. Entwicklung von Serien-Resonanzanlagen für die Vor-Ort-Prüfung von GIS-Anlagen und Hochspannungskabel, zusammen mit der FKH)
- 1995: Mitbegründer der Firma PRESCO AG, Weiningen (www.prescoag.com)
 Mitglied in nationalen und internationalen Gremien wie SEV, VSE, IEEE, CIGRE etc.
 Mit-Autor von 3 Büchern über Hochspannungstechnik (deutsch, englisch)

Technische und physikalische Hintergründe für die Entwicklung der modernen Verfahren zur Isolationsdiagnose

Walter Zaengl, Prof. em. ETH Zürich

Dübendorf

1. Einleitung

Das Thema der heutigen FKH - /VSE – Fachtagung: „Isolationsdiagnose an Hochspannungsbetriebsmitteln, Stand der Technik und Ausblick“ ist nicht nur anspruchsvoll, sondern auch, wollte man alle Aspekte dieser Thematik voll abdecken, sehr allumfassend. So wurde mir vom Geschäftsführer der FKH, Herrn Dr. R. Bräunlich, ein Vorschlag für dieses Einführungsreferat unterbreitet, den ich nicht erfüllen konnte, da die vorgeschlagenen Themen zu umfangreich waren. Eine starke Beschränkung dieser Themen war daher notwendig.

Die zur Herstellung von hochspannungstechnischen Komponenten in der Elektrischen Energietechnik verwendeten Isolierstoffe und Isoliersysteme ist von einer grossen Vielfalt geprägt. Diese Vielfalt wird noch umfangreicher, wenn man die teils recht unterschiedlichen Verarbeitungs- und Herstellungsprozesse mit einbezieht. Daher wird zunächst angenommen, dass die Teilnehmer an dieser Fachtagung einen grossen Teil dieser Vielfalt kennen. Nicht weniger vielfältig und umfangreich sind die seit vielen Jahrzehnten angewandten, laufend erneuerten und verbesserten klassischen „Isolationsprüfverfahren“, die vor allem bei der Herstellung der Komponenten eine sehr wichtige Rolle spielen. Im Titel dieses Vortrages wird nun aber der Ausdruck „Isolationsdiagnose“ verwendet, der in jüngerer Zeit für die Anwendung elektrischer und chemischer Verfahren zur Beurteilung von Isoliersystemen verwendet wird. Diesem Umstand wird auch in dieser Einführung Rechnung getragen

„Moderne Verfahren zur Isolationsdiagnose“ werden von der FKH seit mehreren Jahren angewendet und wurden bereits anlässlich früherer Fachtagungen in ihrer Anwendung vorgestellt, siehe z.B. Fachtagung 2003. Auch in diesem einführenden Vortrag werden keine absolut neuen Verfahren behandelt, weil das „Erfolgspotential“ dieser Verfahren teilweise noch keineswegs ausgeschöpft ist. Daher werden nur die folgenden, speziellen Themen, nämlich

- die Teilentladungs-Diagnostik
- die „Dielektrische Spektroskopie“

bezüglich ihrer technisch-physikalischen Grundlagen behandelt. Vorangestellt wird eine allgemeine Einführung in die Technische Diagnostik sowie eine Uebersicht über die möglichen Strategien zur Instandhaltung hochspannungstechnischer Komponenten. Der Vortrag wird sich aus zeitlichen Gründen nur mit den wichtigsten Auszügen aus dem schriftlich vorliegenden Text, der teilweise stichwortartig abgefasst ist, befassen.

2. Zur Definition von Diagnose/Diagnostik

- Die Isolations-Diagnose ist ein Teilgebiet der „Technischen Diagnostik“, also von Verfahren, die an Komponenten - Geräten - Anlagen – Systemen der elektrischen Energietechnik seit deren Existenz durchgeführt wurden und werden.
- Die „Technische Diagnostik“ (TD) ist somit die Wissenschaft von der Erkennung des Zustandes technischer Systeme.
- Zielfunktion?
 - _ ist die Auswahl von Diagnose-Prinzipien hoher Aussagekraft,
 - _ also deren Realisierung durch *gerätetechnische* Lösungen,
 - _ sowie einer *Bewertung* dieser Prinzipien und deren Ergebnisse, die dann als Grundlage von Entscheidungsfindungen dient.
- Wofür Entscheidungsfindungen ?
 - _ Zur *Instandhaltung* und *Werterhaltung* technischer Systeme – Komponenten etc.
 - _ also zur *Suche nach optimalen Strategien* der Instandhaltung, siehe Abb. 1.

Inspektion	Wartung	Instandsetzung
_ Technische Diagnostik	_ Prophylaxe	_ Therapie
_ Feststellen/Beurteilen des <u>IST</u> - Zustands	_ Bewahrung des <u>SOLL</u> - Zustands	_ Wiederherstellen des <u>SOLL</u> - Zustands

Abbildung 1: Zur Instandhaltung von Betriebsmitteln

- Die TD ist somit direkt mit einer *ärztlichen Diagnostik am Menschen* vergleichbar, auch wenn der Mensch ein noch viel komplexeres System darstellt!
- Der Hinweis auf diese Tatsache – siehe Vortrag von Herrn Spoorenberg, SMIT, 2. Transformatoren-Symposium der SGB, 12.05.2005, Zürich – war eindrücklich!!

3. Strategien zur Instandhaltung

Die heute angewandten und nachfolgend nur kurz erwähnten Strategien sind bestens bekannt:

- Ereignis-orientierte Instandhaltung; führt unmittelbar zu Reparaturen oder Ersatz
- Zeit-orientierte Instandhaltung; also regelmässige Wartung
- Zustands-orientierte Instandhaltung; **wird heute bevorzugt und angestrebt.**

Erläuterungen dazu siehe die Abbildungen 2-3-4

Merkmale:

- *keinerlei TD* während des Betriebes
- *keine vorhergehende* vorbeugende Wartung
- Reparatur nach einem Fehlereintritt

Beurteilung:

- empfehlenswert nur bei preiswerten und einfachen Komponenten, die keine Folgeschäden verursachen
- jedoch Unfallrisiko bei allgemeinen Instandhaltungsarbeiten etc. beachten!!

Abbildung 2: Ereignis-orientierte Instandhaltung („*unscheduled maintenance*“)

Merkmale:

- Erfassung der Betriebszeiten und eventuell Belastungsarten
- *Diagnostik nur „off-line“*, also nach Abschalten der Komponente
- Ersatz der Komponenten nach dem Erreichen eines festgelegten Betriebsalters

Beurteilung:

- führt zur relativ hohen Verfügbarkeit der Komponenten
- gute und einfache Planbarkeit
- kleine Stillstandszeiten erzielbar
- jedoch kostenintensive Strategie.

Abbildung 3: Zeit-orientierte Instandhaltung („*time-based maintenance*“, TBM)

-
- Aktuelle Ermittlung des Zustandes einer Komponente
 - Ausschöpfung des Lebensdauer – „Vorrates“
 - Auch „*on-line*“ *Diagnostik* teilweise notwendig
 - **Einsatz „moderner Verfahren zur Isolationsdiagnose“ !!**

Beurteilung:

- Volle Nutzung der Verfügbarkeit/„Lebensdauer“ *sehr wahrscheinlich* erzielbar („*life management*“)
- extrem gute Planbarkeit
- minimal mögliche Stillstandszeiten erzielbar
- *Investitionskosten* sind notwendig, jedoch in der Regel vertretbar
- **niedrigste Lebensdauer- und Instandhaltungskosten!!!**

Abbildung 4: Zustands-orientierte Instandhaltung („*condition-based maintenance*“, CBM)

Beispiele für diese Strategien zur Instandhaltung sind hinlänglich bekannt und sollen hier nicht aufgeführt werden (siehe z.B. Vortrag Guido Conrad, KHR). Hingewiesen sei aber auf einige der wichtigsten Grundfragen der Technischen Diagnostik:

- Was sind die Diagnose-Ziele?
- Mit welcher Diagnosetechnik sind die Ziele möglichst gut erreichbar?
- Sofern mehrere Techniken bekannt sind: Welches Diagnoseverfahren liefert die meiste und beste Information?
- Welcher Zusammenhang besteht zwischen Diagnosegrösse und der physikalischen/ chemischen/ technischen Struktur des Diagnose-Objekts ???

Auf einige dieser Grundfragen wird bei den nachfolgend behandelten „modernen“ Verfahren eine kurze Antwort gegeben – siehe Zusammenfassungen unter 4.6/5.6.

4. Die Teilentladungsdiagnostik (TE-Diagnostik)

4.1 Bemerkungen zur Entwicklung dieser Messtechnik

Bei der „TE-Diagnostik“ oder „TE-Messtechnik“ (partial discharge measurement technique) handelt es sich um eine recht alte, aber immer noch sehr moderne Methode zur Aufdeckung ganz spezieller, sehr kleiner Fehlstellen in allen Arten hochspannungstechnischer Komponenten und Anlagen, auch wenn dies heute kaum mehr in Erinnerung sein wird. So beurteilte man *in den Anfängen* der Hochspannungstechnik die Güte einer Isolieranordnung zunächst lediglich durch einen Isolationswiderstand (der eigentlich eine spezielle Definition notwendig macht, siehe Kapitel 5) und durch eine Prüfung der Spannungsfestigkeit („Prüfspannungen“ vielfältiger Art, wie heute bestens bekannt) der gefertigten Komponente. Doch vor etwa 80 Jahren entdeckte man bereits, dass während einer Prüfung mit Wechselspannungen auch an der Oberfläche von Komponenten Geräusche – also *akustische* Signale – auftreten konnten: Der sich daraus entwickelte „hissing test“, durchgeführt mit einem isolierenden Hör-Rohr, kann auch heute noch angewandt werden, wenn man keine „akustische“ TE-Messung an der Hand hat! Zu dieser Zeit war auch bereits die Messung von Verlustfaktoren – die „C-tan δ “-Messung – bekannt und in Gebrauch. Dabei beobachtete man einen relativ markanten Anstieg des Verlustfaktors in Abhängigkeit der Prüfspannung, den so genannten Jonisationsknick („ionization knee“).

Die Anfänge für eine spezifisch elektrische Messtechnik für Teilentladungen liegen ebenfalls ca. 60 Jahre zurück, die Entwicklung entsprechender Methoden geschah vorwiegend in Europa. Interessierten Lesern für solche frühen Entwicklungen sei die folgende Literatur empfohlen:

- Austen, A.E.W., Whitehead, S.: Discharges in Insulation under Alternating-Current Stresses. Proc. IEE, Pt. II, No. 88 (1941), p. 88.
- Koske, B.: Prüfung der Isolation von Hochspannungsfreileitungen und Schaltanlagen. Giardet 1951, Essen.
- VDE 087: Leitsätze für das Messen von Funkstörspannungen. VDE-Verlag Berlin, 1956.
- Schühlein, E.: Glimmessungen am Hochspannungsdielektrikum. ETZ 80 (1959), S. 777-783.
- N.E.M.A.: Methods of Measuring Radio Noise. NEMA Publ. No. 107, New York, 1964.
- Kreuger, F.H.: Discharge Detection in High Voltage Equipment. Temple Press 1964, London.

Ein kurzer Blick auf diese Literaturstellen zeigt bereits, dass der Ausdruck „Teilentladungen“ – partial discharges (PD) – offensichtlich relativ neu ist: Gute Definitionen für diesen Ausdruck findet man bei KREUGER. Auch der Ausdruck „Funkstörspannungen“ weist darauf hin, dass sich die Methoden der Messtechnik seit dieser Zeit stark verändert haben. Die heute verwendete, wichtigste Messgrösse, die scheinbare Ladung („apparent charge“), kannte aber KREUGER noch nicht. Die Grundlagen dafür, dass die *scheinbare Ladung* die wichtigste Messgrösse darstellt, wurden später, vor etwa 40 Jahren, in der Dissertation von Prof. König gelegt:

- König, D.: Erfassung von Teilentladungen in Hohlräumen von Epoxydharzplatten zur Beurteilung des Alterungsverhaltens bei Wechselspannung. Dissertation TH Braunschweig, 1967.

Man erkennt aus dieser kleinen Uebersicht zur Entwicklung der TE-Diagnostik, dass auch der Autor dieses Beitrages bei der Durchführung seiner ersten TE-Messungen (dies bei der AEG, Kassel, 1955) noch vor einem „Buch mit 7 Siegeln“ stand. Der damalige Einsatz eines „KOSKE“ – Gerätes (Messung von Funk-Störspannungen!) war mit mehr Rätsel als Erfolgen behaftet!!

Auch heutige Hersteller von TE-Messgeräten stehen immer noch vor dem Problem, viele Kunden mit den Geheimnissen (?) dieser Messtechnik vertraut machen zu müssen. Nachfolgend wird daher der Versuch gemacht, die spezifische Messgrösse – die scheinbare Ladung – besser zu erläutern und damit in eine der wesentlichsten Grundlagen einzuführen. Dabei darf erwähnt werden, dass der Autor dieses Beitrages an dem z. Zt. gültigen, internationalen Standard zur TE-Messtechnik als Leiter einer internationalen Arbeitsgruppe stark beteiligt war. Dieser Standard ist auch die Grundlage für alle anderen Normen, in denen TE-Messungen an allen Arten hochspannungstechnischer Komponenten verlangt werden. Siehe daher:

- IEC Standard 60270, Third edition, 2001: Partial Discharge Measurements

4.2 Wodurch werden TE hervorgerufen? Was sind TE ?

Treten in einem beliebigen Isoliersystem *sehr lokal/ örtlich* elektrische Feldstärken auf, die von dem ebenfalls *lokal* vorhandenen Isolierstoff nicht mehr „ertragen“ werden, so entstehen an diesen Stellen sehr kurzzeitig „elektrische Entladungen“, wie z. B.:

- „Koronaentladungen“ an der Oberfläche eines Freileitungsseils, also „Gas-Entladungen“ in der atmosphärischen Luft;
- Gas-Entladungen in sehr kleinen Hohlräumen in einem Hochspannungskabel;
- „Gleit-Entladungen“ an den Grenzschichten zwischen z.B. Glimmer und Harz in der Isolierung von Generatorstäben; allgemein bekannte, typische Gleitentladungen an den Grenzflächen von Luft und festem Isolierungen sind auch die „Lichtenberg Figuren“ (an z.B. Glasplatten zwischen geerdeter Metallplatte und aufgesetzter, an höherer Wechselspannung liegender Stab-Elektrode) und die Gleitentladungen am geerdeten Flansch von nicht gesteuerten Durchführungen.
- Lokale Entladungen in allen Arten von Isolierflüssigkeiten;
- Undund.....und.....

Derartige Entladungen treten also immer dann auf, wenn elektrische Feldstärken in einem Isoliersystem an einem – in der Regel nur sehr lokalen Ort – so hoch werden,

dass dort die „Durchschlagfestigkeit“ des vorhandenen Isolierstoffes überschritten wird. Dabei ist es gleichgültig, ob diese Entladung an einer Metallelektrode oder frei im Isolierstoff entsteht. Der Isolierstoff wird dadurch zunächst nur **sehr lokal** zerstört; in der Regel setzt sich diese Zerstörung aber mit der Zeit fort und wird schliesslich zu einem Gesamt-Durchschlag des Isoliersystems – also des ganzen Gerätes/ Apparates/ Transformators z.B. – führen.

Es gibt jedoch Isoliersysteme, welche derartige Entladungen über eine sehr lange Zeit ertragen. Beispiel: Das glimmerhaltige Isoliersystem bei den Generator-Stäben eines Kraftwerks-Generator.

4.3 Warum „scheinbare Ladung q “ als Messgrösse?

In einer sehr vereinfachten, viel zu groben Darstellung stellt sich die Situation in einem Hohlraum, der sich in einem festen Isolierstoff befindet, wie folgt dar – siehe Abbildungen 5 – 7:

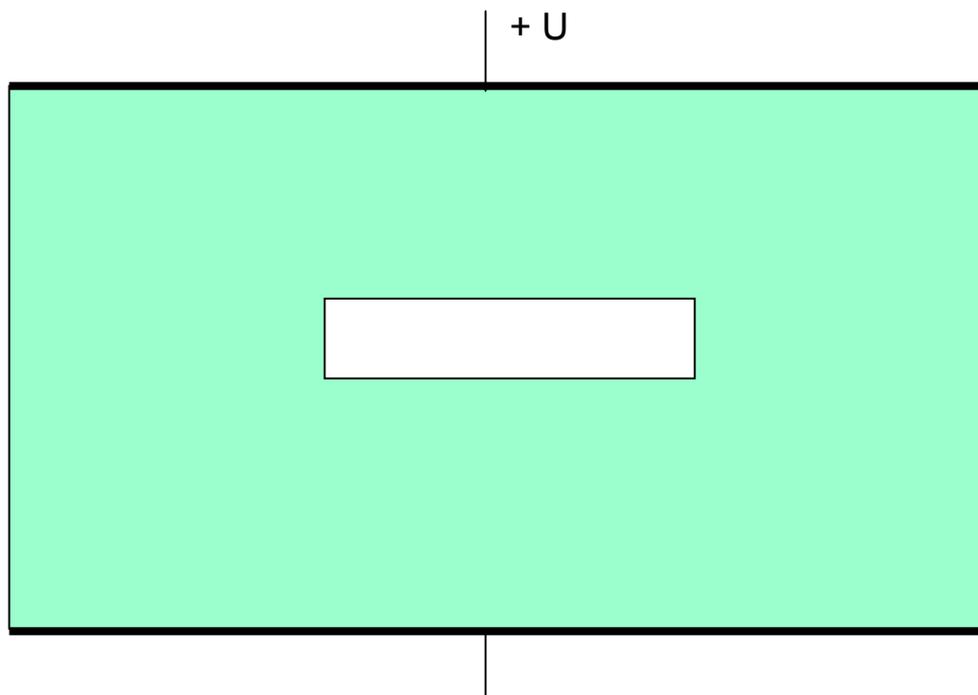


Abbildung 5: Ein Hohlraum im festen Isolierstoff, vor einem Durchschlag!

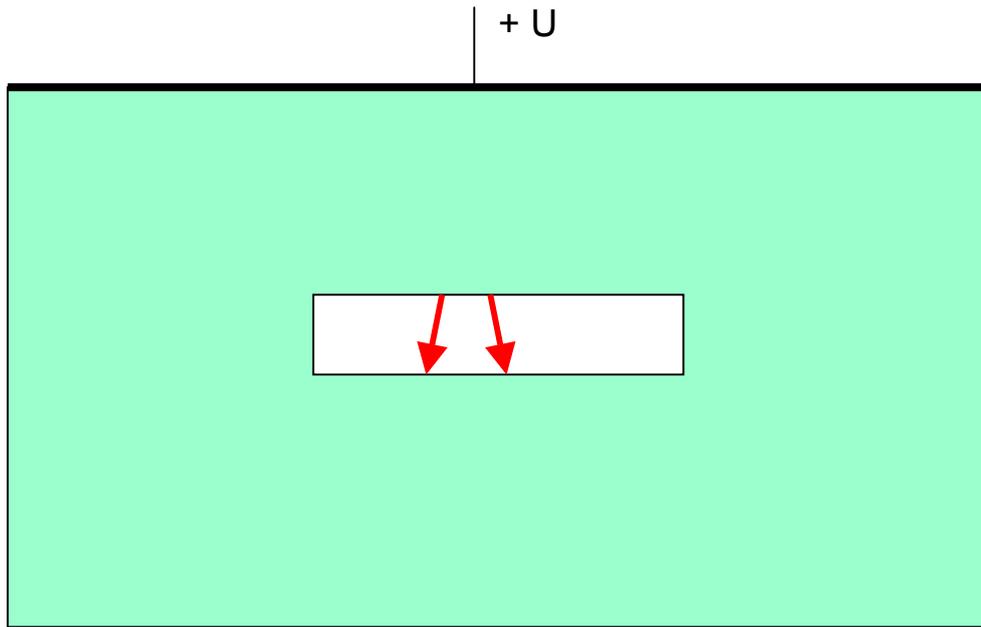


Abbildung 6: Ein Hohlraum im festen Isolierstoff, nach einem Durchschlag! Ablagerung von Elektronen/ neg. Ionen „oben“ und pos. Ionen „unten“ = Dipole entstehen!!!

Zur TE-Messtechnik

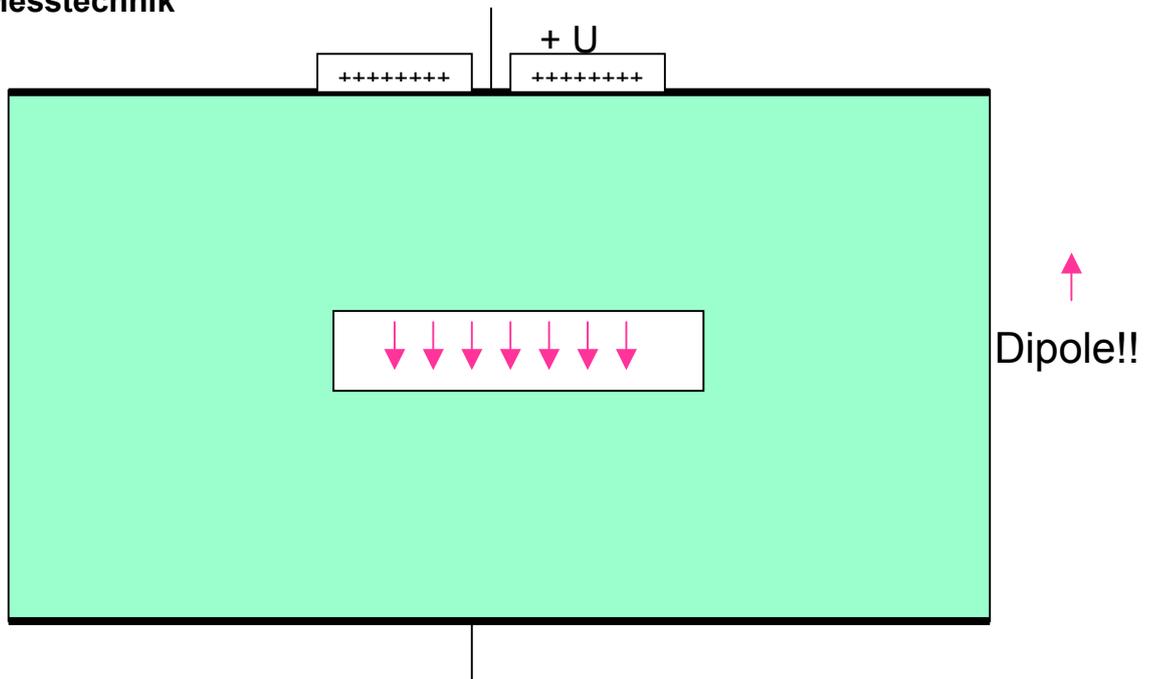


Abbildung 7: Ein Hohlraum im festen Isolierstoff, nach einem Durchschlag und nach der Dipol-Bildung!

- **Abb. 5:** Die von der Spannung auch im Hohlraum erzeugten Feldstärken sind zu klein, um einen Durchschlag des Gasraumes im Hohlraum zu verursachen.
- **Abb. 6:** Wird die Durchschlagspannung des Hohlraumes überschritten, entstehen eine Vielzahl von sehr kurzzeitigen Gasentladungen vor allem während des jeweiligen Spannungsanstieges von Wechselfspannungen.
- **Abb. 7:** Die an den Grenzflächen des Hohlraumes abgelagerten, positiven und negativen Ladungen bilden „Dipole“!

Zusätzliche Dipole in einem Isolierstoff erhöhen aber die Kapazität C des Prüfobjektes. Da all diese Vorgänge extrem schnell ablaufen, wird ein sehr kurzzeitiger Stromimpuls - der „TE-Stromimpuls“ - auftreten, wenn die anliegende Spannung in der Lage ist, den wegen der Kapazitätserhöhung unvermeidlichen, kurzzeitigen Spannungseinbruch sofort auszugleichen.

Die „scheinbare Ladung q“ einer Teilentladung ist also jene elektrische Ladung, die sich bei der betrachteten, sehr einfachen Isolieranordnung (mit Hohlraum) an den Elektroden bildet – es ist also eine von den Dipolen im Hohlraum induzierte Ladung, die aber nicht identisch ist mit den im Hohlraum gebildeten Ladung der Dipole! Messbar ist also nur die Wirkung dieser Dipol-Ladungen, daher **scheinbare Ladung q eines TE-Impulses**.

Bei der Definition dieser Messgrösse im neuen IEC Standard 60270 hat man leider auf die vorher erläuterte, physikalisch richtige Erklärung verzichtet. Dort ist die folgende Definition zu lesen, deren Text original zitiert wird:

quantities related to partial discharge pulses

3.3.1

apparent charge q

of a **PD pulse** is that charge which, if injected within a very short time between the terminals of the test object in a specified test circuit, would give the same reading on the measuring instrument as the PD current pulse itself. The **apparent charge** is usually expressed in picocoulombs (pC).

NOTE - The **apparent charge** is not equal to the amount of charge locally involved at the site of the discharge, which cannot be measured directly .

Aus dieser Definition erkennt man, dass man “Kalibrierimpulse” zur Erklärung für die scheinbare Ladung herangezogen hat. Dies ist nur deshalb berechtigt, da man damit auch auf die Wichtigkeit einer Kalibrierung des jeweils verwendeten Prüf- und Messkreises hinweist. Man kann damit aber auch verstehen, warum die Anwender der TE-Messung in der Regel Schwierigkeiten haben, diese Messgrösse – die „scheinbare Ladung“ – bezüglich ihrer technisch/physikalischen Bedeutung zu erfassen. Diese Bedeutung liegt darin, dass man bei einer Erfassung der rasch aufeinander folgenden, individuellen TE-Ladungsimpulse q_1, q_2, \dots, q_i und der gleichzeitigen Erfassung der zu den individuellen Zeiten

vorhandenen Momentan-Spannungswerten u_1, u_2, \dots, u_i die mittlere *Energie P* („discharge power“) berechnen kann, die im Prüfobjekt durch die TE-Aktivität umgesetzt wurde. Auch der Verlustfaktor – siehe Abschnitt 5 – wird daher durch Teilentladungen erhöht, wenn auch nur im geringen Mass.

4.4 Wie wird die „scheinbare Ladung q“ gemessen?

Die nachfolgenden, klassischen Messkreise sind ebenfalls dem IEC-Standard entnommen, siehe die **Abbn. 8** (Figure 1a) und **9** (Figure 1b). Kurze Erläuterungen dazu in Stichworten:

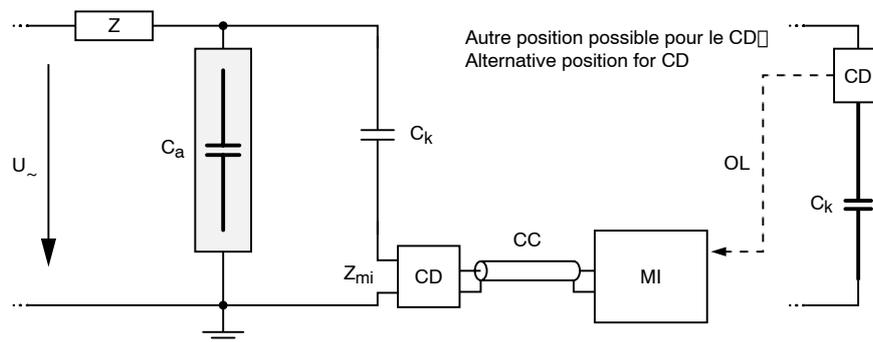


Abbildung 8 (aus IEC 60270): Figure 1a - Coupling device CD in series with the coupling capacitor

Zur Abb. 8:

- Der „Kopplungskondensator“ C_k liegt bei Abb. 8, **wie auch bei allen anderen Prüfkreisen**, parallel zum Prüfobjekt C_a und dient vor allem dazu, die Prüf-Spannung U_{\sim} während des TE-Impulses zu stabilisieren;
- Der TE-Stromimpuls wird damit zum „Kreisstrom“, er fließt aus C_a und in C_k hinein; die jeweilige Polarität der Wechselspannung ist somit auch aus der Polarität des TE-Stromimpulses erkennbar, sofern das Messsystem in der Lage ist, diese Polarität zu erkennen (was nicht immer der Fall ist!!);
- Der „Ankoppelvierpol“ – coupling device CD – ist immer mindestens ein Hochpass, der die von der Wechselspannung hervorgerufenen niederfrequenten Wechselströme und deren Oberwellen unterdrückt;
- (die alternative Ankopplung über ein optisches System – OL – ist möglich, wird aber selten angewandt);
- Zum Messinstrument – MI – siehe später.
- **Vorteile dieser Schaltung/ dieses Prüfkreises:**
 - _ Prüfobjekt kann fest geerdet sein,
 - _ das ganze Messsystem (CD etc.) mit Koppelkondensator (C_k) bildet eine Einheit, die in der Regel vom Hersteller geliefert wird.

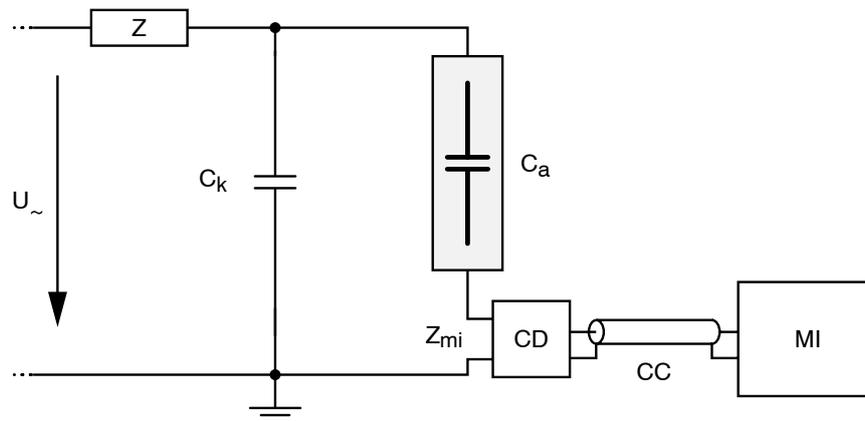


Abbildung 9 (aus IEC 60270): Figure 1b - Coupling device CD in series with the test object

Zur Abb. 9:

- Bei der Abb. 9 sind gegenüber Abb. 8 Koppelkondensator und Prüfobjekt vertauscht; der erdseitige Anschluss des Prüfobjektes muss hier also zugänglich sein;
- **Vorteil dieser Schaltung/Prüfkreis:** Sofern das Prüfobjekt nur eine geringe Kapazität C_a besitzt, ist die Empfindlichkeit der Messung hier höher, weil auch die „Streukapazitäten“ der Hochspannungs-Verbindungsleitungen und der Spannungsquelle die Wirkung von C_k verstärken.

Weitere Prüf- und Messschaltungen sind bekannt, wie z.B. der „balanced circuit“, siehe IEC 60270, Figures 1c und 1d. Diese Schaltungen werden hier nicht diskutiert, weil diese in Fachkreisen gut bekannt sind.

Da hier in der Schweiz bereits sehr viele „SF₆ – isolierte Schaltanlagen“ – GIS – in Betrieb stehen und auch weiterhin in Betrieb gehen werden, wird lediglich noch die für eine TE-Messung typische Anordnung – siehe IEC 60270, Fig. 4c – als Abb. 10 gezeigt. Die hier angedeuteten Elemente zur Ein- und Auskopplung der TE-Kalibrierimpulse (C_0) und TE-Signale (C_k) sind seit vielen Jahren integraler Bestandteil der GIS – Komponenten. Bei diesen Elementen handelt es sich erdseitig eingebaute Metall-Sonden,, deren elektrisches Feld zum hochspannungsseitigen Innenleiter die Kapazitäten C_0 und C_k bilden.

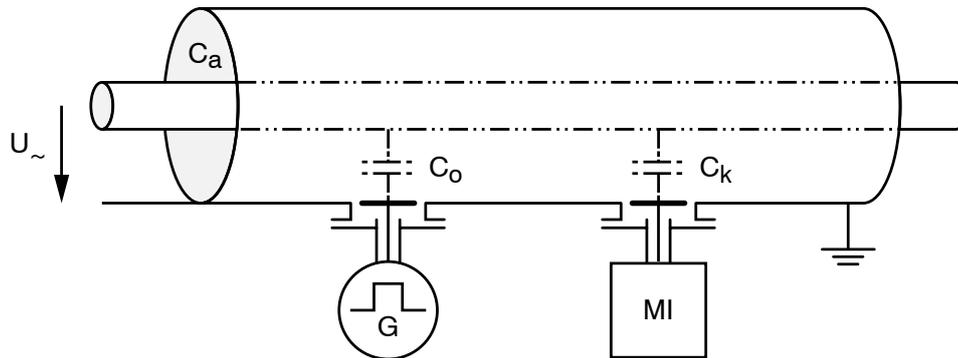


Abbildung 10 (aus IEC 60270): Figure 4c - Test circuit for measurement in GIS

4.5 Das „Messinstrument MI“

Beachte, dass der Koppelvierpol „CD“ mit seinem Verbindungskabel „CC“ zum „measuring instrument MI“ (= das eigentliche Anzeige- und Bewertungsgerät) immer eine Einheit bilden und niemals unabhängig voneinander betrachtet werden können, so weit dies die Bandpass-eigenschaften des Mess-Systems anbetrifft.

Wieder werden mit wenigen Erläuterungen die wesentlichsten Funktionen dieses „Mess-Systems“ charakterisiert:

a) Impulsform einer TE ?

Ist CD ein reiner Hochpass, so wird dieser die sehr kurzzeitigen Stromimpulse lediglich aus den „tiefen“ Frequenzen herausfiltern, aber die Kurvenform des Stromimpulses fast nicht verändern.

Ein derartiger Stromimpuls *könnte* dann wie folgt – siehe Abb. 11 – aussehen, wobei aber der wirkliche zeitliche Verlauf oftmals noch kürzer sein wird. Bei diesem hier gezeigten Stromimpuls, der über einen Widerstand von $200\ \Omega$ in einen Spannungsimpuls umgewandelt wurde, handelt es sich um den von einem TE-Kalibrator erzeugten, also recht idealen, Impuls mit einer Ladung von ca. $100\ \text{pC}$.

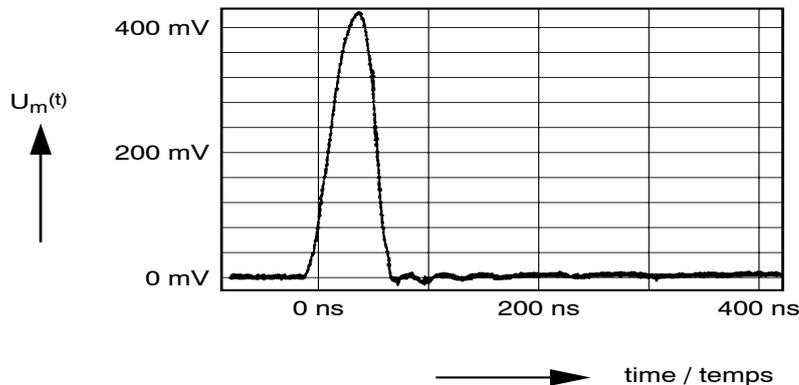
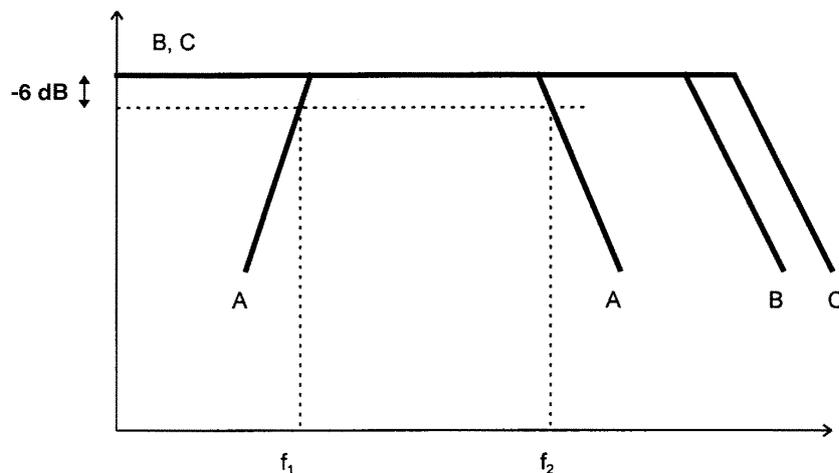


Abbildung 11: Eine mögliche TE-Impulsform

b) Zum Frequenzspektrum von Impulsen und deren Integration

Bekanntlich lassen sich Zeitimpulse mit Hilfe der Fourier-Transformation in Frequenzspektren verwandeln, die aus einem Amplituden- und Phasenspektrum bestehen. Es darf auch als bekannt vorausgesetzt werden, dass über einen „Bandpass“ immer dann ein Zeitimpuls integriert werden kann, wenn vor allem die „obere Grenzfrequenz“ des Bandpasses wesentlich tiefer liegt als die obere Grenzfrequenz des Amplituden-Frequenzspektrums des zu integrierenden Zeitimpulses.

Da heute praktisch alle TE-Messsysteme, welche den Anspruch erheben, die „scheinbare Ladung q “ von TE-Impulsen zu bewerten, echte Bandpass-Systeme sind, wird mit der nachfolgenden Abb. 12 - siehe auch IEC 60270 – auf diese Tatsache aufmerksam gemacht.



A Bandpass des Messsystems

B Amplitudenspektrum des TE-Impulses

C Notwendiges Amplitudenspektrum des Kalibrier-Impulses

f_1, f_2 untere, bzw. obere Grenzfrequenz

Abbildung 12: Gut integrierendes Bandpass-System A-A zur Integration der „scheinbaren Ladung“ eines TE-Impulses.

c) „Breitbandige“ TE-Instrumente:

Erstmals seit der Existenz von Normen zur TE-Messung werden nun für das klassische, **breitbandige** TE-Mess-System die folgenden Zahlenwerte für die in Abbildung 12 definierten, -6dB Grenzfrequenzen empfohlen:

$$30 \text{ kHz} \leq f_1 \leq 100 \text{ kHz}$$

$$f_2 \leq 500 \text{ kHz}$$

$$100 \text{ kHz} \leq \Delta f \leq 400 \text{ kHz}$$

Der **grosse Vorteil** dieser Instrumente liegt darin, dass trotz der starken Verzerrung und Verlangsamung der TE-Impulse die Polarität des TE-Stromimpulses noch erkennbar bleibt: Die erste Maximalamplitude der Bandpass-Impulsantwort besitzt jedoch immer noch die Polarität der TE-Impulse und ist proportional der Fläche – dem Integral - dieser Eingangsimpulse.

Eine zeitliche Auflösung schnell aufeinander folgender TE-Impulse bleibt ebenfalls gut möglich: Die „pulse resolution time“ ist < ca. 10 μ s.

Der Nachteil: Impulshafte Störungen und Rundfunksender, deren Signale auf den Versuchsaufbau wirken, beeinflussen die Messung in der Form eines Störpegels. Daher:

- für ein Prüffeld – sehr gut elektromagnetisch abgeschirmte Labors verwenden;
- in Freiluftanlagen etc. nur wenig empfindliche Messungen möglich, sofern nicht durch spezielle analoge und digitale Filter keine Verbesserungen erfolgen.

d) „Schmalbandige“ TE-Instrumente:

Besitzen einen wesentlich schmälere Durchlassbereich (von bis zu 30 kHz), ihre Arbeitsweise entspricht dem traditionellen, amplituden-modulierten Rundfunk.

Die Mittenfrequenz (f_m) sollte unbedingt abstimmbar/variabel sein, um störenden Rundfunksendern ausweichen zu können. Mittenfrequenzen grösser als 1 MHz sind nicht zu empfehlen, da das Amplitudenspektrum der TE-Signale bei grösseren Frequenzen bereits abfällt, die Integration damit unvollkommen sein kann.

Der grosse Vorteil:

Man kann kontinuierlichen „Rundfunkstörungen“ ausweichen!

Der Nachteil:

- _ Polarität der TE-Impulse nicht erkennbar, da stark oszillierende Impulsantwort.
- _ Die „pulse resolution time“ wird mit ca. 150 μ s sehr gross!

In Ergänzung dieser kurzen Schilderungen über die „breitbandigen“ und „schmalbandigen“ Messsysteme – siehe c) und d) - seien die folgenden, dem IEC-Standard 60270 entnommenen, Beispiele angeführt – Abbn. 13a/b/c.

Sie stammen aus Arbeiten an der ETH Zürich, die im Zusammenhang mit der Erstellung dieses neuen Standards durchgeführt wurden. Beachtet man bei diesen Beispielen **die Zeitskalen, so sieht man, dass bei einer oszillografischen oder ähnlichen Darstellung von gemessenen TE-Signalen, die mindestens eine ganze Periodendauer der Prüffrequenz, also 20 ms bei 50 Hz, umfassen, keine zeitliche Auflösung – wie hier dargestellt - mehr möglich ist!** Man erkennt die Amplitude einer TE nur an einem vertikalen Strich, der der Sinusform der Prüf-Spannung überlagert ist! Von Interesse ist dabei lediglich der Maximalwert des individuellen Impulses, da dieser der scheinbaren Ladung q entspricht.

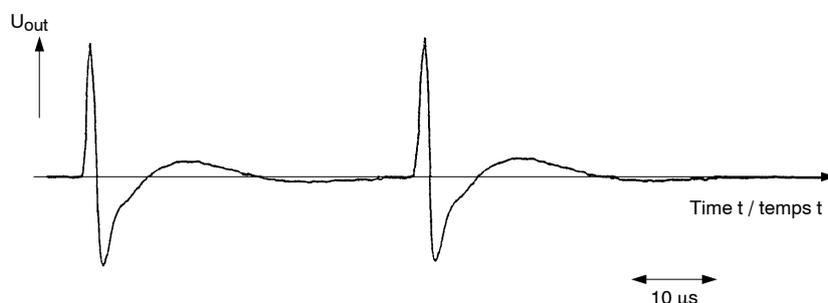


Abbildung 13 a: (Figure E.1a)

$\Delta f = 45 \dots 440$ kHz, short-duration input pulse

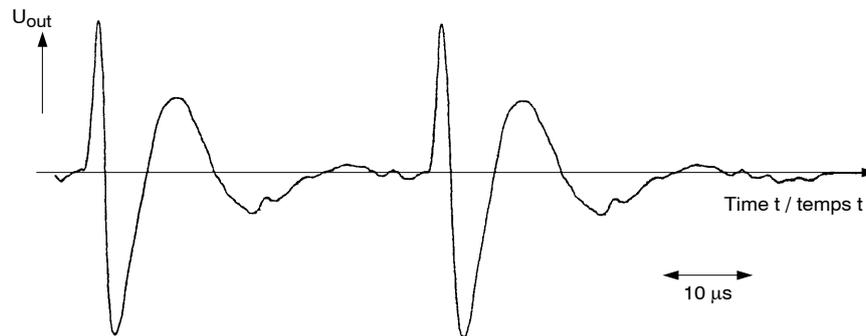


Abbildung 13 b: (Figure E.1b)

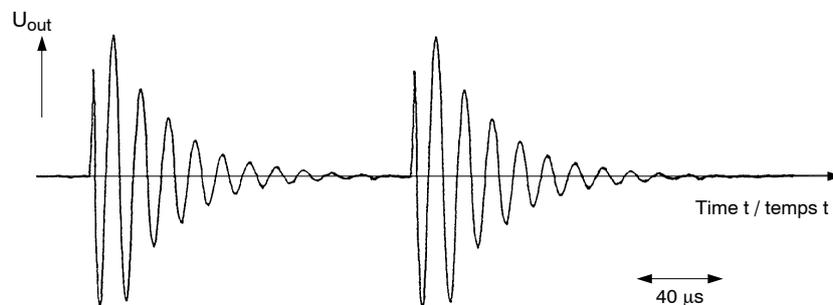
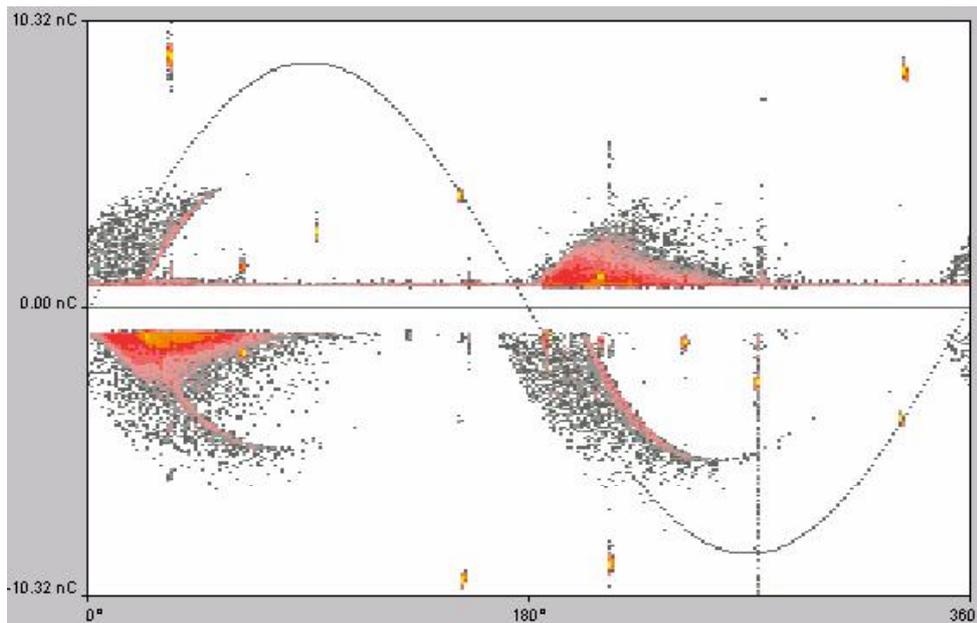
 $\Delta f = 45 \dots 440 \text{ kHz}$, lengthened input pulse

Abbildung 13 c: (Figure E.1c)

 $\Delta f = 10 \text{ kHz}$; $f_m = 75 \text{ kHz}$

4.6 Fazit zur TE-Diagnostik

- Eine Messung der TE ist heute ein fester Bestandteil der Qualitätskontrolle/Diagnostik von Hochspannungs- Geräten/Komponenten/Anlagen.
- Ein mit sehr hoher Qualität hergestelltes Produkt mit nicht sehr grossen Abmessungen sollte bei einer Prüfung **keine TE** aufweisen.
- Gross-Geräte komplexer Bauart, wie z.B. Transformatoren, sind praktisch **nicht** TE - frei herstellbar; nationale und internationale Normen setzen sinnvolle Grenzen für zulässige TE-Werte für die jeweiligen Komponenten.
- **Nicht erwähnt wurde bisher die „Ultra-Breitband-Messung“ von TE.** Siehe dazu aber den Vortrag: „Teilentladungsmessungen vor Ort, Prüfobjekte, Methoden und Aussagekraft“ (Dr. Thomas Heizmann)
- Die gute *Interpretation* von gemessenen TE-Pegeln ist nicht einfach und sollte erfahrenerm Personal überlassen werden, das die möglichen Ursachen der TE mit hoher Wahrscheinlichkeit erkennt und beurteilt.
- Unabhängig von der Methode zur Messung der Teilentladungen (schmal-, breit- oder ultra-breitbandig) ist die heute übliche „phasen-aufgelöste“ Darstellung der TE-Signale bei der Interpretation der Ergebnisse sehr hilfreich!



Beispiel einer „phase-resolved“ Darstellung einer TE-Messung

5. Zur „dielektrischen Verlustmessung“ oder „Dielektrischen Spektroskopie“

In einem weiteren Vortrag zu dieser Fachtagung wird von Herrn V. Der Houhanessian über Erfahrungen der FKH berichtet, die bei „Vor-Ort“-Messungen mit Hilfe eines noch wirklich neuen Verfahrens, der „dielektrischen Verlustmessung“ oder der „Dielektrischen Spektroskopie“, gemacht wurden. Die in den letzten Jahren und laufend vorwiegend in englischer Sprache über diese neuen Verfahren erschienenen Veröffentlichungen findet man unter dem Begriff der „**Dielectric Spectroscopy**“, die entweder im **Zeit- oder Frequenz-bereich** durchgeführt werden können. Die dafür gebräuchlichen englischen Ausdrücke sind:

- Dielectric Spectroscopy in **Time Domain**: Polarisation- and Depolarisation Current Measurements = PDC Messungen
- Dielectric Spectroscopy in **Frequency Domain**: FD Spectroscopy.

Darüber hinaus sind noch andere Ausdrücke und Verfahren im Gebrauch, die sich alle aus den nachfolgend kurz behandelten Grundlagen ableiten lassen, hier aber nicht im Einzelnen behandelt werden sollen. Sowohl deren theoretische Grundlagen als auch die mit diesen Verfahren bis vor etwa 3 Jahren durchgeführten Anwendungen wurden in 2 Beiträgen des Verfassers veröffentlicht, die heute recht oft in neuen wissenschaftlichen Veröffentlichungen zitiert werden und daher offensichtlich einen guten Ueberblick über alle bisher bekannten Verfahren ermöglichen. Für Interessenten an diesen Beiträgen dieser Literatur-Hinweis:

- W. S. Zaengl, "Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment, Part I: Theoretical Considerations".
IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 19, No. 5 (Sept./Oct. 2003), pp. 5 - 19.
- W. S. Zaengl, "Application of Dielectric Spectroscopy in Time and Frequency Domain for HV Power Equipment",
IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 19, No. 6 (Nov./Dec. 2003), pp. 9 - 22.

Nachfolgend wird versucht, so kurz wie möglich, die Grundlagen dieser neuen Verfahren insbesondere für das Verfahren der PDC- Messungen zu erläutern.

5.1 Dielektrische Verluste

- **In allen flüssigen und festen Isolierstoffen – „Dielektrika“ – entstehen „Wirk-Verluste“, also Wärme**, wenn man diese einem elektrischen Feld aussetzt.
- Wird das elektrische Feld von einer konstanten **Gleichspannung** hervorgerufen, so sind die Verluste **am kleinsten**.
- Bei Wechselspannungen treten **zusätzliche** Verluste auf, die mehr oder weniger stark **von der Frequenz des Wechselspannung** abhängen: Es entstehen zusätzliche **„dielektrische Verluste“**.
- Im Prinzip sind alle wirksamen Verlust - Mechanismen bekannt. Sie sind eng mit den **„Polarisations-Mechanismen“** der Dielektrika verbunden, wie z.B. Dipol-Verluste, Verluste bei der Grenzflächen-Polarisation usf.
- Allgemein und **gut bekannt** ist die Messung dieser Verluste bei den angewandten, **technischen Frequenzen (50 oder 60 Hz): „C – tan δ “ – Messung**, also Messung der Kapazität C und des Verlustfaktors „tangens delta“ eines Isolierstoffes oder **Kondensators/Kabels/Transformators etc.**, mit z.B. einer „Schering- oder Komparatorbrücke“.
- also mit bekannten Messtechniken, die seit etwa 70 Jahren angewandt werden!
- Nun sind aber sowohl Kapazität als auch Verluste abhängig von der Frequenz!
- Die traditionelle Messung nur bei Netzfrequenz war ursprünglich wichtig wegen der Gefahr eines Wärmedurchschlages, z.B. bei Durchführungen **um 1925** (Prof. Karl Berger!!)

Mit der **„Dielectric Spectroscopy“** erfasst man diese wichtigen Messgrößen in einem **wesentlich weiteren Frequenzbereich**, insbesondere auch **bis zu sehr tiefen Frequenzen**, weil sich **hier Alterungsvorgänge** offensichtlich besonders stark bemerkbar machen!

Alles, was man im Frequenzbereich messen kann, kann man aber auch im Zeitbereich messen!!

5.2 Zeitbereich: (Elektrische) Verschiebungsdichte D , Polarisation P und elektrische Suszeptibilität χ

Um diese neuen diagnostischen Verfahren gut verstehen zu können, geht man vorteilhaft *vom Zeitbereich* aus, in dem recht gut bekannte Grundlagen der Elektrotechnik in Erinnerung gerufen werden:

- Man kann die in der Elektrischen Energietechnik angewandten Isolierstoffe als „**isotrop**“ betrachten: Die vektoriellen Grössen der ...
- elektrischen Feldstärke E , elektrischen Verschiebungsdichte D , elektrischen Polarisation P haben somit die gleiche *Richtung*.
- **Im Vakuum** oder **nahezu auch bei einer reinen Gas-Isolation** bestehen also die folgenden Zusammenhänge:

$$(1) \quad D = \varepsilon_0 E \quad \text{mit } \varepsilon_0 = \text{Dielektrizitätszahl des „leeren Raumes“, reine Zahl !}$$

Oder, wenn sich die Feldstärke zeitlich ändert:

$$(2) \quad D(t) = \varepsilon_0 E(t) \quad \text{also keine zeitliche Verzögerung!}$$

- Wird das Vakuum durch einen Isolierstoff ersetzt, so besitzt dieser „Dipole“ etc., also eine **Polarisation P** , die durch das elektrische Feld „induziert“/orientiert werden:

$$(3) \quad P = \chi \varepsilon_0 E \quad \text{mit } \chi, \text{ der el. Suszeptibilität des Isolierstoffes, reine Zahl !}$$

- Die **Polarisation benötigt aber eine gewisse Zeit**, um sich auszubilden!! Die Suszeptibilität χ ist zwar nur ein Zahlenwert, **besitzt dann aber eine spezifische Zeitabhängigkeit!** Somit gilt auch:

$$(4) \quad P(t) = \chi(t) \varepsilon_0 E(t) \quad P(t) \text{ ist somit gegenüber der „Erregung“ } E(t) \text{ zeitlich verschoben!!}$$

- Die gesamte el. **Verschiebungsdichte D** wird somit grösser als im Vakuum:

$$(5) \quad D(t) = \varepsilon_0 E(t) + P(t) = \varepsilon_0 [1 + \chi(t)] E(t).$$

- Der Ausdruck $[1 + \chi(t)]$ wird in Lehrbüchern üblicherweise als „**relative Dielektrizitätskonstante ε_r** “ bezeichnet, ist aber **niemals ein konstanter Zahlenwert**, wie aus Gl. (5) zu sehen ist ! Die Bezeichnung „**Dielektrizitäts-konstante**“ ist also **falsch; richtig ist: relative Permittivität!**

5.3 Zur zeitlichen Entwicklung der Polarisation $P(t)$

Dazu betrachten wir zunächst einen **allgemeinen, zeitlichen Verlauf von $P(t)$** , wie dieser in Gl. (5) bereits angenommen ist:

$$(6) \quad P(t) = \varepsilon_0 \chi(t) E(t)$$

Betrachten wir nun einen „Spannungs-Schritt“ als Anregung, also eine **plötzlich auftretende Feldstärke der konstanten Amplitude E_0** ,

$$(7) \quad P(t)/E_0 = \varepsilon_0 \chi(t) \mathbf{1}(t) \quad \mathbf{1}(t) = \text{Schrittfunktion}$$

so lässt sich dieser **allgemeine Verlauf** recht anschaulich in der Abbildung 14 darstellen, die – wie alle folgenden Abbildungen – der oben genannten Literatur entnommen ist.

$$P(t)/E_0 = \varepsilon_0 \chi(t) \mathbf{1}(t) \quad \mathbf{1}(t) = \text{Schrittfunktion}$$

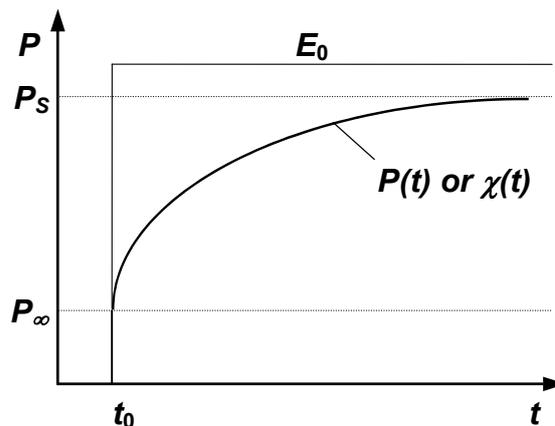


Abbildung 14: (Fig. 1: Polarisation of a dielectric exposed to a step field of magnitude E_0 at $t = t_0$)

- Der zeitliche Verlauf der Polarisation $P(t)$ ist *willkürlich* skizziert – ist also keine Exponentialfunktion!
- Die **sehr schnellen Polarisationsvorgänge bei $t = t_0$** sind **zeitlich nicht aufgelöst dargestellt** - $P(t)$ springt daher von $P(t) = 0$ auf $P(t) = P_\infty$
- Der stationäre Endwert der Polarisation P_s **wird erst nach einer langen oder sehr langen Zeit erreicht**, wie z.B. bei Polyethylen (PE).
- Formelmässig kann daher der zeitliche Verlauf für diese „Schrittantwort“ $P(t)$ wie folgt geschrieben werden, wenn man diesen zeitlichen Verlauf durch die dimensionslose Funktion $g(t)$ ersetzt:

$$(8) \quad P(t) = P_\infty + (P_s - P_\infty) g(t - t_0) \quad \text{mit } g(t) = \text{monoton ansteigend !!}$$

oder unter Verwendung der Suszeptibilität, Gl. (4),

$$(8a) \quad P(t) = \varepsilon_0 [\chi_\infty + (\chi_s - \chi_\infty) g(t - t_0)] E_0$$

oder unter Verwendung der relativen Permittivitäten:

$$(8b) \quad P(t) = \varepsilon_0 [(\varepsilon_\infty - 1) + (\varepsilon_s - \varepsilon_\infty) g(t - t_0)] E_0.$$

Diese „**Schrittfunktionen**“ lassen sich nun **verallgemeinern**, d.h. mit Hilfe einer Faltung im Zeitbereich („Duhamel’sches Integral“) für eine **beliebige Anregungsfunktion = beliebig zeitlich verlaufende Feldstärke $E(t)$ darstellen**. Das Ergebnis ist:

$$(9) \quad P(t) = \varepsilon_0 \chi_\infty E(t) + \varepsilon_0 \int_{-\infty}^t f(t-\tau) E(\tau) d\tau,$$

- **Das 1. Glied** dieser Gleichung stammt von den **sehr schnellen Polarisationsvorgängen**,
- **das 2. Glied** aber aus der Faltung der „**dielektrischen Antwortfunktion $f(t)$ mit der „Anregung“**, dem zeitlichen Verlauf der Feldstärke! In englischer Sprache wird die Antwortfunktion $f(t)$ als „**dielectric response function**“ bezeichnet.

Aus dieser Ableitung geht hervor, dass die **Antwortfunktion $f(t)$** nichts anderes als die **zeitliche Ableitung von $g(t)$ ist, also:**

$$(10) \quad f(t) = (\chi_s - \chi_\infty) \partial g(t) / \partial t = (\varepsilon_s - \varepsilon_\infty) \partial g(t) / \partial t.$$

Diese **Antwortfunktion $f(t)$** wird damit

- **eine monoton abfallende Funktion**,
- **eine spezifische, inhärente Eigenschaft des jeweils untersuchten Isolierstoffs oder Isoliersystems!!**

Die **Polarisation $P(t)$ kann jedoch nicht unmittelbar gemessen werden**, da nach Gl. (5) auch noch die el. Verschiebungsdichte $D(t)$ des „Vakuums“ zu den Ladungen auf den Elektroden des Prüfobjekts beiträgt.

Ausserdem besitzt jeder Isolierstoff noch eine **reine, elektrische Leitfähigkeit σ_0** , die sich aus der Bewegung der dort befindlichen „freien“ Ladungsträger – Elektronen, Ionen – ergibt, die zu den Elektroden wandern.

Die **Gesamtstromdichte $j(t)$** , die den an den Zuleitungen an den Elektroden **messbaren Strom** bestimmt, wird somit, wie bereits **1891 von Maxwell postuliert**,

$$(11) \quad \begin{aligned} j(t) &= \sigma_0 E(t) + \frac{\partial D(t)}{\partial t} \\ &= \sigma_0 E(t) + \varepsilon_0 \frac{\partial E(t)}{\partial t} + \frac{\partial P(t)}{\partial t} \end{aligned}$$

und mit **Gl. (9)** mit **$E = \text{constant}$** und **$\varepsilon_\infty = 1 + \chi_\infty$** .

$$(12) \quad j(t) = \sigma_0 E(t) + \varepsilon_0 [\varepsilon_\infty \delta(t) + f(t)] E(t)$$

Der Uebergang zum **messbaren Gesamtstrom** erfolgt über die bekannten Zusammenhänge zwischen der Kapazität einer Anordnung und die dort wirksamen Permittivitäten ε und Feldstärken E . Ohne Ableitung wird damit dieser Strom, **wenn eine zum Zeitpunkt $t = t_0$ plötzlich wirksame konstante Gleich-Spannung U_C** („**Charging voltage**“) angelegt wird:

$$(13) \quad i_{pol}(t) = C_0 U_C \left[\frac{\sigma_0}{\varepsilon_0} + \varepsilon_\infty \delta(t) + f(t) \right]$$

mit

- C_0 = geometrische Kapazität des Prüfobjektes
- ε_∞ = „Hochfrequenz-Permittivität“ bei $t = t_0$
- ε_0 = Permittivität des „Vakuums“
- $\delta(t)$ = „Deltafunktion“, hervorgerufen durch plötzliches Einschalten der Spannung bei $t = t_0$, **nicht messbar!!**

- Abgesehen von dem Glied mit $\delta(t)$ ist dieser **Polarisationsstrom $i_{pol}(t)$ immer dann gut messbar, wenn man die Messung nach einer nicht allzu kurzen Zeit nach $t = t_0$ beginnt!**
- Der **Polarisationsstrom $i_{pol}(t)$** enthält ein **konstantes Gleichstromglied**, das dann voll wirksam wird, wenn alle Polarisationsvorgänge abgeklungen sind. Dieses Gleichstromglied wird also von der **reinen, elektrischen Leitfähigkeit σ_0 hervorgerufen**, entspricht also **nicht** den verschiedenen Definitionen eines „Isolations-Widerstandes, der immer von der Dauer der Messung abhängt!!
- Einige Isolierstoffe – wie z.B. bei PE – weisen praktisch kein Gleichstromglied auf. Trotzdem können die Polarisationsvorgänge sehr, sehr lange andauern!!
- Man wird eine **Messung des Polarisationsstromes $i_{pol}(t)$ abbrechen**, wenn das Gleichstromglied überwiegt oder die Zeit „vernünftig lang“ ist.
- Spannung abschalten und **anschliessend sofort das Messobjekt kurzschliessen**. Der dann wiederum messbare Strom **im Kurzschluss-Stromkreis** wird dann:

$$(14) \quad i_{depol}(t) = -C_0 U_C [f(t) - f(t+T_C)].$$

- Dieser **„Depolarisations-Strom“ $i_{depol}(t)$** besitzt somit **kein Gleichstromglied**, da ja keine Spannung am Prüfobjekt liegt. Hier wurde die ohnehin nicht messbare Deltafunktion vernachlässigt. Dieser **„Depolarisations-Strom“ $i_{depol}(t)$** wird auch als **„Nachladestrom“** bezeichnet und führt zu einer **„Rückkehrspannung“ (recovery oder return voltage)**, die vor allem deshalb bekannt ist, weil sich Kondensatoren etc. nach dem Anlegen einer Spannung immer dann wieder „wie von selbst“ aufladen, wenn man diese vor einer Berührung der Klemmen nicht über eine genügend lange Zeit kurzschliesst!! (Lebensgefahr!!)

5.4 Zur Messung der „Polarisations- und Depolarisations-Ströme – die PDC-Methode

Der gesamte, prinzipielle Ablauf einer „PDC-Messung“ ist aus Abbildung 15 ersichtlich.

$$i_{pol}(t) = C_0 U_C \left[\frac{\sigma_0}{\epsilon_0} + \epsilon_\infty \delta(t) + f(t) \right] \quad i_{depol}(t) = -C_0 U_C [f(t) - f(t+T_C)]$$

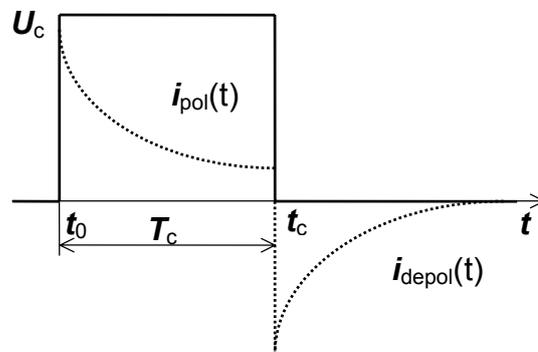


Abbildung 15: (Fig. 2: Principle of polarisation and depolarisation current (PDC) measurements)

Das Schaltungs-Prinzip für eine PDC-Messung, siehe [Abbildung 16](#).

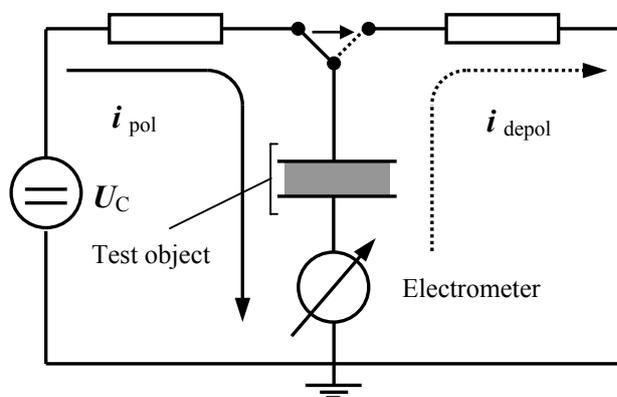


Abbildung 16: (Fig. 3: Principle of test arrangement for the "PDC" measuring technique.)

Als Beispiel noch Messergebnisse an nicht gealterten, also neuwertigen „Transformer-Board“ Proben (WEIDMANN Type T IV), die einen unterschiedlichen Feuchte-Gehalt besitzen, siehe Abb. 17 (aus Doktor-Arbeit Vahe DER HOUHANNESSIAN):

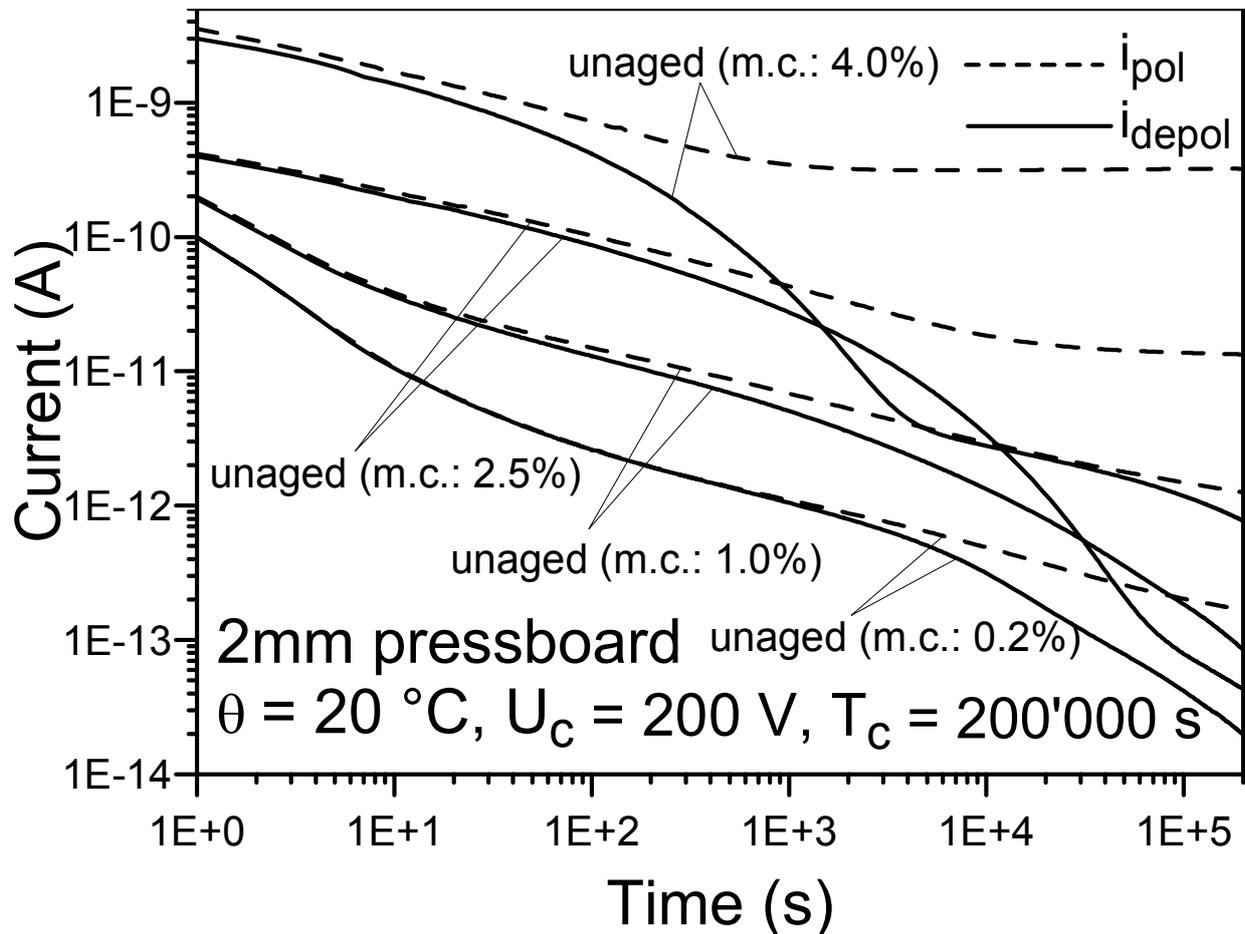


Abbildung 17: (Fig. 4: Polarisation and depolarisation currents of unaged oil- impregnated pressboard samples with different moisture content (m.c.))

- Derartige Messungen der dielektrischen Eigenschaften lassen sich seit einigen Jahren mit einem „**PDC-Analyser**“ durchführen, der hier in der Schweiz hergestellt wird. Die FKH besitzt ein derartiges Gerät.
- Im späteren Beitrag von Herrn Vahe DER HOUHANNESSIAN wird über Messungen dieser Art berichtet.

5.5 Dielektrische Verluste

Dielektrische Verluste sind das Ergebnis einer Messung von **Wechsel-Spannungen** bzw. Wechselströmen im **Frequenzbereich**.

Da wir die Stromdichte/Ströme **im Zeitbereich schon kennen** – siehe den 2. Teil von Gl. 11, also ...

$$(11a) \quad j(t) = \sigma_0 E(t) + \varepsilon_0 \frac{\partial E(t)}{\partial t} + \frac{\partial P(t)}{\partial t}$$

und das letzte Glied dieser Gleichung nach Gl. (9) lediglich partiell differenziert werden muss, entsteht zunächst der Zeitbereich in allgemeinsten Form, also inklusive aller **(auch schnellsten)** Polarisationsprozesse:

$$(15) \quad j(t) = \sigma_0 E(t) + \varepsilon_0 \frac{dE(t)}{dt} + \varepsilon_0 \frac{d}{dt} \int_0^t f(t-\tau) E(\tau) d\tau.$$

Mit Hilfe der bekannten LAPLACE-Operation lässt sich diese Gleichung vom Zeitbereich sofort in den Frequenzbereich überführen – Laplace-Operator sei „p“:

$$(16) \quad j(p) = \sigma_0 E(p) + \varepsilon_0 p E(p) + \varepsilon_0 p F(p) E(p).$$

mit p = **komplexe Frequenz i ω** !

Wir bezeichnen im Frequenzbereich die Laplace-Operierte (Fourier Transformierte) der „dielektrischen Antwortfunktion f(t) im Zeitbereich mit $\underline{E}(\omega)$ und erhalten damit die **komplexen** Grössen:

$$(17) \quad \underline{j}(\omega) = \underline{E}(\omega) [\sigma_0 + i\omega\varepsilon_0(1 + \underline{F}(\omega))].$$

$$(18) \quad \underline{F}(\omega) = \underline{\chi}(\omega) = \chi'(\omega) - i\chi''(\omega) = \int_0^\infty f(t) \exp(-i\omega t) dt.$$

Die Frequenzachse wird somit $0 \leq \omega \leq \infty$, und die Stromdichte mit der komplexen Suszeptibilität

$$(19) \quad \underline{j}(\omega) = \{\sigma_0 + \varepsilon_0 \omega \chi''(\omega) + i\omega\varepsilon_0[1 + \chi'(\omega)]\} \underline{E}(\omega).$$

Damit wird auch die Permittivität eine komplexe Grösse:

$$(20) \quad \underline{\varepsilon}(\omega) = \varepsilon'(\omega) - i\varepsilon''(\omega) = (1 + \chi'(\omega)) - i\chi''(\omega).$$

Messungen im Frequenzbereich führen also zu einem **Real- und Imaginärteil einer Kapazität**, und der **dielektrische Verlustfaktor $\tan\delta(\omega)$** wird ebenfalls von der **Frequenz abhängig**:

$$(21) \quad \tan \delta(\omega) = \frac{\varepsilon_r''(\omega)}{\varepsilon_r'(\omega)} = \frac{\varepsilon''(\omega) + \sigma_0 / [\varepsilon_0 \omega]}{\varepsilon'(\omega)}.$$

- Bekanntlich ist ein Messgerät (aus Schweden) auf dem Markt, mit dem entsprechende, *frequenzabhängige* Messungen bei individuellen Frequenzen durchgeführt werden können.

- Mit Hilfe einer **geeigneten Software, die im „PDC-Analyser“ der FKH enthalten ist**, lassen sich aber nicht nur die Ströme im Zeitbereich – siehe Abb. 17 – messen, sondern auch all diese von der Frequenz abhängigen, komplexen Größen „auf Knopfdruck“ berechnen (siehe Vortrag von Vahe DER HOUHANESSIAN). Darüber hinaus können mit dieser Software auch alle anderen, aus ähnlichen Diagnostikverfahren (wie z.B. dem „RVM-Verfahren) erfassten Größen berechnet werden. Nähere Angaben dazu findet man in der bereits zitierten Literatur.
- Die Abbildungen 18 und 19 zeigen die Frequenzabhängigkeit der Kapazität und des Verlustfaktors für die Prüfobjekte, deren PDC Ströme bereits in Abb. 17 gezeigt wurde.

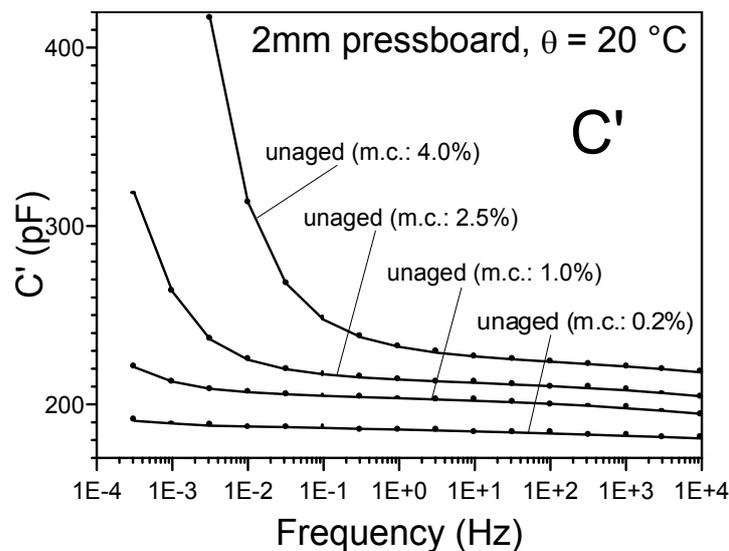


Abbildung 18: (Fig. 6: Real part of the complex capacitance of the pressboard samples, Fig. 4.)

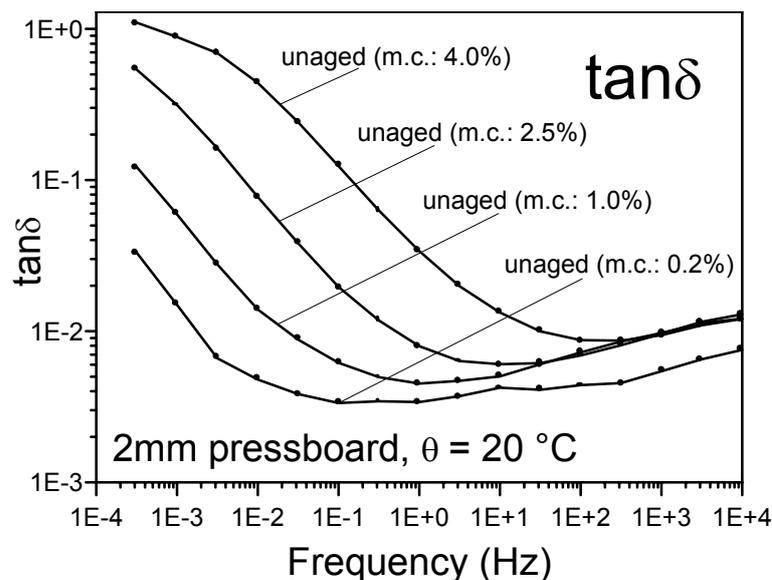


Abbildung 19: (Fig. 7: Dissipation factor ($\tan\delta$) of the pressboard samples, Fig. 4.)

5.6 Fazit zur „Dielektrischen Spektroskopie“

Auch wenn mit diesen kurzen Ausführungen lediglich auf die wesentlichen und grundlegenden **Zusammenhänge zwischen den Möglichkeiten der Messung der „dielektrischen Antwortfunktionen“** im **Zeit-** und **Frequenz -** Bereich eingegangen wurde, lassen sich die folgenden, sehr wichtigen Tatsachen festhalten:

- Wie auch die „alte“, klassische **„C – tan δ “ –Messung** bei nur einer Frequenz handelt es sich bei allen neuen Verfahren um absolut **zerstörungsfreie Messungen/ Prüfungen** mit Spannungen im Bereich von nur wenigen 100 V.
- Heute stehen technisch gut ausgereifte Messgeräte für die Ausführung solcher, teils unterschiedlicher Messverfahren wie z.B.
 - ▶ „PDC“ im Zeitbereich (von 1 bis 20'000 s)
 - ▶ „C – tan δ “ –Messungen (von 10^{-4} bis 10^3 Hz)

zur Verfügung.

- Die **„dielektrischen Antwortfunktionen“** charakterisieren die „Alterung“ der Isolierstoffe *wesentlich besser und umfangreicher* als die bisher angewandten Verfahren.
 - Die **Interpretation** der Ergebnisse ist für einige Isoliersysteme **bereits gut bekannt, aber noch stark verbesserungsfähig – weitere Forschungen sind notwendig!**
 - Das PDC-Verfahren ist vor allem deshalb bestechend, da es möglich ist, aus den Messergebnissen die Ergebnisse aller anderen Verfahren sehr schnell und einfach zu berechnen.
-

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2005

Isolationsdiagnose an Hochspannungsbe- triebsmitteln

Bedeutung der Isolationsdiagnostik an Hochspan- nungs-Betriebsmitteln für Anlagenbetreiber

Guido Conrad

Dipl. El.-Ing. HTL / Direktor
Kraftwerke Hinterrhein AG, Thusis

Geb. 22.02.1964 , verheiratet, Vater von 2 Kindern

Dipl. El. Ing. HTL, Abendtechnikum in Chur

Nachdiplomstudium in Betriebswirtschaft

Berufliche Stationen

Diverse Tätigkeiten in der Privatindustrie in Planung, Bauleitung, Ausführung und Inbetriebnahme von Kraftwerks- und Schaltanlagen

Seit 1993 bei Kraftwerke Hinterrhein AG, Thusis:

Bis 30. September 2005 als Betriebsleiter und Leiter Elektrische Anlagen

Seit 01. Oktober 2005 als geschäftsführender Direktor

Bedeutung der Isolationsdiagnostik an Hochspannungs-Betriebsmitteln für Anlagenbetreiber

Guido Conrad

Dipl. El.-Ing. HTL / Direktor
Kraftwerke Hinterrhein AG, Thusis

1 Allgemeines

Für jeden Anlagenbetreiber sind Hochspannungs-Betriebsmittel in der Regel Komponenten von ganz zentraler Bedeutung. Um Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Sicherheit von Anlagen technisch und wirtschaftlich optimal zu gewährleisten, ist eine gezielte laufende Instandhaltung und Diagnostik an diesen "noblen" Betriebsmitteln entscheidend.

Dazu sind nun geeignete Methoden und Instrumente anzuwenden, um aussagekräftige Zustandsbewertungen zu erreichen.

Im Folgenden sollen einige Aspekte zum Tagungsthema erläutert werden.

2 Übersicht über die Diagnose-Aktivitäten und –Verfahren bei der KHR

Die KHR ist die grösste Kraftwerksgruppe im Kanton Graubünden und eine der grössten der Schweiz mit einer Jahresproduktion von 1'500 Mio. kWh und einer installierten Leistung von 650 MW Turbinen und 90 MW Pumpen. Dazu gehören auch die grossen 220- und 380-kV-Schaltanlagen in Sils mit der Netzkupplung 220 kV - 380 kV von 2 mal 600 MVA, die im Europäischen Verbundnetz eine sehr wichtige Rolle spielen. Des Weiteren produzieren die KHR über 40 % der gesamten Traktionsenergie der Rhätischen Bahn aus sauberer Wasserkraft und versorgen die Konzessionsgemeinden im Domleschg, Schams, Avers und Rheinwald mit Energie.

Eine grosse Anzahl von 220- und 380-kV-Komponenten stehen in den umfangreichen Anlagen der KHR im Einsatz. Die heute zum Teil über 40-jährigen Anlagen stellen an die Mannschaft sehr hohe Anforderungen. Die grosse Erfahrung und das Know-how des Personals ermöglichen die wirtschaftliche Instandhaltung und laufende Erneuerung des Anlagenparks.

2.1 In die Diagnose-Aktivitäten einbezogene Hochspannungs-Betriebsmittel

- Generatoren 15 grosse Maschinensätze
- Trafos inkl. Durchführungen 37 Trafo-Pole (220 kV oder 380 kV)
- Messwandler über 100 Wandler (220 kV oder 380 kV)
- Kabel und Zubehör 30 Kabelstrecken 220 kV
- Leistungsschalter 90 SF₆ - Schalterpole
12 Ölarme Schalterpole
4 Druckluftschalter als Generatorschalter

2.2 Angewandte Diagnose-Methoden

Je nach Betriebsmittel werden natürlich unterschiedliche Methoden angewandt:

- Sichtkontrollen / Mechanische Kontrollen
- Funktionskontrollen der Überwachungs- und Schutzeinrichtungen
- Thermo-Visionskontrollen
- Isolier-Öl-Diagnostik
 - einfache Durchschlagsprüfungen
 - physikalische / chemische Prüfungen
 - Gas-in-Öl-Analysen
- Vor-Ort-Diagnose TE / FRA / PDC
(1. als Referenzmessung, 2. bei grösseren Problemen)
- $\tan \delta$ und C (bei Kabeln und Durchführungen)
- Online-Gas-Monitoring (z.B. bei "gasenden" Trafos)

Wichtige Grundlagen für Zustandsdiagnosen sind die vollständigen Kenntnisse über den Anlagenbestand und die History der einzelnen Komponenten.

Hohe Fachkompetenz interner und externer Spezialisten ist notwendig, sodass im "normalen" Betrieb aber auch bei auftretenden Störungen die richtigen Massnahmen zur Diagnose ergriffen werden

2.3 Referenzmessungen im Neuzustand und vor Ort

Bei der Beschaffung von Hochspannungs-Betriebsmitteln werden bei Herstellern in der Regel umfangreiche Prüfungen zur Abnahme durchgeführt. Diese Prüfungen dienen einerseits zur Kontrolle von vertraglich festgelegten Eigenschaften andererseits aber auch als Referenz für Zustandsdiagnosen im späteren Betrieb.

Bei allen 220- und 380-kV-Transformatoren werden bei der KHR auch vor Ort Referenzmessungen durchgeführt (TE / FRA/PDC). Damit kann sichergestellt werden, dass keine Transport- oder Montageschäden eingetreten sind und es sind somit zuverlässige Referenzdaten mit den Einflüssen der Anlage vor Ort bekannt.

Die vollständige Dokumentation dieser Vor-Ort-Messungen muss so erfolgen, dass auch nach längerer Zeit die Resultate noch mit neueren Messmethoden vergleichbar sind.

3 Monitoring aus Sicht des Betreibers

3.1 Erfassen von Messgrößen im Betrieb (Beispiele)

- Wicklungs-, Eisentemperatur
- Öltemperatur
- Öl-, Luft- und Wasserströmung
- Ölstände
- Gasdruck bei Leistungsschaltern
- Buchholz (Warnung)
- periodische Thermo-Visionmessungen
- etc.

Beim Ansprechen von Grenzwerten sind weitere Massnahmen zur genauen Zustandsbewertung nötig.

3.2 Diagnose an Betriebsmitteln ausser Betrieb

- Widerstands-Messungen
- Isolations-Prüfungen
- Übersetzungs-Messungen
- Ölanalytik (Gas-in-Öl, Isolieröl-Vollanalyse [chem. u. phys.], Furan-Analyse)
- Messungen von C und $\tan \delta$
- TE / FRA / PDC
- etc.

Periodizität abhängig von Bedeutung, Alter etc. des Betriebsmittels

3.3 Online-Monitoring

Abhängig von der Bedeutung eines Betriebsmittels (insbesondere bei Grosstrafos) kann der Einsatz von Online-Monitoring-Systemen sinnvoll sein.

Aus unserer Sicht ist jedoch z.B. der Einsatz eines Gasmonitoring-Systems erst an einem auffällig gewordenen Betriebsmittel sinnvoll und angezeigt.

4 Wahl und Anwendung von Instandhaltungs- und Erneuerungs-Strategien

Wichtige Grundlage für eine optimale Instandhaltungs- und Erneuerungs-Strategie ist die Fachkompetenz des Personals. Je nach Anlagengrösse kann so auch ein optimaler Mix zwischen internen und externen Leistungen erfolgen. In der Regel sind für die Hochspannungsbetriebsmittel unterschiedliche Instandhaltungs- und Erneuerungs-Strategien anzuwenden:

- Bei öl- und gasisolierten Systemen eher vorbeugend (in der Regel schwierige und aufwendige Fehlersuche)
- Bei Feststoffisolationen eher situativ (Fehler können einfach lokalisiert werden)
- Der Betrieb von Reserve-Elementen muss systematisch erfolgen
- Es können grundsätzlich keine sogenannten "Patentrezepte" zur Anwendung gelangen

Nicht mehr unbedingt modern aber bewährt: Vorbeugende Instandhaltung ⇨ bei "noble Parts" oft einfach das einzig Richtige!

4.1 Diagnose bei KHR

- Aktuell sind an allen 220- und 380-kV-Trafos Referenzmessungen TE / FRA / PDC durchgeführt und dokumentiert.
- Bei Problemfällen wird als erste Intervention wie schon lange bewährt immer eine Öl- und wenn möglich eine Gas-Analyse durchgeführt.
- Online-Monitoring-Systeme (z.B. Hydran-Sensoren) werden bisher nur bei Problemfällen eingesetzt

Beispiel: Maschinen-Trafos in der Zentrale Ferrera

10 Pole à 23 $\frac{1}{3}$ MVA 10.5 / 220 kV
(3 x 3 Pole und ein Reservepol, Baujahr 1961)

- Nach einem Buchholz-Alarm wurde Trafopol sofort ausser Betrieb genommen
- Der weitere Betrieb der Trafogruppe erfolgte mit dem Reservepol

- Öl- und Gas-Analysen zeigten sehr schlechte Werte
- Weiter wurden vor-Ort TE- / FRA- / PDC – Messungen durchgeführt
- Schliesslich führte dies zum Ausbau und zur Inspektion des Aktivteils

Im weiteren Verlauf wurde ein Wasserstoffsensoren zur Online-Überwachung während längerer Zeit eingesetzt. so wurde der Trafopol bei Versuchen laufend zusätzlich überwacht. Schliesslich führte dies zum Ausbau und zur Inspektion des Aktivteils

Ein eindeutiger Fehler konnte nicht lokalisiert werden. Schliesslich führten weitere Analysen (an allen Trafopolen) und Argumente zur Entscheidung den Ersatz aller 10 Pole möglichst bald auszuführen.

5 Anforderungen an Diagnose-Systeme heute und künftig

Grundsätzlich sollte jedes Überwachungs-, Diagnose- oder Schutzsystem mindestens so zuverlässig sein wie das zu betrachtende Betriebsmittel selbst.

So können einzelne oder kombinierte Systeme günstig und wirtschaftlich eingesetzt und betrieben werden.

Für einen Anlagebetreiber ist äusserst wichtig, für eine erste Intervention bei Problemfällen klare Entscheidungskriterien im Betrieb festlegen zu können. Die Festlegung von solchen Grenzwerten muss in Absprache mit den Lieferanten von Betriebsmitteln und den Anbietern von Diagnosesystemen erfolgen.

Weitergehende Zustandsanalysen bei "hartnäckigen Problemen" wie sie in der Praxis eben einfach vorkommen sind Diagnosen in Zusammenarbeit mit externen Spezialisten auch vor Ort sehr hilfreich und liefern gute Resultate, so dass zweckmässige Vorgehensweisen geplant werden können.

Die Resultate von Diagnosen von der Routinekontrolle bis zur aufwendigen Spezialistenmessung müssen auch nach längerer Zeit nachvollziehbar sein und möglichst einfach dokumentiert werden.

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2005

Isolationsdiagnose an Hochspannungsbetriebsmitteln

Teilentladungsmessungen vor Ort, Prüfobjekte, Methoden und Aussagekraft

Dr. Thomas Heizmann

Dipl. El.-Ing. ETH

Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich

1987	Abschluss als El.-Ing. ETHZ
1994	Promotion als Dr. sc. techn. an der ETHZ
1995-1997	Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich, Versuchsingenieur
1998-2002	Nexans Suisse SA, Cortaillod, Leiter Engineering Energiekabel
seit 2003	FKH, Zürich, Versuchsingenieur und Vertreter Westschweiz

Teilentladungsmessungen vor Ort, Prüfobjekte, Methoden und Aussagekraft

Dr. Thomas Heizmann

Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich

1. Einleitung

Die Messung von Teilentladungen (TE) ist bei vielen Apparaten der elektrischen Energieversorgung ein wichtiger Bestandteil der Qualitätssicherung bei Routineprüfungen im Werk. Die Messungen werden in der Regel in geschirmten Labors durchgeführt und sind durch nationale und internationale Normen abgedeckt.

Der vorliegende Beitrag zeigt, dass mit geeigneten Anpassungen der Messmethoden an die Prüfobjekte und Prüfsituationen auch unter Vor-Ort-Bedingungen aussagekräftige Teilentladungsmessungen ausgeführt werden können.

1.1 Klassische Teilentladungsmessung

Das Ziel der klassischen Teilentladungsmessung nach IEC 60270 ist die Erfassung der scheinbaren Ladung von Teilentladungen. Für die Bestimmung der scheinbaren Ladung werden Bandpassfilter eingesetzt, welche eine Quasi-Integration der von den Teilentladungen herrührenden Stromimpulse bewirken. Die Integration ist nur dann korrekt, wenn die obere Bandbreite eines breitbandigen bzw. die Mittenfrequenz eines schmalbandigen TE-Messsystems kleiner als die obere Bandgrenze des Teilentladungsimpulses ist.

In der IEC 60270 werden folgende Bandgrenzen genannt:

Breitbandige TE-Messsysteme $30 \text{ kHz} \leq f_1 \leq 100 \text{ kHz}$
 $f_2 \leq 500 \text{ kHz}$
 $100 \text{ kHz} \leq \Delta f \leq 400 \text{ kHz}$

Schmalbandige TE-Messsysteme $9 \text{ kHz} \leq \Delta f \leq 30 \text{ kHz}$
 $50 \text{ kHz} \leq f_m \leq 1 \text{ MHz}$

Der Vorteil der Kalibration und der Erfassung der scheinbaren Ladung liegt in der Vergleichbarkeit der Messungen. Der Nachteil ist aus den angegebenen Bandgrenzen sichtbar: Diese liegen im Bereich von Rundfunk- und einer Vielzahl anderer durch elektrotechnische Systeme erzeugten Störungen.

Eine ausführliche Behandlung der klassischen TE-Messtechnik findet sich im Beitrag „Technische und physikalische Hintergründe für die Entwicklung der modernen Verfahren zur Isolationsdiagnose“ von W. Zaengl.

1.2 Vor-Ort-Teilentladungsmessung

Bei der Teilentladungsmessung vor Ort in ungeschirmter Umgebung hat man in der Regel mit Störungen zu kämpfen, welche eine 100% normengerechte Durchführung der Teilentladungsmessung verunmöglichen.

Eine effiziente Störsignal-Unterdrückung wird bei der Vor-Ort-TE-Messung sowohl durch die Wahl der Frequenz der Prüfspannung als auch durch ein dafür optimiertes TE-Mess-System erreicht.

Die FKH hat sich in den letzten Jahren eine grosse Erfahrung in der Vor-Ort-Teilentladungsmessung von folgenden Hochspannungsbetriebsmitteln angeeignet:

- Gasisolierte Schaltanlagen
- Hoch- und Mittelspannungskabeln
- Giessharzisierten Wandlern, Stromschienen und Durchführungen
- Transformatoren

Zur Unterdrückung von netzsynchronen Störungen („50-Hz-Störungen“ wie z.B. Korona von benachbarten, im Betrieb stehenden Teilen der Anlage; Frequenzumrichter etc.) werden Prüfspannungsquellen verwendet, welche sich bei von 50 Hz abweichenden Frequenzen betreiben lassen. Diese Massnahme ermöglicht in Kombination mit einem digitalen Impulserfassungssystem eine sehr effiziente Störunterdrückung.

In der Regel ist es notwendig, dass die verwendeten Prüfquellen „TE-frei“ sind, d.h. das z.B. elektronische Frequenzumrichter gefiltert sein müssen (Ausnahmen siehe später). Ebenso müssen, um TE-Aktivitäten im Prüfaufbau zu vermeiden, vor Ort die gleichen Feldabschirmungsmassnahmen getroffen werden wie bei einer TE-Messung im Hochspannungsprüflabor.

Die Hauptkomponenten eines Vor-Ort-TE-Messsystems für die Identifizierung und Lokalisierung von Fehlerstellen aus dem elektrischem Signal sind:

- Spektrumanalysator als selektives Bandpassfilter
- Digitales Impulserfassungssystem zur phasenauflösenden TE-Messung
- Vierkanal Digital-Speicher-Oszilloskop zur Lokalisierung von TE-Quellen

Darüber hinaus können fallweise auch akustische und optische Messeinrichtungen zum Einsatz kommen.

Die von den unterschiedlichen Sensoren kommenden Signale werden in der Regel mit einem Spektrum-Analysator in einem möglichst störungsfreien Frequenzbereich schmalbandig gefiltert und zur phasenaufgelösten Darstellung an das TE-Messgerät weitergeleitet. Durch die netzasynchrone Prüfspannung wird eine weitere wirksame Störunterdrückung erreicht. Zur Netzfrequenz synchrone Störimpulse weisen dann keine Korrelation zur Prüfspannung auf und können bei einer statistischen Auswertung diskriminiert werden.

2. Gasisolierte Schaltanlagen (GIS)

Die klassische TE-Messung findet auch bei der Vor-Ort-Prüfung von GIS Anwendung, allerdings nur in Kombination mit einem gekapselten, angeflanschten Prüftransformator sowie einem gekapselten Koppelkondensator. Wird eine luftisolierte Prüfanlage und ein luftisolierter Koppelkondensator verwendet, ist der Grundstörpegel für eine normenkonforme TE-Messung ($TE < 5 \text{ pC}$) zu hoch.

Bei der flexibleren Einspeisung der Prüfspannung mit einer modularen Serie-Resonanzanlage (siehe Abbildung 1) wird normalerweise die sogenannte UHF-TE-Messtechnik angewandt. Bei dieser Messtechnik, die in einem Frequenzbereich von 100 MHz - 2000 MHz operiert, kann auch unter Vor-Ort-Bedingungen ein Störpegel bzw. eine Empfindlichkeit von 1 - 2 pC erreicht werden (ermittelt durch direkte Vergleichsmessungen). Dank den hohen Messfrequenzen, ist es nicht erforderlich, dass die Einspeisequelle (Frequenzumrichter) gefiltert („TE-frei“) ist.

Der Nachteil der UHF-TE-Messtechnik ist, dass es nicht möglich ist, die scheinbare Ladung der TE-Impulse genau zu quantifizieren, was den Vergleich von Messungen und die Beurteilung, ob die in den Normen vorgeschriebenen Pegel in pC überschritten sind oder nicht, erschwert. Es ist ersichtlich, dass wir in diesem Frequenzbereich weit über dem flachen Teil des Spektrums liegen. Aus einem solchen Signal lässt sich die scheinbare Ladung somit nicht eruieren. Eine andere Überlegung zeigt dies auch: das angegebene Frequenzband entspricht Wellenlängen von 3 m bis 0.17 m, die wesentlich kleiner als die Dimensionen einer GIS sind. Daraus wird klar, dass die gemessenen Signale sowohl vom Ort der TE als auch von der Impulsform der TE abhängig sind, Tatsachen, die dem Konzept der scheinbaren Ladung widersprechen. Aus der qualitativen Beurteilung der TE-Aufzeichnungen und den Größenordnungen der TE-Impulse kann aber das Vorliegen eines wesentlichen Isolationsfehlers in der Regel erkannt werden. Mit einem von der CIGRE vorgeschlagenen Empfindlichkeitstest wird ausserdem vor jeder GIS-TE-Prüfung vor Ort verifiziert, dass Teilentladungen von Fremtteilchen mit einer scheinbaren Ladung von 5 pC überall in der Anlage mit den vorhandenen Sensoren erfasst werden können.



Abbildung 1: Modulare Serie-Resonanzanlage (Einspeisung in die GIS über ein Trafokabel)

2.1 TE- Messtechnik

Bei der UHF-TE-Messtechnik werden die von Teilentladungen erzeugten elektromagnetischen Wellen mittels kapazitiven Feldsonden (TE-Sensoren) erfasst. Abbildung 2 zeigt als Beispiel eine in einen Gehäusedeckel integrierte Feldsonde.



Abbildung 2: In einen Gehäusedeckel integrierte Feldsonde (TE-Sensor)

Direkt an den Anschluss der Feldsonde wird ein Vorverstärker angeschlossen, dessen Ausgang über ein Kabel mit dem Messsystem verbunden ist. Abbildung 3 zeigt das UHF-TE-Messsystem.



Abbildung 3: Ansicht des UHF-TE-Messsystems

Das Messsystem besitzt 12 Kanäle, mittels eines Messstellenumschalters können die einzelnen Kanäle mit einem Digitaloszilloskopen, einem Spektrumanalysator und einem phasenaufösenden Teilentladungsmesssystem weiter verarbeitet werden. Abbildung 4 zeigt ein Blockdiagramm des Messsystems

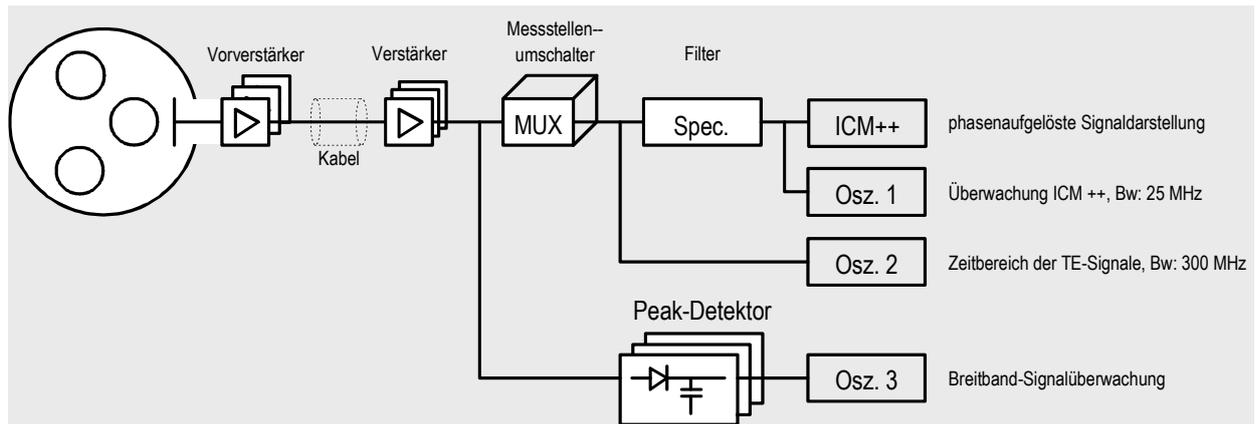


Abbildung 4: Blockdiagramm des UHF-TE-Messsystems

2.3 Störpegel vor Ort

Abbildung 5 und Abbildung 6 zeigen Beispiele eines geringen und eines hohen Störpegels (eingekoppelt über angeschlossene Hochspannungskabel). Durch die Wahl einer geeigneten Messfrequenz gelingt es auch bei hohen Störpegeln, empfindliche TE-Messungen durchzuführen.

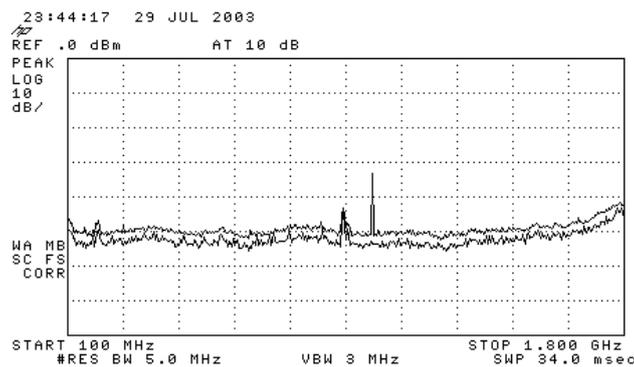


Abbildung 5: Geringer Störpegel
oben: Aufzeichnung des Spektrums während der TE-Prüfung unter Spannung
unten: Vor der Prüfung aufgezeichnetes Hintergrundspektrum

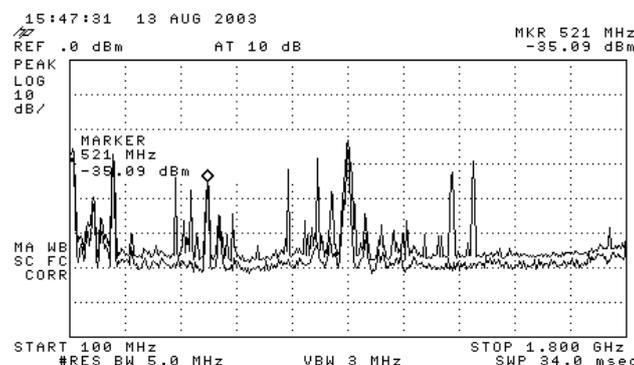


Abbildung 6: Hoher Störpegel
oben: Aufzeichnung des Spektrums während der TE-Prüfung unter Spannung
unten: Vor der Prüfung aufgezeichnetes Hintergrundspektrum

2.4 Beispiel einer gemessenen Teilentladung

Abbildung 7 zeigt das Spektrum von 100 MHz bis 1800 MHz einer realen TE in einer GIS (die untere Kurve repräsentiert den Grundstörpegel).

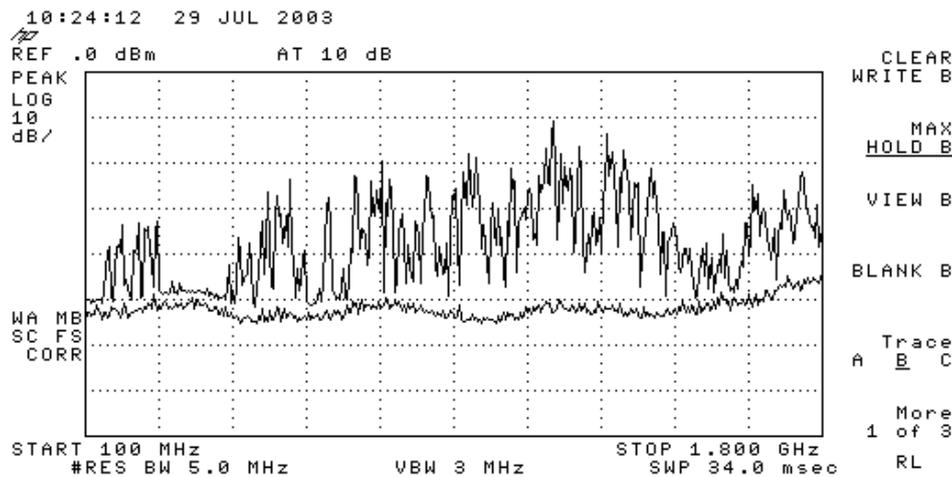


Abbildung 7: Spektrum von 100 MHz bis 1800 MHz einer realen TE in einer GIS
 oben: Aufzeichnung des Spektrums während der TE-Prüfung unter Spannung
 unten: Vor der Prüfung aufgezeichnetes Hintergrundspektrum

Aus dem Spektrum von Abbildung 7 ist nicht zweifelsfrei ersichtlich, ob es sich um eine externe Störung oder eine Teilentladung handelt. Erst die Weiterverarbeitung mit dem phasenauflösenden TE-Messsystem gibt Aufschluss, ob und wie die gemessenen Signale mit der Prüfspannung korreliert sind. Abbildung 8 zeigt die Bandpassfilterantwort um 755 MHz des Signals aus Abbildung 7 in Abhängigkeit der Phase der angelegten Prüfspannung. Es ist ersichtlich, dass die Signale phasenkorreliert sind. Das gezeigte Muster ist charakteristisch für die Teilentladungen eines springenden Teilchens.

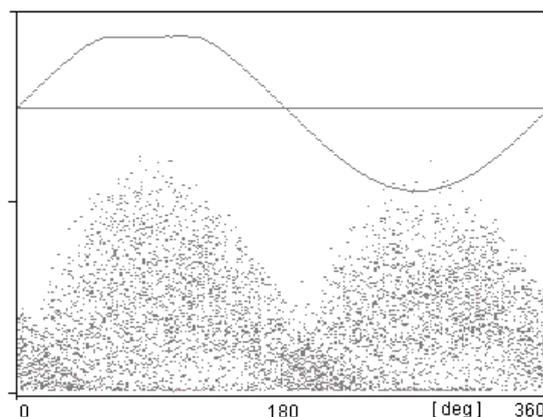


Abbildung 8: TE-Muster des Signals aus Abbildung 4 bei einer Mittenfrequenz von 755 MHz

Abbildung 9 zeigt eine Tabelle mit den gesammelten GIS-Prüfresultaten der FKH.

Um	Anzahl	Stoss	AC	AC + TE konv.	AC + TE UHF	Überschläge	TE
420	4	1				1	
			3			1 (alte Anlage)	
245	3		1		2		1
170	7			1			
					6	1	2
145	10		1				
				5			
					4		2 (1 KEV)
123	19	3				1	
			2				
					14	2	5
72.5	6	2				2	
					4		2
36	1		1			1 (KEV)	
24	1		1				
Total	50	6	8	6	30	9	12

Abbildung 9: Gesammelte GIS-Prüferfahrung der FKH

2.5 Schlussfolgerungen

Insgesamt können folgende Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Die Spannungsprüfung kombiniert mit der UHF-TE-Messung ist eine wirksame Methode zur Qualitätssicherung vor Ort
- Die UHF-TE-Messung besitzt praktisch unter allen Bedingungen eine hohe Empfindlichkeit, dies gilt insbesondere für die Detektion von beweglichen Teilchen und Verschmutzungen bzw. Teilchen auf Isolatoren
- Spannungswandler und angeschlossene Hochspannungskabel sollen mitgeprüft werden (Dies kann insbesondere bei Prüfungen mit Serieresonanzanlagen durch Wahl einer erhöhten Prüffrequenz realisiert werden.)
- Die optimale Einspeisart (Prüfspannungsanschluss) ist von Fall zu Fall zu bestimmen
- Die Prüfbedingungen (Pegel, TE-Messspannung, Wandler, Kabel etc.) sollen schon bei der Ausschreibung definiert werden.

3. Hoch- und Mittelspannungskabel¹

Seit 1996 werden in der Schweiz Teilentladungsprüfungen an verlegten Hochspannungskabeln durchgeführt. Im Rahmen von Vor-Ort-Abnahmeprüfungen bezwecken diese Messungen in erster Linie einen erweiterten Qualitätstest am betriebsbereit verlegten Kabel nach Montage aller Kabelgarnituren. Dies gilt insbesondere für moderne kunststoffisolierte Hochspannungskabel, auf welche sich der vorliegende Beitrag in erster Linie bezieht. Die Hochspannungserzeugung für solche Prüfungen erfolgt in der Regel mittels einer mobilen Serieresonanzanlage.

3.1 Erzeugung der Prüfspannung

Zur Erzeugung der Prüfspannung vor Ort wird bevorzugt eine Serie-Resonanz-Anlage mit variabler Frequenz eingesetzt, wie sie von der FKH seit 1980 auch für Kabelprüfungen eingesetzt wird.

Elektronische Frequenzumrichter müssen durch Abschirmung und Filterung für den Einsatz als Speisequelle für TE-Messungen tauglich gemacht werden.

3.2 Störumgebung bei Vor-Ort-Messungen

Abbildung 10 zeigt das an einem Kabelschirm ausgekoppelte Störspektrum und das Spektrum des 100-pC-Kalibratorimpulses in einem Frequenzbereich von 100 kHz bis 10.1 MHz. Es ist ersichtlich, dass bis zu Frequenzen von ca. 4 MHz Störungen vorhanden sind, die einen Grundstörpegel von über 10 pC bis zu über 100 pC bewirken. Bei der gewählten Messfrequenz von 4.8 MHz konnten die Messungen mit einem Grundstörpegel von lediglich 2 - 4 pC durchgeführt werden.

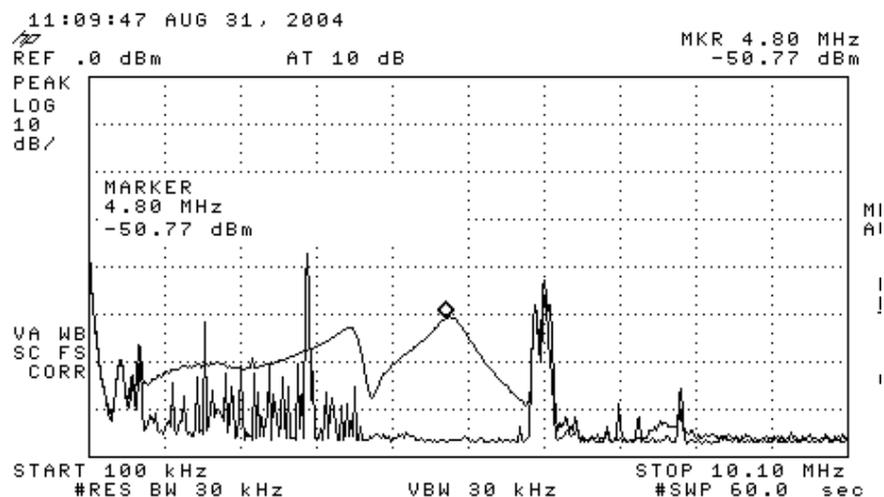


Abbildung 10: TE-Auskopplung am Kabelschirm: Grundstörspektrum und Spektrum des 100-pC-Kalibratorimpulses

¹ Auszug aus: G. Storf und Th. Heizmann: „Teilentladungserfassung an Hochspannungskabelendverschlüssen und -muffen vor Ort: Methoden und Erfahrungen“, ETG-Fachtagung Diagnostik 9. – 10. März 2004 in Köln.

3.3 Auskopplung der TE-Signale

Die Teilentladungen können über einen Koppelkondensator und einen Vierpol ausgekoppelt werden. Das Messsignal wird anschliessend wie oben beschrieben weiterverarbeitet.



Abbildung 11: Prinzip der elektrischen TE-Messung mit Koppelkondensator



Abbildung 12: Prüfanlage mit Koppelkondensator, Freiluftendverschluss

Alternativ können die Teilentladungen auch mittels eines Vierpols über den enterdeten Kabelschirm ausgekoppelt und weiterverarbeitet werden.



Abbildung 13: Prinzip der TE-Auskopplung am Kabelschirm

Bei entsprechender Wahl des Messfrequenzbereichs ist es mit dieser Methode auch möglich, Teilentladungen zu erfassen, die im Kabel (in grösserem Abstand vom Endverschluss) erzeugt worden sind. Allerdings ist damit zu rechnen, dass dem Teilentladungssignal auf dem Kabelschirm ein hoher Störpegel überlagert ist, der eine empfindliche TE-Detektion bei den notwendigerweise tiefen Messfrequenzen erschwert.

3.4 TE-Messung an Muffen

Bei den bisher gemachten TE-Messungen an Hochspannungs-Kabelmuffen kamen Sensoren zum Einsatz, die auf der induktiven Auskopplung des Signals eines kapazitiven Messbelags beruhen. Der TE-Sensor besteht aus einem Ferritkern, durch den die Verbindung des Schirmbelags des Muffenkörpers zum Kabelschirm geführt wird. Die Messwicklung besteht ebenfalls aus einer einzigen Windung um den Ferritkern, die auf eine HF-Koaxialbuchse am Muffengehäuse geführt wird.

Messungen an einer abgeschnittenen Muffe im Labor haben gezeigt, dass ein derartig aufgebauter Sensor eine Bandpasscharakteristik mit einem Durchlassbereich von ca. 12 MHz - 40 MHz besitzt. Vergleichende TE-Messungen haben weiter ergeben, dass die detektierbare Ladung unter 5 pC liegt.

In der Regel wird es notwendig sein, das vom Sensor erfasste Signal direkt an der Muffe mit einem rauscharmen Vorverstärker zu verstärken.

Im genannten Messfrequenzbereich sind stärkere Teilentladungen, die aus dem Kabel kommen (oder externe Störungen) über eine Distanz von einigen hundert Metern noch erfassbar.

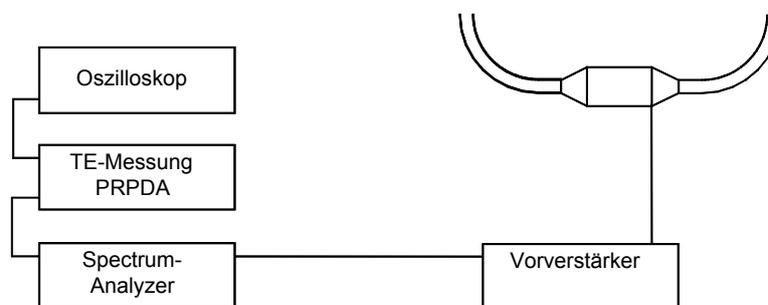


Abbildung 14: Prinzip einer Crossbondingmuffe mit eingebautem TE-Sensor



Abbildung 15: TE-Messung an einer Crossbondingmuffe mit eingebautem TE-Sensor

3.5 Beispiel aus der Vor-Ort-Praxis

Als Beispiel für einen TE-Befund kann eine 110-kV-Kabelverbindung herangezogen werden, bei welcher bei der TE-Messung mit einem Koppelkondensator bei 128 kV Prüfspannung eine TE-Aktivität von bis zu 60 pC festgestellt werden konnte (siehe Abbildung 16). Mit den akustischen Sensoren konnten selbst bei Nennspannung an der Endverschlussgrundplatte Entladungen geortet werden, womit klar war, dass sich der Isolationsdefekt im Endverschluss befindet.

Alle drei Freiluftendverschlüsse wurden ausgewechselt und haben die anschliessend wiederholte Hochspannungsprüfung mit TE-Messung bestanden.

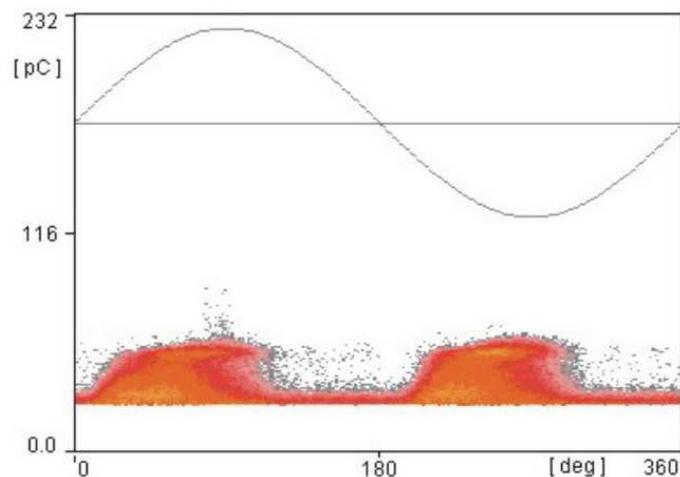


Abbildung 16: Teilentladungen in Freiluftendverschlüssen

3.6 Zusammenfassung

Grundsätzlich ist es heute möglich, an verlegten Kabeln vor Ort Teilentladungsmessungen erfolgreich durchzuführen. Im Gegensatz zu reinen Spannungshalteprüfungen ist eine gesicherte Diagnosestellung bei einer Prüfung mit TE-Messung wesentlich anspruchsvoller, da verlässlich verifiziert werden muss, ob die gemessenen TE-Pulse wirklich vom Prüfling und nicht etwa von der Prüfanlage oder von externen Störquellen abstammen.

Diverse Auskopplungsmethoden können vor Ort nicht wirklich kalibriert werden. Allerdings sind viele Betreiber der Auffassung, dass jede detektierte Teilentladung auch ohne exakte Bestimmung der scheinbaren Ladung ein Betriebsrisiko darstellt.

Die genaue Ortung der Fehlerstelle ist je nach Dämpfung nicht immer möglich.

Es hat sich in der Praxis gezeigt, dass es von Vorteil ist verschiedene Methoden vor Ort anwenden zu können. Die Kombination verschiedener Messung gibt eine Absicherung bei der Beurteilung allfälliger TE-Signale.

Kabelgarnituren mit vom Hersteller vorgesehenen und spezifizierten TE-Sensoren haben sich bei Vor-Ort-Messungen bewährt. Die Erfahrung hat gezeigt, dass bisher sowohl die Messempfindlichkeit ausreichend, als auch die Lokalisierung einer Fehlerstelle einfach möglich ist.

4 Giessharzisierte Wandler, Stromschienen und Durchführungen

4.1 Umfrage über Ausfallraten von giessharzisierten Messwandlern

Nach Ausfällen von älteren giessharzisierten Messwandlern und anderen giessharzisierten Netzkomponenten in verschiedenen schweizerischen Verteilnetzen wurde die FKH in den letzten Jahre immer wieder mit systematischen Abklärungen des Isolationszustands dieser Betriebsmittel beauftragt.

Da in den einschlägigen Schadensstatistiken (VSE und VDN) keine spezifischen Angaben über giessharzisierte Messwandler vorliegen, wurde unter anderem auch beschlossen, eine Umfrage bei einer grösseren Anzahl Verteilnetzbetreiber durchzuführen. Das Alter der erfassten Gruppen reichte von 2 bis 50 Jahren, wobei der Mittelwert bei ca. 18 Jahren lag.

Abbildung 17 zeigt die Ausfallrate der Messwandler in Abhängigkeit der Betriebsspannung. Unter Ausfallrate wird der Anteil Messwandler eines Kollektivs verstanden, welcher in einem Jahr durch Isolationsversagen ausfällt.

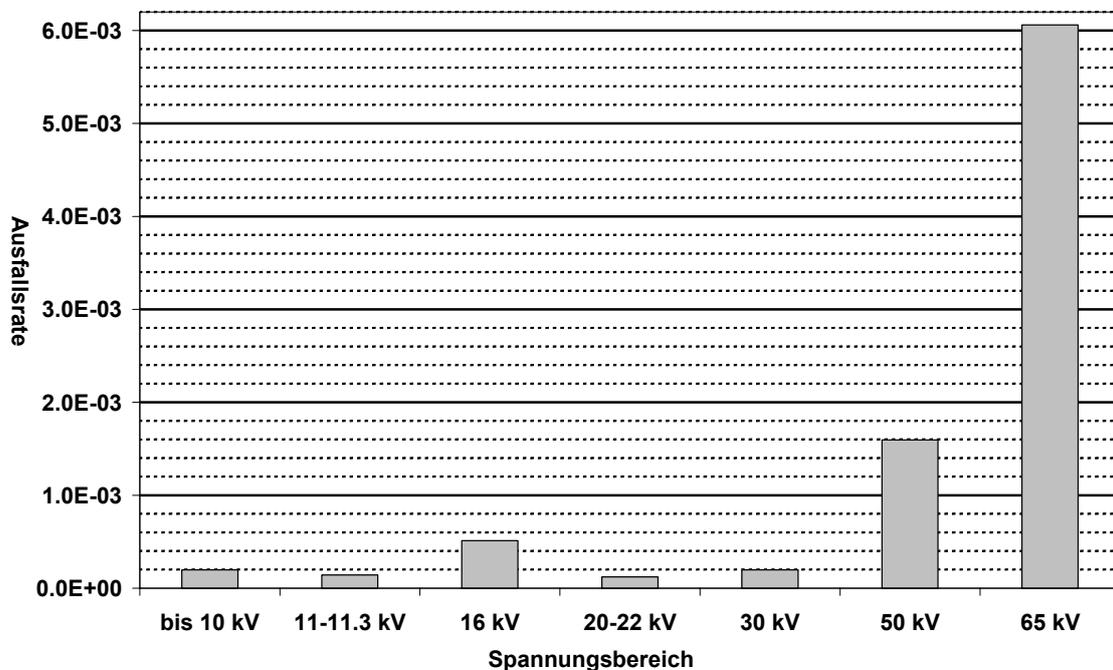


Abbildung 17 Ausfallrate (ausgefallener Anteil pro Jahr) in unterschiedlichen Betriebsspannungsbereichen für alle erfassten Messwandler

Dem Histogramm ist zu entnehmen, dass die Ausfallraten bei den Messwandlern auf der Hochspannungsebene: 50 kV und 65 kV wesentlich höher liegen, als bei den Mittelspannungswandlern. Bei 50 kV übersteigen sie die Ausfallraten der Mittelspannungsmesswandler um einen Faktor 10, bei 65 kV um ca. einen Faktor 30.

4.2 Messungen an giessharzisierten Messwandlern vor Ort und im Labor

a) Hochspannungswandler

Die grosse Ausfallrate bei höheren Spannungen wird seither in den Labors der FKH und vor Ort in Schaltanlagen intensiv untersucht.

Es sollte festgestellt werden, wie weit das Vorliegen von Giessharzmessgruppen mit problematischer Isolationen in diesem Spannungsbereich verbreitet ist. Ausserdem wurde die Teilentladungsmessung als wirksames Hilfsmittel zur Ausmusterung von Exemplaren mit schadhafter Isolation erkannt.

Bei älteren Betriebsmitteln aus Netzen mit geerdetem Sternpunkt, die getestet werden sollen aber keine Schädigung dabei erleiden sollen, hat sich folgende Prüfprozedur durchgesetzt, wobei die Teilentladungen während der gesamten Prüfung aufgezeichnet werden:

Prüfsequenz: $1.1 U_0/\sqrt{3}$: ca. 3 min, $1.1 U_0$: 1 min, $1.1 U_0/\sqrt{3}$ kV: ca. 3 min

Relevant ist insbesondere das TE-Verhalten in der letzten Prüfphase nach der temporären Überspannung.

Abbildung 18 zeigt ein Prüfschema für eine Messgruppe (Spannungs- und Stromwandler), wobei der Spannungswandler für die Erzeugung der Prüfspannung verwendet wird, indem er von der Sekundärwicklung her gespeist wird. Dies ist in vielen Fällen nach Abklärung der thermischen Belastbarkeit möglich.

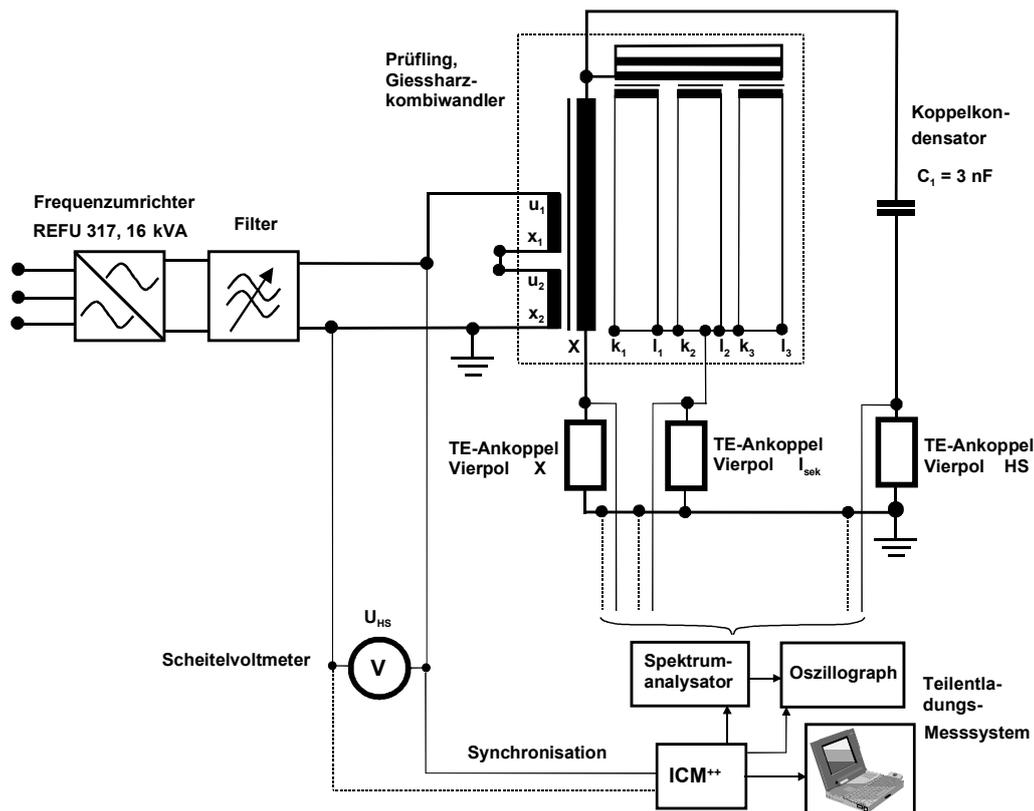


Abbildung 18 Schema der Versuchsschaltung zur TE-Messung an den Giessharz-Messgruppen

Zur Störungsunterdrückung vor Ort wird eine schmalbandige TE-Messung mit einem Spektralanalysator HP 8591E in einem Frequenzband durchgeführt, in welchem ein optimales Nutz-zu-Störsignal-Verhältnis festgestellt wird.

Mittenfrequenz: 3 MHz, Bandbreite: 300 kHz.

Der erreichte Grundstörpegel bei solchen Messungen liegt typischerweise zwischen 12 pC und 18 pC.



Abbildung 19 TE-Prüfeinrichtung: Links TE-Messeinrichtung, rechts Frequenzumrichter zur Einspeisung in die Sekundärwicklung des Spannungswandlers



Abbildung 20
Einspeisung der Prüfspannung in die Sekundärwicklungen des Spannungswandlers und TE-Ankopplung an den Stromwandlerwicklungen und der Hochspannungswicklung



Abbildung 21
TE-Auskopplung an einem externen Koppelkondensator

b) Mittelspannungsmesswandler

In einer 2004 durchgeführten Messkampagne wurde entschlossen, die Messung von 24-kV-Stromwandlern nicht vor Ort durchzuführen, sondern diese schrittweise durch Ersatzmaterial zu ersetzen und die Wandler im Labor zu prüfen.

Abbildung 22 und Abbildung 23 zeigen einen für die TE-Messung vorbereiteten Stromwandler bzw. die verwendete Messschaltung.



Abbildung 22

24-kV-Gießharzstromwandler, für die TE-Messung vorbereitet

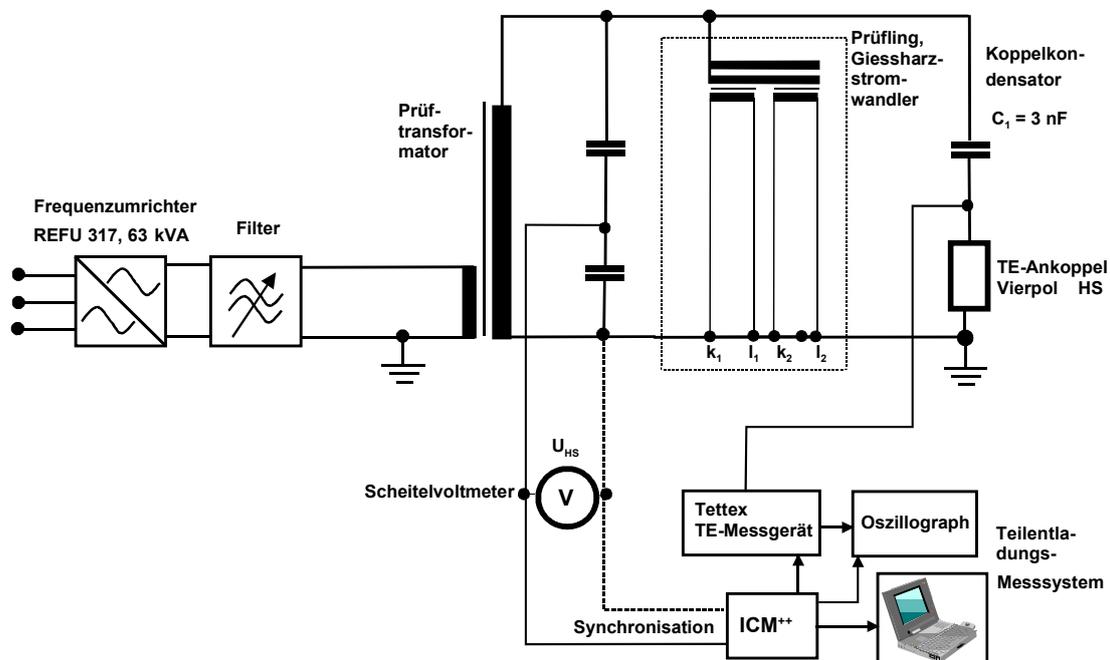


Abbildung 23 Schema der TE-Messschaltung zur Prüfung der Gießharzstromwandler

In Abbildung 24 sind einige typische TE-Muster abgebildet. Ähnliche Fehlerstellen (Spalte, Delaminationen) können recht unterschiedliche TE-Muster hervorrufen.

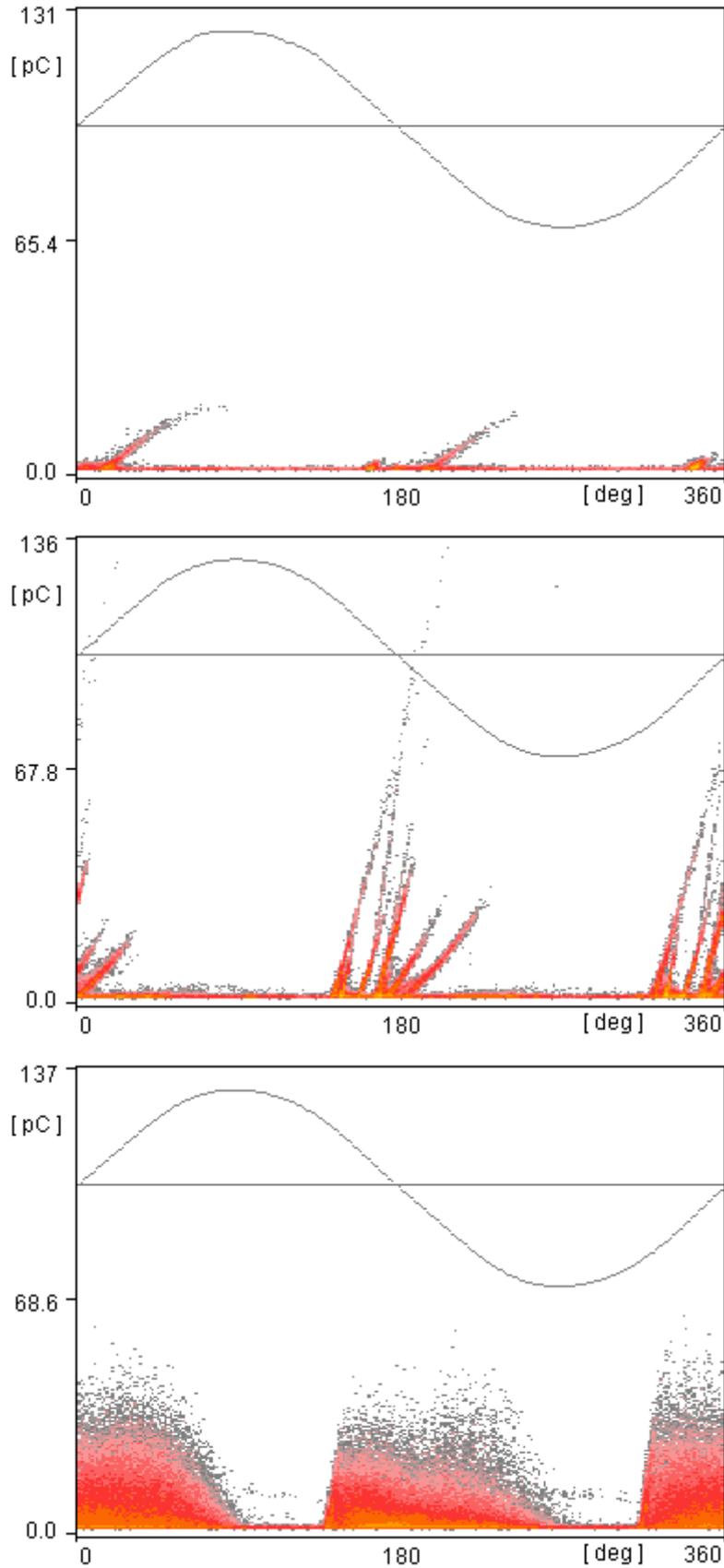


Abbildung 24 TE-Diagramme (TE-Muster) gemessen an drei Wandlern bei 24 kV Prüfspannung

Auswertung der Resultate

Zur Bewertung des Isolationszustands wurden folgende Güte-Kriterien definiert:

- I) Einsatzspannung >14 kV
- II) Aussatzspannung >14 kV
- III) TE-Pegel bei 24 kV ≤ 25 pC
- IV) TE-Pegel bei 29 kV ≤ 60 pC
- V) TE-Pegel am Ende des 24-kV-Zyklus ≤ 25 pC
- VI) TE-Pegel am Ende der Messungen bei 14 kV ≤ 3 pC

Abbildung 25 stellt ein Histogramm zu einem der Kriterien dar. Dieses gibt eine statistische Übersicht über die Anzahl Wandler, welche die Kriterien erfüllen und über das Ausmass mit welchem die Kriterien über- oder unterschritten werden.

Aufgrund der statistischen Auswertung wurden die gemessenen Wandler gemäss folgender Definition in vier Gruppen unterteilt:

1. Gruppe: Stromwandler ohne messbaren TE
2. Gruppe: Stromwandler, die alle Zustandskriterien erfüllen
3. Gruppe: Stromwandler, die nur ein einziges Zustandskriterium nicht erfüllen
4. Gruppe: Stromwandler, die mehrere Zustandskriterien nicht erfüllen

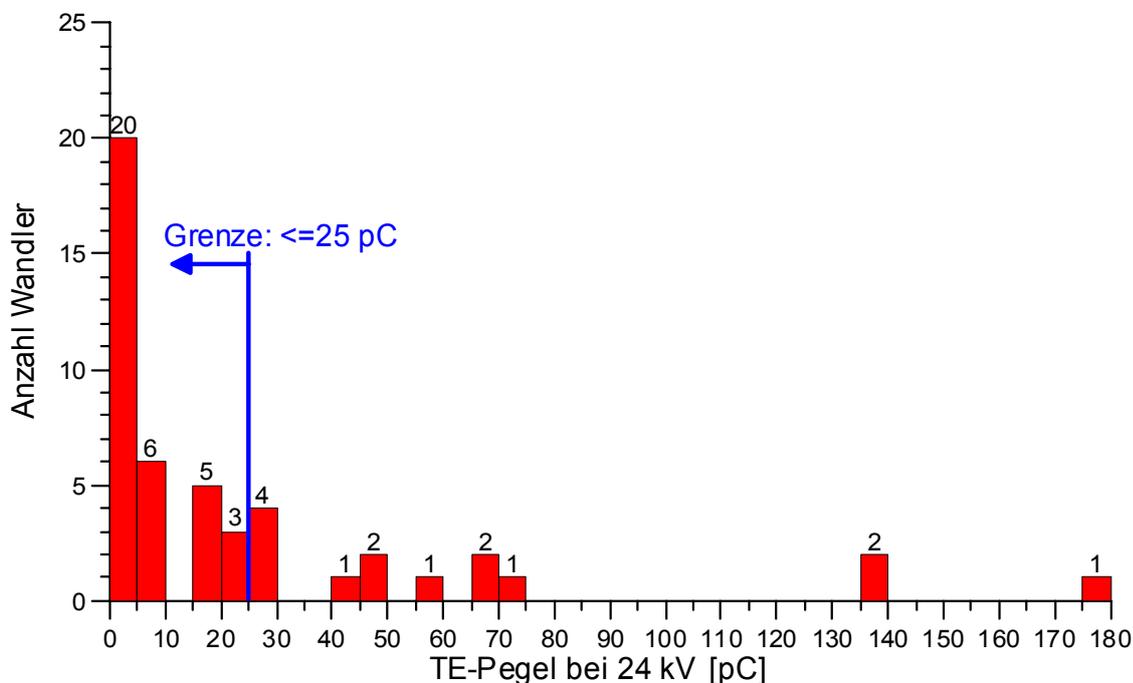


Abbildung 25 Histogramm für den TE-Pegel bei 24 kV.
Grenzwert für das Kriterium: TE-Pegel ≤ 25 pC

Im beschriebenen Projekt wurde empfohlen, Wandler der Gruppe 4, „problematisch“ nicht mehr einzusetzen.

4.3 Messungen an giessharzisierten Stromschienen und Durchführungen

Im Rahmen verschiedener Projekte wurden in den letzten Jahren Teilentladungsmessungen an giessharzisierten Stromschienen und Durchführungen vor Ort vorgenommen.

Als Spannungsquellen dienen sowohl Serie-Resonanzanlagen als auch Hochspannungs-Transformatoren. Die Auskopplung der Teilentladungen erfolgt über einen Koppelkondensator bzw. über den Schirm der Duresca-Schienen.

Die folgenden Abbildungen zeigen typische Prüfobjekte.



Abbildung 26 Duresca-Verbindungen

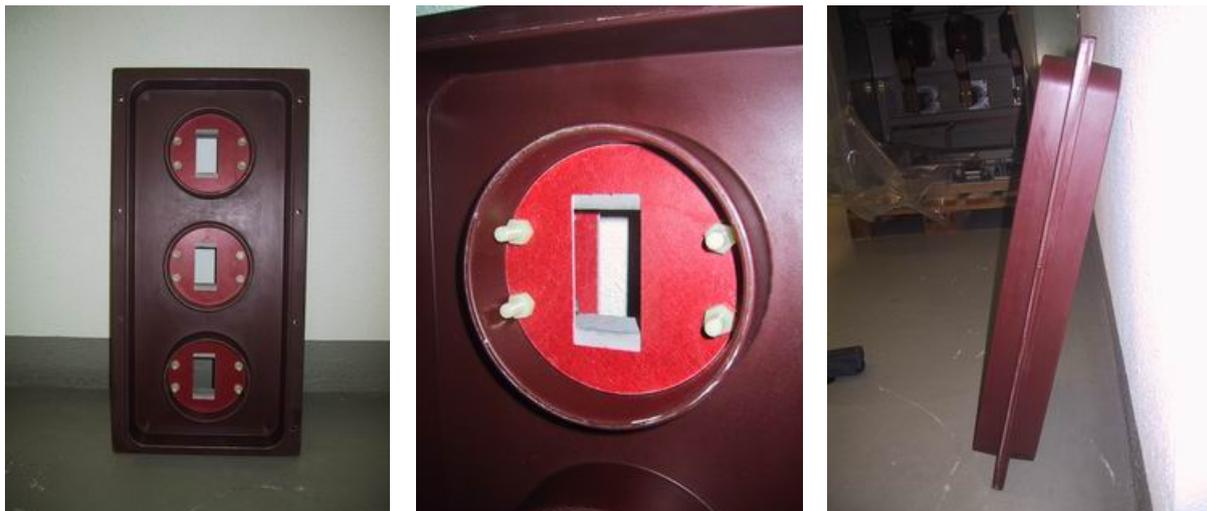


Abbildung 27 Sammelschienen-Durchführungen

In Zusammenarbeit mit den jeweiligen Herstellern werden für die schon älteren Bauteile jeweils Kriterien für die zulässigen Teilentladungen und auch für den Verlustfaktor definiert.

Die Messkampagnen erlauben es somit, die schwächsten Elemente zu bestimmen und zu eliminieren.

5. Vor-Ort-Teilentladungsmessungen an Transformatoren²

5.1 Einführung

Eine Erregung des Transformators im Netz hat sich für empfindliche TE-Messungen nicht bewährt, weil TE-Signale von netzsynchronen Störungen nicht zweifelsfrei unterschieden werden können. Um vor Ort eine empfindliche off-line TE-Messung durchzuführen, ist für die Erregung des Transformators eine TE-freie Spannungsquelle notwendig. Um ggf. das Verhalten der TE-Aktivität eingehend untersuchen zu können, muss die Spannung einstellbar sein.

Vor Ort kann die Spannungsbeanspruchung eines Transformators grundsätzlich auf zwei Arten erfolgen:

- Erregung via Sekundär- oder Tertiärwicklungen (induzierte Spannungsprüfung, Abbildung 28).
- Einsatz einer externen Spannungsquelle (Fremdspannungsprüfung, Abbildung 29).

Die Art der Spannungserzeugung ist in erster Linie vom Transformatortyp, von den vor Ort zur Verfügung stehenden Hilfsmitteln sowie vom Niveau der Prüfbeanspruchung abhängig. In der Praxis werden Prüfspannungen von maximal 120% U_n angewandt.

5.2 Prüfung mit induzierter Spannung

Die induzierte bzw. Eigenspannungs-Erregung wird überwiegend für Transformatoren mit abgestufter Isolation angewendet.

Die FKH hat Erfahrungen mit folgenden Spannungsquellen gesammelt:

- Kraftwerk-Generator, d.h. Kraftwerksblock im Inselbetrieb (vorwiegend in Wasserkraftwerken)
- Diesel-Generator (0.5-1.5 MVA, 400V) mit Step-Up-Transformator
- Statischer Frequenzumrichter mit Step-Up-Transformator

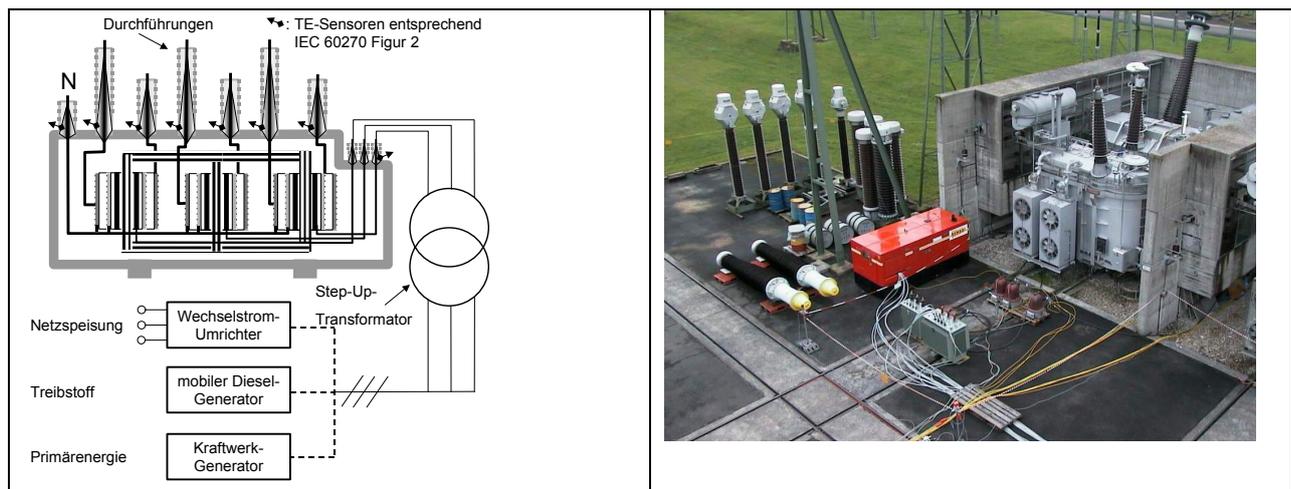


Abbildung 28 Prüfspannungserzeugung an einem 600-MVA-Trafo mittels Diesel-Generator (nur ein Haupt- mit Regulierpol abgebildet, Bildmitte: Step-Up-Trafo und Generator)

² M. Hässig, J. Fuhr, Th. Aschwanden: „Grundsteine der TE-Messung an Transformatoren vor Ort, Erfahrungen aus off-line-Messungen“, HIGHVOLT KOLLOQUIUM 03, Dresden, 22. und 23. Mai 2003

5.3 Prüfung mit Fremdspannung

Die Fremdspannungsprüfung mit TE-Messung wird bei voll isolierten Transformatoren (z.B. Reguliertransformatoren) angewendet. Die Verwendung einer Serie-Resonanz-Anlage wird aufgrund ihres günstigen Transportgewichts und der kompakten Abmessungen bevorzugt.

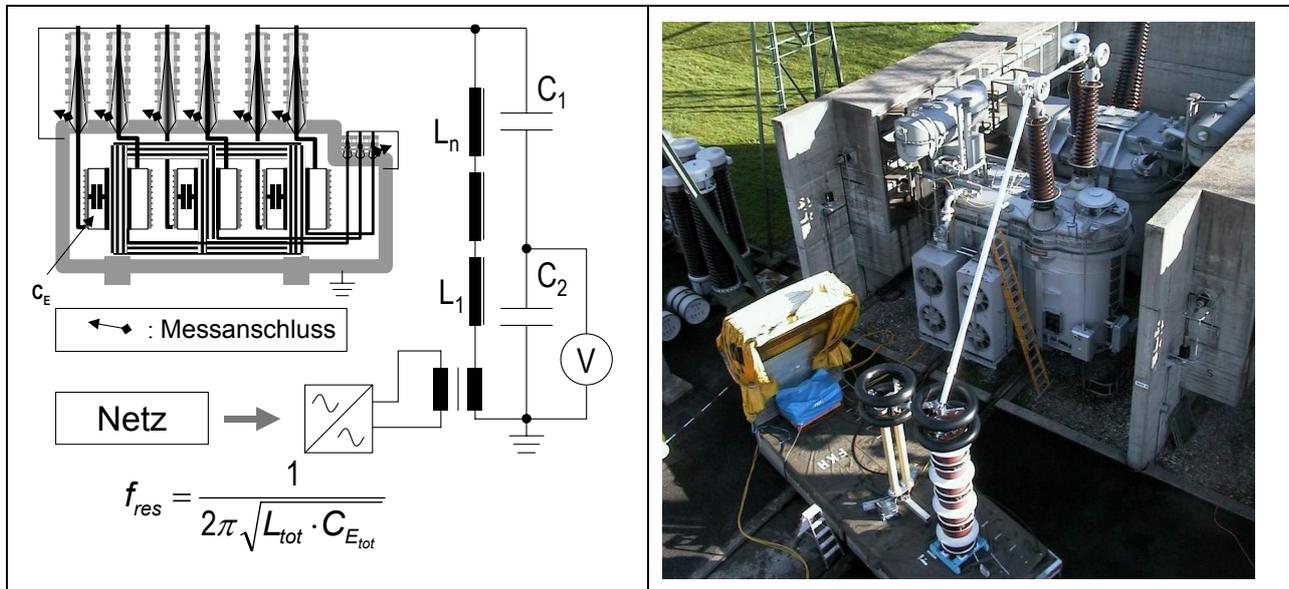


Abbildung 29 Fremdspannungserzeugung mit einer Serie-Resonanz-Anlage (variable Frequenz, feste Induktivität, Schema: dreiphasiger, separater Regulierpol, Foto: einpoliger, separater Regulierpol)

5.4 TE-Messkreis

Für eine zuverlässige Lokalisierung von TE-Quellen, basierend auf der Analyse der TE-Signale im Zeitbereich und im Frequenzbereich, ist es notwendig die tatsächlichen TE-Stromimpulse möglichst breitbandig zu erfassen. Zu diesem Zweck werden spezielle Hochfrequenzstromwandler verwendet, die normalerweise direkt (wenn möglich koaxial) an den Messanschluss der Durchführungen angeschlossen werden (siehe Abbildung 30).



Abbildung 30 Koaxialer Anschluss eines HF-Wandlers (TE-Sensor) an den Messbelag der Durchführung

Bei alten Transformatoren mit Durchführungen ohne Messanschluss werden die Hochfrequenzstromwandler direkt in die Erdungsverbindung externer Kopplungskapazitäten geschaltet, welche parallel zur Durchführung angeschlossen werden.

Für die Lokalisierung der TE-Quelle ist es erforderlich, alle zugänglichen Messstellen (Hochspannungsdurchführungen) des Transformators mit den TE-Sensoren auszurüsten (Multi-Terminal-Messung). Zur Überwachung der Störeinflüsse durch die Spannungsquelle ist es sinnvoll, TE-Sensoren auch an der Spannungsquelle anzubringen (besonders wichtig bei der Erregung mit einem Kraftwerk-Generator).

Abbildung 31 zeigt das verwendete TE-Messsystem mit den in Kap. 1.2 vorgestellten wichtigsten Komponenten wie Spektrumanalysator und phasenauflösendes TE-Messsystem.

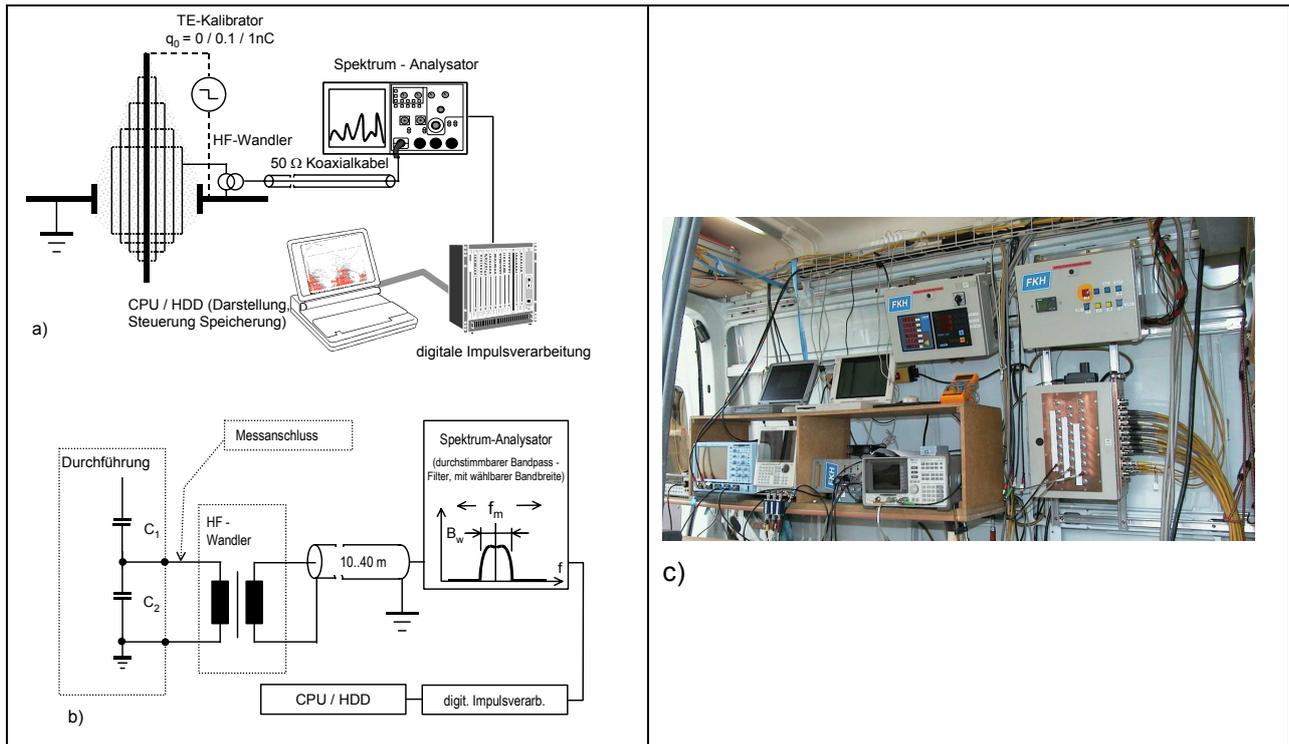


Abbildung 31 Digitales TE-Messsystem a) Anordnung der Komponenten; b) Messschaltung; Ansicht des Messsystems eingebaut in einen Kleintransporter

5.5 Störpegel bei Vor-Ort-Messungen

Abbildung 32 zeigt ein typisches Beispiel eines Störspektrums (Kurve 0 pC) und die Spektren der 100-pC- und 1000-pC-Kalibrationsimpulse. Es ist ersichtlich, dass Störungen bis über 1000 pC vorkommen. Für eine Messung mit einer Empfindlichkeit von weniger als 100 pC kommen nur gewisse Frequenzbereich in Betracht.

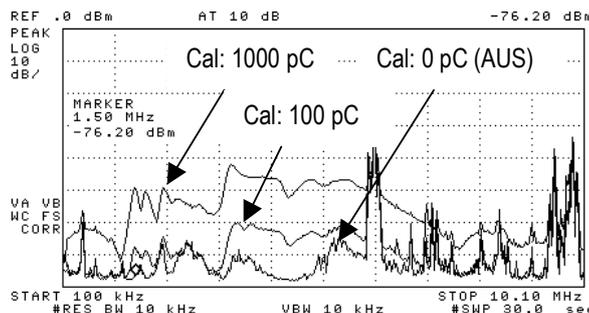


Abbildung 32 Spektrum verschiedener mit einem Kalibrator injizierte scheinbare Ladungen (Amplitude: -80 bis 0 dBm, Frequenz: 0.1 bis 10 MHz)

5.6 Untersuchung einer TE-Quelle

Normalerweise werden die in Tabelle 1 definierten Kenngrößen bestimmt. Für die Analyse der TE-Quelle werden die nachfolgend diskutierten Messungen in Abhängigkeit von der Höhe der Prüfspannung und der Zeitdauer der angelegten Prüfspannung registriert und praktisch „on-line“ analysiert. Eine einheitliche Prozedur für die Analyse einer spezifischen TE-Quelle existiert nicht. Die Untersuchung muss jeweils dem Verhalten der TE-Aktivität angepasst werden.

Ein- und Aussetzspannung der TE
Muster der TE bei Einsetzspannung
Verhalten als Funktion der Zeit (feste Spannung)
Verhalten als Funktion der Spannung (feste Messzeit)
Frequenzspektrum der TE-Signale (alle Messstellen)
TE-Signal im Zeitbereich (alle Messstellen)
ggf. Stabilität der TE (vor dem Einsatz anderer Verfahren)

Tabelle 1 Erfasste Kenngrößen bei TE

Bei einer ausreichenden Empfindlichkeit des Messkreises können die TE-Muster einer TE-Quelle mindestens an einer der Messstellen detektiert werden (normalerweise an jener, die am nächsten bei der TE-Quelle liegt). Eine Durchkopplung zu anderen Messstellen ist fast immer erkennbar (siehe Abbildung 33). Das TE-Muster des durchgekoppelten TE-Signals liefert weitere wichtige Informationen bezüglich der Position der TE-Quelle.

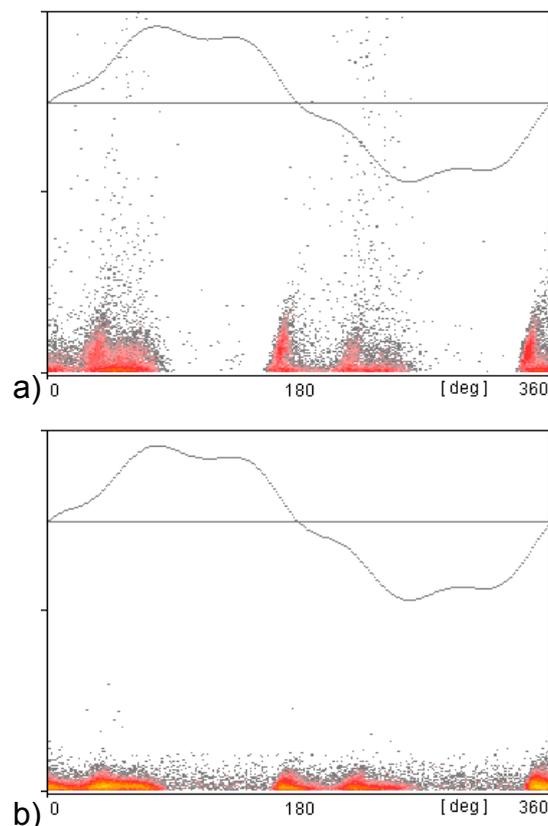


Abbildung 33 TE-Muster (gleiche Messung, Zeitbereich und , Frequenzbereich)
a) MS-Anschluss (V-MS)
b) OS-Anschluss (V-OS)

5.7 Interpretation der Resultate

Aufgrund der praktischen Erfahrung mit TE-Messungen hat sich die visuelle Interpretation der Resultate sowohl bei Anwendungen in Hochspannungslabors als auch vor Ort eindeutig als die schnellste und effizienteste Methode herausgestellt.

Entsprechend den bisher gemachten Erfahrungen an grossen Leistungstransformatoren können die TE-Quellen in zwei Gruppen aufgeteilt werden:

Gefährliche TE-Quellen:

- TE-Quellen mit Einsatzspannung $< 100 \% U_n$
- TE-Quellen mit Aussetzspannung $< 100 \% U_n$
- TE-Quellen im Feststoffanteil der Isolation
- TE-Quellen mit steigender Aktivität während der Zeit der angelegten Prüfspannung
- TE-Quellen deren Verhalten sich permanent verändert (sowohl in Abhängigkeit von der Prüfspannung als auch von der Zeit der angelegten Prüfspannung).

Ungefährliche TE-Quellen:

- TE-Quellen mit einer Einsatzspannung über der maximalen, im Betrieb längere Zeit anstehenden Spannung ($> U_m$)
- TE-Quellen mit einer Aussetzspannung über der maximalen, im Betrieb längere Zeit anstehenden Spannung ($> U_m$)
- Gasblasen im Öl (z. B. nach zu kurzer Standzeit)

5.8 Schlussfolgerung

Die praktischen Prüferfahrungen an einer Vielzahl von Grosstransformatoren (> 100 MVA) unterschiedlicher Bauart haben gezeigt, dass eine empfindliche Vor-Ort-TE-Messung und eine korrekte Identifizierung und Lokalisierung der TE-Quellen im komplizierten Isolationssystem der Transformatoren möglich sind.

Der Schwierigkeitsgrad der Interpretation der Resultate ist von der Erscheinungsform, d. h. dem Verhalten der TE-Aktivität im Zeit- und Frequenzbereich, dem TE-Muster und der zeitlichen Stabilität abhängig. Eine korrekte Beurteilung des Zustandes eines Transformator-Isolationssystems liefert einen wichtigen Beitrag zur Sicherstellung der Zuverlässigkeit von grossen und strategisch wichtigen Leistungstransformatoren.

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2005

Isolationsdiagnose an Hochspannungsbe- triebsmitteln

Qualitätsmerkmale von Isolierungen aus Zellstoff für ölgekühlte Leistungs-Transformatoren, Labor- Prüfungen und Resultate

Peter Brupbacher

Dipl. Chemiker FH

Weidmann Transformerboard Systems AG, Rapperswil

1941

geboren in Wädenswil

1960 - 1963

Chemiestudium Technikum Winterthur. Technische Chemie und Verfahrenstechnik.

1963 - 1975 und 1991 - 1998

als Verfahrenstechniker auf den Gebieten Produkte-Entwicklung, und -Management, Fabrikations- und Betriebsleitung in den Bereichen Veredelungsmaschinenbau, Papier- und Folien-Veredelung, Spezialpapiere, Farben und Klebstoffe

1975 - 1990 und 1999 - 2005

als Projekt-Ingenieur bei WEIDMANN TRANSFORMERBOARD SYSTEMS, Rapperswil. Entwicklungen und Untersuchungen an Spezialpappen und Elektroisoliermaterialien sowie deren Verklebung.

Neben diversen Publikationen Co-Autor des Fachbuchs „Transformerboard II“.

Qualitätsmerkmale von Isolierungen aus Zellstoff für ölgekühlte Leistungs-Transformatoren, Labor-Prüfungen und Resultate

Peter Brupbacher

Dipl. Chemiker FH

Weidmann Transformerboard Systems AG, Rapperswil

1. EINLEITUNG

Unsere Isolierteile werden aus Zellstoff hergestellt, chemisch ausgedrückt aus Cellulose. Die in einem Transformator herrschenden Bedingungen führen dazu, dass sich die physikalischen Eigenschaften des Materials mit der Zeit ändern.

Anhand von möglichst praxisnahen Versuchen können diese Veränderungen erkannt und für die Praxis genutzt werden. Mit einigen Beispielen soll dies hier erläutert werden.

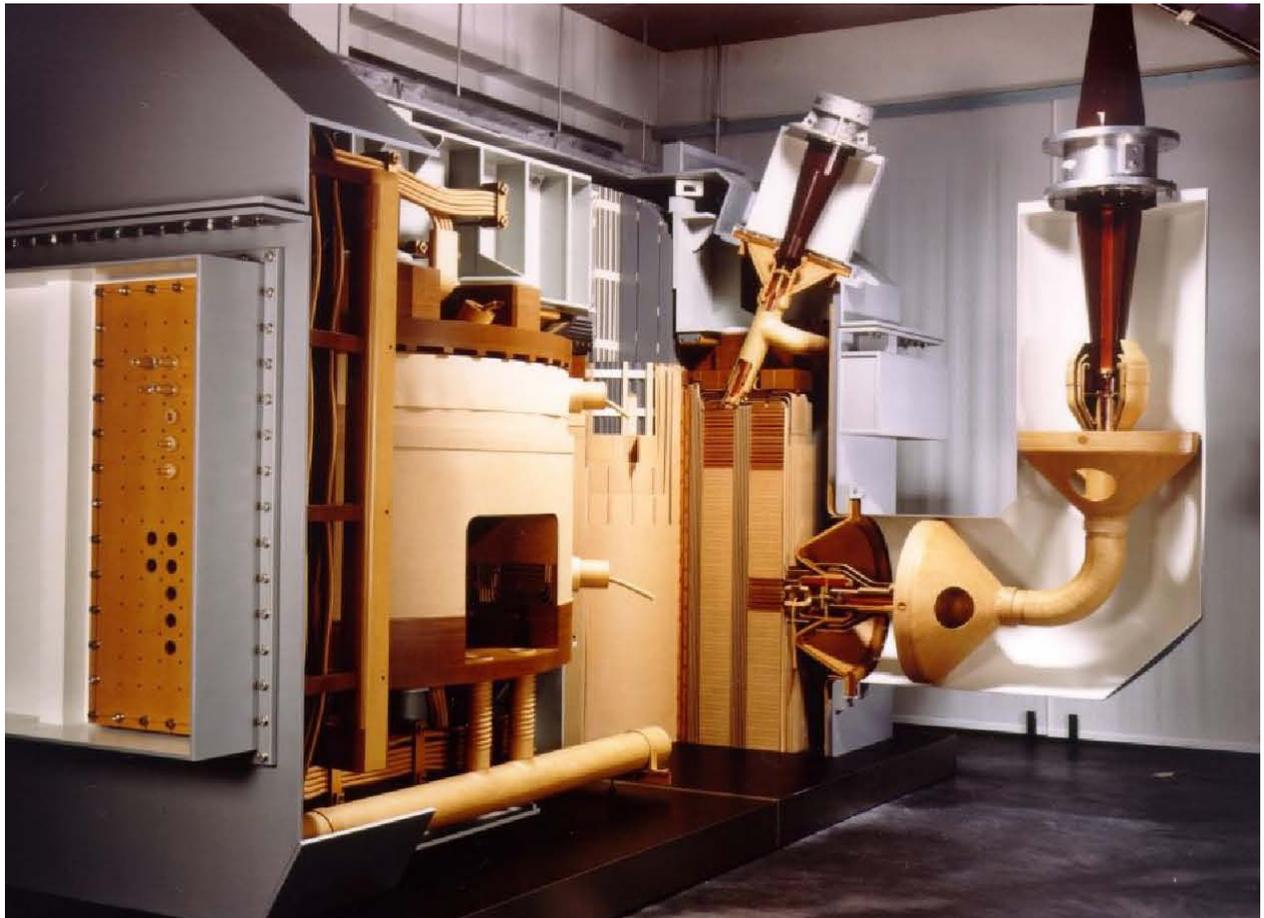
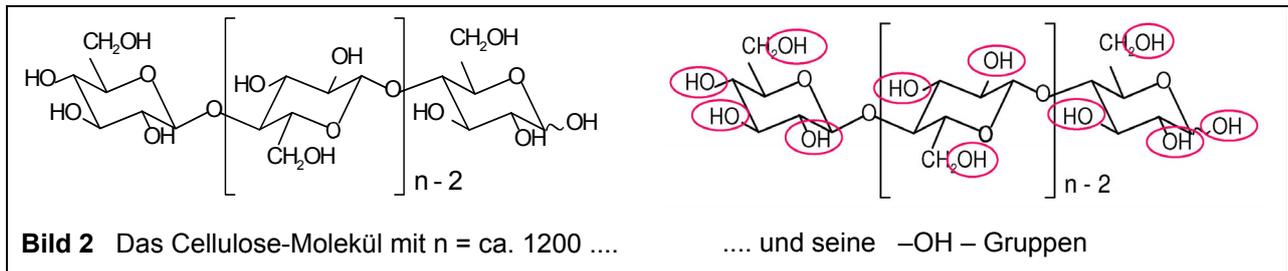


Bild 1 zeigt im Schnittmodell die Vielzahl an Isoliermaterialien aus Zellstoff in einem Transformator

Die Isolierteile bestehen aus Zellstoff, chemisch ausgedrückt aus Cellulose.



Durch die hohe Anzahl an Hydroxylgruppen ($-\text{OH}$) ist das Cellulosemolekül einerseits sehr hygroskopisch, andererseits chemisch auch angreifbar, weshalb wir uns fast täglich intensiv damit beschäftigen.

2. QUALITÄTSMERKMALE VON ELEKTRO-ISOLIERUNGEN AUS ZELLSTOFF

Im Zusammenhang mit dem Verhalten von Cellulose folgt eine Auswahl an Fragen, die sich mit Qualitätsmerkmalen befassen, d.h. speziellen Eigenschaften unserer Elektro-Isoliermaterialien. Es geht dabei oftmals um das Langzeitverhalten unter Betriebsbedingungen, welches natürlich genauso den Transformatoren-Konstrukteur wie die - Betreiber interessiert.

- Wie verhält sich der Wassergehalt in Transformerboard-Isolierteilen aus Zellstoff?
- Wie verhalten sich unter Betriebsbedingungen Pressringe aus hochwertigem „Blockspan“ (verklebtes Tafelmaterial aus „Transformerboard“) gegenüber solchen aus billigem Schichtholz (verklebtes Holzfurnier)?
- Was bringen Wicklungsisolierungen mit thermostabilisiertem Papier?
- In welchem Zustand befindet sich unser Isoliermaterial nach mehrjährigem Praxiseinsatz?

3. PRÜFUNGEN

Wie kommen wir zu den Antworten?

Neben technischer Präsenz bei Transformatorenherstellern, der Behandlung und Lösung von Problemen und Fragestellungen vom Markt, geht es um Labor-Analysen und Labor-Prüfungen. In unserem Fall handelt es sich meist um Vergleiche, d.h. um die Bestimmung von Eigenschaften vor und nach dem Einfluss einzelner praxisbezogener Parameter. Zur Imitierung von Praxisverhältnissen wird unser Isoliermaterial immer wieder im Labormassstab und in der Regel zeitverkürzt „betrieben“, d.h. künstlich gealtert, unter Bedingungen, wie sie in einem Transformator vorherrschen können. So werden z.B. in den Alterungsgefäßen die Mengen an Isoliermaterial, Isolieröl, Kupfer und Kernblech aufeinander abgestimmt, mit und ohne Luftkontakt, ja sogar mit Sauerstoff- und Wasser- oder Molekularsieb-Zugaben sowie mit Temperaturzyklen gealtert (Bild 3).

Im Fall „künstliche Alterung“ bedienen wir uns folgender wichtigster Bestimmungen direkt am Isoliermaterial: Wassergehalt, Polymerisationsgrad (DP-Wert, Bild 4, sh. auch Pt. 4.3), mechanische Festigkeiten und Dehnung, elektrische Festigkeiten, Verlustfaktor und Widerstand. Weitere indirekte Erkenntnisse liefern Bestimmungen an Ölproben aus dem Alterungsgefäß: Wasser- und Gasgehalt, Gaszusammensetzung, Säuregehalt und Farbzahl sowie wiederum die elektrischen Eigenschaften.

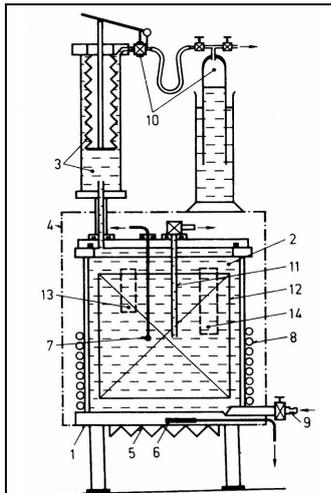


Bild 3 Alterungsgefäß

DP – WERT (Degree of Polymerisation)

- an Zellstoff (auch geölt) verlässlich bestimmbar
- Prüfmenge 1 g, d.h. sehr punktuell bestimmbar
- durch Alterung wird das Cellulosemolekül verkürzt
- ermöglicht Alterungszustand von Zellstoff zu bestimmen
- neuer Zellstoff zeigt einen Wert von 1200
- ein Wert von 200 sollte in Betrieb nicht unterschritten werden!

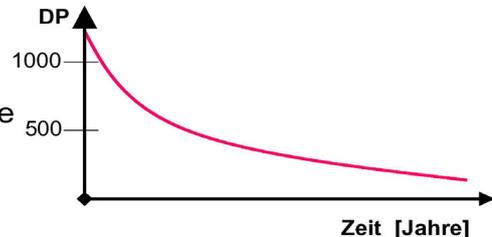


Bild 4 DP-Wert und Diagramm DP-Wert über die Alterungs-Zeit

In diesem Zusammenhang sei an die grossen Prüfserien über das Alterungsverhalten unserer verschiedensten Isoliermaterialien erinnert, welche im Fachbuch „Transformerboard II“ ihren Niederschlag fanden.

4. VERFAHREN UND RESULTATE

Anhand der bei uns im Vordergrund stehenden Prüfmethoden sollen in den folgenden Beispielen ein paar Bestimmungsmethoden, Resultate und Erkenntnisse vorgestellt werden:

4.1 Wassergehalts-Bestimmung mittels Titrations-Methode nach Karl Fischer

Bekanntlich ist Wasser in der Zellstoffisolierung äusserst problematisch und unerwünscht, weil es die elektrische Festigkeit der Öl/Papier-Isolierung vermindert und die Alterungsgeschwindigkeit drastisch erhöht. Mit je < 2 Gramm Probenbedarf ist es möglich, den Wassergehalt einer Feststoffprobe oder einer ganzen Transformatoren-Isolierung ganz punktuell zu bestimmen.

Wir waren selbst erstaunt, dass beim Lagern von vorgetrocknetem Transformerboard in einem Normklima von 23°C und 50% relativer Luftfeuchtigkeit, folgende Extremsituation auftrat: bei einem gravimetrisch gemessenen durchschnittlichen Wassergehalt von 2% wiesen die äussersten Partien eine sogenannte „Gleichgewichtsfeuchtigkeit von Cellulose“ von 6% auf. Demgegenüber war die 8mm dicke Tafel sogar nach mehreren Tagen innen noch trocken (Bild 5).

Es scheint so, dass in einer ersten Phase alle OH-Gruppen an den Faseroberflächen so stark hygroskopisch wirken, dass sie die aus der Luftfeuchtigkeit stammenden Wassermoleküle sofort adsorbieren. Erst später ergibt sich dann - z.B. gefördert durch Temperaturzyklen - ein gewisser Ausgleich mit einer Wassermolekülverschiebung zu den stärksten OH-Gruppen auch im Boardinneren.

Damit erfolgt dann doch noch der erwartete Feuchtigkeitsausgleich über die Materialdicke. In der Praxis hofft man natürlich, das Isoliermaterial vor dem Einbau und vor diesem Ausgleich wiederum trocknen zu können, was bei nur Oberflächenfeuchtigkeit leichter zu realisieren ist (Bild 6).

Wie Wasser **wirklich** in Board eindringt !

Wassergehalt nach Lagerung eines trockenen 8 mm dicken Boards bei 23°C in 50% relativer Luft-Feuchte

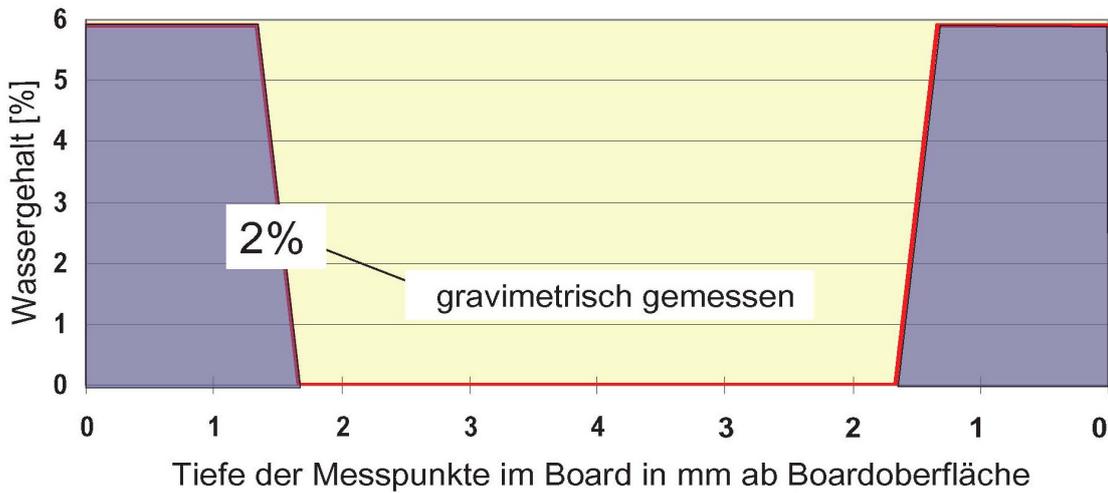


Bild 5 Wassergehalt partiell über die Transformerboard-Dicke gemessen

Der Einfluss auf das Trocknungsverhalten

Transformerboard 8mm, nicht ölimprägniert

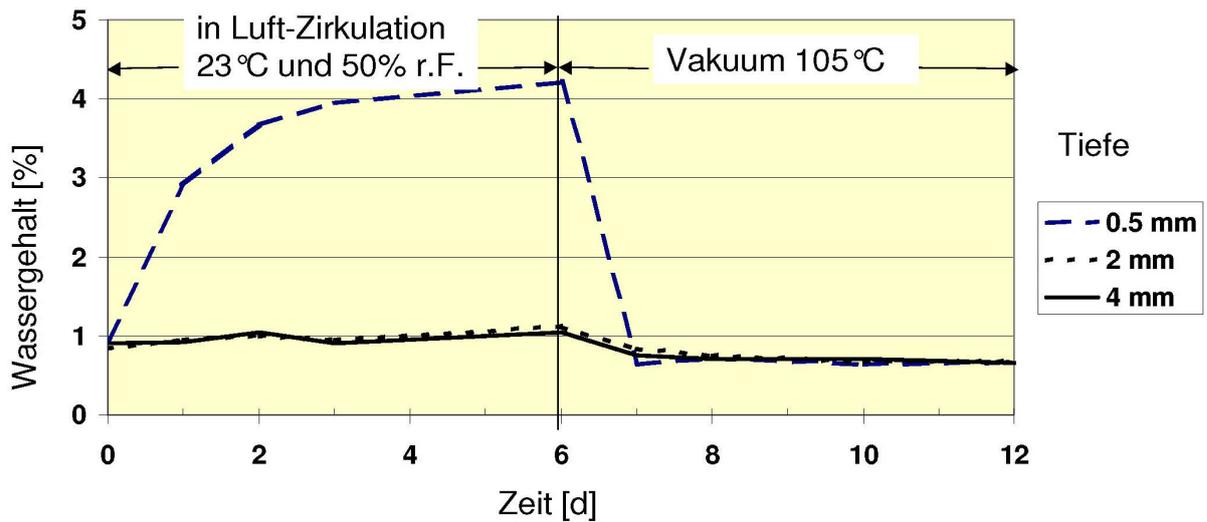


Bild 6 Wassergehalt in verschiedenen Tiefen im Board bei Klimatisierung und Trocknung

4.2 Analyse gelöster Gase in Öl

Sie gibt heute wichtige Hinweise zur Alterung der Isoliermaterialien oder zu Störungen im Transformator. Alle Betreiber von Transformatoren wissen, dass dies eine der Möglichkeiten darstellt, das Innenleben, die Geschichte und den Zustand eines Transformators transparenter zu machen.

Je nach Gaszusammensetzung der Kühlflüssigkeit Mineralöl können Vorkommnisse im Transformator diagnostiziert werden. Z.B. bei hohem Anteil an Wasserstoff (H_2) rechnet man mit stattgefundenen Teilentladungen im Transformator.

Bei H_2 hatte dies für uns so lange seine Gültigkeit, wie man sicher sein konnte, dass als Isoliermaterial vorwiegend Teile aus reiner Cellulose eingesetzt werden. Nachdem seit einiger Zeit, meist aus vermeintlichen Kostengründen, für Pressringe auch Schichtholz (laminiertes Holz furnier, mit hohem Harzanteil) eingesetzt wird, ist hier bei den Aussagen Vorsicht geboten.

In aufwendigen Alterungsversuchen stellten wir nämlich wiederholt fest, dass Schichtholz, durch seinen um ein Mehrfaches höheren Lignin-Gehalt, anders reagiert als Blockspan (laminiertes Transformerboard) aus ligninarmem Zellstoff. Nach kurzer Alterungszeit stellten wir bei Schichtholzproben eine deutliche Gasblasenbildung fest. Zu unserer Ueberraschung handelte es sich hauptsächlich um H_2 . Dies ohne jegliche Teilentladungen, nachdem die Versuche ja nicht unter Spannung durchgeführt wurden!

Erhöhte Säurezahlen im Öl, Schlamm Bildung und Korrosionsschäden an Metallteilen bei Verwendung von Schichtholz schreckten uns zusätzlich auf, was parallel auch von Kunden bestätigt wurde (Bild 7). Weitere Untersuchungen dazu laufen.



4.3 Der DP-Wert (Degree of Polymerisation)

Dieser lässt sich selbst an Zellstoffproben von nur 1 Gramm verlässlich bestimmen, was vorteilhaft eine punktuelle Beurteilung ermöglicht. Damit können wir den Alterungs-Zustand sowie den Alterungs-Verlauf, d.h. den Abbau der Cellulosemoleküle verfolgen (Bild 4), denn äusserlich ist dem gealterten Material kaum etwas anzusehen. Wo kommt dies speziell zum Tragen?

4.3.1 Beispiel 1: sog. „Thermally Upgraded Paper“ (thermostabilisiertes Leiterwicklungs-papier).

Vermeehrt stellt sich auch in Europa die Frage, ob man - wie in den USA bei General Electric, Mc Graw Edison oder Westinghouse längst entwickelt, patentiert und eingeführt - die im Transformator thermisch am stärksten belasteten Leiterwicklungspapiere gegen Alterung schützen soll.

Dazu gibt es 2 Methoden: entweder den Schutz des Cellulosemoleküls - d.h. der OH-Gruppen - oder das Abfangen von aggressiven Substanzen wie Sauerstoff (O₂) oder Alterungsprodukten, z.B. in Form von organischen Säuren. Bei beiden Verfahren erfolgt dies durch Zugabe entsprechender Chemikalien bei der Wicklungspapier-Herstellung. Die Prüfung der Funktion solcher Zusätze erfolgt in den USA anhand der sog. „Alterungskurve 50% Festigkeitsverlust“ (Bild 8) und durch Bestimmung der Chemikalienzusatzmenge.

Der Entscheid über einen Einsatz solcher thermostabilisierten Isolierpapiere für Leiterwicklungen in Europa liegt bei den Transformatoren-Herstellern und -Betreibern.

THERMO - STABILISIERTES PAPIER

Forderungen in den USA (nach IEEE C 57.100)

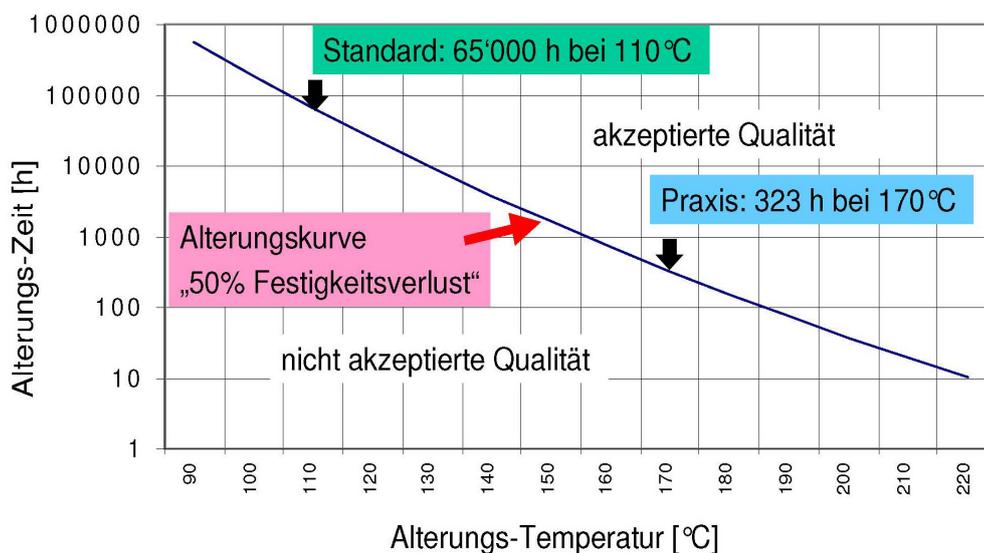


Bild 8 US-Anforderungen an thermostab. Papier, Standard und praktischer Bestimmungspunkt

4.3.2 Beispiel 2: unsere sog. „post mortem“-Aktivitäten (der Tod ist natürlich nur auf die Transformatoren bezogen!).

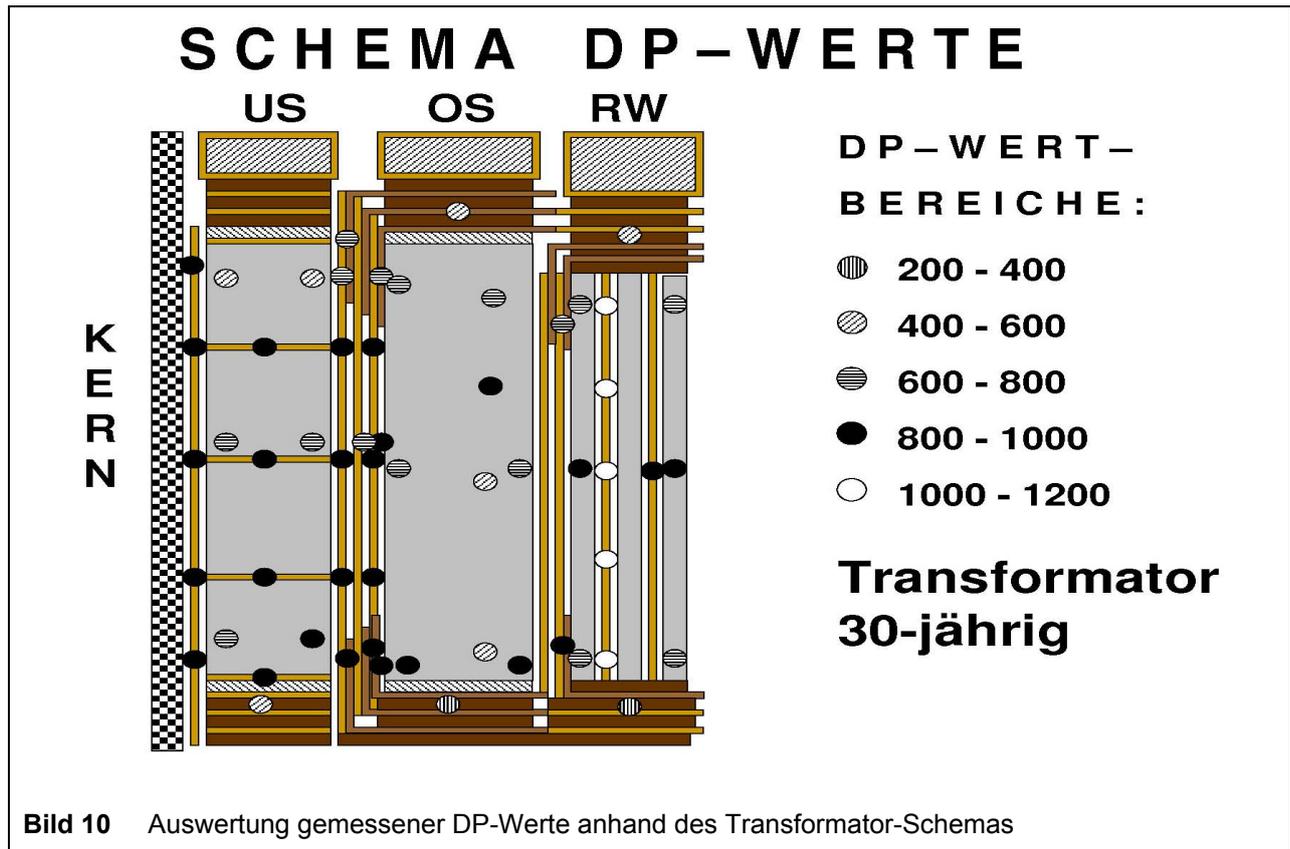
Es war immer unser grosser Wunsch, im Vergleich zu Laboralterungen auch Proben und damit Werte aus Transformatoren mit längeren Betriebszeiten zu bekommen. Wir haben dazu nun bereits mehrmals die Gelegenheit bekommen (Bild 9), wofür wir uns bei den Transformatorenbetreibern in der Schweiz, d.h. bei den NOK, aber auch im Ausland zu bedanken haben.



Unsere Datensammlung weist heute Prüfwerte von 6 Grosstransformatoren auf, mit Betriebszeiten von 23, 30, 37, 42, 43 und 48 Jahren, mit Spannungen von 87 bis 400 kV und Leistungen von 17 bis 600 MVA. Die Proben-Entnahmen aus oftmals über 100 Positionen erfolgten nach genau überlegtem Plan. Geprüft wurden vom Festmaterial primär die DP-Werte (Bild 10) und Wassergehalte. Aber auch Ölproben wurden untersucht.

Die Auswertung dieser Vielzahl an Proben ermöglichte uns einige interessante Aussagen über die Verhältnisse (Alterung durch Einfluss von Wassergehalt und Wärme) in bestimmten Materialien (Stäbe oder Board), Positionen (oben / unten, Distanz zu Leitern) und definierten Anordnungen (Einfluss Grösse Kühlkanäle). Dies gibt uns wichtige Informationen in Bezug auf bisherige und zukünftige Isolier-Konstruktionen. Nachdem wir dann mit vielen Werten auch noch mathematisch-theoretische Betrachtungen anstellten, durften wir mit Genugtuung feststellen, dass frühere, aus Laborversuchen erarbeitete Formeln zum Alterungsprozess von Isoliermaterialien aus Zellstoff, sich in der Praxis bestätigen liessen. Umgekehrt konnten wir damit Rückschlüsse auf die durchschnittlichen Betriebs-Temperaturen der ausgeschiedenen Transformatoren ziehen und die bis dahin noch vagen Erkenntnisse erhärten.

Selbstverständlich sind wir bereit und sehr daran interessiert, weitere Transformatoren direkt nach ihrer Ausserbetriebnahme auf ihr Innenleben zu untersuchen.



5. ZUSAMMENFASSUNG

Dadurch, dass es uns gelingt, weitgehend praxisnahe Laborbedingungen zu schaffen, wird uns ermöglicht, die Qualitätsmerkmale unserer Isolierungen aus Zellstoff, auch im Vergleich zu Alternativ-Produkten, noch besser kennen zu lernen, positiv zu beeinflussen und so unter Kontrolle zu halten. Damit wollen wir auch in Zukunft einen einwandfreien Materialeinsatz anbieten, zur Sicherstellung einer langen Betriebsdauer von Hochleistungs-Transformatoren.

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2005

Isolationsdiagnose an Hochspannungsbetriebsmitteln

Erfahrungen mit dielektrischen Verlustmessungen vor Ort, Folgerungen auf das Betriebsverhalten

Dr. Vahe Der Houhanessian

Dipl. El.-Ing. ETH

Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich

1993	Abschluss als El.-Ing ETHZ
1998	Promotion als Dr. sc. techn. an der ETHZ
1998-2001	Presco AG, CH-8104 Weiningen, Entwicklungsingenieur
2001-2002	ALFF ENGINEERING, CH-8915 Hausen am Albis, Entwicklungsingenieur
seit 2002	FKH, CH-8044 Zürich, Versuchsingenieur / ALFF ENGINEERING, CH-8915 Hausen am Albis, Entwicklungsingenieur

Erfahrungen mit dielektrischen Verlustmessungen vor Ort, Folgerungen auf das Betriebsverhalten

Dr. Vahe Der Houhanessian

Fachkommission für Hochspannungsfragen, Zürich

1 Einleitung

Im vorliegenden Referat wird über praktische Erfahrungen mit der Messung von elektrischen Verlusten in Isolationssystemen berichtet. Dabei spielen kleine Ausgleichsströme in der Isolation, d.h. sogenannte Polarisationsvorgänge eine zentrale Rolle. Bei einer Änderung der elektrischen Feldstärkebeanspruchung laufen Ladungsverschiebungen ab, die mit Reibungsverlusten verbunden sind und die unter Umständen erst nach sehr langer Zeit zum Stillstand kommen. Solche Ausgleichsvorgänge können in Form einer dielektrischen Antwortfunktion beschrieben werden, die einige wichtige Informationen über den Zustand einer Isolation enthält.

Die Ausführungen schliessen an den zweiten Teil des Einführungsreferats von Prof. Zaengl (Kapitel 5) an und beschreiben die praktischen Anwendungen von Messmethoden, welche die elektrischen Ausgleichsvorgänge in Isolationssystemen erfassen.

Es wird gezeigt, dass die genaue Vorgehensweise bei den Messmethoden, z.B. die Wahl der Zeit- bzw. Frequenzbereiche aber auch die Bedeutung der erhaltenen Messresultate je nach Isolationssystem, prinzipiell sehr verschieden sein können und deshalb einzeln untersucht werden müssen. Heute ist die Messtechnik in allen Frequenzbereichen weitgehend ausgereift. Der Wissensstand bezüglich einer Zustandsbeurteilung ist aber je nach Isolationssystem noch sehr unterschiedlich weit fortgeschritten.

2 Messung dielektrischer Verluste an Apparaten mit Öl-Papier-Isolation

Bei Transformator-Isolationen (Öl-Zellulose-Isolationen) besitzt die Messung bzw. Überwachung von Kapazitäten und von Verlustwinkel $\tan\delta$ bei Betriebsfrequenz eine lange Tradition.

Da Messungen bei Betriebsfrequenz oft keine abschliessende Beurteilung zulassen und da die langsamen Polarisationsvorgänge im Öl-Papier-Dielektrikum entscheidende Zusatzinformationen ergeben, haben sich in den letzten Jahren Polarisationsmessungen über lange Zeiten (im Bereich von Minuten bis Stunden) bzw. im Bereich sehr tiefer Frequenzen immer mehr durchgesetzt. Der Autor hat während seiner Zeit im Hochspannungslabor an der ETH selbst zur Entwicklung einer Messmethode und zur Beurteilung langsamer Polarisationsvorgänge in Öl-Papier-Isolationen beigetragen (V. Der Houhanessian, Diss. ETH Nr. 12832, 1998).

Die Polarisations- und Depolarisationsstrommessung (PDC) stellt eine einfache Methode zur Bestimmung der dielektrischen Antwortfunktion von Öl-Zellulose-Isolationssystemen dar. Bei dieser Methode werden die Parameter der Antwortfunktion

aus den zeitlichen Verläufen sehr kleiner gemessener Lade- und Entladeströme über eine Dauer von je 2 bis 3 Stunden bestimmt.

Das Schema der Messanordnung für die PDC-Messung an Transformatoren ist in Abbildung 1 dargestellt. Bei dieser Anordnung bilden die Primär- und Sekundärwicklungen ein koaxiales Elektrodensystem worin sich die untersuchte geschichtete Hauptisolation befindet (siehe Abbildung 2).

Abbildung 3 zeigt die Polarisations- und die Depolarisationsströme, die an einem 370-MVA-27/420-kV-Transformator gemessen wurden (schwarz dargestellte Kurven).

Ein Vergleich zwischen gemessenen und simulierten PDC-Kurven unter Berücksichtigung der Geometrie der Hauptisolation und der dielektrischen Eigenschaften der Öl-Zellulose-Isolation ermöglicht die Ermittlung der Ölleitfähigkeit wie auch der Feuchte in der Zellulosebarriere des untersuchten Transformators. Ein Beispiel einer solchen Simulation für den oben erwähnten Transformator mit einer Feuchte in der Zellulose von 2.5% und einer Ölleitfähigkeit von 0.72 pS/m ist in der Abbildung 3 (grau) dargestellt.

Die dielektrische Antwortfunktion im Frequenzbereich (z. B. $\tan\delta(f)$) kann durch die Anwendung der Fast-Fourier-Transformation aus den dielektrischen Daten im Zeitbereich bestimmt werden. Ein Beispiel einer solchen Transformation ist in der Abbildung 4 dargestellt. Die $\tan\delta$ -Werte bei tiefen Frequenzen <0.5 Hz sind aus dem gemessenen Polarisationsstrom am Transformator (siehe Abbildung 3) berechnet worden. Die eingetragenen Werte bei hohen Frequenzen ($15 \text{ Hz} \leq f \leq 400 \text{ Hz}$) sind direkt mit einer modernen Brücke gemessen worden.

Die PDC-Messungen sind temperaturabhängig. Bei Vor-Ort-Messungen müssen die Temperaturänderungen des Prüflings registriert und bei der Auswertung berücksichtigt werden. Eine solche Registrierung kann mit einem Datalogger durchgeführt werden. Abbildung 5 zeigt die Temperaturänderung der Umgebung (Sonde 4) und des Trafos während einer PDC-Messung an drei verschiedenen Positionen an der Oberfläche des Kessels (Sonden 1 bis 3).

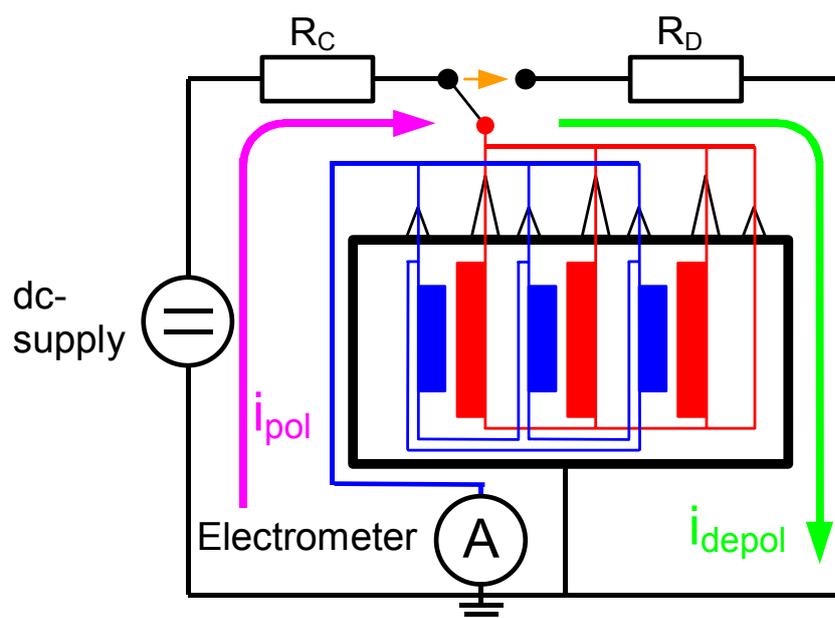


Abbildung1: PDC-Messung an einem Transformator

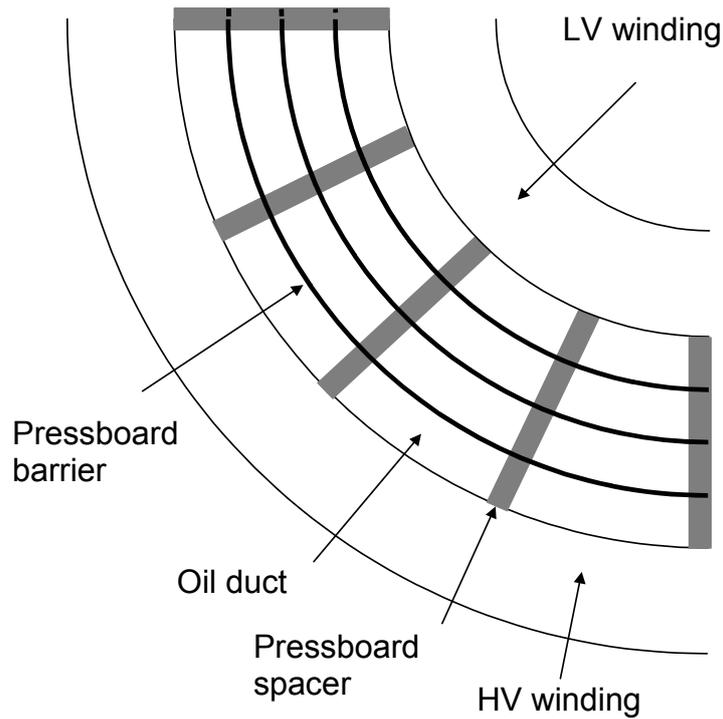


Abbildung 2: Aufbau der Hauptisolation

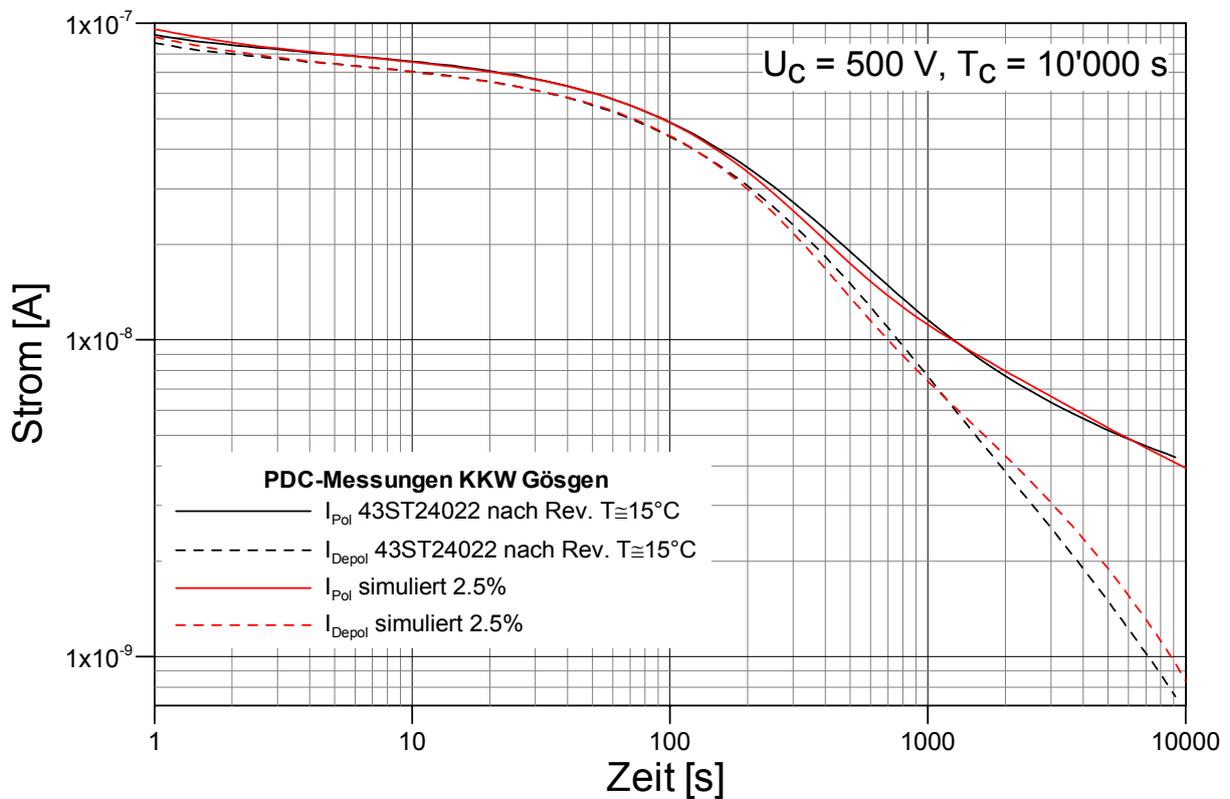


Abbildung 3: Vergleich zwischen den gemessenen und simulierten PDC-Kurven mit 2.5% Feuchte im Zelluloseanteil der Barrieren. Die Simulation wurde mit einem Ölleitfähigkeitswert von 0.72 pS/m durchgeführt

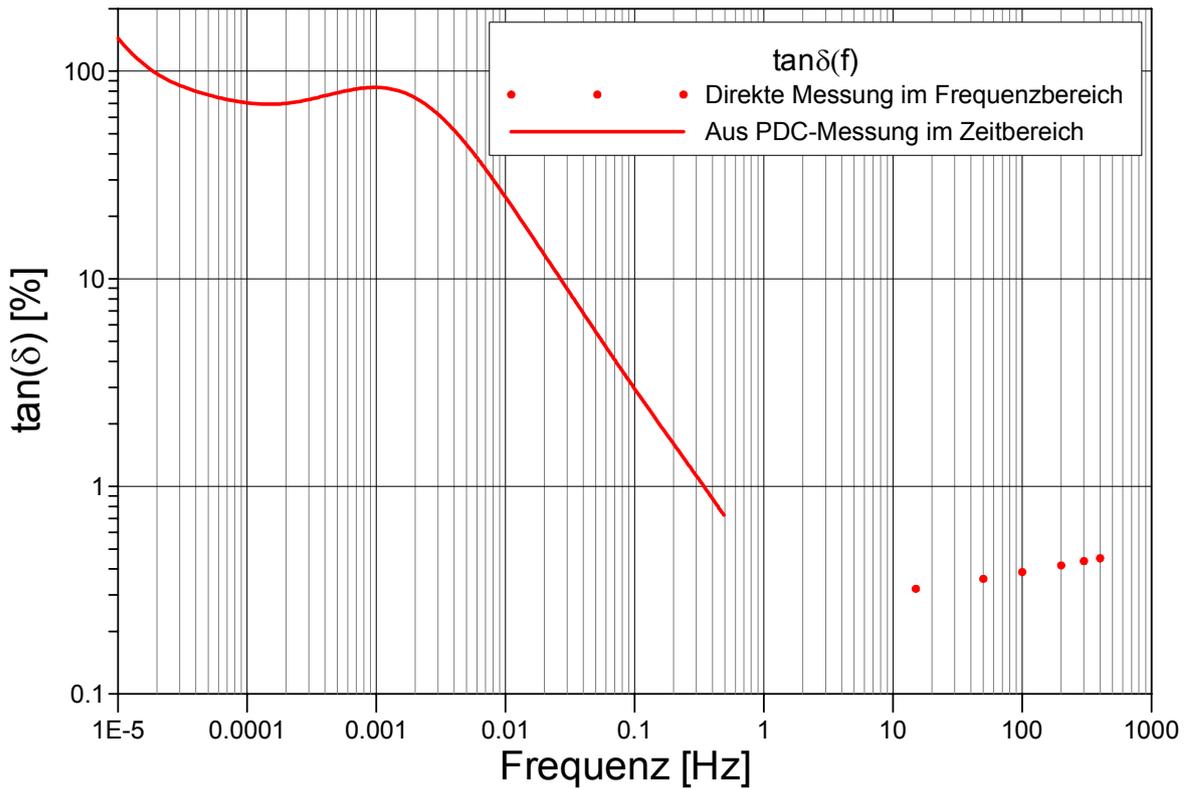


Abbildung 4: Bestimmung der Verluste im Frequenzbereich

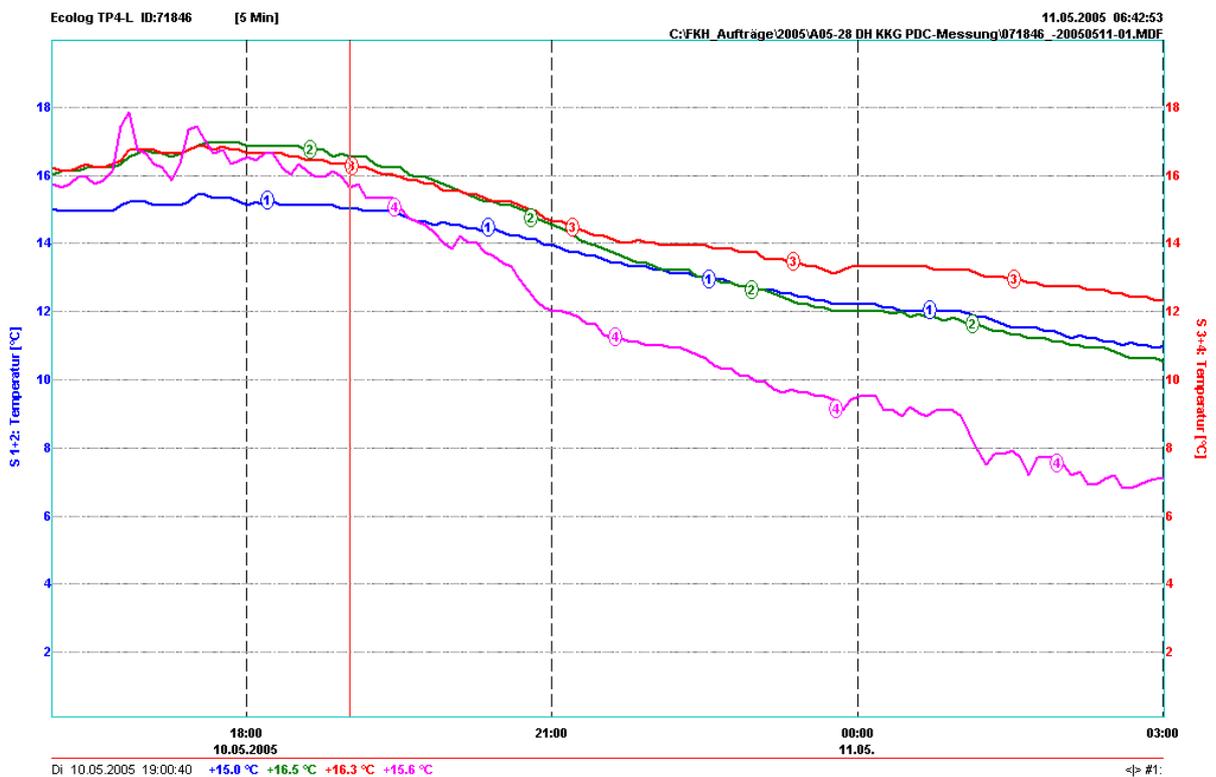


Abbildung 5: Aufzeichnung der Umgebungs- bzw. Transformatortemperatur mit einem Datalogger während der PDC-Messung

3 Messung dielektrischer Verluste in Giessharzisolierungen

Als weiteres Beispiel für die Bestimmung der dielektrischen Antwortfunktion an elektrischen Betriebsmitteln wird die Messung der Verluste an giessharzisolierten Mittelspannungsstromschienen (Duresca-Schienen) vorgestellt. Abbildung 6a zeigt die untersuchten gebogenen und geraden Schienen in einer Mittelspannungsschaltanlage. Die Testspannungen für Durchführung der PDC- und der $\tan\delta$ -Messungen wurden am Innenleiter angelegt und die Polarisationsströme wurden an ausgeführten Anschlüssen der Erdbeläge gemessen. Die Messsysteme für die PDC-Messung (PDC-Analyser im Vordergrund) und für die $\tan\delta$ -Messung (Trafo-Brücke im Hintergrund) sind in der Abbildung 6b dargestellt.

Abbildung 7 zeigt den Verlauf der gemessenen Polarisations- und Depolarisationsströme von drei untersuchten Schienen. Die Kurvenverläufe entsprechen den von einer mikroskopisch homogenen Isolation mit einem relativ hohen DC-Verlust und unterschieden sich grundsätzlich von den gemessenen Stromverläufen an Transformatoren mit geschichteter Öl-Zellulose-Isolation (siehe Abbildung 3). Auch hier ist es möglich, durch Anwendung der Fast-Fourier-Transformation die Verluste im Frequenzbereich zu bestimmen. Die Resultate dieser Transformation und die von direkt gemessenen $\tan\delta$ -Werten im Frequenzbereich von $15 \text{ Hz} \leq f \leq 400 \text{ Hz}$ sind in Abbildung 8 dargestellt.

Der heutige Stand des Wissens über den Einfluss der Alterung der Duresca-Isolation und deren hygroskopischen Verhaltens auf die dielektrische Antwortfunktion ist sehr beschränkt. Zur Zeit sind nur Grenzwerte für $\tan\delta$ -Werte bei 50 Hz und der Raumtemperatur basierend auf Erfahrungen aus Messungen bekannt. Deshalb kann die Messung der dielektrischen Antwort bis heute nur für Vergleichszwecke bei Vorliegen mehrerer Prüflinge oder im Sinne einer Trendanalyse an einem Prüfobjekt eingesetzt werden.



a)



b)

Abbildung 6: a) Messung der dielektrischen Eigenschaften der Duresca-Schienen in einer Mittelspannungs-Schaltanlage
b) Messsysteme für die PDC- und die $\tan\delta$ -Messung

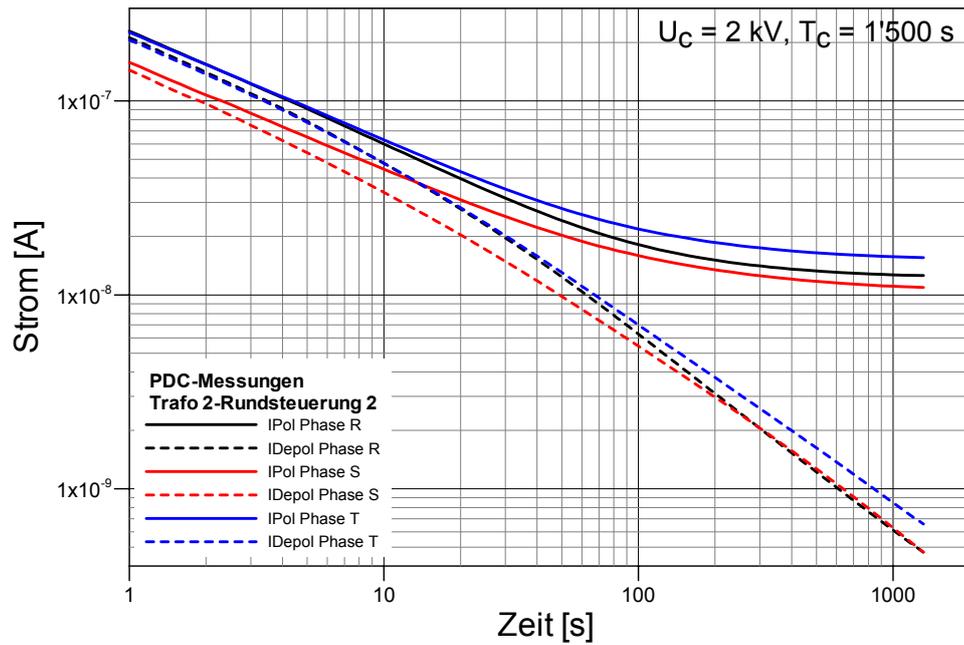


Abbildung 7: Gemessene PDC-Kurven an drei Duresca-Schienen

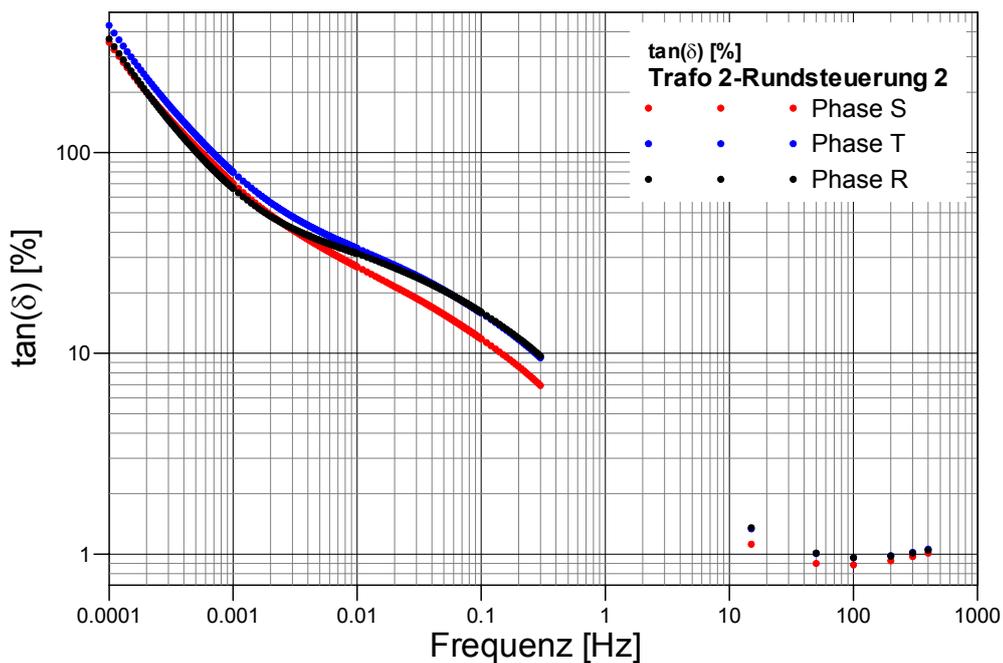


Abbildung 8: Bestimmung der dielektrischen Verluste ($\tan\delta$) im Frequenzbereich

4 Messung dielektrischer Verluste an Hochspannungskabeln

Polarisations- und Depolarisationsströme an Kabeln weisen je nach Isolationsart stark unterschiedliche zeitliche Verläufe und Amplituden auf. Abbildung 9 zeigt eine Gegenüberstellung der PDC-Messungen an einem XLPE-isolierten Mittelspannungskabel mit der Messung an einem dreidradigen Öl-Papier-isolierten Kabel. Um die Resultate sinnvoll vergleichen zu können, wurden die Amplituden der gemessenen

Ströme durch den Wert der angelegten Spannung und durch den Kapazitätswert bei 50 Hz dividiert.

Die Messungen zeigen sofort, dass XLPE-isolierte Kabel wesentlich verlustärmer als Öl-Papier-isolierte Kabel sind. Ausserdem laufen unterschiedliche Polarisationsmechanismen ab. Beispielsweise führt die mikroskopische Struktur des Öl-Papier-isolierten Kabels mit Cellulosefasern und ölgefüllten Zwischenräumen zu Grenzschichtpolarisationen. Im Kabel mit extrudierter Kunststoffisolation spielen dagegen sehr geringe ggf. variierende Volumenleitfähigkeiten eine dominante Rolle.

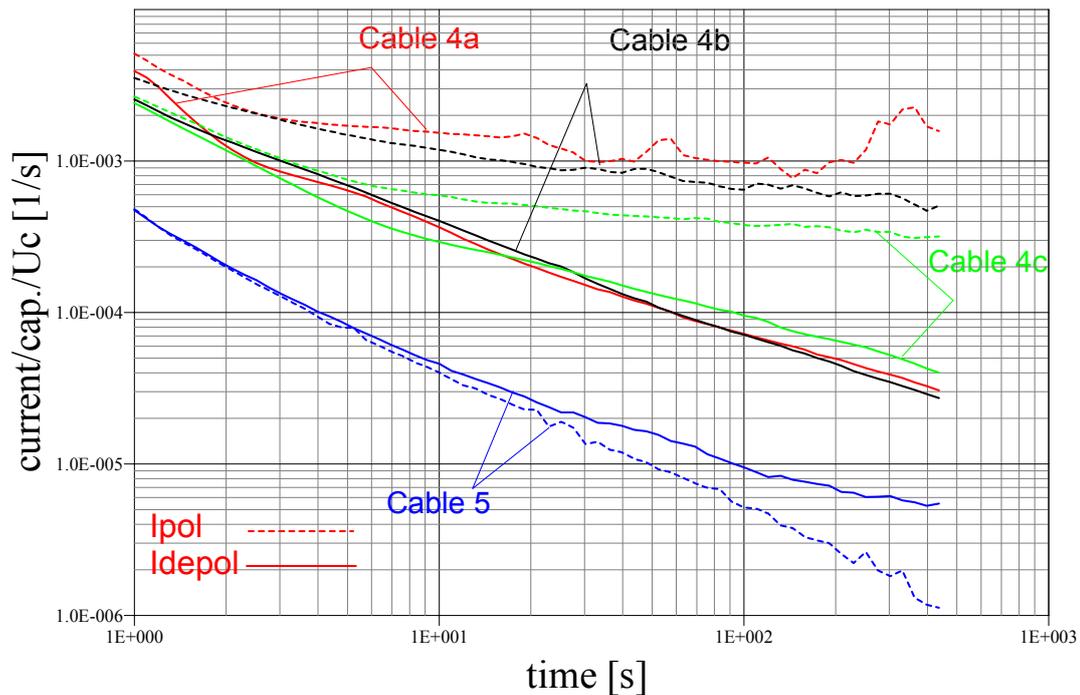


Abbildung 9: Durchgeführte PDC-Messungen an einem dreiaderigen Oil-Papier Kabel (cable 4a, 4b und 4c) und an einem XLPE-Kabel (cable 5). Die Messungen wurden an nicht verlegten Kabelmustern durchgeführt

Die Isolation von extrudierten Polyäthylenkabeln besitzt extrem geringe Leitfähigkeiten, welche bei Präsenz von sogenannten Wasserbäumchen allerdings zunimmt und feldstärkeabhängig wird. Diese Nichtlinearität der sehr kleinen Verlustströme im Bereich der Wasserbäumchen wird durch sog „Trapping“- und „Hopping“-Effekte, d.h. durch Anlagerung und Ablösung von Ladungsträgern hervorgerufen. Aufgrund der Feldstärkeabhängigkeit können in solchen Kabeln Wasserbäumchen durch Polarisationsmessungen mit variierenden DC-Spannungspegeln nachgewiesen werden, wenn sie in ausgedehnten Bereichen der Kabel vorhanden sind (siehe Abbildung 10).

Die Hauptschwierigkeiten bei der Messung und Auswertung der dielektrischen Antwortfunktion an verlegten Kabeln sind folgende:

- Die Temperatur des verlegten Kabels ist in der Regel unbekannt.
- Bei den dielektrischen Untersuchungen werden auch die Eigenschaften von Muffen und Endverschlüssen mitgemessen, welche die Eigenschaften des Kabels überdecken können.
- Eine Kabelstrecke kann aus mehreren Kabelabschnitten mit verschiedenem Alterungszustand oder sogar mit verschiedenen Isoliermaterialien zusammengesetzt sein.

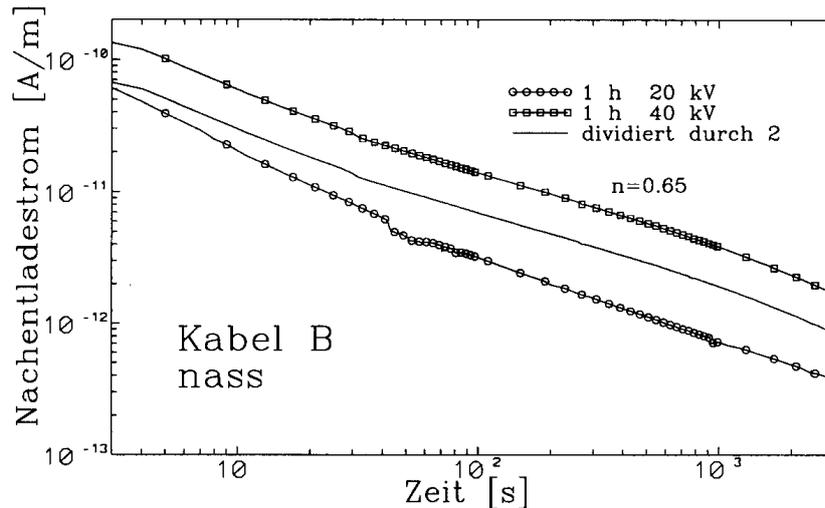


Abbildung 10: Nichtlineares Verhalten eines mit Wasserbäumchen behafteten Kabels (Th. Heizmann, Diss. ETH Nr. 10858, 1994). Die mit 20 kV und 40 kV gemessenen Kurven unterscheiden sich um wesentlich mehr als einen Faktor 2

5 Schlussfolgerung

Dank moderner Messtechnik ist es heute möglich, die dielektrische Antwortfunktion von elektrischen Apparaten genau und zuverlässig sowohl im Zeit- als auch im Frequenzbereich unter Vor-Ort-Bedingungen zu bestimmen.

Für eine korrekte Auswertung der gemessenen dielektrischen Antwortfunktionen ist es wichtig, den Aufbau des Prüfobjektes und seine "Vorgeschichte" bis zum Zeitpunkt der Prüfung möglichst genau zu kennen. Weiter ist es wichtig, die zeitveränderlichen Messparameter, wie z. B. die Umgebungs- und die Prüflingstemperatur genau zu erfassen.

Die dielektrischen Antwortfunktionen beinhalten mehr Informationen über den Zustand der Isolierstoffe als einzelne gemessene Punkte dieser Funktion. Beispielsweise wird bei der bekannten Messung des Polarisationsindex der Polarisationsstrom nur zu zwei diskreten Zeitpunkten gemessen. Bei der $C - / \tan\delta$ -Messung wird der Verlustfaktor nur bei einer Frequenz bestimmt.

Für eine quantitative Interpretation der dielektrischen Antwortfunktionen, welche an einem elektrischen Apparat gemessen wird, ist eine dielektrische Charakterisierung der Isolierstoffe notwendig. Ohne diese Grundkenntnisse über den eingesetzten Isolierstoff können solche Messungen nur für Vergleichszwecke oder für Trendanalyse eingesetzt werden.

Der Stand des Wissens über Öl-Papier-Isolation ermöglicht aus den gemessenen dielektrischen Antwortfunktionen an Transformatoren heute bereits eine zuverlässige Quantifizierung der Feuchte im Papier und der Leitfähigkeit des Öls. Die Genauigkeit dieser Quantifizierung kann allerdings mit weiteren Forschungsarbeiten im Materialbereich noch weiter erhöht werden.

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2005

Isolationsdiagnose an Hochspannungsbetriebsmitteln

Untersuchung zur Geschwindigkeit der Alterung von Statorisolierungen rotierender Hochspannungsmaschinen

Tilman Weiers

Dipl. Physiker

Fachgruppe Hochspannungstechnologie, ETH

geboren 1978 in Freiburg, Deutschland.

Oktober 1998 bis September 2003: Physik-Studium an der Universität Stuttgart.

September 2001 bis August 2002: Industriepraktikum in der Abteilung „Allgemeine Chemie und Energietechnik“ der Robert-Bosch GmbH in Stuttgart, Deutschland von September 2001 bis August 2002.

September 2003: Diplom in Physik („mit Auszeichnung bestanden“) und MSc in Physics.

ab Januar 2004: Assistent in der Fachgruppe Hochspannungstechnologie der ETH Zürich.

Forschungsauftrag: Methoden zur Beurteilung von Isolierungen neuer und bestehender Maschinen unter Berücksichtigung ihrer Herstellung und Fertigungsqualität (Projekt MAIA).

Untersuchung der Geschwindigkeit der Alterung von Statorisolationen rotierender Hochspannungsmaschinen

Tilman Weiers

Fachgruppe Hochspannungstechnologie, ETH Zürich

1. Kurzfassung

Zur Vertiefung des Verständnisses der Auswirkung thermischer Zyklen auf die Alterung von Wicklungsisolierungen rotierender Hochspannungsmaschinen ist der Zusammenhang zwischen der Zersetzung der Harze und der elektrischen Alterung (elektrisches Treeing) studiert worden. Untersuchungen an betriebsgealterten Wicklungsisolierungen zeigen häufig durch Thermospannungen hervorgerufene Abrisse zwischen Kupfer und Hauptisolierung. Durch Teilentladungen (TE) in diesen Abrissen kommt es zur Zersetzung des Imprägnierharzes. Anhand von Laborversuchen ist dazu die elektrische Alterung (elektrisches Treeing) gleichzeitig photographisch und anhand von TE-Messungen studiert worden. Die photographischen Beobachtungen zeigen eine Verlangsamung der elektrischen Alterung mit der Zersetzung des Harzes. Mit der Bildung einer (teilweisen) Leitfähigkeit infolge der Harz-Zersetzung ändern sich TE-Amplituden und deren Abhängigkeit von der Phase der angelegten Wechselspannung (Φ -q-n-Patterns). Die aufgezeigten TE-Trends sind vielversprechend im Hinblick auf ein Verständnis der Alterung in Wicklungsisolierungen.

2. Stand des Wissens

Statistiken zu Fehlern an rotierenden Maschinen [1-3] weisen auf zwei Hauptbeiträge hin, nämlich auf Probleme mit den Lagern und defekte (Stator-) Wicklungsisolierungen. Eine weitere Aufgliederung nach Fehlerursachen [3] zeigt, dass die Alterung der Isolierung durch thermische Zyklen wesentlich zum Versagen der Wicklungsisolierung beiträgt.

Um den zugrunde liegenden Mechanismus zu verdeutlichen, ist in Abbildung 1 ein Abriss zwischen Kupferleiter und der Hauptisolierung gezeigt. Durch die unterschiedlichen thermischen Ausdehnungskoeffizienten [4] des Kupfers

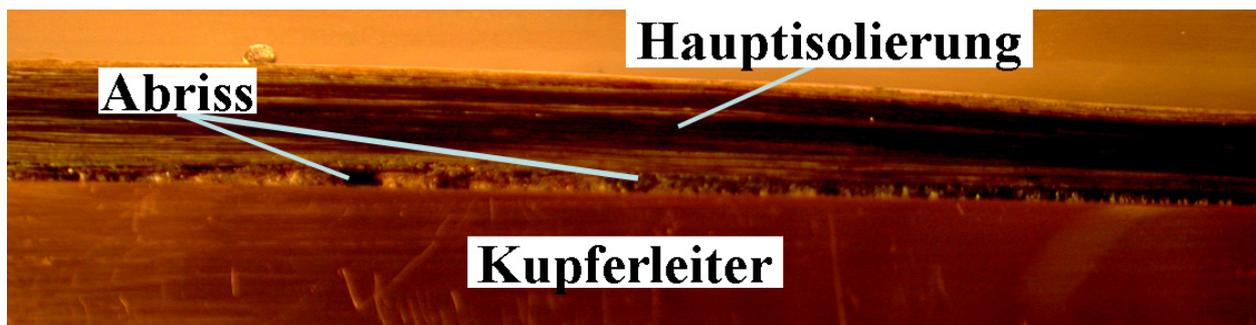


Abbildung 1 Abriss zwischen Kupfer und Hauptisolierung einer betriebsgealterten Statorwicklung.

($\alpha_{Cu}=1.68 \cdot 10^{-5} \text{ K}^{-1}$) und einer (Resin Rich) Wicklungsisolierung ($\alpha_{RR}=1.05 \cdot 10^{-7} \text{ K}^{-1}$) kommt es infolge der Erwärmung von Kupfer und Hauptisolierung bei Lastzyklen es zu mechanischen Spannungen und Abrissen. Bei Überschreiten der Einsatzspannung kommt es in diesen Abrissen zu Teilentladungen und zur Zersetzung des UPI- oder Epoxyd-Imprägnierharzes (Abbildung 2)

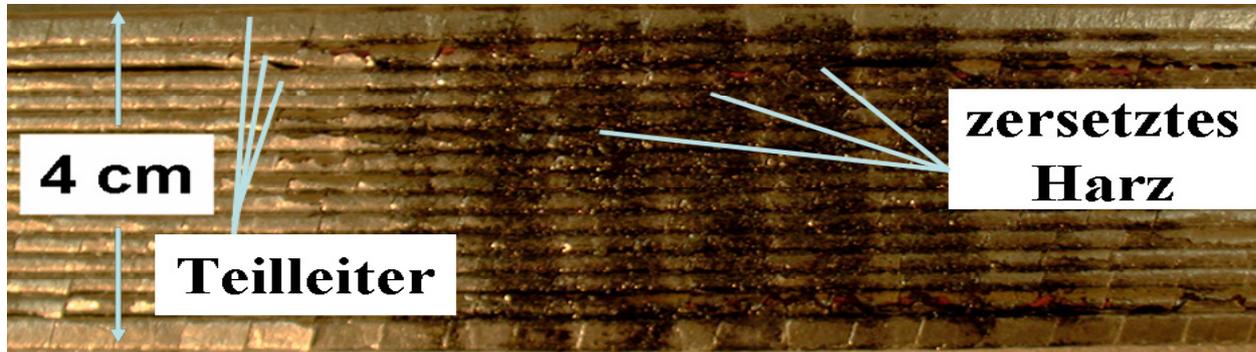


Abbildung 2 Ablagerung von durch Teilentladungen zersetztem Harz auf den Teilleitern einer Wicklung.

Im Hinblick auf die Gefährlichkeit der TE in diesen Abrissen haben Laborversuche an thermisch in einem Nutmodell zyklerten Wicklungsisolierungen deutliche Unterschiede zwischen verschiedenen imprägnierten Isoliermaterialien gezeigt. Messungen der Durchschlagspannungen [5] nach mehreren tausend thermischen Zyklen (Tabelle 1) weisen auf Fortschritte beim Übergang von Asphalt- zu Kunstharz-imprägnierten Isolierungen hin. Laborversuche im Rahmen des Forschungsprojekts MAIA an der ETH bestätigen die Unterschiede, die zwischen UPI- bzw. mit diversen Epoxydharzen imprägnierten Isolierungen gefunden worden sind, an aktuellen Isolierungen und weisen auf Unterschiede zwischen verschiedenartigen Imprägnierharzen unterschiedlicher Hersteller hin.

Material		Abnahme der Durchschlagspannung pro Jahr (Prozent)
System	Imprägnierung	
VPI	Asphalt	2.0-2.5
	UPI	1.2-1.5
	Epoxydharz (Cycloaliphatisch + Bisphenol A)	vernachlässigbar
Resin Rich	Epoxydharz (Epoxy Novolac)	0.1

Tabelle 1 Resistenz verschiedener Maschinenisolierungen gegenüber thermischen Zyklen angegeben als jährliche Abnahme der Durchschlagspannung [5].

3. Hypothese zum Mechanismus

Elektrische Alterungsversuche zeigen, dass Epoxydharz-Imprägnierte Isolierungen mit Abrissen zwischen Kupfer und Hauptisolierung längere Durchschlagzeiten und damit längere potentielle Lebensdauern aufweisen als Isolierungen ohne diese Abrisse. Dieser Befund steht im Widerspruch zu der Erwartung, dass die elektrische Alterung der Isolierung durch die TE in den Abrissen beschleunigt wird.

Zur Auflösung dieses Widerspruchs wird die Verlangsamung des Tree-Wachstums infolge der Harz-Zersetzung untersucht. Dazu konnte gezeigt werden, dass die Zersetzungsprodukte durch TE an Epoxydharzen eine (begrenzte) Leitfähigkeit aufweisen [6-8]. Damit weisen die Ablagerungen von zersetztem Harz (Abbildung 2) auf die Bildung einer Schutzelektrode zwischen Kupfer und Hauptisolierung hin. Es bleibt zu untersuchen, ob die Bildung leitfähiger Zersetzungsprodukte mit einer veränderten TE-Aktivität und mit einer Verlangsamung des Tree-Wachstums verbunden ist.

4. Überprüfung des vermuteten Mechanismus im Labor

Um die vermutete Verlangsamung der elektrischen Alterung durch die Harz-Zersetzung im Labor nachzuvollziehen, sind am Hochspannungslabor der ETH Zürich Modellprüfkörper elektrisch gealtert worden. Um die Alterung sowohl anhand der Teilentladungsaktivität als auch photographisch beobachten zu können, werden solche Untersuchungen häufig an Nadel-Platte Modellen durchgeführt. Im vorliegenden Fall (Abbildung 3) wird eine in Epoxydharz eingegossene Nadel auf eine Hochspannung von 28 kV rms, 50 Hz gelegt und die (5 mm entfernt) gegenüberliegende Seite des Prüflings geerdet. Zur Nachstellung glimmerhaltiger Wicklungs-Hauptisolierungen wird zwischen Nadel und Erdelektrode eine Glimmerbarriere angebracht.

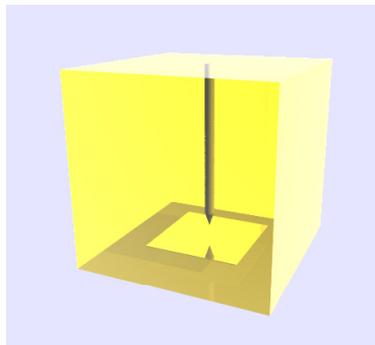


Abbildung 3 Schema der verwendeten Nadel-Platte Anordnung. Die in Epoxidharz vergossene Nadel wird auf Hochspannungspotential gelegt, die gegenüberliegende Seite (Platte) wird geerdet. Zwischen Nadel und Platte befindet sich eine Glimmerbarriere.

Durch die Feldüberhöhung an der Nadelspitze beginnt dort nach dem Einschalten der Hochspannung die elektrische Alterung. Es zeigt sich in Form eines Richtung Glimmerbarriere vorwachsenden Kanals ein sog. elektrischer Tree. Dieser elektrische Tree dringt bis zur Glimmer-Barriere vor, wo er stoppt und sich verbreitert. Erreicht der Kanal einen kritischen Durchmesser [9-10], kommt es zu einem Teildurchschlag zwischen Nadel und Glimmerbarriere (Abbildung 4). Diese zeigt sich in einem deutlichen Anstieg in der Teilentladungsaktivität (Abbildung 6). Nach diesem Teildurchschlag wandelt sich die Struktur des elektrischen Trees zu einem „Busch“ (Abbildung 5).

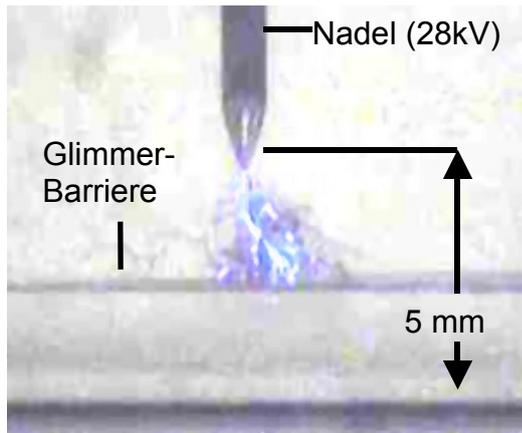


Abbildung 4 Teildurchschlag zwischen Nadel und Glimmer-Barriere.

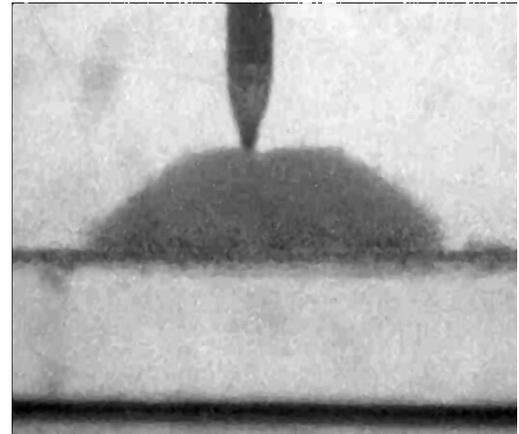


Abbildung 5 Wandel des elektrischen Trees zu einer "Busch-artigen" Struktur [11-12].

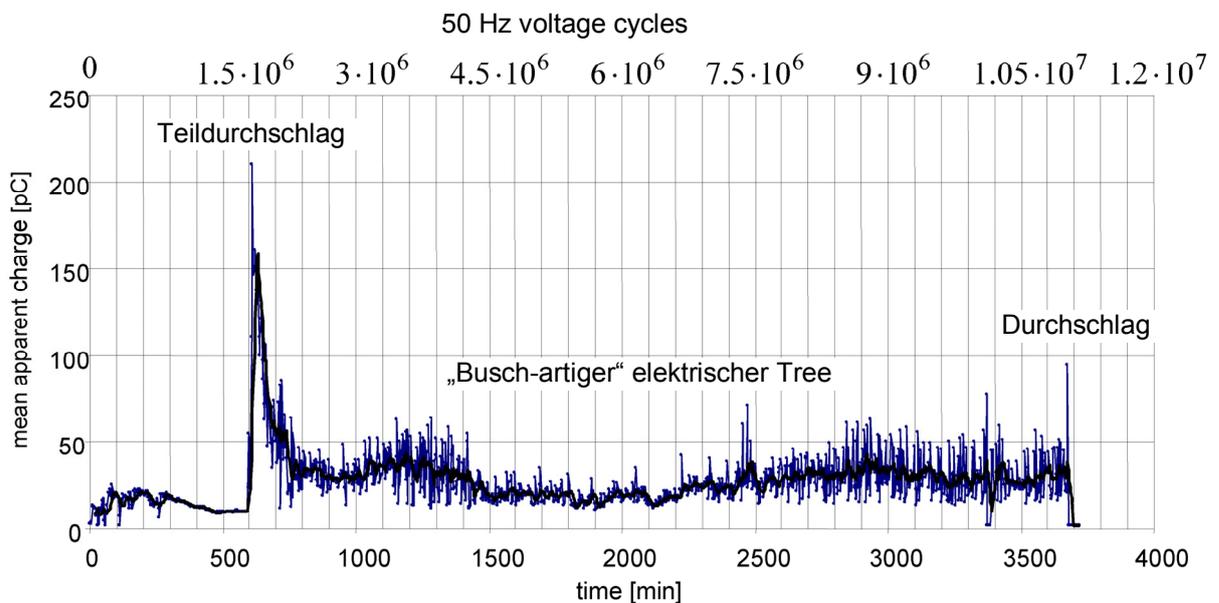
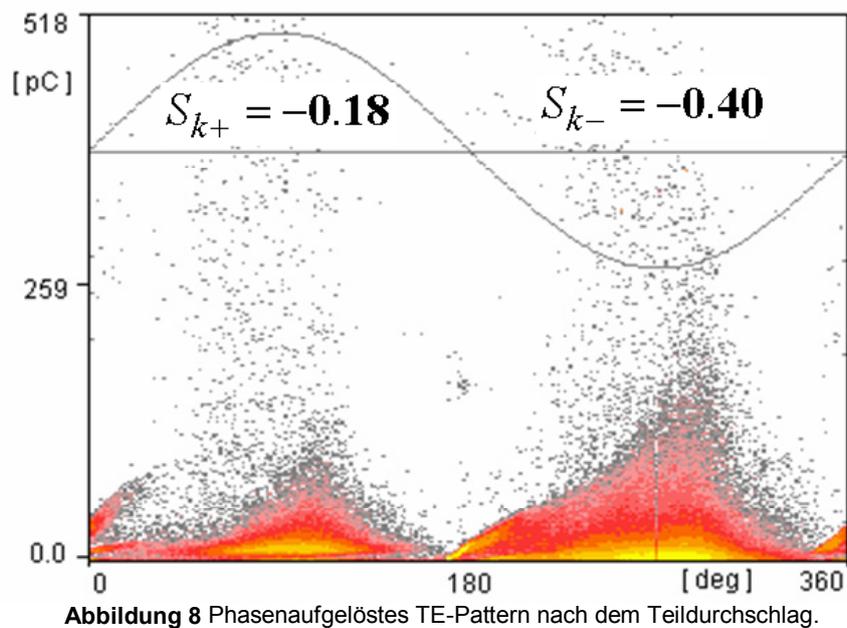
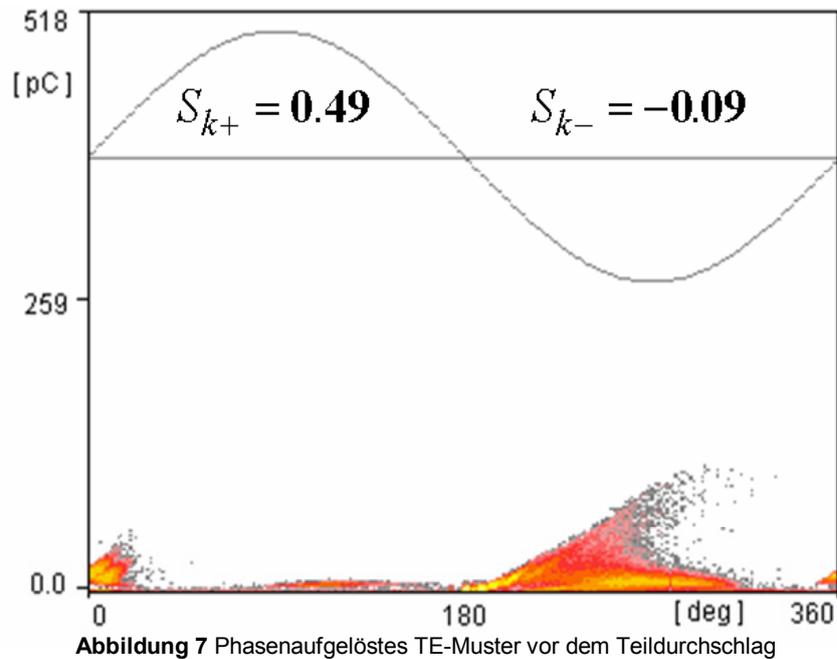


Abbildung 6 Verlauf der (gemittelten) Teilentladungsamplituden während der Alterung.

Die Zersetzung des Harzes führt wie vermutet zu einer Abnahme der TE-Aktivität und zu einer Veränderung der phasenaufgelösten Teilentladungsmuster (Abbildung 7 und Abbildung 8). Nachfolgend kommt es zu einer deutlichen Verlangsamung des Tree-Wachstums. Im Mittel werden mehr als 100 h bis zum Durchschlag des gesamten Prüflings gemessen, während der Teildurchschlag bis zur Glimmerbarriere in den ersten 10 h stattfindet.



Der statistische Parameter Skewness S_K erlaubt die Quantifizierung der Änderung der Symmetrie der phasenaufgelösten TE-Muster vor (Abbildung 7) bzw. nach dem Teildurchschlag (Abbildung 8). Sie gibt an, ob sich das Maximum der Verteilung der Teilentladungspulse beider Halbwellen rechts ($S_K < 0$) oder links ($S_K > 0$) von dessen Mitte befindet. Infolge der Alterung der Prüfkörper zeigt die Skewness in den phasenaufgelösten Teilentladungsmustern sowohl für die positive (S_{K+}) als auch für die negative Halbwelle (S_{K-}) einen negativen Trend (Abbildung 7 und Abbildung 8). Simulationen zu phasenaufgelösten TE-Mustern zeigen, dass diese Veränderung in der Skewness mit der Bildung einer (begrenzten) Leitfähigkeit der Tree-Kanäle zusammenhängt [13-14]. Diese Abnahme der Skewness wird auch bei der Alterung von Wicklungsisolierungen in Multi-Stress Alterungsversuchen gemessen (Abbildung 9).

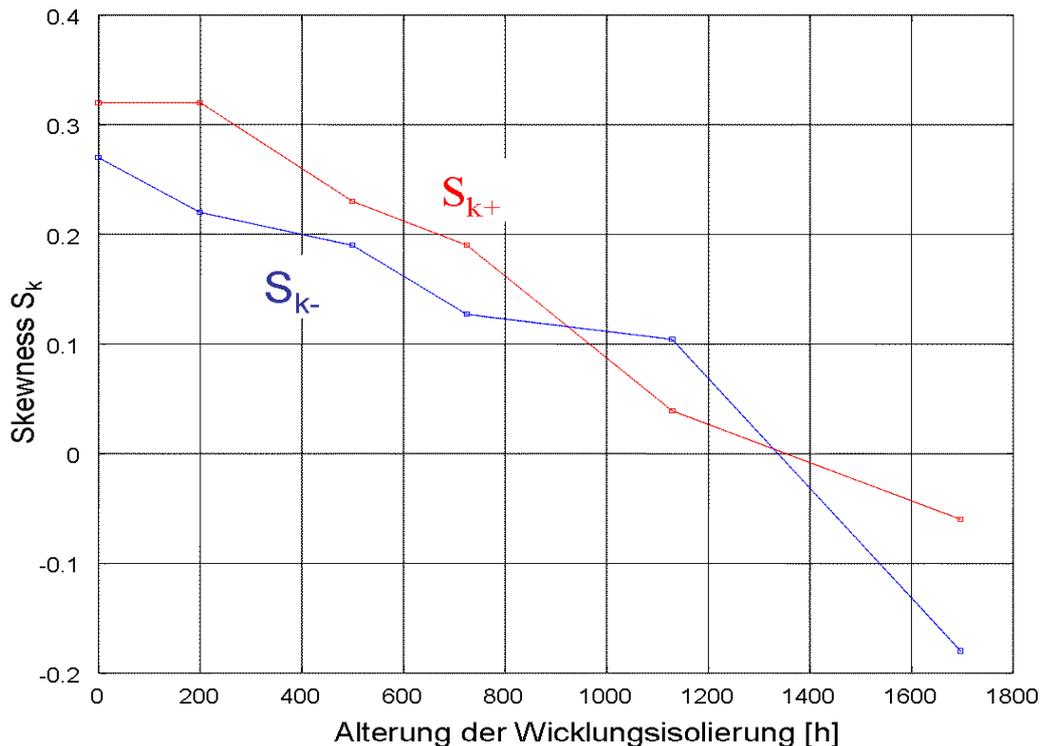


Abbildung 9 Verlauf der Skewness in positiver (S_{k+}) und negativer Halbwelle (S_{k-}) während der (elektrischen, thermischen, mechanischen) Alterung einer Wicklungsisolierung [15].

Basierend auf dem Nachweis der Ablagerung zersetzten Harzes zwischen Kupfer und Hauptisolierung (Abbildung 2) und den übereinstimmenden Änderungen der phasenaufgelösten TE-Muster an Wicklungsisolierung bzw. Modell-Prüfkörpern wird die Bildung leitfähiger Zersetzungsprodukte als Grund für die Verlangsamung des Tree-Wachstums identifiziert. Die gefundenen TE-Trends vertiefen das Verständnis des Zusammenhangs zwischen der Alterung glimmerhaltiger Maschinenisolierung und deren TE. Dies kann zur Diagnose alternder Wicklungsisolierung herangezogen werden.

5. Schlussfolgerung

Infolge thermisch zyklischer Last können zwischen der Hauptisolierung und dem Kupferleiter von Statorwicklungen Thermospannungen bzw. Abrisse beobachtet werden. Mit der Einführung von Glimmer-Kunstharz-Isolierungen sind diese im Vergleich zu Glimmer-Asphalt-Isolierungen deutlich beständiger geworden gegenüber thermisch zyklischer Last.

Laborversuche erlauben die Identifikation der Harz-Zersetzung als Grund für die Verlangsamung des Tree-Wachstums an Wicklungsisolierungen.

Die zunehmende Leitfähigkeit der Tree-Kanäle infolge der Harz-Zersetzung wirkt sich auf die Amplitude und Phasenlage der TE aus. Dies kann zur Diagnose von Wicklungsisolierungen herangezogen werden.

Danksagung

Der Autor dankt Herrn Prof. Fröhlich, Leiter der Fachgruppe Hochspannungstechnologie und Herrn Dr. Caseri vom Institut für Polymere an der ETH Zürich für wertvolle Diskussionen. Diese Arbeit wurde gesponsert durch VonRoll Isola AG, BKW FMB Energie AG, Ofima/Ofible Power Station AG, KWO – Grimselstrom, Alstom Schweiz und Hydro Exploitation SA. Der Autor dankt für die Unterstützung.

Literatur

- [1] N. Srb, „Erfahrungen mit Stossspannungsprüfungen an elektrischen Maschinen“, Allianz Report **70(2)**, pp. 58-62, 1997.
- [2] O. V. Thorsen, M. Dalva, „A survey of faults on induction motors in offshore oil industry, petrochemical industry, gas terminals, and oil refineries“, IEEE Trans. IA **31(5)**, pp. 1186 – 1196, 1995.
- [3] Cigré Study Committee SC11, EG 11.02, „Hydrogenerator failures – results of the survey“, 2003.
- [4] H. Schaumburg, „Werkstoffe und Bauelemente der Elektrotechnik: Polymere“, (K. Brandenberger, R. Brüttsch Chapter 18, pp. 615-642), Verlag B.G. Teubner, Stuttgart, Germany, 1997.
- [5] Y. Yoshida, H. Mitsui, „Rotating machine insulation“, IEEE Trans. EI **21**, pp. 953-958, 1986.
- [6] V. Dureault, B. Gosse, J. Gatellet, F. Boileau, „UV-induced ageing of epoxy resins: surface-conductivity evolution related to chemical modification - application of ageing evaluation of insulating materials“, Proc. CEIDP, pp. 412-416, 1994.
- [7] D.M. Hepburn, I.J. Kemp, A.J. Shields, J. Cooper, „Degradation of epoxy resin by partial discharges“, IEE Proc.-Sci. Meas. Technol. **147**, pp. 97-103, 2000.
- [8] C. Hudon, R. Bartnikas, M.R. Wertheimer, „Surface Conductivity of epoxy specimens subjected to partial discharges“, ISEI, pp. 153-155, 1990.
- [9] H.-P. Burgener, „Teilentladungsverhalten in Mikrohohlräumen polymerer Isoliermaterialien“, Hartung-Gorre Verlag, ISBN 3-89649-866-5, 2003.
- [10] H.-P. Burgener, T. Teich, K. Fröhlich, Simulations of partial discharges of small microcracks parallel to the electrical field in polymeric materials, CEIDP, pp. 146-150, 2002.
- [11] J. V. Champion, S. J. Dodd, J. M. Allison, „The correlation between partial discharge behaviour and the spatial and temporal development of electrical trees grown in an epoxy resin“, J. Phys. D: Appl. Phys., **29**, pp. 2689-2695, 1996.
- [12] H.-Z. Ding, B. R. Varlow, „Electrical treeing studies on the Araldite LY/HY 5052 epoxy resin over a wide range of stressing voltage“, CEIDP, pp. 306-309, 2004.
- [13] Suwarno, Y. Suzuoki, F. Komori, T. Mizutani, „Partial discharges due to electrical treeing in polymers: phase-resolved and time-Sequence observation and analysis“, J. Phys. D: Appl. Phys. **29**, pp. 2922-2931, 1996.
- [14] K. Wu, Y. Suzuoki, T. Mizutani, H. Xie, „Model for partial discharges associated with treeing breakdown: III. PD extinction and re-growth of tree“, J. Phys. D: Appl. Phys. **33**, pp. 1209-1218, 2000.
- [15] Song Jiancheng, Yue Bo, Xie Hengkun, „Aging diagnosis of large generator stator winding insulation based on digital discharge detection“, ICPADM, pp. 765-769, 2000.

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2005

Isolationsdiagnose an Hochspannungsbe- triebsmitteln

Qualitätstrends bei giessharzisierten Messwandlern

Beat Bertschi

Dipl. El.-Ing. ETH
Pfiffner Messwandler AG

1957	Geboren in Zürich
1977-1981	Studium Elektrotechnik, ETH Zürich
1981-1985	Mitarbeiter von Sprecher & Schuh, Aarau Prüftechnik im Hochleistungsversuchsfeld
1986-1997	Leiter Prüffelder bei PFIFFNER Messwandler AG
1998-heute	Leiter Technik und Stv. Direktor bei PFIFFNER Messwandler AG

Mitglied der Technischen Komitees 38 (Messwandler) des CES

Qualitätstrends bei giessharzisierten Messwandlern

Beat Bertschi

Pfiffner Messwandler AG

Inhalt:

1. Giessharze: Komponenten und Produktionsprozess
2. Betriebssicherheit
3. Messgenauigkeit
4. Trends

1. Giessharze: Komponenten und Produktionsprozess

1.1 Giessharzsysteme

Heute werden generell warmhärtende Epoxidharze eingesetzt. Diese sind beständig gegen Feuchtigkeit und die meisten Chemikalien. Für den Freiluftbereich haben sich cycloaliphatische Epoxidharze am besten bewährt. Die Einstellung der Giessharzsysteme auf Epoxidharzbasis geschieht über deren Formulierung. D.h. je nach Bedarf werden neben Harz, Härter und Füllstoff folgende Komponenten beigemischt:

- | | |
|-----------------------|---|
| Flexibilisator: | <ul style="list-style-type: none">- Senkung der Verarbeitungsviskosität- Erhöhung der Flexibilität |
| Verlaufsmittel: | <ul style="list-style-type: none">- Verbesserung des Fließverhaltens bei der Verarbeitung |
| Sedimentationshemmer: | <ul style="list-style-type: none">- Vermeidung der Sedimentation der Füllstoffe bei vorgefüllten Produkten |
| Flammhemmer: | <ul style="list-style-type: none">- Einstellung von flammhemmenden bzw. selbstlöschenden Eigenschaften |
| Stabilisatoren: | <ul style="list-style-type: none">- Thermische und oxidative Stabilisierung |

1.2 Füllstoff am Beispiel von silanisiertem Quarzmehl

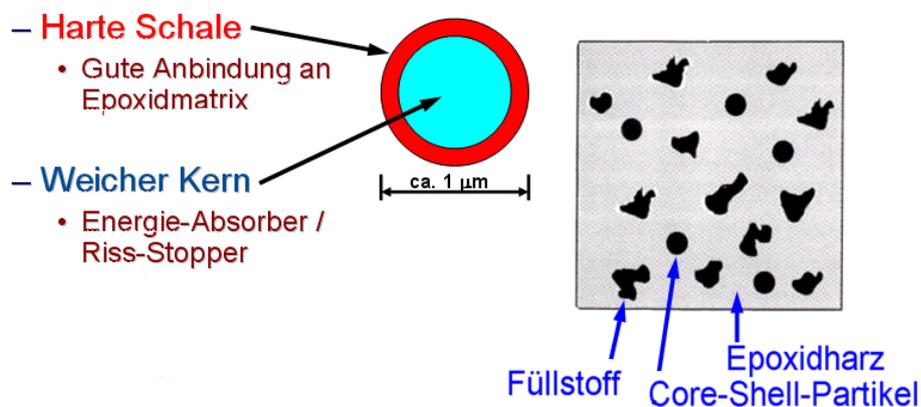
Der Füllstoff dient folgenden Zwecken:

- Verringerung des Schwundes
- Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit
- Abfuhr der Reaktionswärme
- Verringerung des Ausdehnungskoeffizienten
- Dimensionsstabilisierung
- Reduktion der Feuchtigkeitsaufnahme des Isolationsmediums

Silanisieren: chemische Oberflächenbehandlung der Quarzkörner mit organischen Silanverbindungen. Silane sind die Stoffgruppe chemischer Verbindungen, die aus einem Silizium-Grundgerüst und Wasserstoff bestehen. Die organische Silanverbindung baut sozusagen die Brücke zwischen dem Quarz (Siliziumbasis) einerseits und dem Gießharz (organisch, d.h. auf Kohlenstoffbasis) andererseits. Dadurch wird die Haftung zwischen Quarz und Epoxidharz wesentlich verbessert, zugleich wird die Wasseraufnahme an der Grenzschicht Quarz - Epoxidharz weitgehend verhindert. Das Isolationsmedium nimmt somit wesentlich weniger Feuchtigkeit auf, auch der $\text{tg } \delta$ wird praktisch unabhängig von der Feuchtigkeit.

Core-Shell zähmodifizierte Systeme beinhalten neben dem konventionellen Füllstoff sogenannte Core-Shell-Partikel. Diese verfügen über einen weichen Kern und eine harte Schale. Dadurch lässt sich insbesondere die Rissfestigkeit bei Temperaturzyklen wesentlich verbessern.

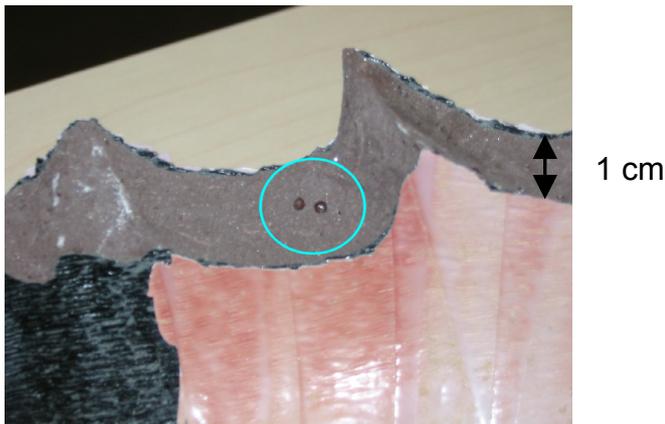
Core-Shell-Zähmodifizierte Systeme



1.3 Durchschlagsfestigkeit

Epoxidharze sind prinzipiell ausgezeichnete Isolatoren. In dünnen Probekörpern erreichen auch gefüllte Harze Durchschlagsfestigkeiten weit über 100 kV/mm. In realistischen Anordnungen und industriellen Produktionsumgebungen legt man allerdings wesentlich tiefere Werte im Bereich 10 bis 16 kV/mm zugrunde. Gründe dazu gibt es mehrere:

- Das „Volumengesetz“: Das Giessharz ist nie ohne Fehlstellen, z.B. Fremdkörper, Lunker oder Mikrorisse. Je grösser das dem elektrischen Feld ausgesetzte Volumen, desto grösser die Zahl der Fehlstellen, resp. die Wahrscheinlichkeit einer zu grossen Fehlstelle an einer kritischen Stelle innerhalb des Isolators.
- Mit zunehmender Grösse nimmt gleichzeitig die Schwierigkeit eines homogenen Gusses zu, ebenso die Schwierigkeit, spannungsfrei zu vergiessen und auszuhärten.
- Die äusseren Abmessungen sind durch die Schlagweiten in der Luft resp. durch den Kriechweg weitgehend vorgegeben, und setzen der Verkleinerung der Apparate physikalische Grenzen.



Lunker in Giessharzisoliation

1.4 Produktionsverfahren

Vakuumguss: Harz und Härter werden unter Vakuum aufbereitet, gemischt und vergossen.

ADG (Automatisches Druckgelieren); Hierbei wird das Giessharz unter Druck in die beheizte Form gespritzt, was zu einer reduzierten Zykluszeit führt.

Prinzipiell gelten in allen Verfahren die folgenden Verfahrensschritte:

- Aufbereiten des Giessharzsystems unter definierten Prozessbedingungen
- Einsetzen der Aktivteile in die Form
- Vorheizen von Aktivteilen und Form
- Giessen
- Gelieren
- Entformen
- Nachhärten

Zur Zeit sind Giessharzsysteme in Entwicklung, bei denen sich das Nachhärten erübrigt.

Dank Optimierung der Formulierung und der Prozesse sind heute äusserst zuverlässige Apparate bis Reihe 36 kV erhältlich.



Vakuum-Vergiessanlage



Druckgelieranlage

2. Betriebssicherheit

Durchschlagsphänomene bei Giessharz-Isolationen:

- Elektrischer Durchschlag
- Teilentladungsdurchschlag
- Wärmedurchschlag
- Für Wandler: zusätzlich Windungs- oder Lagenschluss

2.1 Elektrischer Durchschlag

Er tritt bei hohen Feldstärken auf.

Sein Ursprung liegt im Bereich der Schwachstellen des Isolationsmediums.

Schwachstellen können Inhomogenitäten, Verunreinigungen, die Grenzschicht zwischen Harzmatrix und Füllstoff, Mikrorisse etc. sein. Überschreitet die elektrische Feldstärke einen kritischen Wert, so können bewegliche Elektronen in diesen Bereichen durch Stossionisation Elektronenlawinen bilden, welche schliesslich zum Durchschlag führen. Typisches Beispiel: Durchschlag bei Blitzstoss-Spannung.

2.2 Teilentladungsdurchschlag

Diese Durchschlagsform ist dadurch gekennzeichnet, dass sie erst nach sehr langen Zeiten erfolgen kann. Der Durchschlagsvorgang wird durch Teilentladungen eingeleitet, die im Innern der Isolierung, wieder in Hohlräumen oder an Verunreinigungen auftreten können. An diesen Stellen kommt es bereits unter normalen Betriebsbedingungen zu Feldstärkenüberhöhungen, wobei im Bereich dieser Fehlstellen lokal die Durchschlagsfeldstärke überschritten werden kann. Dadurch entstehen irreversible Zerstörungen in Teilbereichen des Isolationsmediums, und es kommt zur Ausbildung von verästelten Kanälen. Diese wachsen weiter, bis schliesslich das gesamte Dielektrikum endgültig durchschlägt.

Die Teilentladungsmessung ist die empfindlichste und aussagekräftigste Diagnosemethode für Giessharzwandler, und wird vom Hersteller als Stückprüfung vor der Auslieferung durchgeführt.

Geschichte der Teilentladungsmessung:

Vor 50 Jahren: Nur Spannungsprüfung. Überstand ein Wandler diese ohne Durchschlag, so galt die Isolation als in Ordnung.

Teilentladungsmessung in den Messwandler-Normen:

- SEV seit 1976
- IEC seit 1980
- ANSI / IEEE seit 1994

Die Anforderungen wurden stetig verschärft. Die aktuellen Grenzwerte für einpolige Giessharzwandler lauten:

bei $1.2 * U_m / \sqrt{3}$: < 20 pC

bei $1.2 * U_m$: < 50 pC

Wesentlich ist aber, dass namhafte Hersteller heute als Firmenstandard im unteren Messpunkt d.h. bei $1.2 * U_m / \sqrt{3}$, keine messbare TE mehr zulassen.

Dies aus der Erkenntnis, dass besonders in einer nicht selbstheilenden Isolation stetige TE auf die Dauer zerstörend wirken kann, auch wenn die Pegel relativ niedrig sind.

Anwender sollten alles daran setzen, potentiell gefährdete Apparate früh genug zu erkennen:

- Im Betrieb:
Ältere Wandler (25 Jahre): TE-Messung durchführen
- in der Beschaffungsphase:
Verlangen Sie bei Mittelspannungswandlern Prüfprotokolle, in denen die Teilentladungswerte für jeden Wandler einzeln aufgeführt sind!

Führen Sie im Zweifelsfall Abnahmeprüfungen durch!

Ab Reihe 72 kV ist bei Giessharzisolations besondere Vorsicht geboten. Auf Grund der grossen Harzvolumen empfiehlt Pfiffner hier einzig Stromwandler für Innenraum-Anwendungen.

2.3 Wärmedurchschlag

Zu einem Wärmedurchschlag kommt es, wenn das Isolationsmedium die zugeführte Wärme nicht abzuführen vermag. Die Wärme kann von umgossenen stromführenden Leitern stammen, aber auch durch dielektrische Verluste, die im Isolationsmedium selbst entstehen. Mit steigender Temperatur nimmt der $\tan \delta$ des Harzes zu, und erhöht dadurch die Verlustleistung weiter. Das Isolationsmedium heizt sich immer mehr auf, bis es zum Durchschlag kommt.

→ Diese Form von Durchschlag ist bei Mittelspannungs-Giessharzwandlern ohne Bedeutung. Der Beitrag des $\tan \delta$ zur Wandlererwärmung liegt unterhalb der Messbarkeitsgrenze.

2.4 Windungsschluss

Spannungswandlerspulen sind heute SF6-imprägniert, so dass dielektrische Fehler in Spulen äusserst selten auftreten.

Überhitzung als Folge von unzulässig hohen Strömen stellt bei Spulen die Hauptfehlerursache dar. Am meisten gefährdet ist die *Primärspule der Spannungswandler*. Ausgehend von einem Windungs- oder Lagenschluss breitet sich der Fehler schnell über mehrere Lagen aus. Durch die dabei entstehende Hitze verdampft Material, der Gasdruck führt in Kürze zum Bersten des Wandlers.

Überhitzung kann auftreten bei

- Kernsättigung durch Ferroresonanz
- Kernsättigung bei Erdschluss (bei falscher Auslegung der Wandler)
- externer Kurzschluss der Sekundärwicklung

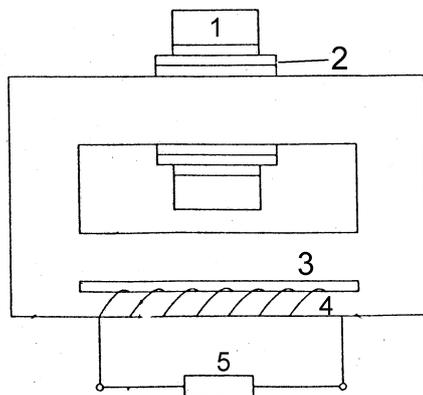
2.4.1 Ferroresonanz

Ursachenbekämpfung: Induktion bei Nennspannung so tief wie möglich legen

Symptombekämpfung: Dämpfung im Bereich der Eisensättigung wesentlich erhöhen und damit dem Resonanzkreis Energie entziehen. Folgende Methoden werden angewandt:

Resostop

Ein Teil des Eisenkerns (4) wird mit einer bebürdeten Wicklung versehen. Der Strom in dieser Wicklung verdrängt den Fluss grösstenteils in den unbewickelten Teil des Eisenkerns (3). Erhöht sich jedoch der Fluss bis zur Sättigung, findet die Flussverdrängung nicht mehr statt, und der Flussanteil im unwickelten Teil des Kerns erhöht sich überproportional. Entsprechend nimmt auch die Ferroresonanz dämpfende Wirkung zu.

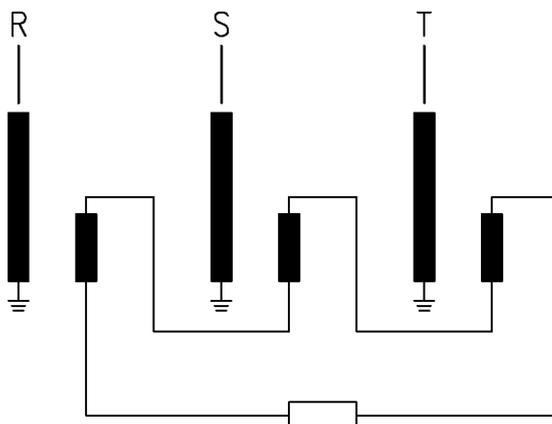


Resostop

- 1: Primärwicklung
- 2: Sekundärwicklung
- 3: Unbewickelter Teil des Kerns
- 4: Bewickelter Teil des Kerns
- 5: Dämpfungswiderstand

Offene Dreieckwicklung

Widerstände die ins offene Dreieck der Sekundärkreise eines Dreiphasensystems geschaltet werden, sehen genau dann eine Spannung, wenn die 3 Phase-Erde-Spannungen nicht mehr rotationssymmetrisch zur Erde liegen, insbesondere bei Erdschluss im isolierten Netz (Sternpunktanhebung) oder im Ferroresonanzfall. Auch hier wirkt der Widerstand dämpfend.



Schaltung eines Widerstandes im offenen Dreieck zur Ferroresonanzbedämpfung

2.4.2 Kernsättigung im Erdschlussfall

Kann höchstens bei falsch dimensionierten Wandlern auftreten. Die Norm sieht folgende Spannungsfaktoren vor:

- 1.2 Un dauernd für zweipolige Spannungswandler
- 1.5 Un 30 s für einpolige Spannungswandler
in Netzen mit starr geerdetem Sternpunkt
- 1.9 Un 8 h für einpolige Spannungswandler
in Netzen mit nicht starr geerdetem Sternpunkt

2.4.3 Kurzschluss der Sekundärwicklung

In letzter Zeit wurden einige Fälle bekannt, in denen Spannungswandler aus Versehen sekundärseitig kurzgeschlossen wurden. Das Resultat reicht von der geschmolzenen Sekundärverdrahtung bis zum dielektrischen Versagen des Wandlers mit entsprechenden Folgeschäden. Ursache war meistens eine Mehrfacherdung der Sekundärwicklungen. Aus diesem Grund hat Pfiffner folgende 3 Massnahmen ergriffen:

- Die Erdlitzen der Sekundärklemmen werden nicht mehr vorverdrahtet, sondern lose in den Klemmenkasten gelegt. Damit soll der Monteur gezwungen werden, jede Erdverbindung bewusst auszuführen.
- Sämtliche Spannungswandler werden mit folgendem Warnkleber geliefert:

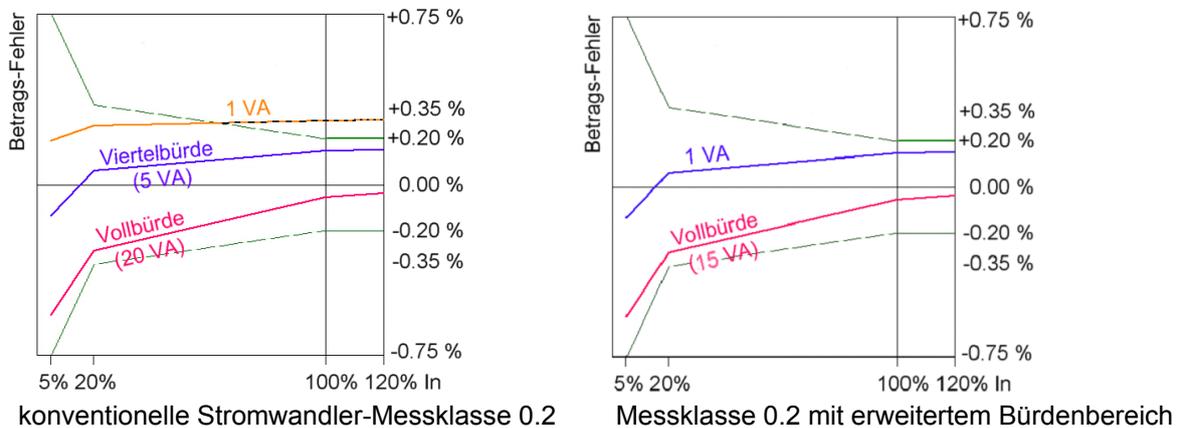


- Pfiffner baut in Zukunft in allen Spannungswandlern eine Sollbruchstelle in die Sekundärwicklungen ein. Diese schmilzt im Kurzschlussfall durch, bevor der Wandler Schaden nehmen kann. Ein solcher Wandler kann ausgebaut, beim Hersteller wieder instand gestellt und geprüft werden.

Anwender sollten diesem Punkt besondere Beachtung schenken. Dies umso mehr in einer Zeit, in der das Betriebspersonal auf ein Minimum reduziert wird, dafür aber viele Arbeiten durch Fremdfirmen ausgeführt werden.

3. Messgenauigkeit

Immer häufiger werden Strom- und Spannungswandler an leistungsarme Zähler angeschlossen. Da ein Wandler nur zwischen Voll- und Viertelbürde die Klasse einhalten muss, ist es durchaus denkbar, dass Wandler ausserhalb der definierten Klasse betrieben werden.



Bei bestehenden Wandlern gibt es 2 Möglichkeiten:

- Es ist nicht ausgeschlossen, dass der Wandler die Klasse auch bei kleineren Bürden als Viertelbürde erfüllt. Wenn immer möglich versucht Pfiffner die Wandler dementsprechend zu dimensionieren. Das Prüfprotokoll gibt gegebenenfalls darüber Auskunft.
- Im anderen Fall muss der Wandler zusätzlich bebürdet werden, um sein Ausgangssignal in die Klasse zu zwingen.

Seit einigen Jahren bietet die Norm auch die Möglichkeit, Messklassen mit erweitertem Bürdenbereich zu definieren.

Stromwandler:

Für Klassen 0.1, 0.2 und 0.2S und Leistung ≤ 15 VA:

Bisher: 15 VA (d.h. 3.75 ... 15 VA)

Neu auch möglich: 1-15 VA

Spannungswandler:

Für Klassen 0.1 und 0.2 und Leistung ≤ 10 VA

Bisher: 10 VA (d.h. 2.5 ... 10 VA)

Neu auch möglich: 0-10 VA

Leider wird von dieser Möglichkeit bis heute von Kundenseite kaum Gebrauch gemacht.

4. Trends

Mittelspannung wäre dank hoher Standardisierung der Anlagen selbst bereits heute prädestiniert für den Einsatz von standardisierten Wandlern. Dies würde sich vielleicht weniger im Preis auswirken – wir sind bereits auf tiefem Niveau – sondern die Verfügbarkeit verbessern, weil sie praktisch ab Lager lieferbar wären.

In absehbarer Zeit werden die benötigten Signalleistungen nicht mehr im Wattbereich, sondern vielleicht im mW-Bereich liegen. Dies öffnet die Tore für andere Messprinzipien, z.B. für Spannungsteiler. Stromwandler in der Mittelspannung werden dem induktiven Prinzip vorläufig noch treu bleiben.

Wandler, basierend auf anderen Messprinzipien, werden von Beginn an in Bezug auf Zuverlässigkeit und Preis an den heutigen Wandlern gemessen werden.

Im Freiluftbereich ist der Einsatz von hydrophoben cycloaliphatischen Epoxidharzen (HCEP) möglich. Sie vereinigen die Vorteile der cycloaliphatischen Epoxidharze (CEP) mit jenen der Silikon-Verbundisolatoren.

	CEP	Silikon	HCEP
Konstruktionswerkstoff	+	o	+
Design-Vielfalt	+	o	+
Herstell-Prozess	+	o	+
Kosten	+	o	+
Anzahl Grenzflächen	+	o	+
Vogelfrass	+	o	+
Hydrophobie	o	++	+
ΔT -Beständigkeit	o	++	+
FO-Wahrscheinlichkeit	o	+	+



HCEP vereinigt die Vorteile von Epoxidharz und Silikon

Die IEC-Normen enthalten -ausser bei der Teilentladungsmessung- kaum Hinweise über den Einsatz von Giessharz als Isolationsmedium für Wandler. Das soll sich ändern, die zukünftige Wandler-Norm IEC 61869-1 „Common clauses for instrument transformers“ wird sich unter anderem auch diesem Thema widmen.

FKH - / VSE – Fachtagung

15. November 2005

Isolationsdiagnose an Hochspannungsbetriebsmitteln

Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS, vom Entwicklungsversuch bis zur Vor-Ort-Abnahmeprüfung

Robert Lüscher

El.-Ing. FH
AREVA T&D AG, CH-5036 Oberentfelden

- 1970 Geboren in Menziken (AG)
- 1990 Abschluss der Lehre als Elektromechaniker bei Sprecher + Schuh sowie der Berufsmittelschule
- 1993 Abschluss als Elektroingenieur an der Fachhochschule Brugg-Windisch
- 1994 Eintritt bei Sprecher Energie AG, heute AREVA T&D
 - Inbetriebsetzung und Unterhalt von Hochspannungsschaltgeräten weltweit
 - Projektleitung für die Entwicklung eines online Monitoringsystems für Leistungsschalter
 - Projektleitung Primärtechnik, elektronische Strom- und Spannungswandler für GIS
- 2002 Leiter Antriebsapplikationen für Hochspannungsschaltgeräte innerhalb AREVA T&D
Projektleitung Hybride Leistungsschalterantriebe
- 2003 Abschluss als Webmaster SIZ
- 2004 Leiter Entwicklungsversuche GIS

Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS, vom Entwicklungsversuch bis zur Vor-Ort-Abnahmeprüfung

Robert Lüscher

AREVA T&D AG, CH-5036 Oberentfelden

1. Grundlagen der dielektrischen Dimensionierung

Die IEC (62271-203) und ANSI (C37.06-2000) Forderungen betreffend den Spannungsniveaus müssen von den Herstellern gemäss den Zielmärkten erfüllt werden. Dazu dient als wesentliches Dimensionierungskriterium die Nennstehblitzstossspannung U_p . Dieser Wert wird als BIL bezeichnet (Basic Insulation Level).

Der Hersteller muss bei der dielektrischen Dimensionierung wichtige Randbedingungen einhalten. Diese Randbedingungen basieren im wesentlichen auf Designrichtlinien für Feldstärken aller Teile einer GIS, welche unter anderem Hochspannungsleiter, Gehäuse, Isoliermaterialien und Abstützungen umfassen. Dabei sind die konstruktiven Gestaltungen der Elektrodenformen, Isolierkonen, "Tripple-Points" und Durchführungen von wesentlicher Bedeutung.

Wirtschaftlichkeit, Herstellungsverfahren und Industrialisierungsaspekte müssen bereits in einem frühen Stadium in eine Entwicklung einfließen, um ein optimales Produkt zu erreichen.

Die Verifikation der Designrichtlinien erfolgt in einem ersten Schritt durch Computer gestützte Feldberechnungen. In einem weiteren Schritt werden erste Prototypenteile hergestellt und montiert. Die Einzelteile werden durch industrielle Herstellmethoden gefertigt, um bereits in diesem Stadium möglichst nahe an eine Serienreife zu gelangen.

Die dielektrische Verifikation erfolgt danach im Labor durch verschiedene Tests:

- Blitz- und Schaltstoß
- 50Hz Wechselspannungsprüfung mit konventioneller Teilentladungsmessung nach IEC 60270 und UHF-Messmethode mit Spektrumanalyzer und Aufzeichnung der "PD-Pattern"
- Spannungsfestigkeit bei 1 bar_{abs} SF₆

2. Dielektrische Prüfungen

Um die lückenlose Sicherstellung der dielektrischen Integrität einer GIS zu garantieren sind mehrere Prüfungen notwendig:

Typprüfung

- Durchführung der Versuche unter Aufsicht von akkreditierten Stellen oder in deren Labors wie: KEMA, CESI, IREQ, CERDA, IPH
- Sicherstellung, dass das Produkt den gängigen Standards entspricht und gemäss diesen im Netz eingesetzt werden kann.

Routineprüfung / Werksprüfung

- Sicherstellung der Werkmontage
- Qualitätssicherung

Vorortprüfung

- Sicherstellung der dielektrischen Integrität der GIS vor Inbetriebnahme
- Aufdecken von möglichen "Transportschäden" und Montagefehler
- Qualitätssicherung

Prüfungen in Betrieb

- Bei Anlagenerweiterungen sollten die neuen Anlagenteile und das zu kuppelnde Stück nochmals dielektrisch geprüft werden

3. Teilentladungsmessungen

Die Spannungsfestigkeit ist ein Hauptkriterium zur Beurteilung einer GIS. Dies wird im wesentlichen erreicht durch eine erhöhte Spannungsbeaufschlagung während einer kurzen Zeit. Gemäss IEC 62271-203 wird die Nennstehwechselspannung U_d während 1min am Prüfling angelegt und es darf kein dielektrisches Versagen erfolgen. Dabei kann aber auch differenzierter vorgegangen werden: Es ist durchaus möglich, dass ein "Reinigungsüberschlag" erfolgt und durch diesen Überschlag Fehlstellen eliminiert werden. Falls eine nachfolgende Spannungsprüfung erfolgreich ist, kann der Test trotzdem als bestanden gelten. Die Überschlagsstelle wird im Werk gesucht und betroffene Leiter, Gehäuseteile oder Isoliermaterial werden manuell gereinigt oder allenfalls ersetzt.

Die Messung der Teilentladungen ist nebst der reinen Spannungsfestigkeit das wichtigste Kriterium zur Beurteilung der elektrischen Isolierfestigkeit einer GIS. Teilentladungen künden Fehlstellen an und erlauben durch eine phasenaufgelöste Darstellung der Spitzenwerte der Teilentladung Schlussfolgerungen über die Art eines Defektes zu machen.

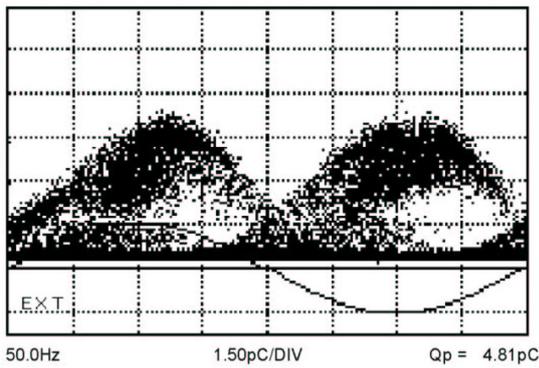


Abbildung 1: Typisches TE-Pattern, verursacht durch ein freies metallisches Partikel

Keine Isolation ist perfekt, kleinste Fehlstellen sind bedingt durch die Herstellungs- und Montageprozesse möglich. Die Grenzwerte gemäss IEC 62271-203 erlauben einen Pegel der scheinbaren Ladung von 5pC bei einer Spannung von Upd-test. Eine GIS, welche diese Grenzwerte erfüllt, gilt als betriebssicher.

Dabei gelten bei AREVA aber auch zusätzliche Kriterien zur Beurteilung möglicher Teilentladungsmuster. Metallische Partikel in einer GIS sind grundsätzlich nicht erwünscht und werden bei deren Detektion gesucht und eliminiert. Fehlstellen an Isolierteilen werden, sobald diese einwandfrei detektiert werden, gesucht und ausgemustert. Zudem sind bei jeder Art von Teilentladung die Ein- und Aussatzspannungen zu bestimmen. Messbare Teilentladungspegel bei Nennstehwechselfspannung Ud und der Teilentladungsmessspannung Upd-test sind erlaubt, sofern ein Aussetzen der Teilentladung oberhalb der maximalen Nennbetriebsspannung Ur feststellbar ist.

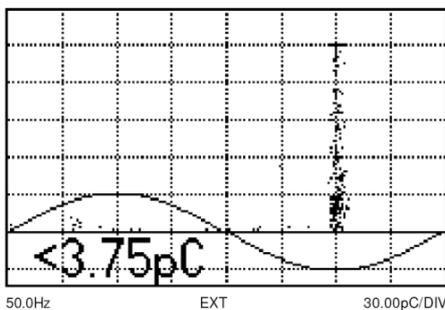


Abbildung 2: Fehlstelle auf Erdpotential

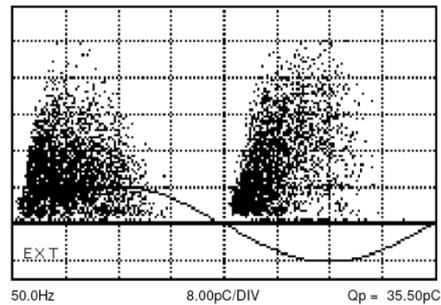


Abbildung 3: Fehlstelle an "Tripple-Point" Hochspannung

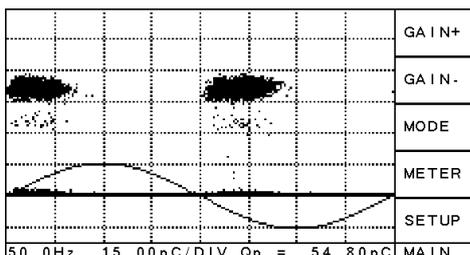


Abbildung 4: Lufteinschluss in Isolator

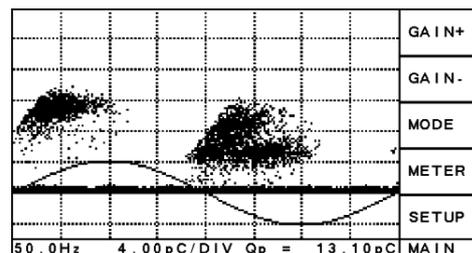


Abbildung 5: Fehlstelle an "Tripple-Point" Erdpotential

Als besonders schwierig zu detektierende Fehlstellen sind metallische Partikel auf dem Hochspannungsisolator sowie Spitzen auf Hochspannungspotential. Diese Fehlstellen ergeben sehr kleine Teilentladungspegel, könnten aber durch in Betrieb auftretende Überspannungen zu einem Überschlag führen. Ein Überschlag als Folge einer Spitze, insbesondere von Hochspannungsleitern zu Erdpotential in einer GIS über die SF₆-Gasisolierstrecke muss nicht zwingen zu einem permanenten Defekt der Isolation führen.

4. Beurteilungen der TE-Messung mit der UHF-Methode

Im Gegensatz zu der Methode nach IEC 60270, wonach definierte, messbare Pegel und Grenzen existieren, gibt es bei der UHF-Messmethode nur eine Abschätzung der Intensität der Teilentladungen.

Die Beurteilung der TE-Pattern ist daher ein wesentliches Entscheidungskriterium. Der Vergleich zwischen mehreren Messsonden innerhalb einer GIS erlaubt eine grobe Lokalisierung von Fehlstellen. Die Messung von Signallaufzeiten an verschiedenen Messstellen kann zudem zur Ortung beitragen. Einfache Kriterien erlauben die Abschätzung der Grössenordnung eines vergleichbaren Pegels.

Ein einfaches Beispiel wäre, dass ein Signal bei einer Messsonde (1) erfasst wird und an allen anderen Messsonden (2 ...n) nichts registrierbar ist.

Durch einen erfolgreich durchgeführten vorgängigen Empfindlichkeitsnachweis der UHF-Messmethode, welcher im Cigré-Dokument der Joint TF von 1998 (15/33.03.05) IWD beschrieben wird, kann davon ausgegangen werden, dass eine Empfindlichkeit des Messsystems von weniger als 5pC gewährleistet ist.

Im obigen Fall müsste der Pegel, gemessen an der Messsonde (1), unterhalb 5pC liegen.

Eine weitere Möglichkeit besteht darin, bei einer fixen Frequenz im Spektrum eine zeitliche Auflösung des Signals durch eine Demodulation mit derselben Frequenz zu machen und den absoluten Pegel des Signals in [mV] zu messen. Dies entspricht der Messung im "zero-span"-Modus eines Spektrumanalyzers bei einer fixen Frequenz.

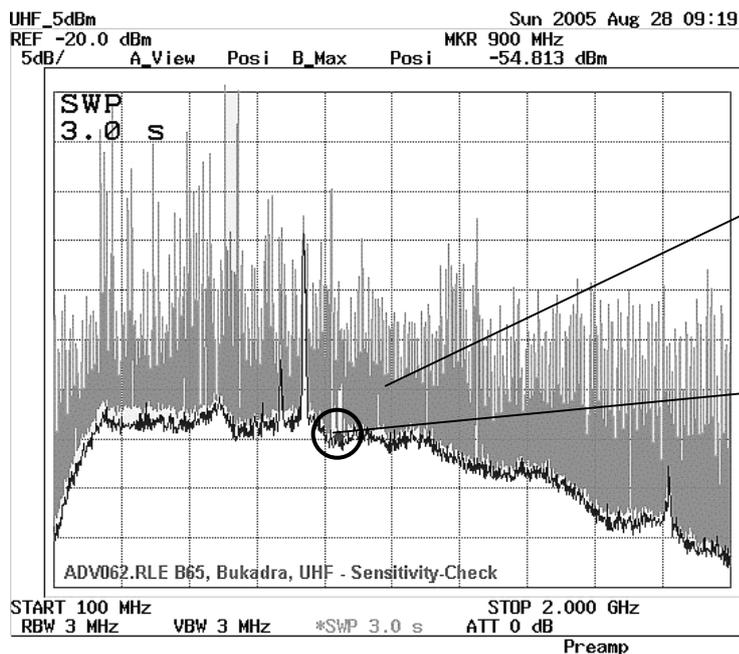
Der gemessene Pegel wird verglichen mit den Resultaten, welche man für dieselbe Frequenz aus dem Empfindlichkeitsnachweis erhalten hat. Dabei gilt als wesentlicher Faktor, dass nicht alle Arten von Teilentladungen dieselben Frequenzen anregen und, bedingt durch die verschiedenen Dämpfungen in der GIS, sich ebenfalls nicht alle Frequenzanteile gleich ausbreiten werden.

Eine vereinfachte aber auch verschärfte Bedingung gegenüber IEC 60270 wäre, bei einer Spannung von Upd-test keine messbaren phasenkorrelierten TE-Signale nach der UHF Methode zuzulassen. Die alleinige Anwendung dieses Kriteriums ohne die Beurteilung der TE-Pattern ist äusserst streng. Diese Grenzwerte entsprechen nicht den geltenden IEC 60270 Richtlinien, die Teilentladungen bis zu einem Pegel von 5pC zulassen.

Die von AREVA verwendeten Messsysteme besitzen grossflächige Messsonden, welche im ganzen Frequenzspektrum von 100MHz bis 2GHz eine sehr gute Empfindlichkeit besitzen. Zudem wird mit Vorverstärkern gearbeitet, die direkt am Anschluss der Messsonde die ankommenden elektrischen Impulse um >45dB verstärken, typischerweise +50dB bei einer Frequenz von 1 GHz.



Abbildung 6: Empfindlichkeitsnachweis, Einspeisung eines equivalenten "5pC Pulses" an Sonde No. 1 und Messung an Sonde No.2. Die beiden UHF Messsonden sind auf einer Sammelschiene platziert, Distanz ca. 15m.



Die Störungen durch mehrere 5pC-equivalente Impulse, eingespeist in Sonde 1. Die Messsonde hat eine sehr gute Empfindlichkeit über das ganze Spektrum von 100MHz bis 2GHz.

→ Messung an Sonde 2

Grundstörpegel < -50dBm bei 1GHz, gemessen mit Spektrumanalyzer nach dem Vorverstärker.

→ Messung an Sonde 2

Abbildung 7: Messung an Sonde No.2. Vergleich Grundstörpegel und Frequenzspektrum verursacht durch einen Pulser an Sonde No.1

Die mit dem Spektrumanalyzer gemessenen Grundstörpegel liegen bei rund -50dBm, meistens sogar noch tiefer. Dies entspricht einem Spannungspegel gemessen am Spektrumanalyzer von 0.7mV. Berücksichtigt man die Vorverstärkung von 50dB, so ergibt dies umgerechnet einen Spannungspegel direkt auf der Sonde von ca 2.2mikroV oder ein Leistungspegel, bezogen auf 50Ohm, von -100dBm. Die UHF Messung ist im

wesentlichen ein hochempfindliches Empfängersystem, dass es erlaubt, breitbandige wie auch schmalbandige Messungen von 100MHz bis 2GHz durchzuführen.

Die Empfindlichkeit des Messsystems entspricht mindestens der eines konventionellen KW-Empfängers.

Als Vergleich sind hier die typischen Eingangsempfindlichkeiten von einigen Empfängerstufen erwähnt:

Bluetooth-Empfänger:	- 84dBm
WLAN-Empfänger:	- 87dBm
Standard Kurzwellenempfänger:	- 100dBm
Dreifach Superhead KW Empfänger, neueste Generation:	- 115dBm
GPS Empfänger:	- 135dBm

5. Schlussfolgerung

Die Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS beginnt mit der Dimensionierung der Anlage, basierend auf dem "Know-how" des Herstellers und den daraus abgeleiteten Richtlinien und Grenzwerten für die auftretenden Feldstärken.

Strenge Qualitätskontrollen bei Fertigung und Montage sowie klar definierte Montageabläufe erlauben einen hohen Standard der Produkte.

Typprüfung, Routineprüfung und Vorortprüfung sind die wichtigsten Messkriterien im Ablauf.

Die dielektrische Beurteilung der GIS geschieht einerseits durch die qualitative Aussage, dass eine angelegte Prüfspannung zu keinem Durchschlag führt und andererseits den Teilentladungsmessungen bei verschiedenen Prüfspannungen.

Die konventionelle TE-Messmethode ist in IEC 60270 beschrieben. Die zur Anwendung kommenden Kriterien wie Spannungspegel, Prüfdauer und Teilentladungsintensitäten sind in IEC 62271-203 enthalten. Dabei werden Unterschiede gemacht zwischen Typprüfungen und Routine- bzw. Vorortprüfungen.

Die UHF Messmethode erweitert die TE-Messung und erlaubt eine Störunterdrückung verschiedener Einflussgrößen. Die gemessenen Pegel und Intensitäten lassen sich leider nicht direkt mit der bekannten Methode nach IEC 60270 vergleichen.

Um eine Mindestanforderung der Empfindlichkeit des Messsystems zu erreichen, wurde im Cigré-Dokument der Joint TF von 1998 (15/33.03.05) IWD ein Empfindlichkeitsnachweis der UHF-Messmethode beschrieben. Die Empfindlichkeit des Messsystems sollte nach bestandem Test weniger als 5pC betragen.

Die Erfahrung zeigt, dass beim Einsatz von sensiblen Messsonden, Vorverstärkern und Spektrumanalysen selbst bei einer Vorortprüfung wesentlich empfindlichere Messungen möglich sind. Kleinste Teilentladungen sind immer noch messbar, die Interpretation der Resultate ist wichtig und sollte sorgfältig abgewogen werden, um kritische Fehler zu entdecken und unwesentliche Störquellen nicht überzubewerten.

Inhalt

- ▶ Grundlagen der dielektrischen Dimensionierung
- ▶ Prototypstadium
- ▶ Dielektrische Prüfungen
 - ◆ Typprüfung
 - ◆ Routineprüfung / Werksprüfung
 - ◆ Vorortprüfung
- ▶ Vergleich der Prüfspannungen
- ▶ TE – Messung
 - ◆ Konventionelle TE - Messung mit Koppelkondensator
 - ◆ UHF-Messmethode mit Serieresonanzanlagen zur Spannungserzeugung
- ▶ Interpretation von TE – Messungen mit der UHF Methode
- ▶ Ausblick

T&D

FKH- / VSE-Fachtagung 2005 - Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS

3

Grundlagen der dielektrischen Dimensionierung

- ▶ IEC (62271-203) und ANSI (C37.06-2000) Forderungen müssen gemäss den Zielmärkten erfüllt werden

Maximale Betriebsspannung	Nennsteh-wechselspannung		Nennsteh-Blitzstossspannung (BIL)	
Ur [kV rms]	Ud [kV rms] [1min]		Up [kV peak] [1.2µs/50µs]	
	Phase-Erde, Phase-Phase und über dem geöffneten Schaltgerät	Über der Trennstrecke	Phase-Erde, Phase-Phase und über dem geöffneten Schaltgerät	Über der Trennstrecke
72.5	140	160	325	375
145	275	315	650	750
245	460	530	1050	1200
420	650	815	1425	1425 (+240)

→ Vereinfachter Auszug aus IEC 62271-203, Table 102 / 103

T&D

FKH- / VSE-Fachtagung 2005 - Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS

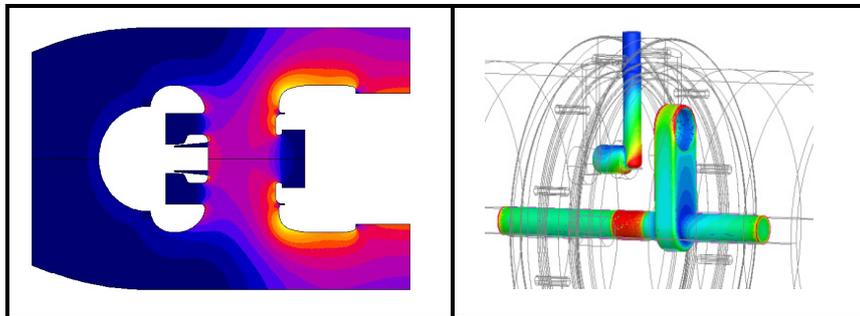
4

Grundlagen der dielektrischen Dimensionierung

► Hersteller „know-how“

◆ Design, Richtlinien und Grenzwerte

- Feldstärken an Hochspannungsleitern, Grenzflächen und Erdpotential sowie im Isoliermaterial
- Konstruktive Gestaltung von:
 - Elektrodenformen, Isolierkronen, „Tripple-Points“ und Durchführungen
- Computer gestützte Feldberechnungen und Optimierungen in 2D und 3D



T&D

FKH- / VSE-Fachtagung 2005 - Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS

5

Prototypstadium

► Idee, Design, Herstellbarkeit, Wirtschaftlichkeit, Industrialisierungsaspekte, Optimierung, Herstellung

► Verifikation der Berechnungen durch dielektrische Prüfungen im Labor:

- ◆ Blitzstoss und Schaltstoss
- ◆ 50Hz AC mit konventioneller Teilentladungsmessung nach IEC 60270 und UHF-Messmethode mit Spektrumanalyzer und Aufzeichnung der „PD-Pattern“
- ◆ Spannungsfestigkeit bei 1 bar_{abs}
- ◆ Festlegung der Grenzwerte für die interne Werksprüfungen des Produktes

T&D

FKH- / VSE-Fachtagung 2005 - Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS

6

Dielektrische Prüfungen

▶ Typprüfung

- ◆ Durchführung der Versuche unter Aufsicht von akkreditierten Stellen oder in deren Labors wie: KEMA, CESI, IREQ, CERDA, IPH

▶ Routineprüfung / Werksprüfung

- ◆ Nennstehwechselspannung $U_{d,Werk}$, 1min, 50Hz
- ◆ Teilentladungsmessung bei Upd-test_{Werk} 1min 50Hz
 - Sicherstellung der Werkmontage
 - Qualitätssicherung

▶ Vorortprüfung

- ◆ Nennstehwechselspannung U_{ds} , 1 min, 50Hz
- ◆ Teilentladungsmessung Upd-test, 1 min, 50Hz
- ◆ Für $U_r < 170kV$ ist nach IEC 62271-203 keine Teilentladungsmessung vorgesehen → wird bei AREVA auch für diese Spannungsniveaus durchgeführt.
- ◆ Hauptziel:
 - Sicherstellung der dielektrischen Integrität der GIS vor Inbetriebnahme
 - Aufdecken von möglichen „Transportschäden“ und Montagefehler
 - Qualitätssicherung

T&D

FKH- / VSE-Fachtagung 2005 - Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS

7

Dielektrische Prüfungen

▶ Typprüfung



Blitzstossprüfung B105 – 245kV



50Hz AC F35 - 72.5kV

T&D

FKH- / VSE-Fachtagung 2005 - Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS

8

Dielektrische Prüfungen

► Routineprüfung



F35 – 72.5kV

T&D

FKH- / VSE-Fachtagung 2005 - Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS

10

Dielektrische Prüfungen

► Vorortprüfung Messeinrichtung, nach IEC 60270 und UHF-Messmethode

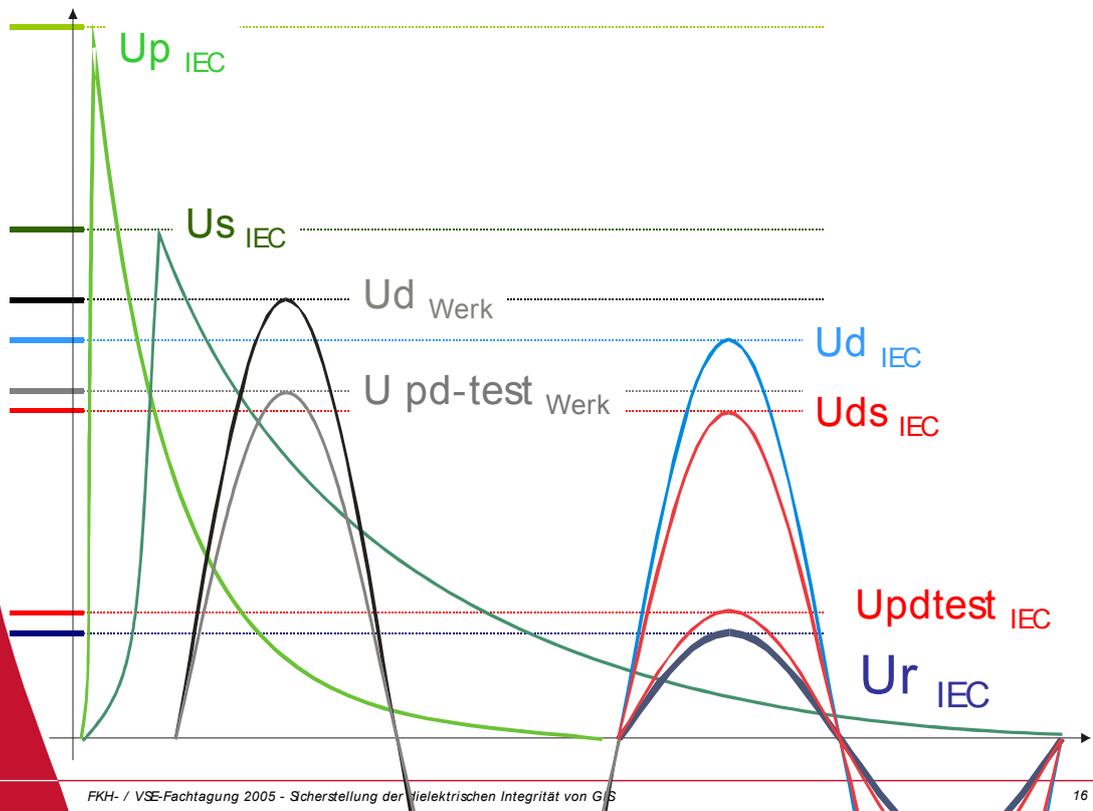


T&D

FKH- / VSE-Fachtagung 2005 - Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS

13

Vergleich der Prüfspannungen

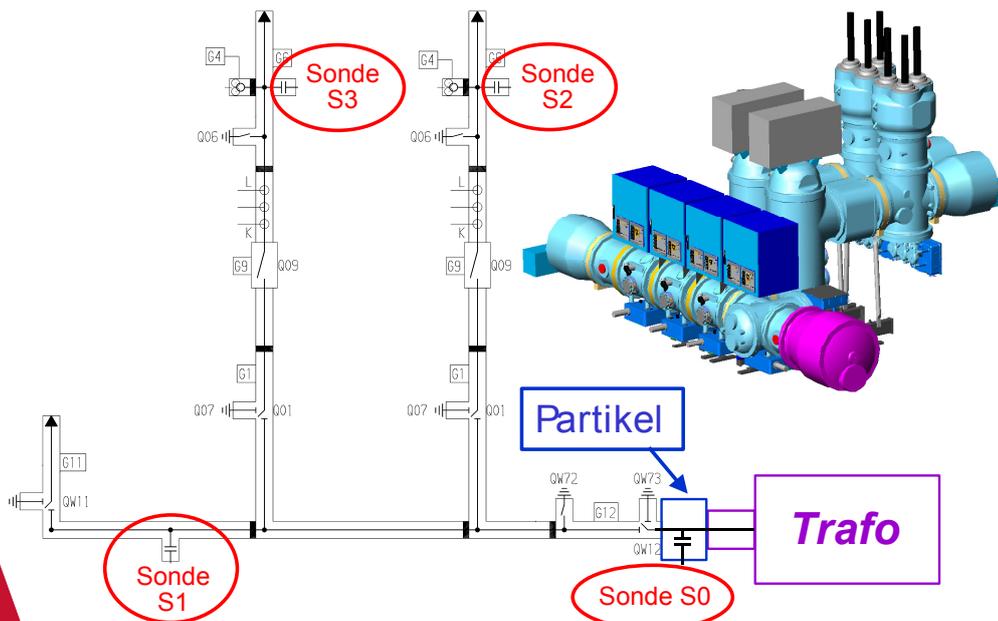


FKH- / VSE-Fachtagung 2005 - Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS

16

Interpretation von UHF TE-Messungen

- GIS Anlage, „single-line“ Layout. Ausbreitung und Detektion eines 5pC Signals, verursacht durch ein springendes Partikel.

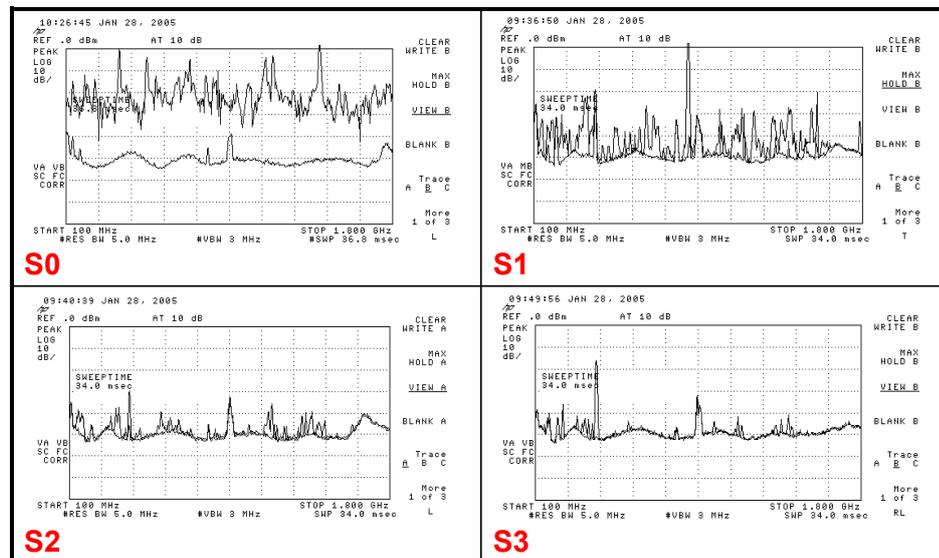


T&D

FKH- / VSE-Fachtagung 2005 - Sicherstellung der dielektrischen Integrität von GIS

21

Interpretation von UHF TE-Messungen



- ▶ Messung der Signale eines springenden Teilchens mit vier UHF-Sonden. Das Teilchen wurde in der Nähe des Sensors S0 platziert und es wurde ein Pegel von 5pC mit der konventionellen Methode nach IEC 60270 gemessen.
- ▶ Das Teilchen lässt sich mit allen Sensoren detektieren. Das Spektrum, insbesondere die Intensität der einzelnen Frequenzen unterscheidet sich wesentlich.

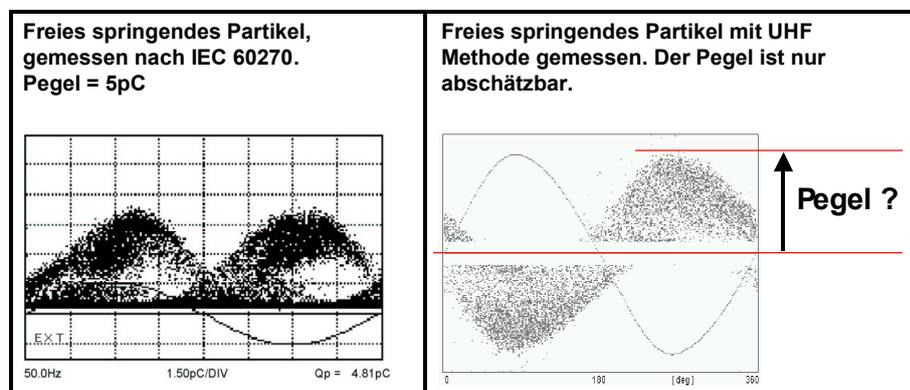
T&D

FKH- / VSE-Fachtagung 2005 - Scherstellung der dielektrischen Integrität von GIS

22

Interpretation von UHF TE-Messungen

- ▶ Interpretation der Pattern
 - ◆ Die Teilentladungspattern gemessen nach IEC 60270 und mit einem geeigneten UHF Messsystem lassen sich bei sichergestellter **Synchronisation** des Messsystems mit der angelegten Prüfspannung **gut vergleichen**.
 - ◆ Der absolute Pegel der Messung lässt sich bei einer UHF Messung abschätzen aber **nicht kalibrieren**.
 - ◆ Die gemessene Intensität der Teilentladung hängt sehr stark von der Position der Messsonde und des Ursprungs der Störung ab. Bedingt durch den Aufbau der GIS sind Trenner, Leistungsschalter, Isolierkonen, Spannungswandler, etc. als dämpfende Komponenten im Pfad der Ausbreitungsrichtung massgebend.



T&D

FKH- / VSE-Fachtagung 2005 - Scherstellung der dielektrischen Integrität von GIS

23

Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Namen

Aeschbach	Heinz	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Aeschbach	Bruno	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Albert	Hanspeter	Nordostschweizerische Kraftwerke	Döttingen
Ansorge	Samuel	Sefag Ixosil AG	Altdorf
Aschwanden	Thomas	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Bärtschi	Walter	BKW FMB ENERGIE AG	Ostermundigen
Baumgartner	Hans	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Baur	Martin	BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH	Sulz
Beeli	Milo	Kraftwerke Zervreila AG	Rothenbrunnen
Bertschi	Beat	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Betz	Peter	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE	Aarau
Blaser	Philippe	Nexans Suisse SA	Cortailod
Bless	Fredy	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Bonanini	Alessandro	Misoxer Kraftwerke AG	Lostallo
Boss	Pierre	ABB Sécheron SA	Genève 2
Boss	Martin	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Bräunlich	Reinhold	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Brechna	Habibo		Meilen
Brupbacher	Peter	Weidmann Transformerboard Systems AG	Rapperswil
Bühlmann	Marcel	AEW Energie AG	Aarau
Büsch	Werner	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Castelli	Giovanni	AEW ENERGIE AG	Aarau
Casutt	Otto	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Conrad	Guido	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Dambach	Hanspeter	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Der Houhanessian	Vahe	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Egger	Brigitte	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Eheim	Marcel	Regio Energie Solothurn	Solothurn
Fehlmann	Pascal	Nexans Suisse SA	Cortailod
Fessler	Peter	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Fluri	Rolf	Trench Switzerland AG	Basel
Frey	Peter	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Fuhr	Jitka	ABB Business Area Transformatoren	Spiez
Gambon	Pascal	Nordostschweizerische Kraftwerke	Baden
Girod	Jean-Pierre	IBAAarau Strom AG	Aarau
Graber	Lukas	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Gränicher	Thomas	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Grassmann	Beat	Industrielle Betriebe Kloten AG	Kloten
Gross	Heinz	Engadiner Kraftwerke AG	Zernez
Gross	Reimund	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Gwerder	Franz	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Häberli	Hans-Peter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Hässig	Martin	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Halter	Max	Elektrizitätswerk Tamins AG	Tamins
Hascher	Edwin	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Heizmann	Thomas	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Chez-le-Bart

Hever	Steffen	ALSTOM (Schweiz) AG	Birr
Hofstetter	Martin	ewz Verteilnetz	Zürich
Horner	Heinz	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Hotz	Beat	Industrielle Betriebe Kloten AG	Kloten
Huber	Christof	Städtische Werke Winterthur (StWW)	Winterthur
Hürlimann	Thomas	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Isenegger	Andreas	EBM Netz AG	Münchenstein
Jaeggi	Franz	BKW FMB ENERGIE AG	Ostermundigen
Jakob	Roland	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Joye	Patrick	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Karius	Volker	Trench Switzerland AG	Basel
Kirchner	L.	ABB Sécheron SA	Genève 2
Kiser	Erwin	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Knab	Hans-Josef	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Köchli	Daniel	ewz Verteilnetz	Zürich
Kraus	Jürgen	Brugg Kabel AG	Brugg
Kronig	Heinz	Dr. H. Kronig & Partner AG	Zermatt
Lauper	Heinz	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Lüscher	Robert	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Lussenburg	Tom	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Marthaler	Hanspeter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Mathis	Peter	Schweizerische Bundesbahnen	Zollikofen
Meier	Andreas	Brugg Kabel AG	Brugg
Mele	Adamo	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Metzger	Fridolin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Laufenburg
Meyer	Jean-Louis	Trench Switzerland AG	Basel
Miesch	Markus	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Mikes	Endre	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Minkner	Ruthard		Pfeffingen
Mohaupt	Peter	BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH	Sulz
Müller	Pascal	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Müller	Jörg	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Muller	Pierre		Lausanne
Neuhold	Stefan	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Noser	Valentin	Kernkraftwerk Leibstadt AG	Leibstadt
Orzan	David	BKW FMB Energie AG	Bern 25
Palmieri	Gerardo	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Pisecky	Jaroslav	Energie Ouest Suisse	Lausanne
Pohlink	Karsten	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Pronini	Roberto	Azienda Elettrica Ticinese	Bellinzona
Raas	Bruno	Siemens Schweiz AG	Zürich
Reber	Heinz	Kantonales Elektrizitätswerk Nidwalden	Stans
Rey	Antoine	Trench Switzerland AG	Basel
Rickmann	Johannes	Trench Switzerland AG	Basel
Riesen	Daniel	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Ritter	Luigi		Mettmenstetten

Rohs	Arian	AEW Energie AG	Aarau
Scheffknecht	Günter	BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH	Sulz
Schena	Sandro	Elektrizitätswerk Tamins AG	Tamins
Schlotterbeck	Mike	EcoWatt Projects AG	Altendorf
Schmid	Roland	EcoWatt Projects AG	Altendorf
Schmid	Joachim	Trench Switzerland AG	Basel
Schneider	Gerald	Wienstrom GmbH	Wien
Scholer	Andreas	EBM Netz AG	Münchenstein
Schröder	Carsten	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Schwab	Beat	BKW FMB ENERGIE AG	Ostermündigen
Schwammberger	Adrian	AEW Energie AG	Aarau
Schweizer	Martin	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Seiler	Kurt	Forces Motrices de Mauvoisin S.A. Exploitation	Sion
Seiler	Martin	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Spiller	Corsin	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Staufer	Max	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Stephan	Carl-Ernst	ALSTOM (Schweiz) AG	Birr
Storf	Günther	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Straumann	Ulrich	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Studer	Roland	BKW FMB ENERGIE AG	Ostermündigen
Thommen	Andreas	Industrielle Werke Basel	Basel
Tröndle	Markus	Nordostschweizerische Kraftwerke	Baden
VanRysselberghe	Laurent	Nexans Suisse SA	Cortailod
Vigara Lema	Manuel		Fribourg
Waeber	Sacha	Nexans Suisse SA	Cortailod
Weber	Hans-Jürg	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Weiers	Tilman	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Wenger	Hanspeter	BKW FMB ENERGIE AG	Ostermündigen
Wick	Kurt	Weidmann Transformerboard Systems AG	Rapperswil
Zaengl	Walter		Dübendorf
Zala	Walter	Misoxer Kraftwerke AG	Lostallo
Zierhut	Stefan	Colenco Power Engineering AG	Baden
Züger	Alois	AG Kraftwerk Wägital	Siebnen

Teilnehmerverzeichnis sortiert nach Firmen

Brechna	Habibo		Meilen
Minkner	Ruthard		Pfeffingen
Muller	Pierre		Lausanne
Ritter	Luigi		Mettmenstetten
Vigara Lema	Manuel		Fribourg
Zaengl	Walter		Dübendorf
Fuhr	Jitka	ABB Business Area Transformatoren	Spiez
Boss	Pierre	ABB Sécheron SA	Genève 2
Kirchner	L.	ABB Sécheron SA	Genève 2
Bühlmann	Marcel	AEW Energie AG	Aarau
Castelli	Giovanni	AEW ENERGIE AG	Aarau
Rohs	Arian	AEW Energie AG	Aarau
Schwammberger	Adrian	AEW Energie AG	Aarau
Züger	Alois	AG Kraftwerk Wägital	Siebnen
Hever	Steffen	ALSTOM (Schweiz) AG	Birr
Stephan	Carl-Ernst	ALSTOM (Schweiz) AG	Birr
Aeschbach	Heinz	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Büsch	Werner	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Dambach	Hanspeter	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Lüscher	Robert	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Miesch	Markus	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Mikes	Endre	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Palmieri	Gerardo	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Pohlink	Karsten	AREVA T&D AG	Oberentfelden
Pronini	Roberto	Azienda Elettrica Ticinese	Bellinzona
Baur	Martin	BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH	Sulz
Mohaupt	Peter	BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH	Sulz
Scheffknecht	Günter	BAUR Prüf- und Messtechnik GmbH	Sulz
Bärtschi	Walter	BKW FMB ENERGIE AG	Ostermundigen
Gränicher	Thomas	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Jaeggi	Franz	BKW FMB ENERGIE AG	Ostermundigen
Joye	Patrick	BKW FMB Energie AG	Ostermundigen
Orzan	David	BKW FMB Energie AG	Bern 25
Schwab	Beat	BKW FMB ENERGIE AG	Ostermundigen
Studer	Roland	BKW FMB ENERGIE AG	Ostermundigen
Wenger	Hanspeter	BKW FMB ENERGIE AG	Ostermundigen
Kraus	Jürgen	Brugg Kabel AG	Brugg
Meier	Andreas	Brugg Kabel AG	Brugg
Gwerder	Franz	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Kiser	Erwin	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Lauper	Heinz	Centralschweizerische Kraftwerke AG	Luzern
Zierhut	Stefan	Colenco Power Engineering AG	Baden
Kronig	Heinz	Dr. H. Kronig & Partner AG	Zermatt
Isenegger	Andreas	EBM Netz AG	Münchenstein
Scholer	Andreas	EBM Netz AG	Münchenstein
Schlotterbeck	Mike	EcoWatt Projects AG	Altendorf
Schmid	Roland	EcoWatt Projects AG	Altendorf
Graber	Lukas	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Neuhold	Stefan	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Straumann	Ulrich	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Weber	Hans-Jürg	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Weiers	Tilman	Eidg. Technische Hochschule Zürich	Zürich
Fessler	Peter	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Hascher	Edwin	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich

Lussenburg	Tom	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Müller	Pascal	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Müller	Jörg	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Schröder	Carsten	Elektrizitätswerk der Stadt Zürich	Zürich
Halter	Max	Elektrizitätswerk Tamins AG	Tamins
Schena	Sandro	Elektrizitätswerk Tamins AG	Tamins
Aeschbach	Bruno	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Baumgartner	Hans	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Bless	Fredy	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Casutt	Otto	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Häberli	Hans-Peter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Horner	Heinz	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Marthaler	Hanspeter	Elektrizitätswerke des Kantons Zürich	Zürich
Pisecky	Jaroslav	Energie Ouest Suisse	Lausanne
Gross	Heinz	Engadiner Kraftwerke AG	Zerne
Hofstetter	Martin	ewz Verteilnetz	Zürich
Köchli	Daniel	ewz Verteilnetz	Zürich
Bräunlich	Reinhold	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Der Houhanessian	Vahe	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Egger	Brigitte	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Frey	Peter	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Hässig	Martin	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Heizmann	Thomas	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Chez-le-Bart
Knab	Hans-Josef	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Däniken
Mele	Adamo	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Storf	Günther	Fachkommission für Hochspannungsfragen	Zürich
Seiler	Kurt	Forces Motrices de Mauvoisin S.A. Exploitation	Sion
Girod	Jean-Pierre	IBAarau Strom AG	Aarau
Grassmann	Beat	Industrielle Betriebe Kloten AG	Kloten
Hotz	Beat	Industrielle Betriebe Kloten AG	Kloten
Thommen	Andreas	Industrielle Werke Basel	Basel
Reber	Heinz	Kantonales Elektrizitätswerk Nidwalden	Stans
Noser	Valentin	Kernkraftwerk Leibstadt AG	Leibstadt
Conrad	Guido	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Hürlimann	Thomas	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Spiller	Corsin	Kraftwerke Hinterrhein AG	Thusis
Aschwanden	Thomas	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Seiler	Martin	Kraftwerke Oberhasli AG	Innertkirchen
Beeli	Milo	Kraftwerke Zervreila AG	Rothenbrunnen
Bonanini	Alessandro	Misoxer Kraftwerke AG	Lostallo
Zala	Walter	Misoxer Kraftwerke AG	Lostallo
Blaser	Philippe	Nexans Suisse SA	Cortailod
Fehlmann	Pascal	Nexans Suisse SA	Cortailod
VanRysselberghe	Laurent	Nexans Suisse SA	Cortailod
Waeber	Sacha	Nexans Suisse SA	Cortailod
Albert	Hanspeter	Nordostschweizerische Kraftwerke	Döttingen
Gambon	Pascal	Nordostschweizerische Kraftwerke	Baden
Tröndle	Markus	Nordostschweizerische Kraftwerke	Baden
Metzger	Fridolin	Nordostschweizerische Kraftwerke AG	Laufenburg
Bertschi	Beat	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Boss	Martin	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Gross	Reimund	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Riesen	Daniel	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Schweizer	Martin	Pfiffner Messwandler AG	Hirschthal
Eheim	Marcel	Regio Energie Solothurn	Solothurn

Mathis	Peter	Schweizerische Bundesbahnen	Zollikofen
Ansorge	Samuel	Sefag Ixosil AG	Altdorf
Raas	Bruno	Siemens Schweiz AG	Zürich
Jakob	Roland	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Stauffer	Max	St. Gallisch-Appenzellische Kraftwerke AG	St. Gallen
Huber	Christof	Städtische Werke Winterthur (StWW)	Winterthur
Fluri	Rolf	Trench Switzerland AG	Basel
Karius	Volker	Trench Switzerland AG	Basel
Meyer	Jean-Louis	Trench Switzerland AG	Basel
Rey	Antoine	Trench Switzerland AG	Basel
Rickmann	Johannes	Trench Switzerland AG	Basel
Schmid	Joachim	Trench Switzerland AG	Basel
Betz	Peter	Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen VSE	Aarau
Brupbacher	Peter	Weidmann Transformerboard Systems AG	Rapperswil
Wick	Kurt	Weidmann Transformerboard Systems AG	Rapperswil
Schneider	Gerald	Wienstrom GmbH	Wien

Referentenadressen

Bertschi	Beat	Pfiffner Messwandler AG Lindenplatz 5042 Hirschthal	beat.bertschi@pmw.ch Tel.: +41 62 739 28 28 dir.: + 41 62 739 28 40 Fax: +41 62 739 28 10
Brupbacher	Peter	Weidmann Transformerboard Systems AG Neue Jonastrasse 60 8640 Rapperswil	peter.brupbacher@ weidmann-tbs.com Tel.: +41 55 221 41 05 dir.: +41 55 221 46 40 Fax: +41 55 222 84 20
Conrad	Guido	Kraftwerke Hinterrhein AG Spitalstrasse 254B 7430 Thusis	g.conrad@khr.ch Tel.: +41 81 632 37 37 dir.: +41 81 632 37 20 Fax: +41 81 632 37 38
Der Houhanessian	Vahe	Fachkommission für Hochspannungsfragen Voltastrasse 9 8044 Zürich	houhanessian@fkh.ch Tel.: +41 44 253 62 62 dir.: +41 44 253 62 66 Fax: +41 44 253 62 60
Heizmann	Thomas	Fachkommission für Hochspannungsfragen rue du Littoral 58c 2025 Chez-le-Bart	heizmann@fkh.ch Tel.: +41 44 253 62 62 dir.: +41 32 725 24 85 Fax: +41 32 835 11 30
Lüscher	Robert	AREVA T&D AG Carl-Sprecher-Str. 3 5036 Oberentfelden	robert.luescher@ areva-td.com Tel.: +41 62 737 33 33 dir.: +41 62 737 39 56 Fax: +41 62 737 33 24
Weiers	Tilman	Eidg. Technische Hochschule Zürich Physikstrasse 3 8092 Zürich	tweiers@eeh.ee.ethz.ch Tel.: +41 44 632 27 77 dir.: +41 44 632 63 51 Fax: +41 44 632 12 02
Zaengl	Walter	Eichstockstrasse 11 8600 Dübendorf	zaengl@swissonline.ch dir.: +41 44 821 43 10 Fax: +41 44 821 43 10

