

Betriebserfahrungen mit Isolierölen von Transformatoren mit Nennspannungen oberhalb 100 kV

Objektyp: **Chapter**

Zeitschrift: **Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins, des Verbandes Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen = Bulletin de l'Association Suisse des Electriciens, de l'Association des Entreprises électriques suisses**

Band (Jahr): **67 (1976)**

Heft 22

PDF erstellt am: **21.09.2024**

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern. Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Betriebserfahrungen mit Isolierölen von Transformatoren mit Nennspannungen oberhalb 100 kV

Von H.-J. Vorwerk

621.315.615.2 : 621.314.222.027.8

Es werden die Messergebnisse von Isolierölkontrollen mitgeteilt, die von den grösseren schweizerischen Elektrizitätswerken zur Zustandsüberwachung durchgeführt wurden. Einigen zutage getretenen Besonderheiten wird nachgegangen. Schliesslich werden der aus dem Verhalten der Öle als notwendig erachtete Umfang der Kontrollmessungen und die Kontrollintervalle im Sinne einer Verfeinerung der diesbezüglichen Aussagen der CEI-Publikation 422 [1]¹⁾ festgehalten.

Le présent article rend compte des résultats obtenus lors de mesures exécutées par les principales entreprises suisses d'électricité pour contrôler l'état des huiles isolantes. Il fait également état de quelques constatations spéciales faites dans ce domaine. Y sont enfin traités, afin de préciser les déclarations y relatives contenues dans la publication CEI 422 [1]¹⁾, l'ampleur et la fréquence des mesures de contrôle à exécuter jugées nécessaires en fonction du comportement des huiles.

1. Einleitung

Auf die Umfrage über Erfahrungswerte von Isolierölen in Transformatoren wurde von allen grösseren schweizerischen Elektrizitätswerken eine Vielzahl von Messwerten zur Auswertung zur Verfügung gestellt. Im folgenden wird zusammenfassend darüber berichtet; besondere Erscheinungen werden näher betrachtet und Schlussfolgerungen über Umfang und Intervalle von Ölkontrollen gezogen. Da hier nicht alle zusammengetragenen Messwerte im einzelnen dargestellt werden, geben die nachstehenden Ausführungen den der UK-HT unterbreiteten Bericht zum Teil nur auszugsweise wieder.

2. Messergebnisse

2.1 Allgemeines

Die 394 erfassten Transformatoren wurden zwei etwa gleich grossen Bereichen zugeordnet, und zwar einem für 125 resp. 150 kV und einem für 220 kV, wobei sich die Spannungsangaben auf die Oberspannungswicklung beziehen. Aus Tabelle I geht hervor, dass Durchschlagspannung, Verlustfaktor, Neutralisationszahl und in etwas geringerem Masse auch die Grenzflächenspannung mehrheitlich zur Beurteilung des Öles herangezogen werden. Ein Werk zieht die Erfassung des spezifischen Widerstandes des Öls der Messung des Verlustfaktors vor. Die Bestimmung des Wassergehalts und des Gasgehalts wurde an verhältnismässig wenig Transformatoren oder nur in Sonderfällen durchgeführt. Die Wassergehaltsbestimmung wird offenbar deshalb weniger ausgeführt, weil sie spezielle Einrichtungen und kundiges Personal erfordert und auch höhere Kosten verursacht, wobei noch hinzukommt, dass die Durchschlags- und in gewissem Umfang auch die Verlustfaktormessung bereits Hinweise auf höhere Wassergehalte zu liefern vermögen. Messergebnisse von Ölen, die vor 1935 in Betrieb genommen wurden, lagen teilweise ausserhalb des

üblichen Rahmens, weshalb die Öle dieser kurz vor der Ausserbetriebnahme stehenden oder nur noch als Reserve dienenden Transformatoren in der Auswertung unberücksichtigt blieben.

Da für die Beurteilung der Messergebnisse die Ölbehandlung und ganz allgemein die Lebensgeschichte des betreffenden Transformators entscheidend ist, wurden die Transformatoren in Gruppen eingeteilt (Tabelle II). Solche, bei denen mehr als 10 ppm Wasser festgestellt wurden, werden im weiteren durch den Zusatz A bezeichnet. Allerdings wurde die Wassergehaltsbestimmung nicht durchwegs durchgeführt, und auch nähere Angaben über die Bedingungen bei der Probenentnahme (Betriebszustand, Öltemperatur, Art und Ort der Entnahme) fehlen. Die angenommene Grenze von 10 ppm dient als Unterscheidungsmerkmal bei der Gruppeneinteilung im Sinne eines Hilfsmittels für die Auswertung und nicht etwa als Kriterium für die Betriebssicherheit eines Transformators. Ebenso hätten auch höhere Grenzwerte gewählt werden können. Dies erschien jedoch nicht zweckmässig, da nach [3] und der dort zitierten Literatur für in Transformatoren eingefüllte Öle auch bei kleinem Wassergehalt schon mit gewissen Einbussen im Isoliervermögen zu rechnen ist. Mit einer Verschiebung der Grenze auf 20 ppm würden bis auf vereinzelte Ausnahmen die mit A bezeichneten Gruppen verschwinden.

Ferner sind Transformatoren mit Wasserkühlung (OFWF) unter der Bezeichnung W extra hervorgehoben, da ihre Öle bezüglich Verlustfaktor aufgefallen sind. Sofern hierbei der Wassergehalt bestimmt wurde, lag er unterhalb 10 ppm.

Eine weitere Unterteilung der Messergebnisse nach spezifischen Transformatormerkmalen wie Ölabschlusssystem, Aufstellung in Freiluft oder Innenraum, Betriebsart, Art der Kühlung, Bauart oder Ölart erbrachte keine besonderen Hinweise, so dass auf eine entsprechende Darstellung verzichtet wird. Es sei jedoch erwähnt, dass bei den Ölabschlusssystemen das Ölausdehnungsgefäss mit einfacher Trockenvorlage bei der überwiegenden Zahl der Transformatoren anzutreffen ist, da-

¹⁾ Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes.

Art der Messungen und Anzahl der gemessenen Transformatoren
(In Klammern Prozentangaben, bezogen auf die Gesamtzahl Transformatoren)

Tabelle I

Gesamtzahl Transformatoren	Durchschlagspannung	Wassergehalt	Verlustfaktor	Spezifischer Widerstand	Neutralisationszahl	Grenzflächenspannung	Gasgehalt
125 und 150 kV							
200 (100)	175 (88)	48 (24)	156 (78)	31 (15)	185 (93)	134 (67)	9 (5)
220 kV							
194 (100)	146 (75)	69 (36)	156 (80)	38 (20)	181 (93)	102 (52)	76 (39)

neben aber auch vereinzelt der Membranabschluss mit und ohne direkte Ölberührung und ferner der Abschluss mit druckvariablem Stickstoffpolster.

Bei den Betriebsarten dominieren eindeutig die Netzkupplungstransformatoren mit einem Anteil von 91 % bei 150 kV und 58 % bei 220 kV. Dies drückt sich auch in den Belastungsangaben aus, wonach bei der Mehrzahl der Transformatoren weniger als 10 % der Betriebsdauer mit Vollast gefahren wird. Bei den Kühlungsarten sind die Bezeichnungen ONAN, ONAN/F, OFAN/F, OFWN und OFWF vorhanden, wobei ONAN/F mit nahezu 50 % überwiegt. Unter den Isolationsystemen befinden sich sowohl die mit Hülsen/Kappen als auch die mit Weichpapier. An Isolierölen wurden mehrere Sorten verschiedener Lieferanten benutzt.

2.2 Durchschlagspannung

Der Grund für die nahezu bei allen Transformatorenölen gemessene Durchschlagspannung dürfte vor allem darin zu sehen sein, dass diese Messung eine altbekannte und verhältnismässig einfache Kontrolle des Isoliervermögens des Öles vor der Inbetriebnahme des Transformators, nach Revisionen oder Reparaturen ermöglicht. Es kann damit kurz vor dem Zuschalten festgestellt werden, ob das Öl und in gewissem Masse auch der Transformator selber sorgfältig behandelt wurden und keine unmittelbare Gefahr im Hinblick auf die Spannungsfestigkeit besteht.

Einteilung der kontrollierten Transformatoren nach der Art der Ölbehandlung

(In Klammern Stückzahlen mit Baujahr 1960 und später) Tabelle II

125 und 150 kV										
Gruppen	1	1 A	1 W	1a	1a W	2a	2a A	2a W	3	3 A
Anzahl	37 (26)	6 (0)	25 (22)	28 (10)	1 (1)	39 (0)	16 (0)	33 (0)	11 (8)	4 (4)
Alter < 10 10-20 > 20 Jahre	18 (18)			3 (3)		0 (0)			12 (12)	
	40 (30)			23 (8)		38 (0)			3 (0)	
	10 (0)			3 (0)		50 (0)			0 (0)	
220 kV										
Gruppen	1	1 A	1 W	1a	1a W	2a	2a A	3	3 W	3a
Anzahl	35 (24)	13 (9)	48 (25)	29 (26)	6 (6)	29 (4)	6 (3)	15 (15)	12 (12)	1 (1)
Alter < 10 10-20 Jahre	23 (23)			5 (5)		5 (5)			17 (17)	
	73 (35)			30 (27)		30 (2)			10 (10)	
									0 (0)	

- Gruppe 1 Nicht inhibiertes Öl, keine Ölaufbereitung oder ähnliches
- 1a Nicht inhibiertes Öl, im Verlauf der Betriebsdauer Ölaufbereitung, Umbau, Revision oder ähnliches
- 2a Während der Betriebsdauer wurde das Öl regeneriert und inhibiert; teilweise zusätzlich Umbau, Revision oder ähnliches
- 3 Vor der Inbetriebnahme wurde das Öl inhibiert, kein Umbau oder ähnliches
- 3a Vor der Inbetriebnahme wurde das Öl inhibiert, ferner Umbau, Revision oder ähnliches
- A Mehr als 10 ppm Wasser
- W Wasserkühlung

Die gemäss [1; 2; 4] empfohlenen Minimalwerte von 40 bzw. 45 kV/2,5 mm für 150-kV-Transformatoren und 50 kV/2,5 mm für 220-kV-Transformatoren wurden in einigen wenigen Fällen unterschritten (Tabellen III und IV). Die unterhalb der Toleranzgrenze liegenden Durchschlagswerte wurden insbesondere bei den Transformatoren der Gruppen 1 und 1W festgestellt, also bei Transformatoren mit längerer Betriebsdauer ohne Ölaufbereitung. Da diese Transformatoren sich bisher im Betrieb bewährt haben, erhebt sich die Frage nach einer eventuellen Herabsetzung der Anforderungen hinsichtlich der minimalen Durchschlagfestigkeit der Öle. Im Hinblick auf die erfahrungsgemäss beträchtliche Streuung der Messwerte bei Durchschlagsprüfungen von Isolierölen, die immer dann anzutreffen ist, wenn eine gewisse Verunreinigung des Öls vorliegt oder bei der Probenentnahme oder Messung nicht sorgfältig genug vorgegangen wird, ist aufgrund der hier vorliegenden wenigen Ausnahmefälle zumindest im gegenwärtigen Zeitpunkt von einer Abschwächung der Anforderungen abzuraten. Bei der Beurteilung der Durchschlagsmesswerte ist die Messwertstreuung bzw. Messungenauigkeit jedoch immer zu berücksichtigen, d. h. dass bei Proben mit Tiefdurchschlägen erst die ein- oder zweimalige Wiederholung der Kontrolle schliesslich die Endbeurteilung ermöglicht.

2.3 Neutralisationszahl

Die Neutralisationszahl als Kenngrösse für die Versäuerung des Öles unter Einwirkung des Luftsauerstoffs wurde ebenfalls bei der überwiegenden Mehrzahl der Transformatorenöle bestimmt. Die nach [1; 2; 4] empfohlenen oberen Grenzwerte von 0,2 bzw. 0,3...0,5 mg KOH/g Öl wurden in keinem Fall überschritten. Lediglich ein älterer 150-kV-Transformator der Gruppe 1 übersteigt den tiefer angesetzten Grenzwert von 0,3 um 10 %. Generell gilt erfahrungsgemäss für die nicht inhibierten Transformatoren mit Luftausgleich, dass anfänglich eine nur sehr leichte Zunahme der Neutralisationszahl beobachtet wird und im weiteren der Säuregrad sich so wenig ändert, dass er keine klare Abhängigkeit von der Betriebsdauer anzeigt. Nur in sehr wenigen Sonderfällen kann es zu einer stärkeren Versäuerung kommen.

Da trotz verschiedenen, aus anderen Gründen notwendig gewordenen Ölbehandlungen keine zur Vorsicht mahnenden Neutralisationszahlen festgestellt wurden, erscheint diese Art Messung bei Routineprüfungen des Öles wegen der bei Hochspannungstransformatoren heute fast ausschliesslich verwendeten inhibierten Öle nur noch in grösseren Intervallen erforderlich, es sei denn, andere Beurteilungskriterien mahnen zur Vorsicht und verlangen nach einer umfassenderen Ölbeurteilung.

2.4 Grenzflächenspannung

Wie die Neutralisationszahl, so gilt auch die Grenzflächenspannung in erster Linie als Ausdruck für die Bildung saurer Produkte unter Einfluss des Luftsauerstoffs. Da es sich um eine wenig aufwendige Messung handelt, wird sie auch vielfach ausgeführt.

Die Bestimmung der Grenzflächenspannung wurde bei etwas mehr als der Hälfte aller untersuchten Transformatorenöle unternommen. Die überwiegende Zahl der Messwerte lag deutlich oberhalb des empfohlenen Grenzwertes von $15 \cdot 10^{-3}$ N/m. Unterschritten wurde der Grenzwert in keinem Fall. Angesichts dieser Feststellungen und unter Berücksichtigung

einer ungefähren Abhängigkeit vom Verlustfaktor kann auf die routinemässige Überprüfung der Grenzflächenspannung nach fortgeschrittener Alterung des Öles, wenn sich die Messwerte kaum noch ändern, bei Grosstransformatoren weitgehend verzichtet werden, es sei denn, dass bei unerwartet starken Änderungen des Ölzustandes zur Vervollständigung der Beurteilungskriterien darauf zurückgegriffen wird.

Es sei darauf hingewiesen, dass mit der Grenzflächenspannung eine billige Messmethode zur Verfügung steht, um das Verhalten von Neuölen und frisch regenerierten Ölen in der Anfangsphase der Alterung genauer zu überwachen, wobei zu beachten ist, dass Öle mit $< 20 \cdot 10^{-3}$ N/m kaum noch zufriedenstellend regenerierbar sind.

2.5 Gasgehalt

Die Bestimmung der im Öl gelösten Gase wurde an verhältnismässig wenig Transformatoren bei Vorliegen besonderer Verdachtsgründe durchgeführt. Besonders spärlich sind diese Analysen bei den 150-kV-Transformatoren vertreten. Dies dürfte darauf zurückzuführen sein, dass bei diesen Transformatoren vor allem älteren Datums die Gefahr der Bildung gefährlicher innerer Entladungen sehr gering eingeschätzt und eine routinemässige Kontrolle als nicht notwendig erachtet wird, und dass nur dann solche relativ teuren Messungen ausgeführt werden, wenn gewisse Anzeichen die Betriebstüchtigkeit des Transformators in Frage stellen.

Bei den 220-kV-Transformatoren sind die Messungen offenbar deshalb häufiger, weil die Gasanalysen bei diesen bereits grössere Investitionen darstellenden Objekten zur Überwachung der Betriebssicherheit wenigstens teilweise turnusgemäss durchgeführt werden. In [5; 6] wird über die Interpretation der Messergebnisse berichtet. Demnach ist bei den 150-kV-Transformatoren der Transformator der Gruppe 1 (Tabelle III) mit Gaskonzentrationen behaftet, die über den im normalen Betrieb zu erwartenden Werten liegen. Bei den 220-kV-Transformatoren liegen nach Tabelle IV fast alle Messwerte unterhalb der Grenzkonzentrationen. Einige Werte deuten allerdings darauf hin, dass vereinzelte Transformatoren Gasmengen aufweisen, die innere Schäden anzeigen oder zumindest eine genauere Überwachung des Transformators erfordern. Das Überschreiten der Grenzkonzentrationen ist aber vor allem bei älteren Transformatoren nicht als untrügerisches Anzeichen für eine Gefährdung der Betriebssicherheit zu werten, sondern als Kriterium, das in [5] angegebene Auswertungsschema anzuwenden.

Allgemein vertritt man heute die Auffassung, dass Gasanalysen bei materiell ins Gewicht fallenden Objekten zur laufenden Überwachung zweckmässig sind. Bei den übrigen werden sie lediglich zur Abklärung besonderer Vorfälle als wertvolle Ergänzung zur Abrundung des Gesamtbildes herangezogen. Nach der 1. Gasanalyse zur Feststellung des Ausgangszustandes wird bei Transformatoren mit Oberspannungen oberhalb 170 kV alle 3 bis 5 Jahre eine Wiederholung der Messung empfohlen [2; 4].

2.6 Verlustfaktor

Neben der Durchschlagspannung ist der Verlustfaktor die elektrische Kenngrösse, die unmittelbar etwas über die Alterung des Transformatoröles aussagt und entsprechende Rückschlüsse auf den Zustand der Transformatorisolation ermöglicht. Deshalb wurde diese Messung auch praktisch an

allen Transformatorenölen vorgenommen. Da zwischen Verlustfaktor und spezifischem Isolationswiderstand Zusammenhänge bestehen, wird der einfacheren Messung halber manchmal nur der spezifische Widerstand des Öles gemessen. Nachteilig bei diesem Vorgehen ist der erschwerte genauere Vergleich mit Erfahrungswerten des Verlustfaktors. Auch hängt der Widerstandswert stärker als der $\text{tg } \delta$ von der physikalischen Reinheit des Öles ab.

2.6.1 125- und 150-kV-Transformatoren

Als allgemeine Tendenz lässt sich aus Tabelle III herauslesen, dass ältere Transformatoren die höheren $\text{tg } \delta$ -Werte aufweisen und neuere mit inhibierten Ölen im unteren Bereich liegen. Die Zunahme der Werte mit der Betriebsdauer ist bei den älteren, nicht inhibierten Ölen deutlich höher als bei den neueren inhibierten.

Fig. 1 zeigt das Einzelverhalten des Verlustfaktors in Abhängigkeit von der Betriebsdauer. Auch die nicht dargestellten

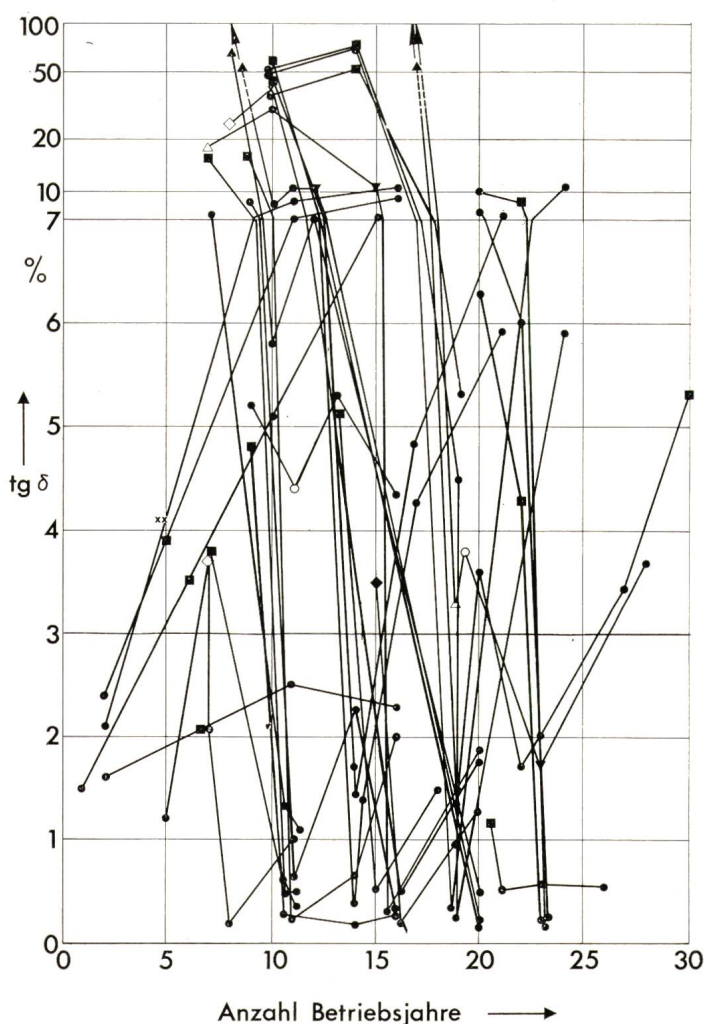


Fig. 1 Verlustfaktor in Abhängigkeit von der Betriebsdauer
125-kV- und 150-kV-Transformatoren, Gruppen 2a,
2aA und 2aW

- △ Neuölfüllung ohne Inhibierung
- ▲ Neuölfüllung mit Inhibierung
- ▼ Ölaufbereitung mit Inhibierung
- Umbau oder Revision ohne Neuölfüllung, ohne Ölaufbereitung
- Umbau oder Revision mit Ölaufbereitung, mit Inhibierung
- × Defekt, Reparatur mit Neuölfüllung, ohne Inhibierung
- xx Defekt, Reparatur mit Neuölfüllung, mit Inhibierung
- ◇ Defekt, Reparatur mit Ölaufbereitung, ohne Inhibierung
- ◆ Defekt, Reparatur mit Ölaufbereitung, mit Inhibierung

Gruppen	1		1 A		1 W		1a		1a W		2a		2a A		2a W		3		3 A	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
Durchschlagsspannung kV/2,5 mm	31 (35)	98 (98)	76 (-)	79 (-)	31 (31)	96 (96)	22 (22)	92 (92)	55 (55)	91 (91)	40 (60)	94 (69)	45 (72)	78 (73)	33 (37)	96 (60)	45 (45)	78 (78)	67 (67)	82 (82)
Neutralisationszahl mg KOH/g	0,01 (0,01)	0,33 (0,13)	0,03 (-)	0,075 (-)	0,03 (0,03)	0,08 (0,07)	0,01 (0,03)	0,2 (0,11)	0,02 (0,02)	0,04 (0,04)	0,01 (0,01)	0,14 (0,06)	0,01 (0,03)	0,15 (0,15)	0,01 (0,01)	0,4 (0,02)	0,01 (0,01)	0,08 (0,08)	0,01 (0,01)	0,06 (0,06)
Grenzflächenspannung 10 ⁻³ N/m	25 (37)	48 (48)	21 (-)	37 (-)	30 (46)	52 (52)	20 (29)	36 (32)	37 (37)	37 (37)	18 (35)	47 (47)	20 (24)	43 (43)	15 (31)	38 (32)	28 (28)	45 (45)	37 (37)	43 (43)
Gasgehalt ppm H ₂ CO CO ₂ CH ₄ C ₂ H ₂ C ₂ H ₄ C ₂ H ₆	200 (-) 650 (-) 11 600 (-) 74 (-) 36 (-) 83 (-) 25 (-)		keine Messungen		keine Messungen		37 (-) 670 (-) 3560 (-) 15 (-)		keine Messungen		(50) (850) (6650) (9) (1) (12) (5)		keine Messungen		keine Messungen		keine Messungen		keine Messungen	
tg δ (%), erste Messung	0,26 (0,26)	11 (4,8)	7,2 (-)	12,4 (-)	0,41 (0,41)	3,0 (3,0)	0,242 (0,242)	7 (4,4)	- (-)	- (-)	0,13 (0,13)	151 (5,3)	1,81 (1,81)	73,5 (2,64)	1,5 (1,5)	63,4 (3,6)	0,08 (0,08)	4,1 (0,53)	0,32 (0,32)	0,6 (0,6)
tg δ (%), letzte Messung	0,3 (0,3)	33 (33)	15,2 (-)	23,5 (-)	0,19 (0,19)	10,5 (10,5)	0,79 (1,2)	25,3 (7,04)	- (-)	- (-)	0,09 (0,8)	16,02 (1,5)	0,19 (0,27)	5,66 (0,5)	0,22 (1,05)	19,3 (2,5)	0,11 (0,11)	7,45 (1,82)	0,55 (0,55)	1,36 (1,36)
Stückzahlen Erste Messung																				
tg δ > 0,1 %	0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		1 (0)		0 (0)	
> 0,1-0,2 %	0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		3 (3)		0 (0)		0 (0)		1 (1)		0 (0)	
> 0,2-1 %	13 (13)		0 (0)		4 (4)		7 (7)		0 (0)		1 (0)		0 (0)		0 (0)		6 (6)		4 (4)	
> 1-5 %	10 (5)		0 (0)		4 (4)		7 (0)		0 (0)		18 (1)		5 (3)		5 (3)		3 (0)		0 (0)	
> 5 %	3 (0)		6 (0)		0 (0)		10 (0)		0 (0)		18 (2)		11 (0)		13 (0)		0 (0)		0 (0)	
Letzte Messung																				
tg δ < 0,1 %	0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)	
> 0,1-0,2 %	0 (0)		0 (0)		1 (1)		0 (0)		0 (0)		1 (0)		1 (0)		0 (0)		3 (3)		0 (0)	
> 0,2-1 %	1 (1)		0 (0)		1 (1)		1 (1)		0 (0)		9 (2)		7 (3)		0 (0)		4 (4)		2 (2)	
1-5 %	9 (5)		0 (0)		3 (3)		13 (3)		0 (0)		15 (4)		5 (0)		8 (3)		1 (0)		2 (2)	
> 5 %	16 (13)		6 (0)		3 (3)		11 (5)		0 (0)		15 (0)		3 (0)		7 (0)		3 (0)		0 (0)	

Gruppen Messungen	1		1 A		1 W		1a		1a W		2a		2a A		3		3 W	
	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.	Min.	Max.
Durchschlagsspannung kV/2,5 mm	43 (43)	98 (68)	66 (66)	75 (75)	33 (33)	98 (93)	50 (50)	75 (75)			52 (-)	90 (-)	70 (70)	75 (70)	70 (70)	90 (90)	63 (63)	95 (95)
Neutralisationszahl mg KOH/g	0,014 (0,014)	0,09 (0,06)	0,01 (0,01)	0,097 (0,097)	0,02 (0,02)	0,06 (0,04)	0,01 (0,01)	0,16 (0,16)	0,014 (0,014)	0,03 (0,03)	0,005 (0,014)	0,085 (0,06)	0,01 (0,01)	0,06 (0,03)	0,014 (0,014)	0,095 (0,095)	0,01 (0,01)	0,084 (0,084)
Grenzflächenspannung 10 ⁻³ N/m	28 (28)	50 (44)	26 (27)	38 (38)	21 (43)	51 (49)	26 (43)	46 (46)			20 (-)	45 (-)	29 (34)	34 (34)	36 (36)	45 (45)	37 (37)	50 (50)
Gasgehalt ppm H ₂	10 (-)	50 (-)	5,5 (5,5)	770 (770)	25 (35)	140 (70)	3 (15)	1350 (480)			16 (30)	8370 (50)	15 (15)	70 (45)	15 (15)	55 (55)	10 (10)	80 (80)
CO	180 (-)	550 (-)	252 (252)	756 (729)	270 (610)	580 (390)	8 (110)	900 (900)			110 (110)	820 (590)	180 (180)	855 (450)	150 (150)	1090 (1090)	370 (370)	810 (810)
CO ₂	600 (-)	3900 (-)	990 (990)	4390 (3960)	840 (840)	6040 (2720)	125 (770)	9800 (9800)			450 (450)	8270 (1710)	430 (430)	6270 (1730)	620 (620)	5510 (5510)	320 (320)	2650 (2650)
CH ₂	4 (-)	30 (-)	5,5 (6)	200 (200)	5 (5)	105 (11)	1 (2)	220 (220)			1 (6)	570 (12)	0,5 (0,5)	160 (10)	2 (2)	18 (18)	5 (5)	14 (14)
C ₂ H ₄	10 (-)	125 (-)	0,28 (0,28)	140 (140)	1 (1)	5 (5)	0,1 (0,7)	130 (130)			1 (1)	4 (1)	1 (1)	28 (28)	8 (8)	42 (42)	1 (1)	2 (2)
C ₂ H ₆	13 (-)	130 (-)	3,6 (3,6)	126 (126)	1 (1)	20 (18)	0,3 (2)	140 (140)			5 (7)	36 (14)	1 (1)	72 (36)	7 (7)	40 (40)	1 (1)	5 (5)
C ₂ H ₆	1 (-)	8 (-)	2,1 (2,1)	62 (62)	2 (2)	420 (6)	0,1 (1,8)	120 (120)			3 (2)	80 (6)	1 (1)	9 (9)	1 (1)	7 (7)	1 (1)	4 (4)
tg δ (%), erste Messung	0,092 (0,092)	0,68 (0,68)	0,2 (0,2)	5,47 (5,47)	0,06 (0,06)	8,8 (8,8)	0,10 (0,10)	6,12 (6,12)	0,06 (0,06)	0,10 (0,10)	0,10 (0,18)	9,7 (0,92)	0,10 (0,10)	4,2 (0,3)	0,079 (0,079)	0,64 (0,64)	0,13 (0,13)	3,68 (3,68)
tg δ (%), letzte Messung	0,12 (0,12)	1,05 (1,05)	0,5 (0,5)	11,8 (11,8)	0,18 (0,18)	11 (11)	0,10 (0,10)	8,12 (2,87)	0,44 (0,44)	9,85 (9,85)	0,15 (0,15)	16,5 (0,29)	4,1 (8)	11,3 (11,3)	0,079 (0,079)	0,91 (0,91)	0,11 (0,11)	5,52 (5,52)
Stückzahlen																		
Erste Messung																		
tg δ < 0,1 %	2 (1)		0 (0)		3 (3)		2 (1)		6 (6)		1 (0)		2 (2)		1 (1)		0 (0)	
0,1-0,2 %	13 (13)		1 (1)		5 (5)		4 (4)		0 (0)		2 (2)		0 (0)		6 (6)		3 (3)	
> 0,2-1 %	9 (0)		3 (3)		10 (10)		19 (14)		0 (0)		4 (2)		1 (1)		8 (8)		3 (3)	
> 1-5 %	0 (0)		8 (5)		2 (2)		2 (1)		0 (0)		20 (0)		3 (0)		0 (0)		6 (6)	
> 5 %	0 (0)		1 (0)		1 (1)		2 (0)		0 (0)		2 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)	
Letzte Messung																		
tg δ < 0,1 %	0 (0)		0 (0)		0 (0)		1 (0)		0 (0)		0 (0)		0 (0)		1 (1)		0 (0)	
0,1-0,2 %	9 (3)		0 (0)		4 (4)		2 (0)		0 (0)		1 (1)		0 (0)		4 (4)		1 (1)	
> 0,2-1 %	13 (9)		2 (1)		8 (8)		17 (14)		1 (1)		9 (3)		0 (0)		10 (10)		5 (5)	
> 1-5 %	2 (2)		9 (5)		6 (6)		9 (6)		4 (4)		15 (0)		2 (0)		0 (0)		5 (5)	
> 5 %	0 (0)		2 (1)		3 (3)		0 (0)		1 (1)		4 (0)		4 (3)		0 (0)		1 (1)	

Gruppen verhalten sich nicht grundsätzlich anders [2]. Im grossen ganzen steigt der Verlustfaktor mit der Zeit mehr oder weniger stark an, um nach Behandlung (Regenerieren, Inhibieren anlässlich Umbauten, Revisionen usw.) deutlich abzufallen und dann wieder anzusteigen; ein sehr rasches Ansteigen dürfte auf noch nicht abgeschlossenes Auswaschen von Alterungsprodukten aus der Isolation zurückzuführen sein. Abweichungen von diesem Verhalten gehen vermutlich auf Messungenauigkeiten zurück (man beachte den Maßstab).

Interessant ist das Verhalten von Transformatorgruppen aus ein und derselben Fabrikationsserie (Fig. 2). Hierbei fällt auf, dass die Messwerte verschiedener Transformatoren relativ eng beieinander liegen und in Funktion der Zeit gleichartig verlaufen. Es ist nicht auszuschliessen, dass neben den Fertigungsmethoden die ganze Palette anderer Merkmale, wie Ölqualität, Bauart, Ölabschlußsystem, Betriebsart usw., in ihrer Gesamtheit mitbestimmend sind. Doch konnten Unterschiede im $\text{tg } \delta$ -Verhalten nicht einzelnen dieser Merkmale zugeordnet werden. Dieses Gruppenverhalten eröffnet neue Aspekte für periodische Ölkontrollen, auf die noch eingetreten wird.

Die genauere Auswertung hat erbracht, dass 50% der Transformatoren aller Gruppen Verlustfaktoren unterhalb von 7% und damit verhältnismässig niedrige Werte aufweisen, zumal CEI [1] obere zulässige Grenzwerte von 20 bis 200% angibt. Verhältnismässig tief liegen die Werte der von Anfang an inhibierten Öle der Gruppen 3 und 3A, was bei den Transformatoren mit Baujahr 1960 und später ins Auge springt. Diese wenig aufwendige Massnahme hat sich somit als sehr wirksamer Alterungsschutz von Transformatoren erwiesen.

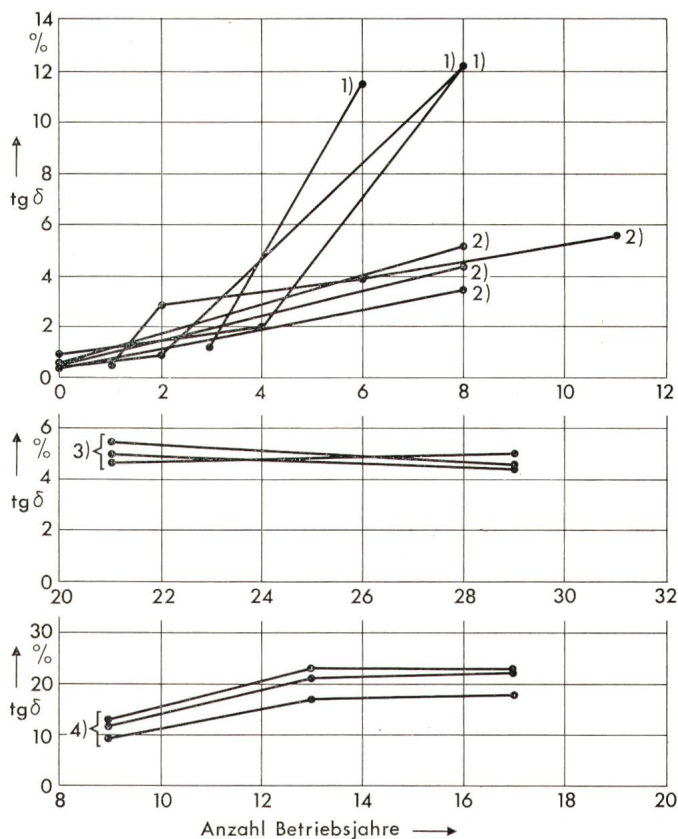


Fig. 2 Verlustfaktor in Abhängigkeit von der Betriebsdauer 150-kV-Transformatoren, Gruppen 1, 1A und 1W 1)...4) je aus gleicher Fabrikationsserie

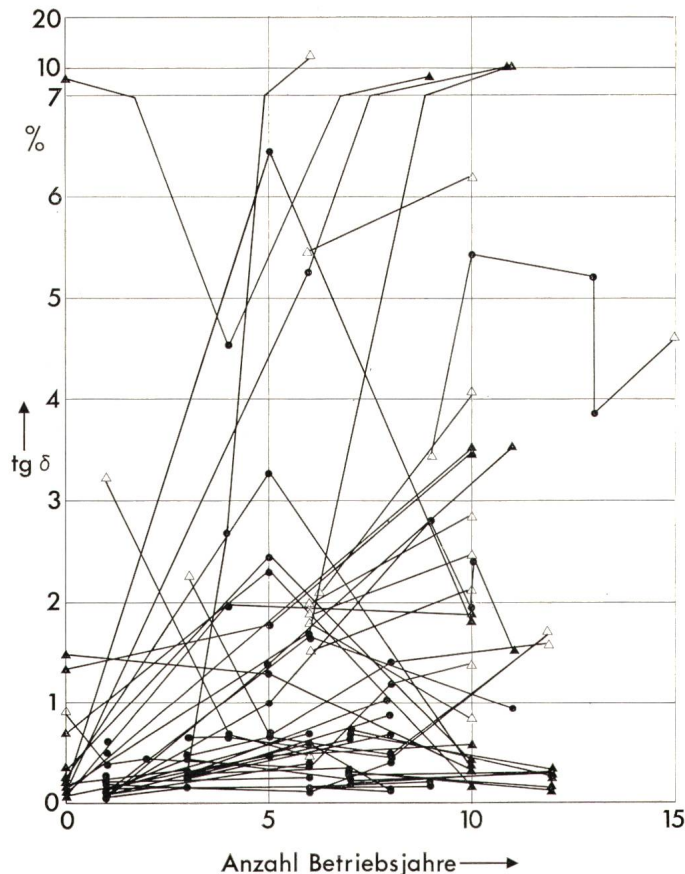


Fig. 3 Verlustfaktor in Abhängigkeit von der Betriebsdauer 220-kV-Transformatoren, Gruppen 1, 1A und 1W

△-●-△ Isolieröl mit Wassergehalt > 10 ppm

▲-●-▲ Transformatoren mit Wasserkühlung (OFWF)

2.6.2 220-kV-Transformatoren

Die in Tabelle IV angegebenen Verlustfaktoren lassen erkennen, dass die Messwerte im allgemeinen tiefer als bei den 150-kV-Transformatoren liegen. Die Ursache dafür dürfte vor allem darin zu suchen sein, dass weniger alte Transformatoren erfasst wurden. Übereinstimmend mit diesen tiefen Werten ergab sich auch ein geringer Anstieg des $\text{tg } \delta$ mit der Betriebsdauer, wobei der Anstieg bei den von Anfang an inhibierten Ölen besonders klein blieb.

In Fig. 3 und 4 ist der Verlustfaktor einiger Gruppen in Abhängigkeit der Betriebsdauer dargestellt. Auffallend ist das Auf und Ab der Messwerte bei den Gruppen 1, 1A und 1W, obwohl diese Gruppen während des Betriebes keine besonderen Behandlungen erfuhren. Möglicherweise sind diese Messwert-schwankungen auf Messungenauigkeiten infolge unterschiedlicher Probenentnahmen und -behandlungen bei der Messung zurückzuführen. Man beachte dabei aber auch den sehr gedehnten Maßstab. Sehr viel ruhiger wird der Kurvenverlauf, wenn die Transformatoren mit Wasserkühlung und diejenigen mit Wassergehalten > 10 ppm weggelassen werden (Fig. 4). Sehr deutlich wurde dieser Effekt auch bei den Gruppen 3 und 3W festgestellt. Es war zunächst naheliegend zu vermuten, dass es sich hier um den Einfluss der Betriebsart handle. Wassergekühlte Transformatoren sind eher in Kraftwerken anzutreffen und im Block mit den Generatoren geschaltet, so dass der Vollastbetrieb dominiert, während die luftgekühlten vor

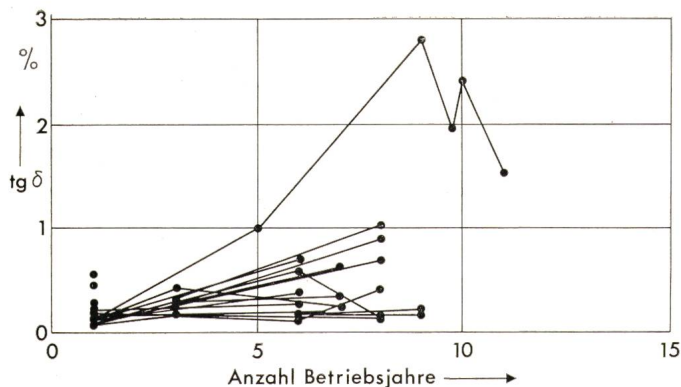


Fig. 4 Verlustfaktor in Abhängigkeit von der Betriebsdauer
220-kV-Transformatoren, Gruppe I

allem im Netzkuppelbetrieb mit sehr unterschiedlichen Belastungen anzutreffen sind. Diese werden lediglich in Ausnahmefällen mit der vollen Nennleistung betrieben. Trotz eingehender Untersuchungen hinsichtlich Betriebsart, Bauart usw. konnte jedoch kein Merkmal als bestimmend für das geschilderte Verhalten herausgefunden werden. Vielleicht kommt man bei den Transformatoren der Gruppen A und W durch Überwachung des Wassergehaltes den bisher unerklärlichen Erscheinungen besser auf die Spur.

Das bei den 150-kV-Transformatoren erwähnte Gruppenverhalten wurde auch bei den 220-kV-Transformatoren festgestellt. Zwischen Transformatoren verschiedener Betriebsspannung bestehen diesbezüglich offensichtlich keine Unterschiede.

Die Auswertung ergab, dass 90% aller Transformatoren tgδ-Werte unterhalb 7% aufweisen. Die Werte liegen damit

in der überwiegenden Mehrzahl weit unter kritischen Grenzwerten. Moderne Transformator Konstruktionen, ausgereifte Fertigungstechniken, ausgesuchte Isolieröle und nicht zuletzt auch das Inhibieren dürften hierfür die Ursachen sein.

2.7 Kontrollintervalle

Die Isolierölkontrollen wurden von den einzelnen Betreibern von Transformatoren nach unterschiedlichen Intervallen vorgenommen. Vorwiegend sind Kontrollabstände von 1...5 Jahren üblich. Größere Intervalle wurden ebenfalls angegeben, fallen aber anteilmässig kaum ins Gewicht. Immerhin betragen einige Kontrollperioden mehr als 10 Jahre, wobei deren Anteil bei den 125/150-kV-Transformatoren 6% und bei den 220-kV-Transformatoren 1% ausmacht. Die Mehrzahl der Kontrollperioden liegt somit im Rahmen der in [1; 2; 4] abgesteckten Zielvorstellungen. Die Kontrollabstände werden aber bisher keineswegs einheitlich gewählt.

3. Auswertung

Die Sammlung und Sichtung der Messergebnisse von Isolierölen aus Transformatoren verfolgte als wesentlichen Zweck eine kritische Überprüfung der bisher üblichen Kontroll- und Beurteilungspraktiken. Die nachstehend aufgeführten Empfehlungen wurden anhand der vorliegenden Erfahrungswerte nach eingehender Diskussion in der UK-HT aufgestellt.

1. Zur Erzielung einer besseren Messgenauigkeit sind die CEI-Normen über Ölprobenentnahmen, Transportgefässe und die Durchführung der Prüfungen sowie deren Auswertung unbedingt zu beachten.

2. Da die Änderung des Ölzustandes mit der Betriebsdauer des Transformators bei zu grossen Kontrollintervallen nur unvollkommen erfasst wird und grössere Änderungen sonst zu

Empfehlung für die Durchführung und Auswertung von Isolierölprüfungen bei Hoch- und Höchstspannungstransformatoren

Tabelle V

Merkmale	Betriebsspannung	Kontrollintervalle	Grenzwerte für inhihierte Öle*)
Durchschlagspannung	≤ 170 kV > 170 kV ≤ 170 kV > 170 kV	} 1. Messung unmittelbar vor der Inbetriebsetzung } an (1) und (2), dann } an (1) jährlich und an (2) alle 3 Jahre	55 kV 65 kV 45 kV 55 kV
Wassergehalt	≤ 170 kV > 170 kV	} 1. Messung unmittelbar vor der Inbetriebsetzung, } dann an (1) alle 2 und an (2) alle 6 Jahre	< 30 ppm < 20 ppm
Neutralisationszahl	alle	1. Messung unmittelbar vor der Inbetriebsetzung an (1) und (2), dann an (1) alle 2 und an (2) alle 6 Jahre	$\leq 0,1$ mg KOH/g Öl **)
Grenzflächenspannung	alle	1. Messung unmittelbar vor der Inbetriebsetzung an (1) und (2), dann an (1) alle 2 und an (2) alle 6 Jahre	$> 15 \cdot 10^{-3}$ N/m
Gasgehalt	> 170 kV	1. Messung unmittelbar vor der Inbetriebsetzung an (1) und (2), dann nach 1 Jahr an (1) und (2), dann alle 3 Jahre an (1) und (2)	vgl. [2; 4...6]
Verlustfaktor bei 90 °C	alle	1. Messung unmittelbar vor der Inbetriebsetzung an (1) und (2), dann an (1) alle 2 und an (2) alle 6 Jahre	< 20 %
Inhibitorgehalt	alle	1. Messung unmittelbar vor der Inbetriebsetzung an (1) und (2), dann an (1) alle 2 und an (2) alle 6 Jahre	$> 0,1$ %

(1) Leittransformator

*) Man beachte, dass für Neuöle die Anforderungen höher sind

(2) übrige Transformatoren

**) Für nicht inhihierte Öle beträgt der Grenzwert 0,5 mg KOH/g Öl

spät erkannt würden, sollten die Kontrollperioden nicht zu stark gedehnt werden. Damit der Aufwand in vernünftigen Grenzen gehalten werden kann und angesichts der Tatsache, dass Transformatoren ein und derselben Fabrikationsserie in den Messwerten im allgemeinen nur wenig voneinander abweichen, ist von einem Transformator, dem Leittransformator, in kurzen und bei den übrigen (gleicher Typ, gleiche Fabrikation, annähernd gleicher Zeitpunkt der Inbetriebnahme, vergleichbare Belastung und Aufstellung) in wesentlich längeren Intervallen das Öl zu kontrollieren.

Die Kontrollintervalle sind aus Tabelle V ersichtlich.

3. Bei Transformatoren mit Isolieröl, die sich den empfohlenen Grenzwerten nähern, ist eine häufigere Kontrolle des Isolieröles angebracht. Das gleiche gilt auch für Transformatoren, die im Laufe ihrer Betriebszeit wiederholt zu notwendigen Verbesserungen Anlass gaben. Dabei ist die Vorgeschichte und die Messwertänderung von Messung zu Messung zu berücksichtigen. In zweifelhaften Fällen ist eine Absprache mit dem Hersteller empfehlenswert.

4. Die Inhibierung der Transformatoröle hat sich als vorteilhaft erwiesen, wobei empfohlen wird, von Anfang an inhibiertes Öl einzufüllen. Da dieses Vorgehen heute nahezu bei allen in der Schweiz zum Einsatz kommenden Transformatoren üblich ist, bezieht sich Tabelle V nur auf inhibierte Öle.

5. Mit den heute gebräuchlichen Isolierölen wurden gute Erfahrungen gemacht. Es ist jedoch zu beachten, dass die früher verwendeten Öle in gewissen Fällen vielleicht deshalb zu Beanstandungen Anlass gaben, weil sie nicht von Anfang an inhibiert waren oder auch der Fabrikationsablauf nicht ganz dem heutigen Wissensstand entsprach.

6. Beurteilt man die verwendeten Ölabschlußsysteme anhand der ausgewerteten Messergebnisse von Öluntersuchun-

gen, so kann für kein System etwas Nachteiliges herausgelesen werden. Die einfache Trockenvorlage mit Ölausdehnungsgefäß dominiert zahlenmässig. Es sei jedoch an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass in sehr seltenen Fällen Transformatoren angetroffen werden, die hin und wieder Luft im Buchholzschutz sammeln. Durch periodisches Entgasen des Öles kann dem begegnet werden. Bei Grosstransformatoren dürfte es deshalb unter Umständen vorteilhaft sein, den hermetischen Abschluss mit einer in direkter Berührung mit dem Öl stehenden Membran zu wählen.

7. Die hier angegebenen Empfehlungen gelten für Hoch- und Höchstspannungstransformatoren. Eine direkte Übertragung der Schlussfolgerungen auf Transformatoren kleinerer Nennspannung ist aufgrund der ausgewerteten Daten nicht ohne weiteres möglich. Allerdings dürften die Empfehlungen zumindest teilweise auch für die Kontrollen kleinerer Transformatoren nutzbringend sein.

Literatur

- [1] Guide pour la maintenance et la surveillance des huiles isolantes en service. Publication de la CEI No 422, 1973.
- [2] H. Hartmann: Betriebserfahrungen mit Isolierölen in Transformatoren und Messwandlern. Bull. SEV 62(1971)25, S. 1200...1209.
- [3] J. Schober und W. Strittmatter: Über den Einfluss geringer Wassergehalte auf die Durchschlagfestigkeit von Isolierflüssigkeiten. Bull. SEV 59(1968)1, S. 13...18.
- [4] W. Erb und J. Schober: Empfehlungen zur Kontrolle von Transformatoröl im Betrieb. Brown Boveri Mitt. 59(1972)8, S. 422...426.
- [5] E. Dörnenburg und W. Strittmatter: Überwachung von Öltransformatoren durch Gasanalyse. Brown Boveri Mitt. 61(1974)5, S. 238...247.
- [6] P. Stoll und C. Vuilleumier: Eine chromatographische Methode zur Absolutbestimmung von CO₂ in Transformatorenölen. Bull. SEV 62(1971)23, S. 1113...1115.

Adresse des Autors

Hans-Joachim Vorwerk, Bernische Kraftwerke AG, Viktoriaplatz 2, 3013 Bern.

Betriebserfahrungen mit Isolierölen in magnetischen Messwandlern mit Nennspannungen oberhalb 100 kV

Von H. Hartmann

621.315.615.2 : 621.314.222.8.027.8

Ausgewertet werden die Messresultate an Isolierölfüllungen von in schweizerischen Elektrizitätsnetzen höherer Spannung in Betrieb stehenden Messwandlern. Währendem in den meisten Fällen das Langzeitverhalten der Öle in Ordnung ist, traten doch einige Ausreisser auf, deren Ursache, sofern möglich, nachgegangen wird. Es werden Grenzwerte und Kontrollintervalle für Wandleröle empfohlen, wobei Abweichungen gegenüber den Empfehlungen der CEI begründet werden.

Interprétation des résultats des mesures des charges d'huile isolante de transformateurs de mesure en service dans des réseaux suisses à haute tension. Dans la plupart des cas, le comportement de longue durée des huiles est en ordre; il y avait néanmoins quelques exceptions, dont la cause a été recherchée, lorsque cela était possible. Des valeurs limites et des intervalles de contrôle sont recommandés pour les huiles de transformateurs de mesure, les écarts par rapport aux Recommandations de la CEI étant justifiés.

1. Einleitung

Das Ziel der systematischen Untersuchung der Messungen an Messwandlern der schweizerischen Elektrizitätsnetze höherer Spannungen war, das Verhalten der Isolieröle während des Betriebes und zudem den Einfluss der verschiedenen Ölabschlüsse kennenzulernen. Die bei der früheren Veröffentlichung [1]¹⁾ vorgeschlagenen periodischen Kontrollen und Grenzwerte und diejenigen der in der Zwischenzeit erschienenen internationalen Empfehlungen der CEI [2] sollten ebenfalls überprüft werden.

Zu beachten ist, dass Messwandler gegenüber Transformatoren [3] wesentlich kleinere Isolierölmengen enthalten, und

¹⁾ Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes.

damit ihre Ölfüllungen empfindlicher auf die verwendeten Baustoffe und Eingriffe von aussen zu reagieren vermögen. Für das Verhalten der Öle während des Betriebes sind die während längerer Zeitdauer einwirkenden Temperaturen entscheidend. Diese sind bei den Wandlern ganz allgemein tiefer als bei Transformatoren.

2. Resultate der Betriebsüberwachungen

2.1 Allgemeines

Von insgesamt 535 Messwandlern aus den Netzen der fünf grössten Elektrizitätsunternehmen der Schweiz lagen Untersuchungsresultate vor. Die Wandler lassen sich in folgende Netzspannungen und Wandlerarten unterteilen: