

Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses

Band: 90 (1999)

Heft: 15

Artikel: Moderne Diagnosemethoden für Leistungstransformatoren : Vor-Ort-Messungen senken die Instandhaltungskosten von Transformatoren

Autor: Fuhr, Jitka / Aschwanden, Thomas

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-901962>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. [Voir Informations légales.](#)

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 15.10.2024

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, <https://www.e-periodica.ch>

Moderne Diagnosemethoden für Leistungs- transformatoren

Vor-Ort-Messungen senken die Instandhaltungskosten von Transformatoren

Mit modernen Diagnosemethoden kann der Zustand von Leistungstransformatoren heute vor Ort bestimmt werden. Dies ermöglicht, Revisionsmassnahmen zu ergreifen, die dem tatsächlichen Zustand der Transformatoren angepasst sind. Gegenüber routinemässigen Revisionen zeichnen sich Vor-Ort-Messungen durch einen geringeren Arbeitsaufwand und Produktionsausfall aus.

Mit zunehmendem Alter der Leistungstransformatoren in den elektrischen Energieversorgungsnetzen und mit der klaren Zielsetzung der Netzbetreiber, die Kosten in der Energieerzeugung und -verteilung zu senken, drängt sich immer häufiger die Frage auf, wie lange ein im Netzbetrieb gealterter Transformator gegen Ende seiner Lebensdauer (rund 40 Jahre) noch eine zuverlässige Energieversorgung gewährleisten kann. Diese Frage kann heute weder von Transformatorenherstellern noch von Diagnosespezialisten korrekt beantwortet werden.

Seit mehr als 35 Jahren wird die Gas-in-Öl-Analyse [1] als Diagnosemethode für Betriebsmittel mit Öl/Zellulose-Isolation erfolgreich angewendet. Dieses Verfahren gibt erste Hinweise über thermische Überbeanspruchungen (Hot Spots), innere Teilentladungen (TE) und Lichtbögen oder sonstige gasproduzierende Defekte im Isolationssystem eines Grosstransformators. Ein direktes Mass für die Gefährlichkeit, die Grösse und den Ort des Defektes kann die Gas-in-Öl-Analyse aber nicht liefern. So steht bei einer progressiv ansteigenden Gasentwicklung im Isolieröl des Transformators der Betreiber vor der wichtigen Entscheidung, entweder den Transformator mit einem erhöhten Ausfallrisiko weiter zu betreiben, ihn zur Überprüfung ins Herstellerwerk zu transportieren oder den Transformator zu ersetzen. Mit einem gezielten Einsatz von modernen Vor-Ort-Diagnose-Methoden

den kann dieser Entscheid wirkungsvoll unterstützt und können unnötige Kosten vermieden werden. [2]

Unter einer Vor-Ort-Diagnose ist die (wiederholte) Durchführung von ausgewählten Kontrollmessungen zu verstehen, welche am Aufstellungsort des Transformators ausgeführt werden. Das Prüfobjekt muss zu diesem Zweck ausser Betrieb genommen werden; eine Verschiebung oder ein Transport ist nicht notwendig (Offline-Diagnoseverfahren). Die Zustandsbestimmung erfolgt dann anhand eines Vergleichs der Resultate der Vor-Ort-Messungen mit Referenzdaten, die im Neuzustand des Transformators am gleichen Standort unter möglichst gleichen Bedingungen ermittelt wurden. In der Vor-Ort-Diagnose eines Leistungstransformators geht es somit darum,

durch gezielte Messungen festzustellen, ob eine Veränderung von wichtigen Eigenschaften des Isolationssystems eingetreten ist. Die Gefährlichkeit der festgestellten Veränderungen, der wichtigste Bestandteil des Diagnosebefundes, kann erst nach einer eingehenden Analyse der Messresultate, der Auswertung der Betriebsbeanspruchungen und anhand der Konstruktionsunterlagen des Transformators beurteilt werden.

In diesem Beitrag wird die Anwendung von drei ausgewählten Diagnosemethoden dargestellt, die sich zur Kontrolle der mechanischen, elektrischen und thermischen Eigenschaften des Aktivteils von Leistungstransformatoren (>50 MVA) sowohl im Labor als auch vor Ort besonders gut eignen:

- Messung der Teilentladungen (TE)
- Messung der Transferfunktion (Frequency Response Analysis, FRA)
- Messung der Polarisierungseffekte (Return Voltage Measurement, RVM, Polarisation- and Depolarisation-Current, PDC)

Die Entwicklung dieser Methoden erfolgte in enger Zusammenarbeit mit den Trafobetreibern im schweizerischen Verbundnetz, mit der Fachkommission für Hochspannungsfragen (FKH) und mit der



Bild 1 Versuchsaufbau für Teilentladungsmessungen

Adresse der Autoren

Jitka Fuhr, ABB Sécheron SA, 1000 Genf
Thomas Aschwanden, BKW FMB
Energie AG, 3000 Bern 25

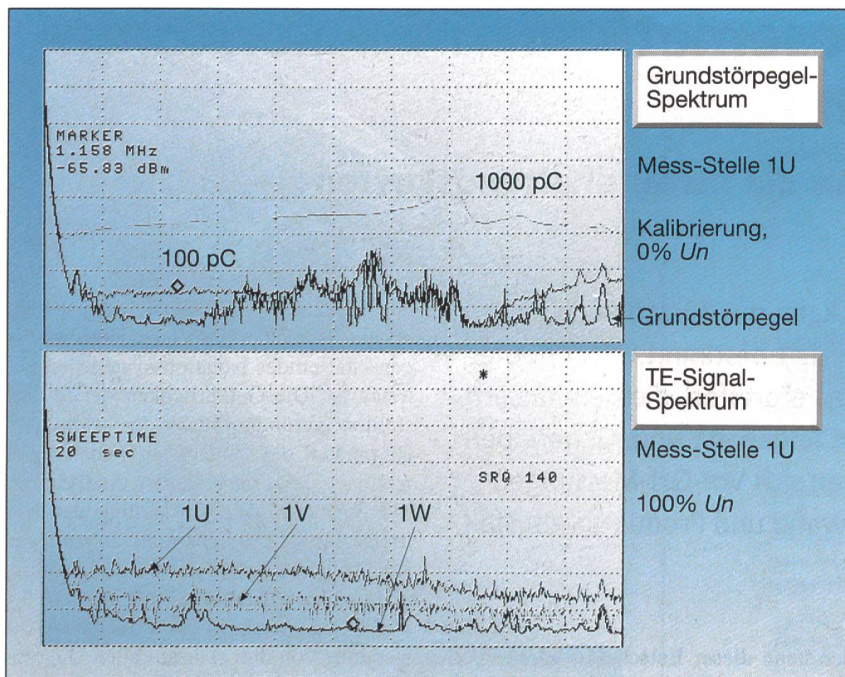


Bild 2 Frequenzspektren von Kalibrier- und TE-Signalen

ETH Zürich im Rahmen eines vom Psel unterstützten Projektes [2].

Im Bild 1 ist ein Beispiel des Versuchsaufbaus für die Messung der Teilentladungen dargestellt.

Teilentladungsmessungen

Um eine empfindliche Teilentladungsmessung (TE-Messung) in der Umgebung eines Unterwerks oder Kraftwerks durchführen zu können, ist es sinnvoll, ein digitales Impulserfassungs-System anzuwenden. [2,3] Als «Frontend» des digitalen Messsystems kann ein durchstimmbares, selektives Bandpassfilter verwendet werden. Mit Hilfe des durchstimmbaren Filters (Spektrumanalysator) kann eine optimale Mittenfrequenz definiert werden, die sowohl eine maximale Empfindlichkeit bezüglich der inneren TE-Signale als auch eine maximale Störsignalunterdrückung bietet. Die optimale Mittenfrequenz und die Bandbreite des Filters werden bei der Kalibrierung mit einem künstlichen TE-Signal bei jeder Vor-Ort-TE-Messung am Transformator zuerst definiert. [4]

Für die TE-Diagnose muss das Isolationssystem des Prüfobjekts elektrisch beansprucht werden. Bei Dreiwicklungs-Transformatoren kann die gewünschte Prüfbeanspruchung (typisch 110% U_n) mit einer mobilen, dreiphasigen Prüfquelle (Motorgenerator, rund 60 Hz) via Tertiärwicklung realisiert werden. Bei vollisolierten Transformatoren oder Regelpolen ist auch eine Fremdspannungs-

prüfung mit einer mobilen Serieresonanz-Anlage möglich. [2] Bei der TE-Messung am erregten Transformator muss die Richtigkeit der bei der Kalibrierung definierten Mittenfrequenz kontrolliert werden. Ein Beispiel von gemessenen Frequenzspektren bei der Kalibrierung und

von TE-Signalen am erregten Transformator ist im Bild 2 dargestellt.

Durch automatische Digitalisierung und Speicherung der TE-Impulse, die während einer definierten Messzeit am Testobjekt detektiert werden, entstehen sogenannte TE-Muster, die während des Messvorganges visuell dargestellt werden können. Auf Grund der physikalischen Prozesse, die das statistische Verhalten der TE-Signale einer bestimmten TE-Quelle charakterisieren, existieren für spezifische TE-Quellen typische TE-Muster. Somit ist es in vielen Fällen für einen geübten Spezialisten möglich, schon während der Vor-Ort-Messung eine Analyse der dargestellten TE-Muster durchzuführen. [4]

Für die Lokalisierung der TE-Defekte werden grundsätzlich zwei Messmethoden angewendet:

- simultane Aufzeichnung der detektierten TE-Signale im Zeitbereich an allen Mess-Durchführungen
- Detektieren der akustischen Wellen der TE-Quellen im Ultraschall-Bereich [6]

In den Bildern 3 und 4 sind die Resultate einer erfolgreichen Anwendung dieser beiden Methoden zur Lokalisierung einer TE-Quelle dargestellt.

Die endgültige Beurteilung der Resultate einer TE-Messung basiert schliesslich auf der Auswertung aller zur Ver-

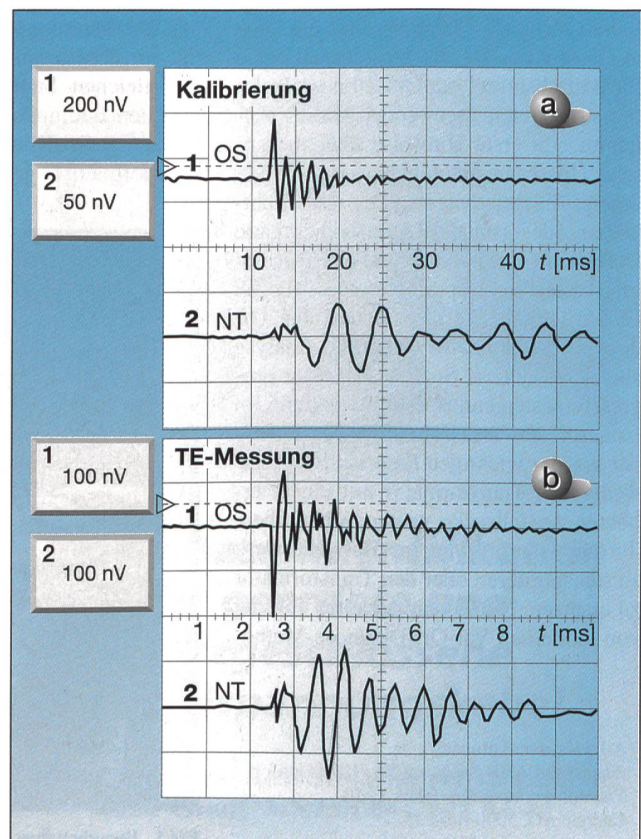


Bild 3 Lokalisierung einer TE-Quelle durch Messung der TE-Signale im Zeitbereich

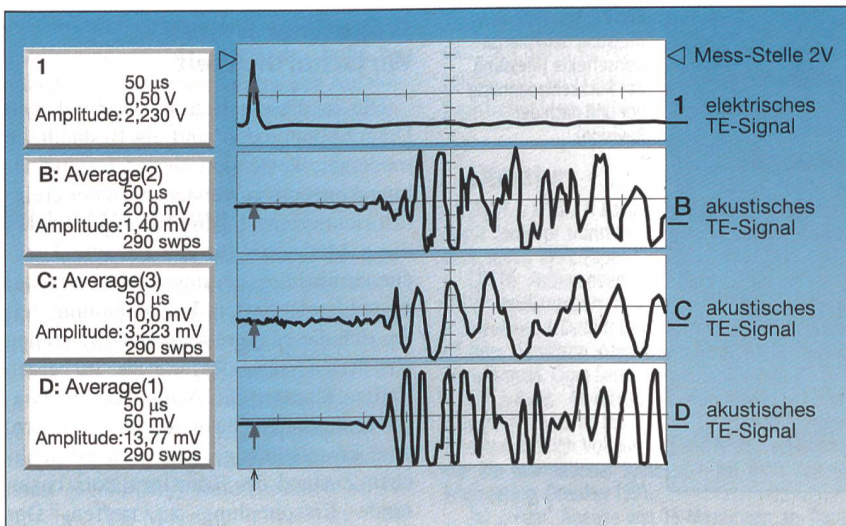


Bild 4 Lokalisierung einer TE-Quelle durch Messung der akustischen Wellen der TE-Quelle

fügung stehenden Resultate der verschiedenen Diagnosemethoden. Die Analyse erfordert zudem detaillierte Kenntnisse über das Isolationssystem (konstruktive Details, Schwachstellen), die vollständige Information über die Betriebsbelastungen des Transformators (Überspannungen, Kurzschlüsse) und insbesondere einschlägige Erfahrung in der Interpretation von TE-Resultaten.

Messung der Transferfunktion

Ganz allgemein ist die Transferfunktion eines Netzwerkes (z.B. eine Wicklung eines Transformators) als Quotient eines Ausgangssignals bezogen auf ein Eingangssignal definiert. Messungen im Zeitbereich können mittels FFT (Fast Fourier Transformation) im Frequenzbereich dargestellt werden. Diese Definition gilt nur dann, wenn im zu untersuchenden Netzwerk lineare Verhältnisse vorliegen. In diesem Fall ist die Transferfunktion von der Form und der Amplitude der Spannung des anregenden Signals unabhängig [7].

Jede Deformation oder geometrische Veränderung einer Wicklung äussert sich durch eine Änderung der verteilten Wicklungskapazitäten und Induktivitäten. Jede Deformation ist damit im Frequenzgang einer Wicklung als Änderung der Amplitude und der Phase nachweisbar. Auf Grund der Unabhängigkeit der Transferfunktion von Spannungsform und Amplitude kann die Transferfunktion eines Transformators sowohl mit Hilfe von Impulsspannungsquellen (z.B. 500 V Blitzstoss mit anschliessender FFT) als auch mit frequenzvariablen Sinus-Spannungen (Amplitude 1 V) bestimmt werden. Im letzteren Fall erfolgen Auswertung und

Darstellung vorzugsweise im Frequenzbereich von 50 Hz bis etwa 2 MHz mit Hilfe eines Netzwerkanalysators.

Je nach Definition der zu messenden Transferfunktion (Eigeninduktivität/Kapazität einer Wicklung oder Gegeninduktivität/Kapazität zwischen benachbarten Wicklungen) wird an den entsprechenden Wicklungsenden (Durchführungen) die

Antwort auf die sinusförmige Anregung gemessen. Der Netzwerkanalysator berechnet aus den gemessenen Werten automatisch den Betrag und die Phase der Transferfunktion.

Die Analyse der gemessenen Transferfunktionen stützt sich im Normalfall auf Referenzdaten des gleichen Transformators (Transferfunktion an einem neuen oder revidierten Transformator). In einigen Fällen können auch Messresultate von baugleichen Transformatoren, die unter identischen Bedingungen ermittelt wurden, zum Vergleich herangezogen werden. Falls keine Referenzdaten vorliegen, werden die Transferfunktionen der drei Phasen beziehungsweise die der Reserveeinheiten untereinander verglichen.

Nach einem Störfall (z.B. Kurzschluss im Netz) kann eine zuverlässige und empfindliche Kontrolle der mechanischen Eigenschaften des Aktivteils des Transformators durch einen Vergleich der Referenzdaten mit den Resultaten der Messung der Transferfunktion, die nach dem Störfall aufgenommen wurden, durchgeführt werden.

In den Bildern 5 und 6 sind die Resultate von Messungen der Transferfunktionen dargestellt: Die Messungen wurden

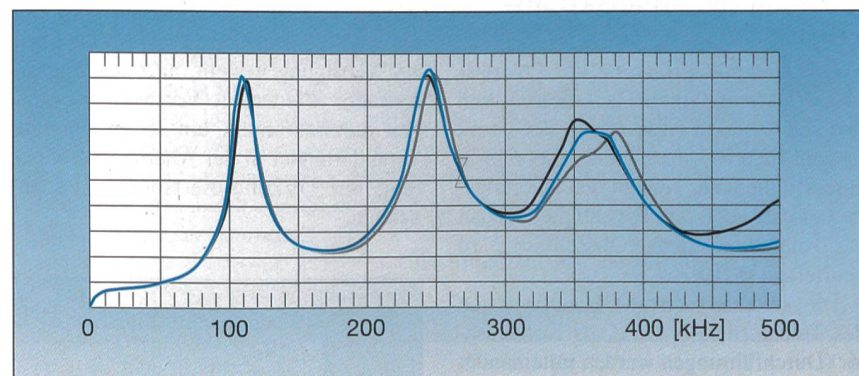


Bild 5 Resultate der Messung der Transferfunktion bei Einphasen-Transformatoren (kein Defekt)

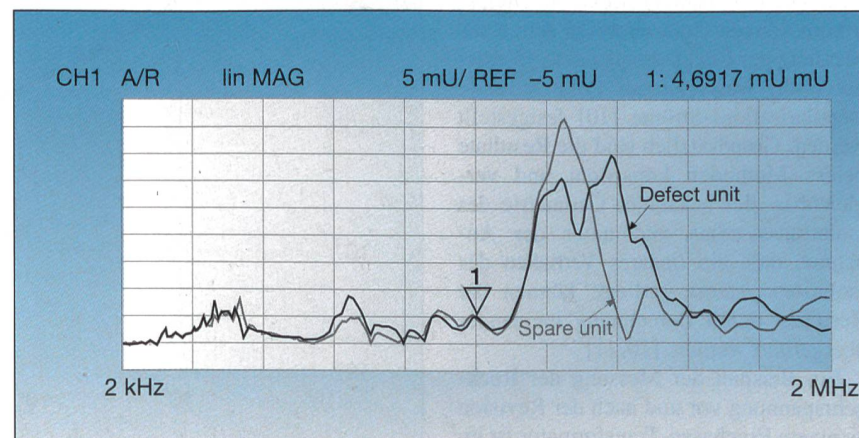


Bild 6 Resultate der Messung der Transferfunktion bei Einphasen-Transformatoren (Deformation der Wicklung durch einen Kurzschluss)

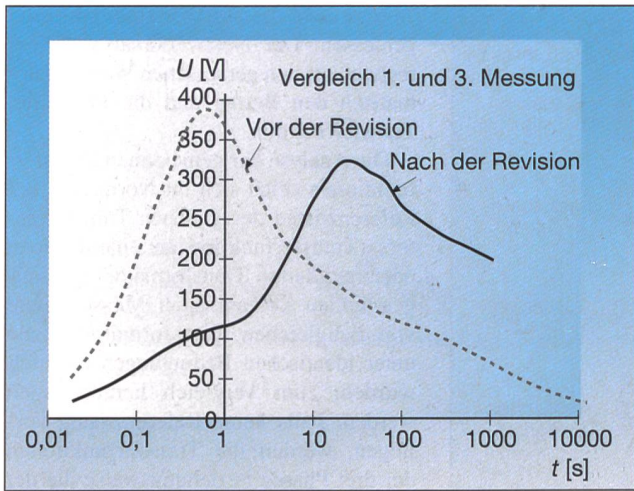


Bild 7 Resultate der Messung der Polarisations- und Depolarisationsströme (Messung der Rückkehrspannung vor und nach der Revision)

Praktischer Nutzen, Wirtschaftlichkeit

Die in diesem Beitrag beschriebenen Diagnosemethoden sind als Bestandteile moderner, kostenoptimierter Instandhaltungskonzepte zu verstehen. In der ereignisorientierten Instandhaltung werden diese Methoden für die gezielte Ursachenermittlung herangezogen. Bei der zustandsorientierten Instandhaltung leiten sich die zu ergreifenden Massnahmen aus dem Diagnosebefund ab. In beiden Fällen können die vorgestellten Diagnosemethoden dazu genutzt werden, eine kostengünstige, auf dem tatsächlichen Zustand des Transformators basierende Entscheidung zu treffen. Das heisst, vor Ort kann entschieden werden, ob ein Transformator a) sofort ins Herstellerwerk zur Revision oder zur Reparatur gebracht werden muss, ob er b) vor Ort repariert werden kann oder ob er c) noch weitere Jahre ohne Probleme im Betrieb bleiben kann.

Unter der Annahme, dass der Arbeitsaufwand für eine gut organisierte Vor-Ort-Diagnose inklusive Auswertung der Resultate rund 15 Arbeitstage (zwei bis drei Tage Ausserbetriebnahme des Transformators) erfordert, erweist sich im Vergleich dazu jede routinemässig durchgeführte Revision eines Grosstransformators (z.B. nach halber Lebensdauer) als eine wesentlich kostspieligere Angelegenheit (Arbeitsaufwand und Produktionsausfall). Insbesondere können bei grossen Transformatoreinheiten (>50 MVA) erhebliche Kosten und Risiken durch unnötige Transporte vermieden

jeweils an zwei baugleichen Einphasen-Transformatoren durchgeführt. Transformatoren, deren Wicklungen identisch sind, zeigen den gleichen Verlauf der Transferfunktionen (Bild 5). Transformatoren, deren Wicklungen unterschiedlich sind (z.B. durch eine Deformation der Wicklungen nach einem Kurzschluss), zeigen eine signifikante Differenz im Verlauf der Transferfunktionen (Bild 6).

Messung der Polarisations- effekte

Die integrale Erfassung der Polarisations- effekte in einem Isolationssystem und die korrekte Auswertung der damit gewonnenen Resultate bieten theoretisch eine Möglichkeit, sowohl den Alterungs- zustand als auch den Feuchtigkeitsgehalt des Isolationssystems (Öl/Zellulose) zu beurteilen. [8, 10]

Die zu untersuchende Hauptisolation des Transformators wirkt als Kondensator (Durchführungen werden miteinander verbunden), der mit einer Gleichspannungsquelle bis zu 2000 V aufgeladen wird. Die Polarisations- effekte im Dielektrikum können dann entweder durch die Messung der Rückkehrspannung [9] oder durch die Messung der Polarisations- / Depolarisations- Ströme [10] festgestellt werden. Grundsätzlich sind die Resultate beider Methoden konsistent und vergleichbar. Bei bekannter Geometrie des Isolationssystems und unter der Annahme, dass ein lineares Verhalten des Isolationssystems vorliegt, können die Resultate durch Berechnung ineinander übergeführt werden. [10, 11]

Ein Beispiel der Messung der Rückkehrspannung vor und nach der Revision an einem Einphasen- Transformator ist im Bild 7 dargestellt. Bild 8 zeigt die Resultate der Messung der Polarisations- und Depolarisations- Ströme

Depolarisations- Ströme und der Simulation der Messresultate am gleichen Transformator (nach der Revision).

Eine exakte quantitative Aussage bezüglich der Restfeuchtigkeit in der Zellulose der Transformator- Isolation ist zurzeit mit keiner der genannten Methoden möglich. Der Feuchtigkeitsgehalt in der Öl/Zellulose- Isolation kann jedoch aus dem Vergleich der gemessenen und den für einen definierten Feuchtigkeitsgehalt berechneten Polarisations- / Depolarisations- Strömen (Bild 8) näherungsweise bestimmt werden. Grundsätzlich wird mit diesen Methoden eine neue Möglichkeit zur Verfügung gestellt, an einem Transformator wiederholt Vergleichsmessungen durchzuführen, um so gravierende Veränderungen in der Alterungs- entwicklung der Öl/Zellulose- Isolation zu erkennen.

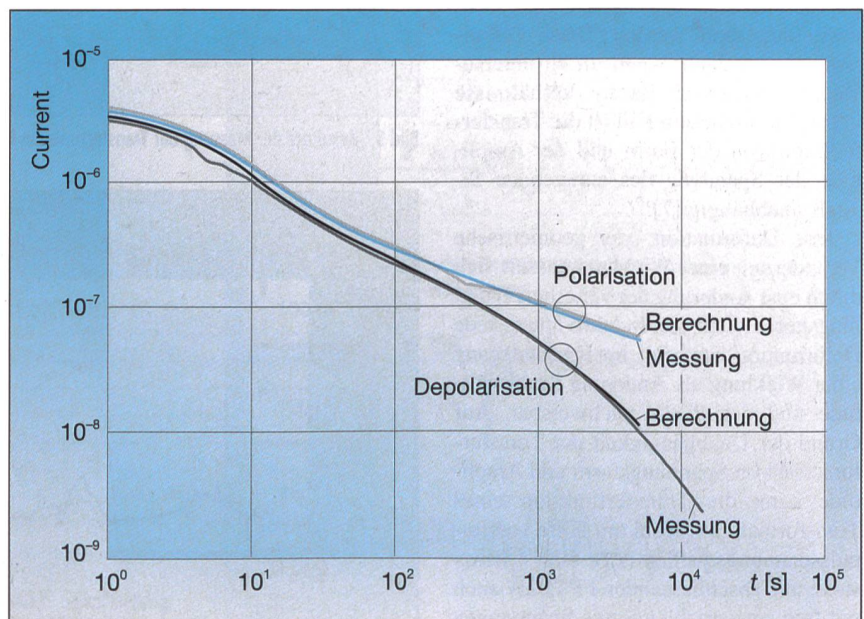


Bild 8 Resultate der Messung der Polarisations- und Depolarisations- Ströme (Messung und Berechnung der Polarisations- / Depolarisations- Ströme)

werden, wenn auf Grund der Diagnose-ergebnisse entschieden wird, dass eine Instandsetzung oder Reparatur am Aufstellungsort des Transformators vorgenommen werden kann.

Schlussfolgerung

Es wurde gezeigt, dass heute aussagekräftige Diagnosemethoden zur Verfügung stehen, um den Zustand von Leistungstransformatoren vor Ort zu beurteilen. Vor einiger Zeit haben sich Hersteller und einige Betreiber in der Schweiz entschlossen, grundsätzlich an jedem Grosstransformator im Neuzustand (>50 MVA) Referenzdaten zu ermitteln: TE-Messung, Messung der Transferfunktion und Messung der Polarisierungseffekte. Zur korrekten Interpretation von zukünftigen Diagnosemessungen vor Ort ist es erforderlich, Referenzmessungen sofort nach der Installation und nach Abschluss aller Montagearbeiten des Transformators am Aufstellungsort durchzuführen.

Für die Interpretation der Diagnoseergebnisse von vorwiegend betriebsgealterten Transformatoren, deren Referenzdaten nicht vorhanden sind, ist es notwendig, die aufgedeckten alterungsbedingten Defekte (z.B. bei der Revision im Werk) zu identifizieren und durch Messungen zu dokumentieren. Die Weiterentwicklung der Vor-Ort-Diagnose-Methoden und die Verbesserung der Interpretation erfordern weiterhin eine enge Zusammenarbeit zwischen den Betreibern und den Herstellern der Transformatoren.

*

Die Entwicklung und die Erprobung der vorgestellten Diagnosemethoden wurden durch den Projekt- und Studienfonds der Elektrizitätswirtschaft finan-

ziell unterstützt. Die Autoren bedanken sich bei allen Beteiligten dieses Psel-Projektes für wertvolle Anregungen und die fachliche Unterstützung.

Literatur

- [1] H. J. Knab, P. Boss, E. Ecknauer, R. Gysi: Diagnostic tools for transformer in service. Cigré Symposium, Berlin 1993, Paper 110-05.
- [2] Th. Aschwanden, M. Hässig, J. Fuhr, P. Lorin, V. Der Houhanessian, W. Zaengl, A. Piras, A. Schenk, P. Zweijacker, J. Dutoit: Development and Application of New Condition Assessment Methods for Power Transformers. Cigré Session, Paris 1998, Paper 12-207.
- [3] J. Fuhr, M. Hässig, D. Königstein, M. Florkowski: PD-Systems for On-Site Detection of Aging Processes in High Voltage Apparatus. Proceedings of the 7th International Symposium on High Voltage Engineering, Dresden 1991.
- [4] J. Fuhr: Analyse von TE-Messungen an Transformatoren im Labor und vor Ort. Highvolt-Kolloquium 97, Dresden 1997.

[5] J. Fuhr, M. Hässig, P. Boss, D. Tschudi, R. A. King: Detection and Localisation of Internal Defects in the Insulation of Power Transformers. IEEE Transaction on Electrical Insulation 28(1993)6.

[6] T. Bengtsson, L. Ming, M. Leijon, B. Jönsson: Partial Discharge Studies using Acoustical Emission. Proc. of Nord-IS 1994, Vaasa, Finland.

[7] P. Kemm, G. Hengge, T. Leibfried: Anwendung von Transferfunktionsverfahren bei der Prüfung von Grosstransformatoren. Proceeding of Haefely Trench, Symposium Stuttgart 1995.

[8] U. Gäfvert, E. Illstad: Modelling Return Voltage Measurements of Multi-Layer Insulation System. IEEE Int. Conf. on Properties and Applications of Dielectric Materials, IEEE Publication 94CH3311-8.

[9] Tettex Instrument AG: Polarisation Spectrum Analysis of Insulation Systems. Information 29, TI 29-d/e-04.92.

[10] V. Der Houhanessian, W. Zaengl: Vor-Ort-Diagnose für Leistungstransformatoren. Bulletin SEV/VSE 87(1996)23, S. 19.

[11] U. Gäfvert, G. Frimpong, J. Fuhr: Modelling of Dielectric Measurements on Power Transformers. Cigré Session, Paris 1998, Paper 15-103.

Méthodes modernes de diagnostic pour transformateurs de puissance

Cet article présente trois méthodes de diagnostic qui permettent un contrôle sur site des caractéristiques mécaniques, électriques et thermiques du système d'isolation de transformateurs de puissance. Il s'agit de la mesure de décharge partielle, de l'analyse de la fonction de transfert et de la mesure des effets de polarisation. Ensemble avec les paramètres connus des conditions d'exploitation et de la construction des transformateurs, les résultats de ces méthodes de diagnostic sur site fournissent une base solide pour une évaluation fiable de l'état d'une installation, aussi bien sur des transformateurs en service depuis longtemps qu'en cas de dérangement sur des unités plus récentes. L'utilisation ciblée de ces nouvelles procédures de diagnostic jouera un rôle important dans les futures concepts de maintenance soucieux de rentabilité.