

**Prüf- und Überwachungsprogramm für Öl-Papier-isolierte Transformatoren und
Trockentransformatoren in deutschen Kernkraftwerken**

1	Einleitung	2
2	Beratungsgang	3
3	Transformortypen und Aufbau eines Transformators	4
4	Fehler- und Ausfallstatistiken	4
5	Öl-Papier-isolierte Transformatoren	5
	Schädigungs- und Alterungsmechanismen von Öl-Papier-isolierten Transformatoren	5
	Prüf- und Messmethoden von Öl-Papier-isolierten Transformatoren	8
	Online-Messmethoden	13
	Regelwerke und Grenzwertbetrachtungen	14
	Prüfkonzepte für Öl-Papier-isolierte Transformatoren	16
	Unterschiede zwischen den beiden Prüfkonzepten	18
6	Trockentransformatoren	18
	Schädigungs- und Alterungsmechanismen von Trockentransformatoren	18
	Prüf- und Messmethoden von Trockentransformatoren	19
	Prüfkonzepte für Trockentransformatoren	20
	Unterschiede zwischen den beiden Prüfkonzepten	20
7	Bewertungen durch den Ausschuss	20
8	Beratungsunterlagen	25
9	Anhang	26
	Abb. 1	27
	Abb. 2	28
	Abb. 3	29

1 Einleitung

Am 28.06.2007 erfolgte im Kernkraftwerk Krümmel (KKK) eine Reaktorschnellabschaltung durch den kurzzeitigen Ausfall der Eigenbedarfsversorgung aufgrund eines Kurzschlusses in einem Maschinentransformator mit anschließender Brandentwicklung (ME 2007/001). Nach dem Transformatorbrand entwickelten im Auftrag des Ministeriums für Soziales, Gesundheit, Familie, Jugend und Senioren - Schleswig-Holstein (MSGF), TÜV Nord und IEH (Fachgebiet Hochspannungstechnik (IEH) der Leibniz Universität Hannover) ein Prüfprogramm für Transformatoren. Im Nachgang zu dem Ereignis sollten mit Hilfe dieses Programms die Gebrauchsfähigkeit der Transformatoren im KKK nachgewiesen und ein Konzept der notwendigen Wiederkehrenden Prüfungen (WKP) und Überwachungsmaßnahmen für Transformatoren nach Stand von Wissenschaft und Technik entwickelt werden.

Nach dem Ereignis in 2007 sind die Sachverständigen der atomrechtlichen Aufsichtsbehörde neben der Ursachenermittlung des Transformatorbrandes auch der Frage nachgegangen, ob ein solcher Schaden zukünftig verhindert werden kann. Ein vollständiger Schadensausschluss sei nicht möglich, jedoch kann die Eintrittswahrscheinlichkeit eines Schadens durch eine verbesserte Überwachung und ein verbessertes Wartungs- und Prüfkonzept reduziert werden. Bei der Ursachenuntersuchung des Transformatorbrandes wurde primär der Frage nach Einflüssen durch Alterungseffekte nachgegangen. Außerdem wurden die verbliebenen Transformatoren, die in etwa gleich alt waren wie der abgebrannte Transformator, untersucht. Das Prüfprogramm enthält daher Maßnahmen zur Schadensfrüherkennung und -vermeidung und soll einen Nachweis der Gebrauchsfähigkeit betrieblich gealterter oder durch besondere Lastfälle beanspruchter Transformatoren ermöglichen. Des Weiteren soll das Prüfprogramm der Ergänzung bestehender Wartungs- und WKP-Konzepte für Transformatoren in Kernkraftwerken dienen. Neben den Erkenntnissen aus dem Transformatorbrand im Juni 2007 wurden auch die Erkenntnisse aus den drei weiteren Ereignissen im KKK (Ansprechen des Buchholz-Schutzes eines Notstromtransformators im März 2009 (ME 2009/001), Abschaltung eines Eigenbedarfstransformators durch Auslösen einer Schutzeinrichtung (Buchholzschutz) eines Stufenschalters im Juli 2009 und Ausfall eines Maschinentransformators im Juli 2009 mit Auslösung TUSA und RESA (ME 2009/003)) berücksichtigt.

Der VGB entwickelte ein eigenes Prüfkonzept. Dazu befasste sich die VGB-Arbeitsgruppe „Transformatorenüberwachung“ mit dem Überwachungs- und Prüfumfang zur Zustandsbestimmung von betrieblichen Maschinen-, Eigenbedarfs- (> 20 MVA) und Reservenetztransformatoren sowie von sicherheitstechnisch wichtigen Notstromtransformatoren in allen deutschen Kernkraftwerken. Dabei wurde das Ziel verfolgt, einen einheitlichen Standard in allen deutschen Kernkraftwerken für Überwachungsumfänge und Überwachungszyklen der Transformatoren einzurichten, um somit eine Vergleichbarkeit der Überwachung herzustellen und einen anlagenübergreifenden Erkenntnisgewinn sicherzustellen. Der Erfahrungsaustausch wird kontinuierlich fortgesetzt.

Die beiden vorgestellten Prüf- und Überwachungskonzepte sind in weiten Teilen deckungsgleich.

Im Folgenden werden die Informationen, die der Ausschuss bzgl. der Prüfprogramme für Transformatoren erhalten hat, und die diesbezüglichen Beratungsergebnisse aufgeführt. Neben Öl-Papier-isolierten

Transformatoren werden auch Trockentransformatoren angesprochen, die häufig als Notstromtransformatoren im Einsatz sind.

Die Beratungen des Ausschusses zu den generischen sicherheitstechnischen Aspekten der o. a. Ereignisse im KKK sind nicht Gegenstand dieses Berichts.

2 Beratungsgang

In der 201. Sitzung am 09.07.2009 /1/ erfolgte ein Bericht der GRS zur GRS-Weiterleitungsnachricht WLN 2009/01 „Reaktorschnellabschaltung durch kurzzeitigen Ausfall der Eigenbedarfsversorgung aufgrund eines Kurzschlusses in einem Maschinentransformator im Kernkraftwerk Krümmel“ am 28.06.2007 /2, 3/. Außerdem wurde der Ausschuss kurz über die Ereignisse im KKK am 01.07.2009 (Abschaltung eines Eigenbedarfstransformators durch Auslösen einer Schutzeinrichtung (Buchholzschutz)) und am 04.07.2009 (Ausfall des Maschinentransformators AT02 im Juli 2009 mit Auslösung TUSA und RESA) informiert.

In der 202. Sitzung am 27.08.2009 /4/ berichtete der TÜV Nord über Prüfverfahren und Alterungsmechanismen von Transformatoren und über das im Auftrag des MSGF entwickelte Prüfprogramm für Transformatoren /5 – 8/. Außerdem wurde der Ausschuss über das Meldepflichtige Ereignis ME 2009/001 (Schutzabschaltung eines Notstrom-Transformators durch Buchholz-Anregung 10s nach Buchholz-Warnung im März 2009) unterrichtet /9/.

In der 203. Sitzung am 12.11.2009 /10/ berichtete Prof. Gockenbach, Leibniz Universität Hannover, Leiter des Schering-Instituts, Fachgebiet Hochspannungstechnik (IEH) in Fortsetzung der 202. Sitzung über Alterung von und Überwachungsmaßnahmen an Transformatoren /11/. Daran anschließend referierten Vertreter der VGB-Arbeitsgruppe „Transformatorenüberwachung“ über das VGB-Überwachungskonzept für Öl-Papier-isolierte Transformatoren in deutschen Kernkraftwerken /12/.

In der 204. Sitzung am 10.12.2009 /13/ berichtete die GRS über die Ergebnisse der Untersuchungen an dem defekten Transformator AT02 des Kernkraftwerkes Krümmel im Siemens-Transformatorenwerk Nürnberg, die Ende Oktober/Mitte November 2009 stattfanden /14, 15/.

In der 206. Sitzung am 27.05.2010 /16/ diskutierte der Ausschuss im Detail zu verschiedenen Aspekten bzgl. der Prüfkonzepte und identifizierte den noch offenen Beratungsbedarf.

In der 208. Sitzung am 22.10.2010 /17/ schloss der Ausschuss die Sachstandsermittlung durch Anhörung der Vertreter der VGB-Arbeitsgruppe „Transformatorenüberwachung“ über das Überwachungskonzept für Notstrom-Trockentransformatoren (Gießharztransformatoren) in deutschen Kernkraftwerken /18/ und dem Umgang mit Ölanalysen /19/ seine Beratungen ab.

In der 209. Sitzung am 08.12.2010 hat der Ausschuss mit der Durchsprache des Entwurfs des Berichts begonnen. In der 215. Sitzung am 13.12.2011 hat der Ausschuss den hier vorliegenden Text verabschiedet.

3 Transformortypen und Aufbau eines Transformators

In den Kernkraftwerken sind Öl-Papier-isolierte- und Trockentransformatoren im Einsatz. Die Isolierung eines Öl-Papier-isolierten Transformators beruht auf der Umwicklung des Kupferleiters mit Papier und der Ölfüllung des Kessels. Trockentransformatoren besitzen eine Feststoffisolierung, meist aus Gießharz.

Neben der Art der Isolierung eines Transformators ist auch die Belastung für mögliche Alterungsprozesse von Bedeutung. Daher werden die Transformatoren nach Leistungsklassen unterschieden. Das Leistungsspektrum der Transformatoren im Kernkraftwerk erstreckt sich von 0,1 MVA bis ca. 1100 MVA. Der geschädigte KKK-Maschinentransformator verfügte z. B. über eine Leistung von 740 MVA. Die während des normalen Leistungsbetriebs am höchsten beanspruchten Transformatoren sind die Maschinentransformatoren und die Eigenbedarfstransformatoren. Die Fremdnetztransformatoren sind im Normalbetrieb nicht im Einsatz, verfügen aber üblicherweise über eine vergleichbare Leistung wie die Eigenbedarfstransformatoren. Leistungsschwächere Transformatoren sind die Transformatoren der Block- und der Notstromanlagen (0,5 MVA bis 4,2 MVA). Die leistungsstarken Transformatoren zählen alle zu den Öl-Papier-isolierten Transformatoren, die leistungsschwachen sind Öl-Papier-isolierte oder Trockentransformatoren.

Ein Leistungstransformator besteht im Wesentlichen aus dem Kessel, den elektrischen Durchführungen, dem Eisenkern, den Kupferwicklungen, der Wicklungsisolierung, dem Isolieröl bzw. einer Feststoffisolierung sowie ggf. den Stufenschaltern und der Kühlanlage. Das Öl dient bei den Öl-Papier-isolierten Transformatoren zur Kühlung und zur elektrischen Isolation.

Als Notstrom-Transformatoren sind Gießharz-Trockentransformatoren, bei denen die Wicklungen in Gießharz eingegossen sind, und Öl-Papier-isolierte Transformatoren im Einsatz.

4 Fehler- und Ausfallstatistiken

Zur Altersstruktur der in Deutschland eingesetzten Transformatoren wurde festgestellt, dass Transformatoren auch mit einem Betriebsalter von mehr als 70 Jahren im Einsatz sind. In den späten 70er Jahren wurden viele Transformatoren installiert, so dass eine Häufung von Transformatoren (220 kV und 400 kV) mit einem Betriebsalter von etwas mehr als 30 Jahren vorhanden ist. Dies ist auch weltweit der Fall. Vorhandene Statistiken /10, 11/ enthalten lediglich Angaben über das Herstellungsalter der Transformatoren und nicht über den Belastungszeitraum. Ein Maschinentransformator eines Kraftwerks im Grundlastbereich ist für ca. 8.000 Stunden im Jahr bei annähernd Vollast in Betrieb. Im Vergleich dazu läuft ein Netztransformator einer 220 kV/400 kV-Umspannstation ebenfalls ca. 8000 Stunden im Jahr jedoch bei geringerer Last. Statistiken über Fehlerraten von Transformatoren sind insgesamt nur wenige vorhanden. So werden in einer internationalen Erhebung der CIGRE (International Council on Large Electric Systems) von 1983 Fehlerraten von Maschinen- und Netztransformatoren in Abhängigkeit von verschiedenen Spannungspegeln pro Jahr aufgeführt. Pauschal kann festgestellt werden, dass die Maschinentransformatoren höhere Fehlerraten als die Netztransformatoren aufweisen. Dies ist auf die höheren Belastungen der Maschinentransformatoren zurückzuführen. In den Statistiken aufgeführte Fehlerursachen betreffen

hauptsächlich die Wicklungen (gem. Cigre-Statistik ca. 43 %) und die Durchführungen (gem. Cigre-Statistik ca. 19 %) und somit die Öl-Papier-Isolierungen. Fehler in der Isolierung werden vorrangig auf Windungsdeformationen aufgrund mechanischer Deformation durch Kurzschluss, auf Nachlassen der Einspannkkräfte des Isolierstoffes oder auf Verunreinigungen zurückgeführt. Alterung wird als Fehlerursache nur in geringem Maße aufgeführt, jedoch können die beiden letztgenannten Mechanismen ebenfalls durch Alterung verursacht sein.

Die Netzbetreiber verfügen über Überwachungsprogramme. Einige der Netzbetreiber führen Datenbanken, in denen Prüfintervalle für Transformatoren sortiert nach Belastungen, deren Leistung und deren Bedeutung enthalten sind. Die Netzbetreiber nehmen Lastflussberechnungen vor und zeichnen die Spannungsverhältnisse auf, die permanent abgerufen werden können. Auf Basis dieser Aufzeichnungen sind keine Bewertungen zu Spitzenbelastungen oder Überspannungen, die im Kurzzeitbereich aufgetreten sind, möglich. Netzseitige Blitzeinschläge in Hochspannungsleitungen werden angegeben. Allgemein wird von einer netzseitigen Volllast ausgegangen. Die Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Mannheim, ist von den Energieversorgungsunternehmen beauftragt, Schadensstatistiken für die Netze zu führen, u. a. werden Statistiken über Transformatoren unterschiedlicher Leistungsklassen geführt. Demnach ist ein solcher Transformatorbrand, wie er im KKK aufgetreten ist, ein seltenes Ereignis.

5 Öl-Papier-isolierte Transformatoren

Schädigungs- und Alterungsmechanismen von Öl-Papier-isolierten Transformatoren

Für die Entwicklung der Prüfprogramme wurde der Frage nachgegangen, welche vorhandenen Bestandteile eines Transformators alterungsbedingt zu einem Versagen führen können und welche Versagensmechanismen heranzuziehen sind.

Bei Öl-Papier-isolierten Transformatoren sind als alterungsrelevante Bestandteile primär die elektrischen Durchführungen, die Wicklungen, die Isolierflüssigkeiten und zum Teil die Stufenschalter zu betrachten. Weniger sind der Kessel und der Eisenkern relevant. Daher sind für Öl-Papier-isolierte Transformatoren insbesondere die Prüfungen der Isolierflüssigkeit von Bedeutung.

Die Alterungsmechanismen der einzelnen Bestandteile eines Transformators sind:

beim Kessel und der Kühlanlage	Korrosion, Alterung von Dichtungen und Verschmutzung.
bei der Wicklungsisolierung und der Feststoffisolierung zur Abstützung (Papier, Hartpapier und Holz)	die Depolymerisation des Papiers (abhängig von Temperatur und Feuchte) und mechanische Belastungen (Stromkräfte).
bei den Kondensator-Durchführungen	als maßgeblicher Alterungseffekt die Depolymerisation

Beim Auftreten von Teilentladungen beschleunigt sich die Alterung der Isolation von Wicklung und Kondensatordurchführungen.

Eisenkern und Kupferwicklung weisen keine signifikanten Alterungsprozesse auf. Schäden an diesen Bestandteilen sind auf Fertigungsmängel und bei der Wicklung zusätzlich auf Kurzschlussbelastung zurückzuführen. Beim Isolieröl betreffen die Phänomene eine thermische Zersetzung, die Oxidation durch Luftsauerstoff und Verschmutzung.

Die elektrischen und thermischen Beanspruchungen sind als Alterungseffekte gegenüber den mechanischen und chemischen dominierend. Die elektrische Beanspruchung führt in der Feststoffisolierung häufig zu Reaktionen mit CO und CO₂ sowie z. T. zu Produkten im Öl wie Furfural¹ (2FAL) und festen Partikeln. Diese Mechanismen führen letztendlich zur Zerstörung der Papiermolekülketten, d. h. zur Abnahme des Polymerisations-Wertes (DP: Degree of Polymerization, Durchschnittlicher Polymerisationsgrad). Der Polymerisationsgrad beschreibt die Länge der Ketten der Zuckermoleküle, aus denen sich das Papier zusammensetzt, und ist damit ein Gradmesser für die Elastizität des Papiers. Die Zerstörung der Papiermolekülketten führt zur Reduktion der Papierstabilität und somit auch der Isolierwirkung und ist irreversibel. Man kann lediglich das Fortschreiten der Zerstörung aufhalten.

Als erster Indikator für eine thermische Beanspruchung des Öls ist eine Wasserstofffreisetzung festzustellen. Weiterhin werden verschiedene Kohlenwasserstoffkombinationen² sowie zusätzlich CO, CO₂, Säuren und Harze gebildet. Als Folge wird die Durchschlagsspannung des Öls reduziert. Insgesamt kann jedoch im Gegensatz zum Papier das Öl ausgetauscht werden.

Diese Alterungsmechanismen können durch bestimmte Effekte beschleunigt werden. Die Beanspruchung der Isolierung führt zur Alterung der Zellulose und des Isolieröls und dadurch zur Erhöhung des Wassergehalts, wobei eine Erhöhung des Wassergehaltes wiederum zur Beschleunigung der Alterung führt. Irreversibel ist die Depolymerisation der Zellulose. Säurebildung und Verunreinigungen im Öl können durch Filterung oder

¹ Furfural: 2-Furaldehyd (2FAL), C₅H₄O₂, farblose, sich leicht braun färbende Flüssigkeit riecht stechend-süß nach Bittermandeln, gesundheitsschädlich, in Wasser schlecht, in Ölen und Fetten leicht löslich

² CH₄, C₂H₄, C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂

Austausch des Öls bereinigt werden. Ebenso können eine Gas- und Schlamm Bildung im Öl gut detektiert werden. Lokale überhöhte thermische und elektrische Beanspruchungen oder deren Kombination beschleunigen den Alterungsvorgang. Erfahrungsgemäß wird ein beschleunigter Alterungseffekt bei einer Temperatur von 100 °C beginnend angesetzt. Eine Verdoppelung der Alterungsgeschwindigkeit ist aufgrund des exponentiellen Zusammenhangs (Arrhenius-Beziehung) ca. alle 6 bis 8 °C festzustellen.

Die durch Alterung verursachte Depolymerisation der Zellulose führt zum Aufbrechen der Glukoseringketten und zur Bildung von Wasser, Gasen (CO, CO₂), Aldehyd-Gruppen³ (Alkalin, 2FAL) und Carboxyl-Gruppen⁴ (organische Säuren). Wie Messungen zeigen, ist der Einfluss der Temperatur auf die Depolymerisationsgeschwindigkeit und auf den Wassergehalt des Papiers sehr groß. Weiter beschleunigen die durch Alterung der Zellulose entstandenen organischen Säuren die Alterung der Papierisolierung. Metalle wie Kupfer, Eisen, Aluminium und Zink wirken dabei verstärkend als Katalysatoren.

In Bezug auf elektromagnetische Einwirkungen erzeugen hohe Ströme, insbesondere ein Kurzschluss, starke Kräfte. Diese können zu Deformationen der Wicklung, zum Aufreißen der Papierisolierung, insbesondere an gealterten Stellen und zur Entstehung von Teilentladungen bis hin zu einem Durchschlag führen. Teilentladungen an Schwachstellen können sich auch als Folge von Überspannungen, z. B. verursacht durch Blitzeinschläge oder erhöhte Betriebsspannungen bei einem Lastabwurf auf Eigenbedarf ausbilden. Wenn die Spannungsfestigkeit eines betrieblich gealterten Transformators alterungsbedingt gemindert ist und die Teilentladungen mit absinkender Spannung nicht von selbst wieder verlöschen, können auch solche Phänomene zu einem Schadensfortschritt führen.

Thermische Alterung wird verursacht durch die bei Betrieb des Transformators entstehenden ohmschen und magnetischen Verluste. Elektrische und dielektrische Alterung entsteht infolge der Änderungen der Isolierstoffe durch deren Beanspruchung im elektrischen Feld. Mechanische Schwingungen und Vibrationen (z. B. das typ. „Trafobrummen“ durch die Ummagnetisierung des Eisens), Ablagerungen in Pumpen und Lüftern sowie die Alterung von Dichtungen führen zur mechanischen Alterung des Transformators. Sauerstoff aus der Atmosphäre führt zusammen mit im Transformator vorhandenen Katalysatoren wie z.B. Kupfer und Eisen zur Bildung saurer Oxidationsprodukten, die wiederum in Verbindung mit Wasser die dielektrischen und anderen Eigenschaften des Öls beeinflussen können. Dabei handelt es sich um eine chemische Alterung.

Kritische Alterungsparameter, also Parameter, die wesentlich zu einer beschleunigten Alterung (der Isolierstoffe) beitragen, sind Feuchte, Temperatur und elektrische Feldstärke. Feuchte führt indirekt zur Reduktion der elektrischen Festigkeit und der mechanischen Festigkeit der Papierisolierung, da die Feuchte zu einer beschleunigten Depolymerisation des Papiers führt. Eine Erhöhung der Temperatur führt zur Reduktion der mechanischen Festigkeit der Papierisolierung. Eine lokal erhöhte elektrische Feldstärke, z. B. durch eine Fehlstelle in der Isolation, kann zu Teilentladungen führen. Bei der Feuchte ist insbesondere zu beachten, dass im Transformator der Wassergehalt des festen Isolierstoffes erheblich höher als der der flüssigen Isolierung bei gleicher Temperatur ist. Beträgt z. B. bei Öltemperatur von 60°C der Wassergehalt

³ R-COH

⁴ R-COOH

im Öl 40 ppm so liegt der Wassergehalt in der Papierisolation bei ca. 4 Gew.-%. In einem Transformator mit 100.000 kg Öl und 13.000 kg fester Isolierung sind unter diesen Randbedingungen 4 kg Wasser im Öl und 520 kg Wasser in der festen Isolierung gebunden. Im Gleichgewichtszustand diffundiert Wasser bei sinkenden Temperaturen vom Öl in das Papier, bei Erhöhung der Temperatur wird der Prozess umgekehrt. Normales Mineralöl hat mit 40 ppm bis 50 ppm Wassergehalt bei 20 °C seine Sättigung erreicht. Die beschriebene Wechselwirkung ist bei der Bestimmung des Wassergehaltes im Öl zu berücksichtigen.

Ein Gleichgewicht der Feuchteverteilung zwischen Öl- und Papierisolation in den Transformatoren stellt sich bei gleicher Last nach einer gewissen Betriebsdauer ein. Für Netztransformatoren mit schwankenden Belastungen ist es schwieriger, einen Gleichgewichtszustand zu erreichen.

Mit Zunahme der Feuchte nimmt die Durchschlagsfeldstärke ab. Bereits bei 50 % relativer Feuchte wird nur noch eine ca. 50 %-ige Durchschlagsfeldstärke erreicht. Daher wird nach DIN VDE die Messung der Durchschlagspannung hauptsächlich zum Nachweis von Wasser (und Partikeln) im Öl herangezogen. Auch Messungen des Verlustfaktors $\tan \delta$, beispielsweise einer Öl-Papierdurchführung, zeigen den Einfluss der Papierfeuchte in Abhängigkeit von der Temperatur.

Der Einfluss von Lastwechseln ist bei der Alterung von Öl-Papier-isolierten Transformatoren aufgrund der guten Isolierung gering.

Prüf- und Messmethoden von Öl-Papier-isolierten Transformatoren

Für Öltransformatoren sind Prüfungen der Isolierflüssigkeit von Bedeutung. Bei der Gas-in-Öl-Analyse (Dissolved-Gas-Analysis DGA) wird die Schadgasentwicklung im Öl verfolgt. Thermische Überbeanspruchung oder Teilentladungen führen zu erhöhten Konzentrationen bestimmter Gase bzw. zu fehlertypischen Verhältnissen von Gaskonzentrationen im Öl. Die Freisetzung unterschiedlicher Gase ist abhängig von der Temperatur. Es wird daher zwischen den drei Temperaturbereichen $< 300 \text{ °C}$ / $300 \text{ °C bis } 700 \text{ °C}$ / $> 700 \text{ °C}$, die zur Freisetzung unterschiedlicher Gase führen, unterschieden. Bei den elektrischen Entladungen wird unterschieden zwischen Teilentladungen an lokalen Stellen, energieschwachen Funken und einem energiestarken Lichtbogen. Die Auswertung der Konzentration und der Verhältnisse der Schadgase erlaubt somit eine Trendverfolgung zur Erkennung möglicher Fehler. Die DGA ist ein Instrument zur langfristigen Verfolgung des Transformatorzustandes, sie ist nicht zur kurzfristigen Schadensermittlung geeignet. Die DGA kann durch manuelle Probenahme oder unter Verwendung eines quasi kontinuierlich messenden Online-Systems durchgeführt werden. Die Ergebnisse einer diskontinuierlichen manuellen Beprobung mit nachfolgender Analyse in einem akkreditierten Prüflabor sind als umfassender, belastbarer und reproduzierbarer anzusehen als das Online-System.

Ein Online-System führt die Probenahme in zuvor festgelegten und programmierbaren Intervallen durch. Die Trendverfolgung der Analyseergebnisse über längere Zeit liefert dann einen quasi kontinuierlichen Verlauf der gemessenen Gaskonzentrationen. Bei signifikanten Veränderungen der über ein Online-System gemessenen Gaskonzentrationen wird eine manuelle Beprobung des Öls mit nachfolgender umfassender

Analyse in einem akkreditierten Prüflabor durchgeführt. Auf Basis der Ergebnisse dieser Analyse können dann ggf. weitere erforderliche Maßnahmen festgelegt werden.

Nach Auskunft der Betreiber wird bei der manuellen Beprobung mit anschließender DGA bei signifikanten Veränderungen eine Doppelbestimmung durchgeführt, d. h. durch zwei separate Analysen wird das Ergebnis der Messung auf Plausibilität geprüft. In den bestehenden Normen für die Auswertung der Ölproben sind die Erfahrungen eingeflossen, die bei der Überwachung einer großen Anzahl von Transformatoren gewonnen wurden. Daraus abgeleitet resultieren die dort genannten Konzentrationswerte für einzelne Schlüsselgase in Korrelation mit bestimmten Schadensphänomenen, aber mit den entsprechenden Interpretationsbereichen. An diesen Konzentrationswerten orientieren sich die Energieversorgungsunternehmen. Weitere Erkenntnisse, die gewonnen werden, werden berücksichtigt. Erfahrungen zeigen, dass Auswirkungen aufgrund thermischer Fehler im Vergleich zu elektrischen Fehlern einen langsamen zeitlichen Vorlauf aufweisen. Bei der Bewertung des Zustandes ist eine ganzheitliche Betrachtung notwendig, d. h. die verschiedenen Prüfmethode und Ergebnisse sind in Gänze zu betrachten. Auch spielen der Aufbau, die verwendeten Materialien, die eingebauten Komponenten und der Belastungszustand des jeweiligen Transformators eine große Rolle. Die Diagnose erfordert insgesamt die Betrachtung eines komplexen Zusammenhangs.

Nach Auskunft der Betreiber werden an den Maschinen-, Eigenbedarfs- und Fremdnetztransformatoren regelmäßig Gas-in-Öl-Analysen durchgeführt. Bei Änderungen der Messergebnisse, die auf eine relevante Schädigung schließen lassen, würden Transformatoren vorbeugend ausgetauscht. Eine genaue Aussage über eine Restlebensdauer eines Transformators ist mit diesen Messungen nicht möglich. Die Sachverständigen bestätigten, dass mit diesen Messungen qualitative und nur für einen breiten Zeitrahmen quantitative Aussagen über den Zustand des Transformators möglich sind. Spontane Ausfälle aufgrund lokaler Fehlstellen können nicht ausgeschlossen werden.

Bei Ölprüfungen nach DIN zur Bewertung der elektrischen und tribologischen Eigenschaften des Öls werden Wassergehalt, Viskosität, Inhibitorengehalt, Farbe, Verunreinigung usw. geprüft. Die Bestimmung des Wassergehalts ermöglicht eine Aussage über die Isoliereigenschaften. Ein hoher Wassergehalt des Öls begünstigt die Zersetzung des Papiers und vermindert somit die Qualität der Isolierung. Das Eindringen von Feuchte in den Kessel kann nicht dauerhaft vermieden werden. Auch weist das Papier immer eine Restfeuchte auf, die im Laufe der Zeit zur Zersetzung des Papiers führt.

Aus der Bestimmung des DP-Wertes mit Hilfe einer manuellen Entnahme von Papierproben können Aussagen über den Alterungszustand des Isolierpapiers von Öltransformatoren abgeleitet werden. Es ist allerdings zu berücksichtigen, dass eine solche Probenahme nur zerstörend, d. h. nicht vor Ort am Aufstellungsort eines Transformators, möglich ist.

Die Anzahl der Zuckermoleküle (Kettenlänge), aus denen das Papier aufgebaut ist, und die Viskosität des in einer speziellen Flüssigkeit gelösten Isolierpapiers hängen zusammen, so dass aus der Kettenlänge des Papiers der Alterungszustand abgelesen werden kann. Neues Papier hat eine Kettenlänge von etwa 1.100 bis 1.300 (=DP-Wert) Zuckermolekülen, die im Laufe der Alterung oder bei thermischer Belastung abnimmt. Ein DP-Wert von ca. 300 ist als kritisch zu betrachten. Die Aussagekraft der Bestimmung des DP-Profiles, in

das möglichst zahlreiche Einzelproben einfließen, ist abhängig von der Zahl der Proben und der Berücksichtigung der axialen und radialen Verteilung der Probenahmeorte in einer Wicklung.

Aus einer Furananalyse mit Hilfe einer dem Transformator entnommenen Ölprobe kann auf den DP-Wert, d.h. Anzahl der Glukoseketten des Papiers, rückgeschlossen werden. Bei neuer Papierisolierung mit einem DP-Werten von ca. 1200 ist kein Furan vorhanden. Bei Abnahme des DP-Wertes auf einen Wert, der die Grenze der mechanischen Belastbarkeit des Papiers anzeigt, steigt der Furananteil exponentiell an. Daher ist der Furananteil des Öls ein guter Indikator für die Lebensdauer des Papiers. Jedoch liefert diese Messung ein integrales Ergebnis, so dass kleine lokale Fehlerstellen, die auch zu einem Ausfall führen können, nur bedingt detektierbar sind. Bei der Bewertung der Ergebnisse von Furananalysen ist dies entsprechend zu berücksichtigen. Ergebnisse einer Probenahme von Isolierpapier aus einem gealterten Transformator haben eine Standardabweichung der Einzelproben von ca. 240 ergeben. Dies zeigt, dass ein Transformator, bei dem über die Furananalyse ein Polymerisationsgrad von ca. 550 ermittelt worden ist, durchaus auch Stellen der Wicklungsisolierung aufweisen kann, die bereits in einem als kritisch anzusehenden Bereich liegen.

Zur Bewertung insbesondere des mechanischen Zustands einer Wicklung dienen die Messungen der Übersetzungsverhältnisse, der Isolationswiderstände, der Wicklungswiderstände, der Kurzschlussimpedanzen und Kurzschlussverluste sowie die Kapazitäts- bzw. $\tan \delta$ -Messungen. Ein neues Diagnoseverfahren stellt die Frequency Response Analysis (FRA) dar, bei der in einem größeren Frequenzbereich das Übertragungsverhalten des Transformators ermittelt wird. Dieses Verfahren ist geeignet, mechanische Veränderungen in Kern und Wicklungen zu erkennen. Es wird daher empfohlen, diese Messung nach einem Transport des Transformators und nach Auftreten von Fehlern mit hohen Strömen durchzuführen. Als WKP ist dieses Verfahren nicht geeignet. Insgesamt sind für diese Messungen jeweils Vergleichsmessungen (Rückgriff auf eine Referenzmessung an einem nachweislich intakten Transformator, Fingerprint) erforderlich, um Änderungen feststellen zu können. Bei Installierung eines Transformators wird daher eine Erstmessung empfohlen, um somit bei Bedarf einen Vergleich zu haben.

Zur Bewertung des Zustands des Eisenkerns werden Leerlaufstrom/-Leerlaufverlustmessungen durchgeführt.

Der Einfluss dynamischer Belastungen bei Öl-Papier-isolierten Transformatoren ist außer bei einem Kurzschluss gering. Bei einem gewissen Schädigungsgrad des Papiers ist der Transformator zerstört. Das Erreichen der mechanischen Belastbarkeitsgrenze des Papiers kann nur bei einer zerstörenden Prüfung festgestellt werden. Ermüdungsmechanismen können aufgrund der komplexen Struktur eines Transformators nicht ermittelt werden. Daher ist die Fortentwicklung von Analyseverfahren zur Festigkeit des Papiers zielführend.

Wicklungsdeformationen weisen auf eine Überbeanspruchung durch einen Kurzschluss hin. Eine Quantifizierung darüber, mit welchem Verlauf von Wicklungsdeformationen zu rechnen ist und ob dies vom Alter des Transformators abhängt, ist derzeit nicht möglich. Derzeit wird geprüft, ob gewisse Frequenzanalysen Rückschlüsse zulassen. Wie diese Rückschlüsse auszuwerten sind, ist noch Gegenstand der Forschung. Der Einfluss eines Kurzschlusses auf die mechanischen und elektrischen Eigenschaften eines Transformators ist – außer bei einem Totalausfall – schwierig zu bewerten, da dies derzeit nur durch zerstörende Prüfungen festgestellt werden kann. Nach Ansicht der Betreiber ist durch die Kombination von

z. B. Frequenzanalysen und Kapazitätsmessungen eine Bewertung möglich. Demnach kann innerhalb einer gewissen Bandbreite der Ergebnisse auf die Funktionsfähigkeit des Transformators geschlossen werden.

Insgesamt liefern die meisten Prüfungen hauptsächlich integrale Ergebnisse. Lokale Schädigungen sind nicht direkt detektierbar. Die Detektierung von lokalen Schädigungen ist aufgrund der integralen Messmethoden erst nach einer gewissen Zeit möglich. Eine lokale Schädigung, die beispielsweise eine Veränderung des Wasserstoffgehalts nach sich zieht, kann erst nach einer gewissen Zeit, die mehrere Tage betragen kann, detektiert werden. Das Ergebnis würde jedoch lediglich aussagen, dass ein Alterungseffekt vorliegt, der nicht zu einem direkten Versagen führen muss. Der Prozess ist in der Regel kontinuierlich.

Die DGA liefert integrale Werte. Jedoch kann dabei auch auf lokale Fehlstellen geschlossen werden, da z. B. die Zunahme der Wasserstoffkonzentration auch auf Teilentladungen schließen lässt. Zur Identifikation von Fehlstellen in der Isolierung dienen Teilentladungsmessungen (TE-Messungen). Mit diesen Messungen kann direkt festgestellt werden, ob Teilentladungen vorhanden sind. Mit Hilfe, z. B. akustischer Messungen können dann die lokalen Fehlstellen der Isolierung detektiert werden. TE-Messungen konnten früher nur im Werk durchgeführt werden, mittlerweile ist diese Messung auch vor Ort möglich. Eine permanente Online-Messung wäre möglich, ist aber aufgrund der zu großen Datenmenge nicht sinnvoll.

Die TE-Messung ist eine diskrete Messmethode zur Ermittlung lokaler Bereiche mit erhöhter Feldstärke. Diese Bereiche können aufgrund unterschiedlicher Ursachen wie z. B. durch Ablösungen innerhalb oder durch Feuchte in der Feststoffisolierung, durch Fehlstellen an Klebungen, durch Luftblasen, durch freie metallische Teilchen, durch fehlende Kontaktierung von Abschirmungen, durch scharfe metallische Kanten oder durch Kriechströme entstanden sein. Durch lokale Entladungen entstehen u. a. Wärme, Licht, Strom in externen Stromkreisen, chemische Prozesse, mechanische Wellen und elektromagnetische Strahlung. Diese Phänomene können durch unterschiedliche Messmethoden (elektrische Messung, Öl-Analyse, UHF-Sonde, Sensoren) mehr oder weniger gut erfasst werden. Die derzeit aussagefähigsten Prüfungen sind dabei die elektrische Messung und die Öl-Analyse und bei speziellen Prüfungen die akustischen Prüfungen. Nach Auskunft der Sachverständigen läuft derzeit für ca. drei Jahre ein Pilotprojekt zu TE-Messungen.

Zur Fortentwicklung von Messmethoden für Teilentladungen hat das IEH an einer Durchführung extern von außen einen kapazitiven Sensor zur kapazitiven Signalauskopplung angebracht. Das Signal wird verstärkt und über Lichtwellenleiter mit einem Oszilloskop angezeigt. Diese Messung kann an einer Durchführung und am Sternpunkt durchgeführt werden. Hochfrequenz-Messverfahren werden meistens in Kombination mit akustischen Verfahren durchgeführt.

Die Durchführungen können durch Kapazitäts- oder $\tan \delta$ -Messungen von außen auf Veränderungen geprüft werden. Schäden an den Wicklungen sind bei großen Schädigungen nach Öffnen des Transformators auch optisch durch Verfärbungen der Isoliermaterialien oder durch mechanische Änderungen sichtbar. Bei solchen Schäden ist jedoch eine klare Ursachenermittlung meist nicht mehr möglich.

Zur Bewertung des Zustands und der Qualität der Isolierung werden auch dielektrische Prüfungen zur Bestimmung der Papierfeuchte und Spannungsprüfungen mit induzierter Spannung durchgeführt. Nur beim Hersteller können Papierproben entnommen werden (siehe obige Ausführungen zur DP-Bestimmung).

Zur Bewertung der mechanischen und elektrischen Betriebssicherheit des Stufenschalters von Maschinentransformatoren werden elektrische Prüfungen wie z. B. die Messung des Kontaktwiderstandes und -drucks, die Funktionsprüfung des Stufenschalters sowie die Prüfung der Stromaufnahme des Stufenschalterantriebs durchgeführt. Zur Alterung von Stufenschaltern wurde erläutert, dass diese bei den Transformatoren von Anlagen, die im Grundlastbereich laufen, erheblich geringer ist als bei den Netztransformatoren, die ein erheblich höheres dynamisches Verhalten zeigen.

Analysen an Ölproben, die in regelmäßigen Abständen oder ereignisabhängig dann entnommen werden, dienen zur Bestimmung der Ölparameter, der DGA, der Furananalyse. DGA können heutzutage auch online in kurzen Zeitabständen (minimal im Stundenbereich) durchgeführt werden.

Die Interpretation der DGA resultiert auf Erfahrungswerten. So lassen Veränderungen der Messwerte auf bestimmte Phänomene schließen, die durch Heranziehen anderer Messergebnisse untermauert werden können. Mithilfe beispielsweise einer Fuzzy-Logik über die Kombinationen verschiedener Messungen können genauere Aussagen getroffen werden. Diese Messmethode ist bewährt und wird heute durch bessere Erfassungssysteme verfeinert. Kombinationen verschiedener Messmethoden und -ergebnisse liefern die Datenbasis für eine Trendverfolgung. So kann z. B. anhand des „Duval-Dreiecks“ abgeschätzt werden, ob Teilentladungen oder thermische Fehler vorhanden sind.

Aus $\tan \delta$ - und Kapazitätsmessungen von Durchführungen können verschiedene Diagnosen gestellt werden. So lässt ein Anstieg der Kapazität im Vergleich zu Referenzmessungen auf Teildurchschläge und hohe $\tan \delta$ Werte auf Feuchte, Alterung und Teildurchschläge schließen. Aufgrund der geometrischen Anordnung der Durchführungen können einfache Rechenmodelle erstellt werden. Die o. g. Messungen können auch online durchgeführt werden. Durchführungen werden auch mit Hilfe der Thermographie geprüft, dabei können ggf. lokale Heißstellen als Folge von Teildurchschlägen erkannt werden.

Aufgrund fehlender Datenbasis können derzeit keine Aussagen getroffen werden, wie bestimmte Schädigungen eines Transformators die Lebensdauer um einen bestimmten Zeitraum verkürzen. Transformatorausfälle sind nicht sehr häufig. Die Transformatoren, die nach einem Defekt untersucht werden können, verfügen zumeist nicht über entsprechende Datenbasen von einschlägigen Messungen, die eine Aussage über den Vorschädigungsmechanismus erlauben. Mit den bisher durchgeführten Messmethoden können Aussagen über den Zustand des Öls oder des Papiers getätigt werden. Alterungsphänomene sind mit diesen Methoden erkennbar, aber es können keine Aussagen getroffen werden, ob diese Phänomene letztendlich fehlerrelevant sind. Meist werden von den jeweiligen Unternehmen entsprechende Konsequenzen gezogen, wenn relevante Alterungseffekte oder Fehlermechanismen erkennbar sind, und das Öl oder ggf. der Transformator ausgetauscht. Daher sind aufgetretene Schäden meist nicht mit den Messergebnissen der Analysen direkt korrelierbar.

Zur Sicherung der Betriebsbereitschaft von Öltransformatoren steht eine Reihe von Funktionsüberwachungen zur Verfügung. Diese sollten ebenfalls auf korrekte Betriebsweise überprüft werden. Monitoringsysteme können beispielsweise durch Vergleich der Messwerte mit Laborwerten von Handproben verifiziert werden. Ansonsten dienen die Durchführung optischer Inspektionen, Überprüfung

des Ölstands, Schutz- und Überwachungseinrichtungen externer Systemkomponenten und Reinigung der Sicherung der Betriebsbereitschaft dieser Einrichtungen.

Online-Messmethoden

Die DGA kann auch als Online-Verfahren durchgeführt werden. Bei einem DGA-Online-Monitoringsystem könnte somit direkt ein Überschreiten vorgegebener Aufmerksamkeitsschwellwerte erkannt und Vorsorgemaßnahmen eingeleitet werden. Ein Monitoringsystem ersetzt keine Schutzeinrichtung /11/.

TÜV Nord und IEH empfehlen für Leistungstransformatoren bei Einsatz eines Online-Monitoringsystems eine täglich durchzuführende DGA-Ölanalyse.

Nach Ansicht der Betreiber kann der Gehalt des Wasserstoffs als Schlüsselgas als Indiz für eine Schädigung des Transformators herangezogen werden. Vor einer möglichen Schädigung des Transformators ist zunächst ein Anstieg des Wasserstoffgehalts beobachtbar. Erst danach sind weiterführende Untersuchungen anderer Gaskonzentrationen bzw. Auftreten anderer Gase von Bedeutung. Somit ist eine kontinuierliche Beobachtung des Wasserstoffgehalts ausreichend. Die Praxis zeigt, dass die Auswertung von Ölproben, die in einem größeren Zeitrahmen gezogen und in externen Labors untersucht werden, deutlich reproduzierbarere Ergebnisse als vor-Ort-Messungen ergeben haben.

Nach Ansicht von TÜV Nord ist neben der kontinuierlichen Wasserstoffkonzentrationsmessung auch die Analyse weiterer Schlüsselgase empfehlenswert. Mit der DGA soll eine langfristige Überwachung durchgeführt werden, die eine Trendverfolgung zulässt. Dabei sollte die Entwicklung aller Schlüsselgase mitverfolgt werden und nicht nur die des Wasserstoffs. Außerdem wird die Sensorik zur Messung der Wasserstoffkonzentration insbesondere durch CO und CO₂ beeinflusst. Bei einer parallelen Messung der CO- und CO₂-Konzentrationen kann somit die Wasserstoffkonzentration genauer ermittelt werden und lässt konkretere Rückschlüsse zu. Auch wird der Nachteil, dass Online-Messungen weniger reproduzierbare Ergebnisse liefern, durch die Kontinuität der Messungen ausgeglichen. Im Zweifelsfall wird zusätzlich eine Laboruntersuchung als zweckmäßig angesehen.

Gemäß TÜV Nord zeigt erst die Erfahrung, in welchen zeitlichen Abständen eine diskontinuierlich arbeitende Online-Messung sinnvoll ist. Nach einem Transformator austausch oder einem Ölwechsel stabilisieren sich Messergebnisse erst nach einem Zeitraum von mehreren Monaten. Zunächst sollten daher häufige Messungen durchgeführt werden, um Erfahrung zu sammeln. Nach dieser Phase können die Messintervalle je nach Bedarf ausgedehnt und anlagenspezifisch festgelegt werden.

Nach Auskunft des IEH werden derzeit Versuche durchgeführt, bei denen Ergebnisse der Monitoringsysteme mit Ergebnissen von Laboruntersuchungen verglichen werden. Dabei wird auch untersucht, an welchen Stellen und zu welchen Betriebszeiten Proben entnommen werden sollten, um aussagefähige Ergebnisse zu erhalten. Die bisherigen Ergebnisse der Versuche zeigen, dass die Online-Messungen zuverlässig vergleichbare Ergebnisse zu den Labormessungen liefern. Eine ausreichende Betriebserfahrung mit diesen

Geräten liegt jedoch noch nicht vor. Auch ist die Lebensdauererwartung dieser Systeme erheblich geringer als die der Transformatoren.

Nach Auskunft der Betreiber liegen weitreichende Erfahrungen mit den Laboranalysen der Ölproben zur DGA vor. Es werden in regelmäßigen Abständen, meist einmal im Jahr bzw. während einer Revision, Ölproben an den Maschinen- und Netztransformatoren gezogen und in zertifizierten Laboren geprüft. Bei einer Umstellung auf Online-Monitoringsysteme muss sichergestellt sein, dass diese Systeme zuverlässig korrekte Messungen gewährleisten. Dies ist derzeit noch nicht der Fall. Es werden Ausfälle von Messaufnehmern, Fehler in der Messung durch Temperatureinflüsse und weitere Störungen beobachtet, so dass die Aussagen der Monitoringsysteme nicht immer eindeutig sind. Keines der verfügbaren Monitoringsysteme ist derzeit geeignet, um daraus automatische Maßnahmen abzuleiten, wie z. B. die Abschaltung eines Transformators.

Mit dem Einsatz von Monitoringsystemen wird insgesamt das Ziel verfolgt, erweiterte Informationen über den Zustand der Transformatoren zu erhalten. Insgesamt kann mit diesen Systemen die Datenbasis durch einfache Handhabung vergrößert und Vorschädigungen bei einem Totalausfall rückverfolgt werden. Gemäß VGB-Merkblatt /20/ wird empfohlen, bis Ende des Jahres 2010 alle Maschinen-, Eigenbedarfs- und Reservenetztransformatoren mit einem Gas-in-Öl-Monitoringsystem auszurüsten, das mindestens die Wasserstoffkonzentration detektiert.

Allerdings stellen auch im Labor durchgeführte Öl- sowie Gas-in-Öl-Analysen nur einen Teil der Gesamtbeurteilung eines Transformators dar. Bei Indikation einer Messwertveränderung, insbesondere bei Überschreiten eines Aufmerksamkeitsschwellwertes aus der DGA, erfolgt die zeitnahe Verifizierung durch Experten unter Berücksichtigung aller vorherigen Messergebnisse und Beurteilung des Zustandes des Transformators.

Der Einsatz von Monitoringsystemen zur Überwachung von Notstromtransformatoren ist aufgrund der geringen Auslastung dieser Transformatoren und damit einhergehende langsame Alterung nicht zielgerichtet. Auch verfügen Notstromtransformatoren über erhebliche Auslegungsreserven. Für Monitoringsysteme liegt derzeit kein Nachweis z. B. über Erdbebenfestigkeit für den Einsatz im Sicherheitssystem vor /12/. Insgesamt fehlt die Betriebserfahrung für solche Systeme, da eine Überwachung derzeit bei Transformatoren dieser Leistungsklasse nicht angewendet wird, so dass ein hohes Risiko für Fehlinterpretationen besteht.

Regelwerke und Grenzwertbetrachtungen

Regelungen, die die Transformatoren betreffen, sind in den KTA-Regeln 3701 „Übergeordnete Anforderungen an die elektrische Energieversorgung in Kernkraftwerken“ und speziell in der Regel 3705 „Schaltanlagen, Transformatoren und Verteilungsnetze zur elektrischen Energieversorgung des Sicherheitssystems in Kernkraftwerken“ enthalten.

Hinsichtlich der Auswertungen der Ölanalysen, die einen wichtigen Teil des Überwachungs- und Prüfumfanges von Öl-Papier-isolierten Transformatoren darstellen, gibt es als Bewertungsgrundlagen die DIN

EN Normen DIN EN 60599 „In Betrieb befindliche, mit Mineralöl imprägnierte elektrische Geräte“ (entspricht VDE 370, Teil 7) und DIN EN 60422 „Richtlinie zur Überwachung und Wartung von Isolierölen auf Mineralölbasis in elektrischen Betriebsmitteln“ (entspricht VDE 370, Teil 2). In beiden Normen werden keine Grenzwerte angegeben. In der DIN EN 60422 wird dargelegt, dass faktisch eine Bewertung von Betriebsölen oder das Aufstellen von Grenzwerten nicht für alle Betriebsanwendungen möglich ist.

In der DIN EN 60599 sind „typische Werte“ für Gaskonzentrationen der Gas-in-Öl-Analyse enthalten, die der Information und als Orientierung für eine Bewertung dienen. Außerdem werden verschiedene Methoden der Auswertung vorgestellt. Grundsätzlich ist für die Interpretation eine Trendverfolgung notwendig. Entscheidungen über den Weiterbetrieb von Transformatoren ausschließlich aufgrund einzelner Ergebnisse von Gas-in-Öl-Analysen sind nicht zielführend.

Die bisherigen Betriebserfahrungen zeigen, dass zur Vermeidung falscher Interpretationen der Analyseergebnisse bestimmte Einflussfaktoren bei der DGA von Bedeutung sind. Daher werden Proben laut Betreiber nur von geschultem Fachpersonal gezogen. Es existieren Vorgaben für eine korrekte (manuelle) Probenahme. Die Auswertung erfolgt nur in dafür zertifizierten Laboren. Schwankungen sind durch unterschiedliche Analyseverfahren verschiedener Labore möglich, so dass diese nicht direkt vergleichbar sind. Jedoch ist die Reproduzierbarkeit der Ergebnisse beim gleichen Labor mit derselben Methode gegeben. Bei auffälligen Werten ist ggf. eine zweite Probe mit Analyse notwendig.

Eindeutige Aussagen über den Zustand eines Transformators allein durch Ergebnisse einer Ölanalyse sind nicht möglich. Die Historie der Analysen und die Bewertung weiterer Erkenntnisse (Bauart und Spezifikation, weitere Ölanalysen im Betrieb) sind notwendig. Eine Bewertung nur aufgrund von ölseitigen Aufmerksamkeitsschwellwerten ist daher in den meisten Fällen nicht zielführend. Sie können aber erste Hinweise auf ungewöhnliche Veränderungen geben. Für die Ölanalyse von Transformatoren mit kleiner Leistung, wie z. B. Notstromtransformatoren, liegen derzeit nicht viele Erfahrungen mit besonderen Ereignissen vor. Daher werden von Betreiberseite im Rahmen der durchgeführten zyklischen Ölanalysen die Ergebnisse analysiert und Aufmerksamkeitsschwellwerte definiert und verifiziert. Nach ausreichender Betriebserfahrung sollen dann die Aufmerksamkeitsschwellwerte angepasst und ggf. ein Gradientenkriterium eingeführt werden.

Eine erheblich größere Datensammlung liegt für die Netztransformatoren vor, die in großer Anzahl im Einsatz sind. In den angesprochenen Normen sind die Erfahrungen eingeflossen, die bei der Überwachung einer großen Anzahl von Transformatoren gewonnen wurden. An den daraus abgeleiteten typischen Konzentrationswerten orientieren sich die Energieversorgungsunternehmen.

Insgesamt fehlt ein Modell, nach dem man aus den vorhandenen Daten die Schlussfolgerung ziehen kann, unter welchen Randbedingungen ein Transformator noch eine bestimmte Lebensdauer aufweist. Nach derzeitigen Erfahrungen kann lediglich ein Trend abgeleitet werden.

Prüfkonzepte für Öl-Papier-isolierte Transformatoren

Insgesamt führten die Vortragenden aus, dass ein allgemeines Verständnis über die Alterungsmechanismen eines Transformators und deren Ursachen vorhanden ist. Darauf sind die Prüfungen abgestimmt worden.

Ziel von Überwachungsmaßnahmen ist die Fehlerfrüherkennung zur Verringerung der Fehlerrate und zur Verminderung der Ausfallzeit. Dabei soll überprüft werden, inwieweit moderne Prüf- und Überwachungsmethoden bei der Zustandseinschätzung von Öltransformatoren wie die Gas-in-Öl-Online-Überwachung und Teilentladungsmessungen Vorteile gegenüber dem bestehenden Prüf- und Überwachungskonzept bieten.

Dem Ausschuss wurden zwei Konzepte vorgelegt: das Prüf- und Wartungskonzept des TÜV Nord in Zusammenarbeit mit dem IEH [Abb. 1, Seite 27] und das Prüfkonzept des VGB. Im Prüfkonzept der Sachverständigen sind die Trockentransformatoren enthalten. Der VGB hatte sein Konzept zunächst nur für Öl-Papier-isolierte Transformatoren erstellt [Abb. 2, Seite 28] und ein weiteres für Notstrom-Gießharztransformatoren entwickelt [Abb. 3, Seite 29]. Die Umsetzung des im VGB festgelegten Prüfumfanges für Öl-Papier-isolierte Transformatoren erfolgte ab dem 01.12.2009 in allen deutschen Kernkraftwerken. Im Rahmen des Austausches von Erfahrungen über alle deutschen Kernkraftwerke wird das Überwachungskonzept für ölgekühlte Transformatoren in Kernkraftwerken bei Bedarf aktualisiert.

Bei den Prüfkonzepten wird aufgrund des unterschiedlichen Aufbaus und der Belastung zwischen den Transformatorgruppen Maschinentransformatoren, Eigenbedarfs- und Reservenetztransformatoren und Notstromtransformatoren und zwischen den Prüfarten Werksprüfung bzw. Abnahme- und Funktionsprüfung, Wiederkehrende Prüfung bzw. Prüfungen in festen Intervallen und Sonderprüfungen unterschieden.

Werks- und Abnahmeprüfungen werden während einer Neufertigung durchgeführt. In geeignetem Umfang werden diese Prüfungen nach Instandsetzungsmaßnahmen mit Rückwirkungen auf den Prüfgegenstand, z. B. nach Erneuerung einer Wicklung im Transformatorwerk, wiederholt. Zu den Werks- und Abnahmeprüfungen wurde ausgeführt, dass diese nach wie vor den Stand der Technik widerspiegeln. So wurden im Kernkraftwerk Unterweser in 2009 zwei neue Maschinentransformatoren nach Durchführung dieser Prüfungen installiert. Eine besondere Belastung der Transformatoren geht mit diesen Prüfungen (z. B. Stehspannungs-, Schaltstoßspannungsprüfung, Teilentladungsmessung) einher, jedoch sind die Transformatoren dafür ausgelegt. Eine Verschlechterung des Zustands aufgrund dieser Abnahmeprüfung ist nicht zu besorgen.

Wiederkehrende Prüfungen bzw. Prüfungen in festen Intervallen werden turnusmäßig durchgeführt. Die Prüfzyklen werden jeweils vorgegeben. Bei Auffälligkeiten werden entsprechende Maßnahmen eingeleitet.

Sonderprüfungen sind vorzusehen, wenn Indikationen seitens der „Prüfungen in festen Intervallen“ gegeben sind und nach besonderen Ereignissen, z. B. wenn die Anregung transformatorrelevanter Blockschutzkriterien aufgrund thermischer oder elektrischer Überbeanspruchung erfolgt ist. Die jeweiligen Prüfungen müssen auf die Situation abgestimmt sein. Die Sonderprüfungen erfolgen im Wesentlichen aufgrund der Ergebnisse vorangegangener Prüfungen; Daten von beispielsweise Ölanalysen liegen vor.

Zustand, Bauart, Alter, Betriebsart (Dauerlast, Lastwechsel) und Bedeutung des Transformators (Sicherheit, Verfügbarkeit) sind bei der Auswahl der Prüfungen entscheidend. Die Bewertung erfolgt durch entsprechende Experten wie die konzerninterne Fachabteilung, den Hersteller und unabhängige Fachleute.

Der Umfang der nach dem Stand von Wissenschaft und Technik als erforderlich anzusehenden WKP nimmt mit der Leistungsgröße der Transformatoren zu. Für die leistungsstärksten Transformatoren in der Eigenbedarfsanlage (Maschinentransformatoren bis 1.100 MVA) bestehen demzufolge auch die höchsten Anforderungen im Hinblick auf den Einsatz von Überwachungseinrichtungen (thermische und elektrische Beanspruchung). Der Notstrombereich beinhaltet lediglich kleinere Transformatoren (0,5 - 4,2 MVA) mit einer dauerhaften Auslastung unterhalb der Nennleistung, da leistungsstarke sicherheitstechnisch wichtige Verbraucher (Antriebe) im Normalbetrieb der Anlage nicht angefordert werden. Diese Transformatoren haben daher im Vergleich zu Maschinen- und Eigenbedarfstransformatoren eine geringere thermische Beanspruchung (Alterung).

Die Transformatoren entsprechen einer Spezifikation, nach der sie auf einen Maximalbetrieb und nicht einen Normalbetrieb ausgelegt sind. Demzufolge sind Auslegungsreserven vorhanden. Dieser Auslegung ist eine Lebensdauer von ca. 30 Jahren zugrunde gelegt. Jede unterstellte Belastung, die die Lebensdauer eines Transformators verringern würde, die aber nicht eingetreten ist, verlängert somit die Lebensdauer. Zu beachten ist auch, dass Papier eine sehr hohe Lebensdauer hat (> 100 Jahre). Erst das Zusammenspiel von Temperatur, Feuchte und elektrische Belastungen relativiert die Gesamtlebensdauer des Isoliersystems auf ein bestimmtes Maß. Herstellergarantien auf die gesamte Lebensdauer eines Transformators werden nicht gegeben.

Nach Auskunft des VGB hat mit diesem Prüfkonzept eine Harmonisierung der Prüfungen bei allen deutschen Kernkraftwerken stattgefunden. Teilweise sind Prüfzyklen verkürzt worden. Zusätzliche Messungen, außer dem Einsatz der Monitoringsysteme, sind mit dem VGB-Prüfkonzept nicht vorgesehen. Überwachungen, die im Betrieb vorgesehen sind, wie beispielsweise Temperaturmessungen, sind in dem Prüfkonzept nicht extra aufgeführt.

Nach Ansicht von TÜV Nord und IEH ist das bestehende Konzept der Prüfungen in Form von Wiederkehrenden Prüfungen und Sonderprüfungen tragfähig. Bei den leistungsstarken Transformatoren bestehen höchste Anforderungen im Hinblick auf den Einsatz von Überwachungseinrichtungen für thermische und elektrische Beanspruchungen. Verbesserungen in der Überwachung sind durch Online-Verfahren für DGA oder TE-Erfassung neben den übrigen Parametern wie Strom, Spannung, Temperatur möglich. Überwachungseinrichtungen sind keine Schutzeinrichtungen. Sie dienen zur Erkennung von Trends und zur Warnung bei Verschlechterung der Leistungsfähigkeit des Isoliersystems. Überwachungseinrichtungen können spontane Fehler nicht verhindern. Insgesamt wird weiterer Forschungsbedarf gesehen. Gemäß /11, Folien 16-19/ zeigt sich, dass insgesamt wenige Transformatoren, bezogen auf die große Gesamtzahl und die hohe Einsatzzeit, ausfallen.

Nach Auskunft des VGB ist das VGB-Prüfkonzept bei allen deutschen Kernkraftwerken ab 01.12.2009 im Einsatz. Es wurde auch den konventionellen Kraftwerken empfohlen, dieses Konzept anzuwenden. Der VGB betonte, dass das vorgestellte Konzept für Leistungstransformatoren, angestoßen durch das Ereignis im

KKK, das Ergebnis einer gemeinsam erstellten Vereinbarung innerhalb des VGB ist und eine freiwillige Maßnahme darstellt. Insbesondere beinhaltet es eine Harmonisierung der bereits durchgeführten Prüfungen. Ein Informationsaustausch mit den Behörden ist vorgesehen.

Unterschiede zwischen den beiden Prüfkonzepten

Die Unterschiede zwischen den beiden Prüfkonzepten sind gering. Im VGB-Prüfkonzept wird u. a. statt eines jährlichen Prüfzyklusses für Prüfungen und Instandhaltung des Stufenschalters sowie für die Funktionskontrollen der Schutzeinrichtungen ein Prüfzyklus abhängig vom Brennelementwechsel, der bei einzelnen Anlagen nach 15 Monaten durchgeführt wird, vorgeschlagen.

Beide Prüfkonzepte sehen für die DGA eine jährliche Laboruntersuchung mit vollständiger Gasanalyse vor. Gemäß Prüfkonzept der Sachverständigen werden zusätzlich täglich durchzuführende Online-Messungen mit vollständiger Gasanalyse empfohlen. Im VGB-Prüfkonzept sind die Monitoringsysteme, die bei den Maschinentransformatoren im Einsatz sind, in der Tabelle nicht extra aufgeführt, werden jedoch genutzt. Jedoch sieht das VGB-Konzept derzeit keine Vorgabe für die Monitoringsysteme vor, da diese nicht zuverlässig genug sind. Gemäß VGB-Merkblatt /20/ wird empfohlen, bis Ende des Jahres 2010 alle Maschinen-, Eigenbedarfs- und Reservenetztransformatoren mit einem Gas-in-Öl-Monitoringsystem auszurüsten, das mindestens die Wasserstoffkonzentration detektiert.

6 Trockentransformatoren

Schädigungs- und Alterungsmechanismen von Trockentransformatoren

Für Trockentransformatoren unterscheiden sich gegenüber den Öl-Papier-isolierten Transformatoren z. T. die Prüfverfahren zur Früherkennung von Fehlern und zur Sicherung der Betriebsbereitschaft. Trockentransformatoren gehören zu den leistungsschwachen Transformatoren, sie werden u. a. als Notstrom-Transformatoren betrieben. Bei allen in deutschen Kernkraftwerken eingesetzten Notstrom-Trockentransformatoren handelt es sich um Gießharztransformatoren, bei denen die Oberspannungswicklung vollständig in Gießharz eingegossen ist. Die Unterspannungs-(US)-Wicklungen sind meist als Bandwicklung (Aluminiumfolie) ausgeführt, die ebenfalls in einen massiven Gießharzblock eingegossen ist. Somit können an die Wicklungen kaum Luft, Feuchtigkeit und Staub gelangen. Gegenüber reiner Luftisolation wird dadurch eine höhere Teilentladungs-, Kurzschluss- und Spannungsfestigkeit erreicht. Oberhalb der US-Wicklungen ist ein Thermistorschutz angebracht zur Überwachung des Transformators gegen thermische Überlastung und Kühlungsfehler. Gießharztransformatoren sind weitgehend wartungsfrei.

Hinsichtlich möglicher Alterungsmechanismen sind als Bestandteile des Trockentransformators das Isolationssystem, der Eisenkern, die Wicklungen und, wenn vorhanden, das Schutzgehäuse zu betrachten. Das Gießharzsystem altert sehr langsam, so dass beim Isolationssystem keine signifikanten Alterungsprozesse feststellbar sind. Lediglich ist eine Veränderung der molekularen Struktur durch thermische Beanspruchung zu beachten. Außerdem können Verschmutzungen auftreten. Auch der Eisenkern

und die Wicklungen weisen keine signifikanten Alterungsprozesse auf. Bei Schäden am Korrosionsschutz kann es zu Korrosion beim Eisenkern kommen, wobei dies einfach feststellbar ist. Das äußere Schutzgehäuse kann ebenfalls korrodieren, ist jedoch meist nicht vorhanden.

Durch häufige Lastwechsel kann es bei den Trockentransformatoren zu Ablösungen der Isolierung kommen.

Die Notstromtrockentransformatoren haben eine geringe thermische Auslastung im Normalbetrieb, so dass die Alterungsprozesse gegenüber den anderen Transformatoren im Kernkraftwerk verlangsamt sind. Außerdem sind sie gegen Umwelteinflüsse geschützt, da sie sich in abgeschlossenen Betriebsräumen befinden.

Prüf- und Messmethoden von Trockentransformatoren

Gießharz-Trockentransformatoren sind nach Herstellerangaben praktisch wartungsfrei. Nach Ansicht der Sachverständigen können mit Hilfe von Thermografieaufnahmen Fehlstellen in der Isolierung identifiziert werden. Außerdem können die Kernbandagen kontrolliert, Geräuschmessungen und optische Inspektionen vorgenommen werden. Ebenso werden die Funktionen von Schutz- und Überwachungseinrichtungen überprüft.

Betriebserfahrungen über Befunde an Trockentransformatoren liegen für Notstrom-Gießharztransformatoren in deutschen Kernkraftwerken nicht vor. Allerdings wurde an einem Umwälzpumpen-Transformator in einer Anlage bei einer Sonderprüfung ein niedriger Isolationswiderstand festgestellt. Die Sonderprüfung wurde durchgeführt, weil bei Feuerlöscharbeiten Wasser eingetreten war. Überprüfungen am vorsorglich ausgetauschten Transformator ergaben, dass sich die Bandagen des Kerns gelöst hatten.

Nach Aussage des VGB wurden keine Schäden an Trockentransformatoren durch fehlerhafte Hilfssysteme beobachtet. Die Trockentransformatoren verfügen über keine eigene Lüftungsanlage; die Kühlung erfolgt durch die Raumluft. Je nach räumlicher Umgebung des Transformators könnte es bei langfristigem Ausfall der Gebäudelüftung zu einer Erhitzung des Transformators kommen. Nach Auskunft des VGB ist ein Ausfall eines Trockentransformators durch Ausfall der Lüftung nicht bekannt.

Nach Auskunft des VGB muss für die Anwendung der Thermografie bei unter Spannung stehendem Transformator ausreichend Platz zur Verfügung stehen, um die Messung aussagefähig und ohne Personengefährdung durchführen zu können. Dies ist für Notstrom-Trockentransformatoren oftmals nicht der Fall. Außerdem können in der Revision Verfärbungen aufgrund erhöhter Wärmeentwicklung bei abgeschaltetem Transformator gut detektiert werden. Daher wird die Thermografie grundsätzlich nur als Sonderprüfung angewendet.

Das IEH hat Versuche zur Temperaturüberwachung für Trockentransformatoren durchgeführt. Dabei wurde als Sensor ein Lichtwellenleiter an verschiedenen Stellen eines Transformators angeschlossen und mit dem Leistungsschalter verbunden. Bei hohen Temperaturen, z. B. durch einen Kurzschluss, schmolz der LWL und der Leistungsschalter öffnete und trennte damit den Transformator vom Netz. Bei dem Versuch wurden

zwei Transformatoren parallel in Redundanz betrieben. Mittlerweile sind insgesamt 50 Transformatoren im Parallelbetrieb mit dieser Sensorik ausgestattet worden, die Erfahrungen sind bisher gut.

Prüfkonzepte für Trockentransformatoren

Das Prüfkonzept der Sachverständigen beinhaltet auch die Trockentransformatoren [Abb. 1, Seite 27]. Analog zu den Öl-Papier-isolierten Transformatoren sieht das Prüfkonzept für die Notstrom-Gießharztransformatoren des VGB [Abb. 3, Seite 29] die Aufteilung in die drei Prüfarten Werksprüfungen, Prüfungen in festen Intervallen und Sonderprüfungen vor.

Da die Trockentransformatoren nach Herstellerangaben praktisch wartungsfrei sind, wird in einer Scheibe je Brennelementwechsel eine Inspektion durchgeführt. Außerdem werden Sichtkontrollen je Rundengang vorgenommen. Die Rundengänge finden in den Kernkraftwerken in unterschiedlichen Zeitabständen, aber in engen Zyklen statt. Ansonsten werden je nach Befund Sonderprüfungen durchgeführt. Die entsprechenden Werks- und Abnahmeprüfungen erfolgen bei einer Neufertigung.

Nach Meinung des VGB sind die beschriebenen Maßnahmen zur Zustandsüberwachung und -bewertung von Notstrom-Gießharztransformatoren geeignet, den betriebstüchtigen Zustand sicherzustellen. Darüber hinaus wird im Rahmen des Austausches von Erfahrungen über alle deutschen Kernkraftwerke das Überwachungskonzept für Notstrom-Gießharztransformatoren in Kernkraftwerken bei Bedarf aktualisiert. Durch die gemeinsam festgelegten Prüfungen an Transformatoren ist eine gleichartige Überwachung gewährleistet.

Unterschiede zwischen den beiden Prüfkonzepten

Die Unterschiede zwischen den beiden Prüfkonzepten sind gering. Bei den Trockentransformatoren wird seitens TÜV Nord und IEH die Thermografie als WKP vorgeschlagen. Nach Auskunft des VGB wird Thermografie grundsätzlich nur als Sonderprüfung angewendet.

7 Bewertungen durch den Ausschuss

Das VGB-Prüfkonzept für Öl-Papier-isolierte Transformatoren wird seit 01.12.2009 in allen Anlagen umgesetzt. Über das VGB-Merkblatt /20/ wurde ein vereinheitlichtes Prüfkonzept für alle Anlagen definiert. Das VGB-Prüfkonzept berücksichtigt die Vorschläge von IEH und TÜV-Nord im Wesentlichen. Der Ausschuss geht davon aus, dass die Umsetzung der derzeitigen Prüfprogramme erfolgt ist, wobei das VGB-Prüfprogramm als Mindeststandard angesehen wird.

Nach Kenntnis des Ausschusses weist eine große Anzahl der in deutschen Kernkraftwerken im Einsatz befindlichen Transformatoren, insbesondere im mittleren Leistungsbereich, bereits eine lange Betriebsdauer auf, so dass weitere Transformatorschäden nicht auszuschließen sind.

Mit Zunahme des Alters der Kernkraftwerke und damit der Transformatoren, insbesondere der Maschinentransformatoren, die einer höheren Belastung als beispielsweise die Notstromtransformatoren ausgesetzt sind, kann eine relative Ausfallhäufung beobachtet werden.

In den Jahren 2007, 2009 und 2011 sind in norddeutschen Anlagen drei Ausfälle von Maschinentransformatoren aufgetreten.

Der erste Ausfall in 2007 war mit einem Ölbrand verbunden, der den Transformator soweit beschädigte, dass die Ausfallursache nicht mehr festgestellt werden konnte.

Die Ursache des in 2009 aufgetretenen Schadens wurde in einem Windungsschluss gesehen. Die tiefergehende Ursache für den Windungsschluss konnte trotz eingehender Untersuchungen nicht eindeutig geklärt werden. Eine lokale Schwächung der Isolierung im Transformator wurde jedoch von den Sachverständigen aufgrund der Betriebszeit und der Beanspruchungen des Transformators nicht ausgeschlossen. Begründet wurde das mit den Ergebnissen der Auswertung der Papierproben der Wicklungsisolierung aus dem zerstörten Transformator. Der Mittelwert der DP-Werte (510 für die Leiterisolierung) hatte noch einen recht guten Zustand der Papierisolierung ergeben. Unter Berücksichtigung der Standardabweichung wurde es jedoch als möglich angesehen, dass lokale Stellen einen DP Wert hatten nahe oder unterhalb des als kritisch eingestuften DP Wertes von 150 bis 200 hatten. Die Ergebnisse der zuvor durchgeführten Furananalyse, die allerdings nur eine integrale Aussage zum Zustand der Wicklungsisolierung liefern kann, hatten zuvor keinen Anlass gegeben, die Gebrauchsfähigkeit in Frage zu stellen. Zur Aussagekraft der Untersuchung von Papierproben und von Furananalysen wird auf die Ausführungen im Abschnitt „Prüf- und Messmethoden von Öl-Papier-isolierten Transformatoren“ dieses Berichts verwiesen. Somit hätte der Ausfall dieses Maschinentransformators seine Ursache durchaus in alterungsbedingter lokaler Schwächung der Papierisolierung haben können, allerdings konnte auch ein im Vorjahr aufgetretener Kurzschluss mit den resultierenden Belastungen nicht als ausfallverursachend ausgeschlossen werden.

Das an dem Transformator kurz zuvor installierte Online-DGA-Monitoringsystem hatte in den Tagen vor dem Ausfall keine Auffälligkeiten z.B. in Form von Trendveränderungen in den Konzentrationen der überwachten Schlüsselgase gezeigt, war allerdings bis zum Ausfall auch nur knapp zwei Wochen in Betrieb.

Der Ausfall des Maschinentransformators in 2011 trat wie die beiden vorgenannten Schäden spontan auf. Die nach Einführung eines Prüfprogramms zur Zustandsüberwachung vereinbarten Prüfungen an Transformatoren waren in 2008 im Rahmen einer Sonderprüfung an dem betroffenen Transformator durchgeführt worden.

Das an diesem Transformator installierte Online-DGA-Monitoringsystem hatte zuvor keine außergewöhnlichen Veränderungen der Gaskonzentrationen der überwachten Schlüsselgase angezeigt. Der Gasquotient für CO₂/CO lag an diesem Transformator auch nach der Ölaufbereitung in 2007 über 10 (vorher im Durchschnitt bei ca. 15 mit Einzelmessungen bis zu 25) und lieferte damit einen Hinweis auf fortgeschrittene Alterung der Papierisolierung. Die in der Folge durchgeführten Furanmessungen hatten dieses

Ergebnis jedoch nicht bestätigt. Bis heute (Stand Dezember 2011) wurde die Ursache des Ausfalls nicht geklärt, da der Transformator noch nicht zerlegt worden ist und die Auswertung der vor kurzem entnommenen Papierproben noch nicht abgeschlossen worden ist.

In einer anderen Anlage wurde in 2008 ein Maschinentransformator vorsorglich ausgetauscht, nachdem bei einer zuvor durchgeführten Prüfung eine Abweichung im Wicklungswiderstand einer Phase gegenüber dem Wert der Werksprüfung festgestellt worden war. Festgestellt wurde, dass bei einem Teilleiter eine Lötverbindung nicht den Herstellungsvorgaben entsprach.

Auch wenn in den genannten Fällen Indizien für Alterung als Ausfallursache vorlagen, ist den Vorträgen insgesamt zu entnehmen, dass ein Lebensdauerende aus den Messungen, die bisher an den Transformatoren durchgeführt wurden, nicht abgeleitet werden kann. Bekannt gewordene Ausfälle betrafen sowohl Transformatoren mit einem Betriebsalter von 25 bis 30 Jahren als auch neu installierte Transformatoren. Eine gesicherte Datenbasis über Messergebnisse, aus denen spezifische Alterungsphänomene und Ausfallraten abgeleitet werden können, liegt nicht vor. Durch die Ausfälle im KKK wurden harmonisierte Prüfprogramme initiiert. Nach jetzigem Kenntnisstand kann keine definierte Betriebsdauer für einen vorbeugenden Austausch empfohlen werden.

Seitens des Ausschusses wird vorgeschlagen, dass die Schädigungsmechanismen der in letzter Zeit ausgefallenen Transformatoren untersucht und mit den Daten, die durch verschiedene Messungen ermittelt wurden, verglichen werden.

Nach Auskunft der Sachverständigen fehlen Modelle, nach denen man aus den vorhandenen Daten folgern kann, unter welchen Randbedingungen ein Transformator noch eine bestimmte Lebensdauer aufweist. Nach derzeitigen Erfahrungen kann lediglich ein Trend abgeleitet werden. Allgemein wurde bestätigt, dass spontane Ausfälle nicht vorhersehbar sind. Jedoch wird abgeschätzt, dass mit Durchführung der Prüfungen gemäß den Prüfprogrammen Auswirkungen von Alterungseffekten und Belastungen erheblich besser abgeschätzt werden können. Das VGB-Programm /20/ benennt u. a. einen Mindestumfang an wiederkehrenden Prüfungen, die in angegebenen Intervallen an Maschinen-, Eigenbedarfs-, Reservenetz- und Notstromtransformatoren durchzuführen sind. Zukünftig soll durch den VGB im Rahmen des Austausches von Erfahrungen über alle deutschen Kernkraftwerke das Überwachungskonzept für Transformatoren in Kernkraftwerken bei Bedarf aktualisiert werden. Es ist zu erwarten, dass mit Zunahme der Erfahrungen die Prüfungen zu aussagefähigeren Ergebnissen führen werden.

Zu den DGA-Monitoringsystemen stellt der Ausschuss fest, dass noch wenige Erfahrungen vorliegen. Nach Auskunft der Sachverständigen sind die derzeit verfügbaren Systeme nicht hinreichend zuverlässig (hohe Ausfallraten, unzuverlässige Messergebnisse). Gemäß VGB-Merkblatt wird empfohlen, bis Ende 2010 alle Maschinen-, Eigenbedarfs- und Reservenetztransformatoren mit je einem DGA-Monitoringsystem auszurüsten, das mindestens die Wasserstoffkonzentration detektiert. Die Sachverständigen empfehlen, alle Schlüsselgase zu erfassen, um die Ergebnisse im Bedarfsfall nach DIN EN 60599 bewerten zu können. Wenn die Messungen Hinweise auf Schädigungen anzeigen, sollten die Ergebnisse zunächst durch Ziehen von Ölproben und Labormessungen verifiziert und erst darauf hin Maßnahmen ergriffen werden. Die DGA-Online-Monitoringsysteme verfügen derzeit nicht über die notwendige Zuverlässigkeit, die geboten wäre,

direkte Maßnahmen abzuleiten. Langsam sich entwickelnde Schädigungsmechanismen können durch Gas-in-Öl-Analysen, d.h. Online-DGA und manuelle Laboranalysen, die sowohl nach dem Prüfprogramm des VGB als auch des IEH in regelmäßigen Abständen durchgeführt werden sollen, detektiert werden. Schnell fortschreitende Vorgänge gehen nach Auffassung des VGB immer einher mit einer Änderung der Wasserstoffkonzentration, so dass ein Wasserstoff-Online-Monitoring und bei Befund eine Untersuchung über alle Schlüsselgase in einem akkreditierten Labor ausreichend ist. Derzeit können aus diesen Untersuchungen allein keine Aussagen über den Alterungszustand des Transformators abgeleitet werden. Erst nach Vorliegen der Ergebnisse zusätzlicher, verifizierender Prüfschritte (z. B. in Form von Sonderprüfungen) können ggf. Rückschlüsse auf den Gesamtzustand eines Transformators gezogen werden.

Nach Ansicht des Ausschusses sollten die Erfahrungen, die mit den DGA-Online-Monitoringsystemen gemacht werden, abgewartet werden, bevor diesbezügliche Empfehlungen ausgesprochen werden.

Von den Sachverständigen und den Betreibern wurde berichtet, dass die Ableitung von Grenz- oder Richtwerten aus den Gas-in-Öl-Analysen sehr schwierig ist. Experten empfehlen, nicht die Absolutwerte alleine zu betrachten, sondern die Historie der Messwertentwicklung zu berücksichtigen. Zusammenfassend sieht der Ausschuss es als geeignet an, den zeitlichen Verlauf der Gaskonzentrationen zu beobachten, um bei einem erkennbaren Trend weitere Maßnahmen zur Bestimmung des Zustands eines Transformators abzuleiten. Dazu ist eine DGA regelmäßig, d. h. in an den Zustand des Transformators und Diagnosezielsetzung angepassten Intervallen durchzuführen. Eine Interpretation aufgrund einzelner Messergebnisse ist meist nicht möglich. Nach Ansicht des Ausschusses ist nach derzeitigem Kenntnisstand eine Festlegung auf definierte Grenzwerte für die Gas-in-Öl-Analyse an Transformatoren nicht zielführend. Eine aussagefähige Datenbasis fehlt derzeit. Eine Sammlung von Betriebserfahrung und die Ermittlung von Aufmerksamkeitsschwellwerten durch Vergleich der Ergebnisse von Transformatoren mit ähnlichem Leistungsniveau sieht der Ausschuss als zweckdienlich an. Hauptaugenmerk sollte nach Ansicht des Ausschusses auf die Trendanalysen gelegt werden. Insgesamt stellt die DGA nur eine, wenn auch wichtige Messmethode des gesamten Prüfumfanges für Öl-Papier-isolierte Transformatoren dar.

Nach Auskunft von Sachverständigen und Betreibern lassen sich spontane Ausfälle von Transformatoren nicht vermeiden. Die Ursachen für Ausfälle von Transformatoren können oftmals aufgrund der Schädigungen nicht mehr ermittelt werden. Bei diesen Ursachen können Fertigungsfehler oder Belastungsvorgänge relevant sein. Zu den Belastungsvorgängen liegen derzeit nach Ansicht des Ausschusses nur wenige Informationen vor. Beispielsweise gibt es keine Untersuchungen, wie sich Oberwellen im Netz auf die Belastungen in Transformatoren auswirken. Diese und weitere Effekte sollten nach Ansicht des Ausschusses zukünftig untersucht werden.

Zusammenfassend sieht der Ausschuss die Harmonisierung der Prüfanforderungen an Transformatoren in deutschen Kernkraftwerken als zielführend an und begrüßt deshalb die vom VGB und vom TÜV Nord/IEH vorgenommene Entwicklung.

Welcher Stellenwert der Überprüfung der Transformatoren eingeräumt wird, ist von deren sicherheitstechnischen Bedeutung abhängig. Sofern Transformatoren im Sicherheitssystem installiert sind, sind entsprechende Anforderungen einzuhalten. Die Prüfanforderungen für Transformatoren in betrieblichen

Einrichtungen dienen u. a. einer hohen Verfügbarkeit der Eigenbedarfsversorgung. Deshalb sollten sie in den deutschen Kernkraftwerken möglichst einheitlich vorgegeben und umgesetzt werden.

Der Ausfall von Transformatoren ist durch das Sicherheitskonzept der Anlagen abgedeckt. Zudem ist im Sinne der Vorsorge auf der Sicherheitsebene 1 eine Instandhaltung sicherzustellen, die den Ausfall auch betrieblicher Einrichtungen, die zu einer Belastung der Anlage führen können, auf ein dem Stand der Technik entsprechendem niedrigem Niveau halten. Die Überwachungsprogramme des VGB und des TÜV Nord/IEH sind weitgehend deckungsgleich und erscheinen dem Ausschuss als ausreichend, um beim derzeitigen Kenntnisstand eine Überwachung der Transformatoren zu gewährleisten. Die Ergebnisse der Programme sollten dem Ausschuss in etwa einem Jahr vorgestellt werden.

Beratungsunterlagen

- /1/ Ergebnisprotokoll der 201. Sitzung des Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN am 09.07.2009

- /2/ GRS, „Weiterleitungsnachricht zu Ereignissen in Kernkraftwerken der Bundesrepublik Deutschland (WLN 2008/07) „Eindringen von Brandgasen in die Warte des Kernkraftwerks Krümmel beim Brand eines Maschinentransformators am 28.06.2007“, Köln 16.06.2008

- /3/ Robert Grinzinger, GRS, Weiterleitungsnachricht (WLN) 2009/01 „Reaktorschnellabschaltung durch kurzzeitigen Ausfall der Eigenbedarfsversorgung aufgrund eines Kurzschlusses in einem Maschinentransformator“ im Kernkraftwerk Krümmel am 28.06.2007, 201. Sitzung des Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN, Foliensatz

- /4/ Ergebnisprotokoll der 202. Sitzung des Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN am 27.08.2009

- /5/ TÜV Nord SysTec, Dipl.-Ing. W. Reßing, „Prüfung von Transformatoren in Kernkraftwerken“, 202. Sitzung des RSK-Ausschusses EE, 27.08.2009, Foliensatz

- /6/ TÜV Nord SysTec, Dipl.-Ing. W. Reßing, „Prüfprogramm für Öl-Papier isolierte Transformatoren“, Stand: 2009-08-08

- /7/ TÜV Nord SysTec, Dipl.-Ing. W. Reßing, „Prüfprogramm für Trockentransformatoren“, Stand: 2009-08-08

- /8/ TÜV Nord SysTec, Dipl.-Ing. W. Reßing, „Prüfkriterien für Prüfungen der Isolierflüssigkeit“, Stand: 2009-08-08

- /9/ TÜV Nord SysTec, Dipl.-Ing. W. Reßing, „Aktuelle Betriebserfahrungen mit einem Notstromtransformator des KKK“, 202. Sitzung des RSK-Ausschusses EE, 27.08.2009, Foliensatz

- /10/ Ergebnisprotokoll der 203. Sitzung des Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN am 12.11.2009

- /11/ Prof. Dr. Gockenbach, IEH, Leibniz Universität Hannover, „Alterung von Transformatoren - Überwachungsmaßnahmen an Transformatoren“, Foliensatz 2009-11-12

-
- /12/ VGB-AG Transformatorenüberwachung, „Überwachungskonzept für ölgekühlte Transformatoren in deutschen Kernkraftwerken“, Foliensatz 12.11.2009
- /13/ Ergebnisprotokoll der 204. Sitzung des Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN am 11.12.2009
- /14/ Verstegen, Gesellschaft für Anlagensicherheit und Reaktortechnik (GRS), „Kurzbericht über die Untersuchung des Transformators AT02 des KKK im Siemens Transformatorenwerk Nürnberg“
- /15/ Verstegen, Gesellschaft für Anlagensicherheit und Reaktortechnik (GRS), „Kurzbericht über die Teilnahme der GRS an der Untersuchung des Transformators AT02 des KKK im Siemens Transformatorenwerk Nürnberg“, Vortragsfolien zur 204. Sitzung des RSK-Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN am 11.12.2009
- /16/ Ergebnisprotokoll der 206. Sitzung des Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN am 27.05.2010
- /17/ Ergebnisprotokoll der 208. Sitzung des Ausschusses ELEKTRISCHE EINRICHTUNGEN am 22.10.2010
- /18/ VGB-AG Transformatorenüberwachung, „Überwachungskonzept für Notstrom-Trockentransformatoren (Gießharztransformatoren) in deutschen Kernkraftwerken“, Vortrag RSK-Ausschuss EE am 22.10.2010, Foliensatz
- /19/ VGB-AG Transformatorenüberwachung, „Umgang mit Ölanalysen“, Vortrag RSK-Ausschuss EE am 22.10.2010, Foliensatz
- /20/ VGB Powertech e.V.
Überwachungskonzept für ölgekühlte Transformatoren in Kernkraftwerken
VGB- Merkblatt M 160, Erscheinungsdatum: 07/2010
ISBN 978-3-86875-349-3

8 Anhang

In Abbildung 1 – 3 sind die Prüf- und Wartungskonzepte der Sachverständigen und des VGB aufgeführt

Transformator	Einzelprüfungen																			Prüfungen Inspektionen											
	Transformator											Durchführungen																			
	Ölprüfungen			Elektrische Messungen																											
DGA	DIN	Furan	Übersetzung	Wicklungswiderstände	Isolationswiderstandsmessung	Kurzschlussimpedanz	Wicklungskapazität	tan δ Wicklung	FRA Wicklung	Leerlaufstrom	Dielektrische Messung der Wicklungen (FDS, PDC oder RVM)	TE-Messung	Spannungspr. mit induzierter Spannung	Thermografie (Wicklung/Kern)	DGA	tan δ OS-Durchführung	Kapazität OS-Durchführung	TE Messung	Dielektrische Messung (FDS, PDC oder RVM)	Feuchtebestimmung im Öl	Ölstand/Öldruck	Thermografie	Funktionskontrollen ^A	optische Kontrolle aller Komponenten ^B	Stufenschalter (Reinigungsschaltungen)	Stufenschalterrevision ^C	Geräuschmessung	Kontrolle Kernbandagen			
Maschinen-, Eigenbedarfs- und Fremdnetztransformatoren																															
Prüfzyklus	1d	1a	3a	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s		1a	2a	2a	x _s	x _s	x _s	K	x _s	1a	K		H				
Öltransformatoren der Block- und Notstromanlagen																															
Prüfzyklus	1a	1a	3a	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s	x _s									K	x _s	1a	K	H	H			
Trockentransformatoren der Block- und Notstromanlagen																															
Prüfzyklus				x _s	x _s	x _s		x _s	x _s	x _s			x _s	x _s	1a											1a	K	H	H	1a	1a

Legende Prüfzyklus:	Legende Prüfungen:
d: täglich (Online-Monitoringsystem vorausgesetzt)	A: betrifft Kühleinrichtungen, Überspannungsableiter, Buchholzrelais, Temperaturüberwachung, Online-Überwachungssysteme
a: jährlich	B: betrifft Ausgleichsgefäß, Silikagel, Kessel, Armaturen
K: im Rahmen bestehender Kontrollgänge	C: sofern Stufenschalter vorhanden
H: nach Herstellerempfehlung	

Abb. 1: Wartungskonzept und Prüfumfang gemäß Prüfprogramm des IEH und des TÜV Nord für Öl-Papier-isolierte und Trockentransformatoren /5/

	Einzelprüfungen																		Instandhaltung					
	Ölprüfungen			Elektrische Messungen															Prüfungen					
	Transformator															Durchführungen								
	Gas-in-Öl-Analyse	Furananalyse (2 - Furfural)	Prüfung der Isolierflüssigkeit (Umfang gemäß DIN EN 60422)	Übersetzungsverhältnis	Isolationswiderstand	Kurzschlussimpedanz	Wicklungswiderstände	Wicklungskapazitäten	tan δ - Wicklung	Übertragungsverhalten (FRA)	Leerlaufstrom	Feuchte im Papier (PDC/FDS/RVM)	TE Messung	Spannungsprüfung m. induzierter Spg.	Gas-in-Öl-Analyse	tan δ OS-Durchführung	Kapazität OS-Durchführung	TE-Messung OS-Df	Feuchtebestimmung i. Öl	Thermografie	Schutzeinrichtungen- Funktionskontrollen	optische Inspektion	Stufensteller/Stufenschalter	Stufenschalterrevision
Prüfzyklen in Jahren; x_s - Sonderprüfungen;																								
1) Kontrolle regelmäßig 2) Voraussetzung: Messanschluss ist vorhanden; 1BE: einmal je BE-Wechsel, 4BE: eine Scheibe je BE																								
Maschinentrafos	1	3	1	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	4 ²⁾	4 ²⁾	x_s	x_s	x_s	1BE	¹⁾	1BE	8
Eigenbedarftrafos	1	3	1	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s					x_s	1BE	¹⁾	1BE	8	
Reservenetztrafos	1	3	1	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s		4 ²⁾	4 ²⁾	x_s		x_s	1BE	¹⁾	1BE	8	
Notstromtrafos	1	3	2	x_s	x_s	x_s	x_s	x_s		x_s			x_s					x_s	4BE	¹⁾	x_s			

Abb. 2: Wartungskonzept und Prüfumfang gemäß Prüfprogramm des VGB für Öl-Papier-isolierte Transformatoren /12/

