

Wasser in gealterten Transformatoren

Dipl. Ing. Altmann, ARS-Altman Group

1. Einleitung

Nach EPRI beträgt das mittlere Alter der Leistungstransformatoren in den USA 37 Jahre, und es steigt um zirka 0.6 Jahre/Jahr infolge dessen, dass die Anwender dieser Transformatoren in den USA fortlaufend auf den minimalen Reinvestitionen auf diesem Gebiet beharren. [L1]. Eine ähnliche Situation herrscht auch in Europa. Nach EVU (Deutschland) liegt das mittlere Alter der Transformatoren in der statistischen Hauptgruppe zwischen 31-35 Jahren [L2].

Trotz der angeborenen und verlangten Redundanz in jedem Netz – die Anzahl der Leistungstransformatoren, als deren wichtigsten Komponenten, ist hier gegenüber dem Bedarf verdoppelt, oder sogar verdreifacht – sinkt somit unausweichlich die potentielle Betriebssicherheit des Netzes.

Der Grund ist klar. Alle Reservetransformatoren, trotz ihrer geringen Belastung, (oder sogar vollkommen ohne Belastung) sind Alterungsprozessen ausgesetzt und eine relevante Messung und eine glaubwürdige Diagnostik deren aktuellen Zustands unter Betriebsbedingungen ist eher vereinzelt, oder sogar überhaupt nicht existent.

Es ist also notwendig, Methoden zu suchen, aufgrund derer es möglich ist, die Kapitalisierung dieser Maschinen zu optimieren, mit Hinblick auf deren Austausch, bzw. Verlängerung ihrer Lebensdauer, bei gleichzeitiger Sicherstellung eines womöglich störungsfreien Betriebes dieser Maschinen dadurch, dass wir mehr im Detail und präziser deren Operationsrisiken mit Hilfe einer einfachen, gut verstandenen und verifizierbaren technischen und ökonomischen Analyse beurteilen werden.

Das erste und grundlegende Problem gealterter Transformatoren ist deren Kontaminierung mit Wasser, verbunden mit einer darauffolgenden unausweichlichen Verringerung der Betriebssicherheit dieser Maschinen und mit einer korrespondierenden Verringerung der Lebensdauer und der langzeitigen Zuverlässigkeit.

Aufgrund der Tradition, der Einfachheit, und der Verfügbarkeit, werden zur Beurteilung dieser Probleme meistens sogenannte indirekte Methoden benutzt. Das tatsächliche Volumen des unerwünschten, im Transformator präsenten Wassers wird dann indirekt mittels Messung zweier Größen bestimmt:

- Des Wassergehalts im Öl C_w (ppm),
- der Temperatur des Transformators T (gradC),

Und der Wassergehalt in den Zellulosewerkstoffen des Transformators als Hauptparameter für eine etwaige Trocknung wird dann aufgrund der sogenannten Gleichgewichtsdiagramme (Nielsen, Piper u.s.w.) ausgewertet.

Mit Hinblick darauf, dass diese Methoden üblicherweise auf traditionelle Art durchgeführt werden, d.h. mittels einmaliger Ölprobenentnahme und Ablesung der Temperatur ohne Rücksicht darauf, ob sich der Transformator im Gleichgewichts-, bzw. Beharrungszustand befindet oder nicht, ist die Reproduzierbarkeit und die Glaubwürdigkeit der entsprechenden diagnostischen Schlussfolgerungen natürlich sehr gering [L3] und darüberhinaus kann eine auf diesen Schlussfolgerungen basierende Wartung nicht nur zu keiner Verbesserung des Zustands, sondern sogar zu einer Beschädigung des Transformators führen.

Vor allem die diagnostischen Methoden, die auf der Messung des Wassergehalts im Öl mittels der Karl-Fischer- (KF) Methode und der klassischen Messung der Durchschlagsspannung des Öls (U_d) beruhen, führen sehr oft zu paradoxen und stark kontroversen Ergebnissen und Schlussfolgerungen:

- **Magisches Öl** – trotz einem hohen Wassergehalt im Öl weist das gealterte Öl einen wesentlich höheren Wert der dielektrischen Festigkeit auf als ähnlich mit Wasser kontaminiertes neues Öl.
- **Magische Trocknung** – Die KF- Messung weist vor dem Auswechseln der alten Ölfüllung für neues Öl einen hohen Wert des Wassergehalts im Öl, und nach dem Ölwechsel einen wesentlich niedrigeren Wert auf (obwohl es völlig klar ist, dass die gesamte Wassermenge im Transformator nur durch einen Ölwechsel nicht wesentlich herabgesetzt werden konnte).
- **Lavineneffekt** - Der Transformator wird wiederholt kurzzeitig mit Hilfe eines grossen, mit hoher Temperatur und hohem Vakuum arbeitenden Vakuumtrockners getrocknet. Unmittelbar nach der Trocknung ist der mittels KF-Methode gemessene Wassergehalt zufriedenstellend, steigt aber langfristig ständig an und der Zustand des Transformators verschlechtert sich ständig.

Die erwähnten Methoden versagen üblicherweise auch bei den Versuchen, weitere zwei paradoxe Tatsachen zu erklären:

- **Zombie-Transformator** – aufgrund eines hohen Wassergehalts im Öl und einer niedrigen dielektrischen Festigkeit ist im Einklang mit der Norm dieser Transformator für „tot“ zu halten, aber in Wirklichkeit arbeitet er jahrelang ohne irgendwelche Probleme (er ist also „lebendig“).
- **Syndrom eines plötzlichen Todes** – Ein Transformator, der stets zufriedenstellende Werte sowohl des Wassergehalts im Öl als auch in der dielektrischen Festigkeit aufwies, havariert plötzlich nach einer raschen Änderung seiner Betriebstemperatur.

Die gegenwärtige Diagnostik versagt nicht nur bei der Erklärung dieser Ereignisse, sondern es scheint auch, dass nicht einmal ein tatsächliches Interesse besteht, diese Ereignisse überzeugend zu erklären.

Dabei ist eine plausible Erklärung dieser Fälle einfach, jedoch unter der Bedingung, dass wir ein etwas unterschiedliches, auf folgenden Voraussetzungen basierendes, Vorgehen benutzen:

- ❖ Dominanter parameter eines jeden angefeuchteten Transformators ist der Wassergehalt in seinen Zellulosewerkstoffen C_p (%). Der Grund liegt an der Hand – dieser Parameter ist temperaturmässig invariant, d.h. er stellt eine Grösse dar, die sich, anders als dies bei C_w und U_d der Fall ist, mit der Transformatortemperatur nicht verändert [L4]. Da die Auswertung des Wassergehalts in den Zellulosewerkstoffen auf Gleichgewichtsrelationen basiert, muss die Messung des Wassergehalts im Öl und die Messung der Transformatortemperatur unter strikt kontrollierten Gleichgewichtsbedingungen erfolgen.
- ❖ Die Abhängigkeit: Lösbarkeit des Wassers im Öl – Öltemperatur ist für alle neuen Transformator-Öle annähernd gleich.
- ❖ Die dielektrische Festigkeit eines beliebigen Transformatoröls U_d (kV/2.5mm) wird dominant von seiner relativen Feuchtigkeit determiniert. (1), [L5,6] .
- ❖ Lediglich eine On-Line Messung der relativen Feuchtigkeit, d.h. des aufgelösten Wassers, und eine On-Line Messung der Temperatur(en) des Transformators stellt uns die gewünschte Genauigkeit, Glaubwürdigkeit, und Reproduzierbarkeit der die Anfeuchtung des Transformators und dessen dielektrische Festigkeit betreffenden diagnostischen Schlussfolgerungen sicher.
- ❖ In gealterten Ölen müssen wir stets mit zwei völlig unterschiedlichen Typen von Wasser arbeiten:

Für die meisten Anwender von Transformatoren wird es wahrscheinlich am schwersten sein, den letztgenannten Punkt zu akzeptieren, und sich dessen bewusst zu werden, dass sich in

der Ölfüllung eines gealterten Transformators stets zwei völlig unterschiedliche Arten von Wasser befinden, deren Transport zwischen der Ölfüllung und der Zellulose, und deren Einfluss auf die dielektrische Festigkeit, absolut unterschiedlich ist.

- **Aufgelöstes Wasser** ist in diesem Fall eigentlich Wasserdampf, der, ähnlich wie Gase, frei zwischen den Molekülen des Öls migriert, wobei nur dieses Wasser:
 - Zwischen der Ölfüllung und den Zellulosewerkstoffen des Transformators in Abhängigkeit von dessen Temperatur migriert,
 - dominant in den Zellulosewerkstoffen des Transformators akkumuliert ist,
 - in dominanter Weise die dielektrische Festigkeit des Öls determiniert,
 - direkt als relative Feuchtigkeit des Öls gemessen werden kann.
- **Gebundenes Wasser** ist chemisch in den Alterungsprodukten gebunden, vor allem in den organischen Säuren, wobei:
 - Die Migration der Säuren und der weiteren Alterungsprodukte zwischen der Ölfüllung und den Zellulosewerkstoffen stark eingeschränkt ist,
 - die in den Alterungsprodukten gebundenen Säuren und das in ihnen gebundene Wasser keinen, oder einen geringen, Einfluss auf die dielektrische Festigkeit des Öls haben.
 - Die KF-Methode misst gleichzeitig sowohl das aufgelöste als auch das gebundene Wasser.

Keiner der wichtigsten Aspekte dieser These, d.h. die eingeschränkte Migration der Alterungsprodukte zwischen Öl und Zellulose geht dabei klar aus direkten Beobachtungen, bzw. aus der täglichen Praxis hervor.

Nach dem Austausch der gealterten Ölfüllung mit einer sehr hohen Säurezahl (NZ) für eine Füllung aus neuem Öl kommt es nämlich stets nur zu einem geringen Anstieg von NZ und darüberhinaus ändert sich die Säurezahl mit der Transformatortemperatur nicht (der kalte und der heiße Transformator haben stets die gleiche Säurezahl NZ.) Dies bedeutet jedoch, dass der Transport der Säuren zwischen der Ölfüllung und den Zellulosewerkstoffen augenscheinlich nicht existiert, oder höchstens in einem geringen Ausmass. Dies ist eine sehr einfache und einfach zu beweisende Tatsache.

Wenn nämlich zwischen der Ölfüllung und der Zellulose ein mit dem Transport des aufgelösten Wassers vergleichbarer Transport von Säuren existieren würde, müssten wir bei einem Ölwechsel folgendes beobachten:

- Einen sehr starken Anstieg der Säurezahl NZ im Öl, und bei gleicher Transformatortemperatur sollten wir nach etwa zwei Wochen eine praktisch mit der vor dem Ölwechsel identische Säurezahl $\check{C}K$ messen.
- Starke Änderungen der Säurezahl NZ mit der Transformatortemperatur.

Diese Effekte wurden in der Praxis nie beobachtet und falls so etwas im Transformator existieren würde, hätte ein Ersetzen des gealterten Öls durch neues Öl einfach keinen Sinn. Schon die Praxis zeigt uns also, dass der Transport der Alterungsprodukte zwischen der neuen Ölfüllung und der Zellulose sehr schwach ist und eher einem sukzessiven Auswaschen von Resten des alten Öls aus den Räumen zwischen den Zellulosefasern zurück in die Ölfüllung entspricht, und demzufolge vernachlässigt werden kann.

Diese Feststellung hat aber wesentliche Folgen. Wenn es nämlich zu keinem Transport der Alterungsprodukte und damit auch des gebundenen Wassers kommt, verbleibt das gebundene Wasser lediglich in der Ölfüllung des Transformators.

Damit ist jedoch die Menge des **gebundenen Wassers in der Ölfüllung** gegenüber der Menge **des aufgelösten Wassers in der Zellulose** so gering, dass es vernachlässigt werden kann, und natürlich, vom Gesichtspunkt der Transformators aus gesehen, es keinen Sinn hat, die Menge des gebundenen Wassers zu messen. Wie wir im Weiteren zeigen werden, kann durch eine nicht angebrachte Messung des gebundenen Wassers die Genauigkeit und die Glaubwürdigkeit der Auswertung der Anfeuchtung des **Transformators** ernsthaft und unzulässig verzerrt werden.

Um wiederholten unproduktiven Debatten zu dieser These vorzubeugen, führten wir ein einfaches Experiment durch, das diese These entweder bestätigen, oder widerlegen sollte.

Der Transformator wird in diesem Experiment durch ein hermetisch abgeschlossenes Gefäß simuliert, in dem sich eine in Transformatoröl eingetauchte Einlage aus Papier befindet. Für ein rasches Erreichen eines annehmbaren sowohl temperaturmässigen, als auch eines konzentrationsmässigen Gleichgewichtszustands wird die Einlage mittels Öl-Umlaufpumpe zwangsdurchspült.

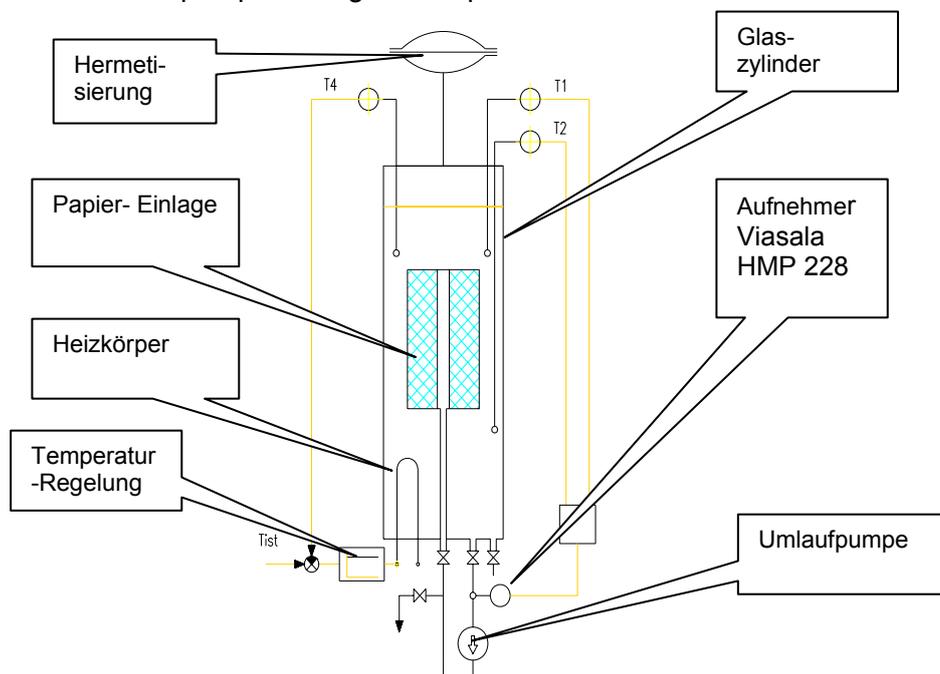


Bild 1 Simulator des Verhaltens von Wasser im Öl-Zellulose-System eines Leistungstransformators

Das gewünschte (während der Messung konstante) Temperaturniveau wird durch eine mit Hilfe eines einfachen Regelkreises gesteuerte Erwärmung des Öls erreicht.

Für die Simulation der tatsächlichen Bedingungen im Transformator wählten wir dasselbe Masse-Verhältnis zwischen Ölfüllung und Zellulosewerkstoff, d.h. zirka 10 :1.

Das gesamte Experiment wurde dabei von bekannten und gut verifizierbaren Tatsachen abgeleitet:

- ❖ Die Wassermenge in der Papiereinlage (wo mehr als 98 bis 99% des im gegebenen Öl-Zellulose-System enthaltenen Wassers deponiert sind), kann nicht wesentlich durch einen einfachen Ölwechsel geändert werden.
- ❖ Der maximale, durch den Ölwechsel hervorgerufene, experimentelle Fehler kann also lediglich im Bereich von 1-2% liegen, und ist also mit der Genauigkeit der benutzten Messmethoden vergleichbar.

Da die Menge des Wassers in unserem Experiment durch die Wassermenge in der Zellulose bestimmt wird, dann sollten wir bei einem Gleichgewichtszustand auf einem gegebenen Temperaturniveau immer den gleichen Wassergehalt im Öl messen, und zwar ohne Rücksicht darauf, in was für einem Öl dieser Gehalt gemessen wurde, und umgekehrt, falls wir unter gleichen Bedingungen immer denselben Wassergehalt im Öl messen, sollte damit auch mit annehmbarer Genauigkeit die in der Zellulose deponierte Wassermenge gegeben sein.

Das entsprechende Experiment wurde in zwei Schritten durchgeführt:

- 1) Das Gefäss wurde mit neuem Öl gefüllt, die Zelluloseeinlage mittels Umlaufpumpe durchgespült, und für die Bestimmung des Equilibriums bediente man sich der Messung mittels HMP 228 - Sensor (Vaisala). Nach Erreichen des Beharrungszustands wurde parallel 1) mit diesem Sensor und 2) mittels standardmässiger KF-Methode gemessen.

Ergebnis:

- Der Wassergehalt, gemessen mittels KF-Methode und mit der Vaisala-Sonde war auf dem gewählten Temperaturniveau im Grunde gleich für den gesamten Temperaturbereich von 30 bis 80°C.
- 2) Das neue Öl wurde abgelassen, das Gefäss mit gealtertem Öl gefüllt, und die gesamte Messung wurde wiederholt.

Ergebnis:

- Die Vaisala-Sonde hat auf denselben Temperaturniveaus dieselben Werte des Wassergehalts für den gesamten Temperaturbereich 30 – 80°C für sowohl das alte als auch das neue Öl, gemessen.
- Die die Messung mittels KF-Methode ergab in den gealterten Ölen stets wesentlich höhere Werte des Wassergehalts im Öl.

Der gesamte Vorgang wurde bei Ölen mit unterschiedlichen Alterungsgraden wiederholt.

Dieses Experiment repräsentiert das sog. Treffen qualitativer Entscheidungen, das uns ermöglicht, direkt zu bestimmen, welche Methode der Messung praktisch anwendbar ist und welche nicht, da wir auf deren Grund direkt entscheiden können: **JA** oder **NEIN**.

- ❑ Der Feuchtigkeitssensor zeigt nach einem Ölwechsel keine wesentliche Abweichung, und da wir wissen, dass sich die Menge des Wassers im „Transformator“ nicht geändert hat, ist unsere Antwort **JA** – diese Methode ist geeignet und wir können sie bei der Bestimmung der Wassermenge im Transformator benutzen.
- ❑ Die KF-Messung weist bei gealterten Ölen stets eine starke Abweichung im Gehalt des gemessenen Wassers auf, der Wasserhalt hat sich nicht verändert, und die Antwort lautet demzufolge **NEIN** – diese Methode ist für die Bestimmung der Wassermenge in gealterten Transformatoren nicht geeignet, da sie augenscheinlich mit einer Ballastinformation belastet ist.

Man kann also schlussfolgern, dass die Messung der Wassermenge in gealterten Transformatoren mittels KF-Methode einen „angeborenen“ systematischen Fehler aufweist, die von der Menge der im gealterten Öl enthaltenen Säuren iduziert wird. Dies kann jedoch zu fehlerhaften diagnostischen Schlussfolgerungen, anschliessend zu einer Wahl von ungeeigneten Behandlungsmethoden des gegebenen Transformators, und sogar zu einer dauerhaften Beschädigung der Maschine führen. Typisches Beispiel ist z.B. wiederholtes Trocknen eines im wesentlichen trockenen Transformators, das zuerst seine Ölfüllung zunichte macht, und anschliessend seine Zelluloseisolanten vernichtet.

Für die Implementierung der erwähnten Fakten in ein entsprechendes diagnostisches Vorgehen können alle oben erwähnten Paradoxe leicht erklärt werden:

2. Magisches Öl – Die paradox hohe dielektrische Festigkeit der Öls versus hoher Wassergehalt in gealterten Ölen ist nur scheinbar paradox. Der hohe Wassergehalt, mittels KF-Methode gemessen, setzt sich hier aus dem aufgelösten und dem gebundenen Wasser zusammen, aber nur das aufgelöste Wasser verringert die dielektrische Festigkeit des Öls. Ist also der gehalt des aufgelösten Wassers allein im gealterten Öl relativ gering, bleibt dessen dielektrische Festigkeit hoch.

Dieses Paradox verschwindet demzufolge sofort, wenn mit einem Feuchtigkeitssensor, der lediglich das aufgelöste Wasser erfasst, gemessen wird.

Schlussfolgerung: **Magisches Öl ist lediglich eine Illusion, hervorgerufen durch die KF-Messung.** Die Alterungsprodukte haben keinen positiven Einfluss auf die dielektrische Festigkeit der Öle.

3. Magische Trocknung – Der beträchtliche unterschied zwischen dem Wassergehalt in den gealterten Ölen und im Öl nach dem Ölwechsel (Füllung mit neuem Öl) wird wiederum dadurch verursacht, dass die KF-Methode vor dem Ölwechsel gleichzeitig den Gehalt an aufgelöstem und den Gehalt an gebundenem Wasser im gealterten Öl misst. Nach dem Ölwechsel misst die KF-Methode lediglich das aufgelöste Wasser und somit sinkt natürlich der gemessene Wert.

Wird der Wassergehalt vor und nach dem Ölwechsel mittels Feuchtigkeitssensoren gemessen (bei gleicher Transformatortemperatur), bekommen wir annähernd gleiche Werte.

Schlussfolgerung: **Die magische Trocknung des Transformators durch Ölwechsel (Austausch der alten Ölfüllung für eine neue) ist nur virtuell und in wirklichkeit ist es nur ein Resultat einer falschen Messung.**

Ein angefeuchteter Transformator kann weder durch einen Ölwechsel, noch durch eine Regenerierung des Öls oder durch eine kurzzeitige Trocknung seiner Ölfüllung effektiv ausgetrocknet werden, da die dabei aus dem Transformator entnommene Menge des Wassers zu gering ist.

4. Der Lavineneffekt stellt ein weiteres typisches Beispiel eines fehlerhaften und gefährlichen Vorgehens bei der Behandlung angefeuchteter und gealterter Transformatoren dar, basierend auf dem augenscheinlichen Widerspruch zwischen der KF-Messung und dem gemessenen Wert der dielektrischen Festigkeit der Maschine.

Die diagnostische Schlussfolgerung, dass das gegebene Öl gleichzeitig über einen hohen Wert der dielektrischen Festigkeit verfügt und einen hohen Gehalt an Wasser besitzt, ist ein Widerspruch an sich. Das Problem ist allerdings darin, dass man diesen Widerspruch durch die standardmässige diagnostische Vorgehensweise üblicherweise nicht entdeckt und dass anschliessend eine intensive (und üblicherweise kurzzeitige) Trocknung der gegebenen Maschine vorgeschlagen wird.

Jede kurzzeitige Trocknung, durchgeführt mit einer grossen Trocknungsanlage, beseitigt zuerst sehr effektiv das aufgelöste und damit auch das gebundene Wasser aus der Ölfüllung, der anschliessende Prozess der Trocknung der Zellulose ist aber infolge der langsamen Diffusion des Wassers aus der Zellulose ins Öl sehr langsam. Die hydraulische Leistung der gegebenen Trocknungsanlage hat demzufolge auf die Trocknung des Transformators als Ganzes keinen wesentlicheren Einfluss.

Mit Hinblick darauf, dass grosse Trockneranlagen üblicherweise mit hohem Vakuum und hoher Temperatur arbeiten, kommt es immer zu einer teilweisen Beschädigung der Ölfüllung und der Gehalt an Alterungsprodukten im Öl steigt demzufolge an.

Das Problem liegt darin, dass die KF-Messung, kurz nach Beendigung der kurzzeitigen Trocknung durchgeführt, einen sehr geringen Wassergehalt im Öl aufweist (der Gehalt an aufgelösten, sowohl als anschliessend auch des gebundenen Wassers im Öl wurde radikal herabgesetzt), aber eine neue KF-Messung, sagen wir nach einem Monat, (das aufgelöste Wasser aus der Zellulose migriert zurück in die Öfüllung und in die Alterungsprodukte), weist wiederum einen hohen Wert des Wassergehalts im Öl auf, der zum Teil durch den erhöhten Gehalt an direkt im Öl enthaltenen Alterungsprodukten hervorgerufen wurde.

Es wird also eine weitere kurzzeitige Trocknung des Transformators empfohlen, und dadurch wird eben der Lavineneffekt gestartet, der letztendlich den gegebenen Transformator unausweichlich vernichtet.

Schlussfolgerung: **Der Lavineneffekt ist potentiell sehr gefährlich, vor allem für stark gealterte Transformatoren.** Eine gute Nachricht ist jedoch die, dass dieser Prozess leicht aufzudecken ist durch geeignete Messung des im Öl aufgelösten Wassers. Anschliessend kann man eine rasche Alterung des Transformators stark einschränken durch einen Wechsel der Öfüllung oder besser durch deren Regenerierung. Falls nötig, kann der Transformator auch anschliessend noch einer Resttrocknung mittels geeigneter On-Line Methode unterzogen werden, die keine Alterung des Öls verursacht.

5. Zombie-Transformatoren

Zombie-Transformatoren stellen eine typische Klasse von Maschinen dar – es handelt sich meistens um Ofentransformatoren mit Zwangsumlauf des Öls (OFAF, OFAN) die mit gleichbleibender Belastung arbeiten. Dies bedeutet, dass deren Temperatur relativ gleichbleibend ist und dass es bei ihnen kaum je zu einer wesentlichen raschen Temperaturänderung kommt. Der vertikale Temperaturunterschied zwischen dem oberen und unteren Teil des Transformators übersteigt dann üblicherweise nicht den Wert von 3 – 5°C.

Das Öl-Zellulose-System dieser Transformatoren arbeitet also in fast homogenen und beinahe „stationären“ Verhältnissen, der Wassergehalt im Öl ist zwar hoch und Ud-Wert, im Labor gemessen, ist niedrig, aber der tatsächliche RH-Wert (der Betriebstemperatur entsprechend) ist augenscheinlich auch relativ niedrig und somit sollte die „betriebliche“ dielektrische Festigkeit (bei dieser Temperatur) relativ hoch sein.

Dieses Zombie-Verhalten des Transformators ist also augenscheinlich gegeben durch die Differenz zwischen der im Labor bestimmten dielektrischen Festigkeit des Öls, gemessen bei der „vereinbarten“ Temperatur von 20°C, und der tatsächlichen dielektrischen Festigkeit des Öls, die der tatsächlichen Öltemperatur im Transformator entspricht, gemessen bei quasi-stationären Bedingungen.

Da wir wissen, dass der Up-Wert durch den Wert der relativen Feuchtigkeit bestimmt wird, die wir folgendermassen ausdrücken können:

$$(1) \quad RH = \frac{C_w}{C_{w,sat}}$$

wo :

C_w Wassergehalt im Öl

$C_{w,sat}$...Auflösbarkeit des Wassers im Öl, $C_{w,sat} = C_{w,sat}(T)$, [L7]

können wir den Wert der dielektrischen Festigkeit des Öls mittels Approximation der Abhängigkeit [L5,L6] errechnen als:

$$(2) \quad U_d = U_{d,max}(1 - RH), \quad U_{d,max} = 85 \text{ kV}/2,5\text{mm}$$

Wir können auch sofort und quantitativ beweisen, dass das „Zombie“-Verhalten des Transformators tatsächlich durch den Unterschied der Temperaturniveaus zwischen Transformator und Labor hervorgerufen wird.

Beispiel: Setzen wir voraus, dass der Wassergehalt im Öl (C_w) unseres Transformators 45 ppm beträgt:

- Die Messung der dielektrischen Festigkeit muss gemäss Norm stets bei einer Labortemperatur von 20°C durchgeführt werden. Was bedeutet, dass die Auflösbarkeit des Wassers im Öl - $C_{w,sat} = 52$ ppm - sehr niedrig ist. Die relative Feuchtigkeit des Öls ist unter diesen Bedingungen sehr hoch ($RH = 45 / 52 = 0.87$) und die entsprechende dielektrische Festigkeit des Öls ($U_d = 85 (1 - 0.87) = 11$ kV/2.5mm) ist sehr niedrig, und entspricht natürlich nicht der Norm.
- Wenn jedoch dasselbe Öl bei einer wesentlich höheren Betriebstemperatur von, z.B. 60°C, arbeitet, steigt die Auflösbarkeit des Wassers im Öl beträchtlich, zirka auf das fünffache ($C_{w,sat} \approx 255$ ppm) und die relative Feuchtigkeit im Betrieb ist demzufolge wesentlich niedriger ($RH = 45 / 255 = 0.18$). Dem wird auch der „betriebliche“ Wert der dielektrischen Festigkeit entsprechen ($U_d = 85 (1 - 0.18) = 70$ kV/2.5mm), die nun sehr gut ist, und der Norm entspricht.

Schlussfolgerung: Die tatsächliche dielektrische Festigkeit des Öls ist auch bei stark angefeuchteten Transformatoren vom Typ OFAF, OFAN während deren normalen Betriebes wesentlich höher, als die Labormessungen angeben, und der Betrieb dieser Transformatoren ist also relativ sicher.

Achtung! Diese Feststellung gilt nur für temperaturmässig „homogene“ Transformatoren, (die Temperaturdifferenz oben-unten ist sehr gering) und für temperaturmässig konstante Betriebsbedingungen.

Bei stark angefeuchteten Transformatoren ONAF, ONAN, wo die vertikale Temperaturdifferenz höher als 30°C sein kann, oder bei raschen Temperaturänderungen im Transformator, kann es zu sehr raschen vertikalen Senkungen der dielektrischen Festigkeit kommen. In diesen Fällen ist das standardmässige Vorgehen, basierend auf der Messung von U_d bei Labortemperatur richtig, da es uns eine Reserve in der dielektrischen Festigkeit des Öls garantiert. [L3].

6. **Der plötzliche Tod** (des Transformators) wird immer hervorgerufen durch einen rein dynamischen Prozess, der von Temperaturänderungen im Öl-Zellulosesystem induziert wird:

- Eine längerdauernde Erwärmung des Zellulose erhöht wesentlich den Wassergehalt im Öl.
- Eine rasche Abkühlung (Temperaturschock) erhöht sprunghaft die relative Feuchtigkeit des Öls (das Wasser hat nicht genügend Zeit zur Absorption aus dem Öl zurück in die sich abkühlende Zellulose) und verringert zugleich sprunghaft die dielektrische Festigkeit des Öls.
- Nach dem Erreichen des temperaturmässigen Beharrungszustands beginnt die Diffusion des Wassers aus dem Öl zurück in die Zellulose langsam den RH-Wert zu verringern und den U_d -Wert anzuheben. Auf dem neuen, niedrigeren Temperaturniveau ist dann der neue RH-Wert niedriger und der Wert von U_d höher, als vor dem Temperaturschock.

Schlussfolgerung: **Der plötzliche Tod des Transformators ist eine angeborene Eigenschaft des Öl-Zellulose-Systems des Transformators, und kann theoretisch jedem Transformator begegnen.**

Der erwähnte Effekt kann wiederum durch die Relationen (1) und (2) beschrieben werden, allerdings ist dieser Effekt in diesem Fall nicht durch eine „stationäre“ Änderung des Temperaturniveaus hervorgerufen worden (Transformator-Labor), sondern durch eine rasche, „sprungförmige“ Änderung der Öltemperatur direkt im Transformator.

Der Effekt des plötzlichen Todes ist wiederum einfach zu erklären. Jede beliebige Änderung der Öltemperatur (T) verändert sofort:

Die Auflösbarkeit des Wassers im Öl ($C_{w,sat}$) → den RH-Wert → den Ud-Wert,

während die Änderung des Wassergehalts im Öl (C_w), die als korrigierende Rückwirkung arbeitet, stark durch die Diffusion des Wassers zurück in die Zellulose verlangsamt wird.

Reaktion auf eine sprungförmige Änderung der Öltemperatur ist dann der sog. „schwindende“ Derivationsverlauf der grösse RH (steigt rasch an und sinkt langsam ab) und der Grösse Ud (sinkt rasch und steigt langsam an) [L8].

Der Effekt des plötzlichen Todes ist also jedem Transformator eigen, ohne Rücksicht auf dessen Anfeuchtungsgrad. Es genügt, den gegebenen Transformator so anzuwärmen, dass der Wassergehalt im Öl ausreichend ansteigt, und eine anschliessende rasche Abkühlung des **Öls** auf eine ausreichend niedrige Temperatur **verringert dann immer auf eine rasche und gefährliche Weise den Ud-Wert.**

Die frühere, sehr populäre und dramatische Erklärung entsprechender Havarien durch einen „Regen im Transformator“ ist also überflüssig. Die den Tatsachen entsprechende Erklärung ist augenscheinlich prosaischer und in ihrem Wesen banal. Immer, wenn der RH-Wert ansteigt, sagen wir auf über 0.6, steigt die Wahrscheinlichkeit einer Havarie durch Durchschlag in der Maschine derart, dass der Transformator noch lange vor einer wirklich massiven Übersättigung des Öls mit Wasser, d.h. noch vor Beginn eines „Regens im Transformator“ havariert wird.

Darüberhinaus ist dieses spezifische Problem praktisch auf einfache Weise lösbar. Wenn der RH-Wert über ein gefährliches Niveau ansteigt, wird der Transformator mittels Signal aus einem Feuchtigkeitsaufnehmer einfach abgestellt, und erst dann wieder eingeschaltet, wenn ein gewähltes RH-Niveau unterschritten wird.

Als eine gute Nachricht kann die Tatsache angesehen werden, dass bei einem normal angefeuchteten Transformator (mit einer Anfeuchtung der Zellulose unter 3%), der standardmässig belastet und standardmässig gekühlt wird, die Wahrscheinlichkeit dieser Art von Havarie sehr gering ist.

7. Zusammenfassung

Ein richtig behandeltes und standardmässig belastetes Öl-Zellulose-System eines Leistungstransformators stellt ein sehr betriebszuverlässiges Ganzes dar. Es ist also immer frustrierend zu beobachten, wie dieses System, vor allem bei gealterten oder angefeuchteten Transformatoren, durch eine fehlerhafte Diagnostik und durch ungeeignete Behandlung devastiert wird.

Es muss jedoch stets im Vorhinein betont werden, dass unser Ziel eine ausreichende **Trocknung des gesamten Transformators, nicht nur seiner Ölfüllung ist.** Dies bedeutet, dass wir mit Sicherheit das **aufgelöste Wasser aus den Zellulosewerkstoffen** entfernen müssen. Dementgegen ist die Menge des aufgelösten und des gebundenen Wassers im Öl dieser Maschine im Vergleich zu der Menge des aufgelösten Wassers in der Zellulose so gering, dass wir sie im Zusammenhang mit der Trocknung des Transformators vernachlässigen können.

Das Transformatoröl dient in dieser Beziehung nur als „Träger“, und hier vor allem als „Träger“ der Information, wieviel **aufgelöstes Wasser** in der **Zellulose** enthalten ist.

Die KF – Methode, die gleichzeitig **sowohl das aufgelöste, als auch das gebundene Wasser im Öl** misst, ist also zur Feststellung der Menge des **in der Zellulose enthaltenen aufgelösten** Wassers nicht nur ungeeignet, sondern sogar gefährlich – ein relativ trockener Transformator wird für einen angefeuchteten gehalten.

In der Praxis kompliziert sich diese Situation noch dadurch, dass falls gleichzeitig die Messung mittels KF-Methode und mit Hilfe des Feuchtigkeitsaufnehmers erfolgt, so misst uns diese KF-Methode in gealterten Ölen stets eine höhere Menge Wassers im Öl als der Feuchtigkeitsaufnehmer. Der Ausgang des Aufnehmers wird als falsch bezeichnet, da der gemessene Wert „zu niedrig ist“ und „die Labormessung uns eine grössere Reserve bietet“.

Niemand beanstandet dabei meistens, dass es zu einem klaren Widerspruch kommt zwischen dem hohen Wassergehalt im Öl und dem hohen Wert der dielektrischen Festigkeit des Öls.

Die typische diagnostische Schlussfolgerung klingt dann:

Ihr Transformator hat einen sehr guten Wert der dielektrischen Festigkeit des Öls, die sehr gut der Norm entspricht, aber der Wassergehalt im Öl ist zu hoch und sollte stark reduziert werden.

Die Tatsache, dass eine hohe dielektrische Festigkeit des Öls und gleichzeitig ein hoher Wassergehalt in diesem Öl in einem klaren Widerspruch stehen und einen physikalischen Unsinn bedeuten, interessiert anscheinend niemanden zu sehr.

Eine Folge dessen ist dann der Druck auf den Hersteller der Feuchtigkeits-Aufnehmer, seine Aufnehmer, bzw. Messkonverter, „auf Öl zu recalibrieren“, um auf dem Gebiet der gealterten Öle dieselben Resultate zu erhalten, wie die KF-Methode.

Als fast pikant ist die heute angewandte praxis zu bezeichnen, wo die vom Gesichtspunkt der Transformator Diagnostik aus völlig richtigen und relevanten Feuchtigkeits-Messungen absichtlich abgeändert werden, damit die Ergebnisse mit den falschen Ausgängen der KF-Methode übereinstimmen.

Eine der möglichen Erklärungen dafür ist wahrscheinlich das historische Beharrungsvermögen. Die KF-Methode wurde ursprünglich für die Messung des Wassergehalts in hydraulischen Ölen und in Schmierölen bestimmt, wo der Wassergehalt im Öl sehr hoch war.

In diese Fällen ist die KF-Messung und die auf ihr sich stützende Beurteilung der Öle völlig relevant, da hier kein riesiger „Zelluloseakkumulator“ des aufgelösten Wassers existiert, und die gesamte in der Ölfüllung enthaltene Wassermenge selbstverständlich auf den gemessenen Gehalt des aufgelösten und des gebundenen Wassers bezogen werden muss.

Bei gealterten Transformatoren allerdings, wo die Menge des in ihnen präsenten Wassers von der Menge des in den Zellulosewerkstoffen akkumulierten **aufgelösten** Wassers abhängig ist, (üblicherweise mehr als 100 x höher als die Menge des aufgelösten und gebundenen Wassers in deren Ölfüllung) ist diese „historische“ Behandlungsweise des Problems absurd und ist nicht aufrechtzuerhalten.

Literatur:

- L1 Woodcock
Risk-Based Reinvestment – Trends in Upgrading the Aged T&D System
 www.energypulse.net
- L2 Werle, Lohmeyer, Wohlfart
Moeglichkeiten zur Beurteilung und Werterhaltung des Isolationssystems von Leitungstransformatoren im Betrieb als Massnahme zur Lebensdauerveraengerung
 Micafil Symposium 2004
- L3 Altmann
Systematische Fehler bei der Diagnose „feuchter“ Transformatoren
 EW 6, 2007, ISSN 1619-5795-D 9785D
 (Systematické chyby v diagnostice navihlych transformatoru, www.ars-altmann.com / News)
- L4 Altmann, Bukvis
The Oil - Moisture Diagnostic Problem of Aged Transformers
 www.ars-altmann.com\News
- L5 Wasserberg at all
Drying of liquid immersed solid insulations using a hygroscopic insulating liquids
 www.si.uni-hannover.de
- L6 Fonfana at all
Investigations of mixed liquids for use in high-voltage transformers
 IEEE, Electrical Insulation Magazine, 2002,vol.18 Nr.3, 18-25
- L7 Lewand
Understanding water in transformer systems
 www.midel.co.uk
- L8 Altmann
The dielectric strength of the transformer oil and its impact on the diagnostic of power transformers
 (Prurazné napětí a jeho význam pro diagnostiku výkonových transformatoru)
 ww.ars-altmann.com\News