

# ELEKTRISCHE ZUSTANDBEWERTUNG VON TRANSFORMATOREN ALS TEIL DER SICHEREN UND WIRTSCHAFTLICHEN ENERGIEVERSORGUNG DER ZUKUNFT

Alexander PIRKER<sup>1</sup>, Fredi BELAVIĆ<sup>2</sup>

## Einleitung

Die notwendige Abwendung von fossilen Energieträgern hat einen steigenden Bedarf elektrischer Energie zufolge. Durch die Dezentralisierung der Erzeugung großer Mengen erneuerbarer Energie in Europa und der fehlenden Speichermöglichkeiten am Ort der Erzeugung wird eine höhere Übertragungsleistung von den Erzeugern zu den Speichern und Verbrauchern notwendig. Dabei werden große Herausforderungen an das Übertragungsnetz gestellt, welches sich über Jahrzehnte hinweg nur träge verändert und aufgrund der Robustheit und Langlebigkeit von Hochspannungskomponenten eine steigende Anzahl an betriebsgealterter Komponenten beinhaltet, deren tatsächliche Restlebenszeit nur schwer abzuschätzen ist [1]. Durch die anwachsende dargebotsabhängige Erzeugung elektrischer Energie steigt die volatile Beanspruchung der Komponenten im Übertragungs-netz. Eine optimierte Betriebsführung sowie innovative Netzoptimierungsmaßnahmen wie z. B. das Thermal Rating und neue technische Entwicklungen ermöglichen eine höhere Auslastung bestimmter Übertragungsleitungen [2]. Daraus resultiert bei zwar verbesserter (n-1)-Sicherheit des Gesamtsystems eine Verringerung der Sicherheitsreserven einzelner Komponenten und bei steigender Auslastung gealterter Komponenten werden durchdachte Instandhaltungsstrategien von großer Bedeutung.

## Instandhaltungsstrategien

Die in der Vergangenheit mit dem Schwerpunkt der ereignis- und zeitbasierten Instandhaltung ist aus Sicht der Wirtschaftlichkeit, Sicherheit und Ökologie nicht zielführend. Ein Austausch einer Komponente vor dem tatsächlichen Ablauf ihrer Lebenszeit ist zu vermeiden und zugleich darf kein Ausfall riskiert werden. Besonders bei großen Netzkuppeltransformatoren ist neben den Aspekten der Sicherheit im Falle eines Totalausfalles bis zur Erneuerung und Wiederinbetriebnahme mit mehreren Monaten zu rechnen und der finanzielle Schaden ist nicht zu rechtfertigen. Eine zustands- und risikoorientierte Instandhaltung ist besonders im stärker beanspruchten Übertragungsnetz der Zukunft unumgänglich. Für das Asset Management ist dabei zur Abschätzung der Restlebensdauer und des Ausfallrisikos die Kenntnis über den Zustand der im Netz vorhandenen Komponenten erforderlich [3]. Dieser kann beispielsweise offline, im Zuge von routinemäßigen Prüfungen und Besichtigungen in fixen Intervallen bestimmt werden. Dabei ist eine kurzzeitige Außerbetriebnahme der Komponente notwendig. Die Ergebnisse unterschiedlicher Messmethoden zeichnen dabei ein gutes Gesamtbild des Zustandes der Komponente und deren Bestandteile. Eine weitere Möglichkeit ist es die Komponente online mit einem kontinuierlichen Monitoring-System zu überwachen um mit einer spezifischen Messmethode Fehler frühzeitig zu erkennen. Eine exakte Aussage über den Gesamtzustand ist aus diesen Messungen meist nicht abzuleiten. Zur Verifikation der Auffälligkeiten und genauen Fehlereingrenzung ist eine auf das Fehlerbild abgestimmte anschließende Offline-Messung meist notwendig und sinnvoll.

## Möglichkeiten und Herausforderungen bei der Bewertung von Transformatoren

Das Bedeutendste und seit Jahren etablierte Verfahren für ölgefüllte Komponenten ist neben der regelmäßigen **optischen** und **funktionellen Überprüfung** die Analyse des Isolieröls. Gemeinsam mit den **physikalischen** und **chemischen Eigenschaften** können durch die **Gas-in-Öl-Analyse** thermische und elektrische Überbeanspruchungen im Transformatorinneren erkannt und die Alterung

---

<sup>1</sup> VUM Verfahren Umwelt Management GmbH, Lakeside B06 b, 9020 Klagenfurt am Wörthersee, +43 (0)664 88343073, Alexander.Pirker@vum.co.at, www.vum.co.at

<sup>2</sup> APG Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19 (IZD-Tower), 1220 Wien, +43 (0)664 88342913, Fredi.Belavic@apg.at, www.apg.at

der gesamten Öl-Papier-Isolierung abgeschätzt werden. In diesem Beitrag wird im Weiteren auf vertiefende Methoden der elektrischen Zustandsbewertung von Transformatoren eingegangen.

Als eine der Wesentlichsten hat sich hierbei die spannungs- und frequenzabhängige **Kapazitäts-** und **Verlustfaktormessung** herausgestellt. Besonders in Bezug auf die Isolierung der Durchführungen können neben Durchschlägen zwischen kapazitiven Schichten und Risse auch Alterung und Feuchteintritt erkannt werden. Bei Vor-Ort-Messungen ergeben sich Herausforderungen in Bezug auf die Kenntnis und gleichmäßige Verteilung der Temperatur, der Aussagekraft bei zu tiefen Temperaturen, feuchte und verschmutzte Oberflächen sowie Resonanzerscheinungen im Messaufbau.

Durch die **Wicklungswiderstandsmessung** und den Vergleich der einzelnen Phasen können Kontaktprobleme und Kurzschlüsse im gesamten Leiterpfad erkannt werden. Bei der Messung ist der Kern der Komponente vollständig zu sättigen. Eine Trendanalyse und Vergleich der Messergebnisse mit Referenzwerten ist aufgrund der meist fehlenden Informationen über die Temperaturverteilung in der Praxis selten möglich. Der Einfluss dieser Messung durch den notwendigen Gleichstrom auf beteiligte Komponenten wie z. B. die Sättigung der Durchführungs-Stromwandler ist zu berücksichtigen.

Besonders nach Kurzschlussbeanspruchungen ist die Bestimmung der **Kurzschlussimpedanz** eine erfolgreiche Methode um Verformungen der Wicklungen zu erkennen. Versuche an einem Transformator mit typischen Fehlern haben gezeigt, dass über den **Frequenzgang der Streuverluste** auch Kurzschlüsse in Drilleitern gut detektierbar und weniger von der Temperatur abhängig sind.

Durch den **Magnetisierungsstrom** ist es möglich Kontakte und Kurzschlüsse in Wicklungen oder Windungen festzustellen und auch Hinweise auf kurzgeschlossene Kernbleche zeigen sich in den Ergebnissen dieser Messung. Eine weitere im Zuge eines Forschungsprojektes behandelte Möglichkeit Fehler im Kern zu diagnostizieren könnte die Aufnahme und der Vergleich der **Hysteresekurven** sein.

Aussagekräftig für mechanische Veränderungen in Transformatoren ist die Analyse der **Übertragungsfunktion** bzw. **Frequenzantwort** (FRA) eines Transformators. Die gemessenen Kurven sind abhängig von der Beschaltung und dem Aufbau des Transformators. Vergleiche zwischen Schwester-Transformatoren zeigen hierbei einen eher mäßigen Erfolg. Daher ist für spätere Fehleranalysen eine Aufnahme der Referenzkurven vor der Inbetriebnahme zu empfehlen.

## Zustandsbewertung als Basis einer sicheren Energieübertragung in der Zukunft

In der Regel deuten Auffälligkeiten im Ergebnis einer Online- und auch Offline-Messung auf mehrere mögliche Fehlerquellen hin und eine eindeutige Zuordnung des Fehlers ist mit einer einzelnen Messmethode selten möglich. Ein breit angelegtes Prüfprogramm ist daher für eine aussagekräftige Zustandsbewertung essenziell. Mit einem Online-Monitoring Systems können besonders kritische Komponenten und typische Fehlerursachen kontinuierlich überwacht werden. Eine optische und funktionelle Überprüfung und falls anwendbar die Entnahme einer Öl-Probe in fixen Intervallen ermöglichen eine gute Übersicht über den allgemeinen Zustand der Isolierung und einigen Fehlerquellen. Durch vertiefende elektrische Messungen können zusätzlich Komponenten außerhalb des Isolieröls beurteilt oder Fehlerquellen eingegrenzt und genauer charakterisiert werden. Diese Vor-Ort-Messungen verursachen einen höheren Aufwand für den Betrieb. Bei unzureichender Sorgfalt bei den Messungen sowie fehlendem Einblick in die Historie der Entwicklung des Zustands können die Ergebnisse der Messungen gegebenenfalls irrtümlich interpretiert werden. Eine aussagekräftige Zustandsbewertung ist nur in seltenen Fällen kurzfristig möglich und erfordert einen Vergleich der aktuellen Messungen mit Referenzwerten und -kurven aus nachvollziehbaren und gut dokumentierten Messungen der Komponente im Verlauf der Lebenszeit und nach der Aufstellung und Inbetriebnahme. Ein überlegtes und sich ergänzendes Gesamtkonzept an Messmethoden mit dem daraus gewonnenen Gesamtbild über den Zustand der einzelnen Komponenten im Netz ermöglicht jedoch eine optimale Risikoabschätzung und ein zielgenaues Setzen von Maßnahmen für einen wirtschaftlichen, ökologischen und vor allem sicheren Betrieb des Übertragungsnetzes der Zukunft.

## Referenzen

- [1] Cigre WG A2.49, "Condition Assessment of Power Transformers," TB 761, 2019.
- [2] Austrian Power Grid AG, „Netzentwicklungsplan 2020 für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG),“ Planungszeitraum: 2021-2030, Planungsstand: August 2020.

- [3] Ravish Preshant Yashraj Mehairjan, "Risk-Based Maintenance for Electricity Network Organizations," Springer International Publishing, ISBN 978-3-319-49234-6, 2017.