

Betriebserfahrungen mit einem Monitoringsystem für Generator-Stator- Wickelkopf-Schwingungen

Im Mittelpunkt dieses Beitrags stehen Generatoren, deren Restlebensdauer mit 20...30 Jahren nach 30-jährigem Betrieb veranschlagt wird. Daher lag es nahe, Schwachstellen an bedeutenden Komponenten – insbesondere Stator-Wickelkopf-Schwingungen – zu überwachen, um deren Zustand beurteilen zu können. So kann man Auswirkungen von Störfällen, wie etwa generatornahe Kurzschlüsse, erfassen und beurteilen sowie auf Veränderungen sofort reagieren. Insofern lässt sich bei Generatoren die Verfügbarkeit erhöhen und auch die Lebensdauer verlängern.



Bild 1
Blick auf das KKW Beznau mit
zwei Reaktoren und gemeinsamem
Maschinenhaus

1 Im Blickpunkt: Kernkraftwerk Beznau

Im unteren Aaretal – kurz vor der Mündung der Aare in den Rhein, im *Wasserschloss* der Schweiz – befindet sich das Kernkraftwerk Beznau (KKB). Zum Bau der beiden weitgehend identischen Anlagen (*Bild 1*) entschieden sich die Nordostschweizerischen Kraftwerke (NOK) 1964 und 1967, die Inbetriebnahme erfolgte 1969 bzw. 1971. Das KKB liegt auf einer durch den Kanal für das Wasserkraftwerk Beznau gebildeten Insel. Da die Aare ausreichende Kühlwasserversorgung gewährleistet, konnte auf einen Kühlturm verzichtet werden.

VON H. P. HESS, DÖTTINGEN,
UND K. WEIGELT, ALBRUCK

Beide Blöcke des KKB sind mit Druckwasser-Reactoren ausgerüstet; sekundärseitig sind je Reaktor zwei Turbogruppen vorhanden, von denen jede aus einer Hochdruck- und zwei Niederdruckturbinen sowie einem Generator besteht. Block 1 und 2 sind als *Grundlast-Kraftwerke* eingesetzt und verfügen über eine Netto-Nennleistung von je 365 MW.

Seit 1984 liefert das KKB auch *Fernwärme* in das Regionale Fernwärmenetz unteres Aaretal (Refuna), das rund 15 000 Bewohner der Region versorgt. Die Wärmeauskopplung erfolgt zwischen Hochdruck- und Niederdruckteil der Turbinen; dort wird Dampf mit einer Temperatur von 127 °C entnommen und einem Wärmetauscher zugeführt. In letzterem erwärmtes Wasser gelangt als Träger der Fernwärme dann in das Netz. Bei einer Wärmeauskopplung von 50 MW reduziert sich die elektrische Kraftwerksleistung lediglich um 10 MW. Mehr noch: Es werden zugleich 40 MW weniger Wärme an das Kühlwasser und somit in die Aare abgegeben.

In beiden Blöcken sind insgesamt vier baugleiche zweipolige Generatoren mit einer Leistung von je 228 MVA und einer Statorbemesungsspannung von 15,5 kV installiert. Die Generatoren werden mit Wasserstoff gekühlt, und zwar die Rotorwicklungen direkt und die Statorwicklungen indirekt (*Bild 2*). Jede Turbogruppe hat bislang über 200 000 Betriebsstunden zurückgelegt. Revisionsabstellungen erfolgen im Sommer, zumal der dann ohnehin geringere Strombedarf durch die Wasserkraftwerke der NOK gedeckt werden kann.

Im Verlauf der Revisionen finden die



üblichen Wartungsarbeiten an Generatoren statt, wobei an den Statorwickelköpfen der Maschinen TG 11, TG 12, TG 21 und TG 22 (TG = Turbogruppe) immer wieder *Abrieb* festgestellt wurde (*Bild 3*). Dieser Abrieb entsteht infolge hoher Schwingungen und Relativbewegungen zwischen den einzelnen Komponenten. Beide Ursachen sollten jedoch vermieden werden, um vorzeitigem Altern der Statorwicklungen entgegenzuwirken. Isolationsabrieb ergibt zusammen mit Öl ein gelbliches Gemisch, das wie *Schleifpaste*

Bild 2

Wasserstoffgekühlter zweipoliger Generator (228 MVA Leistung und 15,5 kV Statorbemesungsspannung)

Bild 3

Isolationsabrieb zwischen den Wickelkopfabstützelementen

wirkt und in diesem Bereich daher unerwünscht ist, weil es die Lebensdauer des Generators beeinflusst.

Im Hinblick auf die Planung künftiger Revisionen (Abschnitt 2) und im Interesse zuverlässigen Weiterbetriebs über 20...30 Jahre (Abschnitt 3) wurde entschieden, die effektiven Schwingungen der Statorwickelköpfe zu messen und dann auf dieser Grundlage zweckdienliche Nachrüstmaßnahmen vorzunehmen. Zur Messung und Auswertung der Schwingungen wurde ein faseroptisches System (Abschnitt 4) eingesetzt.

2 Planung künftiger Revisionen

Bisher wurde alljährlich in jedem Block ein Brennelementwechsel mit Revision aller wesentlichen Komponenten durchgeführt, die man im Lastbetrieb nicht revidieren kann. Für die beiden Generatoren eines jeden Blocks bedeutete dies, dass jeweils an einem Generator eine große Revision mit Rotordemontage und am anderen Generator lediglich eine Diagnosemessung erfolgte. Daraus folgt, dass jeder Generator alle vier Jahre einer *Totalrevision* mit Ausbau des Rotors unterzogen wurde.

Ursachen dieser aufwändigen Prüf- und Instandsetzungsmaßnahmen waren unter anderen auch die Kontrolle des alten Rotorkapenmaterials, Instandsetzungsarbeiten am Statorwickelkopf wegen des erwähnten Abriebs, die Kontrolle der Statornutverkeilung mit

Befestigung loser Keile sowie andere Instandsetzungen an den Turbinen. Außer dem Abrieb im Statorwickelkopf konnten notwendige Verbesserungen – etwa der Ersatz der Rotorkappen durch Ausführungen, die gegen Spannungsrissskorrosion unempfindlich sind – realisiert werden, um das Intervall der Totalrevision der Generatoren von vier Jahren künftig auf acht Jahre zu verdoppeln. Dies entspricht einer Reduktion der Gesamtkosten der Generatorrevision um etwa 30...40%.

Damit aber die notwendige Kontrolle des Generatorenzustands jederzeit erhalten bleibt und um eventuelle Veränderungen schon frühzeitig erkennen zu können, wurde in ein *Online-Monitoringsystem* investiert. So hat man hierzu Koppelkondensatoren fest in den Generatorschalter eingebaut, um jederzeit Teilentladungsmessungen in der Statorwicklung und in der gesamten Ableitung einschließlich des Transformators zu ermöglichen. Außerdem wurde am Wellenende auf der Nichtantriebsseite eine Erdungsbürstenüberwachung eingebaut, die ständig online über den allgemeinen Zustand aller Generatorerteilssysteme informiert.

Vor und während der Revisionsabschaltung werden die vom Hersteller speziell empfohlenen zusätzlichen Generatordiagnosepakete realisiert. Das bereits installierte faseroptische Messsystem vervollständigt nunmehr das Online-Monitoringsystem der vier Generatoren des KKB.

3 Maßnahmen für Betrieb über weitere 20...30 Jahre

Es versteht sich, dass die hier diskutierten Maßnahmen ausschließlich auf die vier Gene-

ratoren beschränkt bleiben. Um die Ursache des Abriebs an den Wickelköpfen zu finden, führte der Hersteller zwischen 1992 und 1994 strukturdynamische Untersuchungen der Wickelköpfe durch. Diese ergaben Resonanzfrequenzen der Vier-Knoten-Eigenform knapp über 100 Hz sowie ferner zu hohe dynamische Nachgiebigkeiten der Wickelköpfe in Umfangsrichtung (*Bild 4*).

Die Schwingungsanalysen an den einzelnen Generatoren erfolgten anlässlich einer Revisionsabschaltung bei Raumtemperatur und geöffnetem Generator. Auf der Antriebsseite war der Wickelkopf geringfügig weicher als jener auf der Nichtantriebsseite, dessen Rundverbindungen und Ableitungen versteifend wirken. Im laufenden Betrieb war – bedingt durch die dann erhöhte Wickelkopftemperatur – mit um einige Hertz absinkenden Resonanzfrequenzen zu rechnen.

Dies konnte dazu führen, dass die Resonanzfrequenzen der Vier-Knoten-Eigenform mit der Frequenz der anregenden Kräfte von 100 Hz identisch werden. Bei den hohen dynamischen Nachgiebigkeiten der Wickelköpfe in Umfangsrichtung war mit hohen Schwingungsamplituden im Betrieb zu rechnen, was der immer wieder festgestellte Isolationsabrieb schon zuvor bestätigt hatte.

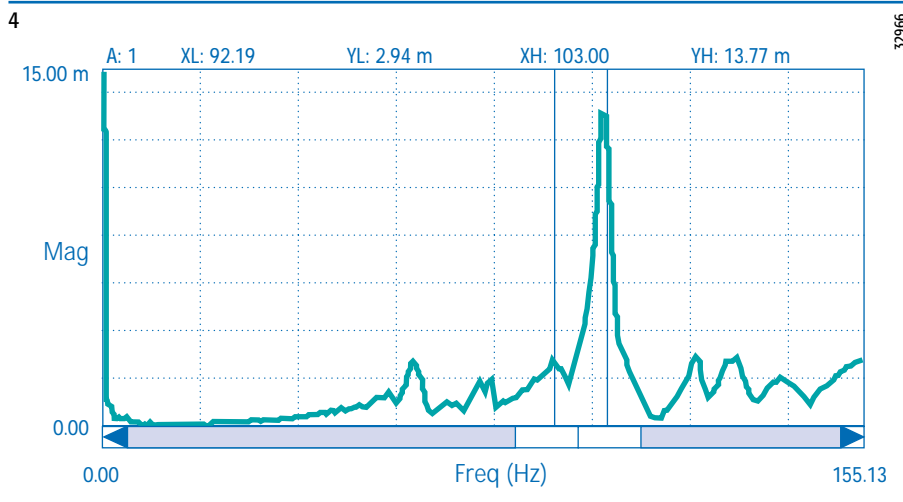
Als mögliche Nachrüstmaßnahmen wurden die *Neuwicklung der Statoren* und eine *Modifikation der Statorwickelköpfe* diskutiert. Ersteres hätte längeren Ausfall der Energieproduktion und hohe Investitionskosten bedeutet, was aber unbedingt vermieden werden sollte. Oberstes Ziel war daher, die Generatoren zu ertüchtigen, um während der Restlebensdauer die Neuwicklung zu ersparen, und alles daranzusetzen, um schadenbedingten Produktionsausfällen durch die Generatoren vorzubeugen. Letzten Endes gilt:

- *Nur eine laufende und sicher überwachte Anlage erhält Arbeitsplätze, senkt Produktionskosten und schafft das notwendige Vertrauen in der Bevölkerung.*

Im Hinblick auf die Planung künftiger Revisionen der beiden Blöcke und deren zuverlässigen Betrieb über weitere 20...30 Jahre wurde daher entschieden, zunächst die Schwingungen der Statorwickelköpfe im laufenden Betrieb zu messen, wozu ein faseroptisches Messsystem (*Bild 5*) installiert wurde.

Anhand der Ergebnisse sollten gegebenenfalls geeignete Nachrüstmaßnahmen beschlossen werden. Nachdem dann diese Messungen

Bild 4
 Resonanzstelle des Wickelkopfs auf der Antriebsseite bei 103 Hz



wie auch zahlreiche elektrische Prüfungen – sie signalisierten den guten Isolationstechnischen Zustand der Statorwicklung – an einem Generator erfolgt waren, wurde zunächst über eine Modifikation der Wickelkopfabstützung nachgedacht. Durch eine *Tangentialverkeilung der Wickelköpfe* schien es möglich, mit relativ geringem Aufwand die dynamischen Nachgiebigkeiten in Umfangsrichtung deutlich auf akzeptable Werte verkleinern sowie die Resonanzfrequenzen der Vier-Knoten-Eigenform beeinflussen zu können. So verbindet die tangentialverkeilung die einzelnen Wickelköpfe zu einem versteifenden Gewölbe (*Bild 6*). Da dies nach reiflicher Überlegung die wirtschaftlichste Lösung bedeutete, wurde seitens der NOK beschlossen, die Tangentialverkeilung an einem der vier Generatoren vorzunehmen.

4 Faseroptik

Durch den Einsatz von Online-Monitoring lässt sich der wirtschaftliche Betrieb von Turbo- und Hydrogeneratoren erheblich verbessern. Schwingungen und Maschinendaten – darunter Temperaturen, Wasserstoffdruck und -reinheit, Durchflüsse, Teilladungen und Windungsschlüsse – können überwacht und zur Zustandsbeurteilung des gesamten Generators genutzt werden. Dies ist besonders bedeutsam, wenn man die Revisionsintervalle zustandsabhängig mehr und mehr zu vergrößern trachtet; Intervalle von 10...12 Jahren sind inzwischen keine Seltenheit.

Da Schwingungen – insbesondere von Statorwickelköpfen – für die Zustandsbeurteilung von Generatoren wesentlich sind, sollten sie zur Früherkennung von Anomalien und Problemen herangezogen werden. Da Statorwickelkopfschwingungen von vielerlei Betriebsparametern abhängen, wurde ein zuverlässiges Monitoringsystem zur Messung und Beurteilung sowie zur Anzeige und Speicherung von Messdaten geschaffen (*Bild 5*); es erlaubt Trendanalysen und statistische Aussagen über das Verhalten besagter Schwingungen.

Auf diese Weise erhält man klare und zudem übersichtliche Darstellungen der Messdaten und des Maschinenzustands, keineswegs jedoch lange und nur schwierig interpretierbare Schreiberdrucke. Faseroptische Sensoren werden unter anderem zu Schwingungsmessungen an hochspannungsführenden Teilen – etwa an Statorwicklungen –

eingesetzt, wofür konventionell verdrahtete Sensoren ungeeignet sind.

Statorwickelköpfe werden durch elektrodynamische Kräfte während des Betriebs angeregt; die Schwingungsamplituden sind bei intakten Wickelkopfabstützungen dem Quadrat des Stroms proportional, während die Frequenz der doppelten Netzfrequenz entspricht. Deshalb werden Statorwickelköpfe bei 50 Hz Netzfrequenz mit 100 Hz bzw. bei 60 Hz Netzfrequenz mit 120 Hz angeregt. Bei lockeren Abstützungen kann es vorkommen, dass bei Teillast höhere Amplituden als bei Vollast gemessen werden.

Hohe Statorwickelkopfschwingungen vermögen binnen kurzer Zeit zur Lockerung des gesamten Wickelkopfverbunds zu führen,

was wiederum Isolationsabrieb und Ermüdungsbrüche von Leitern und Lötverbindungen verursachen sowie im Schadenfall lange Ausfallzeiten und beträchtliche Kosten nach sich ziehen kann. Daher liefert ein Monitoringssystem nun entsprechende Daten, die unter anderem zur Planung von Revisionen und Nachrüstmaßnahmen beitragen, aber auch Ausfallzeiten durch notwendig gewordene Revisionen verkürzen helfen.

Ein typischer *faseroptischer Sensor* ist in *Bild 7* wiedergegeben; er detektiert Schwingungen in *einer* Richtung. Außer den kleinen Abmessungen erlaubt insbesondere die elektrische Isolation des Messsystems den Einsatz an hochspannungsführenden Teilen. Der Sensorkopf ist mit drei Glasfaserkabeln



Bild 5
 Faseroptisches Messsystem, bestehend aus PC für Datenverarbeitung und -anzeige, faseroptischen Sensoren mit Kabeln und Energieversorgung

Bild 6
 Beispiel für die Tangentialverkeilung der Wickelköpfe

Bild 7
 Faseroptischer Sensor mit Glasfaserkabeln

verbunden; über ein Kabel wird ein Lichtstrahl zum Sensor geführt, während über die anderen beiden Kabel das Sensorsignal an die zugehörige Auswerteeinheit gelangt. Die Funktion beruht darauf, dass ein im Sensor elastisch aufgehängter dielektrischer Spiegel proportional zur jeweils auftretenden Schwingbeschleunigung ausgelenkt und infolgedessen der zugeführte Lichtstrahl über den entsprechenden Auslenkwinkel des dielektrischen Spiegels reflektiert wird.

In der *Signalaufbereitungseinheit* werden die vom Sensor kommenden optischen Signale in elektrische umgewandelt, aufbereitet und auf das erforderliche Niveau verstärkt. Das resultierende Messsignal – ein kalibriertes analoges Signal – ist der auftretenden Schwingbeschleunigung proportional und kann in einem Rechner bzw. Leittechniksystem weiterverarbeitet werden. Eine speziell entwickelte Software dient zur Signalauswertung, -darstellung und -speicherung; es werden

damit auch die jeweils gemessenen Schwinggeschwindigkeiten und Schwingungsamplituden bestimmt.

Nach Fast-Fourier-Transformation (FFT) werden die Messsignale in einem Amplituden-Frequenz-Spektrum angezeigt (*Bild 8*). Dieses System kann in seiner Gesamtheit als so genanntes Stand-alone-System eingesetzt oder auch mit einem Leitrechner verbunden werden. Darüber hinaus kann man es zu einem Generator-Monitoring- oder Expertensystem erweitern, womit noch weitere Betriebsgrößen, wie Schein-, Wirk- und Blindleistung sowie Ströme, Spannungen, Temperaturen u.a.m., erfasst und ausgewertet werden.

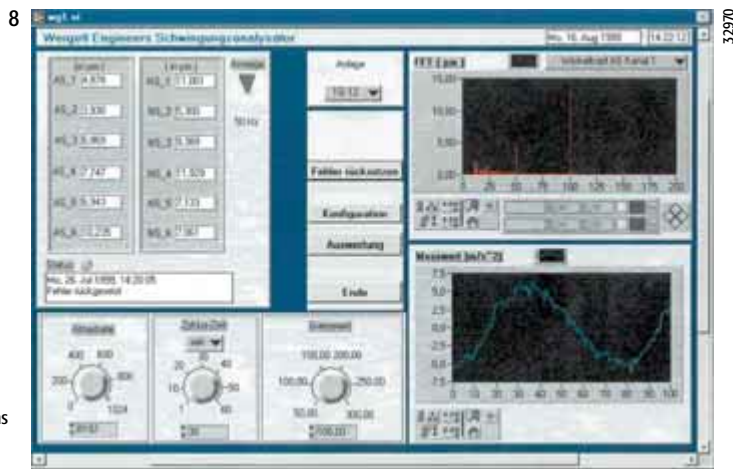
5 Installation der Faseroptik

Ein vollständiges faseroptisches Messsystem ist in Bild 5 wiedergegeben; es besteht aus faseroptischen Sensoren und zugehörigen Kabeln, der erforderlichen Energieversorgung und einem Rechner. Ein solches System kann ohne weiteres an bereits in Betrieb befindlichen Generatoren während einer Revision installiert werden, wofür man erfahrungsge-

Bild 8
 Blick auf die Bedienoberfläche des Systemrechners

Bild 9
 Installierter faseroptischer Schwingensensor für radiale Messrichtung

Bild 10
 Flansch mit Kabeln für sechs faseroptische Sensoren



mäß etwa sieben Tage benötigt. Bei Turbogeneratoren sind allgemein zwölf Sensoren üblich, wovon je sechs auf die Antriebs- und die Nichtantriebsseite entfallen. Es wird von einem je Phasengruppe zu installierenden Sensor ausgegangen, weshalb bei größeren Wasserkraftgeneratoren auch mehr als zwölf Sensoren erforderlich werden können.

Wie schon erwähnt, sind die hier in Rede stehenden Sensoren in *einer* Richtung schwingungsempfindlich. Mithin kann man nach ihrer Installation radiale, tangentiale bzw. axiale Schwingungen messen. Zusammen mit ihren Kabeln werden die Sensoren gemäß *Bild 9* auf den Wickelköpfen angebracht, wobei die Angaben zu den Biegeradien der Kabel zu beachten und einzuhalten sind. An der Signalaufbereitungseinheit können die elektrischen Messsignale abgegriffen werden.

Es sollte nicht unerwähnt bleiben, dass diese Einheit bei wasserstoffgekühlten Generatoren natürlich mit einer O-Ring-Dichtung versehen wird; hierdurch erfolgt dann die Durchführung über das Generatorgehäuse bzw. einen Flansch (*Bild 10*).

6 Schwingungsmessungen vor der Wickelkopfmodifikation

Um Wickelkopfschwingungen im laufenden Betrieb zu messen, wurden faseroptische Sensoren mit einer entsprechenden Auswerteeinheit zunächst an den Generatoren TG 11 und TG 12 installiert, später auch an den Generatoren TG 21 und TG 22. Da bereits beabsichtigt war, die Wickelköpfe tangential zu verkeilen, hat man je sechs Sensoren an der Antriebs- und an der Nichtantriebsseite zur Messung *radialer* Schwingungen eingesetzt. Hierzu befinden sich die Sensoren jeweils an jenen Statorstäben mit den längsten, nicht abgestützten axialen Ausladungen. Zusätzlich wurde ein Sensor auf der Antriebsseite an einer Phasentrennstelle installiert, um auftretende *tangentiale* Schwingungen zu messen (*Bild 11*).

Die gemessenen Schwingungen sind von der aktuellen Scheinleistung und von der Kühlgastemperatur abhängig; somit prägen sich schon geringfügige Änderungen der Kühlgastemperatur in den Schwingungsamplituden aus. Dies beruht darauf, dass die Wickelkopfeigenfrequenzen im Betrieb mehr oder weniger identisch mit der Frequenz der anregenden elektrodynamischen Kräfte von

100 Hz sind. Zur Sache sprechen die Darstellungen in *Bild 12 und 13*; sie zeigen das Schwingungsverhalten der Wickelköpfe während einer Leistungsänderung bzw. während eines Kühlerwechsels.

Da es sich hier um vier baugleiche Generatoren handelt, wurde auch vergleichbares Schwingungsverhalten erwartet. Allerdings ergab die Auswertung der gemessenen Wickelkopfschwingungen die nachfolgend skizzierte Situation.

- 100-Hz-Schwingungsamplituden auf der Antriebsseite in *tangentialer* Richtung während des *Anfahrens* über mehrere Stunden bzw. Tage:

TG 11	136 µm
TG 12	212 µm
TG 21	110 µm
TG 22	189 µm
- Schwingungsamplituden auf der Antriebsseite in *tangentialer* Richtung bei *Volllast*:

TG 11	38 µm
TG 12	97 µm
TG 21	70 µm
TG 22	101 µm

Wie man daraus ersieht, kann das Schwingungsverhalten auch bei baugleichen Generatoren durchaus unterschiedlich sein.

Die *radialen* Schwingungen auf der Antriebs- und auf der Nichtantriebsseite blieben hingegen sämtlich unter 70 µm. Da das erwähnte Messsystem das gesamte vorkommende Frequenzspektrum abdeckt, wurden auch die 50-Hz-Schwingungen ausgewertet. Während sie bei den Generatoren TG 12, TG 21 und

TG 22 unbedeutend waren, wurde am Generator TG 11 ein Wert von 50 µm gemessen. Diese 50-Hz-Schwingungen können nicht etwa vom Statorwickelkopf angeregt sein, sondern sie werden durch den Rotor über die Lagerschilde auf den Wickelkopf übertragen und sind in diesem Fall vielmehr auf einen schlechten Balancierzustand des Rotors zurückzuführen.

Je nach Wickelkopfabstützung können nun auf Erfahrung beruhende *Schwingungsgrenzwerte* angegeben werden; sie basieren auf Lockerungserscheinungen und dem dadurch zu beobachtenden Isolationsabrieb. Bei den Generatoren des KKB sollte man anstreben, ein Schwingungsniveau von 70 µm nicht zu überschreiten, da Isolationsabrieb bereits über Jahre festgestellt wurde. Es sollte auch mehr auf Schwingungen während des Anfahrens geachtet werden, zumal sie durchaus über mehrere Stunden oder sogar Tage wirken und zu Anrissen im Wickelkopfverbund führen können. Nach Lage der Dinge beruhen die hohen Schwingungen während des Anfahrens auf dem noch kalten Blechkörper; mit seiner zunehmenden Erwärmung gehen sie zurück. Anfahrzeiten von mehreren Stunden können allerdings genügen, um den Wickelkopf zu lockern.

Bild 11
 Installierter faseroptischer Schwingungssensor für tangentiale Messrichtung



Bild 12
 Schwingungsverhalten der Wickelköpfe
 während einer Leistungsänderung

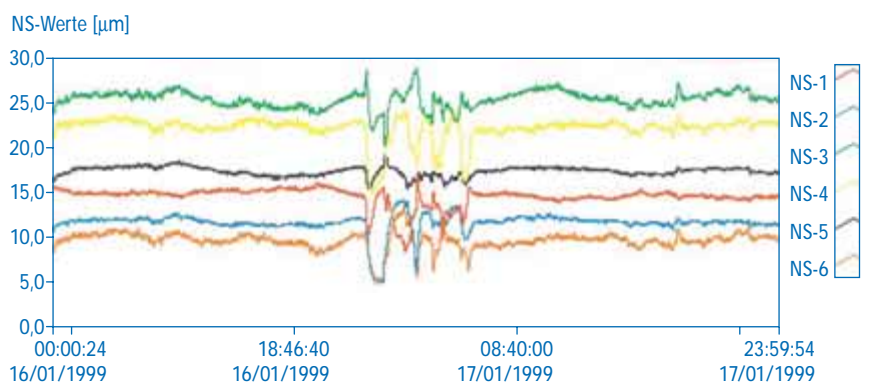
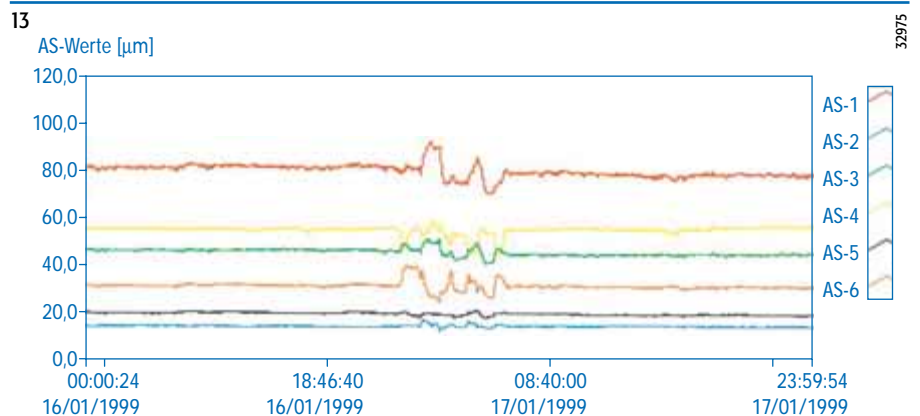
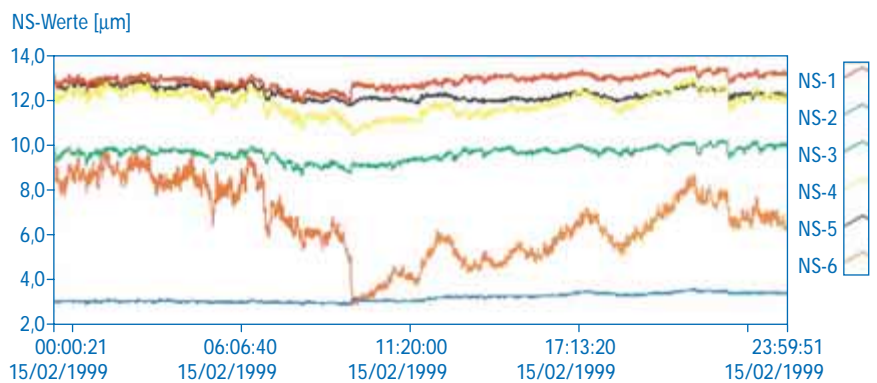
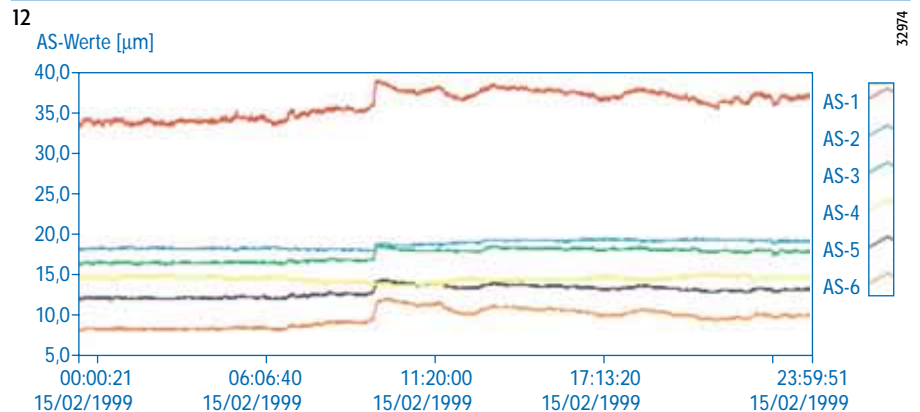
Bild 13
 Schwingungsverhalten der Wickelköpfe
 während des Kühlerreinigens

Würde man keine zweckdienlichen Maßnahmen ergreifen, wäre bereits über die nächsten Jahre mit beschleunigtem Isolationsabrieb zu rechnen. Beschleunigend wirkt Öl bei diesem Prozess; es ist in jedem Generator mehr oder weniger vorhanden. Falls dann aufgrund hoher Schwingungswerte noch Spalte zwischen den Wickelkopfkomponenten entstehen und ein gewisses Ausmaß überschreiten, werden sie sich im Lauf der Zeit mit Öl füllen. Zusammen mit dem Isolationsabrieb bildet das Öl eine Art *Schleifpaste*, die dazu angetan ist, einen Wickelkopf binnen weniger Tage bzw. Wochen vollständig zu lockern. Wie die Erfahrung ebenfalls lehrt, können die Schwingungsamplituden überdies innerhalb verhältnismäßig kurzer Zeit um den Faktor 5...10 ansteigen. Solchermaßen betroffene Wickelköpfe sind auf die Dauer *nicht mehr sanierbar*; weshalb ihre Neuwicklung dann zwangsläufig erforderlich wird.

Alles in allem sind dies hinreichend plausible Gründe, die Tangentialverkeilung der Wickelköpfe zu empfehlen. Dieselbe sollte zuerst an den Generatoren TG 12 und TG 22 vorgenommen werden, da diese beim Anfahren wie auch im Betrieb hohe 100-Hz-Schwingungen aufwiesen. Danach sollten dann auch die Generatoren TG 11 und TG 21 angepasst werden. Mit dieser Maßnahme wollte man ermöglichen, die Statorwicklungen noch über mehrere Jahrzehnte problemlos betreiben zu können.

7 Schwingungsmessungen nach der Wickelkopfmodifikation

Sobald am Generator TG 12 die beschriebene Tangentialverkeilung vorgenommen worden war, wovon man eine Reduktion der Wickelkopfschwingungen erwartete, fanden neuerliche Schwingungsmessungen statt. Tatsächlich betrug denn auch die *Tangentialschwingungen* während des Anfahrens nicht mehr 212 µm, sondern nur noch 118 µm (*Bild 14*) und waren im Normalbetrieb von ursprünglich 100 µm auf 75 µm reduziert. Bei den Radialschwingungen war der Maximalwert



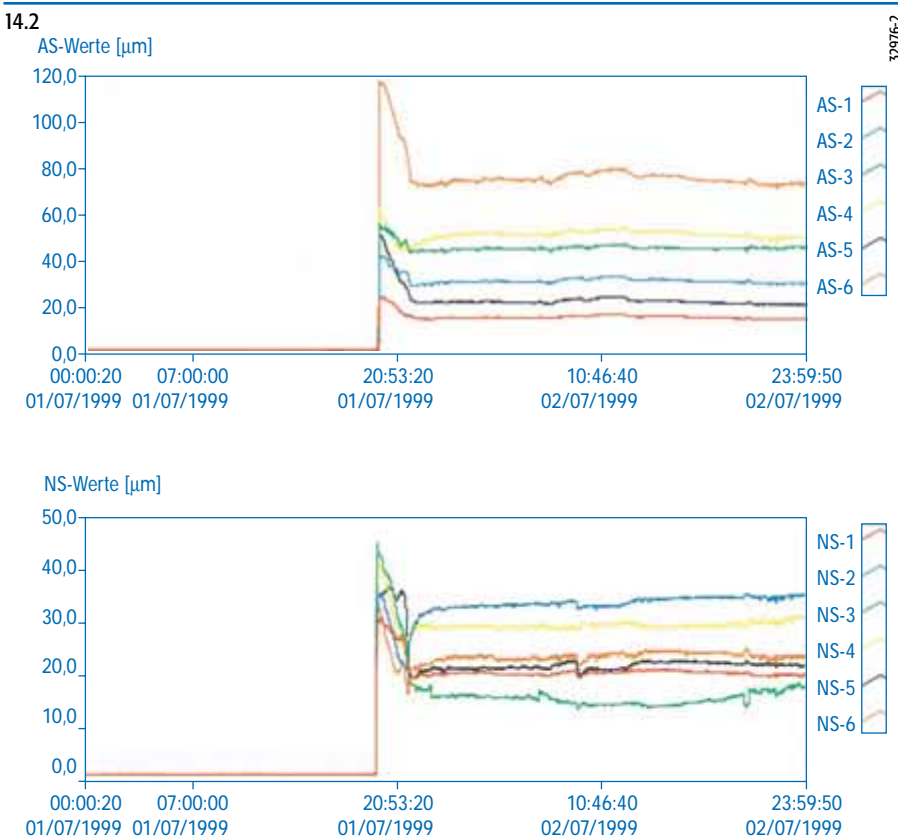
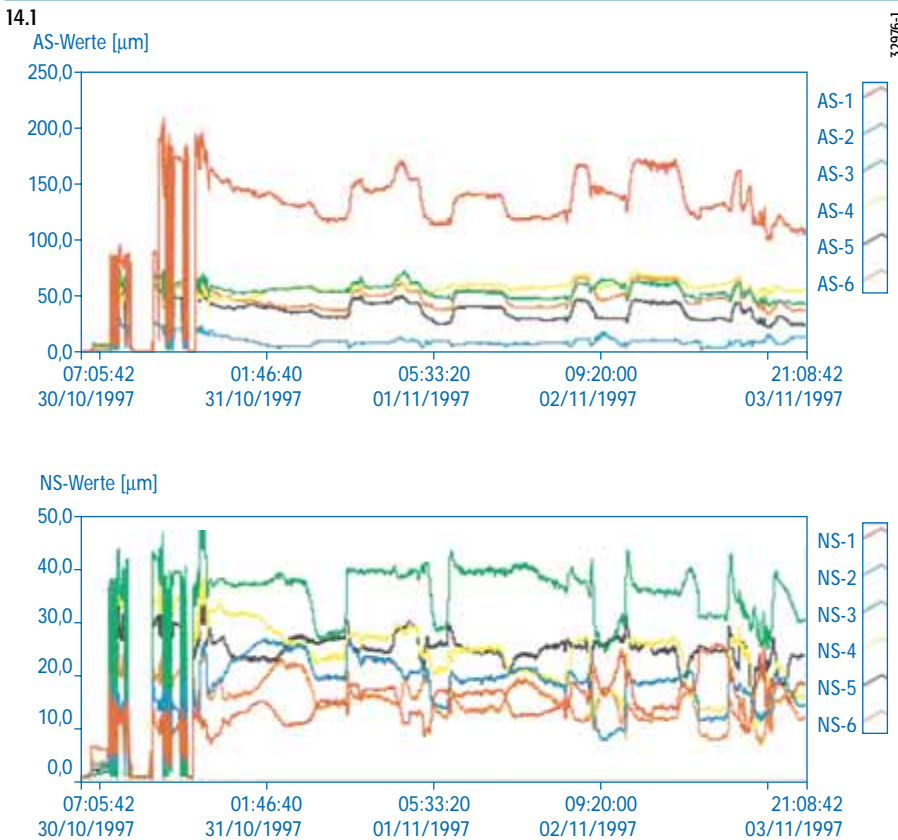


Bild 14

Schwingungsverhalten beim Anfahren vor (Bild 14.1) und nach (Bild 14.2) der Wickelkopfmodifikation

von zuvor $30\ \mu\text{m}$ nun auf $20\ \mu\text{m}$ verringert. Einige auf tiefem Niveau befindliche *Radial*-schwingungswerte sind zwar leicht angestiegen, doch durchschnittlich konnten diese auch um etwa 30% herabgesetzt werden.

8 Zusammenfassung

Bei den Generatoren des KKB handelt es sich um etwa 30 Jahre alte Maschinen, die durch gezielte Nachrüstungen weitere 20...30 Jahre betrieben werden sollen. Um dieses hoch gesteckte Ziel zu erreichen, wurde nach Wegen gesucht, vorhandene Schwachstellen an bedeutenden Komponenten laufend überwachen und deren Zustand beurteilen zu können. Dabei hat man der Schwingungsüberwachung von Statorwickelköpfen besondere Beachtung beigemessen, denn sie stellt eine wesentliche und zuverlässige Maßnahme bei der Zustandsbeurteilung von Generatoren dar.

Schwachstellen und Anomalien können durch *zweckgerichtete Überwachung* rechtzeitig erkannt, Schäden verhindert werden. Auswirkungen von Störfällen, wie etwa generatorennahe Kurzschlüsse, können erfasst und beurteilt werden; auf Veränderungen kann man unverzüglich reagieren. Mehr noch: Die Schwingungsüberwachung von Statorwickelköpfen liefert wichtige Informationen zur Planung von Revisionen und eventuellen Nachrüstmaßnahmen; sie bildet eine Grundlage der problemlosen Verlängerung von Revisionsintervallen und trägt zu Kostenersparnis bei. Damit lässt sich die Verfügbarkeit erhöhen und die Generatorlebensdauer verlängern.

Dipl.-Ing. Hans Peter Hess,
 Nordostschweizerische Kraftwerke,
 Kernkraftwerk Beznau, Abt. E-S,
 CH-5312 Döttingen
 Fax: (00 41 56) 266 77 01
 e-mail: hhp@nok.ch

Prof. Dr.-Ing. Klaus Weigelt,
 Weigelt Engineers
 Ingenieurbüro & Beratungen,
 D-79774 Albrück-Buch
 Fax: (0 77 53) 91 29 3
 e-mail: K.Weigelt@t-online.de