

Schwingungsmessungen an Leistungstransformatoren

Diagnostic Vibration Measurement on Power Transformers

Dipl.-Ing. Michael Beltle, Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Stuttgart, Deutschland, michael.beltle@ieh.uni-stuttgart.de

Kurzfassung

Die Langzeitüberwachung von Transformatoren, das Monitoring, gewinnt im Rahmen der Diagnostik von Betriebsmitteln zunehmend an Bedeutung. Eine einfach umsetzbare Möglichkeit für Transformatormonitoring bietet die Betrachtung des Körperschalls auf der Kesselwand. Mit diesem Verfahren können Rückschlüsse auf den mechanischen Zustand des Aktivteils gezogen werden. Die Fähigkeit der Schwingungsanalyse mechanische Veränderungen des Aktivteils festzustellen wird anhand eines Laboraufbaus untersucht. Dazu werden Schwingungen bei verschiedenen Verspannungen des geblechten Kerns vermessen. Messungen direkt auf dem Aktivteil und auf dem Kessel ermöglichen es, das Übertragungsverhalten der Struktur zu untersuchen. Betrachtet wird, wie stark sich einzelne Jochabschnitte hinsichtlich ihrer mechanischen Schwingungen abhängig von den Einspannkräften untereinander verändern und welche Signale sich aus der Überlagerung aller Schwingungsquellen an der Kesselwand ergeben.

In einem zweiten Schritt werden verschiedene Schwingungsmessungen an in Betrieb befindlichen Netzkupplertansformatoren und Maschinentransformatoren ausgewertet. Dabei werden mehrere Fragestellungen behandelt. Der Einfluss der Sensorposition auf das messbare Schwingungsspektrum wird anhand von Messreihen an einem Netzkuppler genauer untersucht. Langzeitmessungen mehrerer Transformatoren erlauben eine Korrelation mit verschiedenen Parametern über der Zeit. Bei dieser Betrachtung werden zusätzliche Einflussfaktoren berücksichtigt: das Lastverhalten, die Öltemperatur, bzw. die Kühlungsart und die Stufenschalterstellung.

Abstract

The continuous diagnosis using monitoring techniques gains importance for assets in the electrical grid, especially for power transformers. Monitoring demands easy applicable, service reduced systems. Vibration measurement using accelerometers on the tank surface complies with these demands and can provide information concerning the mechanical status of the active part. This contribution evaluates vibration measurement and its capability to detect changes in the mechanical condition of transformers. Therefore, vibrations are evaluated using a laboratory setup. The setup consists of a distribution transformer with variable clamping forces and several vibration sensors which measure directly on different positions on the upper core limb and on the tank wall. Differences of core positions as well as the coupling between core and tank wall are evaluated.

For a practical evaluation vibration measurement systems are used on different power transformers in service. The influence of the sensor positions at the tank wall is determined considering both, the signal strength and frequency spectrum. Long-term measurements are correlated with load behavior, oil temperature and the on-load tap changer position. In conclusion an overview of influencing factors is provided.

1 Einleitung

Neben bekannten Verfahren zum Monitoring von Transformatoren, die sich häufig auf konventionelle Parameter wie die Öltemperatur beziehen, bieten zusätzliche Messmethoden der dauerhaften Betriebsmittelüberwachung die Chance, das diagnostische Wissen zu erweitern. Eingesetzt werden beispielsweise bereits die online Fehlergasanalyse (online DGA) oder das Monitoring von Teilentladungen. Die im Monitoring von Generatoren übliche Schwingungsanalyse findet bisher wenig Anwendung bei der Überwachung des inneren, mechanischen Aufbaus von Leistungstransformatoren und dessen Veränderung über die Lebensdauer. Eine dafür messtechnisch interessante Lösung stellt die Erfassung der betriebsabhängigen mechanischen Schwingungen des Kessels dar [1]. Kern und Wicklung selbst sind die wesentlichen Quellen der

mechanischen Schwingungen. Die Messung dieser Schwingungen kann relativ einfach durch Beschleunigungssensoren erfolgen [2], [3], was für den eher kostensensitiven Bereich Betriebsmittelmonitoring von (Leistungs-) Transformatoren vorteilhaft ist.

2 Physikalische Grundlagen

Die bekannteste Auswirkung der mechanischen Schwingungen (Vibrationen) von Transformatoren sind die dadurch hervorgerufenen Betriebsgeräusche. Die Geräuschemessung ist eine genormte Standardabnahmeprüfung von Transformatoren [4], [5]. Die Quellen der mechanischen Schwingungen sind im Wesentlichen zwei Phänomene. Die Magnetostruktion in den Blechen des geschichteten Kerns [6], [7] und Lorenzkkräfte, die auf die Strom durchflossene Wicklung wirken.

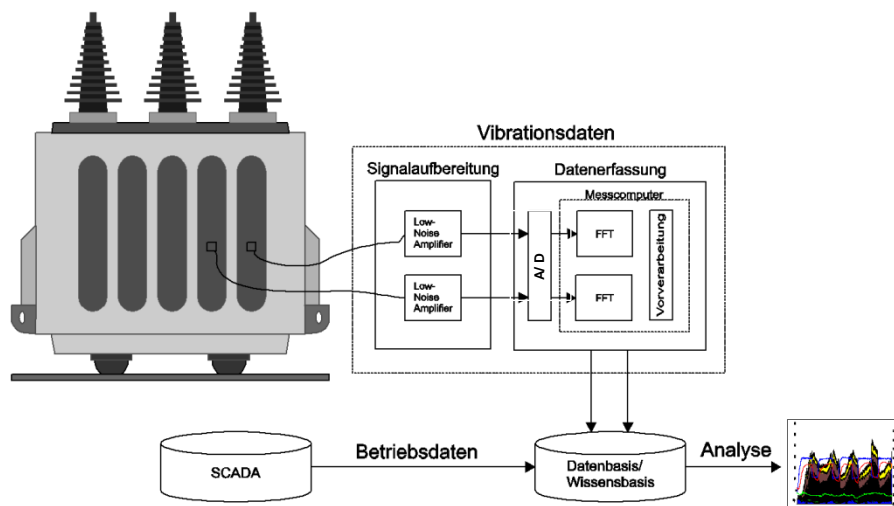


Bild 1 Beispielhafter Messaufbau für eine Schwingungsmessung. Signalaufnahme mit Beschleunigungssensoren auf dem Kessel, Vorverstärkung, Analog-Digital Wandlung und Berechnung des Frequenzbandes vor Ort. Nachbereitung: Korrelation mit Betriebsdaten (Lastverlauf, Öltemperatur, Stufenschalterstellung).

Die Magnetostriktion beschreibt die Ausrichtung von Elementarmagneten in ferromagnetischen Materialien in einem von außen angelegten magnetischen Feld. Im Material selbst besitzen die Elementarmagneten eine räumliche Ausdehnung. Die Weiss'schen Bezirke können sich blechabhängig in ihrer Form und Größe stark voneinander unterscheiden. Unter Einfluss eines externen, magnetischen Feldes finden Verschiebungen und Drehprozesse der einzelnen Bezirke statt. Da die Anregung periodisch erfolgt, oszillieren auch die mechanischen Schwingungen, allerdings mit der doppelten elektrischen Frequenz [5]. Die Verdopplung bedingt sich dadurch, dass die räumliche Materialausdehnung in einer Richtung bei positiver wie negativer magnetischer Halbwelle gleich ist. Daher treten zwei Maxima pro elektrische Periode auf. Makroskopisch äußert sich das durch eine Dehnung und Stauchung des gesamten Kernbleches, bzw. bezogen auf das Betriebsmittel des gesamten Kerns.

Neben der mechanischen Grundfrequenz werden zusätzlich harmonische Anteile durch Nichtlinearitäten der Magnetostriktion und durch die Eigenmoden des mechanischen Aufbaus hervorgerufen [7]. Der Grundfrequenz 100 Hz sind dadurch ganzzahlige Vielfache überlagert (200 Hz, 300 Hz, etc.). Falls (unerwünschte) Betriebszustände auftreten, bei denen durch die Wicklungen ein überlagerter Gleichstrom fließt, können zusätzlich Subharmonische und Zwischenfrequenzen auftreten (50 Hz, 150 Hz, etc.) [8]. Diese entstehen durch eine vom magnetischen Gleichfluss erzeugte Unsymmetrie in der Dehnungskurve des Kernmaterials [5].

3 Messprinzip

Typischerweise werden Vibrationen mit 1-dimensionalen Beschleunigungssensoren außen auf der Kesselwand aufgenommen. Damit kann die mechanische Auslenkung senkrecht zur Wand als Zeitsignal aufgezeichnet werden. **Bild 1** zeigt einen typischen Messaufbau für eine onsite / online Messung mit mehreren Sensoren auf dem Kessel. Für Laboruntersuchungen ist der Aufbau prinzipiell iden-

tisch, lediglich die Verknüpfung zum SCADA System fällt in diesem Fall weg. Die Kesselschwingungen werden zunächst rauscharm verstärkt, Analog-Digital gewandelt und für Langzeituntersuchungen in regelmäßigen Abständen aufgezeichnet. Aus den einzelnen Zeitsignalmessungen werden dann über eine Fast-Fourier-Transformation (FFT) die enthaltenen Frequenzen zur weiteren Analyse bestimmt. Über die SCADA Anbindung können Betriebsdaten wie Last und Öltemperatur in die Analyse eingebunden werden.

4 Sensitivität der Messmethode

Um die Zusammenhänge zwischen dem mechanischen Zustand des Kerns eines Transformators und dem resultierenden Schwingungsverhalten untersuchen zu können, wird ein Laboraufbau verwendet, bei dem Manipulationen an den Einspannkräften des Aktivteils durchgeführt werden können.

4.1 Laboraufbau

Als Untersuchungsobjekt dient ein kleiner, modifizierter 7,5 kV / 400 V Verteiltransformator in Yy0 Verschaltung. Direkt auf dem Joch des Kerns sind zwei Körperschallsensoren angebracht, siehe **Bild 2**. Sensor S_V befindet sich in der Mitte des Jochs, Sensor S_W über dem äußeren Schenkel. Auf der Kesselwand ist ein dritter Sensor angebracht (S_{ext}) und repräsentiert in diesem Versuch eine typische externe Messposition, wie sie bei Transformatoren in Betrieb verwendet wird. Der Transformator wird über seine Oberspannung (OS) an eine variable Spannungsquelle (0 – 7 kV) angeschlossen und auf der Unterspannung (US) im Leerlauf betrieben.

Das Aktivteil ist an seinem äußeren Rahmen mit mehreren Gewindebolzen mechanisch verspannt, siehe **Bild 3**. Die Einspannkräfte können über das Anzugsmoment verändert werden. Für die Versuche werden zunächst alle Anzugsmomente am Aktivteil eingestellt. Anschließend wird das Aktivteil wieder in den Kessel eingesetzt. Im Kessel wird Vakuum gezogen und Mineralöl eingefüllt.

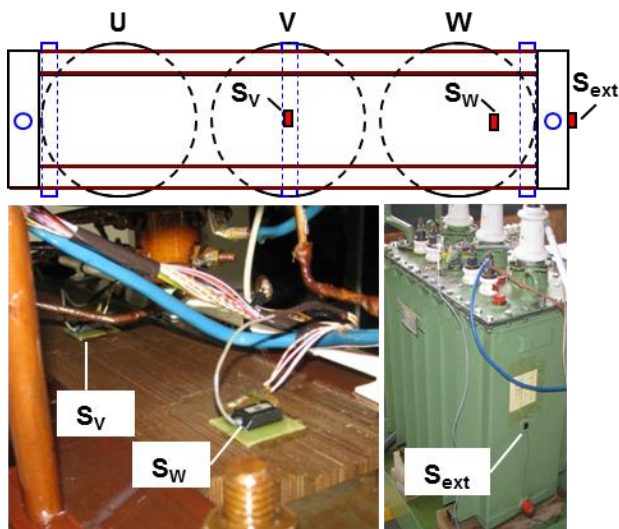


Bild 2 Laboraufbau mit 2 Sensoren direkt auf dem Kern (S_V , S_W) und einem Sensor auf der Kesselwand (S_{ext}) eines modifizierten Yy0 Verteiltransformators.



Bild 3 Seitenansicht des Aktivteils mit Holzrahmen zur Fixierung des Kerns und 4 Querbolzen mit Muttern zum Einstellen der Einspannkraften (rote Markierungen).

4.2 Schwingungsauswertung der Grundfrequenz

Für die Untersuchung werden drei verschiedene Einspannkraften verwendet. Die Originalverspannung, eine vollständige Lockerung (0 Nm) und eine Variante mit fest angezogenem Kern (45 Nm). **Tabelle 1** zeigt die verwendeten Anzugsmomente.

Tabelle 1 Anzugsmomente der Gewindebolzen

Versuchsreihe	Anzugsmoment
1 (original)	14 Nm
2	0 Nm
3	45 Nm

Betrachtet wird die mechanische Grundfrequenz (100 Hz) bei verschiedenen Erregerspannungen aller Messpunkte. **Bild 4** zeigt die gemessenen Signalleistungen der Grundschwingung an den Messpunkten aus **Bild 2**. Im Originalzustand ist die Schwingung am äußeren Schenkel (S_W) am größten, so auch im Fall einer fehlenden Verspannung. Die äußere Phase zeigt zudem eine nichtlineare Abhängigkeit zur Versorgungsspannung bzw. der Magnetisie-

rung des Kerns, was zu einem negativen Signalleistungsgradienten bei Spannungen über 5,5 kV führt. Bei hohen Einspannkraften ist die Signalleistung von S_W insgesamt am kleinsten, da der äußere Schenkel direkt neben den Querbolzen sitzt wo die Kräfte am größten sind. Bei der Messung S_V über dem mittleren Schenkel ändert sich die Signalleistung zwischen Originalzustand und fehlender Verspannung gering, da sich das Anpressmoment in beiden Szenarien aufgrund des größeren Abstands zwischen Querbolzen und Schenkel wenig ändert. Bei maximaler Verspannung führt das insgesamt hohe Drehmoment zu einer Verringerung der Signalleistung. Die Signalleistung auf dem Kessel S_{ext} zeigt ein inverses Verhalten. Sie wird bei fehlender Verspannung geringer und steigt bei maximaler Verspannung an. Ein Grund für diesen Zusammenhang ist die mechanische Kopplung zwischen Kern und Tank, die mit steigender Verspannung zunimmt wodurch mechanische Schwingungen besser übertragen werden können.

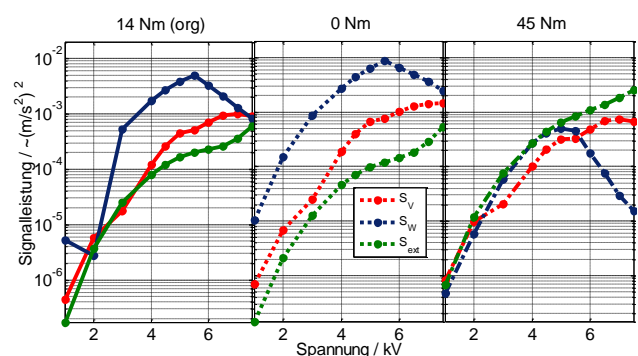


Bild 4 Signalleistung der 100 Hz Komponente bei verschiedenen Einspannkraften des Kerns, gemessen direkt auf dem Aktivteil und auf der Kesselwand.

Die Untersuchung zeigt, dass alle durchgeführten mechanischen Manipulationen des Aktivteils zu einem veränderten Schwingungsverhalten des Kerns und der messbaren Schwingung auf dem Kessel führen, die Änderung der Signalleistung jedoch von vom jeweiligen Kernabschnitt und im Falle der externen Messung auch vom Einfluss des Koppelpfades abhängen.

Der Zusammenhang zwischen punktuell gemessenen Kesselschwingungen und den Betriebsgeräuschen bzw. dem Schalldruck ist nicht direkt ermittelbar. Die normgerechte Ermittlung der Betriebsgeräusche erfolgt anhand einer Mittelwertbildung der kontinuierlich gemessenen Schalldrücke während eines Umlaufs um den Transformator. Zur Geräuschmessung tragen somit alle schwingenden Flächen bei. Die Signalleistungen der Kesselschwingungen können sich lokal stark voneinander unterscheiden, siehe nächstes Kapitel. Die meisten Geräuschquellen sind daher unbekannt und somit auch das superpositionierte Signal dieser.

5 Einflussfaktoren

5.1 Messposition auf dem Kessel

Um den Einfluss der Position auf die gesamte Signalleistung und einzelne Frequenzanteile zu untersuchen, wer-

den an einem Netzkuppltransformator (Fünfschenkelkern) unter identischen Rahmenbedingungen (konstante Last, Temperatur, Stufenschalterstellung) verschiedene Messpunkte verglichen. **Bild 5** zeigt in einer Skizze die lange Seite des Netzkupplers. Die Seite ist in 10 Messfelder unterteilt, in denen in gleichem Abstand und gleicher Höhe die Messungen durchgeführt werden.

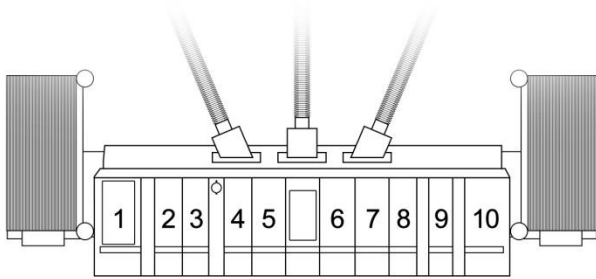


Bild 5 Seitenansicht eines 400 / 100 kV Netzkupplers. Einteilung der Seite in 10 Messfelder.

Die Leistungsanteile einzelner Harmonischer, sowie die Gesamtsignalleistung jedes Feldes ist in **Bild 6** dargestellt. Die einzelnen Frequenzanteile als auch die gesamte Signalleistung variieren zwischen den Messfeldern mit hoher Streuung. Erkennbar ist, dass die Signalleistung zum Rand (Felder 1, 2, 9 und 10) tendenziell ansteigt. Zu beachten ist in Feld 1, dass in diesem Bereich das Stufenschaltergefäß untergebracht ist. Während der Untersuchung sind nur Ölpumpen aktiv, nicht die Ventilatoren der Wärmetauscher. Der Vergleich zeigt, dass eine Korrelation zwischen den Messpositionen hinsichtlich gesamter Signalleistung als auch einzelner Frequenzanteile nicht möglich ist.

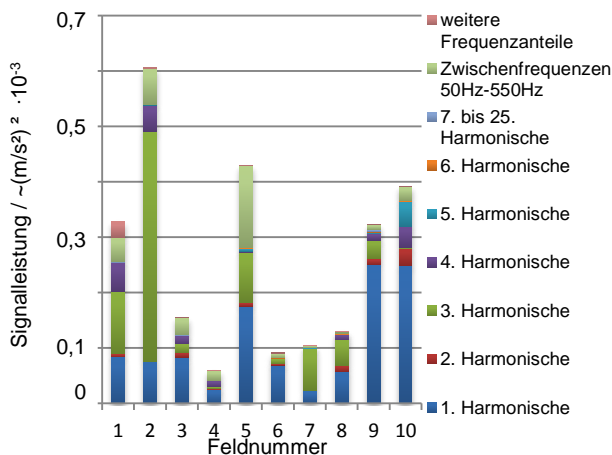


Bild 6 Summierte Signalleistung und Komponenten einzelner Frequenzanteile je Messfeld.

5.2 Stufenschalterstellung

Um einen möglichen Einfluss der Stufenschalterposition auf das Schwingungsverhalten zu beurteilen, werden beim gleichen Netzkuppler im Rahmen einer Langzeitmessung kontinuierlich mechanische Schwingungen in Feld 7 aufgezeichnet. Alle Messungen werden mit der entsprechenden Stufenschalterstellung korreliert. **Bild 7** zeigt die Signalleistung der mechanischen Grundschiwin-

gung über der Schalterstellung. Um im unterlagerten Netz die Spannung konstant zu halten, werden die Netzkuppler mit Induktionsregelung geführt. Damit bleibt auch die Kerninduktion weitgehend konstant. Eine starke Beeinflussung des mechanischen Schwingungsverhaltens durch die Stufenschalterstellung ist demnach nicht zu erwarten, was durch die Messung bestätigt wird: die Mittelwerte der Signalleistung steigen nicht linear mit der Stufennummer an und auch die Streuung der einzelnen Messpunkte an jeder Stufe ist groß. Ein wesentlicher Einfluss der Stufenschalterstellung auf die Grundfrequenz kann daher nicht festgestellt werden. Ein ähnliches Bild kann auch bei Harmonischen höherer Ordnung beobachtet werden.

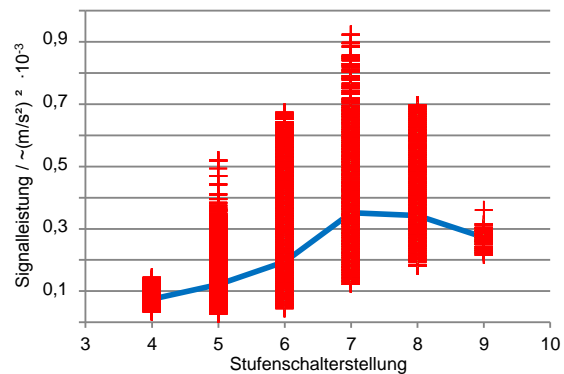


Bild 7 Signalleistung der mechanischen Grundfrequenz (100 Hz) über der Stufenschalterstellung, Langzeitmessung über 4 Monate.

Rot: einzelne Messungen,

Blau: Mittelwerte bei jeder Stufenschalterstellung.

5.3 Last- und Temperaturverhalten

Die mechanischen Schwingungen hängen unmittelbar und mittelbar mit dem Lastverhalten zusammen. Die unmittelbare Abhängigkeit ergibt sich aus den stromabhängigen Lorenzkraften auf die Wicklungen, die mit der Last linear steigen. Die mittelbare Abhängigkeit ergibt sich aus dem lastabhängigen Temperaturverhalten eines Transformators, das selbst wiederum durch die Wärmeausdehnungskoeffizienten der Kern- und Kesselmaterialien auf das mechanische Schwingungsverhalten einwirkt. Die Temperatur hängt zusätzlich noch von den verwendeten Kühlungssystemen ab (ONAN, OFAF, OFWF, etc.). Der Einfluss von Last und Temperatur wird anhand zweier Langzeitmessungen an Maschinentransformatoren untersucht. Als Vergleichsparameter wird die Signalleistung der Grundfrequenz 100 Hz verwendet. **Bild 8** zeigt die Signalleistung über dem Laststrom an einem 120 MVA Transformator mit Luftkühlung und einem 525 MVA mit Wasserkühlung. Der 525 MVA Transformator zeigt eine quadratische Abhängigkeit zum Laststrom, wohingegen bei dem 120 MVA Transformator kein Zusammenhang erkennbar ist. Eine direkte Vergleichbarkeit beider Transformatoren hinsichtlich ihres prinzipiellen Schwingungsverhaltens ist nicht möglich.

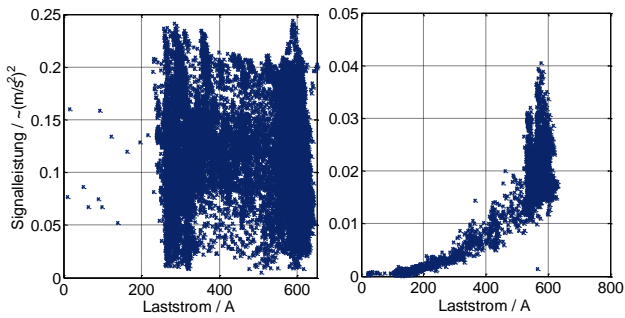


Bild 8 Vergleich des Einflusses der Last auf die mechanische Grundfrequenz anhand zweier Maschinentransformatoren.

Links 120 MVA, OFAF, rechts: 525 MVA, ODWF.

Bild 9 zeigt den gleichen Datensatz über der (Öl-) Temperatur der Betriebsmittel. Der 120 MVA Transformator zeigt ein lineares Verhalten über einem Temperaturbereich von ca. 10 °C bis 55 °C, der wassergekühlte 525 MVA zeigt einen kleineren Temperaturbereich von ca. 25 °C bis 45 °C. Aufgrund der Häufung zwischen 35 °C und 40 °C kann hier kein linearer Zusammenhang angenommen werden. Die Häufung in diesem Bereich wird durch die geregelte Wasserkühlung verursacht. Hinsichtlich der Temperatur sind die Betriebsmittel nicht direkt miteinander vergleichbar.

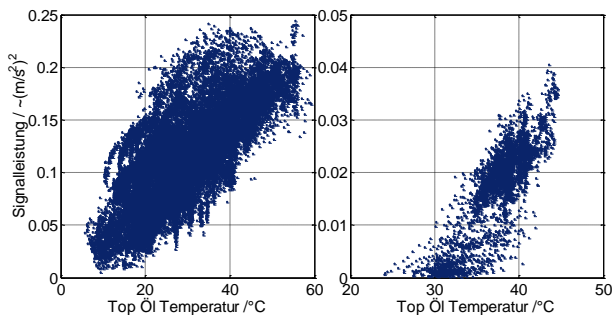


Bild 9 Vergleich des Einflusses der Öltemperatur auf die mechanische Grundfrequenz an zwei Maschinentransformatoren

Links 120 MVA, OFAF, rechts: 525 MVA, ODWF.

6 Langzeitmessung

Im Rahmen einer Dauermessung über mehrere Jahre soll der bereits vorgestellte 120 MVA Maschinentransformator genauer untersucht werden. Das Betriebsmittel, Baujahr 1969, ist bereits durch Gas-in-Öl Analysen auffällig geworden. Die Schwingungsanalyse ist als begleitendes Monitoring installiert.

6.1 Zeitabhängiger Schwingungsverlauf

Die Vibrationsdaten werden in einem Messintervall von 3 Minuten aufgezeichnet, wobei jede Messung die Dauer von einer Sekunde hat. Die Samplingrate beträgt 44.1 kHz. **Bild 10** zeigt einen typischen Verlauf der aufgezeichneten Schwingungen des Transformators. Zu erkennen sind die Signalleistungen der Frequenzanteile, dargestellt von der 1. bis zur 6. Harmonischen und die Werte für Last, Umgebungstemperatur und Öltemperatur.

Der ausgewählte Zeitabschnitt zeigt zu Beginn der Aufzeichnung den Einschaltvorgang, an dem der Transformator ans Netz gekuppelt wird und der Generator ins Netz speist. Danach folgen 4 Tage Betrieb mit schwankender Einspeiseleistung. Erkennbar ist der Zusammenhang zwischen der Öltemperatur und dem Laststrom, wobei die Temperatur den Lastsprüngen mit einer Zeitkonstante $\tau_{\text{öl}}$ folgt.

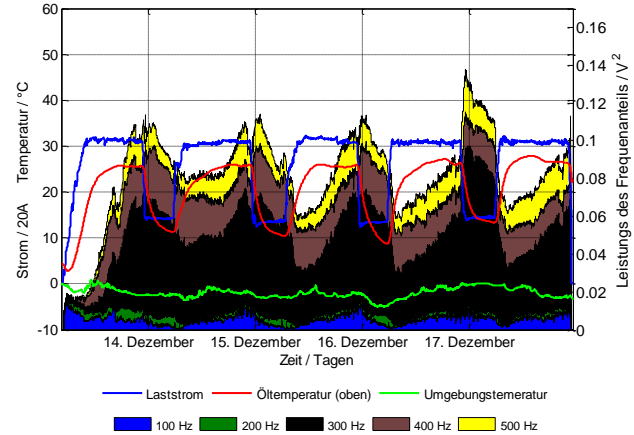


Bild 10 Typischer Verlauf der mechanischen Schwingungen für 1.–6. Harmonische während eines Einschaltvorganges und 4 Tagen Betrieb mit wechselnder Last.

Im Folgenden wird der Zusammenhang der Schwingungen und der Öltemperatur genauer betrachtet. Nur Messungen im Dauerbetrieb werden untersucht, Einschaltvorgänge (die ersten 10 h nach Zuschaltung) des Transformators werden nicht berücksichtigt, da hier zusätzlich Effekte das Schwingungsverhalten überlagern können, beispielsweise Remanenzeffekte. Aus dem vorherigen Kapitel ist der lineare Zusammenhang der Grundfrequenz zur Öltemperatur bekannt. Harmonische Anteile weisen keine eindeutige Korrelation auf, daher wird im Folgenden nur die 100 Hz Komponente betrachtet.

6.2 Temperaturkompensation

Zur Trendbewertung der Schwingungen über der Zeit werden die einzelnen Betriebsjahre miteinander verglichen. **Bild 11** zeigt die Grundfrequenz aller verfügbaren Messungen aufgeschlüsselt nach Jahren. Die Messungen in den Jahren 2010 und 2011 zeigen ein untereinander vergleichbares Verhalten. Im Jahr 2012 tritt unvermittelt eine Erhöhung der Amplitude auf (ab ca. 20°C), die sich in den verfügbaren Messungen von Jahresanfang 2013 (bei geringeren Öltemperaturen) fortsetzt.

Um eine direkte Korrelation zwischen der Last und dem Schwingungsverhalten zu ermöglichen, soll der Temperatureinfluss im nächsten Schritt heraus gerechnet werden. Dazu wird für die Messdaten der einzelnen Jahre zunächst eine lineare Näherung berechnet, siehe Gleichung (1).

$$Sig_{100\text{Hz}} = k t_{\text{öl}} + d \quad (1)$$

$Sig_{100\text{Hz}}$	Signalanteil der 100 Hz Komponente
k	linearer Faktor in V/K
d	offset-Korrektur der linearen Interpolation

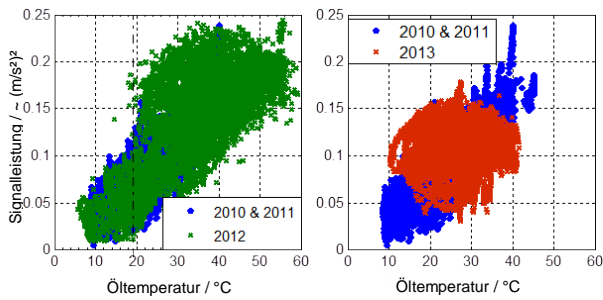


Bild 11 Jährlicher Vergleich der 100 Hz Komponente über der Öltemperatur.

Die mittlere Näherung über alle Jahre wird im Folgenden verwendet. Dies ist zulässig, da sich die lineare Interpolation über die Jahre nicht grundlegend ändert. Durch die höhere Dichte an Datenpunkte zwischen 45–50 °C ist die lineare Näherung unbeeinflusst von den erhöhten Werten von 2012 und 2013. Der gesamte Datensatz wird kompensiert, indem für jeden Messpunkt der Temperatureinfluss auf das 100 Hz Signal gemäß Gleichung (1) abgezogen wird. **Bild 12** zeigt im Vergleich die 100 Hz Signale über der Last mit und ohne Kompensation. Wie in **Bild 12** links ersichtlich, sind die Schwingungen speziell im Jahr 2012 bei 300 A stärker ausgeprägt, was zum Teil auf höhere Betriebstemperaturen während der Sommermonate zurückgeführt werden kann. Mit Kompensation wird der Unterschied zwischen den Jahren teilweise verringert. Trotz Kompensation zeigen die Schwingungen 2012 und 2013 im Teillastbereich von 250–400 A eine Erhöhung der Signalleistung. Im Nennlastbereich sind die unterschiedlichen Jahre wieder untereinander vergleichbar. Das Schwingungsverhalten des Maschinentransformators hat sich im betrachteten Zeitraum Last abhängig verändert. Eine Evaluation der Beobachtung kann bei der Verschrottung des Betriebsmittels erfolgen.

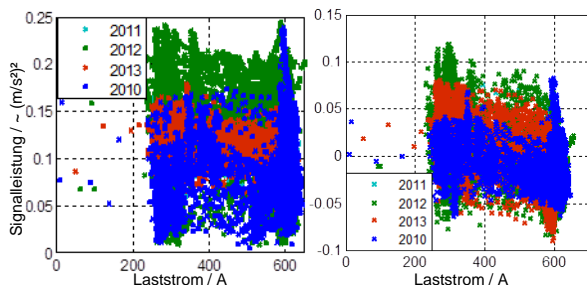


Bild 12 100 Hz Schwingung über der Last; Jahresvergleich zwischen nicht kompensierter Darstellung (links) und kompensierter (rechts).

7 Zusammenfassung & Ausblick

Anhand eines Laboraufbaus kann gezeigt werden, dass sich mechanische Veränderungen des Aktivteils auf das Schwingungsverhalten des Kerns auswirken und diese Änderungen mit der einfach messbaren Kesselschwingung detektiert werden können. Die Kopplung zwischen Kern- und Kesselschwingung hängt vom mechanischen

Koppelpfad ab, der nicht bekannt ist. Genaue Rückschlüsse auf den mechanischen Zustand des Kerns sind daher nicht möglich. Messungen an einem Netzkuppeltransformator zeigen, dass die Stufenschalterstellung keine wesentliche Beeinflussung darstellt. Andere Effekte haben auf das Schwingungsverhalten einen größeren Einfluss. Hier sind zwei Punkte zu nennen. Die Beeinflussung durch die Last und durch die (Öl-)Temperatur des Betriebsmittels, wobei diese selbst wieder von der Last, der Umgebungstemperatur und der Kühlungsart abhängt. Einzelne Transformatoren lassen sich untereinander hinsichtlich ihres mechanischen Schwingungsverhalten aufgrund der genannten Punkte nicht vergleichen. Eine Langzeitmessung an einem 125 MVA Maschinentransformator zeigt jedoch, dass Schwingungsmonitoring von Transformatoren Änderungen über der Zeit aufzeigen kann, wenn zusätzliche Einflussfaktoren berücksichtigt und ggf. kompensiert werden. Die Schwingungsanalyse kann ähnlich wie die Frequency Response Analysis (FRA) angewandt werden, bei der typischerweise der aktuelle Zustand des Betriebsmittels gegen eine Referenzmessung des gleichen Transformator (Footprint) abgeglichen wird. Die Eignung des Verfahrens zur Erkennung unerwünschter Betriebszustände (Harmonische Spannungs- und DC Anteile) empfiehlt sich für weitere Untersuchungen.

8 Literatur

- [1] J. Shengchang, S. Ping, L. Yanming, X. Dake, C. Junling, „The vibration measuring system for monitoring core and winding condition of power transformer,“ in *Proceedings of 2001 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM)*, 2001.
- [2] B. García, J. Burgo, and Á. Alonso, „Transformer Tank Vibration Modeling as a Method of Detecting Winding Deformations Part I: Theoretical Foundation,“ *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 21, No. 1, pp. 157-163, January 2006.
- [3] B. García, J. Burgo, and Á. Alonso, „Transformer Tank Vibration Modeling as a Method of Detecting Winding Deformations-Part II: Experimental Verification,“ in *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 21 Issue 1, IEEE, January 2006, pp. 164 - 169 .
- [4] International Electrotechnical Commission, IEC, „IEC 60076-10 Power Transformers- Part10: Determination of sound levels,“ 2001.
- [5] International Electrotechnical Commission, IEC, „IEC 60076-10-1 Determination of Sound Levels Application Guide,“ IEC, 2005-10.
- [6] R. Henshell, P. Bennett, H. McCallion, M. Milner, „Natural Frequencies and Mode Shapes of Vibration of Transformer Cores Electrical Engineers,“ in *Proceedings of the Institution of*, 1965.

- [7] R. Küchler, Die Transformatoren, 2. Auflage, Heidelberg: Springer Verlag, 1966.
- [8] M. Beltle, M. Siegel, M. Gnädig, S. Tenbohlen, U. Sundermann, F. Schatzl, „Beeinflussung von Leistungstransformatoren in Hybridnetzen,“ in *Internationaler VDE- ETG Kongress*, Berlin, 2013.