

Kurzfassung

Die Gasentstehung in Transformatorölen wird durch elektrischen und thermischen Fehler verursacht, welche ungünstige Betriebsbedingungen in Transformatoren zu führen. Mit dem Alterungsprozess des Transformators gehen ungünstige Betriebsfaktoren wie erhöhte Temperaturen, starke elektrische Felder, elektrische Entladungen, mechanischer Stress, und Schäden des Isolations einher, welche zur Verstärkung jener fehlerhaften Betriebsbedingungen und dementsprechend zu stärkerer Gasentstehung führen und somit das akute Risiko für irreversible Schäden oder eine Explosion erhöhen. Überwachungs- und Diagnosemethoden, die auf der „Dissolved Gas Analysis (DGA)“ basieren, haben aufgrund ihres Einsatzpotentials zur kontinuierlichen und zuverlässigen Erkennung von Transformatorenfehlern große Bedeutung und Aufmerksamkeit gewonnen. Einige der im Transformatoröl gelösten Gase können als Wasserstoff, Methan, Ethan, Ethylene, Acetylen, Kohlenmonoxid und Kohlendioxid identifiziert werden.

Die „Dissolved Gas Analysis (DGA)“ ist als effektive und einfache Methode zur Fehlerdiagnose in Transformatoren anerkannt. Allerdings beruht die Fehlerdiagnose der DGA auf dem Wissen über die Zuordnung der einzelnen Gasmuster zu den verschiedenen Fehlern in Transformatoren. Darüber hinaus hängt die Zuverlässigkeit der Fehlerdiagnose beträchtlich von der Technik der Gas-in-Öl Extraktion und Analyse, sowie der Probenentnahme und Probenlagerung ab. Die durchgeführten experimentellen Untersuchungen hatten das Ziel zu verstehen, wie die elektrischen und thermischen Fehler die Gasentstehung verursachen und die herkömmlichen Gas-in-Öl Messungen einzuschätzen, um die Anwendungen der DGA zu verbessern. Zu diesem Zweck wurden Experimente durchgeführt, in denen elektrische und thermische Fehler in Transformatoren simuliert worden sind. Dabei waren die Versuchsaufbauten mit verschiedenen DGA-Überwachungstechniken ausgestattet, so dass die Gasmuster und Tendenz kontinuierlich verifiziert werden konnten. Zudem wurde untersucht welchen Effekt die Probenentnahme und die Art der Durchführung der Gas-in-Öl Messung sowie der Diffusionsfluss der entstehenden Gase auf die DGA-Ergebnisse hatten.

Während dieser Untersuchungen wurden vier Techniken für die Extraktion von gelösten Gasen getestet. Die Ergebnisse der Gas-in-Öl Analyse zeigten, dass eine automatische DGA-Überwachungstechnik, die aus einem Vakuumextraktionsanlage und einem Gaschromatograph besteht, die effizienteste Extraktion und die genauesten Gaskonzentrationen erbringen. Des Weiteren wurde beobachtet, dass eine falsche Probenentnahme und Lagerung dazu führt, dass Luftblasen in die Probe diffundierten, welche die Wasserstoffkonzentration im Öl verminderten. Würden die Ölproben Licht und hohen Temperaturen ausgesetzt, so wird aufgrund eines schnelleren Oxidationsprozesses mehr Wasserstoff im Öl erzeugt. Es konnte bewiesen werden, dass bei Lagerung der Probe in luftdichten Behältern wie Glasspritzen, in Dunkelheit und konstanten äußeren Bedingungen bis zu 16 Tagen zuverlässige Gas-in-Öl Ergebnisse geliefert werden. Der Effekt des „Stray Gassing“ in Öl, welcher mittels der höheren Wasserstoffkonzentration charakterisiert wurde, ist während der Untersuchungen ebenfalls dokumentiert worden. Diese Fakten deckten potentielle Fehlerquellen in der DGA Anwendung auf.

Ein großer Teil dieser Arbeit befasste sich mit dem Aufbau von den experimentellen Versuchsanordnungen um thermische und elektrische Fehler wie Teilentladungen, Durchschlägen, und

Hotspots zu simulieren. Es würden zwei maßstabgerechte Versuchsaufbauten konstruiert, ein kleiner Versuchsaufbau (30 kV und 12 Liter Öl) und ein großer Versuchsaufbau (100 kV und 600 Liter Öl). Diesen beinhaltete Öltank und Ausdehnungsgefäß, Ölkreislauf und hoch Spannung und Steuerungssystem, die wie ein Leistungstransformator nachempfunden waren. Mittels dieser Versuchsaufbauten war es möglich, unter kontrollierten Parametern wie Stromstärke, Spannung, Temperatur und Ölbedingungen, die elektrische und thermische Fehler im Öl zu einsetzen.

Der kleine Versuchsaufbau würde zur Einsatz des Teilentladungsfehlers, sowie des Hotspotfehlers von verschiedener Temperatur angewendet. Dieser Aufbau ermöglichte die Untersuchung von den gelösten Gasen mit markverfügbaren DGA-Überwachungstechniken. Außerdem würde der große Versuchsaufbau, welche Öltank, Ausdehnungsgefäß sowie der Ölkreislauf ein verbessertes Modell des „atmenden“ Transformators stellte, zur Einsatz des elektrischen Durchschlagladungen bei höherer Spannungspegel angewendet. Dieser Aufbau war zudem mit einem automatischen System zur Kontrolle der Ventile und Pumpgeschwindigkeit des Ölkreislauf, wie es in dem Leistungstransformator zur Kühlung vorkommt.

Die entstandenen Gaskonzentrationen für die verschiedenen Fehlertypen (Teilentladung, Durchschlag und Hotspot) würden mittels einem der aktuellsten DGA-Fehlerinterpretation Schema, die von CIGRE TF 15.01.01 vorgeschlagen, ausgewertet. Die Fehlerinterpretation der Gaskonzentrationen deuten darauf hin dass das CIGRE Schema unbeständige Diagnostik für Teilentladungen und Hotspot lieferte. Andererseits schien es das CIGRE Schema beständig in der Diagnostik vom elektrischen Durchschlag. Basiert auf diese Ergebnisse würde festgestellt dass diese DGA-Fehlerinterpretation Schema mit bedacht angewendet werden sollte, und zusätzliche Methoden für eine zuverlässige Fehlerdiagnostik mit einbezogen werden sollten. Dadurch erstellte sich heraus dass die graphische DGA-Fehlerinterpretation Methode, welche als Gasmuster identifiziert würde, zur die zuverlässige Diagnostik von Teilentladungen, elektrische Durchschlag sowie Hotspots, geeignet ist. Diese Methode zeigte großes Potential als separate DGA-Fehlerinterpretation Methode oder zusammen mit dem CIGRE Schema, zur Fehlerdiagnostik angewendet zu werden.

Mittels des großen Versuchsaufbau war es möglich die kontinuierliche Gasdiffusionsrate von Öl in die Luft über das „atmende“ Ausdehnungsgefäß zu untersuchen. Die Untersuchungen bestätigten, dass der Diffusionsprozess einen starken Einfluss auf die DGA-Fehlerinterpretation hat. Die kontinuierliche Gasdiffusion führt zu einer Unterschätzung der Gaskonzentrationen und damit zu einer falschen Fehlerdiagnose. Der Diffusionsfluss neigt dazu, sich mit schnelleren Ölzirkulationsraten zu erhöhen, speziell für hochflüchtigen Fehlergase, wie Wasserstoff.

Abstract

Gas generation in transformer oil is induced by electrical and thermal faults resulting from unfavorable operating conditions in transformers. Along with aged conditions of transformers, operating factors such as high temperature, strong electrical fields, electrical discharges, mechanical stresses, insulation damage and contaminants pose imminent risks of malfunctioning and irreversible damage to the transformers. Transformer monitoring methods based on dissolved gas analysis (DGA) have gained great significance and attention in order to ensure timely and accurate diagnostics of the electrical and thermal faults occurring in the transformers. Gases that act as fault indicators are hydrogen, methane, ethane, ethylene, acetylene, carbon monoxide and dioxide.

The dissolved gas analysis (DGA) has been widely acknowledged as an effective and rather simple method for fault diagnostic of transformers. However the diagnostic of the faults by DGA directly depends on the knowledge about gas generation patterns produced by various types of faults. Moreover, the reliability of the diagnostic depends considerably on the techniques of gas-in-oil extraction and analysis as well as the procedures for oil sampling and storage.

The undertaken experimental investigations were aimed at understanding the process of gas generation due to electrical or thermal faults in transformers and assessing the commercially available gas-in-oil measurement techniques in order to enhance the application of the dissolved gas analysis (DGA) method. For that purpose experiments were carried out by simulating electrical and thermal faults in laboratory setups equipped with DGA monitoring technique that allowed verification of gas generation pattern due to specific type of faults. Additionally, the effects of oil sampling and gas-in-oil measurement techniques as well as the diffusion flux of fault gases-in-oil on the results of DGA were also investigated.

During these investigations four techniques for extraction of dissolved gases were evaluated. Results of gas-in-oil analysis revealed that an automated DGA monitoring system consisting of a vacuum extraction device and gas chromatography provides the most efficient extraction and precise concentrations of gases. It was observed that improper sampling and storage significantly decrease the hydrogen concentration. Exposure of oil samples to light and higher temperatures leads to generation of hydrogen due to faster oxidation rates. It was demonstrated that storage of oil samples in air-tight container, in darkness and constant ambient conditions can provide reliable gas-in-oil measurements for a storage period up to 16 days. The effect of 'stray gassing' in oils, which is characterized by generation of hydrogen in high concentration, was also documented during the investigations. These observations point to the potential sources of errors in DGA.

An extensive part of this research work was focused on constructing experimental setups to produce thermal and electrical faults as in the power transformers. The construction of a small scale setup (30 kV and 12 liter oil tank) and a large scale setup (100 kV and 600 liter oil tank) including oil tanks, oil circulation system, high voltage system, and control panel was accomplished with necessary details. The experimental setups allowed the simulation of electrical and thermal faults in transformers, under controlled parameters such as current, voltage, temperature and oil conditions. The small scale setup was used for simulating the partial discharges (PD) fault and hotspots (HS) faults of different temperatures in transformer oil. The setup allowed the investigations of the fault gas generation process by means of various commercially available DGA monitoring techniques.

The large scale experimental setup, which includes oil tank, conservator tank as well as oil circulation and reconditioning system, provided an enhanced model of an air-breathing power transformer. It was also equipped with an automated system to control valves and pumping rates of oil circulation and reconditioning system, as it occurs in a power transformer for cooling purpose. The large scale setup was employed for simulating intense arcing discharge (AD) faults at high voltage levels. The gas concentrations obtained for the three types of faults (PD, HS and AD) were interpreted using the fault

interpretation scheme CIGRE TF 15.01.01 (CIGRE interpretation scheme), which is one of the latest DGA interpretation schemes.

The interpretations suggest that the CIGRE scheme provides inconsistent diagnostic of PD and HS faults; otherwise it seemed to be consistent in diagnosing AD faults. Based on the overall results it was concluded that the CIGRE scheme should be applied cautiously and additional factors must be considered for a reliable diagnostic. The graphical DGA interpretation method, so called gas generation pattern method, resulted to be sufficiently reliable at the diagnostics of PD, HS as well as AD faults. This method exhibits great potential to be utilized for fault diagnostics as a separate or in combination with the CIGRE scheme. The large scale setup was also used for investigating the continuous diffusion of fault gases from oil into the atmosphere via the air-breathing conservator tank. The investigations confirmed that the diffusion process has a strong oil circulation rates, especially for highly volatile fault gases, such as hydrogen.