

	DIN EN IEC 60599 (VDE 0370-7)	DIN
	Diese Norm ist zugleich eine VDE-Bestimmung im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etx Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	VDE

ICS 29.020; 29.040.10

Einsprüche bis 2021-11-03

EntwurfVorgesehen als Ersatz für
DIN EN 60599
(VDE 0370-7):2016-10

**In Betrieb befindliche, mit Mineralöl befüllte elektrische Geräte –
Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase
(IEC 10/1120/CD:2020);
Text Deutsch und Englisch**

Mineral oil-filled electrical equipment in service –
Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis
(IEC 10/1120/CD:2020);
Text in German and English

Matériels électriques remplis d'huile minérale en service –
Lignes directrices pour l'interprétation de l'analyse des gaz dissous et des gaz libres
(IEC 10/1120/CD:2020);
Texte en allemand et anglais

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2021-09-03 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an dke@vde.com möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 77 Seiten

DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE

Anwendungsbeginn

Anwendungsbeginn dieser Norm ist

Nationales Vorwort

Das internationale Dokument IEC 10/1120/CD:2020-08 "Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis" (CD, en: Committee Draft) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden. Dieser Norm-Entwurf enthält eine noch nicht autorisierte deutsche Übersetzung.

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung des CD entsprechend der diesbezüglich durch die IEC erteilten Erlaubnis beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen IEC-Text.

Das internationale Dokument wurde vom IEC/TC 10 "Fluids for electrotechnical applications" der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet und unterliegt dem Copyright der IEC . Das Dokument wurde den nationalen Komitees zur Stellungnahme vorgelegt.

Die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene erarbeiteter Entwurf für eine Internationale Norm zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Umfrage (CDV-Stadium) und Abstimmung als FDIS (en: Final Draft International Standard) bzw. Schluss-Entwurf für eine Europäische Norm gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Da der Abstimmungszeitraum für einen FDIS bzw. Schluss-Entwurf FprEN nur 6 Wochen beträgt, und dann keine sachlichen Stellungnahmen mehr abgegeben werden können, sondern nur noch eine "JA/NEIN"-Entscheidung möglich ist, wobei eine "NEIN"-Entscheidung fundiert begründet werden muss, wird bereits der CD als DIN-Norm-Entwurf veröffentlicht, um die Stellungnahmen aus der Öffentlichkeit frühzeitig berücksichtigen zu können.

Für dieses Dokument ist das nationale Arbeitsgremium DKE/K 182 "Flüssigkeiten und Gase für elektrotechnische Anwendung" der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik in DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von DKE (www.dke.de) und DIN (www.din.de) durch eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf ein Dokument ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils aktuellste Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe des Dokuments.

Der Zusammenhang der zitierten Dokumente mit den entsprechenden deutschen Dokumenten ergibt sich, soweit ein Zusammenhang besteht, grundsätzlich über die Nummer der entsprechenden IEC-Publikation. Beispiel: IEC 60068 ist als EN 60068 als Europäische Norm durch CENELEC übernommen und als DIN EN 60068 ins Deutsche Normenwerk aufgenommen.

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. IEC ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Änderungen

Gegenüber **DIN EN 60599 (VDE 0370-7):2016-10** wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) **Anhang A.5** zu Durchführungen wurde überarbeitet hinsichtlich einer Konsolidierung von **IEC 60599** mit IEC TR 61464 und CIGRE Technical Brochure 771 (2019);
- b) **Anhang A.3** zu speziellen Transformatoren wurde überarbeitet insbesondere zu Transformatoren für Windenergieanlagen hinsichtlich einer Konsolidierung von **IEC 60599** mit der CIGRE Technical Brochure 771 (2019);
- c) Die normativen Verweise wurden aktualisiert.

Inhalt

	Seite
Einleitung	7
1 Anwendungsbereich	8
2 Normative Verweisungen	8
3 Begriffe und Abkürzungen	8
3.1 Begriffe	8
3.2 Abkürzungen	10
3.2.1 Chemische Namen und Symbole	10
3.2.2 Allgemeine Abkürzungen	11
4 Mechanismen der Gasbildung	11
4.1 Zersetzung von Öl	11
4.2 Zersetzung der Zelluloseisolierung	12
4.3 Stray Gassing (Streugasbildung) von Öl	12
4.4 Andere Gasquellen	12
5 Identifizierung von Fehlern	13
5.1 Allgemeines	13
5.2 Zusammensetzung der gelösten Gase	13
5.3 Fehlerarten	13
5.4 Grundlegende Gasquotienten	14
5.5 CO ₂ /CO-Quotient	15
5.6 O ₂ /N ₂ -Quotient	16
5.7 C ₂ H ₂ /H ₂ -Quotient	16
5.8 C ₃ -Kohlenwasserstoffe	16
5.9 Entwicklung von Fehlern	16
5.10 Graphische Darstellungen	17
6 Voraussetzungen zur Berechnung der Quotienten	17
6.1 Prüfung der Ergebnisse von Gas-in-Öl-Analysen	17
6.2 Unsicherheit bei Gasquotienten	18
7 Anwendung auf freie Gase im Gasrelais	18
8 Gaskonzentrationen im Betriebszustand	20
8.1 Wahrscheinlichkeit eines Fehlers im Betriebszustand	20
8.1.1 Allgemeines	20
8.1.2 Berechnungsmethoden	20
8.2 Typische Konzentrationswerte	20
8.2.1 Allgemeines	20
8.2.2 Berechnungsmethoden	21
8.2.3 Auswahl des Normalprozentsatzes	21
8.2.4 Alarmkonzentrationswerte	21
8.3 Gasbildungsraten	21

9	Empfohlene Methode für die Interpretation der Gas-in-Öl-Analyse (Bild 1)	21
10	Ergebnisbericht	22
Anhang A (informativ) Anwendungshinweise für spezielle Geräte		24
A.1	Allgemeiner Warnhinweis.....	24
A.2	Leistungstransformatoren	24
A.2.1	Spezielle Untertypen	24
A.2.2	Typische Fehler.....	24
A.2.3	Identifizierung von Fehlern mittels Gas-in-Öl-Analyse.....	25
A.2.4	Typische Gaskonzentrationen.....	26
A.2.5	Typische Gasbildungsraten.....	26
A.2.6	Spezielle Informationen, die der Untersuchungsbericht der Gas-in-Öl-Analyse enthalten sollten (siehe Abschnitt 10).....	27
A.3	Industrie- und Spezialtransformatoren	27
A.3.1	Spezielle Untertypen	27
A.3.2	Typische Fehler.....	27
A.3.3	Identifizierung von Fehlern mittels Gas-in-Öl-Analyse.....	28
A.3.4	Typische Gaskonzentrationen.....	28
A.4	Messwandler	29
A.4.1	Spezielle Untertypen	29
A.4.2	Typische Fehler.....	29
A.4.3	Identifizierung von Fehlern mittels Gas-in-Öl-Analyse.....	30
A.4.4	Typische Gaskonzentrationen.....	30
A.5	Ölimprägnierte Durchführungen.....	30
A.5.1	Spezielle Untertypen	30
A.5.2	Typische Fehler.....	31
Identifizierung von Fehlern mittels Gas-in-Öl-Analyse		31
A.5.3	Typische Gaskonzentrationen.....	32
A.6	Ölgefüllte Kabel	32
A.6.1	Typische Fehler.....	32
A.6.2	Identifikation von Fehlern mittels Gas-in-Öl-Analyse	33
A.6.3	Typische Gaskonzentrationen.....	33
A.7	Schaltgeräte	33
A.7.1	Spezielle Untertypen	33
A.7.2	Normaler Betrieb	33
A.7.3	Typische Fehler.....	33
A.7.4	Identifizierung von Fehlern mittels Gas-in-Öl-Analyse.....	34
A.8	Mit nicht-mineralischen Flüssigkeiten gefüllte Geräte.....	34
Anhang B (informativ) Graphische Darstellung von Gasquotienten (siehe 5.10)		35
Literaturhinweise		39

Bilder

Bild B.1 – Graphische Darstellung 1 für Gasquotienten (siehe [3])	35
Bild B.2 – Graphische Darstellung 2 für Gasquotienten	36
Bild B.3 – Graphische Darstellung 3 für Gasquotienten – Duval-Dreieck 1 für Transformatoren, Durchführungen und Kabel (siehe [4])	37
Bild B.4 – Graphische Darstellung 4 für Gasquotienten – Duval-Dreieck 2 für OLTC (siehe A.7.2)	38

Tabellen

Tabelle 1 – Interpretationstabelle für Gas-in Öl-Analysen	14
Tabelle 2 – Vereinfachtes Interpretationsschema	15
Tabelle 3 – Ostwald-Löslichkeits-Koeffizienten verschiedener Gase in Isolierölen auf Mineralölbasis	19
Tabelle A.1 – Typische Fehler in Leistungstransformatoren	24
Tabelle A.2 – Bereiche typischer 90 %-Gaskonzentrationen in Leistungstransformatoren, in µl/l	26
Tabelle A.3 – Bereiche typischer 90 %-Gasbildungsraten in Leistungstransformatoren (alle Typen), in µl/l/Jahr	26
Tabelle A.4 – Beispiele typischer 90 %-Gaskonzentrationen einzelner Netze (alle Typen von Transformatoren)	28
Tabelle A.5 – Typische Fehler in Messwandlern	29
Tabelle A.6 – Bereiche typischer 90 %-Gaskonzentrationen in Messwandlern	30
Tabelle A.7 – Maximal zulässige Werte für geschlossene Messwandler	30
Tabelle A.8 – Typische Fehler in Durchführungen	31
Tabelle A.9 – Vereinfachtes Interpretationsschema für Durchführungen	31
Tabelle A.10 – Bereiche typischer 95 %-Gaskonzentrationen für Durchführungen	32
Tabelle A.11 – Bereiche typischer 90 %-Gaskonzentrationen in Kabeln	33
Tabelle A.12 – Typische Fehler in Schaltgeräten	34

Einleitung

Die Analyse gelöster und freier Gase (DGA) (en: Dissolved Gas Analysis) ist eines der am häufigsten angewendeten diagnostischen Hilfsmittel zur Erkennung und Bewertung von Fehlern in mit Isolierflüssigkeit gefüllten elektrischen Geräten. Allerdings ist die Interpretation der Ergebnisse von Gas-in-Öl-Analysen oft sehr aufwändig und komplex und daher grundsätzlich mit großer Sorgfalt unter Einbeziehung von in der Wartung von Isoliersystemen erfahrenem Personal durchzuführen.

Die hier vorliegende Internationale Norm dient als Leitfaden zur Erleichterung dieser Interpretation. Die erste, im Jahr 1978 veröffentlichte Ausgabe, war der Industrie von großem Nutzen, hatte aber ihre Unzulänglichkeiten und Einschränkungen, wie das Fehlen einer Diagnostik in manchen Fällen, das Fehlen von Angaben zu Konzentrationsniveaus und die Tatsache, dass sie hauptsächlich auf Erfahrungen mit Leistungstransformatoren beruhte. In der zweiten Ausgabe wurde der Versuch unternommen, einige dieser Mängel zu beseitigen. Die Interpretationsmodelle basierten nun auf Beobachtungen, die bei Untersuchungen an einer Vielzahl fehlerhafter, ölgefüllter elektrischer Geräte im Betrieb gemacht wurden. Konzentrationsniveaus wurden aus weltweit gesammelten Analyseergebnissen abgeleitet.

1 Anwendungsbereich

Diese Internationale Norm beschreibt, wie die Konzentrationen von gelösten oder freien Gasen interpretiert werden können, um den Zustand im Betrieb befindlicher ölgefüllter elektrischer Geräte zu diagnostizieren und sich daraus ergebende zu künftige Maßnahmen vorzuschlagen.

Diese Norm gilt für mineralölgefüllte elektrische Geräte mit fester Isolation aus Papier auf Zellulosebasis oder basierend auf Pressspan. Angaben für bestimmte Gerätetypen wie Transformatoren (Leistungstransformatoren, Messwandler, Industrie-, Bahn-, Verteiltransformatoren), Drosseln, Durchführungen, Schaltanlagen und ölgefüllte Kabel, sind nur als Anwendungshinweise (siehe [Anhang A](#)) zu betrachten.

Diese Norm darf nur mit besonderer Sorgfalt auf andere Flüssig-Fest-Isoliersysteme angewendet werden.

In jedem Fall sollten die gewonnenen Erkenntnisse nur als eine Anleitung betrachtet werden. Jede sich daraus ergebende Maßnahme sollte erst nach angemessener technischer Beurteilung durchgeführt werden.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente, die in diesem Dokument ganz oder teilweise zitiert werden, sind für die Anwendung dieses Dokuments unverzichtbar. Bei datierten Referenzen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die neueste Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller etwaiger Änderungen).

IEC 60050-191:1990, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 191: Dependability and quality of service* (available at <http://www.electropedia.org>)

IEC 60050-192:2015, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 192: Dependability* (available at <http://www.electropedia.org>)

IEC 60050-212:2010, *International Electrotechnical Vocabulary – Part 212: Electrical insulating solids, liquids and gases* (available at <http://www.electropedia.org>)

IEC 60050-604:1987, *International Electrotechnical Vocabulary – Chapter 604: Generation, transmission and distribution of electricity – Operation* (available at <http://www.electropedia.org>)

IEC 60475, *Method of sampling insulating liquids*

IEC 60567:2011, *Oil-filled electrical equipment – Sampling of gases and analysis of free and dissolved gases – Guidance*

IEC 61198, *Mineral insulating oils – Methods for the determination of 2-furfural and related compounds*

3 Begriffe und Abkürzungen

3.1 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe und Definitionen, wovon einige von IEC 60050-191, IEC 60050-212 und IEC 60050-604 abgeleitet sind.

3.1.1

Fehler

unvorhergesehenes Ereignis oder Defekt eines Betriebsmittels, das zu einem oder mehreren Ausfällen dieses Betriebsmittels oder zugehöriger Einrichtungen führen kann

[QUELLE: IEC 60050-604:1987, 604-02-01]

3.1.2

Fehler ohne Schadenfolge

Fehler, der keine Reparaturen oder Austauschmaßnahmen am Fehlerort erfordert

Anmerkung 1 zum Begriff: Typische Beispiele sind selbstverlöschende Lichtbögen in Schaltgeräten oder allgemeine Überhitzung ohne Papierverkohlung oder Stray Gassing von Öl.

[QUELLE: IEC 60050-604:1987, 604-02-09]

3.1.3

Fehler mit Schadenfolge

Fehler, der Reparaturen oder Austauschmaßnahmen am Fehlerort erfordert

[QUELLE: IEC 60050-604:1987, 604-02-08]

3.1.4

Störungsanlass

den Normalbetrieb beeinträchtigendes Ereignis äußeren oder inneren Ursprungs in einem Betriebsmittel oder im Netz

Anmerkung 1 zum Begriff: Für den Gebrauch dieser Norm beziehen sich „Zwischenfälle“ auf innere Fehler.

Anmerkung 2 zum Begriff: Für den Gebrauch dieser Norm typische Beispiele von „Störung“ sind Gasalarm, Auslösung der Geräteabschaltung oder Leckage des Gerätes.

[QUELLE: IEC 60050-604:1987, 604-02-03]

3.1.5

Ausfall

Verlust der Fähigkeit, wie gefordert zu funktionieren

Anmerkung 1 zum Begriff: Bei elektrischen Geräten ist ein Ausfall auf einen Fehler mit Folgeschaden oder einen Zwischenfall zurückzuführen, der Außerbetriebsetzung, Reparatur oder Austausch des Gerätes erforderlich macht, wie z. B. innerer Defekt, Kesselbruch, Feuer oder Explosion.

[QUELLE: IEC 60050-192:2015, 192-03-01]

3.1.6

elektrischer Fehler

Teilentladung oder zerstörende Entladung durch die Isolierung hindurch

3.1.7

Teilentladung

elektrische Entladung, die die Isolierung zwischen Leitern nur teilweise überbrückt

Anmerkung 1 zum Begriff: Teilentladungen können innerhalb der Isolierung oder angrenzend an einem Leiter auftreten.

Anmerkung 2 zum Begriff: Funkensprühen mit niedriger Energie auf Oberflächen von Isolierstoffen wird oft als Teilentladung beschrieben, sollte aber eher als zerstörende Entladungen niedriger Energie betrachtet werden, da diese aus lokalen dielektrischen Überschlügen mit hoher Ionisationsdichte oder kleinen Lichtbögen gemäß physikalischer Grundsätze resultieren.

Anmerkung 3 zum Begriff: Für den Gebrauch dieser Norm seien die folgenden Annahmen ergänzt:

- Korona ist eine Form der Teilentladung, die in gasförmigen Medien um Leiter herum auftritt, die nicht von fester oder flüssiger Isolierung umgeben sind. Dieser Begriff darf nicht als Sammelbegriff für alle Arten von Teilentladungen verwendet werden.
- Durch Korona-Entladungen kann X-Wachs, ein festes Material aus polymerisierten Molekülfragmenten der umgebenden Isolierflüssigkeit, gebildet werden.

[QUELLE: IEC 60050-212:2010, 212-01-39]

3.1.8

Durchschlag

Auftreten eines Lichtbogens als Folge eines Durchbruchs (Lichtbogendurchschlag)

E DIN EN IEC 60599 (VDE 0370-7):2021-10

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Durchschlag in gasförmigem oder flüssigem Dielektrikum wird im Französischen mit „amorçage“ und im Englischen mit „sparkover“ bezeichnet.

Der Durchschlag längs der Oberfläche eines Dielektrikums in einem gasförmigen oder flüssigen Medium wird im Deutschen mit „Überschlag“, im Französischen mit „contournement“ und im Englischen mit „flashover“ bezeichnet.

Der Durchschlag in festem Dielektrikum wird im Französischen mit „perforation“ und im Englischen mit „puncture“ bezeichnet.

Anmerkung 2 zum Begriff: Entladungen werden oft als Lichtbogen, Durchschlag oder Kurzschluss bezeichnet. Folgende spezielle Ausdrücke werden in einigen Ländern angewendet:

- Kriechwegbildung (fortschreitender Abbau der Oberfläche fester Isolierung durch örtliche Entladungen, die leitende oder teilweise leitende Spuren ausbilden);
- Funkenentladungen, die nach den physikalischen Grundsätzen als örtliche dielektrische Durchschläge hoher Ionisierungsdichte oder kleine Lichtbögen anzusehen sind.

[QUELLE: IEC 60050-604:1987, 604-03-38]

3.1.9

thermischer Fehler

übermäßige Temperaturerhöhung in der Isolierung

Anmerkung 1 zum Begriff: Typische Ursachen sind:

- unzureichende Kühlung;
- überhöhte Ströme, die in anliegenden Metallteilen (als Folge schlechter Kontakte, Wirbelströme, Streuverluste oder Streufluss) zirkulieren;
- durch die Isolierung zirkulierende erhöhte Ströme, die (als Folge hoher dielektrischer Verluste) zu thermischer Aufschaukelung führen;
- Überhitzung innerer Wicklungen oder Anschlussleitungen von Durchführungen;
- Überlast.

3.1.10

typische Werte von Gaskonzentrationen

Gaskonzentrationen, die normalerweise bei sich im Betrieb befindenden Geräten beobachtet werden und keinerlei Anzeichen von Fehlern zeigen. Solche typischen Werte von Gaskonzentrationen werden nur von einem arbiträren Prozentsatz höherer Gasgehalte (zum Beispiel 10 % (siehe 8.2.1)) überschritten.

Anmerkung 1 zum Begriff: Typische Werte werden in unterschiedlichen Gerätetypen und unterschiedlichen Netzen und in Abhängigkeit der Betriebsbedingungen (Auslastung, klimatische Bedingungen usw.) voneinander abweichen.

Anmerkung 2 zum Begriff: In vielen Ländern und von vielen Anwendern werden typische Werte als „Normalwerte“ betrachtet. Dieser Begriff wird hier nicht verwendet, um mögliche Fehlinterpretationen zu vermeiden.

3.2 Abkürzungen

3.2.1 Chemische Namen und Symbole

Name	Symbol
Stickstoff	N ₂
Sauerstoff	O ₂
Wasserstoff	H ₂
Kohlenmonoxid	CO
Kohlendioxid	CO ₂
Methan	CH ₄
Ethan	C ₂ H ₆

Name	Symbol
Ethylen	C_2H_4
Acetylen	C_2H_2

ANMERKUNG Für C_2H_2 wird sowohl Acetylen als auch Ethin verwendet, für C_2H_4 wird sowohl Ethylen als auch Ethen verwendet.

3.2.2 Allgemeine Abkürzungen

D1	Teilentladungen niedriger Energie
D2	Teilentladungen hoher Energie
DGA	Gas-in-Öl-Analyse (en: Dissolved Gas Analysis)
CIGRE	Conseil Internationale des Grands Réseaux Electriques
S	analytische Nachweisgrenze
PD	Teilentladungen
T1	thermischer Fehler, $t < 300\text{ °C}$
T2	thermischer Fehler, $300\text{ °C} < t < 700\text{ °C}$
T3	thermischer Fehler, $t > 700\text{ °C}$
T	thermischer Fehler
D	elektrischer Fehler
TP	thermischer Fehler in Papier
ppm	Millionster Teil (en: parts per million) der Volumenkonzentration von Gas in Öl, Äquivalent zu μl (Gas) je l (Öl). Siehe IEC 60567:2011, 8.7, Anmerkung 1.
OLTC	Laststufenschalter (en: on load tap changer)

4 Mechanismen der Gasbildung

4.1 Zersetzung von Öl

Mineralöle sind ein Gemisch verschiedener Kohlenwasserstoff-Moleküle mit CH_3 -, CH_2 - und CH -Gruppen, die über Kohlenstoff-Kohlenstoff-Bindungen miteinander verknüpft sind. Durch elektrische und thermische Fehler erfolgt eine Spaltung mancher der C-H- und C-C-Bindungen und das führt zur Bildung kleiner, instabiler Fragmente, radikalischer oder ionischer Natur, wie z. B. $H^\bullet$, $CH_3^\bullet$, $CH_2^\bullet$, $CH^\bullet$ oder $C^\bullet$ (neben vielen anderen, auch komplexeren Formen). Diese Fragmente rekombinieren schnell durch komplizierte Reaktionen zu Gasmolekülen wie z. B. Wasserstoff ($H-H$), Methan (CH_3-H), Ethan (CH_3-CH_3), Ethen ($CH_2=CH_2$) oder Ethin ($CH \equiv CH$). C_3 - und C_4 -Kohlenwasserstoffgase sowie feste Kohlenstoffteilchen und Kohlenwasserstoffpolymere (X-Wachs) sind weitere mögliche Rekombinationsprodukte. Die gebildeten Gase lösen sich in Öl oder sammeln sich, bei rascher Bildung großer Mengen, als freie Gase und können mittels Gas-in-Öl-Analyse nach IEC 60567 analysiert werden.

Fehler niedriger Energie, wie z. B. Teilentladungen des kalten Plasmatypes (Korona-Entladungen), begünstigen durch Ionisierungsreaktionen die Spaltung der schwächsten C-H-Bindung (338 kJ/mol) und die Bildung von Wasserstoff als Hauptrekombinationsgas. Größere Energie und/oder höhere Temperaturen sind für die Spaltung der C-C-Bindung und ihre Rekombination zu Gasen mit einer C-C-Einfachbindung (607 kJ/mol), C=C-Doppelbindung (720 kJ/mol) oder $C \equiv C$ -Dreifachbindung (960 kJ/mol) notwendig. Diese Prozesse weisen gewisse Ähnlichkeiten zu Crack-Prozessen in der Erdölindustrie auf.

Die Bildung von Ethylen ist daher gegenüber der von Ethan und Methan bei Temperaturen oberhalb von etwa 500 °C begünstigt (wenn auch unterhalb kleinere Mengen entstehen). Acetylen erfordert Temperaturen von mindestens 800 °C bis 1 200 °C und ein schnelles Absinken zu tieferen Temperaturen, damit es sich als stabiles Rekombinationsprodukt ansammeln kann. Acetylen entsteht in signifikanten Mengen vor allem in

Lichtbögen, wo der leitende Ionenkanal mehrere Tausend Grad Celsius heiß ist und die Schnittstelle mit dem umgebenden flüssigen Öl notwendigerweise unterhalb von 400 °C (oberhalb dieser Temperatur verdampft Öl vollständig) liegt. Dazwischen befindet sich eine Schicht aus Öldampf/Zersetzungsgasen. Acetylen kann in sehr kleinen Mengen auch bei niedrigeren Temperaturen (< 800 °C) gebildet werden. Kohlenstoff-Teilchen entstehen bei 500 °C bis 800 °C und werden tatsächlich nach Lichtbogenentladungen im Öl oder an Stellen sehr hoher Temperatur beobachtet.

Öl kann unter Bildung kleiner Mengen von CO und CO₂ oxidieren. Diese Gase können sich über längere Zeiträume in beträchtlicheren Mengen ansammeln.

4.2 Zersetzung der Zelluloseisolierung

Die Polymerketten der festen Zelluloseisolierung (Papier, Pressspan, Holzblöcke) enthalten eine große Zahl von Anhydroglucose-Ringen mit schwachen C-O-Molekül- und glykosidischen Bindungen. Diese sind thermisch weniger stabil als Kohlenwasserstoffbindungen von Öl und zersetzen sich bei niedrigeren Temperaturen. Eine signifikante Spaltung der Polymerketten erfolgt bei Temperaturen größer als 105 °C. Die vollständige Zersetzung und Karbonisierung tritt bei Temperaturen oberhalb von 300 °C ein (Fehler mit Schaden). Kohlenmonoxid und Kohlendioxid sowie Wasser werden zusammen mit geringen Mengen von Kohlenwasserstoff-Gasen, Furan- und weiteren Komponenten gebildet. Furan-Verbindungen werden gemäß IEC 61198 analysiert und ergänzen die Interpretation von Gas-in-Öl-Analysen um die Aussage, ob Zelluloseisolierung an einem Fehler beteiligt ist oder nicht. Die Bildung von CO und CO₂ steigt nicht nur mit zunehmender Temperatur, sondern auch mit dem Sauerstoffgehalt des Öls und der Feuchte im Papier.

4.3 Stray Gassing (Streugasbildung) von Öl

Stray Gassing von Öl wurde durch CIGRE [6]¹ als Gasbildung bei moderaten Öltemperaturen (< 200 °C) definiert. H₂, CH₄ und C₂H₆ können bei diesen Temperaturen oder als Folge von Öloxidation abhängig von der chemischen Struktur des Öls in allen Betriebsmitteln gebildet werden. Stray Gassing ist ein Fehler ohne Folgeschaden und kann nach Methoden der Referenzen [6] und [12] bewertet werden.

ANMERKUNG In einigen Fällen wurde beobachtet, dass Stray Gassing von Öl bei Anwesenheit von Metallpassivatoren oder anderen Additiven im Öl verstärkt wird.

4.4 Andere Gasquellen

In einigen Fällen können Gase nicht nur als Folge von Fehlern in den Geräten entstehen, sondern auch durch Rosten oder andere chemische Reaktionen, an denen Stahl, unbeschichtete Oberflächen oder Schutzanstriche beteiligt sind.

Wasserstoff kann durch Reaktion von Stahl oder verzinktem Stahl mit Wasser erzeugt werden, solange Sauerstoff in dem angrenzenden Öl verfügbar ist. So wurden in einigen Transformatoren große Mengen von Wasserstoff beobachtet, obwohl diese nie unter Last betrieben wurden. Wasserstoff kann auch durch Reaktion von Wasser mit speziellen Überzügen auf Metalloberflächen oder durch katalytische Reaktion einiger Sorten nichtrostenden Stahls mit Öl, insbesondere mit sauerstoffhaltigem Öl, bei erhöhten Temperaturen gebildet werden. Wasserstoff, Acetylen und andere Gase können auch in neuem rostfreiem Stahl entstehen, während des Fertigungsprozesses absorbiert oder durch Schweißen erzeugt und in der Folge langsam an das Öl abgegeben werden. Innenanstriche von Transformatoren aus Alkyd-Harzen und modifizierten Polyurethanen, die Fettsäuren in ihrer Zubereitung enthalten, können ebenfalls zur Gasbildung führen.

Die Entstehung von Gasen und der Verbrauch von Sauerstoff können bereits einsetzen, wenn Öl dem Sonnenlicht ausgesetzt wird.

Jedoch sind diese Vorgänge sehr ungewöhnlich und können durch Gas-in-Öl-Analysen an neuen Geräten, die nie unter Last waren, sowie durch Materialverträglichkeitsprüfungen nachgewiesen werden. Beispielsweise

¹ Zahlen in eckigen Klammern verweisen auf die Literaturhinweise.

kann die Anwesenheit von Wasserstoff bei gleichzeitiger Abwesenheit von anderen Kohlenwasserstoffgasen ein Hinweis auf ein solches Problem sein.

ANMERKUNG Der Fall, dass sich Gase bereits im Verlauf eines vorangegangenen Fehlers gebildet haben und im Transformator verblieben sind, wird in 5.4 behandelt.

5 Identifizierung von Fehlern

5.1 Allgemeines

Jede noch so geringe Gasbildung während des Betriebs resultiert aus irgendeiner Art von Belastung, auch wenn sie noch so schwach ist, z. B. wie die gewöhnliche Alterung durch Temperatur. Solange jedoch die Gaskonzentration unterhalb typischer Werte liegt, sollte sie nicht als Hinweis auf einen „Fehler“ angesehen werden, sondern als Ergebnis einer „typischen Gasbildung“ (siehe Bild 1). Typische Werte sind für jede Geräteart spezifisch.

5.2 Zusammensetzung der gelösten Gase

Obwohl in Abhängigkeit von der erreichten Temperatur oder von der Energie eines Fehlers (siehe 4.1) die Bildung bestimmter Gase begünstigt ist, entstehen in der Praxis fast immer Gasgemische. Ein Grund ist thermodynamischer Natur: Obwohl ihre Bildung nicht begünstigt ist, werden geringe Mengen von Begleitgasen gebildet. Bestehende thermodynamische Modelle der Erdölindustrie können die Zusammensetzung der Gase nicht genau angeben, da diese ideale Gas-/Temperaturgleichgewichte zugrunde legen, die es in realen Fehlern so nicht gibt. Große Temperaturgefälle treten in der Praxis als Folge der Ölströmung oder Dampfbildung entlang einer heißen Oberfläche auf. Dies gilt insbesondere für Lichtbögen mit hohem Energiedurchsatz, die viel Wärmeenergie in die Schicht aus Öldampf/Zersetzungsgasen überträgt, die sich zwischen dem Lichtbogen und dem Öl befindet. Dies erklärt wahrscheinlich die zunehmende Bildung von Ethylen, das zusätzlich zu Acetylen gebildet wird. Darüber hinaus können bestehende thermodynamische Modelle nicht auf Papier angewendet werden, da Papier bei Temperaturen oberhalb von 300 °C irreversibel in Kohlenstoff übergeht.

5.3 Fehlerarten

Eingehende Untersuchungen von Hunderten fehlerhaften Geräten haben zur Einführung der folgenden übergeordneten Klassen von visuell erkennbaren Fehlern geführt:

- Teilentladungen (PD) des kalten Plasma-(Korona)-Typs als Folge der X-Wachs-Bildung auf der Papierisolierung;
- Entladungen niedriger Energie (D1) in Öl und/oder in Papier, erkennbar an größeren karbonisierten Perforationen durch das Papier (Einstiche), Verkohlung der Papieroberfläche (Kriechwegbildung) oder Kohlenstoffteilchen im Öl (wie bei Betrieb eines Laststufenschalters); ferner erkennbar an Sprühentladungen, die Nadellöcher – nicht leicht zu lokalisierende karbonisierte Perforationen (Einstiche) im Papier – verursachen;
- Entladungen hoher Energie (D2) in Öl und/oder Papier, mit hohem Energiedurchsatz, erkennbar an umfangreichen Zerstörungen und Verkohlung des Papiers, Schmelzen von Metall am Entladungsbereich, umfangreicher Karbonisierung des Öls und in einigen Fällen Abschalten des Gerätes, was den großen Stromdurchsatz bestätigt;
- thermische Fehler in Öl und/oder Papier unterhalb von 300 °C, falls das Papier sich bräunlich verfärbt hat (T1) und oberhalb von 300 °C, falls es verkohlt ist (T2);
- thermische Fehler mit Temperaturen oberhalb von 700 °C (T3), wenn starke Anzeichen einer Karbonisierung des Öls, einer Metallverfärbung (800 °C) oder einer Metallschmelzen (> 1 000 °C) vorliegen.

5.4 Grundlegende Gasquotienten

Jede der sechs übergeordneten Fehlerklassen führt zu einer charakteristischen Zusammensetzung von Kohlenwasserstoffgasen und kann in eine Interpretationstabelle für Gas-in-Öl-Analysen, wie in Tabelle 1 empfohlen, mit Gebrauch der drei Basis-Gasquotienten übertragen werden:

$$\frac{C_2H_2}{C_2H_4} \quad \frac{CH_4}{H_2} \quad \frac{C_2H_4}{C_2H_6}$$

Tabelle 1 kann auf alle Gerätearten in Abhängigkeit von der spezifischen Geräteart mit geringen Unterschieden der Grenzwerte von Gasquotienten angewendet werden.

Tabelle 1 – Interpretationstabelle für Gas-in Öl-Analysen

Fall	Charakteristischer Fehler	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD	Teilentladungen (siehe Anmerkungen 3 und 4)	NS ^a	< 0,1	< 0,2
D1	Entladungen niedriger Energie	> 1	0,1 bis 0,5	> 1
D2	Entladungen hoher Energie	0,6 bis 2,5	0,1 bis 1	> 2
T1	Thermischer Fehler $t < 300$ °C	NS ^a	> 1, aber NS ^a	< 1
T2	Thermischer Fehler 300 °C < $t < 700$ °C	< 0,1	> 1	1 bis 4
T3	Thermischer Fehler $t > 700$ °C	< 0,2 ^b	> 1	> 4

ANMERKUNG 1 In einigen Ländern wird der Quotient C_2H_2/C_2H_6 anstelle von CH_4/H_2 genommen, und auch leicht unterschiedliche Grenzwerte für den Quotienten werden verwendet.

ANMERKUNG 2 Bedingungen für die Berechnung der Gasverhältnisse sind in 6.1 c) angegeben.

ANMERKUNG 3 $CH_4/H_2 < 0,2$ für Teilentladung in Messwandlern. $CH_4/H_2 < 0,07$ für Teilentladungen in Durchführungen.

ANMERKUNG 4 Gaszersetzungsmuster ähnlich denen für Teilentladung wurden als Folge von Stray Gassing berichtet (siehe 4.3).

^a NS = Nicht signifikant bezüglich des Wertes.

^b Ein ansteigender Wert des Gehaltes an C_2H_2 kann ein Hinweis darauf sein, dass die Temperatur der Heistelle grer als 1 000 °C ist.

Typische Beispiele für Fehler in den verschiedenen Typen von Geräten (Leistungstransformatoren, Messwandlern usw.), die den sechs Fällen der Tabelle 1 entsprechen, sind in den Tabellen A.1, A.5, A.8 und A.12 zu finden.

Ein Überschneiden der Fehler D1 und D2 ist in Tabelle 1 zu sehen. Dies bedeutet, dass eine zweifache Zuordnung von D1 oder D2 in einigen Fällen der Ergebnisse von Gas-in-Öl-Analysen gegeben sein muss. Die Unterscheidung zwischen D1 und D2 ist jedoch beibehalten worden, da die Energiemenge der Entladung den potentiellen Schaden an dem Gerät signifikant erhöhen und so unterschiedliche Vorbeugemaßnahmen notwendig machen kann. Tabelle 1 gilt für Transformatoren. Für Schaltgeräte siehe Anhang A.7 und Referenz [8] in den Literaturhinweisen.

ANMERKUNG Kombinationen von Gasquotienten, die sich außerhalb der Bereichsgrenzen von Tabelle 1 befinden und keinem charakteristischen Fehler aus dieser Tabelle zuzuordnen sind, können als Mischfehler oder als ein neuer Fehler auf einem hohen, vorhandenem Gasniveau (siehe 6.1) betrachtet werden.

In diesem Fall liefert Tabelle 1 keine Beurteilung, jedoch können die graphischen Darstellungen aus Anhang B zu einer Entscheidung herangezogen werden, welcher charakteristische Fehler aus Tabelle 1 diesem Fall am nächsten kommt.

Das weniger ausführliche Schema der Tabelle 2 kann in einem solchen Fall ebenfalls verwendet werden. So wird zumindest eine grobe Abgrenzung zwischen Teilentladung (PD), Entladung (D) und thermischem Fehler (T) erhalten.

Tabelle 2 – Vereinfachtes Interpretationsschema

Fall	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
PD		< 0,2	
D	> 0,2		
T	< 0,2		

5.5 CO₂/CO-Quotient

Die Bildung von CO₂ und CO aus Öl-imprägnierter Papierisolierung steigt schnell mit der Temperatur an. Hohe Werte von CO (z. B. 1 000 ppm) und CO₂/CO-Quotienten kleiner als 3 werden bei der Anwesenheit weiterer Fehlgase allgemein als Anzeichen für eine wahrscheinliche Beteiligung von Papier an einem Fehler gedeutet. Eine Verkohlung des Papiers ist nicht auszuschließen.

In geschlossen Transformatoren oder in offenen (frei atmenden) Transformatoren, die mit konstanter Last (z. B. mit geringer Atmung) betrieben werden, kann sich CO im Öl ansammeln. Dies führt dann zu einem Quotienten CO₂/CO kleiner als 3, ohne aber auf Unregelmäßigkeiten oder Fehler hinzudeuten, sofern keine weiteren Gase, wie z. B. H₂ oder Kohlenwasserstoffe, gebildet wurden [7].

Hohe CO₂-Werte (> 10 000 ppm) und hohe CO₂/CO-Quotienten (> 10) können besonders in offenen Transformatoren auf eine geringe Überhitzung (< 160°) von Papier [6, 8] oder Oxidation des Öls hinweisen. Aufgrund unterschiedlicher Löslichkeiten in Öl kann sich CO₂ viel schneller als CO in bei wechselnder Last arbeitenden, offenen Transformatoren ansammeln. Dies und ein Abbau von Papier über einen langen Zeitraum bei niedrigen Temperaturen (< 160 °C) kann zu höheren CO₂/CO-Quotienten in gealterten Geräten führen.

In einigen Fällen erzeugen örtliche Fehler im Papier keine signifikanten Mengen an CO und CO₂ und können nicht anhand dieser Gase erkannt werden (Gleiches gilt auch für Furan-Komponenten).

Eine Beteiligung von Papier an einem Fehler sollte daher nicht nur an die Anwesenheit von CO und CO₂ geknüpft werden, sondern auch durch Nachweis weiterer Gase oder über andere Methoden der Ölanalytik bestätigt werden.

Um zuverlässige CO₂/CDeO-Quotienten im Betriebsmittel zu erhalten, müssen CO₂- und CO-Werte zunächst um mögliche CO₂-Absorption aus atmosphärischer Luft und um die CO₂- und CO-Untergrundwerte (siehe 6.1 und Abschnitt 9) korrigiert werden. Diese stammen aus der Alterung der Zelluloseisolierung, Überhitzung von Holzblöcken und der Langzeitoxidation des Öls (die stark von der Verfügbarkeit von Sauerstoff, infolge von spezifischen Anlage-Baudetails und Betriebsart, beeinflusst wird).

Frei atmende Geräte, die mit ungefähr 9 % bis 10 % Luft gesättigt sind, können bis zu 300 µl/l CO₂ aus der Luft aufweisen. In geschlossenen Geräten ist die Luft üblicherweise ausgegrenzt, kann aber durch ein Leck eintreten und die CO₂-Konzentration sollte proportional zur eingedrungenen Luft sein.

Wird ein übermäßiger Abbau von Papier vermutet, empfiehlt es sich weitergehende Untersuchungen (z. B. von Furan-Komponenten) oder, sofern möglich, die Messung des Polymerisationsgrades von Papierproben durchzuführen.

ANMERKUNG 1 In Geräten mit geringfügigen Mengen an Papier (z. B. den meisten modernen Typen von Laststufenschaltern (OLTC)), können CO und CO₂ mit der Oxidation von Öl unter thermischer Belastung ansteigen. CO₂/CO-Quotienten können sich durchaus von denen in Transformatoren unterscheiden.

ANMERKUNG 2 Hohe CO-Gehalte können auch durch Entladungen hoher Energie nur im Öl gebildet werden.

ANMERKUNG 3 In Stromwandlern und einigen Durchführungstypen wurden Quotienten kleiner 3 beobachtet, ohne dass ein Abbau des Papiers erfolgt ist.

5.6 O₂/N₂-Quotient

Im Öl gelöstes O₂ und N₂ wurde bei frei atmenden Geräten als Folge des Kontaktes mit atmosphärischer Luft über das Ausdehnungsgefäß oder bei geschlossenen Geräten durch Leckage festgestellt. Im Gleichgewicht mit der Luft betragen die im Öl gelösten Konzentrationen etwa 32 000 ppm und 64 000 ppm für O₂ und N₂ respektive [8], und somit beträgt der O₂/N₂-Quotient etwa 0,5.

In Folge der Öl- und/oder Papieroxydation kann dieser Quotient während des Betriebes abnehmen, sofern Sauerstoff schneller verbraucht wird, als er durch Diffusion ersetzt werden kann. Faktoren, wie die Last und das eingesetzte Konservierungssystem können den Quotienten ebenfalls beeinflussen. Mit Ausnahme von abgeschlossenen Systemen werden Quotienten kleiner als 0,3 generell als Hinweis auf einen überhöhten Verbrauch von Sauerstoff betrachtet.

5.7 C₂H₂/H₂-Quotient

In Leistungstransformatoren werden bei Schaltvorgängen des Laststufenschalters Gase erzeugt, die Entladungen niedriger Energie (D1) zuzuordnen sind. Besteht eine Verbindung über Öl oder Gas zwischen dem Laststufenschaltergefäß und dem Hauptkessel oder zwischen den jeweiligen Ausdehnungsgefäßen, können diese Gase das Öl des Hauptkessels kontaminieren und zu falschen Beurteilungen führen. Das Muster dieser Spaltgase im Laststufenschalter-Ölgefäß ist jedoch ganz spezifisch und unterscheidet sich von normalen Entladungen niedriger Energie (D1) im Hauptkessel.

C₂H₂/H₂-Quotienten im Hauptkessel größer als 2 bis 3 werden als ein Hinweis auf Kontaminierung durch den Laststufenschalter gewertet. Dies kann durch den Vergleich der Ergebnisse von Gas-in-Öl-Analysen aus dem Hauptkessel, dem Laststufenschalter und dem Ausdehnungsgefäß bestätigt werden. Werte von Gasquotienten und Ethin-Konzentration sind abhängig von der Anzahl der Schaltungen und dem Weg (durch das Öl oder über den Gasraum), über den die Kontaminierung erfolgt ist.

Wird eine Kontaminierung durch Gase aus dem Lastschalter vermutet, sind die Ergebnisse der Gas-in-Öl-Analysen aus dem Hauptkessel mit Vorsicht zu interpretieren, indem man die Hintergrundkontaminierung durch den Lastschalter abzieht, oder diese als unzuverlässig verwirft.

ANMERKUNG 1 Moderne Laststufenschalter sind so beschaffen, dass keine Kontaminierung des Öls im Hauptkessel erfolgt.

5.8 C₃-Kohlenwasserstoffe

Die hier genannte Interpretationsmethode der Gasanalyse berücksichtigt nur die C₁- und C₂-Kohlenwasserstoffe. Einige angewendete Interpretationsmethoden ziehen auch die Konzentrationen der C₃-Kohlenwasserstoffe heran, und ihre Verfasser sind davon überzeugt, dass durch den Erhalt zusätzlicher Informationen die Beurteilung präzisiert werden kann. Da die C₃-Kohlenwasserstoffe in Öl sehr gut löslich sind, wird ihr Gehalt von einer möglichen Diffusion in die Umgebungsluft praktisch nicht beeinflusst. Aufgrund ihrer guten Löslichkeit gestaltet sich ihre Extraktion aus dem Öl schwierig und das Ergebnis ihrer Analyse kann von der angewendeten Extraktionsmethode stark beeinflusst werden. Erfahrungsgemäß kann in den meisten Fällen eine befriedigende Beurteilung auch ohne Berücksichtigung dieser Kohlenwasserstoffe erfolgen und zur Vereinfachung der Interpretationsmethode wurde auf die C₃-Kohlenwasserstoffe verzichtet.

5.9 Entwicklung von Fehlern

Störungen beginnen oft als Fehler niedriger Energie, die sich dann zu ernsthafteren Fehlern mit höheren Energien entwickeln können und zu Gasalarm, Störung oder Ausfall führen.

Wird ein Fehler in einem frühen Entwicklungsstadium erkannt, kann es von Nutzen sein, nicht nur den Anstieg der Gaskonzentrationen zu untersuchen, sondern auch die mögliche zeitliche Entwicklung hin zu einem gefährlicheren Fehler höherer Energie, der zu einem zum Ausfall führt.

Beispielsweise wurden einige Stromwandler lange Zeit mit sehr hohem Wasserstoffgehalt, als Folge von Teilentladungen, zufriedenstellend betrieben. Allerdings können Teilentladungen die Bildung von X-Wachs hervorrufen. Ist X-Wachs in ausreichender Menge vorhanden, um die Verluste der Papier-Öl-Isolierung zu erhöhen, kann ein thermischer Fehler eintreten, der möglicherweise zu einer thermischen Aufschaukelung und einem Ausfall führen kann.

In weiteren Fällen kann es auch ohne Vorwarnung zu einem sofortigen endgültigen Ausfall kommen.

5.10 Graphische Darstellungen

Graphische Darstellungen von Gasquotienten sind geeignet, eine Entwicklung von Fehlern visuell zu verfolgen. [Anhang B](#) zeigt Beispiele für graphische Darstellungen von Fehlern.

Diese Darstellungen sind auch in solchen Fällen hilfreich, für die keine Beurteilung unter Anwendung von [Tabelle 1](#) erfolgen kann, wenn diese außerhalb der Grenzwerte der Gasquotienten liegen. Unter Verwendung von [Bild B.1](#) oder [Bild B.2](#) kann ein Bereich oder ein Quader, der einem solchen nicht diagnostizierbaren Fall am nächsten liegt, leicht erkannt und mit Umsicht diesem Fall zugeordnet werden. Insbesondere ist [Bild B.3](#) hier hilfreich, da es in solchen Fällen immer zu einer Diagnose führt.

6 Voraussetzungen zur Berechnung der Quotienten

6.1 Prüfung der Ergebnisse von Gas-in-Öl-Analysen

Probenahme und Gas-in-Öl-Analyse sollten in Übereinstimmung mit den Empfehlungen von [IEC 60475](#) und [IEC 60567](#) durchgeführt worden sein.

- Werte von 0 µl/l in einem Bericht der Gas-in-Öl-Analyse oder Werte unterhalb der analytischen Nachweisgrenzen S müssen durch „unterhalb des S-Wertes für dieses Gas“ ersetzt werden (siehe [IEC 60567](#) für empfohlene S-Werte).
- Wenn aufeinanderfolgende Gas-in-Öl-Analysen in relativ kurzen Zeitintervallen (Tage oder Wochen) durchgeführt wurden und dabei uneinheitliche Veränderungen (z. B. starke Abnahme der Konzentrationen) auftreten, sind diese Analysen möglicherweise mit dem Hinweis auf Probleme bei Probenahme oder Analytik zu verwerfen.
- Gasquotienten sind dann aussagekräftig (und sollten auch nur dann berechnet werden), wenn mindestens ein Gas oberhalb der Werte typischer Konzentrationen und typischer Gasbildungsraten liegt (siehe [Abschnitt 9](#)). Dennoch wird empfohlen, sie auch dann zu berechnen, wenn ein oder mehrere Gase ansteigende oder ungewöhnliche Konzentrationen aufzeigen, auch, wenn sie geringer als die typischen Werte sind. Für den Fall, dass die Gaskonzentrationen nicht hoch genug sind, um nach [IEC 60567](#) als ausreichend genau gelten zu können, ist von einer Berechnung der Gasquotienten abzusehen.
- Sofern die Gasquotienten von jenen der vorherigen Analyse abweichen, kann ein neuer Fehler einen älteren oder die normale Alterung überlagern. Um nur die Gasquotienten zu erhalten, die dem neuen Fehler zuzuordnen sind, subtrahiere man die vorhergehenden Ergebnisse von Gas-in-Öl-Analysen von den letzten und berechne die Quotienten erneut. Dies gilt insbesondere für CO und CO₂ (siehe [5.4](#)). Es ist sicherzustellen, dass für den Vergleich von Ergebnissen aus Gas-in-Öl-Analysen die Proben an der gleichen Entnahmestelle und vorzugsweise aus strömendem Öl entnommen worden sind. In die Beurteilung müssen ebenfalls vorangegangene Maßnahmen, wie z. B. Reparatur, Ölentgasung oder -filtration, die den Gasgehalt im Öl beeinflussen können, mit einfließen.

ANMERKUNG Im Falle von frei atmenden Leistungstransformatoren treten Gasverluste sehr langsam durch Diffusion über das Ausdehnungsgefäß oder als Folge von Öl-Ausdehnungs-/Temperaturzyklen auf, so dass die gemessenen Gaswerte geringfügig niedriger als die tatsächlich im Transformator gebildeten sein können. Allerdings gibt es keine Einigung über das Ausmaß der Diffusionsverluste während des Betriebs. Manche betrachten dies als völlig vernachlässigbar, andere halten es für bedeutsam, je nach Art des Gerätes. Typische Werte in frei atmenden und geschlossenen Transformatoren sind sich ziemlich ähnlich und weisen darauf hin, dass entweder die Gasverluste im

offenen Transformator geringer sind als erwartet oder dass die Gasproduktion (wegen der höheren Verfügbarkeit von Sauerstoff) höher ist und durch höhere Gasverluste kompensiert wird. Jedenfalls wurde nicht beobachtet, dass dieser Unterschied eine erhebliche Auswirkung auf die Bestimmung von Fehlern in frei atmenden Transformatoren hat.

6.2 Unsicherheit bei Gasquotienten

Die Unsicherheit der Ergebnisse von Gas-in-Öl-Analysen setzt sich zwangsläufig bei den Gasquotienten fort. Diese können unter Verwendung der Unsicherheit der Ergebnisse von Gas-in-Öl-Analysen nach **IEC 60567** berechnet werden.

Oberhalb des Wertes von $10 \times S$ (S ist die analytische Nachweisgrenze) beträgt die Unsicherheit (Präzision und Genauigkeit) der Ergebnisse von Gas-in-Öl-Analysen $\pm 15\%$. Dies kann auch die Unsicherheit der Gasquotienten beeinflussen. Unterhalb eines Wertes von $10 \times S$ nimmt die Unsicherheit der Ergebnisse von Gas-in-Öl-Analysen schnell auf typische Werte von $\pm 30\%$ bei $5 \times S$ zu.

Bei der Berechnung von Gasquotienten bei niedrigen Gasniveaus (kleiner als $10 \times S$) sollte Umsicht an den Tag gelegt werden, wobei eine mögliche Streuung aufgrund der höheren Unsicherheit zu berücksichtigen ist.

7 Anwendung auf freie Gase im Gasrelais

Während eines Fehlers ist die Geschwindigkeit der Gasproduktion von Gasen aller Art eng an die Geschwindigkeit der Energiefreisetzung gebunden. Daher bewirkt die niedrige Geschwindigkeit der Energiefreisetzung bei Teilentladungen oder bei thermischen Fehlern mit niedrigen Temperaturen, dass sich die Gase langsam entwickeln und mit großer Wahrscheinlichkeit vollständig im Öl lösen. Bei einer höheren Geschwindigkeit der Energiefreisetzung, wie z. B. bei einem Kernfehler mit hoher Temperatur, kann die Gasentstehung so schnell erfolgen, dass Gasblasen entstehen. Normalerweise lösen sich diese teilweise im Öl und tauschen sich mit den bereits gelösten Gasen aus. Ein Teil davon kann das Gasrelais oder Gaspolster erreichen und in einen Gleichgewichtszustand mit den gelösten Gasen treten.

Eine sehr hohe Geschwindigkeit der Energiefreisetzung, die mit einem energiereichen Lichtbogen verbunden ist, verursacht eine schnelle und beträchtliche Entwicklung von Gas (die daraus stammende Druckwelle löst üblicherweise das Schutzelement des Gasrelais aus). Die großen Gasblasen steigen schnell zum Relais auf und tauschen sich nur wenig mit dem gelösten Gas aus, so dass das im Relais gesammelte Gas zunächst weit vom Gleichgewichtszustand mit den im Öl gelösten Gasen entfernt ist. Verweilt dieses Gas jedoch lange im Relais, werden sich einige Bestandteile lösen und so die Zusammensetzung des gesammelten Gases verändern. Acetylen, das in beträchtlichen Mengen bei einem Lichtbogen entsteht, ist sehr gut löslich und ein nennenswertes Beispiel für ein Gas, das sich vergleichsweise schnell lösen und somit zu irreführenden Ergebnissen führen kann.

Im Prinzip kann die Analyse freier Gase aus einem Gasrelais oder einem Gaspolster in gleicher Weise wie die Analyse von in Öl gelösten Gasen bewertet werden. Löst das Schutzelement aus und es sammelt sich Gas in beträchtlichen Mengen an, ist es möglich, dass ein schwerwiegender Fehler aufgetreten ist, und es sollten Gase untersucht werden, um den Fehler zu identifizieren. Falls die Geschwindigkeit der Gasbildung gering ist, lösen sich die gebildeten Gase normalerweise vollständig im Öl. Bei hoher Gasbildung oder Übersättigung des Öles mit Gas steigen die Gasblasen im Öl schnell nach oben und sammeln sich im Relais an. Die schlechter löslichen Gase in diesen Gasblasen (H_2 , CO und CH_4) werden während ihres Aufstiegs keine Zeit haben, sich im Öl zu lösen, und werden daher im oberen Öl im Kessel und im Gasrelais überrepräsentiert sein. Dies führt zu einer fälschlichen Identifizierung eines Fehlers.

Nach einem Buchholz-Alarm wird empfohlen, das Gas aus dem Relais zu sammeln und schnellstmöglich eine Ölprobe sowohl aus dem Relais als auch aus dem Hauptkessel oben und unten zu nehmen. So wird sichergestellt, dass der Alarm tatsächlich aufgrund eines Fehlers im Transformator und nicht aufgrund von Luftansammlung infolge einer Kombination warmer Tage mit plötzlichen Temperaturstürzen in der Nacht oder wegen eines Fehlers in den Ölpumpen aufgetreten ist.

Wo Gas sich langsam angesammelt hat (z. B. als Folge einer Ölkohlebildung an Wählerkontakten oder Kernüberhitzung), ist eine Auswertung der im Öl gelösten Gase aussagekräftiger als die der freien Gase. Diese Untersuchung der im Öl gelösten Gase ist zudem notwendig, um die Gasbildungsgeschwindigkeit zu

bestimmen und damit der bedeutungsvollsten Frage nachzugehen, wie aktiv der Fehler ist. Wird eine Analyse freier Gase durchgeführt, ist es notwendig, die Konzentrationen der einzelnen Gase im freien Zustand unter Anwendung von Tabelle 3 in die entsprechenden Konzentrationen im gelösten Zustand zu überführen, bevor die Methode der Gasquotienten nach [Tabelle 1](#) angewendet wird, um diese Konzentrationen mit den Konzentrationen der im Öl gelösten Gase aus Relais und Hauptkessel vergleichen zu können.

Unter Anwendung der oben dargelegten Grundsätze kann der Vergleich der tatsächlichen Konzentrationen im Öl mit den entsprechenden Konzentrationen im freien Gas verwertbare Informationen darüber geben, inwieweit Gasblasen durch das Öl aufgestiegen sind, und daraus Informationen über die Geschwindigkeit der Gasentwicklung liefern.

Die Berechnung der Konzentration der gelösten Gase aus den entsprechenden Konzentrationen der freien Gase wird durch Anwendung des Ostwald-Koeffizienten für jedes einzelne Gas durchgeführt. Für ein einzelnes Gas ist der Ostwald-Koeffizient k definiert als

$$k = \frac{\text{Gaskonzentration in der flüssigen Phase}}{\text{Gaskonzentration in der Gasphase}}$$

mit den Konzentrationen in Mikroliter je Liter.

Tabelle 3 enthält die Ostwald-Koeffizienten für die Löslichkeit von verschiedenen Gasen in Mineralöl, wie in [IEC 60567:2011, Tabelle A.1](#), angegeben.

**Tabelle 3 – Ostwald-Löslichkeits-Koeffizienten verschiedener Gase
in Isolierölen auf Mineralölbasis**

Gas	k bei 25 °C
N ₂	0,091
O ₂	0,172
H ₂	0,056
CO	0,132
CO ₂	1,09
CH ₄	0,429
C ₂ H ₆	2,82
C ₂ H ₄	1,84
C ₂ H ₂	1,24

Die Werte in dieser Tabelle repräsentieren Mittelwerte ermittelt für einige der gebräuchlichen Sorten von Transformatorenölen auf Mineralölbasis. Tatsächliche Werte können von diesen Daten leicht abweichen. Dennoch können die oben angegebenen Werte verwendet werden, ohne die Schlussfolgerungen, die aus den errechneten Prüfergebnissen gezogen wurden, zu beeinflussen.

Der Ostwald-Koeffizient ist unabhängig vom tatsächlichen Partialdruck des betreffenden Gases. Es wird angenommen, dass Gas- und Flüssigphase die gleiche Temperatur haben. Dies ist selten der Fall, aber der Fehler, der durch diesen Unterschied entsteht, setzt die erlangten Schlussfolgerungen nicht außer Kraft.

Für den Fall, dass nur freies Gas in dem Relais untersucht wird, kann der Gasgehalt im Öl des Relais im Gleichgewichtszustand unter Verwendung der obigen Gleichung und der Ostwald-Löslichkeitskoeffizienten k aus Tabelle 3 für jedes einzelne Gas berechnet werden.

Wenn sich in dem Relais Gas sammelt, sind die freien Gase diesem schnellstmöglich zu entnehmen und zu untersuchen, in Gasgehalte für Öl im Relais unter Verwendung von k umzurechnen und dann mit den Gasgehalten des Öles im Hauptkessel zu vergleichen. Sind die Ergebnisse vergleichbar, bedeutet dies, dass das Gleichgewicht erreicht und sich das Gas langsam angesammelt hat. Wenn die Ergebnisse nicht vergleichbar sind, zeigt dies, dass das Gleichgewicht nicht erreicht und sich das Gas schnell angesammelt hat.

8 Gaskonzentrationen im Betriebszustand

8.1 Wahrscheinlichkeit eines Fehlers im Betriebszustand

8.1.1 Allgemeines

Die Wahrscheinlichkeit oder Gefahr, einen Vorfall oder eine Störung im Betrieb zu haben, ist an Gaskonzentrationen und Gasbildungsraten gekoppelt [8].

Unterhalb gewisser Konzentrationsniveaus (bezeichnet als typische Werte oder Normalwerte) ist die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einem Ausfall kommt, gering (üblicherweise 10 % nach CIGRE [6], bei Probennahme aus dem Öl). Ein Gerät wird dann als unkritisch betrachtet, obwohl ein Ausfall trotz dieses geringen Niveaus nicht ganz ausgeschlossen werden kann, wohl aber sehr unwahrscheinlich ist. Eine erste grobe Unterscheidung zwischen unkritischer Analyse und einer solchen mit Verdachtsmomenten kann daher durch Berechnung typischer Werte für dieses Gerät erreicht werden.

Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Ausfall eintritt, steigt deutlich bei Werten, die erheblich oberhalb der typischen Konzentrationsniveaus liegen. Diese Situation wird dann als kritisch betrachtet, obwohl ein Ausfall bei diesen hohen Werten nicht zwingend eintreten muss, jedoch das Risiko eines Ausfalls hoch bleibt. Zur Ermittlung solcher Ausfälle, siehe [9] der Literaturhinweise.

8.1.2 Berechnungsmethoden

Energieversorgungsunternehmen mit umfangreichen Datenbanken für Gas-in-Öl-Analysen und Gerätewartung sind in der Lage, die Wahrscheinlichkeit eines Fehlers im Betriebszustand für einen gegebenen Gerätetyp und ein gegebenes Konzentrationsniveau eines Gases zu berechnen. Dies kann erreicht werden, indem man die Anzahl der Gas-in-Öl-Analysen, die tatsächlich zu einem Fehler oder Vorfall im Betrieb (Gasalarm, Fehler, Reparatur, Ausfall usw.) führten, ermittelt, und mit der Gesamtzahl der Gas-in-Öl-Analysen vergleicht, die für diesen Gerätetyp bei diesem Gaskonzentrationsniveau vorliegen.

Es ist eine große Anzahl von Analysen notwendig, um zuverlässige Werte für die Ausfallwahrscheinlichkeit zu erhalten. Die Kenntnis dieser Werte jedoch ist hilfreich, um für ein gegebenes Netz und einen Gerätetyp den geeignetsten Normalprozentsatz auszuwählen (siehe 8.2.3). Werte vor Eintreten eines Fehlers (en: pre-failure values) wurden von CIGRE [6] [8] vorgeschlagen, oberhalb derer die Wahrscheinlichkeit eines Fehlers sehr schnell zunimmt.

8.2 Typische Konzentrationswerte

8.2.1 Allgemeines

Typische Konzentrationswerte sind diejenigen akzeptablen Gasmengen, die nur von einem beliebigen geringen Prozentsatz mit höheren Gasgehalten überschritten wird, zum Beispiel 10 %. Typische Konzentrationswerte werden in einem solchen Fall als die typischen 90 %-Werte bezeichnet. Dies erlaubt, die Wartungsarbeiten auf die 10 % der Transformatoren mit dem höchsten Risiko zu konzentrieren.

Typische Konzentrationswerte werden jedoch vorzugsweise als grundlegende Leitlinien zur Entscheidungsfindung betrachtet, sofern noch keine anderen Erfahrungen vorliegen. Sie sollen nicht zur Feststellung, ob ein Fehler in einem Gerät vorliegt oder nicht, verwendet werden. Sie sollten als Werte betrachtet werden, oberhalb derer die Geschwindigkeit der Gasbildung die Erkennung eines möglichen Fehlers erlauben kann.

Typische Konzentrationswerte werden von einer Reihe von Faktoren beeinflusst, hauptsächlich dem Zeitraum seit Inbetriebnahme, der Art der Geräte und der Natur des Fehlers (elektrischer oder thermischer). Für Leistungstransformatoren sind die Art des Ölschutzes, Lastfaktor und Betriebsart weitere Einflussfaktoren.

Typische Konzentrationswerte können wie folgt berechnet werden und sollten von den Betreibern für die jeweiligen Gerätearten angelegt werden.

8.2.2 Berechnungsmethoden

Die einfachste Berechnungsmethode besteht aus der Sammlung aller Ergebnisse von Gas-in-Öl-Analysen für einen bestimmten Gerätetyp. Für jedes zu betrachtende charakteristische Gas wird die kumulierte Anzahl derjenigen Gas-in-Öl-Analysen berechnet, bei denen die Gaskonzentration unterhalb eines gegebenen Wertes liegt, und dann als Funktion der Gaskonzentration graphisch aufgetragen. Aus der Kurve ergibt sich die Gaskonzentration für einen gegebenen Prozentsatz (zum Beispiel 90 %) der gesamten, kumulierten Analysenanzahl als „typischer 90 %-Konzentrationswert“ für dieses Gas und diesen Gerätetyp.

8.2.3 Auswahl des Normalprozentsatzes

Die meisten der weltweiten Organisationen (IEC, IEEE) verwenden einen Normalprozentsatz von 90 % für typische Werte. Jedoch können auch andere Prozentsätze verwendet werden.

Stehen keine passenden Datenbanken zur Berechnung der typischen Werte zur Verfügung, können Betreiber als ersten Schritt die Werte übernehmen, die bei anderen Netzen beobachtet wurden. Sie sind in den Anwendungshinweisen angegeben. Diese Werte zeigen, dass die typischen Werte für Messwandler und Durchführungen im Allgemeinen niedriger sind als die für Leistungstransformatoren, insbesondere bei undichtem Laststufenschalter.

8.2.4 Alarmkonzentrationswerte

Alarmkonzentrationswerte sind solche Konzentrationswerte, oberhalb derer die Wahrscheinlichkeit eines Vorfalles ausreichend hoch ist, um dringend fachmännische Entscheidungen und/oder Handlungen zu fordern. Solche „kurz vor Eintreten eines Fehlers“-Konzentrationswerte wurden daher von CIGRE [8] vorgeschlagen, und in jüngster Zeit auch in Abhängigkeit von Art und Ort der Fehler [10].

Alarmkonzentrationswerte sollten durch Betreiber, Hersteller oder unabhängige Experten festgelegt werden. Diese Werte sollten auf bestehenden Erfahrungen mit ähnlichen Geräten (Spannung, Typ, Hersteller, Lastspiel, Alter usw.) beruhen.

8.3 Gasbildungsraten

Sofern seit der letzten Analyse kein Anstieg der Gaskonzentration beobachtet wurde, ist es möglich, dass der Fehler verschwunden ist (oder im Falle von Luft atmenden Geräten ein nur noch sehr kleiner Fehler vorhanden ist, der durch die Diffusionsverluste im Ausdehnungsgefäß kompensiert wird, siehe 6.1).

Was als typische oder Alarm-Gasbildungsrate angesehen werden sollte, hängt sehr stark vom Gerätetyp und -alter, Art des erkannten Fehlers, Art der Atmung und Lastmuster und des beteiligten Volumens der Isolierung ab. Letztendlich sollten Gasbildungsraten durch den Betreiber der Geräte, den Hersteller und/oder andere Experten festgelegt werden.

Typische Gasbildungsraten können analog zu typischen Gaskonzentrationen berechnet werden und sind in [Tabelle A.3](#) angegeben. Bildungsraten vor Eintreten eines Fehlers wurden ebenso von CIGRE [8] vorgeschlagen.

Online-Gasdetektoren, einschließlich solcher für Wasserstoff, können besonders gut geeignet sein, untypische Gasanstiegsraten zu erkennen, die innerhalb von Minuten, Stunden oder Wochen auftreten. Solche Anstiegsraten sind im Allgemeinen nicht mit der normalen Ölprobenahme in Intervallen von Monaten oder Jahren zu erfassen [9]. Werden jedoch solche Anstiege mit einem Gasdetektor erkannt, muss eine vollständige Gas-in-Öl-Analyse im Labor durchgeführt werden, um das Ergebnis der Online-Gasdetektoren zu bestätigen.

9 Empfohlene Methode für die Interpretation der Gas-in-Öl-Analyse ([Bild 1](#))

Die Interpretation soll wie folgt durchgeführt werden:

- Verwirf oder korrigiere widersprüchliche Werte der Gas-in-Öl-Analyse (siehe 6.1). Berechne die Gasbildungsrate seit der letzten Analyse unter Berücksichtigung der Genauigkeit der Ergebnisse der Gas-in-Öl-Analyse.

Sofern alle Gase unterhalb der typischen Gaskonzentrationen und typischen Gasbildungsraten liegen, kennzeichne sie als „typische Gas-in-Öl-Analyse/voll funktionsfähiges Gerät“.

Sofern mindestens ein Wert oberhalb der typischen Gaskonzentration und der typischen Gasbildungsrate liegt, berechne die Gasquotienten und identifiziere den Fehler mit Hilfe von [Tabelle 1](#) (siehe [5.4](#)). Überprüfe die Möglichkeit einer fehlerhaften Diagnose (siehe [4.3](#)).

Subtrahiere gegebenenfalls die letzten Werte von den aktuellen Werten, bevor die Quotienten berechnet werden. Dies gilt besonders für CO und CO₂ (siehe [6.1](#)).

Sofern die Werte der Gas-in-Öl-Analyse über den typischen Werten, aber unterhalb $10 \times S$ (S = analytische Nachweisgrenze) liegen: siehe [6.2](#).

- b) Stelle fest, ob Gaskonzentrationen und Gasbildungsraten oberhalb der Alarmgrenzwerte liegen. Prüfe, ob sich ein Fehler in Richtung Ausfall entwickelt (siehe [5.9](#)). Bestimme, ob Zellulose am Fehler beteiligt ist (siehe [4.2](#) und [5.5](#)).
- c) Ergreife geeignete Maßnahmen nach bester ingenieurmäßiger Beurteilung und/oder unter Zuhilfenahme von [Bild 1](#).

Es wird empfohlen,

- 1) das Probenahme-Intervall zu verkürzen (vierteljährlich, monatlich oder anderes), wenn die Gaskonzentrationen und Gasbildungsraten die typischen Werte überschreiten,
- 2) ergänzende Prüfungen (akustisch, elektrisch, Infrarot) in Betracht zu ziehen oder die Last zu reduzieren,
- 3) zu erwägen, den Transformator für eine Inspektion oder Reparatur vom Netz zu nehmen, abhängig von den Ergebnissen der ergänzenden und anderer Prüfungen sowie dem Ratschlag von Transformator-Experten,
- 4) sofortiges Handeln zu erwägen, wenn die Gaskonzentrationen und Gasbildungsraten die Alarmgrenzwerte überschreiten.

10 Ergebnisbericht

Der Bericht sollte dem betrachteten speziellen Gerätetyp angepasst sein.

Die Interpretation der Werte von Gas-in-Öl-Analysen sollte Folgendes enthalten, wenn verfügbar:

- a) Analysenbericht, einschließlich S-Werte, verwendete Analysemethode (siehe [IEC 60567:2011, Tabelle A.1](#)) sowie Datum der Analyse;
ANMERKUNG Werte von 0 µl/l oder unterhalb der S-Werte sollen im Bericht durch „unterhalb des S-Wertes für dieses Gas“ ersetzt werden.
- b) spezifische Informationen über das untersuchte Gerät, wie z. B.:
 - 1) Datum der Inbetriebnahme, Systemspannung, Gerätetyp (z. B. Leistungstransformator oder Messwandler), Bemessungsleistung;
 - 2) spezielle Gegebenheiten (z. B. geschlossenes oder offenes System, Laststufenschaltertyp (siehe [A.2.1](#)));
 - 3) Ölvolumen;
 - 4) Datum der Öl- bzw. Gasprobenahme;
 - 5) Ort der Öl- bzw. Gasprobenahme;
- c) besondere Vorgänge oder Störungen unmittelbar vor der Öl- bzw. Gasprobenahme, z. B. Abschaltung, Gasalarm, Entgasung, Reparatur, Ausfall;
- d) vorhergehende Werte der Gas-in-Öl-Analyse des Gerätes;
- e) Angabe typischer Werte von Gas-in-Öl-Analyse für dieses spezielle Gerät, sofern bekannt;
- f) Angabe von „typische Gas-in-Öl-Analyse/voll funktionsfähiges Gerät“ oder „Fehlerfall“;
- g) bei „Fehlerfall“: Identifizierung des Fehlers nach [Tabelle 1](#) (siehe [5.4](#)) unter Verwendung der berechneten Gasquotienten;

- h) Angabe, ob Zellulose beteiligt ist oder nicht, unter Verwendung des CO_2/CO -Quotienten oder anderer Methoden (siehe 5.5);
- i) empfohlene Maßnahmen (siehe 9 c)).

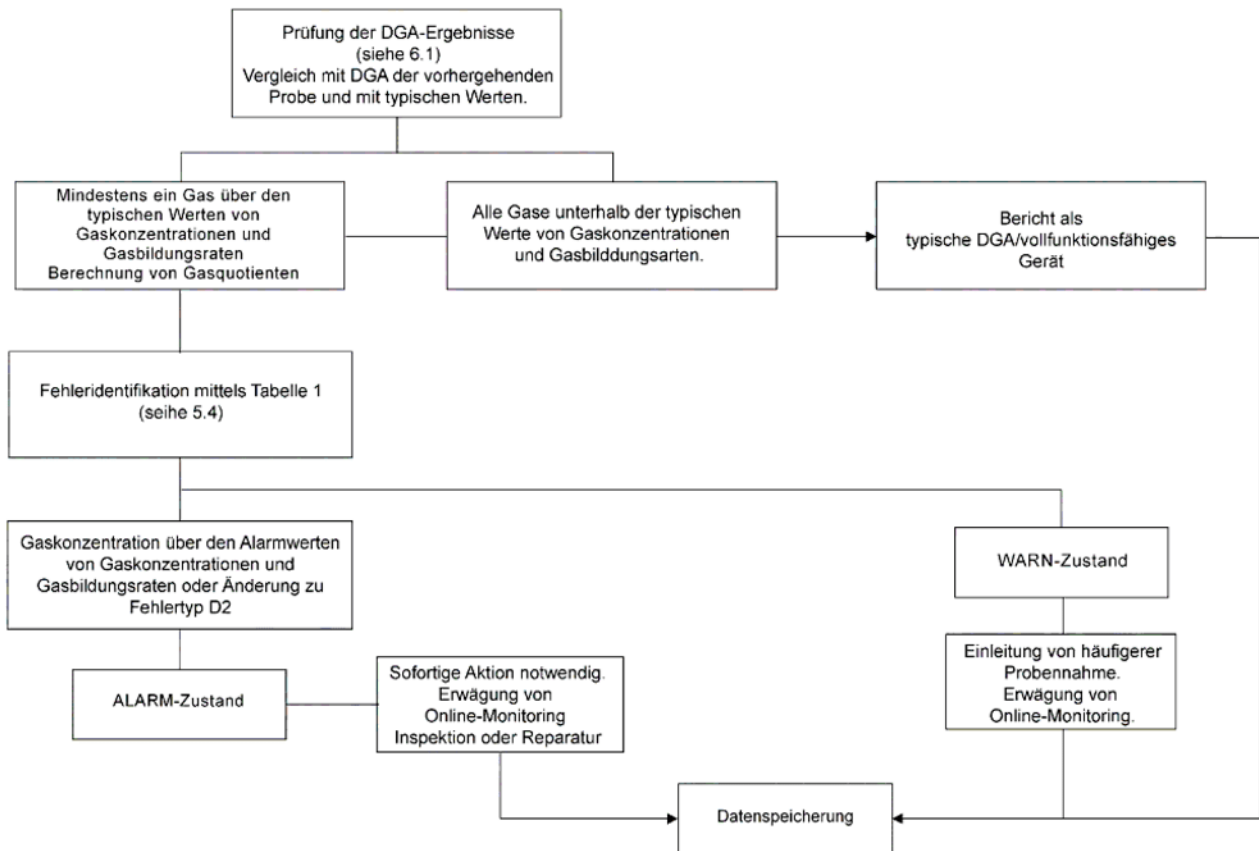


Bild 1 – Flussdiagramm

Anhang A (informativ)

Anwendungshinweise für spezielle Geräte

A.1 Allgemeiner Warnhinweis

Die Festlegung von „Grenzwerten“ für Gaskonzentrationen und Gasbildungsraten im Betrieb obliegen nicht der Verantwortung des TC 10, sondern der IEC-Geräte-Komitees.

Die in den folgenden Anwendungshinweisen genannten „typischen Werte“ **sind keine Grenzwerte**. Sie dienen nur als Information für Wartung und Prognose. Für einen bestimmten Bestand an Transformatoren zeigen sie zum Beispiel an, dass 90 % der gemessenen Werte von Gas-in-Öl-Analysen im Betrieb unterhalb der typischen 90 %-Werte und 10 % darüber liegen. Sofern die typischen Werte überschritten werden, wird in dieser Norm nur empfohlen, die Häufigkeit der Gas-in-Öl-Analysen zu erhöhen.

Die typischen Werte hängen von verschiedenen Parametern ab (Alter, Art und Hersteller des Gerätes, Betriebs- und Lastbedingungen, Klima usw.) und sind in verschiedenen elektrischen Netzen nie exakt gleich. In den folgenden Anwendungshinweisen werden deshalb typische Wertebereiche angegeben, die die weltweit beobachteten und durch IEC und CIGRE überprüften unterschiedlichen individuellen Werte umfassen.

Netzbetreiber werden dazu angehalten, typische Werte passend zu ihrem jeweiligen Bestand an Transformatoren zu berechnen, indem sie Daten von Gas-in-Öl-Analysen verwenden, die den in [IEC 60567](#) genannten Anforderungen an die Genauigkeit genügen. Dabei sollen die in [Abschnitt 8](#) und in [\[6\]](#) beschriebenen Methoden angewandt werden.

Die Wertebereiche typischer Werte, die in diesen Anwendungshinweisen gegeben werden, sollten nur als Richtwerte verwendet werden, wenn keine individuellen Werte verfügbar sind, und sie sollten ohne gesonderte Vereinbarung zwischen dem Anwender und dem Hersteller des Gerätes nicht verbindlich verwendet werden.

A.2 Leistungstransformatoren

A.2.1 Spezielle Untertypen

Spezielle Untertypen von Leistungstransformatoren sind wie folgt:

- Luft atmend (offenes Ausdehnungsgefäß);
- geschlossen oder mit Stickstoffpolster;
- Netzkupplentransformator versus Maschinentransformator;
- keine Verbindung zwischen Laststufenschalter-Öl und dem Öl im Hauptkessel versus einer möglichen Verbindung;
- Kern- oder Manteltyp;
- Drosseln.

A.2.2 Typische Fehler

Siehe Tabelle A.1.

Tabelle A.1 – Typische Fehler in Leistungstransformatoren

Art	Fehler	Beispiele
PD	Teilentladungen	Entladungen in gasgefüllten Hohlräumen, entstanden aus ungenügender Imprägnierung, hoher Papierfeuchte, Übersättigung des Öls oder Kavitation, die zu X-Wachs-Bildung führen