

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

Alexander PIRKER^a, Fredi BELAVIĆ^b

^aVUM Verfahren Umwelt Management GmbH, Lakeside B06 b, 9020 Klagenfurt, +43 (0)664 88343073, Alexander.Pirker@vum.co.at, www.vum.co.at;

^bAPG Austrian Power Grid AG, Wagramer Straße 19, 1220 Wien, +43 (0)664 88342913, Fredi.Belavic@apg.at, www.apg.at

Kurzfassung: Für den sicheren, wirtschaftlichen und ökonomischen Betrieb der Übertragungsnetze der Zukunft sind durchdachte Instandhaltungsstrategien von großer Bedeutung. Um vorzeitige Ersatzinvestitionen zu vermeiden und gleichzeitig einen sicheren Betrieb durch das Verhindern von Ausfällen und Schäden zu gewährleisten, ist der Wandel zur zustands- und risikoorientierte Instandhaltung unumgänglich. Die Kenntnis über den aktuellen Zustand der im Netz vorhandenen Komponenten ist dafür essenziell. Neben der kontinuierlichen Überwachung von auffälligen oder kritischen Komponenten zur Erkennung spontan auftretender Fehler erlauben wiederkehrende offline Messmethoden eine genaue Bewertung des aktuellen Zustands und Eingrenzung der möglichen Fehlerquellen. Ein breit angelegtes Prüfprogramm unterschiedlicher Methoden und der Aufbau einer nachvollziehbaren Datenbank an reproduzierbaren Messergebnissen erlaubt den Einblick in den Gesamtzustand der im Netz vorhandenen Komponenten und dadurch das Abschätzen der verbleibenden Lebensdauer sowie das Setzen von gezielten Instandhaltungsmaßnahmen. In diesem Beitrag werden einige der elektrischen offline Messmethoden zusammengefasst, auf Besonderheiten und Auffälligkeiten bei Vor-Ort-Messungen eingegangen sowie Beispiele zur Interpretation der Messergebnisse dargestellt.

Keywords: Instandhaltungsstrategie, Transformatoren, Zustandsbewertung.

1 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 langsam 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 Übertragungsnetz. Eine Verfolgung des NOVA-Prinzips (Netz-Optimierung vor Ausbau) mit einer optimierten Betriebsführung und mit innovativen Netzoptimierungsmaßnahmen, wie z. B. das Thermal Rating, sowie 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 von gealterten Komponenten werden durchdachte Instandhaltungsstrategien von großer Bedeutung.

2 Instandhaltungsstrategien

Die einfachste und bei erster Betrachtung nicht als Strategie einzuordnende **ereignisorientierte Instandhaltung** ist gleichzusetzen mit einer Störbeseitigung und Reparatur. Sie ist nur anzuraten, wenn genügend Ausweichmöglichkeiten zur Verfügung stehen, mit dem Ereignis keine größeren Kosten oder Schäden entstehen und jegliche Gefährdung auszuschließen sowie eine Reparatur schnell und unproblematisch möglich ist. Im modernen Übertragungsnetz können diese Punkte an Hochspannungsbetriebsmittel im überwiegenden Teil der Fälle nicht eingehalten werden.

Auch die **zeitbasierte Instandhaltung** mit Maßnahmen nach dem Ablauf einer bestimmten Anzahl von Betriebsstunden oder an festgelegten Terminen ist in Anbetracht moderner Alternativen und aus Sicht der Wirtschaftlichkeit, Sicherheit und Ökologie an Hochspannungsbetriebsmitteln nicht zielführend. Ein Austausch einer Komponente vor dem tatsächlichen Ablauf ihrer Lebenszeit ist zu vermeiden. Zugleich darf kein unvorhergesehener Ausfall oder eine Beschädigung der Komponente durch eine versäumte Instandhaltungsmaßnahme mit darauffolgender Überlastung und Abschaltung von Leitungen und Netze riskiert werden.

Besonders im stärker beanspruchten Übertragungsnetz der Zukunft ist eine **zustands- und risikoorientierte Instandhaltung** 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 [3,4]. Dieser kann beispielsweise **offline**, im Zuge von routinemäßigen Prüfungen und Besichtigungen in fixen Intervallen bestimmt werden. Dabei ist eine kurzzeitige geplante 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 auftretende Fehler frühzeitig zu erkennen. Eine exakte Aussage über den Gesamtzustand ist aus diesen Messungen meist nicht abzuleiten. Zur Verifikation der Auffälligkeiten oder genauen Fehlereingrenzung ist eine wiederkehrende oder auf das Fehlerbild abgestimmte anschließende Offline-Messung meist notwendig und sinnvoll. Ein weiterer elementarer Einsatz zur kontinuierlichen Überwachung einer kritischen Komponente bietet sich nach Auffälligkeiten in den Ergebnissen einer Routinemessung an.

In der Zukunft werden sich die Instandhaltungsstrategien und Möglichkeiten zur Zustandsbewertung und -überwachung mithilfe der **Digitalisierung** und **künstlichen Intelligenz** (KI) weiterentwickeln [5,6,7]. Durch die steigenden technischen Möglichkeiten, die kostengünstigeren Messverfahren und Sensoren sowie durch die gesammelten Datenmengen, die durch komplexen Methoden und Erfahrungen ausgewertet werden können, ergeben sich neue Chancen, um den Zusammenhang und das Verständnis über den Zustand des Gesamtsystems zu erweitern. Dadurch wird das optimale Nutzen der tatsächlichen Lebensdauer der einzelnen Komponenten bei gleichzeitiger Steigerung der Auslastung und Versorgungssicherheit voranschreiten.

3 Möglichkeiten und Herausforderungen bei der offline Zustandsbewertung von Transformatoren

Transformatoren sind die komplexesten und gleichzeitig die bedeutendsten und kostenintensivsten Hochspannungskomponenten im elektrischen Übertragungsnetz. Besonders bei großen Netzkuppeltransformatoren und den enthaltenen Einzelkomponenten ist neben den Aspekten der Sicherheit im Falle eines Totalausfalles bis zur Erneuerung und Wiederinbetriebnahme mit mehreren Monaten zu rechnen und der finanzielle Schaden bei einem unvorhergesehenen Fehler ist nicht zu rechtfertigen. Zusätzlich kann ein Fehler in einer verhältnismäßig kostengünstig und leicht austauschbaren Teilkomponente eine Beschädigung der Gesamtkomponente verursachen. Daher sind besonders an Transformatoren spezielle Maßnahmen und eine Überprüfung des aktuellen Zustands in regelmäßigen Abständen oder ein kontinuierliches Überwachen bestimmter Parameter zweckmäßig.

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 der gesamten Öl-Papier-Isolierung abgeschätzt werden [8,9].

In diesem Beitrag wird im Weiteren auf ausgewählte Methoden und Besonderheiten der elektrischen Zustandsbewertung von Transformatoren eingegangen, die eine vertiefende Analyse des Zustandes und Eingrenzung der Fehlerquellen sowie eine Beurteilung der Komponenten außerhalb des Isolieröls ermöglichen. Diese sollten in einem modernen Standard-Programm für Routinemessungen und bei der Aufnahme von Referenzwerten und Referenzkurven für eine verbesserte Aussage bei der Beurteilung des Zustands in der Zukunft beinhaltet sein.

Als eine der wesentlichsten elektrischen Messmethoden hat sich die spannungs- und frequenzabhängige **Kapazitäts-** und **Verlustfaktormessung** herausgestellt. Besonders in Bezug auf die Isolierung der Durchführungen können neben Durchschlägen zwischen kapazitiven Schichten und Rissen auch Alterung und Feuchteintritt erkannt werden. Im Speziellen die Abhängigkeit der Messwerte von der Frequenz erlauben ein eindeutiges Erkennen von Feuchtigkeit in der Isolierung [10]. Als Beispiel sind in Abbildung 1 die Verläufe des Verlustfaktors über die Frequenz von unterschiedlichen RIP-Durchführungen (Resin Impregnated Paper) dargestellt. Ein Feuchteeintrag in die Isolierung der Durchführung lässt sich hier im Verlauf der rot dargestellten Ergebnisse durch den Anstieg des Verlustfaktors bei tiefen Frequenzen bereits erkennen. Die Werte bei einer Frequenz von 50 Hz liegen hingegen unter dem allgemeinen Grenzwert von 0,7 % und im Vergleich mit den Werten der Stückprüfung sind die Abweichungen gemäß den Empfehlungen der Hersteller, der IEC [11] sowie der Cigre [12] ebenfalls als gut zu bewerten.

Zusätzlich können im Verlauf des Verlustfaktors über die Frequenz und Spannung weitere Fehlerquellen im Messaufbau wie z. B. Resonanzerscheinungen zwischen der Durchführungskapazität C_1 und Wicklungsinduktivität L_w sowie feuchte oder verschmutzte Oberflächen der Durchführungen erkannt werden. Diese Einflüsse können gegebenenfalls die Interpretation des Messwerts bei einer Frequenz von 50 Hz unentdeckt in positive, sowie negative Richtung beeinflussen. Eine Herausforderung bei Vor-Ort-Messungen ist besonders

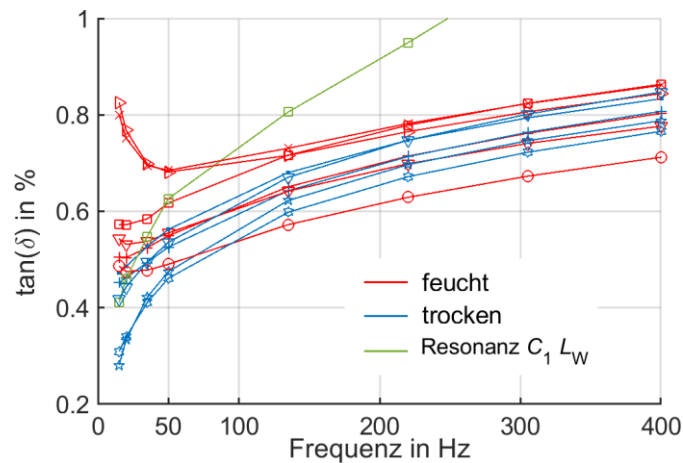


Abbildung 1: Verlustfaktor in Abhängigkeit der Frequenz von unterschiedlichen Durchführungen in feuchtem und trockenem Zustand.

bei einem Vergleich der Ergebnisse mit den Werten der Stückprüfung und bei Trendanalysen, die für die Temperaturkorrektur notwendige Kenntnis und gleichmäßige Verteilung der Temperatur. Auch zu tiefe Temperaturen bei der Messung erschweren die Aussagekraft in Bezug auf die Feuchtigkeit in der Isolierung.

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. Durch die Wicklungswiderstände der gesamten Stellungen des Stufenschalters können zusätzlich Hinweise auf erhöhte Übergangswiderstände an einem Lastschalterkontakt oder in bestimmten Wählerstellungen gesammelt werden. In Abbildung 2 sind zur Veranschaulichung die Wicklungswiderstände der

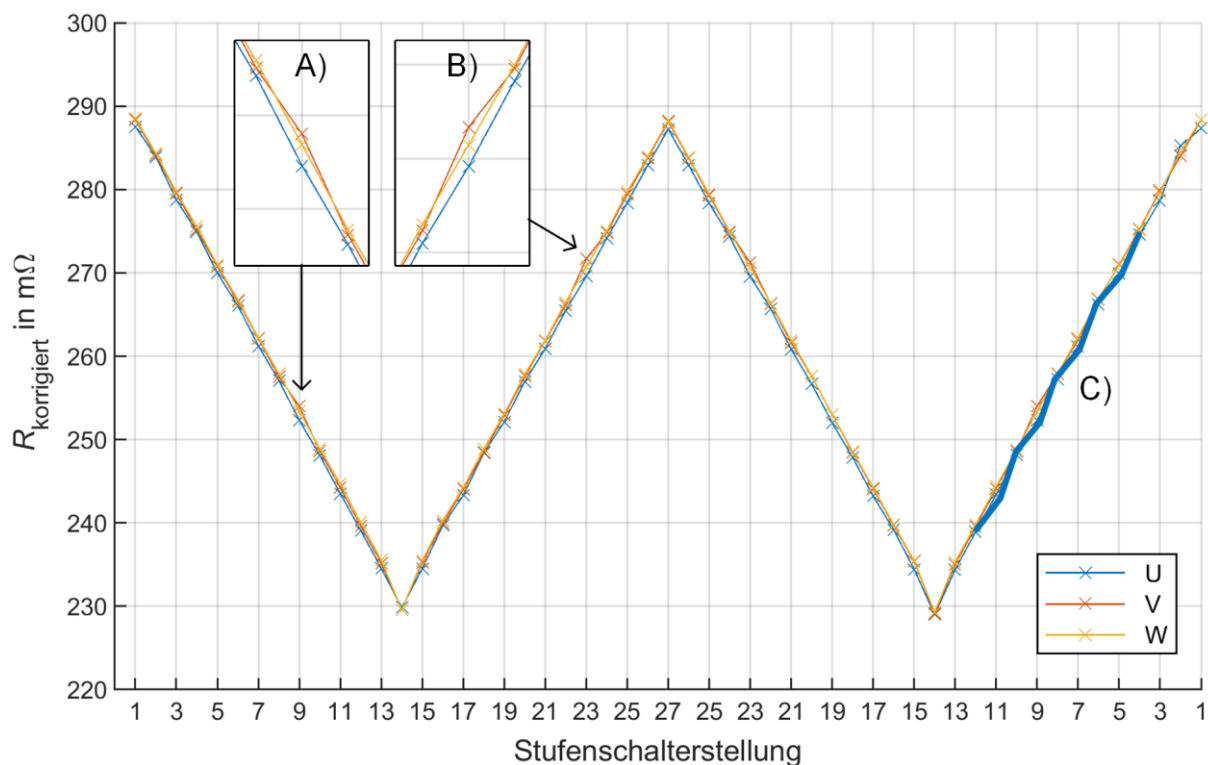


Abbildung 2: Wicklungswiderstände der drei Phasen eines Regeltransformators in Abhängigkeit der Stufenschalterstellungen.

drei Phasen eines Regeltransformators dargestellt. Zu erkennen sind die auffälligen Abweichungen (A u. B) in Stufe 9 und 23, welche bei dem gegebenen Stufenschalter auf einen erhöhten Übergangswiderstand in Wählerstellung 9 hinweisen, sowie die Welligkeit der Phase U, die auf einen geringfügig erhöhten Übergangswiderstand an einem Lastschalterkontakt zurückzuführen sein könnte. Eine Trendanalyse und Vergleich der Messergebnisse mit Referenzwerten der Stückprüfung ist aufgrund der meist fehlenden Informationen über die exakte Temperaturverteilung in den Wicklungen bei Vor-Ort-Messungen in der Praxis meist nicht möglich. Bei diesen Messungen mit Gleichstrom muss die Sättigung der Kerne aller durchflossenen Komponenten berücksichtigt werden. Versuche zeigten, dass z. B. die Durchführungstromwandler an einem Transformator nach einer einmaligen Wicklungswiderstandsmessung bei z. B. der Inbetriebnahmeprüfung oder bei Routinemessungen eine Remanenz von bis zu 60 % aufweisen. Durch die standardmäßige Entmagnetisierung des Transformator-kerns nach der Messung werden die Stromwandlerkerne nur in vernachlässigbarem Ausmaß entmagnetisiert [13]. Das richtige Verhalten der Stromwandler bei Überstrom im Fehlerfall und die korrekte Bereitstellung der Messsignale für den Schutz ist daher sicherzustellen.

Besonders nach Beanspruchungen des Transformators mit Fehlerströmen ist die Bestimmung der **Kurzschlussimpedanz** eine erfolgreiche Methode, um Verformungen der Wicklungen zu erkennen. Für den Vergleich der Messwerte mit den Referenzwerten der Stückprüfung und zur Bewertung nach Grenzwerten vorhandener Normen und Richtlinien [1,14,15] ist gleichermaßen die genaue Temperaturverteilung im Transformator von großer Bedeutung.

Eine weitere vielversprechende Methode ist in diesem Zusammenhang der **Frequenzgang der Streuverluste** (FRSL - Frequency Response of Stray Losses). Versuche an einem 30-kV-Transformator (Schaltgruppe DY05) zeigten, dass diese Methode ebenfalls empfindlich auf z. B. Kurzschlüsse im Drilleiter reagiert. In Abbildung 3 sind die Streuverluste in Abhängigkeit der Frequenz vor und nach dem Kurzschluss eines Drilleiters in Phase W dargestellt. Vor dem Kurzschluss verlaufen die Ergebnisse der drei Phasen nahezu deckungsgleich. Nach dem Kurzschluss wird der Verlauf stark verändert, wobei in den Werten der Kurzschlussimpedanz keine auffällige Veränderung zu erkennen ist.

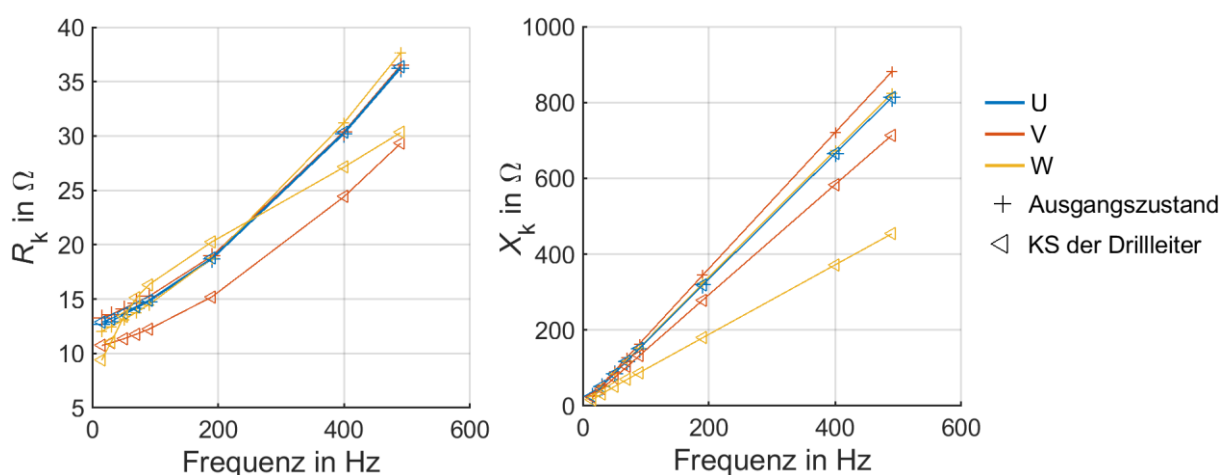


Abbildung 3: Frequenzgang der Streuverluste eines 30-kV-Transformators (DY05) vor und nach dem Kurzschluss eines Drilleiters in Phase W.

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. Bei Routinemessungen bedeutet diese Messung

aufgrund des abweichenden Messaufbaus einen zusätzlichen Aufwand. Für eine möglichst aussagekräftige Bewertung der Messergebnisse ist die Aufnahme von Referenzwerten und das Sammeln von Erfahrungen notwendig. Eine mögliche einfacher anzuwendende und im Zuge eines Forschungsprojektes behandelte Möglichkeit Fehler im Kern zu diagnostizieren, könnte die Aufnahme und der Vergleich der **Hysteresekurven** sein [16,17].

Aussagekräftig für mechanische Veränderungen in Transformatoren ist die Analyse der **Übertragungsfunktion** bzw. **Frequenzantwort** eines Transformators. Diese unter dem Namen FRA (Frequency Response Analysis) bekannten Messverfahren sind besonders hilfreich, um durch vergleichende Messungen beim Hersteller und am Aufstellungsort eines Transformators, Beschädigungen beim Transport zu überprüfen. Auch nach einer Kurzschlussbeanspruchung kann durch die Analyse und dem Vergleich mit Referenzkurven auf mögliche mechanische Verschiebungen der Wicklungen im Transformator rückgeschlossen werden. Für die Auswertung der Messkurven sind unterschiedliche Parameter und Verfahren zur einfacheren Einteilung von Auffälligkeiten in den Abweichungen der Kurven in Entwicklung [18,19]. Besonders im Hinblick auf die steigende Größe der Datenbanken, Erfahrungen und Methoden zur Analyse durch KI bekommt dieses Messverfahren zunehmend an Bedeutung. Sind keine Referenzkurven des Transformators vorhanden, kann bei der Fehleranalyse auch ein Vergleich zwischen den einzelnen Phasen oder Schwester-Transformatoren hilfreich sein. Dabei ist jedoch der genaue Kenntnisstand über den Aufbau der Transformatoren wie z. B. unterschiedliche Kerne, Wicklungsaufbauten oder die Leitungsführung notwendig. Die in Abbildung 4 dargestellte SFRA-Leerlaufmessung zeigt als Beispiel den Vergleich der Kurven aller Phasen von vier baugleichen Transformatoren. Hier sind besonders in den Frequenzbereichen um 300 Hz und um 8 kHz Abweichungen zu erkennen, die auch bei einer späteren Fehleranalyse zu berücksichtigen sind. Die Unterschiede in Bereich A in Abbildung 4 spiegeln die unterschiedliche Magnetisierung der Transformatorkerne bei der Messung wider. Die zwei Resonanzpunkte der

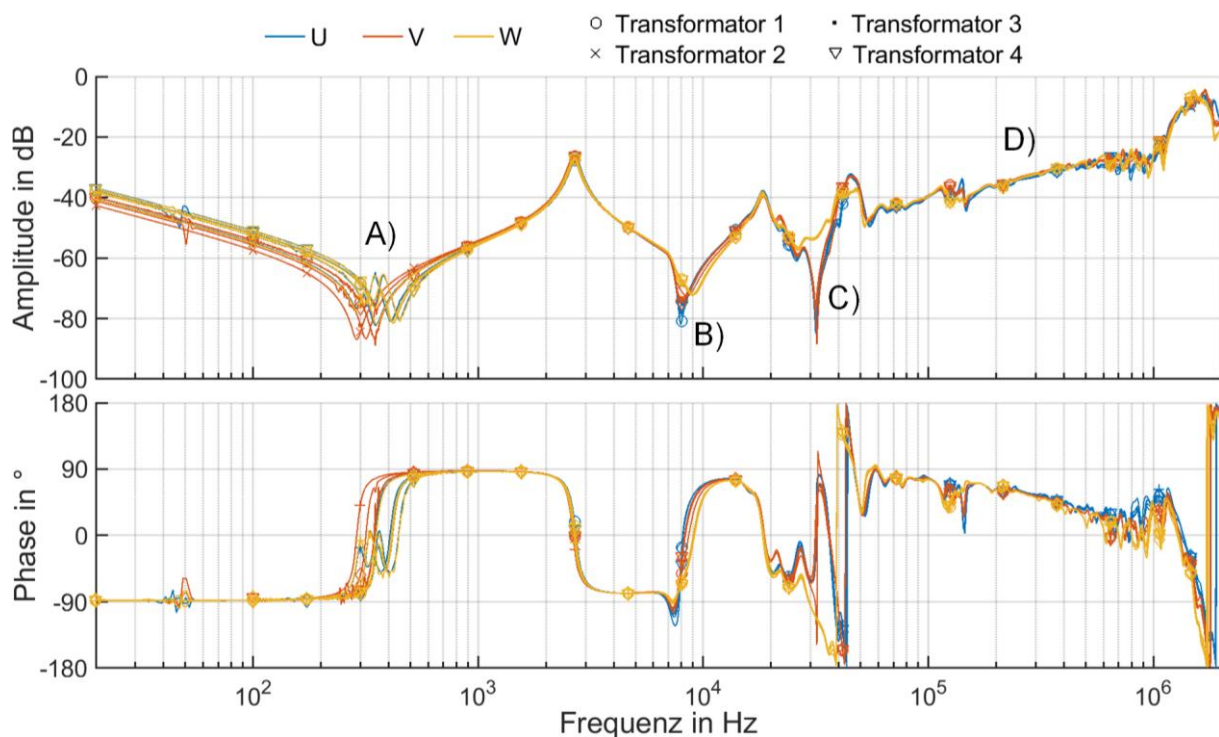


Abbildung 4: SFRA-Leerlaufkurven der drei Phasen von vier baugleichen Schwestertransformatoren.

Kurve in Phase U und W gegenüber dem einzelnen Resonanzpunkt in Phase V zeigen die unterschiedlichen magnetischen Kreise aufgrund der Anordnung der Wicklungen am 5-Schenkel-Kern des Transformators. Die verursachten Unterschiede in der gegenseitigen Beeinflussung der Wicklungen ist ebenso in der voneinander abweichenden Dämpfung im Bereich B zu erkennen. Trotz identischem Wicklungsaufbau der drei Phasen zeigt sich im Bereich C an allen vier Transformatoren ein auffälliges Ausbleiben des Resonanzpunktes in Phase W. Dies kann bei gleichbleibenden Verbindungs- und Erdungsleitungen äquivalent zu den Abweichungen im Bereich D auf Unterschiede in der Leitungsführung der Wicklungen im Transformator und zum Stufenschalter verursacht werden. Diese Abweichungen an baugleichen Transformatoren und zwischen den drei Phasen zeigen, dass die Aufnahme von Referenzkurven vor der Inbetriebnahme des jeweiligen Transformators einen Vergleich bei späteren Messungen stark vereinfacht und die Aussage der Diagnosen verbessert.

Bei Vor-Ort-Messungen ist es aus betrieblicher Sicht, aufgrund des hohen Aufwandes und des knappen Zeitfensters für die Messungen nicht immer möglich den Transformator vollständig zu entseilen und im Besonderen die Verbindung zu den angeschlossenen Kabeln zu beseitigen. Diese Beschaltung hat jedoch einen starken Einfluss auf die Übertragungsfunktion und somit den Kurvenverlauf der Messungen. Ein Extremfall ergibt sich hier bei einer Transformatorbank mit Verbindungskabel für die Schrägregelung zwischen den einzelnen Blöcken. Auch eine Anbindung von Transformatoren über eine gasisolierte Leitung und das mit großem Aufwand verbundene Abklemmen der integrierten Überspannungsableiter, Spannungs- und Stromwandler bietet neue Herausforderungen in Bezug auf die Durchführung und die Reproduzierbarkeit der Messungen. Im Beispiel in Abbildung 5 wurden die SFRA-Kurven der Leerlaufmessung der Stückprüfung eines Einphasentransformators mit den Kurven der fertig verkabelten Transformatorbank sowie der mit einer 80 m langen gasisolierten Leitung

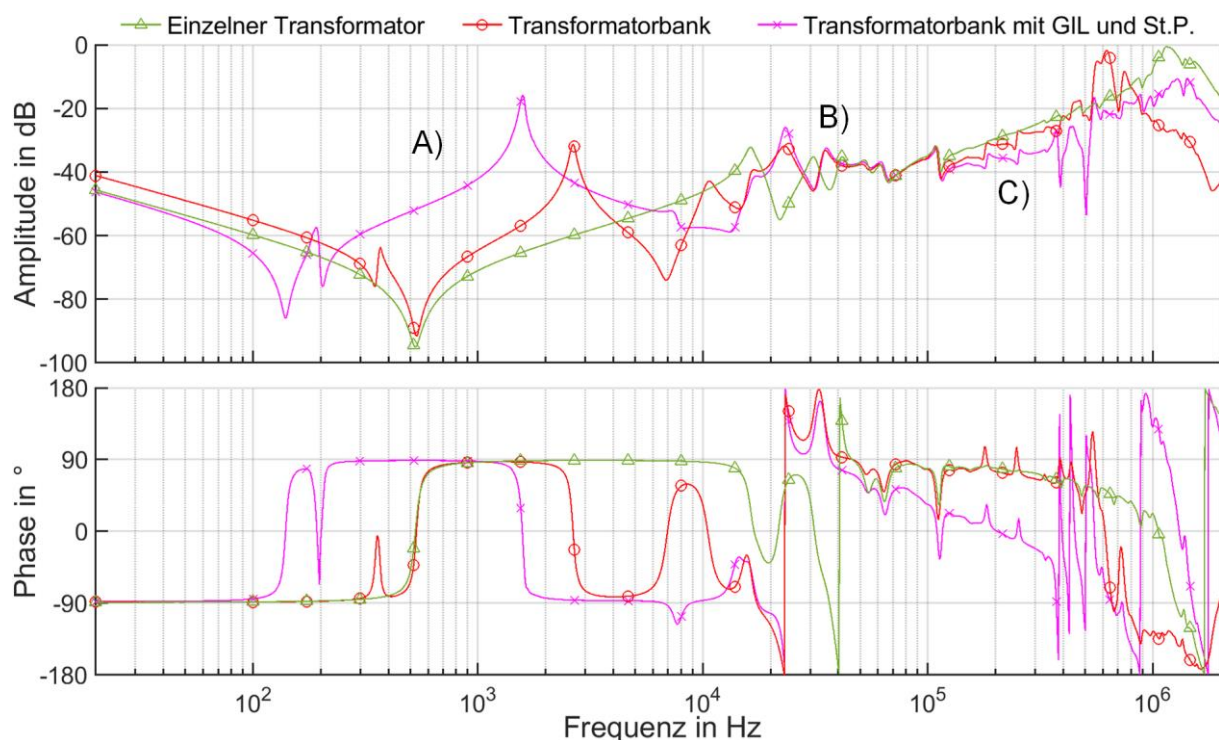


Abbildung 5: SFRA-Leerlaufkurven der Phase U eines einzelnen Einphasentransformators, der Verkabelung zur Schrägregelung in einer Transformatorbank, sowie die Verbindung einer baugleichen Transformatorbank mit einer gasisolierten Leitung und mit verbundenem Sternpunkt.

mit Strom und Spannungswandler verbundenen baugleichen Schwester-Transformatorbank mit geschlossenem Sternpunkt verglichen. In den Ergebnissen lässt sich die Beeinflussung der einzelnen Bereiche erkennen. Im Frequenzbereich A kleiner 10–20 kHz ist durch die Verschiebung der ersten Resonanzpunkte der Einfluss der zusätzlichen Kapazität der Kabel für die Schrägregelung und der gasisolierten Leitung sowie der verbundene Sternpunkt zu erkennen. Im deckungsgleichen Bereich B ab ca. 40 kHz zeigt sich der Einfluss der gleichbleibenden Wicklungsaufbauten. Die Parallelverschiebung im Bereich C wird aufgrund der Dämpfung des Messsignals durch die 100 m lange Messleitung und der 80 m langen GIL verursacht, bevor die Abweichungen durch die gesamte Anbindung wiederholt steigen.

Die im Nachhinein nur schwer nachvollzieh- oder korrigierbaren Unterschiede im Aufbau bei den Messungen zeigen die Notwendigkeit einer Referenzmessung am fertig beschalteten Transformator bzw. der Transformatorbank, um im Fehlerfall eine schnellstmögliche Fehleranalyse mithilfe der FRA zu ermöglichen, ohne die Transformatorbank in ihre Einzelblöcke zu zerlegen. Die mögliche Beschaltung bei der Aufnahme dieser Referenzkurven muss je nach Gegebenheit und dem möglichen Aufwand gesondert betrachtet werden.

Einige der beschriebenen Offline-Messmethoden können auch bei der **kontinuierlichen Überwachung** der Komponente oder einer bestimmten Teilkomponente angewandt werden. Durch dieses sogenannte **online Monitoring** sollen plötzlich auftretende Schäden frühzeitig im laufenden Betrieb erkannt und eine Weiterentwicklung bis zum Totalausfall und der unvorhersehbaren Abschaltung mit weiteren Beschädigungen vermieden werden. Neben der **Online-Gas-in-Öl-Analyse**, oder Monitoring der **Hot-Spot-Temperatur** der Wicklungen bei Transformatoren kann zur Überwachung der Durchführungen auch eine online **Verlustfaktormessung** zum Einsatz kommen. Eine weitere Methode ist das **Teilentladungsmonitoring**. Bei diesem wird die Komponente kontinuierlich über kapazitive oder induktive Sensoren auf Teilentladungen überwacht [20]. Erfahrungen zeigen, dass bei all diesen Online-Messverfahren eine anschließende Verifikation der Messergebnisse und genauere Charakterisierung der Fehlerquelle mit entsprechenden offline Messungen zu empfehlen ist.

4 Schlussfolgerung – Zustandsbewertung als Basis einer sicheren Energieübertragung in der Zukunft

In der Regel deuten Auffälligkeiten im Ergebnis einer einzelnen Online- und auch Offline-Messmethode auf mehrere mögliche Fehlerquellen hin und eine eindeutige Bewertung des Fehlers ist mit einer Messmethode nicht immer möglich. Ein breit angelegtes und sich ergänzendes Prüfprogramm ist daher für eine aussagekräftige Zustandsbewertung essenziell. Eine optische und funktionelle Überprüfung und falls anwendbar die Entnahme einer Öl-Probe in fixen Intervallen ermöglicht eine grundlegende Übersicht über den allgemeinen Zustand der Öl-Papier-Isolierung und einigen Fehlerquellen. Mit Online-Monitoring-Systemen können besonders kritische Komponenten, Auffälligkeiten oder bekannte Fehlerursachen kontinuierlich überwacht werden. Durch vertiefende elektrische offline Messungen können zusätzlich Komponenten außerhalb des Isolieröls beurteilt oder Fehlerquellen eingegrenzt und genauer charakterisiert werden. Diese Vor-Ort-Messungen an den Komponenten verursachen durch die geplante kurzzeitige Außerbetriebnahme und das Entseilen einen höheren Aufwand und zusätzliche Kosten. 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 exakte und aussagekräftige Zustandsbewertung ist nur in seltenen Fällen kurzfristig möglich und erfordert einen Vergleich der aktuellen Messungen mit zuverlässigen Referenzwerten und -kurven aus nachvollziehbaren und gut dokumentierten Messungen der Komponente bei den Gegebenheiten der Inbetriebnahme und im Verlauf der Lebenszeit. Der Mehrwert dieser Messungen mit einem überlegten und sich ergänzenden Gesamtkonzept an unterschiedlichen Methoden ist das daraus gewonnene Gesamtbild über den aktuellen Zustand der einzelnen Komponenten im Netz und die gesammelten Erfahrungen in Bezug auf die Alterung und möglichen Fehlerquellen. Die aufgebaute Datenbank an Informationen erlaubt eine optimale Risikoabschätzung und ein zielgenaues Setzen von zeit- und kostenminimierten Maßnahmen zur Vermeidung von Schäden und ungeplanten Ausfällen für einen wirtschaftlichen, ökologischen und sicheren Betrieb des stärker beanspruchten Übertragungsnetzes der Zukunft.

Referenzen

- [1] Cigre TB761, "Condition Assessment of Power Transformers," 2019.
- [2] Austrian Power Grid AG, „Netzentwicklungsplan 2020 für das Übertragungsnetz der Austrian Power Grid AG (APG),“ Planungszeitraum: 2021-2030, Planungsstand: August 2020.
- [3] RPY. Mehairjan, "Risk-Based Maintenance for Electricity Network Organizations," Springer International Publishing, ISBN 978-3-319-49234-6, 2017.
- [4] A. Pirker, U. Schichler, „Zustandsbewertung elektrischer Betriebsmittel als Basis für eine sichere Energieübertragung,“ 14. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2016.
- [5] AP. Apostolov, "Artificial Intelligence Applications to Electric Power Systems Asset Management," Cigre Session 48, ID D2-102, Paris, France, 2020.
- [6] BP. Bhattarai et al., "Big Data Analytics in Smart Grids: State-of-the-Art, Challenges, Opportunities, and Future Directions," IET Smart Grid, Vol. 2, No. 2, pp. 141-154, 2019.
- [7] M. Champakis et al., "Artificial Intelligence and Machine Learning Applications in the Distribution Network in Greece," Cigre Session 48, ID D2-107, Paris, France, 2020.
- [8] IEC 60422:2013, "Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment – Supervision and Maintenance Guidance," 2013.
- [9] J. Theuermann, E. Binder, „Verbesserung der Zustandsbeurteilung von Messwandlern mittels DGA,“ Österreichs Energie - Akademie - Studie, 2020.
- [10] M. Anglhuber, J. Velásquez, „Erhalten Sie klaren Einblick in Ihre Durchführungen mithilfe erweiterter Diagnosemethoden,“ Omicron Veröffentlichung, 2018.
- [11] IEC 60137:2017, "Insulated Bushings for Alternating Voltages above 1000 V," 2017.
- [12] Cigre TB 755, „Transformer Bushing Reliability,“ 2019.
- [13] F. Belavić, C. Prokop, „Wandlermessungen aus Sicht eines Netzbetreibers,“ Omicron Diagnoseforum, 2021.
- [14] IEEE C57.152-2013, "IEEE Guide for Diagnostic Field Testing of Fluid-Filled Power Transformers, Regulators, and Reactors," 2013.
- [15] Cigre TB445, "Guide for Transformer Maintenance," 2011.
- [16] D. Albert, P. Schachinger, A. Pirker, et al., „Power Transformer Hysteresis Measurement,“ 17. Symposium Energieinnovation, Graz, Österreich, 2022.
- [17] C. Kath, J. Velásquez, S. Wenig, et al., „Vor-Ort-Messung der Hysteresekurve von Leistungstransformatoren zur verbesserten Modellierung und Simulation transients Vorgänge,“ VDE Hochspannungstechnik - ETG-Fachtagung, online, 2020.
- [18] Cigre TB812, "Advances in the Interpretation of Transformer Frequency Response Analysis," 2020.
- [19] IEC 60076-18:2012, "Power Transformers - Part 18: Measurement of Frequency Response,"
- [20] M. Islam, G. Lee, S. Hettiwatte, "A Review of Condition Monitoring Techniques and Diagnostic Tests for Lifetime Estimation of Power Transformers," Electrical Engineering, Vol. 100, Issue 2, 2018.