Zeitschrift: bulletin.ch / Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse
Band: 101 (2010)
Heft: 12

Artikel: Zustandsbestimmung von gealterten Leistungstransformatoren
Autor: Fuhr, Jitka
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-856160

Nutzungsbedingungen
Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. 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. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

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. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

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. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 30.12.2025

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

Zustandsbestimmung von gealterten Leistungstransformatoren

Welche charakteristischen Kenngrössen sollen kontrolliert werden?

Während des Betriebs werden durch eine Kombination von verschiedenen Beanspruchungen die charakteristischen Kenngrössen eines Transformators verändert. Das wichtigste Ziel von Diagnoseverfahren und von Monitoringsystemen ist die frühzeitige Identifikation von gefährlichen Veränderungen im Aktivteil eines Transformators. Dadurch kann ein ungeplanter Ausfall des Transformators verhindert werden.

Jitka Fuhr

Leistungstransformatoren in Übertragungs- oder Verteilnetzen sowie Maschinentransformatoren in den Kraftwerken sind neben den Generatoren die kosteninteensivsten und strategisch wichtigsten Komponenten unseres Energieversorgungssystems. Da ein ungeplanter Ausfall eines grossen Transformators mit erheblichen finanziellen Konsequenzen verbunden sein kann, haben Massnahmen zur Sicherstellung der Betriebssicherheit bei Leistungstransformatoren seit langer Zeit einen hohen Stellenwert.

Betriebssicherheit und Qualität eines Transformators beginnen schon im Herstellerwerk mit einer optimierten Auslegung der Konstruktion. Bei der Optimierung der Auslegung (engl. Design) sind vier Beanspruchungen massgebend:

- Elektrisches Feld
- Magnetisches Feld
- Mechanische Kräfte
- Verlustwärme

Diese Beanspruchungen können als einzelne Belastung oder in unzähligen Belastungskombinationen die Betriebssicherheit eines Transformators reduzieren und/oder dessen Lebensdauer verkürzen. Für jede Transformatorkonstruktion lassen sich die maximal zulässigen Beanspruchungen im Sinne von konstruktionsspezifischen Kenngrössen ermitteln. Für eine zuverlässige Zustandsüberwachung von Leistungstransformatoren sind somit Messdaten, die eine eindeutige Veränderung dieser Kenngrössen feststellen, von grosser Bedeutung.

Die Grenzen der heute bekannten Diagnoseverfahren und Überwachungs-Methoden zur Zustandsbestimmung oder gar zur Abschätzung der «technischen Lebensdauer» von betriebsgealterten Transformatoren liegen nicht nur in der sehr lückenhaften Kenntnis des wahren Zustands eines bestimmten Transformators, sondern auch in den nicht eindeutig feststellbaren Veränderungen der charakteristischen Kenngrössen infolge von betrieblichen Beanspruchungen [1, 2].

In diesem Beitrag sollen die vier charakteristischen Kenngrössen und deren Einflussfaktoren erläutert werden, welche schon während der Fertigung und später während des Betriebs eines Transformators eine negative Veränderung dieser charakteristischen Grössen bewirken können und damit zu einer Abnahme der Betriebssicherheit und letztendlich zu einer Reduktion der Lebensdauer führen.

Charakteristische Transformator-Kenngrössen

Ein Leistungstransformator stellt ein komplexes System dar, das aus verschiedenen leitenden Materialien (Kern, Wicklungen, Kessel) und Isolierstoffen (hauptsächlich Öl und verschiedene Formen von Zellulose) aufgebaut ist. Ein typischer Aktivteil von einem Leistungstransformator ist in **Bild 1** dargestellt.

Aufgrund der Physik und der Funktionsweise eines Transformators ergeben sich im Betrieb die schon erwähnten vier Hauptbeanspruchungen. Die Einhaltung der maximal erlaubten Beanspruchungen – sowohl in den verwendeten Materialien als auch in der Gesamtkonstruktion des Aktivteils – ist ein massgebendes Kriterium für die Auslegung und den sicheren Betrieb eines Transformators. Die vier oben genannten Beanspruchungen können als zuverlässige Kenngrössen einer Transformatorkonstruktion gesehen werden. Die maximal zulässigen Beanspruchungen der verwendeten Materialien werden vom Trafohersteller definiert und in Labortests laufend überprüft.

Siemens

Bild 1 Aktivteil eines Leistungstransformators.

Die maximal zulässigen Beanspruchungen in der Gesamtkonstruktion des Aktivteils stützen sich, trotz modernster Auslegungs- und Simulationsprogramme, weiterhin in hohem Mass auf die praktische Erfahrung ab. Bei allen Transformatoren-Herstellern sind diese Werte in internen Designregeln festgehalten. Zur Absicherung der üblichen Material- und Fertigungstoleranzen werden die von den internen Designregeln abgeleiteten zulässigen Beanspruchungen mit einem Sicherheitsfaktor versehen.

Weidmann

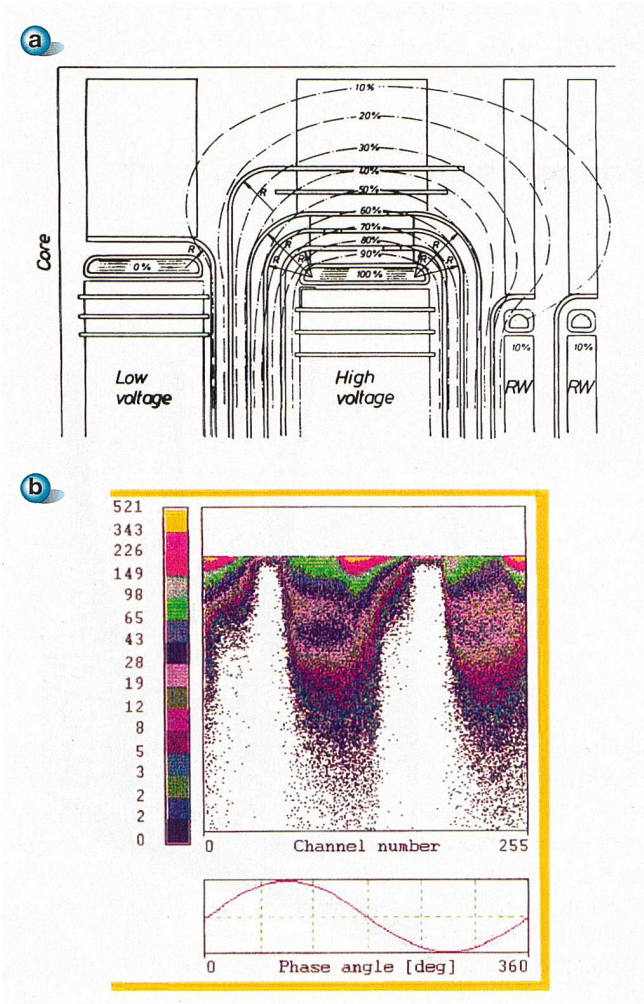


Bild 2 Beanspruchung durch das elektrische Feld.
(a) Isolationssystem eines Transformators (H.P. Moser, Transformerboard, Weidmann).
(b) Typisches Teilentladungsmuster (TE-Muster) für lokale Feuchtigkeit (Resultat einer Vor-Ort-TE-Messung, 400 MVA, 400/220/16-kV-Netztransformator).

Der Hauptgrund für die Verwendung von Erfahrungswerten und von zum Teil hohen Sicherheitsfaktoren (typisch sind Faktoren von 1,2 bis 1,3) liegt darin, dass bei der Fertigung von grossen Transformatoren nach wie vor sehr viel Handarbeit notwendig ist und dass überdies alle im Betrieb auftretenden Beanspruchungen weder bei einer Abnahmeprüfung im Prüffeld noch durch eine Berechnung exakt nachgebildet werden können. Ein weiterer Grund für die hohen Sicherheitsfaktoren bei der Auslegung von Transformatoren ist die Forderung der Betreiber, diese kostenintensiven Betriebsmittel mindestens 40 bis 50 Jahre ohne Störung und mit möglichst wenig Instandhaltungsaufwand zu betreiben [3].

Bei der Konstruktion von grossen Transformatoren ist es auch heute noch nicht möglich, bei allen vier Kenngrössen die maximal mögliche Sicherheit zu gewährleisten. Um einen zuverlässigen und trotzdem bezahlbaren Transformator bauen zu können, müssen immer Kompromisse eingegangen werden. Falls im Design- und Optimierungsprozess einer spezifischen Transformatorkonstruktion eine Modifikation einer Kenngrösse notwendig ist (z. B. Reduktion des elektrischen Felds am Wicklungsende), müssen alle möglichen (negativen) Auswirkungen auf die restlichen Beanspruchungen (z. B. Kühlung der Wicklung) sorgfältig überprüft werden.

Trotz der Anwendung von hoch entwickelten Auslegungsverfahren und trotz gängiger Sicherheitszuschläge sind in jedem Transformatordesign, hauptsächlich wegen der notwendigen Kompromisse bei der Auslegung, konstruktive Schwachstellen vorhanden. Die Kenntnis der für jeden Transformator spezifischen Schwachstellen, die bei einem Designreview offengelegt werden, sind für die zuverlässige Zustandsbeurteilung, d. h. für die Analyse von Diagnosemessungen, von grösster Bedeutung [4]. Neben den konstruktiv bedingten («natürlichen») Schwachstellen können durch Fertigungsmängel weitere, nicht vorhersehbare Schwachstellen entstehen, die frühestens während der Abnahmeprüfungen im Prüffeld des Herstellers oder spätestens im Betrieb erkannt werden können [4, 5]. Die bei einem Transformator vorkommenden, durch die Konstruktion bedingten Schwachstellen und deren mögliche Veränderung während des Betriebs werden im Folgenden näher beschreiben.

Elektrisches Feld

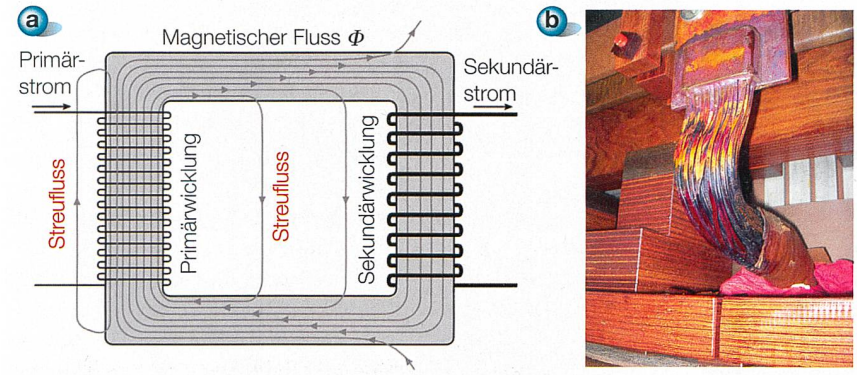
Durch das elektrische Feld wird das gesamte Isolationssystem des Transformators permanent (d. h. auch im Leerlauf) dielektrisch beansprucht. Ein typisches Isolationssystem eines Leistungstransformators ist in **Bild 2** dargestellt.

Potenzielle Schwachstellen bezüglich der Beanspruchung durch das elektrische Feld sind jene Bereiche im Isolationssystem, an denen die in den Designregeln definierte maximale Feldstärke erreicht oder sogar überschritten wird (z. B. an zu kleinen Radien von Schirmringen). Diese hochbeanspruchten Stellen gehen aus den Konstruktionsunterlagen bzw. aus den Resultaten der Feldberechnungen hervor. Diese kritischen Stellen sollen im gemeinsam zwischen Betreiber und Hersteller geführten Design-Review-Prozess vor der Konstruktionsfreigabe identifiziert werden.

Neben den konstruktionsbedingten Schwachstellen können auch durch Mängel im Fertigungsprozess Stellen mit sehr hoher Feldstärke entstehen. Diese Schwachstellen werden in den meisten Fällen bei der Abnahmeprüfung während der Stossspannungsprüfung oder spätestens bei der anschliessenden Teilentladungsmessung (TE-Messung) erkannt und eliminiert [5].

Schliesslich kann bei sehr hohen Überspannungen im Betrieb (z. B. Blitz- oder Schaltüberspannungen) sowohl an den bekannten «natürlichen» Schwachstellen als auch an Stellen der Isolation, die eine lokale mechanische Verletzung aufweisen (z. B. durch einen Kurzschluss), die zulässige elektrische Feldstärke überschritten werden. Ein Überschreiten der für die verwendeten Isolationsmaterialien definierten Durchschlagsfeldstärken verursacht in den meisten Fällen vorerst einen Teilentladungs-Einsatz, welcher in einer nicht vorhersehbaren Zeit zu einem kompletten Durchschlag der betroffenen Isolierstrecke führen kann.

Eine sich langsam entwickelnde Zerstörung der Isolation durch Teilentladungen (TE) an einer Stelle mit hoher Feld-



de.academic.ru/dic.nsf/dewiki/1339100; Fuhr

Bild 3 Beanspruchung durch das magnetische Feld.
(a) Magnetfelder im Transformator.
(b) Beispiel einer lokalen Erwärmung durch Überlagerung von magnetischen Streuflüssen an einer US-Ausleitung eines 230-MVA-245/16-kV-Maschinentransformators, festgestellt durch Gas-in-Öl-Analyse.

stärke kann in den meisten Fällen durch eine regelmässige Kontrolle der im Öl gelösten Gase durch eine sogenannte Gas-in-Öl-Analyse (Dissolved Gas in Oil Analysis, DGA) zuverlässig entdeckt werden [6]. Eine Schwierigkeit besteht aber darin, bei einem positiven Befund der Gas-in-Öl-Analyse eine im Innern des Aktivteils existierende TE-Quelle zu lokalisieren. Eine Offline-TE-Messung mit externer Erregung des Transformators liefert hier eine wichtige Basis für die Lokalisierung und für die Bewertung des TE-Problems [4, 7].

Magnetisches Feld

Grundsätzlich werden in allen elektrisch leitenden Materialien durch das magnetische Feld Wirbelströme erzeugt, die zu unerwünschten lokalen Heissstellen (Hotspots) führen können. Im Transformatorkern werden diese Wirbelströme durch eine Unterteilung des Kernmaterials (die Kernbleche sind gegeneinander isoliert) gezielt unterbunden. Die Beanspruchung durch das magnetische Feld ist von der Belastung bzw. von den Wicklungsströmen des Transformators (Volllast oder Überlast) abhängig.

Potenzielle «natürliche» Schwachstellen bezüglich dieser Belastung sind alle Bereiche im Aktivteil, wo eine Überlagerung von magnetischen Feldern durch sogenannte Streuflüsse zustande kommt (Bild 3). So kann z. B. eine Überlagerung der magnetischen Felder bei Ausleitungen der Unterspannungswicklung (hoher Strom in der US-Wicklung) mit dem Streufluss der Wicklungen an den metallischen Joch-Pressplatten «Eisenbrand» verursachen. Solche Schwachstellen werden meistens erst dann erkannt, wenn der Transformator eine längere Zeit mit Volllast betrieben wird. Bei der Abnahmeprüfung im Hochspannungslabor des Herstellers können solche bei Volllast auftretenden Schwachstellen nur sehr selten erkannt werden.

Falls solche durch Wirbelströme verursachte Heissstellen vorhanden sind, können diese durch eine regelmässig durchgeführte Gas-in-Öl-Analyse (DGA) erkannt werden [6]. Im Extremfall spricht bei sehr grosser Gasentwicklung das Buchholz-Relais an und setzt den Transformator ausser Betrieb.

Heissstellen an der Kesselwand werden in den meisten Fällen durch die Verfärbung oder das Abblättern der Farbe erkannt. Heissstellen, die sich im Kern befinden, sind von aussen praktisch nicht lokalisierbar, können aber eventuell durch eine genaue Analyse der Kernkonstruktion gefunden werden. Eine lastabhängige Gasentwicklung ist in vielen Fällen ein Hinweis für eine durch Wirbelströme verursachte Heissstelle.

Eine Reparatur von Heissstellen im magnetischen Kreis (Kern) vor Ort ist meist nicht praktikabel, da in vielen Fällen eine Änderung der Konstruktion (z. B. Modifikation der US-Ausleitungen) notwendig ist. Als Überbrückungslösung bis zu einer Reparatur im Werk kann eventuell ein Betrieb mit reduzierter Last in Betracht gezogen werden.

Anzeige

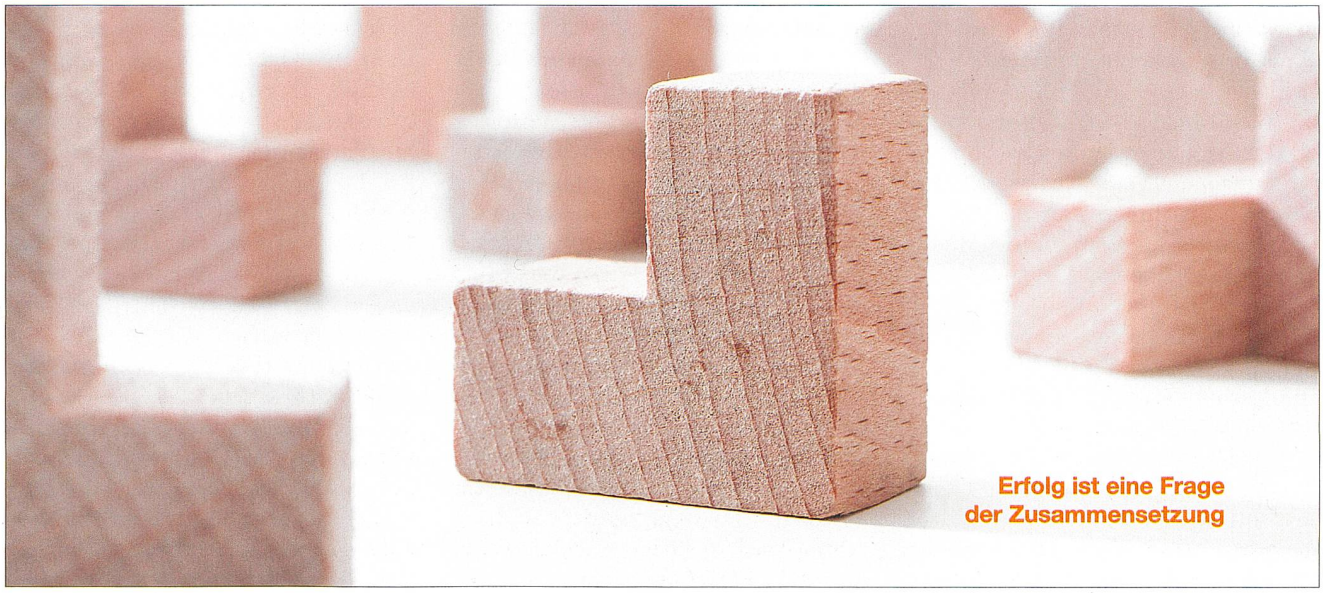


ABB University; Fuhr

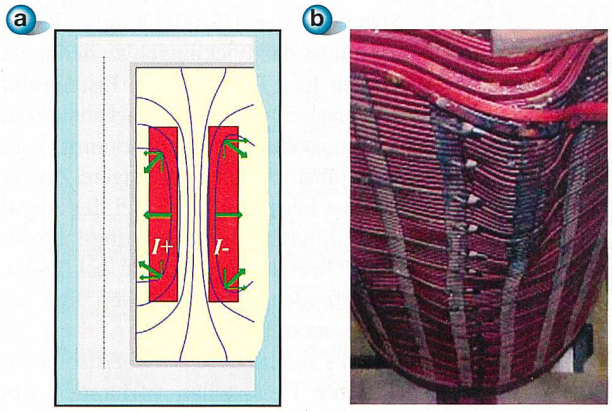


Bild 4 Wicklungsbeanspruchung durch mechanische Kräfte.
(a) Kurzschlusskräfte in einer Transformatorwicklung.
(b) Deformation einer Wicklung, 21,6-MVA-120/10-kV-Maschinentransformator, festgestellt durch eine Analyse der Transferfunktion.

Mechanische Kräfte

Um den mechanischen Beanspruchungen im Fehlerfall (z. B. Kurzschluss im Netz) zu genügen, müssen die Wicklungen und Ausleitungen von Leistungstransformatoren kurzschlussfest konstruiert und gefertigt sein. Mithilfe der Simulationsprogramme können die bei einem Kurzschluss auftretenden Kräfte (siehe **Bild 4**) mit ausreichender Genauigkeit berechnet werden und daraus die maximalen mechanischen Beanspruchungen der Wicklungen in axialer und radialer Richtung bestimmt werden. Von diesen Berechnungen werden die notwendigen Presskräfte der Wicklungen und die mechanische Stabilität der Haltevorrichtungen für die Ausleitungen abgeleitet.

Einen Nachweis der Kurzschlussfestigkeit eines spezifischen Transformators kann im Labor des Herstellers normalerweise nicht erbracht werden, da dazu extrem aufwendige Prüfanlagen notwendig sind. Eine experimentelle Überprüfung der Kurzschlussfestigkeit von Leistungstransformatoren, z. B. als Teil einer Typprüfung, ist jedoch in speziell eingerichteten Kurzschluss-Prüflabors (z. B. bei KEMA oder CESI) möglich. Solche Kurzschlussprüfungen sind aber nicht nur kosten- und zeitintensiv, sondern es besteht auch ein gewisses Risiko, dass der Transformator bei dieser Prüfung komplett zerstört wird.

Eine Verschlechterung der Kurzschlussfestigkeit eines Transformators durch eine Reduktion der Presskräfte kann schon während des Transports vom Herstellerwerk zum Aufstellungsort erfolgen. Ein weiteres Nachlassen der ursprünglichen Presskraft (Kurzschlussfestigkeit) der Wicklungen wird durch die natürliche Schrumpfung der Papierisolation mit dem zunehmenden Alter der Transformatoren verursacht. Schliesslich kann auch durch eine nicht kontrollierte Nachtrocknung des Aktivteils vor Ort (z. B. durch «Low Frequency Heating», LFH) eine Schwächung der ursprünglichen Kurzschlussfestigkeit eintreten.

Eine gravierende Veränderung der Kurzschlussfestigkeit eines Transformators im Betrieb mit einer Deformation der Wicklungen (z. B. nach einem nahen Kurzschluss im Netz) hat entweder einen sofortigen Ausfall zur Folge oder wird vorerst gar nicht erkannt. Wegen der hohen Sicherheitsfaktoren kann ein Transformator mit deformierten Wicklungen ohne Probleme weiterhin im Betrieb bleiben **(Bild 4)**.

Hohe mechanische Beanspruchungen können bei Transformatoren im Betrieb öfters auftreten, sei es durch nahe Kurzschlüsse im Netz oder im Extremfall auch etwa durch einen Klemmenkurzschluss, verursacht durch eine «vergessene» Erdungsstange beim Wiederzuschalten nach einer Revision.

Um mögliche Verformungen von Wicklungen kontrollieren zu können, die während des Transports oder im Betrieb entstehen, werden an neuen Transformatoren anlässlich der Abnahmeprüfung die Transferfunktionen im Frequenzbereich (Frequency Response Analysis, FRA) ermittelt [1, 3]. Eine zweite FRA-Messung wird dann nach der endgültigen Montage des Transformators in der Unterstation oder im Kraftwerk durchgeführt. Diese Daten gelten als Referenz für eine allfällige, nach einem Störfall durchzuführende Kontrollmessung (z. B. nach einem Kurzschluss mit Ansprechen von Schutzeinrichtungen). Aus dem Vergleich der Resultate, die bei der Abnahmeprüfung im Hochspannungslabor und vor Ort aufgenommen wurden, können mögliche Veränderungen der mechanischen Festigkeit des Kerns, der Wicklungen und der Ableitungen identifiziert werden. Bei einer eindeutigen Abweichung der aktuellen FRA-Resultate zu den Referenzdaten muss durch weitere Vor-Ort-Diagnosemessungen, wie Messung der Wicklungswiderstände, Übersetzung und Teilentladungsaktivität, die Betriebstüchtigkeit des Transformators überprüft werden [1, 3]. In den meisten Fällen muss bei einem Befund auf deformierte oder beschädigte Wicklungen der Aktivteil ausgehoben, der Kern ausgeschachtelt und die beschädigten Wicklungen ersetzt werden. Es sind allerdings einige Fälle bekannt, wo Transformatoren auch mit einer starken Wicklungsdeformation für längere Zeit im Betrieb gestanden sind. Spätestens beim nächsten Netzkurzschluss besteht aber für solche Transformatoren mit Wicklungsdeformationen ein erhebliches Risiko für einen ungeplanten Ausfall.

Verlustwärme

Die Konsequenz einer kontinuierlichen übermässigen thermischen Belastung eines Transformators im Betrieb kann eine Abschaltung durch den Buchholz-Schutz sein. Eine hohe thermische Belastung wird durch verschiedene physikalische Prozesse, insbesondere durch die Verluste im Leitermaterial und im Kern, verursacht. Durch eine nicht ausreichende Kühlung der Wicklungen können thermisch hoch beanspruchte Stellen (Hotspots) entstehen **(Bild 5)**. An solchen Stellen des Wicklungsblocks werden durch die hohen Temperaturen die langen Ketten der Zellulosemoleküle aufgebrochen. Durch diese Veränderung der Molekülstruktur wird die mechanische Festigkeit von thermisch gealterter Papierisolation stark reduziert. Die mechanische Festigkeit von gealterter Papierisolation korreliert mit dem aus einer Papierprobe zu ermittelnden Polymerisationsgrad (Degree of Polymerisation, kurz DP). Beim Erreichen eines DP-Werts von ca. 200 wird das Papier spröde und brüchig (wie Backpapier). Die Folge einer spröden Isolation kann ein Windungsschluss und damit ein Ausfall des Transformators sein.

Neben dem Verlust der mechanischen Festigkeit der Wicklungen wird bei dem Zersetzungsprozess der Zellulose auch Wasser produziert, das von der umgehenden Papierisolation aufgenommen wird. Eine lokale Feuchtigkeit im Papier ist

wegen der erhöhten Polarisierbarkeit ($\varepsilon \cong 80$ für feuchte Papierisolation) eine Quelle von dielektrischen Verlusten, welche zwangsläufig neue Heissstellen generiert. Neben der weiteren Zersetzung der Papierisolation (Senkung des DP-Werts) in der Umgebung der Hotspots werden auch Gasblasen produziert. Gasblasen, die sich im hohen elektrischen Feld befinden, sind Ursachen von Teilentladungen und können in einer TE-Messung sehr gut identifiziert werden [2, 7]. Ausser den Heissstellen in der Papierisolation können auch Heissstellen im Kern (Eisenbrand) entstehen.

Eine lokale Heissstelle in der Papierisolation wird im Betrieb durch den Nachweis der entsprechenden Zersetzungsgase im Isolieröl mittels einer Gas-in-Öl-Analyse (DGA) erkannt [6]. Der thermisch bedingte Zersetzungsgrad der Papierisolation kann auch durch eine Ermittlung des Furan-Gehalts im Isolieröl abgeschätzt werden. Im Fall von eindeutig nachweisbaren Furan-Komponenten im Isolieröl wird in den meisten Fällen ein Ersatz des Transformators mittelfristig unumgänglich [9].

Im fortgeschrittenen Stadium der verschiedenen Zerstörungsprozesse (Heissstellen, TE-Quellen etc.) kann durch eine übermässige Produktion von Zersetzungsgasen das Buchholz-Relais ansprechen und den Transformator ausser Betrieb setzen. Wie schon erwähnt, ist eine Lokalisierung von Heissstellen im Aktivteil von Transformatoren schwierig, und in den meisten Fällen kann eine Reparatur vor Ort nicht durchgeführt werden.

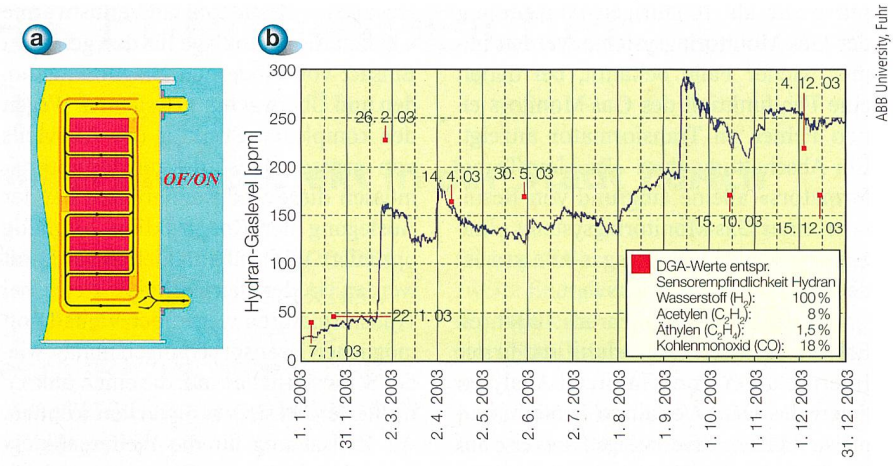


Bild 5 Beanspruchung durch Verlustwärme.
(a) Kühlung einer Spulenwicklung. OF: forcierter Ölfluss, ON: natürlicher Ölfluss.
(b) Anstieg der im Öl gelösten Gase durch Gasentwicklung im Transformator (kontinuierliche Überwachung der Schadgase im Öl an einem 400-MVA-400/220/49-kV-BKW-Netztransformator).

Auswahl der zu überwachenden Grössen

Aus der vorangehenden Beschreibung der charakteristischen Transformator-Kenngrössen folgt, dass eine gravierende Veränderung der ursprünglichen Kennwerte in den meisten Fällen zu einem plötzlichen oder kontinuierlichen Anstieg der im Öl gelösten Gase führt. Somit ist es sicher sinnvoll, neben den normalen Betriebsdaten, wie z. B. Belastung, Öltemperatur und Eisentemperatur, auch die im Öl gelösten Gase regelmässig zu überwachen [6]. Abgestuft nach der Bedeutung des Transformators werden die zeitlichen Intervalle für eine Gas-in-Öl-Analyse (DGA) zwischen einem Jahr und 5 Jahren festgelegt. Um einen schnellen Anstieg der im Öl gelösten Gase sofort festzustellen und kontinuierlich verfolgen zu können, werden heute bei grossen Leistungstransformatoren Gas-Monitoringsysteme (100 % Wasserstoff- oder Multigas-Sensoren, siehe **Bild 5)** im äusseren Ölkreislauf eingebaut [8].

Bei einem Alarm des Gas-Monitoringsystems ist es immer empfehlenswert, eine Ölprobe zu entnehmen und eine klassische Gas-in-Öl-Analyse (DGA) durchzuführen. Dadurch werden die Ursachen der Gasentwicklung (z. B. Heissstellen, Teilentladungen oder beide Zerstörungsprozesse zusammen) näher eingegrenzt und als Nebeneffekt die Anzeige des Gas-Monitors überprüft. Trotz der

Anzeige

seit mehr als 10-jährigen Anwendung der Gas-Monitoringsysteme werden immer wieder Fälle bekannt, bei denen eine Fehlfunktion des Gas-Monitors einen Fehler im Transformator anzeigt. Ein Abschaltung eines «Problem-Transformators» alleine aufgrund von Resultaten eines Gas-Monitoringsystems ohne zusätzliche Zersetzungsgas-Analyse ist deshalb nicht empfehlenswert.

Auf der Basis von mehr als 40 Jahren Erfahrung in der Anwendung und in der Interpretation von Gas-in-Öl-Analysen liefert das DGA-Verfahren heute in den meisten Fällen zuverlässige Hinweise auf die Ursache der aktuellen Gasentwicklung (hauptsächlich thermische oder elektrische Zersetzungsprozesse). Ein Mass für die Gefährlichkeit bzw. für die Grösse und den Ort des Defekts liefert die Gas-in-Öl-Analyse aber nicht.

Für die weitere Beurteilung des durch die DGA angezeigten Problems müssen in einem nächsten Schritt alle weiteren zur Verfügung stehenden Informationen, besonders die «natürlichen Schwachstellen» des Transformators, Referenzmessungen aus Abnahmeprüfungen (Fingerprints), Betriebsdaten und schliesslich auch Störungen im Netz (Überspannungen, Kurzschlüsse) analysiert werden, um daraus ein fallspezifisches Vor-Ort-Diagnoseverfahren festzulegen [1, 2, 3, 7].

Aus der Diskussion der charakteristischen Kenngrössen des Transformators folgt, dass in der Praxis nur innere Teilentladungen (elektrisches Feld, **Bild 2)** und die Verformung der Wicklungen, z. B. nach einem Kurzschluss (mechanische Kräfte, **Bild 4)**, durch geeignete Messungen vor Ort nachgewiesen werden können. Zur Verifizierung und Lokalisierung einer Heissstelle **(Bild 5)** sind heute noch keine Vor-Ort-Diagnosemessungen bekannt.

Alle spontanen Fehler, wie z. B. der Bruch eines Leiters, können weder mit einer Diagnosemessung noch mit einem komplizierten Monitoringsystem detektiert werden. In solchen Fällen hilft nur ein zuverlässiges und schnelles Schutzsystem, um die gravierenden Folgen von spontanen Fehlern im Transformator selbst (z. B. Explosion einer Durchführung, Brand) durch schnelles Abschalten zu verhindern.

Schlussfolgerung

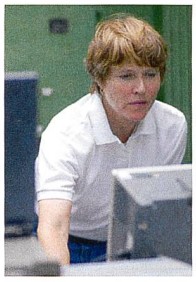
Die vier charakteristischen Kenngrössen von Transformatoren – das elektrische Feld, das magnetische Feld, die mechanischen Kräfte und die Verlustwärme – bilden die Grundlage für den gezielten Einsatz von modernen Diagnosemethoden und Überwachungssystemen. Wegen der komplexen Struktur des Aktivteils von grossen Leistungstransformatoren müssen diese vier Kenngrössen bei der Auslegung der Konstruktion sorgfältig optimiert und aufeinander abgestimmt werden. In der Betriebspraxis treten bei Transformatoren wegen der Vielfalt von möglichen Beanspruchungen immer wieder Schwachstellen auf, die einen unkontrollierten Ausfall verursachen können. Als Zielsetzung für die Weiterentwicklung der heutigen Diagnoseverfahren und Monitoringsysteme von Leistungstransformatoren steht die Identifikation und Lokalisierung von konstruktiven und betriebsbedingten Schwachstellen im Vordergrund.

Der Einsatz von neuen Sensoren und computergestützter Messtechnik kann nur erfolgreich sein, wenn es gelingt, zuverlässige und eindeutige Referenzdaten für die Zustandsbestimmung von Transformatoren zu definieren. Als erster Indikator für eine signifikante Veränderung einer oder mehrerer charakteristischen Kenngrössen dient nach wie vor die seit mehr als 40 Jahren erfolgreich angewandte Gas-in-Öl-Analyse. Für die Eingrenzung und für die Lokalisierung des durch die Zersetzungsgase angezeigten Problems können heute moderne Diagnosemethoden, insbesondere die Teilentladungsmessung, sowohl im Labor als auch vor Ort nutzbringend eingesetzt werden.

Referenzen

[1] J. Fuhr, Th. Aschwanden, Moderne Diagnosemethoden für Leistungstransformatoren, Bulletin SEV/VSE, 15/1999, S. 25.
[2] Th. Aschwanden, M. Hässig, J. Fuhr, P. Lorin, V. Der Houhanessian, W. Zaengl, A. Piras, A. Schenk, P. Zweiacker, J. Dutoit, Developement and Application of New Condition Assessment Methods for Power Transformers, Cigré Session, Paris, 1998, Paper 12–207.
[3] Th. Heizmann, R. Bräunlich, Th. Aschwanden, J. Fuhr, M. Hässig, P. Müller, The Swiss Experience on on-site high voltage test and diagnostic on large power transformers, Cigré Session, Paris, 2010, Paper A2_211_2010.
[4] J. Fuhr, Th. Aschwanden, «Experience with Diagnostic Tools for Condition Assessment of Large Power Transformers», Conf. Record of the 2004 IEEE Inter. Symposium on Electrical Insulation, IEEE Publication 04CH37561, pp. 508–511.
[5] A. Carlson, J. Fuhr, G. Schemel, F. Wegscheider, Testing of Power Transformers, ABB Handbook, Pro Print GmbH, Düsseldorf, Germany, 2003, ISBN 3-00-010400-3.
[6] H.J. Knab, P. Boss, E. Ecknauer, R, Gysi, Diagnostic tools for transformer in service, Cigré Symposium, Berlin, 1993, Paper 110-05.
[7] R. Bräunlich, M. Hässig, J. Fuhr, Th. Aschwanden, Assessment of insulation condition of large power transformer by on-site electrical diagnostic methods, Conf. Record of the 2000 IEEE Inter. Symposium on Electrical Insulation, IEEE Publication 00CH37075, pp. 368–372.
[8] J.-P. Gibeault, P. Eng, Hydran case studies, Detection and Monitoring of Failure Conditions in Power Transformers, Shunt Reactors and Current Transformers, Conference Record, Condition Monitoring in High Voltage Substations, Dorking, National Grid Company U.K., 1996.
[9] H.J. Knab, Die Anwendung der Hochdruckflüssigkeitschromatographie (HPLC) zur Betriebsüberwachung von Transformatoren, VBG Kraftwerkstechnik, Vol. 71, 1991, S. 594–597.

Angaben zur Autorin



Dr. Ing. **Jitka Fuhr** arbeitet als Senior Consultant bei der BKW FMB Energie AG in Bern. Sie ist seit über 20 Jahren auf dem Gebiet der Diagnose und Monitoring von Isolationssystemen der Hochspannungstechnik tätig. Sie war massgeblich beteiligt an der Entwicklung von Vor-Ort-Diagnosemethoden zur Zustandsbestimmung von Transformatoren.

BKW FMB Energie AG, 3072 Ostermundigen, jitka.fuhraschwanden@bkw-fmb.ch

Résumé **Détermination de l'état de transformateurs de puissance usagés**

Quels sont les paramètres caractéristiques à contrôler ?

Les paramètres caractéristiques d'un transformateur sont modifiés au cours de son exploitation par l'action combinée de différentes sollicitations. Cet article décrit les quatre paramètres et leurs facteurs d'influence, qui, déjà lors de la fabrication du transformateur et plus tard pendant son exploitation, peuvent provoquer une diminution des sollicitations admissibles et ainsi réduire la sécurité de fonctionnement et finalement la durée de vie du transformateur. Cet article détaille également les facultés et les limites des procédés permettant d'établir un diagnostic et des systèmes de surveillance qui identifient à temps les changements dangereux dans la partie active du transformateur afin d'éviter une panne imprévue. No