

Erfahrungen zur Beurteilung der Isolationssysteme in öl -/ papierisolierten Betriebsmitteln mit der RVM - Methode

Dipl.-Ing. Václav Aschenbrenner, Dipl.-Ing. Tomáš Učík

HESIA AG, Prag – Tschechische Republik

Zusammenfassung

Dieser Artikel präsentiert Betriebserfahrungen mit Messung der Rückkehrspannungen an den Leistungstransformatoren. Es soll die Wirksamkeit der Niederfrequenztrocknung bestätigt werden. Weiters wird der Einfluss von verschiedenen, für die innere Isolation charakteristischen, Faktoren auf die Kurvenform des Polarisationspektrums beschrieben. Zu diesen Faktoren gehören beispielweise Alterungsgrad, schlechtes Öl, unstabile Bedingungen im Öl-Papier-system und das Verfahren zur Temperaturbestimmung. Dieser Artikel befasst sich mit den Messmöglichkeiten der Rückkehrspannungen und der Interpretation von Betriebsmessungen an Leistungstransformatoren im Rahmen der tschechischen und slowakischen Energetik.

Einleitung

Feuchtigkeit im Isoliersystem von Leistungstransformatoren beeinflusst deren Lebensdauer und Betriebszuverlässigkeit bedeutend. Die meiste Feuchtigkeit befindet sich in der Papierisolation. Diese Feuchtigkeit wirkt auf das dielektrische Spektrum des Isoliersystems. Die äquivalente relative Feuchtigkeit¹ des Transformatorpapiers lässt sich durch die Analyse des Polarisationspektrums bestimmen. Für die Analyse des Niederfrequenzteiles vom Polarisationspektrum ist es möglich, eine Messreihe von Rückkehrspannungen mit verschiedenen Ladezeiten anzuwenden.

Prinzip der Methode

Beim Anlegen einer Gleichspannung an das Dielektrikum kommt es zu einer Polarisation. Wenn das Dielektrikum anschliessend kurzzeitig kurzgeschlossen wird, kommt es zu einer teilweisen Depolarisation. Nach Kurzschlussbeseitigung erscheint am Dielektrikum durch die Restladung eine Rückkehrspannung. Ihre Grösse ist vom angelegten Spannungswert und der Ladezeit abhängig. Die resultierende Kurve (Rückkehrspannung-Maximalwerte in Abhängigkeit der Ladezeit), die durch Interpolation der gemessenen Punkte entsteht, wird

¹ Unter äquivalenter relativer Feuchtigkeit im Sinne des beschriebenen Verfahrens wird die durch indirekte Messmethode festgestellte Feuchtigkeit verstanden. In diesem Zusammenhang wird gemeint, dass die äquivalente relative Feuchtigkeit angegebende Zahl eine Information über den Zustand der Papierisolation hinsichtlich des Wassergehaltes liefert. Diese Zahl ist bedingt zum Zustand des Isolierpapiers. Die Schätzungsgenauigkeit und Vergleich mit anderen Methoden zur Wasser-Gehalt-Bestimmung stellt ein Thema für eine eigenständige Studie dar.

auch als Polarisationspektrum bezeichnet. Die Zeit beim Globalmaximum aller Maximalwerte wird als *dominante Zeitkonstante* bezeichnet. Die Grundidee, die zur Entwicklung dieser Methode führte, geht aus der Tatsache hervor, dass diese Zeit von den Polarisationsseigenschaften der Isolation abhängig ist, wobei die Polarisationsseigenschaften der Isolation vom Alter und Wassergehalt der Isolation abhängen.

Aufgrund einer Reihe von durchgeführten Messungen an verschiedenen Isolationsmodellen mit unterschiedlichem Feuchtigkeitsgehalt und Temperaturen wurden die Abhängigkeitskurven zwischen Wassergehalt in der Papierisolation, Temperatur und dominanter Zeitkonstante geschaffen. Aufgrund weiterer Messungen wurde eine ausreichende Korrelation zwischen den Messungen an den Modellen und den tatsächlichen Transformatoren gefunden. Diese Erkenntnisse wurden in die Software TETTEX 5461/SWRVM2 übernommen. Dieses Programm, das die Abschätzung der äquivalenten Feuchtigkeit in Papierisolationen von Leistungstransformatoren ermöglicht, wird bei HESIA AG seit Jahren eingesetzt. Es wurde auch zur Verarbeitung der in diesem Artikel angeführten Ergebnisse benutzt.

Messsystem und Messanordnung

Für alle Messungen des Polarisationspektrums wurde das Messsystem TETTEX 5461 benutzt. Die charakteristischen Grössen bei den Messungen waren folgende: Ladespannung 2'000 V DC, Ladezeiten ab 0,02 sec. in Schritten von 1, 2, 5 und Verhältnis der Lade- und Entladezeit gleich 2. Bei Messungen an Leistungstransformatoren und Spartransformatoren haben wir die gleiche Messanordnung benutzt. Bei den Leistungstransformatoren war die Unterspannungsseite an der Potenzialklemme des Messgerätes angeschlossen. Die Oberspannungsseite und eventuell weitere Wicklungen waren mit Erde und Erdklemme des Messgerätes verbunden. Bei den Spartransformatoren war die Potenzialklemme an die Tertiärwicklung angeschlossen. Die restlichen Wicklungen waren mit Erde und mit Erdklemme des Messgerätes verbunden.

Anwendung der RVM-Methode und Messergebnisse bei HESIA AG

Seit 1998 benutzen wir die RVM-Methode:

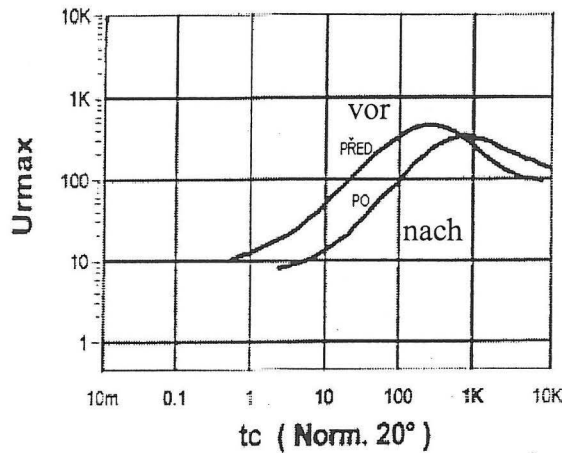
- Zur Überprüfung des Wirkungsgrades beim Trocknungsprozess von Transformatoren
- Für Auswahlverfahren
- Zur Überprüfung der Qualität von Revisions- und Reparaturarbeiten.

Die frühere Praxis hatte bei der Bestimmung des Feuchtigkeitsgehaltes in der Papierisolation im Grunde zwei Möglichkeiten. Die erste erfordert unerlässlich die Öffnung des Transformators und die Abnahme eines kleinen Isolationsmusters und anschliessender Laboranalyse. Unter Betriebsbedingungen ist ein solches Verfahren sehr schwierig durchführbar. Die zweite Methode ist sehr zeitaufwendig und anwendbar, wenn bei der Revision genügend Zeit vorhanden ist (Wochen). In diesem Fall lässt sich die Wassermenge im Papier aus der Wassermenge im Öl bei der gegebenen Temperatur nach Erreichen eines Gleichgewichtszustandes im Öl-Papier-System feststellen. Die ständig kürzeren Abschaltzeiten der Leistungstransformatoren zwingen jedoch zur Benützung einer technisch sowie zeitlich weniger anspruchsvollen Methode. Aus diesen Gründen haben wir

begonnen die Messung des Polarisationspektrums vor und nach dem Trocknen standardweise durchzuführen, um den Wirkungsgrad des Trocknungsprozesses zu überprüfen. Das folgende Beispiel ist aus der Messung des Polarisationspektrums vor und nach der Niederfrequenztrocknung eines ÈKD-Transformators 220/110 kV, 66,6 MVA, bei dem sich der Wirkungsgrad der Trocknung noch auf eine andere Weise und zwar durch die abgeschiedene Wassermenge überprüfen liess.

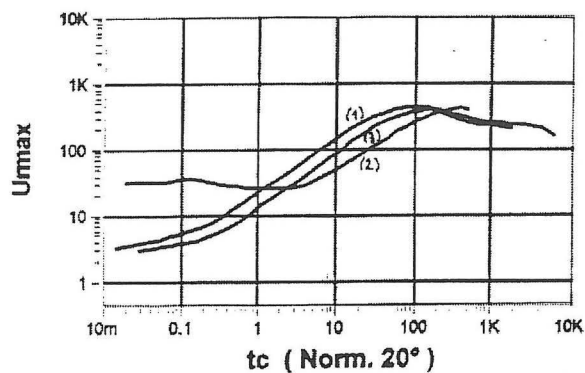
Die Messergebnisse sind nach Umrechnung auf 20 °C in Abb.1 dargestellt. Die dominante Zeitkonstante vor dem Trocknen entspricht der Bezugsfeuchtigkeit der Papierisolation von 1,6 % und nach dem Trocknen von 1,1 %. Beim Trocknen des Transformators wurde 33 Liter Wasser abgeschieden, was ca 0,6 % der Papier-isolation-Masse darstellt. Der, aus der Messung vor und nach dem Trocknen hervorgehende Unterschied von 0,5 % entspricht der abgeschiedenen Wassermenge [4].

Abb. 1



Die Messung des Polarisationspektrums benutzen wir weiter zur Beurteilung des Isolierzustandes von Transformatoren beim Auswahlverfahren. Zur Entscheidung über die Eignung eines Transformators für seinen weiteren Betrieb oder bei der Auswahl des geeignetsten Transformators von einigen gleichen Typen hat sich die RVM-Methode als die rationellste erwiesen. Das folgende Beispiel stellt das Auswahlverfahren des geeignetsten Transformators aus der Gruppe von drei Transformatoren für den weiteren Einsatz dar. Es ging um drei Transformatoren 220 kV/110 kV, 66 MVA des gleichen Typs und ungefähr gleichen Alters. Die Polarisationspektren von diesen drei Transformatoren sind in Abb. 2 dargestellt.

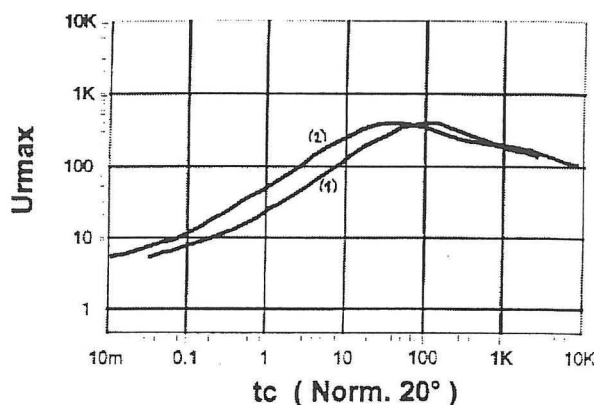
Abb. 2



Für den weiteren Betrieb wurde der Transformator mit dem niedrigsten Feuchtigkeitsgehalt und dem „Standardverlauf“ des Spektrums gewählt (Kurve 3). Die Eignung dieses Transformators wurde auch durch zusätzliche Messungen (komplexe Öl-analyse, Isolationswiderstand, Verlustfaktor und Kapazität) bestätigt.

Die Anwendung der Messung vom Polarisationspektrum bei der Überprüfung der Qualität von Revisions- und Reparaturarbeiten stellt den dritten Bereich unserer Tätigkeit in dieser Problematik dar. Die in Abb. 3 veranschaulichten Messungen wurden vor und nach der geplanten Revision des Transformators 400 kV/110 kV, 330 MVA durchgeführt.

Der Transformator stand einige Stunden ohne Ölfüllung in einer Umgebung mit hoher Feuchtigkeit. Eines der Messziele war es zu beweisen, dass es während der Revisionsarbeiten zu keiner Feuchtigkeitsdurchdringung in die Papierisolation aus der umgebenden Luft kam. Vor der Revision wurde die relative Feuchtigkeit der Papierisolation auf 2,5 % und nach der Revision und anschliessender Filtration auf 2,1 % festgestellt.



Probleme der Betriebsmessungen

Die Vorortmessungen haben ihre charakteristischen Bedingungen und werden durch Störungen beträchtlich beeinflusst. Die Vorortmessbedingungen unterscheiden sich wesentlich von den Labormessungen an Isolationsmodellen, wo die Abhängigkeit zwischen den dominanten Zeitkonstanten, äquivalente Feuchtigkeit und Temperatur des Papiers untersucht wurde. Die Interferenzen können den Verlauf von gemessenen Kurven so weit beeinflussen, dass deren Form grundsätzlich von der Standardform (am Modellen gemessen) abweichen kann. Die Schätzungsgenauigkeit der äquivalenten Feuchtigkeit wird dadurch herabgesetzt oder eventuell völlig verhindert. Über einige Einflüsse und deren Wirkungen auf Verlauf des Polarisationspektrums wird im weiteren Text berichtet.

Design des Transformators

Bisher haben wir keine bedeutende Abhängigkeit zwischen dem Typ, der Leistung und der Bauart von Leistungstransformatoren und dem Verlauf des Polarisationspektrums bemerkt. Allgemein ist es möglich, die RVM-Messung und ihre Auswertung bei Leistungs- sowie Verteiltransformatoren, Spartransformatoren, Mehrwicklungs-transformatoren und Spannungswandlern anzuwenden.

Einfluss der Messanordnung

Der Einfluss der Messanordnung hängt von der Ausführung des Transformators und den Bedingungen im Isoliersystem ab. Bei der Standardmessung wurde die RVM Testspannung an die Unterspannungswicklung angelegt. Wir haben einige Messungen mit unterschiedlicher Messanordnung an Transformatoren bis 110 kV durchgeführt. Nach unseren Erfahrungen weichen die Ergebnisse des Feuchtigkeitsgehaltes zwischen verschiedenen Prüfanordnungen in einem Bereich von $\pm 10\%$ ab.

Bei den Vorortmessungen an Leistungstransformatoren 220 kV oder 400 kV ist die Anwendung einer anderen Messschaltung aus Gründen einer grossen elektromagnetischen Störung oft unmöglich.

Elektromagnetische Störung

Sie kommt besonders durch Induktion im verbundenen Leiter in den Hochspannungsdurchführungen des Transformators zum vorschein. Die Größe der induzierten Spannung kann an den Klemmen des Messkabels 20 V bis 30 V erreichen. Das heisst, bei den kürzesten RVM Ladezeiten, wo die maximalen Rückkehrspannungswerte 1 V bis 20 V erreichen, kann das Nutzsignal völlig unterdrückt werden.

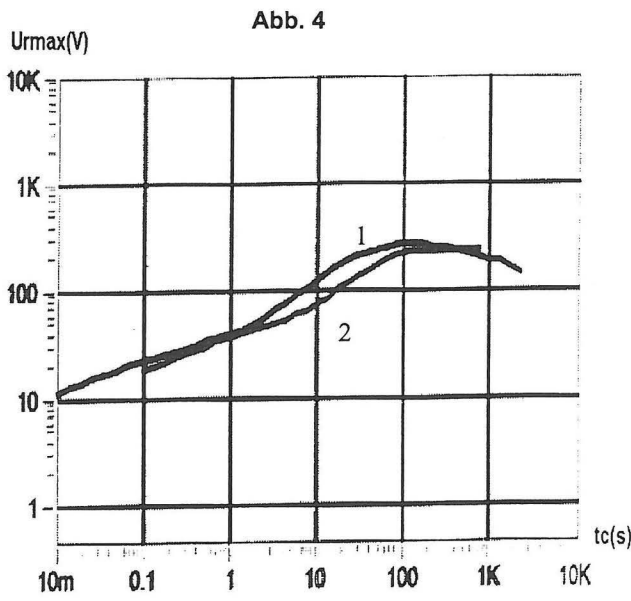
Störende (parasitäre) Streukapazitäten

Der Einfluss von störenden Streukapazitäten ist nur bei der Messung von Objekten mit kleiner Kapazität bemerkbar

Nicht stabile Verhältnisse im Öl-Papier- Systeme

Der wesentlichste Unterschied zwischen den Messergebnissen an Modellen und an reellen Transformatoren ist der Einfluss der nicht stabilen Verhältnisse im Isoliersystem. Stabile Verhältnisse der Wasserverteilung in reellen Transformatoren herrschen erst nach einigen Tagen oder Wochen nach der Temperaturstabilisierung. In den meisten Fällen von Vorortmessungen lässt sich von stabilisierten Verhältnissen nicht reden. Das ist die häufigste Fehlerursache bei Vorortmessungen. Folgendes Beispiel zeigt die mögliche Fehlergrösse.

In Abb. 4 sind zwei Polarisationspektren des Transformators 35 kV/22 kV, 10 MVA dargestellt. Die Kurve 1 wurde drei Tage nach Beendigung der Filtration gemessen. Die Kurve 2 wurde drei Wochen nach Beendigung der Filtration gemessen, wo sich der Transformator beinahe im Wärmegleichgewicht befand (der Transformator war in einem Raum mit fast konstanter Temperatur)). Die geschätzte äquivalente Feuchte der Kurve 1 beträgt 2.1% und der zweiten Kurve 1.6%. Die resultierende Differenz von 0.5% ergibt einen Unterschied von 24%.



Einfluss der Ölzirkulation

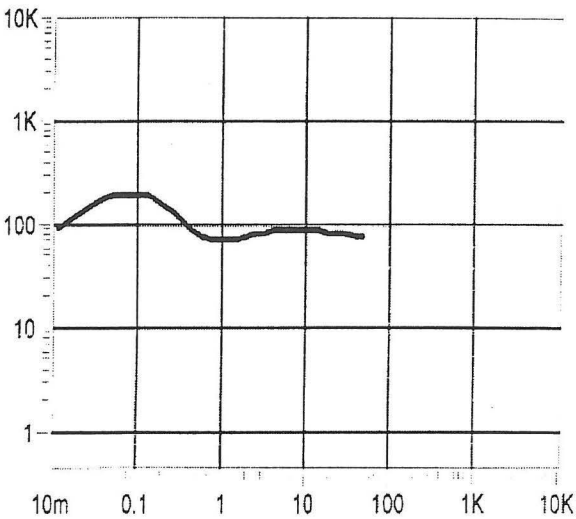
Durch Ölzirkulation im Transformator kann es zur statischen Ladung der Öl-Papier- und Öl-Metall-Trennflächen kommen, die die Messung des Polarisationspektrums beträchtlich beeinflussen kann. Zur Überprüfung dieses Einflusses haben wir einige Messungen am Leistungstransformator 400 kV/110 kV, 330 MVA unter stabilen Bedingungen (lange Zeit nach Abschaltung, ausgeglichene Temperaturen, lange Entladezeit vor Messung) und auch nach einigen Stunden des Pumpenbetriebes durchgeführt. Wir haben keine wesentliche Veränderungen an der Form des Spektrums bemerkt. Die statische Ladung ist

nämlich ausser der Ölströmungsgeschwindigkeit auch von der Ausführung des Transformators, Wassergehalt, Art und Zustand des Transformatorenöls, Temperatur und eventuell von der Grösse der angelegten Gleich- oder Wechselspannung erheblich abhängig [9]. Vorläufig setzen wir voraus, dass 24 Stunden nach Abschaltung des Transformators und der Pumpen der Einfluss der Ölzirkulation auf das Messergebnis meistens vernachlässigbar ist.

Einfluss der Ölqualität

Öl von schlechter Qualität kann beträchtlich und schwierig identifizierbare Veränderungen im Spektrum verursachen. Eine höhere Konzentration von polarisierbaren Produkten der Ölalterung kann auch die Abschätzung der äquivalenten Papierfeuchtigkeit verhindern. In diesem Fall ist die Intensität dieser Polarisationsprozesse grösser als die Intensität der Polarisationsprozessen von Wassermolekülen. Ein Beispiel eines Polarisationspektrums mit sehr schlechter Ölqualität wird in Abb. 5 gezeigt (Transformator 35 kV/6,3 kV, 6,3 MVA mit erhöhter Gehalt von aromatischen Kohlenwasserstoffen).

Abb. 5



Einfluss der ungleichmässigen Temperaturverteilung

Hier handelt es sich um den Raum- und Zeit- Temperaturgradienten. Soweit sich die Messung unter stabilisierter Temperatur des Isoliersystems nicht realisieren lässt, ist es notwendig, eine Temperaturkorrektur durchzuführen. Dies setzt voraus, dass die Abkühlungsgeschwindigkeit des jeweiligen Transformators bekannt ist. Die auf die Temperaturveränderung während der Messung bezogene Korrektur kann direkt im Programm TETTEX SWRVM2 durchgeführt werden. Die Schätzungsabweichung der äquivalenten Feuchtigkeit ist unbedeutend, falls der Temperaturunterschied zwischen dem Messbeginn und dem Erreichen des Globalmaximums kleiner als 2 °C ist. Beim Abkühlen des Transformators kann der Unterschied zwischen dem wärmsten und kältesten messbaren Punkten bis 30 °C betragen. In diesen Fällen ist es schwierig, die mittlere Temperatur der Isolation festzustellen. Wenn die Bauart des Transformators bekannt ist, ist es jedoch möglich, eine präzisere Abschätzung durchzuführen. Der Unterschied bei der Berechnung der äquivalenten Feuchtigkeit aufgrund der unterschiedlichen Temperaturmessungen kann über 1 % erreichen. Dieser Abschätzungsunterschied resultiert aus der Temperaturverteilung im Transformator, da die Temperaturmessung im Inneren des Transformators (gemessen über den Wicklungswiderstand) einen höheren Wert als die Temperaturmessung am Gehäuseboden zeigt.

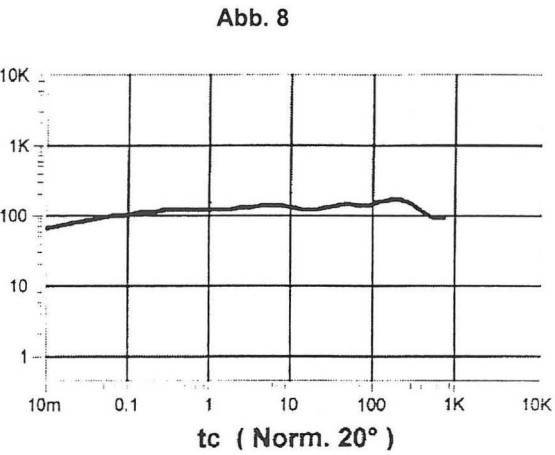
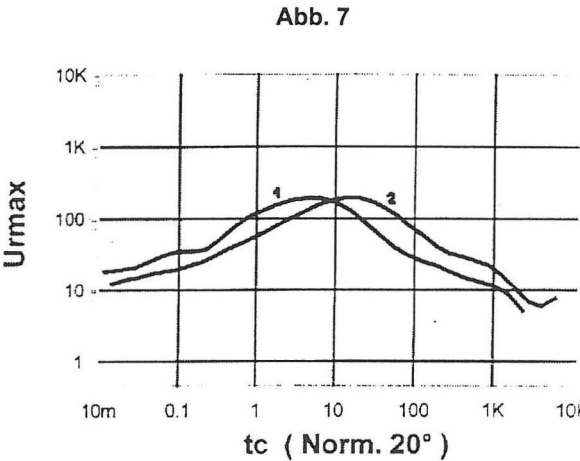
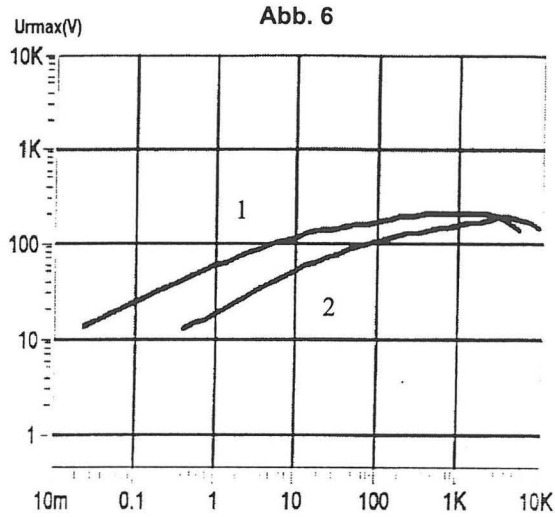
In Abb. 6 ist ein Beispiel des Einflusses der Temp der äquivalenten Feuchtigkeit dargestellt. Die Gehäuseboden berechnet. Die entsprechende äqu %. Die Kurve 2 wird mit der Temperatur resulti messung ermittelt. Die entsprechende relative äqui Der wirkliche Wassergehalt sollte sich zwischen diesen zwei Werten befinden. (Bemerkung: Die Kurven sind nicht Standard) Falls die Unsicherheit der Temperaturschätzung bekannt ist, kann man eine bessere Feuchtigkeitsabschätzung erzielen.

Klimatische Bedingungen

Die Anwendung der RVM-Messung unter Regen, dichtem Nebel oder Schneefall ist nicht zu empfehlen. Der Einfluss der Luftfeuchtigkeit ist bis zu einem gewissen Wert vernachlässigbar. Jedoch eine weitere Reduktion des Oberflächen-Ableitungswiderstandes führt zu einer Verflachung der Polarisationspektrumskurve, so dass die Ermittlung des Spannungspkwertes sehr schwierig ist. Gemäss unserer Erfahrungen sollte der Ableitungswiderstand grösser als 500 MΩ sein damit der Einfluss vernachlässigbar wird. Weiters wird nicht empfohlen die Messung bei Öltemperaturen kleiner als 5 °C durchzuführen. In Abb. 7 ist eine Darstellung der Messung an einem Hochspannungsprüftransformator 200/6 kV bei stabiler Temperatur von 1 °C (Kurve 1) und bei der Temperatur von 12 °C (Kurve 2) zu sehen.

Extrem gealterte Isolation

Die Wirkung von Alterungsprodukten am Polarisationspektrum kann die Wirkung der Wassermoleküle überdecken. Es ist möglich diese Wirkeinflüsse in der resultierenden Kurve zu unterscheiden, aber sie erschweren die Schätzung der äquivalenten Feuchtigkeit. In Abb. 8 ist eine Darstellung des Polarisationspektrums vom Transformator 6 kV/0,535 kV, 0,645 MVA am Ende seines Lebens nach mehr als vierzigjährigem Betrieb zu sehen. Die Schätzung der äquivalenten Feuchtigkeit der Papierisolation ist hier durch die oben erwähnten Gründe unmöglich.



Organisatorische und technische Bedingungen

Die Durchführung einer kompletten Messung (von Ladezeit 0,02 sec. bis 10 000 sec.) erfordert ca. 12 bis 20 Stunden. Dies ist eine bei ständig kürzeren Abschaltzeiten verhältnismässig lange Zeit. Deshalb ist es notwendig, die Messung mit dem Zeitplan anderer Arbeiten so abzustimmen, damit die Verhältnisse im Isoliersystem „möglichst stabil“ sind und damit es zu keiner Störung des Messablaufes mit parallel durchgeführten Wartungsarbeiten kommt.

Schlussfolgerung

Eine verhältnismässig grosse Anzahl der Messungen des Polarisationspektrums, die wir in den zwei letzten Jahren durchgeführt haben, bestätigt die Eignung der Methode zur Überprüfung des Wirkungsgrades der Transformatorentrocknung. Ausserdem ermöglicht diese Methode die Feststellung, ob es während der Revisions-, Instandhaltungs- und Reparaturarbeiten zu keiner Feuchtigkeitsdurchdringung im Isoliersystem kam. Für eine stärkere Aussagekraft der RVM-Methode benötigen wir mehr Vergleichsmessungen mit anderen Methoden, welche die Feuchtigkeit im Isoliersystem abschätzen.

Um eine optimale Interpretation der Messresultate zu erreichen, ist es empfehlenswert, die Ergebnisse von anderen Messungen zu kennen (komplexe Ölanalyse, Isolationswiderstand, Verlustfaktor und Kapazität) und ebenfalls die Geschichte des Transformators (Last, Reparaturen, Trocknung, Ölaustausch, Durchführungen u.ä.).

Eine Schätzungsverbesserung des Zustandes des Isoliersystems und dessen Entwicklung ist durch einen umfassenden Zutritt zur Diagnostik und durch Heranziehung der Messung des Polarisationspektrums in den gesamten Standarddiagnostik an Leistungstransformatoren möglich.

Die im Artikel angegebenen Messergebnisse sind dem Archiv der Firma HESIA AG entnommen (Messberichte, Messprotokolle). Der Grundteil des Artikels wurde in [5] tschechischer Sprache veröffentlicht.

- [1] A. Bognár, G. Csépes, I. Hámos, I. Kispál, Dr. P. Osváth: „Comparing various method for the dielectric diagnostics of oil-paper insulation systems in the range of low-frequencies or long time-constants.“ 8th Int. Symp. on High Voltage Engineering, Yokohama – Japan, 1993.
- [2] G. Csépes, I. Hámos, I. Kispál, J. Schmidt, A. Bognár: „A DC expert system (RVM) for checking the refurbishment efficiency of high voltage oil-paper insulating system using polarization spectrum analyzis in range of long-time constants.“ CIGRE, 1994 session papers, group 12.
- [3] A. G. Schlag: „The recovery voltage method for transformer diagnosis.“ TETTEX Instruments, Switzerland.
- [4] V. Aschenbrenner, T. Učík, L. Valenta: „Měření kapacity, ztrátového èinitele a polarizaèního spektra na autotransfórmátoru ÈKD.“ EGÚ Praha a.s., 1998.
- [5] V. Aschenbrenner, T. Učík: „K problematice urèování vlhkosti papíro-olejové izolace výkonových transformátorù metodou RVM“, 9. Medzinárodná vedecká konferencia Technika vysokých napätí, Košice, 20.-21. september 1999.
- [6] J.P. van Bolhuis, E.Gulski, J.J. Smit, G.M. Urbani: „Interpretation of recovery voltage measurements on power transformers.“ 11th Int. Symp. on High Voltage Engineering, London, UK, 1999.
- [7] G.M. Urbani: „Polarization, Recovery voltage, moisture content“, Haefely Test AG – Tettex Instruments Division, Zürich 1999.
- [8] I.A. Metwally, Y.A. Abed: „Static Electrification Phenomenon In Large Forced Oil-Cooled Power Transformers, 9th Int. Symp. on High Voltage Engineering, Graz – Austria, 1995.
- [9] A. Kozlovskis, J. Rozenkrons: “Temperature dependence of return voltage characteristics”, IEEE Trans. on PD, Vol.14, No.3, July 1999.