

Mehrstellen-Teilentladungs-Messung und UHF-Messmethode zur Vor-Ort-TE Diagnose von Leistungstransformatoren

On-site PD diagnostic of power transformers with multi-terminal IEC PD measurement and UHF measurement method

Dipl.-Ing. Anne Pfeffer, Dipl.-Ing. Sebastian Coenen, Prof. Dr.-Ing. Stefan Tenbohlen, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik, Universität Stuttgart, Deutschland, anne.pfeffer@ieh.uni-stuttgart.de

Kurzfassung

Die Zuverlässigkeit elektrischer Energienetze hängt von der Qualität und der Verfügbarkeit elektrischer Betriebsmittel ab, wie z. B. Transformatoren. Lokale Fehler innerhalb der Isolationen können zu elektrischen Durchschlägen führen, die hohe Ausfallkosten und Sanktion nach sich ziehen können. Um diese zerstörenden Ereignisse zu verhindern, werden Transformatoren vor der Inbetriebnahme und zur Wartung auf Teilentladungsaktivitäten getestet.

Die Vor-Ort durchgeführten elektrischen Mehrstellen-Teilentladungsmessungen nach IEC 60270 an Leistungstransformatoren werden hier vorgestellt und die Visualisierung im STAR Diagramm näher erläutert. Zusätzlich zur elektrischen Messung liegt ein Augenmerk auf der elektromagnetischen Methode, auch bekannt als UHF-Methode. Die UHF-Methode mit einer Bandbreite von 300 MHz bis 3 GHz basiert auf der Tatsache, dass die Teilentladung in Öl schnelle elektrische Prozesse sind und elektromagnetische Wellen abstrahlen, die mithilfe eines UHF-Sensors im Inneren des Transformatorbuchs gemessen werden können. Um die beiden unterschiedlichen Messverfahren unter realen Bedingungen zu vergleichen, wurden off-line Messungen an zwei verschiedenen Transformatoren durchgeführt. Dabei werden UHF- und Mehrstellen-TE-Messungen gleichzeitig durchgeführt.

Abstract

The reliability of electrical energy networks depends on the quality and availability of electrical equipment like power transformers. Local failures inside their insulation may lead to catastrophic breakdowns and can cause high outage and penalty costs. To prevent these fatal events power transformers are tested on partial discharge (PD) activity before commissioning and currently also during service. This paper introduces the multi-terminal electric PD measurement set-up of on-site transformer measurements and shows the visualization with a star diagram. In contrast the UHF-Method with a bandwidth till the ultrahigh frequency range is based on the fact, that PD failures inside oil filled transformer emit electromagnetic waves measurable with oil valve sensors inside the transformer tank. To compare both measurement methods under real conditions offline on-site measurements on two different power transformers were made simultaneously.

1 Einleitung

Die Zuverlässigkeit elektrischer Energienetze hängt von der Qualität und der Verfügbarkeit elektrischer Betriebsmittel ab, wie z. B. Transformatoren. Defekte in der Isolation können Teilentladungen (TE) hervorrufen, die das Isoliermaterial beschädigen und zu einem elektrischen Durchschlag führen können. Deshalb ist eine frühe Detektion von Teilentladungen wichtig. TE Messungen können Information über den Zustand des Transformators geben und einen Rückschluss auf die Lebensdauer des Betriebsmittels ermöglichen.

Der TE Messkreis nach IEC 60270 [1] wird in Hochspannungslaboren verwendet und ein phasen aufgelöstes Muster (PRPD Pattern) der elektrischen Messungen kann verwendet werden, um Fehlertyp und Ort der TE zu identifizieren.

Wegen der Kopplung aller drei Phasen eines Transformators können TE-Impulse auf einer Phase auf den beiden anderen Phasen als Spannungssignal gemessen werden.

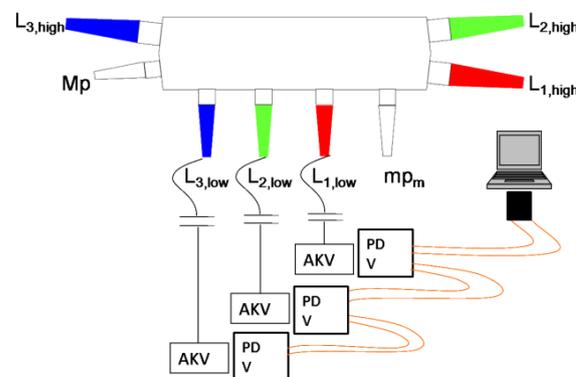


Bild 1: Mehrstellen-TE Messung für Vor-Ort Messungen

Diese TE-Überkopplungen erschweren die Identifikation eines TE-Fehlers. Die Mehrstellen-TE-Messung, siehe **Bild 1**, schafft eine gute Möglichkeit, um externe Störungen im PRPD Muster zu entfernen und um zusätzlich zwischen mehreren TE-Fehlern zu unterscheiden [2]. Die Ergebnisse der Mehrstellen-TE Messung werden dazu in einem STAR Diagramm dargestellt.

Die UHF TE-Messtechnik (UHF: Ultra High Frequency) beruht auf der Tatsache, dass TE in Öl sehr schnelle elektrische Prozesse sind, die elektromagnetische Wellen bis in den ultrahohen Frequenzbereich (UHF: 300 – 3000 MHz) hervorrufen. Aufgrund der geringen Dämpfung innerhalb des Transformatorbessels [3] können die elektromagnetischen Wellen mit UHF Sensoren, **Bild 2**, empfindlich detektiert werden. Der UHF Sensor kann während des Betriebes am Ölflansch angebracht werden. Äußere elektromagnetische Wellen werden durch den Kessel geschirmt, was eine klare Aussage über die TE-Aktivität des Testobjekts ermöglicht.



Bild 2: UHF Sensor für Standard Ölflansche

Die im Beitrag vorgestellten Vor-Ort Messungen von Leistungstransformatoren wurden off-line durchgeführt und ein externer TE-freier Maschinensatz (110 kVA) wurde verwendet, um den Einfluss externer Störer zu minimieren [4]. Die elektrische und die UHF Messung ergänzen sich und beide Messmethoden haben ihre Vorteile. Nur TE-Quellen, die mit beiden Messmethoden detektiert werden konnten, können klar als Fehler innerhalb des Transformators klassifiziert werden.

2 Messmethoden

Die UHF und die Mehrstellen-TE Messung basieren auf unterschiedlichen physikalischen Prinzipien. Der Frequenzbereich für die elektrische TE Messung am Transformator liegt üblicherweise unter 2 MHz im Gegensatz zur UHF-Methode bis 3 GHz. Folglich stehen die beiden Messtechniken gegensätzlich zueinander. Jedoch wird die Aussagekraft der TE-Diagnose erhöht, wenn ein TE-Fehler mit beiden Messmethoden detektiert werden kann.

2.1 Mehrstellen-Teilentladungsmessung

Die Mehrstellen-TE Messung basiert auf dem IEC 60270 Messkreis. Für die TE-Messung an Transformatoren wird ein drei-phasiges Messsystem verwendet. **Bild 1** zeigt den Messaufbau bestehend aus drei Koppelkapazitäten (1200 pF), drei Ankoppelvierpolen und drei Messgeräten.

Bei den durchgeführten Vor-Ort Messungen war die Interpretation der einzelnen TE-Fehler in den PRPD Mustern nicht möglich, da mehrere TE-Quellen und externe Störer auftraten. Mit Hilfe der mehrstelligen TE-Messung und der Visualisierung mit dem STAR Diagramm konnten einzelne TE-Quellen selektiert werden und externe Störer herausgefiltert werden. Somit konnte jede TE-Quelle von den anderen separiert werden, was eine Mustererkennung ermöglicht.

Die Mehrstellen-Messung wird in einem STAR Diagramm [2] dargestellt. Das STAR Diagramm ist ein zweidimensionaler Graph mit einer Phasenverschiebung von jeweils 120° der drei gemessenen Phasen. **Bild 3** (rechts) zeigt die Impulse eines TE-Fehlers in allen drei Phasen. In diesem Beispiel befindet sich die TE-Quelle in Phase L_1 und die Impulse in den Phasen L_2 und L_3 entstehen durch Überkopplungen. Die Vektoraddition dieser Signalamplituden der drei Phasen (Wert in pC) bildet einen Punkt im Diagramm. Bei diesem Beispiel liegt der Punkt nahe der Achse L_1 , was den Ort der TE-Quelle an Phase L_1 bestätigt.

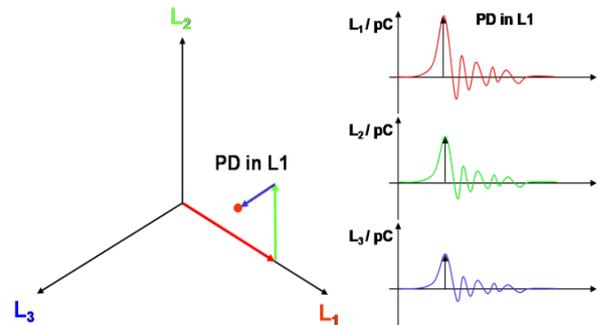


Bild 3: STAR Diagramm – Vektoraddition der TE-Signale einer drei-phasigen Messung

2.2 UHF Messmethode

TE in Öl sind sehr schnelle elektrische Vorgänge und strahlen elektromagnetische Wellen bis in den ultrahohen Frequenzbereich ab. Die elektromagnetischen Wellen sind prinzipiell wie in **Bild 4** beschrieben detektierbar. Der UHF Sensor kann in den Transformatorbessels über den Ölflansch auch während des Betriebes angebracht werden, weil der Sensor keinen galvanischen Kontakt mit dem Hochspannungskreis schließt.

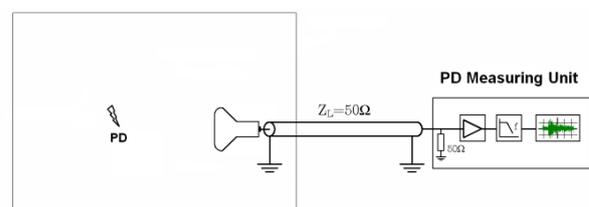


Bild 4: UHF TE Messung an Transformatoren

Im Gegensatz zur elektrischen Messung ist nach den neuesten Forschungsergebnissen [3, 5] keine Kalibrierung der UHF Messmethode möglich. Folglich hat die Methode keinen definierten TE-Pegel in pC. Jedoch können sehr empfindliche Messungen selbst in Umgebungen großer

Rauschpegel durchgeführt werden, da der Transformator-kessel als schirmender Faradayscher Käfig wirkt. Bei der Frequenzanalyse zeigt sich der Unterschied zwischen niederfrequenten Störern und hochfrequenten UHF Signalen, die auf innere TE-Fehler schließen lassen. Die Ergebnisse der UHF Messung können auch als UHF PRPD Pattern dargestellt werden. Wegen dem geringen Installationsaufwand kann die UHF TE-Messung die IEC Messung unterstützen oder mit Hilfe akustischer Sensoren zur geometrischen Lokalisierung der TE-Quelle verwendet werden.

3 Vor-Ort Messungen

Um die Mehrstellen-TE Messung mit der UHF Messtechnik unter realen Bedingungen zu vergleichen, wurden an zwei verschiedenen Leistungstransformatoren Vor-Ort Messungen durchgeführt. Die UHF und die IEC TE Messung wurden simultan durchgeführt, um einen Vergleich der Ergebnisse vornehmen zu können. Die UHF Messungen wurden mit dem UHF Sensor der Firma LDIC [6] und die Mehrstellen-TE Messungen zum einen mit dem PD Smart der Firma LDIC [6] und zusätzlich mit dem mpd540 [7] der Firma Omicron durchgeführt.

3.1 Netzkuppeltransformator 210 MVA

Die erste Messung erfolgte an einem 110/220 kV, 210 MVA Netzkuppeltransformator, siehe **Bild 5**. Die Vor-Ort Messungen wurde offline durchgeführt und ein TE freier externer Maschinensatz (110 kVA) wurde verwendet, um den Netzkuppler über die Tertiärwicklung auf Nennspannung zu erregen.



Bild 5: 210 MVA Netzkuppeltransformator

Der Vorteil von offline Vor-Ort Messung ist ein geringerer Störpegel aufgrund der Trennung vom Netz. Zusätzlich kann die Prüfspannung variiert werden, um z.B. die Einsatzspannung der TE zu ermitteln. Durch die Erregung über die Tertiärwicklung konnten mehrere Experimente und Tests durchgeführt.

3.1.1 Mehrstellen-TE Messung

Der elektrischen Messung geht eine Kalibrierung des Messaufbaus voraus [1]. Hierfür wird ein Kalibrator verwendet, der separat eine definierte Impulsladung an

allen drei Phasen einspeist, womit der TE-Pegel in pC festgelegt wird.

Die Ergebnisse der Vor-Ort Messung zeigt eine TE-Aktivität bei Nennspannung des Transformators. Die Messung wurde bei der 110 kV und 220 kV Ebene durchgeführt. Exemplarisch wird das Ergebnis der 110 kV Seite gezeigt.

Bild 6 zeigt eine innere TE auf Phase $L_{2,110}$ des Transformators. Für die Phasen $L_{3,110}$ und $L_{1,110}$ konnten keine TE-Quellen detektiert werden und Überkopplungen der TE der Phase $L_{2,110}$ war bei den PRPD Pattern nicht zu sehen.

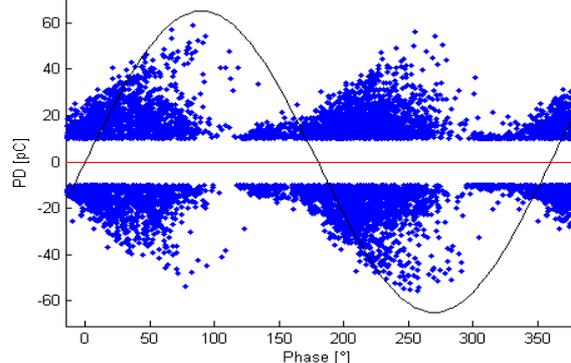


Bild 6: TE Aktivität des 210 MVA Netzkuppeltransformators an Phase $L_{2,110}$

Um einen der Unterschiede zwischen der UHF und der elektrischen Messung zu zeigen, wurde ein Kupferdraht an den Leiter der Phase $L_{3,110}$ angebracht, siehe **Bild 7**, um eine Korona-Entladung zu simulieren.

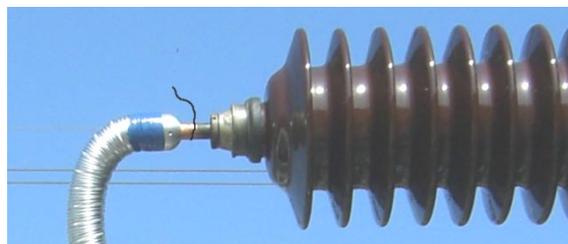


Bild 7: Kupferdraht an Phase $L_{3,110}$ zwischen Durchführung und Adapterkontakt zur Koppelkapazität

Während die Korona-Entladungen des angebrachten Kupferdrahtes mit der UHF Messtechnik nicht gemessen werden konnte, siehe **Bild 11** und **Bild 12**, zeigte die IEC TE-Messung ein für Korona typisches PRPD Muster, was die Messergebnisse verfälschen würde.

Das STAR Diagramm in **Bild 8** bestätigt das Ergebnis der gemessenen TE-Quellen. Das eine Cluster liegt bei Phase $L_{2,110}$ (Rechteck), die TE im Inneren des Transformators, und die Korona-Entladung an Phase $L_{3,110}$ (Ellipse).

Das Muster der Phase $L_{2,110}$ nach der Rücktransformation des STAR Diagramms unterscheidet sich nicht vom Pattern aus **Bild 6**, weil der TE Pegel der Überkopplung der Phasen $L_{3,110}$ und $L_{1,110}$ gleich oder kleiner als der Rauschpegel liegen und somit nicht sichtbar im PRPD Muster sind.

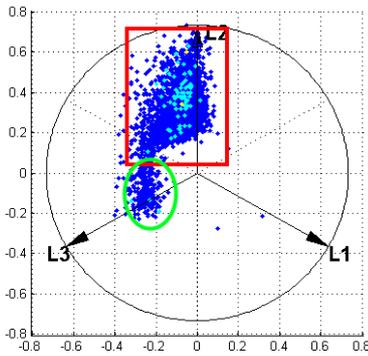


Bild 8: STAR Diagramm der TE-Aktivität des 210 MVA Netzkuppeltransformators (das Rechteck zeigt die innere TE und die Ellipse die Korona-Entladung des Drahtes)

In **Bild 9** ist das PRPD Muster der Korona-Entladung nach der Rücktransformation zu sehen.

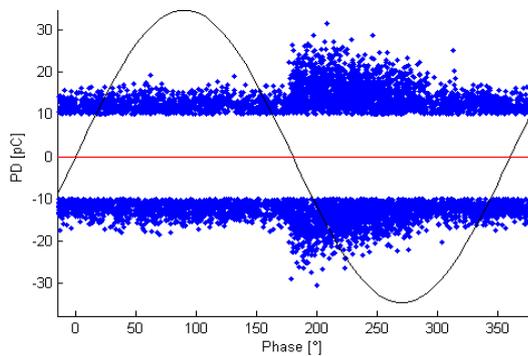


Bild 9: Korona-Entladung der Phase $L_{3,110}$ nach der Rücktransformation der Ellipse im STAR Diagramm

3.1.2. UHF TE Messung

Aufgrund der nicht möglichen Kalibrierung der UHF Messung mit einem definierten Pegel in pC wird der sogenannte Performance Check durchgeführt [5]. Hierfür werden künstliche UHF Impulse eingespeist, um den Messaufbau der UHF TE-Messung auf Empfindlichkeit und Funktionalität zu testen.

Bei Nennspannung traten TE-Defekte im Inneren des Transformators auf, die UHF Signale abstrahlten. **Bild 10** zeigt exemplarisch ein Zeitsignal und das berechnete Frequenzspektrum (FFT). Das Signal, mit einem Signal zu Rauschabstand von 5:1, wurde ohne Verstärkung mit einem Oszilloskop mit einer analogen Bandbreite von 3 GHz aufgenommen.

Dieses Signal weist Frequenzen bis zu 1 GHz auf, was auf einen Breitbandemitter wie eine innere TE in Öl schließen lässt.

Äußere Störer sind schmalbandig, z.B. 500 MHz für digitale oder 900 MHz für die weltweiten Mobilfunksysteme. Desweiteren wurden PRPD Muster des Signals aufgenommen, was auf innere TE hinweist. Ähnlich zur IEC TE-Messung sind typische TE Muster nach der Theorie zu erkennen, siehe **Bild 11**.

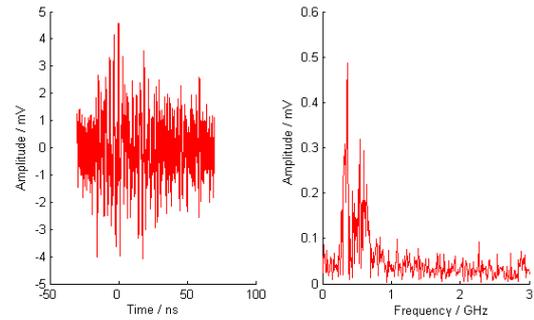


Bild 10: UHF Signal bei Nennspannung

Bild 11 zeigt ein PRPD Muster und die Mittenfrequenz von 510 MHz von UHF Signalen, schmalbandig verstärkt mit 30 dB. Die TE-Ereignisse sind phasenstabil und die Messung wurde mit der Phase $L_{2,110}$ des externen Maschinensatz synchronisiert. Alle gemessenen UHF Signale wurden mit einer Zeitdauer von 3 Minuten aufgenommen.

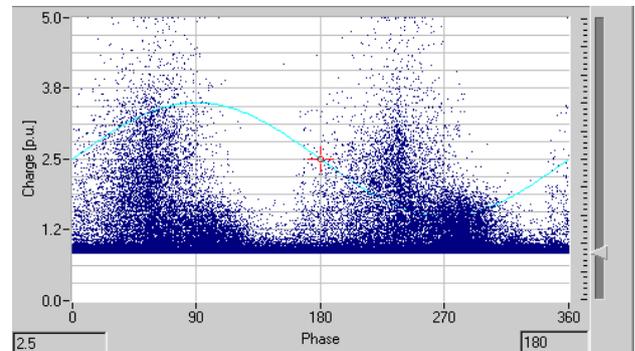


Bild 11: PRPD UHF – synchronisiert mit L_2 – 3 min

Um die Unempfindlichkeit der Messmethode gegenüber externer Störer zu zeigen, wurde ein Kupferdraht an den Leiter der Durchführung der Phase $L_{3,110}$ befestigt. Dieser Draht stellt eine äußere TE-Quelle (Korona) dar, siehe **Bild 7**.

Bei der gleichen Spannung sind keine signifikanten Veränderungen in **Bild 12** erkennbar. Folglich schirmt die Kesselwand und die Durchführung den UHF Sensor vor der Korona ab.

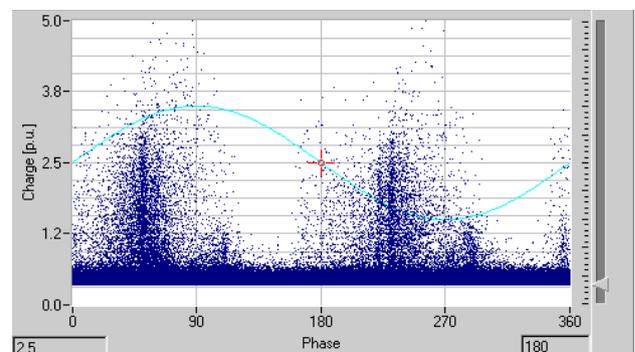


Bild 12: PRPD UHF – unbeeinflusst durch Korona an Phase 3

3.2 Maschinentransformator 120 MVA

Die zweite Messung wurde an 110/10 kV, 120 MVA Maschinentransformator durchgeführt, siehe **Bild 13**. Auch hier wurde die Vor-Ort Messung offline durchgeführt und mit einem externen TE-freien Maschinensatz (110 kVA) an der 10 kV Seite des Transformators erregt, um den Einfluss externer Störer zu minimieren.

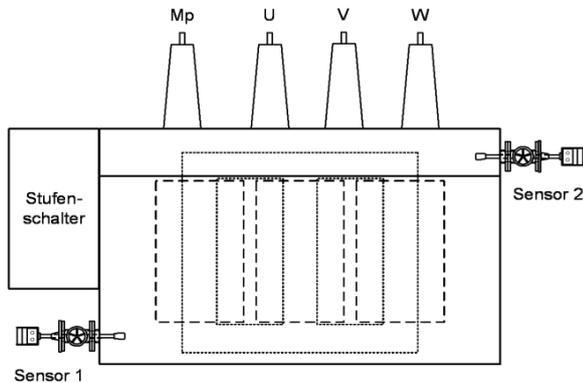


Bild 13: Maschinentransformator 120 MVA

3.2.1 Mehrstellen-TE Messung

Zur Kalibrierung wurde auch hier bei den einzelnen Phasen des Messaufbaus ein Impuls definierter scheinbarer Ladung eingespeist.

Das STAR Diagramm der IEC TE Messung zeigt vier unterschiedliche TE-Quellen, siehe **Bild 14**. Ein Fehler konnte in Phase L₂, ein weiterer in Phase L₃ und zwei bei Phase L₁ detektiert werden.

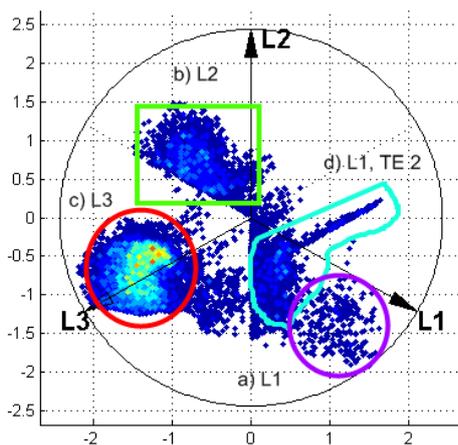


Bild 14: STAR Diagramm des Maschinentransformators der Phasen L₁, L₂ und L₃ mit vier Clustern

Die Rücktransformation jedes Cluster bestätigt das Ergebnis der vier TE-Quellen. In **Bild 15** sind die vier PRPD Muster der jeweiligen Cluster zu sehen, die zwei Fehler der Phase L₁ (a, d), L₂ (b) and L₃ (c). Das Muster bei Phase L₂ könnte auf einen Luftfeinschluss in Öl deuten. Die TE Quelle bei L₁ mit dem Maximalwert von 1000 pC war der höchste gemessene Pegel. Diese TE

Aktivität erschien erst nach ein paar Minuten laufendem Betriebes bei Nennspannung und konnte nur einige Minuten gemessen werden. Dieser Effekt wiederholte sich auch bei weiteren Messungen an diesem Transformator. Die TE-Quelle der Phase L₃ war das erste messbare Signal und trat schon bei 40 kV auf. Der Pegel der TE erhöhte sich bei steigendem Spannungspegel.

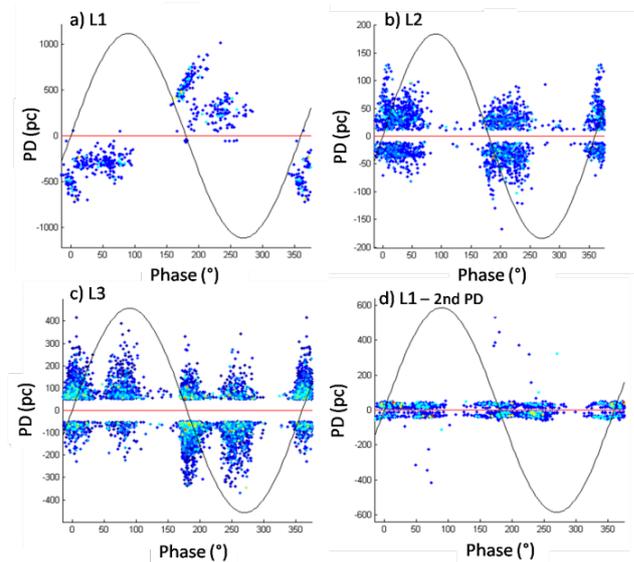


Bild 15: PRPD pattern of the unit generator transformer after retransformation of the cluster L₁, L₂, L₃ and L₁-PD₂ in the STAR-diagram.

3.2.2 UHF TE Messung

Der Maschinentransformator besitzt zwei Ölflansche, siehe **Bild 13** und **Bild 16**. Der erste Flansch sitzt unterhalb des Stufenschalters auf der Höhe des unteren Kernjochs. Der zweite Flansch befindet sich auf der gegenüberliegenden Seite unterhalb des Ölausdehnungsgefäßes des Transformators.



Bild 16: Installierte UHF Sensoren

Die erste Messung, ein sogenannter Zweiter-Performance Check [5], beweist die Empfindlichkeit des Messsystems. Dabei werden breitbandige Signale eines Signalgenerators über den oberen Sensor in den Transformator eingespeist und mit dem zweiten Sensor gemessen. **Bild 17** zeigt das gemessene Zeitsignal am Sensor 2 und die FFT. Diese Messung wurde ohne Hochspannung durchgeführt. Aus Bild 17 ist ersichtlich, dass das breitbandige Signal (rechts, Frequenzanteile bis 1 GHz) durch den

Transformator und dessen Aktivteil wandert. Ebenfalls ist der ausreichend hohe Signal-Rausch-Abstand im Zeitsignal (links) zu erkennen. Die Sensoren sind somit korrekt installiert und werden mit dem Messsystem verbunden. Eine empfindliche Messung ist möglich.

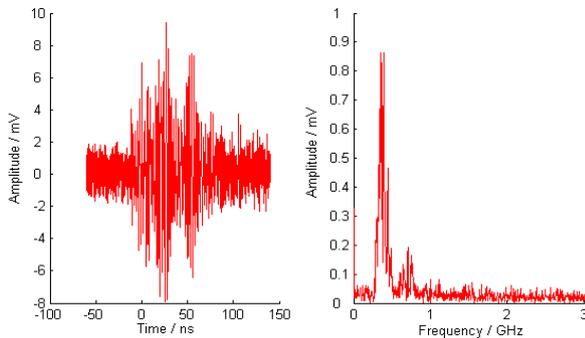


Bild 17: Zwei-Tor Performance Check

Während der Messung konnten an beiden Sensoren UHF Signale empfangen werden. Die Lokalisierung der TE Quelle könnte mithilfe der Laufzeitunterschiede mit zusätzlichen Signalanalysen erfolgen [8].

Die messbaren UHF TE Aktivitäten wurden mit der Phase L_3 der Prüfwechselspannung synchronisiert und für eine Dauer von 3 Minuten gespeichert, siehe **Bild 18**.

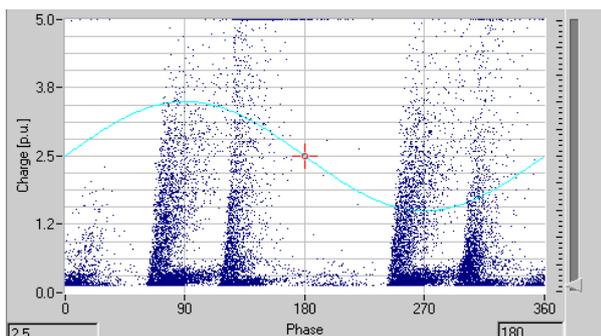


Bild 18: PRPD Muster der UHF Messung des 120 MVA Maschinentransformators – 3 min

Das Ergebnis zeigt ein typisches Muster, das auf eine interne TE hinweist. Der Vergleich der UHF Ergebnisse und der gemessenen elektrischen Daten weist vergleichbare Muster auf, siehe Bild 15 c).

4 Diskussion

Beide Messtechniken haben ihre Vorteile und Nachteile. Die konventionelle Methode ermöglicht eine Kalibrierung der TE Messung bezüglich der scheinbaren Ladung. Im Gegensatz dazu zeigt ein UHF Muster nur die TE Aktivität innerhalb eines Transformators, da kein Einfluss von externen Störern messbar ist. Die elektrische TE Messung eines Transformators weist bei Vor-Ort Messungen einige Nachteile auf, da der Rauschpegel bei online Messungen erhöht ist. Die UHF Methode hingegen kann zum derzeitigen Stand der Wissenschaft nicht kalibriert werden. Die zeitgleiche Verwendung beider

Messmethoden kompensiert die Nachteile der jeweils anderen Messtechnik. Das Ergebnis der Vor-Ort Messung und die Analyse der gemessenen Daten bestätigen die Vorteile des gemeinsamen Einsatzes der beiden Methoden. Zudem können die UHF Signale für eine Ortung der TE verwendet werden, indem man zusätzlich akustische Sensoren anbringt [9].

Die Messungen beider Messsysteme zeigten TE Aktivitäten im Inneren der Transformatoren und die UHF PRPD Mustern wiesen Ähnlichkeiten zu den IEC Mustern auf.

Die mehrstellige TE Messung wird mithilfe des STAR Diagramms dargestellt, um zwischen externen Störern und verschiedenen internen TE Quellen zu differenzieren. Verschiedene TE Quellen in unterschiedlichen Phasen konnten gemessen werden und die UHF Messung bestätigt mehrere TE Quellen innerhalb des Maschinentransformators.

Bei der UHF TE Messmethode wurde gezeigt, dass externe Störer keinen Einfluss auf das Messsystem haben. Die mehrstellige IEC Messung erweist sich als vorteilhaft für eine Mustererkennung.

5 Literatur

- [1] IEC 60270 High voltage test techniques – Partial discharge measurement
- [2] K. Rethmeier, M. Krüger, A. Kraetge, R. Plath, W. Koltunowicz, “Experiences in On-site Partial Discharge Measurements and Prospects for PD Monitoring”, 2008 International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, Beijing, China, 2008
- [3] S. Coenen, S. Tenbohlen, S.M. Markalous, T. Strehl “Sensitivity of UHF PD Measurements in Power Transformers”, IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, No. 6, pp. 1553-1558
- [4] Th. Aschwanden, M. Hässig, V. Der Houhanessian, W. Zaengl, J. Fuhr, P. Lorin, A. Schenk, P. Zweiacker, A. Piras, J. Dutoit, “Development and Application of New Condition Assessment Methods for Power Transformers”, CIGRE Session 1998, Paris, Paper 12-207
- [5] S. Coenen, S. Tenbohlen, S. M. Markalous, T. Strehl: “Performance Check and Sensitivity Verification for UHF PD Measurements on Power Transformers”, Proceedings 15th ISH, Paper-No: T7-100, Ljubljana, Slovenia, 2007
- [6] www.ldic.de
- [7] www.omicon.at
- [8] S. Coenen, S. Tenbohlen, S.M. Markalous, T. Strehl “Sensitivity Limits of UHF PD measurements on power transformers”, Proceedings 17th ISH, Cape Town, South Africa, 2009
- [9] S. M. Markalous, S. Tenbohlen, K. Feser: “Detection and Location of Partial Discharges in Power Transformers using acoustic and electromagnetic signals”, IEEE Trans. on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 15, No. 6, pp. 1576-1583