

# TE-Monitoring von Leistungstransformatoren mittels UHF Sensoren

## PD Monitoring of Power Transformers by UHF Sensors

Martin Siegel<sup>1</sup>, Michael Beltle<sup>2</sup>, Stefan Tenbohlen<sup>2</sup>

<sup>1</sup>BSS Hochspannungstechnik GmbH, Stuttgart, Deutschland, <sup>2</sup>Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Stuttgart, Deutschland, martin.siegel@bss-hs.de

### Kurzfassung

Die Zuverlässigkeit der elektrischen Energienetze hängt sowohl von der Qualität als auch von der Zuverlässigkeit ihrer Betriebsmittel, wie z.B. Leistungstransformatoren, ab. Lokale Fehler innerhalb ihrer Isolierung können zu Komplettausfällen und damit zu hohen Ausfall- und Folgekosten führen. In der Regel werden Leistungstransformatoren vor der Inbetriebnahme auf Teilentladungen (TE) getestet. UHF TE-Monitoring kann dazu verwendet werden, solche Ereignisse während des Betriebs frühzeitig zu erkennen und zu verhindern. Die kontinuierliche Überwachung hat gegenüber einzelnen, kurzzeitigen diagnostischen Messungen Vorteile. Diagnose-TE-Messungen können nur Snapshot-Informationen liefern, nicht aber das Verhalten der TE über der Zeit verfolgen. Auch können temporäre Messungen aufgrund der Volatilität von TE irreführende Interpretationen verursachen. Messungen, die während niedriger PD-Aktivität durchgeführt werden, sind nicht hinreichend um die allgemeine Abwesenheit von TE zu beweisen. Diese Nachteile können durch eine kontinuierliche TE-Überwachung eines Monitoringsystems vermieden werden. Im ersten Teil des Beitrages werden zwei Typen von ultrahochfrequenten (UHF) Sensoren für die TE-Messung und deren Installation an Leistungstransformatoren einschließlich eines UHF TE-Monitoringsystems vorgestellt. Ein Anwendungsbeispiel im zweiten Teil zeigt einen Fall, in dem TE-Messdaten mit der Belastung des Transformators, der Öltemperatur und vor allem der Analyse des gelösten Gases über einen Zeitraum von drei Jahren korreliert werden.

### Abstract

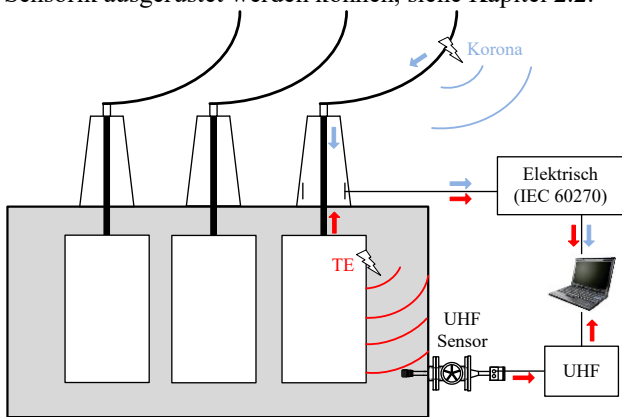
The reliability of electrical energy networks depends on both the quality and the reliability of its electrical equipment, e.g. power transformers. Local failures inside their insulation can lead to breakdowns and hence to high outage and penalty costs. Usually, power transformers are tested on partial discharge (PD) activity before commissioning. UHF PD monitoring can be used to prevent these events during service. Continuous monitoring exceeds the benefits of singular diagnostic measurements. Diagnostic PD measurements can provide snapshot information but no trend information. Also, temporary measurements can cause misleading interpretations due to the volatile nature of PD. For example, measurements performed during low PD activity do not prove the general absence of PD. These drawbacks can be avoided by using continuous PD monitoring. This contribution presents two different types of ultra-high frequency (UHF) sensors for PD measurement and their installation at power transformers including an UHF PD monitoring system. A use case provides three years of UHF PD monitoring data of a power transformer, where the PD data is correlated with the transformer's load, temperature and the dissolved gas analysis.

## 1 Einleitung

Der zuverlässige Betrieb von Leistungstransformatoren ist für eine sichere Energieversorgung unerlässlich. Schwere Fehler und Ausfälle können erheblichen betriebs- und volkswirtschaftlichen Schaden verursachen. Daher ist es wichtig, möglichst alle transformatorinternen Fehlerquellen in einem frühen Stadium zu erkennen und bewerten zu können [1]. Für die Überwachung und Bewertung der Isolation und der Detektion lokaler Fehlerstellen hat sich die Teilentladungsmessung (TE-Messung) durchgesetzt. Drei unterschiedliche Messverfahren können hierbei zum Einsatz kommen [2]: die Fehlergasanalyse, die elektrische Teilentladungsmessung nach IEC 60270 [3] und die Messung gestrahlter TE-Emissionen im ultrahochfrequenten (UHF) Bereich von 300 MHz – 3 GHz [4]. Die Fehlergasanalyse wird kann als Indikator für TE verwendet werden. Dabei wird nicht die TE als Fehlerstelle direkt

gemessen, sondern das Fehlergas (Wasserstoff), welches als Zersetzungsprodukt entsteht. Die elektrische Messung und die UHF-Messtechnik können auftretende TE direkt messen. Die Bedeutung, die der TE-Messung zukommt zeigt sich zum einen durch die bereits vorhandene Norm für die elektrische Messung und zum anderen dadurch, dass alle Leistungstransformatoren im Rahmen der Stück-/Abnahmeprüfung auf TE untersucht werden. Die Höhe der scheinbaren Ladung  $Q_{IEC}$  hat sich hierbei zum Qualitätskriterium entwickelt. Für onsite / online Messungen und für Monitoringanwendungen empfiehlt sich in vielen Fällen die UHF-Messtechnik [5]. Mit öldichten Antennen im Transformatorinneren können die transienten, abgestrahlten Impulse der TE erfasst werden. **Bild 1** zeigt die Ausbreitungspfade beider Methoden. Signale der elektrischen Messung wandern galvanisch gekoppelt entlang der Wicklung bis zur Durchführung, wo sie über den kapazitiven Messbelag (oder eine dedizierte Koppelkapazität) ausgekoppelt und gemessen werden. Elektromagnetische

Wellen breiten sich im Kessel aus und können dort direkt gemessen werden. In vielen Fällen ist dies vorteilhaft, da aufgrund der Schirmwirkung des Kessel (Faraday'scher Käfig) und den Tiefpasseigenschaften von Hochspannungsdurchführungen wenige der vielen Störsignale von Schaltanlagen die kesselinternen Signale überlagern [6]. Aufgrund dieser Vorteile empfiehlt die Cigré Arbeitsgruppe WG A 2.27, Transformatoren für den Einsatz von UHF-Sensoren auszurüsten. In Broschüre 343 wird empfohlen, ausreichend geeignete DN-50 Schieber vorzusehen um möglichst flexibel bei Bedarf Sensoren nachrüsten zu können [7]. Cigré Arbeitsgruppe WG D 1.37 empfiehlt in ihrer aktuellen Broschüre 662 [8] als Alternative zu Schiebern dielektrische Fenster in den Kessel einzubauen, die ebenfalls bei Bedarf mit UHF-Sensorik ausgerüstet werden können, siehe Kapitel 2.2.



**Bild 1** Signalausbreitungspfade der UHF und elektrischen TE-Messung an einem Transformator mit interner (Rot) und externer TE (Blau) [9]

## 2 UHF Sensoren

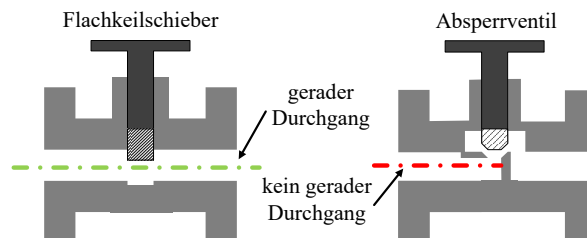
Ein UHF Sensor für Leistungstransformatoren besteht im Wesentlichen aus einer breitbandigen Antenne, die für den von TE abgestrahlten UHF Frequenzbereich geeignet ist und deren mechanischer Aufbau den einfachen Einbau an Leistungstransformatoren ermöglicht. Für praktische Anwendungen werden hauptsächlich zwei UHF Sensortechnologien für die Messung von internen TE an Leistungstransformatoren verwendet, Sensoren für Flachkeilschieber und Plate-Sensoren für dielektrische Fenster.

### 2.1 UHF Sensor für Flachkeilschieber DN50/DN80

Ein UHF Schiebesensor ist als Nachrüstlösung für Transformatoren ausgelegt, die mit standardisierten Flachkeilschiebern der Größe DN50 oder DN80 ausgestattet sind, siehe **Bild 2**. Ein Flachkeilschieber mit geradem Kanal, in dem ein UHF Sensor installiert werden kann, ist in **Bild 3 (links)** dargestellt. Kugel- und Guillotine-Ventile können ebenso für die Sensorinstallation verwendet werden. **Bild 3 (rechts)** zeigt als Gegenbeispiel ein Absperrventil ohne geradlinigen Durchgang, das nicht für die Applikation von UHF Sensoren geeignet ist. Andere, ungeeignete Ventiltypen ohne geradlinige Öffnung (Membran- und Flügelhahnventile) sind in einigen Regionen ebenfalls beliebt. Bei neuen Transformatoren wird empfohlen, nur Flachkeilschieber zu verwenden.



**Bild 2** UHF Sensor für Flachkeilschieber DN50 und DN80 [9]



**Bild 3** Flachkeilschieber (engl. gate valve) und Absperrventil (engl. globe valve) als Beispiele für Ölabblasschieber, die für die Installation von UHF Sensoren eignen (links) bzw. ungeeignet sind (rechts).

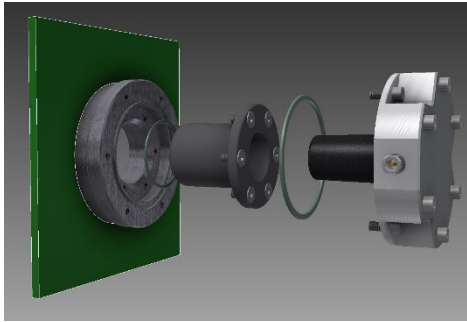
Für die Installation am Transformator wird der UHF Sensor zuerst am Ölschieber montiert. Danach wird der Schieber langsam geöffnet und durch ein kleines Entlüftungsventil auf der Montageplatte des Sensors entlüftet. Danach kann der Ölschieber vollständig geöffnet werden, um den Sensor in den Transformatorkessel einzuschieben, ohne dass Luft hineingelangen kann. Der Kopf des UHF Sensors mit der eigentlichen Antenne muss in den Transformatorkessel hineinragen, um eine ausreichende Empfindlichkeit sicherzustellen. In der Praxis hat sich eine Einschubtiefe von ca. 50 mm als sinnvoll bewährt [10]. Eine Installation der UHF Antenne im Rohr des Schiebers führt aufgrund der elektromagnetischen Abschirmung zu einer geringen Empfindlichkeit [4]. Ein Mindestabstand zwischen UHF Sensor und hochspannungsführenden Teilen muss eingehalten werden, um einen sicheren Betrieb zu gewährleisten.

UHF Schiebesensoren werden in der Praxis vor allem bei Diagnosemessungen vor Ort eingesetzt, da ihre Konstruktion es erlaubt, sie an Transformatoren im Betrieb zu installieren. Es ist also keine Abschaltung notwendig. Eine permanente Installation als Teil eines Online-TE-Monitorings möglich ist auch möglich.

### 2.2 UHF Plate Sensor

UHF Plate Sensoren können direkt an der Kesselwand von neuen Transformatoren angebracht werden. In die Kesselwand wird ein dielektrisches Fenster integriert, das aus einem Edelstahlschweißring und einem Hochleistungskunststoff besteht, der Mineralöl und hohen Temperaturen widersteht. Der Kunststoff weist eine dem Mineralöl ähnliche Permittivität auf, so dass UHF Signale mit geringer Dämpfung zum UHF Sensor gelangen und sensitiv gemessen werden können. Der Plate Sensor wird in das dielektrische Fenster eingeschraubt, wodurch seine UHF Antenne in den Transformatorkessel hineinreicht. Da das dielektrische Fenster gleichzeitig auch als Ölbarriere wirkt, können im Gegensatz zum Schiebesensor UHF TE-Messungen und Sensorwechsel ohne Ölhandling stattfinden.

**Bild 4** zeigt von rechts nach links den Plate Sensor, das dielektrische Fenster und einen Schweißring für den direkten Einbau an Transformator-kesselwänden. Das Design des Schweißringes und des dielektrischen Fensters entspricht der Vorgabe der CIGRE Arbeitsgruppe WG D1.37 in der Cigre Brochure 662 [8].



**Bild 4** Gesamtaufbau eines Plate Sensors für die Installation in der Kesselwand (grün). V.r.n.l. Sensorkopf mit Messanschluss und Antennenkopf (schwarz), Dichtring 1, dielektrisches Fenster (vakuumfest, Ölsperre), Dichtring 2, aufgeschweißter Edelstahlring [11].

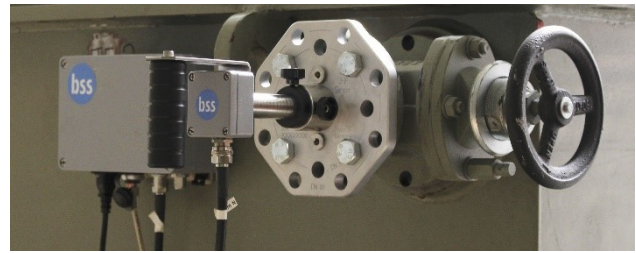
Plate Sensoren können an jeder gewünschten/geeigneten Position in den Transformator-kessel eingebaut werden. Auch wenn bei der Auslieferung eines Transformators keine Sensoren installiert sind, können bereits dielektrische Fenster mit einer Blindabdeckung an der Kesselwand montiert sein, um eine einfache Nachrüstung von UHF TE-Monitoringsystemen während des Betriebs zu ermöglichen. **Bild 5** zeigt eine Installation von UHF Plate Sensor-Prototypen an einem Leistungstransformator.



**Bild 5** Prototypen des UHF Plate Sensors installiert an einem Leistungstransformator

### 3 UHF TE-Monitoringsystem

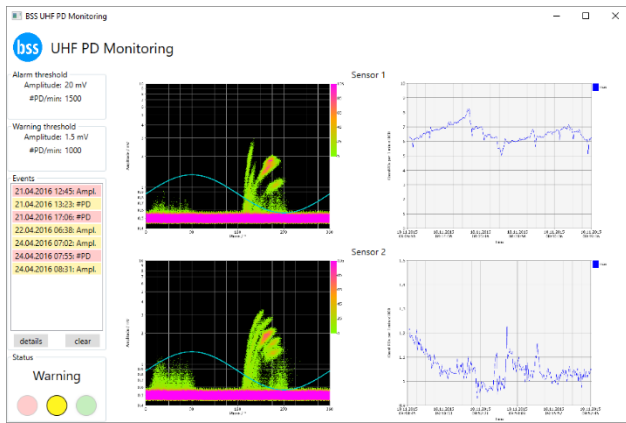
In diesem Kapitel wird ein synchrones, vierkanaliges UHF Monitoringsystem vorgestellt, mit dem entweder ein Transformator mit bis zu vier UHF Sensoren oder bis zu vier Transformatoren mit jeweils nur einem UHF Sensor in einem Umspannwerk überwacht werden können. **Bild 6** zeigt das Monitoringsystem mit einem UHF Schiebeselector, das an einem Transformator installiert ist.



**Bild 6** UHF TE-Monitoringsystem installiert an einem Transformator mit UHF Sensor an einem DN50 Flachkeilschieber

Das UHF Monitoringsystem arbeitet mit einer vertikalen Auflösung von 12 Bit pro Kanal. Es ist in der Lage, UHF Signale zwischen Rauschpegel bei ca.  $U_{\text{noise}} = 1 \text{ mV}$  und  $U_{\text{max}} = 2000 \text{ mV}$  auf allen vier Kanälen zu messen. Die Phasenauflösung in 50 Hz und 60 Hz Systemen beträgt  $\varphi = 1^\circ$ . Daher können detaillierte phasenaufgelöste Teilentladungsmuster (PRPDs) für die Expertenbewertung erzeugt werden. Zur Langzeitauswertung und Korrelation mit anderen Messwerten (Spannung, Last, Temperatur) ist eine Trendansicht der UHF Amplitude und der Anzahl TE pro Minute vorgesehen. Eine detaillierte Trendansicht kann verwendet werden, um die Veränderung von TE-Mustern zu verfolgen: Ein vereinfachtes, zeitaufgelöstes PRPD-Muster ermöglicht die Erkennung von Veränderungen in PRPDs in direkter Korrelation mit anderen Messwerten. Im nächsten Kapitel befindet sich eine Beschreibung dieses zeitaufgelösten PRPDs inklusive Beispiel.

Zur Speicherung und Auswertung ist das UHF Monitoringsystem über Ethernet mit einem Server oder PC verbunden. Über eine grafische Benutzeroberfläche, die für die Systemparametrierung (inkl. Alarm-/Warnschwellen) und die Visualisierung der gemessenen Echtzeitdaten verwendet wird, ist das Monitoringsystem leicht zu bedienen. **Bild 7** zeigt einen Screenshot der Monitoring-GUI mit Echtzeit UHF PRPDs (links) und Trendansichten (rechts) von zwei UHF Sensoren. Alle Diagramme können parametrisiert und in Standard-Bilder (jpg-Dateien) entweder für einzelne Messungen oder periodisch exportiert werden (z.B. pro Stunde ein Snapshot). Alarmschwellen können auf die UHF Signalamplitude und die Anzahl der TE definiert werden. Die Trenddaten können in .csv-Dateien zur Korrelation mit anderen Betriebsdaten, wie z. B. der Stufenschalterposition, exportiert werden. Es besteht auch die Möglichkeit, historische Trenddaten für die Wiedergabe und die PRPD-Generierung neu zu importieren. Das bereitgestellte Toolset kann Asset Managern helfen, den aktuellen Status von Transformatoren im Betrieb zu überwachen und zu bewerten. Es hilft auch TE-Experten zu einem besseren Verständnis von TE durch die kontinuierliche Beobachtung der veränderlichen TE-Muster und die Möglichkeit der Korrelation zu anderen Messdaten.

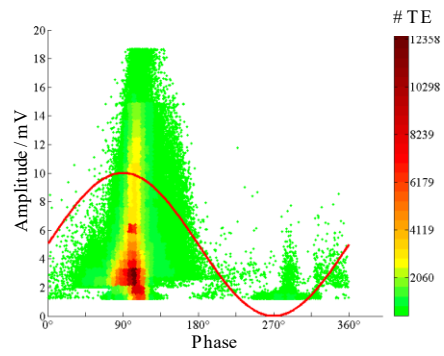


**Bild 7** GUI der UHF TE-Monitoringsoftware mit Echtzeitvisualisierung von PRPDs und Trendansichten von zwei UHF Sensoren

#### 4 TE-Monitoring eines 120 MVA Maschinentransformators

Betrachtet wird ein 50 Jahre alter 110 / 10 kV Maschinentransformator. Zu Beginn der Untersuchung war der Transformator für 8 Jahre nicht in Betrieb und sollte nach dieser Zeit eingesetzt werden, um einen kleinen Kohleblock wieder ans Netz nehmen. Als Vorausuntersuchungen wurde eine konventionelle, elektrische TE-Messung durchgeführt. Die Analyse der PRPD-Muster zeigt, dass mehrere unterschiedliche TE-Quellen im Transformator aktiv sind. Um den Transformator trotz der bekannten Vorbelastungen wieder in Betrieb nehmen zu können, wird eine dauerhafte Überwachung eingesetzt. Das eingesetzte System besteht aus mehreren Modulen. Die als kritisch eingestuftes Teilentladungen werden mittels eines UHF-TE Monitoring Systems und einen UHF-Schiebesensors permanent überwacht. Darüber hinaus werden Fehlgase mit einem Hydran-Sensor überwacht. Mechanische, betriebliche Schwingungen werden mit einem Beschleunigungssensor auf dem Kessel gemessen [12]. Zusätzlich werden die Betriebsgrößen Spannungen, Lastströme und Umgebungs- sowie Öltemperatur erfasst. Der Verlauf der Teilentladungen, also die Entwicklung der PRPD-Muster und die Menge an TE über der Zeit dienen als Indikator, um Verschlechterungen des Isolationszustandes frühzeitig detektieren zu können. Die Langzeitmessungen bestätigen das Vorhandensein mehrerer, verschiedener Quellen. Die Dauermessung zeigt aber, dass nicht alle Quellen permanent aktiv sind. Verschiedene Quellen zeigen zu unterschiedlichen Zeiten Aktivität. Die hohe Volatilität lässt keinen eindeutigen Trend des TE-Verhaltens erkennen. Daher werden die Warnlevel defensiv gewählt und nur knapp über den Durchschnittswerten der als normal definierten TE-Aktivität gesetzt. Als charakteristische Größen dienen die Amplitude der UHF TE-Signale (in mV) und die Anzahl der gemessenen TE-Events pro Minute.

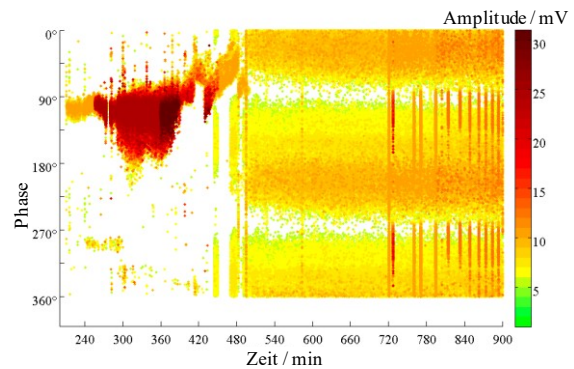
Während des Betriebs des Transformators kam es zu mehreren Alarmen. Im Folgenden wird beispielhaft ein solches Event genauer betrachtet. **Bild 8** zeigt ein PRPD Muster des UHF TE-Monitorings und **Bild 9** den gesamten zeitlichen Verlauf des Vorfalles.



**Bild 8** UHF PRPD (240 min – 420 min in **Bild 9**)

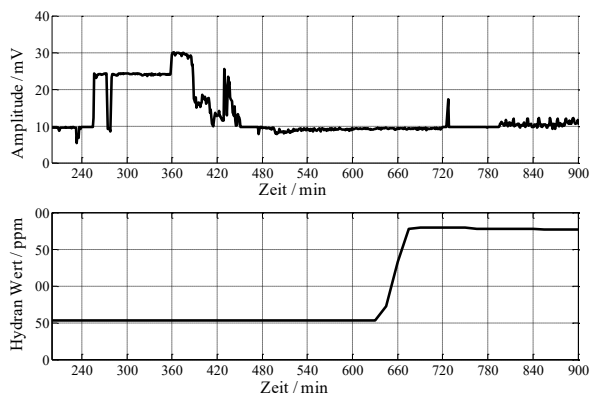
Die x-Achse in **Bild 9** zeigt die Aufnahmezeit, auf der y-Achse ist der Phasenwinkel dargestellt. Die Farbkodierung zeigt in diesem Bild nicht wie gewohnt die Häufung der TE sondern die Amplitude. Die hohen UHF-Pegel und der Anstieg der TE pro Minute haben in diesem Fall beide zum Auslösen der Warnung geführt.

Da sich sowohl die Anzahl der TE als auch die maximalen Pegel (siehe **Bild 10**, oberes Diagramm) nach dem initialen, schnellen Anstieg nicht weiter verschärften, wurde in diesem Fall entschieden, den Transformator trotz erhöhter TE bei engmaschiger Kontrolle weiter in Betrieb zu lassen. Nach ca. 3 Stunden normalisierten sich die Pegel und die Anzahl der TE-Ergebnisse wieder auf den als normal definierten Level.



**Bild 9** 2-dimensionale Vereinfachung des Zeitbereichs-PRPD (Anzahl der TE nicht dargestellt)

Wie im unteren Diagramm von **Bild 10** zu sehen ist, kam es erst nach etwa 4 Stunden nachdem die starken TE aufgetreten sind zu einem Anstieg der Wasserstoffkonzentration im Öl, was durch das Hydran System detektiert wird. Daher wurde der Alarm des Gasmonitorings im Vergleich zum Auftreten der erhöhten Aktivität erst nach 7 Stunden ausgelöst. Der große zeitliche Unterschied zwischen beiden Alarmen kann durch die vergleichsweise trägen Zeitkonstanten der Gaslöslichkeit und Verteilung der gelösten Fehlgase im Öl erklärt werden. Die unmittelbare Erfassung durch das UHF TE-Monitoring ist in diesem Fall vorteilhaft, da die TE sofort erfasst werden können und Alarme ohne Zeitverzögerungen erfolgen können. Zum anderen ist aufgrund der verfügbaren detaillierten Messung des zeitlichen Verlaufs eine fortlaufende Bewertung des TE-Trends möglich, die es in diesem Fall ermöglichte, das Kraftwerk weiter am Netz zu lassen.



**Bild 10** Verlauf des max. UHF TE-Pegels (in mV) verglichen mit dem Hydran-Wert (in ppm)

## 5 Zusammenfassung

Die Teilentladungsmessung ist ein übliches Messverfahren für Abnahmeprüfungen und für Diagnosezwecke, mit der lokale Fehlstellen in der Isolation festgestellt werden können, bevor diese zu einem Totalausfall des Betriebsmittels führen. Diese Eigenschaft macht die Methodik für die dauerhafte Überwachung, bzw. eines Monitorings im Rahmen eines Asset Managements interessant. Die dauerhafte Überwachung hat gegenüber der einzelnen Diagnosemessung Vorteile. Die Diagnose betrachtet den Betriebsmittelzustand nur einen bestimmten Zeitpunkt. Aufgrund der hohen Volatilität der TE kann dies nachteilig sein. Wie Langzeitmessungen zeigen, könnten zum Zeitpunkt der temporären Diagnosemessung nur wenige oder keine TE-Quellen aktiv sein. In diesem Fall könnte das Betriebsmittel evtl. fälschlicher Weise als TE-frei diagnostiziert werden.

Für die dauerhafte Überwachung von TE stehen wie auch für die Diagnosemessung verschiedene Verfahren zur Verfügung. Die vorgestellte UHF-Messtechnik ist gegenüber Störsignalen meist unempfindlich. Insbesondere bei Messungen im Betrieb ist das von Vorteil, da externe TE-Quellen wie beispielsweise Corona die Messung nicht oder nur wenig beeinflussen. Ein weiterer Vorteil ist die einfache Installation der Messtechnik über Schieber oder vorinstallierte dielektrische Fenster. Die Sensorik kann in vielen Fällen auch während des Betriebs des Transformators eingebaut werden.

Die vorgestellte Fallstudie zeigt, wie anhand eines UHF TE-Monitorings der Betrieb eines alten, TE-anfälligen Transformators begleitet und überwacht werden kann. Die Langzeitüberwachung weist auf mehrere TE-Quellen hin, die jedoch nicht alle dauerhaft aktiv sind. So entsteht eine sehr hohe Volatilität der gesamten TE-Aktivität. Mit Hilfe des Monitorings ist es möglich, verschiedene Alarmlevel zu definieren. Anhand eines überwachten Vorfalls mit hohem Anstieg der TE-Aktivität kann das gezielte TE-Monitoring mit einer Überwachung der Fehlergase verglichen werden. Mithilfe des TE-Monitorings kann der Verlauf des Vorfalls detailliert verfolgt werden. Das TE-Monitoring zeigt einem sprunghaften Anstieg von TE Häufung und TE-Amplitude. Der weitere Trend zeigt jedoch, dass sich die TE-Aktivität danach nicht weiter verschlimmert. Aufgrund dieser Beobachtung wurde ent-

schieden, den Transformator nicht vom Netz zu nehmen sondern den Trend weiter zu verfolgen. Die Entscheidung erwies sich als richtig, da sich die erhöhte TE-Aktivität nach einigen Stunden wieder zurückbildet. Aufgrund der hohen Zeitkonstanten ist im Fehlergasmonitoring von dem Vorfall zu diesem Zeitpunkt noch nichts zu erkennen. Der Anstieg der Fehlergase ist erst mehrere Stunden nach dem Ende der erhöhten TE-Aktivität zu erkennen.

Daher kann ein kombiniertes Monitoring als ideal angesehen werden. Das TE-Monitoring liefert die kürzesten Reaktionszeiten. Eine Korrelation mit dem Gasmonitoring kann dazu dienen, die Messungen wechselseitig zu verifizieren. Nach einem Vorfall kann die historische Datenbasis Experten und Asset Managern helfen, über weitere Schritte oder den weiteren Betrieb des Transformators zu entscheiden.

## 6 Literatur

- [1] J. Fuhr, „Procedure of Identification and Localization of Dangerous PD Sources in Power Transformers,“ in *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation Vol. 12, No. 5*, 2005.
- [2] S. Tenbohlen, M. Heindl, M. Jovalekic, A. Müller und M. Siegel, „Trends in der Diagnostik von Hochspannungs-Betriebsmitteln,“ in *ETG Diagnostik Elektrischer Betriebsmittel*, Fulda, 2012.
- [3] International Electrotechnical Commission, IEC 60270 High-Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements, 3. Edition, Geneva, Switzerland, 2000.
- [4] S. Coenen, Measurements of Partial Discharges in Power Transformers using Electromagnetic Signals, Stuttgart: Books on Demand GmbH, ISBN 978-3-84821-936-0, 2012.
- [5] M. Judd, „Power Transformer Monitoring Using UHF Sensors: Installation and Testing,“ in *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, Arnhem, USA, 2000.
- [6] M. Judd, „Partial Discharge Monitoring for Power Transformers Using UHF Sensors Part 2: Field Experience,“ in *IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 21, No. 3*, 2005.
- [7] C. WG-A2.27, „Recommendations for Condition Monitoring and Condition Assessment Facilities for Transformers,“ Paris, 2008, April.
- [8] C. WG-D1.37, „Guidelines for partial discharge detection using conventional (IEC 60270) and unconventional methods,“ Paris, 2016, August.
- [9] S. Tenbohlen, M. Siegel, M. Beltle und M. Reuter, „Suitability of Ultra High Frequency Partial Discharge Measurement for Quality Assurance and Testing of Power Transformers,“ in *CIGRE SC A2 & C4 Joint Colloquium*, Zürich, Schweiz, 2013.

- [10] S. Coenen, M. Siegel, G. Luna und S. Tenbohlen, „Parameters influencing Partial Discharge Measurements and their Impact on Diagnosis, Monitoring and Acceptance Tests of Power Transformers,“ in *46. Cigré Session*, Paris, Frankreich, 2016.
- [11] BSS Hochspannungstechnik GmbH, „Plate Sensor Datasheet,“ 2016. [Online]. Available: [www.bss-hs.de](http://www.bss-hs.de).
- [12] M. Beltle und S. Tenbohlen, „Power transformer diagnosis based on mechanical oscillations due to AC and DC currents,“ in *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, Volume: 23, Issue: 3, 2016.