

Monitoring von Teilentladungen in Leistungstransformatoren

Martin Siegel

Universität Stuttgart
martin.siegel@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

Stefan Kornhuber

Doble Lemke GmbH
kornhuber@doble-lemke.eu
Germany

Michael Beltle

Universität Stuttgart
michael.beltle@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

Andreas Müller

Universität Stuttgart
andreas.mueller@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

Stefan Tenbohlen

Universität Stuttgart
stefan.tenbohlen@ieh.uni-stuttgart.de
Germany

KURZFASSUNG

Teilentladungen in Leistungstransformatoren führen zu einer langsam fortschreitenden Schädigung des Isolationssystems und können in letzter Konsequenz zu einem Totalausfall des Transformators führen. Um dies zu verhindern kann die Teilentladungsaktivität bei Leistungstransformatoren dauerhaft überwacht werden und gegebenenfalls eine Wartung bzw. Instandsetzung durchgeführt werden. Dafür werden entsprechende Sensoren benötigt, die Teilentladungen in Leistungstransformatoren zuverlässig im Betrieb detektieren können. Die Messung im ultrahohen Frequenzbereich (UHF) hat sich in den letzten Jahren immer mehr als zuverlässige Methode zur Teilentladungsdiagnose etabliert und scheint für das Online Monitoring geeignet. In diesem Beitrag wird deshalb ein neuer UHF Sensor vorgestellt, der bereits beim Bau eines Transformators installiert werden kann und speziell für den dauerhaften Betrieb in einem Online Monitoring System ausgelegt ist. Praktische Erfahrungen mit UHF Online Monitoring von Teilentladungen werden anhand eines Fallbeispiels ebenfalls präsentiert. Dieses zeigt, dass Teilentladungen nicht nur ein spannungsabhängiges Phänomen sein können, sondern sich während des Betriebs im zeitlichen Verlauf sehr stark sowohl in der Amplitude, der Phasenlage als auch in der Auftrittshäufigkeit verändern können.

1 EINLEITUNG

Eine liberale Energiepolitik, welche die Privatisierung bei Energieversorgern vorangetrieben hat und ein weltweit zunehmender Energiebedarf haben den Preisdruck auf dem Energiemarkt wesentlich erhöht. Dies hat unter anderem dazu geführt, dass oftmals von einer zeitbasierten Wartung zu einer zustandsbasierten Wartung der Betriebsmittel übergegangen wird. Voraussetzung hierfür ist allerdings, den aktuellen Zustand des Betriebsmittels möglichst genau zu kennen. Durch moderne Diagnoseverfahren und durch die permanente Überwachung mittels Online Monitoring Systemen können die Zuverlässigkeit und die Betriebsdauer deutlich erhöht, ungeplante Ausfälle vermieden und somit die Betriebskosten gesenkt werden.

Bei Leistungstransformatoren können unter anderem Probleme, die durch Fehlstellen in der Isolation entstehen, frühzeitig erkannt und gegebenenfalls behoben werden. An solchen Fehlstellen in der Isolation entstehen Teilentladungen (TE), welche konventionell über eine elektrische Messung nach IEC 60270 [1] detektiert werden können. Eine weitere Methode zur Erkennung von TE ist die Messung von elektromagnetischen Wellen, die durch TE im ultrahochfrequenten Bereich (UHF: 300 MHz – 3 GHz) abgestrahlt werden. Diese UHF Signale werden im Innern des Transformators mit Sensoren empfangen und durch ein Messsystem aufgezeichnet und anschließend ausgewertet. Bisher wurden UHF Sensoren zu einer Messung vor Ort durch Ölablasschieber in das Innere des Leistungstransformators eingebracht. In diesem Beitrag wird ein neuer UHF Sensortyp vorgestellt, der direkt in der Kesselwand des Transformators verbaut werden kann und somit für den Betrieb während der gesamten Lebensdauer eines Transformators in einem Online Monitoring System geeignet ist. Außerdem werden in einer Fallstudie UHF Monitoring Daten von einer Online Überwachung eines Leistungstransformators gezeigt und der weitere Forschungsbedarf auf diesem Gebiet beschrieben.

2 ENTSTEHUNG VON TEILENTLADUNGEN

Eine Teilentladung (TE) ist nach IEC 60270 definiert als örtlich beschränkte elektrische Entladung, welche die Isolierung zwischen Leitern nur teilweise überbrückt und welche angrenzend an einem Leiter auftreten kann, aber nicht muss [1].

Teilentladungen entstehen im Allgemeinen durch lokale Feldstärkeüberhöhungen oder lokale Minderung der elektrischen Festigkeit des Isoliermediums. Dies kann in einem Leistungstransformator typischerweise durch einen Gaseinschluss, entlang einer Grenzschicht zwischen Isolierstoffen (Gleitentladung), bei nicht hinreichend abgesteuerten elektrischen Feldern oder an gealterten Isolierschichten auftreten. Dieses Phänomen kann mithilfe eines Ersatzschaltbildes am Beispiel einer Luftblase in Öl gezeigt werden, siehe Abbildung 1. Der graue Bereich stellt den gesunden Teil des Isoliermediums Öl und der weiße Teil den Lufteinschluss dar. Im Ersatzschaltbild wird die Fehlstelle durch die Kapazität C_1 und die Funkenstrecke FS abgebildet. Der gesunde Teil der Isolation wird durch die Kapazitäten C_2 und C_3 repräsentiert. Die an der Fehlstelle anliegende Spannung $u_1(t)$ berechnet sich durch einem Spannungsteiler zwischen der in Serie zur Luftblase befindlichen Kapazität C_2 und der Fehlstellenkapazität C_1 aus der anliegenden Spannung $u(t)$. Aufgrund der wesentlich niedrigeren relativen Permittivität von Luft mit $\epsilon_r = 1$ im Vergleich zu Öl mit $\epsilon_r = 2,2$ findet eine Verdrängung des elektrischen Feldes aus dem Öl in die Luftblase statt. Hinzu kommt, dass die Durchschlagfestigkeit von Luft deutlich niedriger ist als die Durchschlagfestigkeit von Öl. Diese beiden Tatsachen führen dazu, dass in der Luftblase Entladungen stattfinden, sobald $u_1(t)$ die Zündspannung U_z dieser TE erreicht.

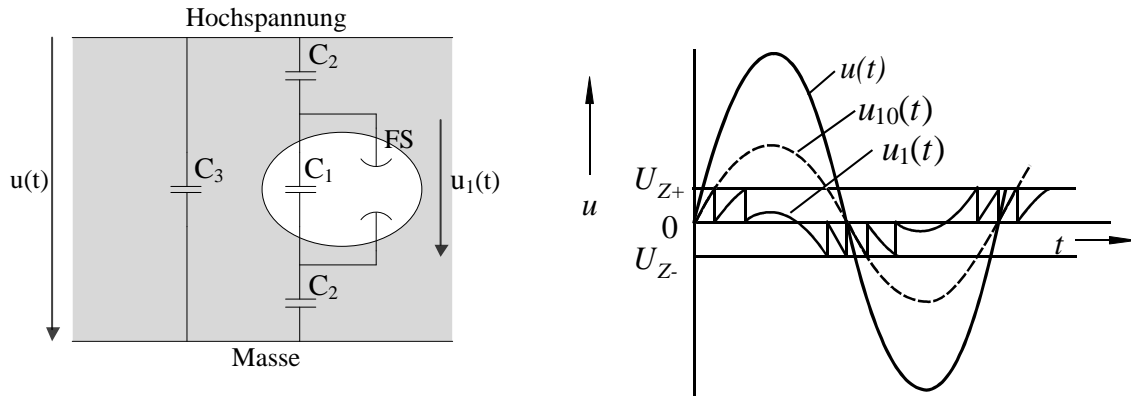


Abbildung 1 Links: Ersatzschaltbild einer TE, bestehend aus Kapazität C_1 und Funkenstrecke FS
 Rechts: Angelegte Spannung $u(t)$ und resultierende Spannung an der Fehlstelle $u_1(t)$ [2]

TE werden oft durch chemische Reaktionen und die Abstrahlung von Wärme, Licht, Schall und elektromagnetischen Wellen begleitet. Die TE und ihre Begleitprozesse können zur weiteren Schädigung des Isolationssystems und in letzter Konsequenz zu einem vollständigen Durchschlag der Isolation und somit zu einem Ausfall des Betriebsmittels führen. Um dies zu verhindern, können Online Monitoring Systeme eingesetzt werden, deren Ziel es ist einen drohenden Ausfall frühzeitig zu erkennen und den Betreiber zu warnen, damit eine Wartung am Betriebsmittel vorgenommen werden kann oder frühzeitig der Ersatz des Betriebsmittels projektiert werden kann.

3 UHF METHODE

Eine der Begleiterscheinungen von TE, die Aussendung elektromagnetischer Signale, wird als Basis für eine häufig angewandte moderne TE Messmethode verwendet. Diese sogenannte ultrahochfrequente (UHF: 300 MHz – 3 GHz) Messung hat prinzipbedingt gegenüber der konventionellen TE Messung nach IEC 60270 den entscheidenden Vorteil, dass mit einem in den Transformator-kessel eingebrachten UHF Sensor durch die Faraday'sche Schirmwirkung des Kessels nur UHF Signale von TE detektiert werden, die aus dem Inneren des Transformators stammen. Somit ist die UHF Messung selektiv für den zu überwachenden Transformator und führt zu weniger Störungen in einem Online Monitoring System, die beispielsweise durch TE benachbarter Betriebsmittel oder durch Korona auf Sammelschienen und Freileitungen hervorgerufen werden könnten. Abbildung 2 zeigt die Skizze eines Transformators mit einer elektromagnetisch abstrahlenden TE und einem installierten UHF Sensor.

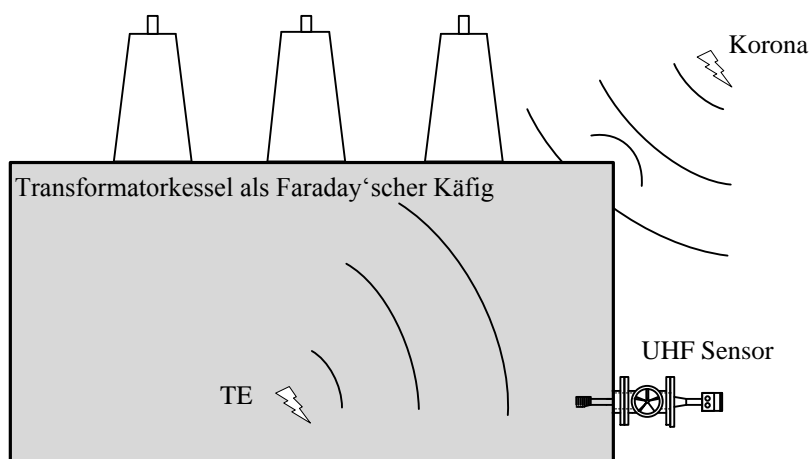


Abbildung 2 Transformator-kessel mit UHF Sensor eingeführt durch einen Flachkeilschieber

3.1 UHF Drain Valve Sensor

Die wichtigste Komponente für die TE Messung im UHF Bereich ist ein geeigneter Sensor, der in den Kessel von Leistungstransformatoren eingeführt werden kann. Auf Basis langjähriger Erfahrungen mit UHF Messungen im Labor sowie im Feld wurde ein UHF Sensor für Leistungstransformatoren entwickelt, der bereits mehrere Jahre weltweit durch Energieversorger und Transformatorhersteller zur TE Diagnose eingesetzt wird [3]. In Abbildung 3 ist der UHF Drain Valve Sensor in der Ausführung für einen standardisierten DN80 Flansch zu sehen. Der Sensor hat einen Messanschluss, den UHF Ausgang und einen Test Eingang um die Funktion des Sensors und des Messinstrumentes zu prüfen. Bei einem Funktionstest, dem sogenannten Performance Check, wird ein künstlicher Impuls am Test Eingang eingespeist. Dieser Impuls wird über einen in den Antennenkopf integrierten Monopol abgestrahlt und durch die UHF Antenne gemessen [4]. Dies stellt eine einfache Möglichkeit dar, den Messaufbau bestehend aus UHF Sensor, Messkabel und Messgerät zu prüfen.



Abbildung 3 UHF Sensor für die Installation an Leistungstransformatoren durch einen Standard Flachkeilschieber DN80 [5]

Dieser UHF Drain Valve Sensor wird für eine UHF TE Messung vor Ort durch einen standardisierten Flachkeilschieber in den Ölraum eines Leistungstransformators eingebracht. Es kann vorkommen, dass diese zur Ölbefüllung und zum Ölablassen verwendeten Flachkeilschieber im Transformatorinneren in Steigrohre führen oder umbaut sind. Diese Rohre dienen dazu, die Ölströmung im Transformator zu leiten, haben bei einer UHF TE Messung allerdings den Nachteil, dass sie elektromagnetische Wellen abschirmen. Untersuchungen im Labor und Erfahrungen im Feld bestätigen, dass dieser Fall auftreten kann und der UHF Sensor trotz TE im Transformator kein UHF Signal empfängt. Der normale Anwendungsfall des UHF Drain Valve Sensors ist eine kurzzeitige Installation für eine Diagnose Messung. Es ist auch möglich, den Sensor dauerhaft für ein Monitoring System zu installieren. Allerdings wird dadurch einer der nur in begrenzter Anzahl am Transformator vorhandenen Flachkeilschieber belegt. Aus diesem Grund wurde ein neuer UHF Sensor speziell für die Dauerinstallation für Monitoring Systeme entwickelt, der im nächsten Abschnitt vorgestellt wird.

3.2 Neuer Sensortyp: UHF Top Hatch Sensor

Der UHF Top Hatch Sensor ist eine Weiterentwicklung des UHF Drain Valve Sensors mit dem Ziel den Sensor für die Dauerinstallation in einem Online Monitoring Systeme einzusetzen. Für diesen Sensortyp werden keine Flachkeilschieber am Transformator benötigt. Er wird direkt an der Transformatorkesselwand montiert. Der UHF Top Hatch Sensor besteht aus drei Baugruppen:

- **Einschweißflansch:** Ein Edelstahlring, der direkt in den Transformatorkessel eingeschweißt wird. Dieser Ring ist der Grundträger für den Sensor, siehe Abbildung 4 Links.
- **Ölsperre:** Ein dielektrisches Fenster aus Hochleistungskunststoff, welches in den Einschweißflansch eingeschraubt wird. Es dient dazu den Kessel öldicht zu halten und elektromagnetische Wellen aus dem Inneren des Kessels zum UHF Sensor durchzulassen, siehe Abbildung 4 Links.
- **UHF Sensor:** Der eigentliche Sensor wird oberhalb der Ölsperre auf den Einschweißflansch aufgeschraubt. Er besteht aus der UHF Antenne, die im Wesentlichen der Antenne des Drain Valve Sensors entspricht, einer Trägerplatte aus rostfreiem Edelstahl, die den Faraday'schen Käfig des Kessels wieder herstellt und einem gegen elektromagnetische Störungen

geschirmten Gehäuse. Der Top Hatch Sensor besitzt wie der Drain Valve Sensor die Möglichkeit, einen Performance Check durchzuführen und verfügt deshalb über zwei Anschlüsse, siehe Abbildung 4 Rechts.

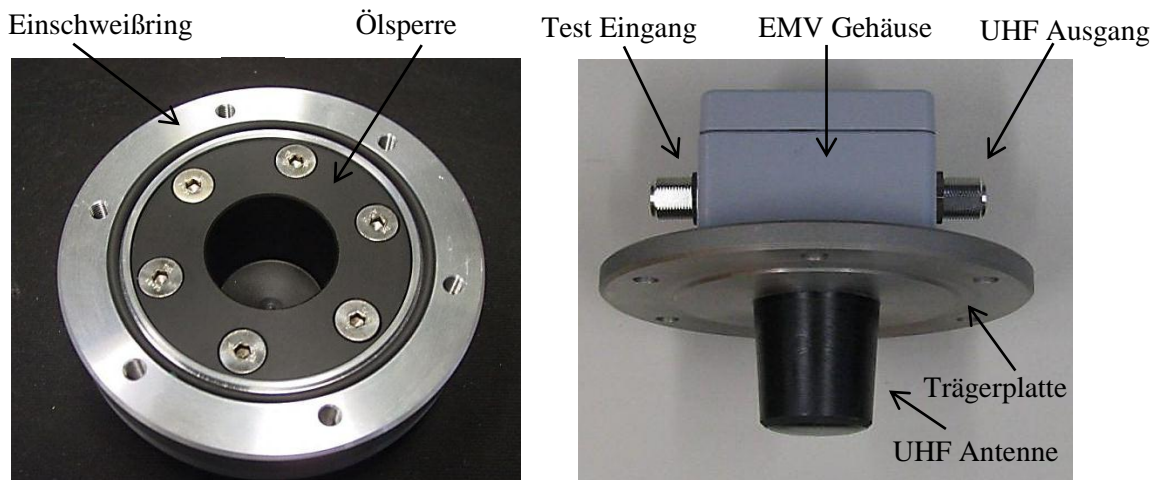


Abbildung 4 Links: Einschweißflansch mit eingeschraubter Ölsperre (dielektrisches Fenster)
Rechts: UHF Top Hatch Sensor zum Aufschrauben auf den Einschweißflansch

Der UHF Top Hatch Sensor wurde Druck-, Vakuum-, Temperatur- und Alterungs-Tests unterzogen und erfüllt die entsprechenden Anforderungen der Hersteller von Leistungstransformatoren. Bei neuen Transformatoren oder Transformatoren, die zu einer Reparatur im Werk sind, können diese UHF Top Hatch Sensoren in beliebiger Anzahl und an beliebigen Stellen am Kessel eingeschweißt werden. Es ist empfehlenswert, mindestens vier Sensoren vorzusehen, um im Falle einer detektierten TE eine Ortung auf Basis der UHF Laufzeitdifferenzen vornehmen zu können. Es besteht auch die Möglichkeit, Transformatoren direkt im Feld mit UHF Top Hatch Sensoren nachzurüsten. Hierfür muss der Transformatorkegel Montagelöcher aufweisen. Die darauf befindlichen Montagelochplatten können nach Ablassen des Öls durch Platten mit zuvor aufgeschweißtem Top Hatch Sensor getauscht werden. Dieser Vorgang ist zwar mit hohem Aufwand verbunden, ist aber eine lohnenswerte Investition, um durch ein TE Online Monitoring System das Ausfallrisiko zu reduzieren. In Abbildung 5 sind drei von insgesamt sechs installierten UHF Top Hatch Sensoren an einem 25 MVA Leistungstransformator (110/20 kV) zu sehen.

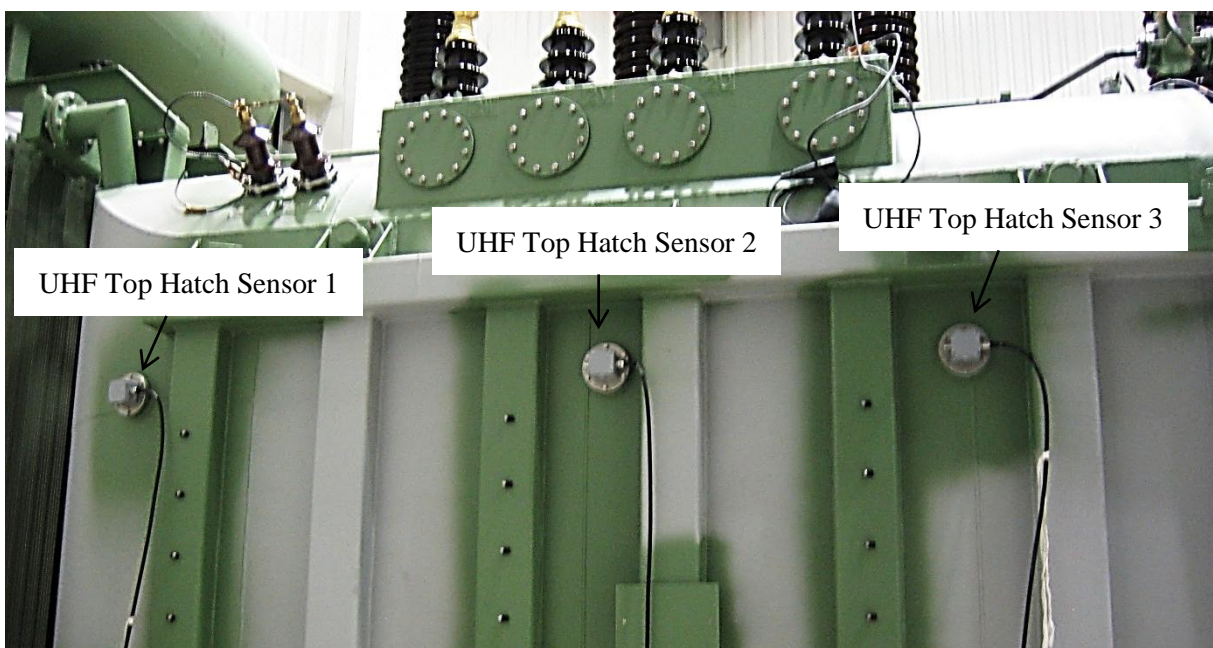


Abbildung 5 Mögliche Anordnung für UHF Top Hatch Sensoren an einem Leistungstransformator.

In Abbildung 5 ist eine mögliche Anordnung für Top Hatch Sensoren an einem Transformator zu sehen. Auf der Vorderseite befinden sich drei Sensoren im oberen Teil des Kessels und auf der Rückseite befinden sich weitere drei Sensoren im unteren Teil des Kessels, die in Abbildung 5 nicht zu sehen sind. Abbildung 6 zeigt einen der installierten Sensoren im Detail.

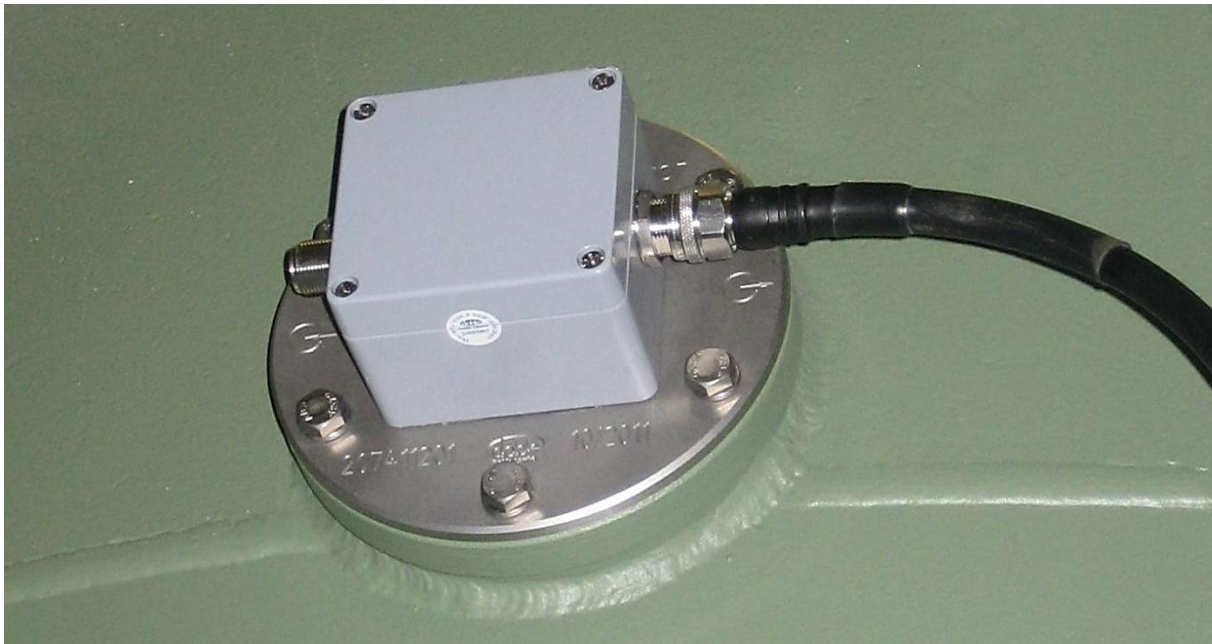


Abbildung 6 UHF Top Hatch Sensor eingebaut an einem Leistungstransformator

4 UHF TE ONLINE MONITORING

Durch TE Messungen vor Ort oder im Prüffeld lässt sich nur eine Momentaufnahme der Teilentladungsaktivität eines Leistungstransformators erfassen. Durch Alterung oder Überbeanspruchung können sich vorhandene TE im Laufe der Zeit weiterentwickeln und es können neue TE Quellen hinzukommen. Ein TE Online Monitoring System kann das Langzeit TE Verhalten eines Transformators überwachen und vor steigenden Betriebsrisiken warnen. Besonders für ältere Transformatoren und an strategisch bedeutsamen Standorten im elektrischen Netz sind Online Monitoring Systeme sinnvoll, weil durch die Verhütung schwerer Fehler Ausfallzeiten, Reparaturen und die damit verbundenen Kosten eingespart werden können [6].

4.1 Fallbeispiel UHF TE Online Monitoring

In diesem Abschnitt wird ein seit über zwei Jahren laufendes UHF TE Online Monitoring an einem 120 MVA Leistungstransformator (110/10 kV) vorgestellt. Dieser 46 Jahre alte Maschinentransformator war mehrere Jahre außer Betrieb und wird seit der Wiederinbetriebnahme hinsichtlich seiner UHF TE Aktivität, der Top Oil Temperatur und Vibrationen des Aktivteils überwacht. Zusätzlich wird der Laststrom aufgezeichnet und die Gas-in-Öl Werte werden überwacht [7]. Dieses Online Monitoring System belegt beide am Transformator vorhandenen Flachkeilschieber dauerhaft durch einen Hydran Sensor und den in Abschnitt 3.1 vorgestellten UHF Drain Valve Sensor. Im Folgenden werden Daten der UHF TE Messung gezeigt und diese mit der Gas-in-Öl Messung korreliert. Auf die restlichen überwachten Werte wird nicht eingegangen. Die UHF TE Messung erfolgt an diesem Transformator durch das Messsystem LDS-6/UHF [3]. Es wird bei einer Mittenfrequenz von 505 MHz und einer Bandbreite von 9 MHz aufgezeichnet. In Abbildung 7 ist ein UHF phasenaufgelöstes TE Muster (PRPD) zu sehen, welches in einem Zeitraum von drei Stunden aufgezeichnet wurde. Bezogen auf die Phase L1 (x-Achse) wird die Amplitude des UHF Signals (y-Achse) aufgetragen. Dabei stellt der Farbverlauf die Anzahl der TE während der gesamten Aufnahmedauer dar.

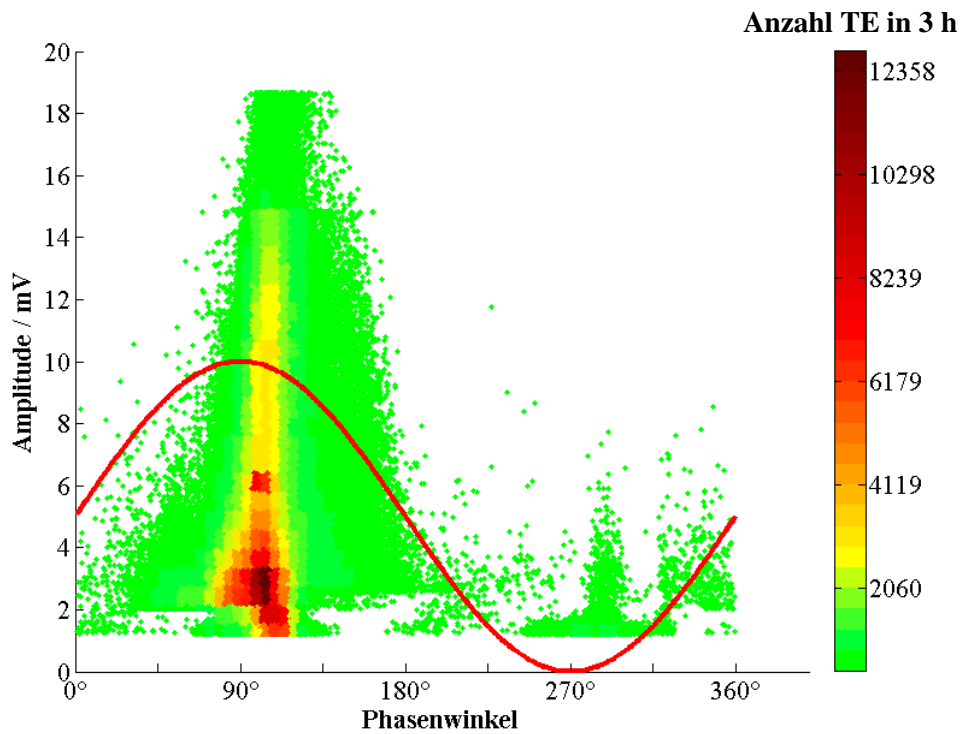


Abbildung 7 UHF PRPD kumuliert für die Aufzeichnung von Minute 240 bis Minute 420

PRPD Muster sind aus Kurzzeitmessungen mit der elektrischen TE Messmethode nach IEC 60270 bzw. der UHF Messmethode bekannt. In Abbildung 8 werden nun die PRPD Muster des überwachten Transformators in einem zeitlichen Verlauf (x-Achse) weiterhin bezogen auf die Phase L1 (jetzt: y-Achse) dargestellt. Das in Abbildung 7 zu sehende Muster findet sich in Abbildung 8 im Bereich zwischen Minute 240 und Minute 420 wieder. Die Häufung wird in dieser Darstellung nicht betrachtet, der Farbverlauf stellt in Abbildung 8 die Amplitude dar.

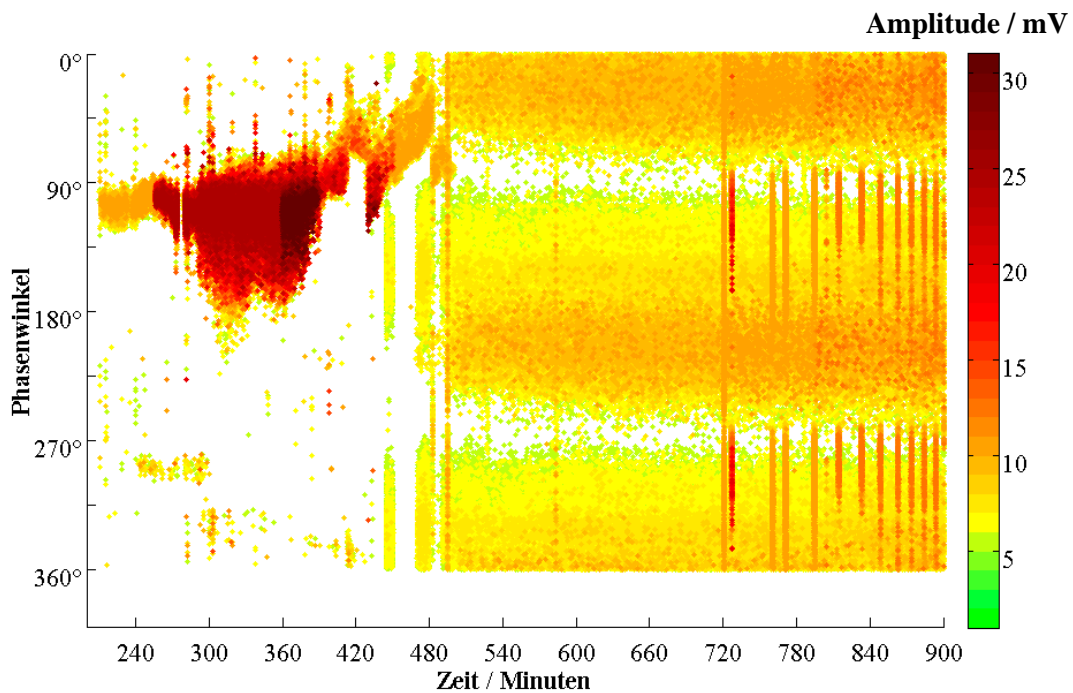


Abbildung 8 UHF Amplitude (Farbverlauf) aufgetragen über der Zeit (x-Achse) bezogen auf die Phase L1 (y-Achse)

In dieser Darstellung ist erkennbar, dass sich die TE Aktivität im zeitlichen Verlauf stark verändert. Dies verdeutlicht, dass bei einer Kurzzeit TE Messung eine Aussage über die tatsächliche TE Aktivität des Leistungstransformators nur eingeschränkt getroffen werden kann. Deshalb ist es empfehlenswert vor allem ältere Transformatoren dauerhaft auf TE zu überwachen. In Abbildung 8 werden etwa 11 Stunden aus mehreren tausend Betriebsstunden des Transformators gezeigt. Mit einem solchen Monitoring System kann einerseits ein Überblick über die Entwicklung der TE Aktivität des Transformators gewonnen werden, andererseits können auch sehr detailliert einzelne Zeiträume betrachtet werden. In Abbildung 9 ist beispielsweise das PRPD Muster des Zeitraums mit kurzzeitig hoher Amplitude zwischen Minute 720 und Minute 740 aus Abbildung 8 zu sehen.

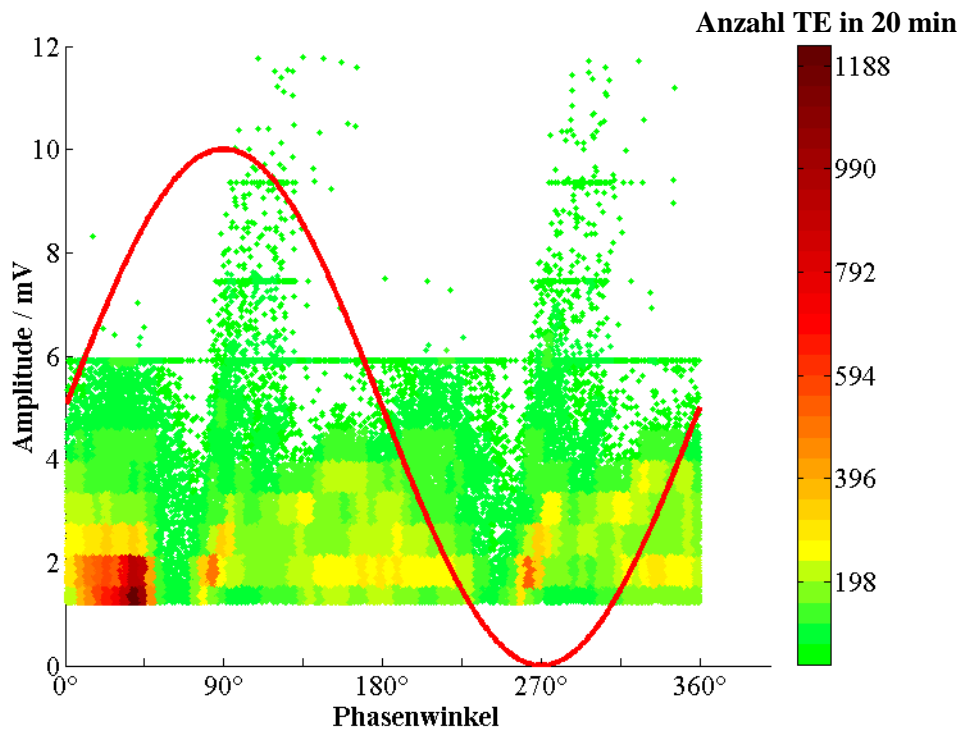


Abbildung 9 UHF PRPD kumuliert für die Aufzeichnung von Minute 720 bis Minute 740

Die Betrachtung aller PRPD Muster im zeitlichen Verlauf lässt auf mehrere TE Quellen im Transformator schließen, die nicht dauerhaft aktiv sind und sich in Amplitude, Phasenlage und Häufung bedeutend verändern. Hier wird deutlich, dass TE nicht nur ein spannungsabhängiges Phänomen sind, sondern sich mit der Zeit stark verändern können. Solche sich verändernden und zeitweise inaktiven TE können durch Online Monitoring detektiert werden. Konventionelle TE Messungen von üblicherweise wenigen Stunden können nur einen eingeschränkten Eindruck der TE Aktivität vermitteln.

In Abbildung 10 Oben ist die maximale UHF Amplitude des Zeitausschnittes aus Abbildung 8 dargestellt. Diese wird mit dem Gas Wert des Hydran Sensors, dargestellt in Abbildung 10 Unten, verglichen.

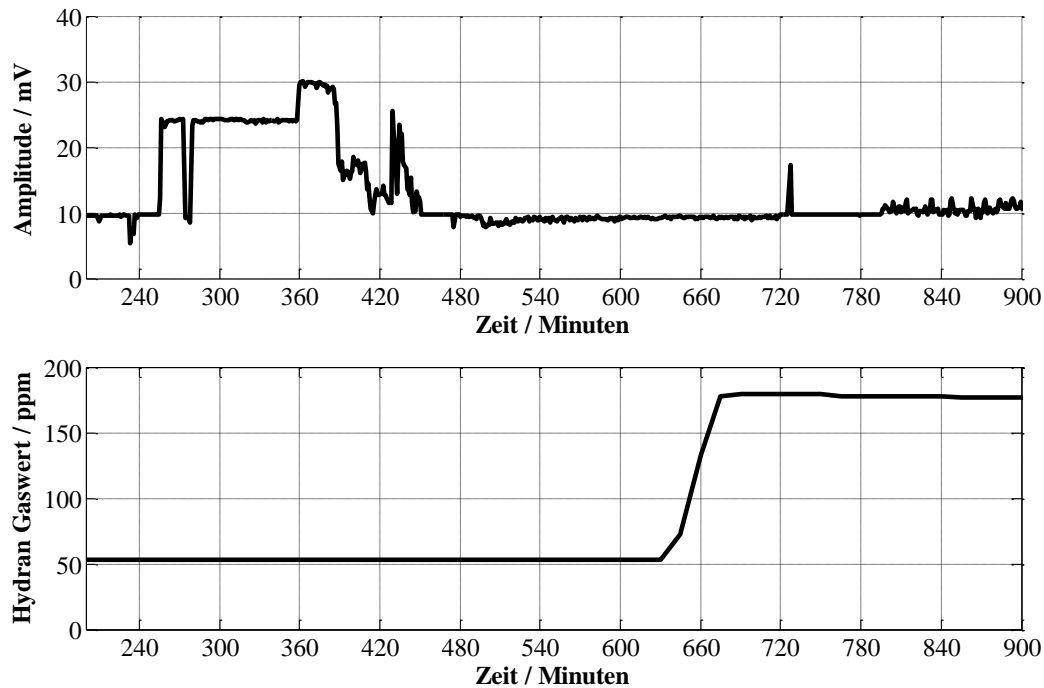


Abbildung 10 Oben: Maximale Amplitude des UHF TE Sensors
Unten: Gas Wert des Hydran Sensors

Die im Zeitraum von Minute 240 bis Minute 480 mit hoher Amplitude aktive TE, die auch schon in Abbildung 8 zu sehen ist, hat in kurzer Zeit eine große Menge Gas produziert, wodurch ein deutlicher Anstieg des Wertes des Hydran Sensors mit etwa vier Stunden Verzögerung erkennbar ist. Die Verzögerung im Gasanstieg hängt vom Einbauort des Hydran Sensors in Bezug auf die Position der TE und von den Zeitkonstanten der Gaslöslichkeit und Gasverteilung in Öl ab.

4.2 Weiterer Forschungsbedarf

Nach welchen Kriterien und mit welchen Methoden die Daten aus einem UHF TE Online Monitoring System ausgewertet werden ist Gegenstand der aktuellen Forschung. Ein UHF TE Online Monitoring System bietet das Potential, den Alterungszustand von Leistungstransformatoren zu überwachen und somit vor möglichen Ausfällen frühzeitig zu warnen. Hierfür ist die Entwicklung eines belastbaren Alarmkriteriums für das UHF TE Online Monitoring notwendig.

5 ZUSAMMENFASSUNG

Für einen Übergang der Energieversorger von zeitbasierter Wartung auf zustandsbasierte Wartung der Betriebsmittel wird Online Monitoring notwendig, um durch die Verhütung von Fehlern, Ausfallzeiten und Reparaturen die damit verbundenen Kosten einzusparen.

Die UHF Methode hat sich neben der elektrischen TE Messung nach IEC 60270 bei der Teilentladungsmessung zur Diagnose von Leistungstransformatoren in den letzten Jahren etabliert. Um von einer reinen Diagnosemessung zu einer Langzeitmessung für UHF TE Online Monitoring Systeme überzugehen, wurde ein UHF Top Hatch Sensor entwickelt, der für die dauerhafte Installation an Leistungstransformatoren optimiert ist. UHF Top Hatch Sensoren werden bereits an Leistungstransformatoren verbaut und erste Erfahrungen mit UHF Online Monitoring wurden bereits gesammelt. Es zeigt sich, dass sich TE im Laufe der Zeit verändern können und eine dauerhafte Überwachung anzustreben ist. Weiterer Forschungsbedarf besteht bei der Auswertung der durch ein UHF TE Online Monitoring zur Verfügung gestellten Daten, insbesondere um ein belastbares Alarmkriterium zu erhalten.

LITERATUR

- [1] International Electrotechnical Commission (IEC), "High Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements," Geneva, Switzerland, IEC International Standard 60270 2000.
- [2] D. Kind, K. Feser, *Hochspannungsversuchstechnik*. Braunschweig/Wiesbaden, Germany: Friedr. Vieweg & Sohn Verlagsgesellschaft mbH, 1995.
- [3] Doble Lemke GmbH. (2012) Products. [Online]. <http://www.doble-lemke.eu/en/Products.html>
- [4] S. Coenen, S. Tenbohlen, S.M. Markalous, T. Strehl, "Performance Check and Sensitivity Verification for UHF PD Measurements on Power Transformers," in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Ljubljana, Slovenia, 2007.
- [5] S. Coenen, S. Tenbohlen, T. Strehl, S. Markalous, "Fundamental Characteristics Of UHF PD Probes And The Radiation Behavior Of DP Sources In Power Transformers," in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Cape Town, South Afrika, 2009.
- [6] S. Tenbohlen, T. Stirl, G. Bastos, J. Baldauf, P. Mayer, M. Stach, B. Breitenbauch, R. Huber, "Experienced-based Evaluation of Economic Benefits of On-line Monitoring Systems for Power Transformers," in *International Council on Large Electric Systems (CIGRE)*, Paris, France, 2002.
- [7] A. Müller, M. Beltle, S. Coenen, S. Tenbohlen, "Correlation of DGA, UHF PD Measurement and Vibration Data for Power Transformer Monitoring," in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Hannover, Germany, 2011.