

TE-Überwachung an Leistungstransformatoren mit Hilfe digitaler Filterung

H.Borsi

Schering-Institut für Hochspannungstechnik und Hochspannungsanlagen,
Universität Hannover

1. Einleitung

Zur Beurteilung des Betriebs- und Isolationszustandes eines Leistungstransformators werden verschiedene Informationen benötigt, die kontinuierlich oder in bestimmten Abständen gemessen werden. Obwohl viele der aufgenommenen Größen wertvolle Informationen darstellen, die für eine Diagnose notwendig sind, liefern sie einzeln keine gesicherte Aussage über den Gesamtzustand. Erst die Kombination der gemessenen Daten ermöglicht eine einigermaßen brauchbare und zuverlässige Diagnose. Einige Daten, wie Strom, Spannung, Temperatur der heißesten Stelle, Ölströmung, Ölstand, Kühlzustand und eventuell Luftdruck und Luftdichte, die routinemäßig ständig aufgenommen werden, liefern Informationen über den momentanen Zustand des Transformators. Diese Größen können entweder bei Überschreitung eines Grenzwertes zur Auslösung eines Alarms führen, oder aber auch für die Beurteilung anderer Größen herangezogen werden.

Die infolge großer Fehler in einem Transformator verursachten Zersetzungsgase bleiben zum größten Teil ungelöst. Sie wandern als Gasblasen nach oben und sammeln sich im Buchholz- Schutz/1/. Bei einem Gasvolumen von mehreren 100 ml im Buchholz- Schutz wird ein Schwimmer betätigt, wodurch ein Alarm ausgelöst oder eine Abschaltung erfolgen kann. Die Ölströmung kann ebenfalls einen Alarm auslösen. Die im Buchholz- Schutz angesammelten Gase können zur Erkennung der Fehlerart einer Gasanalyse unterzogen werden/2/. Die Methode nach Buchholz stellt ein integrales Verfahren dar und dient dem Schutz des Transformators bei großen Fehlern vor Zerstörung.

Die kleineren Fehler mit weniger Zerstörungsenergie wie Teilentladungen bilden Gase, welche hauptsächlich im Öl gelöst werden. Derartige Fehler führen zwar nicht sofort zu einer Zerstörung des Transformators, können jedoch die Lebensdauer stark verkürzen. Mit Hilfe von Gas- in- Öl- Analysen, die- je nach dem Betriebsalter des Transformators- in Abständen von 2-5 Jahren vorgenommen werden, versucht man, diese Fehler aufzuspüren.

Diese Messungen weisen wie beim Buchholz- Schutz ebenfalls eine integrale Charakteristik auf und liefern somit Informationen über das Langzeitverhalten eines Transformators. Die im Öl gelösten Gase können dabei aus einem oder mehreren Fehlern unterschiedlicher Größe und Einwirkdauer stammen.

Bei dieser Methode ist zur Erzielung großer Empfindlichkeit eine sehr lange Meßzeit erforderlich. Bei kürzeren Zeitabständen wie z. B. im Stundenbereich, ist die produzierte Gasmenge und infolgedessen die Empfindlichkeit zu gering /3/. Die intensiven Forschungsaktivitäten der letzten zwei Jahrzehnte haben zu größerer Empfindlichkeit der Gas-in-Öl-Analyse geführt. Außerdem sind durch die Einführung von Gasquotienten und Codetabellen bessere und präzisere Interpretationen der Meßergebnisse möglich /4/. In den letzten Jahren sind Systeme entwickelt worden, die eine kontinuierliche und automatische Durchführung der chemischen Gas-Analysen direkt am Transformator ermöglichen /5/. Aber auch diese Verfahren haben noch keinen großen Eingang bei der Überwachung von Leistungstransformatoren gefunden, da die Empfindlichkeit und die Aussagekraft noch zu gering und der Aufwand noch zu hoch ist. Ein Erfolg versprechendes, empfindlicheres und weniger aufwendiges Verfahren ist die TE-Überwachung, auf die im folgenden eingegangen wird.

2. Grundlegende Betrachtung der TE-Überwachung

Einer der Gründe für den Ausfall von Leistungstransformatoren im Betrieb liegt in dem Vorhandensein von Teilentladungen. Nicht alle Teilentladungen in einem Transformator führen jedoch zu Fehlern, welche einen Durchschlag mit hohen Folgekosten verursachen können. Von großer Bedeutung für die Beurteilung des Isolationszustandes eines Transformators ist daher die Veränderung des TE-Verhaltens. So kann z.B. eine mit der Zeit eingetretene Verschlechterung der TE-Charakteristik auf einen fortschreitenden Fehler hindeuten, während eine konstant bleibende oder gar abnehmende TE-Charakteristik nicht unbedingt ein Indikator für einen gefährlichen Fehler sein muß, da alle Leistungstransformatoren bereits im Werk einer TE-Messung unterzogen und erst für den Einsatz im Betrieb freigegeben werden, wenn der gemessene TE-Pegel die zulässige Grenze nicht überschreitet. Wenn nun im Betrieb eine kontinuierliche TE-Überwachung stattfindet, kann aus der Veränderung der TE-Kenngrößen mit der Zeit eine Aussage über den Isolationszustand des Transformators gewonnen werden.

Die Teilentladungseffekte können dabei durch zwei Erscheinungsformen charakterisiert werden, nämlich

- akustische und
- elektromagnetische.

Die akustischen Erscheinungen der Teilentladungen werden bei ihrer Ausbreitung im Transformator erheblich gedämpft und durch Reflexionen und Überlagerungen verfälscht, so daß die Empfindlichkeit dieser Verfahren trotz des geringen Einflusses äußerer elektrischer Störungen sehr klein ist. Außerdem ist der Zusammenhang zwischen den akustischen und den elektrischen TE-Merkmalen bei komplizierten Anordnungen, wie Leistungstransformatoren, nicht geklärt, so daß eine quantitative Beurteilung der TE-Aktivität anhand einer akustischen TE-Messung nicht möglich ist /8,9/.

Sehr oft wird daher versucht, durch eine Kombination der elektrischen und akustischen Meßmethoden die Schwächen der akustischen TE-Messung zu umgehen. Die elektrischen TE-Signale dienen dann unter anderem zur Triggerung der akustischen TE-Aufzeichnungssysteme, da im allgemeinen die akustischen Signale eine längere Laufzeit haben. Auch diesen Verfahren sind jedoch Grenzen gesetzt. So weisen Howells und Norton /10/ darauf hin, daß die im Labor durchführbaren kombinierten akustisch-elektrischen TE-Messungen vor Ort nicht möglich sind, da aufgrund hoher elektrischer Störungen eine elektrische Triggerung der akustischen Signale nicht immer möglich ist.

Die akustischen Verfahren werden daher sehr oft nur als Hilfsmittel zur groben Ortung von Teilentladungen angesehen. Mehrere Ultraschallaufnehmer werden an verschiedenen Stellen am Transformator-kessel angebracht und die Verzögerungszeiten der gemessenen Signale miteinander verglichen, um durch Laufzeitunterschiede den Entstehungsort zu ermitteln.

Für eine empfindliche TE-Überwachung erscheint die Erfassung und Bewertung der elektrischen TE-Merkmale als die geeignetste Methode.

Die rasante Entwicklung der Mikroelektronik in den letzten Jahren und das enorme Absinken der Kosten für leistungsfähige Mikroprozessoren hat in vielen Bereichen der Energietechnik die automatische Steuerung und Überwachung ermöglicht. So sind auch im Bereich der Überwachung von Transformatoren mit Hilfe von Mikroprozessoren große Fortschritte gemacht worden, die als Endziel eine rechnergestützte Überwachung verschiedener Parameter anstreben. So hat 1985 Poyser /11/ ein mikroprozessor-gestütztes Meßsystem vorgestellt, welches mehrere Parameter erfaßt und überwacht. Weitere Systeme sind von verschiedenen Autoren bekannt, die unter anderem folgende Parameter und Verfahren aufnehmen und anwenden:

- Temperatur der heißesten Stelle (Hottest-spot)
- Minimaler Ölspiegel
- Kühlungsüberwachung und -steuerung zur Optimierung der Verluste
- Regelungs-, Alarm- und Ausschaltaten
- Ferndatenermittlung
- Wasserstoffkonzentration in Öl
- Teilentladungspegel
- Gas-in-Öl-Analyse

Trotz umfangreicher Anstrengungen der letzten Jahre auf dem Gebiet der Transformator-überwachung gibt es bislang kein einheitliches, kostengünstiges und zuverlässiges System, welches eine befriedigende Kontrolle verschiedener wichtiger Kenngrößen ermöglicht und durch die Bestimmung der gegenseitigen Beeinflussungen eine sichere Frühdiagnose des Isolations- und Betriebszustandes des Transformators erlaubt.

Das Ziel der Untersuchungen, über die hier berichtet wird, ist es, im Rahmen eines Gesamtsystems zur Überwachung von Leistungstransformatoren einen geeigneten Weg zur Erkennung von Teilentladungen als eine empfindliche Fehlerfrüherkennungsmethode aufzuzeigen. Dazu werden zunächst die Probleme der TE-Messung im Labor und vor Ort vorgestellt und anschließend das Konzept der Teilentladungsüberwachung an Transformatoren als Teil einer Überwachungseinheit erläutert.

3. Probleme der TE-Messung an Transformatoren

Obwohl die TE-Messung an Transformatoren bereits seit den vierziger Jahren durchgeführt wird, sind noch viele Fragen bezüglich der Empfindlichkeit und der Interpretation der gemessenen Werte offen geblieben, die trotz großer Anstrengungen noch nicht vollständig geklärt werden konnten. Die physikalischen Zusammenhänge bei der Erzeugung und Ausbreitung von Teilentladungen sind weitgehend ermittelt und grundlegende Fragen der TE-Meßtechnik beantwortet. Auf dieser Basis sind TE-Meßsysteme entwickelt worden, welche die verschiedenen TE-Kenngrößen an einfachen Anordnungen mit sehr großer Empfindlichkeit erfassen und verarbeiten.

Der Transformator stellt bezüglich der TE-Quelle und -Ausbreitung ein räumlich ausgedehntes Gebilde mit komplexem elektrischen Aufbau dar. Dabei ist im allgemeinen weder die TE-Quelle und deren Entstehungsort noch der Übertragungsweg zum Meßpunkt hinreichend bekannt. So können die TE-Impulse auf ihrem Weg vom Entstehungsort bis zum Meßpunkt stark verformt werden.

Die Bestimmung des Übertragungsverhaltens einer Transformatorwicklung für hohe Frequenzen ist aufgrund des komplexen elektrischen Aufbaus bislang in allgemeiner Form nicht erfolgt. Es ist somit nicht möglich, über die an den Transformator клемmen gemessene Impulsform und -charakteristik auf die Impulseigenschaften am Entstehungsort und gar auf den Fehlerort zu schließen. Hinzu kommt, daß die TE-Impulse nicht nur durch das Übertragungsverhalten der Transformatorwicklung verzerrt und gedämpft werden, sondern darüber hinaus durch Reflexionen, Überlagerungen und Resonanzeinflüsse in ihrem Zeit- und Frequenzverhalten sehr stark beeinflußt werden. Weitere Probleme entstehen durch die Art der TE-Quelle. Es ist zwischen den TE-Impulsen innerhalb des Öls und im Öl-Papier-Dielektrikum - wie es in einem Leistungstransformator vorkommt - zu unterscheiden. Während die Teilentladungen im Ölbereich Impulsbreiten bis zu einigen μs aufweisen, ist die Breite der TE-Impulse aus dem Mischdielektrikum wesentlich kleiner und erreicht nur Werte am Entstehungsort bis zu einigen 100 ns /12/. Entsprechend sind die Frequenzgänge dieser Impulse sehr unterschiedlich. Die breiten TE-Impulse im Öl weisen im Frequenzgang nur bis zu wenigen 100 kHz nahezu konstante Amplitude auf, während der konstante Bereich des Frequenzganges der schmalen Impulse bis in den MHz-Bereich ausgedehnt sein kann. Betrachtet man nun die von zahlreichen Autoren /13,14/ durchgeführten Untersuchungen zur Klärung des Übertragungsverhaltens der Transformatoren, so wird die Abhängigkeit der gemessenen Ladung von dem Ort der TE-Quelle und dem Frequenzbereich des Meßgerätes deutlich. Umfangreiche Untersuchungen im Schering-Institut an einem Verteilungstransformator haben dies bestätigt. Als Beispiel sollen hier einige Ergebnisse aus den Messungen vorgestellt werden, die mit Hilfe von approximierten TE-Impulsen - eingespeist an verschiedenen Stellen der Transformatorwicklung - durchgeführt wurden.

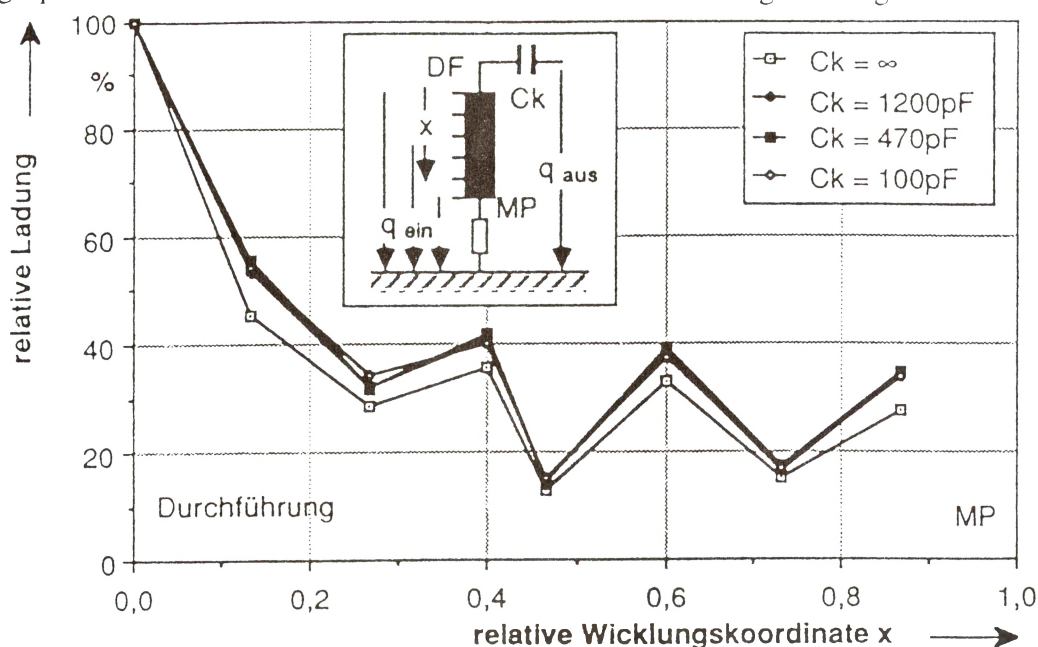


Bild 1: Normierte Darstellung der gemessenen Ladungen an der Wicklung eines Ortsnetztransformators mit schmalbandigem TE-Meßgerät auf fester Mittenfrequenz 630 kHz mit verschiedenen Koppelkapazitäten C_k

Bild 1 zeigt bei einer Mittenfrequenz von 630 kHz die Ergebnisse der Messungen mit einem schmalbandigen Meßgerät. Es ist ersichtlich, daß durch die Variation des Speiseortes die Meßergebnisse bis zu 85 % verkleinert werden können. Der starke Abfall im Anfangsbereich wird hauptsächlich durch die Dämpfungseinflüsse verursacht, während die Schwankungen im hinteren Bereich der Kurve durch die Reflexionen verursacht werden.

Bild 2 zeigt für zwei weitere Frequenzen, nämlich 135 kHz und 200 kHz, die Abhängigkeit der Detektorantwort vom Ort der Einspeisung. Es kann durch Überlagerungseffekte sogar zu einer Vergrößerung der Amplitude kommen. Ein Vergleich der Kurven in den Bildern 1 und 2 macht deutlich, daß bei höheren Frequenzen der Dämpfungseinfluß wesentlich größer ist. Weiterhin ist festzustellen, daß die Größe der Koppelkapazität einen unerheblichen Einfluß auf die Antwort des Meßgerätes hat.

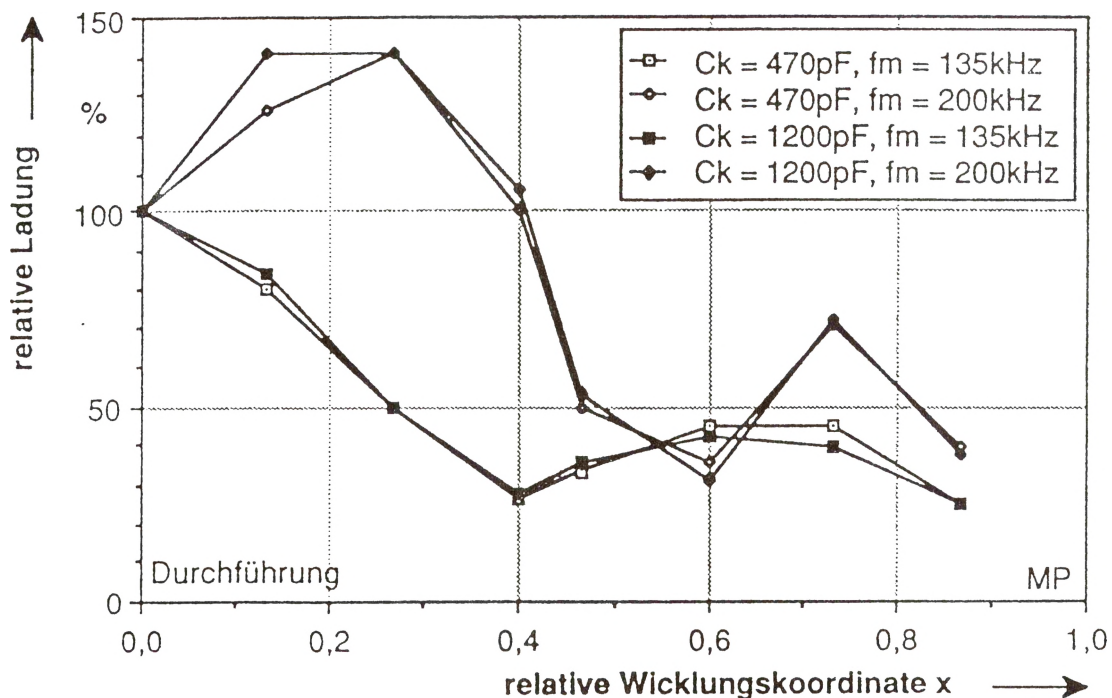


Bild 2: Normierte Darstellung der gemessenen Ladungen an der Wicklung eines Ortsnetztransformators mit schmalbandigem TE-Meßgerät auf zwei tief gelegenen festen Mittenfrequenzen mit verschiedenen Koppelkapazitäten

Bild 3 zeigt die Ergebnisse von ähnlichen Messungen, jedoch mit einem breitbandigeren Meßsystem mit einer Bandbreite von 40 - 220 kHz. Ein Vergleich dieser Ergebnisse mit den Meßergebnissen von Schmalbandmessungen zeigt wesentlich geringere Dämpfungseinflüsse auf die Detektorantwort. Außerdem wird hier durch Überlagerung keine wesentliche Verfälschung der Messung verursacht. Die Antwort der Meßgeräte mit größerer Bandbreite, die höherfrequente Anteile des Impulses verarbeiten, zeigten lediglich größere Dämpfungseinflüsse der Wicklungen auf die Antwort des Meßgerätes.

Die bisherigen Meßsysteme zeigen, daß die Antwort der schmalbandigen Meßgeräte sehr starken Schwankungen unterliegt, wobei eine bis zu 10fache Verkleinerung des Meßergebnisses leicht möglich ist. Dabei ist zu beachten, daß mit steigender Mittenfrequenz der Dämpfungseinfluß zunimmt. Außerdem sind Messungen bei hoher Mittenfrequenz für die im Öl vorkommenden TE-Impulse sehr unempfindlich und nicht kalibrierbar /12/. Eine TE-Messung an Transformatoren mit Hilfe von breitbandigen Meßgeräten, bei denen die obere Grenzfrequenz maximal bis zu einigen 100 kHz reicht, ist daher günstiger.

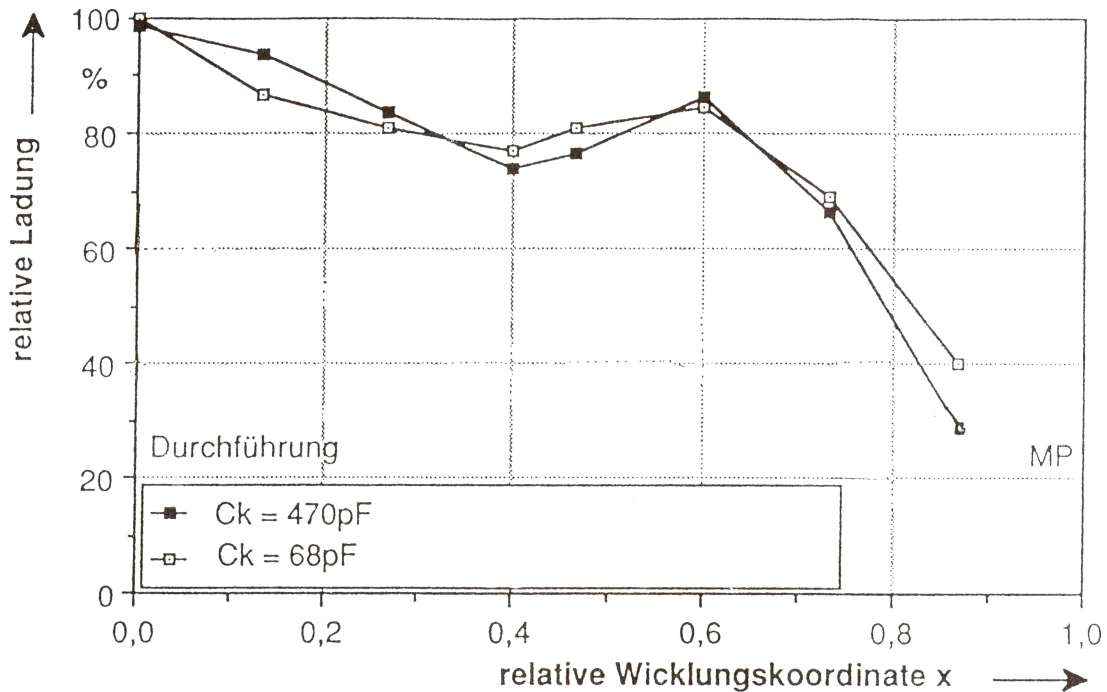


Bild 3: Normierte Darstellung der gemessenen Ladungen an der Wicklung eines Ortsnetztransformators mit breitbandigem TE-Meßgerät ERA 3 mit verschiedenen Koppelkapazitäten in Abhängigkeit vom Einspeiseort an der Wicklung

4. Probleme und Grenzen der elektrischen TE-Messung vor Ort

Das größte Problem bei der elektrischen Erfassung von Teilentladungen in Transformatoren vor Ort wird durch die elektromagnetischen Störungen verursacht, welche leitungsgebunden über das Netz oder nicht leitungsgebunden über das Feld eingekoppelt werden. In vielen Fällen weisen diese Störungen ein ähnliches Verhalten wie die TE-Impulse auf.

Hinzu kommt, daß die Amplitude der Störungen sehr oft um Größenordnungen höher ist als die Amplitude der zu messenden TE. Dadurch können die im Labor möglichen Prüfpegel nicht eingehalten werden. Nur mit erheblichem Aufwand gelang es bisher im Rahmen einer speziellen Prüfung nach Abtrennen aller Zuleitungen den Störpegel auf unter 100 pC zu senken und damit eine zum Labor vergleichbare Empfindlichkeit zu erreichen /15/. Bei Transformatoren unter Last ist bislang diese Empfindlichkeit noch nicht erreicht /16/.

Zur Erfassung der elektrischen TE-Merkmale vor Ort müssen daher zunächst die Einflußparameter, die vor Ort gegenüber den Labormessungen hinzukommen, untersucht und deren Auswirkungen auf die TE-Messung bestimmt werden.

In diesem Zusammenhang kommt zwei Einflußgrößen eine wichtige Rolle zu, der Einfluß der äußeren Beschaltung des Transformators und der äußeren Störungen.

Bei einem in einem Umspannwerk ans Netz angeschlossenen Transformator treten Veränderungen der Signale am Meßpunkt durch Weiterleitung und Verkopplung über die Zuleitungen auf. Die TE-Signale können durch die parallel zu dem Transformator angeschlossenen Komponenten in der Amplitude verkleinert werden, wodurch die Meßempfindlichkeit deutlich verringert wird.

Außerdem werden die durch die innere und äußere Beschaltung verformten und in der Amplitude gedämpften TE-Impulse vor Ort durch die außerhalb des Meßobjektes befindlichen Störquellen beeinträchtigt. Die Durchführungen des Transformators wirken für diese äußeren Störungen wie Antennen. Weiterhin können über alle Transformatoranschlüsse leitungsgebunden die Störungen aus dem Netz in den Transformator geführt werden.

Im Labor und im Prüffeld steht das Prüfobjekt im allgemeinen in einer teilweise abgeschirmten Halle und die Stromversorgung erfolgt über geeignete Netzfilter. Um mit einer ähnlichen Technologie wie im Labor eine TE-Messung vorzunehmen, müssen vor Ort vergleichbare Meßbedingungen zum Labor hergestellt werden. Dies erfordert einen sehr großen Filterungs- und Schirmungsaufwand, so daß andere Verfahren gesucht werden müssen, die mit einem vertretbaren Aufwand brauchbare Ergebnisse liefern.

In diesem Beitrag werden verschiedene digitale Verfahren gezeigt, mit denen bei relativ geringem Aufwand brauchbare Ergebnisse zu erzielen sind und die insbesondere für eine kontinuierliche Überwachung sehr sinnvoll erscheinen. Zur Anwendung dieser Verfahren müssen jedoch zunächst die Störungen klassifiziert werden.

- Klassifizierung der vor Ort aufgetretenen Störsignale

Die wichtigsten Quellen der in einem Umspannwerk auftretenden Störungen können wie folgt zusammengefaßt werden:

- Rundfunk- und Kommunikationssignale,
- Elektrische Maschinen und Gleichrichterschaltungen
- Schalthandlungen
- Durch- und Überschläge
- Koronaentladungen
- Impulse aus elektronischen Geräten

Diese Störungen lassen sich allgemein in kontinuierliche und sporadisch auftretende impulsförmige Signale unterteilen. Die sporadisch auftretenden impulsförmigen Signale teilen sich wiederum in phasenstarre Impulse, wie z. B. Impulse aus den Thyristorsteuerungen und solche Impulse, die bezüglich des zeitlichen Auftretens und der Phasenlage ein stochastisches Verhalten zeigen. Zu dieser Gruppe von Impulsen gehören alle Schaltimpulse, Impulse infolge von Durch- und Überschlägen sowie alle Koronaimpulse. Bei den kontinuierlichen Störungen handelt es sich im allgemeinen um eine Überlagerung von Sinussignalen wie z. B. Rundfunk- und Kommunikationssignale.

Da die Trennung und Unterdrückung der Störsignale von den TE-Impulsen sowohl im Zeitbereich als auch im Frequenzbereich erfolgen kann, müssen nun Unterscheidungskriterien zwischen den TE- und den Störsignalen sowohl im Zeit- als auch im Frequenzbereich gefunden werden.

Die elektrischen TE-Signale stellen im Zeitbereich kurzzeitige Strom- bzw. Spannungsimpulse mit einer Dauer von einigen 100 ns bis zu einigen μ s dar [12]. Ihr Frequenzspektrum weist bis zu Frequenzen von über 1 MHz noch Anteile auf, wobei je nach Breite des Impulses die Amplituden des Spektrums bis zu einigen 100 kHz relativ konstante Werte haben. Betrachtet man nun die kontinuierlichen Störsignale, wie z.B. Rundfunk und Kommunikationssignale, so stellen sie im Zeitbereich eine Überlagerung kontinuierlicher Sinussignale mit unterschiedlichen Frequenzen und Amplituden dar (Bild 4a). Im Frequenzbereich werden sie durch einzelne diskrete Frequenzen mit großer Amplitude charakterisiert, wie Bild 4b als Beispiel aus Messungen an einem Transformator im Betrieb zu entnehmen ist. Die TE-Impulse und die kontinuierlichen Störsignale zeigen damit sowohl im Zeit- als auch im Frequenzbereich ein völlig unterschiedliches Verhalten, so daß sie eindeutig voneinander zu unterscheiden sind. Alle Verfahren, welche nur auf eine dieser Signalformen sensibel sind, können somit zur Trennung von TE und kontinuierlichen Störsignalen verwendet werden.

Viel schwieriger ist jedoch die Trennung von TE und impulsförmigen Störsignalen. Im Frequenzbereich weisen die impulsförmigen Störsignale im allgemeinen eine dem Spektrum der TE-Impulse ähnliche Charakteristik auf, so daß eine Unterscheidung dieser Signale im Frequenzbereich unmöglich ist. Im Zeitbereich lassen sich einige der Störsignale durch ihr Phasenverhalten erkennen. Das Zündverhalten der Teilentladungen hängt von vielen Parametern ab, welche sich von Periode zu Periode der Netzspannung verändern können. Diese Veränderungen im Zündverhalten haben eine Veränderung der Zündspannung und infolge dessen eine Veränderung des Zündzeitpunktes bezüglich der Netzspannung zur Folge. Dies bewirkt, daß die Phasenlage der TE-Impulse in verschiedenen Perioden unterschiedlich sein kann. Die Veränderung des Zündzeitpunktes kann bis zu einigen ms betragen. Betrachtet man nun die phasenstarken impulsförmigen Störsignale, so ergibt sich hierdurch ein Unterscheidungskriterium zwischen diesen Störsignalen und den TE-Impulsen.

Kritischer ist die Trennung von TE-Impulsen von den impulsförmigen, nicht phasenstarken Störsignalen, da diese Störsignale im Zeitbereich, im Frequenzbereich und im Phasenverhalten eine ähnliche Charakteristik aufweisen können, wie die TE-Impulse.

5. Verfahren zur Trennung von TE- und Störsignalen

5.1 Kontinuierliche Störsignale

Die kontinuierlichen Störsignale sind verglichen mit dem Frequenzbereich der TE-Impulse sehr schmalbandig. Ihre Amplitude in den betreffenden Frequenzbereichen ist jedoch meist sehr viel größer als die der TE-Impulse.

Bei einer analogen Verstärkung und Verarbeitung der TE- und Störsignale werden somit die TE-Impulse völlig von den Störsignalen verdeckt, so daß im allgemeinen die TE-Impulse nicht ohne weiteres erkennbar sind. Auf dem Bildschirm eines Oszilloskops hat man das allgemein bekannte Bild vom totalen Rauschstreifen (Bild 4a). Die TE-Impulse und die kontinuierlichen Störsignale haben jedoch sowohl im Zeitbereich als auch im

Frequenzbereich eine unterschiedliche Charakteristik und sind somit leicht voneinander trennbar, womit sie sowohl im analogen als auch im digitalen Bereich unterdrückt werden können.

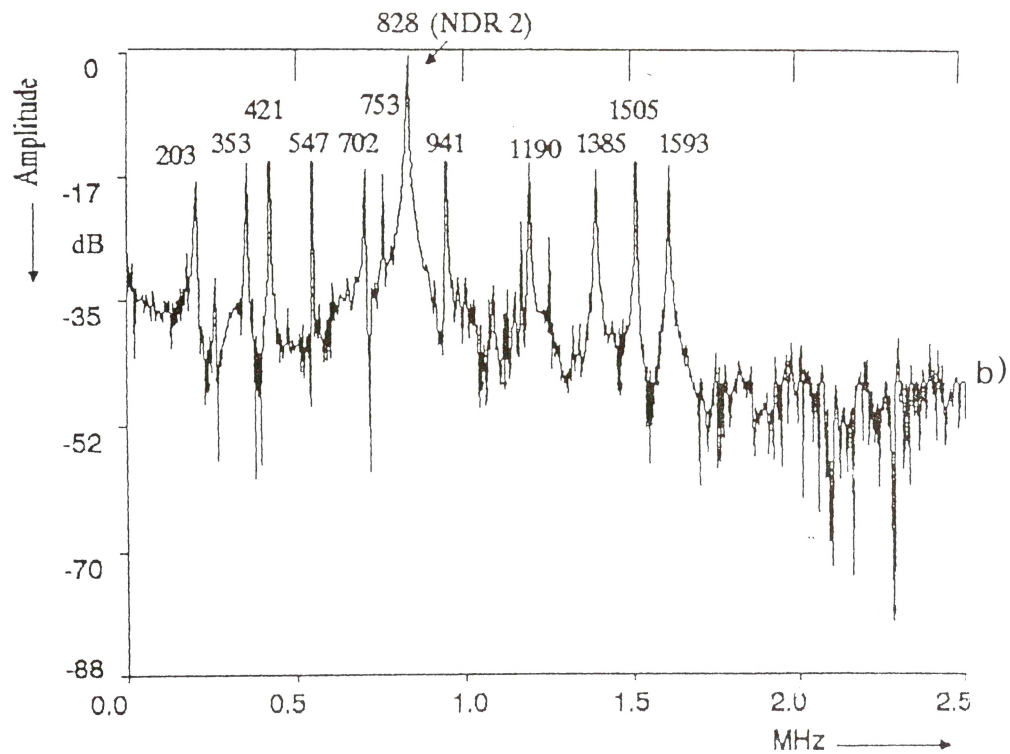
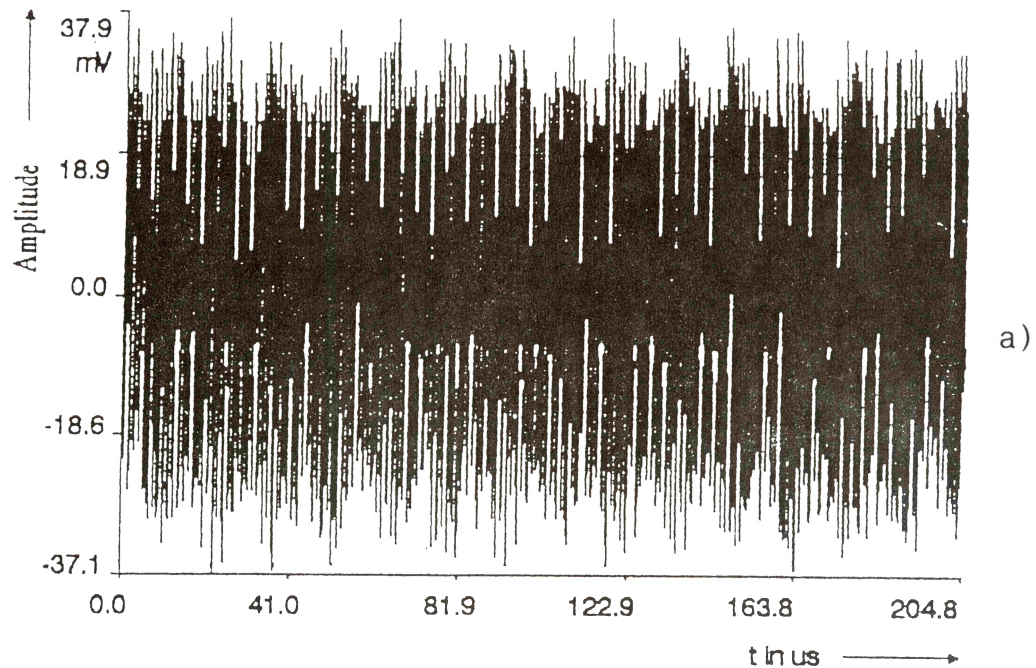


Bild 4: An einem Transformator aufgenommene Umgebungsstörungen
a) Zeitbereich
b) Frequenzbereich

- Unterdrückung der kontinuierlichen Störsignale im analogen Bereich

Analysiert man die kontinuierlichen Störsignale, so stellt man fest, daß es in den meisten Fällen nur einige wenige Störer mit sehr großer Amplitude gibt, während die Mehrzahl der Störer wesentlich kleinere Amplituden haben. Bei den großen Störern handelt es sich dabei z. B. um die Ortssender, welche eine große Amplitude bei einer bestimmten Mittenfrequenz aufweisen. Eine Unterdrückung der Störer mit großer Amplitude führt im allgemeinen zu einer sehr starken Verringerung der Störpegel. Es ist somit sinnvoll, gleich bei der Auskopplung der Impulse die großen kontinuierlichen Störsignale zu reduzieren. Dies kann mit Hilfe von schmalbandigen Sperrfiltern erfolgen, welche mit passiven oder aktiven Bauelementen leicht realisiert werden können.

Solche Filter können auch mit abstimmbarer Mittenfrequenz aufgebaut werden, welche dann an die Frequenz der jeweiligen großen Störungen angepaßt werden kann. Da diese Filter in dem Niederspannungsbereich eingesetzt werden, ist deren Realisierung nicht aufwendig.

- Unterdrückung der Störungen im digitalen Bereich

Die analoge Filterung von kontinuierlichen Störungen dient lediglich einer groben Filterung von einigen wenigen Signalen mit den größten Störampplituden und ist somit bei Vor-Ort-TE-Überwachung als eine Art Vorfilterung einzusetzen. Diese reicht jedoch für eine empfindliche TE-Überwachung vor Ort im allgemeinen nicht aus. Weitere analoge Filterung ist aufgrund der Orts- und Zeitabhängigkeit der Störersignale sehr aufwendig. Die heutzutage sehr preisgünstigen leistungsfähigen Rechner mit relativ großer Speicherkapazität eröffnen die Möglichkeit des Einsatzes von Digitalfilterung in der Hochspannungstechnik, insbesondere auf dem Gebiet der TE-Meßtechnik. Die Digitalfilter verarbeiten ein Eingangssignal nach einem bestimmten mathematischen Algorithmus zu einem Ausgangssignal. Dabei können genau so wie in der analogen Filtertechnik Tief-, Hoch-, Bandpässe und Bandsperren als spezielle Systeme unterschieden werden. Der Unterschied zur Analogtechnik liegt daher nur in der Verarbeitung der Signale, die für digitale Filter wert- und zeitdiskret sein müssen. Durch numerische Auswertung der sie beschreibenden Differenzengleichungen ist sowohl eine Filterung im Zeitbereich als auch im Frequenzbereich durch entsprechende Transformationen und einen gewählten mathematischen Algorithmus durchführbar. Als wesentliche Vorteile dieser Filter gegenüber den analogen Filtern ist die hohe Flexibilität durch schnelle Änderung des Filtertyps mit Hilfe einfacher Softwareänderung und Speicherfähigkeit der Meßdaten zu nennen. Digitale Filter sind prinzipiell auf zwei Grundstrukturen zurückführbar, nämlich die nicht rekursiven Filter (**Finit-Impulse-Response-Filter "FIR"**) und die rekursiven Filter (**Infinite-Impulse-Response-Filter "IIR"**). Dabei besteht der Systemalgorithmus i.a. aus einer linearen Differenzengleichung mit konstanten Koeffizienten, welche durch Zeitverzögerungen, Multiplizierer und Addierer realisiert werden können.

Die IIR-Filter besitzen im Gegensatz zum FIR-Filter einen rückführenden Signalpfad, durch den auch frühere Werte zur Bildung des Ausgangswertes herangezogen werden. Daher ist der IIR-Filter nur innerhalb definierter Betriebsbereiche stabil. Allgemein kann man feststellen, daß die erforderliche Ordnung für einen FIR-Filter mehr als doppelt so hoch ist wie bei einem IIR-Filter.

a) Adaptiver Prädiktions-Filter

Die adaptive Prädiktorfilterung ist ein sich an Störsignale anpassendes Vorhersage-Filter im Zeitbereich, welches von dem Grundgedanken ausgeht, daß mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit der folgende Meßwert vorhersagbar ist. Bild 5 zeigt den prinzipiellen Aufbau eines adaptiven Prädiktorfilters.

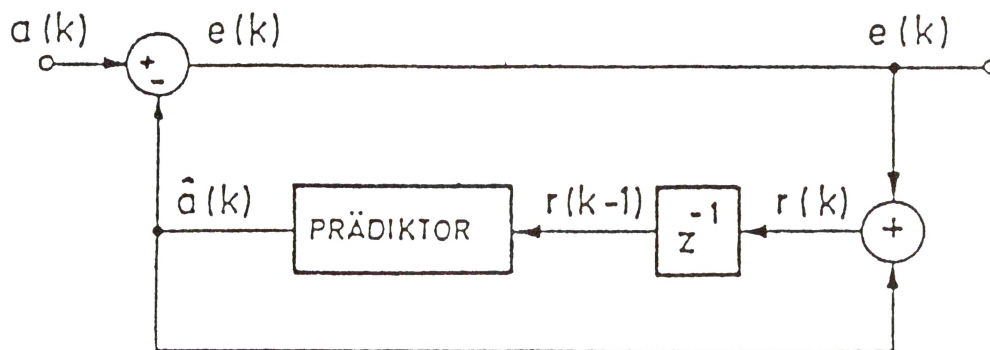


Bild 5: Prinzipieller Aufbau eines adaptiven Prädiktorfilters

Es ist besonders in Meßbereichen geeignet, in denen sinus- und nicht sinusförmige Störungen periodisch auftreten, während das Nutzsignal (TE-Signal) stochastisch (nicht periodisch und nicht sinusförmig) auftritt.

Bei den Prädiktionsverfahren bildet man ein Differenzsignal $e(k)$ aus dem aktuellen Wert $a(k)$ und einem Schätzwert $\hat{a}(k)$, welcher vom Prädiktor aus den zeitlich zurückliegenden Werten $r(k-1)$ gebildet wird:

$$e(k) = a(k) - \hat{a}(k)$$

Sofern $a(k) \approx a(k-1) = \hat{a}(k)$ gilt, wird eine besonders gute Störunterdrückung erreicht.

Sollte ein stochastisches Signal mit einer zum vorherigen Wert sehr abweichenden Amplitude auftauchen, so bleibt dieser Impuls trotz Subtraktion gut erhalten.

Bei den TE-Signalen fallen die Signalverarbeitungsoperationen fort, so daß sich der Vorteil ergibt, grundsätzlich das korrekte Prädiktionsfehlersignal $e(k)$ durch Differenz von TE-Signalabtastwert und Prädiktionsschätzwert zu bilden.

Bild 6 zeigt schematisch den Ablauf der Störunterdrückung mit einem Digitalfilter im Zeitbereich.

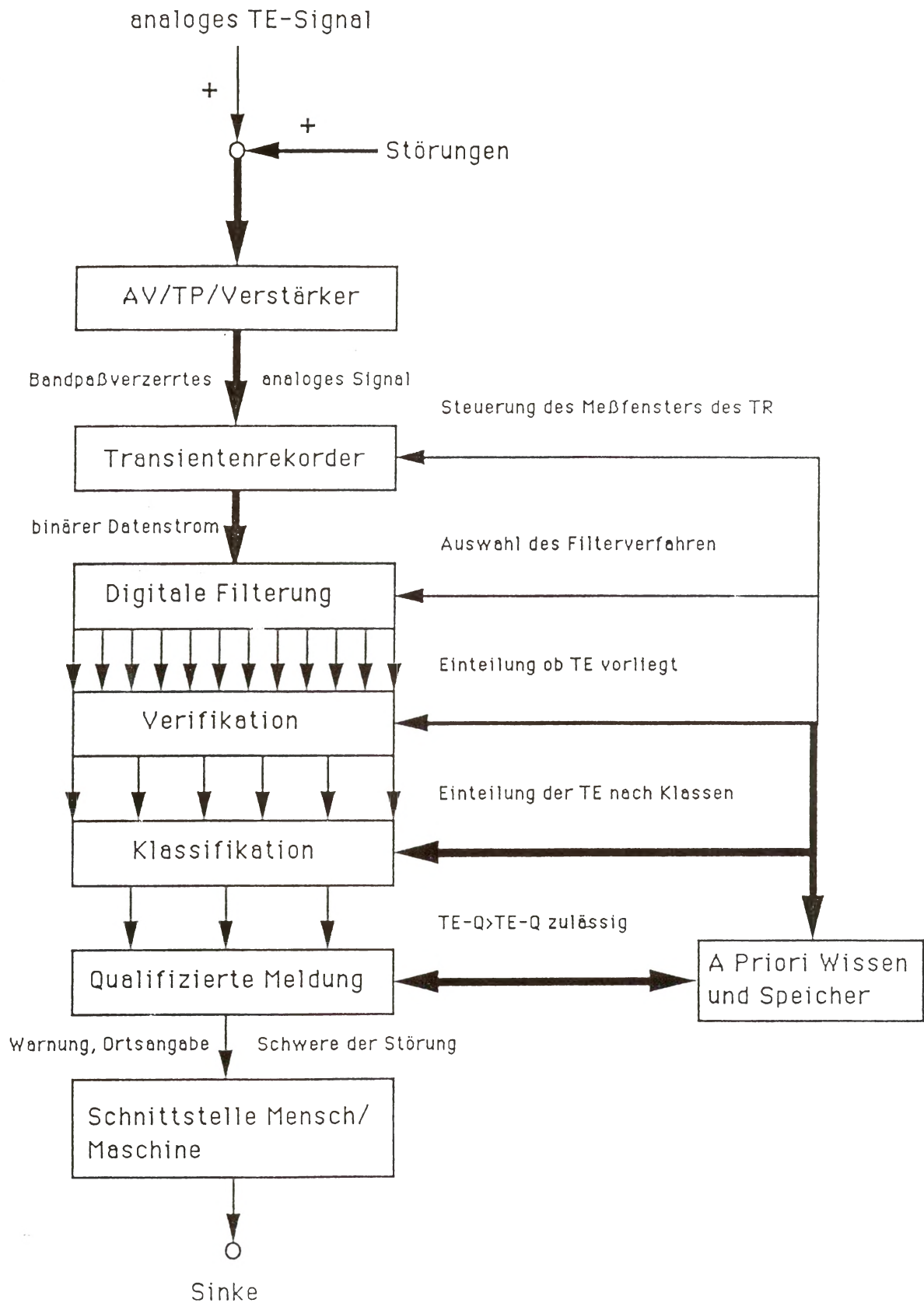


Bild 6: Blockschaltbild des Verarbeitungsalgorithmus für die TE-Überwachung an einem Transformator mit Hilfe von Digitalfilterung im Zeitbereich

b) Adaptiver Filteralgorithmus nach dem Frequenzbeschnittungsprinzip

Dieses Filterverfahren stellt einen digitalen Filter im Frequenz- oder Bildbereich dar. Bild 7 zeigt schematisch den Ablauf eines adaptiven Sperrfilters.

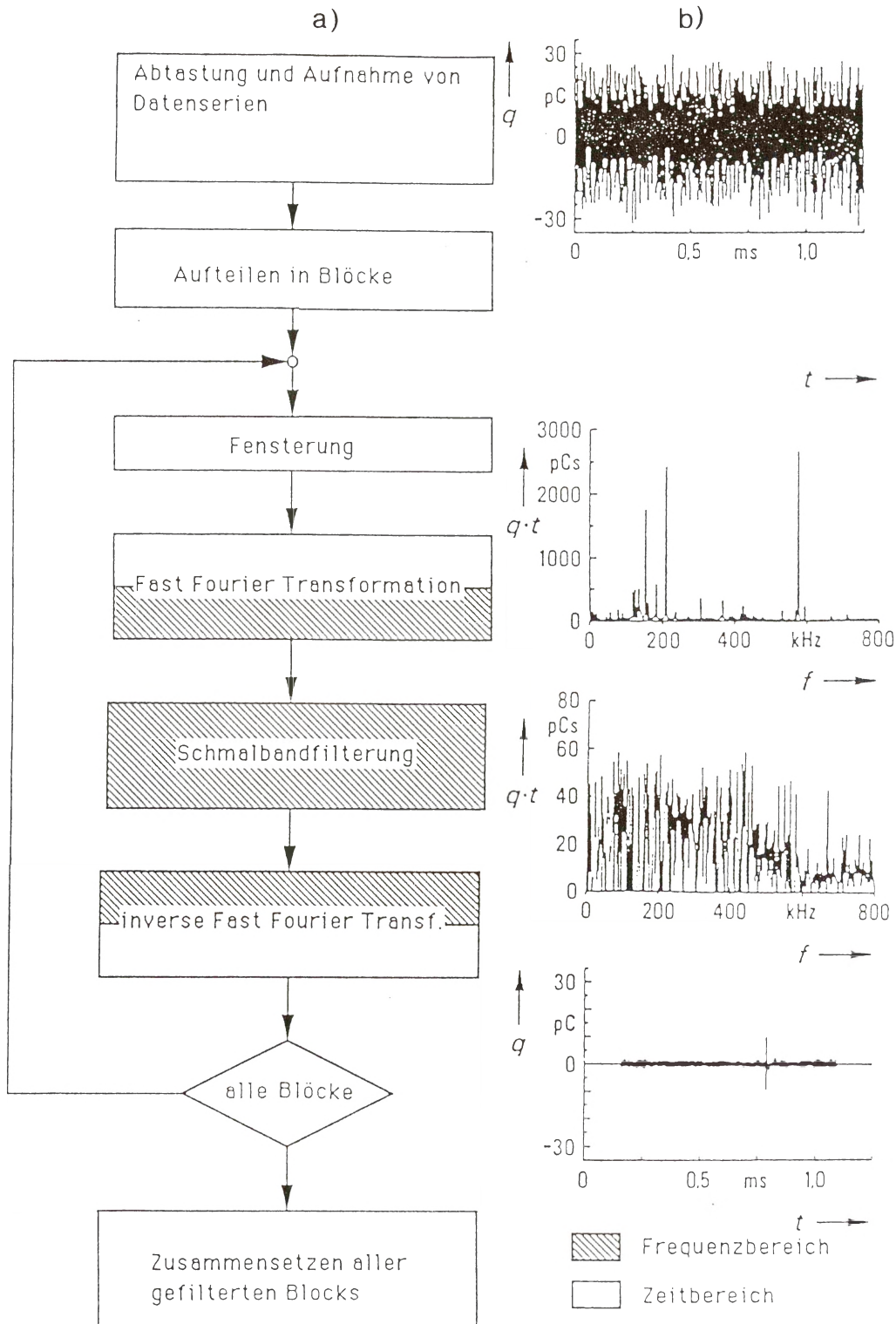


Bild 7: a) Flußdiagramm eines adaptiven Sperrfilters
b) Verrauschtes TE-Signal in verschiedenen Filterungsstadien

Hier wird jeweils nur eine Störfrequenz schmalbandig herausgefiltert. Dazu werden die gemessenen Daten mit Hilfe eines Transientenrekorders digitalisiert, abgespeichert und anschließend zur Verarbeitung weitergeleitet. Aufgabe dieser Filterung ist es, aus der Analyse des Frequenzspektrums Rückschlüsse daraus zu ziehen, welche Störfrequenzen entfernt werden können, ohne das zu messende Signal unzulässig zu verfälschen. Dazu müssen zunächst die Meßdaten vom Zeitbereich in den Frequenzbereich übertragen werden. Dies geschieht mit Hilfe der Fast Fourier Transformation (FFT). Anhand von schmalbandigen Bandsperrfiltern werden dann die Störsignale aus dem Frequenzspektrum entfernt. Anschließend wird durch inverse FFT das Signal vom Frequenzbereich in den Zeitbereich rücktransformiert. Bild 7b zeigt als Beispiel das Signalgemisch in verschiedenen Verarbeitungsstufen.

Anwendungsbeispiele der Digitalfilterung bei der Trennung von TE- und Störsignalen

Zunächst soll am Beispiel von elektronisch nachgebildeten TE- und Störsignalen die Funktionsfähigkeit und die Grenzen dieser Filter gezeigt werden. Die TE-Impulse werden dabei durch zwei Exponentialfunktionen angenähert, wobei die Abfallzeitkonstante jeweils doppelt so groß gewählt wurde, wie die Anstiegszeitkonstante. Um möglichst reale Verhältnisse zu erhalten, wurde die Impulsanstiegszeitkonstante zwischen 20 ns und 600 ns variiert. Dadurch können sowohl TE-Impulse in flüssigen wie auch in festen Isolierstoffen nachgebildet werden.

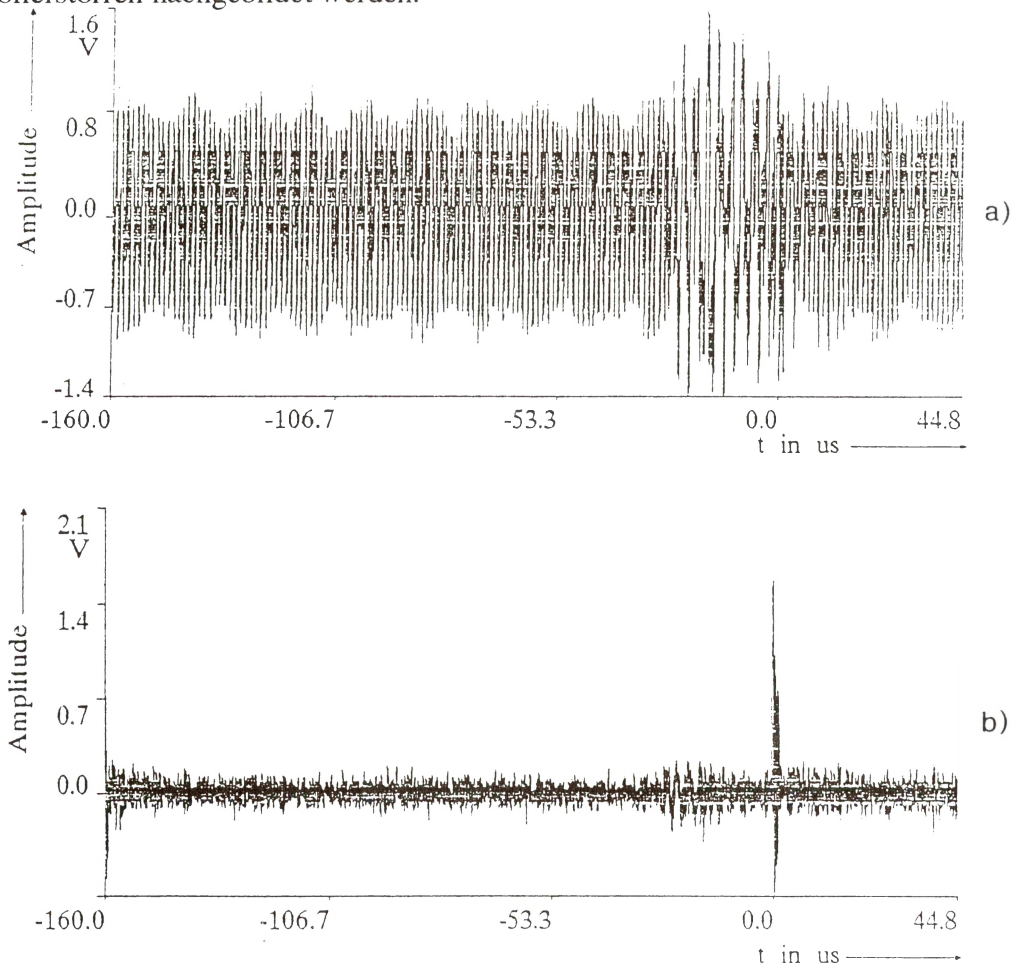


Bild 8: Signalgemisch bestehend aus einem 50 pC Kalibrierimpuls und Umgebungsstörungen
a) Signalgemisch vor der Filterung
b) Signalgemisch nach der adaptiven Prädiktorfilterung

Bild 8a zeigt einen elektronisch nachgebildeten TE-Impuls überlagert mit kontinuierlichen Störungen, deren Amplitude wesentlich größer ist als die Amplitude des TE-Impulses. Bild 8b zeigt das Signal aus dem Bild 8a, jedoch nach der Behandlung mit einem adaptiven Prädiktorfilter. Wie ersichtlich, werden durch diese Filterung die Störsignale sehr stark gedämpft, so daß der approximierte TE-Impuls, welcher vor der Filterung kaum zu erkennen war, nun deutlich aus den Störungen herausragt. Umfangreiche Untersuchungen mit unterschiedlicher Impuls- und Störcharakteristik haben gezeigt, daß bis zu einer Störampplitude größer 500% bezogen auf die Amplitude des TE-Impulses mit Hilfe einer Prädiktor Filterung noch ausreichende Störunterdrückung erreicht werden kann.

Zur Überprüfung der Funktionsfähigkeit von adaptiver Sperrfilterung wurden ähnliche Impulse, wie vorhin erwähnt, generiert und mit den Störungen überlagert. Nach einer adaptiven Sperrfilterung konnten ähnliche Ergebnisse bezüglich der Störunterdrückung erzielt werden.

Um bei den Störungen reale Verhältnisse nachzubilden, wurden Messungen durchgeführt, bei denen die Störsignale mit Hilfe einer Antenne auf einem Transformator aus der Umgebung empfangen wurden, um diese den sinusförmigen Störsignalen von vorgenannten Versuchen zu überlagern. Bild 4.a zeigt ein solches Signalgemisch mit dem zugehörigen Frequenzspektrum (Bild 4b). An diesem Signalgemisch wurde die Anzahl der notwendigen schmalbandigen Sperrfilter in Bezug auf die Rechenzeit und die Störunterdrückung optimiert. Dazu wurde das Signal mit 2,5 - 20 MHz abgetastet. Die Bandbreite der Sperrfilter wurden zu 15 kHz gewählt. Es konnte gezeigt werden, daß zwar der maximale Störabstand bei einer Anzahl von Filtern zwischen 70 - 80 erreicht wurde, daß jedoch dieses Maximum von dem Wert nach 20 Filterungen nur wenig abweicht, so daß geschlußfolgert werden kann, daß etwa 20-30 Filterungen für die meisten Fälle ausreichend sind und der Störabstand-Gewinn bei einer Erhöhung der Anzahl von Filtern nicht mehr in Relation zum Zeitaufwand steht. Bild 9 zeigt als Beispiel den Impuls-/Geräuschabstand in Abhängigkeit von der Anzahl der Sperrfilter bei zwei unterschiedlichen approximierten TE-Impulsen.

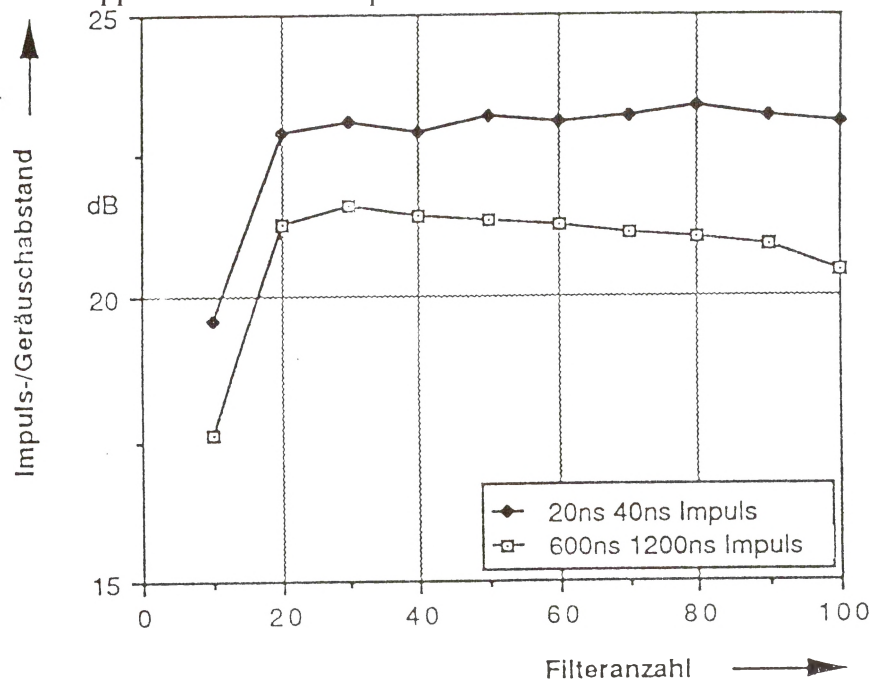


Bild 9: Gemessener Impuls-/Geräuschabstand bei zunehmender Anzahl von iterativ eingesetzten 15 kHz breiten Sperrfiltern im Bereich 0 -2,5 MHz mit den Folgen aus Bild 8

Anhand der Kalibrierimpulse, überlagert mit unterschiedlichen Störsignalen, wurden außerdem bei Prädiktionsfilterung die Einflüsse von Filtergrad, Impulsform und Amplitude der Störung in Bezug auf die Amplitude der Nutzsignale sowie der Abtastfrequenz auf den Prädiktionsgewinn untersucht. Einige Ergebnisse hierzu zeigen die Bilder 10 und 11.

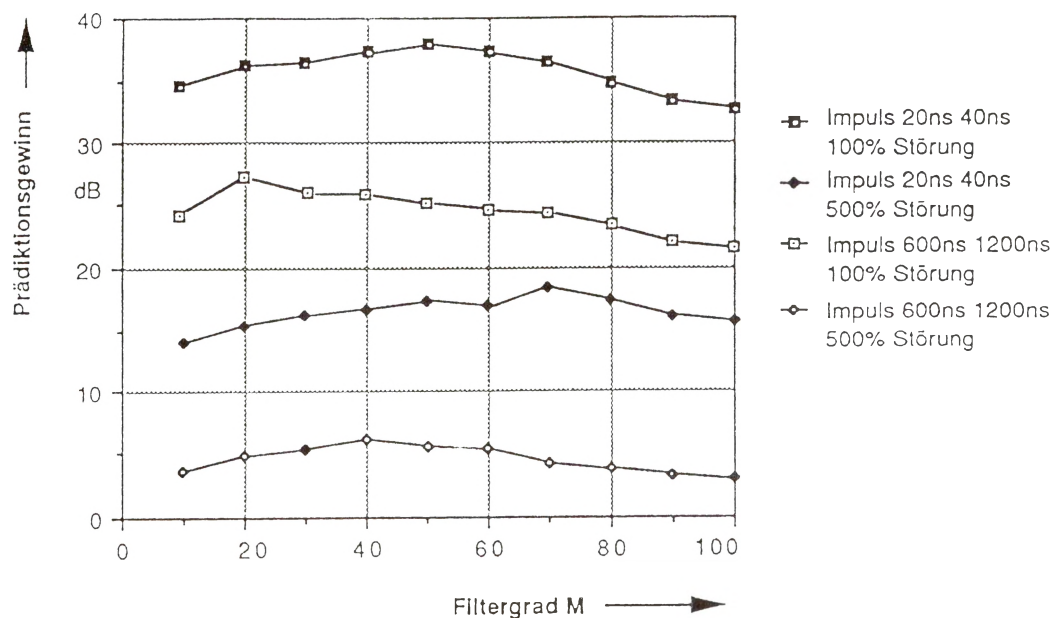


Bild 10: Erzielbarer Prädiktionsgewinn bei adaptiver Prädiktion in Abhängigkeit vom Prädiktionsgrad M für verschiedene Impulse und Störungen

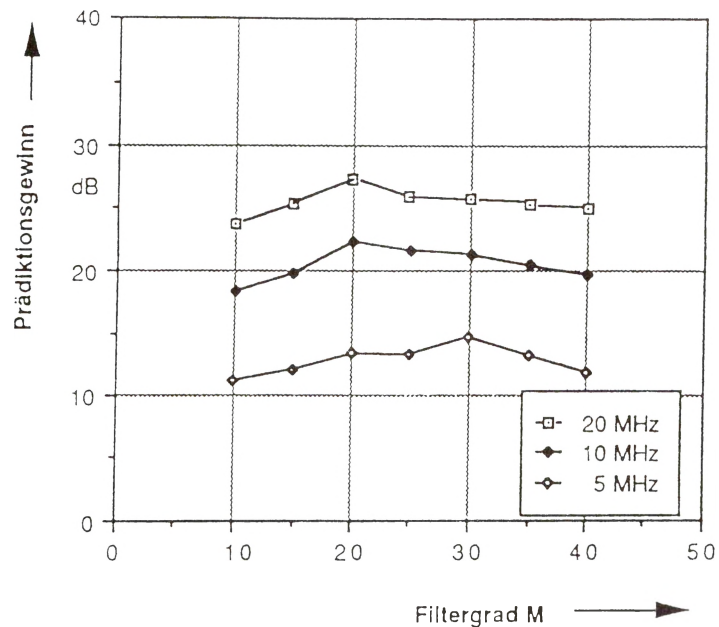


Bild 11: Erzielbarer Prädiktionsgewinn bei adaptiver Prädiktion in Abhängigkeit vom Prädiktionsgrad M und verschiedenen Abtastfrequenzen für einen 100% verrauschten Impuls 600 ns - 1200 ns

Schließlich wurde die Effektivität beider Filterarten an unter Hochspannung gemessenen TE- und Störsignalen geprüft.

Bild 12 zeigt die unter Hochspannung gemessenen TE- und Störsignale vor einer Filterung.

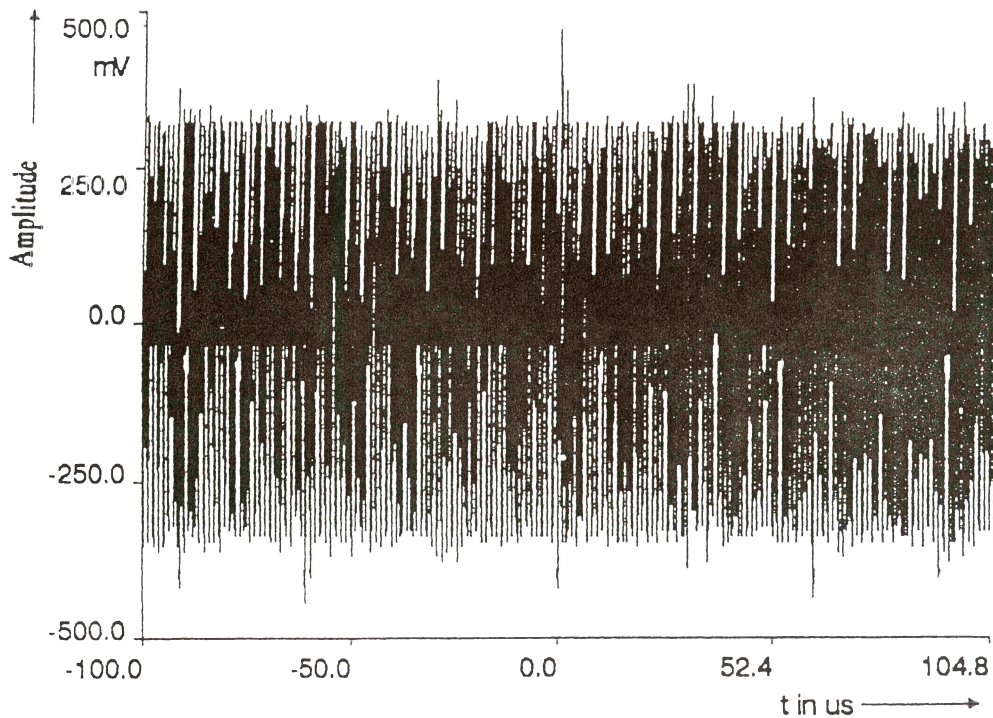


Bild 12: Überlagerung von TE-Impuls mit Störungen gemessen an einem Transformator unter Hochspannung mit 20 MHz Abtastrate

Bild 13 zeigt das Signal aus dem Bild 12 nach einer Prädiktorfilterung und Bild 14 nach einer adaptiven Sperrfilterung mit 20facher iterativ eingesetzter Sperrfilterung mit 15 kHz Bandbreite.

5.2 Impulsförmige Störsignale

Die impulsförmigen Störsignale lassen sich in phasenstarre und phasenvariable Impulse unterteilen. Die phasenstarken Impulse wie z.B. Thyristorimpulse treten normalerweise in jeder Periode auf und lassen sich elektronisch relativ leicht unterdrücken. Ein einfacher Weg hierzu ist die Anwendung von phasenvariablen elektronischen Fenstern. Mit Hilfe solcher Fenster kann für eine Zeit, entsprechend der Breite des Störimpulses, der Eingang des Meßgerätes gesperrt werden, damit der Störimpuls nicht in das Meßgerät gelangt. Teilentladungen, die während dieser Sperrzeit zünden, werden bei der Bewertung ebenfalls nicht berücksichtigt.

Die impulsförmigen Störsignale, die nicht phasenstabil auftreten, sind in ihrem Zeit- und Frequenzverhalten ähnlich wie die TE-Impulse und stellen somit gegenüber den phasenstarken Impulsen ein größeres Problem dar. Es gibt jedoch auch hier Möglichkeiten, diese von den TE-Impulsen zu unterscheiden.

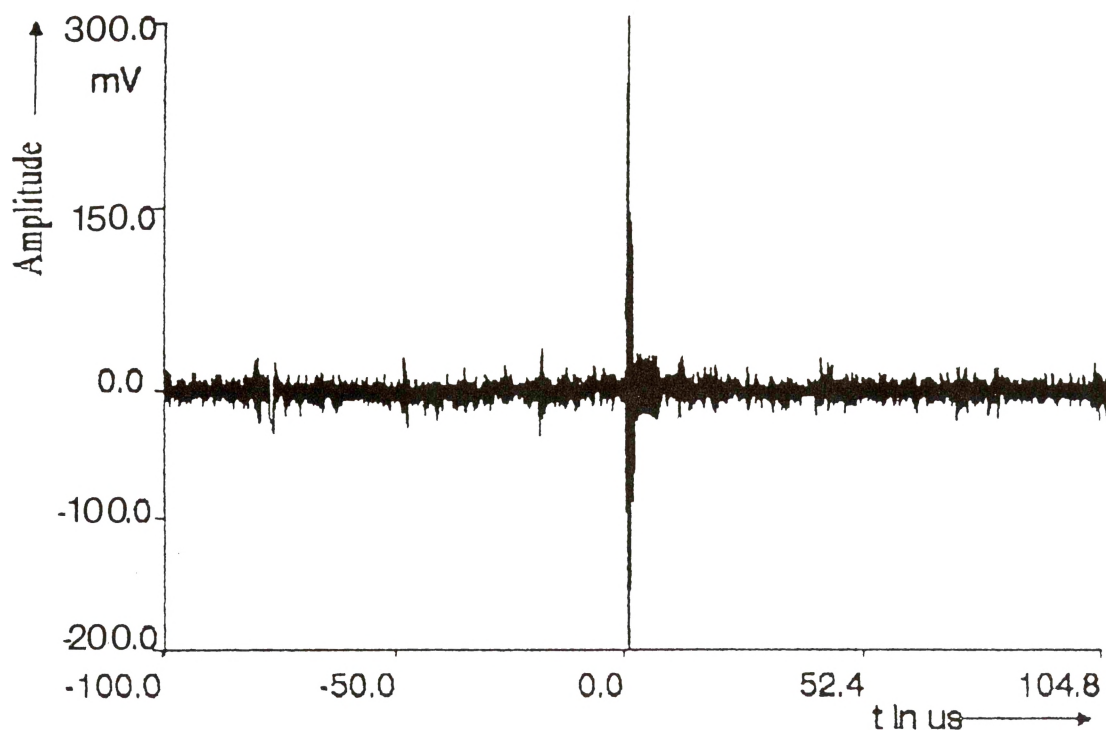


Bild 13: Das Signalgemisch aus Bild 12 nach der Filterung mit einem adaptiven Prädiktorfilter

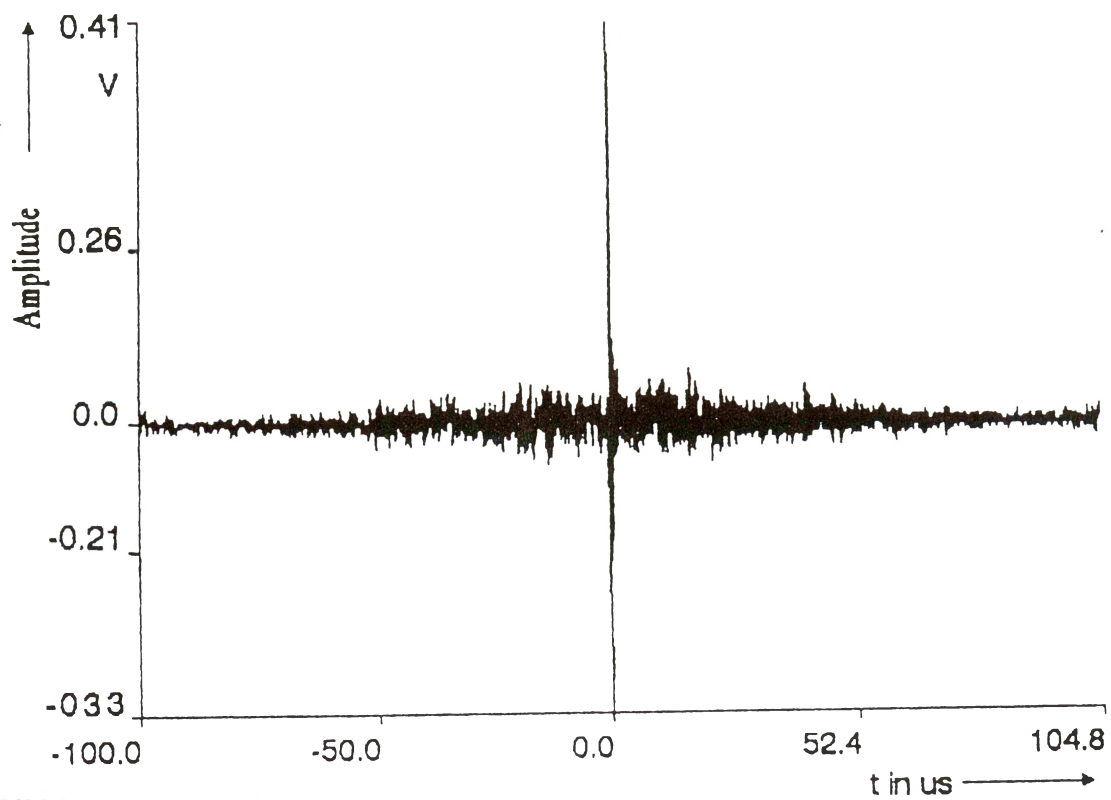
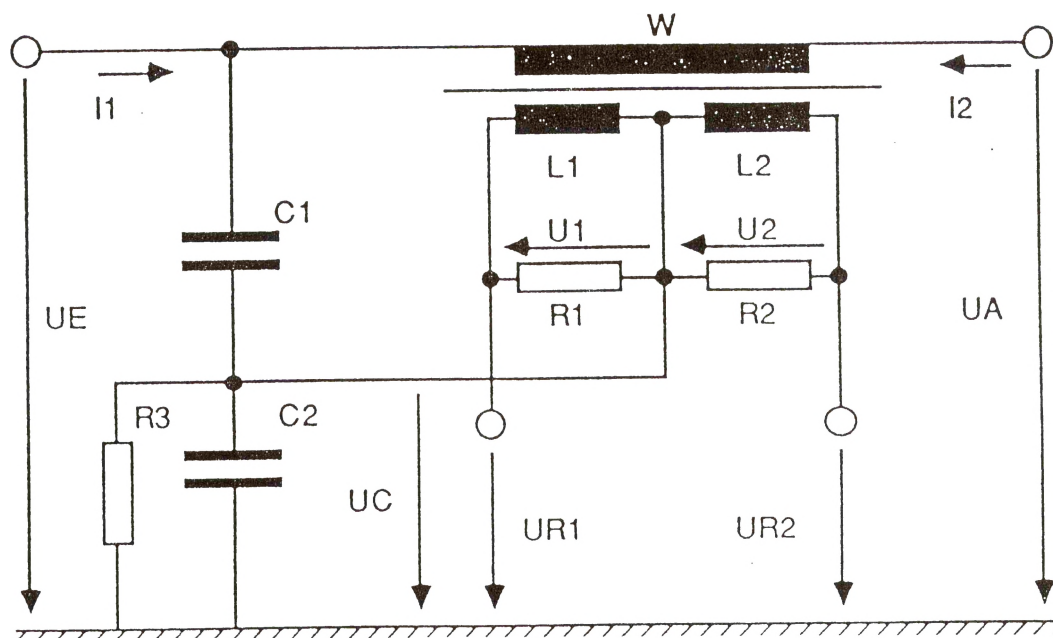


Bild 14: Das Signalgemisch aus Bild 12 nach 20facher iterativ eingesetzter Sperrfilterung mit 15 kHz Bandbreite

Eine Möglichkeit, die in /8,17/ ausführlich beschrieben ist, ist die Ausnutzung der Signalrichtung. Betrachtet man den Transformator als ein geschlossenes System, so treten Störsignale **außerhalb** des Prüflings auf, während die zu messenden TE-Signale **innerhalb** des Prüflings entstehen. Diese Tatsache kann man bei der Trennung der TE-ähnlichen Störsignale von den TE-Impulsen ausnutzen. Der schematische Aufbau einer Schaltung zur Signalrichtungserkennung zeigt Bild 16. Hier wird durch gleichzeitige Messung von Strom- und Spannungskomponente des hochfrequenten Signalgemisches über der Transformatordurchführung die Richtung des Energieflusses erkannt.

Bei gleichem Übersetzungsverhältnis und Wicklungssinn haben die beiden Spannungen U_1 und U_2 den gleichen Betrag und addieren sich bei Hintereinanderschalten der Spulen. Durch Addition der geteilten Eingangsspannung U_E wird eine der beiden "Richtspannungen" UR_1 oder UR_2 kleiner, während die andere der beiden Richtspannungen größer wird. Im Idealfall wird eine Richtspannung zu Null, während sich die andere verdoppelt. In der Praxis muß häufig durch einen Abgleich von Phase und Betrag der Unterschied der beiden Spannungen U_1 und U_2 ausgeglichen und eine Anpassung an die Spannung U_C vorgenommen werden. Ein Betragsvergleich der beiden Teilspannungen UR_1 und UR_2 liefert dann die Richtung des Stromes.



U_E	Eingangsspannung	R_1, R_2	Dämpfungswiderstände
C_1	Oberspannungskondensator	L_1, L_2	bifilare Rogowskispule
C_2	Unterspannungskondensator	I_1, I_2	Ströme der TE-Signale
U_C	kapazitive Teilspannung	UR_1, UR_2	Richtspannungen
W	Stromwandler	U_A	Ausgangsspannung

Bild 15: Prinzipschaltbild des Richtkopplers zur Erkennung der Signalflußrichtung von TE- und Störimpulsen

5. Konzept einer TE-Überwachung

Die bisher erwähnten Verfahren zur Trennung der TE- und Störsignale stellen den Kern eines TE-Meßsystems an Leistungstransformatoren vor Ort dar, welches die Basis für eine TE-Überwachung an Leistungstransformatoren bildet. Die TE-Überwachung ist wiederum Teil eines elektronischen, rechnergestützten Überwachungssystems. In einer TE-Überwachung werden an verschiedenen Klemmen des Transformators die TE-Signale entkoppelt. Zu diesem Zweck hat sich eine Auskopplung der TE-Signale über die Meßpunkte in den Durchführungen sowie mit Hilfe von an den Fußpunkten der Durchführungen angebrachten Rogowski-Spulen als sinnvoll und praktikabel erwiesen. Die aufgenommenen Signale werden nach einer Vorverstärkung und analogen Filterung und Bandbegrenzung digitalisiert und in einem Arbeitsplatzrechner gespeichert. Eine Abtastfrequenz von 1-2,5 MHz erscheint in Bezug auf die verschiedenartigen TE-Impulse aus dem Transformator und deren Verformung als geeignet. Im Rechner wird dann mit Hilfe von verschiedenen bereits vorgestellten Verfahren eine Trennung von TE- und Störsignalen vorgenommen. Dabei ist eine kontinuierliche Erfassung aller auftretenden TE-Signale nicht unbedingt erforderlich und sinnvoll. Erfahrungsgemäß treten die im Falle eines Fehlers in einem Transformator zündenden Teilentladungen nicht einmalig auf, sondern zünden relativ häufig. Wenn nun über längere Zeit in bestimmten Abständen das TE-Verhalten für mehrere Perioden aufgenommen wird, ist es im allgemeinen möglich, daraus das gesamte TE-Verhalten des Transformators anzugeben. Hinzu kommt, daß nicht nur die Größe und der Maximalwert einiger weniger Teilentladungen für die Beurteilung des Isolationszustandes des Transformators, sondern vielmehr die Änderung der TE-Aktivität über längere Zeit bei verschiedenen Lastzuständen von Bedeutung ist.

Es ist vorgesehen, alle 10 - 30 Minuten je nach Abtastrate 1 - 10 volle Perioden lang die TE- und Störsignale aufzunehmen. Die Pausenzeit von 10 bis 30 Minuten dient der Verarbeitung der Signale und Trennung der TE-Signale von den Störungen. Als Basis dient bei der Beurteilung der TE-Kenngrößen der im Werk bei der Prüfung gemessene TE-Wert, welcher ebenfalls gespeichert wird. Beim Auftreten von großen Veränderungen im TE-Verhalten sollen weitere Kenngrößen wie Temperatur, Spannung, Luftfeuchte und Luftdruck zur Interpretation herangezogen werden. Die auftretenden TE-Werte werden innerhalb jeder Meßperiode gemittelt und phasenbezogen gespeichert. Täglich soll ebenfalls ein mittlerer TE-Pegel ermittelt und registriert werden.

Für die Beurteilung des Isolationszustandes wird dann der TE-Gradient zugrunde gelegt. Ist der TE-Gradient null oder negativ, dann kann davon ausgegangen werden, daß keine Gefährdung der Isolation infolge der Teilentladungen vorliegt. Bei einem positiven TE-Gradienten über längere Zeit muß der Transformator näher beobachtet werden. Mit Hilfe weiterer aufgenommener Parameter soll dann der TE-verursachende Fehler identifiziert werden. Hier wäre eine zusätzliche Gas-in-Öl-Analyse als eine Bestätigung der Fehlerart hilfreich.

6. Zusammenfassung

Die rasante Entwicklung auf dem Gebiet der Mikroelektronik und Datenverarbeitung hat eine schnelle Speicherung und Verarbeitung vieler Daten als Basis einer rechnergestützten Überwachung an Transformatoren ermöglicht. In diesem Aufsatz wurden einige grundlegende Fragen, die bei einer rechnergestützten TE-Überwachung auftreten, erörtert.

Bei der TE-Messung im Labor können infolge von Dämpfung und Überlagerung große Meßfehler auftreten. Bei schmalbandigen Meßgeräten mit hoher Mittenfrequenz ist dieser

Fehler wesentlich größer. Fehler werden minimiert, wenn mit relativ breitbandigen Systemen bei tiefen Frequenzen mit einer Bandmittenfrequenz von maximal einigen 100 kHz gemessen wird.

Bei der TE-Messung vor Ort verursachen die äußeren Störungen große Schwierigkeiten. Die Einflüsse dieser Störungen können mit Hilfe von digitalen Filtern stark reduziert werden. Es wurden zwei Filter vorgestellt, von denen einer im Zeitbereich und der andere im Frequenzbereich arbeitet. Beide Filterverfahren liefern bis zu einer Störamplitude von etwa 500% bezogen auf die Amplitude des Nutzsignals sowohl für synthetische als auch für unter Hochspannung gemessenen TE- und Störsignale brauchbare Ergebnisse. Auf der Grundlage dieser Filter wurde dann das Konzept eines TE-Überwachungssystems vorgestellt.

7. Literaturverzeichnis

- /1/ Buchholz, M Patentschriften des Deutschen Reiches
Patentnummern:
746364, 744392, 741490, 723561, 488988, 454018
- /2/ Tröger, R. Chromatographische Buchholz-Relaisgasanalyse
Ein Beitrag zur Zustandseinschätzung von ölgefüllten
Transformatoren
Energietechnik Heft 7, 1990, Seite 260-263
- /3/ H. Borsi,
U. Schröder The correlation between partial discharges (PD) and gassing
in insulating liquids, 10. ICDL, 10-14. Sept. 1990,
pp 535-539
- /4/ Müller, R.
Schliesing,.
Soldner, K. Die Beurteilung des Betriebszustandes von
Transformatoren durch Gasanalyse
Elektrizitätswirtschaft, Heft 11, 1977, S. 345-349
- /5/ Magureanu, R.
Stanciu, D.
Mustata, O.
Marin, C. Monitoring and diagnosis of large-power electrical
transformers
Cigre-Symposium 1020-06, Wien 1987, Section 10.2
- /6/ Harrold R.T. Acoustic waveguides for sensing and locating electrical
discharges within high voltage power transformers and
other apparatus
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, Vol.
PAS-98, No.2, March/April 1979, pp 449-457
- /7/ Kawada, H.,
Monda, M.
Inoue, T.
Amemiya T. Partial discharge automatic monitor for oil-filled power
transformer
IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems,
Vol. PAS-103, February 1984, pp 422-428
- /8/ Hartje, M. Erfassung von Teilentladungen an Leistungstransforma-
toren im Netzbetrieb
Diss. Universität Hannover, 1990
- /9/ Harrold, R.T.: The relationship between ultrasonic and electrical measure-
ments of under-oil corona sources
IEEE. EI-11, März 1976. pp. 8-11

- /10/ Howells, E.
Norton, E.T. Location of partial discharges sites in on-line-transformers
IEEE PAS-100, 1981, pp. 158-161

- /11/ Poyser, T. D.
Yannucci, D. A.
Templeto, I.B.
Lenderking, B.N. On-line Monitoring of Power Transformers
IEEE, Vol. PAS-104, No.1
January 1985, pp 207-211

- /12/ Beyer, M.
Borsi, H. Fundamental Investigation of partial Discharge (PD)
Measuring System for comparable PD-Measurements on
Insulating Fluids
6. ISH, New Orleans, USA, 1989, Beitrag 43.05

- /13/ Weck, K.-H.
Hirsch, F. Das Übertragungsverhalten von Drehstromtransformatoren
für Teilentladungen
Technischer Bericht der FGH, Mannheim 1984, Nr. 1-255

- /14/ Vaillancourt, G.H.
Malewski, R.
Train, D. Comparison of three techniques of partial discharge
measurements in power transformers
IEEE, PAS-104, 1985, pp. 900-909

- /15/ Thibaut-Caralalleria, M.
u. a. Fault detection in transformens
Cigre Conf., 1982, Beitrag 12-01 pp. 1-9

- /16/ Malewski, R.
Douville, J.
Belanger, G. Insulation diagnostic systems for HV power transformers
in service
Cigre Conf., 1986, Beitrag 12-01, pp 1-8

- /17/ Borsi, H.
Hartje, M. Application of Rogowski coils for partial discharge (PD)
decoupling and noise suppression,
5. ISH, Braunschweig, 1987, Beitrag 42.02, S