

Isolationsmonitoring durch Öl Analyse

E. Gockenbach

Schering-Institut für Hochspannungstechnik und Hochspannungsanlagen
Universität Hannover

1. Einleitung

Für die elektrische Energieversorgung gelten insbesondere im Hinblick auf die zukünftige Deregulierung des Energiemarktes folgende Forderungen: „Reduzierung der Betriebskosten, Erhöhung der Verfügbarkeit der Erzeugungs- und Übertragungssysteme, Verbesserung der Energieversorgung und der Dienstleistung“. Diese Aufgaben sollen bei ständiger Abnahme der zur Verfügung stehenden Energieressourcen und Zunahme der internationalen Konkurrenz und des wirtschaftlichen Druckes zufriedenstellend erfüllt werden. Es ist daher erforderlich, daß bei allen zukünftigen Entwicklungen die Auswirkungen der bereits genannten Forderungen auf das gesamte System betrachtet werden.

Öl gefüllte Komponenten wie Transformatoren, Strom- und Spannungswandler, Shunt-Reaktoren und Durchführungen sind in der Regel kritische Elemente für eine zuverlässige und wirtschaftliche elektrische Energieübertragung. Die Kosten für diese Einrichtungen hinsichtlich Beschaffung, Transport, Installation und Reparatur sind im allgemeinen hoch im Vergleich zu anderen Komponenten der Energieübertragung, wobei die Transformatoren aufgrund ihres hohen Preises eine besondere Rolle spielen. Es ist daher notwendig, bereits das Einsetzen von kleinsten Veränderungen rechtzeitig zu erkennen, um die bei einem Fehler auftretenden Kosten für Beschädigung benachbarter Einrichtungen, für ungeplante Einsätze von Personen und Material und für mögliche Umweltschäden zu vermeiden.

Zu diesem Zweck wird seit vielen Jahren die Gas-in-Öl Analyse verwendet, die im wesentlichen darauf basiert, daß durch Veränderungen im Isolierstoff verschiedene Gase entstehen, die im Öl im gelösten oder nichtgelösten Zustand auftreten und deren Verhältnisse untereinander einen Rückschluß auf die Fehlerursache ermöglichen. Eine in regelmäßigen zeitlichen Abständen von typischerweise 6 oder 12 Monaten durchgeführte Ölentnahme ist für eine allgemeine und grobe Bestimmung der Veränderungen des Isolationszustandes geeignet, jedoch kann daraus keine Information über die aktuelle zeitliche Entwicklung eines Fehlers gewonnen werden. Außerdem ist für einen unmittelbar nach der Ölentnahme auftretenden Fehler die Zeit bis zum Erkennen vom Zeitabstand der nächsten Probenentnahme abhängig. Es kann daher aus wirtschaftlichen Gründen sinnvoll sein, daß insbesondere für teure und wichtige Komponenten der Energieversorgung, zu denen zweifellos die Transformatoren gehören, eine kontinuierliche Erkennung von möglichen Fehlern in der Isolierung erfolgt, die heute allgemein mit dem Wort „Monitoring“ bezeichnet wird.

Monitoring ist im strengen Sinn das kontinuierliche „Abhören“ oder Überwachen eines Systems, wobei zu beachten ist, daß mit kontinuierlich eine Erfassung der erforderlichen Informationen in einem Zeitraum gemeint ist, der wesentlich kürzer ist als die Entwicklungszeit des zu registrierenden Ereignisses. In der Regel erfolgt das Monitoring auch unter Betriebsbedingungen, das heißt nicht unter besonderer Beanspruchung wie es z. B. bei Prüfungen der Fall ist. Die Methoden der Meßwerterfassung sind aber in beiden Fällen gleich, so daß aus den Ergebnissen der Prüfungen, z. B. der Abnahmeprüfung im Werk, bereits Referenzwerte für das spätere Monitoring gewonnen werden können.

Die Erfassung von Veränderungen der Isolierung ist aber nicht ausreichend für die bereits genannte Forderung „Erhöhung der Verfügbarkeit“, so daß aufbauend auf den Ergebnissen des Monitoring eine zuverlässige Diagnose des Isolationszustandes erfolgen muß. Die Diagnose steht dabei unter den drei wichtigen Einflußfaktoren Verfügbarkeit, Sicherheit und Wirtschaftlichkeit, wie es in Fig. 1 vereinfacht dargestellt ist.

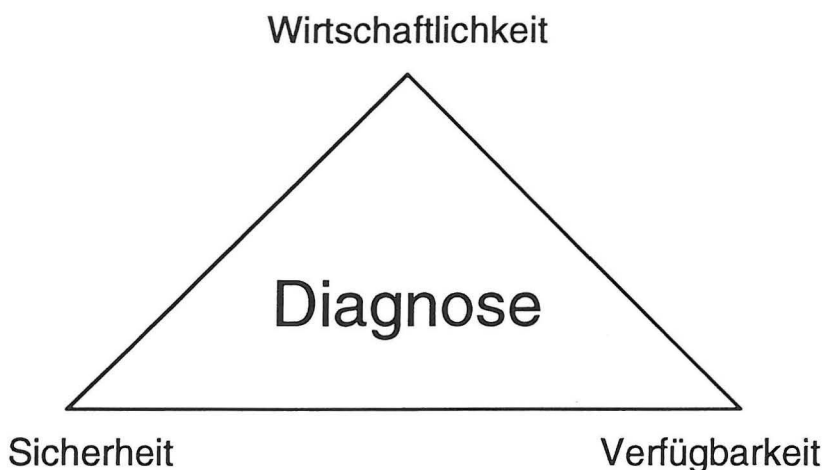


Fig. 1
Einflußfaktoren der Diagnostik

Die Diagnose ist Bestandteil der Instandhaltung, die nach DIN /1/ die Gesamtheit der Maßnahmen zur Bewahrung und Wiederherstellung des Soll-Zustandes sowie zur Feststellung und Beurteilung des Ist-Zustandes umfaßt. Die Diagnose kann daher als eine kontinuierliche Inspektion des Gerätes zur Erfassung des Ist-Zustandes und seiner Beurteilung bezeichnet werden. In Abhängigkeit des Ergebnisses kann dann eine Wartung zur Bewahrung des Soll-Zustandes oder eine Instandsetzung zur Wiederherstellung des Soll-Zustandes veranlaßt werden. Der Soll-Zustand ist nicht identisch mit dem Anfangszustand, denn je nach Instandhaltungsphilosophie des Betreibers kann eine Verschlechterung der Eigenschaften infolge von Alterung entweder durch eine entsprechende Dimensionierung oder durch eine regelmäßige Wartung berücksichtigt werden.

Die Abhängigkeit der einzelnen Einflußfaktoren der Diagnostik untereinander kann sehr unterschiedlich sein, wie Fig. 2 zeigt, indem z. B. eine Zunahme der Kosten der Diagnostik nicht immer mit einer Erhöhung der Verfügbarkeit einhergeht.

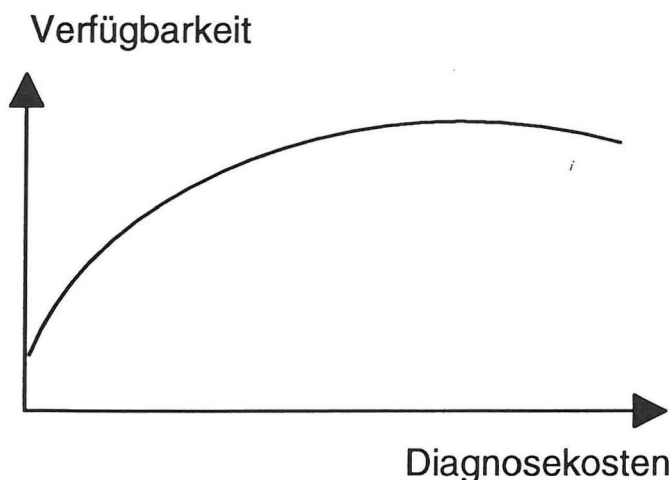


Fig. 2
Verfügbarkeit in Abhängigkeit der Kosten

Die Optimierung der Instandhaltung durch eine zustandsorientierte Instandhaltung bedarf der kontinuierlichen Diagnose mit Erfassung und Beurteilung des Ist-Zustandes. Es ist daher erforderlich, neben der kontinuierlichen Erfassung der für die Diagnose relevanten Parameter auch die Wirkungsweise der zu erfassenden Vorgänge und deren Auswirkung auf die Lebenserwartung der Isolierung zu kennen. Die Öl-Analyse stellt einen wichtigen Parameter für die Erfassung des Ist-Zustandes der Isolierung dar.

2. Physikalische Grundlagen der Gas-in-Öl Analyse

Die Analyse gelöster und freier Gase ist eine häufig benutztes diagnostisches Verfahren zur Bestimmung und Bewertung von Fehlern in der Isolierung von ölsolierten Betriebsmittel der Energieversorgung. Die Interpretation der Ergebnisse ist nicht immer einfach und erfordert zudem genaue Kenntnisse und Erfahrung mit dem zu beurteilenden Isolierungssystem. Es ist daher auch verständlich, daß in der Literatur voneinander abweichende Grenzwerte und Interpretation der Fehlerursachen zu finden sind /2 - 5/. In /5/ wird noch einmal deutlich darauf hingewiesen, daß die in dem Normenentwurf zusammengefaßten Erkenntnisse nur für mit Mineralöl gefüllte Betriebsmittel gültig ist, die Papier und Preßspan als festen Isolierstoff einsetzen. Für die jeweiligen spezifischen Betriebsmittel wie z. B. Leistungstransformatoren oder Meßwandler werden im Anhang informativ Anwendungshinweise gegeben. Andere flüssige/feste Isolierstoffkombinationen können mit den im Normenentwurf angegebenen Werten nur mit Vorsicht bewertet werden. Bereits im Normenentwurf wird eine entsprechende ingenieurmäßige Beurteilung der Analysewerte gefordert.

2.1 Zersetzung von Öl

Mineralöle bestehen aus einer Mischung verschiedener Kohlenwasserstoffmoleküle, die folgende Kohlenwasserstoffgruppierungen CH_3 , CH_2 und CH enthalten. Elektrische und thermische Fehler bewirken eine Spaltung der Kohlenstoffverbindungen und/oder der Kohlenstoff-Wasserstoff-Verbindungen bei gleichzeitiger Bildung kleine unbeständiger Fragmente, die jedoch schnell zu stabilen Gasmolekülen rekombinieren. Als Beispiele sind hier zu erwähnen Wasserstoff H_2 , Methan CH_4 , Ethan C_2H_6 , Ethen C_2H_4 , Ethin C_2H_2 . Zusätzlich können auch Kohlenwasserstoffe mit 3 und 4 Kohlenstoffatomen (C_3 und C_4) in gasförmiger Form und feste Teilchen von Kohlenstoff und Kohlenwasserstoff (X-Wachs) entstehen. Die gebildeten Gase sind nun in der Flüssigkeit in gelöster oder freier Form vorhanden und stehen für eine Analyse zur Verfügung. In Abhängigkeit der jeweiligen Bindungsenergie, z. B. 338 kJ/mol für die C-H Bindung und 607 kJ/mol für die einfache C-C Bindung, entstehen je nach Energieinhalt des Fehlers unterschiedliche Gase, die somit eine Aussage über die Fehlerart ermöglichen. Mehr Energie und/oder eine höhere Temperatur werden für die Spaltung der C-C Doppelbindung (720 kJ/mol) und Dreifachbindung (960 kJ/mol) benötigt.

Die Bildung von Ethen erfolgt bei Temperaturen über 500 °C bevorzugt gegenüber Ethan und Methan, während Ethin Temperaturen von 800 °C bis 1200 °C bei gleichzeitigem schnellen Temperaturrückgang erfordert. Energieschwache Entladungen wie Teilentladungen führen in der Regel zu stärkerer Wasserstoffbildung infolge der geringen Bindungsenergie der C-H Bindung. Energiestarke Entladungen und insbesondere Lichtbögen führen zu einer starken Bildung von Ethin, da der heiße leitende Ionenkanal vom flüssigen kalten Isolieröl umgeben ist. Auch feste Kohlenstoffteilchen werden unter Lichtbogeneinwirkung im Temperaturbereich von 500 °C bis 800 °C erzeugt.

Die Bildung der Gase Kohlenmonoxid CO und Kohlendioxid CO_2 kann durch Oxidation des Öles erfolgen, so daß sich über längere Zeiträume auch größere Mengen ansammeln können.

2.2 Zersetzung der Zellulose

Die Polymerketten der festen Zellulose (Papier, Preßspan, Holz) enthalten eine große Zahl von Anhydroglucose-Ringen mit schwachen C-O Bindungen, die bereits bei niedrigeren Temperaturen im Vergleich zu den Kohlenwasserstoffbindungen zu Zersetzungen führen. Eine deutliche Zersetzung erfolgt bei Temperaturen über 105 °C, eine vollständige Zersetzung und Karbonisierung bei Temperaturen über 300 °C. Dabei werden CO und CO_2

sowie H_2O in sehr viel größeren Mengen erzeugt als es bei der Oxidation des Öles der Fall ist.

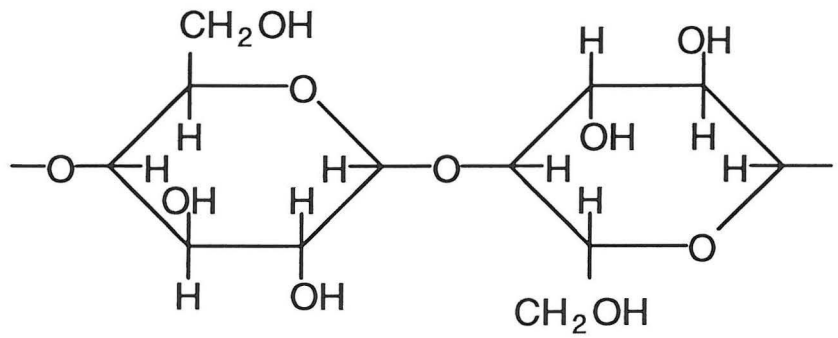


Fig. 3 Struktur der Zellulose

Gleichzeitig entstehen Kohlenwasserstoffgase und Furan-Derivate in geringen Mengen. Die Furan-Derivate können aber analysiert werden und tragen damit zur Differenzierung bei der Fehlerdetektion hinsichtlich der Beteiligung von Zellulose bei /6,7/.

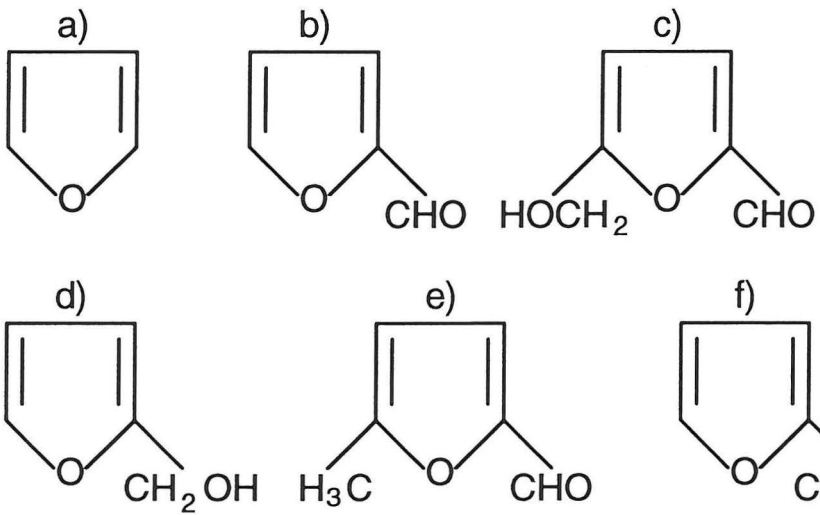


Fig. 4
Furan a) und
Furanderivate b) - f)
b) Furfural
c) Hydroxymethyl-
Furfural
d) Furfurylalkohol
e) Methyl-Furfural
f) Acetylfuran

Es ist auch zu beachten, daß die Bildung der Kohlenoxide sowohl mit der Temperatur als auch mit den Parametern Sauerstoffgehalt des Öls und Feuchtigkeitsgehalt des Papiers steigt.

2.3 Weitere Möglichkeiten der Gasbildung

Der Vollständigkeit muß erwähnt werden, daß eine Gasbildung auch ohne elektrische Fehler in einem Betriebsmittel durch z. B. Rostvorgänge oder chemische Reaktionen verursacht werden kann, an denen mehrere Komponenten beteiligt sein können. Wasserstoff kann durch Reaktion von Stahl und Wasser produziert werden, wenn Sauerstoff z. B. aus dem Öl zur Verfügung steht. Diese Gasentwicklungen sind in der Regel ungewöhnlich, so daß hier nicht näher darauf eingegangen wird, da eine Gas-in-Öl Analyse zu Beginn des Betriebseinsatzes und vorbeugende Materialuntersuchungen diese Art der Gasbildung leicht erkennen lassen.

3. Auswertung der Gas-in-Öl Analyse

Die Alterung der Isolierung ist eine integrale Entwicklung, die je nach betrieblicher Beanspruchung langsamer oder schneller verläuft. Die Bewertung des Alterungsverhalten ist daher in der Regel schwierig und erlaubt z. B. mit Hilfe integraler Methoden nur die Angabe eines Alterungstrends. Da die Auswirkungen der Fehler im Hinblick auf die Gasbildung ebenfalls zeitlich sehr unterschiedlich verlaufen, ist eine Erfassung und Auswertung in Form von sogenannten Finger-prints, periodisch regelmäßigen Kontrolluntersuchungen und kontinuierlichem Monitoring erforderlich /8/. Zusätzlich ist zu beachten, daß in der Regel nicht die absolute Gasmenge, sondern die Verhältnisse der Gase untereinander für die Auswertung von Bedeutung sind.

3.1 Beschreibung der Fehlertypen

In /5/ werden die typischen Fehler in ölgefüllten Betriebsmitteln in 6 breite Klassen entsprechend der visuell feststellbaren Fehlererscheinungen unterteilt:

- Teilentladungen, die X-Wachsbildung auf der Papierisolierung oder karbonisierte Perforation des Papiers verursachen (PD),
- Entladungen niedriger Energie, die Karbonisierung der Papieroberfläche oder die Entstehung von Kohlenstoffteilchen verursachen (D1),
- Entladungen hoher Energie, die starke Karbonisierung des Papiers und des Öls verursachen (D2),
- thermische Fehler unter 300 °C mit brauner Verfärbung des Papiers (T1),
- thermische Fehler über 300 °C mit Karbonisierung des Papiers (T2),
- thermische Fehler im Öl über 700 °C mit Karbonisierung des Öls und Metall schmelze (T3).

3.2 Gasentwicklung infolge eines Öldurchschlages

Bei einem Durchschlag in Öl entstehen in Abhängigkeit der Energie und der Temperatur verschiedene Gase, deren Verhältnisse analysiert und ausgewertet werden. In Fig. 5 sind qualitativ die Gasmengen in Abhängigkeit der Temperatur dargestellt /9/.

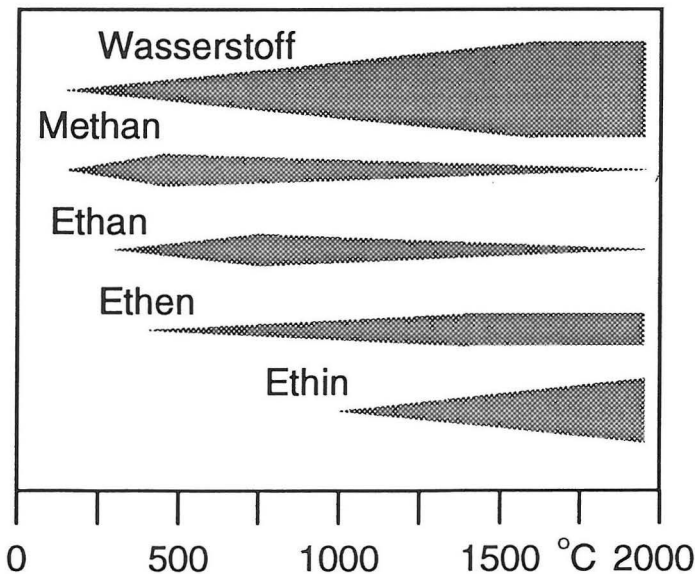


Fig. 5
Gaserzeugung in
Abhängigkeit der
Temperatur

Anhand der Gasentwicklung und der charakteristischen Muster der Kohlenwasserstoffgas-Zusammensetzung kann durch die Gas-in-Öl Analyse der Fehler identifiziert werden. Als

typische Basis-Gasquotienten werden je nach Diagnose Methode die folgenden Verhältnisse eingesetzt:

| | | | | |
|---------------------------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|----------------------------------|
| $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$; | $\frac{CH_4}{H_2}$; | $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ | für die IEC Methode /5/ | |
| $\frac{CH_4}{H_2}$ | $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$; | $\frac{CH_2}{CH_4}$; | $\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$ | für die Doernenburg Methode /10/ |
| $\frac{CH_4}{H_2}$ | $\frac{C_2H_6}{CH_4}$; | $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ | $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ | für die Rogers Methode /10/ |
| $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ | $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$; | | | für die GE Methode /10/ |

Zwei weitere Verfahren benutzen die Anteile der verschiedenen Gase im Verhältnis zur Gesamtmenge der Gase. Für das IEEE Verfahren /10/ werden die Gasarten H₂, CH₄, C₂H₂, C₂H₄, C₂H₆ und CO sowie für das Verfahren nach Duval /5,10/ die Gasarten CH₄, C₂H₄ und C₂H₂ verwendet.

3.2 Gasentwicklung infolge eines Papierdurchschlages

Beim Durchschlag in Papier werden große Mengen von Kohlenmonoxid und Kohlendioxid erzeugt, so daß in der Regel auf die Beteiligung von Papier am Durchschlagprozess geschlossen werden kann. Es ist dabei zu beachten, daß im allgemeinen eine Korrektur der Basiswerte erfolgen muß, da CO₂ aus der Luft aufgenommen werden kann und CO und CO₂ aus der Alterung der Zellulose, Übertemperatur von Holz und Langzeitoxidation des Öls stammen können. Wobei zusätzlich die Alterung stark von der Verfügbarkeit des Sauerstoffes beeinflußt wird.

3.3 Interpretation der Gasmengen und Gasmengenverhältnisse

Die Interpretation der gemessenen Gasmengen ist nicht immer eindeutig, da auch die Vorgeschichte und die Unterschiede in den Betriebsmitteln berücksichtigt werden müssen. Die im folgenden aufgeführten Interpretationen stellen daher nur die wichtigsten Aussagen dar.

3.3.1 IEC Methode

Gemäß /5/ können die Basis-Quotienten der Gase gemäß Tabelle 1 den Fehlerklassen zugeordnet werden:

| Fall | Charakteristischer Fehler | $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ | $\frac{CH_4}{H_2}$ | $\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$ |
|------|--|-------------------------|--------------------|-------------------------|
| PD | Teilentladungen | < 0,01* | < 0,1 | < 0,2 |
| D1 | Entladungen niedriger Energie | > 1 | 0,1 - 0,5 | > 1 |
| D2 | Entladungen hoher Energie | 0,6 - 2,5 | 0,1 - 1 | > 2 |
| T1 | Thermischer Fehler T < 300 °C | < 0,01 | > 1 | < 1 |
| T2 | Thermischer Fehler 300 °C < T < 700 °C | < 0,1 | > 1 | 1 - 4 |
| T3 | Thermischer Fehler T > 700 °C | < 0,2** | > 1 | > 4 |

* = nicht signifikant, ** = ein Anstieg von C₂H₂ kann auf Temperaturen > 1000 °C deuten

Tabelle 1: Gas-in-Öl Interpretationstabelle

In Stufenschaltern kann durch die Schalthandlungen, die Entladungen niedriger Energie entsprechen (D1), eine große Menge von C_2H_2 erzeugt werden. Da die Bildung von Wasserstoff annähernd gleich ist, kann ein großer Quotient von C_2H_2 zu H_2 im Transformatoröl als Indikator für eine Öl- oder Gasverbindungen zwischen dem Ölvolumen des Stufenschalters und des Leistungstransformators dienen, weil Wasserstoff sehr viel schwerer im Mineralöl löslich ist und schneller aus dem Ölvolumen des Stufenschalters diffundiert.

Die höheren Kohlenstoffverbindungen C3 und C4 werden nach IEC nicht zur Analyse herangezogen, da diese Gase sehr gut in Öl löslich sind und damit eine Analyse erschweren und auch ohne ihre Berücksichtigung eine befriedigende Diagnose möglich ist.

Beschreibungen der typischen Fehler für einzelne Geräte mit Angabe der Konzentrationswerte in $\mu\text{l/l}$, der Gasbildungsrate in ml/d und der Berechnungsmethode der Gasbildungsrate sind im Anhang von /5/ zu finden und sollen hier nicht weiter ausgeführt werden. Es ist abschließend zu erwähnen, daß zu der Analyse auch spezifische Angaben über das Betriebsmittel wie z. B. Leistung, Art der Kühlung, Öltemperatur, Betriebsstunden usw. anzugeben sind.

Die Anwendung der IEC Methode auf freie Gase im Gasrelais ist ebenfalls möglich. In Abhängigkeit der Geschwindigkeit der Gasbildung werden die Gase im Öl gelöst, so daß bei schnellen Gasentwicklungen eine erhebliche Menge Gas in freier Form vorliegt. Ein Erfassen der freien Gase im Gasrelais hat den Vorteil, daß neben den Gasquotienten bereits sehr geringe Mengen von Gas und deren zeitliche Entwicklung ermittelt und registriert werden kann. Umfangreiche Untersuchungen haben gezeigt, daß auch Teilentladungen zu freien Gasen führen, die in einem empfindlichen Gassensor erfaßt und als Früh-Indikator für beginnende elektrische Fehler benutzt werden können /11,12/. Die in /5/ angegebenen Werte von einigen ml pro Tag als normale Gasbildungsraten können mit dem Sensor leicht und zuverlässig ermittelt werden, so daß bereits kleinste Abweichungen erkannt werden. Um nicht durch unterschiedliche Gaserzeugungsraten infolge von Temperaturunterschieden zu fehlerhaften Interpretationen zu kommen, ist eine Temperatur-Kompensation vorgesehen /13/.

Die Schwierigkeit der Interpretation der Gas-Quotienten hat dazu geführt, daß innerhalb der CIGRE Untersuchungen durchgeführt wurden /3/, die als Basis für die Überarbeitung von IEC Publ. 599 dienen sollen, die aber zum Teil nicht mit dem bereits erwähnten IEC Entwurf /5/ in Einklang gebracht werden können. CIGRE schlägt vor, das Verhältnis von Ethin zu Ethan für die Erkennung von elektrischen Entladungen zu verwenden anstatt dem Verhältnis Ethin zu Ethen, da elektrische Entladungen neben Ethin auch Ethen erzeugen, aber wenig Ethan, so daß der Gas-Quotient mit Ethan der aussagekräftigere ist. Als Zahlenwert wird ein Quotient > 1 vorgeschlagen. Eine geringere Modifikation ist die Umkehrung des Gas-Quotienten Ethan zu Wasserstoff durch CIGRE für die Erkennung von Teilentladungen. Der Grund dafür ist die bessere Charakterisierung eines Fehlers durch einen großen anstatt einen kleinen Wert des Quotienten. Ergänzend schlägt CIGRE vor, das Verhältnis von Ethen zu Propen (C_2H_4/C_3H_6) als Indikator für eine engere Temperatureingrenzung zu verwenden. Auch das Verhältnis Kohlendioxid zu Kohlenmonoxid wird als aussagekräftiger bezeichnet, indem Werte < 3 als Alterung des Papiers bzw. der Zellulose durch elektrische Fehler und Werte > 10 als Alterung durch thermische Überbeanspruchung interpretiert werden.

Die Alterung oder Zersetzung des Papiers bzw. der Zellulose wird aber durch die Furananalyse noch besser detektiert /3,6/. Das Aufbrechen von Zelluloseketten ist verbunden mit der Abnahme des Polymerisationsgrades und der Zunahme der Furanderivate. Unter Einfluß von Wasser, Sauerstoff und Temperatur wird der Prozeß zwar beschleunigt, der Mechanismus aber bleibt erhalten /14/. Fig. 6 zeigt den prinzipiellen Verlauf der Polymerisation und der Anteile der Furanderivate über der Zeit einer Papier-Öl-Isolierung.

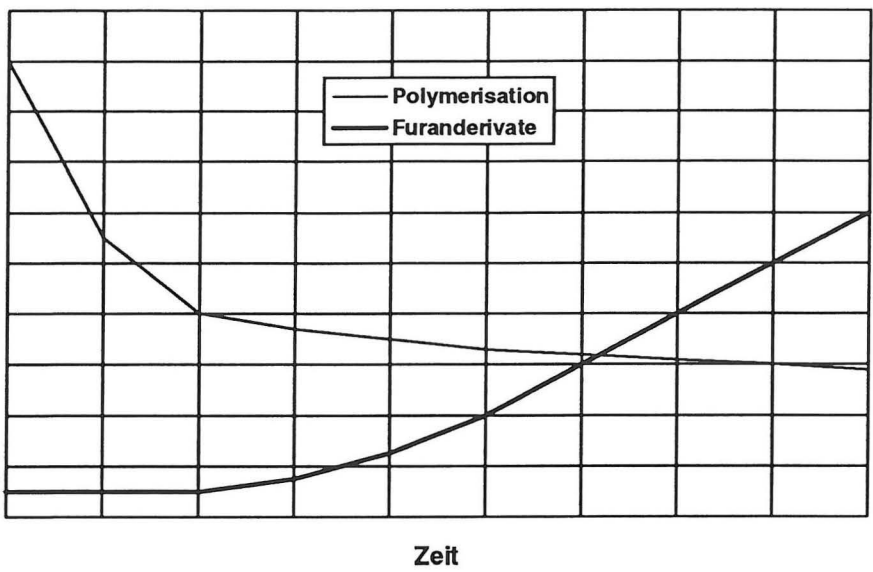


Fig. 6
Verlauf der
Polymerisation und der
Furanderivate in
Abhängigkeit der Zeit

Es ist deutlich zu erkennen, daß mit langsam abnehmender Polymerisation eine deutliche Zunahme der Furanderivate einhergeht, so daß das Alterungsverhalten der Zellulose damit gut bestimmt werden kann. Die anfänglich starke Abnahme der Polymerisation ist keine Alterung, sondern wird durch das Aufbrechen von sogenannten „schwachen“ Bindungen verursacht. Eine allgemeine mathematische Beschreibung ergibt eine lineare Beziehung zwischen dem Logarithmus der Furanderivatebildung und dem Polymerisationsgrad.

3.3.2 IEEE Methode

Diese Methode basiert auf einer IEEE Norm und beinhaltet neben der Bewertung der Fehler auch Empfehlungen hinsichtlich der zu ergreifenden Maßnahmen. Basis der Bewertung ist die Summe der brennbaren H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 und CO , die vereinfacht mit TDCG (total dissolved combustible gases) bezeichnet wird. In Abhängigkeit der Summe werden 4 mögliche Zustände des Transformators festgelegt:

- | | |
|----------------------------|---|
| 1) TDCG < 720 ppm | einwandfreier Betriebszustand |
| 2) TDCG = 721 to 1920 ppm | Fehler möglicherweise vorhanden |
| 3) TDCG = 1921 to 4630 ppm | Fehler mit hoher Wahrscheinlichkeit vorhanden |
| 4) TDCG > 4630 ppm | weiterer Betrieb führt zum Ausfall |

In Abhängigkeit der individuellen Gasmenge in ppm erfolgt eine Zuordnung zu den verschiedenen Zuständen der Isolierung gemäß der folgenden Tabelle 2.

| Gas | Zustand 1 | Zustand 2 | Zustand 3 | Zustand 4 |
|----------|-----------|-------------|---------------|-----------|
| H_2 | < 100 | 101 - 700 | 701 - 1800 | > 1800 |
| CH_4 | < 120 | 121 - 400 | 401 - 1000 | > 1000 |
| C_2H_2 | < 35 | 36 - 50 | 51 - 80 | > 80 |
| C_2H_4 | < 50 | 51 - 100 | 101 - 200 | > 200 |
| C_2H_6 | < 65 | 66 - 100 | 101 - 150 | > 150 |
| CO | < 350 | 351 - 570 | 571 - 1400 | > 1400 |
| CO_2 | <2500 | 2500 - 4000 | 4001 - 10 000 | > 10 000 |

Tabelle 2: Zuordnung der Zustände zu den individuellen Gasmengen
 Nachdem gemäß der Tabelle 2 der Zustand der Isolierung bekannt ist, kann anhand der folgenden Tabelle 3 in Abhängigkeit der Gasrate in ppm/d der Zeitplan für weitere Gas-in-Öl Analysen ermittelt werden.

| Gasrate | Zustand 1 | Zustand 2 | Zustand 3 | Zustand 4 |
|---------|-----------------|-----------------|-------------|-------------|
| < 10 | jährlich | vierteljährlich | monatlich | wöchentlich |
| 10 - 30 | vierteljährlich | monatlich | wöchentlich | täglich |
| > 30 | monatlich | monatlich | wöchentlich | täglich |

Tabelle 3: Bestimmung der Häufigkeit der Gas-in-Öl Analyse

Für den weiteren Betrieb des Transformators kann mit Hilfe dieser Tabelle auch eine Empfehlung abgeleitet werden.

| Zustand | Gasrate (ppm/d) | Empfohlene Betriebsweise |
|---------|-----------------|--|
| 1 | < 30 | Normaler Betrieb |
| 1 | > 30 | Vorsicht, Beanspruchung bestimmen |
| 2 | alle | Vorsicht, Beanspruchung bestimmen |
| 3 | alle | große Vorsicht, Ausfall in Betracht ziehen |
| 4 | < 10 | große Vorsicht, Ausfall in Betracht ziehen |
| 4 | > 10 | Außerbetriebnahme planen |

Tabelle 4: Empfehlungen für die Betriebsweise in Abhängigkeit des Zustandes

Es wird aber auch hier wieder deutlich darauf hingewiesen, daß infolge der vielen Beeinflussungsgrößen eine Bewertung durch einen erfahrenen Ingenieur erfolgen muß. Die Zuordnung der Gasbildung zu den einzelnen Fehler erfolgt nach der Dominanz einer Gasart wie folgt:

- | | |
|---------------------------------------|--|
| - Teilentladungen | H ₂ |
| - Thermischer Fehler im Papier | CO |
| - Elektrische Entladung hoher Energie | C ₂ H ₂ und H ₂ |
| - Thermischer Fehler im Öl | C ₂ H ₄ |

3.3.3 Methode nach Doerenburg

Ähnlich wie die IEC Methode werden auch hier Gas-Quotienten zur Bewertung des Isolierungszustandes herangezogen. Die 4 verschiedenen Gasverhältnisse werden gemeinsam bewertet und daraus die Fehlerursachen Thermische Zersetzung, Elektrische Entladung hoher Energie und Teilentladungen ermittelt, wobei jeweils zwischen den Gas-Quotienten im Öl und Gas unterschieden wird. Die folgende Tabelle 5 zeigt die Bewertungsmatrix.

| Fehlerart | Medium | $\frac{CH_4}{H_2}$ | $\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$ | $\frac{CH_2}{CH_4}$ | $\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$ |
|-----------------------|--------|--------------------|-------------------------|---------------------|-------------------------|
| Thermische Zersetzung | Öl | > 1 | < 0,75 | < 0,3 | > 0,4 |
| Thermische Zersetzung | Gas | > 0,1 | < 1 | < 0,1 | > 0,2 |
| Teilentladungen | Öl | < 0,1 | * | < 0,3 | > 0,4 |
| Teilentladungen | Gas | < 0,1 | * | < 0,1 | > 0,2 |
| Elektrische Entladung | Öl | 0,1 - 1 | > 0.75 | > 0.3 | < 0.4 |
| Elektrische Entladung | Gas | 0,01 - 1 | > 1 | > 0,1 | < 0,2 |

Tabelle 5: Bewertungsmatrix nach Doerenburg

Die Besonderheit dieser Methode ist die zusätzliche Bewertung der Gas-Quotienten in der Gasphase innerhalb des Transformators.

3.3.4 Methode nach Rogers

Die Methode nach Rogers verwendet ebenfalls Gas-Quotienten, die mit einem Code versehen werden in Abhängigkeit der Größe des Quotienten. Die Codierung ist in der folgenden Tabelle 6 angegeben.

| Wert des Quotienten | $\frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2}$ | $\frac{\text{C}_2\text{H}_6}{\text{CH}_4}$ | $\frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$ | $\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}$ |
|---------------------|----------------------------------|--|---|---|
| < 0,1 | 5 | 0 | 0 | < 0,5 |
| 0,1 - 1 | 0 | 0 | 0 | 0,5 - 1 |
| 1 - 3 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| > 3 | 2 | 1 | 2 | 2 |

Tabelle 6: Codierung nach Rogers

Die Zuordnung der Fehler zu den jeweiligen Codierungen der Quotienten ist in der folgenden Tabelle 7 dargestellt.

| Fehlerart | Codierungen | | | |
|-------------------------------------|-------------|---------|-------|-----|
| | < 0,1 | 0,1 - 1 | 1 - 3 | > 3 |
| normaler Betrieb | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Teilentladungen | 5 | 0 | 0 | 0 |
| Thermische Überlast < 150 °C | 0,5 | 0 | 0 | 0 |
| Thermische Überlast 150 - 200 °C | 0,5 | 1 | 0 | 0 |
| Thermische Überlast 200 - 300 °C | 0 | 1 | 0 | 0 |
| Leiterübertemperatur | 0 | 0 | 1 | 0 |
| Windungsschluß | 1 | 0 | 1 | 0 |
| Wirbelströme im Tank | 1 | 0 | 2 | 0 |
| Durchführungsübertemperatur | 1 | 0 | 2 | 0 |
| Energieschwache Entladung | 0 | 0 | 0 | 1 |
| Teilentladungen mit Überschlag | 5 | 0 | 0 | 0,5 |
| Teilentladungen am freien Potential | 0 | 0 | 2 | 2 |
| Energiestarke Entladung | 0 | 0 | 0,5 | 0,5 |

Tabelle 7: Fehlerzuordnung in Abhängigkeit der Codierung

3.3.5 Methode nach GE

Diese einfache Methode benutzt lediglich zwei Gas-Quotienten, nämlich das Verhältnis Ethen/Ethan und Ethin/Ethen und unterscheidet nur "Nicht definiert" (A) und die Fehler Elektrischer Fehler (B), Thermische Fehler bei niedriger (C) und hoher Temperatur (D). Die Methode basiert allerdings auf den Erfahrungen einer großen Anzahl von gleichen Transformatoren, so daß die Ergebnisse nicht auf spezifische Typen oder andere Betriebsmittel übertragbar sind. In Fig. 7 sind die Zuordnungen der Gas-Quotienten zu den Fehlern dargestellt. Aus der groben Skalierung und der stark vereinfachten Fehlerdifferenzierung kann selbstverständlich nur eine grobe Fehleranalyse abgeleitet werden. Die grundsätzlichen Aussagen stimmen aber mit den Verfahren überein, die mehrere Gas-Quotienten zur Bestimmung der Fehlerursache verwenden, so daß bei einer großen Anzahl von Erfahrungswerten auch diese Methode zuverlässige Ergebnisse erwarten läßt.

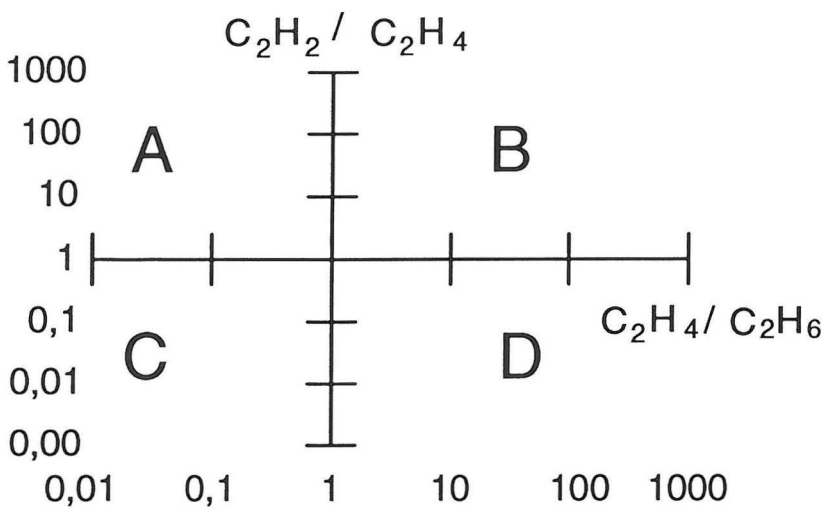


Fig. 7
Fehlerdetektion nach
GE

3.3.6 Methode nach Duval

Diese Methode benutzt die drei Gase CH_4 , C_2H_4 und C_2H_2 , deren prozentualer Anteil an der Gesamtgasmenge in einem Dreieck dargestellt wird. Mit Hilfe dieser Graphik ist eine Beobachtung der Entwicklung einer Fehlerauswirkung sehr leicht möglich, auch wenn die Methoden der Gas-Quotienten Bewertung nicht zu einer eindeutigen Fehleraussage führen. In der folgenden Fig. 8 ist der Verlauf der Grenzlinien der verschiedenen IEC-Fehler dargestellt.

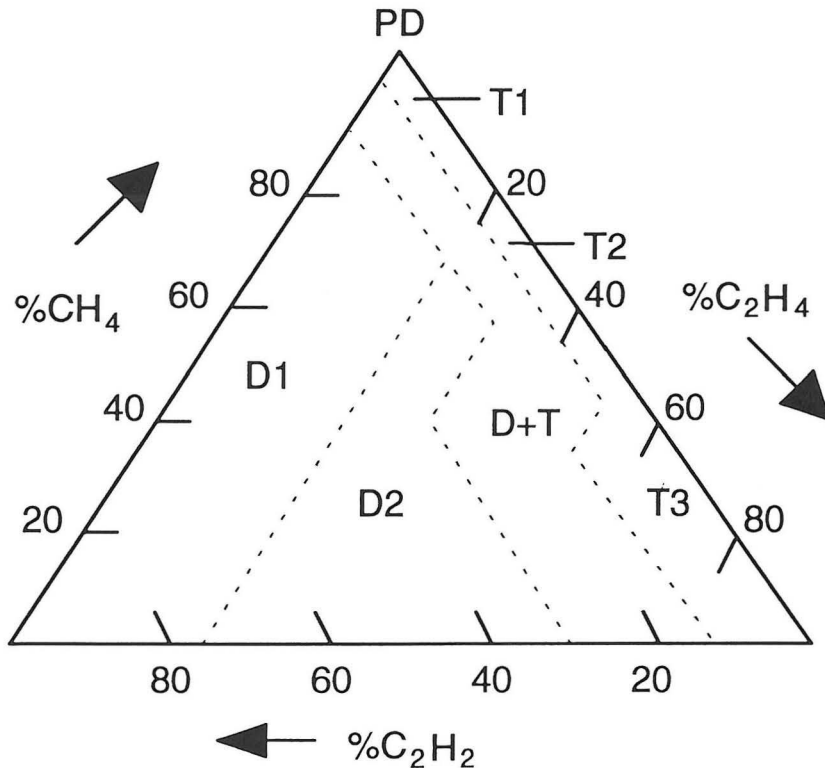


Fig. 8
Fehleranalyse nach
Duval

3.4 Bewertung der Verfahren

Die beschriebenen Verfahren der Fehlerdetektion durch die Gas-in-Öl Analyse haben gemeinsam, daß nicht nur ein Kriterium, sondern die Kombination von verschiedenen Kriterien eine zuverlässige Aussage über die Fehlerursache ermöglicht. Die Bandbreite der Fehlergrenzen und die unterschiedlichsten Einflußparameter lassen eine absolute Aussage

nur in den seltensten Fällen zu. Die Gas-in-Öl Analyse ist aber ein sehr wichtiges Hilfsmittel bei der Erkennung von Fehlerentwicklungen, die in der Regel sehr langsam ablaufen, so daß auch integrale Methoden wirksam sind, sofern ihre Integrationskonstante nicht länger als die Entwicklungsdauer des Fehlers ist. Es wird auch bei allen Verfahren darauf hingewiesen, daß in der Regel eine Bewertung durch einen erfahrenen Ingenieur unbedingt vor einer Entscheidung erforderlich ist. Die Empfindlichkeit der Alterung der Isolierung in Abhängigkeit der Temperatur an einem Punkt zeigt eindrucksvoll Fig. 9, in der der Alterungsfaktor in Abhängigkeit der Temperatur dargestellt, wobei als Betriebstemperatur ein Wert von ca. 85 °C angenommen wurde.

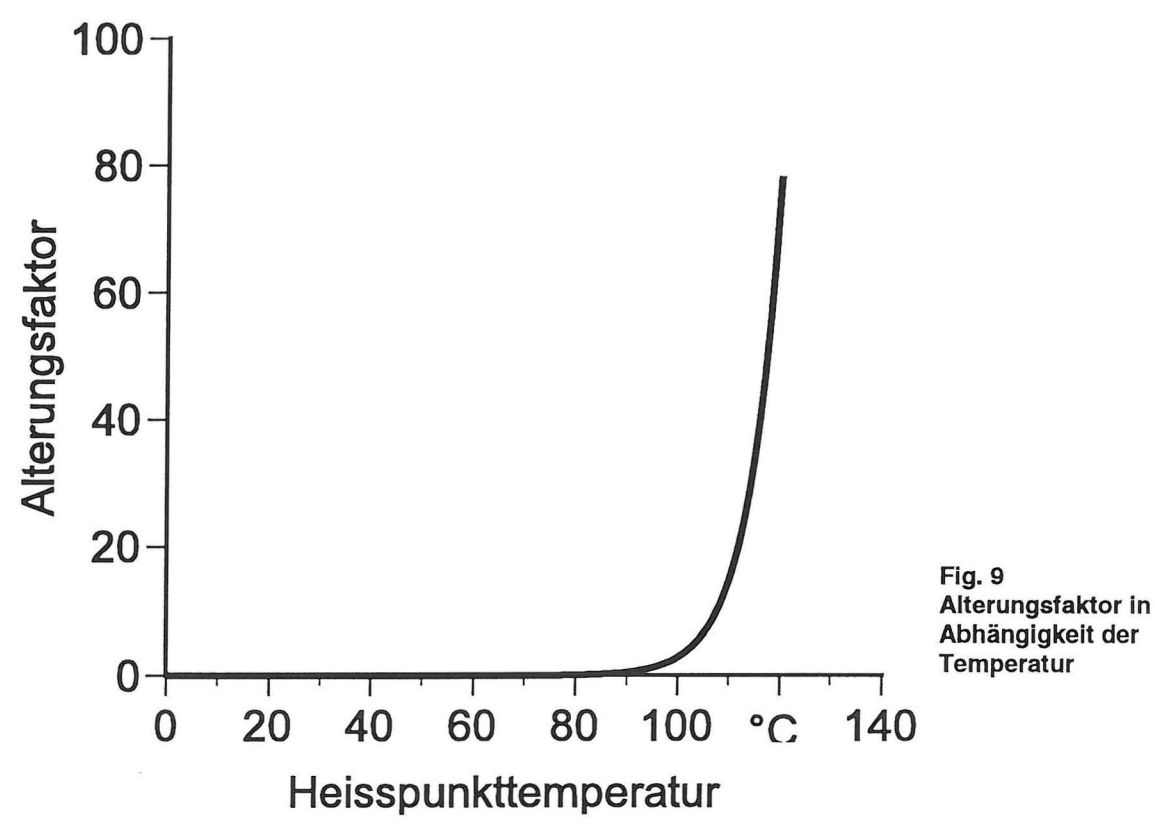


Fig. 9
Alterungsfaktor in
Abhängigkeit der
Temperatur

Die verschiedenen in der Literatur veröffentlichten Beispiele zeigen die Wirksamkeit der Gas-in-Öl Analyse bei der Fehlerdetektion. Die Entwicklung zuverlässiger und empfindlicher Sensoren und die Möglichkeiten der kontinuierlichen Datenerfassung bieten gute Voraussetzungen für die weitere Verbesserung der vorhandenen Diagnosesysteme / 16-21/.

4 Bestimmung der Feuchtigkeit im Öl und Papier

Es wurde bereits erwähnt, daß die Feuchtigkeit einen wesentlichen Parameter bei der Alterung insbesondere der Zellulose darstellt. Die Schwierigkeiten bei der Analyse der Feuchtigkeitsanteiles im Papier liegt darin, daß eine Entnahme einer Papierprobe immer mit erheblichen Beeinträchtigungen des Betriebes verbunden sind. Die bisher verfügbaren Methoden sind indirekte Meßverfahren, die keine unmittelbare Aussage über den Feuchtigkeitsgehalt und bzw. den Alterungszustand ermöglichen und deren Ergebnisse nicht immer eindeutig und unumstritten ist /22/. Ein zusätzliches Problem stellt die Verteilung der Feuchtigkeit im flüssigen und festen Isoliermaterial dar, die sich in Abhängigkeit der Temperatur ständig ändert. Fig. 10 zeigt den Feuchteanteil im Papier in Abhängigkeit der absoluten Feuchte mit der Temperatur als Parameter.

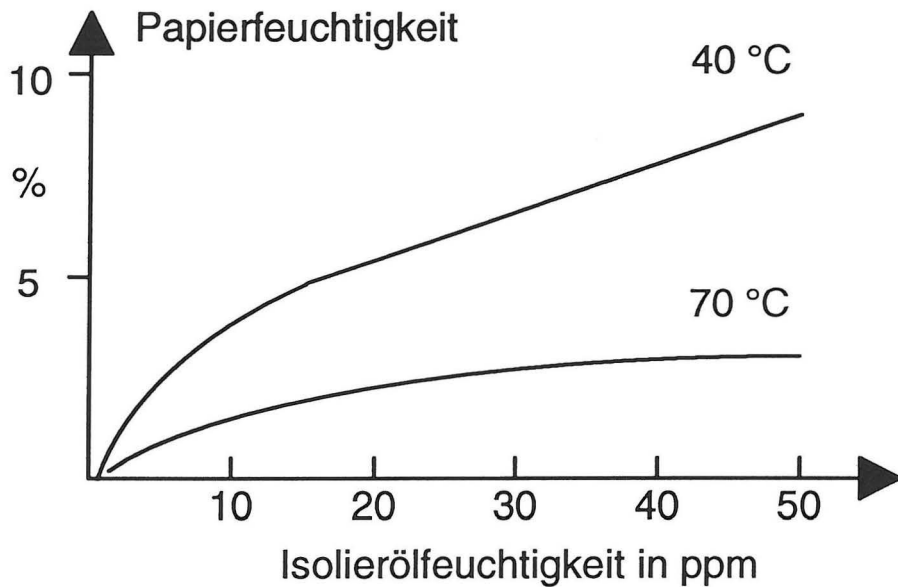


Fig. 10
Anteil der Feuchte im
Papier in Abhängigkeit
der Isolierfeuchtigkeit

Es ist sehr deutlich zu erkennen, daß bei einer Abnahme der Temperatur der Anteil der Feuchtigkeit im Papier stark zunimmt, so daß für eine genaue Bestimmung der Feuchte im Papier auch die dort existierende Temperatur bekannt sein muß. Es ist daher erforderlich einen Sensor zu entwickeln, der unmittelbar im Transformator unter den gegebenen Bedingungen die Feuchtigkeit im Papier unter Berücksichtigung der Temperatur ermittelt und dessen Meßwerte dann für eine Beurteilung des Alterungszustandes der Papierisolation verwendet werden können.

5 **Schlußfolgerungen**

Die Gas-in-Öl Analyse ist eine wirksame Methode zur Beurteilung von Fehlern in ölgefüllten Betriebsmitteln der Energieversorgung.

Die zur Verfügung stehenden Sensoren und Verfahren zeigen zuverlässige Resultate.

In Abhängigkeit der Fehlerursachen ist eine kontinuierliche Analyse und Meßwernerfassung erforderlich und stellt mit Hilfe der Datenübertragung keine besonderen Probleme dar.

Die zunehmenden Forderungen hinsichtlich Zuverlässigkeit und Verfügbarkeit der Betriebsmittel hat zu einer Reihe von Forschungs- und Entwicklungsarbeiten geführt, aus denen bereits am Markt erhältliche Diagnosesysteme entstanden sind.

Der Einsatz digitaler Datenverarbeitung und die Erstellung von Datenbanken wird zukünftig zu Expertensystemen führen, die in Verbindung mit der Bewertung durch einen erfahrenen Ingenieur zu einer deutlichen Verbesserung der Aussagekraft der Analyse und Diagnoseverfahren beitragen können.

Die direkte Bestimmung der Feuchtigkeit im festen Anteil einer Öl-Papier-Isolierung ist mit vorhandenen Verfahren nicht möglich, sondern erfordert die Entwicklung von neuen Sensoren, die den Feuchtigkeitsaustausch zwischen Öl und Papier in entsprechender Form bewerten.

6. Schrifttum

- /1/ DIN 31 051 Instandhaltung, Begriffe und Maßnahmen
- /2/ IEC Publ. 599 Interpretation of the analysis of gases in transformers and other oil-filled electrical equipment in service, 1978
- /3/ A. De Pablo, A. Möllmann, New Guidelines for Furan Analysis as well as Dissolved Gas Analysis in oil-filled Transformers, CIGRE 1996, Beitrag 15/21/33-19
- /4/ IEC 10/418/CDV:1997-06, Draft IEC 60599 Ed. 2.0: Mineral oil-impregnated equipment in service - Interpretation of dissolved and free gas analysis,
- /5/ DIN IEC 10/418/CDV Klassifikation VDE 0370, Entwurf Februar 1998
Mit Mineralöl imprägnierte elektrische Betriebsmittel im Betrieb - Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase
- /6/ DIN EN 61198 VDE 0380 Teil 6 (1995-03), Isolieröle auf Mineralölbasis - Prüfverfahren zur Bestimmung von Furfurol und verwandten Verbindungen
- /7/ Furanic Compounds Analysis: A Tool for Predictive Maintenance of Oil-filled Electrical Equipment, CIGRE Task Force 15.01.03, ELECTRA No. 175, Dec. 1997, S. 9 - 31
- /8/ A. J. Kachler, Diagnostic and Monitoring - Technology for large Power Transformers, CIGRE SC 12 Colloquium Sidney, 1997
- /9/ M. Duval, Gas Generation in Transformers, ELECTRA No. 133, 1990
- /10/ C. Beauchemin, J.-P. Gibeault, On-line Monitoring of Key Fault Gases in Transformer Oil: An Operational Experience Accumulated over the Years, ISH '97 Montreal, Tutorial Session
- /11/ H. Borsi, Methods of for the Sensitive Judgement of the Insulation of Fluid Insulated Transformers during Operation, 9. ISH, 1995, Beitrag 1026
- /12/ H. Borsi, Vorrichtung zur elektrischen Ermittlung nicht gelöster Gase in mit Flüssigkeiten gefüllten Hochspannungsanlagen und Geräten als Grundlage zur Fehlererkennung und Überwachung dieser Geräte
Deutsches Patent Nr. DE 4136639 C2
- /13/ E. Gockenbach, H. Borsi, Grundlagen der Diagnosemethoden an Transformatoren vor Ort, High-Volt Kolloquium Dresden 1997, Teil 4: Vor-Ort Hochspannungsprüftechnik, Beitrag 4.8
- /14/ V. Pantic, V. Jovanovic, D. Karaulic, Accelerated Degradation of Transformer Insulation by Impact of Polar Particles and Methods of Retardation of this Process CIGRE 1996, Beitrag 12-302
- /15/ IEEE Std. C57.104-1991, IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers

- /16/ A. Krämer et all., Monitoring Methods for On-load Tap-changers - An Overview and future Perspectives, CIGRE 1996, Paper 12-108
- /17/ S.R. Lindgren, S.C. Pyke, M.A. Reynolds, On-line Transformer Load and Fault Gas Analyzer for Determination of Reliable Overload Capacity, CIGRE 1996, Paper 12-110
- /18/ J. L. Kirtley et all., Monitoring the Health of Power Transformers, IEEE Computer Application in Power, 1996, January, p. 18 - 23
- /19/ H. Kan, T. Miyamoto, Proposals for an Improvement in Transformer Diagnosis Using Dissolved Gas Analysis /DGA), IEEE Electrical Insulation Magazine 1995, Vol. 11, No. 6, p. 15 - 21
- /20/ J. Jalbert, R. Gilbert, Decomposition of Transformer Oils a New Approach for the Determination of Dissolved Gases, IEEE SM 1996, T-PWRD 1997
- /21/ O. Vanegas, Y. Mizuno, K. Naito, Diagnosis of Oil-insulated Power Apparatus by using Neural Network Simulation, IEEE Trans. on Dielectrics and Electrical Insulation, 1997, Vol. 4, p. 290 - 299
- /22/ A. J. Kachler u.a., Kritische Anmerkungen zur Feuchtigkeitsbestimmung von Transformatoren mit der "Recovery-Voltage" Methode, Elektrizitätswirtschaft Jg. 95, 1996 Heft 19, S. 1238 - 1245

i