

Ein neues Kompensationsverfahren für TE-Messungen an Transformatoren

M. Lauersdorf, ABB Calor Emag Schaltanlagen AG

normals: Universität Stuttgart, Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik

1. Einleitung

Ausfälle von Transformatoren können fast immer auf Isolationsschwächen zurückgeführt werden. Die Ausfallhäufigkeit ist insgesamt zwar gering, doch die daraus entstehenden meist finanziellen Folgeschäden können schwerwiegend sein.

Nicht nur während und nach der Fertigung von Transformatoren ist eine intensive Kontrolle der Betriebseigenschaften, insbesondere der Isolationsqualität von entscheidender Bedeutung. Auch während des Betriebes sollte der Alterungszustand der Isolation überprüft werden, um rechtzeitig Reparaturen durchführen und damit größere Schäden vermeiden zu können. So kann die Lebensdauer des Transformators entscheidend verlängert werden wodurch sich dann der wirtschaftliche Gewinn gegenüber der ursprünglichen Kalkulation erhöht.

Das Ziel sollte also sein, neue, sichere und kostengünstige Diagnosetechniken zu finden, die in eine Überwachungseinrichtung integriert und mit denen möglichst rasch Isolationsdefekte erkannt werden können. Vor allem sind Diagnosemethoden anzustreben, die ständig installiert bleiben und möglichst kein Abschalten des Transformators nötig machen, sodaß auch dieser Kostenfaktor berücksichtigt bleibt.

Zu den physikalischen Techniken die zum Zweck einer Transformatorüberwachung einsetzbar sind, zählen sicherlich die Temperaturerfassung, die Gas-in-Öl-Analyse, sowie eine elektrische aber auch eine akustische Teilentladungserfassung.

Die inzwischen weit entwickelte Technik der elektrischen Teilentladungsmessung erlaubt grundsätzlich eine sehr empfindliche Isolationsdiagnose. Trotzdem steht man für Vor-Ort-Anwendungen vor meßtechnischen Problemen (Ankopplungstechnik, Störeinkopplungen etc.) die zunächst zu lösen sind.

Die Teilentladungsmessung ist ein jahrzehntelang bewährtes Hilfsmittel zur Ermittlung der Isolationsqualität im Labor und vor Ort. Bei der Erfassung von Teilentladungen treten Störungen auf, die entweder leitungsgebunden oder elektromagnetisch einkoppelnd in den TE-Meßkreis einwirken. Bei der TE-Messung zur Betriebsmittel-Endkontrolle herrschen im allgemeinen nahezu störungsfreie Laborbedingungen, sodaß mit ausreichender Empfindlichkeit gemessen werden kann. Im Gegensatz dazu kann unter Vor-Ort-Bedingungen bei Prüfungen und On-line-Überwachungen von Anlagen im Betrieb die Beeinflussung der Messung durch Störer kaum

vermieden werden. Beispielsweise werden von Rundfunksendern abgestrahlte modulierte Sinussignale in den geometrisch ausgedehnten Prüfkreis eingekoppelt. Einrichtungen der Leistungselektronik erzeugen leitungsgebundene impulsförmige Störer synchron zur Netzfrequenz. Zusätzlich werden dem Meßsignal Störimpulse überlagert, die durch verstärkt auftretende Koronaentladungen verursacht werden. Mit all diesen Störern ist eine in vielen Fällen erhebliche Verminderung der Meßempfindlichkeit verbunden. Die Verwendung von Störunterdrückungsmethoden in der Signalverarbeitung gewinnt dann an Bedeutung, wenn Maßnahmen zur Abschirmung und die Filterung der Versorgungsspannung vor Ort nicht wirtschaftlich oder einfach nicht mehr durchführbar sind.

Mit Einführung der schmalbandigen TE-Messung wurde bereits begonnen, Methoden der Signalfilterung zum Zwecke der Störunterdrückung einzusetzen. Zur Ausnutzung der Vorteile der breitbandigen TE-Messung hingegen wurden erst mit Hilfe der digitalen Signalverarbeitung neue Techniken der adaptiven linearen oder nichtlinearen Filterung zur Störunterdrückung erschlossen, wodurch, inzwischen auch in Echtzeit, ohne großen Aufwand On-line-Messungen mit wesentlich erhöhter Empfindlichkeit durchführbar sind. Erst das Impulsmuster eines störungsfreien TE-Signals sollte dann mit Hilfe von gebräuchlichen Mustererkennungsverfahren klassifiziert und beurteilt werden.

Am Institut für Energieübertragung und Hochspannungstechnik der Universität Stuttgart wurden in den letzten Jahren Arbeiten durchgeführt, die thematisch eng mit dem Ziel „Transformatorüberwachung“ zu verknüpfen sind. Um schnell Erfahrungen für den praktischen Einsatz der bisherigen sowie künftigen Forschungsergebnisse zu gewinnen, wurde mit Betreibern von Großtransformatoren, also speziell den Energieversorgungsunternehmen (EVU), zusammengearbeitet. Aus diesem Grund ergeben sich auch Möglichkeiten die bisherigen Verfahren zur Teilentladungsmessung vor Ort zu erproben. Einige Ergebnisse solcher Vor-Ort-Messungen unter Anwendung der neuen Auswertetechniken werden hier vorgestellt.

2. Teilentladungsmessung an Transformatoren vor Ort

Teilentladungen in Transformatoren sind sicherlich ein deutlicher Indikator von lokalen Isolationsfehlern. Indirekt bietet jedoch auch die Gas-in-Öl-Analyse ähnlich wie die $\tan \delta$ -Messung Hinweise auf das Vorhandensein von Teilentladungen. Eine sehr empfindlicher und sofort auswertbarer Indikator für Teilentladungen stellt allerdings die elektrische Messung von Teilentladungsströmen dar. Dabei können zwei Wege der TE-Überwachung beschritten werden. Zum einen kann von Zeit zu Zeit, etwa in regelmäßigen Abständen, der zu prüfende Transformator abgeschaltet werden, und entweder durch Fremdspeisung oder durch Speisung von der Unterspannungsseite eine mehr oder weniger störfreie TE-Diagnose vorgenommen werden (Vor-Ort-Diagnose). Ein anderer Weg stellt die Vor-Ort-Installation eines intelligenten Meßsystems dar, um damit eine kontinuierliche TE-Messung am zu prüfenden Transformator realisieren zu können (On-line-Überwachung). Dieser zweite Weg ist der meßtechnisch aufwendigere, aber auch der zuverlässigere, jedoch nur dann, wenn es gelingt, die bei der Messung im Betrieb anzutreffende Störproblematik zu beherrschen (s. Kapitel 3).

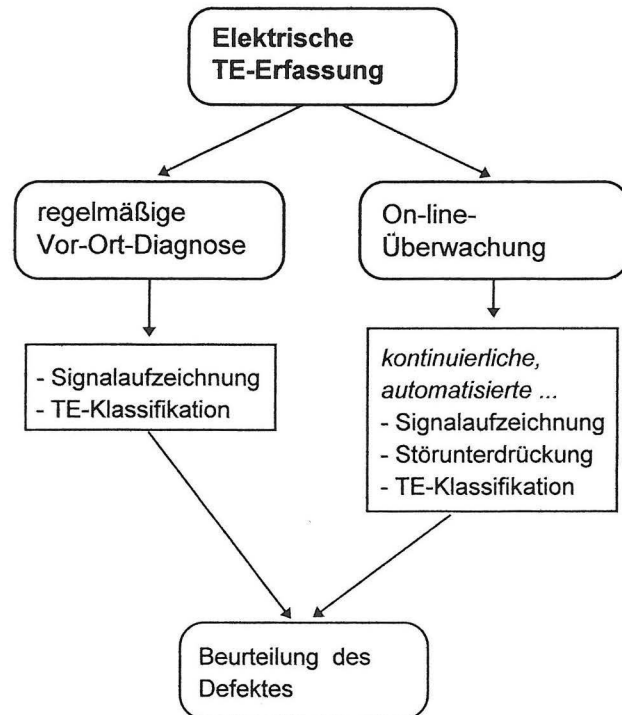


Fig. 2.1:

Unterscheidung „Vor-Ort-Diagnose“ und „On-line-Überwachung“ mit dem Vorteil der kontinuierlichen, festinstallierten Signalaufzeichnung bei der *On-line-Überwachung*. Unterschied hier: Notwendigkeit der Störunterdrückung.

Für die Erfassung von Teilentladungen an Transformatoren vor Ort zum Zweck einer Überwachung sind grundsätzliche Bedingungen zu berücksichtigen. Zunächst muß eine möglichst robuste und witterungsbeständige Meßanordnung gewählt werden mit der der sichere Betrieb des Transformators nicht gefährdet ist. Eine wichtige Voraussetzung für eine korrekte Signalinterpretation ist die Aufzeichnung ungestörter Signale. Aufgrund der Störproblematik wurden deshalb in der letzten Zeit neue Verfahren der digitalen Signalverarbeitung entwickelt, mit denen eine Unterdrückung der wichtigsten Störgrößen möglich geworden ist.

3. Bisherige Problematik bei der On-line-TE-Messung an Transformatoren

Das Hauptproblem bei Teilentladungsmessungen an Transformatoren vor Ort stellen die Störeinkopplungen dar. Fig. 3.1 zeigt dazu das Beispiel einer Messung an einem 350-MVA-Transformator im Netzbetrieb. Allgemein richtet sich die geforderte Meßempfindlichkeit nach festgelegten Ladungshöchstwerten, die bei TE-Prüfungen an Großtransformatoren noch zulässig sind. Deshalb sollte allgemein die Meßempfindlichkeit deutlich unterhalb von 500 pC liegen. Im gezeigten Beispiel sind die Störeinkopplungen so hoch (Störpegel höher als 60 nC), daß eine Analyse des TE-Signals ohne Störunterdrückungsmaßnahmen nicht möglich ist.

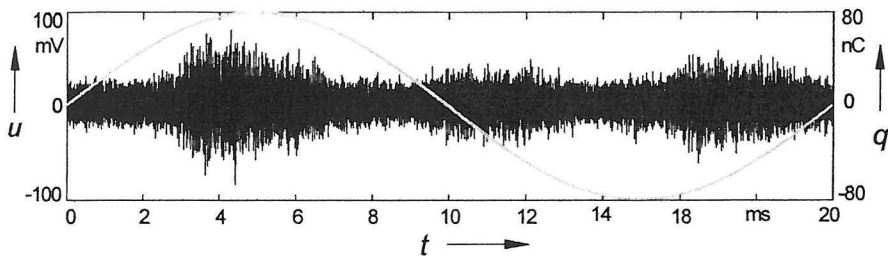


Fig. 3.1:
TE-Messung an einem 350-MVA-Transformator im Betrieb. Zu erkennen: Überlagerung von Schmalbandstörern und Koronastörern.
Der Verlauf der Betriebsspannung ist überlagert dargestellt

Als zweites Beispiel zeigt das Fig. 3.2 das Meßergebnis einer Vor-Ort-Prüfung an einem 25-MVA-Transformator. In diesem Fall wurde der Transformator vom Netz der Oberspannungsseite (110 kV) getrennt und unterspannungsseitig über das dort abgehende Netz (10 kV) gespeist. Durch diese überspannungsseitige Abkopplung kann der Störpegel sehr klein gehalten werden, so daß auch ohne Störunterdrückungsmaßnahmen oft ausreichend empfindliche und damit aussagekräftige TE-Messungen möglich sind. Messungen an Transformatoren im Betrieb (On-line-Messungen), vor allem zum Zweck der Überwachung, können im Gegensatz dazu nur durchgeführt werden, Maßnahmen zur Störunterdrückung getroffen werden.

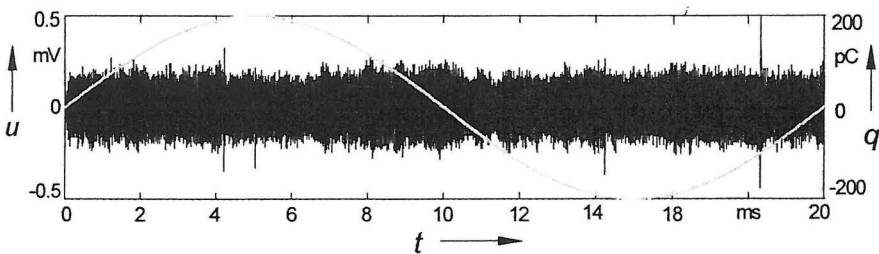


Fig. 3.2:
TE-Messung an einem 25-MVA-Transformator bei Abkopplung vom OS-seitigen Netz und Speisung von der US-Seite.
Zu sehen: Überlagerung von Schmalbandstörern. Vereinzelt sind Teilentladungen des Transformators zu erkennen.

Die Methode der elektrischen Teilentladungserfassung soll künftig als eine neue, empfindliche Technik zur Isolationsüberwachung von Betriebsmitteln, insbesondere von Großtransformatoren vor Ort, eingesetzt werden. Wie in den vorausgehenden Ausführungen deutlich

wurde, sind die TE-Signale bei Messungen an Transformatoren im Betrieb stark von Störern überlagert, so daß eine sinnvolle Auswertung nicht mehr möglich ist.

Das primäre Ziel soll die Entwicklung und Anwendung neuer Störunterdrückungsverfahren sein, damit künftig der Einsatz von On-line-Messungen an Transformatoren in automatisierten Überwachungssystemen möglich ist.

Solche Störunterdrückungsverfahren sollten folgende Eigenschaften besitzen:

- Grundlegende Kombinierbarkeit mit konventionellen und modernen Verfahren zur Unterdrückung von Schmalbandstörern (Schmalbandfilterung, digitale Filterung)
- Anwendbarkeit des Verfahrens bei Messungen an dreiphasigen Transformatoren auch unter ungünstigen Bedingungen (passive, robuste Sensorik, Erdverhältnisse vor Ort etc.)
- Kalibrierbarkeit der Signale, Vergleichbarkeit bezüglich der gemessenen TE-Pegel.

4. Kompensationsverfahren zur Unterdrückung von leitungs-ge- bundenen Impulsstörungen

Das im folgenden gezeigte Verfahren der Meßkreiskompensation beruht auf dem Prinzip der „Brückenschaltung“. Zur Unterdrückung der äußeren TE von Meßkreisen wird von der Möglichkeit, die Teilentladungsströme über zwei unabhängige Stromzweige auszukoppeln, ausgegangen. Im einen Stromzweig befindet sich der Prüfling. Er wird in den folgenden Ersatzdarstellungen als Prüflingskapazität C_P bezeichnet (s. Fig. 4.1). Die Stromauskopplung erfolgt in diesem Stromzweig durch Messung der Spannung u_P an der Meßimpedanz \underline{Z}_P . Parallel dazu wird in einem zweiten Stromzweig, dem Nebenzweig, ein Spannungssignal u_N an einer Impedanz \underline{Z}_N erfaßt.

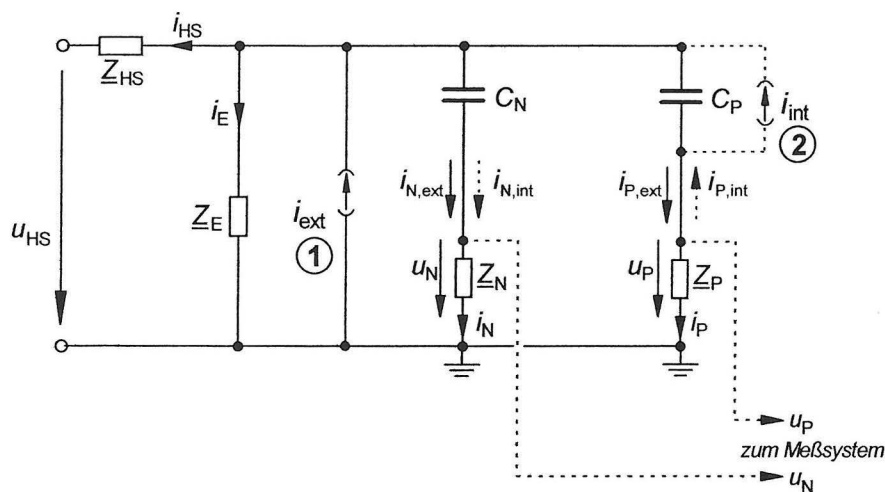


Fig. 4.1:

TE-Meßkreis mit der Möglichkeit, die TE-Signale in zwei Stromzweigen auszukoppeln:

Stromzweig des Prüflings
(über die Impedanz \underline{Z}_P)
und einen Nebenzweig (über die Impedanz \underline{Z}_N)

① = „äußere“ TE

② = „innere“ TE

Nach der Erfassung und Digitalisierung der Ausgangsspannungen beider Meßzweige (Fig. 4.1) erfolgt eine digitale Filterung, bevor die beiden Signale weiterverarbeitet werden können. Diese digitale Filterung bewirkt einen „numerischen“ Brückenabgleich derart, daß für den Fall äußerer Entladungen eine Angleichung der Impulsverläufe der beiden Spannungssignale (u_N und u_P) rechnerisch ermittelt wird. Die Dimensionierung dieses Digitalfilters kann mit Hilfe eines Kalibriervorganges erreicht werden. Diese Dimensionierungsrechnung soll im folgenden als „Kompensation“ bezeichnet werden.

Unterdrückung äußerer TE durch kompensierte Differenzbildung

Eine Meßzweigkompensation ist dann gegeben wenn die Differenz der in den beiden Zweigen (gemäß Fig. 4.1) meßbaren Signalspannungen für äußere Entladungen verschwindet. So muß dazu das Signal des Nebenzweiges mit einer (unbekannten) „Kompensationsfunktion“ \underline{F}_K so multipliziert werden, daß folgendes gilt:

Im Fall äußerer TE:

$$\underline{U}_{D,ext} = \left(\underline{U}_{N,ext} \cdot \underline{F}_K - \underline{U}_{P,ext} \right) \stackrel{!}{=} 0 ; \quad (4.1)$$

Für den Fall einer prüflingsinternen Entladung gilt dann:

$$\underline{U}_{D,int} = (\underline{U}_{N,int} \cdot \underline{F}_K - \underline{U}_{P,int}) \neq 0 ; \quad (4.2)$$

Die *Kompensationsfunktion* errechnet sich nach Messung und Frequenztransformation der Kalibrierimpulsantworten zu:

$$\underline{F}_K = \frac{\underline{U}_{P,ext}}{\underline{U}_{N,ext}} ; \quad (4.3)$$

Selektion äußerer TE durch kompensierte Produktbildung

Nicht nur die Signaldifferenz, sondern auch das Produkt der beiden Stromzweigsignale läßt sich nach der Kompensationsrechnung auswerten. Dann gilt für das Signalprodukt p_u für den Fall externer Impulsstörer:

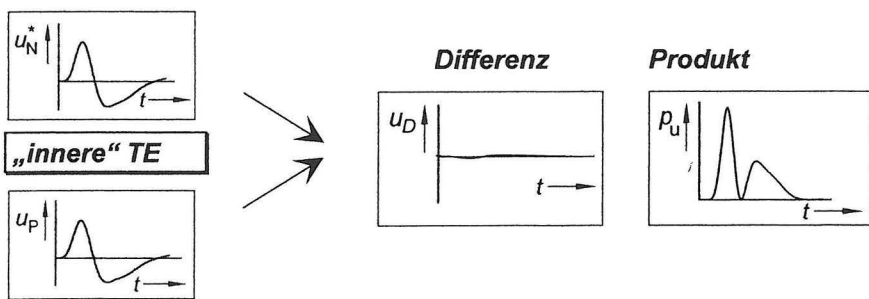
$$\begin{aligned} p_u &= p_{u,ext} = (u_{N,ext} * f_K) \cdot u_{P,ext} \\ &= u_{P,ext} \cdot u_{P,ext} = (u_{P,ext})^2 \geq 0 \end{aligned} \quad (4.4)$$

Das heißt, das Produktsignal ist nach Anwendung der Kompensationsfilterung auf das Nebenzweigsignal $u_{N,ext}$ (gefiltert mit der Funktion \underline{F}_K) rein positiv. Es kann andererseits gezeigt werden, daß im Fall eines ausreichend breitbandig übertragenden Meßkreises, für den Fall innerer Teilentladungen dieses Produkt dann negativ wird.

In Fig. 4.2 sind die wichtigsten Kriterien zur Unterscheidung der Entladungsvorgänge mit Hilfe der Kompensationsrechnung noch einmal übersichtlich zusammengefaßt.

Fig. 4.2:

Unterscheidung der Entladungsvorgänge



a. Äußere TE: die Differenz aus u_P und u_N^* ist Null, das Produkt rein positiv (dabei sei u_N^* das kompensierte Nebenzweigsignal)

b. Innere TE: die Differenz u_D ergibt eine „Verstärkung“ der TE-Amplitude, das Produkt enthält größtenteils negative Signalanteile

Eine für Impulssignale aufgrund der Linearität und der endlichen Impulsantwort günstige Methode zur digitalen Filterung stellt die Verwendung eines nichtrekursiven Digitalfilters (FIR-Filter) dar. Für die Ermittlung der Kompensationsfunktion wird deshalb bevorzugterweise ein FIR-Filter verwendet. Die Koeffizienten dieses FIR-Filters können einerseits über eine Fouriertransformation der Kalibriersignale (Frequenzbereichadaption) und andererseits über eine Impulsformadaption unter Verwendung der Fehlerquadratsumme der Kalibriersignale (Zeitbereichadaption) ermittelt werden.

4.1 Wirkung des Verfahrens an einphasigen Anordnungen

Zur Verifikation des beschriebenen Verfahrens wurden im Hochspannungslabor Messungen durchgeführt. Figur 4.3 zeigt das Meßergebnis für einen TE-behafteten Prüfling (100-kV-Gießharztransformator). Bei diesem Beispiel konnten am Meßanschluß der Durchführung des speisenden Prüftransformators der Versuchsanlage die Teilentladungsströme ausgekoppelt werden (entspricht in Figur 4.1 der Meßimpedanz \underline{Z}_N des Nebenzweiges). In die Erdzuleitung des Prüflings (C_P) wurde ebenfalls ein Stromwandler (entspricht \underline{Z}_P) eingeschleift. Die Verbindungsleitung zwischen dem Prüftransformator und dem Prüfling wies ab einer Spannung von 40 kV Koronaentladungen auf. Der Prüfling selbst zeigte bereits bei 30 kV starke Teilentladungen (> 200 pC). Die Aufzeichnung hier erfolgte mit einem mehrkanaligen digitalen Speicheroszilloskop mit einer Datenwortbreite von 8 Bit, einer Abtastrate von 2,5 MHz und einer Speichertiefe von 50 kSamples je Aufzeichnungskanal (entsprechend der Aufzeichnungsdauer einer 50-Hz-Netzperiode). Zunächst wurde der Meßkreis im spannungslosen Zustand kalibriert. Aus diesen Signalen konnte dann die Kompensationsfunktion \underline{F}_K als FIR-Filter mit der Filterordnung $M = 255$ ermittelt werden.

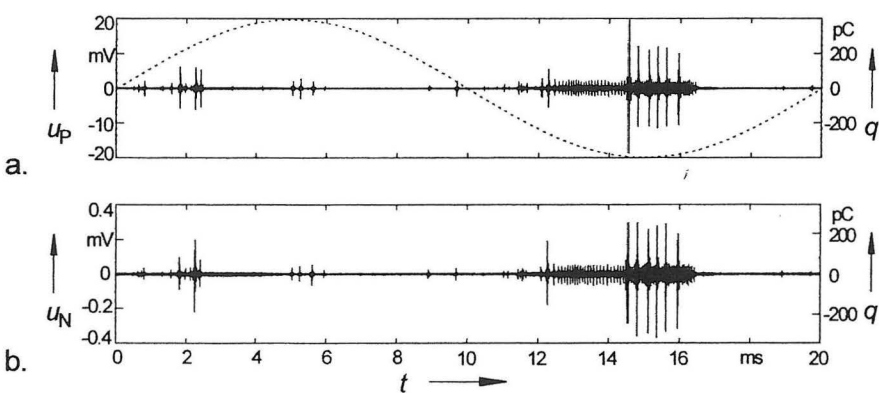


Fig. 4.3:
TE-Messung an einer Anordnung gemäß Fig. 4.1 bei einer Spannung von 45 kV
a. Signal an der Meßimpedanz des Prüflingszweiges (\underline{Z}_P)
b. Signal an der Meßimpedanz des Nebenzweiges (\underline{Z}_N)

In Fig. 4.3 ist das mit Gleichung (4.2) ermittelte und um einen Kalibrierfaktor korrigierte Differenzsignal u_D dargestellt. Hier zeigt sich eine eindeutige Unterdrückung des Signalbereichs der Koronastörer in der negativen Halbperiode der Netzspannung. Die Störimpulse konnten etwa um einen Faktor 30 unterdrückt werden. Figur 4.3b zeigt das Produkt aus dem kompensierten Signal u_N und u_P , wobei die positiven und negativen Anteile dieses Produktes korrigiert

wurden (Entzerrung durch Berechnung der Quadratwurzel aus den Signalwerten und Bewertung mit einem Korrekturfaktor). Hier ist dann eindeutig der positive Anteil des Signalproduktes im Fall der Koronastörer zu erkennen. Ebenso zeigt sich die Effizienz des Verfahrens beim Auftreten von netzsynchronen Störimpulsen, die netzseitig in den Meßkreis einkoppelten. Auch diese Impulsstörer können durch Differenzbildung unterdrückt und über die Produktbildung als rein positives Signalprodukt selektiert werden (s. Markierungen „N1“ und „N2“ in Fig. 4.4b)

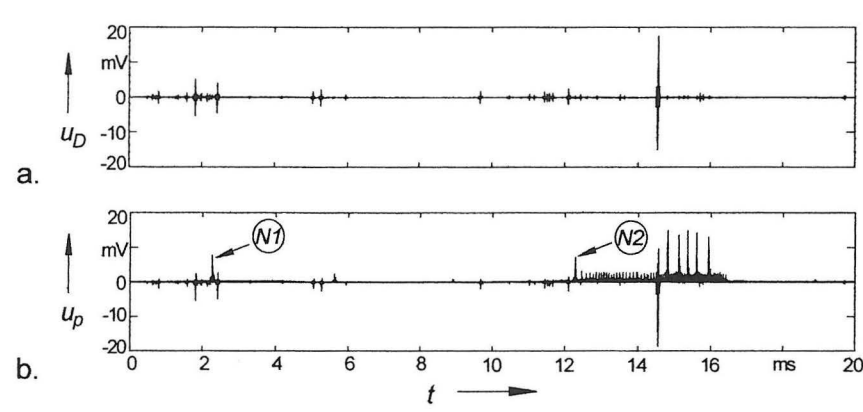


Fig. 4.4:
Auswertung der Signale aus Fig. 4.2:
a. Differenzsignal: die äußeren Störer sind um einen Faktor 30 gedämpft.
b. Produktsignal
 Die Markierungen „N1“ und „N2“ kennzeichnen die während der Messung aufgetretenen netzsynchronen Störimpulse.

4.2 Wirkung des Verfahrens an dreiphasigen Anordnungen vor Ort

Methoden der Stromauskopplung

Zur Auskopplung von TE-Strömen an Dreiphasentransformatoren unter Anwendung des Kompensationsverfahrens muß zwischen der Auskopplung eines Nebenzweigstromes und der Auskopplung eines Prüflingszweigstromes unterschieden werden (s. Figur 4.1). Die wichtigsten Auskopplungsarten, wie sie stets angewendet wurden, sind in Figur 4.5 zusammengefaßt. Eine konventionelle Möglichkeit der Auskopplung bietet eine parallel zu einem der Leiter des Transformators geschalteter Kapazität TE-freier Wandler oder auch ein angekoppelter Meßkondensator (Möglichkeit ①). In ähnlicher Weise kann eine Auskopplung auch am Meßanschluß der Transformatordurchführung (sofern ein solcher vorhanden ist) durch Erfassung des Stromes über die interne Meßbelagskapazität (Möglichkeit ②) erfolgen. Der Aufbau eines solchen Sensors wird in dargestellt. Dieser Sensor ist so aufgebaut, daß eine gleichzeitige Erfassung des Meßbelagstromes und, über eine Abschlußkapazität C_A , auch der geteilten Leiterspannung möglich ist („Kombi-Sensor“ [4], [6]). Beide Auskopplungsarten (① und ②) erlauben die Erfassung von parallel zum entsprechenden Leiter des Transformators (Anschlüsse U, V, W) fließender Nebenzweigströme unter Verwendung von kompakt aufgebauten, empfindlichen Stromwandlern. Die Auskopplung von Strömen im Prüflingszweig kann durch direkte Erfassung des jeweiligen Leiterstroms erfolgen (Möglichkeit ③). Die so erfaßten Stromsignale sind direkt korrelierbar mit den leiterzugehörigen Nebenzweigsignalen (zum Beispiel unter Verwendung der Möglichkeit ②). Bei einer derartigen Stromerfassung sind für eine Wandlung auf Nieder-

spannungspotential zur Einhaltung des nötigen Isolationsabstandes eisenkernlose Rogowskispulen mit großem Durchmesser erforderlich. Diese Wandler können entweder vom Hersteller in den Transformator eingebaut werden (im Bereich des Durchführungsdomes) oder sie müssen nachträglich außerhalb des Transformators montiert werden. Diese Art der Stromerfassung ist nicht sehr empfindlich und begünstigt aufgrund des ausgedehnten, großvolumigen Aufbaus der Wandler die Einkopplung magnetischer Störfelder.

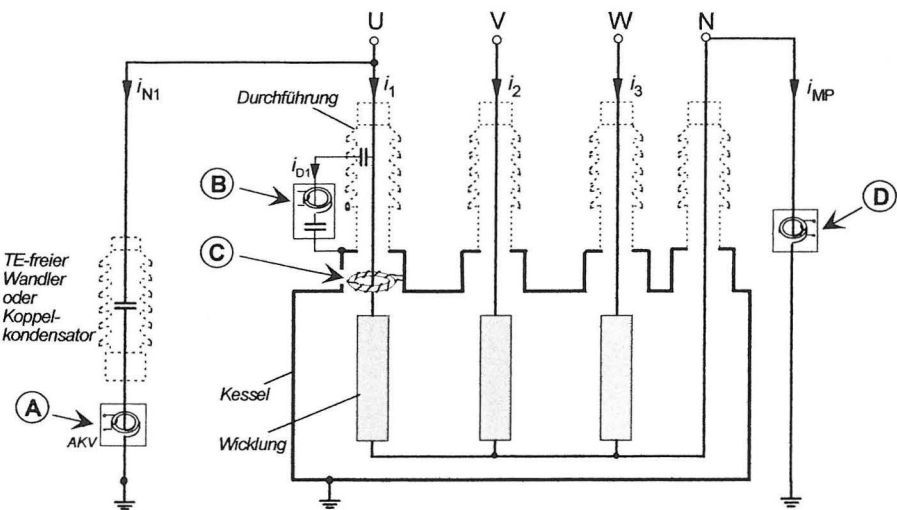


Fig. 4.5:
Möglichkeiten der Auskopplung von TE-Strömen an Großtransformatoren

Das Einbringen eines Stromwandlers in die Erdzuleitung des Wicklungssternpunktes (Leiter N, falls dieser geerdet betrieben wird, s. Möglichkeit (D)) stellt, wie bei den Auskopplungsarten (A) und (B), eine ähnlich empfindliche Art der Stromauskopplung dar. Auch diese Auskopplung erfaßt zumindest einen Teil des Prüflingsstromes. Ein Nachteil bei der Sternpunktstromerfassung besteht darin, daß hier nur eine Summenstromkomponente erfaßt wird und eine leiterselektive Stromauskopplung nicht möglich ist. Dennoch läßt sich diese Art der Stromerfassung für die Anwendung des Kompensationsverfahrens einsetzen. Die Tabelle 4.1 faßt die hier vorgestellten Möglichkeiten der Stromauskopplung nochmals zusammen.

| Sensor | Auskopplung im Nebenzweig |
|--------|---|
| (A) | Auskopplung über Stromwandler oder Ankoppelvierpol an benachbarten Wandlern oder über einen separaten Koppelkondensator |
| (B) | Auskopplung am Meßanschluß der Transformatordurchführung |
| Sensor | Auskopplung im Prüflingszweig |
| (C) | Auskopplung der Leiterströme über große Rogowskispulen im/am Transformator |
| (D) | Auskopplung des Sternpunktstromes (N) über einen externen Stromwandler. |

Tabelle 4.1:
Gegenüberstellung der Möglichkeiten zur Stromauskopplung zur TE-Erfassung an Großtransformatoren (s. Fig. 4.5)

Zur Ortung von starken Entladungen in der Nähe eines 200-MVA-Transformators (220 kV-110 kV) wurde eine Mehrkanalmessung durchgeführt. Dabei hat man die oben erwähnte Kombisonde zur Ankopplung an die Durchführungen [6] der OS-Seite sowie einen Ferritkernwandler zur Auskopplung des Sternpunktstromes (s. 2.2 c) verwendet (s. Fig. 3.2). Die Stromempfindlichkeit aller 4 Sonden war gleich und lag bei ca. 5 V/A.

Aufgrund der starken Einkopplungen von Rundfunkstörern (mit einem Störpegel von nahezu 10 nC) war es vor der Signalauswertung notwendig, eine angepaßte Filterung der schmalbandigen Störer durchzuführen. Figur 4.7 zeigt das zugehörige Störspektrum (gestrichelt) mit der angepaßten Charakteristik des verwendeten FIR-Filters (dessen Koeffizienten wurden nach dem REMEZ-Verfahren [3] dimensioniert).

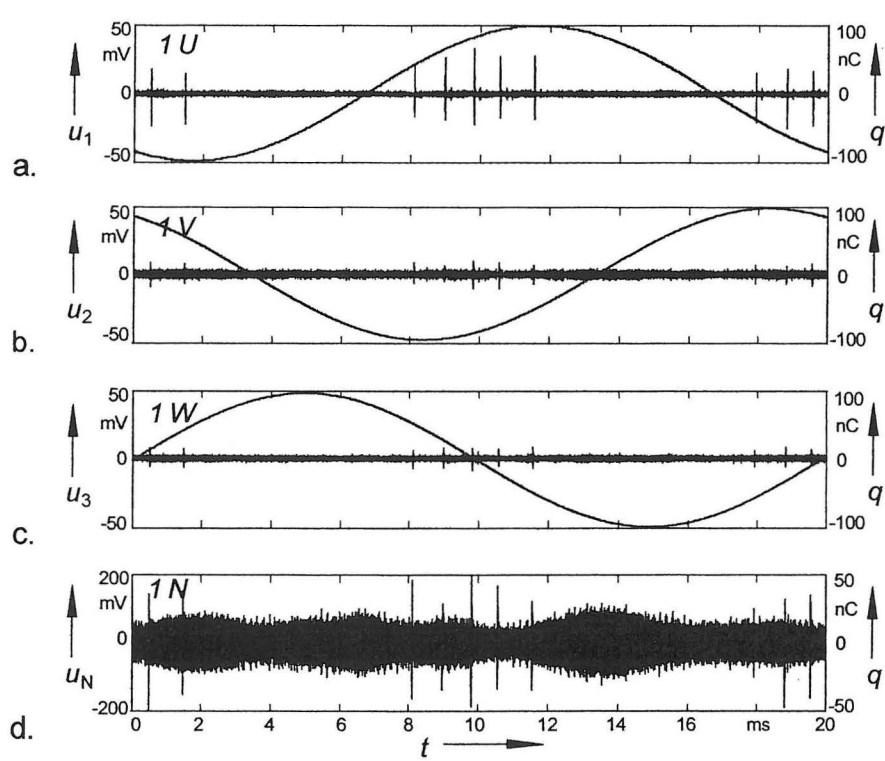


Fig. 4.6:
Ergebnis einer TE-Messung an einem 200-MVA-Transformator zur Lokalisierung von Entladungen.
Der Verlauf der anliegenden Netzspannung ist jeweils miteingezeichnet.

- a. TE-Signal an Leiter 1
- b. Signal an Leiter 2
- c. Signal an Leiter 3
- d. Sternpunktsignal

Zur Erkennung des Entladungsortes wurde zunächst eine Kompensationsrechnung mit den gefilterten Signalen aus Figur 4.4 durchgeführt. Dazu wurden zuerst an jedem einzelnen der drei Leiter (bei abgeschaltetem Netz) Kalibrierimpulse eingespeist und die Impulsantworten der Meßwandler an den Durchführungen der drei Leiter und dem Stromwandler von Leiter N erfaßt. So konnte für jeden der drei Leitersysteme eine spezifische komplexe Kompensationsfunktion $\underline{F}_{K,1}$, $\underline{F}_{K,2}$ und $\underline{F}_{K,3}$ angegeben werden.

$$\underline{F}_{K,i} = \frac{\underline{U}_{Ni,ext}}{\underline{U}_{i,ext}}; \quad (i = 1,2,3) \quad (4.5)$$

Hierbei stellen die Variablen $\underline{U}_{i,ext}$ ($i = 1,2,3$) die in den Frequenzbereich transformierten gemessenen Ausgangssignale der Stromwandler aller drei Leiter bei Kalibrierung (für äußere

TE) dar. Die Variablen $\underline{U}_{Ni,ext}$ ($i = 1,2,3$) stellen die zugehörigen Stromwandlersignale des Sternpunktleiters dar.

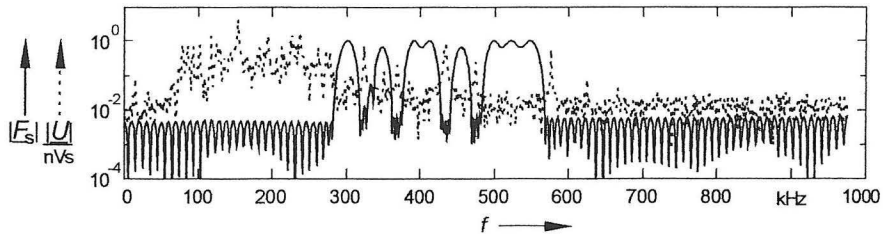


Fig. 4.7:
Störspektrum (····) des Stromwandlersignals der Sternpunktausleitung (s. Figur 4.5) und die angepaßte Charakteristik des FIR-Filters zur Filterung der Schmalbandstörer (—).

In Figur 4.8 ist zu erkennen, daß das Differenzsignal des Leiters 1 nahezu verschwindet (die Störer wurden hier ungefähr um den Faktor 10 unterdrückt), während die Amplituden der beiden Differenzsignale $u_{D,2}$ und $u_{D,3}$ der Nachbarleiter (Figur 4.8 b, c) gegenüber den Signalen aus Figur 4.6(b, c) noch verstärkt wurden. Dieser Sachverhalt ließ darauf schließen, daß es sich bei den erkannten äußeren Impulsstörern um eine Ursache an Leiter 1 außerhalb des Transformators handeln mußte. Die Impulse in den Signalen der Nachbarleiter, so haben auch die Kalibriermessungen gezeigt, sind auf transformatorinterne Kopplungen zurückzuführen. Ein äußerer Impulsstörer auf einem der Leiter koppelt mit ca. 30 % der Signalamplitude auch auf die Nachbarleiter über. Ein übergekoppelter Störimpuls gilt also für die Nachbarleiter als „innere TE“ und wird in seiner Amplitude nach einer leiterspezifischen Kompensationsrechnung entsprechend verstärkt.

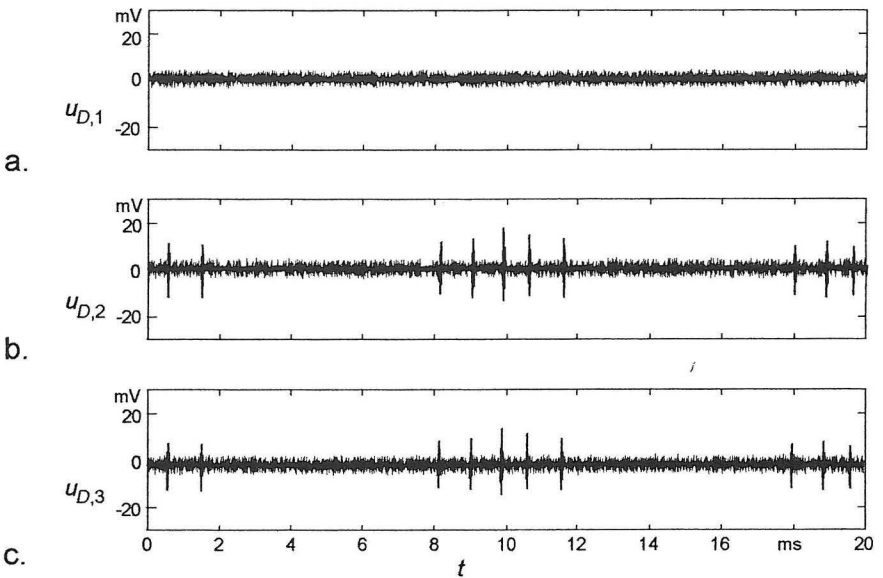


Fig. 4.8:
Differenzsignale nach Filterung der Schmalbandstörer und nach der Kompensationsrechnung
a. Differenz aus dem Signal an Leiter 1 und dem Sternpunktsignal
b. Differenz aus dem Signal an Leiter 2 und dem Sternpunktsignal
c. Differenz aus dem Signal an Leiter 3 und dem Sternpunktsignal

Wie sich später zeigte, war die Ursache für die hohen Entladungspegel ein defekter Ableiter an Leiter 1 in der Nähe des Transformators. Nach Austausch dieses Ableiters konnten bei einer nachfolgenden Messung keine weiteren Entladungen mehr festgestellt werden.

5. On-line-Überwachung eines Großtransformators

Im folgenden wird beschrieben, wie das Verfahren zur Unterdrückung von Koronastörern bei der TE-Messung für ein Überwachungssystem eingesetzt werden konnte.

In Zusammenarbeit mit der Energie-Versorgung Schwaben wurde Anfang des Jahres 1996 ein umfangreiches Überwachungssystem für einen fabrikneuen 350-MVA-Kuppeltransformator (405 kV/115 kV/21 kV) installiert (Schaltanlage Großgartach). Dieses Überwachungssystem sollte drei unabhängige Meßmethoden in einer einzigen Meß- und Auswerteeinrichtung miteinander vereinigen:

- ◆ Erfassung der Temperaturen am und im Transformator [5]
- ◆ Erfassung der Leiterströme und Leiterspannungen zur Ermittlung der Übertragungsfunktion des Transformators [4]
- ◆ Erfassung der Teilentladungsströme [6]

Die Meßergebnisse und auch die Meßerfahrungen die man an einem solchen Großtransformator quasi vom ersten Tag an gewinnt, können, zu gegebener Zeit, große Bedeutung erlangen, wissend, daß bisher mit den erst jüngst entwickelten modernen Meß- und Auswertetechniken noch kaum Erfahrungen in ähnlichen Projekten gesammelt worden sind. Um zu beantworten, was dieses neue Projekt in dem vorliegenden Umfang an verwertbaren Ergebnissen schließlich bietet, muß noch geklärt werden, wie die Einsetzbarkeit der Übertragungsfunktionsanalyse vor Ort sowie die Grenzen der On-line-TE-Erfassung (s. Störproblematik) zu bewerten sind.

Es war von vornherein geplant, daß die TE-Erfassung mehrkanalig erfolgen soll, so daß zum einen die erreichbaren Empfindlichkeiten verglichen werden können als auch eine (grobe) Ortung von Teilentladungen möglich wird. Dazu wurde ein 8-kanaliges Meßsystem aufgebaut, wobei alle Kanäle jeweils über einen einstellbaren Verstärker, ein Vorfilter (als Tiefpaßfilter und Antialiasingfilter), einen A/D-Umsetzer (12 Bit Auflösung) mit einstellbarer Taktfrequenz und einen möglichst großen Speicher verfügen. Für die Auswertung der TE-Signale beschränkte man sich bezüglich der Bandbreite des Meßsystems auf ca. 700 kHz. Aufgrund der begrenzten Steilheit der analogen Vorfilter muß dafür die einzustellende Abtastfrequenz der A/D-Umsetzung dann mindestens 2 MHz betragen. Für eine Signalaufzeichnungsdauer von mehreren Netzspannungszyklen sind so mehrere 100 kB Speicherplatz notwendig. Die Übernahme und Aufzeichnung der Daten erfolgt in einem Steuerrechner (PC). Nach der Signalaufzeichnung werden mit Hilfe des Steuerrechners die dem TE-Signal überlagerten Störanteile durch digitale Filterung mit einem hohen Unterdrückungsgrad (um bis zu 40 dB) gefiltert. Erst danach erfolgt eine Impulsmusteranalyse.

Für die Signalerfassung nutzt man die Möglichkeit der Auskopplung der TE-Signale an den Meßanschlüssen der Durchführungen (aller Leiterspannungsebenen) in Kombination mit der

Fig. 5.1:
Typisches Teilleadungs-signal bei Messung auf der 400-kV-Seite

a. TE-Signal am Meßanschluß der Durchführung von Leiter 1
b. Signal am Leiter 2
c. Signal am Leiter 3
d. Signal des Stromwandlers der Sternpunkt-ableitung (OS-Seite)

Der Verlauf der Netzspannung ist überlagert dargestellt.

Der Verlauf der Netzspannung ist überlagert dargestellt.

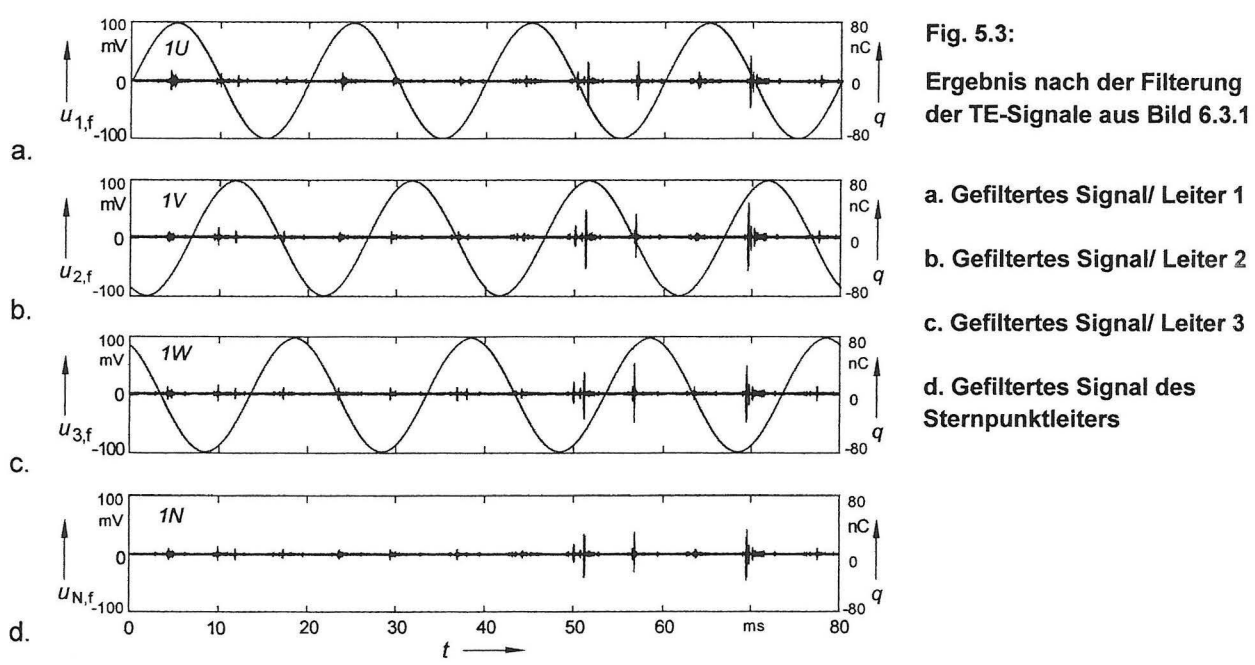
Fig. 5.2:

Störspektrum (····) des Stromwandlersignals an Leiter N und Charakteristik des FIR-Filters zur Unterdrückung der Schmalbandstörer (—)

The graph plots voltage in nVs against frequency f in kHz. The y-axis has a scale from -10 to 10 nVs, with a dashed line at 0. The x-axis ranges from 0 to 1000 kHz. A dotted line, labeled 'Störspektrum', shows the noise spectrum, which is relatively flat around 0 nVs. A solid line, labeled 'Filtercharakteristik', shows the filter characteristic, which has a series of sharp, periodic peaks and troughs, indicating the filter's response to different frequencies. The filter characteristic has a prominent peak around 500 kHz and another around 650 kHz. The noise spectrum is significantly higher than the filter characteristic in the range of 0 to 500 kHz, but drops below the filter characteristic in the range of 500 to 1000 kHz.

Zur Generierung einer hohen Flankensteilheit, wird ein solches Filter günstigerweise mit einer sehr hohen Ordnung (hier Ordnung 255) und, wie in diesem Fall, nach dem REMEZ-Verfahren

dimensioniert [3]. Alle Signale aus Figur 5.1 wurden mit demselben Filter bearbeitet. Das Ergebnis ist in Figur 5.3 dargestellt. Bei den hier sichtbaren Impulsen handelt es sich um Koronastörer, die an den zu diesem Zeitpunkt noch neuen Leiterseilen außerhalb des Transformators auftreten. Es ist auch zu erkennen, daß die Impulse zeitlich synchron in jedem der Leitersignale mit nahezu gleicher Amplitude auftreten. Dieser Effekt, der bei den unbearbeiteten Signalen in Figur 5.1 nicht festzustellen war, hängt mit einer kapazitiven Signalkopplung zwischen den Leitern zusammen und macht sich erst bei der Filterung im Frequenzbereich oberhalb von 500 kHz bemerkbar. Der Grund für diese Überkopplung ist in der Beschaltung (gasisolierter Schaltanlage) und räumlichen Ausdehnung der Schaltanlage zu suchen.



Auswertung mit Hilfe des Verfahrens der Stromsummenkompensation

Zur Ermittlung der Filter- und Kompensationsfunktionen mußte vor der Auswertung der TE-Signale am Transformator eine Kalibrierung durchgeführt werden (OS-Seite). Dazu wurden während des Betriebes an den Meßanschlüssen der GIS-Durchführungen in jeden der drei Leiter Kalibrierpulse eingespeist. Für jeden Kalibriervorgang wurden die Ausgangssignale der Kombi-Sensoren der drei Leiter und des Stromwandlers des Leiters N gemessen und gemäß der Filtercharakteristik in Figur 5.2 vorgefiltert. Aufgrund der starken kapazitiven Kopplung zwischen den Leitern konnten bei jedem Kalibriervorgang auch an den Sensoren der Nachbarleiter Impulsanregungen festgestellt werden. Für jeden der drei Kalibriervorgänge (an L1, L2, L3) konnten entsprechend vier Impulsantwortsignale erfaßt werden. Eine Unterdrückung der äußeren Impulsstörer ist aufgrund der starken äußeren Leiterkopplung nur möglich, wenn bei der Differenzbildung auch alle drei Leitersignale gleichzeitig berücksichtigt werden.

Damit ergibt sich für das Differenzsignal:

$$\underline{U}_D = (\underline{U}_1 \cdot \underline{F}_{K,1} + \underline{U}_2 \cdot \underline{F}_{K,2} + \underline{U}_3 \cdot \underline{F}_{K,3}) - \underline{U}_N \quad (5.1)$$

Die Ermittlung der Kompensationsfunktionen $\underline{F}_{K,i}$ ($i = 1, 2, 3$) für jeden Leiter i muß demnach durch gleichzeitige Berücksichtigung der Impulsanregungen aller drei Leiter erfolgen.

$$\underline{F}_{K,i} = \frac{\underline{U}_{N,i,f,ext}}{\underline{U}_{i,f,ext}} \quad (i = 1, 2, 3) \quad (5.2)$$

Diese Bestimmung ist relativ komplex und führt auf ein lineares Gleichungssystem. Sind die Kompensationsfunktionen einmal ermittelt kann während der Messungen schließlich das Differenzsignal \underline{U}_D gemäß (5.1) ermittelt werden. Damit ist dann eine Unterdrückung der äußeren Koronastörer möglich (s. Figur 5.4a).

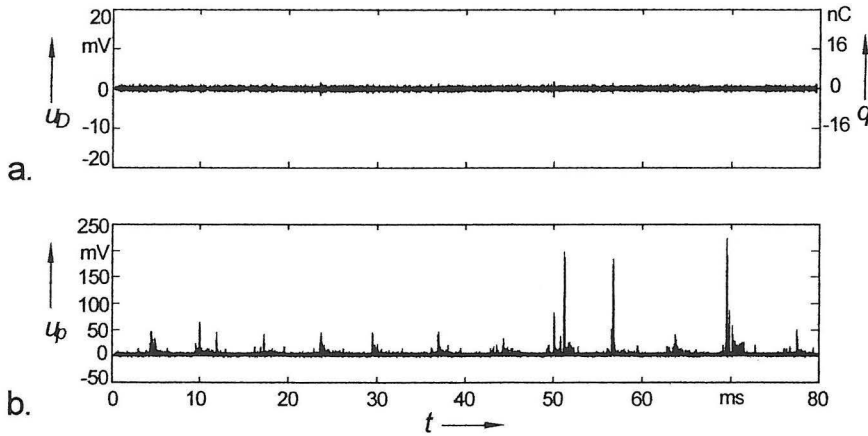


Fig. 5.4:

Auswertung unter Verwendung der Summe aus den kompensierten Einzelsignalen

a. Differenzsignal: Unterdrückung der Koronastörer

b. Produktsignal: die Koronastörer erzeugen rein positive Impulse

Die in Figur 5.3 zu sehenden Störimpulse können zusätzlich durch Ermittlung des Signalproduktes aus der Summe der kompensierten Signale an den drei Leitern und dem Sternpunkt-signal selektiert werden. Die Koronastörer ergeben dann ein rein positives Signalprodukt (s. Figur 5.4b).

Mit dem Kompensationsverfahren ist bei dieser Anwendung für die Koronastörer ein Unterdrückungsgrad von einem Faktor über 40 bis 50 möglich.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Für das Ziel der Entwicklung eines Überwachungssystems für Transformatoren im Betrieb wurden neue Techniken zur Erfassung und Filterung von TE-Signalen entwickelt und erprobt.

Dabei steht das Problem der Störeinkopplungen bei Vor-Ort-Messungen im Moment noch im Vordergrund.

In den vorausgegangenen Kapiteln wurde anhand von Beispielen gezeigt, daß TE-Messungen durch Anwendung der vorgestellten Störunterdrückungsverfahren auch unter problematischen Vor-Ort-Bedingungen möglich sind. Bei der Messung an dreiphasigen Großtransformatoren kommen zu den Problemen der Störeinkopplungen oft noch die ungünstigen kapazitiven Kopplungen zwischen den Leitern und ungünstige Erdverhältnisse hinzu. Dennoch kann auch unter diesen Bedingungen das Verfahren der Meßkreiskompensation erfolgreich angewendet werden. Wenngleich der Reststörpegel bei der TE-Messung an Großtransformatoren im Betrieb kaum unter 1000 pC gesenkt werden kann, gilt es gleichzeitig zu bemerken, daß die meisten schweren Isolationsfehler Entladungspegel weit darüber erzeugen. Somit ist eine Überwachungsmethode unter Anwendung der TE-Messung mit Hilfe der vorgestellten Störunterdrückungsverfahren auf jedenfall sinnvoll.

Mit Unterstützung der EVU's können die neu entwickelten Techniken in der Praxis angewandt und weiterentwickelt werden. Zu diesem Zweck wurden bereits zahlreiche Vor-Ort-Messungen durchgeführt anhand derer man zwar erkennen mußte, daß Störpegel vor Ort zwar sehr hoch sein können ($> 5000 \text{ pC}$) doch lassen sich die neuen Verfahren zur Signalfilterung recht erfolgreich einsetzen. Welche Fortschritte die bisherigen Untersuchungen letztlich in der Praxis bringen, müssen Projekte, wie ein jüngst mit der EVS angegangenes Gemeinschaftsprojekt, noch zeigen.

Auf jeden Fall ist hervorzuheben, daß eine erfolgreiche Entwicklung von Monitoringeinrichtungen nur in enger Zusammenarbeit mit den EVU's aber auch mit den Herstellern von Transformatoren durchführbar sein kann.

7. Literatur

- [1] IEC Publikation 270 (1981)
Partial Discharge Measurements.
- [2] G. König
Ein adaptives digitales Filterverfahren zur Unterdrückung hochfrequenter periodischer Störungen bei Teilentladungsmessungen. Dissertation Universität Stuttgart 1991.
- [3] U. Köpf
Kontinuierliche Unterdrückung von schmalbandigen, periodischen und breitbandigen, impulsförmigen Störern bei der Teilentladungsmessung. Dissertation Universität Stuttgart 1994.
- [4] T. Leibfried
Die Analyse der Übertragungsfunktion als Methode zur Überwachung des Isolationszustandes von Großtransformatoren. Dissertation Universität Stuttgart 1996.
- [5] B. Feuchter
On-line-Überwachung und -Diagnose des thermischen Betriebszustandes von Öltransformatoren. Dissertation Universität Stuttgart 1995.
- [6] M. Lauersdorf
Verfahren zur Unterdrückung von Koronastörern bei Teilentladungsmessungen an Transformatoren vor Ort. Dissertation Universität Stuttgart 1998.
- [7] M. Beyer, W. Boeck, K. Möller, W. Zaengl
Hochspannungstechnik. Theoretische und praktische Grundlagen für die Anwendung. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg 1986.
- [8] E. Gulski and F. H. Kreuger
Computer-aided Recognition of Discharge Sources. IEEE Transactions on Electrical Insulation, Vol. 27, 1992.
- [9] K. Feser, B. Feuchter, M. Lauersdorf, T. Leibfried
General Trends in Condition Monitoring of Electrical Insulation. International Symposium on Electric Power Engineering, Stockholm, June 18.-22., 1995.
- [10] M. Lauersdorf
Unterdrückung von Störgrößen in Echtzeit in der TE-Meßtechnik vor Ort. Haefely-Trench-Symposium, Echterdingen, März 1995.
- [11] A. Groß, H.-G. Kranz
Time Resolved Analysis of VHF (100-300 MHz) Partial Discharge Measurements with Neural Networks. 9th ISH, International Symposium on High Voltage Engineering, Graz, Austria, 1995.
- [12] T. Hücker, H.-G. Kranz, T. Okomo, P.G. von Glahn
A standardised computer data file format for storage, transport, and off-line processing of partial discharge data. 9th ISH, International Symposium on High Voltage Engineering, Graz, Austria, 1995.
- [13] Q. Su, R.E. James
Analysis of partial discharge pulse distribution along transformer windings using digital filtering techniques. IEE Proceedings, Vol. 139, No. 5, September 1992, pp 402-410.