

Einsatz von faseroptischen Sensoren für die Design Validierung und Zustandsüberwachung an großen elektrischen Maschinen

T. Bosselmann, M. Villnow, M. Willsch, Corp. Techn., Siemens AG, Erlangen,
S. Strack, J. R. Weidner, Generator Engineering, Siemens AG, Mülheim a. d. Ruhr, Deutschland

Kurzfassung

Der stark wachsende Anteil volatiler erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und die daraus resultierenden verschärften Netzanforderungen (ENTSO-E Grid Code) verlangen eine höhere Flexibilität in der Betriebsweise konventioneller Kraftwerke. Für eine bessere Ausnutzung des Generators bei gleichzeitig hoher Verfügbarkeit und langer Lebensdauer ist das thermische und dynamische Verhalten der Ständerwicklung von ausschlaggebender Bedeutung. Am Beispiel eines Generators im Spitzenlastbetrieb wird das Schwingungsverhalten und die strukturmechanischen Auswirkungen auf den Ständerwickelkopf bei Lastwechseln gezeigt. Die Verwendung von optischen FBG-Technologien und deren messtechnische Anwendung werden anhand eines Generator Typstest vorgestellt. Die direkte Erfassung der Kupferleitertemperatur auf Hochspannungspotential in der Ständerwicklung liefert wichtige Angaben zur Verifizierung der Rechenmodelle für die thermische und mechanische Auslegung sowie über Ermüdungsprozesse im Material bezüglich elektrischer und mechanischer Eigenschaften

Die dauerhafte Online-Überwachung der Wickelkopfschwingungen und der maximalen Kupferleitertemperatur erlaubt es, bei gleichzeitiger hoher Ausnutzung der indirekt gekühlten Ständerwicklungen und trotz der gestiegenen Materialbeanspruchungen im Mittel- und Spitzenlastbetrieb auch weiterhin eine Lebensdauer der Generatoren von über 30 Jahren sicherzustellen.

Keywords: faseroptische Sensoren, FBG Technologie, Zustandsüberwachung, online Monitoring, elektrische Maschinen,

1 Einleitung

Der wachsende Anteil erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung erfordert eine höhere Flexibilität in der Betriebsweise konventioneller Kraftwerke. Zusammen mit dem verschärften Wettbewerb im liberalisierten Erzeugungsmarkt führt dies zu gestiegenen technischen Anforderungen an die modernen Kraftwerksblöcke und deren Kernkomponente mit der größten Energiedichte, dem Turbogenerator.

1.1 Auswirkungen der zukünftigen Netzvorgaben auf den Generatorbetrieb

Im neuen ENTSO-E Grid Code [1] werden neben den flexibleren Netzbedingungen auch die schärferen Anforderungen an die Generatoren (Requirements for Generators) genau beschrieben. Zukünftig werden die Generatoren höhere induktive und insbesondere kapazitive Blindleistung Q/P_{\max} bei gleichzeitiger Überspannung bzw. Unterspannung $\Delta U/U_N$ liefern müssen.

Zudem muss der Generator nach dem neuen Grid Code innerhalb von nur 30 s eine Regelleistung von bis zu 10% seiner Bemessungsleistung jederzeit zur Verfügung stellen können [1]. Dies entspräche einem sehr hohen Lastgradienten von 120 MW/min bei einem 600 MW Kraftwerksblock. Das derzeit modernste GuD-Kraftwerk mit 61% Wirkungsgrad erreicht einen maximalen Lastgradienten von 35 MW/min zwischen 100 MW und 500 MW Leistung [2]. Die Spitzenlast- und Regelfähigkeit der Generatoren muss also noch weiter gesteigert werden.

1.2 Notwendigkeit der Betriebsüberwachung mit moderner Sensorik

Für eine bessere Ausnutzung des Generators zur Steigerung der Regelfähigkeit bei gleichzeitig hoher Verfügbarkeit und langer Lebensdauer ist das thermische und dynamische Verhalten der Ständerwicklung und des Blechpaketes von ausschlaggebender Bedeutung. Mit der genauen Kenntnis der maximalen Kupferleitertemperatur bei den verschiedenen Betriebszuständen in Verbindung mit dem dynamischen Verhalten der Ständerwickelköpfe ließe sich die thermische, mechanische und elektrische Auslegung indirekt gekühlter Generatorständer optimieren. Zudem könnte die Betriebsbeanspruchung dauerhaft überwacht werden. Alterungsbedingte Veränderungen und die Auswirkungen von zeitweisen Überbeanspruchungen ließen sich dann frühzeitig erkennen. Eine umfassende Online-Überwachung mit moderner Sensorik zur Erfassung sich entwickelnder Schäden ist bei den zukünftigen volatilen Netzzuständen unerlässlich.

Bild 1 stellt den konstruktiven Aufbau eines wasserstoffgekühlten Turbogenerators für eine Bemessungsleistung von 500 MVA dar. Es werden die wesentlichen Bauteile Läufer, Blechpaket und Ständerwicklung gezeigt, die in einem druckfesten Gehäuse eingebaut sind.

Das Betriebsverhalten der Ständerwicklung einschließlich des Wickelkopfbereichs und des Blechpaketes mit den radialen Kühlgaszonen sollte einer Online-Überwachung unterzogen werden. Dies wird auch durch die langjährige Schadensstatistik für Turbogeneratoren bestätigt.

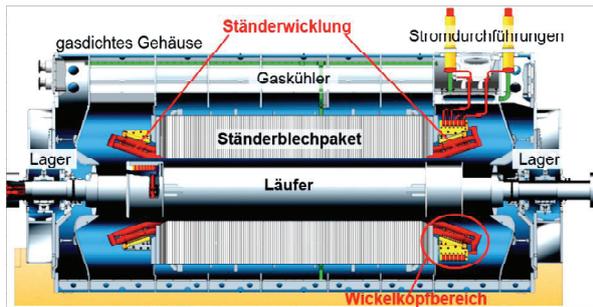


Bild 1 Längsschnitt eines indirekt wasserstoffgekühlten Turbogenerators für eine Scheinleistung von 500 MVA

1.3 Statistik der Ständerwicklungsschäden

Die vom Verband der Großkraftwerksbetreiber VGB geführte Schadensdatenbank für Generatoren zeigt die relative Schadenshäufigkeit an den einzelnen Komponenten der im Betrieb befindlichen Turbogeneratoren [3]. **Bild 2** zeigt die prozentuale Aufteilung der registrierten Schäden an Generatorständern nach der Art des Bauteils und der Ursachenkategorie.

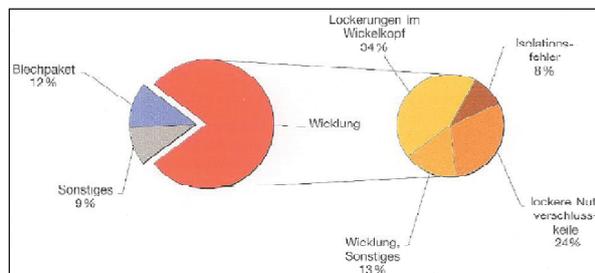


Bild 2 Schäden an Generatorständern gemäß VGB-Datenbank (aus [3])

Ursachen sind die hohen thermischen, thermo-mechanischen und dynamisch-mechanischen Beanspruchungen der Ständerwicklungen beim An- und Abfahren bzw. bei schnellen Lastwechseln der in Mittel- und Spitzenlast betriebenen Generatoren. [5].

2 Anforderungen an die Sensoren in Generatorwicklungen

Um die genannten Ziele zu erreichen, ist die direkte Messung des Schwingungsverhaltens und der Leitertemperaturen der Ständerwicklungen während des Betriebes erforderlich.

Die technischen Anforderungen an die Sensoren in Turbogeneratoren sind:

- Unempfindlichkeit gegenüber den Störeinflüssen durch hohe elektromagnetische Wechselfelder im Bereich des Blechpaketes, des Luftspaltes und der Ständerwickelköpfe;
- Außergewöhnlich gute Hochspannungsfestigkeit innerhalb der Ständerwicklung und im Wickelkopfbereich;
- Mechanische Festigkeit gegenüber dauerhafter Vibration mit einfacher und insbesondere doppelter Netzfrequenz, sowie sporadischen transienten Stoßkräften;

- Thermische Dauerbeständigkeit bis zur Temperaturklasse 155 (F) je nach Einsatzbereich des Sensors;
- Hohe thermomechanische Beanspruchungen durch sehr schnelle Lastwechsel im Mittel- und Spitzenlastbetrieb des Generators, insbesondere bei neuem Grid Code;
- Gesicherte Langzeitstabilität der Signalanzeige durch Ausschluss jeglicher undefinierter Systemdrift.

Da sich die Ständerwicklungen bei Betrieb auf Hochspannungspotential befinden, ist eine Überwachung der Wickelkopfschwingungen und der Leitertemperaturen mit faseroptischen Sensoren das einzige Verfahren, mit dem die Sensoren exakt am gewünschten Messpunkt installiert werden können.

3 Betriebsbeanspruchung der Ständerwickelköpfe von Generatoren

Der gesamte Wickelkopfbereich eines Generatorständers unterliegt während des Kraftwerksbetriebs hohen thermischen, elektrischen und mechanischen Beanspruchungen. Entscheidend sind die anregenden Kräfte durch die elektromagnetischen Felder der Wicklung und durch die magnetisch bedingte Blechpaketverformung [6].

Mit einer auf die jeweilige Konstruktion zugeschnittenen Modellbildung und FEM-Rechenverfahren kann das komplexe Schwingungsverhalten der Wickelköpfe bei Lastbetrieb und bei Störfällen berechnet werden [7, 8].

Zu den dynamischen Wickelkopfschwingungen kommen die thermomechanischen Relativbewegungen und Dilatationsspannungen hinzu, die zwischen den verschiedenen Materialien bei schnellen Lastwechseln entstehen.

Die beschriebenen wechselseitigen Abhängigkeiten wirken auf die strukturmechanischen Belastungen der einzelnen Wickelkopfkomponenten, wie Wicklungsstäbe, Stützringe, Distanzierungen und Bandagen.

Nach Jahrzehnte langem Betrieb, in letzter Zeit häufig Mittel- und Spitzenlast, kann es durch die vielen Lastwechselbeanspruchungen zu Lockerungen und Abriebstaub im Wickelkopf kommen **Bild 3**.



Bild 3 Wickelkopf eines alten Generators mit weißem Abriebstaub durch Lockerung des Leiterverbandes

Bild 4 zeigt die Wickelkopfbeanspruchung eines 600-MVA-Generators bei normalem Leistungsbetrieb und bei kraftwerksnahe mehrpoligem Kurzschluss. Mit Hilfe

der vektoriell dargestellten maximalen Streckenlasten wird die hohe Belastung der verschiedenen Materialien im Wickelkopf verdeutlicht [9].

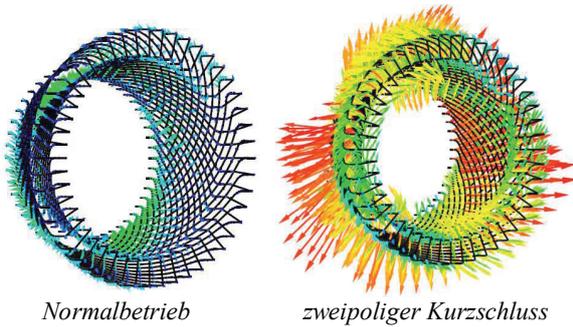


Bild 4 Lokale vektoriell dargestellte Streckenlasten im Generatorwickelkopf bei Normalbetrieb und bei einem kraftwerksnahen zweipoligen Kurzschluss

4 Wickelkopfschwingungsmessung mit faseroptischen Sensoren

Eine Lockerung im Wickelkopfgewölbe kann mit einer Online-Überwachung der Veränderungen im Schwingungsverhalten frühzeitig erkannt werden. Dafür werden faseroptische Beschleunigungssensoren eingesetzt.

4.1 Funktionsweise und Installation

Das Funktionsprinzip der faseroptischen Schwingungssensoren (Fiber Optic Accelerometer FOA) beruht auf der Lichtintensitätsmodulation durch Änderung der Reflexionseigenschaften. Eine kleine Masse auf der Glasfaser erfährt durch die Sensorbewegung eine Beschleunigung und somit eine zeitabhängige Auslenkung, welche über das in **Bild 5** dargestellte Wirkprinzip die Lichtintensität moduliert. Durch Opto-Elektrische-Konverter und Signalkonditionierer kann dieses Signal einer Schwingungsanalyse zur Verfügung gestellt werden.

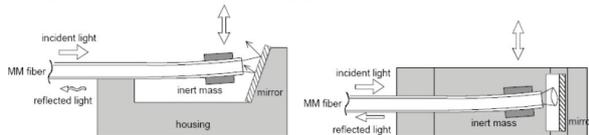


Bild 5 Funktionsweise faseroptischer Beschleunigungssensoren nach dem Prinzip der Reflexionsmodulation am schwingenden Faserende

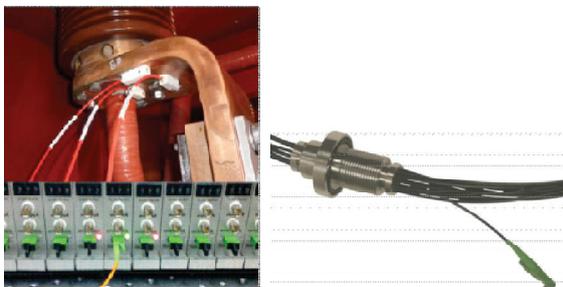
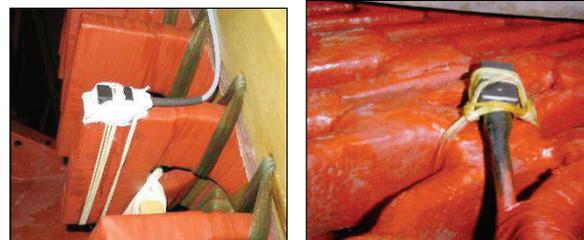


Bild 6 Faseroptischer Beschleunigungssensor (links) und (rechts) Durchführung für H₂-gekühlte Generatoren

Eine Ausführung der Beschleunigungssensoren (FOA) zeigt **Bild 6** (linkes Foto). Bei wasserstoffgekühlten Generatoren werden die Sensordurchführungen in druckfeste Gehäuseplatten eingebaut.

Die Applikation der Beschleunigungssensoren erfolgt an den Stirnseiten der Wicklungsstäbe, an denen die größten Schwingungsamplituden in radialer und tangentialer Richtung zu erwarten sind, **Bild 7**.



indirekt luftgekühlt indirekt H₂-gasgekühlt [10]

Bild 7 Applikation von faseroptischen Beschleunigungssensoren an den Scheitelverbindungen bei indirekt gekühlten Ständerwicklungen

Die Einbauposition wird u.a. durch eine Modalanalyse festgelegt, **Bild 8** rote Markierungen.

Für die leistungsabhängige Betriebsdiagnostik und Online-Überwachung der Wickelkopfschwingungen hat der Einsatz der FOA neue Analyse und Bewertungsverfahren ermöglicht, die die strukturmechanischen Aussagen der Modalanalyse - lokale Eigenfrequenzen - nutzen. [9].

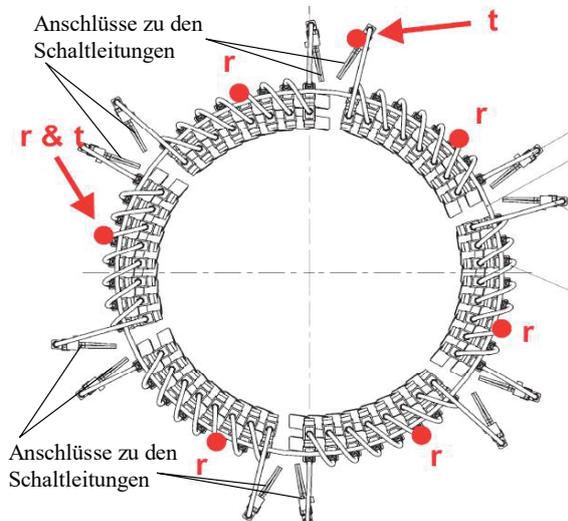


Bild 8 Positionierung von sechs radial (*r*) und zwei tangential (*t*) messenden faseroptischen Schwingungssensoren im schaltseitigen Wickelkopf eines Generatorständers

4.2 Dauerüberwachung und Trendanalyse

Die Beanspruchung des Generatorwickelkopfes resultiert aus der Wechselwirkung zwischen den betriebsbedingten Kraftanregungen und den strukturmechanischen Eigenschaften der verschiedenen Materialien. Daher ist eine Dauerüberwachung mit entsprechender Trendanalyse zur

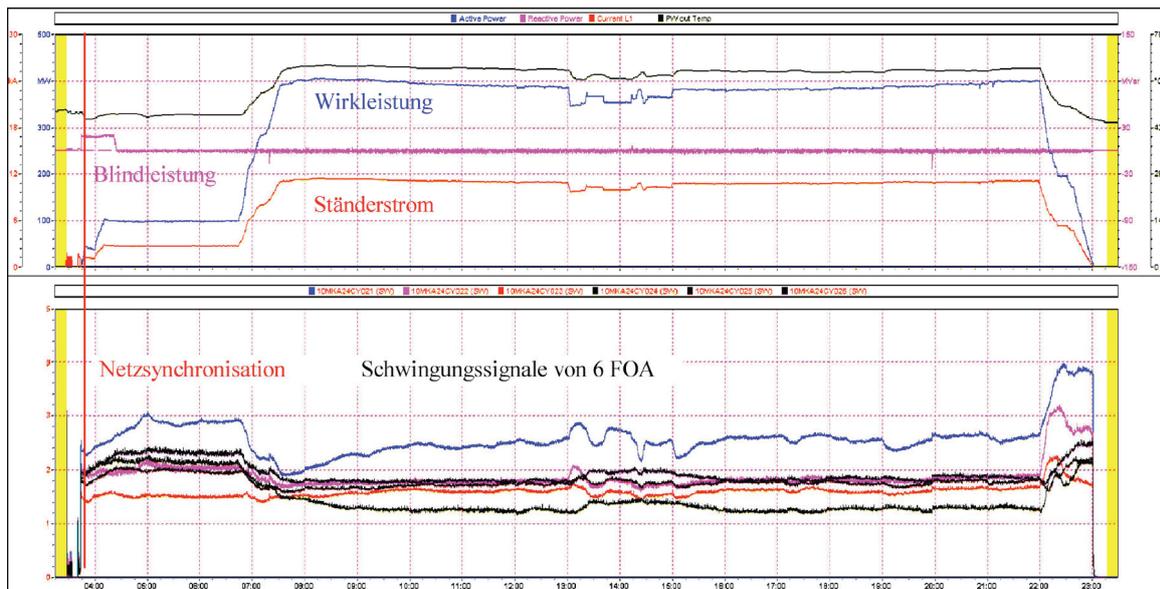


Bild 9 Abhängigkeit der Wickelkopfschwingungen vom Betriebszustand des Generators im Verlaufe eines Tages

Früherkennung von Veränderungen im Schwingungsverhalten, die auf lokale Lockerungen hindeuten könnten, besonders wichtig.

Bild 9 stellt die Beeinflussung der Wickelkopfschwingungen durch die netzbedingte Wirkleistungsänderung im Verlauf eines Tages vom Start mit Netzsynchrisation gegen 4 Uhr bis zur Abschaltung abends um 23 Uhr dar. Mit der Leistungssteigerung nehmen die Wickelkopfschwingungen stromabhängig zu. Sie erreichen bei Schwachlast von 100 MW höhere Werte als im thermischen Gleichgewicht bei hoher Leistung (400 MW). Die schnelle Leistungsabsenkung von 400 MW bis zur Abschaltung und Netztrennung mit einem steilen negativen Lastgradienten von 15 MW/min führt trotz des absinkenden Ständerstromes zu einem Anstieg der Schwingungsamplituden im Wickelkopf aufgrund thermo-mechanischer Effekte und geänderten kombinierten Anregungsvektoren. Wenn der Generator wieder in einen thermisch ausgeglichenen Zustand gelangt, verringern sich auch die Wickelkopfschwingungen und die normale Stromabhängigkeit gewinnt an Bedeutung.

Eine Dauerüberwachung mit ähnlichen Erkenntnissen findet mittlerweile auch an Großantrieben für die Öl&Gas Industrie statt [12].

5 Anwendung von Faser-Bragg-Gitter Sensoren bei Generatoren

Eine sehr vielseitige Technologie zur Erfassung verschiedenster Messgrößen an Generatoren sind optische Faser-Bragg-Gitter (FBG) als Messwertempfänger.

5.1 Funktionsprinzip von Bragg-Sensoren

Faser-Bragg-Gitter (FBG) werden mit Hilfe eines starken UV-Lasers und einer Phasenmaske als feine Ringstrukturen n_i im definierten Abstand d auf einem kurzen Abschnitt eines Lichtwellenleiters (LWL) eingepägt (**Bild 10**). Das von der breitbandigen Lichtquelle in den Lichtwellenleiter eingestrahlte Licht wird an dem Gitter mit

einer spezifischen Wellenlänge reflektiert, die dem Gitterabstand d entspricht. Über den Koppler wird das reflektierte Licht dem Spektrometer zugeführt, das Wellenlänge bzw. Wellenlängenverschiebung ausgewertet. Ändert sich der Gitterabstand d durch den Messparameter, z.B. die Temperatur, wird die Wellenlänge verschoben.

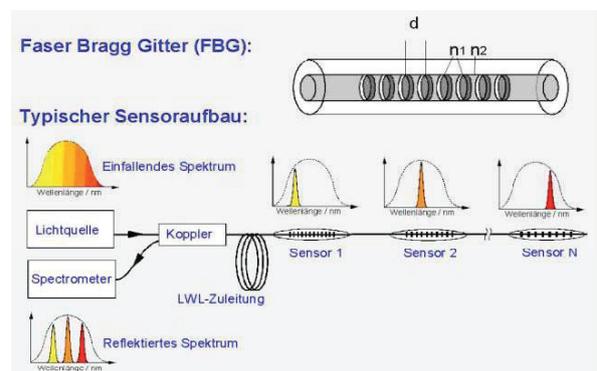


Bild 10 Funktionsprinzip faseroptischer Sensoren mit eingepägten Bragg-Gitter-Strukturen (Bragg-Sensoren)

Es können auf einem LWL mehrere FBG-Sensoren mit jeweils spezifischer Reflexionsfrequenz seriell angeordnet werden. Das Beispiel in **Bild 10** zeigt einen LWL, auf dem drei Sensoren mit unterschiedlicher Gitterfrequenz eingepägt sind. Für die Messung der Kupferleitertemperatur von Wicklungsstäben werden 12 Sensoren auf einer einzigen Faser seriell angeordnet (FBG-Array).

5.2 FBG-Dehnungssensor im Wickelkopf

Durch Dehnung des FBG gedehnt ändert sich die reflektierte Lichtwellenlänge proportional. Die Bragg-Wellenlänge wird im Spektrometer ausgewertet und in die lokale Dehnung des FBG-Messpunktes umgerechnet.

Durch Aufkleben des FBG-Sensors auf dem Messobjekt erhält man einen faseroptischen Dehnungssensor (FBG-DMS). Diese werden im Wickelkopfbereich von Turbo-

generatoren verwendet, um die Dehnung an mechanisch stark beanspruchten Stellen zu erfassen [13]. **Bild 11** zeigt die Applikation von drei FBG-DMS an der Stirnseitenverbindung im Ständerwickelkopf eines Generators im Prüffeld. Beim Stoßkurzschlussversuch, der zur Typprüfung nach IEC-Standard [14] gehört, wurde die lokale mechanische Beanspruchung gemessen.



Bild 11 Optische Dehnungssensoren (St 21, 22, 23) an der Stirnseitenverbindung im Generatorwickelkopf

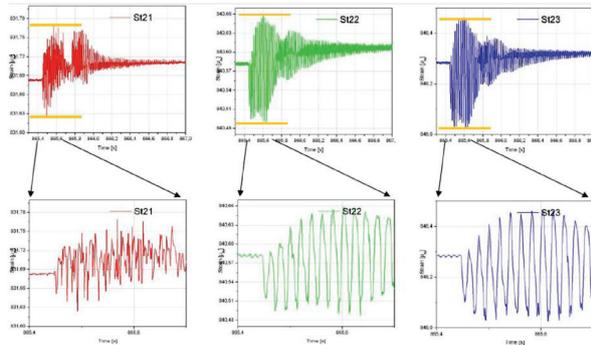


Bild 12 Dehnungsmessung mit FBG (Bild 15) während eines Stoßkurzschlussversuchs am Generator im Prüffeld

Bild 12 gibt den dynamischen Verlauf der Dehnung an den drei Sensoren St 21, 22 und 23 während der Stoßkurzschlussbeanspruchung in zwei verschiedenen Zeitaufösungen wieder. Die tangentielle Biegebeanspruchung (St 22, St 23) des schmalen Oberlagestabes im Krümmungsbereich ist erkennbar stärker als die radiale Verformung.

Neben Dehnung können die FBG-Sensoren auch andere mechanische Größen wie beispielsweise Druckkraft, Spaltmaß, oder Durchbiegung messen.

5.3 FBG-Sensoren für magnetische Messgrößen

Magnetische Wechselfelder lassen sich mit FBG-Sensoren messen. Hierzu werden magnetostruktive Materialien –sogenanntes MetGlas (metallische Glas) oder Terfenol™ - mit FBG-Sensoren versehen [15]. Diese kleinen Sensoren können in Generatorwickelköpfen an einzelnen Wicklungsstäben angebracht werden, da die elektrische Festigkeit negativ zu beeinflussen (**Bild 13**). Sie messen somit an zuvor ausgewählten Leiterstäben direkt die magnetischen Wechselfelder, die für die dynamisch-mechanische Auslegung des Wickelkopfgewölbes entscheidend sind.

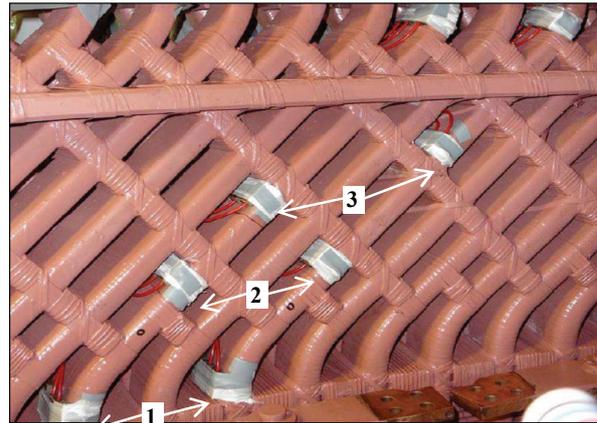


Bild 13 Wickelkopfausschnitt eines Generators mit installierten magnetischen FBG-Sensoren in vier Positionen

Bild 14 zeigt einen gemäß **Bild 13** mit vier magnetischen FBG-Sensoren im Evolventenbereich ausgestatteten Leiterstab und die im betreffenden Wickelkopfausschnitt aufgenommene Magnetfeldverteilung als Farbskala in mT. Diese Messung dient der Validierung der magnetischen Feldberechnungsprogramme.

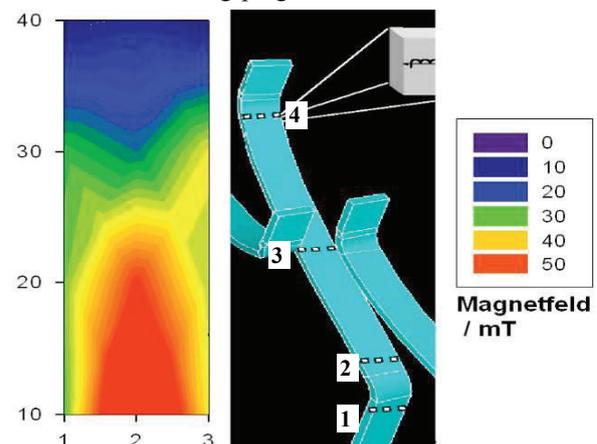


Bild 14 Messung der Magnetfeldverteilung an Generatorwicklungsstäben mit magnetostruktiven FBG-Sensoren

5.4 Messung der Wicklungstemperatur

FBG ändern die reflektierte Bragg-Wellenlänge mit der Temperatur. Für eine störungsfreie Messung müssen Dehnungen durch eine entsprechende Sensorkonstruktion vom FBG entkoppelt werden. Dazu wird ein dünnes Glasröhrchen als Gehäuse benutzt, in dem sich das FBG frei bewegen kann. Diese Technik wurde vor Jahren entwickelt und an Generatorwicklungsstäben mit thermischen Zyklen und unter Hochspannung erprobt [16, 17].

Bei einem Prüffeldprobelauf für einen neuen großen luftgekühlten Generator wurden insgesamt 151 FBG-Temperatur-sensoren für die Messung der Kupferleiter-temperatur im Nutbereich, im Bereich der Wickelköpfe und an den Stromdurchführungen eingesetzt. Es wurden zwei Ziele verfolgt:

- Validierung des Rechenprogramms für die thermische Auslegung der indirekt gekühlten Ständerwicklung.

- Erprobung eines Online-Messverfahrens zur Überwachung der maximalen Kupferleitertemperatur bei verschiedenen Betriebszuständen zwecks Vermeidung einer langfristigen thermischen Schädigung der Hochspannungsisolierung.

5.4.1 Einbau der FBG-Temperatursensoren in die Wicklungsstäbe

Bei Generatorständern wird die Wicklungstemperatur gemäß IEC 60034-3 [14] mit mindestens sechs Nutthermometern in der Distanzierungsleiste zwischen dem Ober- und dem Unterstab gemessen. In **Bild 15** ist ein Nutquerschnitt des Ständerblechpaketes mit der Position der Nutwiderstandsthermometer (PT 100) dargestellt.

Die Lage der für den Prüffeldprobelauf installierten Temperatursensoren im Nutbereich zeigt **Bild 15**. Insgesamt wurden eingebaut:

- FBG Sensorarray mit 12 axial über die Kühlzonen verteilten, genau ausgewählten Messpositionen in vier Ober- und drei Unterstäben der Ständerwicklung
- FBG Sensorarray mit 7 Messstellen in der **Distanzierung** zwischen Ober- und Unterstab
- Sechs klassische Nutwiderstandsthermometer in der Distanzierung zwischen Ober- und Unterstab

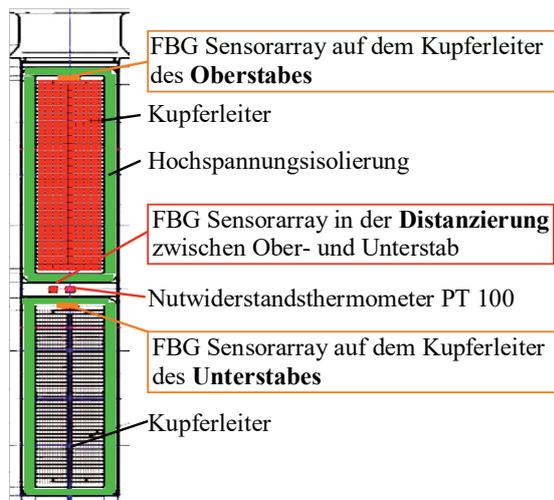


Bild 15 Nutquerschnitt mit Ober- und Unterstab der Ständerwicklung und Lage der Temperatursensoren

Auf der Schmalseite des Kupferleiters, wurde direkt auf dem Kupfer ein dünner Isolierstoffstreifen mit integrierter Glaskapillare und insgesamt 12 in Reihe liegenden FBG-Temperatursensoren fixiert, **Bild 16**. Anschließend wurde die Hochspannungsisolierung aus Glimmerbändern aufgewickelt [18]. Dito wurden auch in Ober- und Unterlage-Evolventen jeweils 5 FBG-Sensoren installiert. Es ist möglich einzelne FBG-Sensoren an verschiedenen Stellen innerhalb des Teilleiterverbandes in feine Nuten und Zwischenisolierungen einzubetten, um einen direkten Kontakt zum Kupferleiter zu erreichen [19].

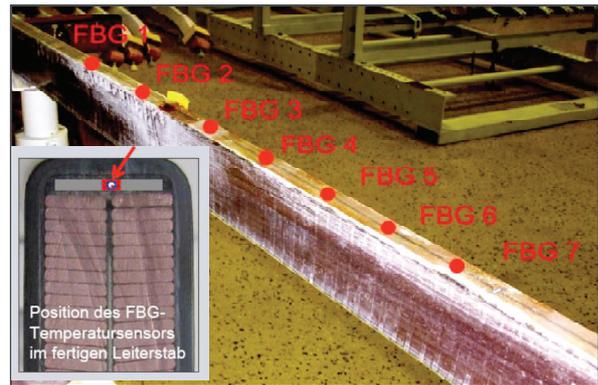


Bild 16 Kupferleiterstab der Ständerwicklung mit FBG-Temperatursensoren im aufgeklebtem Isolierstoffstreifen, und Querschnitt des isolierten Wicklungsstabes

5.4.2 Temperaturverteilung bei Generatorbetrieb

Bei dem Probelauf wurden unterschiedliche Belastungszustände erzeugt, um die Generatorkennlinien aufzunehmen. Bei annähernd thermischer Beharrung wurden die Temperaturverteilungen in der Wickelkopf- und Blechpaketregion der Ständerwicklung registriert. **Bild 17** zeigt die axiale Verteilung der Kupferleitertemperatur im Wickelkopfbereich der Oberlagestäbe (top) und der Unterlagestäbe (bott) zwischen der stirnseitigen Schaltverbindung (lead end - links) und dem Eintritt in das Blechpaket (core end - rechts). Die fünf FBG-Sensorpositionen sind grün markiert.

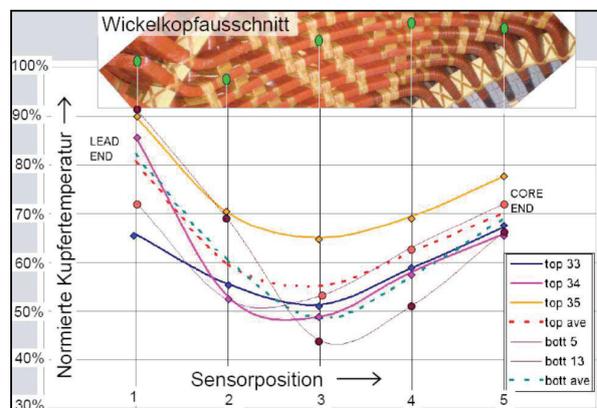


Bild 17 Axiale Verteilung der Kupferleitertemperatur im Wickelkopf (normierte Werte)

Die Analyse der Messwerte liefert folgende Ergebnisse:

- Die höchste Kupfertemperatur tritt an der stirnseitigen Laschenverbindung zwischen Ober- und Unterstab durch die darin induzierten Wirbelstromverluste auf,
- Die niedrigste Temperatur wird im radial gut gekühlten Mittelbereich erzielt.
- Erneute Temperaturzunahme zum Blechpaket hin wegen der dort herrschenden höheren Magnetfelder.
- Zwischen den einzelnen Wicklungsstäben, die in verschiedenen radialen Positionen liegen, treten wegen lokaler Magnetfelder Temperaturunterschiede auf.

Im Blechpaketbereich wird die Verteilung der Kupferleitertemperaturen durch die Kühlluftzonen bestimmt. In **Bild 18** sind die axialen Temperaturverläufe für Oberlage- und Unterlagestäbe sowie die Nutthermometer in der Distanzierungsleiste (Zwischenschieberleiste) für eine der beiden axial symmetrischen Generatorhälften dargestellt. Die Analyse der Messwerte zeigt:

- Die maximale Kupferleitertemperatur tritt an den Oberlagestäben auf. Die Ursachen sind höhere elektromagnetischen Verluste durch die Querfelder des Läufers und wärmere Kühlluft in Läufer Nähe durch die Strömungsvermischung im Luftspalt.
- Das gemäß IEC-Standard eingebaute Nutthermometer weicht von der maximale Kupferleitertemperatur im Oberstab deutlich ab (bis zu 30 K). Es ist ungeeignet zur lokalen Heißpunktüberwachung der Wicklung.
- Die eingesetzten FBG-Arrays liefern ein detailliertes Abbild der tatsächlichen Temperaturverteilung am Leiter des Wicklungsstabes (Heißpunkt).

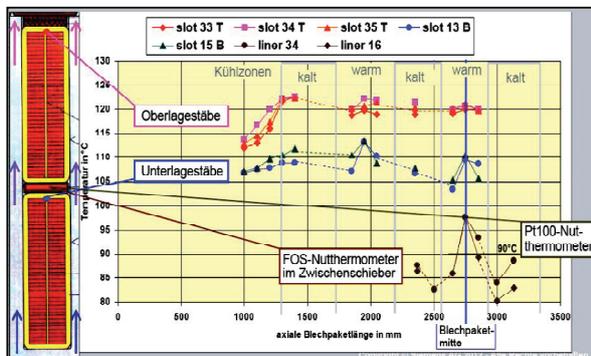


Bild 18 Vergleich der axialen Kupferleitertemperaturen (FBG-Sensoren) von Ober- und Unterstäben mit den Anzeigen der Nutthermometer in der Zwischenschieberleiste

Die genaue Temperaturmessung mit den FBG-Sensoren direkt auf den Kupferleitern liefert eine gute Basis zur Validierung des komplexen Berechnungsprogramms für den Wickelkopf- und Nutbereich. Sie kann zur Verifizierung der thermischen und mechanischen Auslegung verwendet werden.

Die faseroptischen FBG-Sensoren haben den Prüffeldbetrieb ohne Ausfall sicher überstanden. Die Einbauweise auf den Schmalseiten der Leiterstäbe ist für eine Dauerüberwachung im Kraftwerksbetrieb geeignet.

In einem brasilianischen Wasserkraftgenerator mit einer Leistung von 175 MW werden sechs FBG Temperatursensoren zur Überwachung der Ständerwicklungstemperatur bereits seit 10 Monaten erfolgreich eingesetzt [20]. Durch die direkte Messung der Wicklungstemperatur konnte nachgewiesen werden, dass keine überhöhte thermische Beanspruchung auf die Hochspannungsisolierung im Nutbereich eingewirkt hat.

6 Zeitaufgelöste Rotormessung

Im Rahmen der Generatortyptests kam die Frage nach der berührungslosen Messung der Oberflächentemperatur des Rotors auf, **Bild 19**, [21].

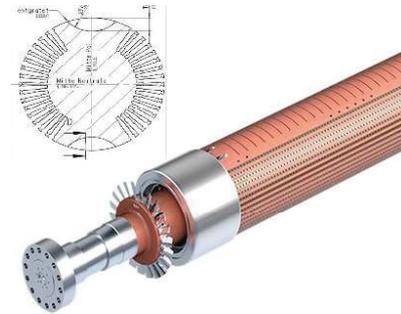


Bild 19 Darstellung eines Generator-Rotors

Hierzu wurde ein Niedertemperatur Pyrometer entwickelt. Da die Oberflächentemperatur bei Nenn Drehzahl mit hoher Ortsauflösung abgetastet werden sollte, schieden herkömmliche pyroelektrische oder bolometrische Verfahren aus. Das Pyrometer hat ein optisches Frontend, bestehend aus einem Dickkern LWL mit Linse vorn, schmal genug, um durch einen Kühlschlitz des Blechpakets geschoben zu werden und die Wärmestrahlung von der Oberfläche aufzunehmen und an einen InGaAs Detektor zu leiten, **Bild 20**. Ein breitbandiger Transimpedanzverstärker liefert ein der Wärmestrahlung proportionales Signal. Über eine entsprechende Kalibrierung kann damit die Temperatur in einem Bereich von 70°C – 200°C ermittelt werden. Die untere Temperatur ist durch das Eigenrauschen der Detektoreinheit begrenzt.

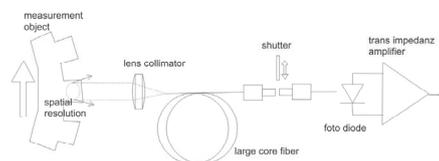


Bild 20 Niedertemperatur-Pyrometer mit hoher Zeitauflösung, schematisch

Das Pyrometer wurde bei mehreren Probeläufen eingesetzt und hat die Oberflächentemperatur ortsaufgelöst gemessen. In **Bild 21** ist sehr gut das Temperaturprofil mit den ausgeprägten Höckern der Pole zu erkennen.

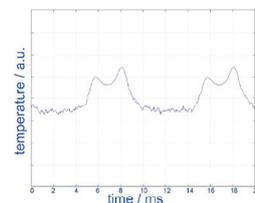


Bild 21 Temperaturprofil einer Rotoroberfläche aufgenommen bei 3000 Upm

7 Zusammenfassung und Ausblick

Anhand praktischer Beispiele ist dargestellt worden, dass die faseroptische Sensorik aufgrund ihrer Unempfindlichkeit gegenüber den hohen elektrischen und magnetischen Feldern, die insbesondere bei großen Generatoren betriebsbedingt herrschen, verschiedenste Messaufgaben sehr gut übernehmen kann. Für die Überwachung und Analyse des Betriebsverhaltens der Generatoren unter den zukünftig verschärften Anforderungen der neuen Netzbetriebsvorgaben des ENTSO-E Network Codes können insbesondere die faseroptischen Schwingungsmessungen im Wickelkopf und die direkte Erfassung der Kupferleitertemperatur in der Ständerwicklung genutzt werden.

Die Langzeitüberwachung der Wickelkopfschwingungen ermöglicht es, frühzeitig auf etwaige Veränderungen im Schwingungsverhalten zu reagieren und so die Betriebssicherheit und Verfügbarkeit des Generators zu verbessern.

Der breite Anwendungsbereich der FBG-Sensoren bei Temperatur- und Dehnungsmessungen, sowie die Möglichkeit der Messung hoher magnetischer Wechselfelder unter Verwendung von magnetostriktiven Basismaterialien versprechen zukünftig ein erhebliches Einsatzpotenzial bei großen Generatoren [22].

8 Literatur

- [1] ENTSO-E Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators (entso-e RfG), 26 June 2012, ENTSO-E AISBL, Brussels, Belgium 2012
- [2] Neville, Angela: Top Plant – Irsching 4 Combined Cycle Power Plant, Power Magazine, Sept. 1st, 2011
- [3] Bomba, R.; Groß, U.; Kaiser, J.: VGB-Datenbank Generatorschäden, VGB-Konferenz „Kraftwerke im Wettbewerb“, 2005, Potsdam, Deutschland
- [4] Groß, U.; Emmerich, J.: Revisionsempfehlungen für Turbogeneratoren, VGB-Konferenz Elektrotechnik, Leittechnik, Informationsverarbeitung im Kraftwerk KELI 2010, Dresden, Deutschland, Beitrag S 4.2
- [5] Weidner, J. R.: Präventive Diagnostik zur Steigerung der Verfügbarkeit von großen Turbogeneratoren, ETG-Fachtagung Diagnostik elektrischer Betriebsmittel, 9. - 10. März 2004, Köln, Deutschland
- [6] Frei-Spreiter, B.: Ein Beitrag zur Berechnung der Kräfte im Wickelkopfbereich großer Synchronmaschinen, Dissertation ETH Zürich 1998
- [7] Drubel, O.; Kulig, S.; Senske, K.: End winding deformation in different turbo generators during 3-phase short circuit and full load operation, Electrical Engineering 82, March 2000, pp. 145 – 152, Springer Verlag Berlin - Heidelberg
- [8] Humer, M.; Exnowski, S.; Kulig, S.: Untersuchung von Wickelkopfschwingungen im Nennbetrieb und im Störfall, VDE/VDI-Tagung „Elektrisch-mechanische Antriebssysteme“, Böblingen, Deutschland, 2008, S. 161 - 166
- [9] Grüning, A.: Elektromechanisches Verhalten von Ständerwickelköpfen großer elektrischer Maschinen bei stationärem Betrieb und bei elektrischen Störungen, Dissertation Universität Dortmund 2006
- [10] Villnow M., Willsch M., Bosselmann T., Schmauss B., “Novel fiber optic accelerometer for monitoring tasks of power generators”, Sensor, Nürnberg, 2011
- [11] Tetreault, A.: On-line End Winding Vibration Measurement Using Fiber Optic Sensor Technology, EPRI Major Component Reliability (MCR) European Workshop, Barcelona, April 12th – 14th, 2011
- [12] Hübner L., Bosselmann T., Jungiewicz A., Gabrielsen G., Feilkas E., Dybvik K., Daum H., Villnow M., “Monitoring of winding overhang vibrations on large synchronous motors”, PCIC, Amsterdam, 6.6.2014
- [13] Willsch, M.; Theune, N. M.; Bosselmann, T.; Ecke, W.; Latka, I.; Höfer, B.: Distributed Dynamic Strain Measurement in Power Generators Using a Novel Fast FBG Interrogation System, Proc. of 16th International Conference on Optical Fiber Sensors OFS, Nara, Oct. 13th - 17th 2003
- [14] IEC 60034-3. Rotating electrical machines, Part 3: Specific requirements for synchronous generators driven by steam turbines or combustion gas turbines
- [15] Villnow, M.; Willsch, M.; Bosselmann, T.; Schmauss, B.; Hildinger, T.; Hess, T.: Distributed magnetic field measurement on stator winding heads of a 300 MVA water turbine motor-generator using fiber-optical magnetic field sensors, ITG-Fachtagung Sensoren und Messsysteme, Nürnberg 2010
- [16] Weidner, J. R.: Neue Entwicklungen bei der Online-Überwachung von Generatoren, Teil 1: Faseroptische Sensoren, ETG-Workshop: Monitoring und Diagnose elektrischer Maschinen und Antriebe, Frankfurt am Main, Juni 2001
- [17] Tanaka, T.; Murayama, H.; Takahashi, K.; Hattori, K.; Watanabe, M.: Direct Measurement of Strand Temperature of Turbo-generator with FBG Sensors, Cigre 2012, Paris, Paper A1-109-2012
- [18] Theune, N. M.; Müller, M.; Hertsch, H.; Kaiser, J.; Willsch, M.; Krammer, P.; Bosselmann, T.: Investigations of stator coil and lead temperatures on high voltage inside large power generators via use of fiber bragg gratings, Proc. of IEEE Sensors Conf. 2002, pp. 1603 – 1607, Vol.2, 2002
- [19] Wang, Peng; Liu, Jie; Song, Fangchao; Zhao, Hong: Quasi-distributed Temperature Measurement for Stator Bars in Large Generator via Use of Fiber Bragg Gratings, 6th International Forum on Strategic Technology, August 23rd – 24th 2011, pp. 810 - 813
- [20] Martelli, C.; Vagner da Silva, E.; de Morais Sousa, K.; Mezzadri, F.; Somenzi, J.; Crespin, M.; Kalinowski, J.; Cardozo da Silva, J. C.: Temperature sensing in a 175 MW power generator, Proc. of 22nd Intern. Conf. On Optical Fiber Sensors 2012, Vol. 8421, Paper 2F
- [21] Willsch M., Bosselmann T., Gaenshirt D., Kaiser J., Villnow M., Banda M., “ Low Temperature Fiber Optical Pyrometer for Fast Time Resolved Temperature Measurements ”, 6th EWOFs, Limerick, May 31 - June 3, 2016
- [22] Bosselmann, T.; Willsch, M.; Ecke, W.: The Raising Demand for Energy: A Potential for Optical Fiber Sensors in the Monitoring Sector, 15th Int. Symp. SPIE Smart Structures and Materials & Nondestructive Evaluation and Health Monitoring, Pap. No 6933-16, 9. - 13. March 2008