

Onsite-Teilentladungsmessung an Leistungstransformatoren

Sacha Markalous • Richard Huber • Stefan Tenbohlen

Zur Qualitätsprüfung von hochspannungstechnischen Isolierungsanordnungen ist die diagnostische Betrachtung von Teilentladungen (TE) bei Herstellern und Anwendern ein verlässliches und anerkanntes Werkzeug. Als permanente TE-Überwachung („Online-Monitoring“) von Leistungstransformatoren wird die TE-Messung in zunehmenden Maße auch für gealterte Betriebsmittel ein konkretes Hilfsmittel zur Zustandsbeurteilung des Isolierungssystems sein. Bei Messungen vor Ort ist dabei eine klare Entscheidung über eine TE-Aktivität des Prüflings zu treffen. Entscheidende Hinweise für die Ursachenforschung und Risikoabschätzung liefert zusätzlich die Kenntnis des Fehlerorts. Für eine dreidimensionale geometrische Ortung auf Basis akustischer und elektromagnetischer UHF-TE-Signale sind dazu das empfindliche Messen der akustischen Laufzeiten und robuste Ortungsalgorithmen Voraussetzung.

Als kontinuierliche Überwachung soll das „Online-Monitoring“ die zustandsabhängige Wartung von Betriebsmitteln ermöglichen und dem Asset-Management dienen. Bei Leistungstransformatoren wird mit dem Erreichen der nominellen Lebensdauer außerdem zunehmend der Aspekt der Risikobewertung wichtiger. Die TE-Diagnostik bietet hierfür die Möglichkeit direkt die bestehende Isolierungsqualität zu bewerten. Verwendung bei In-Betrieb-TE-Messungen an öl-papieriso-

lierten Transformatoren finden derzeit verschiedene Methoden. Die elektrische, die akustische und auch die bislang eher aus dem Bereich der gasisolierten Schaltanlagen (GIS) bekannte elektromagnetische UHF-Methode werden eingesetzt. Mittels Gas-in-Öl-Analysen sind integrale Aussagen über eine TE-Tätigkeit möglich. Auffälligkeiten bei diesen Schadgas-Untersuchungen können den Einsatz der anderer TE-Verfahren anstoßen.

Akustische TE-Messung im Ultraschallbereich

Teilentladungen in Transformatoren emittieren u. a. mechanische Druckwellen im Ultraschallbereich wobei nennenswerte spektrale Anteile bis ca. 300 kHz messbar sind [1]. Als geeignete Sensorik haben sich aufgrund der bestechenden einfachen Handhabung, ihrer Preisgünstigkeit und der Akzeptanz des nicht destruktiven Applizierens piezo-elektrische Sensoren weitgehend durchgesetzt. Die Montage der Sensoren ist während des Betriebs möglich, da diese äußerlich am Transformator-kessel ohne elektrische Verbindung zum Hochspannungskreis angebracht werden. Die, verglichen mit elektrischen TE-Verfahren, geringere Störumgebung der akustischen TE-Messung vor Ort und

eine inhärent vorhandene Möglichkeit die Fehlerstelle geometrisch, beispielsweise mit Hilfe von Signallaufzeiten, zu lokalisieren, machen die akustische TE-Messung zusätzlich attraktiv.

Akustisches Stör-/Nutzsingalverhalten online/onsite

Vorteilhafterweise stört Corona als elektrischer Vorgang messprinzipbedingt die akustische Methode nicht. Messbaren Einfluss haben mechanische Störer wie Magnetostruktion der Kernbleche und lose Teile, als körperschall-generierende Vibrationen am Transformatorgehäuse. Jedoch besitzen sie, ebenso wie „umweltbedingte“ Geräuschquellen (anfliegender Sand, Hagel, o. Ä.), keine der TE ver-

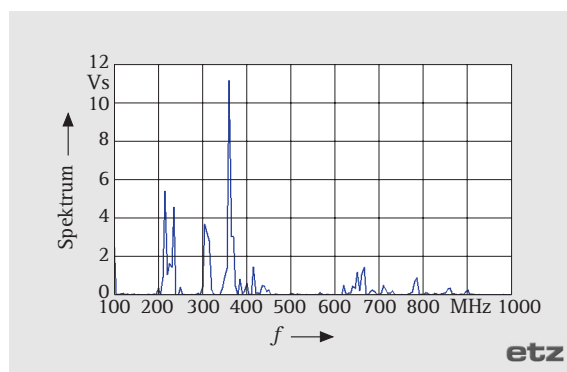


Bild 1. Spektrum einer TE unter Öl im unteren UHF-Bereich (bis 1 GHz)

gleichbaren hohen spektralen Signalanteilen, sondern beschränken sich hauptsächlich auf den Frequenzbereich unter 50 kHz [2]. Diese natürliche Trennung von Stör- und Nutzsingal führt, gesteigert mit Hilfe einer Hochpass-Filterung, zu empfindlichen akustischen Messungen.

Lokalisierung von TE mittels akustischer Laufzeiten

Zunächst wird zwischen rein akustischen Messungen (ein akustisches Signal triggert die Aufzeichnung mehrerer akustischer Kanäle) und gemischt akustischen Messungen (ein elektrisches oder elektromagnetisches Signal dient als zeitliches Bezugssignal für akustische Kanäle und startet die Messung) unterschieden. Mathematisch lässt sich die elektrische und

Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen (38), VDE war von 1997 bis 2004 bei der Areva Schorch Transformatoren GmbH tätig. 2004 wurde er an die Universität Stuttgart als ordentlicher Professor und Direktor des Instituts für Energieübertragung und Hochspannungstechnik berufen. E-Mail: stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de



Dipl.-Ing. Richard Huber (38), studierte an der Universität Stuttgart Elektrotechnik und ist seit 1993 bei der EnBW Regional AG in Stuttgart (und Vorgängerunternehmen) tätig. Seit 1996 ist er zuständig für Transformatoren und seit 2003 Teamleiter Gerätetechnik. E-Mail: richard.huber@enbw.com



Dipl.-Ing. Sacha Markalous (29), VDE studierte an der Universität Stuttgart Elektrotechnik und arbeitet am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH) der Uni Stuttgart, auf dem Gebiet der TE-Messtechnik mit dem Schwerpunkt Ortungsalgorithmen und Onsite-Messungen. E-Mail: sacha.markalous@ieh.uni-stuttgart.de





elektromagnetische Triggerung hinreichend genau als Absolutzeitmessung interpretieren. Mit mind. drei Laufzeiten zwischen den elektrischen/elektromagnetischen und den akustischen Signalen können für die drei unbekanntes Raumkoordinaten (x, y, z) des Fehlerorts Kugelgleichungen aufgestellt werden. Die Kugelgleichungen besitzen als Schnittpunkt im Raum den gesuchten Teilentladungsort. Für den rein akustischen Fall ergeben sich als Unbekannte die drei Raumkoordinaten der TE und ein zu bestimmender zeitlicher Ursprung (Entstehungszeitpunkt der TE). Für die vier Unbekannten können zwei Varianten für das System der nicht linearen Beobachtungsgleichungen unterschieden werden. Der Laufzeitdifferenzansatz benutzt Laufzeitdifferenzen zwischen den akustischen Signalen, die bezogen sind auf den zuerst angesprochenen Referenzsensor. Ein neuer Ansatz innerhalb der akustischen Signalverarbeitung verwendet Pseudozeiten für die Aufstellung des Gleichungssystems in einer Form wie sie im GPS (Glo-

TE-Ursprung	Abstand in m		
	x	y	z
Messung 1 (offline a, b, c, d)	1,4	3,12	2,27
Messung 2 (c, d, e, f, g)	1,25	3,19	2,23
Messung 2 (a, c, d, e, f, g)	1,27	3,22	2,19

Tabelle 1. Akustische Messungen im Abstand mehrerer Monate mit wechselnden Sensorpositionen und guter Übereinstimmung der errechneten Fehlerorte

(Pre-Trigger) ist. Beide Gleichungssystemformen – Laufzeitdifferenzansatz und Pseudozeitenansatz – sind ineinander überführbar.

Robuste direkte Lösungsalgorithmen für die Fehlerortberechnung

Allgemein werden nicht lineare Gleichungssysteme häufig unter Verwendung von iterativen Lösungsalgorithmen gelöst. Nachteilig dabei ist die in aller Regel notwendige Angabe eines Startwerts

GPS-Probleme schon vorhanden sind und ohne Anfangsschätzwert auskommen, wird möglich. Aus algorithmischer Sicht können, unter Benutzung von Pseudozeiten und Ausnutzung eines Sonderfalls, sogar die beschriebenen gemischt akustischen Messungen mit direkten Algorithmen berechnet werden.

Elektromagnetische TE-Messung im UHF-Bereich

Eine relativ neue Methode im Bereich der Transformatorüberwachung ist die Ultrahochfrequenz-(UHF-)Messtechnik. Als sehr schnelle elektrische Vorgänge strahlen TE unter Öl elektromagnetische Wellen mit Frequenzen die bis in den unteren ultrahohen Bereich (300 MHz bis 3 000 MHz) ab (Bild 1). Mit scheibenförmige Sensoren werden diese transienten Signale aus dem Transformatorinneren ausgekoppelt. Externe Störungen beispielsweise innerhalb einer Schaltanlage sind durch die Schirmungseigenschaften des Transformatorbusses minimiert und Messungen mit hohem Signal-Rausch-Abstand sind möglich. Durch die sehr moderate Dämpfung der UHF-Signale im Öl und in den Feststoffisolierungen zeigt die elektromagnetische Detektion bei vergleichenden Untersuchungen zwischen der akustischen und der UHF-Methode (im Besonderen bei verdeckten TE-Defekten) eine erheblich höhere Empfindlichkeit. Sind also sehr kleine TE-Pegel akustisch nicht direkt messbar, helfen empfindliche UHF-TE-Messungen bis dato akustisch nicht erfassbare Fehler zu detektieren. Mittels der erfolgreichen und seit längerem eingeführten „Averaging-Methodik“ (Mittelwert- oder Überlagerungsmethodik) können darüber hinaus zuvor nicht messbare akustische Laufzeiten aus dem Rauschen heraus ermittelt und zur Ortung eingesetzt werden. Beim Averaging wird von sehr vielen akustischen Messungen der Mittelwert gebildet. Das weiße Rauschen läuft gegen seinen statistischen Mittelwert Null, während



Bild 2. 200-MVA-, 380/220-kV-Einphasentransformator, an dem akustische, elektrische und elektromagnetische TE-Messungen durchgeführt wurden

bal Positioning System) benutzt wird [2], [3]. Die akustische Messung ist dabei „invers“ zum realen Satelliten-Empfänger-Positionierungsproblem. Eine „vertraute“ Art mit Pseudozeiten zu arbeiten ist die Messung mit Pre-Triggerung, wo der Zeitursprung nach erfolgter Triggerung abhängig von der eingestellten Vorlaufzeit

für die Iterationen, und dass die Lösbarkeit des Systems, die Genauigkeit und die Fehlerfreiheit der Ergebnisse abhängig vom Startwert sein können. Hier liegt ein entscheidender Vorteil der Pseudozeiten-Notation und ihrer formalen Gleichheit zu den GPS-Gleichungen: die Nutzung von direkten Lösungsstrategien, die für

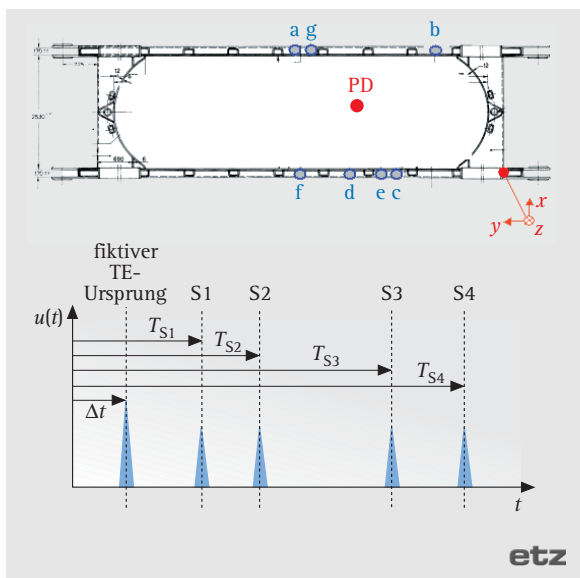


Bild 3. Fehlerort innerhalb des 200-MVA-Transformators (Draufsicht) als Ergebnis mehrerer akustischer Messungen und Pseudozeiten (GPS-Ansatz) zeitlich dargestellt: beliebiger Messbeginn innerhalb einer Periode



Bild 4. Flansch mit Spindel zum Einfahren des UHF-Sensors bei geöffnetem DN80-Flachkeilschieber (an der unteren Kesselöffnung zur Ölbefüllung)

die akustischen Signale konstruktiv überlagert aus dem Rauschen hervortreten.

Anwendungsfall 200-VA-, 380/220-kV- Einphasentrans- formator

Bei einem 200-MVA-, 380/220-kV-Einphasentransformator (Bild 2) wurden im Verlauf der letzten sieben Jahre moderat, aber kontinuierlich steigende Wasserstoffwerte über Gas-in-Öl-Analysen und später auch einen online arbeitenden Wasserstoffsensoren verzeichnet. Die Diagnose lautete TE. Aufgrund des Wunsches nähere Informationen über die Lage und Intensität der TE zu bekommen, wurden im Zeitraum von zwei Jahren akustische, elektrische und elektromagnetische TE-Messungen durchgeführt. Während einer elektrischen offline TE-Messung mit angelegter Spannung zeigten sich TE (Maximalwert 600 pC) in der positiven Halbwelle, mit der Spannung steigend und einer Häufung um den Nulldurchgang [4]. Über die simultan durchgeführte rein akustische Messung konnten TE-Signale mit Laufzeitinformationen für eine Ortung aufgezeichnet werden (Tabelle 1, Messung 1) [3]. Rein akustische online Nachmessungen im Abstand von mehreren Monaten mit z. T. wechselnden Sensorpositionen erharteten den bereits errechneten Fehlerort (Bild 3, Tabelle 1, Messung 2).

An der berechneten Stelle nahe der Wicklungen konnte der Hersteller ein Bauteil identifizieren, das als

TE-Quelle in Frage käme. Zuletzt wurde bei laufendem Betrieb mit einem in den Transformator eingebrachten UHF-Sensor (Bild 4) elektromagnetische Signale aufgezeichnet. Der zur Auskopplung der elektromagnetischen Signale verwendete Sensor wurde über einen normalerweise zur Ölbefüllung benutzten Flachkeilschieber ins Transformatorinnere eingeführt. Durch diese Erweiterung der akustischen Messtechnik lässt sich die Ortungsgenauigkeit weiter verbessern. Zusammenfassend kann man festhalten, dass mit der Summe der gewonnenen Erkenntnisse eine fundiertere Entscheidungsbasis für eine gesicherte Zustandsbeurteilung geschaffen wurde und somit die Auswahl der möglichen Abhilfemaßnahmen treffender erfolgen kann. Aufgrund der z. T. horrenden Folgekosten der verschiedenen Maßnahmen ist dies ein wichtiger Beitrag zur Fehleraufklärung und Kostenminimierung.

Literatur

- [1] Markalous, S.; Grossmann, E.; Feser, K.: Online acoustic PD-measurements of oil/paper-insulated transformers – methods and results. Proceedings of the 13th International Symposium on High Voltage Engineering, 25.8.–29.8.2003 in Delft/Niederlande: Rotterdam/Niederlande: Millpress, 2003 (ISBN 90-77017-79-8). Online-Dokument: www.uni-stuttgart.de/ieh/forschung/veroeffentlichungen/2003_ISH_Markalous.pdf
- [2] Markalous, S.: Online TE-Überwachung und Ortung an Transformatoren. Tagungsband Micafil-Symposium, 24.3.–25.3.2004 in Stuttgart. Zürich/Schweiz: ABB Micafil, 2004. Online-Dokument: www.uni-stuttgart.de/ieh/forschung/veroeffentlichungen/2004_Micafil_Markalous.pdf
- [3] Markalous, S.; Feser, K.: All-Acoustic PD measurements of oil/paper-insulated transformers for PD-localization. Proceedings Second International Conference on Advances in Processing, Testing and Application of Dielectric Materials (APTADM), 15.9.–17.9.2004 in Breslau (Wroclaw)/Polen. Warschau (Warszawa)/Polen: Sigma Not, 2004
- [4] Huber, R.: Integriertes Überwachungskonzept für Großtransformatoren unter mehrstufigem Einsatz von offline und online Methoden. Tagungsband Micafil-Symposium, 24.3.–25.3.2004 in Stuttgart. Zürich/Schweiz: ABB Micafil, 2004 ■