Zeitschrift: Bulletin des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins

Herausgeber: Schweizerischer Elektrotechnischer Verein ; Verband Schweizerischer Elektrizitätswerke

Band: 62 (1971)

Heft: 25

Artikel: Betriebserfahrungen mit Isolierölen in Transformatoren und Messwandlern

Autor: Hartmann, H.

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-915883

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 08.01.2026

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Betriebserfahrungen mit Isolierölen in Transformatoren und Messwandlern

Von *H. Hartmann*, Baden

621.315.615.2

1. Allgemeines

Das Verhalten der Isolieröle während des Betriebes der Transformatoren und Messwandler ist für den Entwurf neuer internationaler und nationaler Vorschriften und Empfehlungen über Neuöle von besonderer Bedeutung. Das Fachkollegium 10, Isolieröle, des Schweizerischen Elektrotechnischen Komitees (CES) beauftragte deshalb seine Unterkommission für Isolieröle [UK-HT] entsprechende Abklärungen durchzuführen. Ferner sollen aus den Resultaten praktische Richtlinien über die laufende Betriebsüberwachung und -behandlung der Isolieröle ausgearbeitet werden.

2. Resultate der Betriebsüberwachungen

Für die Zusammenstellung und Auswertung überwachter Isolieröle standen die folgenden Unterlagen zur Verfügung:

a) Umfrage des Jahres 1962 der Unterkommission für Isolieröle des Fachkollegiums 10 (FK 10), Isolieröle, bei 15 schweizerischen Elektrizitätswerken über Transformatoren von mehr als 10 MVA Nennleistung und Messwandlern; alle Apparate mit mehr als 100 kV Betriebsspannung.

b) Überwachung der Betriebsöle bei der Nordostschweizerischen Kraftwerke AG (NOK) Baden und deren Tochtergesellschaften.

Als Messmethoden und Methoden für Probeentnahmen wurden die in den Regeln SEV 0124.1960 sowie SEV 4010.1965 festgelegten Anforderungen verwendet.

2.1 Umfrage des SEV 1962

Bei der Umfrage der Unterkommission gingen die Daten von insgesamt 188 Transformatoren mit je über 10 MVA-Nennleistung und von 277 Messwandlern ein. Die Nennspannungen aller dieser Apparate betrugen über 100 kV. Eine Auswertung in Abhängigkeit der Belastungen und der Betriebstemperaturen hätte zu ausserordentlichen Schwierigkeiten geführt, es musste somit davon abgesehen werden.

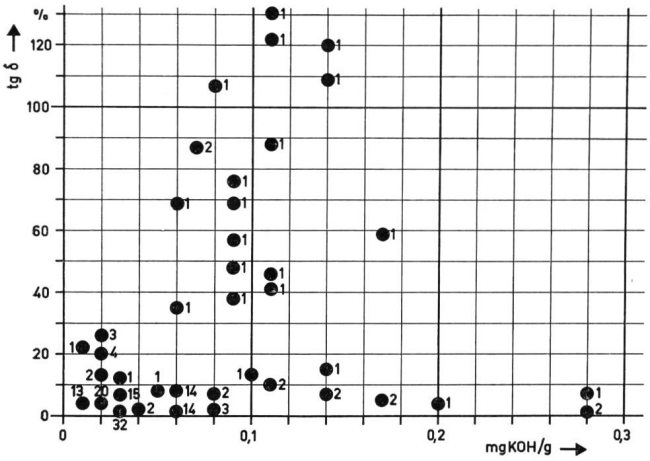

Fig. 1
Kontrolle des Isolieröles aus Transformatoren
Verlustfaktor in Abhängigkeit der Neutralisationszahl
tg δ Verlustfaktor bei 90 °C; *mg KOH/g* Neutralisationszahl;
● offen, mit Luftentfeuchter

Auf allen registrierten Transformatoren waren offene Ölausdehnungsgefässe aufgebaut, welche über Luftentfeuchter mit Silikagel-Füllungen atmeten. Demgegenüber standen die Messwandleröle zum Teil direkt oder ebenfalls über Luftent-

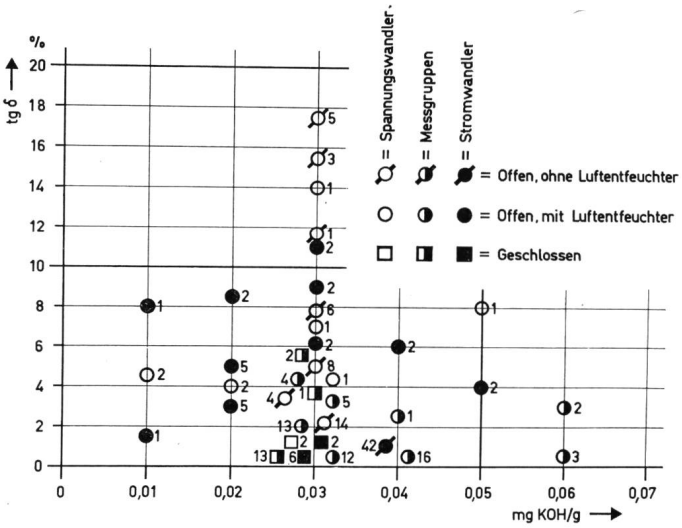

Fig. 2
Kontrolle des Isolieröles aus Messwandlern
Verlustfaktor in Abhängigkeit der Neutralisationszahl
tg δ Verlustfaktor bei 90 °C; mg KOH/g Neutralisationszahl;

feuchter mit der Aussenluft in Verbindung. Auch geschlossene Messwandler wurden betrachtet, bei welchen das Isolieröl mit der Aussenluft nicht in Berührung kam. Diese verschiedenen Abschlüsse und die Wandlerarten, wie Spannungs-, Stromwandler oder kombinierte Messgruppen, wurden in den Auswertungsdiagrammen gekennzeichnet.

Angefragt wurde der letztgemessene Wert der Neutralisationszahl und des tg δ bei 90 °C. Die Probeentnahmen haben die Elektrizitätswerke selbst durchgeführt, die Messungen erfolgten beim SEV oder bei den Apparatelieferanten.

Zunächst dürfte es für die Überwachung von Interesse sein, ob eine eindeutige Abhängigkeit zwischen dem chemischen und dielektrischen Zustand, d.h. zwischen der Neutralisationszahl und dem Verlustfaktor tg δ der Isolieröle besteht. Die Fig. 1 und 2 zeigen, dass dies, in Übereinstimmung mit anderen Untersuchungen [3; 8; 9; 11][1]) nicht der Fall ist. Bei Hochspannungsapparaten müssen daher beide Kriterien periodisch gemessen werden, was in Abschnitt 3, Tabelle II, berücksichtigt wurde.

Bei feuchter Isolation treten nach Fig. 2 bei den offenen Spannungswandlern erhöhte dielektrische Verluste im Öl auf. Aber auch Luftentfeuchter sind bei den Messwandlern nicht immer ein sicherer Schutz gegen die Feuchtigkeit. Ein besseres

[1]) Siehe Literatur am Schluss des Aufsatzes.

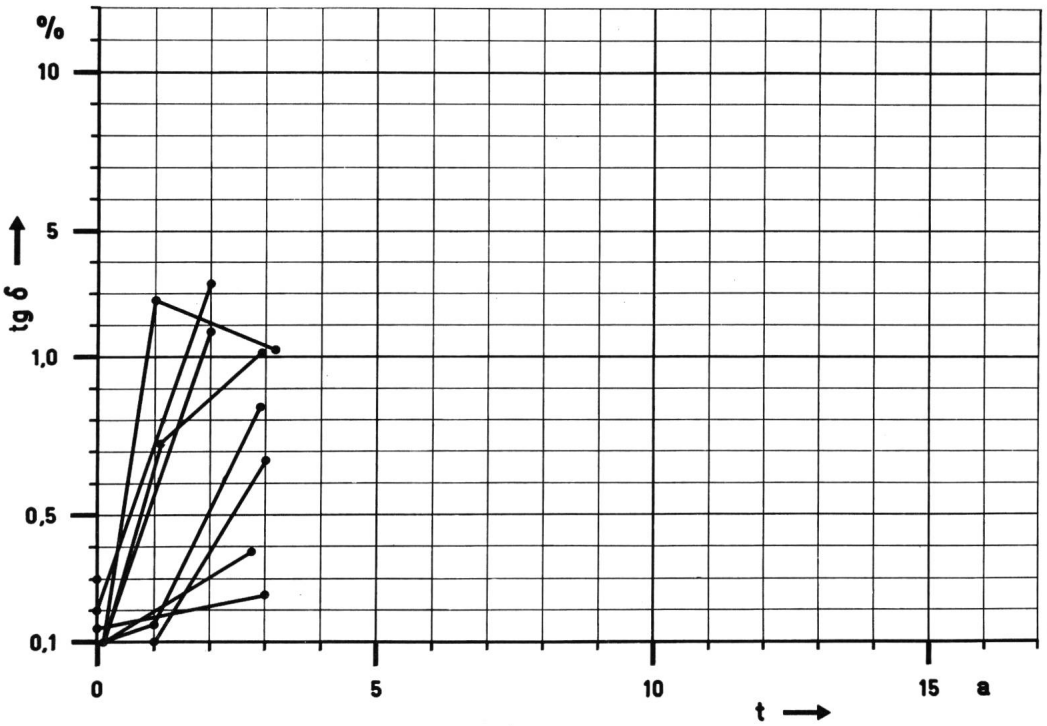

Fig. 3a
Kontrolle des Isolieröles aus 380-kV-Transformatoren
Verlustfaktor in Abhängigkeit der Betriebsjahre
tg δ Verlustfaktor bei 90 °C; *t* Zeit; *a* Betriebsjahre

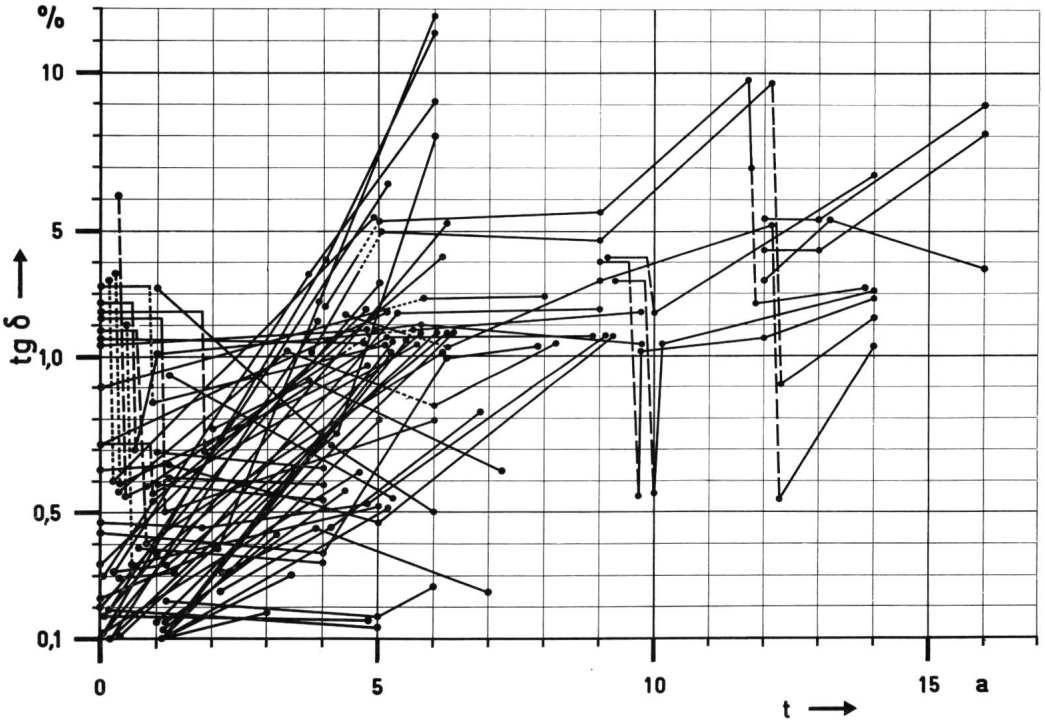

Fig. 3b
Kontrolle des Isolieröles aus 220-kV-Transformatoren
Verlustfaktor in Abhängigkeit der Betriebsjahre
tg δ Verlustfaktor bei 90 °C; *t* Zeit; *a* Betriebsjahre
– – – regeneriert und inhibiert
····· Umbau

Verhalten zeigen die gegen die Atmosphäre geschlossenen Apparate. Hier lagen aber bis 1962 noch wenig Erfahrungen vor. Diese Wandler müssen laufend weiter nach Tabelle II überprüft werden, damit einwandfreie Aussagen gemacht werden können [10]. Dabei ist der Einfluss der verschiedenen Wandlerabschlüsse mit oder ohne Gas- bzw. Luftpolster, mit Gummi- oder Metallbälgen oder sogar mit eingebauten Ölregeneratoren noch abzuklären. Einige Schwierigkeiten bietet allerdings bei diesen geschlossenen Bauarten die Ölentnahme, denn es muss bei diesen Apparaten ganz besonders darauf geachtet werden, dass keine Gasblasen eintreten können.

Die höchsten Werte der Säurezahl von bis 0,06 mgKOH/g (Fig. 2) wurden bei einer Lieferung von kombinierten Messgruppen gefunden. Entweder war die Qualität des Öles oder

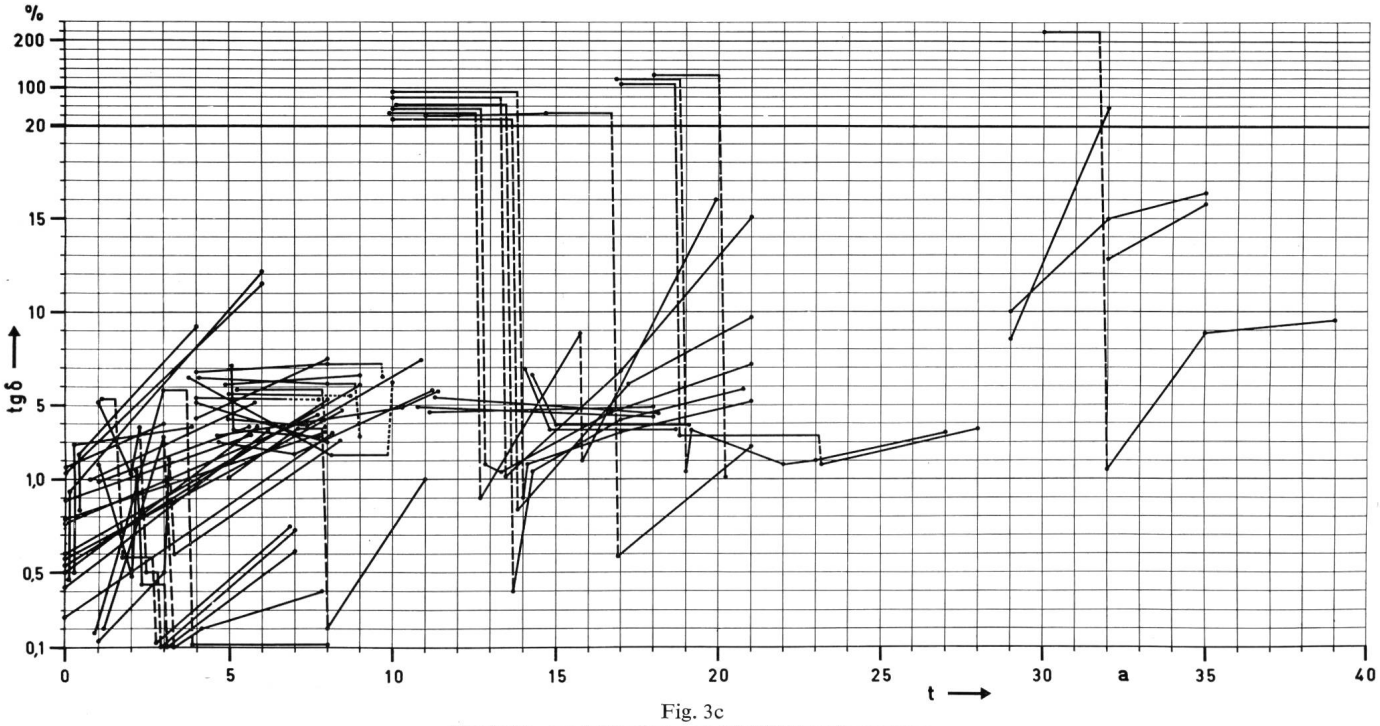

Fig. 3c
Kontrolle des Isolieröles aus 150-kV-Transformatoren
Verlustfaktor in Abhängigkeit der Betriebsjahre
Bezeichnungen siehe Fig. 3a und 3b

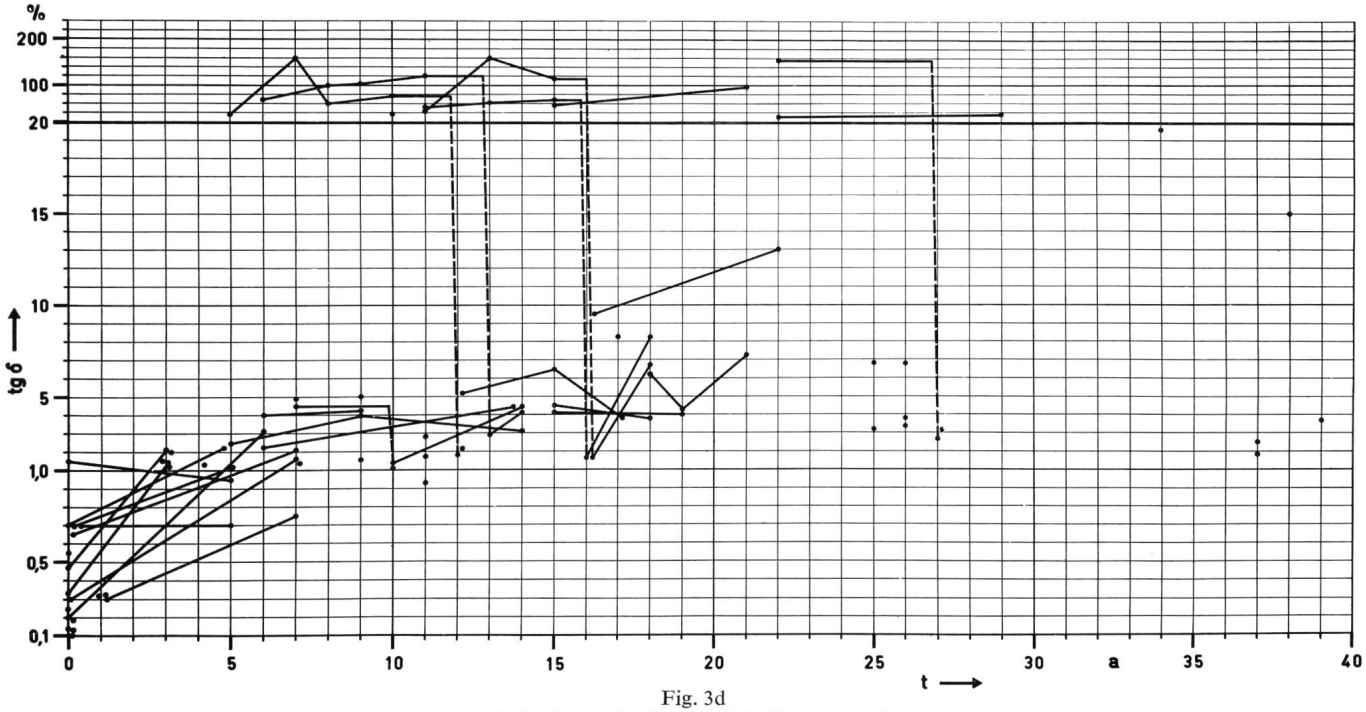

Fig. 3d
Kontrolle des Isolieröles aus 50-kV-Transformatoren
Verlustfaktor in Abhängigkeit der Betriebsjahre
Bezeichnungen siehe Fig. 3a und 3b

aber die Aufbereitung bei diesen Gruppen nicht in Ordnung. Diese Apparte standen bis zur Kontrollmessung während 8 Jahren in Betrieb.

Zufolge der höheren Erwärmung kommen die Öle der Transformatoren nach Fig. 1 gegenüber den Messwandlern nach Fig. 2 auf höhere Absolutwerte der Verlustfaktoren und der Neutralisationszahlen.

2.2 Überwachung durch die NOK

Zur Beurteilung des Langzeitverhaltens der Transformatorenöle wurde die Überwachung durch die NOK beigezogen. Damit kann sowohl in bezug auf Art der Kontrolle, Messverfahren, als auch der Ölsorten mit einer gewissen Einheitlichkeit gerechnet werden; dazu kommt die längere Zeitdauer der Überprüfungen bis zum Jahre 1971. Ausgewertet wurde zur Hauptsache der allgemeine dielektrische Zustand der Öle. Die tg δ-Werte und die Neutralisationszahlen der NOK-Apparate sind in der Umfrage nach Abschnitt 2.1 ebenfalls enthalten.

Die Zahl und Leistungen der auf tg δ-Verlauf bei 90° C kontrollierten Transformatoren sind in der Tabelle I eingetragen:

Von der NOK überwachte Transformatoren

Tabelle I

Oberspannung kV	Anzahl				Nennleistung	
	offen	Ausdehngefäss mit Luftentfeuchter	Gummimembrane [14]	Total	Minimum MVA	Maximum MVA
50	—	60	—	60	0,4	25
150	—	62	—	62	12	50:3
220	—	78	—	78	20	220
380	—	—	11	11	400:3	600:3

Der Verlustfaktor tg δ der Betriebsöle der Transformatoren nach Tabelle I in Abhängigkeit der Betriebsjahre kann der Fig. 3 entnommen werden. Diese Messungen wurden jedoch erst ab 1959 ausgeführt. Einige Jahre später erfolgte die erste Kontrolle des Verlustfaktors vor der Inbetriebnahme an jedem Transformator.

Nur bei den Transformatoren für 380-kV-Betriebsspannung nach Fig. 3a ist das Isolieröl mit Hilfe von Gummimembranen, welche in die Ausdehnungsgefässe eingebaut sind, geschützt [14]. Es kommt somit mit der Aussenluft direkt nicht in Berührung. Bei allen übrigen Transformatoren stand das Isolieröl in den Ausdehnungsgefässen über Silikagel-Luftentfeuchter mit der Atmosphäre in Verbindung.

Ganz allgemein steigt der tg δ-Wert bei allen Transformatoren aller Spannungen während den ersten Jahren auf 5...10 % an. Anschliessend kann eine Abflachung, selten sogar eine Absenkung, festgestellt werden. Auch bei den 380-kV-Transformatoren mit Abschluss gegen die Atmosphäre durch Gummibalg nimmt dieser Faktor denselben Verlauf. Trotz der bestimmt wesentlich schlechteren Ölqualität gegenüber den neueren Transformatoren war die Alterung bei einigen 50- und 150-kV-Transformatoren nach über 30 Betriebsjahren auffallend gering. Demgegenüber mussten an einer Anzahl Transformatoren nach ca. 10 Jahren ausserordentlich hohe Verlustfaktoren des Öls von 20 bis über 100 % bei 90 °C festgestellt werden. Bei diesen handelt es sich um Transformatoren älterer Bauart mit Festisolation ohne Kühlschlitze. Überlastet waren diese Transformatoren nie, auch stieg die maximale Öltemperatur nicht über 60 °C an. Der höchste Wert der Neutralisationszahl betrug bei diesen Transformatoren nur 0,17 mgKOH/g. Das Isolieröl wurde regeneriert und inhibiert [11; 2; 3]. Neuere Transformatoren mit Festisolation und Kühlschlitzen ergaben während der gleichen Betriebszeit ein sehr viel besseres Verhalten. Bei Umbauten und Revisionen wurden auch Öle der Transformatoren mit Verlustfaktoren kleiner als 10 % entsprechend behandelt. Interessant ist, dass bei diesen Ölen, wie bei Neuölen, der Anstieg während den ersten Betriebsjahren den gleichen Verlauf zeigt, wobei die tg δ-Werte bis zum Jahre 1971 nicht mehr über 20 % anstiegen. In den meisten Fällen verblieben sie sogar unter 10 %. Das Regenerieren und Inhibieren von Betriebsölen hat sich somit bewährt. Daraus kann aber auch der Schluss gezogen werden, dass die ausserordentlich hohen Verlustfaktoren in der Anfangszeit bei einigen Transformatoren nicht durch spezielle Isolierung alleine, sondern wahrscheinlich durch anfängliche Verunreinigungen verursacht wurden [3]. Diese Einflüsse konnten durch die erste Regeneration nicht vollständig beseitigt werden.

Aus dem obigen geht hervor, welch grosse Bedeutung der Überwachung der Isolieröle im Betrieb zukommt. Aber speziell bei Hochspannungstransformatoren ist die Verlustfaktormessung der Öle von grösster Wichtigkeit [15].

Wie sich unterschiedliche Kühlungsverhältnisse bei stark abweichender Belastung bei Transformatoren auf das Langzeitverhalten der Öle auswirken kann, soll Fig. 4 zeigen. Es standen 4 Transformatoren des gleichen Fabrikanten, der gleichen Bauart mit Hülsen-Kappenisolation, imprägniert mit der gleichen Ölsorte seit dem Jahre 1952 in der gleichen Anlage dauernd in Betrieb. Zwei 20-MVA-Reguliertransformatoren 8/50 kV waren immer hoch, im Winter sogar überlastet. Demgegenüber war diese bei beiden 30-MVA-Transformatoren 8/150 kV klein. Alle vier Transformatoren waren mit je 2 ventilierten Luftkühlern mit forciertem Ölumlauf (AFOF) ausgerüstet. Fig. 4 zeigt, dass die Öltemperaturen bei allen 4 Transformatoren praktisch gleich waren, weil bei den hochbelasteten 20-MVA-Transformatoren immer beide Kühler und bei den schwach belasteten 30-MVA-Transformatoren nur je ein Kühler in Betrieb standen. Auffallend ist, wie der Verlauf der Neutralisationszahl bei allen 4 Transformatoren praktisch gleich war.

Aus den Resultaten der langjährigen Überwachung durch die NOK darf der Schluss gezogen werden, dass sich die offenen Ausdehnungsgefässe mit Luftentfeuchtern bei den Transformatoren bewährt haben.

3. Überwachung der Isolieröle

Dem Betriebsinhaber der Transformatoren und Messwandler stellen sich betreffend Überwachung der Isolieröle dieser betriebswichtigen Apparate die folgenden Fragen:

a) Welche Eigenschaften der Isolieröle sollen während des Betriebes geprüft werden?
b) Wie häufig ist eine Probeentnahme erforderlich?

Von der Vielfalt der Eigenschaften [1; 3] sollten nur eine möglichst beschränkte Zahl laufend überwacht werden. Dies zur Vereinfachung der Kontrolle und nicht zuletzt sollen damit auch die Kosten klein gehalten werden. Dabei muss aber angestrebt werden, den momentanen Zustand des Öles und die momentane und zukünftige Betriebssicherheit mit der grössten Wahrscheinlichkeit zu erfassen.

Neben der Kühlung dient das Öl in den Transformatoren und Messwandlern der direkten Isolierung und als Imprägniermittel der Prespan- und Papierisolationen. Während des Betriebes können nun durch Oxydation [3] (diese wird bei erhöhter Temperatur beschleunigt) durch Feuchtigkeit, Fremdkörper und Ionisation die Ölqualitäten vermindert werden. Die nachstehend vereinfacht dargestellten Folgeerscheinungen (Fig. 5) würden bei weit fortgeschrittener Alterung die Ursachen eines elektrischen oder eines Wärmedurchschlages [4] ergeben.

Die wichtigsten Eigenschaften für die laufende Überwachung sind:

a) Ein elektrischer Durchschlag ist direkt durch das Öl oder durch die mit Öl imprägnierte Isolation möglich. Für beide Fälle kann die einfache Prüfung der *Öldurchschlagsfestigkeit*, z.B. nach den CEI-Empfehlungen [5], angewendet werden. Dabei ist es aber nicht möglich, den Zustand der imprägnierten Isolation einwandfrei zu erfassen.
b) Bedeutend ist ferner der chemische Zustand des Öles, welcher zur Hauptsache mit Hilfe der *Neutralisationszahl* erfasst werden kann.

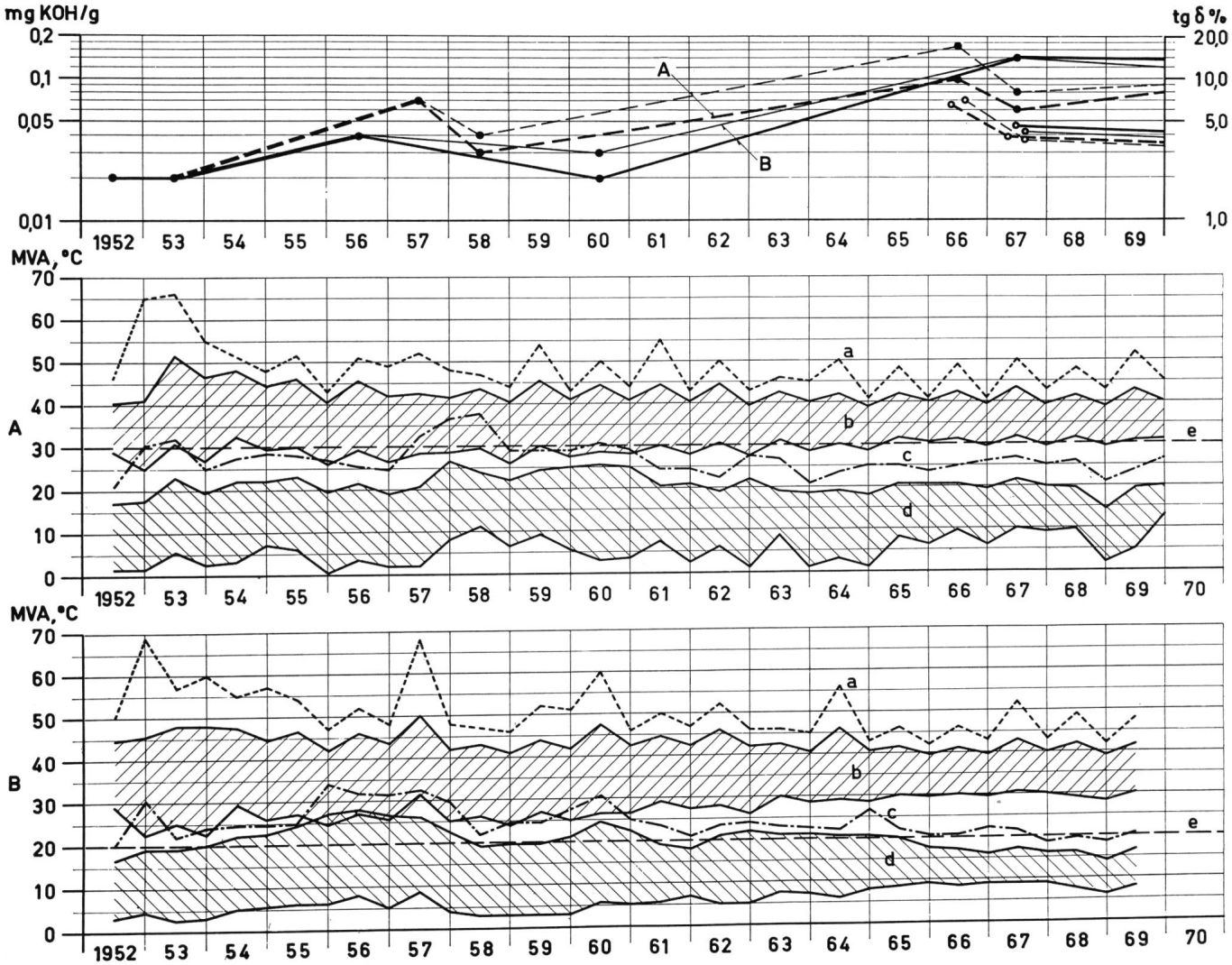

Fig. 4

Kontrolle des Isolieröles aus 30-MVA-Transformatoren 150/8 kV und 20-MVA-Transformatoren 50/8 kV

Verlustfaktor und Neutralisationszahl in Abhängigkeit der Betriebsjahre und im Vergleich zu den Transformator-Belastungen und Öltemperaturen

A 30-MVA-Transformatoren 150/8 kV; *B* 20-MVA-Transformatoren 50/8 kV

a maximale Öltemperaturen; *b* durchschnittliche maximale und minimale Öltemperaturen; *c* maximale Transformatoren-Belastung; *d* durchschnittliche maximale und minimale Transformatoren-Belastung; *e* Transformatoren-Nennleistung

● mg KOH/g = Neutralisationszahl-Werte

○ *tg δ* in % bei 90 °C = Verlustfaktor-Werte

c) Alle Veränderungen des Öles, welche Wärmedurchschläge einleiten könnten, ergeben hohe *dielektrische Verluste*. Die Selbstkühlung der direkten Ölisolation verhindert diese Durchschlagsart, sie kann somit nur in der ölimprägnierten festen Isolation auftreten. Eigene und fremde Messungen haben gezeigt [6], dass die feste Isolation gegenüber dem Öl kleinere Verluste hat. Damit genügt für die periodische Überwachung die Messung des *Verlustfaktors tg δ* [15] des Öles selbst bzw. dessen Leitfähigkeit [7].

d) Bei zu hoher elektrischer Beanspruchung oder bei vorhandenen Gasblasen im elektrischen Feld, kann das Isolieröl oder die ölimprägnierte Isolation durch *Ionisation* zerstört werden. Es werden diverse Gase gebildet, welche bei schwacher Ionisation vom Öl aufgenommen werden können. Solche stromschwachen Entladungen können am hohen *Wasserstoffgasgehalt* des Isolieröles erkannt werden [13].

Im allgemeinen ist es schwierig, die Durchschlagsfestigkeit und die dielektrischen Verluste der imprägnierten Isolationen an den in Betrieb stehenden Apparaten zu überwachen. Es wurden schon Vorschläge gemacht [6], mehrere geeignet geformte Probestücke in die zu kontrollierenden Apparate einzubauen. Können diese mit besonderen Vorrichtungen während des Betriebes wieder ausgebaut werden, so wären die entsprechenden Prüfungen möglich. In der Praxis hat sich dieses Verfahren nicht allgemein eingebürgert, weil die elektrisch und thermisch am höchsten beanspruchten Isolationsteile auch mit dieser Prüfart nicht erfasst werden können.

Zusammengefasst sind somit die Isolieröle der in Betrieb stehenden Transformatoren und Messwandler periodisch auf die folgenden Eigenschaften zu prüfen:

a) Durchschlagsfestigkeit;
b) Neutralisationszahl;
c) Dielektrische Verluste (tg δ oder Leitfähigkeit);
d) Gasgehalt des Isolieröles

Es ist nun keineswegs erforderlich, an allen Apparaten alle diese Eigenschaften jedesmal zu prüfen. Je nach Konstruktion, Betriebsspannung oder Betriebsart kann mit zwei Messungen der Betriebszustand mit grosser Sicherheit erfasst werden.

Wie bereits erwähnt, ist die Nachprüfung der Durchschlagsfestigkeit relativ einfach. Aber auch sie ergibt nur bei sorgfältiger Probeentnahme richtige Resultate, weil fremder Schmutz oder bei der Entnahme eindringende Feuchtigkeit zu tiefe Werte vortäuschen können. Vor dem Abfüllen der Prüfgläser muss aus diesem Grunde der Entnahmestutzen mit einer grösseren Ölmenge aus dem Apparat gespült werden.

Zudem sind die Prüfgefässe selbst gut zu reinigen. Genügend grosse Ölmengen können in vielen Fällen bei den Hochspannungsmesswandlern nur entnommen werden, wenn sofort die gleiche Menge, gut getrocknet und entgast, nachgefüllt wird. Bei der Beurteilung der erforderlichen Prüfung muss bei diesen Wandlern auch die Bedeutung der offenen Verbindung oder des vollständigen Abschlusses des Ölraumes gegen die Aussenluft gewertet werden.

Erwähnt wurde, dass Wärmedurchschläge nur durch Festisolationen ohne genügende innere Kühlung (Kühlschlitze), aber auch ausschliesslich nur bei hohen Spannungen möglich sind. Hier darf nicht ausser acht gelassen werden, dass auch bei den Höchstspannungstransformatoren mit innen gut gekühlten Hauptisolationen aus Hülsen und Kappen ölimprägnierte Papierisolationen, somit Festisolationen, z. B. an den Ableitungen, zur Anwendung gelangen.

Auch bei diesen Transformatoren ist somit die Überprüfung der dielektrischen Ölverluste zu empfehlen. Hochspannungsmesswandler besitzen fast ausschliesslich ölimprägniertes Papier als Hauptisolation. Hier wird aber im Betrieb die Erwärmung klein, dagegen die Feldstärken wesentlich höher gegenüber bei den Transformatoren.

Eine weitere Möglichkeit zur Feststellung der gefährlichen Ionisation in ölgefüllten Hochspannungsapparaten ist die Bestimmung des Flammpunktes des Öles, der bei Vorliegen grösserer Mengen von Zersetzungsprodukten vermindert wird. Wird eine entsprechende Veränderung festgestellt, so sollte sofort der Gasgehalt des Öles sowie die Zusammensetzung des Gases überprüft werden.

Vorschlag über periodische Messungen der Isolieröle an Transformatoren und Messwandlern

Tabelle II

Betriebsspannung	Transformatoren				Messwandler			
	Hauptisolation				Abschluss			
	Papier		Hülsen-Kappen		offen		geschlossen	
kV		Zeit Jahre		Zeit Jahre		Zeit Jahre		Zeit Jahre
...36	+ N*	8*	+ N*	10*	—	—	—	—
37...72,5	+ δN	6	+ N	8	+ N*	6*	+ N*	10*
73...170	+ δN	5	+ δN	6	+ δN	5	+ δN	8
171...420	+ δNG	3	+ δNG	5	+ δNG	3	+ δNG	5

\+ Durchschlag
N Neutralisationszahl
δ tg δ oder Leitfähigkeit
G Gasgehalt
* Stichproben an einzelnen Transformatoren bzw. Messwandlern

Wenn schon bei der Auswahl der Probemessungen die erwähnten verschiedensten Faktoren jedes einzelnen Apparates beachtet werden müssen, so erfordert die Festlegung der Zeitperiode die Beurteilung der früheren Resultate. Je ungünstiger die letzteren waren und je höher z. B. die Transformatoren belastet sind, umso früher muss die nächste Probeentnahme angesetzt werden.

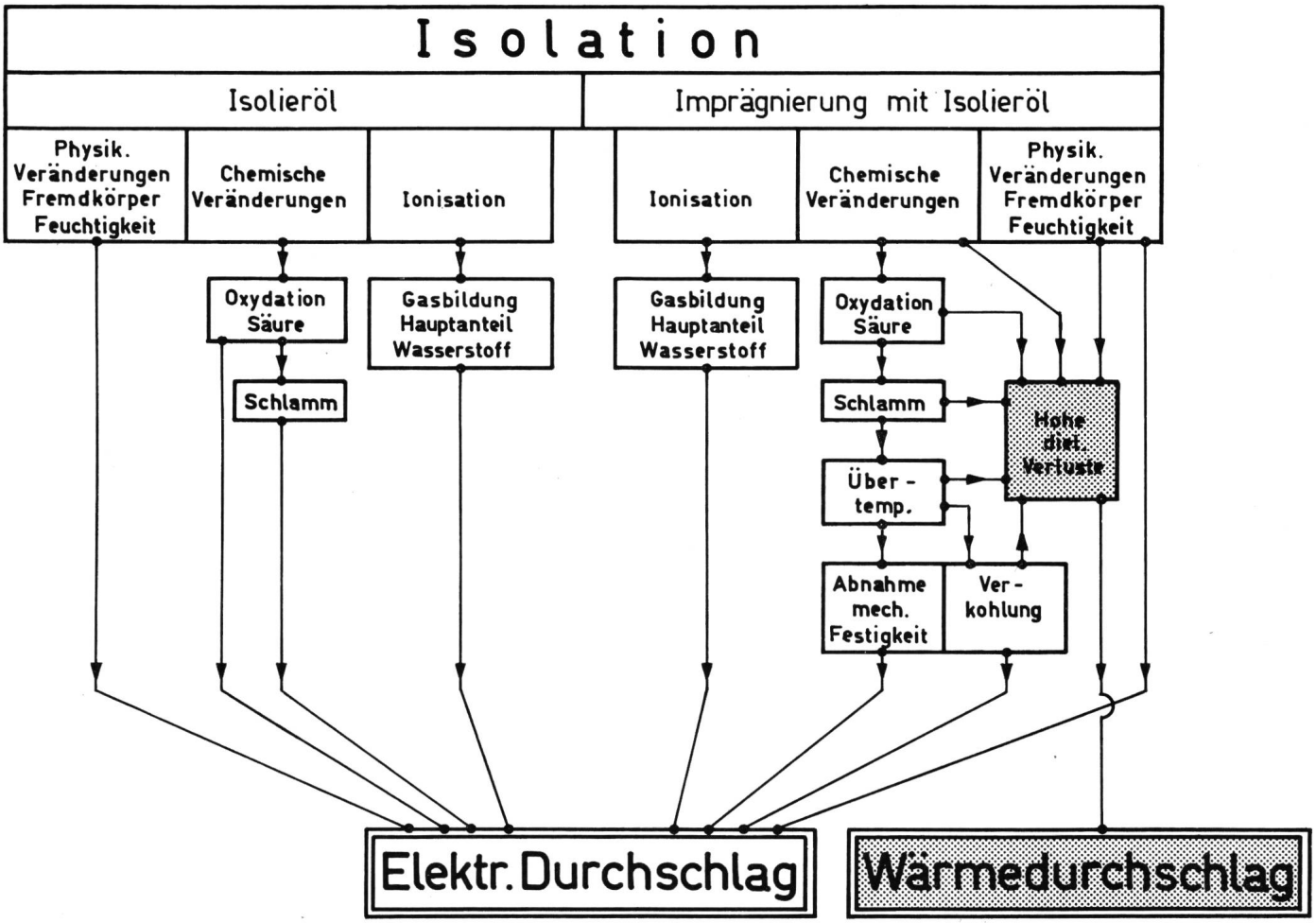

Fig. 5

Grenzwerte der Überwachungsresultate von Isolierölen

Tabelle III

Betriebs-spannung	Transformatoren								Messwandler			
	Hauptisolation											
	Papier				Hülsen-Kappen							
kV	+ ≦ kV/2,5 mm	δ ≦ %	N ≦ mgKOH/g	G ≦ H %	+ ≦ kV/2,5mm	δ ≦ %	N ≦ mgKOH/g	G ≦ H %	+ ≦ kV/2,5mm	δ ≦ %	N ≦ mgKOH/g	G ≦ H %
...36	25	—	0,6	—	25	—	0,6	—	—	—	—	—
37...72,5	35	20	0,5	—	35	50	0,5	—	35	—	0,5	—
73...170	45	20	0,3	—	45	40	0,3	—	45	10	0,3	—
171...420	50	20	0,2	0,5	50	30	0,2	0,5	50	10	0,2	0,5

\+ Durchschlag
N Neutralisationszahl
δ tg δ oder Leitfähigkeit
G Gasgehalt

Die Angaben der Tabelle II sollen nur als allgemeine Richtwerte der erforderlichen periodischen Kontrollmessungen und der maximalen Zeitabschnitte aufgefasst werden.

Bei den inhibierten Ölen muss zudem der Inhibitorengehalt nachkontrolliert werden [2; 3].

4. Grenzwerte der Betriebsöle

Im allgemeinen sollte der Fabrikant der Transformatoren und Messwandler die zulässigen Werte dem Betreiber der Apparate bekannt geben. Tabelle III enthält Grenzwerte, bei welchen es empfehlenswert ist, die Öle auf weitere Eigen-

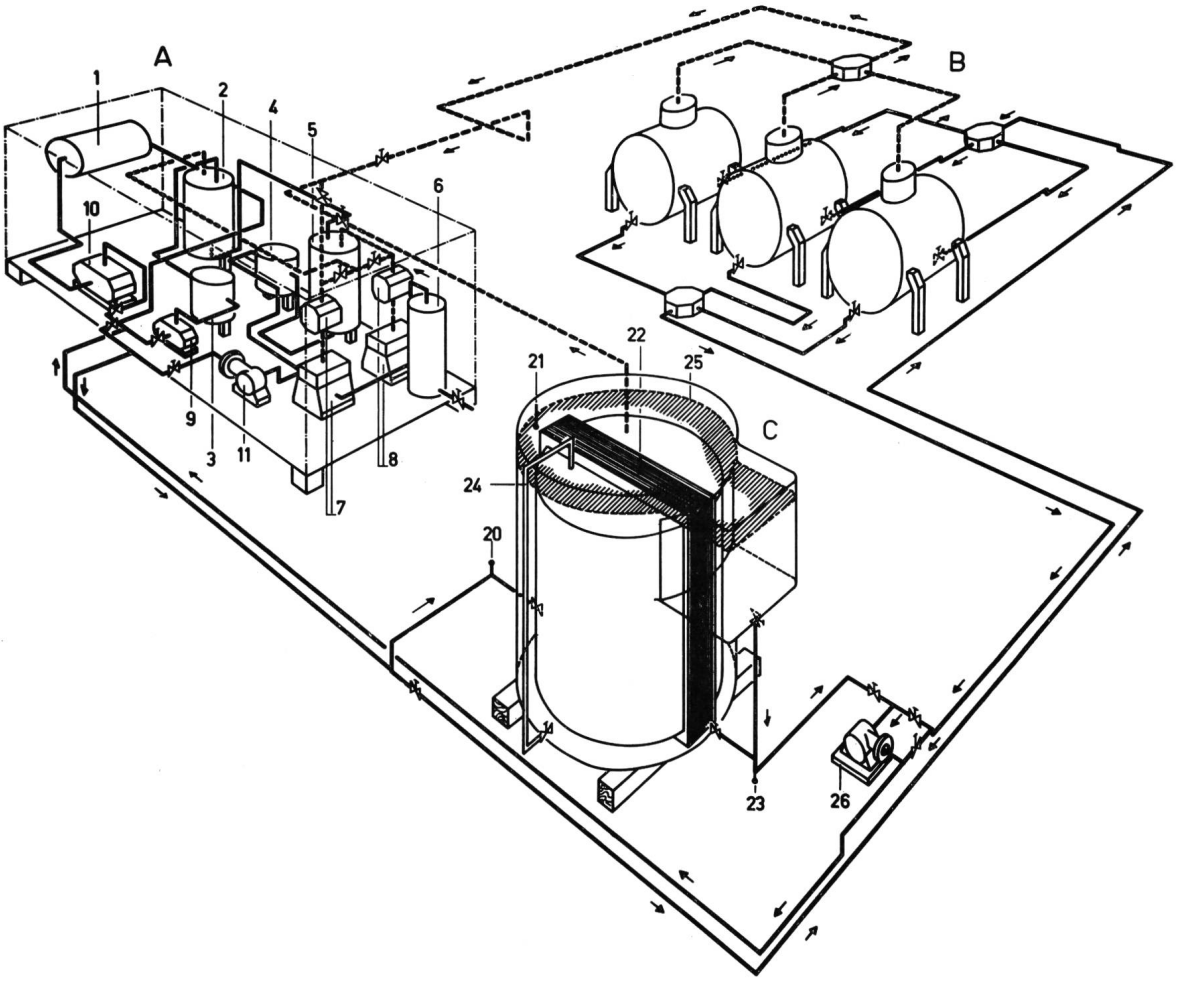

Fig. 6
Trocknen und Imprägnieren von Transformatoren am Aufstellungsort
A Ölaufbereitungsanlage; *B* Containers; *C* Transformator
1 Heizkessel; *2* Vacuumkessel (Stufe 1); *3* Eingangsfilter; *4* Ausgangsfilter; *5* Vacuumkessel (Stufe 2); *6* Kondensator zur Messung des Wasseranfalles; *7* Vacuum-Pumpensatz 1; *8* Vacuum-Pumpensatz 2; *9* kleine Zahnrad-Umwälzpumpe; *10* grosse Zahnrad-Umwälzpumpe; *11* Ausgang-Zentrifugalpumpe; *20* Messpunkt, Eingang; *21* Messpunkt, Öl; *22* Messpunkt, Eisen; *23* Messpunkt, Ausgang; *24* durchsichtiger Ölstandsschlauch; *25* Ölstand beim Aufheizen; *26* Zusatz-Zentrifugalpumpe

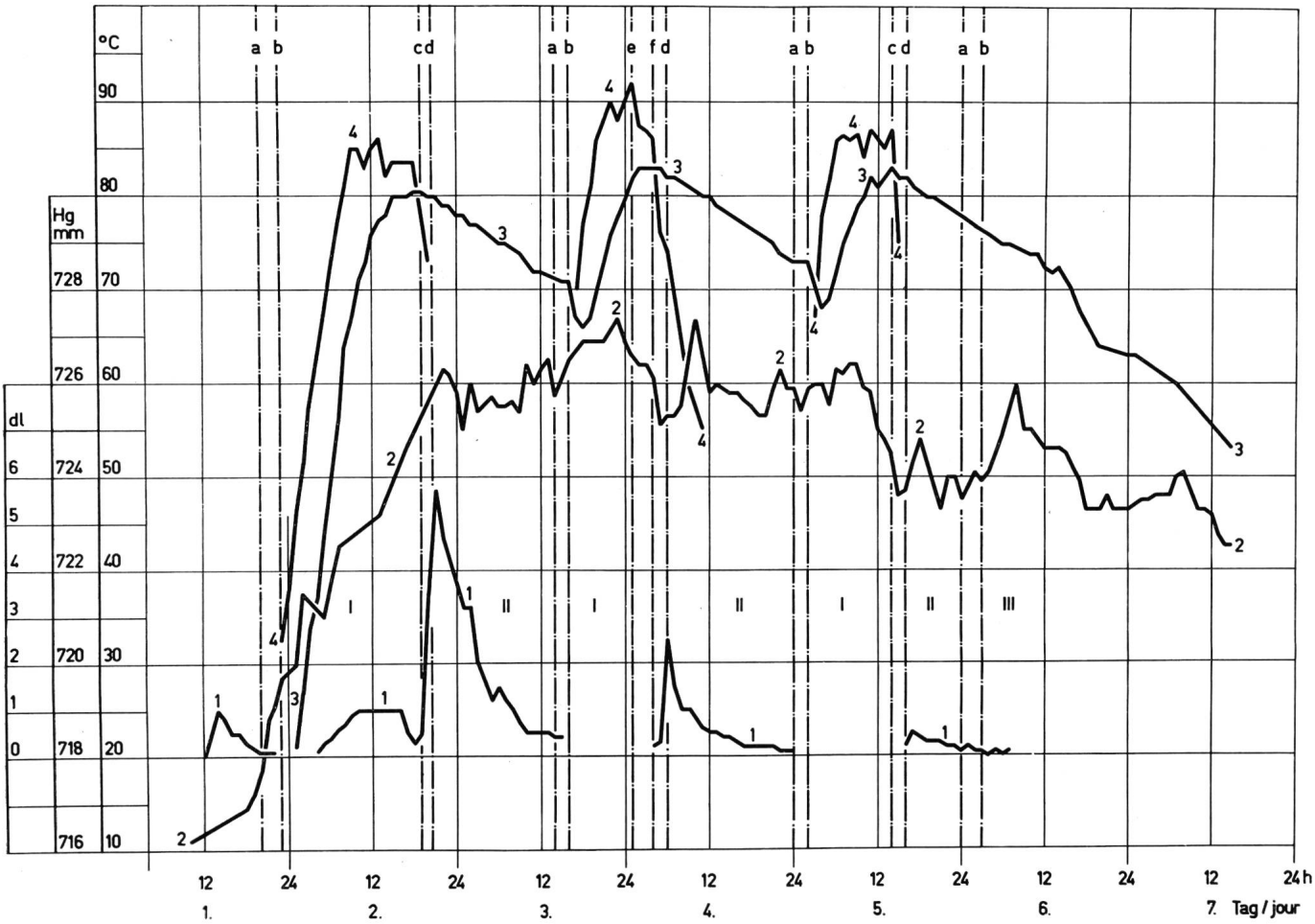

Fig. 7
Diagramm der Vacuumtrocknung eines 125 : 3-MVA-Einphasen-Transformators

$$\frac{220}{\sqrt{3}} \Big/ \frac{150}{\sqrt{3}} \text{ kV am Aufstellungsort}$$

1 Deziliter Wasseranfall; *2* mm Hg Vacuum im Transformator; *3* °C am Eisen des Transformators; *4* °C am Eingang des Transformators
a Beginn Öl in den Transformator einziehen; *b* Öl im Transformator fertig eingezogen (Beginn aufheizen); *c* Beginn Öl aus Transformator abziehen (Heizung aus); *d* Öl fertig abgezogen; *e* Transformator aufheizen; *f* Transformator fertig aufgeheizt (Heizung aus); Beginn Öl aus Transformator abziehen
I Aufheizen; *II* Trocknen bzw. Wasserdampf ziehen; *III* Öl im Transformator nachbehandeln und abkühlen

schaften wie Schlamm-, Wassergehalt, feste Fremdstoffe usw. zu prüfen. Es ist zu empfehlen, die festgestellten Überwachungsresultate dem Fabrikanten des Gerätes mitzuteilen. Bei den inhibierten Ölen empfiehlt es sich, gleichzeitig den Inhibitorgehalt nachzuprüfen [2; 3]

5. Behandlung der Betriebsöle

Werden die Grenzwerte der Tabelle III nicht eingehalten, so müssen das Betriebsöl bzw. die Isolationen wie folgt behandelt werden:

a) *Zu tiefe Durchschlagwerte:*
Entfeuchten, Entgasen und Filtrieren des Isolieröles mit Hilfe der Ölaufbereitungsanlagen [11];
b) *Zu hohe Neutralisations- oder tg δ-Werte:*
Entfeuchten, Entgasen, Filtrieren, Regenerieren und Inhibieren des Öles und der Isolationen oder Neuölfüllung
c) *Zersetzungsgase im Öl*
Rücksprache mit dem Gerätehersteller über zu treffende Massnahmen.

Auf die Behandlung der Betriebsöle mit Hilfe der Isolieröl-aufbereitungsanlagen [11] soll hier nicht weiter eingetreten werden. Zu beachten ist, dass durch die Anwendung des Impulsverfahrens [12] nicht nur das Öl, sondern auch die öl-imprägnierten Papierisolationen verbessert, d.h. in einwandfreien dielektrischen Zustand gebracht werden können. Dabei wird heute beim Absenken im Transformator nach Möglichkeit alles Öl entfernt, wozu gemäss Schaltung nach Fig. 6 zwischen dem Transformator und den Behältern eine kräftige Absaugpumpe eingebaut werden muss. In den Behältern wird das Öl nach jeder Absenkung aufbereitet bzw. regeneriert. Nach der Imprägnierung des Transformators, welche über die Ölaufbereitungsanlage geschieht, wird der Transformator wiederum unter gutem Vakuum aufgeheizt. Ein entsprechender vollständiger Aufbereitungszyklus zeigt Fig. 7. Stehen fahrbare Ölaufbereitungs- und Behälteranlagen [12] zur Verfügung, so können diese Aufbereitungen, einschliesslich dem Regenerieren und Inhibieren, am Aufstellungsort der Transformatoren durchgeführt werden.

Die entsprechende Behandlung der Messwandler dagegen ist wegen den empfindlichen Porzellankörpern und den kleinen Ölmengen schwieriger. Messwandler, die gegenüber den Transformatoren viel kleinere Transportgewichte haben,

sollten somit zur Behandlung der Isolieröle und der Isolationen dem Lieferanten der Apparate angeliefert werden.

Der Betriebsmann wird immer wieder vor die Frage gestellt, ob bei einem Anstieg der dielektrischen Verluste oder der Neutralisationszahl über die Werte nach der Tabelle III die Regeneration des Betriebsöles oder eine Neuölfüllung technisch richtig und welche Methode die wirtschaftlichere ist? Neuöl darf nicht einfach in einen solchen Transformator eingefüllt werden, ohne dass die Alterungsstoffe durch Anwendung des Impulsverfahrens aus der festen Isolation entfernt werden. Jedesmal nach der Absenkung muss somit das Neuöl in der Behälteranlage doch auch regeneriert werden. Eine Inhibierung am Ende der Impulsbehandlung kann somit bei Neuöl ebenfalls nicht umgangen werden. Kann somit das Altöl, ohne zu grossen Fullererdeverbrauch einwandfrei regeneriert werden, was vor der Behandlung des Transformators in einem Laboratorium an einer Ölprobe zu prüfen ist [2; 3], so werden die Kosten der Regenerierung des Altöls wesentlich kleiner. Dass auf die beschriebene Weise einwandfreie Resultate erreicht werden können, zeigten Fig. 3a...d.

Werden im Isolieröl während des Betriebes Zersetzungsgase festgestellt, deren Zusammensetzung auf das Vorhandensein stromschwacher Entladungen deutet, so können mit der gleichen Einrichtung nach Fig. 6 das Öl und die Transformatorisolation am Betriebsort entgast werden. Ein hohes Vakuum im Transformator ist dabei unbedingt erforderlich. Somit muss vor der Behandlung die Dichtheit des Transformatorkastens geprüft werden. Es ist ein separater (auf Fig. 6 nicht eingezeichneter), sehr leistungsfähiger Vakuumpumpensatz, zur Evakuierung des Transformators einzusetzen. Dieser Pumpensatz muss über eine möglichst kurze Vakuumleitung mit grossem Querschnitt an den Transformator angeschlossen werden. Damit nach der Behandlung eventuelle doch noch vorhandene Gasresten in der Papierisolation vom gut evakuierten Öl aufgenommen werden kann, darf der Transformator nach der Behandlung während mindestens einem Monat nicht unter Spannung genommen werden. Diese Massnahmen sollen in engem Kontakt mit dem Apparatehersteller durchgeführt werden, da eine thermische Zersetzung, die ebenfalls zu einer Wasserstoffbildung führt, andere Massnahmen erforderlich macht.

6. Anforderungen an Neuöle

Die Neuöle für Transformatoren und Messwandler haben den Regeln des SEV Nr. 0124.1960 zu entsprechen.

7. Massnahmen bei Ansprechen des Gasschutzrelais

Treten in den Transformatoren und Messwandlern mit Isolierölfüllungen elektrische oder thermische Überbeanspruchungen auf, so bilden sich Gase [13]. Neben einem Ölschwall werden bei einem elektrischen oder einem Wärmedurchschlag grosse Gasmengen aus dem Öl entweichen. Dank den betrieblich gut bewährten Gasschutzrelais bewirken langsame Gasbildungen bei elektrischen Überbeanspruchungen eine Alarmierung, während bei Durchschlägen mit grossem Gasauswurf die sofortige allseitige Abschaltung des gefährdeten Transformators von den Netzen ausgelöst wird.

Bei der Alarmgabe und bei der Abschaltung durch dieses Relais, steht der Betreiber plötzlich vor den folgenden Fragen:

a) *Bei Gasalarm*:
Wie lange darf der Transformator ohne weitere Gefährdung durch einen Durchschlag noch in Betrieb bleiben?

b) *Bei der Abschaltung:*
Kann der Transformator wieder in Betrieb genommen werden, oder muss er sofort zur Reparatur ausgebaut und unter Umständen abtransportiert werden?

Es konnte die Feststellung gemacht werden, dass ein einfacher Gasanalysator nach Fig. 8 dem Betriebsmann ausserordentlich gute Dienste leisten kann. Die Erfahrung hat aber gezeigt, dass dieser Apparat nur während ungefähr ein bis zwei Stunden nach der Gasbildung richtig anzeigt. Ferner müssen die zur Analyse verwendeten Flüssigkeiten unter gutem Verschluss und im Dunkeln gelagert sowie periodisch ersetzt werden. Das Wartungspersonal, welches am raschesten beim gestörten Transformator eintreffen kann, muss in der Lage sein, das gebildete Gas mit Hilfe dieses Apparates zu analysieren. Diese Kontrolle ist zudem ungefährlich, gegenüber der früheren Methode, direkt am Gasschutzapparat die Brennbarkeit des Gases zu überprüfen.

Bei Gasalarm, d.h. bei langsamer Gasbildung und somit längerer Kontaktzeit des Gases mit dem Öl, ist dieser Apparat nicht einwandfrei anwendbar. Diese Gase verändern ihre Zusammensetzung [13]. In diesem Falle muss das Gas sorgfältig abgefangen und gleichzeitig mit einer Ölprobe in einem Laboratorium auf Zusammensetzung bzw. Gasgehalt untersucht werden. Der Erbauer hat dann zu entscheiden, ob der Transformator oder Messwandler gefährdet ist.

Nur zwei Beispiele aus der Praxis sollen zeigen, welche wertvolle Hilfe dieser einfache Gasanalysator bieten kann und welche Schwierigkeiten bei der Auswertung der langsamen Gasbildung zu erwarten sind. Diese Beispiele könnten beliebig erweitert werden. Auf alle Fälle zeigt dieser einfache Apparat, bei Beachtung der vorstehenden Erfahrungen, Öl- oder Isolationsdurchschläge immer richtig an, was für den Betriebsmann besonders wichtig ist.

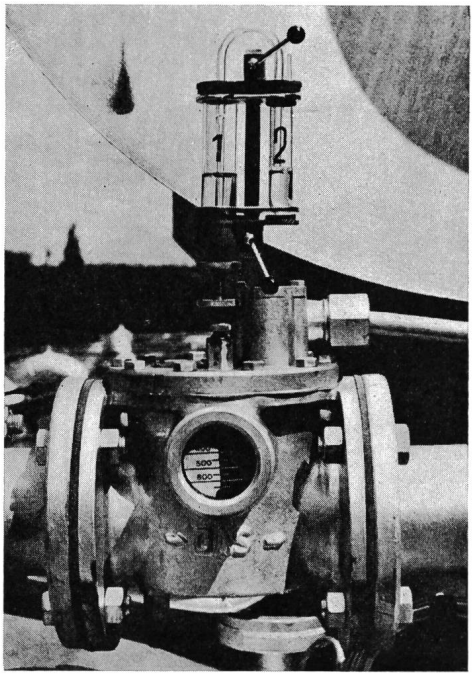

Fig. 8
Gasanalysator

1. Beispiel:

Ein Transformator wurde nach einer starken Entlastung durch den Gasschutzapparat vom Netz abgeschaltet. Die Tatsache, dass aus dem Sicherheitsventil eine grosse Ölmenge ausgeflossen war, liess zunächst auf einen schweren inneren Defekt schliessen.

Die sofortige Untersuchung mit dem Analysator ergab, dass im Gasschutzapparat kein Gas eingeschlossen war, sondern der Gasraum stand unter Vakuum. Die dadurch notwendige weitere Untersuchung führte auf den mit dem Ausdehnungsgefäss verbundenen Luftentfeuchter. Bei diesem wurde vor der Störung eine neue Dichtung ohne Entlüftungsöffnung eingebaut. Bei der Erwärmung des Transformators konnte somit kein Öl über den Gasschutzapparat in das Ausdehnungsgefäss fliessen. Das warme Öl füllte das Sicherheitsventil, welches zum Überlaufen kam. Die anschliessende Entlastung des Transformators bewirkte anderseits eine rasche Absenkung des Ölstandes im Sicherheitsventil, wiederum ohne Veränderung der Ölhöhe im Ausdehnungsgefäss. Durch den Druckunterschied zwischen diesen beiden verschiedenen Ölniveaus riss die Ölsäule im Gasschutzapparat ab, so dass der Schwimmer dieses Apparates die Transformatorenschalter auslöste.

Der Transformator konnte nach der Instandstellung des Luftentfeuchters sofort wieder in Betrieb genommen werden.

2. Beispiel:

An einer Serie von 13 Einphasentransformatoren wurde nur an 2 Polen in kurzen und längeren Zeitabständen Gas alarmiert. Die Untersuchung mit dem erwähnten Analysator, wie auch im Laboratorium ergab jedesmal eine Zusammensetzung des Gases, die der atmosphärischen Luft entsprach. Die Alarmangabe, jedesmal während der ausgeprägten Schwachlastzeit nach der hohen Mittagsspitze, hat die Erkennung der Ursache sehr erschwert. Nachdem im Versuchslokal des Fabrikanten festgestellt wurde, dass die Luft nur während der vollen Strombelastung austritt, erfolgte die vollständige Demontage eines Poles, einschliesslich der Wicklungen. Als Ursache der Gasbildung wurde eine Parallelspule, welche zufolge ungleicher Stromverteilung auf ca. 130 °C erwärmt wurde, gefunden. Das Isolierpapier war stark dunkelbraun. Im Laboratorium konnte nachgewiesen werden, dass die Spule mit der unzulässigen Erwärmung einen Teil der vom Öl während des Betriebes aufgenommenen Luft wieder ausgeschieden hat.

8. Zusammenfassung

Zur Ausarbeitung internationaler und nationaler Vorschriften und Empfehlungen über Neuöle hat das Fachkollegium 10, Isolieröle, des CES die Unterkommission für Isolieröle [10 (UK-HT)] beauftragt, das Verhalten der Isolieröle in Betrieb abzuklären.

Zunächst hat diese Unterkommission im Jahre 1962 bei 15 schweizerischen Elektrizitätswerken über den Zustand der Betriebsöle der Transformatoren über 10 MVA und der Messwandler, beide Apparate mit Betriebsspannungen von mehr als 100 kV, eine Umfrage durchgeführt. Die Zusammenstellung dieser Resultate, wobei zudem die Überwachung der Betriebsöle der Transformatoren von 50...380 kV Betriebsspannung durch ein schweizerisches Elektrizitätswerk zugezogen wurde, hat folgende Auswertung ergeben: (Die Beobachtungen erstreckten sich auf eine Zeitspanne von ca. 10 Jahren)

a) Bei den Betriebsölen ist es erforderlich, periodisch die folgenden Eigenschaften zu überwachen:
aa) Durchschlagsspannung;
ab) Neutralisationszahl;
ac) Dielektrische Verluste;
ad) Gasgehalt.

Welche Untersuchungen und welche Zeitdauer zwischen den einzelnen Proben zu wählen sind, hängt von der Betriebsspannung, der Bauart und den Resultaten der letzten Prüfung ab. Darüber wurden in den Tabellen II und III Richtangaben vorgeschlagen.

b) Bei der Beschaffung von Neuölen sind die bestehenden Regeln zu beachten.

c) Bei den Transformatoren haben sich separate Ausdehnungsgefässe, welche über Luftentfeuchter atmen, zum Schutze der Isolieröle gut bewährt.

Ausdehnungsgefässe mit eingebauten Gummimembranen, in welchen die Aussenluft mit dem Isolieröl nicht in Berührung kommt, haben keine wesentlich besseren Resultate ergeben. Über diese Schutzart liegen aber bis heute zu wenig Erfahrungen vor.

d) Den besten Schutz für das Isolieröl bietet bei den Messwandlern der vollständige Abschluss gegen die Aussenluft.

e) Zwischen der Neutralisationszahl und dem Verlustfaktor tgδ konnte bei den Betriebsölen keine gegenseitige Abhängigkeit gefunden werden. Beide Werte sind daher zu überwachen.

f) Ausschliesslich bei Transformatoren älterer Bauart mit Festisolation zwischen den Wicklungen wurden nach ca. 10 Jahren Betrieb unzulässig hohe dielektrische Verluste festgestellt. Nach dem Regenerieren und Inhibieren dieser Betriebsöle war der Verlauf wesentlich günstiger, so dass Verunreinigungen vermutet werden.

g) Der dielektrische und chemische Zustand von Betriebsölen kann durch Regenerieren wesentlich verbessert und durch anschliessendes Inhibieren in diesem Zustand erhalten werden. Diese Behandlung sollte möglichst frühzeitig erfolgen.

Für den Fall, dass die vorgeschlagenen Grenzwerte bei den Betriebsölen nicht eingehalten werden, wurde die erforderliche Behandlung der Isolieröle angegeben und beschrieben:

a) *Zu kleine Durchschlagsfestigkeit*
Entfeuchten, Entgasen und Filtrieren.

b) *Zu hohe Neutralisations- oder tgδ-Werte*
Regenerieren und Inhibieren oder Neuölfüllung.

c) *Zu hoher Wasserstoffgasgehalt*
Entgasen und Rücksprache mit Gerätehersteller.

Ein besonderes Problem für den Betreiber von Transformatoren stellt sich bei Ansprechen des Gasschutzrelais. Hier konnten die folgenden Betriebserfahrungen verwertet werden:

a) *Wird der Transformator vom Gasschutzrelais vom Netz abgeschaltet:*

Sofortiges Analysieren des Gases mit Hilfe eines einfachen Apparates. Erfolgt die Analyse unmittelbar nach der Gasbildung, bzw. spätestens nach 1...2 h, so zeigt dieser Apparat reine Öldurchschläge oder Durchschläge mit verbrannter Isolation richtig an.

b) *Erfolgt langsame Gasbildung welche vom Gasschutzrelais nur alarmiert wird:*

Die richtige Anzeige des einfachen Apparates unmittelbar nach der Alarmierung ist dabei nicht in allen Fällen gewährleistet. Dieses Gas muss in einem Laboratorium auf seine genaue Zusammensetzung untersucht werden und Massnahmen sind erst nach Rücksprache mit dem Gerätebauer zu ergreifen.

Literatur

[1] Regeln für Transformator- und Schalteröl. 5. Auflage. Publikation des SEV No. 0124.1960.
[2] *J. Schober:* Inhibierte Isolieröle. Bull. SEV 62(1971)25.
[3] *E. Rey* und *L. Erhart:* Die Beurteilung von inhibierten und nichtinhibierten Isolierölen für Hochspannungs-Transformatoren und Messwandler. Bull. SEV 52(1961)11, S. 401...413.
[4] *K. Berger:* Der Wärmedurchschlag fester Isolierstoffe. Brown Boveri Mitt. 13(1926)5, S. 115...121.
[5] Méthode pour la détermination de la rigidité électrique des huiles isolantes. Publication de la CEI No. 156, 1963.
[6] *R. Müller:* Auswirkungen der Alterungsvorgänge in Transformatoren und Möglichkeiten zur Erhöhung der Alterungsbeständigkeit. ETZ-A 84(1963)24, S. 794...800.
[7] *B. Gänger:* Kontrolle der Isolierölalterung und Pflege des Öles von Hochspannungstransformatoren und Messwandlern. ETZ-A 84(1963)24, S. 800...803.
[8] *M. A. Künzli:* Zur Prüfung und Bewertung neuer Transformatorenöle. Brown Boveri Mitt. 49(1962)11/12, S. 610...621.
[9] *R. Wilputte:* Evolution des caractéristiques des huiles isolantes en service. Rapport CIGRE No. 125, 1966.
[10] *P. Stoll* und *C. Vuilleumier:* Das Langzeitverhalten von Wandler-Ölen. Bull. SEV 61(1970)7, S. 315...318.
[11] *P. Stoll:* Aufbereitung und Regenerierung von Mineralölen unter besonderer Berücksichtigung der Transformatorenöle. Bull. SEV 52(1961)19, S. 764...770.
[12] *H. Hartmann:* Vakuumanwendung bei der Inbetriebnahme und Reparatur von Hochspannungstransformatoren. Bull. SEV 52(1961)19, S. 770...774.
[13] *E. Dörnenburg* und *O. E. Gerber:* Die Analyse gelöster und abgeschiedener Gase als Hilfsmittel für die Betriebsüberwachung von Öltransformatoren. Brown, Boveri Mitt. 54(1967)2/3, S. 104...111.
[14] *H. Schneider:* Ein neuartiges Ölausdehnungsgefäss für Transformatoren. Bull. Oerlikon –(1957)323, S. 61...66.
[15] *J. Schober:* Die dielektrischen Verluste als zusätzliches Alterungskriterium künstlich gealterter Isolieröle. Bull. SEV 62(1971)25.

Adresse des Autors:
H. Hartmann, Ingenieur, Nordostschweiz. Kraftwerke AG, Postfach, 5401 Baden.