

Weshalb ist Wasser für die Isolierung von Leistungstransformatoren schädlich?

Wasser ist ein langsam wirkendes, aber tödliches Gift für Leistungstransformatoren.

Martin Anglhuber, OMICRON electronics GmbH, Klaus/Austria

Inhaltsverzeichnis

Die dielektrische Frequenzantwortmessung ist ein nützliches Werkzeug zur Bestimmung des Wassergehalts in Leistungstransformatoren sowie für die Bewertung deren Zustandes und ihrer Restlebenszeit. Mit optimierten Algorithmen wie PDC+ kann die Messdauer drastisch reduziert werden. Die Automatisierung des gesamten Mess- und Bewertungsverfahrens macht die Technik für alle Nutzer einfach und zuverlässig.

Suchwörter

Feuchtigkeit, Feuchte, Isolierung von Leistungstransformatoren, Frequenzbereichsspektroskopie (FDS), Polarisations-/Depolarisationsstrom (PDC+), dielektrische Frequenzantwort (DFR), Wassergehalt

Zusammenfassung

Wasser ist eine Bedrohung für die Isolierung von Leistungstransformatoren mit Öl-Papierisolierung (oder Ester-Papier-Isolierung). Wasser reduziert die Durchschlagfestigkeit des Öls und beschleunigt die Alterung der Zelluloseisolierung. Die dielektrische Frequenzantwortmessung bietet ein geeignetes und genaues Verfahren für die Bestimmung des Wassergehalts der Isolierung und hilft bei der Bestimmung des Zustands sowie der verbleibenden Lebensdauer des Transformators. Frühere Nachteile dieser Technologie, wie z. B. lange Messzeiten und eine komplexe Auswertung, gehören mit moderner Software der Vergangenheit an. Die PDC+ Technik, eine optimierte Version der Polarisations-Depolarisationsstrommessung (PDC), reduziert die Messdauer bis zu einem Faktor 20. Die Automatisierung des gesamten Mess- und Bewertungsverfahrens macht die PDC+ Technik für alle Nutzer einfach und zuverlässig.

1 Wasser in Leistungstransformatoren

Wasser ist die Grundlage für das Leben auf unserem Planeten. Es ist für jede Pflanze und auch jedes andere Lebewesen unverzichtbar. Und doch gibt es einen Ort, an dem Wasser die Lebensdauer drastisch reduziert: Die Öl-Papierisolierung von Leistungstransformatoren.

Diese Isolierung besteht aus Papier und Pressboard, welche die mechanische Stabilität der Isolierung gewährleisten. Der Hauptbestandteil von Papier und Pressboard ist Zellulose. Zellulose besteht aus Glukosemolekülen, die miteinander verbunden sind und eine lange Molekülkette bilden (Abbildung 1). Die durchschnittliche Zahl an Glukosemolekülen in einer Zellulosekette (welche auch als „Polymerisationsgrad“ oder kurz „DP“ bezeichnet wird) beträgt für neues Papier ungefähr 1200. Diese langen Ketten geben dem Papier die mechanische Festigkeit, die es für die Stabilität der Wicklungen auch unter widrigsten Bedingungen, wie z. B. bei einem Kurzschluss, braucht.

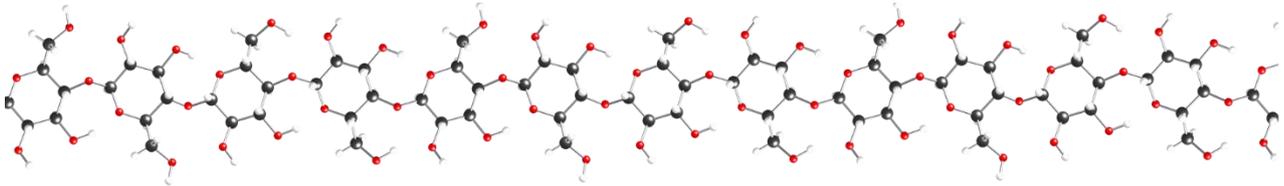


Abbildung 1: Teil eines Zellulosemoleküls, bestehend aus 12 Glukosemolekülen (schematisch)

Leider können diese Ketten durch Wassermoleküle gespalten werden. Die Folge ist eine Reduzierung der mechanischen Kraft, die diese Ketten standhalten können. Eine kleine Menge Wasser ist immer im Papier eines Leistungstransformators vorhanden, auch wenn der Transformator perfekt getrocknet wurde. Bei hohen Temperaturen trennen Wassermoleküle die Zelluloseketten. Die Länge der Ketten wird geringer und als Nebenprodukt wird mehr Wasser gebildet. Es entsteht ein selbstbeschleunigender Prozess, welcher die mechanische Stabilität der Transformatorisolation zunehmend reduziert. Die Geschwindigkeit dieses Prozesses hängt stark von der Temperatur, aber auch vom Feuchtigkeitsgehalt ab. (**Error! Reference source not found.**). Selbst wenn die Durchschnittstemperatur des Transformators die hohen Temperaturen in der untenstehenden Abbildung wahrscheinlich nicht erreicht, müssen lokale Hotspots berücksichtigt werden.

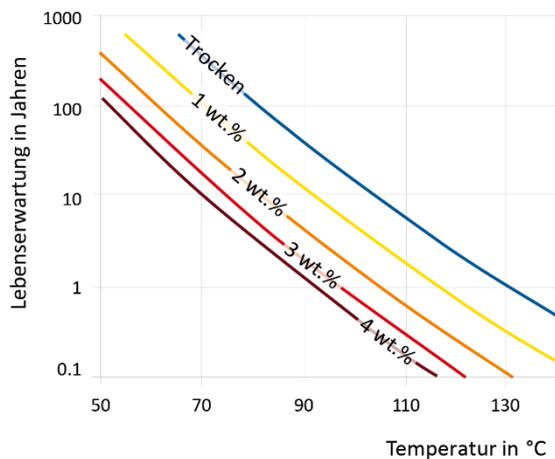


Abbildung 2 Abhängigkeit der voraussichtlichen Nutzungsdauer vom Feuchtigkeitsgehalt und der Temperatur [1]

Wenn die durchschnittliche Länge einer Zellulosekette im Papier 200 oder weniger beträgt, wird dies üblicherweise als Ende der Lebensdauer bezeichnet, weil die mechanische Festigkeit so stark reduziert ist, dass die Kette höheren Belastungen nicht mehr standhalten kann.

Da mit der Alterung auch die Anzahl der Wassermoleküle zunimmt, ist der Wassergehalt eines Leistungstransformators ein guter Indikator für das Alter der Transformatorisolation. Er lässt nicht nur eine Bewertung der verbleibenden Nutzungsdauer zu, sondern ermöglicht auch eine korrekte, zustandsbasierte Instandhaltung: Ein mäßig feuchter Leistungstransformator kann getrocknet werden. Der Wassergehalt wird reduziert und die Alterung dadurch verlangsamt. Bei einem sehr feuchten Leistungstransformator ist das Papier üblicherweise bereits stark gealtert. Eine Trocknung würde nicht helfen, da die Alterung des Papiers nicht mehr rückgängig gemacht werden kann. Bei einem sehr trockenen Leistungstransformator hingegen wäre eine Trocknung eine Zeit- und Geldverschwendung.

In einem mit Mineralöl gefüllten Leistungstransformator ist die Ölmenge ungefähr zehnmal so hoch wie die Menge der Zellulose-Isolierung (Koch, Reliable Moisture Determination in Power Transformers, 2008). Allerdings ist Wasser kaum in Öl löslich, weshalb sich der Großteil (> 99 %) des Wassers in der Zelluloseisolation und nicht im Öl befindet. Ölproben

von Leistungstransformatoren enthalten Wasser nur im niedrigen ppm-Bereich (parts per million), während der Bereich für Wasser in der Zellulose normalerweise zwischen 0,3 % und 6 % liegt. Der Wassergehalt des Öls hängt stark von der Temperatur, dem Zustand des Öls und Verunreinigungen ab (Koch, Reliable Moisture Determination in Power Transformers, 2008). Kleine Fehler bei der Probenahme und Handhabung führen zu hohen Abweichungen des Endergebnisses (Koch, Reliable Moisture Determination in Power Transformers, 2008). Der Wassergehalt in der Zellulose bietet hingegen einen weitaus zuverlässigeren Wert für die Zustandsbewertung, da er kaum von diesen Parametern beeinflusst wird. Leider ist die Probenahme von Zellulose für die Analyse des Feuchtigkeitsgehalts eine sehr komplexe Aufgabe, weil man nicht einfach Proben an repräsentativen Stellen der festen Isolierung des Leistungstransformators nehmen kann.

2 Bestimmung des Feuchtigkeitsgehalts mit der dielektrischen Frequenzantwortmessung

Ein einfacher und zuverlässiger Weg, den Feuchtigkeitsgehalt in einem Leistungstransformator zu bestimmen, ist die dielektrische Frequenzantwortmessung (DFR) (Krueger & Koch, 2008). Wenn ein Material Wasser absorbiert, werden seine dielektrischen Eigenschaften, wie Leitfähigkeit, Kapazität und dielektrischen Verluste verändert. Dieses Prinzip wird zum Beispiel in Feuchtemessgeräten angewandt. Zellulose zeigt ebenfalls eine solche Abhängigkeit der dielektrischen Eigenschaften bei unterschiedlichem Wassergehalt.

2.1 Messprinzip

Bei der dielektrischen Feuchtemessung von Leistungstransformatoren wird die gesamte Transformatorisolierung als Feuchtesensor verwendet. Ein Messgerät, welches die dielektrischen Eigenschaften der Isolierung bestimmt, wird an die Durchführungen angeschlossen. Der Anschluss ist sehr einfach und entspricht dem einer normalen Messung des Verlustfaktors ($\tan(\delta)$). Es muss nur eine Isolierung gemessen werden. Typischerweise wird die Hauptisolierung von der Oberspannungs- zur Unterspannungsseite (CHL) herangezogen, da sie am meisten Zellulose enthält. Wie auch bei der Messung des Verlustfaktors wird ein Guard verwendet, um ungewollte Einflüsse zu eliminieren (Abbildung 3). Winding Resistance Measurement and OLTC Test

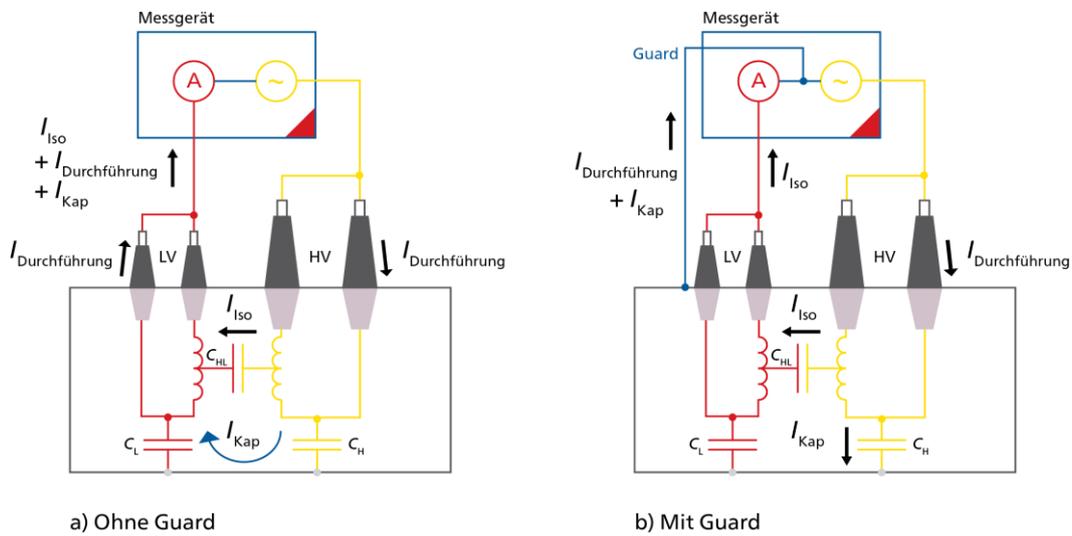


Abbildung 3: CHL-Messung an einem Transformator ohne und mit Guard

Da die dielektrischen Eigenschaften von Zellulose durch Feuchtigkeit besonders bei sehr niedrigen Frequenzen beeinflusst werden, wird die Messung meist bis in den μHz -Bereich durchgeführt. Abbildung 4 zeigt die dielektrischen Verluste von vier Leistungstransformatoren in einem Frequenzbereich von einigen μHz bis hin zu einem kHz. Jede Kurve hat eine charakteristische Form mit einem mehr oder weniger ausgeprägten „Buckel“ bei niedrigeren Frequenzen. Der Bereich unterhalb des „Buckels“ – ungefähr 1 - 2 Dekaden von der Spitze des „Buckels“ – wird stark durch den Wassergehalt der Papierisolierung beeinflusst. Die Messung dieses Frequenzbereichs ist daher sehr wichtig.

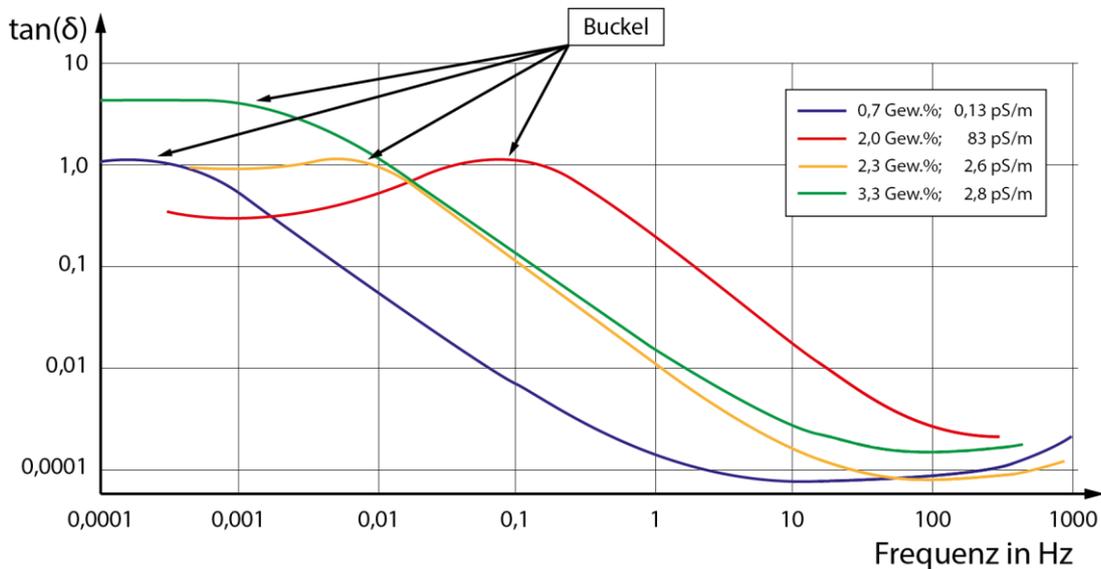


Abbildung 4: Dielektrische Eigenschaften in einem breiten Frequenzbereich von vier unterschiedlichen Leistungstransformatoren bei 20 °C

2.2 Auswertung

Die Auswertung der Kurven ist ein komplexer Vorgang, da viele Parameter die dielektrischen Eigenschaften beeinflussen (Koch, Reliable Moisture Determination in Power Transformers, 2008). Allerdings werden Nutzer durch moderne Messsoftware mit einer Datenbank der dielektrischen Eigenschaften von Pressboard bei unterschiedlichem Wassergehalt und unterschiedlichen Temperaturen bei der Automatisierung dieses Vorgangs unterstützt.

Das Prinzip der Auswertung umfasst die Simulation einer Transformatorisolation mittels einer Datenbank und die Nachbildung von Barrieren und Abstandshaltern mit dem so genannten X-Y-Modell (Graevert, 2004). Auf diese Weise ist kein „Fingerabdruck“ oder eine frühere Messung notwendig. Es können alle Transformatortypen (und auch andere Betriebsmittel mit Öl-Papier-Isolierung) simuliert werden (**Error! Reference source not found.**). Die Parameter der simulierten Kurve werden solange angepasst, bis die simulierte Kurve mit der Messkurve übereinstimmt. Ist dies der Fall, sind alle Parameter (Feuchtigkeit, Ölleitfähigkeit usw.) der „passenden“ simulierten Kurve mit den Parametern des gemessenen Transformators identisch. Der gesamte Vorgang umfasst sehr viele Berechnungen, die jedoch mit der Messsoftware innerhalb von Sekunden automatisch durchgeführt werden.

Diese Methode wurde auch von CIGRÉ ausführlich untersucht (CIGRE, Technical Brochure 254: Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers, 2002) (CIGRE, Technical Brochure 414: Dielectric Response Diagnoses For Transformer Windings, 2010). Ein IEEE-Guide ist zur Zeit im Entstehen (Dielectric-WGC57.161). Kein anderes nicht-invasives Messverfahren bietet die Möglichkeit, den Feuchtigkeitsgehalt in Transformatoren mit vergleichbar hoher Präzision zu bestimmen.

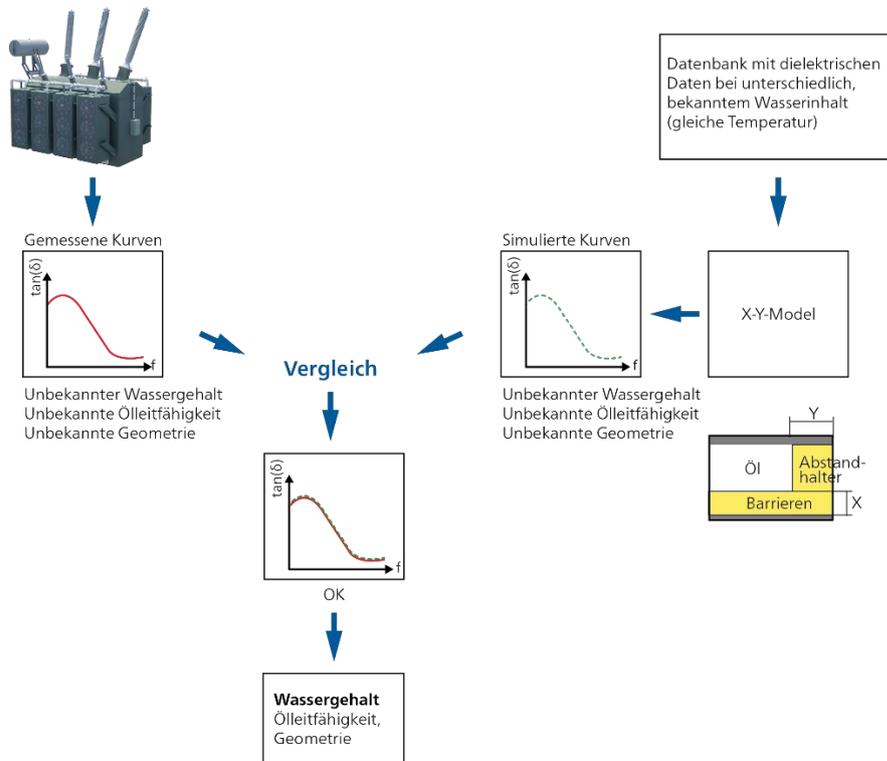


Abbildung 5: Prinzip der dielektrischen Bestimmung des Wassergehalts von Leistungstransformatoren

3 Zeitersparnis bei DFR-Messungen

3.1 Traditionelles FDS-Messverfahren

Traditionell werden die dielektrischen Parameter im Frequenzbereich durch Anlegen unterschiedlicher Frequenzen bestimmt. Diese Technik wird Frequenzbereichsspektroskopie (FDS) genannt. Sie kann für alle Frequenzen, d. h. vom μHz -Bereich bis zum GHz-Bereich und darüber hinaus angewendet werden. Die Technik ist relativ einfach, nimmt aber sehr viel Zeit bei der Messung von niedrigen Frequenzen in Anspruch, weil die Dauer einer Sinusschwingung für zum Beispiel $10 \mu\text{Hz}$ ungefähr 27 Stunden beträgt - ohne zu berücksichtigen, dass alle übrigen Frequenzen auch noch gemessen werden müssen.

3.2 Konventionelles PDC-Messverfahren

Ein weiteres Verfahren für die Messung der dielektrischen Eigenschaften ist das Anlegen einer Spannungsstufe am geprüften Betriebsmittel und die Messung des resultierten Polarisationsstroms für einen bestimmten Zeitraum. Diese zeitabhängige Information kann in frequenzabhängige dielektrische Eigenschaften übertragen konvertiert werden (Koch & Kaufmann, Transforming Dielectric Response Measurements from Time to Frequency Domain, 2009). Dieses Verfahren wird Polarisations-Depolarisationsstrommessung (PDC) genannt, da traditionell nicht nur der Polarisationsstrom, sondern auch der Depolarisationsstrom gemessen und verglichen wurde. Moderne Algorithmen benötigen nur den Polarisationsstrom, wodurch die Messdauer halbiert wird. Mit PDC anstelle von FDS kann die Messdauer deutlich reduziert werden, weil eine einzige PDC-Messung alle Informationen für alle zu messenden Frequenzen liefert.

Es gibt aber noch einen weiteren Weg, mit PDC Zeit zu sparen: Bei der konventionellen Umrechnung vom Zeitbereich auf den Frequenzbereich wird eine statische Korrelation zwischen der Messdauer und dem berechneten Frequenzbereich eingesetzt. Wenn die Messung zum Beispiel im Zeitbereich für 1000 Sekunden durchgeführt wurde, wurde die Frequenzantwort immer bis zur inversen Frequenz von 0,001 Hz berechnet.

3.3 Zeitoptimiertes PDC+-Messverfahren

Ein neuer Algorithmus namens PDC+ nutzt einen dynamischen Ansatz und berechnet bis zu 20-mal mehr Daten im Frequenzbereich auf der Grundlage derselben Zeitbereichsinformationen (**Error! Reference source not found.**).

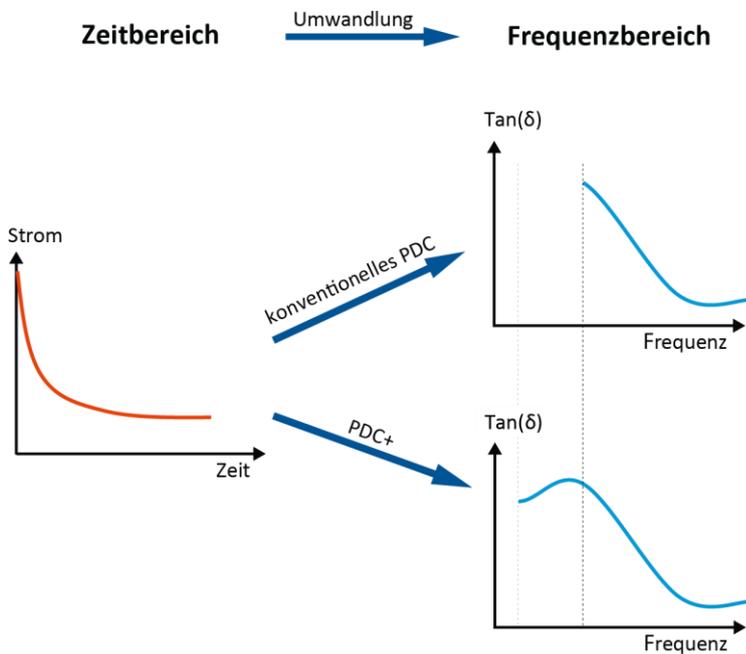


Abbildung 6: Umrechnung vom Zeit- auf den Frequenzbereich für konventionelles PDC- und PDC+-Verfahren

Somit sind mit der PDC+ Technik verglichen mit dem FDS-Verfahren oder der konventionellen PDC Technik sehr viel kürzere Messungen für denselben Frequenzbereich möglich (**Error! Reference source not found.**). Moderne Messgeräte kombinieren FDS für hohe Frequenzen und PDC+ für niedrige Frequenzen. Während konventionelle FDS-Messungen im Bereich von 1 kHz bis 10 μ Hz mehr als einen Tag in Anspruch nehmen, reduzieren moderne FDS&PDC+ Geräte die Prüfdauer auf nur 30 Minuten bis 1 Stunde 45 Minuten.



Abbildung 7: Prüfdauer für den Frequenzdurchlauf von 1 kHz bis 10 μ Hz

Es gibt sogar noch einen weiteren Weg, mit dem die Prüfdauer reduziert werden kann. In vielen Fällen muss nicht der gesamte Frequenzbereich bis 10 μ Hz gemessen werden. Es kann zusätzlich viel Zeit gespart werden, wenn die Prüfung früher beendet werden kann. Allerdings kann eine zu große Verkürzung der Messdauer bedenklich sein, weil der wichtige Frequenzbereich unterhalb des Buckels gemessen werden muss. Wenn die Prüfung zu früh beendet wird, könnten die Ergebnisse wertlos sein und die gesamte Messung müsste wiederholt werden.

Die erforderliche niedrigste Frequenz, die gemessen werden muss, um gültige Ergebnisse zu erhalten, zeigt keine gute Korrelation zur Transformatortemperatur. Diese kann also nicht für die Bestimmung des erforderlichen Frequenzbereichs herangezogen werden (**Error! Reference source not found.**). Der erforderliche Frequenzbereich steht auch nicht im unmittelbaren Zusammenhang mit dem Wassergehalt der Probe (**Error! Reference source not found.**).

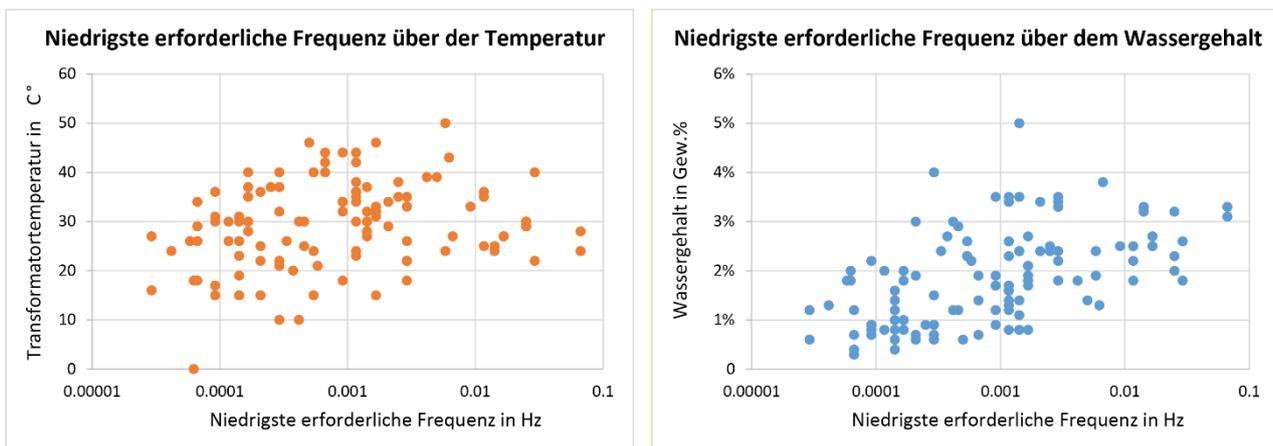


Abbildung 8: Korrelation der Transformatortemperatur und des Wassergehalts mit der niedrigsten zu messenden Frequenz. Die Auswertung basiert auf 115 dielektrischen Messungen an Leistungstransformatoren.

Es gibt einen Parameter, der im direkten Zusammenhang mit dem Buckel steht und direkt gemessen wird: der Realteil der komplexen Kapazität, bekannt als C' oder meist auch einfach als „Kapazität“ bezeichnet. Er ist bei hohen Frequenzen stabil, nimmt jedoch am Anfang des Buckels zu (**Error! Reference source not found.**). Da der $\tan(\delta)$ der Quotient des Imaginärteils C'' (d. h. der Verluste) und des Realteils von Kapazität C' ist, ist es offensichtlich, dass ein im Vergleich zu C'' größerer Anstieg von C' zu einem sinkenden $\tan(\delta)$ führt. Der Anstieg von C' kann herangezogen werden, um die Position des Buckels zu ermitteln. Da der Teil der 1 - 2 Dekaden links des Buckels durch den Einfluss von Feuchtigkeit

dominiert wird, muss dieser Frequenzbereich gemessen werden. Niedrigere Frequenzen sind jedoch nicht erforderlich. Die Messung kann somit beendet werden, sobald dieser Frequenzbereich ermittelt wurde.

Der Vorteil einer Nutzung von C' ist, dass dieser Wert selten von Störungen beeinflusst wird. Darüber hinaus zeigt die $\tan(\delta)$ -Kurve für bestimmte Betriebsmittel, wie z. B. Leistungstransformatoren mit gutem Öl aber erhöhtem Feuchtigkeitsgehalt keinen ausgeprägten Buckel. Lediglich die Auswertung des Anstiegs von C' liefert korrekte Informationen.

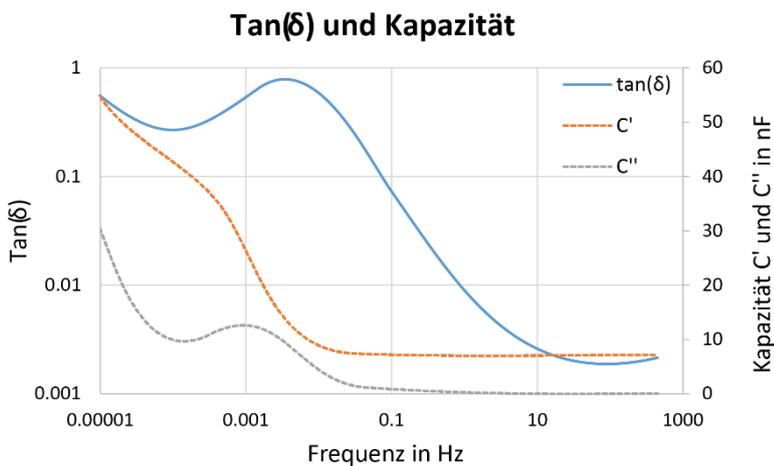


Abbildung 9: Verlauf von $\tan(\delta)$, C' und C'' für einen Leistungstransformator im Bereich des „Buckels“

Der Effekt ist nicht nur empirisch nachgewiesen sondern kann auch vom dielektrischen Verhalten abgeleitet werden: Ein Anstieg von C' in diesem Frequenzbereich entspricht einer Raumladungspolarisation, welche in der Zelluloseisolierung auftritt. Somit wird der Frequenzbereich, in dem C' ansteigt (im Vergleich zu hohen Frequenzen) durch die Zellulose beeinflusst.

Mit den Informationen des erforderlichen Frequenzbereichs, der während der Messung zur Verfügung steht, kann der Frequenzbereich auf den erforderlichen Mindestbereich beschränkt werden. Auf diese Weise wird die Prüfdauer in den meisten Fällen drastisch reduziert und ungenaue Messungen mit zu kurzen Frequenzbereichen werden vermieden.

4 Moderne DFR-Messgeräte

Eines der größten Probleme bei der dielektrischen Feuchtemessung in der Vergangenheit war neben der Messdauer die hohe Komplexität der Messung. Auch wenn die Prüfanordnung selbst sehr einfach ist, erforderte die Bestimmung des korrekten Frequenzbereichs und die Auswertung der Kurve Hintergrundwissen.

Moderne DFR-Messsoftware ist in der Lage, den Frequenzbereich für jeden Leistungstransformator automatisch und individuell zu bestimmen. Zuerst wird der maximale Frequenzbereich eingestellt. Wenn die Software den Anstieg von C' ermittelt hat, kann sie den erforderlichen übrigen Frequenzbereich und die entsprechende Messdauer berechnen und einstellen.

Der Anstieg von C' hilft nicht nur bei der Reduzierung der Messdauer sondern ermöglicht auch eine genaue Feuchtemessung, da der Teil der Kurve, der durch den Feuchtigkeitsgehalt beeinflusst wird, zuverlässig ermittelt werden kann. Moderne Messsoftware ist in der Lage, die Kurvenanpassung sowie die Bewertung des Wassergehalts und der Ölleitfähigkeit voll automatisch durchzuführen, nachdem die erforderlichen Daten gemessen wurden. Dies umfasst normalerweise eine automatisierte Auswertung, welche Einflüsse wie die Isolationsgeometrie und Ölleitfähigkeit sowie Alterungsnebenprodukte kompensiert. Das Prüfgerät sollte außerdem in der Lage sein, die automatische Bewertung gemäß nationalen, internationalen und benutzerdefinierten Normen durchzuführen.

5 Fazit

Wasser ist eine Gefahr für die Isolierung von Leistungstransformatoren mit Öl-Papier-Isolierung, weil es die mechanische Festigkeit der Isolierung reduziert. Mit zunehmenden Wassergehalt müssen Gegenmaßnahmen wie Trocknen ergriffen werden, bevor die Isolierung zu sehr altert. Dielektrische Messungen ermöglichen eine zuverlässige Bewertung des Wassergehalts ohne die Nachteile anderer Verfahren.

Das neue PDC+ Verfahren ermöglicht in Kombination mit moderner Software sehr viel kürzere Messzeiten und vereinfacht die Anwendung extrem.

Mit der Automatisierung der gesamten Prüfung, welche mit moderner Software möglich ist, muss der Prüfer nur das Prüfgerät anschließen und den Startknopf drücken. Der einzige Parameter, welcher manuell eingegeben werden muss, ist die Temperatur des Betriebsmittels. Damit können selbst unerfahrene Nutzer den Wassergehalt von Leistungstransformatoren zuverlässig bestimmen. Mit diesen Informationen kann der Nutzer ermitteln, ob Maßnahmen zur Verlängerung der Nutzungsdauer ergriffen werden müssen und ob sich das Betriebsmittel weiterhin in einem guten Zustand befindet.

6 Literatur

- CIGRE. (2002). *Technical Brochure 254: Dielectric Response Methods for Diagnostics of Power Transformers*. CIGRE.
- CIGRE. (2010). *Technical Brochure 414: Dielectric Response Diagnoses For Transformer Windings*. Dielectric-WGC57.161. (s.f.). PC57.161 - IEEE Draft Guide for Dielectric Frequency Response Test.
- Graevert, U. (2004). Dielectric Response Analysis of Real Insulation Systems. *Proceedings of the 2004 IEEE International Conference on Solid Dielectrics (ICSD)*.
- Koch, M. (2008). *Reliable Moisture Determination in Power Transformers*. Sierke Verlag.
- Koch, M., & Kaufmann, F. (2009). Transforming Dielectric Response Measurements from Time to Frequency Domain. *Nordis*. Göteborg.
- Krueger, M., & Koch, M. (2008). A fast and reliable dielectric diagnostic method to determine moisture in power transformers. *IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*.
- Lundgaard, L. E. (2004). Aging of oil-impregnated paper in power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 19(1), 230-239.

Leads

- Wasser reduziert die Nutzungsdauer der Öl-Papierisolierung von Leistungstransformatoren.
- DFR ist ein einfacher und zuverlässiger Weg für die Bestimmung des Feuchtigkeitsgehalts in der Isolierung von Leistungstransformatoren.
- Moderne DFR-Geräte bieten eine voll automatische Bestimmung des Wassergehalts und der Öl-Leitfähigkeit, nachdem alle erforderlichen Daten gemessen wurden.
- In Kombination mit moderner Software ermöglicht das neue PDC+-Verfahren sehr viel kürzere Messzeiten.

Autor



Martin Anghuber hat 2007 seinen Abschluss in Elektrotechnik an der TU München gemacht. Von 2007 bis 2011 arbeitete er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl für Hochspannungs- und Anlagentechnik und Energieversorgung der TU München, Deutschland, wo er Polymer-Nanoverbundwerkstoffe als isolierendes Material für Hochspannungsgeräte erforschte. 2012 hat er seinen Dr. Ing. (Ph.D.E.E.) erhalten.

Seit 2012 arbeitet er als Produktmanager bei OMICRON electronics in Klaus, Österreich für den Bereich der dielektrischen Diagnose von Transformatoren.

OMICRON ist ein weltweit tätiges Unternehmen, das innovative Prüf- und Diagnoselösungen für die elektrische Energieversorgung entwickelt und vertreibt. Der Einsatz von OMICRON-Produkten bietet höchste Zuverlässigkeit bei der Zustandsbeurteilung von primär- und sekundärtechnischen Betriebsmitteln. Umfassende Dienstleistungen in den Bereichen Beratung, Inbetriebnahme, Prüfung, Diagnose und Schulung runden das Leistungsangebot ab.

Kunden in mehr als 150 Ländern profitieren von der Fähigkeit des Unternehmens, neueste Technologien in Produkte mit überragender Qualität umzusetzen. Servicezentren auf allen Kontinenten bieten zudem ein breites Anwendungswissen und erstklassigen Kundensupport. All dies, zusammen mit einem starken Netz von Vertriebspartnern, ließ OMICRON zu einem Marktführer der elektrischen Energiewirtschaft werden.

Mehr Informationen, eine Übersicht der verfügbaren Literatur und detaillierte Kontaktinformationen unserer weltweiten Niederlassungen finden Sie auf unserer Website.