

MONITORING ELEKTRISCHER BETRIEBSMITTEL IM ÜBERTRAGUNGSNETZ

Christof RIEDMANN(*), Alexander PIRKER(*), Uwe SCHICHLER

Institut für Hochspannungstechnik und Systemmanagement, TU Graz
Inffeldgasse 18, 8010 Graz, +43 316 873 7411, christof.riedmann@tugraz.at,
www.ihs.tugraz.at

Kurzfassung: Durch die geänderten Bedingungen in der Elektrizitätswirtschaft und damit einhergehend durch den gestiegenen Wettbewerb ist es für Infrastrukturunternehmen auf dem Energiesektor von wesentlicher Bedeutung vorhandene Ressourcen optimal zu nutzen. Dies bedeutet, dass die Anlagenkomponenten bis an ihr technisches und wirtschaftliches Lebensende verwendet und nötige Instandhaltungsmaßnahmen zeitgerecht geplant und umgesetzt werden müssen. Eine akkurate Planung ist jedoch nur dann möglich, wenn der aktuelle Zustand und die verbleibende Restlebensdauer genau bekannt sind. Hierfür bieten sich vor allem für systemkritische Komponenten Monitoringsysteme an, welche nicht nur frühzeitig Veränderungen erkennen lassen, sondern auch eine optimierte Planung von Instandhaltungsmaßnahmen ermöglichen. Zur genauen Beurteilung von Zustand und Restlebensdauer sind neben statistischen Kenngrößen auch betriebsmittelspezifische Einflussgrößen vonnöten. In manchen Bereichen gibt es hier noch erheblichen Forschungsbedarf, da zum aktuellen Zeitpunkt nicht alle entsprechenden Daten in ausreichend fundierter Form vorhanden sind.

Keywords: Monitoring, Teilentladungen, Gas-in-Öl-Analyse, Instandhaltung, Asset-Management

1 Einleitung

Die erfolgreiche Umsetzung der Energiewende mit der damit verbundenen Dezentralisierung der Energieerzeugung steht im starken Zusammenhang mit dem effizienten, wirtschaftlichen und sicheren Betrieb der Übertragungsnetze in Europa. Bei der Realisierung des notwendigen Hybrid-Netzes, bestehend aus Hochspannungsdrehstrom- HDÜ und Hochspannungsgleichstromübertragung HGÜ, ist neben der Planung, dem fehlerfreien Aufbau sowie der korrekten Steuerung und Regelung der Lastflüsse auch der aktuelle Zustand der beteiligten Betriebsmittel von großer Bedeutung. Die Energieversorgungsunternehmen sind bemüht ihre Komponenten bestmöglich bis zu ihrem technischen und wirtschaftlichen Lebensende zu nutzen. Das hierfür benötigte Asset-Management muss folglich unter Einbeziehung der betriebsmittelspezifischen Parameter stetig weiterentwickelt werden, da die korrekte Interpretation des aktuellen Zustands und die Planung sowie die Umsetzung notwendiger Instandhaltungsmaßnahmen direkt in die Netzkostenstruktur mit einfließen [1]. Eine Optimierung dieser Kosten ist nur möglich, wenn der aktuelle Zustand der Betriebsmittel, deren Restlebensdauer sowie die mit einem Ausfall verbundenen Risiken bekannt sind. Besondere Bedeutung kommt hierbei dem Monitoring zu, da dieses eine kontinuierliche Überwachung und eine optimierte Planung von Instandhaltungsmaßnahmen ermöglicht. Darüber hinaus lassen sich Trendanalysen detaillierter erstellen, was zu einer erhöhten Sicherheit bei der Bewertung der Restlebensdauer und der Gesamtsystemzuverlässigkeit beitragen kann.

2 Asset-Management

2.1 Instandhaltung

Aufgrund der Veränderungen auf dem Energiesektor in den letzten Jahren, ist es von essentieller Bedeutung vorhandene materielle und monetäre Ressourcen optimal einzusetzen, um sich im ökonomischen Wettbewerb der Infrastrukturunternehmen behaupten zu können. Neben der Planung des Systemausbaus und dem effizienten, wirtschaftlichen und sicheren Betrieb elektrischer Anlagen rückt die optimale Ausnutzung der Restlebensdauer immer weiter in den Vordergrund. Dies beinhaltet einerseits, dass elektrische Betriebsmittel nicht vor Ablauf der technischen und wirtschaftlichen Lebensdauer außer Betrieb genommen werden und andererseits, dass Wartungsarbeiten zur Verlängerung der Lebensdauer bzw. erforderliche Ersatzinvestitionen rechtzeitig geplant und umgesetzt werden. Somit können außerplanmäßige Stillstandszeiten bzw. Anlagenausfälle vermieden werden. Hierin ist ein großes Potential zur Reduktion der Lebenszykluskosten zu sehen, was folglich zur Einsparung monetärer Mittel, welche für weitere Investitionen oder Rücklagenbildung aufgewendet werden können, führt.

Um dies gewährleisten zu können, muss vermehrt von der zeitbasierten Instandhaltung Abstand genommen werden und eine zustands- bzw. zuverlässigkeitsorientierte Instandhaltungsstrategie etabliert werden. Hierbei werden in Abhängigkeit vom aktuellen Zustand des überwachten Betriebsmittels bzw. dessen Einfluss auf die Zuverlässigkeit des Gesamtsystems die Instandhaltungsmaßnahmen nach Dringlichkeit gestaffelt bzw. wiederkehrende Prüfintervalle angepasst. Zur Anwendung dieser Instandhaltungsstrategien, müssen der aktuelle Betriebsmittelzustand, daraus folgend die verbleibende Restlebensdauer sowie die zu erwartende Ausfallswahrscheinlichkeit und die aus einem Ausfall resultierenden Folgen bekannt sein. Im Bereich des Asset-Managements werden hierbei die aktuellen Zustände der unterschiedlichen Betriebsmittel eines Anlagenparks gesammelt, auf Basis einer geeigneten Risikoabschätzung in Relation zu ihrer Relevanz im Gesamtsystem gesetzt und anschließend in Prioritätslisten zusammengefasst (Bild 1). Abhängig von dem zur Verfügung stehenden Jahresbudget, der Personalstruktur und weiterer Einflussgrößen wird anschließend der optimale Zeitpunkt zukünftiger Instandhaltungsmaßnahmen der einzelnen Betriebsmittel geplant [2].

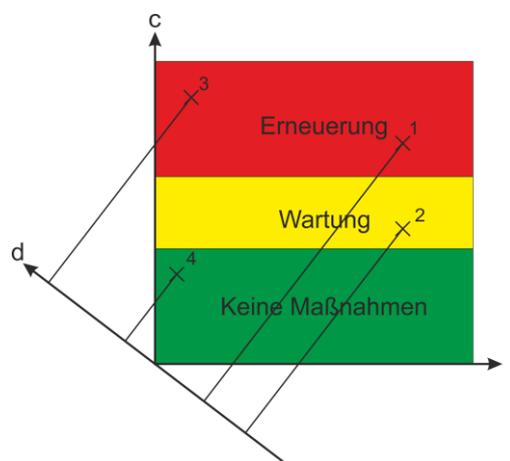


Bild 1: Priorisierung der Instandhaltungsmaßnahmen auf Basis des aktuellen Zustands und der Relevanz des Betriebsmittels im Gesamtsystem [2]

2.2 Zustandsbewertung

Die Bewertung des aktuellen Zustands eines elektrischen Betriebsmittels beruht im Allgemeinen auf den Erfahrungswerten von Herstellern und Betreibern sowie auf Expertenwissen und ist darüber hinaus von vielen Faktoren abhängig (Bild 2). Eine Einteilung kann beispielsweise in Klassen von „neuwertig“, „keine Maßnahmen notwendig“, „Wartungsarbeiten notwendig“ oder „Ersatz bzw. Tausch von Komponenten/Betriebsmittel notwendig“, mit möglicher weiterer Unterteilung in Unterklassen, erfolgen [2]. Weiter werden in Datenbanken oftmals die relevanten Daten eines Betriebsmittel bzw. einer Betriebsmittelgruppe zusammengeführt, so dass diese dann fortlaufend zur aktuellen Bewertung auf Basis einer Vergleichsanalyse herangezogen werden können.

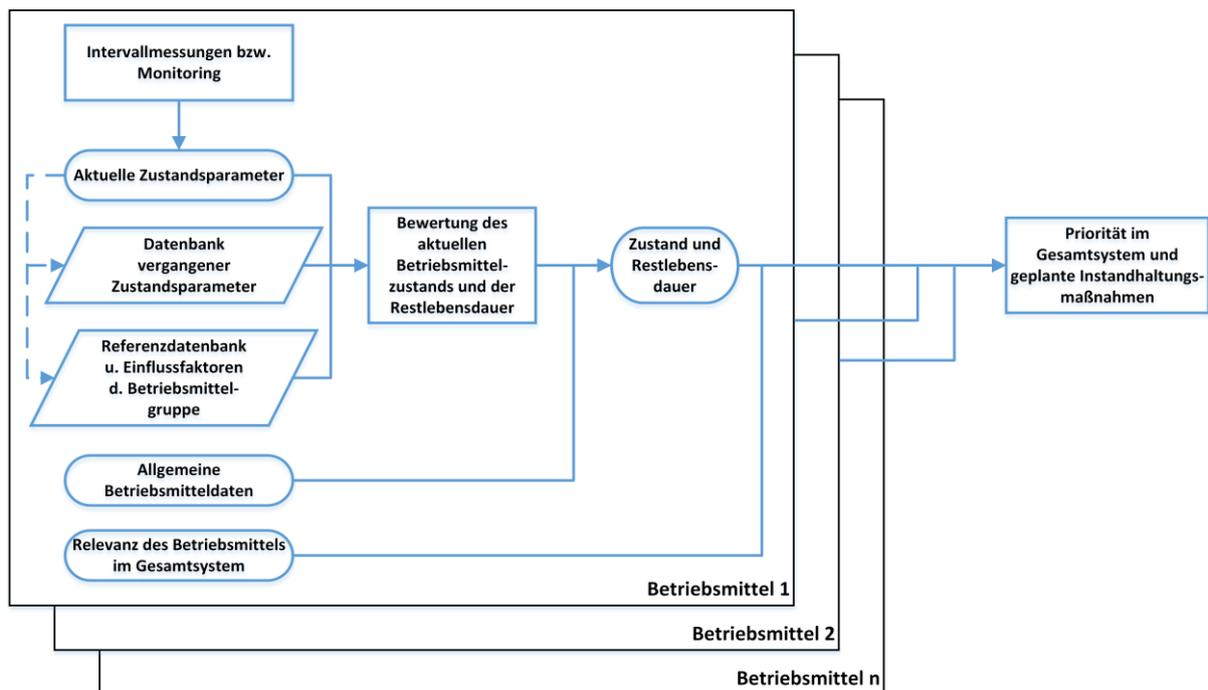


Bild 2: Ablauf der Zustandsbewertung im Gesamtsystem

In der zustandsorientierten bzw. zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung haben sich verschiedene Diagnoseverfahren für unterschiedliche Isoliermedien etabliert. Neben der Messung der dielektrischen Antwortfunktion für unterschiedliche Isoliersysteme ist für die Praxis die Teilentladungsmessung sowie bei ölgefüllten Betriebsmitteln die Gas-in-Öl-Analyse besonders hervorzuheben. Aufgrund abweichender Alterungsmechanismen bei Gleichspannung sind diese Methoden nicht vollständig auf die unterschiedlichen Komponenten der HGÜ-Netze anwendbar und es fehlt in gewissen Bereichen die entsprechende Erfahrung. Darüber hinaus mangelt es an einer eindeutigen Klassifizierung von Grenzwerten zur Zustandsbewertung bzw. Restlebensdauerabschätzung sowie einer automatisierten Auswertung und Interpretation der ermittelten Mess- und Diagnosedaten.

In der gängigen Praxis erfolgt die Überprüfung des aktuellen Zustands eines Betriebsmittels, abhängig von Norm- und Herstellerangaben bzw. auf Basis von Erfahrungswerten, in festgelegten Zeitintervallen. Bei der zustandsorientierten/zuverlässigkeitsorientierten Instandhaltung werden abhängig vom ermittelten Zustand diese Zeitintervalle angepasst und gegebenenfalls Wartungsarbeiten bzw. Erneuerungen durchgeführt.

In besonderen Fällen, in denen die Relevanz eines Betriebsmittels für das Gesamtsystem sehr hoch ist oder in denen der Zustand eines Betriebsmittels sich als kritisch herausstellt, werden diese Zeitintervalle verkürzt bzw. ein kontinuierliches Monitoringsystem installiert, um über mögliche Ausfallsrisiken besser informiert zu sein und gegebenenfalls kurzfristig weitere Schritte einleiten zu können.

3 Teilentladungsmessung

3.1 Allgemeine Grundlagen

Die Teilentladungsmessung ist eines der aussagekräftigsten Diagnosetools, um bei der Produktion, beim Transport oder bei der Montage entstandene Fehler im Zuge der Qualitätssicherung an allen Arten von Hochspannungskomponenten zu erkennen und zu beseitigen. Eventuell im Betrieb entstandene Defekte können ebenfalls mit unterschiedlichen Monitoringsystemen frühzeitig und vor dem Ausfall der Komponenten detektiert werden. Gegebenenfalls können daraufhin zustandsorientierte Instandhaltungsmaßnahmen gesetzt werden, um eine optimale Ausnutzung der technischen Lebensdauer mit einer maximalen Verfügbarkeit der Betriebsmittel zu ermöglichen.

Die physikalischen Alterungsmechanismen der in den HDÜ-Betriebsmitteln zum Einsatz kommenden Isoliersysteme sind der Beanspruchung mit Wechsellspannung gut bekannt und es kann auf eine große Datenbank an Messergebnissen und Erfahrungswerten zurückgegriffen werden. Expertensysteme, die auf unterschiedlichen Methoden des maschinellen Lernens basieren, wurden entwickelt und unterschiedliche Systeme zur automatischen Charakterisierung und Bewertung der TE-Messergebnisse für verschiedenste Komponenten sind am Markt erhältlich.

Prinzipiell kommen drei unterschiedliche Arten von Sensoren zum Einsatz. Ultrahochfrequenz-Sensoren (UHF), die von der TE-Quelle ausgehende elektromagnetische Wellen im Frequenzbereich von 0,3 bis 3 GHz detektieren, werden meist in gasisolierten Schaltanlagen und Leitungen (GIS und GIL) sowie in Transformatoren eingesetzt. Bei der zweiten Art der Sensoren, dem Ankoppelvierpol oder Hochfrequenz-Stromwandler, wird der von der TE-Quelle verursachte leitungsgebundene Stromimpuls im Frequenzbereich bis 30 MHz detektiert. Diese Sensoren werden häufig bei Energiekabeln verwendet. Eine dritte Art stellen akustische Sensoren dar, die für Transformatoren immer häufiger ihre Anwendung finden. Zusätzlich zur TE-Detektion ermöglichen all diese Systeme durch die Anwendung mehrerer Sensoren und auf Basis der Laufzeitunterschiede eine Ortung der TE-Quellen.

Anhand der ermittelten Messergebnisse können über die TE-Amplitude und die Phasenlage der TE-Impulse zur Spannung Rückschlüsse auf die Art des Defektes und eine Risikoabschätzung getroffen werden. Mit Hilfe unterschiedlicher Verfahren wie z. B. der synchronen Mehrkanal-Teilentladungs-Messung ist eine Separierung und Analyse von sich überlagernden Teilentladungssignalen und Störquellen möglich.

3.2 Automatische Bewertung und Charakterisierung der TE-Messergebnisse

Um eine automatische Bewertung der ermittelten Messergebnisse durch ein Expertensystem zu realisieren, ist das Extrahieren sogenannter Features notwendig. Solche Features sollen möglichst viele charakteristische Eigenschaften der Messdaten beinhalten und können von den unterschiedlichen Algorithmen des maschinellen Lernens weiterverarbeitet werden. Die gemessenen Daten der Kurvenform der TE-Impulse oder die TE-Impulssequenz werden dabei durch Verfahren wie z. B. der Fourier-Transformation, der Wavelet-Transformation, der Erstellung von phasenaufgelösten TE-Mustern oder statistischen Parametern sowie dimensionsmindernden Verfahren verarbeitet. Die ermittelten Features können nun durch unterschiedliche Clustering- und Klassifikations-Algorithmen verarbeitet werden [3]. Je nach verwendeten Features haben sich für die unterschiedlichen Anwendungen geeignete Algorithmen durchgesetzt. Diese Expertensysteme können aus bekannten Messdaten lernen und müssen trainiert werden. Die Leistungsfähigkeit steigt mit der Anzahl und Varianz der Messdaten. Das Ziel ist eine möglichst fehlerfreie Charakterisierung und Bewertung aller möglichen Defekte sowie das Erkennen von Störimpulsen zur Vermeidung von Fehlalarmen.

3.3 Beispiel: TE-Monitoring an gasisolierten Schaltanlagen

Im Falle von gasisolierten Schaltanlagen wird der hochfrequente spektrale Anteil der Teilentladungsimpulse ausgenutzt. Dieser kann je nach Fehlerart bis in den Frequenzbereich von einigen GHz auftreten und wird bei UHF-Teilentladungsmonitoringsystemen mit entsprechenden Sensoren ausgekoppelt, welche entweder direkt in die GIS integriert oder als sogenannte Window-Coupler an den Sichtfenstern der Anlage angebracht werden (Bild 3).

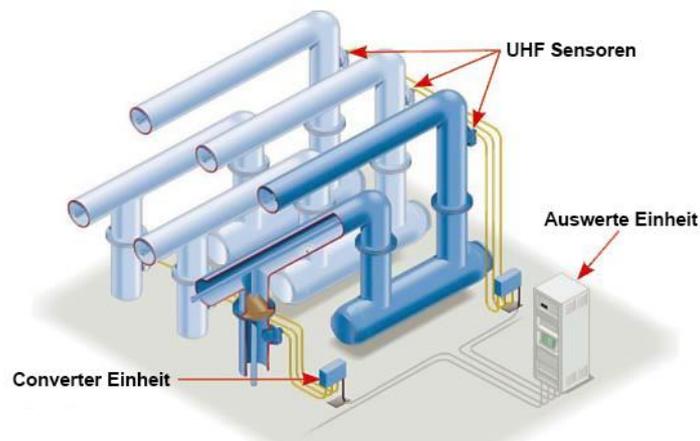


Bild 3: UHF-Teilentladungsmonitoringsystem für GIS

Die ausgekoppelten Signale werden von einer Empfangs- und Auswerteeinheit analysiert. Die weitgehend ungedämpften Übertragungswege in der GIS und die durch die gekapselte Ausführung realisierbare breitbandige Auskopplung der Signale ermöglichen eine genaue Charakterisierung der Defekttypen. Bei der Verwendung von mehreren Sensoren ist durch die Laufzeitunterschiede der Teilentladungsimpulse eine Ortung der Teilentladungsquellen möglich. Geeignete Auswerteverfahren, um eine Risikoabschätzung für die Ausfallwahrscheinlichkeit bei Wechselspannung zu ermöglichen, sind in der Erprobung.

3.4 Forschung für den sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes der Zukunft

Einige Szenarien für das Übertragungsnetz der Zukunft aber auch die umgesetzten und im Bau befindlichen Gleichspannungs-Übertragungsleitungen in China und Deutschland zeigen den Weg zum zukünftigen Hybrid-Netz, bestehend aus der konventionellen Hochspannungsdrehstrom- (HDÜ) und der Hochspannungsgleichstromübertragung (HGÜ).

Die Zustandsbewertung und das Monitoring der hier eingesetzten Komponenten stellen neue Herausforderungen dar. Bei Gleichspannung ist es nicht möglich die TE-Impulse der unterschiedlichen Defekte wie bei der Wechselspannung gemäß ihrer Phasenlage zur Spannung zu charakterisieren. Die Parameter, die zur Bewertung und Analyse der Teilentladungen verwendet werden können, sind die Amplituden bzw. die scheinbare Ladung der einzelnen Impulse sowie die Zeit zwischen den Impulsen. Auf der Suche nach der optimalen Darstellungsart bzw. einem Verfahren zur Auswertung und Analyse wurde das NoDi*-Diagramm entwickelt. Dieses Diagramm ermöglicht einem menschlichen Experten die typischen Defekte (Koronaentladung, freies Potential, und freies metallisches Partikel) von GIS zu unterscheiden [4]. Ein weiterer Forschungsschwerpunkt liegt in der Erstellung eines Expertensystems, um anhand der gemessenen Pulssequenzen dieser Defekte automatisch auf den Defekttyp schließen zu können. Im ersten Schritt wurde hier versucht geeignete Features aus den Pulssequenzen, also der Amplitude q und der Zeit zwischen den Impulsen Δt , zu ermitteln. Alle statistischen Features, die aus diesen beiden Parametern extrahiert wurden, sind in Tabelle 1 zusammengefasst. Zusätzlich wurden in weiteren Untersuchungen die Rohdaten der Pulssequenz und die Pixel-Daten der NoDi*-Diagramme als Feature verwendet. Anhand verschiedener Klassifikations-Algorithmen, wie Artificial Neural Network (ANN) und Decision Tree, wurden Systeme erstellt, welche mit den vorhandenen Messdaten trainiert und getestet wurden [5].

Die ersten sehr vielversprechenden Ergebnisse dieser Untersuchungen zeigen eine Trefferquote dieser Algorithmen von bis zu 93 %. Als Beispiel sind hier die Ergebnisse eines Decision Tree-Algorithmus in Tabelle 2 dargestellt. Hier wurden von insgesamt 111 Datensätzen 102 richtig klassifiziert. In diesem Zusammenhang müssen jedoch noch die bisher geringe Varianz der einzelnen Defekttypen und die unter Laborbedingungen ermittelten störungsfreien Messdaten erwähnt werden.

Tabelle 1: Statistische Features für die Charakterisierung mit Expertensystem

Maximum
Minimum
Mittelwert
Varianz
Symmetrie
Kurtosis
Standardabweichung
Parameter der Weibullverteilung
Korrelationskoeffizienten
Hauptfrequenz und Amplitude

Tabelle 2: Ergebnisse der Klassifizierung

Defektart	Klassifiziert als					Total
	(A)	(B)	(C)	(D)	(E)	
(A) Freies Potential	24	0	0	0	0	24
(B) Korona	0	22	0	0	2	24
(C) Springendes Partikel	2	0	30	0	0	32
(D) Partikel in Firefly	0	0	1	14	1	16
(E) Rauschen	0	0	3	0	12	15

4 Monitoring ölgefüllter Betriebsmittel

4.1 Zustandsbewertung

Für die ganzheitliche Zustandsbewertung ölgefüllter Betriebsmittel spielen viele Faktoren eine Rolle und müssen somit in die Beurteilung in Verbindung mit statistischen Ausfallswahrscheinlichkeiten mit einbezogen werden. Hierbei wird im Allgemeinen zwischen statischen Zustandsgrößen (Technologie, Bauweise, Einbindung in das Gesamtsystem, Ersatzteilverfügbarkeit etc.) und dynamischen Zustandsgrößen (Alter, aktueller Zustand und dessen zeitlicher Verlauf, elektrische und thermische Beanspruchung in einem Jahreszyklus, mögliche Last und Überlastverhältnisse, Abstand zur nächsten planmäßigen Instandhaltungsmaßnahme bzw. kontinuierliches Monitoring etc.) unterschieden [1]. Zur Bewertung des aktuellen Zustandes werden häufig Öl-Analyse-Verfahren (Gas-in-Öl-Analyse nach IEC 60599 und IEEE C57.104, Chemisch-Physikalische-Analyse nach IEC 60422 etc.) zur Bewertung des Zustands der elektrischen Isolierung angewandt.

4.2 (Online) Gas-in-Öl-Analyse

Bei der Gas-in-Öl-Analyse werden Öl-Proben auf die im Isoliermedium enthaltenen Schlüsselgase untersucht. Abhängig von den im Öl gelösten Gasen, deren absoluten und relativen Konzentrationen, deren Verhältnissen zueinander sowie deren Veränderung über die Betriebsdauer, kann auf den Isolationszustand und die Kritikalität etwaige Fehler im Betriebsmittel geschlossen werden. In einem ölgefüllten Betriebsmittel ergeben sich, in Abhängigkeit von der durch einen Fehler eingebrachten Energie, unterschiedliche Spaltprodukte aus der Zersetzung des Isolieröls. Hierbei weist zum Beispiel eine hohe Konzentration von Wasserstoff (H_2) auf Teilentladungen hin. Ethylen (C_2H_4) weist auf thermische Fehler $> 500\text{ °C}$, wohingegen Methan (CH_4) und Ethan (C_2H_6) im niedrigeren Temperaturbereich zu finden sind. Azetylen (C_2H_2) hingegen entsteht erst in Verbindung von hohen Temperaturen mit einem raschen Temperaturabfall (Lichtbögen) [6].

In der Praxis erfolgt eine Zustandsbewertung in der Regel auf Basis statistischer Erfahrungswerte, welche in entsprechenden Datenbanken hinterlegt sind. Auf Grund der unterschiedlichen Bauweisen (frei-atmend, hermetisch geschlossen), unterschiedlichen flüssigen Isoliermedien sowie nicht genau bekannten Einflussgrößen stellt sich eine exakte Beurteilung des Zustands als schwierig dar. Vor allem die Interpretation der absoluten und relativen Gaskonzentrationen in Hinblick auf die Abschätzung des tatsächlichen Zustands und der Restlebensdauer in Abhängigkeit von unterschiedlichen Parameter (Bauart, Isoliermedium, Energieeintrag durch Fehler etc.) erfordert weitere Forschungsaktivitäten.

4.3 DGA-Monitoring von Transformatoren

Zur Untersuchung der zuvor erwähnten Einflussgrößen wurde ein Prüfobjekt entwickelt, welches ermöglicht die elektrischen und thermischen Fehler in einem Transformator unter Variation einer Vielzahl von klar spezifizierten Parametern (Energieeintrag durch Fehler, Beteiligung von Papier, Kombination von verschiedenen Fehlern, mit/ohne Barrierensystem, Variation der Betriebstemperatur, frei-atmend oder hermetisch geschlossen etc.) nachzubilden (Bild 4).

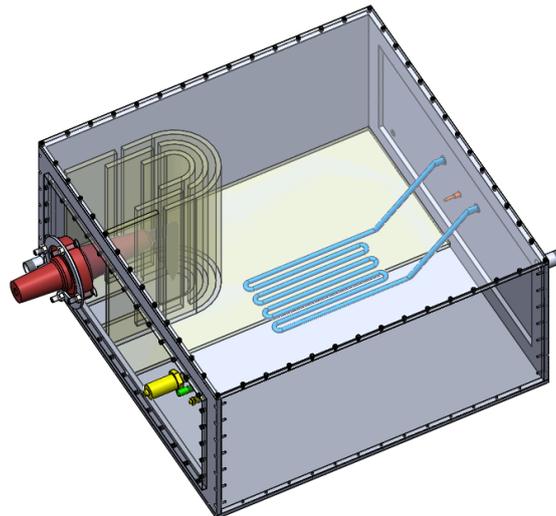


Bild 4: Prüfobjekt zur Fehlernachbildung bei der online Gas-in-Öl-Analyse

Bei der online Gas-in-Öl-Analyse wird aus dem ölgefüllten Prüfobjekt eine Öl-Probe entnommen und nach dem Head-Space-Verfahren werden die im Öl gelösten Gase extrahiert. Nachdem sich ein entsprechendes Gleichgewicht in der gasförmigen Phase eingestellt hat, wird das Gasmisch anschließend in einem zweistufigen Gaschromatographen mit einem Wärmeleitfähigkeitsdetektor analytisch auf dessen Zusammensetzung hin untersucht (Bild 5). Die daraus resultierenden Gaskonzentrationen werden anschließend beurteilt. Die Auswertung der im Gaskonzentrationen erfolgt in mehreren Stufen nach den bekannten Verfahren, welche anschließend bewertet, gewichtet und zusammengeführt werden.

Die einzelnen Verfahren werden anhand entsprechender Algorithmen und in graphischer Form ausgewertet und dargestellt. Die Präsenz eines Fehlers wird mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit nach Dörnenburg klassifiziert und auf die Fehlertypen, auf Basis der Ratio-Methoden nach Dörnenburg, Rogers und IEC 60599, hin untersucht und ausgegeben [7]. Ein Vergleich der drei genannten Methoden bietet hierbei eine gewisse Sicherheit in der Fehlerklassifizierung.

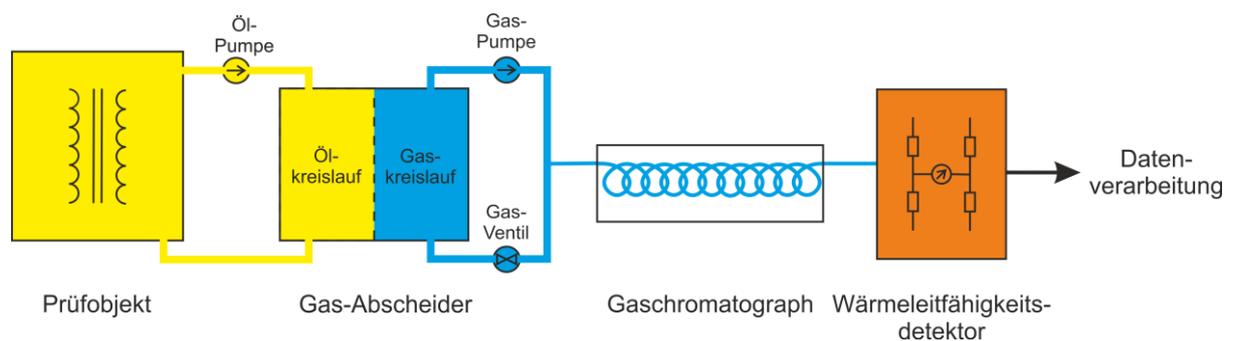


Bild 5: Prüfaufbau der online-Gas-in-Öl-Analyse

Darüber hinaus werden zur Veranschaulichung der Ergebnisse diese in Form der Duval-Dreiecke und der Fehlerwahrscheinlichkeit im Ampelsystem graphisch ausgegeben (Bild 6). Je nach ermittelter Fehlertypen im Duval-Dreieck-Eins werden die Duval-Dreiecke-Vier und Fünf zur genaueren Fehlerklassifizierung herangezogen. Dadurch lassen sich Zusatzinformationen wie beispielsweise die Beteiligung von Zellulose ableiten.

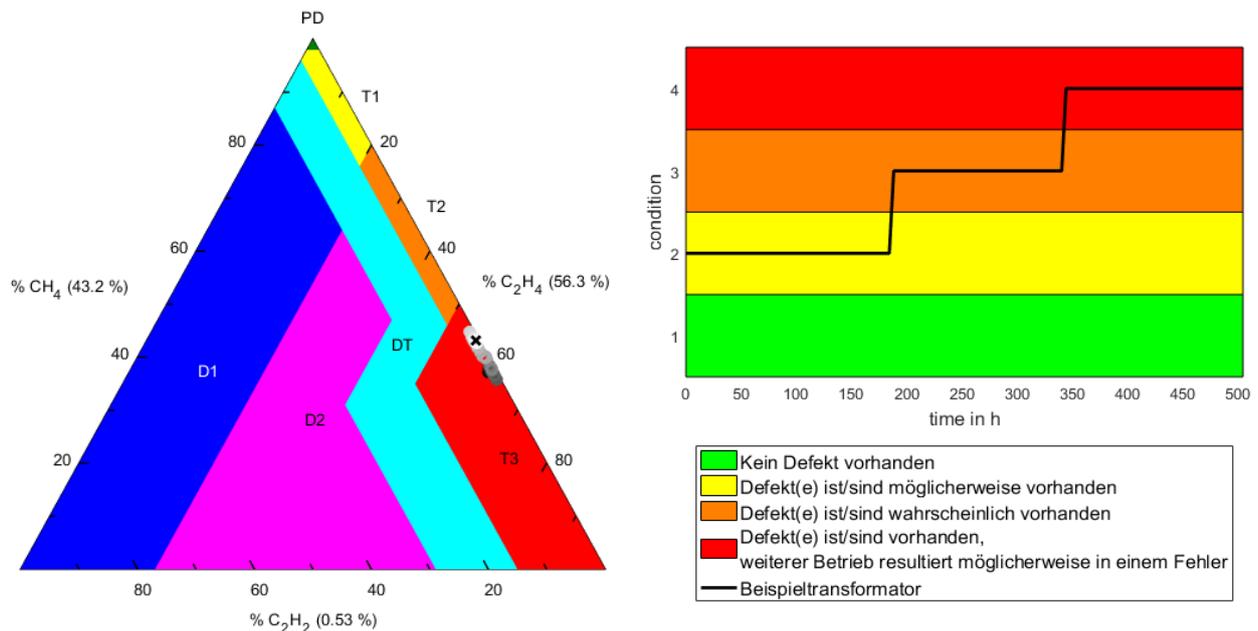


Bild 6: Graphische Ausgabe des Duval-Dreiecks (links) und des Transformatorzustandes (rechts)

Nach Ermittlung relevanter Einflussgrößen und einer statistisch abgesicherten Menge an Referenzdaten wird in das Programm eine Zukunftsprognose eingebettet werden. Hierbei muss besonderes Augenmerk auf simultan auftretende und auf sich über die Zeit verändernde Fehler gelegt werden. Mit Hilfe dieser soll eine Methode zur Abschätzung des aktuellen Zustands und der verbleibenden Restlebensdauer für spezielle Transformatoren entwickelt werden.

5 Zusammenfassung

Als Folge des durch die Dezentralisierung ausgelösten steigenden Wettbewerbs auf dem Energiesektor ist eine Senkung der Lebenszykluskosten der Anlagenkomponenten unumgänglich. Dies stellt einerseits neue Anforderungen an die Planung von Ausbauarbeiten des bestehenden Anlagenparks aber auch an die optimale Ausnutzung bestehender Ressourcen und damit einhergehend an die Zustandsbewertung der installierten Komponenten. Durch die immer wichtiger werdende Rolle der HGÜ-Übertragung und dem damit verbundenen Hybrid-Netz kommen neue Herausforderungen auf die Zustandsbewertung der HGÜ-Komponenten zu. Eine adäquate Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel erfordert eine fundierte Basis an Messdaten in Verbindung mit statistischen Ausfallwahrscheinlichkeiten sowie eine genaue Kenntnis über die relevanten Einflussgrößen. Hieraus ergibt sich ein spezifischer Forschungsbedarf in diesen Bereichen. Darüber hinaus ist eine gewisse Automatisierung der Auswertung und der Alarm- und Warnfunktionen unumgänglich, um im ökonomischen Wettbewerb bestehen zu können.

Die Teilentladungsmessung ist eines der aussagekräftigsten Diagnosetools zur Zustandsbewertung aller Arten von Hochspannungskomponenten. Bei Wechselspannung sind hier ausgereifte Methoden zur Bewertung der Messergebnisse vorhanden und es kann auf eine große Datenbank an Erfahrungen zurückgegriffen werden. Bei Gleichspannung fehlen diese Methoden und Erfahrungen. Neben der Klassifizierung und Bewertung der Messergebnisse durch einen menschlichen Experten sind Expertensysteme vorhanden, die

eine autonome Auswertung und Bewertung der Messergebnisse ermöglichen. Hierfür werden sogenannte Features aus den Messdaten extrahiert und mit verschiedenen Methoden des maschinellen Lernens weiterverarbeitet. Diese Systeme können für das Monitoring der verschiedenen Hochspannungskomponenten verwendet werden. Aufgrund des fehlenden Phasenbezugs zur Spannung und der unterschiedlichen physikalischen Alterungsmechanismen können diese Methoden und Systeme nicht vollständig bei Gleichspannung angewandt werden. Daher wurde ein System erstellt, welches eine zu 93 % korrekte Klassifizierung von TE-Sequenzen von drei typischen Defekten gasisolierter Schaltanlagen ermöglicht.

Ähnlich wie bei der Teilentladungsmessung unter Gleichspannungsbelastung fehlt es bei der (online) Gas-in-Öl-Analyse in gewissen Bereichen an aussagekräftigen und umfangreichen Messergebnissen und Erfahrungen, welche eine automatisierte Auswertung des Zustands und der Restlebensdauer ermöglichen. Darüber hinaus gibt es in diesem Bereich noch ungeklärte Einflüsse unterschiedlicher Parameter wie dem genauen Zusammenhang zwischen Energieeintrag, Ölvolumen und den im Öl gelösten Gasen. Zur Untersuchung dieser offenen Fragestellungen wurde ein Prüfobjekt entwickelt, welches die Möglichkeit bietet die typischen Fehler eines ölgefüllten Betriebsmittels unter Berücksichtigung und möglicher Variation entsprechender Parameter nachzubilden. Die daraus ermittelten Daten und Erfahrungen werden in ein Auswerteprogramm integriert mit dessen Hilfe eine Bewertung des aktuellen Zustands und der verbleibenden Restlebensdauer erprobt wird.

6 Literatur

- [1] Neumann, Bochert, Schmitt, Balzer: Zustands- und wichtigkeitsorientierte Instandhaltung und Erneuerung von Hochspannungsschaltanlagen mit Datenbankunterstützung. ETG-Fachbericht 97, Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, 2004
- [2] Balzer, Schorn: Asset Management für Infrastrukturanlagen – Energie und Wasser. Springer-Verlag, 2. Auflage, 2014
- [3] Wu, Cao, Cao, Nguyen, Gomes, Krishnaswamy: An Overview of State-of-the-Art Partial Discharge Analysis Techniques for Condition Monitoring. IEEE Electrical Insulation Magazine, Nr. 31, Vol. 6, pp. 22 - 35, 2015
- [4] Pirker, Schichler: Partial Discharge Measurement at DC Voltage - Evaluation and Characterization by NoDi* Pattern. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, Vol. 25, No. 3, 2018
- [5] Kainaga, Pirker, Schichler: Identification of Partial Discharges at DC Voltage using Machine Learning Methods. 20th International Symposium on High Voltage Engineering, Buenos Aires, 2017
- [6] Schreiter, Kornhuber, Radigk, Kouzmine: Individual and More Sensitive DGA Interpretation Values. 19th International Symposium on High Voltage Engineering, Pilsen, 2015
- [7] Bakar, Abu-Siada, Islam: A Review of Dissolved Gas Analysis Measurement and Interpretation Techniques. IEEE Electrical Insulation Magazine, Vol. 30, Iss. 3, 2014