

„Kleine Masse, große Wirkung!“

– Betriebsauswuchten als Maßnahme zur Optimierung des Dampfturbinenbetriebes

Clemens Bueren

Abstract

“Small mass, great effect”- Balancing as a method of optimizing the operation of steam turbines

The operational balancing of steam turbines is a commonly used and long known method of improving the vibration amplitudes and running behavior. In addition to balancing the dismantled rotor in special balancing stands, operational balancing on the turbine is a necessary optimization measure. In practice, this usually involves achieving the agreed vibration limits after mechanical modifications such as overhaul work, or avoiding operating faults (protective shutdown). Good vibration behavior, with low amplitudes, also reduces wear and lifetime consumption of important plant components.

However, not every vibration phenomenon can be eliminated by operational balancing, which is why a detailed analysis must be carried out before planning and executing the

balancing. The quality of this analysis is a prerequisite for successful improvement of vibration and operational behavior. Qualified analyses are only possible with tested and suitable measuring equipment using the so-called order analysis with phase angle determination. In addition, high demands are placed on the corresponding specialists, since knowledge of measurement technology, rotor dynamics and steam turbine operation is a prerequisite for successful measures.

Due to the many years of experience of Siempelkamp NIS in the field of vibration analysis and operational balancing of turbines and generators, this technical article describes the fundamental procedure.

Einleitung

Das Betriebsauswuchten von Dampfturbinen ist eine Möglichkeit, die Schwingungsamplituden und damit das Laufverhalten (Bild 1) von Turbinen, Generatoren und Nebenanlagen im Kraftwerk zu verbessern. Neben dem Auswuchten des Einzelläufers in speziellen Wuchtständen, stellt das Betriebsauswuchten auf der Anlage eine notwendig und vorzuziehende Optimierungsmaßnahme dar. Dabei geht es in der Praxis meist darum, nach mechanischen Veränderungen wie z.B. Revisionsarbeiten, die vereinbarten Schwingungsgrenzwerte zu er-

reichen oder Betriebsstörungen (Schutzabschaltung) zu vermeiden. Ein gutes Schwingungsverhalten, mit niedrigen Amplituden reduziert zudem Verschleiß und Lebensdauerverbrauch wichtiger Anlagenkomponenten.

Allerdings kann nicht jedes Schwingungsphänomen durch eine Betriebsauswuchtung beseitigt werden, weshalb vor Planung und Ausführung der Auswuchtung eine detaillierte Analyse erfolgen muss. Qualifizierte Analysen sind nur mit erprobtem und geeignetem Messequipment unter Anwendung der sog. Ordnungsanalyse mit Phasenwinkelermittlung möglich. Zudem werden an die entsprechenden Fachleute hohe Anforderungen gestellt, da hier Kenntnisse der Messtechnik, der Rotordynamik und des Dampfturbinenbetriebes Voraussetzung für eine erfolgreiche Maßnahme ist.

Aufgrund der langjährigen Erfahrungen der Siempelkamp NIS auf dem Gebiet der Schwingungsanalyse und Betriebsauswuchtung von Turbinen und Generatoren, beschreibt dieser Fachartikel die grundsätzliche Vorgehensweise.

Wann und warum sollte man die Anlage auswuchten?

Die Motivation für das Betriebsauswuchten ist scheinbar schnell erklärt, denn es geht vereinfacht immer darum, die Schwingungsamplituden an den Messstellen eines

Autor

Dipl.-Ing. (FH) Clemens Bueren
Siempelkamp NIS
Essen, Deutschland



Bild 1. Kaum zu glauben, dass ein solch, kleines Wuchtgewicht das Schwingungsverhalten einer riesigen Turbine nachhaltig verbessern kann! Eine kleine Masse, richtig angewendet kann eine große Wirkung entfalten.



Bild 2. Schäden im Bereich von Labyrinthdichtungen und Gleitlagern aufgrund hoher Schwingungsamplituden im Betrieb, aber auch im Hoch- Auslaufbetrieb.

Turbosatzes im Leistungsbetrieb oder bei bestimmten Betriebszuständen zu reduzieren.

Wie schon an anderer Stelle beschrieben ist das Schwingungsverhalten der wichtigste Indikator für den Zustand des „rotating equipments“ [1]. So wird ein Laufverhalten mit niedrigen und gut reproduzierbaren Amplituden mit geringem Verschleiß und einem allgemein guten Zustand von Turbine, Getriebe und Generator in Zusammenhang gebracht.

Ein Laufverhalten mit hohen Amplituden an einzelnen Messstellen oder gar über den gesamten rotierenden Strang führt oft zu Schäden an der Maschine, aber auch an der Peripherie der Turbinenanlage. Um nur einige Beispiele zu nennen, können beschädigte Dichtbereiche, zerstörte Gleitlager und Lagerfixierungen oder gar katastrophale Wellenrisse Folgen von dauerhaft hohen Schwingungsamplituden sein (Bild 2). Aber auch die Auswirkungen auf die Peripherie des Turbostrangs sind nicht zu unterschätzen. So konnte der Verfasser kürzlich an der sogenannten Laterne bzw. dem Antrieb der Stellventile einer MD-Teilturbine, Amplituden von über 100 mm/srms messen. Wenn solche Amplituden und deren Wirkungen über Monate zugelassen werden, ist fast zwangsläufig mit Beschädigungen am Ventilsitz, Spindel oder Führung des Stellventils zu rechnen.

Eine häufige Motivation für die Reduzierung der Schwingungsamplituden stellt die Einhaltung von bestimmten Schwingungsgrenzwerten dar. Diese Grenzwerte, deren Überschreitung vermieden werden sollen, können aus verschiedenen Quellen und Annahmen entwickelt worden sein. Dazu gehören vertragliche Vereinbarungen, die zum Beispiel bei Revisionsarbeiten an der Gesamtanlage oder Einzelkomponenten (Modulrevision) vereinbart wurden, genauso, wie vereinbarte Schwingungsgrenzwerte bei Neubau oder Retrofit von Anlagen. Meist werden dabei die Zonengrenzwerte in den Anhängen der Normenreihe DIN ISO 20816-ff herangezogen. Leider wird die Bedeutung dieser Normen in der Diskussion oft nur auf

diese Grenzwerte im Anhang der Normen reduziert. Dabei enthalten diese Normen viel mehr sinnvolle Anmerkungen zum Schwingungsverhalten, als nur die reinen Grenzwerte der wenig aussagekräftigen Gesamtschwingungswerte.

Meist wurden an den Anlagen die Alarmgrenzen in der Leittechnik nach Vorgabe des Turbinenherstellers oder aus langjähriger Betriebserfahrung auf ein Niveau gesetzt, welches bei geänderten Betriebszuständen oder nach Anlagenmodifikation jetzt häufig überschritten wird. Oftmals geht es aber auch darum, einen störungsfreien Betrieb der Anlage bzw. die Verfügbarkeit sicher zu stellen, ohne das Risiko einzugehen, dass die Schwingungsschutzeinrichtung die Anlage bei Betrieb, im Hochlauf bzw. beim Durchfahren der kritischen Drehzahlen abschaltet.

In Fällen, wenn das Schwingungsverhalten sich also mit der Zeit, nach einer Maßnahme oder durch geänderte Betriebsrandbedingungen geändert hat, wird oft schnell das Betriebsauswuchten als Abhilfemaßnahme genannt. Hierbei muss aber darauf hingewiesen werden, dass vor dem Betriebsauswuchten unbedingt eine Analysephase notwendig ist, um die eigentliche Ursache der Schwingungsveränderung einzugrenzen.

Analyse! Unbedingt notwendig!

Um eine solche Analyse des Schwingungsverhaltens zu gewährleisten, ist es notwendig zumindest zeitweise ein Schwingungsdiagnosegerät mit Anwendung der Ordnungsanalyse anzuschließen, oder besser auf eine vorhandene, fest installierte Einrichtung zurück zu greifen.

Aber warum ist es so wichtig eine Schwingungsdiagnoseeinrichtung zu verwenden? Warum reichen da nicht die umfangreichen Informationen aus der Leittechnik?

In der Leittechnik bzw. der Schwingungsschutzeinrichtung wird der sogenannte Gesamtschwingungswert angezeigt, der zwar ein gutes Maß für eine globale Sichtweise

darstellt und für die Alarmierung bzw. Abschaltung der Anlage geeignet, für die Analyse vor einer Betriebsauswuchtung aber absolut untauglich ist.

Eine geeignete, installierte Schwingungsdiagnoseeinrichtung ist in der Lage, das Gesamtschwingungssignal in seine Bestandteile zu zerlegen und so klare Aussagen über die Ursache der Schwingungsamplitude zu geben. Diese Betrachtungsweise der einzelnen Anteile bezogen auf die jeweilige Frequenz stellt die frequenzselektive Analyse dar. Bezogen auf unser Hauptthema „Betriebsauswuchten“ kann hieraus die wichtige Information gezogen werden, ob die Schwingungsamplituden an der betreffenden Anlage überhaupt auswuchtbar sind. Große Vorteile haben fest installierte Diagnosesysteme an der betreffenden Anlage, die die Daten bereits seit Jahren gesammelt haben und eine Erkennbarkeit signifikanter Abweichungen zu einem frühen Zeitpunkt ermöglicht. Wenn dieses Diagnosesystem, wie beispielsweise beim STUDIS-SE, über eine fortschrittliche Korrelationsrechnung und Langzeitspeicher der Daten verfügt, sind ideale Analysevoraussetzungen gegeben.

Generell können nur Anteile mit der sogenannten 1f (1x, 1n) drehharmonischen Drehfrequenz durch das Auswuchten beeinflusst werden. Als Beispiel kann nur der 50Hz Anteil der Schwingungsamplitude an einer Dampfturbine mit Nenndrehzahl 3.000 1/min durch das Betriebsauswuchten beeinflusst bzw. reduziert werden. Alle anderen Anteile lassen sich durch eine Gewichtssatzung nicht beeinflussen! Aber welche anderen Anteile des Gesamtschwingungswertes könnten denn bei einer Dampfturbine betroffen sein?

In der Praxis können hohe Schwingungen durch Dampfanzugschlag, Mischreibung im Gleitlager (bis zur Zerstörung), sogenannte Ölinstabilitäten oder eine massiv gestörte Ausrichtung beobachtet werden. All diese Fehler oder Eigenschaften, die zum Teil kostspielige Schäden und lange Ausfallzeiten verursachen können, sind nicht durch das Betriebsauswuchten zu beeinflussen, da hier die 1f drehharmonischen Schwingungsanteile nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Wir müssen uns also bei der Relevanz für das Betriebsauswuchten auf Fehler konzentrieren, die sich im 1f drehharmonischen Anteil bemerkbar machen. Aber auch beim Vorliegen von 1f drehharmonischen Amplituden müssen Einschränkungen gemacht werden. Grundsätzlich sollte nur dann gewuchtet werden, wenn reproduzierbare Schwingungsamplituden vorliegen. Reproduzierbar heißt in diesem Falle, dass aus vergleichbaren Betriebsrandbedingungen immer sehr ähnliche Schwingungswerte resultieren. Noch dazu sollten diese Werte bei konstanten Randbedingungen auch auf stabilem Niveau bleiben. Wenn dies gegeben

ist, kann ein solch reproduzierbarer Zustand als Ausgangsbasis für das Betriebsauswuchten herangezogen werden (sog. Referenzpunkt). Das heißt aber auch, dass Schwingungsamplituden, die sich zum Beispiel aus zeitweisem Anstreifen der Welle in den Labyrinthdichtungen oder aber durch eine irreversible Läuferverkrümmung eines Generatorläufers (Dehnungsbehinderung der Stäbe nach Blindleistungsveränderung) ergeben, nur sehr bedingt durch Betriebsauswuchten beeinflussbar sind.

Diese Einschränkungen der Einflussmöglichkeiten auf 1f drehharmonische Schwingungen mit reproduzierbarem Charakter zeigt, wie wichtig die Analysephase mit einer Schwingungsdiagnoseeinrichtung ist.

Geeignete Diagnosesysteme liefern neben der frequenzselektiven Betrachtung aber auch noch den sogenannten Phasenwinkel der 1f drehharmonischen Werte. Dieser 1f Phasenwinkel stellt beim Betriebsauswuchten die zweite, zwingend notwendige Information für die Berechnung und Positionierung des Wuchtgewichtes dar. Insofern muss ein Betriebsauswuchten immer mit Hilfe einer Schwingungsdiagnoseeinrichtung erfolgen. Das können an einfachen Maschinen auch mal tragbare Handgeräte sein, die praktisch nur den Anschluss eines Sensors und des notwendigen Drehwinkelgebers (sogenannter Keyphazer) zulassen. Bei Turbinen und Generatoren, wo es darum geht gleichzeitig mehrere Messstellen zu erfassen und sowohl die Wirkung der Wellenschwingungen, wie aber auch die absoluten Schwingungen am Gehäuse und Lager zu erfassen, sollten vollständige und leistungsfähige Diagnosesysteme Verwendung finden. Das Diagnosesystem STUDIS-SE kann auch die Amplituden im Hoch-/Auslauf und Betrieb exakt zeitsynchron an allen Messstellen aufnehmen, weiterverarbeiten und die Kennwerte mit hoher Auflösung speichern. Bei der weiteren Erläuterung wird noch gezeigt, wie wichtig der exakte Vergleich des Referenzvorgangs mit den einzelnen Wuchtschritten ist.

Wenn im Kraftwerk eine solche Diagnoseeinrichtung nicht schon dauerhaft installiert ist, muss eine temporäre Messung für die Analysephase, den eigentlichen Auswuchtprozess und sinnvollerweise für eine anschließende Kontrollphase installiert werden. Für einen solchen Prozess installiert die Fa. Siempelkamp NIS ein sogenanntes mobiles STUDIS-SE entweder maschinennah, oder im Leittechnikraum in der Nähe der Schwingungsschutzeinrichtung (Bild 3). Alle Signale, die von den betrieblichen Schwingungssensoren geliefert werden, werden im Diagnosesystem aufgelegt. Da bedauerlicherweise viele Maschinen nicht vollständig mit Wellen- und Lagergehäusesensoren bestückt sind, wie es die DIN ISO 20816-1 für solche Anlagen empfiehlt, werden in diesen Fällen bewegliche Sensoren an den Lagergehäusen installiert (Bild 4). Insbesondere an Industriedampfturbinen



Bild 3. Temporäre Installation des Schwingungsdiagnosesystems STUDIS-SE an der Wellenschwingungsmessung bzw. den gepufferten Ausgängen des Schwingungsschutzes.



Bild 4. Zusätzliche, temporäre Gehäuseschwingungssensoren am vorderen Lager einer Industrieturbine mit 7 MW elektrischer Leistung. Die Anbringung der Sensoren in vertikaler horizontaler und axialer Richtung entspricht der Empfehlung der DIN ISO 20816-1 bzw. -3

mit Drehzahlen deutlich über 3000 1/min werden von den Maschinenherstellern oft nur Wellenschwingungssensoren installiert, obwohl diese prinzipbedingt bei den höheren Drehfrequenzen nur sehr niedrige Amplituden zeigen und wenig Rückschlüsse auf das Schwingungsverhalten zulassen. Die aussagekräftigen Gehäusesensoren, die eigentlich auch viel einfacher zu installieren sind, werden bei der Erstausrüstung von Industrieturbinenanlagen häufig eingespart. Dabei handelt es sich entweder um übertriebene Sparsamkeit oder aber ein bewusstes Weglassen, um sich während der IBS etwaige Diskussionen über die Höhe der Gehäuseschwingungen mit dem Kunden zu ersparen?

Zumindest sollte die Argumentation, für eine solche Sensorbestückung kritisch hinterfragt werden, da dies ja im Prinzip eine Abweichung von den Empfehlungen der technischen Regeln darstellt, die in der DIN ISO 20816-1 festgelegt wurde (Bild 5).

Eine Sensorbestückung entsprechend der Empfehlung der geltenden Normen der Reihe DIN ISO 20816 sollte also auch bei einer mobilen Messung angestrebt werden, um sowohl den Einfluss der Wellen- wie auch der Gehäuseschwingungen erkennen zu können. Die Diagnoseeinrichtung muss auch mit einem Drehwinkelgeber für die Phasenwinkelermittlung verbunden werden. Entweder wird der (meist) vorhandene

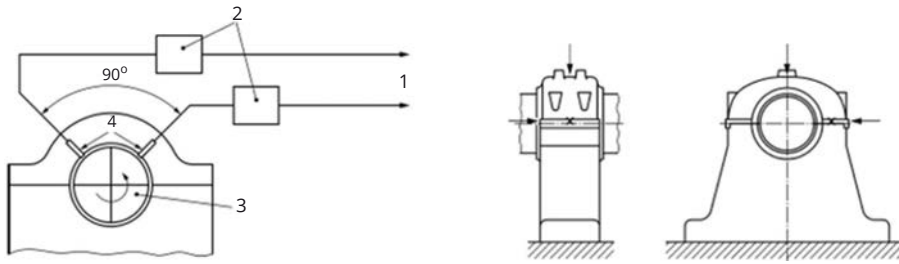


Bild 5. Anordnung von Wellen- und Gehäuseschwingungssensoren laut DIN ISO 20816-1 [2].

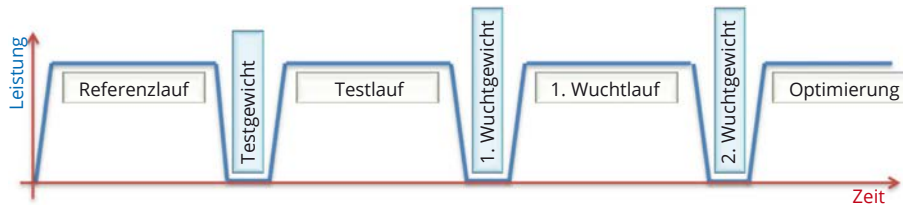


Bild 6. Zeitlicher und organisatorischer Ablauf einer Betriebsauswuchtung mit Testlauf und zwei Wuchtschritten. Die Referenzrandbedingungen (hier elektrische Leistung) werden stets sehr ähnlich angefahren, um reproduzierbare Verhältnisse für die Berechnung der Korrekturgewichte zu erreichen [3].

betriebllich installierte Keyphazer genutzt, oder es wird durch einen aufgeklebten, kurzen Reflexfolienstreifen auf der Turbinen- oder Generatorwelle und einer Laserabtasteinrichtung ein temporäres Keyphazersignal gebildet.

Ein geübter Techniker benötigt in der Regel für einen solchen Aufbau eines STUDIS-SE Systems ungefähr 3 bis 5 h Arbeitsstunden. Direkt anschließend kann das Schwingungsverhalten hinsichtlich der Möglichkeiten des Betriebsauswuchtens zur Amplitudenreduzierung untersucht werden (z.B. Höhe des 1f Anteils). Es ist aber oft sinnvoll durch eine Beobachtungsphase von einigen Tagen, bei wechselnden Betriebsrandbedingungen, das Schwingungsverhalten auf Reproduzierbarkeit zu prüfen. Da das Schwingungsdiagnosegerät durch mobile 5G/LTE-Datenverbindung erreichbar ist und alle Daten speichert, ist der Verbleib von Perso-

nal vor Ort in der Analysephase nicht notwendig, was erhebliche Kosten spart.

Die vereinbarte Analysephase wird mit einem Diagnosebericht für den Kunden abgeschlossen. Im Diagnosebericht werden das Ergebnis der Schwingungsanalyse und die festgestellten Auffälligkeiten dargestellt. Wenn sich eine Möglichkeit der Verbesserung der Schwingungswerte durch ein Betriebsauswuchten zeigt, was bei ca. 70 % der Schwingungsprobleme der Fall ist, wird bereits im Analysebericht ein Vorschlag für ein erstes Wucht- oder Testgewicht gegeben.

Betriebsauswuchten, ein komplizierter Vorgang?

Wenn die oben genannten Randbedingungen erfüllt sind, das heißt der 1f Drehharmonische Wert stellt den Hauptanteil der Schwingungen dar und der Wert verhält

sich bei ähnlichen Randbedingungen (z.B. Wirkleistung) reproduzierbar, kann die Planung und Berechnung zum Auswuchtvorgang in Angriff genommen werden (Bild 6). Wie bereits oben genannt, werden die Informationen 1f Amplitude und 1f Phasenwinkel aus dem installierten Schwingungsdiagnosesystem gewonnen. Bei vereinbarten Randbedingungen (z.B. Leistungspunkt, Blindleistung oder Drehzahl) wird das Kennwertpaar 1f Amplitude und Phasenwinkel als Referenzpunkt ermittelt (Bild 7 a)). Für die Ermittlung des Einflusses einer Wuchtgewichtssetzung wird in der Praxis meist ein sogenanntes Testgewicht gesetzt. Die Anlage muss also abgefahren werden, es erfolgt der Auslauf bis zum Wellenstillstand. Zu diesem Zeitpunkt muss dafür gesorgt werden, dass die Maschine von Hand gedreht werden kann („knippen“). Dies ist notwendig, um einerseits eine Verkrümmung der heißen Welle zu vermeiden, aber auch, um die Position für das Setzen des Wuchtgewichtes zugänglich zu machen. Die Positionierung des Gewichtes erfolgt durch dafür vorgesehene Öffnungen an der Turbine, entweder als Einschraubgewichte in Sacklöcher oder aber durch Wuchtsteine mit Klemmverschraubung in Nuten. Wichtig ist, dass die Position am Umfang anhand einer Nummerierung, Winkelangabe oder ähnlicher Beschreibung festgehalten wird. Die Position und Größe des Testgewichtes wird vom Auswuchter bzw. dem Diagnostiker, der auch die Analyse durchgeführt hat, vorgegeben. Nach Setzen des Testgewichtes wird die Maschine wieder ins Drehwerk gebracht und alle Deckel bzw. Zugänge geschlossen. Anschließend kann die Maschine wieder gestartet werden und der Betriebsreferenzpunkt sollte wieder angefahren werden. Die Schwingungswerte müssen beobachtet werden, bis diese eine Beharrung erreicht haben. Das neue Wertepaar 1f Amplitude und Phasenwinkel

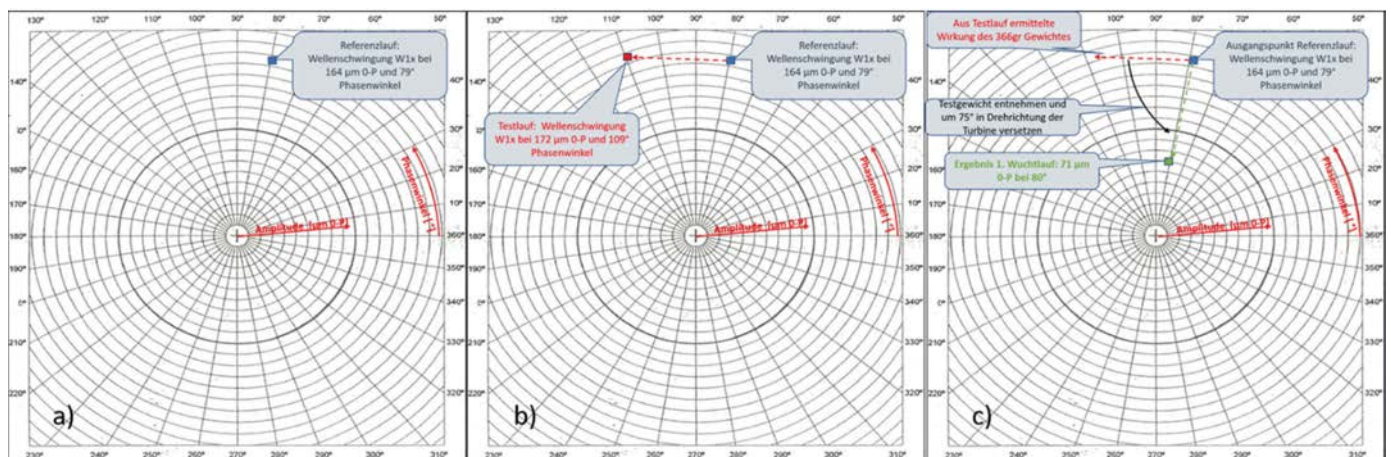


Bild 7. Wuchtvorgang im Polardiagramm (Wertepaar 1f Amplitude und Phasenwinkel nur eines Sensors).

- Ausgangssituation: Referenzlauf mit konstanten Bedingungen 1f Wellenschwingung 164 µm bei 79° Phasenwinkel (Zone D der DIN ISO 20816-2)
- Testgewicht 366 gr wird bei Loch 2 gesetzt (24 Wuchtbohrungen a 15° = 30° Testgewichtposition); Ergebnis Testfahrt 172 µm bei 109°
1. Wuchtfahrt: Testgewicht wird aus Bohrung 2 entnommen und in Bohrung 7 gesetzt (Verdrehung um 75° in Drehrichtung der Turbine). Ergebnis 1. Wuchtlauf 71 µm bei 80° (Zone B der DIN ISO 20816-2)

Die Wirkrichtung ist jetzt schon ideal und eine deutliche Verbesserung ist eingetreten. Um die Amplitude noch weiter zu verbessern könnte das Gewicht noch etwas vergrößert werden.

der Testgewichtssetzung wird ermittelt (Bild 7b).

Aus der Veränderung von ursprünglichem Referenzlauf zum Testlauf kann jetzt auf die optimale Position aber auch auf die Größe des Auswuchtgewichtes mittels einer einfachen Vektorberechnung geschlossen werden. Das Testgewicht dient also dazu, die Wirkung eines späteren Wuchtgewichtes und die korrekte Position zu ermitteln. Eine Verbesserung ist mit dem Testgewicht nicht zu erwarten.

Ob diese Berechnung mittels einer rechnerbasierten Berechnungstabelle, FEM gestützte Verfahren oder einer zeichnerischen Lösung mit Bleistift und Geodreieck erfolgt ist einerlei. Richtig angewendet, führen all diese Methoden zum Erfolg. Es wirkt sogar in der Praxis so, dass die weniger komplexen Methoden (zeichnerisches Verfahren) in der Hand eines erfahrenen Schwingungsdiagnostikers schneller zum Erfolg führen, als rechnerische Methoden, da sich bei dem Versuch der ständigen Optimierungsrechnung manchmal eine Vielzahl von Wuchtläufen ergeben, die oft unnötig sind.

Wenn die neue Position und Größe des Wuchtgewichtes berechnet wurde, wird die Anlage wieder abgefahren, das Testgewicht wird entnommen und entsprechend der Berechnung verdreht. Es kann aber auch ein vergrößertes oder reduziertes Gewicht eingebaut werden. Wenn die Berechnung richtig erfolgt ist und die Anlage eine gute Reproduzierbarkeit zeigt, werden sich die Amplituden bereits im ersten Wuchtlauf verbessert haben (Bild 7c).

Um das gewünschte Schwingungsniveau an allen Messebenen und Lagern zu erreichen, können in der Praxis noch weitere Optimierungsläufe erfolgen.

Überkritische Rotoren

Vom Grundsatz ganz einfach ist das Betriebsauswuchten in der Praxis dann doch komplizierter, als zunächst dargestellt, was auch der Grund ist, warum Turbinen und Generatoren nur von wenigen Spezialisten ausgewuchtet werden. Einer der Gründe ist, dass praktisch alle Turbinenläufer und auch volltourige (-zweipolige) Generatorläufer, als sogenannte überkritische Läufer ausgelegt sind. Die Betriebsdrehzahl dieser Läufer befindet sich also oberhalb einer oder mehrerer kritischer Drehzahlen bzw. Resonanzen von Läufer oder Lagergehäusen. In diesen kritischen Drehzahlen liegen spezifische Eigenformen als Bewegungsformen der Einzelläufer vor (siehe Bild 8). Die Kopplung der Einzelläufer im Turbostrang führt noch zu weiteren, sogenannten koppelkritischen Drehzahlen. Bei exakter Analyse mit einem Diagnosesystem kann man bei einem komplexen Turbosatz mit HD-, MD-, zwei ND-Teilturbinen und gekoppeltem Generatorläufer zwischen Drehwerksdrehzahl und Nenndrehzahl oft fast ein Dutzend Eigenfor-

men finden. Der Bereich der Nenndrehzahl und die Drehzahlregion $\pm 10\%$ um die Nenndrehzahl eines Turbosatzes sollte frei von kritischen Drehzahlen sein. Dennoch beeinflussen die kritischen Drehzahlen, die der Nenndrehzahl benachbart sind, aber immer das Schwingungsverhalten in erheblichem Maße mit. Insofern ist es von besonderem Interesse für die Diagnose, aber auch für die Berechnung und Empfehlung der Position der Wuchtgewichte, zu wissen, welche Eigenform das Schwingungsverhalten bei der Nenn- bzw. Betriebsdrehzahl beeinflusst. Wie aus Bild 8 in schematischer Form für einen Einzelläufer zu sehen ist, weist jede der drei dargestellten Eigenformen spezifische Vorzugspositionen für die Gewichtsetzung auf. Während die erste Eigenform bzw. 1. Kritische Drehzahl, auch V-Schlag genannt, eine maximale Auslenkung in Läufermitte aufweist, liegt bei der zweiten Eigenform eine, um 180° versetzte Auslenkung an den Läuferenden vor. Alle Eigenformen können sehr gut mittels Wuchtgewichten im Bereich der maximalen Auslenkung beeinflusst werden. Soll also durch ein Wuchtgewicht die Wirkung der ersten kritischen Drehzahl beeinflusst werden, wäre also ein Wuchtgewicht in der Mitte des Läufers die beste Wahl. Da die Mitte des Läufers, egal ob es sich um einen Turbinenläufer oder einen Generatorrotor handelt, im eingebauten und fertig montierten Zustand nicht erreichbar ist, muss das optimale Einzelgewicht in der Mitte in der Praxis auf die beiden Läuferenden verteilt werden. An den Läuferenden sind in der Regel relativ gut zugängliche Möglichkeiten für das Anbringen von Wuchtgewichten vorhanden. In diesem Fall würde man also jeweils ein Wuchtgewicht, in gleicher Winkelausrichtung, an den beiden Enden des Läufers anbringen, um die Wirkung der ersten Eigenform zu beeinflussen.

Ist aber die zweite Eigenform bestimmend für das erhöhte Schwingungsverhalten des

zu wuchtenden Läufers, müssen ebenfalls die äußeren Wuchtebenen genutzt werden. Anders als bei der 1. Eigenform werden die beiden Gewichte aber um 180° versetzt am Umfang angebracht. Ein Beispiel aus der Praxis ist dazu in Bild 9 dargestellt. Mit der relativ guten Nähe zwischen theoretisch größter Läuferauslenkung und Wuchtebene am Läuferende, ergibt sich so eine gute Beeinflussbarkeit der zweiten Eigenform durch eine Gewichtssetzung an den Läuferenden.

Komplexität der Berechnung und Analyse

Diese Betrachtung zeigt uns aber auch zwei ganz wichtige Dinge in Bezug auf die Planung und Durchführung von Auswuchtvor-gängen.

Zum einen wird mit der vereinfachten Betrachtung der Auswuchtung eines Einzelläufers schon klar, dass der vorhergehenden Schwingungsanalyse eine hohe Bedeutung zukommt. Der mit dem Auswuchten betreute Fachmann sollte durch eine gründliche Analyse im Vorfeld ein Bild von der Ausprägung und Wirkung der kritischen Drehzahlen haben. Diese Aufgabe kann von der Bedeutung nicht hoch genug eingeschätzt werden, da die korrekte Analyse bei mehrfach gekoppelten Läufern durchaus sehr komplex werden kann. Dafür müssen die Informationen des Kennwertpaares 1f Amplitude und Phasenwinkel für alle Messebenen (Gehäuse- und Wellenschwingungen) über einen Hochlauf und folgenden Betrieb zeitsynchron und mit hoher Auflösung vorliegen. Solche Informationen werden heute von leistungsfähigen Schwingungsdiagnosesystemen, wie dem modernen STUDIS-SE geliefert.

Neben der Wichtigkeit der sogfältigen Analyse können wir aus dem Beispiel der Beeinflussung der verschiedenen Eigenformen

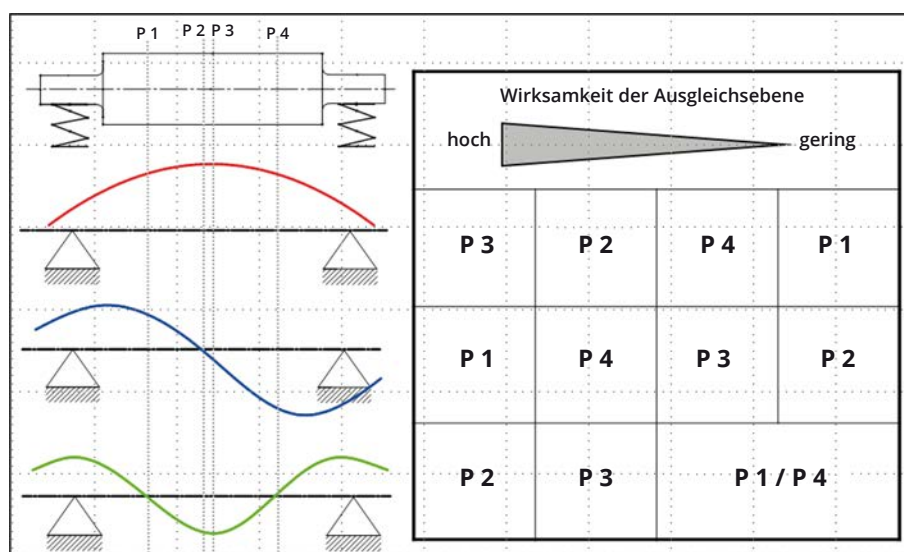


Bild 8. Schematische Darstellungen der Bewegungsformen eines Einzelläufers in der 1. kritischen Drehzahl (rot), 2. krit. Drehzahl (blau), 3. krit. Drehzahl (grün) und Wirksamkeit möglicher Ausgleichsebenen für Wuchtgewichte [4].

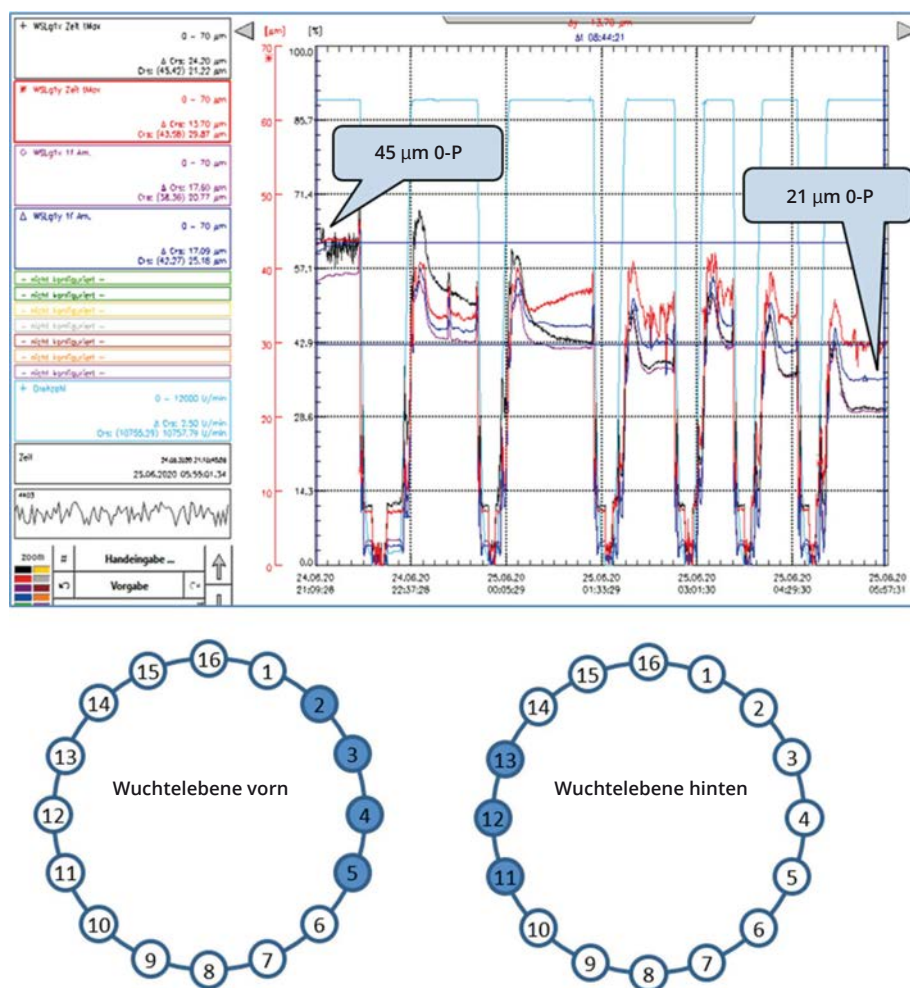


Bild 9. Amplitudenreduzierung durch eine Betriebsauswuchtung an einer Industriedampfturbine mit Nenndrehzahl 11.000 1/min in 6 Wuchtschritten. Die finale Gewichtsetzung der um 180° versetzten Gewichte vorn und hinten zeigt, dass die 2. kritische Drehzahl bestimmend für das Schwingungsverhalten der Turbine bei Nenndrehzahl war.

aber auch etwas über den Ablauf einer Revision lernen. Da im eingebauten Zustand der Läufer nur noch durch Wuchtgewichte an den Enden der Einzelläufer beeinflusst werden kann, liegt es nahe im ausgebauten Zustand zum Beispiel die erste Eigenform durch ein Wuchtgewicht in der Mitte zu beeinflussen. Dies ist aber nur auf einem hochtourigen Wuchtstand möglich, wo alle Wuchtebenen erreichbar sind. Hier kann man nach Demontage des Läufers und Verbringung zum Wuchtstand die einzelnen Eigenformen beeinflussen und das Schwingungsverhalten optimieren. Deshalb sollte grundsätzlich nach Arbeiten am Läufer (Veränderung der Beschauelfung, Strahlarbeiten, Bearbeitung Generatorläufer etc.) immer ein Feinwuchten auf einem Wuchtstand bis zur vereinbarten Wuchtgüte nach DIN ISO 11342 bzw. VDI 3835 vorgesehen werden. Dem finalen Wuchten bei Betriebsdrehzahl sollte hier zunächst ein niedertouriges Wuchten nach DIN ISO 1940 und Überdrehzahltests zum Setzen von Schaufeln oder Generatorleitern vorgeschaltet sein. Bei Generatorläufern ist auch grundsätzlich ein Testlauf im erregten Zustand nach vgbe/VGB-Empfehlung anzuwenden. Nach umfangreichen Arbeiten am Rotor ist das überkritische Wuchten

also kein Luxus, sondern eine Notwendigkeit!

Auch wenn die bearbeiteten Rotoren der Teilturbinen alle einzeln auf dem Wuchtstand optimiert wurden, besteht dennoch eine große Wahrscheinlichkeit, dass auf der Anlage noch einmal durch eine Betriebsauswuchtung nachgebessert werden muss. Zum einen werden hier Einzelläufer neu gekuppelt, wobei sich erhebliche Veränderungen einstellen können, zum anderen sind Lagerung und angekoppelte Massen auf dem Wuchtstand meist anders als in der praktischen Anwendung im Kraftwerk.

Insgesamt stellt das Auswuchten eines komplexen, gekuppelten Läufers immer einen Kompromiss und eine Veränderung der Schwingungsamplituden über den gesamten Strang dar. Ein wirksames Wuchtgewicht und eine Verbesserung an der ND-Teilturbine kann aber eine Verschlechterung an anderen Messstellen nach sich ziehen. Bei reproduzierbaren Anlagen lässt sich so etwas aber im Voraus erkennen und es muss eine Strategie entwickelt werden, um einerseits die Schwingungsamplituden an den betroffenen Messebenen zu verbessern, ohne aber an anderen Stellen des Turbosatzes das Amplitudenniveau massiv zu ver-

schlechtern. Dabei gibt es durchaus auch mehrere Wege und Strategien, die zum Ziel führen können. Diese Zusammenhänge zeigen, dass Betriebsauswuchten hohe Anforderungen an die Kompetenz des Schwingungsexperten stellt.

Organisatorische Planung und Ablauf des Auswuchtens

Wie oben schon erwähnt sollte bei Revisionsarbeiten immer die Notwendigkeit aber auch die Chance erwägt werden, über eine Betriebsauswuchtung die Schwingungsamplituden zu verbessern oder Effekte der Revisionsarbeiten (Unwucht durch veränderte Strangausrichtung, Massenveränderung durch Arbeiten an der Beschauelfung, Veränderung Kupplungsausrichtung etc.) zurückzusetzen. Deshalb ist vor und nach Revisionsarbeiten eine Statusermittlung des Schwingungszustandes mit Hilfe eines Diagnosesystems vorzusehen. Wird diese qualitätssichernde Maßnahme vor Revisionsbeginn eingeplant, sind Kosten und Aufwand überschaubar. Wenn der Betreiber schon früher ein geeignetes Schwingungsdiagnosesystem fest installiert hat, entstehen für diese Statusermittlung praktisch keine zusätzlichen Kosten und die Datenbasis ist optimal, um die Werte vor und nach der Revision objektiv miteinander vergleichen zu können. Sollte sich aus dieser Betrachtung und der Analyse die Notwendigkeit ergeben, dass ein Betriebsauswuchten notwendig ist, kann der Experte mit dem bereits installierten Diagnosegerät und den Erfahrungsdaten der Vergangenheit meist schon einen sinnvollen Wuchtvorschlag ableiten.

Bei Einsatz einer temporären Messung, mit dem STUDIS-SEmobil und zusätzlichen Sensoren, wie oben geschildert, wird der erste Schritt immer ein Testlauf sein. Aus der Veränderung zwischen Referenzlauf und Testlauf kann ein Wuchtvorschlag berechnet werden, der in der Regel bereits zu einer Verbesserung führt. Weitere Optimierungsläufe sind aber einzuplanen, um ein optimales Ergebnis zu erzielen.

Für einen optimalen Ablauf sollte ein Betriebszeitraum gewählt werden, in denen die Referenzbedingungen (elektrische Leistung, evtl. Blindleistung, Dampfauskopplung) auch angefahren werden können. Dies setzt in der heutigen Zeit, bei dem hohen wirtschaftlichen Druck und durch die Forderung nach permanenter Verfügbarkeit, eine Planung zusammen mit dem Lastverteiler oder der angeschlossenen Industrieproduktionen voraus. Den Marktrandbedingungen (Börsenpreis Strom) kommt hier gerade in den letzten 15 Monaten hohe Bedeutung zu.

Ein fest installiertes Schwingungsdiagnosesystem spart hier Betriebszeit für die Ermittlung von Referenzzeitbereichen oder Testgewichtssetzungen, da hier auf Daten aus der Vergangenheit zurückgegriffen werden

Betriebsauswuchten als Maßnahme zur Optimierung des Dampfturbinenbetriebes

kann. So kann die eingesparte Zeit im Revisionsablauf und damit zusätzliche Produktionsleistung schnell ein Vielfaches der Kosten für Sensorik und Diagnosesystem kompensieren.

Dennoch ist im Vorgang des Betriebsauswuchtens auch immer Zeit einzuplanen, um vergleichbare Betriebsrandbedingungen und Beharrung der Werte zu erzielen.

Natürlich sollten wichtige Werkzeuge, passende Wuchtgewichte, Personal und die Zugänglichkeit der Wuchtebenen bereitgehalten werden, um unnötige Verzögerungen zu vermeiden.

Grundsätzlich ist immer eine Sensorbestückung mit Wirbelstromsensoren für die Wellenschwingungen und absolut messenden Gehäusesensoren für die Lagergehäuseschwingungen entsprechend der Norm DIN ISO 20816-1 anzustreben. Da gilt es auch im Bereich der sogenannten Industrieturbine auf eine vollständige Ausrüstung zu drängen, da dort von den Herstellern oft eine

unvollständige Sensorbestückung vorgesehen wird.

Leider ist bei Industriedampfturbinen manchmal zu beobachten, dass keine Wuchtebenen an den beiden Enden des Läufers erreichbar sind. Hier sollte im Revisionsverlauf geprüft werden, ob diese nicht zugänglich gemacht oder Ersatzwuchtebenen an Kupplungen oder ähnlich angebracht werden können. Auch ein Drehwinkelgeber (Keyphaser) sollte, wenn nicht schon installiert, nachgerüstet werden. Das spart im Bedarfsfall viel Zeit und Aufwand!

Zusammenfassung

Das Betriebsauswuchten stellt eine vergleichsweise einfache Methode dar, nach Veränderungen am Turbosatz die Schwingungsamplituden und damit Verschleiß zu reduzieren, Betriebsstörungen zu vermeiden und die Verfügbarkeit der Anlage zu verbessern.

Der Entscheidung zum Betriebsauswuchten ist stets eine Tiefenanalyse vorzuschalten,

die die Möglichkeiten der Verbesserung untersucht und die Grundlage für die weiteren Schritte liefert. Diese Analyse und die Berechnung der Gewichtssetzung setzt hohe Anforderungen an die Fachkenntnis aber auch an das Engagement der damit betrauten Experten.

Dauerhafte oder zyklische Schwingungsdiagnosebeurteilungen sichern langfristig den Erfolg der Maßnahmen und stellen eine notwendige Qualitätssicherungsmaßnahme für den erfolgreichen Betrieb der Anlage dar.

Quellen:

- [1] „Moderne Turbosatzdiagnose für Turbinen aller Leistungsklassen“ VGB POWERTECH 8/2021.
- [2] DIN ISO 20816-1 „Messung und Bewertung der Schwingungen von Maschinen“ Ausgabe 2017-3.
- [3] *Schwingungsdiagnose-Workshop 2022* der Fa. Siempelkamp-NIS; D. Balbach, C. Bueren.
- [4] Vortrag „VDI Seminar- Schäden an Dampfturbinen“ 2022 Dr. M. Humer.

VGB-Standard

Empfehlungen zum Management der funktionalen Sicherheit in Dampfkesselanlagen und Anlagen des Wasser-Dampf-Kreislaufs

2. überarbeitete Ausgabe 2020

Ausgabe 2020 – VGB-S-008-00-2020-11-DE

DIN A4, Print/eBook, 166 S., Preis für Mitglieder des vgbe € 260,-, Nichtmitglieder € 390,-, + Versand und USt.

Mit den neuen Normen zur funktionalen Sicherheit auf Basis der EN 61508 wurde für die Geräteanforderungen in Schutzkreisen das Management der funktionalen Sicherheit eingeführt. Diese EN Normen bieten einen erheblichen Ermessensspielraum, der durch Hersteller und Betreiber gestaltet werden muss.

Es ist erforderlich, die Anwendung dieser Normen in Kraftwerken zu konkretisieren. Es war daher ein Ziel des Arbeitskreises „Funktionale Sicherheit“ beim VGB mit diesem VGB-Standard diese Hilfestellung zu geben. Da es sich hier um die Erläuterung zum Hintergrund und zur Anwendung von Teilbereichen des Managements der funktionalen Sicherheit handelt, wird dieser VGB-Standard nicht als Bestellrichtlinie veröffentlicht. Hier ist jeder Hersteller und Betreiber gefordert, die Anforderungen dieses Managements der funktionalen Sicherheit in seine Prozesse zu integrieren.

Der Arbeitskreis (AK) hat ein Beispiel für eine Risikoanalyse einer Dampfkessel- und Druckanlage erarbeitet, da es zur eindeutigen Erläuterung der Anwendung des Verfahrens als unabdingbar angesehen wurde. Die Empfehlungen können jedoch nur nach erneuter Überprüfung im Rahmen eines Managements der funktionalen Sicherheit betrachtet werden.

Der VGB-Standard wendet sich sowohl an Betreiber von thermischen Kraftwerken wie auch an Hersteller und soll eine Hilfestellung zur Anwendung der Normen zur funktionalen Sicherheit geben.

Diese Ausgabe ist ein Entwurf, da die EN 50156-1 zurzeit überarbeitet wird. Sobald der Entwurf der Norm veröffentlicht ist (voraussichtlich 2021), wird der Entwurf der VGB-S-008 auf Korrektheit in Bezug auf die EN 50156-1 Verweise geprüft und als finale Version veröffentlicht. Diese finale Version der VGB-S-008 ist in einer aktuellen Bestellung enthalten.

* Access for eBooks (PDF files) is included in the membership fees for Ordinary Members (operators, plant owners) of vgbe energy e.V.

* Für Ordentliche Mitglieder des vgbe energy e.V. ist der Bezug von eBooks im Mitgliedsbeitrag enthalten.

