

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

Band: 81 (1990)

Heft: 7

Artikel: Aktuelle Probleme bei Leistungstransformatoren

Autor: Kreuzer, Josef

DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-903104>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 19.11.2024

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

Aktuelle Probleme bei Leistungstransformatoren

Josef Kreuzer

Thermische Aspekte von Transformatoren

Das Thema Erwärmung und Kühlung von Transformatoren wurde vom Cigré Study Committee 12 bereits in Boston, 1981, aufgegriffen und in Helsinki, 1985, weiterbehandelt. Inzwischen sind zwar neue Erfahrungen gesammelt worden, aber nach wie vor reichen diese nicht aus, signifikante Abhängigkeiten bei Überlast zwischen Hottest-spot-Temperaturen und Alterung der Wicklungsisolation grosser Leistungstransformatoren formelmässig zu erfassen.

Direkte Messung der Hot-spot-Temperatur in Wicklungen

In den letzten Jahren wurden zur direkten Messung der Hot-spot-Temperatur in Wicklungen verschiedene Lichtleiter-Sensoren und physikalische Methoden entwickelt, die aber bisher zu keinem durchschlagenden Erfolg im Betrieb führten (5 reflecting concepts, micro bending, interferometric- and intrinsic-concepts). In Gemeinschaftsarbeit zwischen dem ABB Forschungszentrum Dättwil und ABB Sécheron wurde beispielsweise das DTS (Distributed-Temperatur-Sensor)-System praktisch erprobt; gleichfalls mit derselben Erkenntnis, dass bis zu einer betriebstauglichen Anwendung noch ein weiter Weg zurückzulegen ist.

Bericht über das Kolloquium des CIGRÉ-Study Committee 12 in Rio de Janeiro vom Oktober 1989.

Adresse des Autors

Dr. Josef Kreuzer, ABB Sécheron AG, 1211 Genève 21

Erwärmungslauf – Testverfahren mit Hot-spot-Temperaturmessung unter Überlastbedingungen

Das IEEE-Projekt/USA P838 empfiehlt praktische Testverfahren hinsichtlich der thermischen Charakteristiken. Die Kriterien bei Überlast bedürfen auch da noch weiterer Studien. Das Thema *Gasanalysen* fällt dem Study-Committee SC15 zu. Für die Bestimmung der maximalen Öltemperatur kann die Prüfdauer durch Extrapolation der Testschreiber-Kurven verkürzt werden.

Zu einer möglichst genauen Bestimmung der mittleren Wicklungstemperatur aus den Abkühlkurven sollten bei OD-Betrieb die Kühler während der Widerstandsmessung weiterlaufen; bei allen anderen Kühlungsarten waren diesbezüglich die Meinungen im Kolloquium des Cigré Study Committee 12 vom Oktober 1989 eher geteilt. IEC erlaubt übrigens für OD-Kühlung einen um 5° C höheren Temperaturprung. In jedem Fall ist den möglichen transienten Einschwingvorgängen bei den Widerstands-Abkühlkurven gebührende Bedeutung zu schenken, um Fehlinterpolationen auf den Zeitpunkt Null im Abschaltmoment zu vermeiden.

Die Gleichungen von IEC und ANSI zur Berechnung der Hot-spot-Wicklungstemperaturen grosser Leistungstransformatoren in Abhängigkeit von Dauer und Amplitude sind für Überlasten nicht befriedigend. Ein noch breiteres Erfahrungsspektrum ist auch hier nötig.

Maximal tolerable Hot-spot-Temperaturen unter Notfall-Bedingungen

Im letzten IEC-Vorschlag zum «loading guide» wird folgende Warnung ausgesprochen: «Gasblasen können in der Papier-Isolation entstehen, wenn die Hot-spot-Temperatur plötzlich

einen kritischen Wert zwischen 140 ... 160° C bei Transformatoren mit normalem Feuchtigkeitsgehalt überschreitet; diese Werte können sogar noch tiefer liegen, wenn die Feuchtigkeitskonzentration zunimmt.»

IEC erlaubt demnach, mit dieser Warnung eher theoretisch, eine maximale Hot-spot-Temperatur von 160° C, des weiteren ANSI sogar 180° C sowie IEEE kurzzeitig 180° C und längerfristig 140° C. Die Meinung der meisten Delegierten im Kolloquium 1989 des Cigré Study Committee zielte eher auf ein Maximum von 140° C, im Hinblick auf die Sicherheit und Alterung. In der Schweiz sind solche Überlastpraktiken bei Grosseinheiten bisher kaum üblich.

Strom-Überlast-Praxis

Eingangs wurde zur Frage der Strom-Überlast-Praxis erwähnt, dass die meisten Gesellschaften extreme Transformator-Überlasten im Hinblick auf die Lebensdauer tunlichst vermeiden, oder wenn schon, dann höchst selten erlauben. Andererseits sind unmittelbare Defekte aus solchen Belangen bisher im Betrieb nirgends registriert worden.

Die Einplanung von Überlasten seitens der Netzfachleute in bezug auf ökonomische Aspekte ist daher mit den Transformatorbetreibern und -herstellern genauest abzustimmen. Die Frage ging hier nach weltweiten Regeln. EdF/Frankreich gab hierzu erprobte *Faustregeln*, vorwiegend für die dort übliche OD-Kühlung:

Max. Hot-spot-Temperatur	140° C
Max. Öl-Temperatur	115° C
Max. Überstrom (kurzzeitig)	1,5 I _N
Längere Überlasten (≤ 100 MVA / 20 min; > 100 MVA / 5...20 min)	
Sommer bei ≤ 30° C	1,15 I _N
Winter bei ≤ 15° C	1,25 I _N
Winter bei ≤ 5° C	1,35 I _N

Schweden gab bei einem 24-Stunden-Zyklus nach $0,7 I_N$ den Wert von $1,4 I_N$ über 10 Stunden bei 0°C Aussentemperatur im Winter an; maximale Hot-spot-Temperatur 140°C . Generatortransformatoren werden grundsätzlich nicht überlastet. Kanada brachte ebenfalls ein Belastungsdiagramm mit einer kurzzeitigen hohen Spitze im Tagesverlauf.

Grosse Generator-Step-Up (GSU)-Transformatoren

GSU-Transformatoren sind die wichtigsten Einheiten für die gesamte elektrische Energieversorgung. Im Falle eines Fehlers werden bei langen Reparaturzeiten die Energie-Ausfallkosten enorm. Man muss daher für GSU-Transformatoren die Sicherheitsanforderungen an Auslegung, Betrieb und Wartung besonders sorgfältig fixieren.

Spezifische Betriebsbedingungen mit Einfluss auf die Auslegung

Meist werden Leer- und Lastverluste bei GSU-Transformatoren annähernd gleich hoch kapitalisiert; die Nenninduktion wird daher hier relativ hoch gewählt, und vielfach wird 10% Übererregung verlangt. Den Streufeldverlusten und auch den hohen Strömen der Unterspannungswicklung ist besonderes Augenmerk zu schenken. Da letztere gewöhnlich direkt am Eisenkern liegt, erhöht das Streufeld auch partiell die Kerninduktion. Bei plötzlicher Entlastung aus Vollast kann die Spannung auf 140% ihres Nennwertes ansteigen. Auch magnetische Schilde und Zirkulationsströme sind in diese Betrachtungen miteinzubeziehen.

Als typische Werte werden genannt:

Nenninduktion	1,7 ... 1,8 T
Maximalinduktion bei Übererregung	1,9 T
Kurzzeitige Grenzinduktion (einige min)	2,0 T
Entlastung aus Vollast über etwa 5 s	$1,4 U_N$

Von den USA werden sogar 2,1 T für 3 ... 5 min angegeben, was bereits über der Grenzsättigung von 2,03 T für Fe-Si-Magnetbleche liegt. Dabei ist aber zu vermerken, dass durch die Kurvenabflachung der zugehörige Amplitudenwert der Induktion eine

gewisse Abminderung gegenüber Sinus-Form erfährt und durch die hohe Luftfeld-Stromaufnahme bereits ein entsprechender Spannungsabfall entsteht.

Als weiterer wichtiger Punkt wird auf eine feine Leiterunterteilung mittels Drilleiter hingewiesen, speziell an den Wicklungsenden. Heute gibt es gute Computerprogramme zur Optimierung der Last-Zusatzverluste; homogene Ampère-Windungs-Verteilung fällt ebenfalls in dieses Gebiet. Örtliche Zusatzverluste können gefährliche Hot-spots erzeugen.

Die Verbindungen zwischen der Unterspannungswicklung und den Hochstrom-Durchführungen bewirken an naheliegenden Stahlteilen mitunter beachtliche Erhitzungen, welche bei Erwärmungsläufen nicht immer erkannt werden. Dasselbe gilt für magnetische Schilde sowie Kessel und Deckel; die Schraubenübergänge zwischen letzteren beiden können durch flanierende Ströme sehr heiss werden. Abhilfe: Entlastungsverbinder oder Verschweissen des Deckels.

Welche Grenztemperaturen sind an blanken Eisenteilen zulässig?

In bezug auf die Ölalterung werden $120 \dots 140^\circ\text{C}$ (maximal) genannt. Die Niedervolt-Durchführungen sollten spannungs- und strommässig nicht zu knapp bemessen werden; als Dichtungsmaterial wird Viton empfohlen, speziell wenn Rohrverkleidungen als Generator-Verbindungen vorgesehen sind.

Welcher Impuls (BIL)-Level ist für die Hochvoltwicklung von Generator-Transformatoren angezeigt?

Bei 400kV-Systemen reicht nach Ansicht der meisten Experten BIL 1425 kV aus; die Hochvolt-Durchführungen sollten eher nach BIL 1550 kV bemessen werden. Schilde zwischen Hochvolt- und Niedervolt-Wicklung zur Reduktion der kapazitiv übertragenen Spannungen werden allseits wegen der damit verbundenen Risiken abgelehnt.

Lastgeregelte GSU-Transformatoren sind vorwiegend in der BRD üblich. Da die Fehlerquote von Lastschaltern wesentlich über jener der Transformatoren selbst liegt, vermeiden die meisten Länder geregelte GSU-Transformatoren mit Rücksicht auf ihre zuverlässige Verfügbarkeit. Anzapfschalter für $\pm 5\%$ Stellbereich werden erfahrungsgemäss nie benutzt und sollten daher vermieden werden.

In der Diskussion der Kühlungsarten wird darauf verwiesen, dass bei

OD-Kühlung nach Ausfall der Hilfsstromkreise innerhalb weniger Minuten abgeschaltet werden muss. Manche Benutzer verlangen daher ONAN/ONAF- oder OFAF/OFWF- statt OD-Kühlung, auch bei grossen Einheiten. Den elektrostatischen Problemen durch Aufladung und Schädigung der Isolation bei OD-Kühlung kann man durch entsprechende Bemessung der Öl-Strömungsgeschwindigkeit begegnen.

Auf die Zuverlässigkeit der Ausrüstungskomponenten wird ganz besonders hingewiesen, denn auch kurze Ausfallszeiten kommen bei grossen GSU-Einheiten teuer. Niedrige Hot-spot-Temperaturen sind vorteilhaft bezüglich der Alterung; bekanntlich bringt nach Montsinger eine Absenkung um 8°C eine Verdoppelung der Lebensdauer. Seitens eines schweizerischen Transformerboard-Herstellers wird auf Nomex für extrem heisse Stellen verwiesen. Die periodische Überwachung des Öl-Gas-Gehaltes sowie der ppm-Werte des Wassers gehört heute schon zur Routine bei Grosseinheiten.

Im Hinblick auf die Ökonomie der Reservehaltung von GSU-Transformatoren existieren folgende Ansichten in den verschiedenen Ländern:

- Ein Reserve-Drehstromtransformator voller Leistung
- Aufteilung in zwei Einheiten halber Leistung bei entsprechender Überlastmöglichkeit durch reichlichere Kühlung
- Drei Monophasen + ein Reservepol

In der Schweiz ist die letzte Variante die Standardlösung für grosse Atomkraftwerke (Leibstadt und Gösgen). Der Tausch des Reservepols kann in einem Tag vollzogen werden; ein Tag Energieausfall bei 1200 MVA-Gruppen kostet bereits die beachtliche Summe von etwa 1,5 Mio sFr.

Prüfung

Über die Probleme der Prüfung von grossen GSU-Transformatoren gemäss IEC-Publikation 76/Band 3 ergeben sich keine besonders neuen Erkenntnisse, so dass hier nicht näher darauf eingegangen werden soll.

Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Unterhalt

Einiges bezüglich Zuverlässigkeit, Verfügbarkeit und Unterhalt von Transformatoren, speziell was Sicher-

heit und Reservehaltung betrifft, wurde weiter oben bereits vorweggenommen. Eine holländische Studie über 4 Mio. Erzeugerstunden mit 40 Einheiten verschiedener Leistungen über eine Periode von 13 Jahren erbrachte eine Verfügbarkeit von 99,8% bei GSU-Transformatoren. Dennoch ist eine entsprechende Reservehaltung angezeigt und ökonomisch, da spontane Kapitalereignisse statistisch kaum erfassbar sind und die Kosten eines längeren Energieausfalles in keinem Verhältnis zu den Kosten eines Reservepols stehen. Beispiel Leibstadt: *Drei Tage Energieausfallkosten = etwa Preis eines Reservepols.*

Hinsichtlich Unterhalt, Betriebsmessungen und Überwachungen zeichnen sich keine neuen Aspekte bei GSU-Transformatoren gegenüber anderen Grosseinheiten ab. Überdimensionierungen oder Sonderprüfungen für grosse GSU-Transformatoren sind aufgrund der bisherigen Erfahrungen unberechtigt; weitsichtige Sorgfalt ist jedoch angezeigt.

Das Thema «database» für Zuverlässigkeitsstudien kam im Cigré Study Committee 12 neuerlich auf den Plan, bedarf aber noch mancher Erkenntnisse und Entwicklungen, ehe man darin ein verlässliches Indikationsmittel erblicken kann.

Study-Committee SC 12

Zurzeit existieren im Study-Committee SC 12 die Working-Groups 12,09 bis 12,15. Mit dem Study-Committee SC 15 bestehen enge Kontakte auf dem Gebiet «Insulating Material». Vorschläge von SC 12 zu zwei Vortragsthemen für 1990 und 1991 wurden ausgearbeitet; die Bekanntgabe der endgültigen Fassung erfolgt auf dem Schriftweg. Die *Cigré-Tagung 1990* findet in Paris im Palais de Congrès statt. Der für SC 12/Transformatoren vorgesehene Tag ist der 30.8. 1990; das *Study-Committee SC 12* tagt am 31.8. 1990.



Kennen Sie die ETG?

Die Energie-technische Gesellschaft des SEV (ETG) ist ein *nationales Forum* zur Behandlung aktueller Probleme der elektrischen Energietechnik im Gesamtrahmen aller Energieformen. Als *Fachgesellschaft des Schweizerischen Elektrotechnischen Vereins* (SEV) steht sie allen interessierten Fachleuten und Anwendern aus dem Gebiet der Energietechnik offen.

Auskünfte und Unterlagen erhalten Sie beim Schweizerischen Elektrotechnischen Verein, Seefeldstrasse 301, Postfach, 8034 Zürich, Telefon 01/384 91 11.