

	DIN IEC 60422 (VDE 0370-2)	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 „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	VDE
ICS 29.040.10	Einsprüche bis 2010-10-31 Vorgesehen als Ersatz für DIN EN 60422 (VDE 0370-2):2007-02 Entwurf	
Isolieröle auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln – Anleitung zur Überwachung und Wartung (IEC 10/805/CD:2010)		
Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance (IEC 10/805/CD:2010)		
Huiles minérales isolantes dans les matériels électriques – Lignes directrices pour la maintenance et la surveillance (CEI 10/805/CD:2010)		
Anwendungswarnvermerk		
Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2010-08-09 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.		
Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfes besonders zu vereinbaren.		
Stellungnahmen werden erbeten		
– vorzugsweise als Datei per E-Mail an dke@vde.com in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden – oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.		
Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevante Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.		
Gesamtumfang 91 Seiten		
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE		

Beginn der Gültigkeit

Diese Norm gilt ab ...

Inhalt

	Seite
Nationales Vorwort	5
Allgemeiner Sicherheitshinweis	9
Umwelt	9
1 Einleitung	10
2 Anwendungsbereich	10
3 Normative Verweisungen	11
4 Begriffe	12
5 Eigenschaften und Alterung/Abbau des Öles.....	13
6 Ölprüfungen und ihre Bedeutung	13
6.1 Allgemeines	13
6.2 Farbe und Aussehen	14
6.3 Durchschlagsspannung	14
6.4 Wassergehalt.....	15
6.4.1 Allgemeines	15
6.4.2 Wasser in Öl	15
6.4.3 Wassergehalt im Öl/Papier-System	17
6.4.4 Interpretation der Ergebnisse	17
6.5 Azidität	17
6.6 Permittivitäts-Verlustfaktor (DDF = Dielectric Dissipation Factor) und spezifischer Widerstand.....	18
6.7 Inhibitorgehalt und Oxidationsstabilität.....	20
6.7.1 Oxidationsstabilität	20
6.7.2 Überwachung nicht inhibierter Öle	20
6.7.3 Überwachung inhibierter Öle	20
6.7.4 Prüfverfahren der Oxidationsstabilität	21
6.8 Feste Fremdstoffe und Schlamm	21
6.9 Grenzflächenspannung (IFT).....	21
6.10 Partikelzählung	21
6.11 Flammpunkt.....	22
6.12 Mischbarkeit/Kompatibilität von Isolierölen	22
6.13 Pourpoint	23
6.14 Dichte.....	23
6.15 Viskosität	23
6.16 Polychlorierte Biphenyle (PCBs)	23
6.17 Korrosiver Schwefel.....	23

	Seite
6.18 Dibenzyl-Disulfid (DBDS)	24
6.19 Passivator	24
7 Ölprobenahme aus Betriebsmitteln	25
8 Kategorien der Geräte	25
9 Bewertung von Isolieröl auf Mineralölbasis in neuen Betriebsmitteln	26
10 Bewertung des Öles im Betrieb	27
10.1 Häufigkeit der Untersuchung der Öle im Betrieb	27
10.2 Prüfverfahren	29
10.2.1 Allgemeines	29
10.2.2 Felduntersuchungen	29
10.2.3 Laboruntersuchungen	29
10.3 Klassifizierung des Zustandes von Betriebsölen	29
10.4 Korrekturmaßnahmen	30
11 Handhabung und Lagerung	36
12 Aufbereitung	37
12.1 Rekonditionierung	37
12.1.1 Allgemeines	38
12.1.2 Reinigungsgeräte	39
12.1.3 Anwendung auf elektrische Betriebsmittel	40
12.2 Regenerierung	40
12.2.1 Regenerierung mittels Durchleitung	41
12.2.2 Regenerierung mittels Kontakt	41
12.2.3 Erneuerung von Additiven	42
12.3 Reinigung von Ölen, die PCB enthalten	42
12.3.1 Dehalogenierungsverfahren mit Natrium und Lithiumderivaten	42
12.3.2 Dehalogenierungsverfahren mit Polyethylenglykol und Kaliumhydroxid (KPEG)	42
12.3.3 Dehalogenierung im Betriebsmodus bei geschlossenem Kreislauf	42
13 Ölwechsel in elektrischen Betriebsmitteln	43
13.1 Ölwechsel in Transformatoren mit einer Nennspannung unter 72,5 kV und in Schalteranlagen und zugehörigen Betriebsmitteln	43
13.2 Ölwechsel in Transformatoren mit einer Nennspannung von 72,5 kV und darüber	43
13.3 Ölwechsel in mit PCB verunreinigten Transformatoren	43
14 Passivierung	43
Literaturhinweise	44
Anhang A (informativ) Bewertung von Wasser in Öl und in der Isolierung	45
Probenahmetemperatur von 20 °C oder darüber	45
Anhang B (informativ) Partikel	47
Anhang C (informativ) Prüfverfahren zur Bestimmung von Festpartikeln und Schlamm	48
C.1 Festpartikelbestimmung	48

	Seite
C.2 Schlammbestimmung	48
Bilder	
Bild 1 – Beispiel für die Änderung des Sättigungsgehalts von Wasser in Isolieröl nach IEC 60296 in Abhängigkeit von Öltemperatur und Azidität	16
Bild 3 – Beispiel der Änderung des spezifischen Widerstandes von Isolierölen mit der Temperatur	19
Bild 2 – Typische Korrekturfaktoren.....	45
Tabellen	
Tabelle 1 – Prüfverfahren für Isolieröle auf Mineralölbasis	14
Tabelle 3 – Kategorien der Geräte	25
Tabelle 4 – Empfohlene Grenzwerte für Isolieröle auf Mineralölbasis nach Einfüllung in neue elektrische Betriebsmittel vor der Inbetriebnahme	26
Tabelle 5 – Empfohlene Häufigkeit der Untersuchungen ⁽¹⁾	28
Tabelle 6 – Durchführung und Bewertung der Untersuchungen	31
Tabelle 7 – Korrekturmaßnahmen	36
Tabelle 8 – Bedingungen für die Aufbereitung inhibierter und/oder passivierter Isolieröle auf Mineralölbasis.....	38
Tabelle 9 – Richtlinien für die Deutung der Werte der prozentualen Sättigung	46
Tabelle 10 – Beispiele von Verunreinigungsgehalten [Partikel], die im Isolieröl von Leistungstransformatoren unter Verwendung von IEC 60970 gemessen wurden.....	47

Nationales Vorwort

Das internationale Dokument IEC 10/805/CD:2010 „Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance“ (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 beigefügt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen IEC-Text.

Das internationale Dokument wurde vom TC 10 „Fluids for electrotechnical applications“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet und den nationalen Komitees zur Stellungnahme vorgelegt.

Die 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 prEN nur 2 Monate 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 diesen Norm-Entwurf ist das nationale Arbeitsgremium K 182 „Flüssigkeiten und Gase für elektrotechnische Anwendung“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Änderungen

Gegenüber DIN EN 60422 (VDE 0370-2):2007-02 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) einzelne Begriffe wurden überarbeitet;
- b) zusätzliche Prüfungen wurden eingeführt;
- c) einzelne Prüfungen wurden grundlegend überarbeitet;
- c) die Interpretation der Ergebnisse wurde überarbeitet;
- d) Erklärungen wurden zum Teil ausführlicher und verständlicher formuliert.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Normen

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

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

Eine Information über den Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ist in Tabelle NA.1 wiedergegeben.

Tabelle NA.1

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
EN 60156:1995	IEC 60156:1995	DIN EN 60156 (VDE 0370-5):1996-03	VDE 0370-5
EN 60247:2004	IEC 60247:2004	DIN EN 60247 (VDE 0380-2):2005-01	VDE 0380-2
EN 60296:2004 + Cor.:2004	IEC 60296:2003	DIN EN 60296 (VDE 0370-1):2005-01	VDE 0370-1
—	IEC 60354:1991 ^{N1)}	—	—
—	IEC 60475:1974	DIN VDE 0370-3 DIN IEC 60475 (VDE 0370-3):1980-02	VDE 0370-3
EN 60567:2005	IEC 60567:2005	DIN EN 60567 (VDE 0370-9):2006-05	VDE 0370-9
EN 60599:1999 + A1:2007	IEC 60599:1999 + A1:2007	DIN EN 60599 (VDE 0370-7):2008-02	VDE 0370-7
—	IEC 60666	^{N2)}	—
EN 60814:1997	IEC 60814:1997	DIN EN 60814 (VDE 0370-20):1999-03	VDE 0370-20
EN 60970:2007 + Cor.:2008	IEC 60970:2007	DIN EN 60970 (VDE 0370-14):2008-05	VDE 0370-14
EN 61125:1993 + A1:2004	IEC 61125:1992 + A1:2004	DIN EN 61125 (VDE 0380-4):2005-03	VDE 0380-4
EN 61198:1994	IEC 61198:1993	DIN EN 61198 (VDE 0380-6):1995-03	VDE 0380-6
EN 61619:1997	IEC 61619:1997	DIN EN 61619 (VDE 0371-8):1998-02	VDE 0371-8

^{N1)} Nationale Fußnote: Zurückgezogen 2005-12.

^{N2)} Nationale Fußnote: Norm ist in Vorbereitung.

Tabelle NA.1 (fortgesetzt)

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
EN 62021-1:2003	IEC 62021-1:2003	DIN EN 62021-1 (VDE 0370-31):2004-06	VDE 0370-31
EN 62021-2:2007	IEC 62021-2:2007	DIN EN 62021-2 (VDE 0370-32):2008-04	VDE 0370-32
EN 62535:2009	IEC 62535:2008	DIN EN 62535 (VDE 0370-33):2009-09	VDE 0370-33
–	ISO 2049:1996	DIN ISO 2049:2001-06	–
EN ISO 2719:2002	ISO 2719:2002	DIN EN ISO 2719:2003-09	–
–	ISO 3016:1994	DIN ISO 3016:1982-10	–
EN ISO 3104:1996 + AC:1999	ISO 3104:1994 + Cor. 1:1997	DIN EN ISO 3104:1999-12	–
EN ISO 3675:1998	ISO 3675:1998	DIN EN ISO 3675:1999-11	–
–	ISO 4406:1999	–	–
–	ISO 4407:2002	–	–
–	ISO 4793:1980	–	–
–	ISO/IEC Guide 73:2002 ^{N3)}	–	–
–	ASTM D1275B	–	–
–	ASTM D971-99a:2004	–	–

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 60156 (VDE 0370-5):1996-03, *Isolierflüssigkeiten; Bestimmung der Durchschlagspannung bei Netzfrequenz; Prüfverfahren (IEC 60156:1995); Deutsche Fassung EN 60156:1995*

DIN EN 60247 (VDE 0380-2):2005-01, *Isolierflüssigkeiten – Messung der Permittivitätszahl, des dielektrischen Verlustfaktors und des spezifischen Gleichstrom-Widerstandes (IEC 60247:2004); Deutsche Fassung EN 60247:2004*

DIN EN 60296 (VDE 0370-1):2005-01, *Flüssigkeiten für elektrotechnische Anwendungen – Neue Isolieröle für Transformatoren und Schaltgeräte (IEC 60296:2003); Deutsche Fassung EN 60296:2004 + Cor.:2004*

DIN EN 60567 (VDE 0370-9):2006-05, *Ölgefüllte elektrische Betriebsmittel – Probennahme von Gasen und von Öl für die Analyse freier und gelöster Gase – Anleitung (IEC 60567:2005); Deutsche Fassung EN 60567:2005*

DIN EN 60599 (VDE 0370-7):2008-02, *In Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte – Leitfaden zur Interpretation der Analyse gelöster und freier Gase (IEC 60599:1999 + A1:2007); Deutsche Fassung EN 60599:1999 + A1:2007*

^{N3)} Nationale Fußnote: Zurückgezogen 2009-11.

E DIN IEC 60422 (VDE 0370-2):2010-08

DIN EN 60814 (VDE 0370-20):1999-03, *Isolierflüssigkeiten; Ölimprägniertes Papier und ölimprägnierter Pressspan; Bestimmung von Wasser mit automatischer Karl-Fischer-Titration (IEC 60814:1997); Deutsche Fassung EN 60814:1997*

DIN EN 60970 (VDE 0370-14):2008-05, *Isolierflüssigkeiten – Verfahren zur Bestimmung der Anzahl und Größen von Teilchen (IEC 60970:2007); Deutsche Fassung EN 60970:2007 + Cor.:2008*

DIN EN 61125 (VDE 0380-4):2005-03, *Neue Isolierflüssigkeiten auf Mineralölbasis – Prüfverfahren zur Beurteilung der Oxidationsbeständigkeit (IEC 61125:1992 + A1:2004); Deutsche Fassung EN 61125:1993 + A1:2004*

DIN EN 61198 (VDE 0380-6):1995-03, *Isolieröle auf Mineralölbasis; Prüfverfahren zur Bestimmung von Furfurol und verwandten Verbindungen (IEC 61198:1993); Deutsche Fassung EN 61198:1994*

DIN EN 61619 (VDE 0371-8):1998-02, *Isolierflüssigkeiten; Verunreinigung durch polychlorierte Biphenyle (PCBs); Verfahren zur Bestimmung mittels Kapillar-Gaschromatographie (IEC 61619:1997); Deutsche Fassung EN 61619:1997*

DIN EN 62021-1 (VDE 0370-31):2004-06, *Isolierflüssigkeiten – Bestimmung des Säuregehaltes – Teil 1: Automatische potentiometrische Titration (IEC 62021-1:2003); Deutsche Fassung EN 62021-1:2003*

DIN EN 62021-2 (VDE 0370-32):2008-04, *Isolierflüssigkeiten – Bestimmung des Säuregehaltes – Teil 2: Kolorimetrische Titration (IEC 62021-2:2007); Deutsche Fassung EN 62021-2:2007*

DIN EN 62535 (VDE 0370-33):2009-09, *Isolierflüssigkeiten – Prüfverfahren für den Nachweis von potenziell korrosivem Schwefel in gebrauchtem und ungebrauchtem Isolieröl (IEC 62535:2008); Deutsche Fassung EN 62535:2009*

DIN EN ISO 2719:2003-09, *Bestimmung des Flammpunktes – Verfahren nach Pensky-Martens mit geschlossenem Tiegel (ISO 2719:2002); Deutsche Fassung EN ISO 2719:2002*

DIN EN ISO 3104:1999-12, *Mineralölerzeugnisse – Durchsichtige und undurchsichtige Flüssigkeiten – Bestimmung der kinematischen Viskosität und Berechnung der dynamischen Viskosität (ISO 3104:1994 + Cor. 1:1997); Deutsche Fassung EN ISO 3104:1996 + AC:1999*

DIN EN ISO 3675:1999-11, *Rohöl und flüssige Mineralölerzeugnisse – Bestimmung der Dichte im Labor – Aräometer-Verfahren (ISO 3675:1998); Deutsche Fassung EN ISO 3675:1998*

DIN ISO 2049:2001-06, *Mineralölerzeugnisse – Bestimmung der Farbe (ASTM-Skala) (ISO 2049:1996)*

DIN ISO 3016:1982-10, *Mineralölerzeugnisse; Bestimmung des Pourpoints*

DIN VDE 0370-3 DIN IEC 60475 (VDE 0370-3):1980-02, *Isolieröle; Verfahren zur Probenahme von Isolierflüssigkeiten (VDE-Richtlinie)*

Isolieröle auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln – Anleitung zur Überwachung und Wartung

Allgemeiner Sicherheitshinweis

Diese internationale Norm erhebt nicht den Anspruch, alle Sicherheitsprobleme, die im Zusammenhang mit ihrer Anwendung entstehen können, zu behandeln. Es liegt in der Verantwortung des Anwenders dieser Norm, geeignete Gesundheits- und Sicherheitsverfahren festzulegen und anzuwenden, und die zutreffenden gesetzlichen Vorgaben und Einschränkungen vor ihrer Anwendung zu bestimmen.

Mit den mineralischen Isolierölen, die Gegenstand dieser Norm sind, muss mit gebührender Aufmerksamkeit für die persönliche Hygiene umgegangen werden. Der direkte Kontakt mit den Augen kann zu Beeinträchtigungen/Reizungen führen. Im Fall des Augenkontaktes muss eine Spülung mit ergiebigen Mengen reinen, fließenden Wassers durchgeführt und ärztliche Hilfe gesucht werden. Für weitere Informationen ist das Sicherheitsdatenblatt des Herstellers heranzuziehen. Einige der Prüfverfahren, auf die in dieser Norm Bezug genommen wird, schließen die Anwendung von Arbeiten ein, die zu gefährlichen Situationen führen können. Diesbezüglich wird zur Orientierung auf die jeweils zur Anleitung heranzuziehende Norm ausdrücklich hingewiesen.

Umwelt

Diese Norm ist anwendbar für Mineralöle, Chemikalien und gebrauchte Probenbehälter.

Es wird ausdrücklich auf die Tatsache hingewiesen, dass zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Norm viele im Betrieb eingesetzte Mineralöle bekanntermaßen zu einem gewissen Grad mit PCBs verunreinigt sind.

Aus diesem Grund müssen Sicherheitsgegenmaßnahmen getroffen werden, um Risiken für Arbeiter, Öffentlichkeit und Umwelt während der Lebensdauer der Betriebsmittel zu vermeiden, und zwar durch strenge Kontrolle von ausgelaufener Flüssigkeit und Emissionen. Die Entsorgung oder Dekontamination dieser Öle muss streng gemäß den aktuellen lokalen gesetzlichen Vorschriften erfolgen. Jegliche Vorsichtsmaßnahme zur Vermeidung der Freisetzung von Mineralöl in die Umwelt muss getroffen werden.

1 Einleitung

Isolieröle auf Mineralölbasis werden in elektrischen Betriebsmitteln bei Erzeugung, Übertragung, Verteilung und Verbrauch von elektrischer Energie eingesetzt, so dass die weltweit in Betrieb befindliche Ölmenge inzwischen mehrere hunderttausend Tonnen beträgt.

Die Gewährleistung der Betriebssicherheit der ölgefüllten Betriebsmittel erfordert die Überwachung und Wartung der Betriebsöle. In vielen Ländern sind zu diesem Zweck von den Energiebehörden, den Energieversorgungsunternehmen und der Industrie entsprechende Vorschriften erstellt worden.

Eine Übersicht über die bisher vorliegenden Erfahrungen zeigt eine große Verschiedenheit der Verfahren und angewandten Kriterien. Es ist jedoch möglich, den Wert und die Bedeutung der genormten Ölprüfverfahren zu vergleichen und einheitliche Kriterien zur Bewertung der Prüfergebnisse zu empfehlen.

Wenn ein bestimmtes Maß der Ölalterung (durch Zersetzung oder Verunreinigung) überschritten ist, sinkt unvermeidlich die Betriebssicherheit und die Frage nach dem Risiko einer vorzeitigen auftretenden Betriebsstörung sollte gestellt werden. Während die quantitative Bewertung des Ausmaßes des Risikos sehr schwierig sein kann, besteht ein erster Schritt darin, mögliche Auswirkungen einer fortgeschrittenen Alterung zu untersuchen. Der hier vorliegenden Norm bzw. Richtlinie liegt die Philosophie zugrunde, den Betreibern eine möglichst breite Wissensbasis und so umfangreiche Kenntnisse über die Vorgänge bei der Alterung des Isolieröles zur Verfügung zu stellen, dass sie in die Lage versetzt werden, fundierte Entscheidungen bezüglich durchzuführender Untersuchungs- und Wartungsmaßnahmen treffen zu können.

Ungebrauchte Mineralöle sind nicht erneuerbare Ressourcen und sollten in diesem Sinne eingesetzt werden. Gebrauchte Mineralöle unterliegen im Regelfall der Abfallkontrolle. Leckagen können umweltschädigende Auswirkungen haben, insbesondere wenn das Öl durch persistente organische Verunreinigungen wie Polychlorierte Biphenyle (PCB) verunreinigt ist.

Die in dieser Norm gegebenen Richtlinien, obwohl technisch einwandfrei, sollen hauptsächlich als allgemeine Grundlage zur Vorbereitung besonderer und vollständigerer Vorschriften durch die Betreiber unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten dienen. Eine klare ingenieurtechnische Beurteilung muss erfolgen, um bei der Abwägung zwischen technischen Anforderungen und betriebswirtschaftlichen Faktoren den besten Kompromiss finden zu können.

Die Betriebsanweisungen der Gerätehersteller sollten ebenfalls Berücksichtigung finden.

2 Anwendungsbereich

Das vorliegende Dokument gibt eine Anleitung zur Überwachung und Wartung der Isolierölqualität in elektrischen Betriebsmitteln.

Diese Norm gilt für Isolieröle auf Mineralölbasis, die die Anforderungen nach IEC 60296 erfüllen und die in Transformatoren, Schaltern, Wandlern und anderen elektrischen Betriebsmitteln enthalten sind, aus denen Ölproben entnommen werden können, und die unter normalen Betriebsbedingungen, wie in der Gerätebeschreibung ausgewiesen, eingesetzt sind.

Diese Norm dient dazu, dem Betreiber von elektrischen Betriebsmitteln eine Hilfestellung zu geben, den Zustand des Öles im Betriebsmittel zu bewerten und das Öl in leistungsfähigem Zustand zu erhalten. Sie dient ebenfalls als gemeinsame Grundlage für die Erstellung von genaueren und vollständigeren örtlichen Vorschriften für die Anwendung in der Praxis. Diese Norm enthält Empfehlungen für genormte Prüfverfahren, Bewertungsmethoden und Richtlinien zur Reinigung und Regenerierung des Öles und zur Dekontaminierung von mit PCB verunreinigtem Öl.

ANMERKUNG Die Zustandsüberwachung elektrischer Betriebsmittel, z. B. durch die Analyse gelöster Gase, von Furanverbindungen oder auf ähnliche Weise, liegt außerhalb des Anwendungsbereiches dieser Norm.

3 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

IEC 60156, *Insulating liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency – Test method*

IEC 60247, *Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor and d.c. resistivity of insulating liquids*

IEC 60296, *Specification for unused mineral insulating oil for transformers and switchgear*

IEC 60354, *Loading guide for oil-immersed power transformers (to be re-issued as IEC 60076-7)*

IEC 60475, *Method of sampling liquid dielectrics*

IEC 60567, *Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and for the analysis of free and dissolved gases*

IEC 60599, *Mineral oil-impregnated electrical equipment in service – Guide to the interpretation of dissolved and free gases analysis*

IEC 60666, *Detection and determination of specified anti-oxidant additives in insulating oils*

IEC 60814, *Insulating liquids – Oil-impregnated paper and pressboard – Determination of water by automatic coulometric Karl Fischer titration*

IEC 60970, *Methods for counting and sizing particles in insulating liquids*

IEC 61125, *Unused hydrocarbon based insulating liquids – Test methods for evaluating the oxidation stability*

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

IEC 61619, *Insulating liquids – Contamination by polychlorinated biphenyls (PCBs) – Method of determination by capillary column gas chromatography*

IEC 62021-1, *Insulating liquids – Determination of acidity – Part 1: Automatic potentiometric titration*

IEC 62021-2, *Insulating liquids – Determination of acidity – Part 2: Colourimetric titration*

IEC 62535, *Insulating liquids – Test method for detection of potentially corrosive sulphur in used and unused insulating oils*

ISO 2049, *Petroleum products – Determination of colour (ASTM scale)*

ISO 2719, *Petroleum products and lubricants – Determination of flash point – Pensky-Martens closed cup method*

ISO 3016, *Petroleum products – Determination of pour point*

ISO 3104, *Petroleum products – Transparent and opaque liquids – Determination of kinematic viscosity and calculation of dynamic viscosity*

ISO 3675, *Crude petroleum and liquid petroleum products – Laboratory determination of density – Hydrometer method*

ISO 4406, *Hydraulic fluid power – Fluids - Method for coding level of contamination by solid particles*

ISO 4407, *Hydraulic fluid power – Fluid contamination – Determination of particulate contamination by the counting method using a microscope*

ISO 4793, *Laboratory sintered (fritted) filters – Porosity grading, classification and designation*

ISO/IEC Guide 73, *Risk Management – Vocabulary – Guidelines for use in Standards*

ASTM D1275B: Test method for corrosive sulphur in electrical insulating oils

ASTM D971, *Test Method for Interfacial Tension of Oil Against Water by the Ring Method*

4 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die folgenden Begriffe.

Verteiltransformator

kleiner Transformator mit üblicherweise weniger als 2 MVA, der von Energieversorgern zur Verteilung elektrischer Energie eingesetzt wird

Industrietransformator oder Strategischer Transformator

Transformator, der ungeachtet seiner Spannung und Nennleistung von der Industrie eingesetzt wird und eine kritische Funktion bei der Energieversorgung dieser Industrie erfüllt

örtliche Vorschriften

Vorschriften, die sich auf ein besonderes Verfahren im betreffenden Land beziehen. Sie können durch örtliche, regionale oder nationale Gesetzgebung bestimmt sein oder sogar durch den Besitzer oder Betreiber des Betriebsmittels selbst. Jede Kombination davon muss daher immer als die am meisten Zwingende angesehen werden. Es liegt in der Verantwortung jedes Anwenders dieser Norm, sich mit den für seine spezielle Situation zutreffenden Vorschriften vertraut zu machen. Diese können sich auf betriebliche oder auf Umweltaspekte oder auf Gesundheits- und Sicherheitsaspekte beziehen. In der Regel ist eine umfassende Risikoanalyse erforderlich.

Routineprüfungen (Gruppe 1)

erforderliche Mindestprüfungen, um das Öl zu überwachen und um seine Eignung für den weiteren Betrieb sicherzustellen. Überschreiten die Ergebnisse dieser Prüfungen nicht die empfohlenen Grenzwerte, sind üblicherweise keine weiteren Prüfungen bis zum nächsten regulären Untersuchungszeitpunkt erforderlich, aber unter bestimmten beobachteten Bedingungen können ergänzende Prüfungen sinnvoll sein.

ergänzende Prüfungen (Gruppe 2)

zusätzliche Prüfungen, die angewendet werden können, um weitere spezielle Informationen über die Ölqualität zu erhalten, und die bei der Bewertung des Öles für die Weiterverwendung im Betrieb hilfreich sein können

spezielle Grundsatzprüfungen (Gruppe 3)

Prüfungen, die hauptsächlich angewendet werden, um die Eignung des Öles für den verwendeten Betriebsmitteltyp zu bestimmen und um in einigen Fällen die Verträglichkeit mit Umwelt- oder betrieblichen Überlegungen abzusichern

Rekonditionierung

Verfahren, mit dem Wasser, feste Partikel und Verunreinigungen aus dem Öl durch ausschließlich physikalische Verfahren entfernt werden

Rückgewinnung

Verfahren, mit dem lösliche und unlösliche polare Verunreinigungen aus dem Öl durch chemische und physikalische Verfahren entfernt werden

PCB-Dekontaminierung

Verfahren, mit dem Verunreinigungen durch PCB aus dem Mineralöl entfernt werden können

5 Eigenschaften und Alterung/Abbau des Öles

Die zuverlässige Leistungsfähigkeit eines Isolieröles auf Mineralölbasis in einem Isoliersystem beruht auf bestimmten Grundeigenschaften des Öles, die die gesamte Betriebssicherheit des elektrischen Betriebsmittels beeinflussen können.

Um seine vielfältigen Aufgaben als Dielektrikum, Kühlmittel und zur Lichtbogenlöschung zu leisten, muss das Öl bestimmte Grundeigenschaften besitzen, insbesondere:

- hohe dielektrische Festigkeit, um der elektrischen Beanspruchung während des Betriebes zu widerstehen;
- ausreichend niedrige Viskosität, um seine Fähigkeit zu zirkulieren und Wärme zu transportieren nicht zu beeinträchtigen;
- ausreichende Tieftemperatureigenschaften bis zur der jeweils niedrigsten Temperatur, die am Aufstellungsort zu erwarten ist;
- Oxidationsstabilität, um eine maximale Lebensdauer im Betrieb zu gewährleisten.

Mineralöl altert während des Betriebes infolge der auftretenden Beanspruchung. Bei vielen Anwendungen steht das Isolieröl in Kontakt mit der Luft und ist daher der Oxidation ausgesetzt. Erhöhte Temperaturen beschleunigen die Degradation des Öles. Anwesende Metalle, metallorganische Verbindungen oder beides können als Katalysator bei der Oxidation wirken. Farbänderungen, die Bildung saurer Verbindungen und das Ausfallen von Schlamm können bei fortgeschrittener Degradation auftreten. Die dielektrischen und in extremen Fällen die thermischen Eigenschaften können dadurch beeinträchtigt werden.

Zusätzlich zu den Oxidationsprodukten können sich während des Betriebes viele andere unerwünschte Verunreinigungen, einschließlich Wasser, festen Partikeln und öllöslichen polaren Verbindungen im Öl ansammeln und seine elektrischen Eigenschaften beeinflussen. Die Anwesenheit solcher Verunreinigungen und alle Abbauprodukte des Öles werden durch die Veränderung einer oder mehrerer Eigenschaften angezeigt, wie in Tabelle 1 beschrieben.

Die Alterung anderer Konstruktionsmaterialien, durch die eine einwandfreie Funktion des elektrischen Betriebsmittels beeinflusst und seine Lebensdauer verkürzt werden kann, können ebenfalls durch Veränderungen der Eigenschaften des Isolieröls angezeigt werden.

6 Ölprüfungen und ihre Bedeutung

6.1 Allgemeines

Für Isolieröle in elektrischen Betriebsmitteln steht eine große Anzahl von Prüfverfahren zur Verfügung. Die in Tabelle 1 aufgeführten und in 6.2 bis 6.10 beschriebenen Prüfverfahren werden als ausreichend angesehen um festzulegen, ob der Ölzustand für den weiteren Betrieb ausreicht und um gegebenenfalls die Art der Korrekturmaßnahme vorzuschlagen. Die Prüfverfahren werden nicht in der Reihenfolge ihrer Wichtigkeit aufgeführt.

Tabelle 1 – Prüfverfahren für Isolieröle auf Mineralölbasis

Eigenschaft	Gruppe ^{d)}	Unterabschnitt	Verfahren
Farbe und Aussehen	1	6.2	ISO 2049
Durchschlagspannung	1	6.3	IEC 60156
Wassergehalt	1	6.4	IEC 60814
Azidität (Neutralisationszahl)	1	6.5	IEC 62021-1 oder IEC 62021-2
Permittivitäts-Verlustfaktor (DDF) oder spezifischer Widerstand	1	6.6	IEC 60247
Inhibitorgehalt ^{c)}	1	6.7	IEC 60666
Passivatorgehalt ^{c)}	1	6.19	
Ablagerungen und Schlamm	2	6.8	Anhang C von IEC 60422 und für Schlamm IEC 61125 C
Grenzflächenspannung (IFT) ^{a)}	2	6.9	ASTM D971
Partikel (Partikelzählung) ^{a)}	2	6.10	IEC 60970
Oxidationsstabilität ^{a)}	3	6.7.1	IEC 61125
Flammpunkt ^{b)}	3	6.11	ISO 2719
Mischbarkeit ^{b)}	3	6.12	IEC 61125
Pourpoint ^{b)}	3	6.13	ISO 3016
Dichte ^{b)}	3	6.14	ISO 3675
Viskosität ^{b)}	3	6.15	ISO 3104
Polychlorierte Biphenyle (PCBs)	3	6.16	IEC 61619
Korrosiver Schwefel ^{a)}	3	6.17	IEC 62535 ASTM D1275B DIN 51353
DBDS	3	6.18	(in Vorbereitung)

^{a)} Wird nur bei bestimmten Bedingungen benötigt, siehe entsprechenden Unterabschnitt.
^{b)} Nicht wesentlich, kann aber zur Bestimmung des Typs verwendet werden.
^{c)} Nur für inhibierte und/oder passivierte Öle.
^{d)} Gruppe 1 sind Routineprüfungen, Gruppe 2 ergänzende Prüfungen, Gruppe 3 spezielle Grundsatzprüfungen.

6.2 Farbe und Aussehen

Die Farbe eines Isolieröles wird bei durchfallendem Licht bestimmt und durch einen Zahlenwert beschrieben, der auf einem Vergleich mit einer Serie von Standardfarben beruht. Es handelt sich hierbei um keine wichtige Eigenschaft, sie ist aber für eine vergleichende Bewertung nützlich. Ein schnelles Ansteigen oder eine hohe Farbzahl kann ein Hinweis auf Ölalterung oder Verunreinigung sein.

Außer der Farbe kann das Aussehen des Öles eine Trübung oder Ablagerungen zeigen, die auf die Anwesenheit von freiem Wasser, unlöslichem Schlamm, Ruß, Fasern, Schmutz oder anderen Verunreinigungen hinweisen können.

6.3 Durchschlagspannung

Die Durchschlagspannung ist ein Kennwert für die Eignung eines Öles, elektrischer Beanspruchung zu widerstehen und hat grundlegende Bedeutung für den sicheren Betrieb von elektrischen Anlagen. Sie ist stark abhängig von der Entnahmetemperatur.

Trockenes und sauberes Öl besitzt von Natur aus eine hohe Durchschlagsspannung. Freies Wasser und feste Partikel, die Letzteren besonders in Verbindung mit einem hohen Gehalt an gelöstem Wasser, neigen dazu, sich in Bereiche hoher elektrischer Beanspruchung zu bewegen und verringern die Durchschlagsspannung erheblich. Die Messung der Durchschlagsspannung dient daher hauptsächlich zum Nachweis von Verunreinigungen wie Wasser oder Partikeln. Ein niedriger Wert der Durchschlagsspannung kann darauf hinweisen, dass eine oder mehrere dieser Verunreinigungen vorhanden sind. Eine hohe Durchschlagsspannung bedeutet jedoch nicht notwendigerweise die völlige Abwesenheit von Verunreinigungen.

Die Werte der Durchschlagsspannung sind nur dann aussagekräftig, wenn Proben des Öles bei Betriebstemperatur des Transformators entnommen wurde. Proben, die bei einer Temperatur von $< 20^{\circ}\text{C}$ entnommen werden, können einen optimistischen Ausblick auf den Zustand des Transformators ergeben, wenn die Analyse bei Raumtemperatur erfolgt. Die Durchschlagsspannung von Reserveeinheiten, die lange Zeit nicht in Betrieb waren und dann erneut unter Spannung gesetzt werden, sollten häufiger überwacht werden, bis der Transformator einen stabilen Dauerzustand erreicht hat.

6.4 Wassergehalt

6.4.1 Allgemeines

In Abhängigkeit vom Wassergehalt, der Temperatur des Isoliersystems und dem Zustand des Öls beeinflusst der Wassergehalt des Isolieröls:

- Die Durchschlagsspannung des Öls;
- die feste Isolierung; und
- das Alterungsverhalten der flüssigen und der festen Isolierung.

Der Wassergehalt in der flüssigen und der festen Isolierung hat also einen wesentlichen Einfluss auf die aktuellen Betriebsbedingungen und die Lebenszeit des Transformators.

Es gibt zwei Hauptursachen für den Anstieg des Wassergehaltes in der Transformatorenisolierung:

- Zutritt von Feuchtigkeit aus der Atmosphäre;
- Degradation der Zellulose und des Öles.

Wasser wird durch die Isolierflüssigkeit in das ölgefüllte elektrische Betriebsmittel eingebracht. Wasser ist im Öl in gelöster Form vorhanden und kann auch als von polaren Alterungsprodukten adsorbiertes Hydrat (gebundenes Wasser) vorhanden sein. Partikel wie z. B. Zellulosefasern können ebenfalls Wasser an sich gebunden haben.

6.4.2 Wasser in Öl

Die Löslichkeit von Wasser in Öl, ausgedrückt in mg/kg, ist abhängig vom Zustand des Öles, der Temperatur und dem Typ des Öles. Der absolute Wassergehalt (W_{abs}) ist unabhängig von der Temperatur, dem Typ und dem Zustand des Öles und das Ergebnis wird in mg/kg angegeben. W_{abs} kann gemäß den Anweisungen in IEC 60814 gemessen werden. Der relative Wassergehalt (W_{rel}) wird definiert durch das Verhältnis $W_{\text{abs}} / \text{Wasserlöslichkeit}$ und wird in Prozent angegeben. Der relative Wassergehalt kann unter Verwendung eines geeigneten Verfahrens, wie das in BS 6522 ^[B2] oder „online“ mittels eines kapazitiven Sensors (Cigre Technical Brochure 349, 2008, ^[B7]) bestimmt werden. Die Wasserlöslichkeit sollte bei der gleichen Temperatur bestimmt werden, bei der auch die Probenahme des Öles vorgenommen wurde. Als Leitfaden zur Beschaffenheit von Zellulose-Isolierungen in Beziehung zur prozentualen Öl-Sättigung kann Tabelle 9 im Anhang A herangezogen werden.

Im Allgemeinen wird die Temperatur der entnommenen Probe direkt in dem betreffenden Ölstrom bestimmt. Für den Fall, dass Anzeigewerte von Öl-Überwachungseinrichtungen oder Korrekturwerte von ONAN oder OFAF Kühlverfahren verwendet werden, sollte dies ausdrücklich angegeben werden.

Der Wassergehalt im Öl ist bis zur Sättigung direkt proportional zur relativen Wasserkonzentration (relative Sättigung). Die Temperaturabhängigkeit der Wasserlöslichkeit in Öl W_s wird ausgedrückt durch

$$W_s = W_{\text{Öl}} e^{\left(\frac{B}{T}\right)} \quad (1)$$

dabei ist T die Temperatur in Kelvin zum Zeitpunkt der Probennahme. $W_{\text{Öl}}$ und B sind Konstanten, die für viele Transformatorenöle ähnlich sind, die aber für einige Produkte hauptsächlich durch Unterschiede der Aromatengehalte anders sein können. Bei erhöhten Temperaturen können gewisse Mengen Hydratwasser in gelöstes Wasser überführt werden.

Da Öle mit wachsenden Gehalten an polaren Alterungsnebenprodukten stark oxidieren können, steigt ihre Wasserlöslichkeitscharakteristik, die ebenfalls in Abhängigkeit zum verwendeten Öl steht, ebenfalls an. Die Wasserlöslichkeit in sehr stark gealterten Ölen kann sehr viel höher sein als die von ungebrauchten Ölen (Bild 1). Jedes Öl sollte gesondert beurteilt werden, da keine universell gültige Formel zur Verfügung steht.

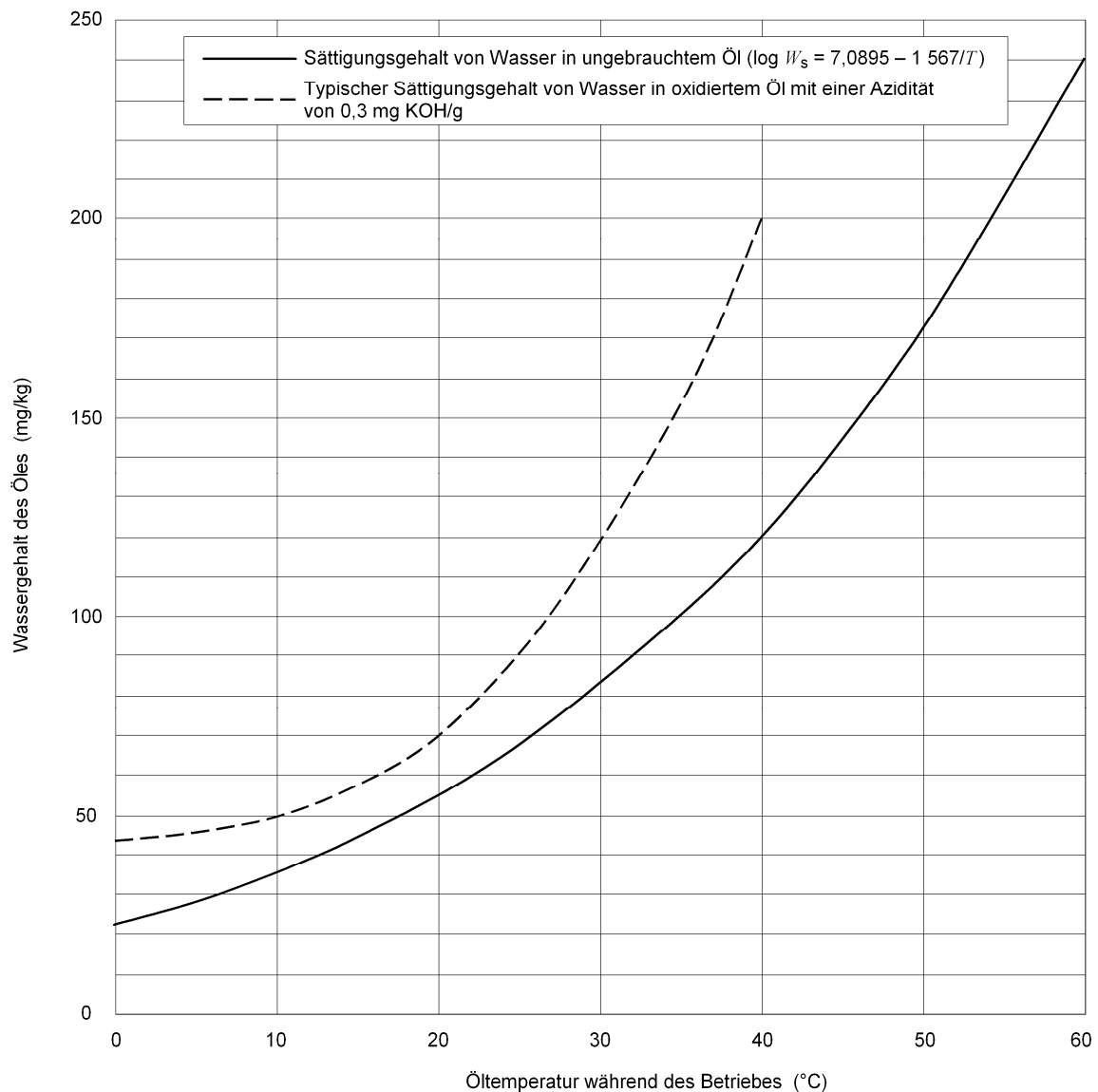


Bild 1 – Beispiel für die Änderung des Sättigungsgehalts von Wasser in Isolieröl nach IEC 60296 in Abhängigkeit von Öltemperatur und Azidität

6.4.3 Wassergehalt im Öl/Papier-System

Während des Herstellungsvorgangs werden Transformatoren getrocknet, bis Messungen oder übliche Praxis einen Feuchtgehalt in der Zelluloseisolierung von weniger als 0,5 % bis 1,0 % ergeben, entsprechend den Anforderungen von Käufer und Hersteller. Nach der anfänglichen Trocknung wird der Feuchtegehalt des Isoliersystems in Abhängigkeit von Umwelteinflüssen und/oder Betriebsbedingungen kontinuierlich ansteigen.

Die gesamte Wassermenge in einem Transformator verteilt sich im Papier und dem Öl so, dass sich die Hauptmenge des Wassers im Papier befindet. Geringe Änderungen der Temperatur verändern den Gehalt des gelösten Wassers im Öl merklich, den Wassergehalt des Papiers aber nur wenig.

Ist in einem Transformator das Öl mit relativ erhöhter Temperatur über einen langen Zeitraum in Betrieb, wird das thermodynamische Gleichgewicht zwischen von der Zellulose absorbiertem Wasser und dem in Öl gelösten Wasser nahezu erreicht. Dieses Gleichgewicht ist temperaturabhängig, so dass bei erhöhter Temperatur mehr Wasser vom Öl aus dem Papier gelöst wird. Ist jedoch die Öltemperatur nicht hoch genug, wird dieses Gleichgewicht wegen der niedrigeren Diffusionsrate des Wassers aus der Zelluloseisolierung in dem Öl nicht erreicht.

Die Bestimmung des Wassergehalts im Papier des Transformators durch die Messung des Wassers im Öl wurde hinlänglich beschrieben, jedoch sind die praktischen Ergebnisse oftmals nicht konform zu den theoretischen Voraussagen. Durch den Trocknungsprozess des Papiers kann ggf. weniger Wasser entzogen werden als berechnet wurde.

Alle Berechnungen und Beziehungen des Wassergehaltes im Öl und des Wassergehaltes im Öl/Papier-System sind abhängig vom Gleichgewicht zwischen dem Isolieröl und dem Öl/Papier-System und umgekehrt. Viele Faktoren, wie z. B. die Temperaturdifferenz zwischen dem Öl und dem Zellulose/Öl-System, beeinflussen dieses Gleichgewicht. Die Berechnung des Wassergehaltes des Papiers/Pressstoffes durch die Bestimmung des Wassers im Öl wurde in zahlreichen Studien und Publikationen untersucht (siehe Anhang A).

6.4.4 Interpretation der Ergebnisse

Durchschlagsspannung und Wassergehalt stehen in starker Beziehung zueinander. Da beide temperaturabhängig sind ist der Informationsgehalt am größten, wenn Messungen bei unterschiedlichen Transformatortemperaturen durchgeführt werden, um eine verlässliche Bewertung der Feuchtigkeit im kombinierten Öl-Papier-Isoliersystem zu erhalten. Die Interpretation des Wassergehaltes im Öl ist stark abhängig von der Temperatur zum Zeitpunkt der Probenahme und wird durch Messung der Temperatur direkt im Öl-Strom bestimmt. Für den Fall, dass die Anzeigewerte von Öl-Überwachungseinrichtungen (OTI – Oil Temperature Indicator) oder Korrekturwerte von ONAN oder OFAF Kühlverfahren verwendet werden, sollte dies ausdrücklich angegeben werden.

Für Transformatoren mit einer relativ konstanten Last kann eine normalisierende Berechnung des Wassergehaltes bei 20 °C hilfreich sein, um einen Trendabschätzung zu erhalten. Das Verfahren ist in Anhang A beschrieben.

6.5 Azidität

Die Azidität (Neutralisationszahl) eines Öles ist ein Maß für die sauren Bestandteile oder Verunreinigungen im Öl.

Die Azidität eines gebrauchten Öles ist von der Bildung saurer Oxidationsprodukte abhängig. Säuren und andere Oxidationsprodukte können in Verbindung mit Wasser und festen Verunreinigungen die dielektrischen und andere Eigenschaften des Öles beeinflussen. Säuren haben einen Einfluss auf den Abbau von Zellulosematerial und können auch für die Korrosion von Metallteilen in einem Transformator verantwortlich sein.

Der Anstieg der Azidität von Öl im Betrieb ist ein guter Indikator für die Alterungsgeschwindigkeit. Die Höhe des Aziditätsniveaus wird als allgemeiner Anhalt verwendet, um zu bestimmen, wann das Öl gewechselt oder regeneriert werden muss.

Im Allgemeinen sollte inhibiertes Öl keinen signifikanten Anstieg der Azidität, ausgehend von den Ausgangswerten, aufweisen.

6.6 Permittivitäts-Verlustfaktor (DDF = Dielectric Dissipation Factor) und spezifischer Widerstand

Diese Parameter reagieren sehr empfindlich auf die Anwesenheit von löslichen, polaren Verunreinigungen, Alterungsprodukten oder Kolloiden im Öl. Veränderungen des Grades der Verunreinigungen können durch Messung dieser Parameter auch dann überwacht werden, wenn die Verunreinigung so gering ist, dass sie nahe der chemischen Nachweisbarkeitsgrenze liegt.

Annehmbare Grenzwerte für diese Parameter hängen weitgehend vom Gerätetyp ab. Ein hoher Permittivitätsverlustfaktor oder niedrige Werte des spezifischen Widerstands können jedoch die Blindleistung und/oder den Isolationswiderstand des elektrischen Betriebsmittels ungünstig beeinflussen.

Zwischen DDF und dem spezifischen Widerstand besteht die allgemeine Beziehung, dass bei sinkendem spezifischem Widerstand der DDF entsprechend ansteigt. Normalerweise ist es nicht erforderlich, beide Prüfungen mit der gleichen Ölprobe durchzuführen und im Allgemeinen ist die Bestimmung des DDF das gebräuchlichere Prüfverfahren. Der spezifische Widerstand und der DDF sind temperaturabhängig und Bild 3 zeigt für Isolieröle, die praktisch keine festen Fremdstoffe oder Wasser enthalten, typische Änderungen des spezifischen Widerstands mit der Temperatur.

Nützliche zusätzliche Informationen können erhalten werden, wenn der spezifische Widerstand oder der DDF sowohl bei Umgebungstemperatur als auch bei einer höheren Temperatur, z. B. bei 90 °C, bestimmt wird.

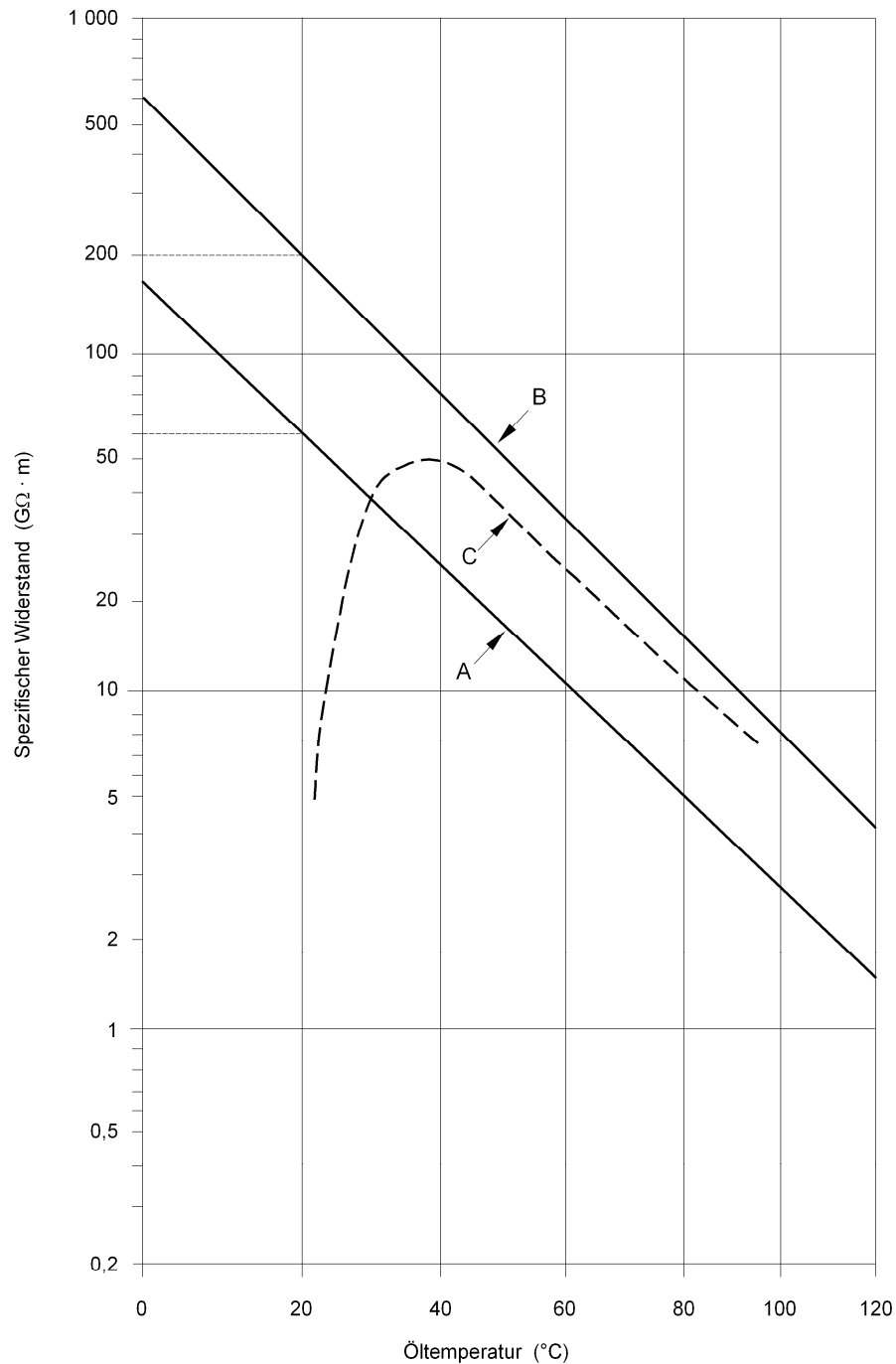
Im Fall von VHV und UHV Hochspannungs-Messwandlern muss dem DDF besondere Aufmerksamkeit gewidmet werden, da berichtet wurde, dass ein höherer DDF-Wert zu einer thermischen Überlastung bis hin zum Ausfall des Wandlers führen kann.

Öle, die als „gut“ bewertet wurden (Abschnitt 10.3), haben Charakteristika, die mit den Kurven A und B in Bild 3 vergleichbar sind und zeigen befriedigende Prüfergebnisse bei höheren und niedrigeren Temperaturen.

Öle, die als schlecht bewertet wurden (Abschnitt 10.3), haben Charakteristika, die mit der Kurve C vergleichbar sind, und weisen ein befriedigendes Prüfergebnis bei 90 °C auf, verbunden mit einem ungenügenden Wert bei der niedrigeren Temperatur. Das ist ein Hinweis auf Wasser oder Abbau-/Alterungsprodukte, die in der Kälte ausfallbar sind, ohne wesentlichen chemischen Abbau oder allgemeine Verunreinigung. Unbefriedigende Prüfergebnisse bei beiden Temperaturen weisen auf größere Verunreinigungen hin und dass es ggf. nicht möglich sein kann, durch Rekonditionierung einen einwandfreien Ölzustand wiederherzustellen.

Die Messung des spezifischen Widerstandes wird auch als wertvoll für die Überwachung von Ölen im Betrieb angesehen, da es sich zeigte, dass er ausreichend proportional zu oxidativen Säuren ist und durch unerwünschte Verunreinigungen wie Metallsalze und Wasser beeinflusst wird. Andere Verbindungen in gebrauchten Ölen, die den spezifischen Widerstand beeinflussen können, sind Aldehyde, Ketone und Alkohole. Ein Anstieg der Temperatur vermindert den spezifischen Widerstand, ebenso wie auch bei Erreichen des Sättigungspunktes ausgefallenes Wasser bei niedriger Temperatur.

ANMERKUNG In Messwandlern wurde beobachtet, dass manche Öltypen nach sehr kurzen Oxidationszeiten ein starkes Ansteigen des DDF aufweisen, was zu einem Ausfall des Betriebsmittels führte. Es wird aus diesem Grund empfohlen, den DDF des ungebrauchten Öles nach kurzer Oxidationszeit gemäß IEC 61125, Verfahren C zu messen, um sicherzustellen, dass dieses Öl für diesen Anwendungsfall geeignet ist.



Kurve A: Trockenes Öl mit einem spezifischen Widerstand von 60 $G\Omega \cdot m$ bei 20 $^{\circ}C$

Kurve B: Trockenes Öl mit einem spezifischen Widerstand von 200 $G\Omega \cdot m$ bei 20 $^{\circ}C$

Kurve C: Feuchtes Öl, das bei 35 $^{\circ}C$ zu 100 % gesättigt ist

ANMERKUNG Bei Transformatoren im Betrieb wird das Verhalten von Linie C in den Wicklungen wahrscheinlich nicht auftreten, eher entlang der Tankwände oder anderen sehr kalten Oberflächen wird dies der Fall sein.

Bild 3 – Beispiel der Änderung des spezifischen Widerstandes von Isolierölen mit der Temperatur

6.7 Inhibitorgehalt und Oxidationsstabilität

6.7.1 Oxidationsstabilität

Die Fähigkeit eines neuen Isolieröles auf Mineralölbasis für elektrotechnische Anwendung, der Oxidation unter thermischer Beanspruchung und unter der Anwesenheit von Sauerstoff und einem Kupferkatalysator zu widerstehen, wird als Oxidationsstabilität bezeichnet. Sie gibt allgemeine Informationen über die Lebenserwartung des Öles unter den Betriebsbedingungen in elektrischen Betriebsmitteln. Diese Eigenschaft ist definiert als Widerstand gegen die Bildung saurer Verbindungen, Schlamm und Verbindungen, die den Permittivitäts-Verlustfaktor DDF unter den gegebenen Bedingungen beeinflussen. Für Öle, die IEC 60296 entsprechen, werden diese Bedingungen in IEC 61125, Verfahren C, genannt, und die Grenzwerte für ausreichendes Leistungsvermögen sind in IEC 60296 angegeben.

Diese Eigenschaft hängt hauptsächlich vom Raffinationsprozess ab und wie er auf ein gegebenes Grundöl angewandt wird. Mineralölraffinate enthalten natürliche Verbindungen in unterschiedlichen Anteilen, die als Oxidationsinhibitoren wirken. Diese sind als natürliche Inhibitoren bekannt. Öle, die nur natürliche Inhibitoren enthalten, werden als nicht inhibierte Öle bezeichnet.

Um die Oxidationsstabilität zu verbessern, können synthetische Oxidationsinhibitoren zugefügt werden. In Transformatorenölen wird hauptsächlich der phenolische Typ verwendet und allgemein akzeptierte Verbindungen sind 2,6-Di-Tertiär-Butyl-Paracresol (DBPC) und 2,6-Di-Tertiär-Butyl-Phenol (DBP). Die Wirksamkeit der zugefügten Inhibitoren hängt vom chemischen Aufbau des Basisöles ab.

ANMERKUNG Um die Oxidationsstabilität zu bestimmen, sollten die in IEC 61125, Verfahren C genannten Prüfverfahren verwendet werden. Da dieses Verfahren für unbenutzte Öle entwickelt wurde, kann die Interpretation der Prüfergebnisse schwierig sein. Gelegentlich wird dieses Prüfverfahren jedoch für die Bewertung eines Öles in neuen elektrischen Betriebsmitteln vor der Inbetriebnahme verwendet.

6.7.2 Überwachung nicht inhibierter Öle

Die Oxidation nicht inhibierter Öle wird allgemein über die Bildung saurer Verbindungen und von im Öl löslichen und unlöslichen Schlammes überwacht. Ein Anstieg des DDF und die Verringerung des IFT sind ebenfalls Anzeichen der Oxidation von Isolierölen (siehe 6.5, 6.6 und 6.9).

6.7.3 Überwachung inhibierter Öle

Inhibierte Öle haben, verglichen mit nicht inhibierten Ölen, einen anderen Oxidationsablauf. Am Anfang der Betriebszeit wird der synthetische Inhibitor unter geringer Bildung von Oxidationsprodukten abgebaut. Das wird als Induktionsperiode bezeichnet. Nach Abbau des Inhibitors wird die Oxidationsrate im Wesentlichen durch die Oxidationsstabilität des Basisöles bestimmt.

Ein Abfallen des IFT in inhibierten Ölen kann ebenfalls ein früher Indikator für die anfängliche Bildung von Oxidationsprodukten sein.

Ein gebräuchliches und einfaches Verfahren den Inhibitorverbrauch zu überwachen ist, die Inhibitorkonzentration nach IEC 60666 zu messen.

Der Inhibitorgehalt sollte in geregelten Intervallen, deren Abstände abhängig sind von der Betriebstemperatur und dem Grad der Belastung durch den Betrieb, überprüft werden. Ist die Inhibitorkonzentration verringert, gibt es die folgenden drei Möglichkeiten:

- a) Re-Inhibierung des Öles bis zum Originalwert der Inhibitorkonzentration, wenn andere Parameter einen geringen Alterungsgrad aufzeigen;
- b) Den Gebrauch des Öles fortsetzen und entsprechend einem nicht inhibierten Öl überwachen;
- c) Wenn das Öl in schlechtem Zustand ist, Reinigung und Inhibierung bis zur ursprünglichen Konzentration oder das Öl auswechseln.

6.7.4 Prüfverfahren der Oxidationsstabilität

Um die „verbleibende Lebenszeit“ zu bestimmen, können die in IEC 61125 genormten Prüfverfahren für die Oxidationsstabilität verwendet werden. Es sollte hierbei Verfahren C angewendet werden. Da diese Prüfverfahren für ungebrauchte Öle entwickelt wurden, kann die Bewertung der Prüfergebnisse schwierig sein. Obwohl nur selten verwendet, kann IEC 61125, Verfahren B von Nutzen sein, um die verbliebene Induktionsperiode inhibierter Öle zu bestimmen.

6.8 Feste Fremdstoffe und Schlamm

Dieses Prüfverfahren unterscheidet zwischen festen Fremdstoffen und Schlamm.

Feste Fremdstoffe sind unlösliche Stoffe, die sich im Öl befinden.

Feste Fremdstoffe umfassen:

- Unlösliche Oxidations- oder Abbauprodukte von festen oder flüssigen Isolierstoffen;
- feste Stoffe, die unter den Betriebsbedingungen des Betriebsmittels entstehen; Kohlenstoff, Metall, Metalloxide;
- Fasern und andere Fremdstoffe verschiedener Herkunft.

Schlamm ist das polymerisierte Abbauprodukt von festen und flüssigen Isolierstoffen. Schlamm ist im Öl bis zu einer bestimmten Grenze löslich, abhängig von der Löslichkeitscharakteristik und der Temperatur des Öles. Schlamm oberhalb dieser Grenze fällt aus und trägt zu den festen Fremdstoffen zusätzlich bei.

Die Anwesenheit von festen Fremdstoffen und/oder Schlamm kann die elektrischen Eigenschaften des Öles verändern, und zusätzlich können Ablagerungen den Wärmeaustausch behindern und dadurch weiteren thermischen Abbau der Isolierstoffe fördern.

Feste Fremdstoffe und Schlamm sind nach dem in Anhang C beschriebenen Verfahren zu bestimmen.

6.9 Grenzflächenspannung (IFT)

Die Grenzflächenspannung zwischen Öl und Wasser erlaubt es, lösliche polare Verunreinigungen und Abbauprodukte festzustellen. Dieser Kennwert ändert sich ziemlich schnell während des Anfangsstadiums der Alterung, schwächt sich jedoch ab, wenn der Alterungsprozess noch moderat abläuft.

Die Rate des IFT-Abfalles wird sehr stark vom Typ des Öles beeinflusst. Nicht inhibierte Öle haben in der Regel höhere IFT-Abfallraten als inhibierte Öle.

Ein rapider Abfall des IFT kann auch ein Indikator für Kompatibilitätsprobleme zwischen dem Öl und einigen Transformatormaterialien (Lacke, Dichtungen) oder einer unbeabsichtigten Verunreinigung bei der Befüllung mit Öl sein. Öle, die Werte für die Grenzflächenspannung mit oder nahe den Grenzwerten der Tabelle 6 aufweisen, sollten jedoch weiter untersucht werden.

Bei überlasteten Transformatoren erfolgt die Alterung des Öles sehr schnell und die IFT ist ein Hilfsmittel, eine Zersetzung/Alterung festzustellen.

6.10 Partikelzählung

Die Anwesenheit von Partikeln in Isolieröl in elektrischen Betriebsmitteln kann auf vielen Ursachen beruhen. Das Betriebsmittel selbst kann Partikel aus dem Herstellungsprozess enthalten und das Öl kann Partikel durch Lagerung und Handhabung enthalten, wenn es nicht sorgfältig filtriert wurde. Der Gebrauch und die Alterung des Öles und fester Materialien kann Partikel während der Betriebsdauer des Betriebsmittels verursachen. Örtliche Überhitzung über 500 °C kann Kohlenstoffpartikel bilden. Die im Lastschalter erzeugten Kohlenstoffpartikel können durch Leckage in den Transformatorenkessel wandern und die mit Öl in Berührung stehenden Teile des Transformators verunreinigen. Eine typische Quelle von Metallpartikeln ist der Verschleiß von Pumpenlagern.

E DIN IEC 60422 (VDE 0370-2):2010-08

Die Wirkung suspendierter Partikel auf die Durchschlagfestigkeit von Isolieröl ist abhängig von der Art der Partikel (Metall, Fasern, Schlamm usw.) und ihrem Wassergehalt.

In der Vergangenheit wurde das Versagen einer Reihe von Hochspannungstransformatoren mit einer Verunreinigung durch Partikel in Verbindung gebracht. Traditionelle Durchschlagsspannungsprüfungen reichen nicht aus, um dieses Problem zu identifizieren. Daher wurden Verfahren für die Partikelzählung zur Überwachung vorgeschlagen ^[B3, B4] (Tabelle 9).

6.11 Flammpunkt

Bei dem durch elektrische Entladungen oder sehr hohe Temperaturen verursachten Abbau des Öles können ausreichende Mengen niedermolekularer Kohlenwasserstoffe gebildet werden, die ein Absinken des Flammpunktes des Öles bewirken.

Ein niedriger Flammpunkt kann ein Anzeichen für die Anwesenheit flüchtiger, leicht entzündbarer Stoffe im Öl sein. Dies kann das Ergebnis einer Verunreinigung mit einem Lösungsmittel sein, in einigen Fällen konnte dies jedoch auf starke Funken-Entladungen zurückgeführt werden.

6.12 Mischbarkeit/Kompatibilität von Isolierölen

Für die Nachfüllung und/oder Neubefüllung muss Isolieröl, das IEC 60296 entspricht oder gleichwertig ist, verwendet werden.

Ungebrauchte Öle, die IEC 60296 in der gleichen Klasse entsprechen, und die die gleichen oder keine Additive enthalten, werden als untereinander verträglich angesehen und können in jedem Verhältnis gemischt werden.

Praxiserfahrungen zeigen, dass im Allgemeinen keine Probleme auftreten, wenn ein geringer Anteil von ungebrauchtem Öl nachgefüllt wird, z. B. weniger als 5 % zu Gebrauchtöl, das als „gut“ bewertet wurde (Abschnitt 10.3), während größere Nachfüllmengen bei stärker gealterten Ölen Schlammausfällung bewirken können.

Um zu prüfen, ob die Mischung ungebrauchter Öle unterschiedlichen Typs und Ursprungs mit Betriebsöl möglich ist, können Verträglichkeitsprüfungen erforderlich sein. Um eine Mischung von Gebrauchtölen vornehmen zu können, ist eine Kompatibilitätsprüfung unbedingt angeraten. Treten Zweifel hinsichtlich der Verträglichkeit auf, wird empfohlen, den Ölhersteller zu Rate zu ziehen.

In der Kompatibilitätsuntersuchung, wie unten beschrieben, sollten die wesentlichen Eigenschaften der Mischung nicht ungünstiger sein als die der schlechtesten Ölkomponente.

Die Öle sind im gleichen Verhältnis zu mischen, welches im Betriebsmittel erwartet wird. Ist dieses Verhältnis jedoch unbekannt, sind sie im Verhältnis 50:50 zu mischen.

Zur Charakterisierung von reinen Ölen und Ölmischungen werden mindestens folgende Prüfverfahren als erforderlich angesehen:

- Permittivitäts-Verlustfaktor, DDF;
- Azidität;
- Pourpoint;
- Oxidationsstabilität gemäß IEC 61125, Verfahren C, einschließlich Azidität, Schlamm und DDF nach Alterung. Die Prüfzeit sollte der Öltyp-Klassifizierung in IEC 60296 entsprechen.

Für die Verwendung von Öl, das Pourpoint-Verbesserer enthält, die zur Ergänzung von Ölen mit natürlichem niedrigem Pourpoint eingesetzt werden, gibt es nur begrenzte Erfahrungen. Laboruntersuchungen lassen jedoch darauf schließen, dass voraussichtlich keine wesentliche Beeinträchtigung des Tieftemperaturverhaltens eintreten wird.

Kompatibilitätsprüfungen sind insbesondere notwendig bei Ölen, die Additive enthalten. Wieder wird empfohlen, den Öllieferanten oder den Gerätehersteller zu Rate zu ziehen.

6.13 Pourpoint

Der Pourpoint ist ein Maß für die Fähigkeit des Öles, bei tiefen Temperaturen zu fließen. Es gibt keinen Hinweis dafür, dass die Annahme rechtfertigen könnte, dass diese Eigenschaft durch normale Ölalterung beeinflusst wird. Veränderungen des Pourpoints können normalerweise als Folge der Nachfüllung mit einem Öl von unterschiedlichem Typ gewertet werden.

6.14 Dichte

Um den Typ eines Öles zu identifizieren, kann die Dichte brauchbar sein. In kalten Klimaten kann die Dichte des Öles zur Bestimmung seiner Eignung für den Betrieb dienlich sein. Zum Beispiel können Eiskristalle, die sich aus abgesetztem Wasser gebildet haben, in Öl mit hoher Dichte zur Oberfläche aufschwimmen und wenn sie darauf schmelzen, zum Überschlagen führen. Die Dichte ist jedoch für den Qualitätsvergleich verschiedener Ölproben nicht wesentlich. Es gibt keine Anzeichen dafür, dass die Dichte durch normale Ölalterung beeinflusst wird.

6.15 Viskosität

Die Viskosität ist ein wichtiger Faktor für die Kontrolle der Wärmeabfuhr. Alterung und Oxidation des Öles bewirken ein Ansteigen der Viskosität. Außerdem ist die Viskosität temperaturabhängig. Normale Alterung und Oxidation des Öles wird die Viskosität nicht wesentlich beeinflussen. Nur unter extremen Bedingungen von Coronaentladungen oder Oxidation kann dies auftreten.

6.16 Polychlorierte Biphenyle (PCBs)

Polychlorierte Biphenyle (PCBs) sind eine Gruppe synthetischer chlorierter Kohlenwasserstoffe mit guten thermischen und elektrischen Eigenschaften. Diese Eigenschaften, verbunden mit ausgezeichneter chemischer Stabilität, waren in vielen kommerziellen Anwendungen nützlich. Ihre chemische Stabilität und ihr Widerstand gegen biologischen Abbau riefen jedoch Bedenken hinsichtlich einer Umweltverschmutzung hervor. Die wachsenden Bedenken zur Umweltschädlichkeit der PCBs haben seit den frühen 70er Jahren ihren Einsatz zunehmend beschränkt und ihr Einsatz in neuen Anlagen und Betriebsmitteln wurde 1986 durch ein internationales Abkommen verboten. Die Verwendung gemeinsamer Aufbereitungsanlagen hat unglücklicherweise zu einer weitverbreiteten Verunreinigung von Isolierölen auf Mineralölbasis geführt.

Von Öl in neuen Betriebsmitteln ist der PCB-Gehalt zu messen, um sicherzustellen, dass das Öl frei von PCB ist. Wann immer danach eine Möglichkeit der Verunreinigung besteht (Ölaufbereitung, Transformatorenreparatur usw.), ist das Öl zu untersuchen und, wenn der PCB-Gehalt festgelegte Grenzwerte überschreitet, sind geeignete Maßnahmen zu ergreifen (siehe 12.3).

ANMERKUNG Grenzwerte richten sich nach den örtlichen Bestimmungen.

6.17 Korrosiver Schwefel

Tabelle 1 zeigt drei Verfahren zur Beurteilung von korrosivem Schwefel in Öl. Das IEC Verfahren wird als anspruchsvoller erachtet als das ASTM Verfahren und muss von allen Ölen durchlaufen werden. Das ASTM Verfahren ist einfacher in der Durchführung und kann als Erstprüfung verwendet werden, jedoch erfordern negative Ergebnisse weiterführende Untersuchungen. Das DIN Verfahren ist ergänzend durchzuführen und muss ergänzend zu ASTM oder IEC Verfahren durchgeführt werden, um eine Bewertung „nicht korrosiv“ gemäß Tabelle 6 durchzuführen.

Schwefel ist in Ölraffinaten in Form von schwefelhaltigen Molekülen enthalten. Der Schwefelgehalt ist abhängig vom Ölraffinationsverfahren, dem Raffinationsgrad und dem Rohöltyp.

Durch unzureichende Raffination oder Verunreinigung können reaktive Komponenten vorhanden sein, die bei normaler Betriebstemperatur Korrosion verursachen.

Bei relativ hohen Temperaturen können sich Schwefel enthaltende Ölmoleküle zersetzen und mit Metalloberflächen reagieren. Es entstehen Metallsulfide. Solche Reaktionen können in Schaltgeräten auftreten und die

E DIN IEC 60422 (VDE 0370-2):2010-08

Leitfähigkeit von Kontakten beeinflussen. DIN 51353 stellt ein empfindliches Prüfverfahren für solche Probleme zur Verfügung, in dem ein Silberstreifen bei einer Temperatur von 100 °C verwendet wird.

Einige Schwefel enthaltende Moleküle können die Bildung von Kupfersulfid (Cu_2S) in der Papierisolierung von elektrischen Betriebsmitteln verursachen. Dieses Phänomen führt zu einer Reduktion der elektrischen Isoliereigenschaften und hat zu vielfältigen Ausfällen im Betrieb von Anlagen geführt ^[B6].

Cu_2S Ablagerungen treten bevorzugt in papierisolierten elektrischen Betriebsmitteln auf, bei denen korrosive Kupferverbindungen im Öl vorhanden sind, nicht ummanteltes oder ungeschütztes Kupfer verwendet wird, Betriebs- und/oder Außentemperaturen hoch sind und der Gehalt von Sauerstoff im Öl begrenzt ist. Eine Gruppe von Verbindungen im Öl, die diesen Effekt auslösen sind Disulfide, z.B. Dibenzyl-Disulfid.

IEC 60296 hält Spezifikationen bereit, die gewährleisten, dass Cu_2S -Ablagerungen im Papier aufgrund des verwendeten Öles im Betrieb nicht auftreten werden. Die zu diesem Zweck verwendeten Prüfverfahren (IEC 65235 und ASTM D 1275B) sind abgestimmt auf Öle, die keine metallischen Passivatorzusätze enthalten. Die Prüfung fällt positiv aus, wenn korrosive Schwefelverbindungen im Öl vorhanden sind. Beide Prüfverfahren können ergänzend in Betracht gezogen werden. Stark gealterte Isolieröle (z.B. mit hoher Azidität) oder Öle mit einer schlechten Oxidationsstabilität können aufgrund erheblicher Schlammbildung zu nicht eindeutigen Ergebnissen auf dem Papierstreifen unter den in IEC 62535 gegebenen Bedingungen führen.

In diesem Fall kann eine SEM-EDX Analyse (wie in Anhang B von IEC 62535 beschrieben) hilfreich sein, um solche nicht eindeutigen Ergebnisse zu klären. Falsch positive Prüfungen können ebenso verhindert werden, indem man das Prüfverfahren nur mit Isolierpapier, d.h. ohne Kupferstreifen und Vergleichspapiere bei der Prüfung mit Kupfer durchführt.

Anmerkung: Eine Kombination von verschiedenen Faktoren und nicht einzig die potentielle Ölkorrosivität können zum Ausfall von elektrischen Betriebsmitteln führen. In diesem Fall sollte eine Risikobeurteilung erfolgen, die die Anordnung und die Betriebsbedingungen einschließt.

6.18 Dibenzyl-Disulfid (DBDS)

Dibenzyl-Disulfid ist eine Schwefelverbindung, die als ein antioxidativer Zusatz in Gummiverbindungen, als Stabilisator für die Petroleumfraktion und als Zusatz für Silikonöle verwendet wird.

DBDS wirkt bei normalen Betriebstemperaturen des Transformators möglicherweise korrosiv auf Metalloberflächen und bildet Kupfersulfide.

Unter den korrosiven Kupferverbindungen scheint DBDS eine vorherrschende Rolle bei dem Problem von Korrosion zu spielen. Ermittelt als Hauptschwefelverbindung in etlichen Mineralölen ist es schätzungsweise in mehr als 90 % Bestandteil der nach 1988/89 produzierten und verschnittenen korrosiven Isolierölen vorhanden. Es scheint nur noch sehr wenige Öle, die nach dem Jahr 2006 eingeführt oder produziert wurden, zu geben die DBDS in nachweisbaren Mengen enthalten.

Gleichwohl gibt es einen Bestand von Isolierölen die unabhängig von der Anwesenheit von DBDS korrosive Eigenschaften zeigen.

6.19 Passivator

Der Zusatz von metallischen Passivatoren ist das Minderungsverfahren, das im größten Maß zur Risikominimierung bei korrosivem Schwefel angewendet wurde. Insbesondere wurden toluyltriazol Derivate verwendet.

ANMERKUNG Dies ist handelsüblich unter dem Namen Irgamet 39 erhältlich.

Üblicherweise werden 100 mg/kg (0,01 % der Gewichtsanteils) dieser Substanz zugesetzt, um die Reaktion von Kupfer mit korrosivem Schwefel zu verhindern.

Metallische Passivatoren haben eine lange Anwendungsgeschichte bei den Mineralölen, hauptsächlich bei Schmierölen, jedoch auch in beschränktem Umfang in Isolierölen. Sie wurden nicht nur angewendet um

Korrosion entgegenzuwirken, sondern auch um die Oxidationsstabilität zu verbessern und um Strömungsauf-
ladung zu unterdrücken.

Es ist äußerst wichtig, den Passivatorgehalt während des Betriebes und insbesondere auch nach dem Auf-
füllen zu überwachen.

7 Ölprobenahme aus Betriebsmitteln

Bei der Probenahme ist es wichtig sicherzustellen, dass die Proben repräsentativ für das im Betriebsmittel
enthaltene Isolieröl sind. Erfahrungen zeigen, dass Öl manchmal ungerechtfertigt beanstandet wird, weil
darauf während der Probenahme unzureichend geachtet wurde. Nachlässige Probenahmeverfahren oder
Verunreinigungen im Probenbehälter führen zu fehlerhaften Schlüssen bezüglich der Qualität und
verursachen Zeitverlust, Mühe und Kosten, die mit der Entnahme, dem Versand und der Prüfung der Probe
verbunden sind.

Wann immer möglich, muss die Probenahme bei normalen Betriebsbedingungen oder sehr schnell nach
erfolgter Außerbetriebnahme durchgeführt werden.

Die Probenahme ist von erfahrenem Fachpersonal auszuführen, das in Übereinstimmung mit IEC 60475 aus-
reichend geschult wurde.

Wenn verfügbar, ist den Anweisungen der Hersteller zu folgen.

8 Kategorien der Geräte

Um den verschiedenen Anforderungen der Betreiber Rechnung zu tragen, sind die Geräte in verschiedene
Kategorien eingeteilt worden, wie unten in Tabelle 3 angegeben.

Tabelle 3 – Kategorien der Geräte

Kategorie	Gerätetyp
Kategorie O	Leistungstransformatoren/Drosseln mit einer Nennspannung von 400 kV und darüber.
Kategorie A	Leistungstransformatoren/Drosseln mit einer Nennspannung über 170 kV bis unter 400 kV. Ebenso Lei- stungstransformatoren mit einer beliebigen Spannung, für die ein unterbrechungsfreier Betrieb unbedingt notwendig ist, sowie ähnliche Geräte für besondere Anwendungsbereiche mit erschwerten Betriebsbe- dingungen.
Kategorie B	Leistungstransformatoren/Drosseln mit Nennspannungen über 72,5 kV bis einschließlich 170 kV (andere als die in Kategorie A).
Kategorie C	Leistungstransformatoren/Drosseln für Mittelspannungs-/Niederspannungs-Anwendungen mit einer Nenn- spannung bis einschließlich 72,5 kV und Bahntransformatoren (andere als die in Kategorie A). Ölgefüllte Leistungsschalter mit einer Nennspannung über 72,5 kV. Ölgefüllte Schalter, metallgekapselte Wechselspannungs-Schalt- und Steuergeräte mit Nennspannungen von 16 kV und darüber.
Kategorie D	Messwandler/Schutzwandler mit Nennspannungen über 170 kV.
Kategorie E	Messwandler/Schutzwandler mit Nennspannungen bis einschließlich 170 kV.
Kategorie F	Überspannungsableiterkessel von Lastumschaltern, einschließlich kombinierten Wähler-/Überspannungs- ableiterkesseln.
Kategorie G	Ölgefüllte Leistungsschalter mit einer Nennspannung bis einschließlich 72,5 kV. Ölgefüllte Schalter, metallgekapselte Wechselspannungs-Schalt- und Steuergeräte mit Nennspannungen unter 16 kV.

Tabelle 3 (fortgesetzt)

Kategorie	Gerätetyp
ANMERKUNG 1 Getrennte Schalterkessel von Lastumschaltern gehören zur gleichen Kategorie wie der dazugehörige Transformator.	
ANMERKUNG 2 Ölimprägnierte Durchführungen mit Papierwickel und andere hermetisch abgeschlossene Betriebsmittel können der Kategorie D oder E zugeordnet werden, wenn ein routinemäßiges Überwachungsprogramm angewendet wird. Die Anweisungen der Hersteller sind zu berücksichtigen.	
ANMERKUNG 3 Unabhängig von Größe oder Spannung kann eine Risikoanalyse die Überwachung von Eigenschaften rechtfertigen, die für eine höhere Einstufung vorgesehen sind.	
ANMERKUNG 4 Aus wirtschaftlichen und zweckmäßigen Gründen können einige elektrische Energieversorger ihre kleineren Transformatoren bis 1 MVA und 36 kV als nicht in dieser Klassifizierung eingeschlossen ansehen. Routinemäßige Überwachungsprogramme können als nicht wirtschaftlich für diese Betriebsmittel angesehen werden. Wenn ein Überwachungsprogramm für diese Transformatoren gefordert wird, sollten die Richtlinien unter Kategorie C als angemessen betrachtet werden.	

9 Bewertung von Isolieröl auf Mineralölbasis in neuen Betriebsmitteln

Ein überwiegender Teil von elektrischen Betriebsmitteln wird an den Endverbraucher bereits mit Mineralöl befüllt geliefert. Da es in solchen Fällen bereits in Kontakt mit Isolier- und anderen Materialien gekommen ist, kann es nicht mehr als „ungebrauchtes Öl“, wie in IEC 60296 definiert, angesehen werden. Auch wenn das elektrische Betriebsmittel selbst noch nicht in Betrieb gewesen ist, sind daher seine Eigenschaften als solche anzusehen, die für „gebrauchte Öle“ anzuwenden sind.

Die Eigenschaften des Öles müssen der Kategorie und der Funktion des Betriebsmittels entsprechen (Tabelle 4).

Das Ausmaß der Veränderungen der Eigenschaften kann infolge der verschiedenen Werkstofftypen und dem Verhältnis flüssiger zu fester Isolierung mit dem Betriebsmitteltyp variieren und muss innerhalb der in Tabelle 4 angegebenen Grenzen liegen.

Da die Eigenschaften des Öles in neuen Betriebsmitteln ein integraler Bestandteil der Gerätekonzeption sind, kann der Betreiber verlangen, dass diese besser sind als die in Tabelle 4 vorgeschlagenen Mindestanforderungen, die auf der Erfahrung vieljähriger Betriebspraxis beruhen.

Tabelle 4 – Empfohlene Grenzwerte für Isolieröle auf Mineralölbasis nach Einfüllung in neue elektrische Betriebsmittel vor der Inbetriebnahme

Eigenschaft	Höchste Spannung des Betriebsmittels (kV)		
	< 72,5	72,5 bis 170	> 170
Aussehen	Klar, frei von festen Fremdstoffen und suspendierten Stoffen		
Farbe (nach Farbskala in ISO 2049)	max. 2,0	max. 2,0	max. 2,0
Durchschlagsspannung (kV)	> 55	> 60	> 60
Wassergehalt (mg/kg) ^{a)}	20 ^{b)}	< 10	< 10
Azidität (mg KOH/g)	max. 0,03	max. 0,03	max. 0,03
Permittivitäts-Verlustfaktor bei 90 °C und 40 Hz bis 60 Hz ^{c)}	max. 0,015	max. 0,015	max. 0,010
Spezifischer Widerstand bei 90 °C (GΩ·m)	min. 60	min. 60	min. 60

Tabelle 4 (fortgesetzt)

Eigenschaft	Höchste Spannung des Betriebsmittels (kV)		
	< 72,5	72,5 bis 170	> 170
Korrosiver Schwefel	Nicht korrosiv		
Grenzflächenspannung (mN/m)	min. 35	min. 35	min. 35
Gesamter PCB-Gehalt (mg/kg)	Nicht nachweisbar (< 2 mg/kg insgesamt)		
Partikel	–	–	Siehe Tabelle 9 ^{d)}
a) Die Werte sind in Bezug zur Temperatur nicht korrigiert, da eventuell nicht ausreichend Zeit zur Erlangung eines Gleichgewichts zwischen Öl und Zellulose-Isolation vergangen ist. b) Für die Verwendung in Transformatoren in der Klasse unter 72,5 kV sollte der maximale Wassergehalt zwischen Lieferant und Betreiber unter Berücksichtigung der örtlichen Gegebenheiten vereinbart werden. c) Höhere Werte des Permittivitäts-Verlustfaktors können ein Hinweis auf eine starke Verunreinigung oder eine fehlerhafte Verwendung fester Werkstoffe bei der Herstellung sein und sollten überprüft werden. d) Die Bestimmung von Partikelgröße und Anzahl sollte als Grundlage für zukünftige Vergleiche in Transformatoren > 170 kV erstellt werden.			

10 Bewertung des Öles im Betrieb

Isolieröl ist im Betrieb Hitze, Sauerstoff, Wasser und anderen Katalysatoren ausgesetzt, die alle schädlich für die Eigenschaften des Öles sind. Um die Qualität des Öles im Betrieb zu erhalten, sind Probenahmen und Untersuchungen regelmäßig durchzuführen.

Erste Anzeichen einer Ölalterung können oft durch genaue Beobachtung von Klarheit und Farbe des Öles im Schauglas des Ausdehnungsgefäßes erhalten werden. Aus Umweltgesichtspunkten kann diese einfache und leichte Prüfung auch zur Feststellung von Leckagen und übergelaufenem Öl in die Transformatorenumgebung angewendet werden.

Im Hinblick auf die funktionale Alterung des Öles muss die Auswertung der Ergebnisse auf der Grundlage der nachfolgenden Elemente von Risikomanagement und Lebensdaueranalyse durch erfahrenes Personal erfolgen:

- Charakteristische, mit statistischen Verfahren ermittelte Werte für Öl- und Geräte-Typ und Familie;
- Bewertung von Tendenzen und Änderungsrate der Werte für eine bestimmte Öleigenschaft;
- normale oder typische Werte, die ein „ausreichend“ oder „ungenügend“ für den betreffenden Gerätetyp und -familie bedeuten.

Die Umweltbeeinflussung im Fall von durch PCB verunreinigtem Öl ist ein zu beachtender kritischer Faktor, ebenso wie die örtlichen Vorschriften. Wenn vermutet wird, dass Öl durch PCB verunreinigt wurde, müssen spezielle Untersuchungen durchgeführt werden und die Auswertung der Ergebnisse ist bei der Risikoanalyse anzuwenden, um mögliche Umweltschäden zu verhüten und zu vermindern und unzumutbare Risiken für Betriebspersonal und Öffentlichkeit zu vermeiden.

10.1 Häufigkeit der Untersuchung der Öle im Betrieb

Allgemein gültige Regeln für die Häufigkeit der Untersuchung von Betriebsölen aufzustellen, die für alle möglichen Situationen, die eintreten können, anwendbar sind, ist nicht möglich.

Der optimale Untersuchungsabstand wird vom Typ, der Funktion, der Spannung, der Leistung, der Konstruktion und den Betriebsbedingungen des Betriebsmittels abhängen, ebenso wie vom Zustand des Öles, der bei der vorhergehenden Untersuchung festgestellt wurde. Häufig muss ein Kompromiss zwischen ökonomischen Gesichtspunkten und Sicherheitsanforderungen gefunden werden.

Noch größere Schwierigkeiten bestehen bei der Entscheidung für alle Isolierölanwendungen über die Häufigkeit der Prüfung und die zulässigen Ölalterungswerte, die unter Berücksichtigung von Unterschieden in der Betriebspolitik, den Zuverlässigkeitsanforderungen und den Typen elektrischer Systeme annehmbar sind. Große Elektrizitäts-Versorgungs-Unternehmen werden zum Beispiel normalerweise die vollständige Anwendung dieser Empfehlungen auf Verteiltransformatoren unwirtschaftlich finden und neigen dazu, ein höheres Versagensrisiko zu akzeptieren. Ein industrieller Betreiber, dessen Betrieb auf der Zuverlässigkeit seiner Energieversorgung beruht, wird dagegen wünschen, häufigere und strengere Kontrollen der Ölqualität als Schutz gegen Energieausfälle vorzusehen.

Als Richtlinie enthält die Tabelle 5 Vorschläge zur Prüfungshäufigkeit für die verschiedenen Gerätetypen. Einige Geräte verfügen über Ölausdehnungsgefäße, die dazu dienen, den Atmosphärenzutritt zum Öl zu kontrollieren. Wo solche Systeme in gutem Zustand gehalten werden, kann eine weniger häufige Prüfung basierend auf der life cycle analysis (LCA) und/oder life cycle management (LCM) und risk assessment (RA) angebracht sein.

Im Allgemeinen sind Kontrollmessungen auf der Grundlage der folgenden Kriterien, die besonders für Transformatorenöle zutreffen, durchzuführen:

- Charakteristika können periodisch in den in Tabelle 5 vorgeschlagenen Abständen überprüft werden, soweit nichts anderes festgelegt wurde.
- Die Untersuchungshäufigkeit kann erhöht werden, wenn eine der kennzeichnenden Eigenschaften einen ausreichenden oder ungenügenden Zustand des Öles oder eine Trendanalyse deutliche Veränderungen anzeigt.
- Die Oxidation des Öles wird mit ansteigender Temperatur und der Anwesenheit von Sauerstoff und Wasser beschleunigt. Daher können bei hochbelasteten Transformatoren eine häufigere Ölprobenahme und zusätzliche Prüfungen, wie z. B. die Grenzflächenspannung, erforderlich sein.
- Die Testfrequenz sollte aufgrund einer Kosten/Nutzen-Betrachtung basierend auf Lebensdaueranalyse und Risikoeinschätzung erfolgen. Für einige Betreiber von Versorgungstransformatoren (Kategorie C) kann diese Näherung eine zu Tabelle 5 abweichende Testfrequenz bedeuten. Zum Beispiel könnten einige Energieversorger es vorziehen, dieses Programm nicht auf diesen Transformatorentyp anzuwenden und kleinere Hersteller oder Betreiber könnten es vorziehen, diesen Transformatorentyp sogar in einer höheren Kategorie einzuordnen.

Tabelle 5 – Empfohlene Häufigkeit der Untersuchungen ⁽¹⁾

Eigenschaft ⁽²⁾	Gerätekategorie ⁽³⁾							
	O	A	B	C ⁽⁴⁾	D ⁽⁵⁾	E ⁽⁵⁾	F	G
Gruppe 1 (Routineprüfungen) ⁽⁶⁾ – Jahre	1 – 2	1 – 3	1 – 4	2 – 6	1 – 2	2 – 6	2 – 6	2 – 6
Gruppe 2 (Ergänzende Prüfungen)	ANMERKUNG ⁽⁷⁾							
Gruppe 3 (Spezielle Grundsatzprüfungen)	ANMERKUNG ⁽⁸⁾							
ANMERKUNG 1 Diese vorgeschlagenen Perioden gelten für normale Routine-Wartungsprogramme. Sollte eine oder mehrere der gemessenen Eigenschaften anzeigen, dass das Öl in ausreichendem oder ungenügendem Zustand ist oder wenn eine ungewöhnliche Alterungstendenz festgestellt wird, sollen diese Perioden nach der Wichtigkeit des Betriebsmittels verkürzt werden. Diese Perioden können auch bei mit PCB verunreinigten Ölen verkürzt werden, um jede mögliche Umweltbeeinflussung durch versagende Betriebsmittel zu verringern.								
ANMERKUNG 2 Gruppe 1, 2 und 3 werden in Abschnitt 4 und in Abschnitt 6.1 in der Fußnote zu Tabelle 1 definiert.								
ANMERKUNG 3 Gerätekategorien werden in Abschnitt 8 Tabelle 3 definiert.								
ANMERKUNG 4 Abschnitt 10.1 (Absatz 4).								
ANMERKUNG 5 Gerätekategorien D und E. Der Betreiber kann nach der ersten Probenahme und nach Rücksprache mit dem Hersteller und/oder dem Labor über die Verlängerung der Probenahme-Perioden entscheiden.								