

Berechnung der Übertragungsfunktion aus Online-Messdaten

Dipl.-Ing.
Prof. Dr.-Ing. Dr. h. c.

René Wimmer
Kurt Feser

Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart

Kurzfassung

Mechanische Schäden in Transformatorenwicklungen können mit Hilfe der Übertragungsfunktion detektiert werden. Um diese ermitteln zu können, musste bisher der Transformator aus dem Verbundnetz freigeschaltet und die Leitungen entfernt werden. Mittels geeigneter Sensorik können aber auch während dem Betrieb transiente Überspannungen erfasst und zur Bestimmung der Übertragungsfunktion herangezogen werden. Anhand dieser Online-Daten werden diverse Problemstellungen wie Trennung zwischen Anregungs- und Antwortsignal, Rauschabstand, etc. und ihre Lösungen gezeigt.

1 Einleitung

Die Übertragungsfunktion (ÜF) kann auf zwei unterschiedlichen Methoden ermittelt werden:

- Direkt im Frequenzbereich
- Im Zeitbereich.

Bei der Frequenzbereichsmessung wird das Testobjekt mit einem sinusförmigen Signal angeregt. Diese Anregung erzeugt ein ebenfalls sinusförmiges Antwortsignal, das sich nur von der Amplitudenhöhe und einer Phasenverschiebung unterscheidet. Das Amplitudenverhältnis und die Phasenverschiebung zwischen Aus- und Eingangssignal ergeben den Wert des Betrags und der Phase bei der entsprechenden Frequenz. Somit kann die frequenzabhängige ÜF ermittelt werden, wenn das Anregungssignal eine variable Frequenz besitzt.

Bei der Zeitbereichsmessung wird das Testobjekt mit einem breitbandigen, transienten Signal angeregt. Das Antwortsignal dieser Anregung ist ebenfalls breitbandig, wird aber entsprechend der Impulsantwort verformt. Um die frequenzabhängige ÜF zu ermitteln, müssen Aus- und Eingangssignal in den Frequenzbereich transformiert und der Quotient gebildet werden. Für diese Art der Messung ist es nicht unbedingt erforderlich, dass der Transformator aus dem Verbundnetz freigeschaltet und die Leitungen entfernt werden (Offline-Messung). Aufgrund der Tatsache, dass der Transformator als ein passives RLCM-Netzwerk betrachtet werden kann, ist die Form des transienten Signals und die der Antwortsignale für die Auswertung nicht maßgebend, sondern nur dessen Spektren [1]. Dadurch ergibt sich die Möglichkeit die transienten Wanderwellen, die infolge von Schalthandlungen oder Gewitterüberspannungen entstehen, sich über die elektrischen

Energieversorgungsleitungen ausbreiten und somit auch in den Transformator einlaufen, zur Berechnung der ÜF heranzuziehen. Diese transienten Vorgänge können während dem Betrieb erfasst und zur Berechnung der ÜF herangezogen werden (Online-Messung) [2].

2 Grundlagen

2.1 Der Transformator als Vierpol

Theoretische Grundlage der ÜF ist die Theorie der Vierpole. Wie schon in der Einleitung erwähnt, kann ein Transformator bezüglich seinen äußeren Klemmen als ein passives, kausales, zeitinvariantes und im interessanten Wertebereich lineares System betrachtet werden. Die Linearität ist deshalb gegeben, weil bei den meisten Kernblechsorten keine nennenswerte Magnetisierung für Frequenzen größer als 1 kHz auftreten [3], [4].

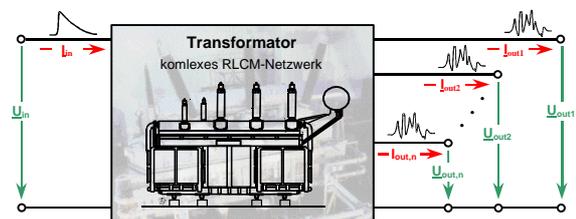


Bild 1 Beschreibung eines Transformators als Vierpol

Die Anregung des Transformators erfolgt durch ein transientes Spannungssignal. Als Antwortsignal eignen sich prinzipiell alle messbaren Größen an den Transformator клемmen. So lässt sich nach der Darstellung unter Bild 1 für jedes Antwortsignal eine ÜF definieren:

- ÜF des Eingangstromes

$$\underline{\dot{U}}F_{in}(f) = \frac{FFT(\underline{i}_{in}(t))}{FFT(\underline{U}_{in}(t))} = \frac{\underline{i}_{in}(f)}{\underline{U}_{in}(f)} \quad (1)$$

- ÜF des Ausgangstromes

$$\underline{\dot{U}}F_{out,n}(f) = \frac{FFT(\underline{i}_{out,n}(t))}{FFT(\underline{U}_{in}(t))} = \frac{\underline{i}_{out,n}(f)}{\underline{U}_{in}(f)} \quad (2)$$

- ÜF der Ausgangsspannungen

$$\underline{\dot{U}}F_{in,U,n}(f) = \frac{FFT(\underline{U}_{out,n}(t))}{FFT(\underline{U}_{in}(t))} = \frac{\underline{U}_{out,n}(f)}{\underline{U}_{in}(f)} \quad (3)$$

Der Theorie entsprechend verkörpert jede dieser Übertragungsfunktionen eine Systemübertragungsfunktion und ist vom Eingangssignal $\underline{U}_{in}(t)$ unabhängig. Die ÜF wird demzufolge ausschließlich durch das elektrische Netzwerk des Transformators bestimmt [1].

2.2 Genauigkeit der Messung

Die Messsignale sind einer Reihe von Störsignalen ausgesetzt. Selbst bei idealen Messbedingungen wirkt sich der Quantisierungsfehler, bedingt durch die begrenzte Anzahl der Amplitudenstufen der ADU, in Form von Rauschen auf die Messsignale aus. Das hat zur Folge, dass die Messsignale fehlerbehaftet sind und für die Nutzsignale folgende Min-Max-Abschätzung gilt:

$$\{|\underline{X}(\omega) - |\underline{X}_S(\omega)|\} < |\underline{X}_N(\omega)| < \{|\underline{X}(\omega) + |\underline{X}_S(\omega)|\} \quad (4)$$

$$\{|\underline{Y}(\omega) - |\underline{Y}_S(\omega)|\} < |\underline{Y}_N(\omega)| < \{|\underline{Y}(\omega) + |\underline{Y}_S(\omega)|\} \quad (5)$$

Darin stellen $|\underline{X}(\omega)|$ und $|\underline{Y}(\omega)|$ die Messsignale, $|\underline{X}_S(\omega)|$ und $|\underline{Y}_S(\omega)|$ die Störsignalpegel (Rauschpegel) und $|\underline{X}_N(\omega)|$ und $|\underline{Y}_N(\omega)|$ die Nutzsignale von Ein- und Ausgang dar. Weiterhin ist erkennbar, dass sich die Nutzsignale innerhalb eines Bandes befinden. Daraus lassen sich die Grenzen des gültigen Wertebereichs der ÜF, dem sogenannten Toleranzband, angeben [2]:

$$|\underline{\dot{U}}F(\omega)|_{\max} = \frac{|\underline{Y}_N(\omega)|_{\max}}{|\underline{X}_N(\omega)|_{\min}} = \frac{|\underline{Y}(\omega)| + |\underline{Y}_S(\omega)|}{|\underline{X}(\omega)| - |\underline{X}_S(\omega)|} \quad (6)$$

$$|\underline{\dot{U}}F(\omega)|_{\min} = \frac{|\underline{Y}_N(\omega)|_{\min}}{|\underline{X}_N(\omega)|_{\max}} = \frac{|\underline{Y}(\omega)| - |\underline{Y}_S(\omega)|}{|\underline{X}(\omega)| + |\underline{X}_S(\omega)|} \quad (7)$$

3 Realisierung eines Online-Messsystems

3.1 Die Sensorik

An einem 350-MVA-Netzkuppltransformator wurde eine Versuchsanlage mit umfangreicher Sensorik installiert um transiente Wanderwellen aufzeichnen zu können. Bild 2 gibt das Prinzipschaltbild und die Anordnung der Sensorik wieder.

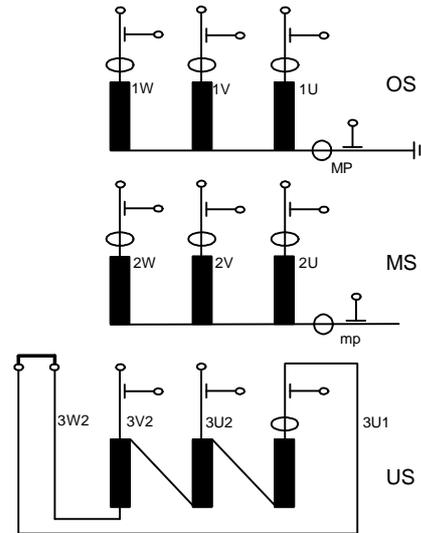


Bild 2 Prinzipschaltbild des 350-MVA-Netzkuppltransformator mit:
Spannungssensor (—○)
Stromsensor (⊕)

Zur Spannungserfassung sind insgesamt 11 sogenannte Kombi-Sensoren an die Durchführungen des Transformators angebracht. Diese Sensoren bilden mit der Durchführungskapazität und der Sensorenkapazität einen kapazitiven Teiler (Bild 3).

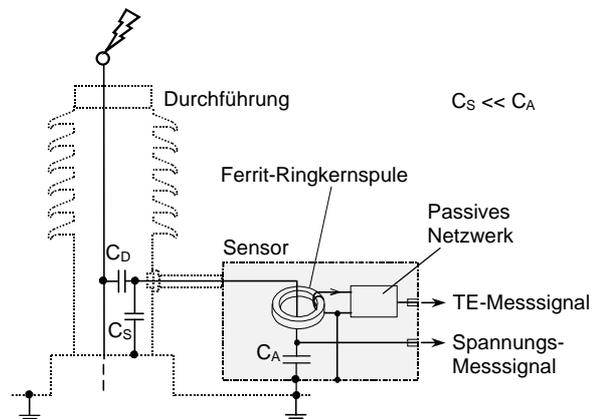


Bild 3 Technischer Aufbau der Kombi-Sensoren

Unter der Voraussetzung, dass $C_S \ll C_A$ ist, kann das Übersetzungsverhältnis mit $\tilde{u} \sim C_A / C_D$ angegeben werden. Die zur TE-Auskopplung benötigte Ferrit-Ringkernspule hat dabei keinen merklichen Einfluss auf den Verlauf transienter Spannungen [2].

Die Ströme werden mittels Rogowski-Spulen, die in den Durchführungsdomen der Klemmen 1U, 1V, 1W, 1N, 2U, 2V, 2W, 2N und 3U1 angebracht sind, erfasst. Um nichtlineare Effekte zu vermeiden, sind die Wicklungsträger der Rogowski-Spulen aus verleimtem Schichtholz angefertigt. Ein längsgeschlitzter Kupferblechmantel, der mit einigen Papierlagen gegen die Wicklung isoliert ist, schirmt die Wicklung gegen elektromagnetische Einstrahlung ab. Bild 4 zeigt eine schematische Darstellung der installierten Sensorik.

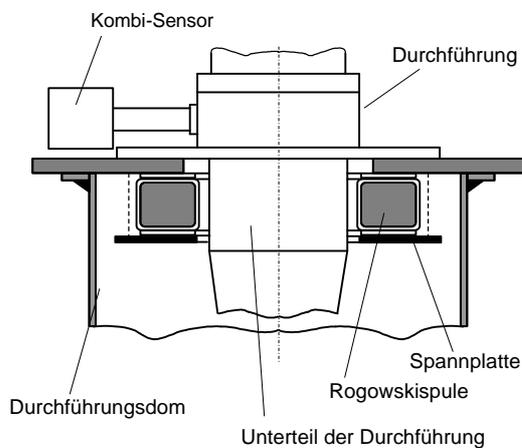


Bild 4 Darstellung der installierten Sensorik

3.2 Die prinzipielle Signalbearbeitung

Die an den Sensoren abgegriffenen Signale werden über einen Tiefpassfilter (Anti-Aliassing-Filter) einem digitalen Messsystem zugeführt. Die Bandbegrenzung ist nötig, damit sich die Teilspektren des abgetasteten Signals nicht im Frequenzbereich aufgrund der Abtastung überlappen. Liegt ein Triggerereignis vor, werden die Signale aufgezeichnet und abgespeichert. Um Störeinkopplungen bei der Signalübertragung vom Transformator zum Messsystem gering zu halten, werden die Signale mit ca. 100 V übertragen. Das erfordert eine Pegelanpassung in zwei Stufen: 1. direkt am Sensor, 2. vor dem Messsystem.

Ein Problem bei der Zeitbereichsmessung ist, dass das Zeitfenster zur Signalaufzeichnung begrenzt ist und deshalb die aufgezeichneten Strom- bzw. Spannungsverläufe abgeschnitten sein können. Das würde bei einer anschließenden Fouriertransformation (FFT) zu einem Fehler führen, weil die FFT ein periodisches Signal impliziert und das abgeschnittene

Signal als Sprung interpretieren würde. Um diesen Abschneideeffekt-Fehler zu verringern, muss der betrachtete Ausschnitt mit einer Fensterfunktion multipliziert werden, damit eine stetig periodische Fortsetzung möglich ist. In Bild 5 sind die prinzipiellen Signalbearbeitungsschritte dargestellt.

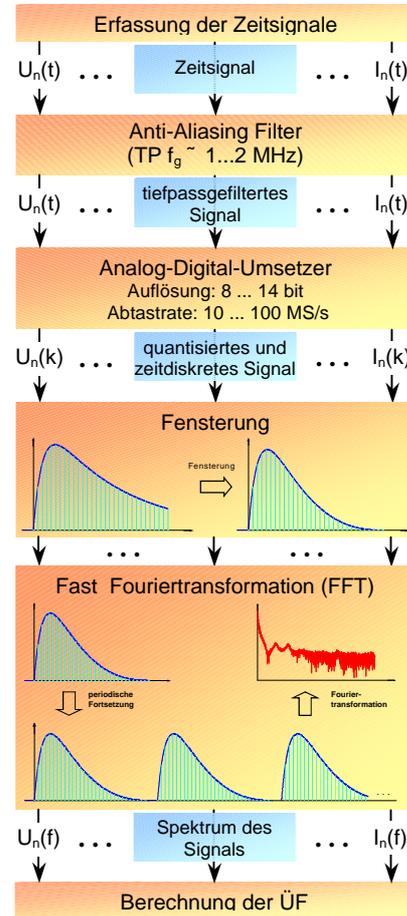


Bild 5 Die prinzipiellen Signalbearbeitungsschritte

3.3 Die transienten Zeitsignale

Wie in der Einleitung erwähnt, entstehen die transienten Überspannungen aufgrund von Schalthandlungen oder Gewitterüberspannung. Solche transienten Vorgänge unterscheiden sich jedoch maßgeblich von denen eines Impulsgenerators, denn durch Leitungskopplungen, Reflexionen und Wiederzünden von Lichtbögen wird eine Folge von oszillierenden Teilvorgängen (Peaks) erzeugt (Bild 6). Im Gegensatz dazu ist der Spannungsverlauf eines Impulsgenerators einmalig und der Verlauf ist ähnlich dem eines Normblitzstoßes.

Die Ursache solcher Wanderwellen ist oftmals nur schwer zu lokalisieren, zumal nicht alle Ausgleichsvorgänge einer Schalthandlung zuzuordnen sind. Gemäß den Gleichungen (1) bis (3) ist es für die Ermittlung der ÜF unerheblich, welchen Ursprung

diese Wanderwellen haben. Entscheidend ist vielmehr die Zuordnung des anregenden Signals zu dem Antwortsignal. Aufgrund der Tatsache, dass der unterspannungsseitige Leistungsschalter zumindest mechanisch alle Phasen gleichzeitig zu- oder abschaltet, dem Wiederspülen von Lichtbögen und Reflexionsvorgängen und Kopplungen ist es nicht zwingend gegeben, dass sämtliche Teilvorgänge einer Phase anregende Peaks sind. Ein reines Anregungssignal ist aber eine Voraussetzung der Vierpoltheorie. Aus diesem Grund kann die vollständige Aufzeichnungsdauer nicht zur ÜF-Betrachtung herangezogen werden, sondern die aufgezeichneten Signale müssen in ihre Einzelpeaks zerlegt werden. Dazu wird der Signalverlauf des Sternpunktstromes I-1N nach Absolutwerten durchsucht, die über einer einstellbaren Triggerschwelle liegen. Wird ein solcher Wert gefunden, werden an dieser Stelle unter Berücksichtigung einer Pre-Triggerzeit die Signale mit einer geeigneten Zeitlänge ausgeschnitten.

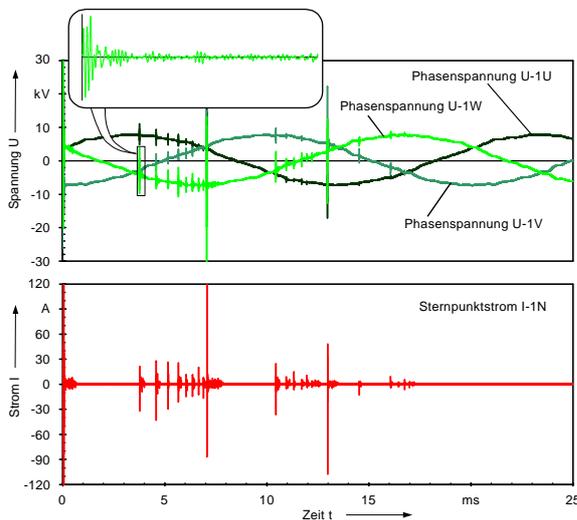


Bild 6 Aufgezeichneter transienter Vorgang mit herausgezoomten Peak. Die 50-Hz-Komponenten sind infolge der Übertragungscharakteristik der Sensoren stärker gedämpft als die Peaks.

Als ein weitaus größeres Problem erweist sich die Zuordnung von anregendem Signal und Antwortsignal. Bei den Peakfolgen ist aus den eben erläuterten Gründen diese Information nicht vorhanden, und beim ersten Peak geht diese Information prinzipbedingt verloren, weil grundsätzlich auf den Sternpunktstrom I-1N getriggert wird. Eine erste Einschränkung kann aber dennoch gemacht werden, denn als Anregung kommen nur Spannungen in Frage. Mit der Berechnung der "Spektralenergie" sollte dennoch eine Zuordnung möglich sein. Bild 7 veranschaulicht die nachfolgend erläuterte Vorgehensweise.

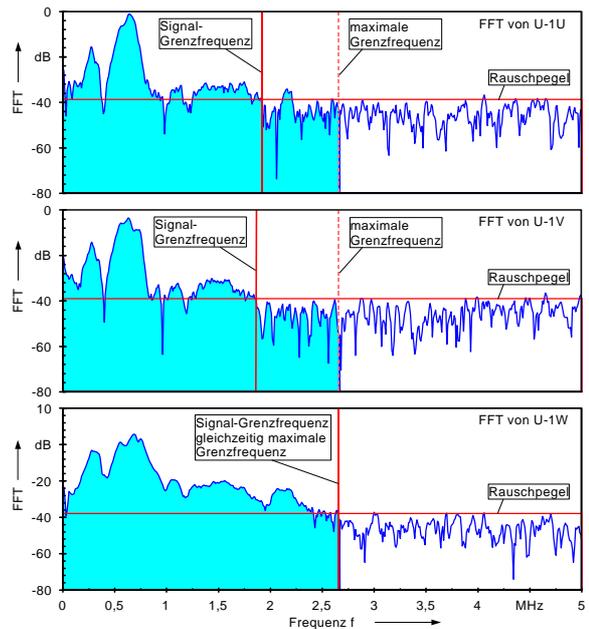


Bild 7 Berechnung der "Spektralenergie"

In der Regel kann davon ausgegangen werden, dass das anregende Signal die steilste Anstiegsflanke und damit die höchste Grenzfrequenz besitzt. Des Weiteren verteilt sich die Energie des einlaufenden Störimpulses auf die einzelnen Ausgänge. Unter Berücksichtigung des Übertragungsverhaltens und der Resonanzen muss damit der einlaufende Störimpuls die größere Eingangsspannung und daher den höheren Spektralpegel besitzen. Wird nun die Fläche unter den Spektren der Spannungen bis zu der höchsten Grenzfrequenz aller betrachteten Kanäle bestimmt, werden beide Kriterien berücksichtigt. Dabei ist das Signal mit der größten Fläche das anregende Signal. Eine weitere Möglichkeit, um das anregende Signal ermitteln zu können, wäre die Betrachtung der Signallaufzeiten. Da jedoch die Abtastdauer des Messsystems (100 ns) im Bereich der Signallaufzeiten liegt, kann diese Möglichkeit nicht in Betracht gezogen werden.

3.4 Die Übertragungsfunktion

Die Übertragungsfunktion ist eine vergleichende Diagnostikmethode, d.h. die Bewertung der aktuellen ÜF erfolgt mit dem Vergleich einer zuvor bestimmten ÜF. Hat sich der Isolier- und Wicklungszustand des Transformators nicht geändert, müssen die Kurvenverläufe der ÜFs nahezu identisch sein. Um ein hohes Maß an Vergleichbarkeit zu erlangen, müssen die Rahmenbedingungen der gemessenen transienten Wanderwellen gleich sein. Einflussfaktoren hierzu sind in der Signalverarbeitung, in den Zustandsgrößen des zu untersuchenden Transformators und in der Netzkonfiguration in der Nähe des Transformators zu

suchen [1]. Sie sind im Einzelnen nachfolgend aufgelistet.

Signalverarbeitung

- Pre-Trigger:
Unterschiedliche Pre-Trigger-Längen bewirken eine unterschiedliche Dämpfung der ÜF
- Wahl der Fensterfunktion:
Unterschiedliche Fensterfunktionen bewirken eine unterschiedliche Dämpfung der ÜF.

Zustandsgröße des Transformators

- Temperatur:
Unterschiedliche Temperaturen bewirken eine unterschiedliche Dämpfung der ÜF. Nennwert wird der Einfluss erst bei einem Temperaturunterschied von über 20 K
- Stufenschalterschalterstellung:
Mit der Stufenschalterstellung ändert sich auch die elektrischen Eigenschaften des Transformators. Bei Nennstellung ist auch die Schaltrichtung des Stufenschalters wichtig, weil die Vorwählkontakte einmal am Anfang und einmal am Ende der Feinstufenwicklung positioniert werden.

Netzkonfiguration

- Veränderte Schaltung in der Nähe des Transformators bedingen Reflexionen und Brechungen, die sich im Zeitverlauf der Signale auswirken können und nicht erkennbar sind.

Durch die Verwendung desselben Transformationsalgorithmus wird sicher gestellt, dass der Einfluss der Signalverarbeitung immer gleich ist und sich beim Vergleich der ÜF kompensiert. Des weiteren werden die Zustandsgrößen des Transformators erfasst und bei der Gegenüberstellungen der ÜF berücksichtigt. Die Speicherung dieser Werte hängen dabei nicht vom Triggerereignis ab, sondern werden zeitbezogen, minütlich abgespeichert. Das ist notwendig, um Rückschlüsse auf die Schaltrichtung des Stufenschalters ziehen zu können. Als Temperaturwert wird die Öltemperatur am Deckel genommen.

In Bild 8 werden zwei ÜFs, die an unterschiedlichen Tagen aufgenommen worden sind, verglichen. Darin ist zu erkennen, dass unter denselben Rahmenbedingungen die ÜFs nahezu identisch sind. Die Abweichungen, die sich trotzdem ergeben, liegen im Überlappungsbereich der Toleranzbänder und sind mit der Messgenauigkeit und den Störeinflüssen zu erklären.

Um die ÜF effektiv als Überwachungsmethode des Isolier- und Wicklungszustandes einsetzen zu können, muss eine systematische Überwachung über einen möglichst langen Zeitraum erfolgen. Diese Forderung wird mit der Online-Messung erfüllt. Bild 9 zeigt die

Gegenüberstellung mehrerer ÜFs für den primärseitigen Sternpunktstrom, die zwischen 1998 und 2002 aufgezeichnet wurden.

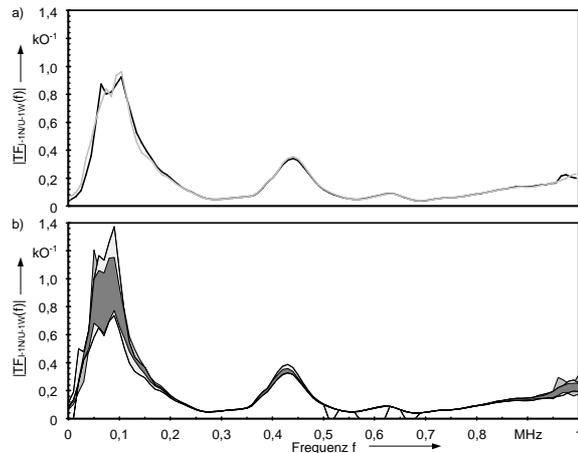


Bild 8 a) Vergleich zweier ÜFs, aufgezeichnet an unterschiedlichen Tagen
b) Toleranzbänder der ÜFs mit Überlappungsbereich

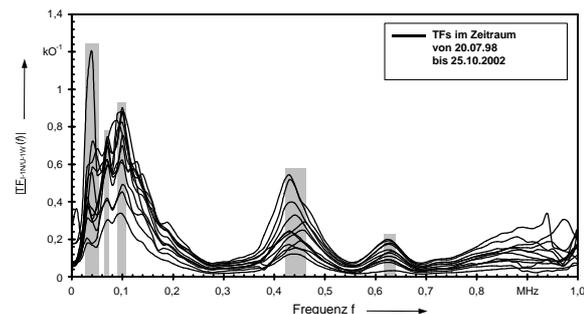


Bild 9 Vergleich mehrerer ÜFs. Aufgezeichnet zwischen 1998 und 2002 (gleiche Stufenschalterstellung)

Die Auswertung des Bildes ergibt sichtbare Differenzen der entsprechenden ÜF-Kurvenverläufe. Die Kennlinien weisen ausgeprägte unterschiedliche Dämpfungen aus, während die Hauptresonanzstellen (im Bild grau hinterlegt) und damit die Charakteristik weitestgehend unverändert bleiben. Weiterhin ist noch zu erkennen, dass es sich bei der Dämpfung nicht um einen zeitlichen Trend handelt. Die Ursache hierfür sind spannungsabhängige Widerstände, die parallel zu den einzelnen Segmenten der Regelwicklung angebracht sind, die zu einem nichtlinearen Systemverhalten führen. Des weiteren sind die Gründe zu suchen an:

- dem nicht kontinuierlichem Spektrum der Zeitsignale
- den unterschiedlichen Netzkonfigurationen
- dem Tausch diverser Hardwareteile an dem Messsystem

3.5 Statistische Auswertungen

Bei der ÜF-Bestimmung im Zeitbereich ist es wichtig, dass das Zeitsignal eine genügend hohe Bandbreite besitzt, denn ein Vergleich der ÜF ist nur bis zur kleinsten gemeinsamen Frequenzobergrenze möglich. Bereiche, in denen das Rauschen dominiert, sind nicht aussagekräftig. Bild 10 zeigt den Frequenzgehalt der Überspannungen an den Oberspannungsseitigen Phasen. Darin ist zu erkennen, dass viele Peaks eine ausreichend hohe Bandbreite besitzen.

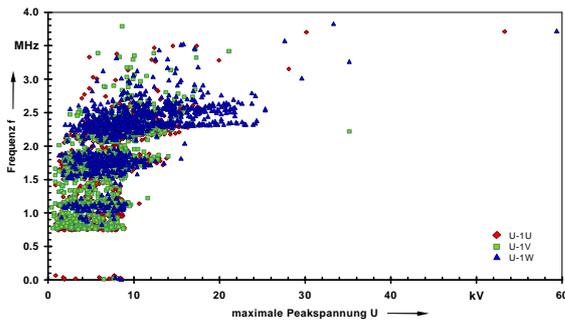


Bild 10 Frequenzgehalt der Überspannungen an den Oberspannungsseitigen Phasen

Da durchschnittlich 19 Triggerereignisse pro Monat stattfinden, können Datensätze verworfen werden, bei denen der Rauschabstand zu gering oder die Grenzfrequenz zu niedrig ist.

Eine hohe Messunsicherheit liegt an der schlechten Aussteuerung der ADU (Bild 11). Die Erfassung des Sternpunktstromes hingegen neigt zum Übersteuern und wird dann für eine Auswertung unbrauchbar.

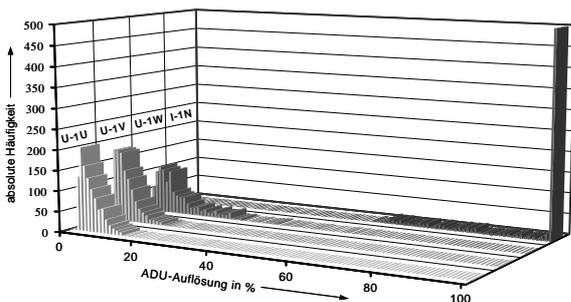


Bild 11 ADU-Aussteuerung der primärseitigen Phasen

Wird das Übersetzungsverhältnis besser angepasst, erreicht man eine bessere Aussteuerung der ADU. Die Auswirkung der verbesserten Aussteuerung ist in Bild 12 zu sehen: das Toleranzband ist schmaler geworden. Die Änderung des Übersetzungsverhältnisses zieht ein verändertes Übertragungsverhalten des Tiefpassfilters nach sich. Das ist der Grund dafür, dass sich nun ein andere Dämpfung einstellt. Des weiteren wurde die Grenzfrequenz des

Tiefpassfilters für den Stromes von 1,1 MHz auf 2 MHz erhöht, was deutlich am Verlauf der ÜF zu erkennen ist.

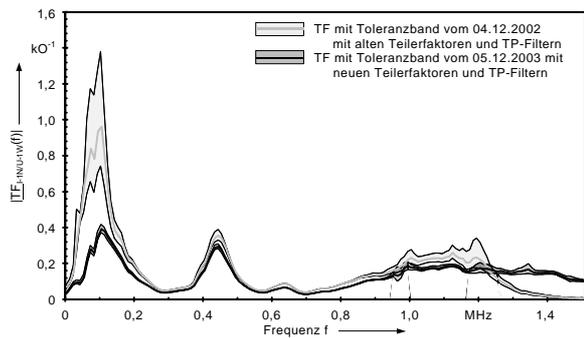


Bild 12 Veränderung des Toleranzbandes bei besserer ADU-Aussteuerung

4 Zusammenfassung

Im Gegensatz zu der Offline-Messung ermöglicht die Online-Messung eine ständige Überwachung des Isolier- und Wicklungszustandes des Transformators. Zusätzlich ermöglicht dieses Messsystem durch seinen dauerhaften Betrieb eine vollständige Überwachung bzw. Registrierung der Spannungen und Ströme. Die ersten Ergebnisse zeigen dass eine Online-Auswertung möglich ist. Allerdings müssen weitere Einflussfaktoren, wie z.B. die spannungsabhängige Widerstände in den einzelnen Segmenten der Regelwicklung, die unterschiedlichen Netzkonfigurationen etc., und deren Kompensation untersucht werden.

5 Literatur

- [1] J.Christian: Erkennung mechanischer Wicklungsschäden in Transformatoren mit der Übertragungsfunktion, Dissertation, Universität Stuttgart, 2002
- [2] T. Leibfried: Die Analyse der Übertragungsfunktion als Methode zur Überwachung des Isolationszustandes von Großtransformatoren, Dissertation, Universität Stuttgart, 1996
- [3] J. Bak-Jensen, B.Bak-Jensen, S.D. Mikkelsen: Detection of Faults and Aging Phenomena in Transformers by Transfer Functions IEEE Transactions on Power Delivery, Vol. 10, No. 1, Jan. 1995, pp. 308-314
- [4] S. M. Islam, G. Ledwich: Locating Transformer Faults through Sensitivity Analysis of High Frequency Modeling Using Transfer Function Approach, IEEE Int. Symp. on Electrical Insulation, Montréal, 1996, Conference Record pp. 38-41