

Gas-in-Öl-Analyse an Transformatoren

Prof. Dr.-Ing. Ralf-Dieter Rogler, HTW Dresden

Fak. Elektrotechnik, Schaltanlagentechnik

Grundlagen¹

Treten in einem Transformator elektrische Entladungen oder lokale Heißpunkte auf, zersetzen sich die an der Fehlerstelle vorhandenen Isolierstoffe Mineralöl und Zellulose derart, daß dabei größere Moleküle in kleinere zerfallen und dabei aus Feststoffen und Flüssigkeiten Gase entstehen. Diese sind bis zu einer bestimmten Konzentration im Transformatoröl lösbar und können sowohl quantitativ als auch qualitativ nachgewiesen werden.

Die Interpretation der Messwerte der Analyse (s. Bild 1) der im Isolieröl gelösten Gase (DGA: Dissolved Gas Analysis, s. Bild 2) erfolgen anhand

- des Vergleichs mit Richtwerten für normalerweise in Transformatoren bestimmten Typs, Betriebsweise und Alters auftretenden Gaskonzentrationen (Normalwerte),
- des Vergleichs mit vorangegangenen Messwerten (Trend) und
- anhand der Verhältnisse bestimmter Gaskomponenten zueinander (bekannt als Quotientenkriterien von Schlüssel- und Begleitgasen, s. Bild 3).

Bei festgestellten Auffälligkeiten sind stets die Ergebnisse möglichst vieler weiterer Diagnoseverfahren, z. B.:

- Ölprüfung, Messungen von Teilentladungen (TE): erhöhte Feuchte
- Wicklungswiderstände, Isolationswiderstände, Thermographie: erhöhte Temperaturen
- Furan-Analyse, Durchschnittlichen Polymerisationsgrad (DP): Holz- und Papierzersetzung

u. a. heranzuziehen.

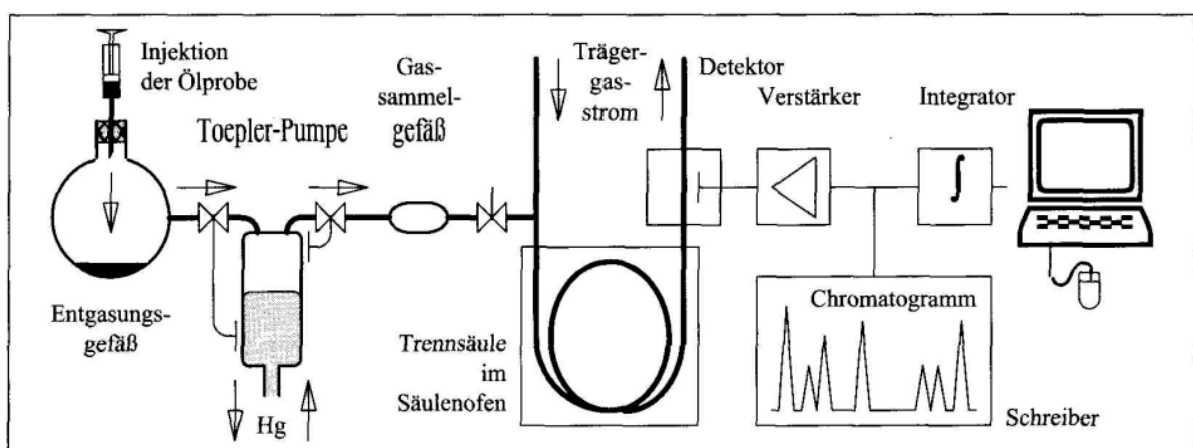


Bild 1. Gasanalyseapparatur

¹ Küchler, Andreas:
Hochspannungstechnik, Springer-Verl., 2005, S.391-395

Ölgasanalyse						Protokoll Nr. 002 / 2006	
Auftraggeber		E.ON Energie AG, Postfach 101559, D-50845 Köln					
Betreiber		E.ON Energie AG, Postfach 101559, D-50845 Köln					
Betriebsteil							
Anlage		Werk 101559					
Probenbezeichnung		Trafo 1					
Daten vom Auftraggeber							
Standort	Tr. 1		Entnahmestelle	Kessel unten			
Gerätebez.	Transformator		Öltemperatur				
Typbez.	H4F L-EL-F		Probenmenge	50 ml			
Hersteller	L. WILHELM		Probengefäß	Glasspritze			
Fabriknummer	7777		Probenehmer	+ R. H.			
Baujahr	1972		Datum der Probenahme	21.06.2006			
Nennleistung	10000 kVA		Eingang im Labor	21.06.2006			
Nennspannung	15 kV		Tag der Prüfung	21.06.2006			
Ölsorte	TGF-G						
Analysenergebnisse Maßeinheit nach DIN EN 60567 (VDE 0370-9)			Richtwert	Messwert	Bemerkung		
Wasserstoff	H ₂	µl/l	100	< 5			
Sauerstoff	O ₂	µl/l		29600			
Stickstoff	N ₂	µl/l		72700			
Kohlenmonoxid	CO	µl/l	1000	73			
Kohlendioxid	CO ₂	µl/l	12000	2700			
Methan	CH ₄	µl/l	200	16			
Ethan	C ₂ H ₆	µl/l	200	27			
Ethen	C ₂ H ₄	µl/l	300	130			
Ethin	C ₂ H ₂	µl/l	30	< 1			
Propan	C ₃ H ₈	µl/l	500	14			
Propen	C ₃ H ₆	µl/l	300	141			
Gesamtgasgehalt	%			10,5			
Bemerkungen : keine Richtwertüberschreitung							
Empfehlung : keine							
Prüfturnus : 2 - jährlich							
			Bearbeiter		Laborleiter		

Gasart und maximale normale Gas-konzentration nach mehrjährigem Betrieb von Transformatoren $\mu\text{l/l}$ bzw. ppm			elektrische Entladung			lokale Überhitzung			Zersetzung von Zellulose
			Lichtbogen	Funken	TE	>1000°C	1000 ... 300°C	<300°C	
Wasserstoff	H ₂	200	●	●	●	●	○	○	
Methan	CH ₄	50	●	●	●	●	●	●	
Äthan (Ethan)	C ₂ H ₆	15	○	○	○	○	○	○	●
Äthylen (Ethylen, Ethen)	C ₂ H ₄	60	●	●	○	●	●	●	
Acetylen (Ethin)	C ₂ H ₂	15	●	●	●*)	●	○	○	
Propan	C ₃ H ₈		○			○	○	●	
Propylen	C ₃ H ₆		●	○		●	●	○	
Kohlenmonoxid	CO	1000							●
Kohlendioxid	CO ₂	11000							●
Schlüsselgase: ● Begleitgase: großer Anteil: ●● kleiner Anteil: ● unspezifisch: ○ *) nur bei hoher Energiedichte									

Bild 3. Schlüssel- und Begleitgase

Die Gas-in-Öl-Analyse hat sich zu einem der wichtigsten Diagnoseverfahren für ölgefüllte Geräte (Transformatoren, Messwandler, Durchführungen, Ölkabel und ölgefüllte Schaltgeräte) entwickelt.

Mechanismen²

Elektrische Entladungen führen zur Abspaltung von Wasserstoff und bei hoher Energiedichte in Lichtbögen und Funken auch zu niedermolekularen ungesättigten Kohlenwasserstoffen (Acetylen).

Thermische Überhitzung verursacht am sogenannten Hotspot eine *Zersetzung von Ölmolekülen* durch *Pyrolyse*. Dadurch entstehen auch nennenswerte Mengen an längerkettigen Kohlenwasserstoffen mit zwei und drei Kohlenstoffatomen.

Mineralöle bestehen aus einer Mischung verschiedener Kohlenwasserstoffmoleküle, die folgende Kohlenwasserstoffgruppierungen CH₃, CH₂ und CH enthalten. Elektrische und thermische Fehler bewirken eine Spaltung der Kohlenstoffverbindungen und/oder der Kohlenstoff-Wasserstoff-Verbindungen bei gleichzeitiger Bildung kleiner unbeständiger Fragmente, die jedoch schnell zu stabilen Gasmolekülen rekombinieren. Als Beispiele sind hier zu erwähnen Wasserstoff H₂, Methan CH₄, Ethan C₂H₆, Ethen C₂H₄ und Ethin C₂H₂. Zusätzlich können auch Kohlenwasserstoffe mit 3 und 4 Kohlenstoffatomen (C₃ und C₄) in gasförmiger Form und feste Teilchen von Kohlenstoff und Kohlenwasserstoff (X-Wachs) entstehen. Die gebildeten Gase sind 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 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 schnellem 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 (s. Bild 4). Die Bildung der Gase Kohlenmonoxid CO und Kohlendioxid CO₂ kann durch Oxidation des Öles erfolgen, so daß sich über längere Zeiträume auch größere Mengen ansammeln können.

Fehler unter *Zersetzung von Zellulose* sind durch Kohlenmonoxid und Kohlendioxid erkennbar. Die Sauerstoffatome stammen dabei aus den Zellulosemolekülen. 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 CO₂ sowie H₂O in sehr viel größeren Mengen erzeugt als es bei der Oxidation des Öles der Fall ist.

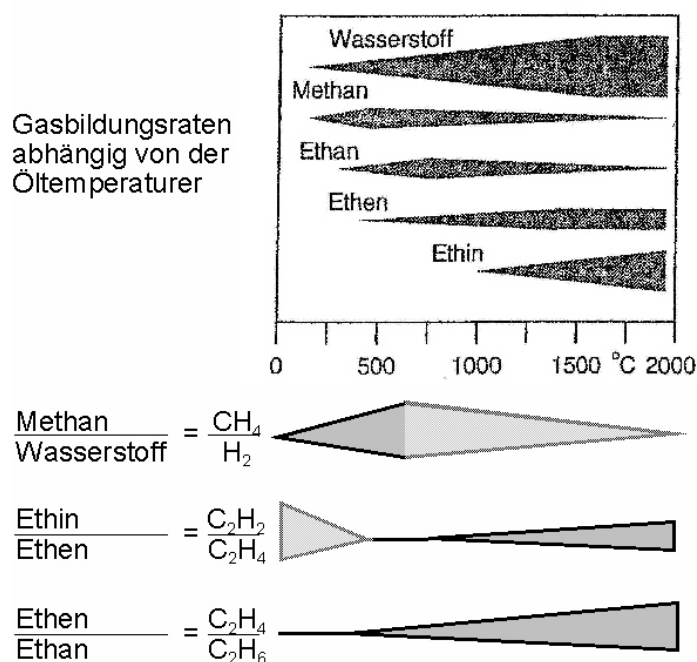


Bild 4. Prinzipieller Zusammenhang Gasbildung und Temperatur

Bewertung

Für die Differenzierung verschiedener Fehlerarten wurden eine Reihe empirisch begründeter Kriterien entwickelt, die sich nicht auf absolute Konzentrationen sondern auf Verhältniszahlen aus verschiedenen Gaskonzentrationen beziehen. IEC 60599³ schlägt eine Interpretation auf der Grundlage von drei Basis- und drei weiteren Gasquotienten vor (s. Bild 5).

- Methan/Wasserstoff: CH₄/H₂
- Ethin/Ethen: C₂H₂/C₂H₄
- Ethen/Ethan: C₂H₄/C₂H₆
- Kohlendioxid/Kohlenmonoxid: CO₂/CO
- Sauerstoff/Stickstoff: O₂/N₂
- Ethin/Wasserstoff: C₂H₂/H₂

³ DIN EN 60599 (VDE 0370, Teil 7) 1999-12, In Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte - Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase

Die Verhältniszahlen können durch vorhandene Gaskonzentrationen fehlinterpretiert werden. Ursachen sind z. B. die CO₂-Aufnahme aus der Luft (bis zu 300 ppm), die CO₂-Erzeugung durch Papieralterung oder Öloxydation, die H₂-Produktion durch Reaktion von Stahl mit Wasser, durch Schutzanstriche oder durch überhitzte Kernbleche oder die durch natürliche Alterung oder von früheren Fehlern vorhandene Grundkonzentration. Nach Möglichkeit sind solche Einflüsse durch Bewertung der Konzentrationsänderungen (Trendanalyse) zu korrigieren.

Die Gase im Konservator und im Isolieröl befinden sich, vom ständigen Gasaustausch über die Trockenvorlage mit der Außenluft abgesehen, annähernd im Gleichgewicht. Bei einem Fehlerfall mit verstärkter Gasentwicklung werden die entstehenden Gase nicht mehr vollständig im Öl gelöst, sondern steigen unter mehr oder weniger großem Austausch mit den bereits im Isolieröl gelösten Gasen nach oben und erreichen das Buchholzrelais und führen irgendwann zur Warnung oder Auslösung. Wird das Gas aus dem Buchholzrelais zusammen mit einer Isolierölprobe sofort genommen und das Buchholzrelaisgas und das im Isolieröl gelöste Gas analysiert, kann anhand der im Isolieröl gelösten Gase die Fehlerart bestimmt werden. Durch den Vergleich mit den Ergebnissen der Buchholzrelaisgasanalyse unter Berücksichtigung der Ostwaldkoeffizienten kann festgestellt werden, inwieweit das Gleichgewicht zwischen dem Buchholzrelaisgas und den im Isolieröl gelösten Gasen gestört ist. Daraus kann auf einen allmählichen und weniger akuten Fehler oder auf einen plötzlichen und weit gefährlicheren Fehlerfall geschlossen werden.

Fall		Basis- Gasquotienten:	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD	Teilentladungen (partial discharges) in Form kalter Korona- oder Sprühentladungen, verbunden mit X- Wachs-Bildung oder kleinen Perforationen im Papier.		nicht signifikant	< 0,1 < 0,2 *) < 0,07 **)	< 0,2
D1	Entladungen niedriger Energie (discharges), verbunden mit größeren Perforationen im Papier (Löcher), Karboni- sierung der Papieroberfläche (Kriechwegbildung) oder Kohlenstoff- teilchen im Öl (wie bei Lastschaltervorgängen).		> 1	0,1 – 0,5	> 1
D2	Entladungen hoher Energie (discharges) mit Energiedurchsatz (oft erkennbar durch Abschaltung), verbunden mit umfangreicher Zerstörung des Papiers, Metallschmelze an den Entladungsfußpunkten oder umfangreicher Karbonisierung des Öls.		0,6 – 2,5	0,1 – 1	> 2
T1	Thermischer Fehler bis 300 °C , verbunden mit bräunlicher Verfärbung von Papier		nicht signifikant	> 1, nicht signifikant	< 1
T2	Thermischer Fehler von 300 °C bis 700 °C , verbunden mit Karbonisierung von Papier		< 0,1	> 1	1 - 4
T3	Thermischer Fehler über 700 °C , verbunden mit Karbonisierung von Öl und ggf. mit Metallverfärbun- gen ab 800 °C) oder Metallschmelze (ab 1000 °C).		< 0,2	> 1	> 4
TP	Thermischer Fehler im Papier		$\frac{CO_2}{CO}$	< 3 ^{***)} < 1, > 20 ^{**) , ***)}	
*) : gilt für Messwandler, **): gilt für Durchführungen ***): die CO ₂ und CO-Werte sollen um die Untergrundwerte aus Papieralterung, Öloxydation und Absorbierung von CO ₂ aus der Luft (bei offenen Geräten bis zu 300 µl/l) korrigiert werden.					
O ₂ /N ₂ < 0,3: Öloxydation, das natürliche Verhältnis von 0,5 ist abgemagert					
C ₂ H ₂ /H ₂ > 2...3: Stufenschalter undicht, entsteht beim Schalten des Stufenschalters, Diffusion in den Hauptkessel					

Bild 5. Basis-Gasquotienten

Diese Vorgehensweise setzt voraus, daß

- der Meßfehler bekannt und
- die Gaskonzentrationen größer als die typischen Konzentrationswerte sind
- bzw. die zeitlichen Konzentrationsänderungen abgeschätzt werden können.

Die Meßfehler können aus statistischen Auswertungen⁴ gewonnen werden. Sie betragen <50 % bei typischen Konzentrationswerten. Eine über das Maß hinausgehende Fehlerquelle sind:

- falsche oder unzureichende Probenentnahmetechnologie,
- undichte bzw. nicht vollständig gefüllte Probengefäße und
- zu lange Zeit zwischen Probenahme und Analyse,

die u. U. den Meßwert unbrauchbar machen.

Die typischen Gaskonzentrationen werden üblicherweise den 90 % Quantilen zugeordnet und können als Schwellwerte bezeichnet werden.

Die Auswertung von ca. 1200 eigenen Meßprotokollen (s. Bild 6) bestätigt die in der Literatur vorgegebenen Schwellwerte (s. Bild 7).

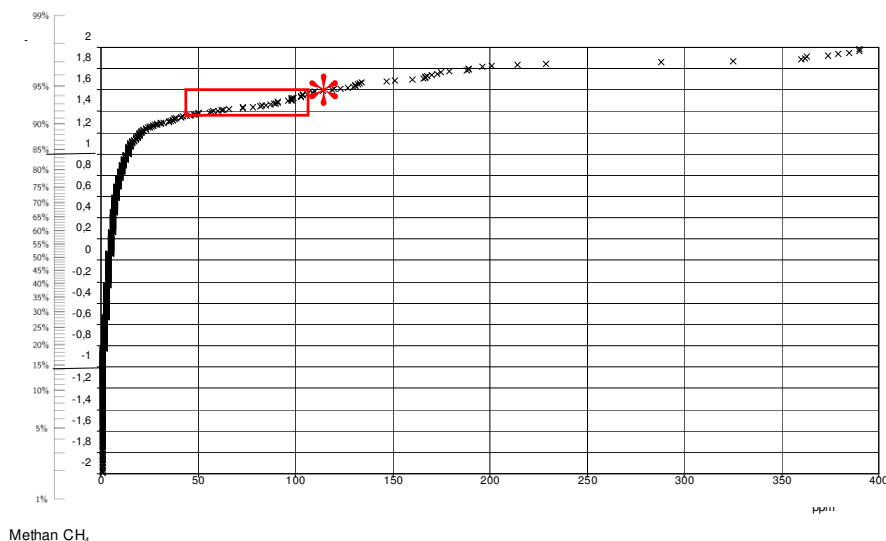
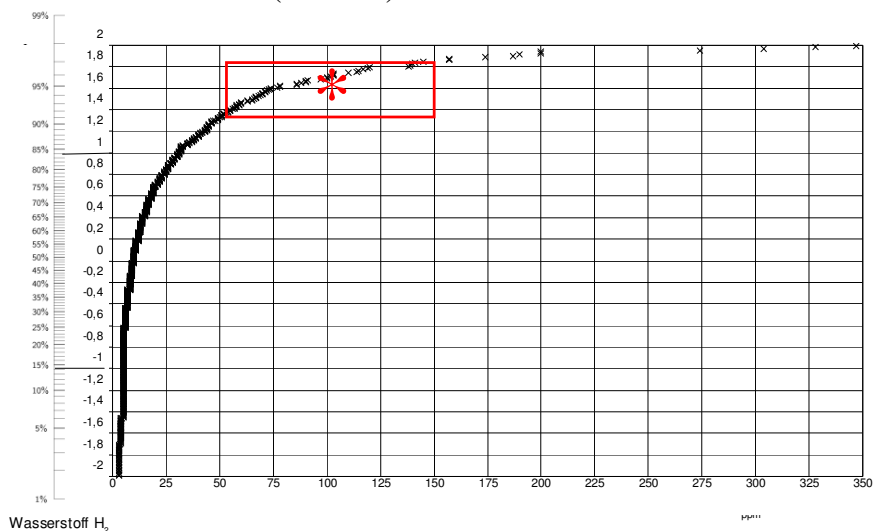


Bild 6. Statistische Auswertung im Normalpapier für die beiden Gase Wasserstoff und Methan
Markierte Werte s. Bild 7

Gas	Schwellwert nach DIN EN 60599 ³	Schwellwert nach IEEE C57.104-1991 ⁵
H ₂	60... 150	100
CH ₄	40... 110	120
C ₂ H ₂	3... 50	35
C ₂ H ₄	60... 280	50
C ₂ H ₆	50... 90	65
CO	540... 900	350
CO ₂	5100... 13000	2500

Bild 7. Literaturwerte

In der IEEE C57.104-1991 sind außerdem Zeitintervalle angegeben, um eine zeitliche Abschätzung des weiteren Verhaltens des Transformators nach Überschreitung der Schwellwerte treffen zu können.

Tabelle für die Einstufung der Spaltgase (Werte in ppm)								
Status	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₂	C ₂ H ₄	C ₂ H ₆	CO	CO ₂	TDCG
Stufe 1	100	120	35	50	65	350	2500	720
Stufe 2	101 - 700	121 - 400	35 - 50	51 - 100	66 - 100	351 - 570	2500 - 4000	720 - 1920
Stufe 3	701 - 1800	401 - 1000	51 - 80	101 - 200	101 - 150	571 - 1400	4001 - 10000	1921 - 4630
Stufe 4	> 1800	> 1000	> 80	> 200	> 150	> 1400	> 10000	> 4630

Stufe 1: TDCG unterhalb dieser Grenzwerte zeigt an, dass der Transformator ohne Fehler arbeitet. Überschreitet eines der Gase ein Limit, sollte eine Untersuchung vorgenommen werden.

Stufe 2: TDCG innerhalb dieses Bereichs ist ein Zeichen dafür, dass mehr brennbare Gase als üblich auftreten. Überschreitet eines der Gase sein Limit, so sollte eine Überwachungsmaßnahme durchgeführt werden. (monatliche Untersuchungen).

Stufe 3: TDCG innerhalb dieses Bereichs ist ein Zeichen für starke Zersetzungserscheinungen des Öls. Es sollte eine Überwachungsmaßnahme eingeleitet werden (wöchentliche Untersuchungen).

Stufe 4: TDCG in diesem Bereich ist ein Anzeichen für sehr starke Zersetzung des Öls. Ein weiterer Betrieb des Transformators könnte einen Ausfall zur Folge haben (tägliche Untersuchungen).

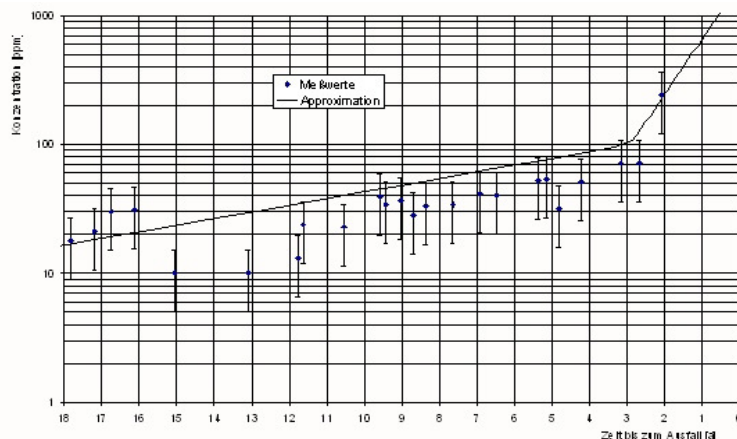
Bild 8. Zeitliche Einstufung der Meßwerte nach IEEE C57.104-1991

⁵ IEEE C57.104-1991
IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Oil-Immersed Transformers – Description

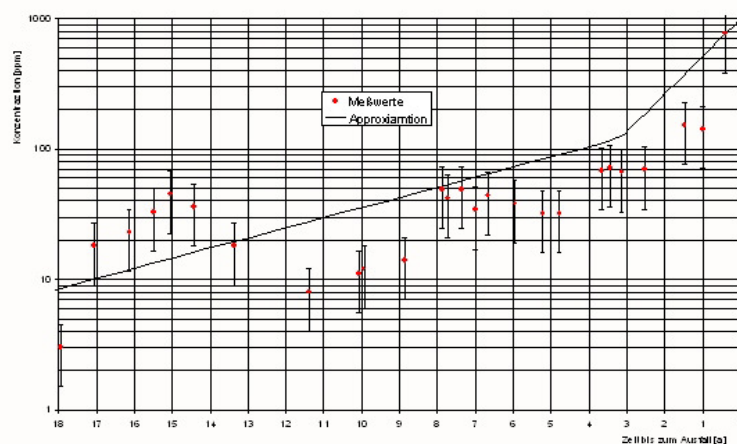
Weiterhin kann durch eine Trendanalyse die Fehlerentwicklung beobachtet und abgeschätzt werden, um festzustellen, wann mit der Überschreitung bestimmter Grenzen zu rechnen ist und wie lange ein Transformator unter Inkaufnahme eines letztlich ungewissen Risikos noch betrieben werden kann. Solche Risikoentscheidungen sind notwendig, um Zeit (Tage bis Monate) für eine Ersatzlösung zu gewinnen (s. Bilder 8 u. 9).

Gas	Maximalwert Nach IEEE C57.104- 1991	Eigene Maximalwerte 99 % Quantil	Eigene Minimalwerte 1 % Quantil
H ₂	> 1800	987	4
CH ₄	> 1000	1477	1
C ₂ H ₂	> 80	600	1
C ₂ H ₄	> 200	4335	1
C ₂ H ₆	> 150	1765	1
CO	> 1400	1020	50
CO ₂	> 10000	17080	500

Bild 8. Extremwerte



Wasserstoffkonzentration an einem 315 kVA-Transformator



Methankonzentration an einem 315 kVA-Transformator

Bild 9. Beispielverlauf von Konzentrationen

Damit steht ein Apparat zur Verfügung, der sich im Einklang mit den Publikationen

- DIN EN 60599³: Schwellwerte, Genauigkeit
- IEEE C57.104⁶: Schwellwerte; Grenzwerte, Konzentrationsänderung
- CEI IEC 118⁵: Nachweisgrenzen, Genauigkeit

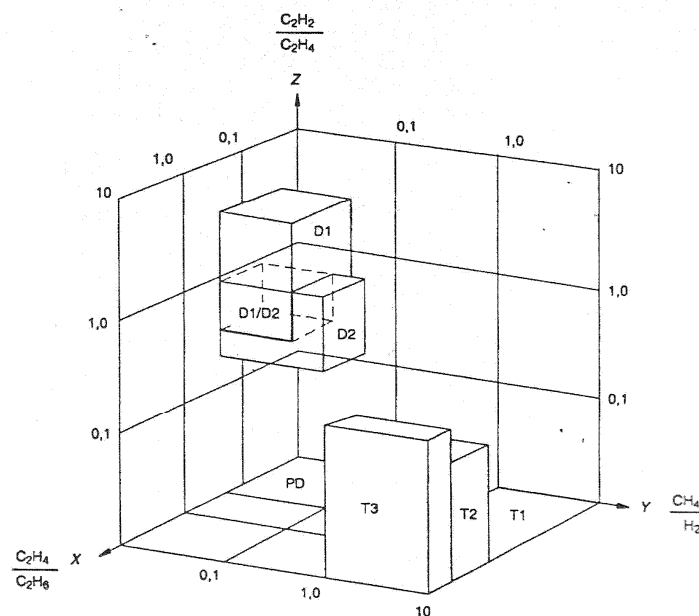
befindet und folgenden Fragestellungen beantworten kann:

- Welche Ausfallszenarien bei Transformatoren sind mit welchen Konzentrationsmustern verbunden?
- Welche Minimal- und welche Maximalwerte treten auf?
- Welche Konzentrationen sind typisch für intakte Transformatoren?
- Ab welchen Konzentrationen gelten Transformatoren als ausfallgefährdet?
- Mit welcher Genauigkeit ist zu rechnen?

Es soll nun eine softwaretechnische Lösung unter Verwendung der zur Verfügung stehenden Ansätze entwickelt werden:

- Quotienten-Verfahren nach DIN EN 60599 zur Fehlererkennung
- Schlüsselgas-Verfahren nach IEEE C57.104-1991 zur Risikoabschätzung.

Beide werden kombiniert und in Form B.2 der DIN EN 60599 (s. Bild 10) zur Darstellung gebracht. In dieser Darstellung werden die Basis-Quotienten dreidimensional dargestellt. Aus der Lage des Transformators im Parameterraum kann auf dessen Zustand geschlossen werden. Diese Darstellungsform hat in Bezug auf alle anderen Formen (B.3: Duval-Dreieck, B.1: Planare Darstellung der Quotienten) den höchsten Informationsgehalt, weil sie die dem Menschen optisch maximal erschließbare Komplexität vollständig ausnutzt. Deren Verbreitung war bisher nur dadurch Grenzen gesetzt, daß deren manuelle Erstellung recht aufwendig ist. Dies kann aber heute leicht durch den Einsatz von Software überwunden werden. Es wurde dafür ein Programm GIO.EXE in DELPHI 7 für WINDOWS erstellt.



Symbole:	PD	Teilentladungen
	D1	Entladungen niedriger Energie
	D2	Entladungen hoher Energie
	T1	Thermischer Fehler, $t < 300\text{ °C}$
	T2	Thermischer Fehler, $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$
	T3	Thermischer Fehler, $t > 700\text{ °C}$

Bild 10. Auswertung der Messung nach B.2 in DIN EN 60599

Zuerst einmal werden alle relevanten Quotienten berechnet und gemäß Bild 5 das Ergebnis bestimmt (vermutlicher Fehler). Weiterhin werden mit Bild 8 empfohlene Prüfintervalle bestimmt und ausgegeben (weiteres Vorgehen) dargestellt (s. Bild 11) und das Ergebnis dreidimensional dargestellt (s. Bild 12).

Auswertung

01%-Quantil nicht überschritten? 99%-Quantil?

Basiskonstanten? Aufwändigung Basisquotient

PD D1 D2 T1 T2 T3

Gas	Wert	ppm	100 ppm	1800 ppm	Basiskonstanten	Aufwändigung Basisquotient
H2	498	ppm	100 ppm	1800 ppm	C2H2 / C2H4 < 0,01	✓ ✓ ✓
O2	2310	ppm	27000 ppm	700 ppm	CH4 / H2 = 3,21	✓ ✓ ✓
N2	13300	ppm	77000 ppm	85000 ppm	C2H4 / C2H6 = 3,27	✓ ✓ ✓
CO	1170	ppm	350 ppm	1400 ppm	Gesamt?	✓ ✓ ✓
CH4	1600	ppm	120 ppm	1000 ppm		✓ ✓ ✓
CO2	1440	ppm	2500 ppm	10000 ppm		✓ ✓ ✓
C2H4	1620	ppm	50 ppm	200 ppm		✓ ✓ ✓
C2H2	4	ppm	35 ppm	80 ppm		✓ ✓ ✓
C2H6	495	ppm	65 ppm	150 ppm		✓ ✓ ✓
C3H6	1170	ppm	80 ppm	3000 ppm		✓ ✓ ✓
C3H8	129	ppm	30 ppm	2000 ppm		✓ ✓ ✓
iso-C4H10	5	ppm	10 ppm	50 ppm		✓ ✓ ✓
n-C4H10	77	ppm	80 ppm	500 ppm		✓ ✓ ✓

Diagnose

Wiederholende Messung täglich!
T2: Erwärmung zwischen 300°C und 700°C!
Papierabbau und Oloxidation!

Jal ✗ Nicht relevant!
Nein! ✓ Nicht signifikant!

Zusatzquotienten? Auswertung Zusatzquotienten!

CO2 / C0 = 1,23 Papierabbau ✗
O2 / N2 = 0,17 Öloxidation ✗
C2H2 / H2 = 0,01 Stufenschalter undicht ✓

Kommentar: Bitte Kommentar einfügen!

Berechnung Grafik Information Hilfe Hardcopy Drucken Zurück

Bild 11. Auswertung der Meßergebnisse

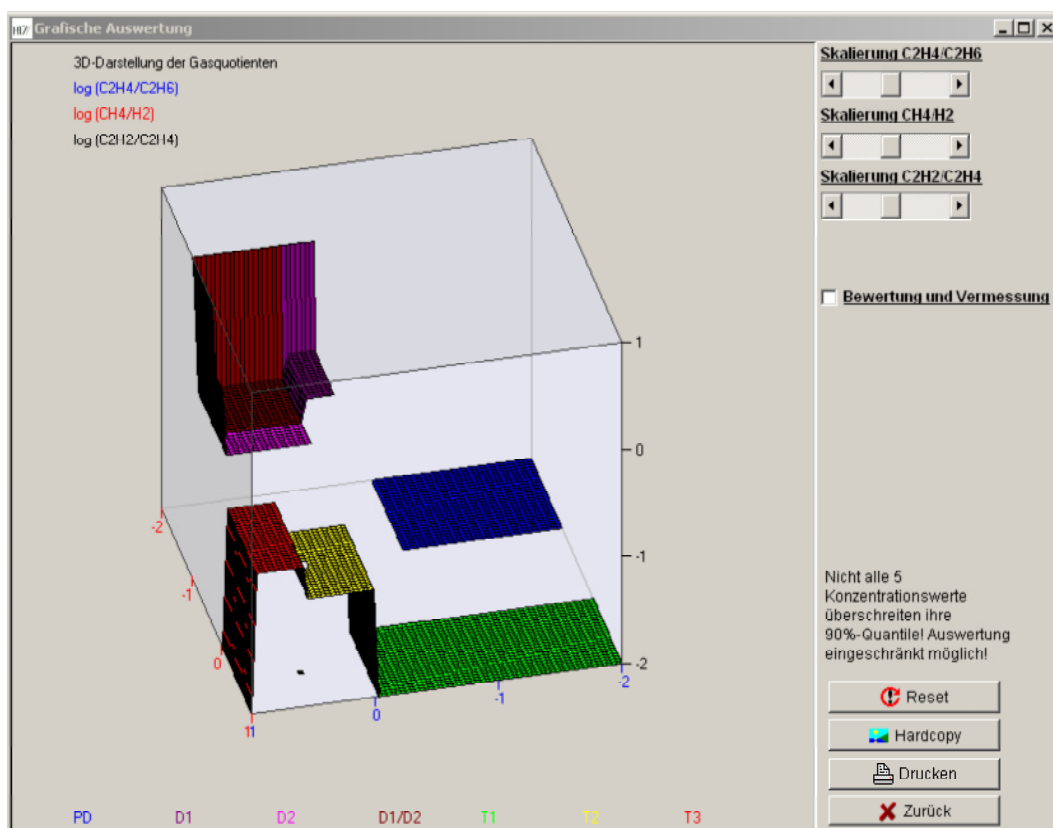


Bild 12. Visualisierung der Meßergebnisse

Literatur

Dörnenburg, E.; Gerber, O. E.:

Die Analyse gelöster und abgeschiedener Gase als Hilfsmittel für die Betriebsüberwachung von Öltransformatoren, Brown Boveri Mitteilungen, Bd. 54, Nr. 2/3 1967, S. 104 - 111

Dörnenburg, E.; Strittmatter, W.:

Überwachung von Öltransformatoren durch Gasanalyse, Brown Boveri Mitteilungen 5-74, S. 238 - 247

Müller, R.; Schliesing, H.; Soldner, K.:

Prüfung und Überwachung von Transformatoren durch Analyse der im Öl gelösten Gase, Elektrizitätswirtschaft Jg. 73 (1974), H. 23, S. 683 - 686

Schliesing, H.; Soldner, K.: Die Technik der Analyse von Gasen, die im Transformatorenöl gelöst bzw. im Buchholzrelais angesammelt sind, Elektrizitätswirtschaft Jg. 75 (1976) H. 8, S. 195 - 200

Dörnenburg, E.; Hutzel, O.:

Betriebsüberwachung durch Untersuchungen des Isolieröls, etz-a Bd. 98 (1977) H. 3, S. 211 - 215

Müller, R.; Schliesing, H.; Soldner, K.: Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse, Elektrizitätswirtschaft Jg. 76 (1977) H. 11, S. 345 - 349

Rogers, R. R.:

IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers, using gas in oil analysis, IEEE Trans. Electr. Insul, October 1978

Müller, R.:

Gasanalyse - Vorsorgeuntersuchung für Transformatoren, Elektrizitätswirtschaft, Jg. 79 (1980), H. 10, S. 356 - 360

Shroff, D. H.; Stanett, A. W.:

A review of paper aging in power transformers, IEE Proceedings, Vol. 132 Pt. C No. 6 November 1985, S. 312 - 319

Baehr, R.:

Diagnostische Methoden, ETZ Bd. 107 (1986) H. 22/23, S. 1035

Domun, M. K.:

Condition monitoring of power transformers by oil analysis techniques, CEPSI 1996, S. 612 - 621

Gockenbach, E.:

Isolationsmonitoring durch Öl-Analyse, Haefely-Trench-Symposium "Hochspannungsprüftechnik und Monitoring", Stuttgart (1998), S. 1-16

Sartisoehn, A.:

Betriebszustand von Leistungstransformatoren, ew Jg. 102 (2003), H. 25, S. 48 - 53

Feilhauer, W.:

Ein Verfahren zur Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel, Universität Dortmund, Dissertation Februar 2005

Küchler, A.:

Hochspannungstechnik, Springer-Verl., 2005, S.391-395

CEI IEC 1181 Impregnated insulating materials - Application of dissolved gas analysis (DGA) to factory tests on electrical equipment, 1993-05

DIN EN 60599 (VDE 0370, Teil 7) 1999-12 In Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte - Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase

CEI IEC 60296 Fluids for electrotechnical applications - Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear, 2003-11

DIN EN 60296 (VDE 0370 Teil 1) Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen - Neue Isolieröle für Transformatoren und Schaltgeräte (IEC 60296:2003), Januar 2005

Duval, M.:

Gas Generation in Transformers, ELECTRA No. 133, 1990