

Systematische Fehler bei der Diagnostik angefeuchteter Transformatoren

Ing. Altmann, ARS-Group

Einleitung

Die grundlegende Diagnostik angefeuchteter Leistungstransformatoren beruht gegenwärtig immer noch vorwiegend auf den Messungen zweier Grössen:

- Des Wassergehalts im Öl, das aus der Ölfüllung des Transformators entnommen wurde, und
- Der Durchschlagsspannung des Transformatoröls.

Diese Diagnostikmethode ist sehr einfach, das gesamte Messverfahren, angefangen mit der Probenentnahme aus dem Transformator, über die Bearbeitung der Ölprobe im Labor, bis zur entsprechenden Schlussfolgerung ist gut in den entsprechenden Normen verankert, und es könnte demzufolge der Eindruck entstehen, dass:

- **Reproduzierbarkeit** (-wie gut bin ich imstande, meine Messungen genau zu wiederholen, und dadurch zu denselben diagnostischen Schlussfolgerungen zu kommen-)
- **Voraussehbarkeit** (-wie gut bin ich aufgrund der Messungen imstande, das Verhalten des gegebenen Transformators im gesamten Bereich seiner Betriebstemperaturen vorherzusagen -)

leicht zu erfüllen sind, und anschliessend auch die grundsätzliche Frage zu beantworten sei, ob, und unter welchen Bedingungen es möglich ist, den gegebenen Transformator zu betreiben.

Die Analyse der diagnostischen Schlussfolgerungen aus den üblichen Messungen zeigt jedoch etwas anderes. Die klassische Prozedur: Eine Ölproben-Entnahme – eine Messung des Wassergehalts im Öl und der Durchschlagsspannung des Öls gibt uns oft sehr zerstreute C_w (ppm) - und U_p (kV/2,5mm) - Werte, und dies auch bei einem und demselben Transformator.

Wir müssen uns also eine Frage stellen:

Kann überhaupt ein einmalig gewonnener Wert des Wassergehalts im Öl und der Durchschlagsspannung des Öls allein glaubwürdig den Zustand des gegebenen Transformators beschreiben?

Die Antwort ist leider negativ. Der Grund dafür ist einfach. Ein kalter Transformator liefert uns immer niedrige C_w - und hohe U_p -Werte, und, umgekehrt, ein heisser Transformator gibt stets hohe C_w - und niedrige U_p -Werte.

In der Praxis können dabei die Folgen einer Vernachlässigung und nichtberücksichtigung dieser völlig grundlegenden Erkenntnisse sehr unangenehm werden, insbesondere bei stark angefeuchteten Transformatoren.

Wenn z.B. der Verwalter des Transformators, sei es mit Absicht, oder aus Unwissenheit, die Ölproben aus kalten Transformatoren entnimmt, d.h. bei Temperaturen, die offensichtlich weit unter denen liegen, die während des Betriebes von den Transformatoren erreicht werden können, und die auf diese Weise gewonnenen Werte für der Norm entsprechende Werte ausgeben wird,

- ❖ begeht er völlig grundlegende und systematische Fehler, und verschweigt darüberhinaus den realen Zustand seiner Transformatoren (auch sehr stark angefeuchtete **kalte** Transformatoren werden zufriedenstellende C_w - und U_p -Werte aufweisen, nach einem Temperaturanstieg auf Betriebstemperatur jedoch werden

diese Maschinen die von der Norm geforderten Grenzwerte nicht mehr erfüllen, und darüberhinaus wird es zu einer raschen Alterung dieser Transformatoren kommen).

- ❖ Im Falle einer schwerwiegenden Störung wird sich dann die Versicherungsanstalt völlig zu Recht weigern, den Schaden zu ersetzen, da sie leicht imstande ist zu beweisen, dass der Verwalter des Transformators ein Fachmann für diese Thematik sein muss, und so über diesen systematischen Fehler informiert sein musste, und demzufolge durch sein handeln seine Pflichten grob verletzte.
- ❖ Der Verwalter wird also persönlich für alle Folgen der schwerwiegenden Störung oder sogar Havarie verantwortlich sein.

Diese Situation ruft allerdings eine ganze Reihe weiterer grundsätzlicher Fragen hervor:

- Können wir glaubwürdig den Zustand eines angefeuchteten Transformators ohne Rücksicht auf dessen Temperatur diagnostizieren?
- Können wir überhaupt glaubwürdig die Sicherheit des Transformators mittels einer einzigen Messung des Wassergehalts im Öl (C_w) und seiner Durchschlagsspannung (U_p) beurteilen ?
- Bis zu welcher Temperatur können wir den Transformator sicher belasten ?

Die derzeitige diagnostische Methode bietet uns keinerlei allgemein zufriedenstellende Antworten auf diese Fragen.

2. Einführung eines Temperaturinvarianten

Wie wir uns bereits gezeigt haben, beruht der grundlegende Mangel der gegenwärtigen, auf einer quantitativen Beurteilung der C_w - und U_p -Werte basierender Diagnostik, auf deren Abhängigkeit von der Temperatur des diagnostizierten Transformators.

Um das System tatsächlich eindeutig und zufriedenstellend beschreiben zu können, müssen wir demzufolge zuerst eine von der Temperatur des gegebenen Systems unabhängige, also temperaturmässig invariante Grösse (=eine Grösse, die sich mit der Temperatur nicht ändert) finden.

Die Literatur [L3] zeigt, dass die gesuchte Grösse augenscheinlich C_p (%) ist, d.h. der mittlere Wassergehalt in de Zellulosewerkstoffen.

Diese Grösse hat allerdings nur einen vertraglichen Charakter, (sie ist im Transformator nicht direkt zu Messen), sie ist jedoch anhand von Gleichgewichtsdiagrammen, z.B. L4] direkt aus den messbaren Werten einfach zu bestimmen, und zwar aus :

- dem Wassergehalt im Öl C_w (ppm)
- der mittleren Temperatur des Transformators T (°C).

Dies natürlich unter der Bedingung, dass die Messung beider Grössen in einem annehmbaren temperatur- und konzentrationsmässigen Gleichgewichtszustand stattgefunden hat.

Beispiel: An einem Transformator mit einer im Beharrungszustand (Gleichgewichtszustand) befindlichen mittleren Temperatur $T = 40^\circ\text{C}$, haben wir in einer entnommenen Ölprobe einen Wassergehalt im Öl = 20 ppm (g Wasser /t Öl) gemessen.

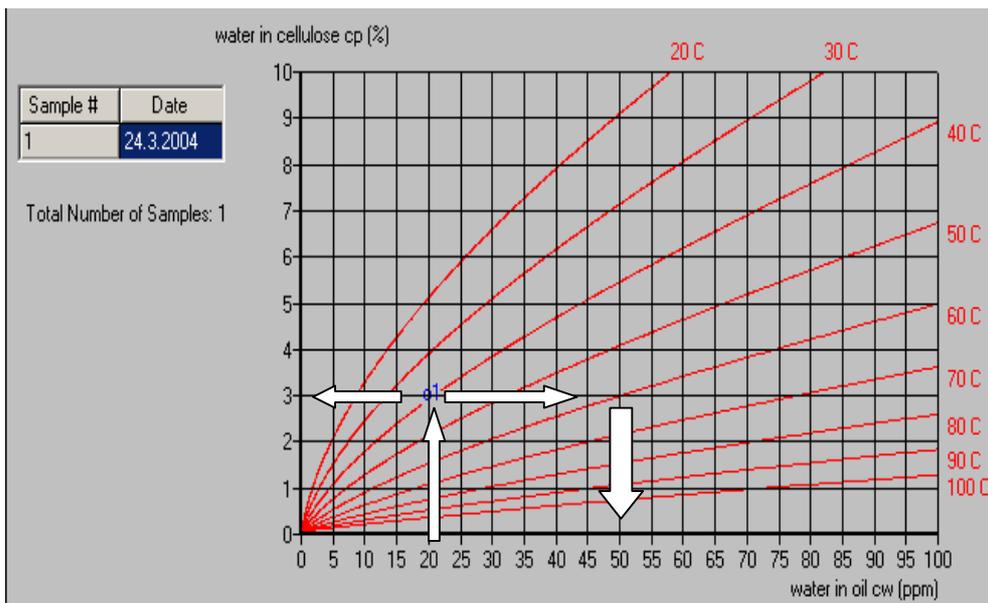


Bild 1: Experimentell verifiziertes Nielsen-Diagramm ([L4] , TRACONAL 2005)

Aus dem Nielsen-Diagramm ist ersichtlich, dass der mittleren Transformortemperatur $T = 40^{\circ}\text{C}$ und dem Wassergehalt im Öl $C_w = 20$ ppm in diesem Fall eine mittlere Anfeuchtung der Zellulosewerkstoffe von $C_p = 3\%$ entspricht.

Die Grundfrage also lautet: Ist der auf diese Weise gewonnene C_p -Wert der von uns gesuchte Temperaturinvariant unseres Transformators oder nicht?

In diesen Fällen hilft am besten ein einfaches gedankliches Experiment. Nehmen wir an, dass unser Transformator 40 000 kg Öl und 3 000 kg Zellulose enthält.

Bei einer Temperatur von 40°C ist also in der Ölfüllung des Transformators unter Gleichgewichtsbedingungen eine Menge von $40\,000 \times 20 / 1\,000\,000 = 0.8$ kg Wasser aufgelöst, und in der Zellulose sind $3000 \times 3 / 100 = 90$ kg Wasser enthalten.

Wenn wir nun die Maschinentemperatur von 40 auf 60°C erhöhen, steigt der Wassergehalt im Öl von 20 ppm auf 50 ppm an (Siehe Bild1) und es steigt somit auch der absolute Wassergehalt im Öl von ursprünglich 0.8 kg auf $40\,000 \times 50 / 1\,000\,000 = 2$ kg, was bedeutet, dass die Wassermenge in der Zellulose um $2 - 0.8 = 1.2$ kg Wasser gesunken ist.

Die dementsprechende relative Abweichung der Grösse C_p ist also $1.2 / 90 = -0.013$ d.h. - 1.34% , was eine sehr kleine Menge darstellt (und wie wir im Weiteren sehen werden, gegenüber den Veränderungen von C_w und U_d zvernachlässigbar ist).

Demgegenüber ist die relative Abweichung des direkt gemessenen Wassergehalts im Öl enorm $(50 - 20) / 20 = 1.75$, d.h. + 175 % (und wie wir im Weiteren zeigen werden, ist auch , die entsprechende Verringerung der Durchschlagsspannung enorm gross).

Schlussfolgerung: Die Änderung des Werts C_p (%) mit der Temperatur T ist gegenüber der Änderung des Wertes C_w (und wie wir im Weiteren sehen werden, auch gegenüber der Änderung von U_p) derart gering, dass wir den Wert C_p als einen gegenüber der Temperatur invarianten Wert ansehen können.

Darüberhinaus ermöglicht uns die Einführung dieser Grösse prinzipiell auch die Bedingung der Reproduzierbarkeit der Messung zu erfüllen, wobei wir diese Bedingung als folgende Behauptung ausdrücken können:

Sei am Transformator die Messung bei einer beliebigen Temperatur durchgeführt worden, immer müssen wir mit angemessener Genauigkeit denselben Cp-Wert bekommen.*

3. Einführung eines neuen diagnostischen Paradigmas

Die derzeitige diagnostische Vorgehensweise kann mittels folgender logischer Kette beschreiben werden:

Ölprobenentnahme auf einem beliebigen Temperaturniveau des Transformators ohne Rücksicht darauf, ob sich der Transformator im Gleichgewichts- (Beharrungs-) Zustand befindet oder nicht → Messung des Wassergehalts im Öl und der Durchschlagsspannung des Öls im Labor → Beurteilung des Zustands der Maschine anhand des von der Norm vorgeschriebenen Grenzwertes → diagnostische Schlussfolgerung : tauglich / nicht tauglich.

Wie wir bereits zum Teil in der Einleitung gezeigt haben, enthält dieses diagnostische Paradigma einen wesentlichen Fehler darin, dass es im Allgemeinen den Einfluss der Transformatortemperatur auf die Werte C_w und U_p unterschätzt.

Einen weiteren wesentlichen Fehler stellt auch die Tatsache dar, dass im Augenblick der Ölprobenentnahme meistens nicht geprüft wird, ob sich der Transformator in einem zufriedenstellenden temperatur- und konzentrationsmässigen Gleichgewichtsstand befindet.

Falls es, zum Beispiel, vor der Ölprobenentnahme zu wesentlichen Änderungen der Belastung und demzufolge auch der Transformatortemperatur kam, ist die Migration des Wassers zwischen Öl und Zellulose derart intensiv, dass sich der C_w - und damit auch der U_p -Wert mit der Zeit stark ändern. Unter diesen Bedingungen hat es überhaupt keinen Sinn Ölproben zu entnehmen, bzw. zu analysieren, da die Streuung der gemessenen Werte gegenüber den früher gewonnenen Werten zwangsläufig sehr gross sein wird und die Reproduzierbarkeit der Messung nicht gewährleistet ist.

Darüberhinaus ist es unter diesen Bedingungen schon vom Prinzip her nicht möglich, aus dem gemessenen C_w -Wert und der Transformatortemperatur den Wassergehalt in den Zellulosewerkstoffen mit Hilfe der Gleichgewichts-Relationen zu bestimmen, (z.B. nach [L4]), da diese Relationen nur dann gelten, wenn die Migration des Wassers zwischen Öl und Zellulose gleich Null, oder vernachlässigbar gering ist.

Hier muss betont werden, dass ein ausgesprochen wesentlicher Nachteil der gegenwärtigen Diagnostischen Methode darin beruht, dass sie nicht instande ist, gefährliche Zustände des Transformators vorauszusagen – mit ihrer Hilfe ist es einfach nicht möglich, glaubwürdig zu bestimmen, bei welcher Temperatur des Transformators die Werte C_w und U_p aufhören, der Norm zu genügen.

Wenn wir als Grundlage des neuen diagnostischen Paradigmas den Temperaturinvarianten des gegebenen Transformators C_p (%) benutzen, entfällt der Grossteil dieser Nachteile und wir können die diagnostische Vorgehensweise mit folgender logischer Sequenz beschreiben:

Ölprobenentnahme bei beliebiger Betriebstemperatur des Transformators → Messung des Wassergehalts im Öl und der mittleren Transformatortemperatur, all dies bei strikt kontrolliertem Gleichgewichtszustand → Bestimmung des Temperatur-Invarianten des gegebenen Transformators C_p (%) → theoretische Vorhersage der Änderung der Durchschlagsspannung des Öls im gesamten Bereich der Betriebstemperaturen des Transformators (TLC) → Messung der Durchschlagsspannung des Öls U_p aus der gegebenen Ölprobe im Labor → Vergleich des theoretisch vorhergesagten und des gemessenen Werts der Durchschlagsspannung bei gegebener Temperatur → Beurteilung des Zustands der Maschine anhand des von der Norm gegebenen Grenzwertes → diagnostische Schlussfolgerung : Tauglich / nicht tauglich.

* Der C_p -Wert kann sich natürlich auch z.B. mit der Anfeuchtung des Transformators ändern, aber diese Änderung ist sehr langsam, Dies kann somit im Rahmen der Diagnostik des Ist-Zustandes des Transformators vorläufig vernachlässigt werden.

Ein oberflächlicher Vergleich beider logischer Sequenzen könnte andeuten, dass es sich beim neuen diagnostischen Paradigma um einen viel komplizierteren und zeitlich anspruchsvolleren diagnostischen Prozess handelt.

Dies ist jedoch nicht der Fall, die für den Einsatz des neuen Diagnostiktyps erforderlichen Daten, d.h. die Werte C_w , T , U_p und sogar auch C_p , sind leicht und einfach mit ausreichender Genauigkeit zu gewinnen, allerdings, wenn zwei weitere Bedingungen erfüllt sind:

- Das als Probe entnommene Öl muss das Öl repräsentieren, das den aktiven Teil des Transformators umströmt. Achtung: *Entnahmen kleiner Mengen, z.B. mit einer Injektionsspritze, [L5, L6] erfüllen diese Forderung im Allgemeinen nicht !*
- Der Transformator muss sich im Augenblick der Entnahme in einem ausreichenden temperatur- und konzentrationsmässigen Gleichgewichtszustand befinden.

4. On-Line Messung der grundlegenden Grössen

Wenn wir eine den Tatsachen entsprechende und glaubwürdige Information über den Zustand unseres Transformators gewinnen wollen, müssen wir den bisherigen stationären, auf einmaligen Messungen der entsprechenden Grössen beruhenden, stationären Standpunkt verlassen, und mit dem Messen und Auswerten von Änderungen der entsprechenden Grössen, und zwar kontinuierlich, d.h. zeitabhängig, beginnen.

In der Praxis bedeutet dies, dass wir instand sein müssen:

- Laufend Öl aus der Ölfüllung des Transformators zu entnehmen, so genau als möglich seine relative Feuchte, bzw. Den Wassergehalt im Öl zu messen -dies mit Hilfe einer geeigneten physikalischen Sonde- was gleichzeitig den systematischen, mit der Alterung des Öls zusammenhängenden, Fehler ausschliesst [L4].
- Laufend so genau wie möglich die Temperatur im unteren und oberen Teil des untersuchten Öl-Zellulose-Systems messen,
- Nur im angemessenen Gleichgewichtszustand messen, d.h. messen unter solchen Bedingungen, wo die Migration des Wassers zwischen Öl und Zellulose sehr schwach ist (und wo sie unsere Messungen nicht mit einem systematischen Fehler belasten wird).

Alle diese Forderungen erfüllt sehr gut das neu entwickelte Messgerät SIMMS [L9].

Mit Hilfe dieses Geräts wird laufend Öl aus der Ölfüllung des Transformators entnommen und laufend die relative Feuchte des Öls mittels einer physikalischen Sonde gemessen. Danach strömt das Öl in den Transformator zurück. Gleichzeitig werden die der oberen und der unteren Temperatur der Transformatorwicklung entsprechende Temperaturen gemessen. Alle Werte werden vom eingebauten PLC verarbeitet und nach dem Ablauf eines vorgewählten Zeitintervalls (üblicherweise nach einer Stunde) kann aufgrund ausgewählter Kriterien entschieden werden, ob sich der Transformator temperatur-, bzw. konzentrationsmässig in einem annehmbaren Gleichgewichtszustand befindet oder nicht.

Wenn wir nach Ablauf dieses Intervalls feststellen, dass sich der Transformator in einem annehmbaren Gleichgewichtszustand befindet, und es demzufolge möglich ist, die gemessenen Daten mit einem akzeptablen Fehler auszuwerten, wird anschliessend die Auswertung mit Hilfe der TRACONAL – Software durchgeführt.

Falls sich der Transformator eindeutig in keinem Gleichgewichtszustand befindet, muss die Messung unterbrochen werden, um zu keinen fehlerhaften diagnostischen Schlussfolgerungen zu kommen. Wird der Transformator periodisch belastet, mit einer mehr oder weniger gleichen Belastungskurve, kann man mit SIMMS eine Messung über 24 Stunden oder mehr durchführen, die diese Tatsache einbezieht.

5. Auswertung der Messwerte

Für die Realisierung des neuen Paradigmas müssen wir zuerst eine eindeutige und glaubwürdige Bindung zwischen der Durchschlagsspannung U_p , dem Temperaturinvarianten C_p , und der mittleren Temperatur des untersuchten Transformators TTS finden.

Im ersten Schritt müssen wir die Bindung zwischen der Durchschlagsspannung U_p , dem Wassergehalt im Öl C_w und der Temperatur des Öls T_o bestimmen.

Mit dieser Problematik befasst sich [L3], wo gezeigt wird, dass die Durchschlagsspannung des Öls U_p mit ausreichender Genauigkeit mit Hilfe einer sehr einfachen Relation zu beschreiben ist:

$$(1) \quad U_p = U_{p, \max} (1 - RH)$$

Wo :

$U_{p, \max}$ Maximale Durchschlagsspannung eines vollkommen reinen Öls, $U_{p, \max} \sim 85 \text{ kV}/2.5\text{mm}$

RH Relative Feuchtigkeit des Öls.

Den fast linearen Abfall des U_p -Wertes mit ansteigender relativer Feuchtigkeit des Öls in einem zufriedenstellenden Bereich $RH \in (0.05, 0.8)$ bestätigen auch weitere Arbeiten, z.B. [L 7] oder [L8].

Diese Relationen gelten natürlich nur für das Öl allein. Im Isolationssystem Öl–Zellulose des Transformators wird durch den Temperaturanstieg im gesamten System Wasser aus der Zellulose freigesetzt, und im Öl deponiert, und somit steigt im Gleichgewichtszustand die Menge des im Öl aufgelösten Wassers.

Dies bedeutet allerdings, dass sich in einem idealen System beide erwähnten Effekte gegenseitig, und sehr wirksam, kompensieren:

- Mit steigender Temperatur sinkt die relative Feuchtigkeit des Öls (RH) und dadurch steigt die Durchschlagsfestigkeit des Öls (U_p)
- Mit steigender Temperatur steigt (infolge der Freisetzung von Wasser aus der Zellulose) der Wassergehalt im Öl, somit steigt die relative Feuchtigkeit (RH) und dadurch sinkt die Durchschlagsfestigkeit des Öls (U_p),

Vom Gesichtspunkt der dielektrischen Stabilität stellt das Isolationssystem Öl-Zellulose eine fast ideale Lösung des Isolationssystems des Transformators, allerdings lediglich unter der Voraussetzung, dass dieses System **temperaturmässig sowohl räumlich als auch zeitlich homogen bleibt**, (die Temperaturverteilung ist ausgeglichen und die Temperatur verändert sich mit der Zeit nicht).

Warum dem so ist, zeigt uns wiederum am besten ein geeignetes gedankliches Experiment an unserem als Beispiel angenommenen Transformator.

Das Nielsen-Diagramm, siehe Bild1, liefert uns für die gemessenen Werte $T = 40^\circ\text{C}$ und $C_w = 20 \text{ ppm}$, der Wert der vollen Sättigung des Öls mit Wasser bei einer Temperatur von 40°C , errechnet aus der Arrhenius-Relation, ist:

$$(1) \quad \log C_{w, \max} = A - B / (T + 273.15), \quad A = 7.42, \quad B = 1670 - \text{Siehe z.B. [L10]}:$$

und die relative Feuchtigkeit des Öls ist also $RH_{40} = C_w / C_{w, \max}(40^\circ\text{C}) = 20 / 122 = 0.164$, wobei die Durchschlagsspannung des Öls gemäss Relation (1) dann $U_p(40^\circ\text{C}) = 74 \text{ kV}/2.5\text{mm}$ beträgt.

Bei einer Erhöhung der Transformortemperatur auf $T = 60^\circ\text{C}$ steigt der Wassergehalt im Öl auf $C_w(60^\circ\text{C}) \sim 50 \text{ ppm}$, $RH = 50 / 262 = 0.18$ und der Wert $U_p(60^\circ\text{C})$ sinkt auf etwa $71 \text{ kV}/2.5\text{mm}$ ab, was vernachlässigt werden kann.

Man kann also zusammenfassend sagen, dass in einem temperaturmässig homogenen System Öl-Zellulose der Einfluss des Anstiegs des Wassergehalts im Öl wirksam durch den Anstieg der Auflösbarkeit des Wassers im Öl kompensiert wird und **infolge eines Temperaturanstiegs der tatsächliche** Wert der Durchschlagsspannung des Öls **im Transformator** nicht wesentlich absinkt.

Bei einer klassischen Messung der Durchschlagsspannung des Öls **im Labor**, wo das Öl aus dem Transformator bei einer Temperatur von 40 oder 60°C entnommen wird und dessen Messung bei einer Temperatur von 20°C erfolgt, stellen wir jedoch etwas völlig unterschiedliches fest.

Wenn wir nämlich aus unserem als Beispiel definierten Transformator Öl entnehmen, und zwar mit $C_w = 20$ ppm und bei einer Temperatur $T = 40^\circ\text{C}$, dann steigt bei einer Abkühlung des Öls auf die Standardmässige Labor-Temperatur von 20°C die relative Feuchtigkeit des Öls auf $RH = 20 / 52 = 0.385$, und die darauffolgende Messung der Durchschlagfestigkeit ergibt bereits den Wert $U_p(20\text{C}) = 54 \text{ kV}/2.5\text{mm}$, was schon einen wesentlichen Verlust von 27% darstellt.

Wenn wir aber aus unserem Transformator Öl bei 60°C entnehmen, der äquivalente Wassergehalt im Öl ist dann $C_w = 50$ ppm, und wenn wir wiederum auf einem Temperaturniveau von 20°C messen, dann steigt die relative Feuchtigkeit des Öls auf $RH(20\text{C}) = 50 / 52 = 0.96$ und gemäss Relation (1) wird sich die simulierte Durchschlagfestigkeit dem Wert Null nähern ($U_p(60\text{C}) \rightarrow 0$). In Wirklichkeit werden wir etwa 14 – 16 kV/2.5mm messen, da die Relation (1) bei RH-Werten, $RH > 0.8$ aufhört zu gelten.

In diesem Fall gibt uns die klassische Messung klar an, dass mit steigender Transformortemperatur die **im Labor gemessene** Durchschlagsspannung sehr stark absinkt.

Wir haben uns also zu einem gewissen Widerspruch durchgearbeitet. Im temperaturmässig homogenen Transformator (in dem wir dank der intensiven Strömung / schwacher Diffusion des Wassers an der Schnittstelle Öl/Zellulose mit Recht voraussetzen, dass der Wassergehalt in der Ölfüllung des Transformators überall gleich ist), stellt eine Temperaturänderung im Bezug auf die Durchschlagsspannung des Öls (U_p) augenscheinlich kein grösseres Problem dar, während die Messung im Labor bereits unannehmbar niedrige U_p -Werte angibt.

Dieses Problem ist aber in Wirklichkeit nur scheinbar, da kein Transformator für temperaturmässig homogen gehalten werden kann. In jedem Transformator existiert ein Temperaturgefälle, das sich mit dessen Auslegung und dessen Belastung ändert.

Bei den Ausführungen OFAF und OFAN nähern wir uns einem „temperaturmässig homogenen Transformator“, da der Temperaturunterschied zwischen dem unteren und dem oberen Teil der Wicklung üblicherweise max. 5 – 8°C beträgt, während wir bei der Ausführung ONAN oder ONAF, wo wir auch Temperaturunterschiede von mehr als 15 – 30°C erwarten können, uns den „Laborbedingungen“ nähern.

Unsere Analyse zeigt uns also, dass wir bei der diagnostischen Beurteilung eines Transformators eigentlich zwei Grenzzustände in Erwägung ziehen sollten:

- „temperaturmässig homogener Transformator“ als günstigster Fall (the best possible case)
- „Labor“ als ungünstigster Fall. (the worst possible case).*

* falls wir die Vereinbarungstemperatur im Labor von 20°C für die niedrigste im Transformator mögliche Temperatur halten.

Die Lösung dieses Problems ist in die diagnostische Software TRACONAL [L11], deren Hauptfenster auf Bild 2 wiedergegeben ist, einbezogen.

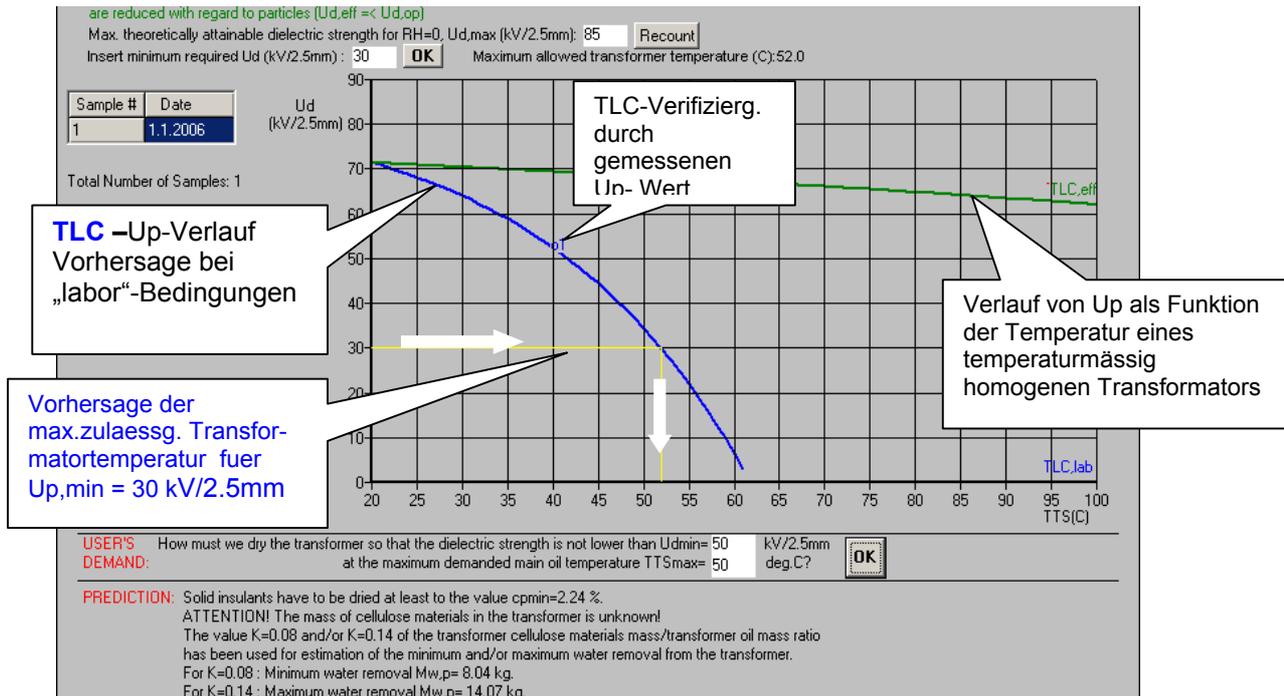


Bild 2 Diagnostisches Hauptfenster des TRACONAL

Aus dem Bild ist gut ersichtlich, dass das diagnostische System, das in TRACONAL realisiert ist, sich bereits voll der Forderung nach Voraussehbarkeit, die in der Einleitung verlangt wurde, nähert.

Die blaue **TLC**-Kurve (**T**emperature **L**oading **C**urve) beschreibt (prädiziert) uns nämlich den Verlauf der (Labor)-Durchschlagsspannung U_p in Abhängigkeit von der mittleren Temperatur des Transformators im gesamten Bereich seiner Betriebstemperaturen.

Es ist dies eigentlich eine Kurve, die wir auch auf die Weise gewinnen könnten, dass wir aus unserem Transformator sukzessive eine grosse Menge Ölproben entnehmen, und zwar auf stabilisierten Temperturniveaus im Bereich von 20 bis 100°C (hier aktuell bis zirka 60°C) und im Labor dann die Durchschlagsspannung des Öls aus den einzelnen Proben bei einer Temperatur von 20°C messen würden.

Die **TLC**-Kurve in Bild 2 ist natürlich nur eine Simulation, die auf dem gemessenen (invarianten) Wert des mittleren Wassergehalts in der Zellulose C_p basiert.

Aus diesem Grund ist es immer notwendig, bevor wir **TLC** für weitere diagnostische Schlussfolgerungen benutzen, zufriedenstellend mit Hilfe von im Labor gemessenen U_p -Werten zu verifizieren (siehe Punkt 1 und 2). Damit erfüllen wir natürlich gleichzeitig auch die Forderung nach Glaubwürdigkeit und Reproduzierbarkeit.

Unser Einblick in das dielektrische Verhalten unseres Transformators ist also wesentlich breiter und allgemeiner geworden, da wir mit Hilfe des **TLC** auf den ersten Blick imstande sind, quantitativ die Änderungen der Durchschlagsspannung dessen Öls im gesamten Bereich der Betriebstemperaturen unseres Transformators zu beurteilen.

TRACONAL bietet uns also augensichtlich eine sehr nützliche und komplexe Information über die möglichen Zustände unserer Maschine und dies im Prinzip aufgrund einer einzigen (allerdings richtig durchgeführter) Messung.

Ein weiterer logischer Schritt ist dann die Bestimmung bzw. Abgrenzung der sicheren (mittleren) Betriebstemperatur unseres Transformators. Setzen wir voraus, dass wir fordern,

dass die Durchschlagsspannung des Öls (gemessen unter Labor-Bedingungen) nicht unter den Wert $U_{p,min} = 30 \text{ kV}/2.5\text{mm}$ absinkt.

Aus dem Bild 2 ist ersichtlich, dass dieser Forderung eine maximale mittlere Temperatur des Transformators $TTS = 52^\circ\text{C}$ entspricht. Wenn wir diese Temperatur überschreiten, sinken die im Labor gemessenen Werte von $U_p(20\text{C})$ unter $30 \text{ kV}/2.5\text{mm}$.

Ebenso einfach kann man auch einen Einblick in das Verhalten des temperaturmässig homogenen Transformators gewinnen, das hier mittels der grünen **TLC**-Kurve (**TLC.eff**) beschrieben wird. Diese Kurve könnten wir auch bekommen, indem wir aus unserem Transformator wiederum eine grosse Menge Proben auf verschiedenen Temperaturniveaus entnehmen würden, aber im Labor dann deren Durchschlagsspannung bei der gleichen mittleren Temperatur, wie die, die im Transformator im Augenblick der Probenentnahme war, messen würden.

Die tatsächliche Durchschlagsspannung des Öls im gegebenen Transformator, wo die Öltemperatur vertikal veränderlich ist, sollte sich - für einen gegebenen Wert TTS - auf einer vertikalen Linie, ausgehend aus der gegebenen TTS-Temperatur, bewegen. Wobei der untere Schnittpunkt dieser Vertikale mit der **TLC** - Kurve uns den niedrigsten U_p -Wert liefert (Labor-Wert als der schlimmstmögliche Fall) und der obere Schnittpunkt der Vertikale mit der **TLC.eff** - Kurve den höchsten U_p -Wert (als bestmöglichen Fall) angibt.

In der derzeitigen Praxis wird also, im Grossen Ganzen mit Recht, lediglich der im Labor gemessene Wert benutzt (schlimmstmöglicher Fall) da er uns eine beträchtliche (wenn auch nicht näher spezifizierte) Reserve der Durchschlagsspannung des Öls garantiert.

TRACONAL bietet uns auch eine ganze Reihe weiterer wichtiger Daten und Erkenntnisse, wie z.B. die Bestimmung der Wassermenge, die aus dem Transformator entfernt werden muss, um die gewünschte Durchschlagsfestigkeit des Öls bei vorgegebener mittlerer Temperatur des Transformators zu erreichen, der Möglichkeit der Beurteilung des Einflusses von Partikeln im Öl auf dessen Durchschlagsfestigkeit, der Beurteilung der getätigten Messungen, der Beurteilung der Effektivität einer evtl. Trocknung des Transformators etc., aber diese Aspekte überschreiten den Rahmen dieses Artikels.

6. Schlussfolgerung

Die diagnostischen Schlussfolgerungen, basierend auf einer einzigen Ölprobenentnahme aus dem Transformator, ohne Rücksicht auf die Transformatortemperatur, ohne Beurteilung, ob sich der Transformator im Augenblick der Probenentnahme im Gleichgewichtszustand befindet, und ohne Sicherheit, dass das entnommene Öl tatsächlich das den aktiven Teil des Transformators durchströmende Öl repräsentiert, erfüllen augenscheinlich weder die Anforderungen auf Reproduzierbarkeit, noch die Forderung nach Vorhersagbarkeit des dielektrischen Zustands des Transformators.

Die vorgelegte Arbeit zeigt eine der Methoden, die dieses Defizit zu beseitigen vermögen, und zwar mit Hilfe eines unterschiedlichen diagnostischen Paradigmas, das durch die Einführung:

- einer genaueren On-Line-Messung der relativen Feuchtigkeit des Öls und der Temperaturen des Transformators
- einer quantitativen Beurteilung des Gleichgewichtszustands des Transformators
- des Wertes des mittleren Wassergehalts in den Zellulosewerkstoffen im gegebenen Transformator als Temperaturinvarianten
- der Bindung der Durchschlagsspannung des Öls an dessen relative Feuchtigkeit

eine wesentlich genauere Beschreibung und Prädiktion des Verhaltens des gegebenen Transformators im gesamten Bereich seiner Betriebstemperaturen erlaubt.

Das neue Paradigma im Rahmen der Bindung Up-RH öffnet auch einen völlig neuen Einblick in die internen dielektrischen Verhältnisse im Transformator. Mit dieser Einführung müssen wir schon die heutige A-Priori-Vorstellung eines konstanten Werts der Durchschlagsspannung im ganzen Transformator verlassen, und die Tatsache berücksichtigen, dass in unserem Transformator immer eine Verteilung des Up-Werts, abhängig von der Öltemperatur, existiert.

Demgegenüber ist es nicht nötig, komplett den heutigen „vertraglichen“, im Labor bei 20°C gemessenen, Up-Wert zu verlassen. Im Artikel wird gezeigt, dass dieser Wert seine diagnostische Rechtfertigung nicht gänzlich verloren hat, man muss ihn nur richtig interpretieren.

Literatur

- L1 **VDEW –Ölbuch**
Band 2 – Isolierflüssigkeiten
 7. Ausgabe 1996,
 ISBN 3-8022-0496-4
- L2 Lungaard et al:
Aging of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers
 IEEE TRANSACTIONS ON POWER DELIVERY, VOL.19, NO.1, JANUARY 2004
- L3 Altmann
The dielectric strenght of the transformer oil and its impact on the diagnostic of power transformers
www.ars-althmann.com/News
- L4 Altmann, Bukvis
Feuchtigkeit der Isolierstoffe in Transformatoren - Beurteilung der Diagnoseverfahren
 EW 5, 2004, ISSN 1619-5795 – D9785 D
- L5 Morse
The future of Transfomer Oil Testing
 2001 International Technical Conference , April 3-5, 2001
- L6 Lewand
Sampling of Dielectric Liquids
 DOBLE Engineering Comp., 2002
- L7 Hoehlein, Thiess
Wergehaltsbestimmung in Transformatoren – Moeglichkeiten und Anwendungsgrenzen von Feuchteverteilungskurven
 Siemens AG, Nuernberg, e-mail: ivanka.hoehlein-anatsova@siemens.com
- L8 Koch et all.:
Wasser in Leistungstransformatoren, Richtig messen und den Zustand beurteilen
 Stuttgarter Hochspannungs-Symposium 15-16 Maertz 2006, Leinfelden

- L9 ····· **SIMMS**
Solid Insulants Mobile Measurement System
www.ars-altmann.com
- L10 Y. Du et al.:
Moisture equilibrium in transformer paper-oil systems
IEEE El. Ins. M.,1999, Vol.15, No 1
- L11 ····· **TRACONAL**
TRansformer CONtamination AnaLyse
www.ars-altmann.com