

DIN ISO 20816-5

ICS 17.160; 29.160.40

Einsprüche bis 2017-03-13
Vorgesehen als Ersatz für
DIN ISO 7919-5:2005-10

Entwurf

**Mechanische Schwingungen –
Messung und Bewertung der Schwingungen von Maschinen –
Teil 5: Maschinensätze in Wasserkraft- und Pumpspeichieranlagen
(ISO/DIS 20816-5:2016);
Text Deutsch und Englisch**

Mechanical vibration –

Measurement and evaluation of machine vibration –

Part 5: Machine sets in hydraulic power generating and pump-storage plants
(ISO/DIS 20816-5:2016);

Text in German and English

Vibrations mécaniques –

Mesurage et évaluation des vibrations de machines –

Partie 5: Machines équipant les centrales hydro-électriques et les stations de turbine-pompe
(ISO/DIS 20816-5:2016);

Texte en allemand et anglais

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2017-01-13 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und
Stellungnahme vorgelegt.

Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfs
besonders zu vereinbaren.

Stellungnahmen werden erbeten

- vorzugsweise online im Norm-Entwurfs-Portal von DIN unter www.din.de/go/entwuerfe bzw. für Norm-Entwürfe der DKE auch im Norm-Entwurfs-Portal der DKE unter www.entwuerfe.normenbibliothek.de, sofern dort wiedergegeben;
- oder als Datei per E-Mail an nals@din.de möglichst in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.din.de/go/stellungnahmen-norm-entwuerfe oder für Stellungnahmen zu Norm-Entwürfen der DKE unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden;
- oder in Papierform an den Normenausschuss Akustik, Lärminderung und Schwingungstechnik (NALS) im DIN und VDI, 10772 Berlin, Burggrafenstr. 6, 10787 Berlin.

Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevanten
Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 124 Seiten

Normenausschuss Akustik, Lärminderung und Schwingungstechnik (NALS) im DIN und VDI
DIN-Normenausschuss Maschinenbau (NAM)

Inhalt

	Seite
Nationales Vorwort.....	4
Nationaler Anhang NA (informativ) Literaturhinweise	5
Einleitung	7
1 Anwendungsbereich.....	8
2 Normative Verweisungen	9
3 Maschinenanordnung	9
4 Messverfahren und -bedingungen.....	12
4.1 Allgemeines	12
4.1.1 Messungen der Schwingungen im Lagergehäuse.....	12
4.1.2 Messungen der Wellenschwingungen.....	12
4.2 Arten von Messungen.....	13
4.2.1 Absolute Schwingungen am Lagergehäuse	13
4.2.2 Radiale Wellenschwingungen.....	13
4.2.3 Lager- und Wellenschwingungen in Axialrichtung	14
4.2.4 Störeinflüsse.....	15
4.3 Messpunkte und Messrichtungen.....	15
4.3.1 Allgemeines	15
4.3.2 Messung der relativen Wellenschwingungen	15
4.3.3 Messung der absoluten Schwingungen im Lagergehäuse.....	16
4.4 Messgeräte	18
4.4.1 Allgemeines	18
4.4.2 Messungen der absoluten Schwingungen im Lagergehäuse.....	18
4.4.3 Messung der Wellenschwingungen.....	19
4.4.4 Messung von $s_{\max}$ oder s_{p-p}	20
4.5 Betriebsbedingungen.....	20
5 Bewertung der Schwingungsmesswerte	22
5.1 Allgemeines	22
5.2 Kriterium I: Schwingungsgröße	22
5.3 Ermittlung der Zonengrenzwerte für Kriterium I	24
5.3.1 Allgemeines	24
5.3.2 Auswirkung der Betriebsbedingungen der Turbine auf die Schwingungsmessungen des Lagergehäuses	25
5.3.3 Auswirkung der Betriebsbedingungen der Turbine auf die Wellenschwingungen	25
5.3.4 Betriebsbedingungen der Pumpe.....	25
5.3.5 Besondere Betriebszustände	25
5.4 Kriterium II: Änderung der Größe und der Phase der Schwingungen.....	26
5.4.1 Bewertungskriterien.....	26
5.4.2 Anforderungen an die Überwachung	26
5.4.3 Besondere Empfehlung hinsichtlich des Generators	27
5.5 Grenzwerte für den Betrieb.....	27
5.5.1 Allgemeines	27
5.5.2 Festlegung von Alarmwerten	27
5.5.3 Festlegung von Abschaltwerten	27
5.5.4 Besondere Betriebszustände	28

5.6	Vergleich der Ergebnisse für Wellenschwingungen und Lagergehäuseschwingungen	28
5.7	Beurteilung auf der Basis von Informationen über Schwingungsvektoren	28
Anhang A (normativ) Grenzen der Bewertungszonen.....		29
Anhang B (informativ) Schwingungsüberwachung – Voraussetzungen für die Trendanalyse		38
Anhang C (informativ) Besonderheiten der Lagergehäuseschwingungen und Wellenschwingungen von Wasserkraftmaschinensätzen.....		43
Anhang D (informativ) Datenbank, Analysierverfahren und statistische Auswertung		46
Anhang E (informativ) Empfohlenes Vorgehen bei der Verarbeitung von Schwingungsdaten		51
Literaturhinweise.....		62

Nationales Vorwort

Der internationale Norm-Entwurf ISO/DIS 20816-5:2016 ist vom Technischen Komitee ISO/TC 108 „Mechanical vibration, shock and condition monitoring“, Unterkomitee SC 2 „Measurement and evaluation of mechanical vibration and shock as applied to machines, vehicles and structures“, dessen Sekretariat vom DIN geführt wird, in Zusammenarbeit mit dem IEC/TC 4 „Hydraulic turbines“ erarbeitet worden. Die deutsche Mitarbeit erfolgt durch den Ausschuss NA 001-03-03 (NALS/VDI C 3) „Messung und Beurteilung von Maschinenschwingungen“ des DIN/VDI-Normenausschusses Akustik, Lärminderung und Schwingungstechnik (NALS).

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung des ISO/DIS 20816-5:2016 entsprechend der diesbezüglich durch die ISO erteilten Erlaubnis beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfs gelten gleichermaßen auch für den englischen ISO-Text.

Zu den im Inhalt genannten Internationalen Normen wird im Folgenden auf die entsprechenden Deutschen Normen hingewiesen:

ISO 2954	siehe	DIN ISO 2954
ISO 5348	siehe	DIN ISO 5348
Normen der Reihe ISO 7919	siehe	Normen der Reihe DIN ISO 7919
Normen der Reihe ISO 10816	siehe	Normen der Reihe DIN ISO 10816
ISO 10817-1	siehe	DIN ISO 10817-1
Normen der Reihe ISO 13373	siehe	Normen der Reihe DIN ISO 13373
Normen der Reihe ISO 20816	siehe	Normen der Reihe DIN ISO 20816
Normen der Reihe ISO 21940	siehe	Normen der Reihe DIN ISO 21940
IEC 60034-14	siehe	DIN EN 60034-14

Die Deutschen Normen sind in Anhang NA aufgeführt.

ISO 20816 mit dem Titel *Mechanical vibration — Measurement and evaluation of machine vibration* besteht aus folgenden Teilen:

- *Part 1: General guidelines* ¹⁾
- *Part 2: Land-based gas turbines, steam turbines and generators in excess of 40 MW, with fluid-film bearings and rated speeds of 1 500 r/min, 1 800 r/min, 3 000 r/min and 3 600 r/min* ²⁾
- *Part 5: Machine sets in hydraulic power generating and pump-storage plants* ³⁾

1) Überarbeitung und Zusammenfassung von ISO 7919-1:1996, ISO 10816-1:1995 und ISO 10816-1:1995/Amd.1:2009

2) Überarbeitung und Zusammenfassung von ISO 7919-2:2009 und ISO 10816-2:2009

3) Überarbeitung und Zusammenfassung von ISO 7919-5:2005 und ISO 10816-5:2000

Änderungen

Gegenüber DIN ISO 7919-5:2005-10 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) Betrachtung sowohl von Wellenschwingungen als auch von Gehäuseschwingungen im Zusammenspiel mit anderen Maschinenparametern;
- b) Unterscheidung nach Maschinenarten und der Maschinenanordnung;
- c) revidierte Schwingungsgrenzwerte aufgrund einer statistischen Auswertung aktueller Messwerte;
- d) zitierte Normen aktualisiert.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 60034-14 (VDE 0530-14), *Drehende elektrische Maschinen — Teil 14: Mechanische Schwingungen von bestimmten Maschinen mit einer Achshöhe von 56 mm und höher – Messung, Bewertung und Grenzwerte der Schwingstärke*

DIN ISO 2954, *Mechanische Schwingungen von Hubkolbenmaschinen und von Maschinen mit rotierenden Bauteilen — Anforderungen an Schwingstärkemessgeräte*

DIN ISO 5348, *Mechanische Schwingungen und Stöße — Mechanische Ankopplung von Beschleunigungsaufnehmern*

DIN ISO 7919-3, *Mechanische Schwingungen — Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an rotierenden Wellen — Teil 3: Gekuppelte industrielle Maschinen*

DIN ISO 7919-5, *Mechanische Schwingungen — Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an rotierenden Wellen — Teil 5: Maschinensätze in Wasserkraft- und Pumpenanlagen*

DIN ISO 10816-3, *Mechanische Schwingungen — Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an nicht-rotierenden Teilen — Teil 3: Industrielle Maschinen mit einer Nennleistung über 15 kW und Nenndrehzahlen zwischen 120 min⁻¹ und 15 000 min⁻¹ bei Messungen am Aufstellungsort*

DIN ISO 10817-1, *Messeinrichtung für die Schwingungen rotierender Wellen — Teil 1: Erfassung der relativen und der absoluten Radialschwingungen*

DIN ISO 13373-1, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Schwingungs-Zustandsüberwachung — Teil 1: Allgemeine Anleitungen*

DIN ISO 13373-2, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Schwingungs-Zustandsüberwachung — Teil 2: Verarbeitung, Analyse und Darstellung von Schwingungsmesswerten*

DIN ISO 13373-3, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Schwingungs-Zustandsüberwachung — Teil 3: Anleitungen zur Schwingungsdiagnose*

DIN ISO 20816-1, *Mechanische Schwingungen — Messung und Bewertung der Schwingungen von Maschinen — Teil 1: Allgemeine Anleitungen* *)

DIN ISO 21940-11, *Mechanische Schwingungen — Auswuchten von Rotoren — Teil 12: Verfahren und Toleranzen für Rotoren mit starrem Verhalten* *)

DIN ISO 21940-13, *Mechanische Schwingungen — Auswuchten von Rotoren — Teil 13: Kriterien und Sicherheitshinweise für das Auswuchten von mittleren und großen Rotoren am Aufstellungsort*

DIN ISO 21940-14, *Mechanische Schwingungen — Auswuchten von Rotoren — Teil 14: Verfahren zur Ermittlung von Abweichungen beim Auswuchten*

*) Z. Z. Entwurf

Mechanische Schwingungen — Messung und Bewertung der Schwingungen von Maschinen — Teil 5: Maschinensätze in Wasserkraft- und Pumpspeichieranlagen

Einleitung

ISO 20816-1 ist die Grundnorm, die die allgemeinen Anforderungen an die Bewertung der Schwingungen von Maschinen verschiedener Art festlegt. Der vorliegende Teil von ISO 20816 enthält maschinenspezifische Anleitungen für Gehäuse und Wellen von Maschinensätzen, die in Wasserkraft- und Pumpspeichieranlagen installiert sind.

Zur Beurteilung der Maschinenschwingungen sind zwei Kriterien angegeben:

- a) Das erste Kriterium betrachtet die Größe der gemessenen Schwingungen;
- b) das zweite Kriterium betrachtet Änderungen der Größe und Phase der gemessenen Schwingungen.

Dieser Teil von ISO 20816 legt die gemeinsame Analyse von Wellenschwingungen und der Schwingungen von feststehenden, d. h. nicht-rotierenden Bauteilen fest.

Schwingungskriterien wurden für jede Turbinenart (Francis, Pelton, Kaplan usw.) entwickelt. Bei diesen Kriterien wird darüber hinaus nach Maschinen mit horizontaler Achse und solchen mit vertikaler Achse unterschieden.

Die in diesem Teil von ISO 20816 angegebenen Kriterien für die Größe der Schwingungen sind Richtwerte, die auf statistischen Auswertungen beruhen; die vorgeschlagenen Werte sollten nicht blind als Garantiewerte verwendet werden. Um das Schwingungsverhalten einer Wasserkraftmaschine als gut zu bezeichnen, ist es notwendig, die folgenden Aspekte gemeinsam zu betrachten:

- Größe der Wellenschwingungen;
- Größe der Lagergehäuseschwingungen (nicht-rotierende Bauteile);
- wieviel (in Prozent) des Durchmesserspiels der Führungslager im kalten Zustand gebraucht wird;
- Temperatur der metallenen Teile der Führungslager.

Ergänzend werden für solche Fälle Handlungsanweisungen vorgeschlagen, in denen die Schwingungswerte groß zu sein scheinen und als Grundlage für die Entscheidung verwendet werden, ob die Maschine für den uneingeschränkten Langzeitbetrieb tatsächlich gut ist.

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil von ISO 20816 gibt Anleitungen für die Bewertung von Lagergehäuseschwingungen, die an den Lagern, Lagerböcken oder Lagergehäusen, sowie für Wellenschwingungen, die an Maschinensätzen in Wasserkraft- und Pumpspeicheranlagen unter üblichen Betriebsbedingungen gemessen werden. Die üblichen Betriebsbereiche für alle Turbinenarten, die von diesem Teil von ISO 20816 abgedeckt werden, sind in Anhang A festgelegt. Diese Anleitungen sind sowohl für Schwingungen beim stationären Betrieb als auch für Änderungen der Größe oder Phase angegeben, die sich an diesen Schwingungswerten ergeben können. Die in Anhang A gegebenen Zahlenwerte sind dazu gedacht, die Grundlage für die Schwingungsbeurteilung und, falls erforderlich, für weitere Untersuchungen darzustellen. Es wird in diesem Teil von ISO 20816 empfohlen, dass der Zustand einer Maschine durch die Berücksichtigung sowohl der Lagergehäuseschwingungen und als auch der Wellenschwingungen beurteilt wird.

Dieser Teil von ISO 20816 gilt für Maschinensätze in Wasserkraft- und Pumpspeicheranlagen, bei denen typischerweise Drehzahlen zwischen 60 min^{-1} und $1\,000 \text{ min}^{-1}$ erreicht werden, und bei denen ölgeschmierte Schalenlager oder Segmentlager verbaut sind.

ANMERKUNG Die vorliegende Datenbank (2013) umfasst Maschinendrehzahlen von 60 min^{-1} bis 750 min^{-1} (mit einer sehr kleinen Stichprobe von Maschinen mit $1\,000 \text{ min}^{-1}$).

Dieser Teil von ISO 20816 legt je nach Art der Turbine, der Ausrichtung der Welle (d. h. horizontal oder vertikal) und für jede Lagerposition verschiedene Grenzwerte von Lagergehäuse- und Wellenschwingungen fest.

Dieser Teil von ISO 20816 basiert auf einer statistischen Analyse und stellt Kriterien für die häufigsten Turbinenarten, Pump-Turbinen und Pumpen bereit. Für spezifische Informationen darüber, welche Arten von Maschineneinheiten behandelt werden, siehe Anhang A.

Maschinensätze, für die dieser Teil von ISO 20816 gilt, können folgende Konfigurationen haben:

- a) von Wasserturbinen angetriebene Generatoren;
- b) von Pump-Turbinen angetriebene Motorgeneratoren;
- c) von Wasserturbinen und separaten Pumpen angetriebene Motorgeneratoren.

Dieser Teil von ISO 20816 gilt nicht für die folgenden Konfigurationen von Maschineneinheiten, Messgrößen und Betriebsbedingungen:

- Wasserkraftmaschinen mit wassergeschmierten Lagern,
- Wasserkraftmaschinen oder Maschinensätze mit Wälzlagern,
- Pumpen in Wärmekraftanlagen oder für den industriellen Einsatz (für diese Maschinen gilt ISO 10816-7),
- elektrische Maschinen, die als Motoren betrieben werden, außer diese Maschinen werden in Pumpspeicheranwendungen verwendet,
- Wasserkraftgeneratoren, die als Synchronkondensator betrieben werden (wobei das Wasser in der Turbine durch Druckluft komprimiert wird),
- Bewertung der axialen Schwingungen,
- in Übergangszuständen,
- bei nicht synchronem Betrieb.

Messungen der in Maschinensätzen in Wasserkraft- und Pumpspeichieranlagen auftretenden Lagergehäuse- und Wellenschwingungen können für die folgenden Zwecke verwendet werden:

- 1) Zweck A: zur Vorbeugung von Schäden aufgrund übermäßiger Schwingungswerte,
- 2) Zweck B: zur Überwachung von Veränderungen des Schwingungsverhaltens.

Die Kriterien gelten für die vom Maschinensatz selbst verursachten Schwingungen. Besondere Untersuchungen werden für Schwingungen benötigt, die von externen Quellen auf den Maschinensatz übertragen werden, z. B. diejenigen, die über das Stationsfundament auf den Maschinensatz übertragen werden.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden Dokumente werden im Text in solcher Weise in Bezug genommen, dass einige Teile davon oder ihr gesamter Inhalt Anforderungen des vorliegenden Dokuments darstellen. Bei datierten Verweisungen gilt nur die in Bezug genommene Ausgabe. Bei undatierten Verweisungen gilt die letzte Ausgabe des in Bezug genommenen Dokuments (einschließlich aller Änderungen).

ISO 2954, *Mechanical vibration of rotating and reciprocating machinery — Requirements for instruments for measuring vibration severity*

ISO 10817-1, *Rotating shaft vibration measuring systems — Part 1: Relative and absolute sensing of radial vibration*

ISO 20816-1, *Mechanical vibration — Measurement and evaluation of machine vibration — Part 1: General guidelines*

IEC 60994, *Guide for field measurement of vibrations and pulsations in hydraulic machines (turbines, storage pumps and pump-turbines)*

3 Maschinenanordnung

Die große Vielzahl an Anordnungsmöglichkeiten von Wasserkraftmaschinensätzen bedeutet, dass unter Berücksichtigung der Lageranordnung und der Stellen, an denen Schwingungsmessungen vorgenommen werden sollten, eine Aufteilung in vier Hauptgruppen sinnvoll ist. Diese vier Hauptgruppen sind folgende:

Gruppe 1: Horizontale Maschinensätze, bei denen der Generator mit Schild- oder Stehlagern auf einem starren Fundament ruht ist.

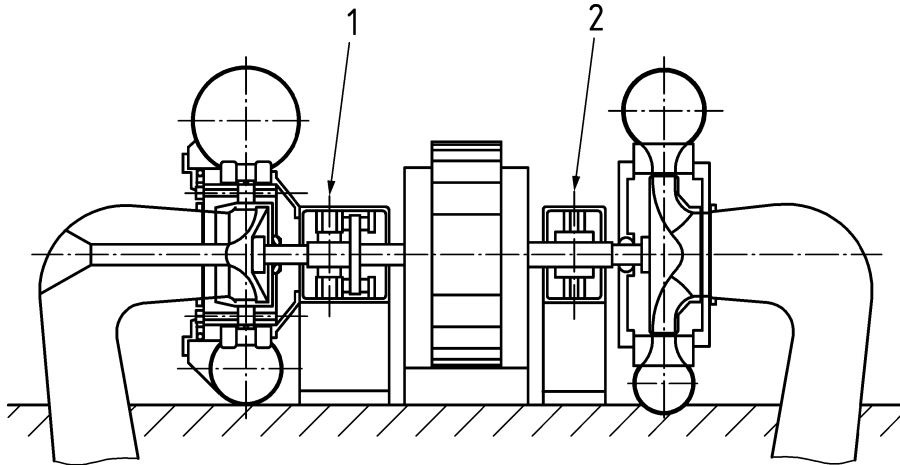
Gruppe 2: Horizontale Maschinensätze, bei denen die Lagergehäuse gegen das Gehäuse der Wasserkraftmaschine verspannt sind.

Gruppe 3: Vertikale Maschinensätze, bei denen alle Lagergehäuse von den Stationsfundamenten abgestützt werden.

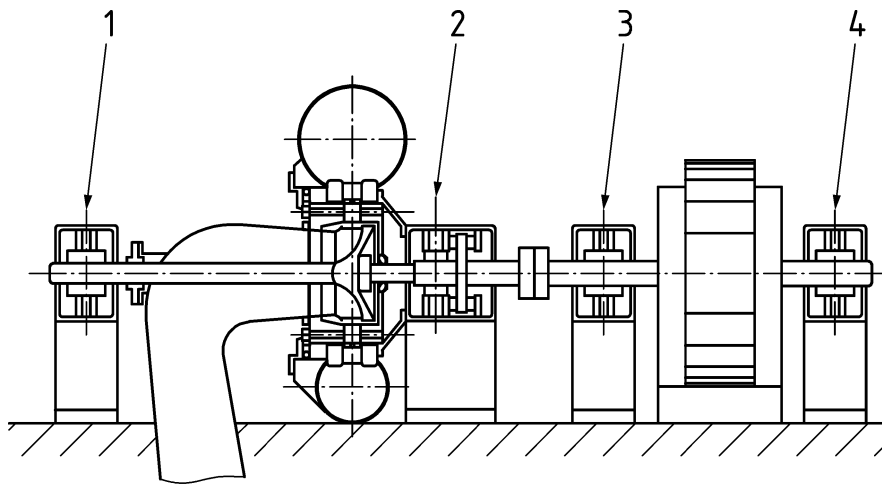
Gruppe 4: Vertikale Maschinensätze, bei denen das untere Lagergehäuse von den Stationsfundamenten und das obere Lagergehäuse vom Ständergehäuse des Generators abgestützt wird.

Die Bilder 1 bis 5 zeigen Beispiele für jede Gruppe. Die Ziffern in jedem Bild geben geeignete Stellen für die anzubringenden Schwingungsaufnehmer an, die für die Messung der Schwingungen verwendet werden.

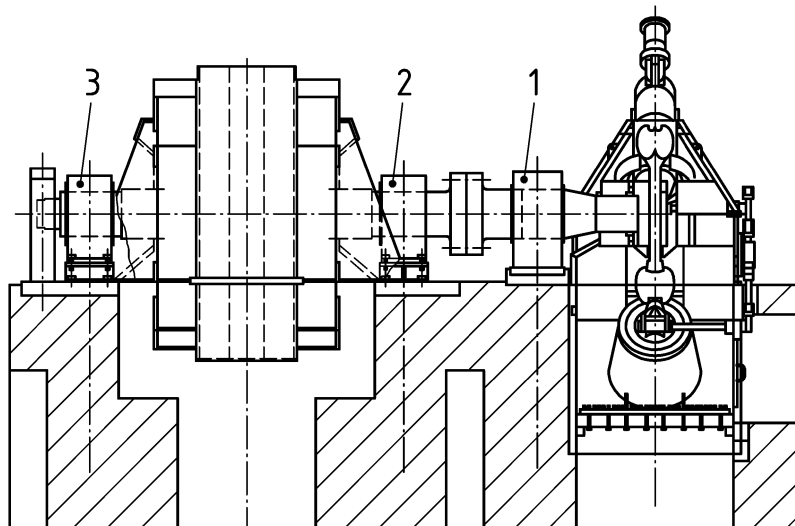
ANMERKUNG Schwingungsaufnehmer werden nach den Angaben in den Bildern 6 und 7 montiert.



a) Zwei-Lager-Satz mit Motorgenerator und separater Pumpe und Turbine



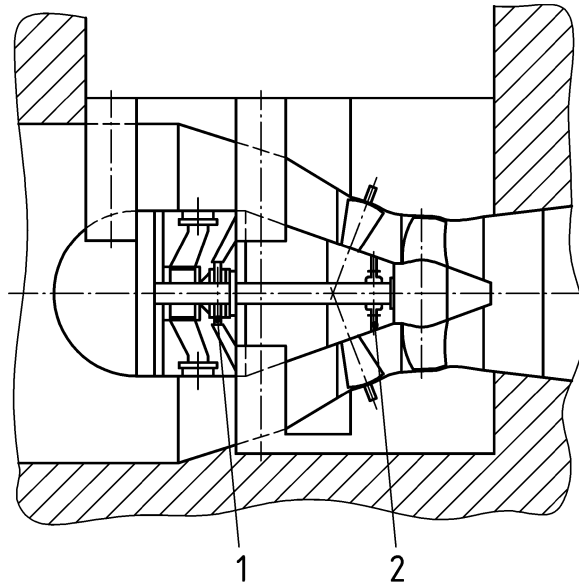
b) Vier-Lager-Satz mit von einer Francis-Turbine angetriebenem Generator



c) Drei-Lager-Satz mit von einer Pelton-Turbine angetriebenem Generator

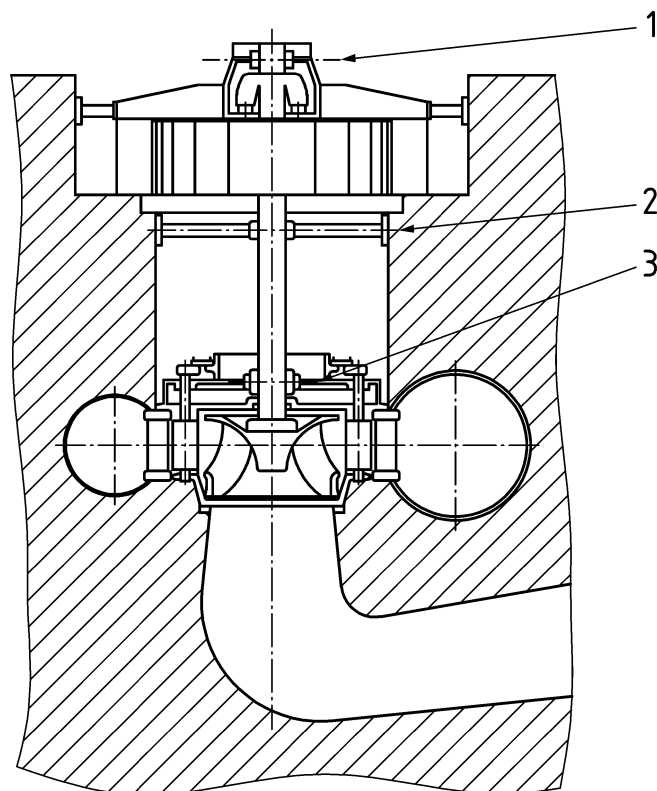
ANMERKUNG Die Zahlen geben geeignete Positionen für die Schwingungsaufnehmer an.

Bild 1 — Gruppe 1: Horizontale Maschinensätze mit Steh- oder Schildlagern auf einem starren Fundament, üblicherweise mit Betriebsdrehzahlen von mehr als 300 min⁻¹



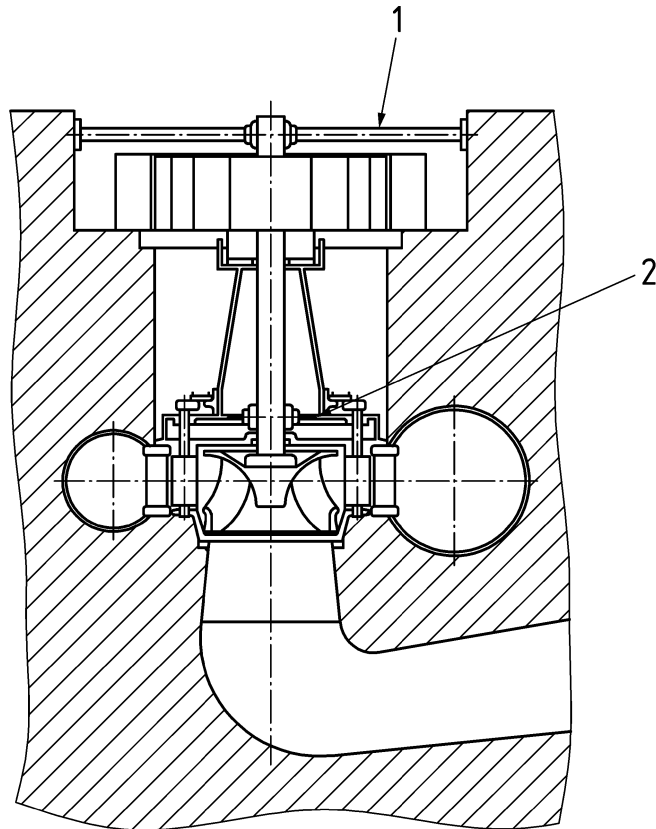
ANMERKUNG Die Zahlen geben geeignete Positionen für die Schwingungsaufnehmer an.

Bild 2 — Gruppe 2: Horizontale Maschinen, bei denen die Lager gegen das Gehäuse der Wasserkraftmaschine verspannt sind



ANMERKUNG Die Zahlen geben geeignete Positionen für die Schwingungsaufnehmer an.

Bild 3 — Gruppe 3: Vertikale Maschinensätze, bei denen die Lagergehäuse gegen die Stationsfundamente und/oder die Betongrube um den Generator herum verspannt sind



ANMERKUNG Die Zahlen geben geeignete Positionen für die Schwingungsaufnehmer an.

Bild 4 — Gruppe 3: Anderes Beispiel für vertikale Maschinensätze, bei denen die Lagergehäuse gegen die Stationsfundamente und/oder die Betongrube um den Generator herum verspannt sind, wobei die vertikale Last von der Abdeckung aufgenommen wird

4 Messverfahren und -bedingungen

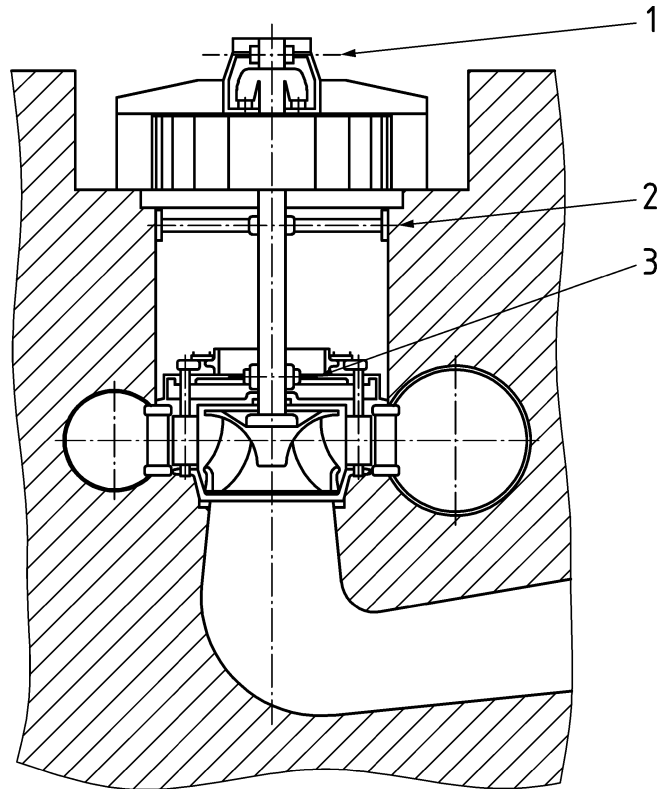
4.1 Allgemeines

4.1.1 Messungen der Schwingungen im Lagergehäuse

ISO 20816-1 enthält allgemeine Richtlinien, die beim Durchführen von Messungen der Schwingungen im Lagergehäuse beachtet werden müssen. IEC 60994 stellt Hinweise bezüglich des Messens von Schwingungen im Feld bereit. ISO 2954 spezifiziert die zu verwendenden Messgeräte. ISO 5348 enthält Hinweise für die Ankopplung von Beschleunigungsaufnehmern. Weitere Empfehlungen werden in 4.2 bis 4.5 ausgesprochen.

4.1.2 Messungen der Wellenschwingungen

Die anzuwendenden Messverfahren sind in ISO 20816-1 und IEC 60994 beschrieben. ISO 10817-1 spezifiziert die zu verwendenden Messgeräte. Weitere Empfehlungen werden in 4.2 bis 4.5 ausgesprochen.



ANMERKUNG Die Zahlen geben geeignete Positionen für die Schwingungsaufnehmer an.

Bild 5 — Gruppe 4: Vertikale Maschinensätze, bei denen das untere Lagergehäuse gegen das Stationsfundament verspannt ist und das obere Lagergehäuse vom Ständergehäuse des Generators abgestützt wird

4.2 Arten von Messungen

4.2.1 Absolute Schwingungen am Lagergehäuse

An Wasserkraftmaschinensätzen werden Messungen der absoluten Schwingungen am Lagergehäuse üblicherweise mit Hilfe von seismischen Schwingungsaufnehmern (elektrodynamische Schwingungsgeschwindigkeitsaufnehmer oder piezoelektrische Beschleunigungsaufnehmer mit Integration) vorgenommen, um den Effektivwert der Schwingungsgeschwindigkeit v_{rms} in mm/s zu messen.

4.2.2 Radiale Wellenschwingungen

4.2.2.1 Allgemeines

An Wasserkraftmaschinensätzen werden Messungen der relativen und absoluten Wellenschwingungen mit Hilfe von berührungslos wirkenden Aufnehmern vorgenommen, um den Spitze-Spitze-Wellenausschlag S_{p-p} in μm zu messen. Auf der Welle gleitende seismische Aufnehmer (Gleitschuh-Vorrichtungen) können nicht in jedem Fall benutzt werden, da bei langsam laufenden Wasserkraftmaschinen der für Messungen erforderliche Frequenzbereich bis zu sehr tiefen Frequenzen reichen muss.

4.2.2.2 Messungen der relativen Wellenschwingungen

Bei relativen Messungen ist es üblich, die Aufnehmer an den Lagergehäusen so nahe wie möglich an den Führungslagern anzubringen. Sie können dann direkt an den Lagerzapfen oder alternativ auf speziell bearbeiteten Messflächen an der Welle Messwerte erfassen, die so vorbereitet wurden, dass die elektrische

und mechanische Rundlaufabweichung (Runout) begrenzt wird. Im Falle von Segment-Führungslagern können die Aufnehmer mit Hilfe des Führungslagergehäuses als Stütze oder direkt auf den Segmenten zwischen den Lagersegmenten montiert werden, aber diese zwei letzteren Verfahren werden weniger häufig angewandt.

Es sollte stets darauf geachtet werden, dass sichergestellt wird, dass die Abstützung für die Wellenschwingungsaufnehmer sehr starr ist. Wenn dies nicht der Fall ist, ist das Messsignal für die Relativbewegung zwischen der Welle und dem Lagergehäuse nicht repräsentativ. Diese Anforderung kann durch eine statische Untersuchung der Struktur oder eine Verifizierung der Eigenfrequenz der Abstützung der Schwingungsaufnehmer mithilfe einer Stoßprüfung bewertet werden. Es wird empfohlen, dass die niedrigste radiale Eigenfrequenz der Montagestruktur des Schwingungsaufnehmers mindestens zehnmal größer als die synchrone Drehfrequenz sein sollte, um die Möglichkeit einer Resonanz der Abstützung zu vermeiden. Wenn es jedoch immer noch Anzeichen einer Resonanz für die Stützstruktur gibt, auf der der Schwingungsaufnehmer montiert ist, müssen die Auswirkungen vor der Messung von Signalen eliminiert werden. Zusätzlich sollte die niedrigste radiale Eigenfrequenz der Struktur oder des Lagergehäuses, auf dem der Aufnehmer montiert ist, mindestens das Zehnfache der synchronen Drehfrequenz betragen.

Es sollte Vorsicht walten gelassen werden, um die vom Hersteller angegebenen Anforderungen zum Beibehalten eines Freiraums einzuhalten, der um einen Aufnehmer herum benötigt wird, um magnetische Störungen zu vermeiden. Es sollte außerdem beim Einrichten des Abstands zwischen dem Aufnehmer und der Welle darauf geachtet werden, dass dieser größer als das doppelte maximale Radialspiel ist, um Schäden am Aufnehmer zu vermeiden.

Es ist wichtig, dass die Wellenoberfläche an den Schwingungsmessstellen keine Makel, Kratzer, Dellen oder andere Oberflächendefekte aufweisen darf. Es ist üblich, dass die Wellenmessfläche für die Wellenschwingungsaufnehmer besonders vorbereitet wird, um die kombinierte elektrische und mechanische Rundlaufabweichung auf einen sehr geringen Wert zu begrenzen. Idealerweise sollte die Wellenmessfläche für Schwingungsmessungen gleichzeitig mit den Lagerzapfen schlussbearbeitet werden.

4.2.2.3 Messungen der absoluten Wellenschwingungen

Der absolute Schwingweg S_{p-p} kann direkt mit Hilfe von Schwingwegaufnehmern gemessen werden, wenn eine starre Abstützung für die Aufnehmer hergestellt werden kann, z. B. eine steife Stahlstützstruktur, die an der Turbine oder der Generatorgrubenwand montiert wird. Messungen der absoluten Wellenschwingungen sind nicht üblich, da die Anforderung zur Bereitstellung einer starren Stützstruktur zur Montage der Aufnehmer schwer zu erfüllen ist.

Eine andere Möglichkeit ist die Durchführung einer Vektorsummierung der relativen Wellenschwingungen mit Hilfe von berührungslos wirkenden Aufnehmern und den absoluten Schwingungen des Stützrahmens mit Hilfe seismischer Aufnehmer. Die seismischen Aufnehmer müssen auf dem Stützrahmen so nahe wie möglich an den Wellenschwingungsaufnehmern installiert werden, sodass beide Aufnehmer in derselben radialen Richtung messen. Eine Berechnung mit Integration und Berücksichtigung der Amplitude und Phase der Schwingungssignale kann durchgeführt werden, um die Größe der absoluten Wellenschwingungen zu bestimmen. Bei sehr niedrigen Frequenzen (unter 60 min^{-1}) ist die Stabilität der doppelt integrierten Signale von den seismischen Aufnehmern ein Problem.

4.2.3 Lager- und Wellenschwingungen in Axialrichtung

Zu Diagnosezwecken oder bei der Überwachung von Änderungen und für die mechanische Beurteilung ist es nützlich oder manchmal sogar notwendig, axiale Messungen vorzunehmen. Diese Messungen können entweder relative Wellenausschläge oder die Schwingungen des Axiallagergehäuses oder beides sein.

Die axialen Schwingungen des Axiallagers entsprechen im Allgemeinen der axialen Wirkung der Strömungsdruckpulsationen der Turbine, die die lasttragenden Oberflächen des Axiallagers beschädigen können.

Es ist jedoch nicht üblich, während der kontinuierlichen Betriebsüberwachung an den Haupt-Traglagern Axialschwingungen zu messen. Solche Messungen werden vorwiegend bei der periodischen Schwingungsüberwachung oder zu Diagnosezwecken ausgeführt.

Es können derzeit keine Kriterien für axiale Wellenschwingungen angegeben werden, da ein Mangel an verfügbaren Messdaten vorliegt.

4.2.4 Störeinflüsse

Die Wellenschwingungen und die Lagergehäuseschwingungen können durch die Schwingungen der Lagerständerstruktur beeinflusst werden. Das untere Lagergehäuse von Generatoren bei vertikalen Maschinen kann durch die Schwingungen, die von der Turbinenabdeckung übertragen werden, beeinträchtigt werden, wenn ein Stützkegel oder ein Stützzylinder verwendet wird. Generatorlager, die auf in den Fundamentbeton eingelassenen Sohlen abgestützt sind, können durch Kräfte der Turbine beeinträchtigt werden, die von den Fundamenten übertragen werden.

Maschinensätze mit Francis-Turbinen können an den Lagergehäusen höhere Schwingungswerte aufweisen, wenn Fallrohrwirbel vorliegen. Die Erfahrung zeigt, dass diese Wirbel auch unter üblichen Betriebsbedingungen, wie in Anhang A angegeben, auftreten können. Wenn angenommen wird, dass Fallrohranregungen auftreten, sollten zusätzliche Untersuchungen durchgeführt werden.

4.3 Messpunkte und Messrichtungen

4.3.1 Allgemeines

Typische Positionen für die Messung von Schwingungen von Wasserkraftmaschinensätzen sind in den Bildern 1 bis 5 sowie in den Bildern 6 und 7 gezeigt.

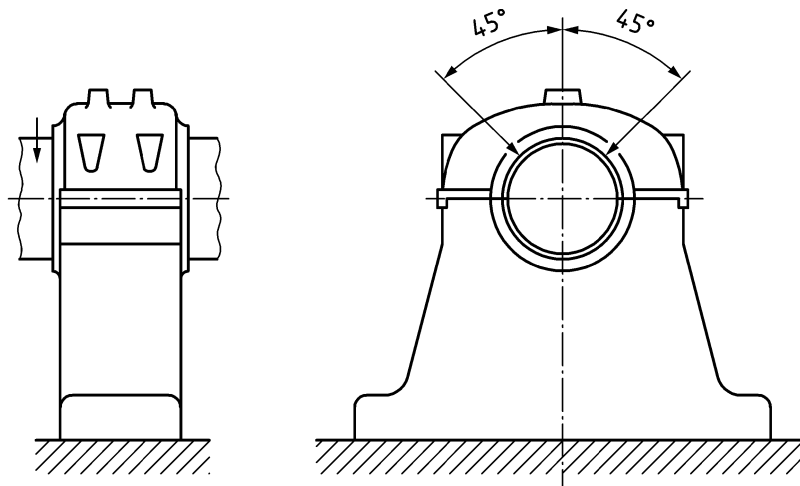
4.3.2 Messung der relativen Wellenschwingungen

Für sämtliche Maschinen sollten die Schwingungsmessungen in einem Abstand von jeweils 90° vorgenommen werden. Der Ort und die Ausrichtung der Schwingungsaufnehmer sollten so gewählt werden, dass die Höchstwerte der Schwingungen erfasst werden.

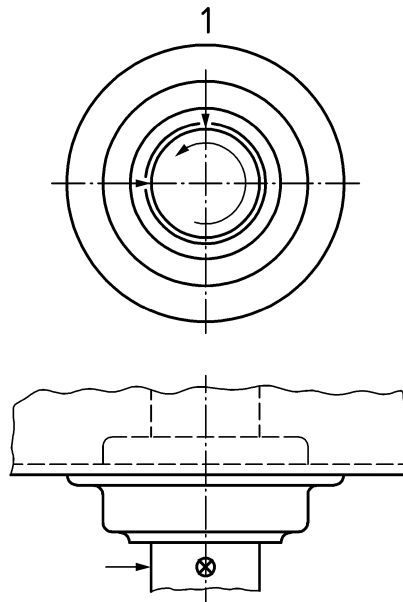
Bei horizontalen Maschinen sollten die Schwingungsaufnehmer horizontal und vertikal platziert werden, da wichtige Informationen erhalten werden können, wenn die Aufnehmer in den zwei Hauptsteifigkeitsrichtungen der Lagergehäuseabstützungen montiert sind, d. h. in horizontaler und vertikaler Richtung.

Alternativ dürfen die Aufnehmer, wie in Bild 6 a) gezeigt, $\pm 45^\circ$ von der Vertikalen entfernt platziert werden, d. h. die Aufnehmer sind weiterhin 90° voneinander entfernt.

Bei vertikalen Maschinen sollten sich die Aufnehmer auf der Oberwasserseite und 90° zu dieser Position in Drehrichtung befinden; Bild 6 b) stellt den Fall einer Maschine gegen den Uhrzeigersinn dar. Die auf den oberen und unteren Lagern montierten Aufnehmer sollten vertikal übereinander angeordnet werden.



a) An horizontalen Maschinen



1 Oberwasserseite (von oben gesehen)

b) An vertikalen Maschinen

Bild 6 — Empfohlene Stellen für Wellenschwingungsmessungen

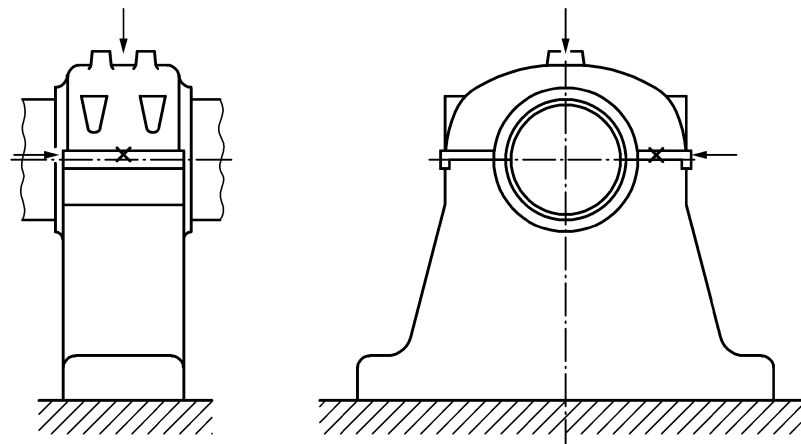
4.3.3 Messung der absoluten Schwingungen im Lagergehäuse

Bei horizontalen Maschinen sollten radiale Messungen idealerweise, wie in Bild 7 a) gezeigt, in vertikaler und horizontaler Richtung und, wenn möglich, auf dem Lager vorgenommen werden, das Axiallasten in Axialrichtung aufnimmt (parallel zur Schaftachse). Wichtige Informationen, die aus Messungen in den Steifigkeitsrichtungen ausgewertet werden können, fehlen, wenn die Lagerschwingungsmessungen in $\pm 45^\circ$ -Richtungen durchgeführt werden.

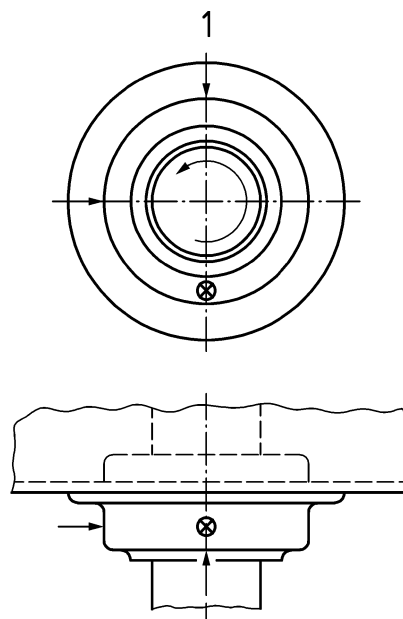
Bei Maschinen mit niedriger Drehzahl und horizontaler Schaftachse, wie beispielsweise den in Bild 2 dargestellten Rohrturbinen, müssen die Messpunkte und -richtungen aufgrund der Flexibilität der Stützstruktur mit großer Vorsicht bestimmt werden.

Bei vertikalen Maschinen sollten die bevorzugten Messrichtungen auf der Oberwasserseite und in Drehrichtung 90° voneinander entfernt sein; Bild 7 b) stellt den Fall einer Maschine gegen den Uhrzeigersinn dar. Wenn möglich sollten die Aufnehmer an jedem Führungslager auf oder so nahe wie möglich am Lagergehäuse montiert und so angeordnet werden, dass sie sich vertikal übereinander befinden, d. h. in derselben vertikalen Ebene. Zudem sollten die Gehäuseschwingungsaufnehmer und die Wellenschwingungsaufnehmer so nahe wie möglich aneinander montiert werden, um die Analyse des Schwingungsverhaltens der Maschine zu vereinfachen.

Bild 7 stellt ausführlich die Position für die Schwingungsaufnehmer dar.



a) An horizontalen Maschinen



1 Oberwasserseite (von oben gesehen)

b) An vertikalen Maschinen

Bild 7 — Empfohlene Positionen für die Messung der Lagergehäuseschwingungen

4.4 Messgeräte

4.4.1 Allgemeines

Das Messgerät sollte die Schwingungsamplitude für eine Mindestzeit von mindestens zehn Umdrehungen der Maschine messen können. Dies erlaubt ausreichend Zeit, um die Daten des Teillast-Fallrohrwirbels zu erfassen, die zwischen 0,25 und 0,33 der Drehfrequenz auftreten (Rheingans-Frequenz).

Die höchste Frequenz von Interesse ist üblicherweise zweimal so groß wie die höchste maschinenbezogene Frequenz, die durch Folgendes gegeben ist:

$$\max\{2z_R f_{\text{rot}}, 2z_G f_{\text{rot}}\} \quad (1)$$

Dabei ist

f_{rot} die Drehfrequenz der Maschine in Hertz (Hz);

ANMERKUNG Die Drehfrequenz f_{rot} steht in folgender Beziehung zur Drehzahl n in min^{-1} : $f_{\text{rot}} = n/60$.

z_R die Anzahl der Laufradschaufeln. Bei Pelton-Turbinen ist z_R die Anzahl der Schaufeln;

z_G die Anzahl der Leitschaufeln (Francis-, Pump-, Kaplan- und Rohrturbine) oder Stützschaufeln, falls keine Leitschaufeln vorhanden sind. Bei Pelton-Turbinen ist z_G die Anzahl der Saugdüsen.

Um dies aus den erfassten Daten erkennen zu können, sollte die höchste analysierbare Frequenz aus der FFT-Analyse (Analysierfrequenz) mindestens das 2,1-Fache der höchsten maschinenbezogenen Frequenz betragen. Dies erfordert eine Abtastfrequenz (Abtastrate) von mindestens dem 2,56-Fachen der höchsten Analysierfrequenz. Die empfohlene Abtastfrequenz ist das Vierfache der höchsten Analysierfrequenz, d. h. das 8,4-Fache von $z_R f_{\text{rot}}$ oder $z_G f_{\text{rot}}$; dies kann auch vom Datenerfassungssystem und von den verwendeten Filtern abhängen.

4.4.2 Messungen der absoluten Schwingungen im Lagergehäuse

Die Eigenschaften des Messgeräts sollten in Übereinstimmung mit den Anforderungen von ISO 2954 und IEC 60994 sein.

Tabelle 1 zeigt den Mindestbereich der Frequenzen an, die vom Messgerät erfasst werden sollten.

Tabelle 1 — Frequenzbereich für die Erfassung der absoluten Schwingungen im Lagergehäuse

Art der Turbine	Mindestfrequenz f_{min}	Höchstfrequenz f_{max}
Francis-Turbine	$0,1 f_{\text{rot}}$	$3 z_R f_{\text{rot}}$
Pump-Turbine	$0,1 f_{\text{rot}}$	$3 z_R f_{\text{rot}}$
Kaplan-Turbine	$0,1 f_{\text{rot}}$	$3 z_R f_{\text{rot}}$
Rohrturbine	$0,1 f_{\text{rot}}$	$3 z_R f_{\text{rot}}$
Pelton-Turbine	$0,4 f_{\text{rot}}$	$5 z_R f_{\text{rot}}$

Bei Pump-Turbinen und Francis-Turbinen mit großer Fallhöhe hängen die Schwingungen am Turbinenlager stark von der Fallhöhe und/oder Drehzahl ab. Wenn Rotor-Stator-Interaktionen auftreten, liegen aufgrund von Druckpulsationen im unbeschauften Raum an der Abdeckung hochfrequente Komponenten (üblicherweise 70 Hz bis 500 Hz) im Schwingungssignal vor. Die höheren Frequenzen der Schwingungen können in bestimmten Fällen aus dem Signal herausgefiltert werden, um einen nützlichen Messwert zu erhalten, d. h. wenn demonstriert wird, dass die Größe dieser hohen Frequenzen kein signifikantes Belastungsniveau induziert.

Unter bestimmten Betriebsbedingungen werden Wasserturbinen Turbulenzen oder Kavitationsphänomenen ausgesetzt, die breitbandige Frequenzkomponenten erzeugen, die auf die Stützstrukturen übertragen werden, aber nicht mit Radialkräften vom Turbinenlaufrad verbunden sind. Diese höheren Frequenzen der Schwingungen können in bestimmten Fällen aus dem Signal herausgefiltert werden, um einen nützlichen Messwert zu erhalten, d. h. wenn demonstriert wird, dass die Größe dieser hohen Frequenzen keine signifikanten Belastungsniveaus induziert.

Das gesamte ungefilterte Signal kann jedoch für Diagnosezwecke anderer Turbinenkomponenten relevant sein (z. B. Laufrad, Abdeckung, Gehäuse des Zulaufs).

Bei Frequenzen unterhalb von 2 Hz muss bei der Auswahl der zu verwendenden Aufnehmer Vorsicht walten. Es sollte besonders darauf geachtet werden, sicherzustellen, dass die Messgeräte mit einer besonderen elektronischen Kompensation ausgestattet sind, um über den spezifizierten Frequenzbereich hinweg einen linearen Frequenzgang zu erhalten. Bei Drehfrequenzen unterhalb von 2 Hz sollte die Mindesterfassungsfrequenz, falls möglich, $0,25 f_{\text{rot}}$ oder weniger betragen. Umweltaspekte, die die Eigenschaften und die Genauigkeit des Messgeräts beeinträchtigen können, müssen bekannt sein, einschließlich folgender Aspekte:

- Temperaturschwankungen,
- magnetische Felder,
- Schallfelder,
- Änderung der Betriebsspannung,
- Länge der Aufnehmerleitungen,
- Ausrichtung der Schwingungsaufnehmer.

Die in der Datenbank gespeicherten Schwinggeschwindigkeitswerte wurden verwendet, um die in Anhang A angegebenen Maßnahmenstufen für Lagergehäuseschwingungen festzusetzen.

Unabhängig vom verwendeten Aufnehmertyp kann das Schwingungssignal integriert oder differenziert werden, um die Schwinggeschwindigkeit zu erhalten, um die Maßnahmenstufen prüfen zu können. Dies ist die Messgröße, die für einen Ermüdungsausfall relevant ist.

Wenn das Messgerät außerdem für Diagnosezwecke oder die Erkennung von von-Kármán-induzierten Schwingungen verwendet wird, kann ein Aufnehmer mit einer oberen Frequenzgrenze von mehr als dem oben genannten Wert erforderlich sein. Messungen, die mit diesen höheren Frequenzen vorgenommen werden, sollten nur für besondere Untersuchungen durchgeführt werden.

4.4.3 Messung der Wellenschwingungen

Die Eigenschaften des Messgeräts sollten in Übereinstimmung mit den Anforderungen von ISO 10817-1 und IEC 60994 sein.

Das Messgerät muss die statischen (DC) und dynamischen (AC) Signale messen können, um die mittlere Wellenposition und den dynamischen Ausschlag zu bestimmen, der um diese Position herum auftritt.

Die interessierenden Frequenzbereiche für eine Mindestdatenerfassungskonfiguration sind in Tabelle 2 angegeben.

Tabelle 2 — Frequenzbereiche zur Erfassung der relativen Wellenschwingungen

Art der Turbine	Mindestfrequenz $f_{\min}$	Höchstfrequenz $f_{\max}$
Francis-Turbine	$0,1 f_{\text{rot}}$	$3 z_G f_{\text{rot}}$
Pump-Turbine	$0,1 f_{\text{rot}}$	$3 z_G f_{\text{rot}}$
Kaplan-Turbine	$0,1 f_{\text{rot}}$	$3 z_G f_{\text{rot}}$
Rohrturbine	$0,1 f_{\text{rot}}$	$3 z_G f_{\text{rot}}$
Pelton-Turbine	$0,4 f_{\text{rot}}$	$3 z_G f_{\text{rot}}$

Das Messsystem muss eine Amplitude von mindestens dem Vierfachen des Werts der Maßnahmenstufe 1, wie in Anhang A spezifiziert, messen können. Der Abstand zwischen dem Aufnehmer und den bearbeiteten Messflächen für die Wellenschwingungsmessung sollte auf einen Wert eingestellt sein, der der Hälfte dieser Amplitude entspricht, sodass auch transiente Betriebsbedingungen genau überwacht werden können.

Der S_{p-p} -Wellenschwingungswert wird durch die Mittelung der Werte über mindestens zehn Beobachtungen berechnet, wobei jede aus mindestens zehn Wellenumdrehungen besteht. Der Grund dafür ist, dass sich ein einzelner Wert von S_{p-p} statistisch erhöht, wenn sich das Zeitfenster erweitert, wobei der gemittelte Wert weniger vom Zeitfenster abhängig ist.

4.4.4 Messung von $S_{\max}$ oder S_{p-p}

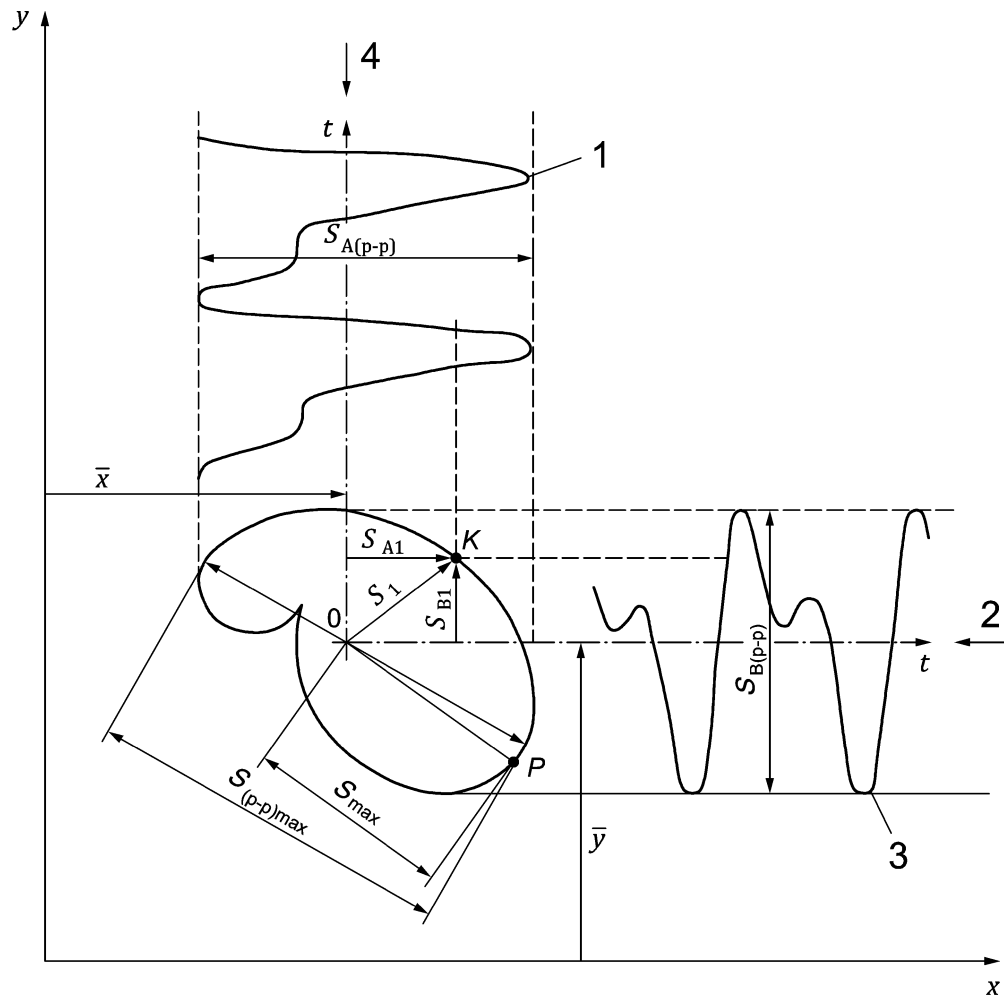
Individuelle S_{p-p} -Messungen von den Aufnehmern A und B anstatt $S_{\max}$ sind die bevorzugten Wellenschwingungsmessungen, siehe Bild 8. Der Grund dafür ist, dass $S_{\max}$ selbst nicht ausreichend ist, um Änderungen zu identifizieren, da die Größe und die Phase des Signals erforderlich sind, um Änderungen der Wellenschwingungen zu erkennen.

Die S_{p-p} -Werte in Anhang A gelten für einen der zwei Aufnehmer (Oberwasserseite und 90° davon entfernt).

4.5 Betriebsbedingungen

Messungen sollten durchgeführt werden, wenn der elektrische Maschinenstator und -rotor und die Lagersegmente (oder -schalen) sowie das Ölbad allesamt ihre üblichen stationären Temperaturen erreicht haben und wenn die Maschine unter stationären Bedingungen betrieben wird.

ANMERKUNG Für die Zwecke dieses Teils von ISO 20816 bedeutet der Begriff „stationär“, dass von Änderungen des Auslasses, der Fallhöhe, der Drehzahl und der positiven Nettosaugenergie und/oder der Leitschaufelposition (oder der Nadelpositionen im Falle von Pelton-Turbinen) erwartet wird, innerhalb von $\pm 1,5\%$ der ursprünglichen Startbedingungen für die Messungen zu bleiben.



Legende

- | | | | |
|---|--|---|--|
| 1 | Wellenausschlag in Richtung des Aufnehmers A | 3 | Wellenausschlag in Richtung des Aufnehmers B |
| 2 | Aufnehmer A | 4 | Aufnehmer B |
- x, y feste Bezugsachsen
 0 zeitintegrierte Mittenposition der Wellenbahn
 $\bar{x}, \bar{y}$ zeitintegrierte Mittelwerte des Wellenausschlags
 K momentane Position des Wellenmittelpunkts
 P Position der Welle beim maximalen Ausschlag von der zeitintegrierten Mittenposition
 S_1 Momentanwert des Wellenausschlags
 $S_{\max}$ Maximalwert des Wellenausschlags von der zeitintegrierten Mittenposition 0
 S_{A1}, S_{B1} Momentanwerte des Wellenausschlags in Richtung des Aufnehmers A bzw. B
 $S_{(p-p)\max}$ maximaler Spitze-Spitze-Wert des Schwingwegs
 $S_{A(p-p)}$ } Spitze-Spitze-Werte des Wellenausschlags in Richtung des Aufnehmers A bzw. B
 $S_{B(p-p)}$ }

ANMERKUNG In dieser Beispielskizze ist $S_{A(p-p)} = S_{(p-p)}$, da $S_{A(p-p)} > S_{B(p-p)}$.

Bild 8 — Darstellung der Beziehung zwischen S_{p-p} und $S_{\max}$ (siehe ISO 20816-1)

5 Bewertung der Schwingungsmesswerte

5.1 Allgemeines

ISO 20816-1 enthält eine allgemeine Beschreibung der zwei Kriterien, die zur Beurteilung der Auswirkungen der Schwingstärke verwendet werden. Das eine Kriterium betrachtet die Größe der Schwingungen, die durch breitbandige Messungen ermittelt werden, während das zweite Kriterium Änderungen der Größe und der Phase der Schwingungen betrachtet, unabhängig davon, ob es sich bei der Schwingungsgröße um eine Zu- oder Abnahme handelt.

5.2 Kriterium I: Schwingungsgröße

Damit eine Maschine zuverlässig und sicher läuft, ist es erforderlich, dass die Größe der Schwingungen innerhalb bestimmter Grenzen bleiben sollte. Diese Grenzen ergeben sich aus den zulässigen dynamischen Belastungen und akzeptablen Werten für die Schwingungen, die in die Stützstruktur und das Fundament übertragen werden. Allgemein wird dieses Kriterium als Basis zur Bewertung neuer Maschinen verwendet. Bei Maschinen, die überholt oder ertüchtigt werden sollen, wird dringend empfohlen, eine versuchs-technische Ermittlung der Basisschwingungswerte durchzuführen, bevor die Demontage beginnt, damit sie als zukünftige Referenz verwendet werden können.

Es ist wichtig, Wellenschwings- und Lagergehäuseschwingungsmessungen durchzuführen, um eine zutreffende Beurteilung des Zustands der Maschine und der Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls zu erhalten. Der größte Schwingungswert an jedem Lagerständer oder Lagergehäuse oder von einer Messung der relativen Wellenschwingungen wird nach Bewertungszonen beurteilt, die festgelegt wurden, um eine Beurteilung der Schwingungen einer gegebenen Maschine unter stationären Bedingungen bei üblicher Betriebsdrehzahl zu erlauben und Hinweise auf mögliche Maßnahmen zu geben. Um die Konsistenz mit anderen Teilen der Normenreihe ISO 20816 zu wahren, wird das Konzept der Zonen A, B, C und D beibehalten. Von einem statistischen Standpunkt gesehen war es nicht möglich, eine zuverlässige Unterscheidung zwischen Zone A (traditionell für neu in Betrieb genommene Maschinen vorgesehen) und Zone B (üblicherweise für uneingeschränkten Langzeitbetrieb als akzeptabel angesehen) vorzunehmen. Um dieses spezielle Problem zu lösen, wurden die Zonen A und B zur Zone A-B zusammengefasst.

Für alle in diesem Teil von ISO 20816 definierten Zonen gelten die folgenden Bedingungen:

- Die stabilisierte Temperatur des Führungslagermetalls (konventionelles Babbitt-Lager) muss unterhalb von 65 °C bleiben; die Metalltemperatur der meisten Führungslager dieser Maschinen stabilisiert sich im Durchschnitt bei ca. 50 °C.
- Die stabilisierte Temperatur des Axiallagermetalls (konventionelles Babbitt-Lager) muss unterhalb von 85 °C bleiben; die Metalltemperatur der meisten Axiallager dieser Maschinen stabilisiert sich im Durchschnitt bei ca. 70 °C.

Zone A-B: Maschinen mit Schwingungswerten innerhalb dieses Hauptbereichs werden als akzeptabel für einen uneingeschränkten Langzeitbetrieb angesehen, vorausgesetzt, dass es keine weiteren Anzeichen für Probleme gibt, wie etwa hohe Lagertemperaturen oder Wellenschwingungen von mehr als 70 % des diametralen Spiels des kalten Lagers.

ANMERKUNG 1 Messungen des Spiels am kalten Lager können mittels einer direkten Messung zwischen den Lagerzapfen und den Segmenten (oder Schalen) oder durch Anheben der Welle in mindestens vier Richtungen mit einem Abstand von 90° zueinander durchgeführt werden.

Zone C: Schwingungswerte in dieser Zone zeigen die Erfordernis für weitere Untersuchungen oder für Maßnahmen an, um die Schwingungswerte zu reduzieren. Die ersten zu betrachtenden Messgrößen sind die Lagertemperatur sowie die Schwingungen der Welle, die nicht mehr als 70 % des diametralen Spiels des kalten Lagers betragen dürfen.

Zone D: Schwingungswerte in dieser Zone und/oder Wellenschwingungen von mehr als 70 % des diametralen Spiels des kalten Lagers zeigen an, dass eine Wahrscheinlichkeit für Schäden an der Maschine vorliegt. Deshalb ist ein sofortiges Einschreiten erforderlich, um die Gründe für die hohen Schwingungswerte zu identifizieren.

ANMERKUNG 2 Zu Übergangszuständen siehe 5.5.4.

Grenzwerte für die gängigsten Turbinenarten sind in Anhang A angegeben. Die angegebenen Grenzwerte sind unabhängig von Fallhöhe und Durchfluss, vorausgesetzt, dass die Art der gemessenen Maschine (Francis, Kaplan, Pelton usw.) innerhalb des für diese Art üblichen und in Anhang A festgelegten Betriebsbereichs betrieben wird.

Das in Bild 9 angegebene Flussdiagramm zeigt, wie die Zonengrenzwerte verwendet werden können, um zu identifizieren, ob weitere Untersuchungen und/oder Maßnahmen erforderlich sind.

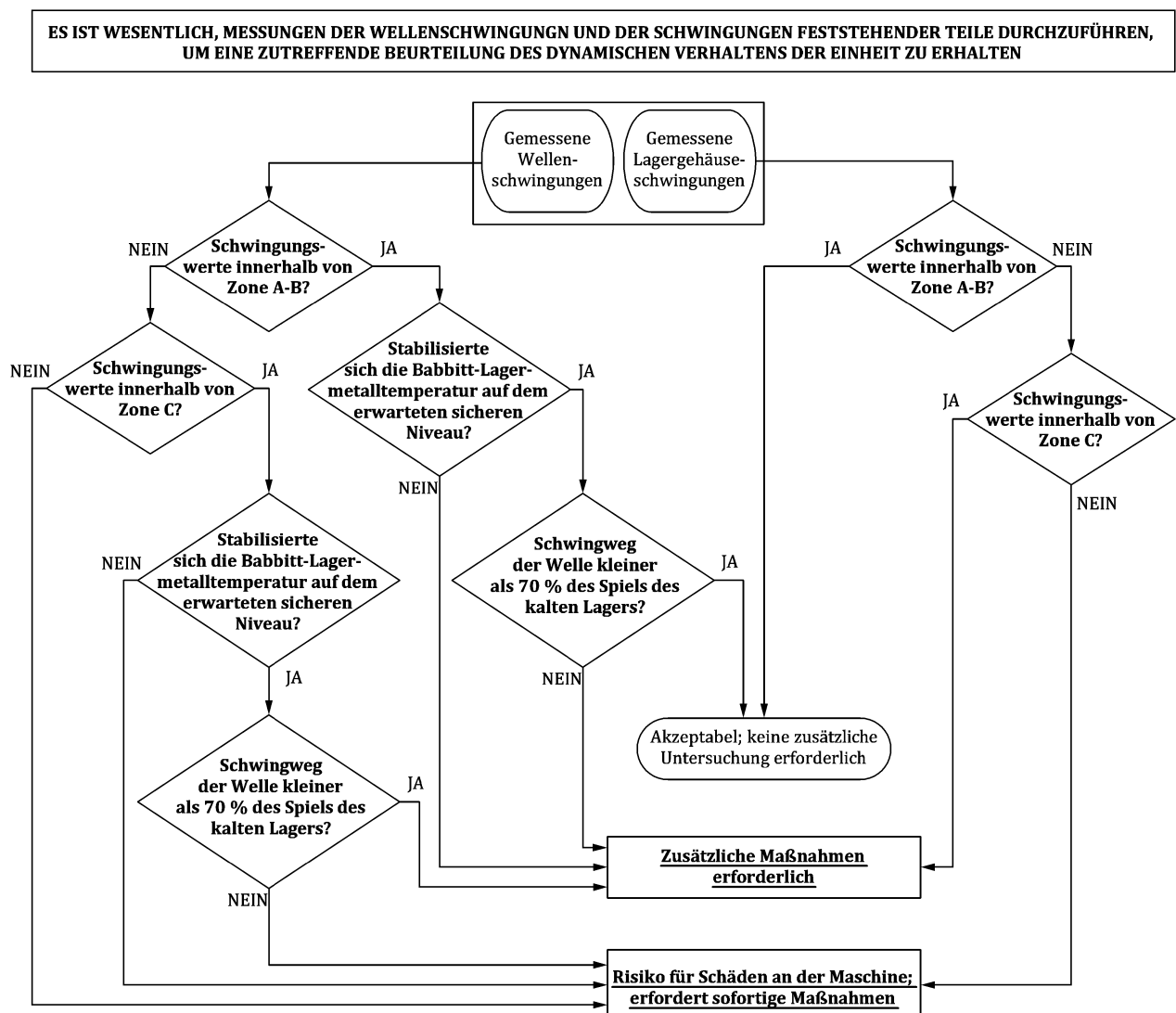


Bild 9 — Flussdiagramm

5.3 Ermittlung der Zonengrenzwerte für Kriterium I

5.3.1 Allgemeines

Dieser Teil von ISO 20816 basiert auf einer statistischen Analyse einer internationalen Schwingungsdatenbank. Diese Datenbank enthält mehr als 7 000 Datensätze, worin Aufzeichnungen zum Langzeitbetrieb von Maschinen an Standorten in der ganzen Welt enthalten sind. Die Datenbank enthält Messungen für sämtliche Arten von Wasserkraft- und Pumpspeichermaschinen, üblicherweise mit mehr als einer Messung für jede Maschine.

Die nützlichste Verwendung dieser Datenbank ist die Identifizierung akzeptabler Schwingungswerte, die eine weitere Maschinenintegrität und einen problemlosen Betrieb des Maschinensatzes sicherstellen.

Die Schwingungswerte und alle anderen verfügbaren Messgrößen wurden in der Datenbank geprüft, um zu sehen, ob es einen Zusammenhang zwischen den Schwingungswerten und gemeldeten Schäden an einer Maschine gab.

Das Ziel der Analyse bestand darin, Zonengrenzwerte zu bestimmen, die verwendet werden können, um Maßnahmen, wie beispielsweise weitere Untersuchungen oder ein sofortiges Abschalten, empfehlen zu können, um Schäden an der Maschine zu vermeiden. Diese Zonengrenzwerte können auch verwendet werden, um die gemessenen Schwingungswerte mit dem wahrscheinlichen Istzustand der Maschine in Bezug zu bringen und auch die Wahrscheinlichkeit einer Verschlechterung des Zustands der Maschine durch Ermüdung der Komponenten zu identifizieren.

Der Schluss der statistischen Analyse der Datenbank ist, dass es keinen klaren Zusammenhang zwischen den Schwingungswerten und den Konstruktionsparametern, wie Drehzahl, Fallhöhe, Leistung, Durchmesser des Laufrads und Spiel des Radiallagers, gibt. Die Analyse der verfügbaren Daten zeigt eine ausgeprägte Streuung. Es wurde jedoch herausgefunden, dass die Medianwerte stabil sind, und diese zeigen, dass die Schwingungswerte von Folgendem abhängen:

- Ort der Führungslager,
- Art der Turbine,
- Ausrichtung der Welle.

Die Kurvenanpassung wurde mit Hilfe von Software-Routinen durchgeführt; die beste Übereinstimmung wurde mit der Burr-Verteilung festgestellt. Eine Kurzbeschreibung des Analysierverfahrens und des angewandten Regressionsverfahrens ist in Anhang D angegeben.

Aus den in der Datenbank enthaltenen Daten wird klar, dass sich der Prozentsatz an Maschinen, bei denen Schwingungsprobleme identifiziert wurden, mit zunehmender Größe der Gehäuse- und der Wellenschwingungen erhöht. Bei Werten um das 1,6- und 2,5-Fache des Medianwerts wurde ein signifikanter Anstieg der Wahrscheinlichkeit des Problems beobachtet. Aus diesem Grund wurden diese Punkte verwendet, um einen Anstieg des Risikoniveaus für potentielle Probleme anzuzeigen. Sie werden deshalb verwendet, um die in Anhang A angegebenen Zonengrenzen zu definieren.

Empfohlene Werte für die Zonen A-B, C und D sind für die verschiedenen Kombinationen von Maschinenarten, Lagerorten und Wellenausrichtungen, die von diesem Teil von ISO 20816 abgedeckt werden, in den Tabellen A.1 bis A.4 angegeben. Diese Kriterien gelten für Messungen, die in radialer Richtung an Lagerständen oder Lagergehäusen von Maschinensätzen vorgenommen werden, wenn sie innerhalb des in Anhang A spezifizierten üblichen Betriebsbereichs betrieben werden.

Eine oder mehrere Maßnahmen sollten durchgeführt werden, wenn die in Anhang A angegebenen Maßnahmenstufen überschritten werden. Ein kontinuierlicher Betrieb bei diesen Schwingungswerten kann zulässig sein, wenn keine Vorgeschichte an Problemen mit den Maschinen vorliegt und sich die Schwingungswerte seit der ersten Inbetriebnahme der Einheiten nicht verändert haben. Wenn jedoch eine

Änderung der Größe der Wellenschwingungen ($> 25\%$) und/oder Lagergehäuseschwingungen ($> 25\%$) vorliegt oder höhere Werte als bei der ersten Inbetriebnahme der Einheit erreicht wurden, wird eine weitere Untersuchung empfohlen. Mögliche Ursachen von hohen Schwingungen sind in Anhang C aufgelistet. Berechnungen und Analysen können angemessen sein, um die möglichen Auswirkungen zu identifizieren, die die erhöhten Schwingungswerte hinsichtlich der Ermüdung der Maschinenteile haben können und die für die erwartete Lebensdauer der Maschine ausschlaggebend sind.

Es sollte außerdem beachtet werden, dass die Gesamtbeurteilung des Schwingungszustands einer Maschine auf der Basis sowohl der Messung der relativen Wellenschwingungen als auch der Messung der Schwingungen nicht-rotierender Teile, besonders der Lagergehäuse, erfolgen sollte.

5.3.2 Auswirkung der Betriebsbedingungen der Turbine auf die Schwingungsmessungen des Lagergehäuses

Die Schwingungsmessungen der Lagergehäuse können durch Folgendes beeinträchtigt werden:

- Bei Maschinen mit niedrigen Drehzahlen ($\leq 60 \text{ min}^{-1}$) sind die Schwingungskomponenten aufgrund der Radialkräfte vom Turbinenlaufrad sehr schwer präzise zu messen. Beispielsweise kann die Anregung durch den Wirbel im Wasser im Fallrohr eine Frequenz von weniger als dem 0,3-Fachen der Drehfrequenz der Maschine haben, die schwer zu erfassen ist.
- Bei Maschinen mit großer Fallhöhe ist die radiale Schwinggeschwindigkeit am Turbinenlager stark mit den Druckpulsationen unter der Abdeckung verknüpft und steht nicht mit den Radialkräften vom Turbinenlaufrad in Verbindung. Diese Schwingungen haben hohe Frequenzen und hohe Schwinggeschwindigkeiten und sind oft mit niedrigen Schwingwegen und somit niedrigen Belastungen der Strukturen verbunden.

Bei Pump-Turbinen können an den Lagergehäusen höhere Schwingungsamplituden auftreten, weil die Form des Laufrads ein Kompromiss zwischen der für eine Turbine und der für eine Pumpe optimalen Auslegung ist. Dies spiegelt sich in den in Anhang A angegebenen Werten für Pump-Turbineneinheiten wider.

5.3.3 Auswirkung der Betriebsbedingungen der Turbine auf die Wellenschwingungen

Als Folge von Radialkräften, die durch Strömungswirbel im Auslauf des Laufrads entstehen, können hohe Wellenschwingungsausschläge auftreten, wenn Axialturbinen mit nicht verstellbaren Schaufeln, Francis-Turbinen und Pump-Turbinen mit einem niedrigeren (oder höheren) Turbinenauslass als dem üblichen Betriebszustand nach der Festlegung in Anhang A betrieben werden.

5.3.4 Betriebsbedingungen der Pumpe

Zur Zeit liegen sehr wenige Daten vor, um Kriterien für Maschinensätze zu erstellen, die als Pumpe betrieben werden. Aus diesem Grund müssen die in Anhang A angegebenen Werte mit Vorsicht behandelt und stets zusammen mit einer Betrachtung dem Prozentsatz des diametralen Spiels des Lagers (und der Lagertemperatur, falls diese Daten verfügbar sind) verwendet werden.

5.3.5 Besondere Betriebszustände

Folgende Betriebszustände, bei denen hohe Schwingungswerte auftreten können, sollten besonders beachtet werden:

- Betrieb im stationären Zustand bei Teillast, bei Überlast sowie während transientser Betriebszustände beim Hochfahren und Abschalten;
- selten auftretende transiente Betriebszustände, wie Notabschaltung, strömungsloser Betrieb sowie Durchgang durch den Bremsquadranten bei Pumpen und Pump-Turbinen im Pumpbetrieb und bei Verlust der Stromversorgung.

Die Bewertung von Messungen unter diesen Bedingungen ist wesentlich schwieriger als die im Regelbetrieb innerhalb des üblichen Betriebsbereichs. Zur Zeit liegen nicht genügend Daten vor, um Grenzwerte für diese besonderen Betriebszustände festzulegen. Je weiter der Betriebszustand vom Soll-Zustand entfernt ist, desto stärker ist die Strömung in der Wasserkraftmaschine gestört, was zu Verwirbelungen und/oder Strömungsabriss und der Erzeugung heftiger, stochastischer Schwingungen führen kann. Wegen der Dichte von Wasser sind die Kräfte dieser stochastischen Anregung wesentlich größer als bei Turbinen in Wärmekraftwerken. Daher können bei Betrieb außerhalb des üblichen Betriebsbereichs die von gewöhnlichen Mechanismen einer Restunwucht oder einer unausgeglichene magnetischen Kraft verursachten Wellenschwingungen von den stochastischen Anteilen häufig vollständig verdeckt sein. Wegen dieser großen stochastischen Anteile unter besonderen Betriebsbedingungen sollte den Momentanwerten der Lagergehäuseschwingungen weniger Vertrauen geschenkt werden, und es sollte der Mittelwert über einen repräsentativen Messzeitraum im Fokus stehen. Es ist nicht ratsam, sich auf die Momentanwerte $S_{\max}$ oder S_{p-p} der Wellenschwingungen zu verlassen, aber es können ihre Mittelwerte über die letzten zehn Beobachtungen hinweg verwendet werden, die jeweils zehn Umdrehungen der Welle umfassen. Der Messzeitraum sollte jedoch nicht weniger als 40 s betragen (im Falle von Maschinen mit niedriger Drehzahl). Siehe Anhang E für empfohlene Methoden für die Verarbeitung von Schwingungsdaten.

5.4 Kriterium II: Änderung der Größe und der Phase der Schwingungen

5.4.1 Bewertungskriterien

Dieses Kriterium betrachtet die Änderung des Schwingungswerts gegenüber einem vorher festgelegten Referenzwert. Diese Trendanalyse sollte auf breitbandigen Schwingungswerten basieren, die während des Betriebs unter stationären Bedingungen gemessen wurden. Eine wesentliche Änderung der breitbandig gemessenen Schwingungen kann Maßnahmen erforderlich machen, auch wenn die Alarmgrenze (siehe 5.5) noch nicht erreicht ist. Solche Änderungen können momentan oder progressiv mit der Zeit sein und sollten untersucht werden, da sie potentielle Probleme oder Änderungen der Maschine anzeigen können, die Schäden verursachen oder eine gefährliche Situation hervorrufen können. Änderungen des Schwingungswerts um mehr als 25 % oder eine wesentliche Änderung der Phase ($> 30^\circ$) des Schwingungssignals im Vergleich zu zuvor etablierten Referenzwerten (d. h. weniger als 3 Monate vor Erkennung der Änderung oder vor dem Ausfall) sollten als wesentlich angesehen werden, insbesondere wenn diese plötzlich auftreten. Diagnostische Untersuchungen sollten eingeleitet werden, um den Grund für die Änderung festzustellen und zu bestimmen, welche weiteren Maßnahmen angemessen sind.

Der Wert von 25 % wird als wesentlich angesehen, unabhängig davon, ob eine Zu- oder Abnahme der Schwingungen vorliegt.

Der Wert von 25 % ist als Richtwert gedacht. Basierend auf der Erfahrung mit einer bestimmten Maschine oder Station darf ein anderer Wert verwendet werden.

Um Kriterium II anzuwenden, muss das vorherige Schwingungsverhalten der Maschine für alle wahrscheinlichen Betriebsbedingungen bekannt sein. Anhang B enthält weitere Informationen zu dieser Anforderung.

5.4.2 Anforderungen an die Überwachung

Die folgenden Anforderungen sind notwendig, um zu identifizieren, ob Änderungen der Größe oder der Phase der Schwingungen aufgetreten sind:

- Die Schwingungsmessungen müssen mit demselben Messgerät an derselben Aufnehmerstelle und -richtung und unter vergleichbaren strömungstechnischen Betriebsbedingungen durchgeführt werden.
- Es muss möglich sein, zu identifizieren, ob Änderungen der Amplitude oder Phase einzelner Frequenzkomponenten aufgetreten sind.

5.4.3 Besondere Empfehlung hinsichtlich des Generators

Es wurde angemerkt, dass in einigen Fällen die Auswirkung einer Stator- oder Rotorgeometrieabweichung oder von Verformungen während des Regelbetriebs die magnetische Kraft aufgrund einer Veränderung des Luftspalts ungleichmäßig machen kann. Die Kombination von Luftspaltemessungen mit Schwingungen ist empfohlen, da dies dabei hilft, die Ursache der Schwingungen zu identifizieren und einen Zustand aufzudecken, in dem die Maschinenintegrität mit der Zeit beeinträchtigt werden kann.

5.5 Grenzwerte für den Betrieb

5.5.1 Allgemeines

Die Schwingungen von Wasserkraftmaschinen können unter anderem durch Strömungskräfte, elektromagnetische Kräfte und mechanische Kräfte verursacht werden, sie werden jedoch üblicherweise von Strömungskräften dominiert, die sich signifikant von einem Betriebspunkt auf der Leistungskurve zu einem anderen unterscheiden. Um beurteilen zu können, ob eine Änderung der Schwingungen auftrat, muss daher das Überwachungssystem in der Lage sein, eine Kombination aus mindestens zwei Betriebsparametern, wie Fallhöhe und Durchfluss oder Leitwerköffnung, aufzeichnen zu können.

Für den Dauerbetrieb ist es gängige Praxis, Schwingungsgrenzwerte zum Setzen von Alarm und Abschaltung festzulegen.

Alarm: Dies wird verwendet, um eine Warnung auszugeben, dass ein festgelegter Schwingungswert erreicht oder eine deutliche Änderung eingetreten ist, sodass Abhilfemaßnahmen notwendig werden können. Wenn eine Alarmsituation eintritt, kann der Betrieb im Allgemeinen so lange fortgesetzt werden, bis die Gründe für die Änderung der Schwingungen gefunden sind.

Abschaltung: Dies wird verwendet, um den Schwingungswert festzulegen, oberhalb dessen ein Weiterbetrieb der Maschine Schaden verursachen kann. Wenn der Abschaltwert überschritten wird, sollten sofort Maßnahmen zur Verringerung der Schwingungen ergriffen werden, z. B. durch Reduzierung der Last, oder die Maschine sollte abgeschaltet werden, um Schaden zu begrenzen oder zu vermeiden. Es sollte sofort eine Untersuchung der Ursache für die Abschaltung durchgeführt werden.

Üblicherweise werden für verschiedene Betriebszustände (Turbine, Pumpe) unterschiedliche Alarm- und Abschaltwerte festgelegt, die Unterschiede in der dynamischen Belastung widerspiegeln. Für verschiedene Messorte und -richtungen dürfen unterschiedliche Werte festgelegt werden.

5.5.2 Festlegung von Alarmwerten

Die Alarmwerte können von Maschine zu Maschine variieren. Die für jede Messposition und -richtung für eine bestimmte Maschine gewählten Werte werden üblicherweise in Bezug auf einen Anfangswert festgelegt, der aus Betriebserfahrung bestimmt wird. Es wird empfohlen, dass der Alarmwert anfänglich auf die Maßnahmenstufe 1 (A-B/C) gelegt wird, wenn kein Anfangswert vorhanden ist. Wenn der Basiswert bekannt ist, wird vorgeschlagen, dass als Anfangswert der Alarmwert auf 20 % oberhalb des Basiswerts gelegt wird.

Wenn sich der Basiswert ändert (z. B. nachdem die Maschine überholt wurde), sollte ein geeigneter Alarmwert festgelegt werden.

Wenn die Wellenschwingungs- und die Lagerschwingungsmessverfahren auf die Maschine abgestimmt sind, wird empfohlen, dass diese Signale zur Auslösung der Alarmfunktion verwendet werden.

5.5.3 Festlegung von Abschaltwerten

Abschaltwerte sollten festgelegt werden, um die mechanische Integrität der Maschine zu schützen. Es sollten geeignete Werte gewählt werden, die spezielle Konstruktionsmerkmale berücksichtigen, die eingeführt wurden, um die Maschine gegen unübliche dynamische Kräfte widerstandsfähig zu machen.

Im Allgemeinen ist der Abschaltwert höher als die Maßnahmenstufe 2 (C/D), aber es wird empfohlen, dass der Abschaltwert wie folgt ausgewählt wird:

- das 1,25-Fache der Maßnahmenstufe 2 (C/D), wie in Anhang A für Lagergehäuseschwingungen angegeben,
- der kleinere Wert von entweder dem 1,25-Fachen der Maßnahmenstufe 2 (C/D), wie in Anhang A für Wellenschwingungen angegeben, oder 70 % des diametralen Spiels des kalten Lagers. Es ist zu beachten, dass ein Wert von mehr als 70 % akzeptabel sein kann, solange die Lagermetalltemperatur innerhalb ihres üblichen Bereichs bleibt und die Lagergehäuseschwingungen unterhalb von Maßnahmenstufe 1 liegen.

Wenn die Wellenschwingungs- und die Lagergehäuseschwingungsmessverfahren auf die Maschine abgestimmt sind, wird empfohlen, dass diese Signale zur Auslösung der Abschaltfunktion verwendet werden.

5.5.4 Besondere Betriebszustände

Die in Anhang A angegebenen Grenzwerte gelten für stationäre Bedingungen innerhalb des üblichen Betriebsbereichs für eine gegebene Turbinenart, wie in Anhang A festgelegt. Wenn die Maschine außerhalb des festgelegten Betriebsbereichs betrieben wird sowie während aller transienten Betriebsbedingungen, kann es erforderlich sein, die empfohlenen Alarm- und eventuell auch die Abschalteinstellungen kurzzeitig zu deaktivieren, z. B. durch Verwendung eines Zeitschalters. Wenn die Maschine auch in diesen besonderen Betriebszuständen überwacht werden muss, sollte ein zweiter Satz von Alarm- und Abschaltwerten ausgewählt werden, der sich für die maximalen Schwingungswerte eignet, die bei der Inbetriebnahme der Maschine aufgezeichnet wurden.

5.6 Vergleich der Ergebnisse für Wellenschwingungen und Lagergehäuseschwingungen

Es ist wichtig, zu wissen, dass es kein einfaches Verfahren gibt, um Lagergehäuseschwingungen und Wellenschwingungen aufeinander zu beziehen. Wenn also Lagergehäuse- und Wellenschwingungen verwendet werden, um die Schwingstärke zu bewerten, sollten zwei getrennte Messsysteme für Wellenschwingungen und für Lagerständer- oder Gehäuseschwingungen verwendet werden. Wenn die zwei verschiedenen Messsysteme unterschiedliche Ergebnisse für die Stärke der Maschinenschwingungen ausgeben, sollte die restriktivere Zonenklassifizierung verwendet werden.

Die gleichzeitige Messung der Wellen- und der Lagergehäuseschwingungen ermöglicht es, einen Bezug zwischen den zwei Schwingungsmessarten herzustellen, und hilft auch dabei, Werte für die Kräfte abzuleiten, die auf eine gegebene Maschine wirken.

5.7 Beurteilung auf der Basis von Informationen über Schwingungsvektoren

Die in diesem Teil von ISO 20816 angegebenen Kriterien sind auf breitbandige Schwingungsmessungen beschränkt, also weder mit Bezug auf die Frequenzkomponenten, aus denen das Messsignal besteht, noch auf die Phase des individuellen Frequenzsignals. Das ist zum Zwecke der Abnahmeprüfung und zur Betriebsüberwachung meistens ausreichend. Für eine Langzeit-Zustandsüberwachung und für Diagnosezwecke kann es jedoch sehr nützlich sein, Informationen über Schwingungsvektoren zu verwenden, d. h. über die Größe und die Phase, um Änderungen im dynamischen Zustand der Maschine zu erkennen und zu beschreiben. In manchen Fällen würden solche Veränderungen unentdeckt bleiben, wenn die Schwingungen nur breitbandig gemessen werden.

Darüber hinaus sollte eine auf der Korrelation zwischen den Wellenschwingungen und Luftspaltänderungen des Generators basierende Beurteilung ins Auge gefasst werden, da Luftspaltänderungen eine deutliche Ungleichmäßigkeit der magnetischen Kraft verursachen können.

Anhang A (normativ)

Grenzen der Bewertungszonen

A.1 Anwendung festgelegter Grenzwerte und Maßnahmen

Einige Maschinen können für einen sicheren Dauerbetrieb in Zone C oder D spezifiziert und konstruiert worden sein. Wenn dies der Fall ist, sind die für die Maßnahmenstufen festgelegten Maßnahmen nicht obligatorisch. Es sollte vom Hersteller bestätigt werden, dass es sicher ist, eine solche Maschine dauerhaft in Zone C oder D zu betreiben.

Bei neuen Maschinen oder überholten Maschinen und nach Vereinbarung zwischen dem Lieferanten und dem Kunden können die Maßnahmenstufen individuell gewählt werden. In einem solchen Fall sind einige der Maßnahmen eventuell nicht nötig.

Im Kontext dieses Teils von ISO 20816 bedeutet „Nennleistung“ die höchste bei der Bemessungs-Nettofallhöhe verfügbare Leistung.

Die in den Tabellen A.1, A.3 und A.4 angegebenen Pumpenschwungkriterien gelten für Pumpen, die bei der Bemessungskapazität arbeiten.

A.2 Maßnahmenstufen für die Schwingungen

Die Maßnahmenstufen für die Schwingungen sind in den Tabellen A.1 bis A.4 angegeben. Die Maßnahmenstufe 1 entspricht dem 1,6-Fachen des Medians der statistischen Schwingungsverteilung, und Maßnahmenstufe 2 beruht auf dem 2,5-Fachen des Medians. Die Medianwerte für jede Turbinenart und jede Wellenausrichtung wurden durch eine Analyse der Datenbank ermittelt, die die statistische Wahrscheinlichkeit betrachtet, dass Schäden an der Maschine auftreten können, wenn sie dauerhaft bei höheren als diesen Werten der Lagergehäuse- und/oder Wellenschwingungen betrieben werden.

Falls die Schwinggeschwindigkeit der Lagergehäuseschwingungen die Maßnahmenstufen überschreitet, sollten FFT-Analysen durchgeführt werden. Wenn ein FFT-Spitzenwert $> v_{\text{Maßnahmenstufe 1}} \cdot (f_{\text{peak}}/f_{\text{rot}})$ ist, sind Maßnahmen entsprechend Maßnahmenstufe 1 (A-B/C) angeraten, bzw. wenn ein FFT-Spitzenwert $> v_{\text{Maßnahmenstufe 2}} \cdot (f_{\text{peak}}/f_{\text{rot}})$ ist, sind Maßnahmen entsprechend Maßnahmenstufe 2 (C/D) ratsam. Siehe Bild A.1.

Falls die Wellenschwingungen S_{p-p} die Maßnahmenstufen überschreiten, sollten FFT-Analysen durchgeführt werden, um zu bestimmen, ob das Problem mit einer Unwucht, einer Fehlausrichtung, einer Ölfilminstabilität usw. verbunden ist.

ANMERKUNG 1 Die Maßnahmenstufen sind durch eine statistische Auswertung der Messdaten festgelegt (siehe Anhang D). Sie wurden nicht von einer Bewertung des Betriebsverhaltens individueller Maschinen abgeleitet (z. B. Auftreten von Schäden). Die gesammelten Statistiken zeigen jedoch, dass es ein erhöhtes Schadensrisiko gibt, wenn diese Maßnahmenstufen überschritten werden.

Bei oder oberhalb dieser Werten wird empfohlen, dass weitere Untersuchungen oder Maßnahmen zur Reduzierung eingeleitet werden, um Schäden zu vermeiden, siehe A.3. Die Maßnahmenstufen gelten für die Schwinggeschwindigkeit von Lagerschwingungen für den in Tabelle 1 angegebenen Frequenzbereich und für den Spitze-Spitze-Wert des Wellenausschlags für den in Tabelle 2 angegebenen Frequenzbereich. Siehe 4.4.1 für die empfohlene Zeitspanne für die Schwingungsmessung.

Die Maßnahmenstufen gelten nur für den Turbinen- und Pumpenbetrieb innerhalb des üblichen Betriebsbereichs, wie in den Tabellen A.1 bis A.4 festgelegt.

Es unterliegt der Vereinbarung zwischen dem Lieferanten und dem Kunden, die Maßnahmenstufen unter anderen Lastbedingungen auf einen größeren Betriebsbereich auszudehnen.

Die Abkürzungen in den Tabellen A.1 bis A.4 bedeuten:

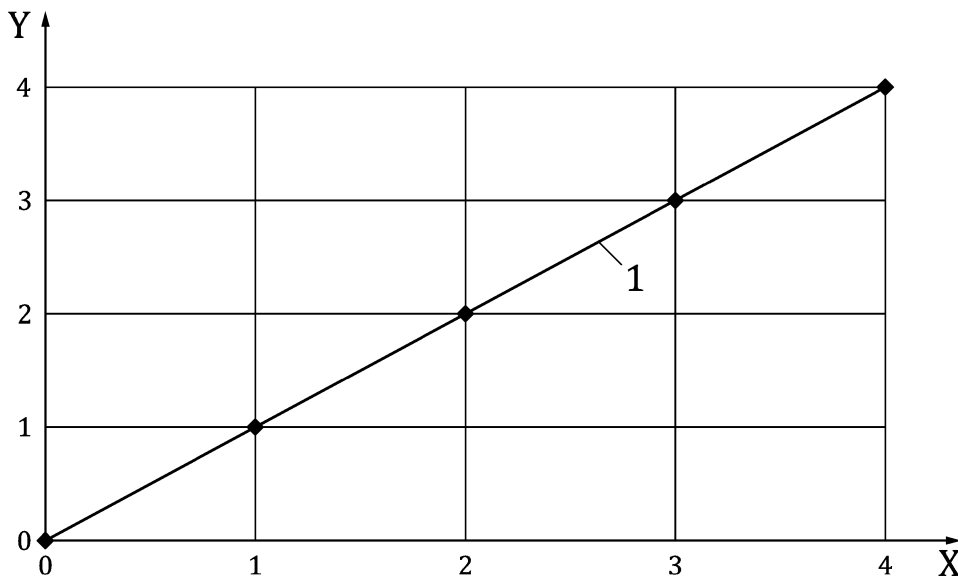
T oder P: Turbinen- oder Pumpenführungslager

GE-DE: Lager auf der Antriebsseite des Generators

GE-NDE: Lager auf der nicht angetriebenen Seite des Generators.

In den Tabellen A.1 bis A.4 sind die Spaltenüberschriften relative Wellenschwingungen und absolute Lagergehäuseschwingungen.

ANMERKUNG 2 In Tabelle A.4 sind die Zellen, für die es zu wenige Werte gibt, um statistisch gültig zu sein, mit einem Sternchen (*) markiert; für diese Zellen wurden die Werte von der vorherigen Norm ISO 10816-5 abgeleitet, indem das Verhältnis der Lagerschwingungswerte auf der nicht angetriebenen Seite des Generators (NDE) zu denjenigen auf der Antriebsseite des Generators (DE) gebildet wurde.



Legende

X Frequenz f_{rot} des Spitzenwerts

Y Spitzenwert (Maßnahmenstufe)

1 Maßnahmenstufe bei dem Spitzenwert

Bild A.1 — Maßnahmenstufe in Abhängigkeit von der Frequenz

**Tabelle A.1 — Maßnahmenstufen für Maschinen der Gruppe 1:
Horizontale Maschinensätze mit Lagerständen oder Schildlagern**

Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Francis horizontal	T	GE-DE	GE-NDE	T	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	140	100	95	0,8	0,8	1,0
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	215	150	150	1,3	1,3	1,5
Üblicher Betriebsbereich für horizontale Francis-Turbine: von 70 % bis 100 % der Nennleistung						
Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Pelton horizontal	T	GE-DE	GE-NDE	T	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	135	145	95	1,8		1,1
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	205	225	150	2,9		1,8
Üblicher Betriebsbereich für horizontale Pelton-Turbine: von 10 % bis 100 % der Nennleistung						
Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Pumpe horizontal	P	GE-DE	GE-NDE	P	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	215	110	110	1,3 **)	0,5	0,3
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	330	170	170	2,0 **)	0,8	0,5
**) Aufgrund des Mangels an statistischen Informationen wurden für diese Zellen Werte mit Hilfe der horizontalen Lager-Maßnahmenstufen der Francis-Turbine berechnet, die durch das Verhältnis der horizontalen Wellen-Maßnahmenstufen der Pump- zur Francis-Turbine an jedem Lager skaliert wurden, z. B. Maßnahmenstufe 1 (A-B/C) für horizontale Pump-Turbine $P = 0,8 (215/140) = 1,23$ (aufgerundet auf 1,3 mm/s).						

Bemerkungen zur horizontalen Pelton-Turbine:

- Die in Tabelle A.1 angegebenen Maßnahmenstufen sind üblicherweise die Bezugsgrenzen für die Einheit bei 100 % der Nennleistung. In diesem Betriebszustand sollte die dominante Frequenz für den Effektivwert der Schwinggeschwindigkeitskomponente (mm/s) die Schaufel-Passierfrequenz sein; falls dies nicht der Fall ist, sind weitere Untersuchungen entsprechend den empfohlenen Maßnahmen durch die C/D-Maßnahmenstufe und/oder optionale Zusatzmaßnahmen erforderlich.
- Die Grenzwerte für die absoluten Lagergehäuseschwingungen für T und GE-DE wurden zusammengefasst, um sämtliche Lagerkonfigurationen abzudecken.
- Im Falle von zwei Lagern mit überhängendem Laufrad sollten die Wellenschwingungen für T und GE-DE vertauscht werden.
- Bei einer Anordnung mit vier Lagern können beide Turbinenlager die T-Maßnahmenstufen verwenden.

**Tabelle A.2 — Maßnahmenstufen für Maschinen der Gruppe 2:
Horizontale Maschinen, bei denen die Lager gegen das Gehäuse der Wasserkraftmaschine verspannt sind**

Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Rohr-Turbine (doppelt reguliert)	T	GE-DE	GE-NDE	T	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	90	230	220	2,6	0,6	0,5
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	130	350	340	4,1	1,0	0,8
Üblicher Betriebsbereich für Rohrturbine: von 30 % bis 100 % der Nennleistung („auf Nocke“)						

**Tabelle A.3 — Maßnahmenstufen für Maschinen der Gruppe 3:
Vertikale Maschinensätze, bei denen die oberen Lagergehäuse gegen das Fundament verspannt sind**

Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Francis vertikal	T	GE-DE	GE-NDE	T	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	180	180	160	0,9	0,5	0,5
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	280	280	250	1,4	0,8	0,8
Üblicher Betriebsbereich für vertikale Francis-Turbine: von 70 % bis 100 % der Nennleistung						
Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Pump-Turbine vertikal	T	GE-DE	GE-NDE	T	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	170	160	220	1,9	0,7	0,9
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	260	250	350	3,0	1,1	1,5
Üblicher Betriebsbereich für vertikale Pump-Turbine: von 70 % bis 100 % der Nennleistung						
Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Kaplan vertikal	T	GE-DE	GE-NDE	T	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	110	170	170	1,1	0,6	0,7
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	170	270	260	1,8	1,0	1,1
Üblicher Betriebsbereich für vertikale Kaplan-Turbine: von 30 % bis 100 % der Nennleistung („auf Nocke“)						
Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Pelton vertikal	T	GE-DE	GE-NDE	T	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	140	150	180	0,8	0,8	1,0
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	210	230	270	1,2	1,3	1,5
Üblicher Betriebsbereich für vertikale Pelton-Turbine: von 10 % bis 100 % der Nennleistung						
Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Pumpe vertikal	P	GE-DE	GE-NDE	P	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	200	170	180	2,3 ^{**})	0,8 ^{**})	0,8 ^{**})
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	310	270	280	3,6 ^{**})	1,2 ^{**})	1,2 ^{**})
^{**}) Aufgrund des Mangels an statistischen Informationen wurden für diese Zellen Werte mit Hilfe der vertikalen Maßnahmenstufen der Pump-Turbine berechnet, die durch das Verhältnis der vertikalen Wellen-Maßnahmenstufen der Pumpe zur Pump-Turbine an jedem Lager skaliert wurden, z. B. Maßnahmenstufe 1 (A-B/C) für vertikale Pumpe GE-DE = 0,7 (170/160) = 0,74 (aufgerundet auf 0,8 mm/s).						

Bei vertikalen Pelton-Einheiten gelten die angegebenen Werte der Maßnahmenstufen nur für einen gleichmäßigen Betrieb, d. h. alle Saugdäusen in Betrieb oder eine ausgewuchtete Maschine mit einer Teilanzahl von Saugdäusen in Betrieb (z. B. 2 oder 3 Saugdäusen einer 6-Däusen-Maschine in Betrieb oder 2 Saugdäusen einer 4-Däusen-Maschine in Betrieb).

Die Maßnahmenstufen für die relativen Wellenschwingungen gelten nicht für große Schalenlager (diametrales Spiel von mehr als 0,8 mm), da in der aktuellen Datenbank nicht genügend Informationen vorhanden sind.

**Tabelle A.4 — Maßnahmenstufen für Maschinen der Gruppe 4:
Vertikale Maschinensätze, bei denen die oberen Lagergehäuse vom Stator des Generators abgestützt werden**

Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Francis vertikal	T	GE-DE	GE-NDE	T	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	180	180	160	0,9	0,5	0,8 *)
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	280	280	250	1,4	0,8	1,3 *)
Üblicher Betriebsbereich für vertikale Francis-Turbine: von 70 % bis 100 % der Nennleistung						
Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Pump-Turbine vertikal	T	GE-DE	GE-NDE	T	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	170	160	220	1,9	0,7	1,2 *)
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	260	250	350	3,0	1,1	1,8 *)
Üblicher Betriebsbereich für vertikale Pump-Turbine: von 70 % bis 100 % der Nennleistung						
Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Kaplan vertikal	T	GE-DE	GE-NDE	T	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	110	170	170	1,1	0,6	1,0 *)
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	170	270	260	1,8	1,0	1,6 *)
Üblicher Betriebsbereich für vertikale Kaplan-Turbine: von 30 % bis 100 % der Nennleistung („auf Nocke“)						
Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Pelton vertikal	T	GE-DE	GE-NDE	T	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	140	150	180	0,8	0,8	1,3 *)
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	210	230	270	1,2	1,3	2,1 *)
Üblicher Betriebsbereich für vertikale Pelton-Turbine: von 10 % bis 100 % der Nennleistung						
Maschinenart:	Wellenschwingungen S_{p-p} , μm			Lagerschwingungen v_{rms} , mm/s		
Pumpe vertikal	P	GE-DE	GE-NDE	P	GE-DE	GE-NDE
Maßnahmenstufe 1 (A-B/C)	200	170	180	2,3 **)	0,8 **)	1,3 *)
Maßnahmenstufe 2 (C/D)	310	270	280	3,6 **)	1,2 **)	2,0 *)
*) Aufgrund des Mangels an statistischen Informationen wurden für diese Zellen Werte mit Hilfe der Maßnahmenstufen für GE-DE berechnet, die mit einem Faktor von 1,6 skaliert wurden, d. h. derselbe Faktor, der in ISO 10816-5:2000 für Maschinen der Gruppe 4 verwendet wird. **) Dieselben Berechnungen wie diejenigen, die in Tabelle A.3 erläutert sind.						

Die Maßnahmenstufen für die relativen Wellenschwingungen gelten nicht für große Schalenlager (diametrales Spiel von mehr als 0,8 mm), da in der aktuellen Datenbank nicht genügend Informationen vorhanden sind.

A.3 Maßnahmen nach Überschreiten der Maßnahmenstufen

A.3.1 Maßnahmenstufe 1

Wenn die gemessenen Werte der Lager- oder Wellenschwingungen die Maßnahmenstufe 1 überschreiten, können die folgenden Untersuchungen durchgeführt werden.

a) Empfohlene Maßnahmen, die durchgeführt werden können:

- Wenn die Schwinggeschwindigkeit des Lagergehäuses die Maßnahmenstufe 1 überschreitet, muss eine FFT der Lagergehäuseschwingungen durchgeführt werden. Wenn eine durch die FFT identifizierte Frequenz zeigt, dass der Spitzenwert $> v_{\text{Maßnahmenstufe 1}} \cdot (f_{\text{peak}}/f_{\text{rot}})$ ist, dann ist es nötig, die Ursache(n) zu bestimmen.
- Falls die Wellenschwingungen S_{p-p} die Maßnahmenstufe 1 überschreiten, sollte eine FFT-Analyse durchgeführt werden, um die Ursache(n) zu bestimmen.
- Messungen der Größe des ausgenutzten Lagerspiels, falls die Schwingungsgrenzen überschritten wurden. Dieses Kriterium sollte stets erfüllt werden, d. h. $S_{p-p} \leq 70\%$ des diametralen Spiels des kalten Lagers, siehe [18].
- Überprüfung der Auswuchtung oder der rotierenden Bauteile.
- Durchführung von Orbitanalysen.
- Durchführung von Sichtprüfungen des Fundaments und der Stützstrukturen.
- Überprüfung des Anzugsmoments der Befestigungsmittel am Fundament.
- Überprüfung der Lagerschalentemperatur.
- Überprüfung der Lageröltemperatur.
- Überprüfung der Installation der Messgeräte.
- Überprüfung des Zustands der Schwingungsmessflächen auf der Welle.
- Messung der Druckpulsationen in den Wasserläufen.
- Überprüfung des korrekten Betriebs des Lufteinspritzventils.
- Überprüfung der Gleichmäßigkeit der Leitschaufelöffnung.

b) Mögliche zusätzliche Maßnahmen, die durchgeführt werden können, um das Verständnis der Gründe für die gemessenen Schwingungswerte zu erleichtern:

- Durchführung einer Analyse des Lageröls.
- Durchführung von statischen und dynamischen Luftspaltmessungen am Generator oder am Motor-Generator.
- Durchführung einer Wellenausrichtungsprüfung (Konzentrität, Vertikalität und Rundlaufabweichung der Welle).
- Durchführung von Messungen mit nicht erregtem und erregtem Generator und Motor-Generator.

- Veranschaulichung des Leistungseinflusses anhand der Schwingungsmessungen unter verschiedenen Betriebsbedingungen.
- Durchführung von Schwingungsmessungen, während die Maschine ausläuft (Maschine kommt ohne Betätigung der Bremse zum Stillstand).
- Überprüfung der Möglichkeit elektrischer Störeinflüsse auf die Messgeräte.
- Durchführung einer Geräuschmessung mit Hilfe eines integrierenden Schallpegelmessers mit Spektralanalyse.
- Überprüfung der Steifigkeit der Lagerhalterungen.

A.3.2 Maßnahmenstufe 2

Wenn die gemessenen Werte der Lager- oder Wellenschwingungen die Maßnahmenstufe 2 überschreiten, können die folgenden zusätzlichen Untersuchungen (über die Untersuchungen von Maßnahmenstufe 1 hinaus) durchgeführt werden.

a) Empfohlene Maßnahmen, die durchgeführt werden können:

- Durchführung einer vollständigen Sichtprüfung der Wasserkrafteinheit, wobei
 - die Wasserläufe nach dem Entleeren,
 - der Generator und die mechanischen Teile der Turbine betrachtet werden.
- Überprüfung der Festigkeit der Kupplungsbolzen zwischen Laufrad und Welle.
- Durchführung einer zerstörungsfreien Prüfung auf kritischen Komponenten.
- Durchführung von Lagerlastmessungen, beispielsweise mit Hilfe von
 - im Lager installierten Kraftmesszellen,
 - Messungen der Lagerstruktur mit Hilfe von Dehnungsmessstreifen.
- Identifizierung, ob Komponenten stark belastet sind.
- Durchführung einer Ermüdungsanalyse zur Validierung des Ermüdungslebenszyklus der Komponenten.

b) Mögliche zusätzliche Maßnahmen, die durchgeführt werden können, um das Risiko eines vorzeitigen Ausfalls von Maschinenkomponenten zu verringern:

- Durchführung einer Modalanalyse jeder Lagerhalterung (experimentell und analytisch).
- Untersuchung der Auswirkung der dynamischen Lasten und folglich Belastungen des Ermüdungslebenszyklus der Komponenten.
- Planung der Durchführung einer Trendanalyse in Übereinstimmung mit 5.4.

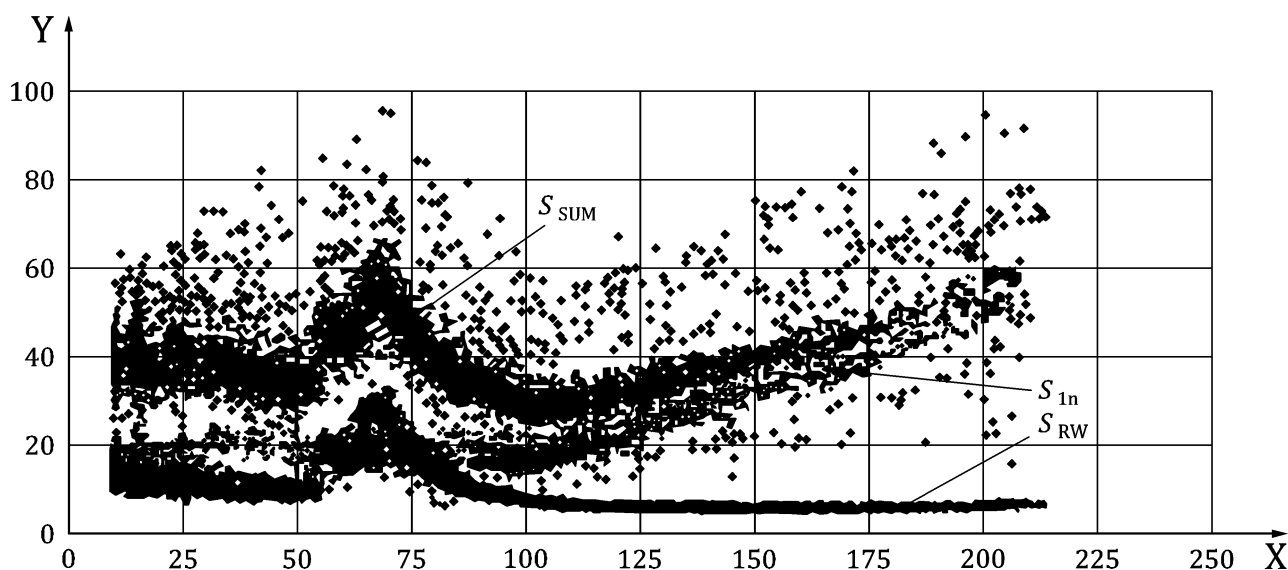
Für eine zusätzliche Bewertung kann das Diagnoseverfahren mit ISO 13373-7 begonnen werden.

A.4 Beispiele gemessener Schwingungswerte

Dieser Teil von ISO 20816 spricht Empfehlungen für die Maßnahmenstufen für die absoluten Lagergehäuse-schwingungen und die relativen Wellenschwingungen aus, wobei die Erfahrung der Hersteller und Anwender der Wasserkraftmaschinen berücksichtigt wird. Die Werte der Maßnahmenstufen basieren auf der statistischen Analyse einer Schwingungsdatenbank.

Es ist aufgrund der Auswirkung auf die Schwingungswerte über einen Bereich von Betriebsbedingungen nicht einfach, Schwingungsgrenzen für Wasserkraftmaschinensätze festzulegen. Der starke Einfluss der Betriebsbedingungen auf die Schwingungsamplitude kann in Bild A.2 beobachtet werden, das die Ergebnisse einer Langzeitmessung der Wellenschwingungen darstellt. Das Bild zeigt die Streuung der Schwingungsdaten für eine Maschine, die über einen Bereich von Wirkleistungen betrieben wird, z. B. schwankt das Gesamtwellenschwingungssignal S_{SUM} bei voller Leistung zwischen 15 μm und 95 μm . Dies liegt an den Änderungen der strömungstechnischen Bedingungen, die Schwankungen von Fallhöhe und Durchfluss darstellen.

Die meisten in der Datenbank verfügbaren Werte gelten für Schwingungsamplituden an oder nahe dem Soll-Betriebspunkt der Maschinen. Daher ist es nicht möglich, Empfehlungen für spezifische Maßnahmenstufen über den gesamten Betriebsbereich einer Maschine hinweg auszusprechen. Maßnahmenstufen werden in diesem Anhang nur für den in den Tabellen A.1 bis A.4 festgelegten üblichen Betriebsbereich bereitgestellt. Es ist vorgesehen, dass die Maßnahmenstufen verwendet werden, um zu entscheiden, ob die Leistung der Maschinen zufriedenstellend ist, wenn diese innerhalb des üblichen Betriebsbereichs betrieben werden.

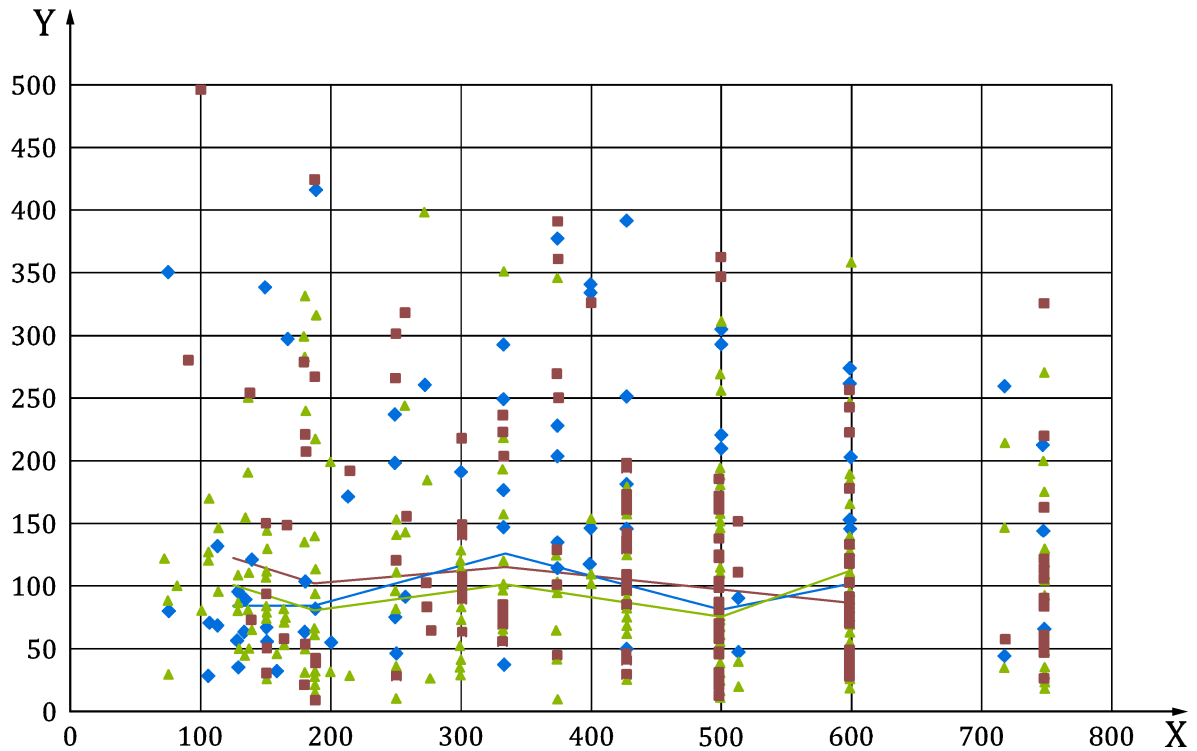


Legende

X	Wirkleistung in MW
Y	Maximaler Schwingweg S_{max} der Welle in μm
S_{SUM}	Gesamtsignal
S_{1n}	drehfrequenter Anteil
S_{RW}	restliche Anteile

**Bild A.2 — Maximaler Schwingweg S_{max} über der Wirkleistung,
am Führungslager einer Francis-Turbine mit 220 MW über zwei Monate hinweg gemessen**

Bild A.3 zeigt die Ergebnisse der statistischen Analyse aller Maschinen, die von einer Francis-Turbine angetrieben werden. Das Bild zeigt, dass es keinen Zusammenhang zwischen dem Wellenausschlag S_{p-p} und der Drehzahl gibt.



Legende

X Synchroner Drehzahl (min^{-1})

Y Relative Wellenschwingungen S_{p-p} (μm)

◆ und — Führungslager des Generators NDE (nicht angetriebene Seite)

■ und — Führungslager des Generators DE (Antriebsseite)

▲ und — Führungslager I der Turbine

Medianwerte: Führungslager des Generators NDE: 99,46

Führungslager des Generators DE: 101,75

Führungslager der Turbine: 95,60

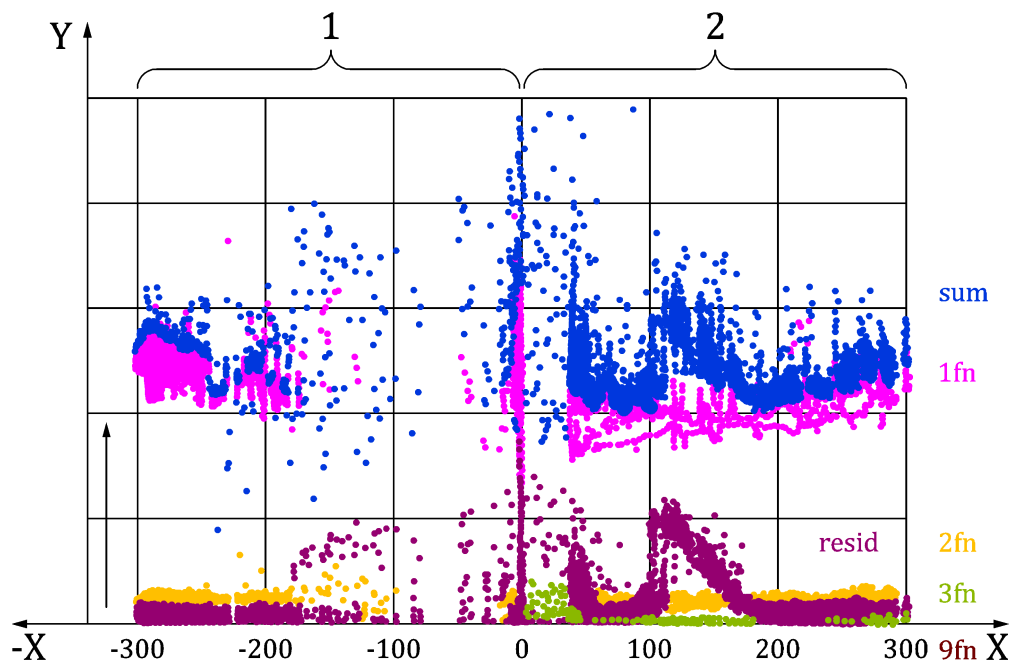
Bild A.3 — Statistische Analyse der Wellenschwingungen von Generatorsätzen mit Francis-Turbine

Anhang B (informativ)

Schwingungsüberwachung – Voraussetzungen für die Trendanalyse

B.1 Allgemeine Informationen und Empfehlungen

Standard-Überwachungssysteme werden verwendet, um bei Langzeitmessungen an einer Wasserkrafteinheit Schwingungsmuster zu messen und zu speichern; diese zeigen eine breite Streuung der gesammelten Daten. Dies tritt auf, wenn sich die gesammelten Daten auf viele verschiedene Betriebspunkte beziehen und sich die (Wirk- und Blind-)Leistung, die Lager- und Generatortemperatur, die Fallhöhe oder der Auslass ändert. Aus diesen gestreuten Daten kann kein wiederholbares, repräsentatives Referenzmuster abgeleitet werden, und daher ist eine zuverlässige Beurteilung üblicher Schwingungswerte nicht möglich. Eine typische Streuung der Daten während einer Langzeitmessung kann in Bild B.1 betrachtet werden, in dem die Wellenschwingungsdaten für eine Pump-Turbine über der Leistung aufgezeichnet sind, sowie in Bild B.2, das die Lagergehäuseschwingungen einer anderen Pump-Turbinenmaschine zeigt, die während des Betriebs als Turbine über der Fallhöhe aufgezeichnet wurden.



Legende

- X Wirkleistung
- Y Wellenschwingungen
- 1 Pumpmodus
- 2 Turbinenmodus
- f_n Drehfrequenz (Grundfrequenz)

**Bild B.1 — Beispiel individueller Wellenschwingungskomponenten einer Pump-Turbine,
Restwert (resid) und Summe (sum)**