

Isolationsüberwachung und -bewertung - Erwartungen und Erfahrungen des Betreibers -

C. Neumann, RWE Energie, Essen

1. Einführung

Deregulierung und verstärkter Wettbewerb haben die Bemühungen der Betreiber intensiviert, elektrische Betriebsmittel in technischer und wirtschaftlicher Hinsicht optimal auszunutzen. Überwachungs- und Diagnoseverfahren können wesentlich dazu beitragen, dieses Ziel zu erreichen. Unterstützt durch die Fortschritte in der Mikroelektronik und Informationstechnik sind in den letzten Jahren neue Überwachungs- und Diagnoseverfahren entwickelt und bekannte deutlich verbessert worden. Daneben sind neue Sekundärsysteme mit erweiterter Funktionalität entstanden.

Inzwischen ist eine Anzahl von Betriebsmitteln mit Monitoring- und Diagnosesystemen im Einsatz und es konnten erste Erfahrungen mit diesen Systemen im Betrieb gewonnen werden [1]. Im folgenden sollen zunächst die Vorstellungen und Erwartungen der Betreiber zu Monitoring und Diagnose von Betriebsmitteln erörtert werden. Anschließend soll anhand von Beispielen über Erfahrungen mit Systemen zur Isolationsüberwachung und -bewertung berichtet werden.

2. Erwartungen und Vorstellungen der Betreiber

2.1 Wirtschaftliche Gesichtspunkte

Der Betreiber erwartet, daß er durch Überwachungssysteme eine insgesamt bessere Wirtschaftlichkeit der Betriebsmittel erzielen kann. Für die Wirtschaftlichkeitsanalyse sind die Lebensdauerkosten (LCC) des jeweiligen Betriebsmittels zu betrachten. Die Lebensdauerkosten setzen sich aus folgenden Elementen zusammen:

$$LCC=CI+CP+CR+CO+OC+CD.$$

CI	Kosten für Installation und Beschaffung
CP	Kosten für geplante Instandhaltung
CR	Kosten für Reparatur- und Instandsetzungsmaßnahmen
CO	Allgemeine Betriebskosten
OC	Ausfallkosten
CD	Kosten für Verschrottung und Entsorgung

Durch verschiedenste Maßnahmen ist man bemüht, diese Kosten zu optimieren. Insbesondere bei wertvollen, d.h. mit hohen Investitionskosten verbundenen Betriebsmitteln, kann die Isolationsüberwachung und -bewertung hier einen wichtigen Beitrag leisten.

Sowohl die Kosten für geplante Instandhaltungen (CP) und die allgemeinen Betriebskosten (CO) als auch die Kosten für Reparatur- und Instandsetzung (CR) sowie die Ausfallkosten (OC) können deutlich reduziert werden. Die umfangreichen Informationen über den aktuellen Zustand des Betriebsmittels und über Zustandsänderungen erlauben neben der Fehlerfrüherkennung auch eine gezielte Planung der Maßnahmen. Die Kosten für Beschaffung und Installation (CI) lassen sich direkt nicht beeinflussen. Durch die zusätzlichen Kosten für die Isolationsüberwachung werden die Investitionskosten sogar geringfügig ansteigen.

Mit den Informationen und Erkenntnissen aus der Isolationsüberwachung jedoch ist die Restlebensdauer wesentlich qualifizierter abzuschätzen, so daß die Restnutzungsdauer möglichst weitgehend ausgeschöpft werden kann. In der Folge werden die spezifischen Investitionskosten, d.h. die auf die gesamte Lebensdauer bezogenen Kosten, wegen der verlängerten Nutzungsdauer niedriger sein. Insgesamt sind durch die Isolationsüberwachung deutlich niedrigere Lebensdauerkosten (LCC) zu erwarten [2].

2.2 Auswirkungen auf Instandhaltung, Verfügbarkeit, Nutzungsdauer und Systemtechnik

Moderne Überwachungs- und Diagnosesysteme können eine Vielzahl von Informationen über jedes Betriebsmittel bereitstellen. Diese können für die Instandhaltung genutzt werden und sie wirken sich positiv auf Verfügbarkeit, Nutzungsdauer und Systemtechnik aus.

Da der aktuelle Zustand des Betriebsmittels bekannt ist, aber auch Tendenzen, insbesondere solche, die zu Unregelmäßigkeiten und Fehlfunktionen führen, angezeigt werden, kommen Instandhaltungsmaßnahmen nur bei entsprechendem Bedarf zur Ausführung. So kann die Instandhaltung durch Verringerung des Wartungsaufwandes und der Wartungshäufigkeit effizienter gestaltet werden. Instandsetzungs- und Reparaturarbeiten lassen sich längerfristig planen und mit der Betriebsführung abstimmen.

Über die bereits dargestellten Einflüsse auf die Instandhaltung hinaus können Monitoring und Diagnose die Verfügbarkeit der Betriebsmittel durch die Zustandsinformationen und die Fehlerfrüherkennung deutlich verbessern. Unvorhergesehene Ausfälle werden nur noch selten auftreten. Notwendige Instandsetzungsarbeiten sind vorhersehbar und können somit mit den Anforderungen der Betriebsführung koordiniert werden.

Die ständige Auswertung des Zustandes der Betriebsmittel führt zu umfangreichen Informationen über Alterungsprozesse. Dies schafft zum einen die Basis für eine zuverlässige Lebensdauerabschätzung und ermöglicht zum anderen einen kontrollierten Betrieb bis zum Ende der Nutzungsdauer und somit eine möglichst weitgehende Ausschöpfung der Nutzungsdauer. Ggf. können auch Maßnahmen zur Lebensdauerverlängerung eingeleitet werden.

Die Kenntnisse können dann verwendet werden, um Kriterien für die Ertüchtigung und Erneuerung zu erarbeiten. Sie sind aber auch für weitere systemtechnische Überlegungen nutzbar und können in zukunftsorientierte Planungen und Projektierungen einfließen. Beispielsweise wird die Notwendigkeit einer Umgehungsschiene heute intensiv diskutiert, ebenso wie die Auslastung bzw. die Überlastbarkeit von Transformatoren.

Insgesamt wird durch diese zusätzlichen Informationen und Erkenntnisse eine stärkere Auslastung und ein wirtschaftlicher Betrieb der Netze möglich sein.

3. Grundsätzliche Anforderungen an Überwachungs- und Diagnosesysteme

Für moderne Überwachungssysteme können neben den Betriebsmittel spezifischen Erfordernissen die folgenden grundsätzlichen Anforderungen angegeben werden.

Das System soll eine hohe Zuverlässigkeit besitzen. Hierzu zählen die Eigenüberwachung, die Überwachung aller angeschlossenen Sensoren und eine Plausibilitätskontrolle der einlaufenden Daten ebenso wie eine ausreichende elektromagnetische Verträglichkeit. Bei Ausfall des Überwachungssystems muß der (uneingeschränkte) Weiterbetrieb des Betriebsmittels möglich sein. Bei integrierten Systemen für Steuerung und Überwachung ist für die notwendige Redundanz zu sorgen.

Es sollten soweit möglich Sensoren mit Standardschnittstellen verwendet werden. Der Einsatz von Sensoren der Nachfolgegeneration muß durch einfachen Austausch möglich sein. Dazu sind entsprechende konstruktive Vorkehrungen am Einbauort des Sensors zu treffen. Als Rechnersystem sollten Rechner mit Standardschnittstellen in offener Bauweise, d. h. nachrüstbar und erweiterbar, zum Einsatz kommen. Die Umgebungsbedingungen am Einsatzort müssen hierbei berücksichtigt werden.

Das Überwachungssystem muß so aufgebaut sein, daß das überwachte Betriebsmittel autark arbeitet, d. h. die zur Überwachung erforderliche Intelligenz ist dezentral angeordnet. Alle betriebsmittelspezifischen Funktionen werden von diesem System ausgeführt, überwacht und analysiert. Für die Weiterverarbeitung stehen dem Anwender dann vorverarbeitete Daten zur Verfügung.

Die Informationen lassen sich in zwei Kategorien einteilen, in Informationen für die Betriebsführung, d.h. Steuerung und Überwachung des Netzes, und solche für die Betriebsunterhaltung, d. h. Wartung und Instandsetzung des Netzes [3].

Die Betriebsführung benötigt Informationen, ob das Betriebsmittel verfügbar ist und funktioniert. Im Falle von Unregelmäßigkeiten sind detaillierte Informationen wenig hilfreich. In diesem Fall muß das betriebsführende Personal wissen, daß Abhilfemaßnahmen erforderlich sind, oder daß eine Außerbetriebnahme vorzubereiten ist. Darüber hinaus müssen unzulässige, nicht betriebstüchtige Zustände signalisiert werden und der weitere Betrieb bzw. die Ausführung weiterer Funktionen unterbunden werden.

Das mit Instandhaltungsaufgaben betraute Personal ist an detaillierten Informationen über Zustand und Status, insbesondere über Tendenzen interessiert. Diese Informationen müssen rechtzeitig zur Verfügung stehen, bevor die Unregelmäßigkeit zu einem Fehler führt. Instandhaltungsmaßnahmen können damit geplant und mit der Netzbetriebsführung abgestimmt werden.

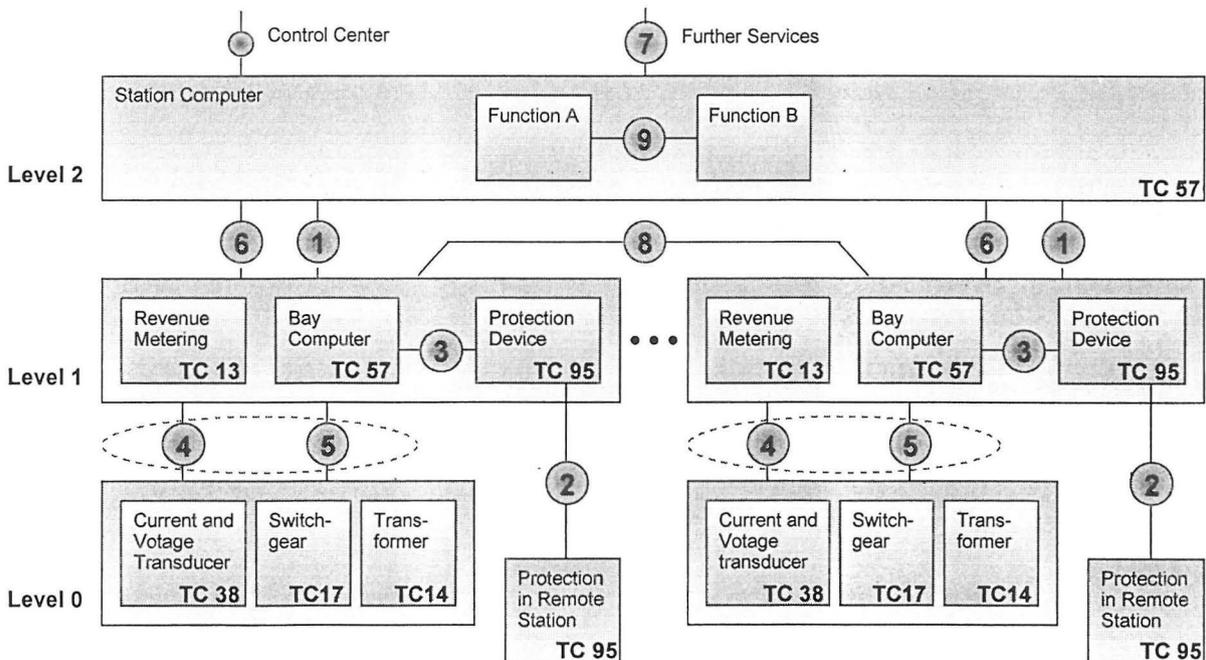


Bild 1: Kommunikationsstruktur in Schaltanlagen gem. IEC TC 57

Diese Informationen müssen an geeigneten Schnittstellen übergeben werden. Die heutigen Schnittstellen sind nur bedingt für eine solche Kommunikation geeignet. Daraus ergibt sich die Aufgabe, Schnittstellen auf digitaler Basis zu entwickeln, die die Kommunikation mit der

digitalen Leittechnik ermöglichen. Entsprechende Normungsarbeiten werden z.Z. in IEC TC 57 durchgeführt. Erst wenn diese Schnittstellen in normierter Form vorhanden sind, können die Möglichkeiten "intelligenter" Betriebsmittel in voller Breite genutzt werden. Ein Konzept für die Kommunikation in Schaltanlagen, wie es vom IEC TC 57 vorgeschlagen wurde, ist in Bild 1 dargestellt [4].

Die Kommunikation zwischen dem Prozeß und der Feldebene wird über den sog. Prozeßbus abgewickelt. Hier werden die Informationen von den einzelnen Betriebsmitteln des Schaltfeldes zusammengeführt und an die Feldebene weitergeleitet. Die Betriebsmittel bezogenen Anforderungen werden z. Z. von den für Schaltgeräte (TC 17) und Meßwandler (TC 38) zuständigen technischen Komitees zusammengestellt. Das für Transformatoren zuständige Komitee hat allerdings bisher noch keine Aktivitäten zur Standardisierung einer Kommunikationsschnittstelle eingeleitet.

Bei der Einführung intelligenter Überwachungssysteme sind die vorgenannten wirtschaftlichen und systemtechnischen Aspekte zu bedenken. Dabei muß geprüft werden, inwieweit es Sinn macht, die in Betrieb befindliche Generation von Betriebsmitteln zusätzlich mit solchen Systemen auszurüsten. Für den zukünftigen Einsatz sind hier Konzepte zu entwickeln, die diese Systeme in die jeweiligen Betriebsmittel integrieren und dabei die erweiterte Funktionalität für die Betriebsführung und für Zwecke der Instandhaltung nutzen.

4. Ziele und Möglichkeiten der Isolationsdiagnostik

Das wesentliche Ziel der Isolationsdiagnostik muß es sein, den Isolationszustand eines Betriebsmittels während seiner Lebensdauer zu überwachen und zu bewerten.

Dabei können aus den Betriebserfahrungen, insbesondere der Fehlerstatistik, wichtige Hinweise entnommen werden, welche Parameter als diagnostische Indikatoren für die Zustandserfassung und -überwachung auszuwählen sind. Im folgenden sollen hierzu Transformatoren und GIS beispielhaft betrachtet werden.

Isolationsfehler an Transformatoren können durch thermische, dielektrische und mechanische Beanspruchungen ausgelöst werden. So kann beispielsweise das Öl/Papier-Dielektrikum durch zu hohe Temperaturen geschwächt werden. Als diagnostische Indikatoren können Polymerisationsgrad, Furananteil, Durchschlagsspannung des Öles oder Spaltgasgehalt herangezogen werden. Überspannungen können eine Schwächung bzw. Schädigung der Isolation herbeiführen und Teilentladungen oder Teildurchschläge hervorrufen. Diese lassen sich mit der TE-Messung, der C- und $\tan \delta$ -Messung und der Gas-in-Öl-Analyse erfassen. Kurzschlüsse und Transport können die mechanische Festigkeit der Transformatorwicklung beeinträchtigen und Wicklungsverschiebungen und Windungskurzschlüsse bewirken. Hier kann das Übertragungsverhalten, insbesondere die Transferfunktion, zur Analyse herangezogen werden.

Daneben sind Unregelmäßigkeiten am Stufenschalter bekannt. Ihr Fehlerursprung liegt vorwiegend im Antrieb oder an den Schaltkontakten. Zur Überwachung des Antriebs und des Schaltvorganges kann das Antriebsmoment herangezogen werden. Bei den Schaltkontakten ist insbesondere der Kontaktabbrand von Interesse, der sich mit Hilfe Transformatorlaststromes und der Schaltzahlen analysieren läßt.

Isolationsfehler in GIS-Anlagen sind vorwiegend auf dielektrische Ursachen zurückzuführen, meist auf Schwächung der Isolation durch Partikel auf den Hochspannungsleitern, im Gasraum oder auf den Isolatoroberflächen. Zur Isolationsüberwachung kommen elektrische oder akustische TE-Messungen sowie Gasanalysen zur Anwendung. Hier soll vorrangig über elektrische TE-Messungen berichtet werden.

Die zur Isolationsüberwachung notwendigen Daten können durch

- dauernde Überwachung
- periodische Überprüfung
- gelegentliche Überprüfung

gewonnen werden.

4.1 Isolationsüberwachung mit Online-Monitoringsystemen

Für die dauernde Überwachung ist das zu überwachende Betriebsmittel mit entsprechenden Sensoren auszurüsten, die die als diagnostische Indikatoren ausgewählten Größen permanent erfassen können. Bei neuen und zukünftigen Betriebsmitteln muß sorgfältig geprüft werden, welche Sensoren zu installieren sind. Ob eine Nachrüstung bei in Betrieb befindlichen Betriebsmitteln konstruktiv machbar und wirtschaftlich vertretbar ist, muß im Einzelfall entschieden werden. Die kontinuierliche Aufzeichnung und Auswertung der Sensordaten geschieht mit einem Online-Monitoringsystem.

4.1.1 Online-Monitoringsystem für Transformatoren

In Bild 2 ist die Konzeption eines Online-Trafo-Monitoringsystems dargestellt [5]. Das System besitzt analoge, digitale und serielle Eingänge, an die verschiedenste Sensoren angeschlossen werden können. Die von diesem Sensoren gelieferten Signale werden in einer relationalen Datenbank gespeichert und mit verschiedenen Programmpaketen bearbeitet und ausgewertet. Zunächst laufen alle Daten in den Ergebnisspeicher. Nach Auswertung und Komprimierung werden die Daten im Kurzzeitspeicher abgelegt. Vor Archivierung im Langzeitspeicher werden die Daten dann nochmals komprimiert.

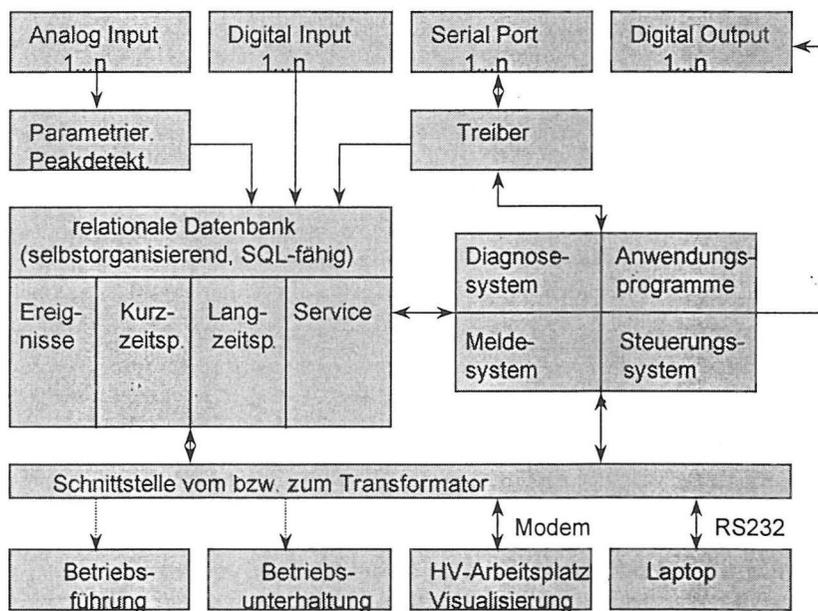


Bild 2: Konzeption eines Online-Trafo-Monitoringsystems

Eine Schnittstelle ermöglicht die Kommunikation mit der Betriebsführung und Betriebsunterhaltung. Zur Zeit steht jedoch noch keine standardisierte Schnittstelle zur Leittechnik zur Verfügung, so daß die Verbindung zu einem Auswerte- und Überwachungsarbeitsplatz zunächst über ein Modem hergestellt wird.

Da die Daten in einer SQL-fähigen Datenbank abgelegt sind, können zur Auswertung und Visualisierung Standardroutinen auch für Systeme unterschiedlicher Hersteller benutzt werden. Die Visualisierung vor Ort kann mit Hilfe eines Laptops über eine RS232-Schnittstelle erfolgen.

4.1.2 Online-Monitoring für GIS-Anlagen

Eine ausreichend aussagekräftige Isolationsüberwachung von GIS-Anlagen mittels elektrischer TE-Messung erfordert eine Maßempfindlichkeit im Bereich von 2 pC bis max. 5 pC. Um den Einfluß von äußeren Störungen auszuschalten bzw. zu reduzieren und somit eine zufriedenstellende Meßempfindlichkeit zu gewährleisten, werden die Teilentladungen in Frequenzbereichen erfaßt, in denen der Einfluß äußerer Störungen gering ist. Daher kommt heute vorwiegend die UHF-Methode, die im Frequenzbereich von 300....2000 MHz arbeitet, zur Isolationsüberwachung zum Einsatz [7].

Bild 5 zeigt das Ergebnis einer TE-Messung an einer GIS-Anlage, die stark durch periodische äußere Störer beeinträchtigt wurde. Die TE-Störstelle, ein Span auf dem Innenleiter, kann mit der UHF-Messung, hier im Zeitbereich aufgezeichnet, eindeutig erfaßt werden (Bild 5b). Störer, wie sie in der konventionellen Messung auftreten, sind vollkommen unterdrückt [8]. Beim Durchlaufen der Anlage wird das UHF-Signal an Verzweigungsstellen, aber auch an geraden Rohrleitern, hier insbesondere durch Sützisolatoren, gedämpft. Bild 5c macht deutlich, daß das TE-Signal, mit einem Sensor etwa 10 m vom eigentlichen Defekt entfernt gemessen, um ca. 50 % gedämpft worden ist. Daher sollte die Entfernung zwischen den Sensoren 15... 20 m nicht überschreiten. So ist eine Erfassung aller zwischen den Sensoren denkbaren Defekte und auch eine Lokalisierung möglich. In der Regel empfiehlt sich, einen Sensor im Schaltfeld und einen weiteren in der Sammelschiene einzusetzen.

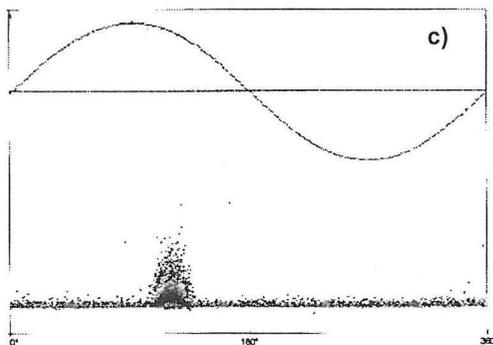
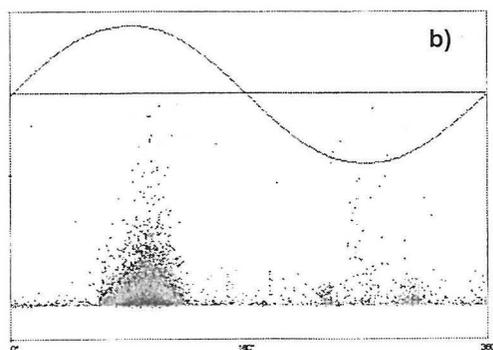
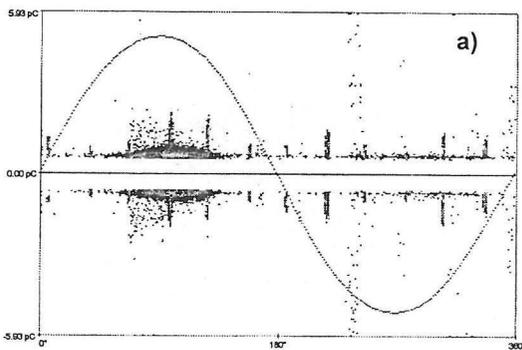


Bild 5: TE-Messung an einer GIS-Anlage

- a) konventionelle TE-Messung bei Beeinträchtigung durch periodische äußere Störer
- b) UHF-Messung (im Zeitbereich), TE-Signal direkt am Defekt
- c) UHF-Messung, TE-Signal etwa 10 m vom Defekt entfernt

Das Konzept eines Online-Monitoringsystems zur Isolationsüberwachung von GIS geht aus Bild 6 hervor [9]. Die TE wird im UHF-Bereich zwischen 300... 2000 MHz breitbandig erfaßt. Mit Hilfe eines HF-Detektors wird das Signal transformiert und einer Auswerteeinheit, die im Frequenzbereich eines konventionellen TE-Meßgerätes arbeitet, zugeführt. Die weitere Aufarbeitung, Visualisierung und Archivierung erfolgt auf einem Meßrechner.

Ein derartiges Monitoringsystem befindet sich zur Zeit im Probetrieb an einer 123-kV-GIS-Anlage mit zum Teil 30 Jahre alten Schaltfeldern. Mit diesem System soll überprüft werden, inwieweit Alterungsphänomene oder andere Unregelmäßigkeiten die Nutzungsdauer der Anlage einschränken.

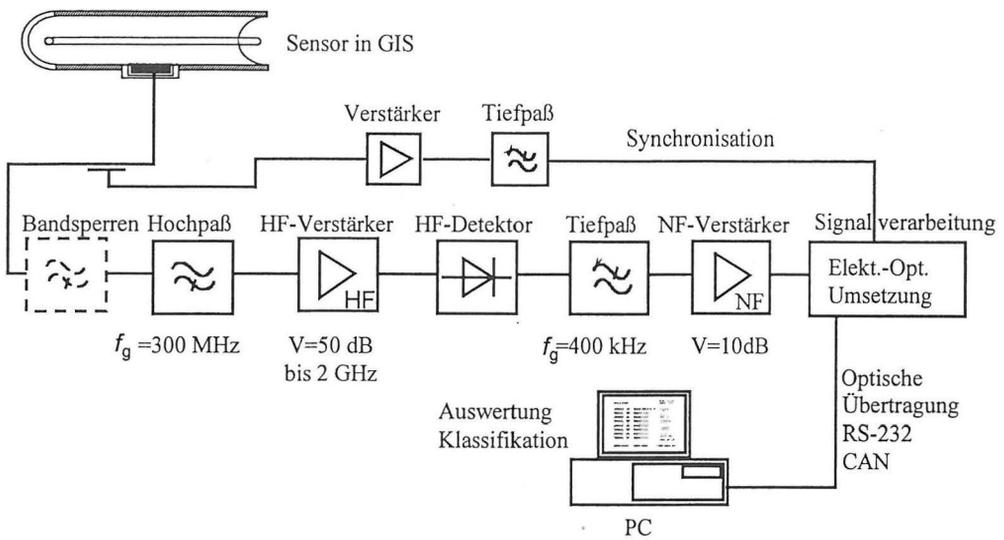


Bild 6: Konzept eines Online-Monitoringsystems zur Isolationsüberwachung von GIS-Anlagen

Bild 7 zeigt die an einer Meßstelle in den 3 Phasen im Kurzzeitbereich aufgezeichneten Teilentladungen. Danach ist in allen drei Phasen ein geringer TE-Pegel zu erkennen. Die nächste Aufgabe wird es nun sein, die TE-Störstelle zu identifizieren und zu lokalisieren.

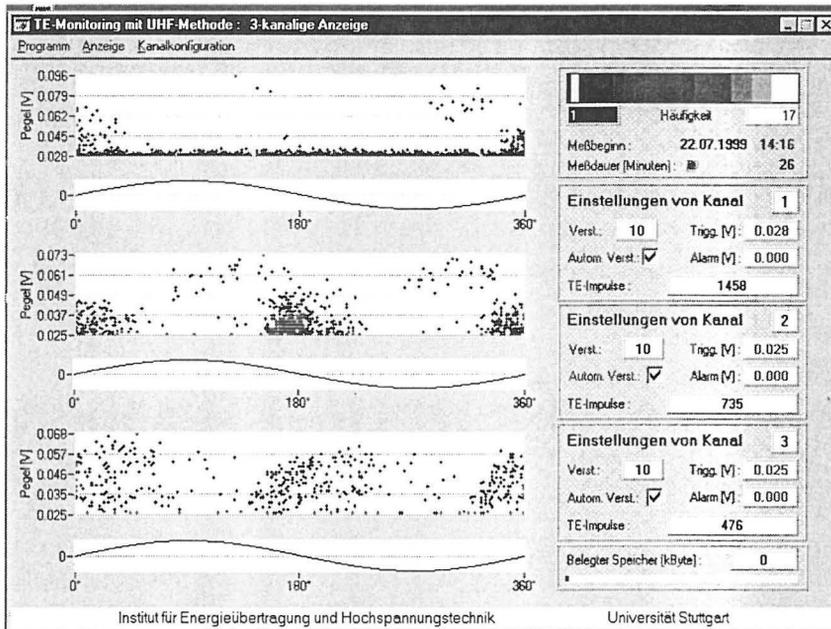


Bild 7: Von Online-Monitoring aufgezeichnete TE in 123-kV-GIS-Anlage

4.2 Isolationsüberwachung durch periodische Überprüfungen

Bei einer Vielzahl von in Betrieb befindlichen Betriebsmitteln wird man allerdings zu der Erkenntnis kommen, daß eine Nachrüstung von Online-Monitoringsystemen aufgrund des hohen Engineering- und Kostenaufwandes wenig interessant ist. Dennoch kann auch hier eine Isolationsüberwachung mit periodischen Überprüfungen erfolgen. Die hierzu erforderlichen Daten können teilweise bei in Betrieb befindlichen Betriebsmittel gewonnen werden, z. B. Gas-in-Öl-Analysen an Transformatoren oder UHF-TE-Messung an GIS. Zum Teil müssen die Betriebsmittel für diese Messungen kurzzeitig freigeschaltet werden, z. B. C- und $\tan \delta$ -Messung von Durchführungen sowie TE-Messung mit Fremdspannung oder Messung der Transferfunktion an Transformatoren.

4.2.1 Gas in Öl-Analyse an Transformatoren

Die Gas-in-Öl-Analyse gilt als anerkanntes Verfahren, um Unregelmäßigkeiten im Transformator durch chemische Analyse der Spaltgase zu detektieren. Die im Rahmen von periodischen Überprüfungen gewonnenen Analysedaten können zur Zustandserfassung, Fehlerfrüherkennung genutzt werden. Sie ermöglichen aber eine Instandhaltungsplanung und qualifizierte Lebensdauerabschätzung und somit eine weitgehende Ausschöpfung der Nutzungsdauer.

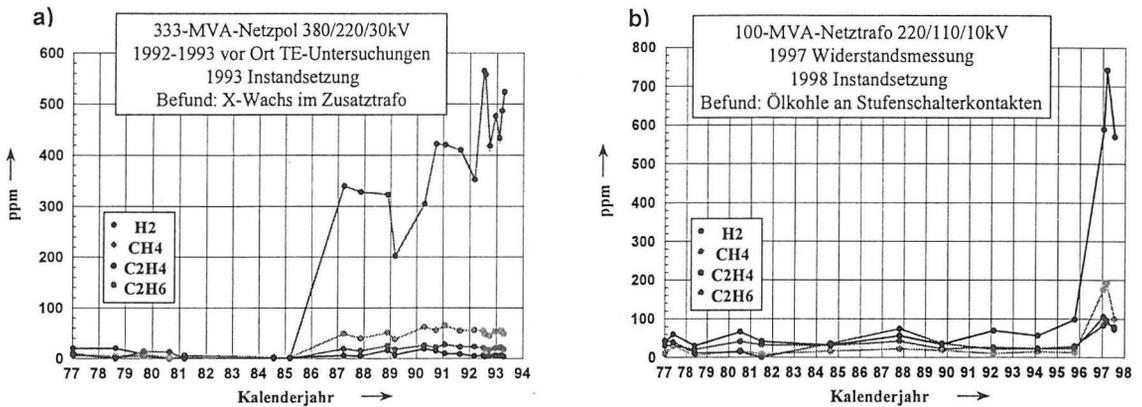


Bild 8: Gas-in-Öl-Analysen an Transformatoren über einen Zeitraum von ca. 20 Jahren

Hierzu zeigen die Bilder 8a u. b Beispiele von Gas-in-Öl-Analysen an verschiedenen Transformatoren über einen Zeitraum von ca. 20 Jahren. Aus Bild 8a geht hervor, daß der Trafo sich bis 1985 bei den Gasanalysen unauffällig verhalten hat. 1985 kommt es zu einem deutlichen Anstieg der H₂-Spaltgase, der im weiteren Verlauf noch zunimmt. Die Fehlerindikation deutet auf TE hin. Durch eine Vorort-TE-Messung wird dies bestätigt. Bei der daraufhin eingeleiteten Instandsetzung wird X-Wachs im Zusatztrafo dieses Netzpoles gefunden.

Bild 8b macht deutlich, daß auch dieser Trafo über viele Jahre unauffällig hinsichtlich der Gas-in-Öl-Analysen ist. Ende 1996 tritt ein merklicher Anstieg der Kohlenwasserstoffe, insbesondere von C₂H₄ auf, was eine Heistelle im Trafo vermuten läßt. Eine im weiteren Verlauf zur Fehlereingrenzung vorgenommene Widerstandsmessung zeigt eine deutliche Widerstandserhöhung in einer Wicklung. Bei der 1998 durchgeführten Instandsetzung wird Ölkohle auf Stufenschalter gefunden.

4.2.2 TE-Messung an GIS-Anlagen mit mobilen UHF-Sensoren

Da die meisten Unregelmäßigkeiten, die zu dielektrischen Fehlern in GIS-Anlagen führen, nicht spontan auftreten, kann eine kostengünstige Lösung auch durch eine periodische Überprüfung des Isolationszustandes anstelle einer permanenten Isolationsüberwachung erreicht werden. Eine solche Überprüfung ist insbesondere von Interesse bei Anlagen der älteren Entwicklungsstufen, die meist aber nicht mit TE-Sensoren ausgerüstet sind. Mit mobilen UHF-Sensoren, z.B. außen an den Sichtfenstern der Trennschalter angebracht, ist hier eine TE-Erfassung möglich [9].

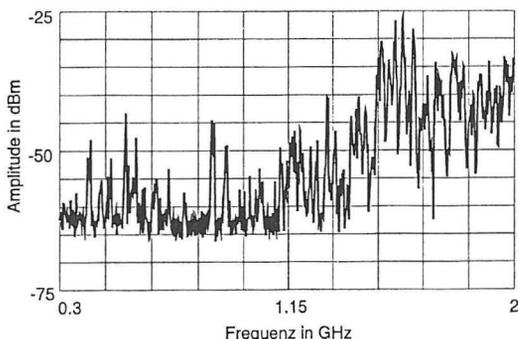


Bild 9: UHF-Messung an GIS-Anlage mit mobilem Sensor (im Frequenzbereich); TE entsprechend 1,5 pC verursacht durch bewegliches Partikel

Wie aus Bild 9 hervorgeht, kann man mit diesen Sensoren durchaus Teilentladungen entsprechend 1...2 pC erfassen. Die größte Meßempfindlichkeit wird im Frequenzbereich zwischen 1.500 und 2.000 MHz erzielt.

4.3 Zustandsbewertung und Risikoabschätzung

Nach der Zustandserfassung sind bis zur Zustandsbewertung und Risikoabschätzung noch weitere Zwischenschritte nötig. Zunächst muß eine weitergehende Auswertung des Meßergebnisses, nämlich eine Identifizierung und Lokalisierung der Störstelle erfolgen. Bei der TE-Messung können Methoden der Mustererkennung zur Identifizierung genutzt werden. Bei der Gas-in-Öl-Analyse ermöglicht die Verteilung der Spaltgase eine Aussage über die Störstelle.

Die Lokalisierung der TE-Störstelle ist in GIS-Anlagen mit Hilfe von Laufzeitmessungen möglich. Hierzu wird das von der Störstelle kommende Signal an zwei verschiedenen Sensoren bzw. Meßstellen aufgezeichnet und ausgewertet. Daneben kann auch die Dämpfung zur Lokalisierung herangezogen werden. Bei Transformatoren kann eine Groborbung mit einer Mehrstellenmessung und Berücksichtigung des entsprechenden Übertragungsverhaltens vorgenommen werden. Gelingt es, den Transformator im Detail durch eine geeignete Ersatzschaltung nachzubilden, so ist eine genauere Lokalisierung einer Störstelle mit Hilfe von Simulationsrechnungen denkbar. Hierzu wird das Übertragungsverhalten für verschiedene fiktive Störstellen durch Simulationsrechnungen ermittelt und auf Übereinstimmung mit dem meßtechnisch erfaßten TE-Signal geprüft.

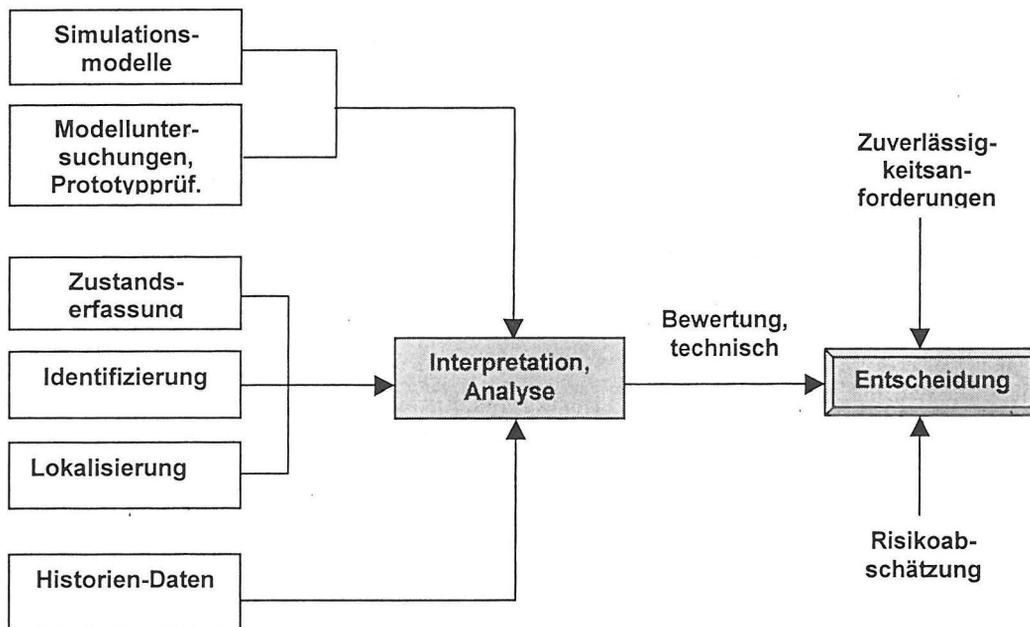


Bild 10: Prinzipielle Darstellung eines Diagnosevorganges

Mit den nun zur Verfügung stehenden Informationen über die Störstelle ist eine weitergehende Analyse und Bewertung möglich (Bild 10). Da die Zustandsinformation nur eine Momentaufnahme ist, müssen zusätzlich historische Daten zur Analyse herangezogen werden. Dabei sind auch gewisse Kenntnisse über die konstruktive Ausbildung der Betriebsmittel und über den festigkeitsmindernden Einfluß verschiedener Parameter erforderlich. Diese können gewonnen werden aus Modelluntersuchungen, Prüfungen an Prototypen und Untersuchungen an Simulationsmodellen. Hiermit ist eine Bewertung aus technischer Sicht möglich. Nach einer Risikoabschätzung und unter Berücksichtigung von Zuverlässigkeitsanforderungen kann der Betreiber nun seine Entscheidungen treffen.

5. Zusammenfassung

Moderne Überwachungs- und Diagnosesystemen können einen wesentlichen Beitrag zu einer besseren Wirtschaftlichkeit der Betriebsmittel leisten. Neben deutlich niedrigen Lebensdauerkosten (LCC) sind positive Auswirkungen auf Verfügbarkeit, grundsätzliche Auslegung der Betriebsmittel und Systemtechnik zu erwarten. Von Überwachungs- und Diagnosesystemen wird neben einer hohen Zuverlässigkeit gefordert, daß die zur Überwachung erforderliche Intelligenz dezentral angeordnet und die Kommunikationsstruktur hierarchisch aufgebaut ist. Eine Normung der entsprechenden Schnittstellen ist zur Zeit bei IEC TC 57, TC 38 und TC 17 in Arbeit.

Mit Hilfe der Isolationsdiagnostik soll der Isolationszustand eines Betriebsmittels während der gesamten Betriebsdauer überwacht und bewertet werden. Ein Online-Monitoringsystem erlaubt die permanente Aufzeichnung und Auswertung von Sensordaten und damit eine kontinuierliche Zustandsüberwachung. Oftmals ist aber auch mit periodischen Überprüfungen eine aussagekräftige Überwachung des Isolationszustandes möglich. Nach der Zustandserfassung muß eine Identifizierung und Lokalisierung der Störstelle erfolgen. Mit diesen Informationen kann eine Analyse und Zustandsbewertung vorgenommen werden. Bei der endgültigen Entscheidung wird der Betreiber neben dieser Bewertung aus technischer Sicht weitere Aspekte wie Risikoabschätzung und Zuverlässigkeitsanforderungen berücksichtigt.

Schrifttum

- [1] T. Leibfried, B. Breitenbauch, D. Dohnal, W. Knorr, A. Kosmata, U. Sundermann, K. Viereck: On-line monitoring of power transformers – trends, new developments and first experiences. CIGRE 12-211, 1998.
- [2] K. Feser, C. Neumann: Isolationsüberwachung und –bewertung von Betriebsmitteln (Insulation monitoring and diagnostics of power apparatus). ETG-Tage 97-PES Summer Meeting, Berlin 1997, ETG Fachbericht 66, S. 71-91.
- [3] C. Neumann, G. Balzer, W. Brandes, J. Bürger, G. Gimber, H. Karrenbauer, J. Krause: Life estimation of substation equipment by advanced control and monitoring technologies and modern maintenance strategies. CIGRE 23-112, 1996.
- [4] IEC TC57 WG 10: Functional architecture, communication structure and general requirements.
- [5] Empfehlungen der Verbundunternehmen für Monitoringsysteme an Großtransformatoren. Deutsche Verbundgesellschaft, Feb. 1998.
- [6] U. Sundermann: Use of Monitoring of Power Transformers. Transformer 99, International Conference on Power Transformers, Kolobrzeg (Poland), April 1999
- [7] R. Kurrer: Teilentladungsmessungen im Gigahertz-Frequenzbereich an SF₆-isolierten Schaltanlagen. Diss. Universität Stuttgart, 1996.
- [8] B. Krampe: Die neue Meßtechnik für Teilentadungs-Messungen. VDE-Seminar „Einsatz neuer Sensortechnik für die Hoch-, Mittel- und Niederspannung“, Okt. 97, Mannheim.
- [9] R. Feger: Die UHF-Methode für die TE-Messung in GIS während der Vor-Ort-Prüfung und zum Monitoring. MICAFIL-Symposium, Stuttgart, Sept. 1999.