

Welchen Service zur Zustandsdiagnose von Betriebsmitteln sollte ein EVU in einem deregulierten Markt in-house vorhalten?

M. Stach, E.ON Engineering Gelsenkirchen, MICAFIL Symposium 2004

1. Kurzfassung
2. Allgemeines
3. Zustandsdiagnose, interner/externer Service
4. Anforderungen an den internen Service
5. Bewährtes System zur Zustandsdiagnose
6. Beispiele
7. Zusammenfassung
8. Literaturverzeichnis

1. Kurzfassung

Mit der Einführung des deregulierten Marktes hat sich auch die Struktur der EVU's verändert. Durch zahlreiche Fusionen sind nicht nur die zusammengefassten Anlagenbestände gewachsen, sondern haben sich auch Personaleinsatz und Zuständigkeiten verschoben. Unter dem Gesichtspunkt des technischen und wirtschaftlichen Optimums haben sich die Anforderungen an Art und Umfang der EVU-eigenen Serviceleistungen zur Zustandsdiagnose an Betriebsmitteln angepasst. Die bei E.ON Kraftwerke gemachten Erfahrungen zur Zustandsdiagnose an Transformatoren werden dargestellt und an verschiedenen Beispielen erläutert. An diesen Beispielen gespiegelt, wird eine sinnvolle Abgrenzung von externen und internen Serviceleistungen zur Zustandsdiagnose an Betriebsmitteln aufgezeigt.

2. Allgemeines

Die Aufrechterhaltung und Gewährleistung der Versorgung verschiedener Anlagen und Komponenten mit elektrischer Energie ist maßgeblich von der Zuverlässigkeit von Transformatoren abhängig. Die Zuverlässigkeit wird bereits beim Transformatorenhersteller durch Qualitätssicherungselemente beeinflusst. Für den Betrieb von Transformatoren ist es Ziel, diese Zuverlässigkeit zu erhalten oder Abweichungen frühzeitig zu erkennen. Hierzu sind geeignete Überwachungssysteme zur Zustandsbewertung erforderlich. Der sinnvolle Umfang von Überwachung und Zustandsbewertung ist von dem einzelnen Transformator abhängig. Neben Verfügbarkeitskriterien, Wirtschaftlichkeitsaspekten, Größe, Bauart und Betriebsalter ist auch die aktuelle Zustandsbewertung für den Umfang der Überwachung und Diagnosen maßgeblich.

3. Zustandsdiagnose, interner/externer Service

Die Möglichkeiten zur Zustandsdiagnose erstrecken sich von der visuellen Inspektion bis hin zum on-line Monitoring-system. In Abhängigkeit der v.g. Rahmenbedingungen sind entsprechende Diagnoseverfahren auszuwählen. Hier ist grundsätzlich zwischen den routinemäßigen und den außerplanmäßigen Untersuchungen zu unterscheiden. In der Regel zeigt es sich als vorteilhaft, die Routineuntersuchungen als interne Serviceleistung zu erbringen. Dies ist in erster Linie durch die hohe Anzahl an Untersuchungen begründet. Hier ist in erster Linie die Ölanalytik zu nennen. Bei den in größeren Zeitabständen wiederkehrenden Diagnoseverfahren z.B. während einer Transformatorrevision alle vier bis sechs Jahre, kann sowohl der interne als auch der externe Service sinnvoll sein. Hier ist als externe Serviceleistung die Überprüfung der Durchführungen mittels Kapazitäts- und $\tan \delta$ -Messung zu nennen. Bei außerplanmäßigen Untersuchungen sind die externen Serviceleistungen die

Regel. Zu diesen Leistungen gehören z.B. Messungen zur Feuchtebestimmung wie PDC und FDS. Diese Untersuchungen werden nur weniger häufig durchgeführt. Da neben der Anschaffung auch die Geräteinstandhaltung und das entsprechende Bedienpersonal erforderlich wird, ist in der Regel die interne Serviceleistung nicht gerechtfertigt.

| Diagnosemittel | intern | extern |
|-------------------------------------|---------------|---------------|
| Visuelle Inspektion | X | |
| Impedanzmessung | X | |
| Übersetzungsmessung | X | |
| Isolationsmessung | X | |
| Kapazitätsmessung | X | X |
| tan delta-Messung | X | X |
| Thermovisionsmessung | X | (X) |
| Endoskopie | X | |
| Ölanalysen (chemisch/physikalisch) | X | |
| Gas-in-Öl-Analysen | X | |
| Furananalysen | X | |
| Feuchtebestimmung (Karl Fischer) | X | |
| Bestimmung Polimerisationsgrad | | X |
| FDS-Messung | | X |
| PDC-Messung | | X |
| TE-Messungen (elektrisch/akustisch) | | X |
| FRA-Messung | | X |
| RVM-Messung | | X |
| Oberschwingungsmessung | X | |
| EMV-Messung | X | |
| Schallintensitätsmessung | X | |
| Transientenmessungen(Überspannung) | X | (X) |
| Gas-Monitoring | X | (X) |
| Transformator-Monitoring | X | (X) |

4. Anforderungen an den internen Service

Die Basis für qualifizierte Zustandsdiagnosen ist die gesicherte Kenntnis über den Anlagenbestand. Hierfür ist der beidseitige kontinuierliche Informationsfluss zu den jeweiligen Betrieben erforderlich. Die systematische Datenerfassung ist dabei hilfreich.

Darüber hinaus muss sichergestellt sein, dass die zur Diagnose herangezogenen Daten und Mess- bzw. Analyseergebnisse von hoher Qualität und Richtigkeit sind. Dies erzwingt den Einsatz von hochwertiger Messtechnik bzw. Analytik.

Hohe Flexibilität und kurze Reaktionszeiten sind insbesondere für den Störungseinsatz und zur Erstellung der Erstdiagnose gefordert.

Letztendlich ist für die Erstellung qualifizierter Zustandsdiagnosen eine hohe Fachkompetenz auf dem Gebiet der Elektrotechnik und auch ein entsprechendes know-how auf dem chemischen Sektor gefordert.

5. Bewährtes System zur Zustandsdiagnose

Für eine aussagefähige Zustandsbewertung sind sowohl periodisch durchgeführte Analysen und Messungen als auch moderne on-line-Monitoringsysteme geeignet. Kenntnisse von mehreren verschiedenen Messdaten oder Analyseergebnissen lassen eine bessere Bewertung zu als die von Einzelergebnissen. Gegenüber off-line Messungen haben on-line-Monitoringsysteme den Vorteil der zeitnahen umfassenderen Bewertung.

Als bewährtes System zur Zustandsbewertung hat sich folgende Kombination von Maßnahmen herausgestellt:

- Erfassen von Messgrößen (während des Betriebes)
- Diagnose (während des Betriebes)
- Diagnose (bei Betriebsunterbrechung)
- on-line Monitoring

Nullmessungen

Bei der Neufertigung von Transformatoren werden im Prüffeld des Transformatorenherstellers umfangreiche Abnahmeprüfungen durchgeführt. Diese dienen zum einen als Nachweis der zugesicherten Eigenschaften und zum anderen als Referenzmessungen für die Zustandsbewertung im späteren Betrieb.

Erfassen von Messgrößen während des Betriebes

Neben den Schutzeinrichtungen wie Buchholzschutz (Strömung), Lastschalterschutz oder Differenzialschutz, die beim Ansprechen zur sofortigen Abschaltung des Transformators führen, werden alle zugängigen Messgrößen erfasst und bei Grenzwertüberschreitung signalisiert. Diese sind zum Beispiel:

- Wicklungstemperatur
- Öltemperatur
- Öl-, Luft- und Wasserströmung
- Ölstände
- Öldruck (Durchführungen)
- Kühlerleckage
- Motorschutz (Lüfter / Pumpen)
- Isolationsüberwachung Steuerstromkreise
- Buchholzschutz (Gaswarnung)
- etc.

Die vorgenannte Erfassung von Messgrößen signalisiert weitgehend das Überschreiten von Grenzwerten d.h. die Fehler werden nach dem Störungseintritt gemeldet. Ein frühzeitiges Erkennen ist nicht möglich.

Beim Ansprechen eines oder mehrerer Grenzwerte sind weitere Maßnahmen wie zusätzliche Messungen oder Diagnosen zur Zustandsbewertung erforderlich.

Diagnose während des Betriebes

Als aussagefähige Diagnoseverfahren haben sich die Thermovisionsmessung und die Ölanalytik herausgebildet.

Die Thermovisionsmessung mittels Infrarotkamera ist eine gute Möglichkeit während des Betriebes alle einsehbaren Stellen berührungslos zu messen.

Bei der Stromerzeugung und Weiterleitung zeigen sich auftretende Schwierigkeiten oft als Überhitzung jener „Schwachstellen“ wieder, deren Übergangswiderstand zu hoch ist. Der große Vorteil von Infrarotkameras liegt darin, dass hierbei ganze Flächen erfasst werden und es sich somit um keine punktförmige Messung handelt. Zahlreiche Stellen können so in kürzester Zeit überprüft und Fehlmessungen weitgehend ausgeschlossen werden. Die für das menschliche Auge nicht sichtbaren Heißstellen lassen sich so an allen einsehbaren Stellen finden und erlaubt die systematische und sichere Überprüfung des Transformators. Diese Meßmethode ist während einer Erwärmungsprüfung beim Hersteller als auch im Kraftwerksbetrieb sinnvoll einsetzbar.

Bei der Erwärmungsprüfung beim Trafohersteller kann neben der Überprüfung der OS- und US-Anschluss-Systeme auch die richtige Auslegung von Material und Maßnahmen zum Streufeld überprüft werden.

Neben diesen Erkenntnissen können darüber hinaus bei Messungen im Betrieb Montagefehler oder Kontaktierungsfehler z.B. durch Korrosion erkannt werden. Bei den Messungen in Freiluftanlagen können sich direkte Sonneneinstrahlung, Regen, Schneefall oder auch Nebel störend auswirken.

Ölanalytik

Die Möglichkeit der Ölprobeentnahme während des Betriebes und die damit zu erzielenden Ergebnisse stellt die Ölanalytik als bedeutendstes Diagnoseverfahren dar.

Der Einsatz der Ölanalytik für die Zustandsbewertung von Transformatoren basiert letztendlich auf der Fähigkeit, dass die für die Isolation im Transformator

verantwortlichen Mineralöle und die Cellulose oxidativ sowie thermisch abgebaut werden. Als Analyseverfahren haben sich herauskristallisiert:

- Gas-in-Öl-Analytik
- Isolierölvollanalyse(chemisch/physikalisch)
- Furan-Analytik

Die Häufigkeit der Untersuchungen hängt von der Wichtigkeit des Transformators und von der Veränderung der festgestellten Parameter ab.

Gas-in-Öl-Analytik

Bei der durch Alterung und elektrische und thermische Fehler verursachte intermediäre Bildung von Methyl- und Methylen- Gruppen, die als Fragmente im Mineralöl bereits enthalten sind, führen Folgereaktionen, sog. Rekombinationen, beispielsweise zur Bildung von Wasserstoff, Methan und Ethan. Da diese Reaktionen permanent stattfinden, lassen sich die dann als gelöste Gase im Öl befindlichen Zersetzungsprodukte eindeutig nachweisen und charakterisieren. Die Höhe und der zeitliche Verlauf der Konzentration der verschiedenen gelösten Gase gibt Rückschlüsse auf den Zustand des Transformators.

Aus der energetischen Betrachtung der Bildung von Alkanen, Alkenen und Alkinen lassen sich recht einfach die hierfür erforderlichen Reaktionsbedingungen ableiten, so daß mögliche Fehler im Transformator erkannt werden können. Bei Temperaturen von über 500°C ist die Bildung von Ethen gegenüber Ethan bevorzugt. Die Bildung von Ethin erfordert Temperaturen von 800 bis 1200°C, wobei ein schneller Temperaturrückgang erforderlich ist. Dagegen führen Teilentladungen mit geringer Energie zu vermehrter Wasserstoffbildung.

Als Leitfaden für die Bewertung der analysierten Gase werden Quotienten gebildet. Die Auswertung der Quotienten nach z.B. Rogers, Schliesing oder IEC basiert auf den jeweiligen Erfahrungen bzw. statistisch ermittelten Fakten.

Unabhängig von den Ergebnissen durch die Gasquotientenregel, ist es ratsam wegen der vielen, meist nicht in den Analysen dargestellten

Betriebsbedingungen des Transformators, eine individuelle Bewertung durchzuführen.

Isoliervollanalyse

Bei der routinemäßigen Isolieruntersuchung werden folgende Ölparameter erfasst:

- Aussehen
- Durchsicht
- Trübung
- Fremdstoffe
- Farbe
- Brechungsindex
- Neutralisationszahl
- SK-Zahl
- Dielektrischer Verlustfaktor
- Wassergehalt
- Durchschlagspannung

Die hier aufgeführten Qualitätsmerkmale der Routineuntersuchungen werden für die Gesamtbeurteilung in Abhängigkeit der unterschiedlichen Anforderungen an Transformatoren ausgewertet. Die regelmäßige Untersuchung wird in einem Lebenslauf aufgeführt, der die Veränderungen der einzelnen Parameter dann anzeigt. Neben den Anforderungen an den jeweiligen Transformator nimmt ebenfalls die Ausgangsqualität des Öles sowie die Veränderung der einzelnen Parameter Einfluss auf den Untersuchungszyklus.

Das Aussehen ist die erste visuelle Betrachtung des Öles. Auffälligkeiten können hierdurch gezielter bearbeitet werden. Bei der Durchsicht, Trübung und optischen Erfassung von Fremdstoffen werden verschiedene Schichtstärken von optischen Glaskörpern sowie unterschiedlicher Sichtquellen für die Beurteilung eingesetzt.

Die Farbe dient als Indikator einer möglichen Veränderung der Ölqualität. Sie kann nach einer Vergleichstabelle(Ölbuch) wie auch physikalisch mit Hilfe eines Photometers bestimmt werden.

Der Brechungsindex wird zur Reinheitskontrolle der Ölfüllung genutzt. Er lässt Rückschlüsse auf Vermischung mit anderen Flüssigkeiten zu. Dies kann zur Veränderung der Leitfähigkeit und des Flammpunktes führen.

Die Neutralisationszahl wird durch die Alterung des Öles angehoben. Dieser Prozess kann durch thermische Überlastung beschleunigt werden. Auch die Eintragung fremder Flüssigkeiten oder Gasmedien aus der Luft können die Neutralisationszahl negativ beeinflussen.

Die dimensionslose SK-Zahl beschreibt das Verhalten von Isolierölen gegenüber konzentrierter Schwefelsäure. Unabhängig von der Neutralisationszahl wird hierdurch eine Aussage zur Schlammneigung möglich.

Der dielektrische Verlustfaktor $\tan\delta$ beschreibt den dielektrischen Verlust in der Isolierflüssigkeit und wird nach wie vor als klassische Methode zur Bewertung von Isolationsstrecken herangezogen.

Wasser wird durch Alterungsprozesse in der Papierisolation gebildet und durch Atmung aus der Atmosphäre aufgenommen. Wasser setzt die Durchschlagsspannung erheblich herab.

Die Durchschlagsspannung dient zur Ermittlung des Isolationsvermögens

Furan-Analytik

Die Ermittlung der Furan-Derivat-Konzentrationen im Isolieröl ergänzt die Gas-in-Öl-Analytik.

Diese sind: 2-Furfurol (2FAL)

5-Hydroxymethyl-2-furfural (5HMF)

5-Methyl-2-furfural (5MEF)

2-Furfuryllkohol (2FOL)

2-Acetylfuran (2 ACF)

und lassen Rückschlüsse auf die Zersetzung der Papierisolation zu. Wenn bereits erste Hinweise durch die Gas-in-Öl-Analytik gegeben sind, können die Befunde der so auffällig gewordenen Transformatoren durch die Bestimmung der Furan-Derivate erhärtet werden.

Die Furanbildung beginnt bei Temperaturen größer 100°C und endet in einer vollständigen Zersetzung des Cellulosepolymerisates zu Kohlenstoffmonoxid, -dioxid und Wasser. Als Nebenreaktion findet eine Umsetzung zu Kohlenwasserstoffgasen sowie von Furan-Derivaten statt. Die im Isolieröl ermittelten Konzentration ausgewählter Furanderivate erlaubt Rückschlüsse auf den oxidativen Abbau der Celluloseisolation. Bei der Beurteilung der Furan-Derivate stellt sich das 2-FAL als empfindlichstes und frühzeitig erfassbares Leitparameter dar. Die Messergebnisse werden ebenfalls in einem Lebenslauf erfasst und bewertet. Es ist zu beachten, dass durchgeführte Ölaufbereitungsprozesse, insbesondere mit Vakuumbehandlung, zu starken Veränderungen der Furan-Konzentrationen führen.

Die Furan-Analytik wird an ausgewählten bereits auffälligen Transformatoren angewendet.

Diagnose bei Betriebsunterbrechung

Werden bei der routinemäßigen Erfassung von Messgrößen und Diagnosen Erkenntnisse gewonnen, die zu einer Abschaltung des Transformators führen, können im abgeschalteten Zustand sämtliche zur Verfügung stehende Diagnoseverfahren angewendet werden. In Abhängigkeit von den vorliegenden Erkenntnissen muss auch unter wirtschaftlichen und ergebnisorientierten Aspekten die jeweilige Maßnahme gewählt werden.

Hierzu gehören elektrische Messungen wie z. B. Widerstands-, Isolations-, Übersetzungs-, Verlustfaktor-, Kapazitäts-, Kurzschlußimpedanz- oder

Spannungsmessungen ggf. mit Teilentladungsmessungen. Diese Messungen sind insbesondere im Vergleich zu Referenzmessungen aussagefähig.

Der freigeschaltete Transformator bietet bei einer Zugänglichkeit zur Papierisolation die Möglichkeit der DP-Wert-Bestimmung durch eine Papierprobeentnahme. Die Bestimmung des Depolarisations-Wertes macht ebenfalls eine Aussage zur Alterung der Papierisolation. Es ist ein Maß für die Länge der Molekülketten, welche mit der Zeit abnimmt. Die Schwierigkeit bei der DP-Wert-Bestimmung ist die richtige Probeentnahme des Isolierpapiers.

On-line Monitoringsysteme

On-line-Monitoringsysteme erfassen eine Vielzahl von Messgrößen. Diese werden digitalisiert und zeitecht gespeichert. Sie stehen für die Datenanalyse und Übertragung zur Verfügung. Durch die zeitechte Datenerfassung ergeben sich zahlreiche Informationen zu den verschiedensten Zusammenhängen einzelner Messgrößen. On-line-Monitoringsysteme werden als zusätzliches unabhängiges Informations- und Überwachungssystem ohne Einfluss auf vorhandene Schutzkonzepte eingesetzt.

Ein On-line-Monitoringsystem ist besonders für den Einsatz an Großtransformatoren geeignet, mit dem Ziel eines zuverlässigen Betriebes und einer optimalen Ausnutzung. Durch die kontinuierliche Überwachung können frühzeitig Unregelmäßigkeiten erkannt werden. Durch Kenntnisse der Lebensgeschichte und des momentanen Zustandes lässt sich eine bessere Ausschöpfung der Restnutzungsdauer erreichen und im Bedarfsfall Hinweise geben, um durch gezielte Eingriffe die Nutzungsdauer zu verlängern (Life-Management). Darüber hinaus können direkte Informationen zur momentanen zulässigen Überlastbarkeit gegeben werden.

On-line Monitoringsysteme können als Festinstallation oder als mobile Einheit eingesetzt werden. So kann z.B. der Einsatz eines Gasmonitoring-Systems an einem auffällig gewordenen Transformator ebenso sinnvoll sein wie der Anschluss eines Transienten-Monitoring-Systems zur Erfassung transienter Überspannungen.

6. Beispiele

Beispiel 1: Transformator 438 MVA, 420 kV

Baujahr 1969

Schaden: Defektes Isolationssystem

Fehlerursache: Feuchtigkeit im Isolationssystem, Alterung

Festgestellt durch: Isolieröl – Vollanalyse, Furan - Analyse (B, E).

Historie:

Der Transformator war ca. 20 Jahre lang in Betrieb, bevor er für den Zeitraum von 8 Jahren als Reservetransformator eingesetzt wurde. Die routinemäßigen Öl – Analysen nach der Wiederinbetriebnahme dokumentierten die fortgeschrittene Alterung des Isolationssystems.

| | 1994 | 1995 | 1999 |
|------------------------------|--------|--------|--------|
| Reinheit | frei | frei | frei |
| Farbzahl | 0,333 | 0,511 | 0,981 |
| Brechungsindex | 1,4722 | 1,4725 | 1,4732 |
| Neutralisationszahl | 0,10 | 0,10 | 0,12 |
| SK - Zahl | 2,5 | 3,0 | 3,0 |
| Dielektrischer Verlustfaktor | 0,035 | 0,069 | 0,083 |
| Wasser nach Karl Fischer | 15 | 21 | 36 |
| Durchschlagsspannung | > 60 | > 60 | > 60 |

Infolge dieser Ergebnisse wurden die Öl – Analysen in kurzen Zeitabständen wiederholt, wodurch der hohe Alterungsgrad der Isolation bestätigt wurde. Zusätzlich ergaben die Analysen einen hohen Feuchtigkeitsgehalt und einen extrem niedrigen Wert für die Durchschlagsspannung des Öles.

| Datum | Temp. [°C] | Wasser nach K. Fischer [mg/kg] | Durchschlagsspannung [kV/2,5mm] |
|----------|---------------|-----------------------------------|------------------------------------|
| 14.10.99 | 58 | 36 | 36 |
| 27.10.99 | 61 | 45 | 28 |

| | | | |
|----------|----|----|----|
| 08.11.99 | 55 | 33 | 31 |
| 11.11.99 | 56 | 38 | 38 |
| 18.11.99 | 48 | 57 | 34 |
| 22.11.99 | 63 | 45 | 20 |

Die zusätzlich durchgeführte Furan – Analyse zeigte ebenfalls eine starke Alterung der Isolation.

| Substanz | Konzentration [mg/kg] |
|--|--------------------------|
| 5-HMF (5 Hydroxymethyl-2-Furfurferol) | < 0,05 |
| 2-FOL (2- Furfurylalkohol) | < 0,05 |
| 2 FAL (2-Furfural) | 6,00 |
| 2-ACF (2-Acetylfuran) | <0,05 |
| 2-MEF (5-Methyl-2 Furfurol) | < 0,05 |

Der Transformator hatt das Ende seiner Lebenszeit erreicht und wurde außer Betrieb genommen. Die Werte für Wasser in der Isolation (nach Karl Fischer) erreichten 5%. Der Polymerisationsgrad des Isolierpapiers erreichte durchschnittliche Werte von 181. Dies war ein Nachweis für den vollständigen Abbau des Isolierpapiers.

Diagnose: Extreme Alterung von Öl und Isolation.

Durchgeführte Maßnahmen: Der Transformator wurde verschrottet.

Beispiel 2:Transformator 340 MVA, 245 kV

Baujahr: 1977

Schaden: Verunreinigte Wicklung, Entladungsmarken

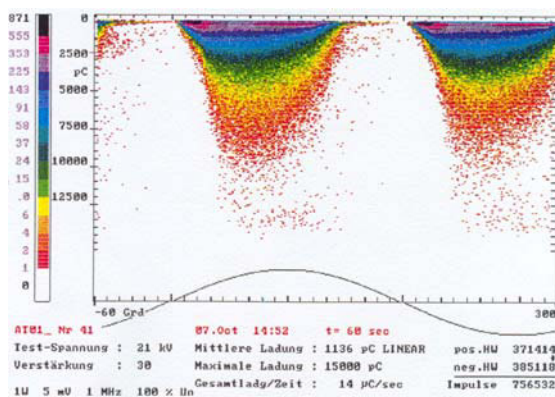
Fehlerursache: Verunreinigung, Teilentladung

Festgestellt durch: Gas – in Öl- Analyse, Teilentladungsmessungen (A, D)

Historie:

Der Transformator wurde 20 Jahre störungsfrei im selben Kraftwerk betrieben. Danach wurde der Transformator für ein Jahr an einem anderen Standort eingesetzt und an eine dort vorhandene Kühlanlage angeschlossen. Nach der Rückkehr an den ursprünglichen Standort wurde eine stetige Zunahme an gelösten Gasen, insbesondere von Wasserstoff, festgestellt.

Die daraufhin durchgeführten RVM – und frequenzabhängigen Impedanzmessungen ergaben jedoch keine Hinweise auf vorhandene Fehler. Vor Ort wurde eine Teilentladungsmessung mit einem PRPDA (Phase, Resolving, Partial Discharge Analyser) durchgeführt. Diese zeigte klar in den Phasen V und W zwei Teilentladungsquellen der selben Art.



Beispiel für Teilentladungs- Aktivitäten in Phase W (HS)

Der Transformator wurde zum Hersteller transportiert und demontiert. Hierbei wurde eine starke Verunreinigung der Wicklung mit Partikeln festgestellt. Es konnten zahlreiche Entladungsmarken erkannt werden. Nachträgliche Untersuchungen an der Kühlanlage bestätigten diese als Quelle der Verunreinigungen.



Diagnose: Starke Verunreinigung aller Wicklungen mit starken Teilentladungsspuren durch die Rohrleitungen einer Kühlanlage.

Durchgeführte Maßnahmen: Reparatur mit neuen Wicklungen einschl. Überholung der Kühlanlage. Nach Wiederinbetriebnahme bis heute unauffällig.

7. Zusammenfassung

Für eine aussagefähige Zustandsbewertung sind sowohl periodisch durchgeführte Analysen und Messungen als auch moderne On-line Monitoringsysteme geeignet.

Der für die Zustandsbewertung von Transformatoren sinnvoll auszuführende Überwachungsaufwand ist von jedem Transformator individuell abhängig. Kenntnisse von mehreren verschiedenen Messdaten oder Analyseergebnissen lassen eine bessere Bewertung zu als die von Einzelergebnissen.

Gegenüber off-line Messungen haben on-line Monitoringsysteme den Vorteil der zeitnahen umfassenderen Bewertung.

Die Festlegung von internen und externen Serviceleistungen zur Zustandsdiagnose ist grundsätzlich vom Anlagenbestand und dessen geographischer Verteilung abhängig. Zwingend erforderlich für die Erbringung interner Serviceleistungen ist das Vorhandensein von Fachkompetenz und entsprechenden Laboreinrichtungen sowie Mess- und Diagnosesystemen.

8. Literatur

- [1] Transformer Life Management, German Experience with Condition Assessment, Cigre Mexico 2003, I.Höhlein, A.-Kachler, S.Tenbohlen, T.Leibfried, M.Stach
- [2] Öl in Betrieb HDT November 2000, R.Ertelt, M.Stach, Dr.H.Prenzel,
- [3] Assetmanagement im Zeitalter der Fusionen Micafil Symposium 2002 M.Stach
- [4] Erfahrungen mit Monitoringsystemen an Transformatoren VGB Potsdam 2001, M.Stach,