

# Kombinierter in-Öl Sensor zur akustischen und UHF TE-Messung für das Monitoring von Leistungstransformatoren

## Combined In-Oil Sensor for Acoustic and UHF PD Detection for Power Transformer Monitoring

Martin Siegel, Stefan Tenbohlen, Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik (IEH), Stuttgart, Deutschland, martin.siegel@ieh.uni-stuttgart.de  
 Sebastian Coenen, GE Grid GmbH, Mönchengladbach, Deutschland, sebastian.coenen@ge.com

### Kurzfassung

Akustische TE-Messungen an Transformatoren werden normalerweise mit Körperschallsensoren an der Kesselwand durchgeführt. In diesem Beitrag wird ein neuer Ansatz verfolgt, welcher die akustischen TE-Signale direkt im Ölvolu-  
 men des Transformators mit einem Sensor misst und gleichzeitig die elektromagnetischen Abstrahlungen von TE im UHF Bereich detektiert. Zunächst werden beide TE-Messprinzipien erklärt, danach werden die mechanischen und elektrischen Anforderungen an den kombinierten Sensor inklusive Signalaufbereitung diskutiert. Es wird ein Frequenzfilter gezeigt, der nötig ist um die gemeinsam gemessenen Signale zu trennen. Labortests mit künstlich generierten akustischen und UHF Signalquellen und einer Kugel-Spitze TE-Anordnung zeigen die Leistungsfähigkeit des kombinierten Sensors im Vergleich zu konventionellen akustischen Körperschallsensoren und UHF Antennen.

### Abstract

Usually, acoustic partial discharge (PD) measurements are performed by accelerometers placed on the outside tank wall of power transformers. This contribution determines a new approach for acoustic PD measurements within the oil volume of the transformer combined with electromagnetic UHF PD measurement. Scope of the work is a simultaneous acoustic and ultra-high frequency (UHF) detection of PD during service using one single sensor. After an introduction of the measurement principles, the requirements of a combined in-oil sensor are defined including mechanical demands and signal processing. A diplexer is introduced to separate the considered frequency spectra. Tests with the combined sensor prototype in a laboratory setup with an UHF impulse generator and synthesized PD signals generated by an acoustic signal generator are shown. Further measurements use a needle-sphere electrode emitting realistic UHF and acoustic PD signals. The combined sensor is compared to UHF antennas and acoustic accelerometers.

## 1 Einleitung

Die Sicherheit und Zuverlässigkeit von Transformatoren stellt eine zunehmende Herausforderung an den Anlagenbetrieb dar. Durch die steigende Überalterung der Betriebsmittel kann die Ausfallwahrscheinlichkeit zunehmen. Aufgrund neuer Anforderungen an elektrische Versorgungsanlagen, wie häufigeres An- und Abfahren, Blindleistungsbereitstellung und ggf. kurze Überlastperioden werden die Betriebsmittel auch stärker beansprucht. Eine aktuelle Studie [1] der Cigré Working Group A2 schlüsselt die Ausfallarten von Leistungstransformatoren auf. Fehler, die zu einem Ausfall des Betriebsmittel führen, sind hauptsächlich im Inneren des Transformators zu finden: in der Wicklung, an den Zuleitungen, am Kern sowie allgemein in der Isolation. Verglichen mit früheren Fehlerstatistiken aus den achtziger Jahren [2] hat der prozentuale Anteil dieser Fehler zugenommen.

Um die Fehlerraten zu reduzieren sollte die Diagnostik zukünftig insbesondere bei der Zustandsbestimmung des Aktivteils ansetzen. In diesem Zusammenhang kann eine permanente Betriebsmittelüberwachung dieser Komponenten durch eine frühzeitige Erkennung sich entwickelnder Fehler hilfreich sein. Diese sollen Aufschluss über das

Ausfallrisiko und die Restlebensdauer eines Transformators geben. Hierzu können verschiedene Parameter von Leistungstransformatoren für Diagnose- und Monitoring herangezogen werden [3].

### 1.1 TE-Messverfahren an Leistungstransformatoren

Für die Untersuchung der elektrischen Eigenschaften etablieren sich neben der konventionellen Teilentladungsmessung nach IEC 60270 [4] auch zunehmend Messmethoden, die sich nicht auf die Zuordnung der Teilentladung (TE) zu einer Wicklung beschränken, sondern eine genauere Ortung zulassen [5].

Die bekannteste Methode ist die akustische Messung, welche das von TE erzeugten Schallsignal nutzt. Die akustischen Signale übertragen sich über das Isoliermedium auf die Kesselwand und können dort mit Körperschallsensoren erfasst werden. Durch die bekannte Schallausbreitungsgeschwindigkeit in Öl und die Laufzeitdifferenzen der Signale zu verteilten akustischen Sensoren lässt sich eine TE-Position errechnen. Das Finden geeigneter Positionen für akustische Sensoren auf der Kesselwand von Leistungstransformatoren ist häufig ein langwieriger Prozess. Der steife, selbst tragende Kessel besitzt eine schlechte akustische Kopplung, was zu geringen Sig-

nalamplituden führt. Zudem erschweren häufig Umbauungen des Kessels mit verschiedenen Hilfseinrichtungen oder Geräuschdämmwände die Messungen [6].

Eine weitere Begleiterscheinung von TE ist die Aussendung elektromagnetischer Signale. Sie wird als Basis für die UHF (ultra-high frequency: 300 MHz-3 GHz) Messmethode verwendet. Die UHF Messung hat Prinzip bedingt gegenüber der konventionellen TE Messung nach IEC 60270 den Vorteil, dass mit einem in den Transformator-kessel eingebrachten UHF Sensor durch die elektromagnetische Schirmwirkung des Kessels und die Tiefpassfilterung der Durchführungen in vielen Messungen nur UHF Signale von TE detektiert werden, die aus dem Inneren des Transformators stammen. Somit ist die UHF Messung meist selektiv für den zu überwachenden Transformator und weniger sensitiv gegenüber Störungen wie sie beispielsweise durch TE benachbarter Betriebsmittel oder durch Korona auf Sammelschienen und Freileitungen hervorgerufen werden könnten [7], [5].

## 2 Kombiniertes in-Öl Sensor

Bei der UHF Methode werden zwangsläufig Sensoren eingesetzt, die in den Ölraum des Transformators eingeführt werden müssen um elektromagnetische Signale aus dem Inneren des Transformators empfangen zu können. Bei akustischen Messungen werden hingegen seither Körperschallsensoren an der Kesselwand verwendet. Um die negativen Einflüsse der Kesselwand in der akustischen Messung zu eliminieren, wird hier ein Sensor vorgestellt, der es erlaubt direkt im Ölraum akustische TE-Signale zu erfassen. Da die Zugänge zum Transformatorinneren begrenzt sind und für eine akustische TE-Ortung meist die UHF Messung als Trigger verwendet wird, wird ein kombinierter Sensor für beide Messprinzipien entwickelt.

### 2.1 Mechanische Eigenschaften

Die mechanische Konstruktion leitet sich aus dem bereits verwendeten UHF Sensordesign ab. Alle wichtigen Kriterien für Sensoren, die im Betrieb in das Transformatorinnere eingeführt werden sollen, werden somit erfüllt. In Bild 1 ist der Prototyp des kombinierten Sensors mit dazugehöriger Frequenzweiche zu sehen.



**Bild 1** Prototyp des kombinierten akustischen und UHF TE-Sensors und Frequenzweiche (untere Box)

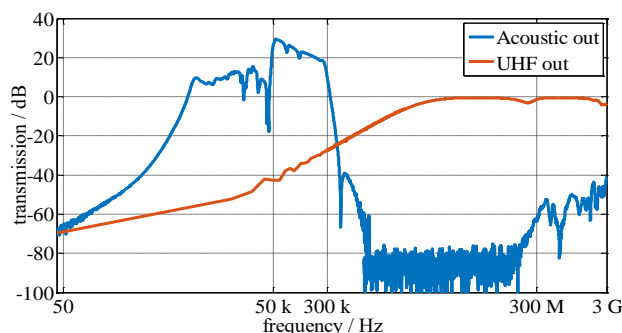
Der Prototyp kann an standardisierten DN50 Flachkeilschiebern installiert werden und ist auf Überdruck, Unterdruck, Ölbeständigkeit und hohe Temperaturen getestet.

### 2.2 Messprinzip

Der omnidirektionale, piezoelektrische Drucksensor ist für Frequenzen bis zu wenigen 100 kHz ausgelegt und ist gleichzeitig in der Lage als Antenne elektromagnetische Emissionen zu empfangen [8], [9].

### 2.3 Filter

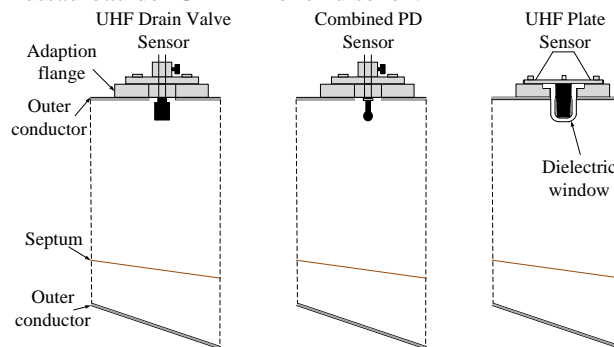
Zur Trennung der Frequenzanteile im Sensorausgang ist eine Frequenzweiche nötig. Hier wird eine aktive Filterschaltung für den akustischen Kanal verwendet, der eine Verstärkung von 20 dB im entsprechenden Bandpassbereich aufweist. Für den UHF Ausgang wird ein passiver Hochpassfilter verwendet. **Bild 2** zeigt die gemessenen Frequenzgänge der beiden Ausgänge. Die Versorgung der Filter-/Verstärkerschaltung findet durch eine Phantomspannung über das akustische Signalkabel statt.



**Bild 2** Frequenzgänge der Frequenzweiche. Aktives Filter für akustische TE-Signale (blau), passives Filter für UHF TE-Signale (rot)

### 2.4 Antennenfaktor (AF)

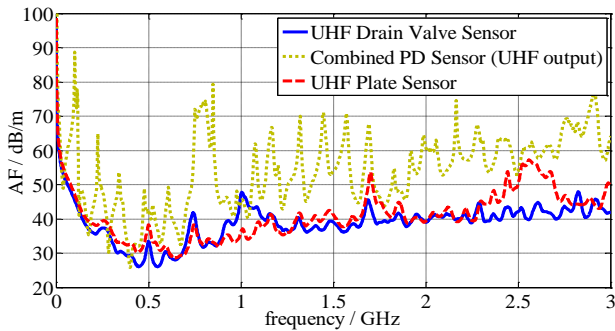
Die Empfindlichkeit des UHF Kanals des kombinierten TE-Sensors wird mit zwei herkömmlichen UHF Sensoren verglichen. Dafür wird eine ölgefüllte GTEM-Zelle verwendet [10], [11], [12]. In **Bild 3** ist ausschnittsweise der Messaufbau der GTEM-Zelle zu sehen.



**Bild 3** GTEM-Zelle mit verschiedenen eingebauten UHF Sensoren zur AF-Bestimmung

Der UHF Drain-Valve Sensor (links) kann wie der kombinierte Sensor (siehe Bild 1) über einen Flachkeilschieber in den Transformator eingeführt werden. Der UHF Plate Sensor (rechts) hingegen ist fest am Transformator über ein dielektrisches Fenster angebracht und ist nicht in der Tiefe verstellbar. Zum direkten Vergleich die zwei flexiblen Sensoren auf die gleiche Einschubtiefe (50 mm)

eingestellt. In **Bild 4** sind die AF der drei verschiedenen UHF Sensoren zu sehen.



**Bild 4** AF der UHF Sensoren aus **Bild 3**

Ein niedriger AF entspricht einer empfindlicheren, d.h. besseren Antenne. Der kombinierte Sensor verfügt im UHF Bereich im Vergleich mit dem Drain-Valve Sensor über einen schlechteren AF insbesondere durch seine vielen Resonanzstellen. Zwischen den Resonanzen reicht der AF des kombinierten Sensors vor allem im Frequenzbereich unter 750 MHz an die der UHF Sensoren heran. Daher ist bei Zeitbereichsmessungen mit dem kombinierten Sensor mit verzerrten (befilterten) Signalen zu rechnen. Reichen die Amplitudenwerte für eine eindeutige Erkennung aus, ist auch mit diesem Sensor eine UHF Messung durchführbar.

### 3 Testmessungen im Laboraufbau

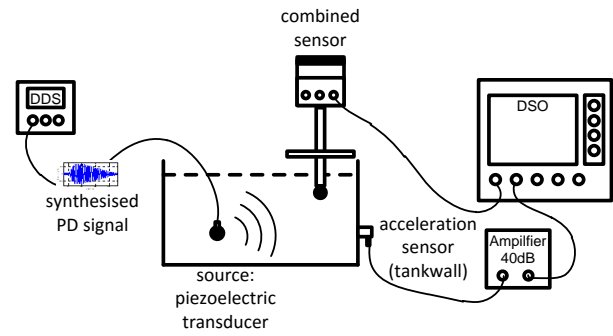
In einem mit mineralischem Transformatoröl gefüllten Stahlkessel (ca. 1 m x 0,5 m x 0,5 m) wird der Prototyp des kombinierten Sensors mit synthetisch erzeugten TE-Signalen und einer Kugel-Spitze TE-Quelle getestet. Dabei wird der kombinierte Sensor mit konventionellen akustischen und UHF Sensoren im Zeitbereich verglichen.

#### 3.1 Akustische Messungen

Zur Validierung des akustischen Teils des kombinierten Sensors wird ein Körperschallsensor mit 150 kHz Resonanz herangezogen, wie er in der Praxis häufig bei TE-Lokalisierungen eingesetzt wird.

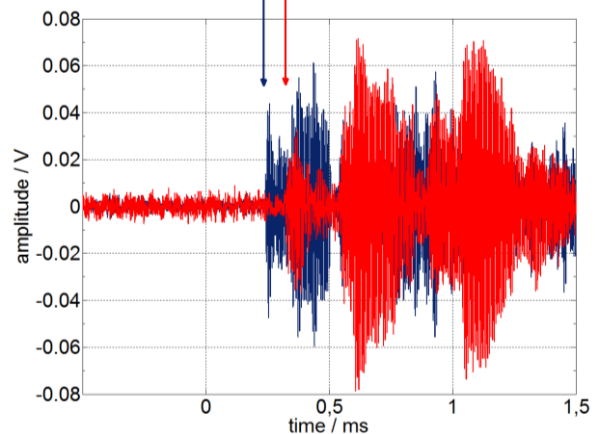
##### 3.1.1 Messung mit synthetischer akustischer Quelle

**Bild 5** zeigt den Messaufbau mit einer synthetischen TE-Quelle. Es wird ein akustisches TE-Signal erzeugt, das realen TE-Signalen nachgebildet ist und über einen piezoelektrischen Sender in das Transformatoröl ausstrahlt. Der Körperschallsensor wird über einen Verstärker und der kombinierte Sensor über ein Phantomspeiseglied (nicht dargestellt) an ein digitales Speicheroszilloskop (DSO) angeschlossen.



**Bild 5** Laboraufbau zum Vergleich des kombinierten Sensors mit einem Körperschallsensor an der Kesselwand

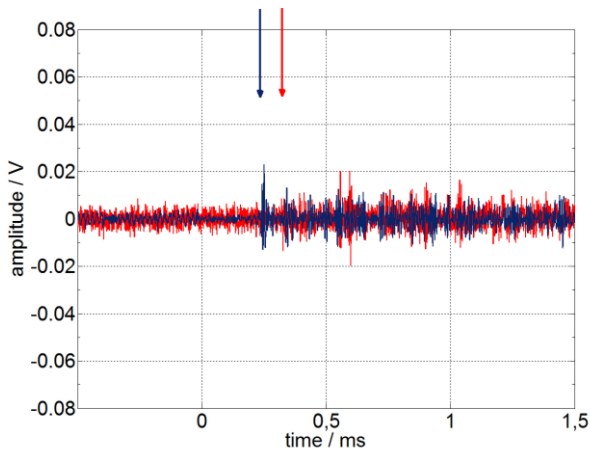
Getriggert wird die akustische Messung auf einen Triggerausgang des Signalgenerators (nicht dargestellt). Die gezeigten Nullzeitpunkte entsprechen somit der tatsächlichen Aussendung der akustischen Signale. In **Bild 6** sind die gemessenen Signale der beiden Sensoren bei einer Grundfrequenz des synthetischen, akustischen Signales von  $f_g = 150$  kHz zu sehen.



**Bild 6** Akustische TE-Signale gemessen mit einem Körperschallsensor (rot) und dem kombinierten Sensor (blau). Synthetisches TE-Signal mit Grundfrequenz  $f_g = 150$  kHz.

Die beiden eingezeichneten Pfeile markieren die Startzeiten der akustischen Signale bei etwa  $t_1 = 250$   $\mu$ s für die in-Öl Messung und  $t_2 = 400$   $\mu$ s für die Körperschallmessung. Beide Signaleinsatzzeitpunkte sind klar zu erkennen, was für eine möglichst exakte TE-Ortung elementar ist. Die Rauschpegel sind vergleichbar und beide Messungen zeigen mehrere lokale Maxima und Minima, was auf mehrfache Reflexionen der akustischen Welle an der Kesselwand zurückzuführen ist.

In **Bild 7** ist die Grundfrequenz des künstlichen Signals auf  $f_g = 180$  kHz erhöht. Der Piezoelektrische Sender arbeitet bei dieser Frequenz bereits nicht mehr in seinem Nennbetriebszustand und sendet deshalb nur kleinere Signalpegel aus.

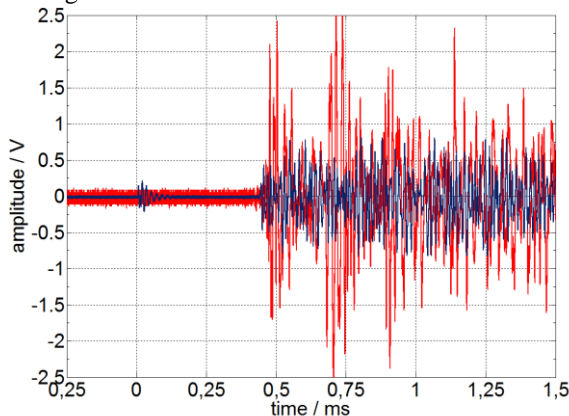


**Bild 7** Akustische TE-Signale gemessen mit Körperschallsensor (rot) und kombiniertem Sensor (blau). Synthetisches TE-Signal mit Grundfrequenz  $f_g = 180$  kHz.

Beide Sensoren empfangen entsprechend niedrigere Signale. Allerdings wird hier deutlich, dass der kombinierte Sensor im Öl im Vorteil ist, da bei ihm die Startzeit des akustischen Signals noch klar erkannt werden kann. Beim Körperschallsensor hingegen ist die Laufzeitbestimmung bereits erschwert, der Signaleinsatz ist nicht ohne weiteres mit dem Auge erkennbar. Dies kann auf die dämpfende Eigenschaft des Kessels zurückgeführt werden und einen größeren Rauschpegel verglichen mit dem kombinierten Sensor in Öl.

### 3.1.2 Messung mit einer Kugel-Spitze Anordnung

Im Laboraufbau wird die synthetische Signalquelle durch eine Kugel-Spitze Anordnung ersetzt, die reale akustische TE-Signale im Öl erzeugt. **Bild 8** zeigt die Vergleichsmessung der beiden Sensoren.



**Bild 8** Akustische TE-Signale gemessen mit Körperschallsensor (rot) und kombiniertem Sensor (blau) mit Kugel-Spitze Anordnung als TE-Quelle. Niederfrequente Einkopplung der UHF in kombinierten Sensor (bei  $t = 0$  ms).

Auch in diesem Versuch sind die Signaleinsätze bei beiden Sensoren deutlich erkennbar. Der Körperschallsensor weist zwar höhere Pegel auf, allerdings ist sein Rauschen auch wesentlich höher als beim in-Öl Sensor. Beim kombinierten Sensor ist eine kleine Überkopplung des UHF-Signals auf den akustischen Signalausgang zu erkennen

(bei 0 ms), welche durch ein angepasstes Filterdesign verhindert werden kann.

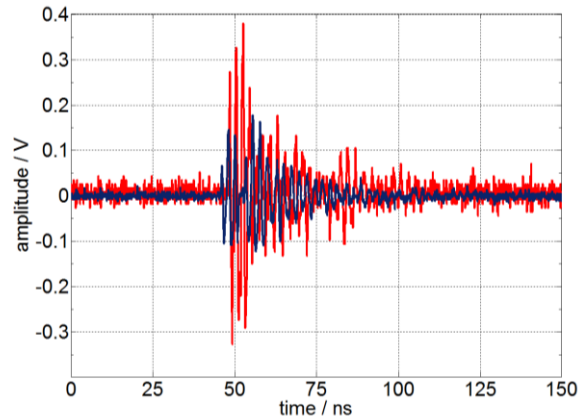
Zusammenfassend scheint der kombinierte Sensor durch seine akustische Messung direkt im Öl des Transformators dem Körperschallsensor überlegen zu sein, vor allem wenn die zu messenden Signale klein und externe Umgebungsgeräusche/Störungen hoch sind. Der kombinierte Sensor muss diese Fähigkeit bei praktischen Messungen an Leistungstransformatoren in Umspannwerken noch unter Beweis stellen.

## 3.2 UHF Messungen

Für Vergleichsmessungen des UHF Kanals wird ein UHF Drain-Valve Sensor verwendet, der im Laboraufbau direkt neben dem kombinierten Sensor platziert wird, womit ein identischer Abstand zur TE-Quelle erreicht wird.

### 3.2.1 Messung mit künstlicher UHF Signalquelle

Zunächst wird mit einem künstlichen UHF TE-Signal in den Ölraum über eine dritte UHF Antenne eingestrahlt. Die Messergebnisse sind in **Bild 9** zu sehen.



**Bild 9** Künstliche UHF TE-Signale gemessen mit UHF Sensor (rot) und kombiniertem Sensor (blau). Signalquelle: LDC-7/UHF Impulsgenerator.

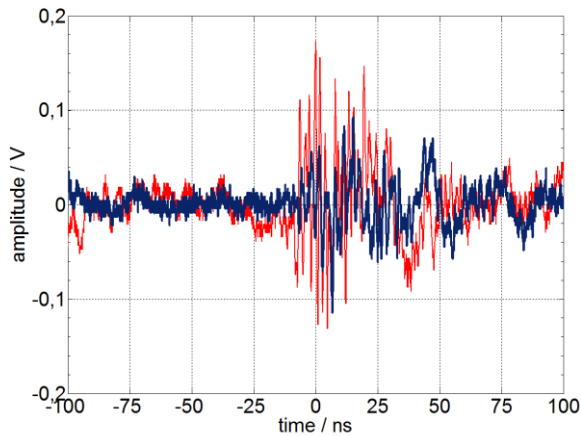
Wie der Vergleich der Antennenfaktoren in Kapitel 2.4 bereits erwarten lässt, sind die gemessenen Pegel beim Drain-Valve Sensor etwas höher als beim kombinierten Sensor. Die Empfindlichkeit des kombinierten Sensors zeigt sich in diesem Laborversuch aber dennoch ausreichend um UHF-Signale detektieren zu können.

### 3.2.2 Messung mit Kugel-Spitze Anordnung

Der UHF Impulsgenerator wird durch eine reale TE-Quelle ersetzt, die elektromagnetische Wellen abstrahlt. In **Bild 10** sind die gemessenen UHF-Signale zu sehen.

Bei dieser realen TE-Quelle ist der Pegelunterschied zwischen den beiden Sensoren geringer, was auf eine ausreichend gute Empfindlichkeit des kombinierten Sensors für reale TE-Quellen schließen lässt.



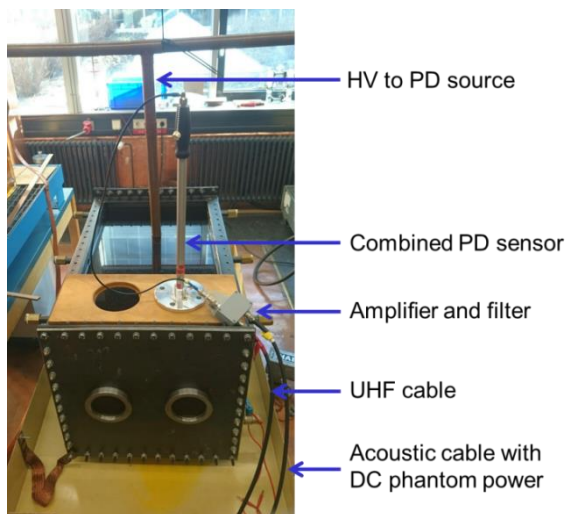


**Bild 10** UHF Signale von Kugel-Spitze TE-Quelle gemessen mit UHF Sensor (rot) und kombiniertem Sensor (blau)

### 3.3 Entfernung zur TE

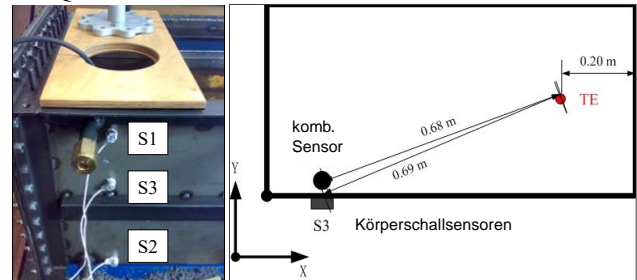
Da der kombinierte Sensor gleichzeitig sowohl UHF als auch akustische Signale detektieren kann, ist es mit ihm möglich den Abstand vom Sensor zur TE-Quelle zu bestimmen. Dafür wird nur ein Zugang zum Transformator über einen Flachkeilschieber benötigt. Hierbei dient das Auftreten des UHF Signals als Nullzeitpunkt für die Laufzeitbestimmung des akustischen Signals. Diese Näherung ist zulässig, da die Ausbreitungsgeschwindigkeit von elektromagnetischen Wellen in Öl mit etwa 2/3 der Lichtgeschwindigkeit mehrere Zehnerpotenzen über der Ausbreitungsgeschwindigkeit von akustischen Wellen in Öl (ca. 1400 m/s [13]) liegt. Mit der ermittelten Entfernung zwischen Sensor und TE-Quelle ergeben sich potentielle Ortungsergebnisse auf einer Kugelschale. Mit Konstruktionsdaten können mögliche typische Fehlerstellen, wie beispielsweise die Ausleitung, auf dieser Kugelschale identifiziert werden.

Im Laboraufbau wird die Kugel-Spitze Anordnung als TE-Quelle verwendet und der kombinierte Sensor sowohl zum Triggern über UHF, als auch zur Laufzeitbestimmung im akustischen Signal eingesetzt. In **Bild 11** ist der Laboraufbau zu sehen.



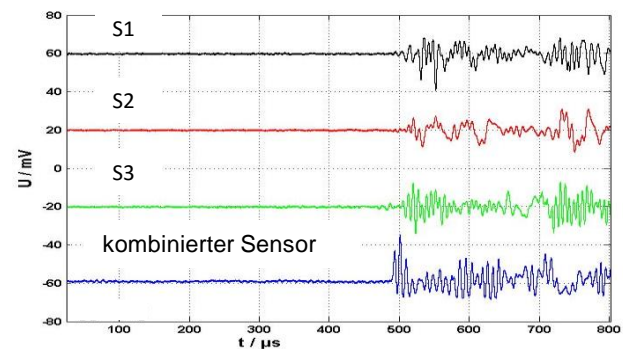
**Bild 11** Laboraufbau zur akustischen Laufzeitmessung

Zusätzlich zum kombinierten Sensor werden drei Körperschallsensoren angebracht, um die Bestimmung des Signaleinsatzes zwischen Kesselmessung und in-Öl Messung vergleichen zu können. **Bild 12** zeigt die angebrachten Körperschallsensoren mit ca. der gleichen Entfernung zur TE Quelle wie der kombinierte Sensor.



**Bild 12** Laboraufbau für akustische TE-Messungen. Links: Detailbild mit externen Sensoren und in-Öl Sensor Rechts: Draufsicht auf den gesamten Aufbau.

Der zeitliche Verlauf der akustischen Signale ist in **Bild 13** zu sehen. Die Laufzeit zwischen Trigger und Signaleinsatz ergibt sich aus der Ausbreitungsgeschwindigkeit von Schall in Öl.



**Bild 13** Akustische TE Messung mit Körperschallsensoren (S1 –S3) und in-Öl Messung (kombinierter Sensor)

Der Signaleinsatz der in-Öl Messung ist im Vergleich zur Kesselwandmessung wesentlich stärker ausgeprägt mit höherer Amplitude und steileren Anstiegsraten. Ein Vorschwingen ist nicht erkennbar, was die genaue Anfangszeitbestimmung ebenso vereinfacht. Da am realen Transformator mit wesentlich schwächeren Signalstärken zu rechnen ist, die bei Kesselmessungen auch oft im Rauschen liegen [6], weist die in-Öl Methode in dieser Messreihe Vorteile auf. Die genaue Betrachtung von Signal S3 legt nahe, dass ein leichter Effekt der Mehrwegeausbreitung über den Stahlkessel zu sehen ist, der die Anfangszeitbestimmung erschwert (leichtes Vorschwingen). Die in-Öl Messung hingegen zeigt Prinzip bedingt kein derartiges Verhalten, was wiederum vorteilhaft für die Laufzeitbestimmung und die Qualität der TE-Ortung ist.

## 4 Einsatz als TE-Monitoring

Die UHF Methode wird mittlerweile immer häufiger für das dauerhafte Monitoring von TE in Leistungstransformatoren eingesetzt, da sie unempfindlicher gegenüber ex-

ternen TE und anderen Störungen in Umspannwerken ist als die elektrische TE-Messung nach IEC 60270 [14], [15].

Verwendet man anstatt eines reinen UHF Sensors den vorgestellten kombinierten Sensor, kann neben dem phasen aufgelösten TE Muster (PRPD) auch eine grobe Lokalisierung der TE mit nur einem Sensor dauerhaft erfolgen, was eine weitere Differenzierung verschiedener TE-Quellen ermöglicht. Eine Auswerteeinheit, die sowohl UHF, als auch akustische Signale verarbeiten kann ist hierfür nötig. Nachteilig sind die höheren Kosten des kombinierten Sensors und auch die geringere Empfindlichkeit im UHF Bereich verglichen mit reinen UHF Sensoren.

## 5 Zusammenfassung

Der vorgestellte kombinierte Sensor eignet sich zur in-Öl Messung von TE sowohl im UHF als auch im akustischen Frequenzbereich. Die mechanischen Eigenschaften von UHF Drain-Valve Sensoren wurden für dieses Sensor-konzept übernommen. Die Empfindlichkeit der UHF Sensoren erreicht der kombinierte Sensor im direkten Vergleich der Antennenfaktoren nicht im gesamten UHF-Frequenzbereich. Die möglichst praxisnahen Laborversuche zeigen jedoch, dass die vergleichbare Empfindlichkeit im unteren UHF Bereich für Zeitbereichsmessungen häufig ausreichend ist, insbesondere wenn im Rahmen einer Ortung nur der Signaleinsatz von Interesse ist. Ein wesentlicher Vorteil der kombinierten in-Öl Messung kommt bei der akustischen TE Messung zum Tragen. Akustische Ortungsverfahren benötigen exakte Laufzeitbestimmungen, welche bei der in-Öl Messung zum einen durch einen besseren Signal-zu-Rauschabstand und zum anderen durch die nicht vorhandene Mehrwegeausbreitung begünstigt werden. Die durchgeführten Labormessungen mit künstlichen und realen TE-Quellen zeigen, dass der kombinierte Sensor in beiden Frequenzbereichen eine ausreichende Empfindlichkeit besitzt.

Im Hinblick auf Feldmessungen ist die Verbindung beider Messprinzipien in einem internen Sensor eine Notwendigkeit, da häufig nur ein oder bestenfalls zwei Zugänge zum Kesselinneren bestehen. Der vorgestellte Vorschlag ermöglicht es, mit nur einem Sensor eine grobe Lokalisierung der TE durchzuführen.

## 6 Literatur

- [1] S. Tenbohlen, J. Jaegers, et al., „Transformer Reliability Survey,“ in *Electra No. 261*, 2012.
- [2] A. Bossi, et al., „An international survey on failures in large power transformers in service,“ in *Electra No. 88*, 1983.
- [3] S. Tenbohlen, M. Heindl, M. Jovalekic, A. Müller, M. Siegel, „Trends in der Diagnostik von Hochspannungs-Betriebsmitteln,“ in *ETG Diagnostik Elektrischer Betriebsmittel*, Fulda, 2012.
- [4] International Electrotechnical Commission (IEC), „IEC 60270 High Voltage Test Techniques - Partial Discharge Measurements,“ Geneva, Switzerland, 2000.
- [5] S. Tenbohlen, A. Pfeffer, S. Coenen, „On-site Experiences with Multi-Terminal IEC PD Measurements, UHF PD Measurements and Acoustic PD Localisation,“ in *IEEE International Symposium on Electrical Insulation*, San Diego, California, USA, Paper No. 095, 2010.
- [6] S. Markalous, E. Grossmann, K. Feser, „Online acoustic PD-measurements of oil/paper-insulated transformers - methods and results,“ in *International Symposium on High Voltage Engineering (ISH)*, Delft, Netherlands, 2003.
- [7] M. Judd, „Partial Discharge Monitoring of Power Transformers using UHF Sensors,“ in *IEEE Electrical Insulation Magazine Vol. 21, Issue 3*, 2005.
- [8] M. Beltle, M. Siegel, S. Tenbohlen, S. Coenen, „Untersuchung verschiedener Verfahren zur TE-Detektion und zur Vibrationsmessung,“ in *Diagnostik elektrischer Betriebsmittel*, Fulda, Deutschland, 2012.
- [9] M. Beltle, M. Siegel, S. Tenbohlen, „Investigation of In-Oil Methods for PD Detection and Vibration Measurement,“ in *International Symposium on High Voltage Engineering*, Seoul, Korea, 2013.
- [10] S. Tenbohlen, M. Siegel, M. Beltle, 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, Switzerland, 2013.
- [11] M. Siegel, S. Tenbohlen, „Design of an Oil-filled GTEM Cell for the Characterization of UHF PD Sensors,“ in *International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Jeju, Korea, 2014.
- [12] M. Siegel, M. Beltle, S. Tenbohlen, „Aufbau einer ölgefüllten GTEM Zelle zur Vermessung der Empfindlichkeit von Sensoren zur UHF Teilentladungsmessung,“ in *Diagnostik elektrischer Betriebsmittel*, Berlin, 2014.
- [13] E. Howells, E.T. Norton, „Parameters Affecting the Velocity of Sound in Transformer Oil,“ in *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-103, No.5, pp 1111-1115, 1984.
- [14] M. D. Judd, „Experience with UHF partial discharge detection and location in power transformers,“ in *Electrical Insulation Conference*, Annapolis, Maryland, 2011.
- [15] 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.