

DIN ISO 20816-21



ICS 17.160; 27.180

Einsprüche bis 2024-03-05
Vorgesehen als Ersatz für
DIN ISO 10816-21:2015-08

Entwurf

**Mechanische Schwingungen –
Messung und Bewertung der Schwingungen von Maschinen –
Teil 21: Windenergieanlagen mit horizontaler Drehachse
(ISO/DIS 20816-21:2023);
Text Deutsch und Englisch**

Mechanical vibration –
Measurement and evaluation of machine vibration –
Part 21: Horizontal axis wind turbines (ISO/DIS 20816-21:2023);
Text in German and English

Vibrations mécaniques –
Mesurage et évaluation des vibrations des machines –
Partie 21: Turbines éoliennes à l'axe horizontal (ISO/DIS 20816-21:2023);
Texte en allemand et anglais

Anwendungswarnvermerk

Dieser Entwurf mit Erscheinungsdatum 2024-01-05 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.

Weil das beabsichtigte Dokument 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 DIN/VDI-Normenausschuss Akustik, Lärminderung und Schwingungstechnik (NALS), 10772 Berlin oder Am DIN-Platz, Burggrafenstr. 6, 10787 Berlin.

Es wird gebeten, mit den Kommentaren zu diesem Entwurf jegliche relevanten Patentrechte, die bekannt sind, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.

Gesamtumfang 73 Seiten

DIN/VDI-Normenausschuss Akustik, Lärminderung und Schwingungstechnik (NALS)

Inhalt

	Seite
Nationales Vorwort	4
Nationaler Anhang NA (informativ) Literaturhinweise	6
Vorwort	8
Einleitung	10
1 Anwendungsbereich	11
2 Normative Verweisungen	12
3 Begriffe	12
4 Messverfahren	12
4.1 Allgemeines	12
4.2 Messpositionen	13
4.3 Anforderungen an die Messausrüstung	13
4.4 Montage und Anschluss der Schwingungssensoren	14
4.5 Messung und Beurteilung von Schwingungsgrößen	15
4.5.1 Allgemeines	15
4.5.2 Bandpass-Frequenzbereiche	15
4.5.3 Breitbandige Beurteilung von Schwingungswerten	16
4.5.4 Beurteilungsdauer	17
4.6 Bildung von Beurteilungsgrößen	18
4.7 Betriebsbedingungen bei der Durchführung der Messung	19
5 Messungen und Interpretationen	20
5.1 Allgemeines	20
5.2 Gondel und Turm	20
5.2.1 Allgemeines	20
5.2.2 Beurteilungsschwingungsgrößen	20
5.2.3 Übliche Messpositionen	20
5.2.4 Messrichtungen für die Gondel	21
5.3 Hauptrotor (Hauptwelle)	21
5.3.1 Beurteilungsschwingungsgrößen	21
5.3.2 Übliche Messpositionen	21
5.3.3 Messrichtungen	21
5.4 Hauptgetriebe	22
5.4.1 Beurteilungsschwingungsgrößen	22
5.4.2 Messpositionen für Windenergieanlagen mit separat montierten Getriebe mit integrierten Rotorlagern	22
5.4.3 Messrichtungen	22
5.5 Generatoren in Windenergieanlagen mit Getriebe	22
5.5.1 Beurteilungsschwingungsgrößen	22
5.5.2 Übliche Messpositionen	22
5.5.3 Messrichtungen	22
5.6 Generatoren in direkt angetriebenen Windenergieanlagen	23
5.6.1 Beurteilungsschwingungsgrößen	23
5.6.2 Übliche Messpositionen	23
5.6.3 Messrichtungen	23
6 Kriterien für die Bewertung	23
6.1 Allgemeines	23
6.2 Bewertungsverfahren für verschiedene Auslegungen von Windenergieanlagen	24
6.3 Bewertungszonen	24
6.4 Änderungen der Schwingungsamplitude	25
6.5 Zustandsüberwachung und -diagnostik	25
6.6 Grenzen der Bewertungszonen	26
7 Festlegung von Grenzwerten für den Betrieb	26

7.1	Allgemeines	26
7.2	Definition von WARNUNG-Grenzen	27
7.3	Definition von ALARM-Grenzen	27
7.4	TRIP-Grenzen	27
Anhang A (normativ)	Bewertung der Zonengrenzen	28
Anhang B (informativ)	Funktionsweise von Windenergieanlagen	30
Anhang C (informativ)	Darstellungen zweier üblicher Bauarten von Windenergieanlagen mit Getriebe	32
Anhang D (informativ)	Darstellungen üblicher Bauarten von Windenergieanlagen mit Direktantrieb	34
Anhang E (informativ)	Beispiel für ein Messprotokoll	38
Literaturhinweise		40

Bilder

Bild C.1	Windenergieanlage mit Getriebe und einem Hauptlager	32
Bild C.2	Windenergieanlage mit Getriebe und zwei Hauptlagern	33
Bild D.1	Windenergieanlage mit Direktantrieb mit einem Achszapfen und dem Generatorrotor innerhalb des Stators	34
Bild D.2	Windenergieanlagen mit Direktantrieb mit einem Achszapfen und dem Stator innerhalb des Generatorrotors	35
Bild D.3	Windenergieanlage mit Direktantrieb mit einem Hauptlager und dem Generatorrotor innerhalb des Stators	36
Bild D.4	Windenergieanlage mit Direktantrieb mit einem Hauptlager und dem Stator innerhalb des Generatorrotors	37

Tabellen

Tabelle 1	Übersicht über mögliche Beurteilungswert-Frequenzbereiche	16
Tabelle A.1	Zonengrenzwerte für Onshore- Windenergieanlagen mit Getriebe	28
Tabelle A.2	Zonengrenzwerte für Onshore- Windenergieanlagen mit Direktantrieb	29

Nationales Vorwort

Das zuständige nationale Normungsgremium ist der Arbeitsausschuss NA001-03-03 AA „Messung und Beurteilung von Maschinenschwingungen“ im DIN/VDI-Normenausschuss Akustik, Lärminderung und Schwingungstechnik (NALS).

DIN ISO 10816 besteht unter dem allgemeinen Titel *Mechanische Schwingungen — Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an nicht-rotierenden Teilen* aus den folgenden Teilen:

- Teil 6: Hubkolbenmaschinen mit einer Leistung über 100 kW
- Teil 7: Kreispumpen für den industriellen Einsatz (einschließlich Messung der Wellenschwingungen)
- Beiblatt 1: Methodisches Vorgehen bei der Auswahl von Normen zu Maschinenschwingungen einschließlich der Wellenschwingungen

DIN ISO 20816 besteht unter dem allgemeinen Titel *Mechanische Schwingungen — Messung und Bewertung der Schwingungen von Maschinen* aus den folgenden Teilen:

- Teil 1: Allgemeine Anleitungen
- Teil 2: Stationäre Gasturbinen, Dampfturbinen und Generatoren über 40 MW mit Gleitlagern und Nenndrehzahlen von $1\,500\text{ min}^{-1}$, $1\,800\text{ min}^{-1}$, $3\,000\text{ min}^{-1}$ und $3\,600\text{ min}^{-1}$
- Teil 3: Industriemaschinen mit einer Leistung über 15 kW und Betriebsdrehzahlen zwischen 120 min^{-1} und $30\,000\text{ min}^{-1}$
- Teil 4: Gasturbinen über 3 MW mit Gleitlagern
- Teil 5: Maschinensätze in Wasserkraft- und Pumpspeichieranlagen
- Teil 8: Hubkolbenkompressoren
- Teil 9: Getriebe

Für die in diesem Dokument zitierten Dokumente wird im Folgenden auf die entsprechenden deutschen Dokumente hingewiesen:

ISO 2954	siehe	DIN ISO 2954
ISO 5348	siehe	DIN ISO 5348
ISO 8041-1	siehe	DIN EN ISO 8041-1
ISO 13373-1	siehe	DIN ISO 13373-1
ISO 13373-2	siehe	DIN ISO 13373-2
ISO 13373-3	siehe	DIN ISO 13373-3
ISO 13373-4	siehe	DIN ISO 13373-4
ISO 13373-5	siehe	DIN ISO 13373-5
ISO 13373-9	siehe	DIN ISO 13373-9
ISO 16063-16	siehe	DIN ISO 16063-16
ISO 16079-1	siehe	DIN ISO 16079-1
ISO 16079-2	siehe	DIN ISO 16079-2
ISO 17359	siehe	DIN ISO 17359

ISO 18436-2	siehe	DIN ISO 18436-2
ISO 20816-1	siehe	DIN ISO 20816-1
ISO 20816-2	siehe	DIN ISO 20816-2
ISO 20816-3	siehe	DIN ISO 20816-3
ISO 20816-9	siehe	DIN ISO 20816-9
ISO 21940-21	siehe	DIN ISO 21940-21
IEC 60034-14	siehe	DIN EN IEC 60034-14 (VDE 0530-14)
IEC 61400-4	siehe	DIN EN 61400-4 (VDE 0127-4)
IEC 61400-13	siehe	DIN EN 61400-13 (VDE 0127-13)

Aktuelle Informationen zu diesem Dokument können über die Internetseiten von DIN (www.din.de) durch eine Suche nach der Dokumentennummer aufgerufen werden.

Änderungen

Gegenüber DIN ISO 10816-21:2015-08 wurden folgende Änderungen vorgenommen:

- a) Erweiterung des Anwendungsbereichs auf Windenergieanlagen der Gruppe 2 ohne Getriebe;
- b) Überarbeitung des Textes und des Inhalts, damit das Dokument für beide Gruppen von Windenergieanlagen angewendet werden kann;
- c) Schwingungen verschiedener Bauarten von Windenergieanlagen werden eindeutig identifiziert und die Messpositionen grafisch dargestellt;
- d) Überarbeitung und Vereinheitlichung der Bewertungstabellen für beide Gruppen von Windenergieanlagen (siehe Anhang A);
- e) Präzisierung der Beschreibungen der technischen Funktionsweise von Windenergieanlagen (siehe Anhang B);
- f) Hinzufügen eines Vorschlags für Protokolle von Abnahmemessungen (siehe Anhang D);
- g) aktualisierte und ergänzte Informationen zu wichtigen Dokumenten (siehe Literaturhinweise);
- h) Dokument redaktionell überarbeitet.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 61400-4 (VDE 0127-4), *Windenergieanlagen — Teil 4: Auslegungsanforderungen für Getriebe von Windenergieanlagen*

DIN EN 61400-13 (VDE 0127-13), *Windenergieanlagen — Teil 13: Messung von mechanischen Lasten*

DIN EN IEC 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 EN ISO 8041-1, *Schwingungseinwirkung auf den Menschen — Messeinrichtung — Teil 1: Schwingungsmesser für allgemeine Anwendungen*

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 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 13373-4, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Schwingungs-Zustandsüberwachung — Teil 4: Verfahren zur Diagnostik an Gas- und Dampfturbinen mit Gleitlagern*

DIN ISO 13373-5, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Schwingungs-Zustandsüberwachung — Teil 5: Verfahren zur Diagnostik an Ventilatoren und Gebläsen*

DIN ISO 13373-9, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Schwingungs-Zustandsüberwachung — Teil 9: Verfahren zur Diagnostik an Elektromotoren*

DIN ISO 16063-16, *Verfahren zur Kalibrierung von Schwingungs- und Stoßaufnehmern — Teil 16: Kalibrierung mittels der Erdbeschleunigung*

DIN ISO 16079-1, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Windenergieanlagen — Teil 1: Allgemeine Leitlinien*

DIN ISO 16079-2, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Windenergieanlagen — Teil 2: Überwachung des Antriebsstrangs*

DIN ISO 17359 Beiblatt 1, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Beiblatt 1: Erläuterungen zu Fachbegriffen*

DIN ISO 18436-2, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Anforderungen an die Qualifizierung und Bewertung von Personal — Teil 2: Schwingungszustandsüberwachung und -diagnostik*

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

DIN ISO 20816-2, *Mechanische Schwingungen — Messung und Bewertung der Schwingungen von Maschinen — Teil 2: Stationäre Gasturbinen, Dampfturbinen und Generatoren über 40 MW mit Gleitlagern und Nenndrehzahlen von 1 500 min⁻¹, 1 800 min⁻¹, 3 000 min⁻¹ und 3 600 min⁻¹ (ISO 20816-2:2017)*

DIN ISO 20816-3, *Mechanische Schwingungen — Messung und Bewertung der Schwingungen von Maschinen — Teil 3: Industriemaschinen mit einer Leistung über 15 kW und Betriebsdrehzahlen zwischen 120 min⁻¹ und 30 000 min⁻¹*

DIN ISO 20816-9, *Mechanische Schwingungen — Messung und Bewertung der Schwingungen von Maschinen — Teil 9: Getriebe*

DIN ISO 21940-21, *Mechanische Schwingungen — Auswuchten von Rotoren — Teil 21: Beschreibung und Bewertung von Auswuchtmaschinen*

Vorwort

ISO (die Internationale Organisation für Normung) ist eine weltweite Vereinigung nationaler Normungsinstitute (ISO-Mitgliedsorganisationen). Die Erstellung von Internationalen Normen wird üblicherweise von Technischen Komitees von ISO durchgeführt. Jede Mitgliedsorganisation, die Interesse an einem Thema hat, für welches ein Technisches Komitee gegründet wurde, hat das Recht, in diesem Komitee vertreten zu sein. Internationale staatliche und nichtstaatliche Organisationen, die in engem Kontakt mit ISO stehen, nehmen ebenfalls an der Arbeit teil. ISO arbeitet bei allen elektrotechnischen Normungsthemen eng mit der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) zusammen.

Die Verfahren, die bei der Entwicklung dieses Dokuments angewendet wurden und die für die weitere Pflege vorgesehen sind, werden in den ISO/IEC-Directives, Teil 1 beschrieben. Es sollten insbesondere die unterschiedlichen Annahmekriterien für die verschiedenen ISO-Dokumentenarten beachtet werden. Dieses Dokument wurde in Übereinstimmung mit den Gestaltungsregeln der ISO/IEC-Directives, Teil 2 erarbeitet (siehe www.iso.org/directives).

ISO weist auf die Möglichkeit hin, dass die Anwendung dieses Dokuments mit der Verwendung eines oder mehrerer Patente verbunden sein kann. ISO bezieht jedoch in dieser Hinsicht keinerlei Stellung bezüglich Nachweis, Gültigkeit oder Anwendbarkeit jeglicher beanspruchten Patentrechte. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Dokuments lag ISO keine Mitteilung über ein Patent bzw. mehrere Patente vor, welche/s zur Umsetzung dieses Dokuments erforderlich sein könnte/n. Anwender werden jedoch darauf hingewiesen, dass dies möglicherweise nicht der aktuelle Informationsstand ist. Dieser kann jedoch der Patentdatenbank unter www.iso.org/patents entnommen werden. ISO ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren.

Jeder in diesem Dokument verwendete Handelsname dient nur zur Unterrichtung der Anwender und bedeutet keine Anerkennung.

Für eine Erläuterung des freiwilligen Charakters von Normen, der Bedeutung ISO-spezifischer Begriffe und Ausdrücke in Bezug auf Konformitätsbewertungen sowie Informationen darüber, wie ISO die Grundsätze der Welthandelsorganisation (WTO, en: World Trade Organization) hinsichtlich technischer Handelshemmnisse (TBT, en: Technical Barriers to Trade) berücksichtigt, siehe www.iso.org/iso/foreword.html.

Dieses Dokument wurde 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* erarbeitet.

Diese Ausgabe von ISO 20816-21 ersetzt die ältere Ausgabe von ISO 10816-21:2015, die unter Berücksichtigung von VDI 3834 Blatt 2 für direkt angetriebene Windenergieanlagen technisch überarbeitet wurde.

Die wesentlichen Änderungen sind folgende:

- Erweiterung des Anwendungsbereichs auf Windenergieanlagen der Gruppe 2 ohne Getriebe;
- Überarbeitung des Textes und des Inhalts, damit das Dokument für beide Gruppen von Windenergieanlagen angewendet werden kann;
- Schwingungen verschiedener Bauarten von Windenergieanlagen werden eindeutig identifiziert und die Messpositionen grafisch dargestellt;
- Überarbeitung und Vereinheitlichung der Bewertungstabellen für beide Gruppen von Windenergieanlagen (siehe Anhang A);

- Präzisierung der Beschreibungen der technischen Funktionsweise von Windenergieanlagen (siehe Anhang B);
- Hinzufügen eines Vorschlags für Protokolle von Abnahmemessungen (siehe Anhang D);
- aktualisierte und ergänzte Informationen zu wichtigen Dokumenten (siehe Literaturhinweise).

Die Auflistung aller Teile der Normenreihe ISO 20816 und ISO 10816 ist auf der ISO-Internetseite abrufbar.

Rückmeldungen oder Fragen zu diesem Dokument sollten an das jeweilige nationale Normungsinstitut des Anwenders gerichtet werden. Eine vollständige Auflistung dieser Institute ist unter www.iso.org/members.html zu finden.

Einleitung

Die Normenreihe ISO 20816 enthält allgemeine Leitlinien zur Messung und Bewertung von Schwingungen, die an rotierenden und nicht-rotierenden Maschinenteilen gemessen werden. Dieses Dokument enthält Empfehlungen für die Messungen und Bewertungskriterien von Windenergieanlagen. Es enthält zusätzliche Leitlinien zur Berücksichtigung der Schwingungen von Turm und Gondel einer Windenergieanlage, die durch die Einwirkung von Wind, Störungen der Luftströmung aufgrund des Turms (Turmvorstau) und Eigenschwingungen der Rotorblätter und der Tragstruktur (Turm und Fundament) verursacht werden. Für Offshore-Windenergieanlagen sind Leitlinien zur Berücksichtigung des Ansprechverhaltens der Schwingungen aufgrund von Seegang enthalten, der sich in Bezug auf das zeitliche Schwingungsverhalten und die Spektren vom Ansprechverhalten von Windenergieanlagen an Land unterscheidet.

ISO 20816-1 befasst sich mit der Messung und Bewertung von Maschinenschwingungen und dient als Grundlage für weitere Dokumente, die sich mit spezifischen Umständen für verschiedene Maschinentypen, einschließlich Windenergieanlagen, befassen.

Im Gegensatz zu den anderen Teilen der Normenreihe ISO 20816 werden in diesem Dokument auch Schwingungen berücksichtigt, die nicht von der Maschine selbst erzeugt werden, sondern durch Wind und bei Offshore-Windenergieanlagen zusätzlich durch den Seegang angeregt werden. Wegen der Flexibilität der Rotorblätter und des Turms sowie der geringen Drehzahlen des Rotors ist es notwendig, auch niederfrequente Schwingungen in die Messungen und Bewertungskriterien einzubeziehen.

Die verwendeten Bauverfahren und die Bedingungen, unter denen Windenergieanlagen gebaut und betrieben werden, haben zur Folge, dass es nicht möglich ist, eine allgemeine Leitlinie für die Schwingungsbewertung ihrer Strukturen vorzulegen. Die in ISO 4866 erläuterten Messverfahren und Kriterien zur Bewertung der Schwingungen ihrer Strukturen können jedoch als Leitlinie verwendet werden. Die Überwachung der Strukturschwingungen von Offshore-Windenergieanlagen wird zudem in VDI 4551 behandelt.

Die Notwendigkeit zur Messung und Bewertung der niederfrequenten Schwingungen der Komponenten der Windenergieanlagen als Antwort auf periodische und stochastische Anregungsquellen erfordert zusätzliche Bewertungsgrößen, die von den in diesem Dokument beschriebenen abweichen. Erschwert wird dies durch die Auswirkungen von Wind und Wellen auf die Struktur der Windenergieanlage, die zu niederfrequenten Schwingungen mit hoher Amplitude führen können.

Wegen des Einflusses des Schwingungsniveaus auf die induzierten Beanspruchungen aller Komponenten der Windenergieanlage und somit auf ihre Betriebszuverlässigkeit und Lebensdauer besteht bei allen Herstellern, Betreibern, Service- und Wartungsunternehmen sowie Investoren von Windenergieanlagen Interesse an einem weithin anerkannten Dokument, mit dem klare Kriterien und Empfehlungen für die Messung und Bewertung ihrer mechanischen Schwingungen bereitgestellt werden.

Der Zweck dieses Dokuments besteht in der Vereinheitlichung der durchzuführenden Schwingungsmessungen, der Erleichterung ihrer Bewertung und der Ermöglichung einer vergleichenden Beurteilung der gemessenen Schwingungen zwischen unterschiedlichen Windenergieanlagen und ihren Komponenten. Dieses Dokument beschäftigt sich nicht mit der diagnostischen Bewertung des Zustands der Komponenten der Windenergieanlage selbst. Die in diesem Dokument beschriebenen Bewertungskriterien dienen dazu, einen zuverlässigen und sicheren Langzeitbetrieb von Windenergieanlagen sicherzustellen.

Darüber hinaus werden die Grenzen der Bewertungszonen festgelegt, die Rückschlüsse auf den allgemeinen Zustand der Komponenten der Windenergieanlage oder des Gesamtsystems zulassen. Die Grenzwerte der Bewertungszonen sind nicht als vertragliche Abnahmewerte zu verstehen. Diese müssen zwischen dem Hersteller und dem Nutzer der Windenergieanlage vereinbart werden.

1 Anwendungsbereich

Dieses Dokument enthält Informationen über die Messung und Bewertung der mechanischen Schwingungen von Windenergieanlagen und deren Komponenten. Die Funktionsweise der in diesem Dokument behandelten Windenergieanlagen wird in Anhang B beschrieben.

Der Standort und die Bauart des verwendeten Triebstrangs der Windenergieanlage beeinflussen die Schwingungsamplitude, so dass die Windenergieanlagen für die Zwecke dieses Dokuments in zwei Gruppen unterteilt wurden:

- a) Gruppe 1: Windenergieanlagen mit horizontaler Drehachse, bei denen der Generator über ein Getriebe an den Rotor gekuppelt ist; und
- b) Gruppe 2: Windenergieanlagen mit horizontaler Drehachse, bei denen der Generator ohne Getriebe an den Rotor gekuppelt ist (Windenergieanlagen mit Direktantrieb).

Dieses Dokument ist sowohl für Windenergieanlagen der Gruppe 1 als auch der Gruppe 2 mit einer Generatornennleistung von mehr als 200 kW anwendbar.

In diesem Dokument werden Zonen für die Bewertung der Schwingungen bei Dauerlastbetrieb empfohlen. Die Grenzen dieser Bewertungszonen sind jedoch in den meisten Fällen nicht zur frühzeitigen Erkennung von Fehlern geeignet. In Anhang A werden die Grenzen der Bewertungszonen auf der Grundlage von Schwingungsdaten vorgestellt, die von tausenden von Windenergieanlagen mit einer Generatornennleistung von bis zu 5 MW gesammelt wurden und die bei der Diskussion zwischen Anwendern und Herstellern im Hinblick auf die frühzeitige Erkennung von Fehlern hilfreich sein können.

Die in diesem Dokument beschriebenen Bewertungskriterien dienen dazu, einen sicheren und zuverlässigen Langzeitbetrieb von Windenergieanlagen und ihren Komponenten sicherzustellen. Der Zweck besteht in der Vereinheitlichung der durchgeführten Schwingungsmessungen, der Unterstützung bei der Bewertung und der Erleichterung einer vergleichenden Bewertung der Schwingungsmesswerte von Windenergieanlagen und ihren Komponenten. Zudem werden Empfehlungen für die Festlegung von Betriebsschwingungsgrenzwerten gegeben.

In diesem Dokument werden die Art und die Durchführung von Methoden zur breitbandigen Schwingungsüberwachung für Windenergieanlagen sowie Bewertungskriterien für die Schwingstärke behandelt. Dieses Dokument befasst sich nicht mit der Diagnose oder Fehlererkennung, wobei die beschriebene Messausrüstung auch zur Schwingungsüberwachung eingesetzt werden kann.

ANMERKUNG 1 Informationen zur Schwingungs-Zustandsüberwachung siehe ISO 13373 (alle Teile). Informationen zur Zustandsüberwachung und -diagnose von Windenergieanlagen siehe ISO 16079 (alle Teile).

ANMERKUNG 2 IEC 61400-13 beschreibt Belastungsmessungen, die mit Dehnungsmessstreifen durchgeführt werden können, die an der Tragstruktur und den Rotorblättern der Windenergieanlage angebracht werden. Zu Verfahren zur Erkennung von Wälzlager- und Getriebebeschäden siehe ISO 13373-2. Hinsichtlich der Messung und Bewertung von Körperschall in Windenergieanlagen mit eingebauten Wälzlagern siehe VDI 3832.

ANMERKUNG 3 Hinsichtlich des starken Einflusses der Unwucht auf die Schwingungen siehe VDI 3834-1:2015-08, Anhang B. Neben der Massenunwucht kann der Rotor auch eine unzulässig hohe aerodynamische Unwucht aufweisen. Die Bewertung der Auswuchtgüte des langsam laufenden Rotors einer Windenergieanlage erfordert spezielle Messungen und Analysen.

Die in diesem Dokument beschriebenen Anforderungen sind nicht für Abnahmemessungen an Getrieben und Generatoren von Windenergieanlagen in der Prüfeinrichtung des Herstellers anwendbar.

ANMERKUNG 4 Abnahmemessungen für Getriebe und Generatoren von Windenergieanlagen, die in der Prüfeinrichtung des Herstellers durchgeführt werden, werden nach ISO 20816-9 und/oder IEC 60034-14 bewertet.

Dieses Dokument enthält keine Bewertungszonen für Schwingungsmessungen an rotierenden Teilen (relativer Wellenschwingweg), da es nur wenige Windenergieanlagen gibt, an denen solche Messungen durchgeführt werden bzw. wurden.

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 2041, *Mechanical vibration, shock and condition monitoring — Vocabulary*

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

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

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe nach ISO 2041 und die folgenden Begriffe.

3.1

Beurteilungsbeschleunigung

a_{w0}

in einem festgelegten Frequenzbereich breitbandig über ein festes Zeitintervall gemessener Effektivwert der Schwingbeschleunigung

3.2

Beurteilungsgeschwindigkeit

v_{w0}

in einem festgelegten Frequenzbereich breitbandig über ein festes Zeitintervall gemessener Effektivwert der Schwinggeschwindigkeit

4 Messverfahren

4.1 Allgemeines

Die zu befolgenden Messverfahren und die zu verwendenden Messgeräte müssen, wie in ISO 20816-1 festgelegt, verwendet werden, wobei auch die Anforderungen dieses Abschnitts beachtet werden müssen.

Es muss sichergestellt werden, dass das Messsystem nicht durch Umwelteinflüsse beeinflusst wird, wie z. B.:

- a) Temperaturschwankung;
- b) Magnetfelder, einschließlich Magnetisierung der Welle(n) der Windenergieanlage;
- c) Externe Schallfelder;
- d) Schwankung der Energieversorgung;
- e) Kabelführung und -fehler des Sensors; und
- f) Ausrichtung des Sensors.

Besondere Aufmerksamkeit muss darauf verwendet werden, sicherzustellen, dass die Schwingungssensoren sachgemäß angekoppelt sind und dass die Genauigkeit der durchgeführten Messungen von den zur Befestigung eingesetzten Elementen nicht beeinträchtigt wird.

4.2 Messpositionen

Bei Windenergieanlagen ist es üblich, Schwingungen nur an nicht-rotierenden Teilen zu messen. Wenn Schwingungsmessungen mit Sensoren am Triebstrang nicht möglich sind, kann es notwendig sein, Sensorpositionen zu wählen, die die Schwingung der gesamten Struktur darstellen.

Messungen müssen an den Lagern, am Lagergehäuse und Bauteilen der Windenergieanlage vorgenommen werden, die auf die angewandten dynamischen Kräfte deutlich ansprechen und die Gesamtschwingungen der Maschine, der Gondel und des Turms charakterisieren. Bei manchen Windenergieanlagen ist kein direkter Zugang zu den Lagergehäusen möglich. In diesen Fällen müssen die Messungen in angemessener Weise die Schwingung des Lagergehäuses repräsentieren und dürfen keine lokalen Resonanzen oder Verstärkungen enthalten. Es kann notwendig sein, die Wiederholpräzision und Vergleichspräzision der Messungen an den gewählten Sensorpositionen zu bestätigen (z.B. durch Messungen an mehreren unterschiedlichen Punkten und Vergleich der Ergebnisse). Wenn der Hersteller geeignete Positionen zur Anbringung von Schwingungssensoren an seinen Windenergieanlagen festgelegt hat, sollten diese verwendet werden.

Die Sensorpositionen und -richtungen von Schwingungsmessungen am Triebstrang müssen so gewählt werden, dass sie eine geeignete Empfindlichkeit gegenüber den Antworten der Maschine und allen externen dynamischen Kräften aufweisen. Dazu müssen in der Regel zwei orthogonale radiale Messpositionen auf jedem Lagerdeckel oder Maschinengehäuse identifiziert werden, und die Sensoren dürfen in einer beliebigen Winkelposition an den Lagergehäusen oder -ständern angebracht werden. Bei horizontal montierten Maschinen werden üblicherweise die lokale Vertikal- und Querrichtung bevorzugt. Bei Komponenten mit Wälzlagern muss die Position gewählt werden, die die signifikanten Schwingungssignale liefert.

In einigen Fällen, insbesondere bei der Betrachtung von Strukturschwingungen von Windenergieanlagen und aerodynamischen Effekten, ist es empfehlenswert, zusätzlich in axialer Richtung des Rotors zu messen. Die spezifischen Messpositionen und -richtungen müssen für jede Messung aufgezeichnet werden.

Ein an einem Lagerdeckel oder einem Lagerständer montierter einzelner Sensor darf anstelle eines Paares von rechtwinklig angeordneten Sensoren eingesetzt werden, sofern diese hinreichende Informationen bezüglich der Stärke der Maschinenschwingungen liefert. Bei Getrieben kann oft ein Sensor verwendet werden, um die Schwingungsmerkmale von mehreren Lagern oder Wellen zu erfassen. Allerdings ist bei der Bewertung der Schwingungswerte eines einzelnen Sensors Vorsicht geboten, da diese nicht immer eine aussagekräftige Information an den maximalen Schwingungswert für diese Komponente darstellen (siehe Abschnitt 5).

Die geeigneten Messpositionen für die Messung der Schwingungen von Lagergehäusen sind in Bild C.1 und Bild C.2 für Windenergieanlagen mit Getriebe und in Bild D.1 bis Bild D.4 für Windenergieanlagen mit Direktantrieb dargestellt.

4.3 Anforderungen an die Messausrüstung

Die verwendete Ausrüstung muss in der Lage sein, den Effektivwert (RMS) von breitbandigen Schwingungen mit einem flachen Frequenzgang über einen wählbaren Frequenzbereich zu messen. Diese Frequenzbereiche müssen umfassen:

- a) 0,1 Hz bis 10 Hz;
- b) 10 Hz bis 1 000 Hz;
- c) 10 Hz bis 2 000 Hz; und
- d) 10 Hz bis 5 000 Hz.

Bei in allen Frequenzbereichen durchgeführten Messungen müssen die verwendeten Messgeräte die Anforderungen nach ISO 2954 erfüllen. Die Kalibrierung bei niedrigen Frequenzen nahe 0,1 Hz wird nur selten durchgeführt. Bei der niedrigen Frequenz von 0,1 Hz empfiehlt sich die Verwendung von MEMS-Beschleunigungssensoren (en: micro-electro-mechanical-systems), die auch mit Hilfe der Erdbeschleunigung kalibriert werden können. ISO 16063-16 beschreibt die Kalibrierung des Übertragungskoeffizienten bei 0 Hz mit Bezug auf die lokale Erdbeschleunigung.

Zur Messung der Schwingung müssen Sensoren eingesetzt werden, die es ermöglichen, dass die gesamte Messkette die Grenzen der in 4.5 geforderten Messfrequenzbereiche einhält. Für den Messfrequenzbereich von 0,1 Hz bis 10 Hz müssen piezoelektrische Schwingungssensoren oder kapazitive MEMS-Beschleunigungssensoren verwendet werden. Bei piezoelektrischen Beschleunigungssensoren ist im Besonderen sicherzustellen, dass die wichtigen Rotorblatt- und Strukturfrequenzen einen ausreichend großen Abstand zur unteren 3 dB-Grenzfrequenz des Sensors haben und idealerweise im linearen Übertragungsbereich liegen.

Andere Schwingungsaufnehmer (z. B. elektrodynamischer Schwinggeschwindigkeitssensor, piezoresistive Beschleunigungssensoren oder faseroptische Sensoren) müssen hinsichtlich ihrer Eignung für die Schwingungsmessung an Windenergieanlagen bewertet und entsprechend den Anforderungen nach ISO 2954 kalibriert werden.

Die Schwinggeschwindigkeit wird in der Regel mit Beschleunigungssensoren ermittelt. Das Ausgangssignal des Beschleunigungssensors muss im gesamten Messfrequenzbereich proportional zur Beschleunigung sein und muss für die Ausgabe der Schwinggeschwindigkeit einmal integriert werden. Die Messunsicherheit der Schwinggeschwindigkeit muss innerhalb der in diesem Dokument angegebenen Grenzen liegen. Gründe für Messunsicherheiten sind z. B. pyroelektrische Effekte sowie die Festlegung von nicht ausreichenden Beruhigungszeiten für die langen Integrationszeiten im niederfrequenten Bereich.

Beschleunigungssensoren, die piezoelektrische Elemente als Wandler verwenden (z. B. eingebaute Ladungsverstärker mit Halbleiterkomponenten als Wandler), haben häufig einen begrenzten Betriebstemperaturbereich, und es ist Vorsicht geboten, wenn sie langfristig für Messungen an den heißen Teilen der Windenergieanlage (z. B. Getriebe und Lager) verwendet werden.

Die für eine Schwingungsbewertung notwendigen Messungen können mit Online- oder Offline-Systemen durchgeführt werden. Online-Systeme sind fest in der Windenergieanlage installiert und führen automatisch die Datenerfassung und Kenngrößenberechnung durch und dienen der kontinuierlichen Überwachung des Triebstrangzustands als Teil des gesamten Zustandsüberwachungssystems. Bei Offline-Systemen handelt es sich um portable Systeme, die für die regelmäßige Überwachung und für kurzzeitige Messungen verwendet und manuell bedient werden.

Wenn Online- und Offline-Systeme für die Bewertung der Schwingungen einer Windenergieanlage eingesetzt werden, müssen die in diesem Dokument genannten Schwingungskenngrößen für Windenergieanlagen, Messpositionen, Messrichtungen und Betriebsbedingungen eingehalten werden, wenn die Messergebnisse mit den Grenzen der Bewertungszonen verglichen werden.

4.4 Montage und Anschluss der Schwingungssensoren

Wegen der breitbandigen Schwingungsspektren, der großen Beschleunigungswerte und der möglichen hohen Temperaturen an den Messpositionen in der Gondel kann die Ankopplung der Sensoren Probleme bereiten. Sowohl der gemessene Frequenzgang als auch die gemessene Amplitude werden von der Art der Ankopplung des Sensors beeinflusst. Zu den Vor- und Nachteilen der verschiedenen gebräuchlichen Ankopplungsverfahren siehe ISO 5348.

Insbesondere wenn hochfrequente Schwingungen zu erwarten sind, muss eine möglichst steife Befestigung zwischen dem Schwingungssensor und seiner Befestigung verwendet werden. Wenn Halterungen zur ordnungsgemäßen Montage des Sensors notwendig sind, müssen diese so steif wie möglich sein, um Abweichungen aufgrund der Eigenfrequenz des Sensors und des erregten Halterungssystems zu vermeiden. Es kann notwendig sein, die Steifigkeit der Ankopplung des Sensors durch Anschlagtests zu überprüfen.

4.5 Messung und Beurteilung von Schwingungsgrößen

4.5.1 Allgemeines

Es müssen stets sowohl die Schwingbeschleunigung als auch die Schwinggeschwindigkeit ermittelt werden. Während des Schwingungsmessintervalls müssen die Windgeschwindigkeit, die Leistung und ihre Schwankungen protokolliert werden. Die Beschleunigung erfasst die stoßförmigen, hochfrequenten Belastungen durch Körperschall und die niederfrequente Krafteinwirkungen. Die Geschwindigkeit erfasst die Schwingungsenergie der Struktur der Windenergieanlage und der Massen des Triebstrangs, die überwiegend im Frequenzbereich von 0 Hz bis 1 000 Hz auf die Komponenten einwirken.

Schwingungsmessungen und die Überwachung von rotierenden Teilen (d.h. Schwingungsmessung an der Welle) sind in Windenergieanlagen selten, da die Triebstränge überwiegend mit Wälz- und nicht mit Gleitlagern ausgestattet sind. Bei einigen direkt angetriebenen Windenergieanlagen wird der Luftspalt zwischen dem Rotor und dem Stator des Generators durch eine Messung der relativen Verlagerung überwacht. Dieses Verfahren fällt jedoch nicht in den Anwendungsbereich dieses Dokuments.

Beurteilungsschwingungswerte (siehe 3.1 und 3.2) können aus der Rohmessgröße mit den in diesem Dokument beschriebenen Verfahren ermittelt werden.

4.5.2 Bandpass-Frequenzbereiche

Die Bewertung der Beurteilungsgrößen erfordert zunächst die Verwendung eines geeigneten Bandpassfilters.

Die Schwingung des Turms, der Gondel und der Rotorblätter einer Windenergieanlage werden verursacht durch:

- a) die Auswirkung des einfallenden Windes;
- b) Strömungsstörungen im einfallenden Wind (z. B. durch andere Windenergieanlagen oder topografische Merkmale);
- c) Flexibilität der Rotorblätter und des Turms;
- d) niedrige Eigenfrequenzen der Rotorblätter und des Turms; und
- e) niedrige Rotordrehzahlen.

Daher müssen niederfrequente Schwingungen bei der Ausarbeitung der Mess- und Bewertungsverfahren berücksichtigt werden.

Darüber hinaus liegt das strukturelle Ansprechverhalten auf die interessierenden Anregungsfrequenzen (z. B. aufgrund langsam rotierender Teile wie der Drehfrequenz des ersten Planetenträgers oder der Drehfrequenz von direkt angetriebenen Generatoren) zwischen 0,1 Hz und 10 Hz. Folglich müssen die Messungen zur Erfassung dieses Ansprechverhaltens sowohl für die Beurteilungsgeschwindigkeit als auch für die Beurteilungsbeschleunigung im Bereich von 0,1 Hz bis 10 Hz bandgefiltert werden.

In den verschiedenen Getriebestufen liegen die Drehzahlen der Antriebswelle und die Harmonischen zumeist im Frequenzbereich von 0,1 Hz bis 10 Hz. Auslegungsbedingte Erregerfrequenzen (z. B. Zahneingriffsfrequenz) können jedoch über 10 Hz liegen, und der interessierende Bereich kann sich auf 1 000 Hz oder sogar noch höher erstrecken, wenn Harmonische berücksichtigt werden. Diese Messungen müssen im Bereich von 10 Hz bis 1 000 Hz für die Beurteilungsgeschwindigkeit und 10 Hz bis 2 000 Hz für die Beurteilungsbeschleunigung bandgefiltert werden.

Bei Generatoren mit einem Getriebe liegen viele der auslegungsbedingten Erregerfrequenzen zwischen 10 Hz und 1 000 Hz, und ihre Harmonischen können oberhalb von 1 000 Hz auftreten. Schwingungsfrequenzen müssen daher im Bereich von 10 Hz bis 1 000 Hz für die Beurteilungsgeschwindigkeit und von 10 Hz bis 5 000 Hz für die Beurteilungsbeschleunigung bandgefiltert werden.

Tabelle 1 gibt einen Überblick über die Messfrequenzbereiche der einzelnen Beurteilungsschwingungsgrößen für direkt angetriebene Windenergieanlagen und für Windenergieanlagen mit einem Getriebe. Die Frequenzbereiche unterscheiden sich je nach betrachteter Komponente der Windenergieanlage und sind charakteristisch für die Beurteilungsbeschleunigung oder die Beurteilungsgeschwindigkeit. Eine einzige Messung kann mehr als einen Filter erfordern, um Informationen über verschiedene Maschinenkomponenten zu erhalten.

ANMERKUNG 1 Die höheren Frequenzbereiche der Beschleunigung für die Generatoren sind auf das Vorhandensein von Wälzlager, Frequenzumrichtern und anderen elektromagnetischen Erregungen zurückzuführen.

Tabelle 1 — Übersicht über mögliche Beurteilungswert-Frequenzbereiche

Bauart der Windenergieanlage und Komponente	Frequenzbereich für die Bewertung	
	Beurteilungsbeschleunigung	Beurteilungsgeschwindigkeit
	a_{w0} Hz	v_{w0} Hz
Gondel und Turm	0,1 bis 10	0,1 bis 10
Rotor-Hauptlager	0,1 bis 10	0,1 bis 10
	10 bis 2 000	10 bis 1 000
Generator in direkt angetriebenen Windenergieanlagen	0,1 bis 10	10 bis 1 000
	10 bis 2 000	
Getriebe	0,1 bis 10	10 bis 1 000
	10 bis 2 000	
Generator in Windenergieanlagen mit Getriebe	10 bis 5 000	10 bis 1 000

4.5.3 Breitbandige Beurteilung von Schwingungswerten

Da sich die Stärke und die Richtung des Windes ständig ändern, führen die Betriebsbedingungen von Windenergieanlagen zu wechselnden Schwingungsanregungen und zu wechselndem Ansprechverhalten. Dazu müssen die Messverfahren sowohl die Wiederholpräzision zwischen den Messungen als auch die Stabilität innerhalb der Messungen sicherstellen. Bevor ein Vergleich mit den in Abschnitt 6 beschriebenen Grenzen der Bewertungszonen durchgeführt werden kann, müssen die dort aufgeführten Werte auf vergleichbar gemittelten Daten beruhen.

Die für Windenergieanlagen gewählte Mittelungsverfahren ähneln den in ISO 20816-1 beschriebenen Mittelungsverfahren zur Berechnung der Effektivwertschwingungen und werden durch Gleichung (1) beschrieben.

$$v_{\text{rms}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T v^2(t) dt} \tag{1}$$

Dabei ist

$v(t)$ die zeitabhängige Schwingung (Geschwindigkeit in mm/s oder Beschleunigung in m/s²) in einem bestimmten Frequenzbereich; und

T die Beurteilungsdauer (in s), siehe 4.5.4, die länger ist als die Periode einer der Hauptfrequenzkomponenten, aus denen sich $v(t)$ zusammensetzt.

Es ist für die in diesem Dokument definierte Schwingungsbewertung von Windenergieanlagen wesentlich, bei der Bildung der Beurteilungsschwingungsgrößen die Messwerte über vorgegebene Intervalle

zu mitteln, um Schwingungsschwankungen auszugleichen. So wird aus der gemessenen Schwingung im Zeitbereich eine Beurteilungsschwingung v_{w0} definiert, die die Gesamtbelastung über eine Beurteilungsdauer T_0 charakterisiert und sich aus dem Effektivwert der bandgefilterten Schwingung $v_w(t)$ nach Gleichung (2) ergibt.

$$v_{w0} = \sqrt{\frac{1}{T_0} \int_{t=0}^{T_0} v_w^2(t) dt} \quad (2)$$

Dabei ist

$v_w(t)$ die Schwingung (Geschwindigkeit in mm/s oder Beschleunigung in m/s^2) in einem bestimmten Frequenzbereich, gemessen in Abhängigkeit von der Zeit; und

T_0 die Beurteilungsdauer (in s), siehe 4.5.4.

Die Messfrequenzbereiche müssen wie in Tabelle 1 beschrieben gewählt werden. Die Beurteilungsgeschwindigkeit wird auf ähnliche Weise berechnet wie die Beurteilungsbeschleunigung [Gleichung (2)].

Für die Bewertung der Schwingstärke muss nicht nur die Beurteilungsbeschleunigung, sondern auch die Beurteilungsgeschwindigkeit ermittelt werden.

ANMERKUNG Die in diesem Abschnitt beschriebene Art der Mittelung der gemessenen Beschleunigung entspricht derjenigen in ISO 2631-1, in der z. B. die Langzeitwirkung von Schwingungen beurteilt wird. Das in ISO 8041-1 beschriebene Mittelungsverfahren wird zur Ermittlung des zeitlich gemittelten Effektivwerts verwendet, wobei die Beurteilungsdauer T_0 für die dort definierte Periode T verwendet wird.

Die gewählte Beurteilungsdauer und die verwendeten Messfrequenzbereiche müssen in allen Messprotokollen und Messberichten zusammen mit den jeweiligen Beurteilungsgrößen angegeben werden. Um eine Korrelation zwischen den gemessenen Schwingungen und den Betriebsbedingungen der Windenergieanlage herzustellen, wird empfohlen, die Windgeschwindigkeit, die Leistungsabgabe und die Drehzahl der Windenergieanlage zu messen und aufzuzeichnen. Um die möglichen Nachlaufeffekte in einem Windpark und die Schräganströmung zu beurteilen, können auch die einfallende Windrichtung, die Gondelposition und der Betriebszustand gemessen und aufgezeichnet werden (eine Vorlage für ein Messprotokoll befindet sich in Anhang E).

4.5.4 Beurteilungsdauer

Die Beurteilungsdauer T_0 hängt nicht nur von der Art und dem Zeitverlauf der Einwirkung durch Wind auf die Gesamtanlage und ihre Komponenten, sondern auch von der Bandbreite der Beurteilungsgröße ab. Wo signifikante stochastische Effekte erwartet werden können, muss eine längere Beurteilungsdauer verwendet werden, entweder durch Anwendung eines Durchschnitts über mehrere Stichproben der Beurteilungsdauer oder durch Verlängerung der Beurteilungsdauer selbst.

Bei der Analyse von rotierenden Anlagen, deren Frequenzband 10 Hz bis 1 000 Hz, 10 Hz bis 2 000 Hz oder 10 Hz bis 5 000 Hz beträgt, muss die Beurteilungsdauer mindestens 10 s betragen. Es wird eine Beurteilungsdauer von mindestens 60 s empfohlen, um stochastische Effekte einzubeziehen, die sich aus mehreren 10 s dauernden Stichproben zusammensetzen dürfen [siehe Gleichung (3)].

Für den Frequenzbereich zwischen 0,1 Hz und 10 Hz muss die Beurteilungsdauer mindestens 60 s betragen. Es wird eine Periode von 600 s empfohlen, die sich aus mehreren 60 s dauernden Stichproben zusammensetzen darf [siehe Gleichung (3)], um Schwankungen der Betriebsbedingungen Rechnung zu tragen und genügend Schwingungssignale von den rotierenden Komponenten zu messen, um ausreichend Daten für die Analyse zu erhalten. Dadurch können erzwungene Schwingungen mit Frequenzen um oder unter 1 Hz (z. B. mit der Drehfrequenz des Rotors) zuverlässig gemessen und analysiert werden.

Wenn sich in diesen Beurteilungsdauern die Schwingungsanregungen deutlich voneinander unterscheiden, ergeben sich nach Gleichung (3) jeweils unterschiedliche energieäquivalente Mittelwerte v_{we} .

Mit

$$v_{w0} = \sqrt{\frac{1}{T_0} \sum_{e=1}^n v_{we}^2 \cdot T_e} \quad (3)$$

Dabei ist

v_{w0} die Schwingung (je nach Fall in Geschwindigkeit oder Beschleunigung), und

T_0 die Beurteilungsdauer mit $T_0 = \sum_{e=1}^n T_e$.

Die Schwingungsmessungen müssen unter allen in 4.7 festgelegten Betriebsbedingungen durchgeführt werden. Jeder sich ergebende Beurteilungsschwingungswert muss gesondert nach den Anforderungen in Abschnitt 4 und Abschnitt 5 bewertet werden. Der höchste, unter diesen Bedingungen gemessene Wert muss als repräsentativ für die Schwingstärke angenommen werden.

Die gewählte Beurteilungsdauer und die verwendeten Messfrequenzbereiche müssen in allen Messprotokollen und Messberichten zusammen mit den jeweiligen Beurteilungsgrößen angegeben werden.

4.6 Bildung von Beurteilungsgrößen

Die Schwingungskenngrößen für Windenergieanlagen [siehe Gleichung (1)] können sowohl im Zeit- als auch im Frequenzbereich gebildet werden (siehe ISO 20816-1:2016-11, Anhang A). Der Effektivwert der Schwingung im Zeitbereich wird aus bandgefilterten Signalen nach Gleichung (1) und Gleichung (3) gebildet. Alternativ kann die Schwingstärke auch aus dem Frequenzspektrum des Schwingungssignals abgeleitet werden.

Um die Beurteilungsschwingungsgröße im Frequenzbereich zu erzeugen, wird das Frequenzspektrum (Amplituden als Effektivwerte) des Beschleunigungssignals während der Beurteilungsdauer T_0 berechnet.

Der Effektivwert kann dann aus den einzelnen Effektivwerten $a_1, a_2, \dots, a_n$ bei den Frequenzen $f_1, f_2, \dots, f_n$ im jeweiligen Frequenzbereich der Bewertungsgröße nach Gleichung (4) berechnet werden.

$$a_{w0} = \sqrt{a_1^2 + a_2^2 + \dots + a_n^2} \quad (4)$$

Das gleiche Verfahren kann verwendet werden, um aus dem Frequenzspektrum des Geschwindigkeitssignals die Größen der Schwinggeschwindigkeit zu berechnen. Wird die Schwinggeschwindigkeit nicht direkt als Messgröße erfasst, kann sie durch Integration der gemessenen Schwingbeschleunigung ermittelt werden. Die Integration kann im Zeitbereich oder im Frequenzbereich erfolgen. Im Frequenzbereich können die Kennwerte der Beurteilungsgeschwindigkeit aus den einzelnen Effektivwerten der Beschleunigung mit der Gleichung (5) berechnet werden.

$$v_{w0} = \frac{1}{2\pi} \sqrt{\left(\frac{a_1}{f_1}\right)^2 + \left(\frac{a_2}{f_2}\right)^2 + \dots + \left(\frac{a_n}{f_n}\right)^2} \quad (5)$$

Unterschiede im Ergebnis zwischen der Kennwertbestimmung im Zeit- und Frequenzbereich können sich z. B. daraus ergeben, dass neben den periodischen Schwingungen auch stochastische und stoßartige Komponenten auftreten können. Weiterhin werden im Zeitbereich die Amplituden im Übergangsbereich der Bandbegrenzung entsprechend den Filtereigenschaften ausgewertet. Um Unterschiede aufgrund von Bandbegrenzungen auszuschließen, kann bei der Berechnung der Kennwerte im Frequenzbereich eine der Filtereigenschaften entsprechende Amplitudenbewertung verwendet werden.

Es ist zu beachten, dass die Messdauer für eine einzelne Datenaufnahmerate die erhaltenen Ergebnisse beeinflussen kann, insbesondere wenn Beurteilungsschwingungswerte im Frequenzbereich gebildet werden.

Wenn die Frequenzauflösung zu gering ist, können die Amplituden, die nahe der Grenzfrequenz liegen, entweder innerhalb oder außerhalb des Frequenzbandes liegen. Daher muss für den Frequenzbereich von 0,1 Hz bis 10 Hz eine Frequenzauflösung von mindestens 0,016 7 Hz (= 1/60 Hz) angewendet werden. Die minimale Messdauer für die Ermittlung eines Frequenzspektrums darf daher nicht weniger als 60 s betragen.

Das Einschwingverhalten des Filters muss bei der Bildung der Beurteilungsschwingungswerte im Zeitbereich berücksichtigt werden. Die Ermittlung des Beurteilungswerts darf erst nach Abschluss des Einschwingvorgangs beginnen.

Im Messprotokoll muss vermerkt werden, ob die Beurteilungswerte im Zeit- oder Frequenzbereich gebildet wurden und ob die Filtereigenschaften bei der Ermittlung der Beurteilungswerte berücksichtigt wurden.

Die Leistungsabgabe der Windenergieanlage, die Gondelposition, die Drehzahl sowie die Windgeschwindigkeit und -richtung und deren Schwankungen müssen in jeder Messperiode aufgezeichnet werden.

4.7 Betriebsbedingungen bei der Durchführung der Messung

Die in Abschnitt 6 angegebenen Bewertungskriterien sind anwendbar für Schwingungsmessungen unter üblichen Betriebsbedingungen (d. h. stabiler Produktionsbetrieb mit mindestens 20 % der Nennleistung). Die in diesem Dokument beschriebenen Anforderungen können jedoch auch als Empfehlungen für den gesamten Leistungsbereich dienen.

Bei der Durchführung von Routineüberprüfungen ist es nicht immer notwendig, über den gesamten Leistungsbereich an jeder Messposition zu messen. Treten bei einem bestimmten Leistungsbereich oder unter bestimmten Betriebsbedingungen erhöhte Schwingungspegel auf (z. B. durch Anregung von Eigenfrequenzen), so müssen auch bei diesen Betriebszuständen Messungen durchgeführt werden. Wenn Windenergieanlagen nahe ihrer Resonanzfrequenz arbeiten, gehört dies zu ihrem üblichen Arbeitsbereich und muss in die Beurteilung miteinbezogen werden.

Jede erhaltene Beurteilungsgröße muss dann anhand der in Abschnitt 6 genannten Kriterien beurteilt werden. Offline-Messungen sind natürlich auf die zum Zeitpunkt der Messung herrschenden Bedingungen beschränkt.

Es wird empfohlen, die Betriebswerte (z. B. Leistungsabgabe, Rotordrehzahl, Windgeschwindigkeit, Windrichtung) gleichzeitig mit den Schwingungswerten elektronisch aufzuzeichnen.

Bei Windgeschwindigkeiten über dem Nennwert wird die Leistungsabgabe der Anlage durch die Steuerung des Rotorblattwinkels (en: pitch, de: Pitch) begrenzt. Bei diesen Betriebsbedingungen können kurzzeitige Schwingungsanregungen (z. B. durch starke Windböen) zu erhöhten Schwingungen führen, die nicht immer nach den in Abschnitt 6 definierten Bewertungszonen beurteilt werden können.

Die in Abschnitt 6 definierten Bewertungszonen sind nicht für die Bewertung transienter Schwingungen bei Änderungen des Betriebszustands der Windenergieanlage (z. B. Anfahren, Umschalten, Bremsen und Windrichtungsnachführung) anwendbar.

In einem Windpark können die Schwingungspegel einzelner Windenergieanlagen durch die Nachlaufströmung von Aufwindenergieanlagen erhöht werden, insbesondere bei Schwingungsamplituden bei der Rotationsfrequenz und ihren Harmonischen (z. B. bei der Durchgangsfrequenz der Rotorblätter). Diese Schwingungsbedingungen sollten nach den in Abschnitt 6 genannten Kriterien bewertet werden.

Der Umfang und die Bedingungen der Messung müssen für jeden in Betracht kommenden betrieblichen Fall zwischen dem Kunden und dem Auftragnehmer vereinbart werden.

5 Messungen und Interpretationen

5.1 Allgemeines

In Abschnitt 4 sind die Beurteilungsschwingungsgrößen, Messpositionen und Messrichtungen für die gesamte Windenergieanlage als Bauwerk sowie für ihre Komponenten festgelegt.

Bei entsprechender Erfahrung dürfen die beteiligten Parteien den Umfang der Messungen optimieren. Die gemessenen Schwingungen müssen in für die Messposition geeigneten Einheiten vorgenommen werden. Es müssen stets sowohl die Schwingbeschleunigung als auch die Schwinggeschwindigkeit ermittelt werden. Die Windgeschwindigkeit, die Leistung und ihre Schwankungen müssen für jedes Messintervall dokumentiert werden.

5.2 Gondel und Turm

5.2.1 Allgemeines

Die Schwingungen von Turm und Gondel einer Windenergieanlage werden durch die Einwirkung von Wind, Störungen der Luftströmung aufgrund des Turms (Turmaufwindeffekt) und Eigenschwingungen der Rotorblätter und der Tragstruktur (Turm und Fundament) verursacht.

5.2.2 Beurteilungsschwingungsgrößen

Beurteilungsschwingungsgrößen sind:

- a) Beurteilungsbeschleunigung a_{w0} , in m/s^2 ; und
- b) Beurteilungsgeschwindigkeit v_{w0} , in mm/s .

Beide Beurteilungsschwingungsgrößen werden im Messfrequenzbereich von 0,1 Hz bis 10 Hz während der in 4.5.4 festgelegten Beurteilungsdauer berechnet.

Die untere Grenzfrequenz des Messfrequenzbereichs wird üblicherweise auf 0,1 Hz eingestellt. Nur in dem Fall, wenn die Windenergieanlage während der Beurteilungsdauer bei einer Rotorfrequenz unter 0,1 Hz ($= 6 \text{ min}^{-1}$) läuft, kann die untere Grenzfrequenz so weit unter 0,1 Hz abgesenkt werden, dass die Drehfrequenz im flachen Frequenzgang des Messfrequenzbereichs liegt.

ANMERKUNG Die Eigenfrequenz des Turms sowie die Nick- und Verdrehungseigenfrequenzen der Gondel (in Hz) sind ebenfalls nützliche Ergebnisse der Schwingungen von Gondel und Turm.

5.2.3 Übliche Messpositionen

5.2.3.1 Windenergieanlagen mit Getriebe

Übliche Messpositionen für diese Windenergieanlagen sind:

- a) in der Gondel auf einer Seite der Hauptlagerhalterung (siehe Bild C.1 und Bild C.2);
- b) am hinteren Ende des Hauptlagers auf einer Seite des Generators oder des Maschinenträgers; und
- c) an der Struktur oberhalb des Turmflansches.

5.2.3.2 Windenergieanlagen mit Direktantrieb

Übliche Messpositionen für diese Windenergieanlagen sind:

- a) in der Gondel an der Struktur in der Nähe des vorderen Hauptlagers (siehe Bild D.1 bis Bild D.4); und

- b) an der Struktur oberhalb des Turmflansches.

5.2.4 Messrichtungen für die Gondel

Für alle Windenergieanlagen sind diese Messrichtungen zu verwenden:

- a) axial (entlang der Rotationsachse des Rotors);
- b) horizontal (quer zur Drehachse der Rotorwelle); und
- c) vertikal (quer im rechten Winkel zur Rotordrehachse und im rechten Winkel zur gewählten horizontalen Richtung).

5.3 Hauptrotor (Hauptwelle)

5.3.1 Beurteilungsschwingungsgrößen

Die Beurteilungsschwingungsgrößen haben diese Frequenzbereiche:

- a) bei Windenergieanlagen mit Getriebe die Beurteilungsbeschleunigung a_{w0} in m/s^2 in den Messfrequenzbereichen 0,1 Hz bis 10 Hz und 10 Hz bis 2 000 Hz und
- b) bei direkt angetriebenen Windenergieanlagen die Beurteilungsgeschwindigkeit v_{w0} in mm/s in den Messfrequenzbereichen 0,1 Hz bis 10 Hz und 10 Hz bis 1 000 Hz.

Beide Beurteilungsgrößen werden während der in 4.5.4 festgelegten Beurteilungsdauer gemessen. Zur unteren Grenzfrequenz von 0,1 Hz siehe 5.2.2.

5.3.2 Übliche Messpositionen

Übliche Messpositionen sind:

- a) bei Dreipunktaufhängung (siehe Bild C.1) am Gehäuse des vorderen Lagers;
- b) für Windenergieanlagen mit einem einzigen Hauptlager ist nur eine Messposition notwendig (siehe Bild D.3 und Bild D.4) und
- c) für Windenergieanlagen mit zwei getrennten Rotorlagern müssen die Messpositionen am Gehäuse oder an der Tragkonstruktion jedes Lagers angebracht werden (siehe z. B. Bild C.2).

Bei Windenergieanlagen mit Direktantrieb wird aufgrund des im Vergleich zur Generatorlänge relativ großen Generatordurchmessers empfohlen, die Messposition am Tragarm zwischen 50 % und 75 % des Radius des Generatorstators zu wählen. Darüber hinaus und wenn möglich sollten die Messpositionen im Bereich der induzierten Kräfte und der daraus resultierenden Belastungszonen unter Berücksichtigung von Rotorgewicht, Kippmoment und Schub angeordnet werden.

5.3.3 Messrichtungen

Die Messrichtungen sind:

- a) axial (entlang der Rotationsachse des Rotors);
- b) horizontal (quer zur Drehachse der Rotorwelle) und
- c) vertikal (quer zur Drehachse der Rotorwelle und im rechten Winkel zur gewählten horizontalen Richtung).

5.4 Hauptgetriebe

5.4.1 Beurteilungsschwingungsgrößen

Die Beurteilungsschwingungsgrößen haben diese Frequenzbereiche:

- a) Beurteilungsbeschleunigung a_{w0} in m/s^2 in den Frequenzbereichen 0,1 Hz bis 10 Hz und 10 Hz bis 2 000 Hz und
- b) Beurteilungsgeschwindigkeit v_{w0} in mm/s im Frequenzbereich 10 Hz bis 1 000 Hz.

Beide werden während der in 4.5.4 festgelegten Beurteilungsdauer gemessen.

5.4.2 Messpositionen für Windenergieanlagen mit separat montierten Getriebe mit integrierten Rotorlagern

Übliche Messpositionen sind am Getriebegehäuse in der Nähe der Lager der An- und Abtriebswelle (siehe Bild C.1 und Bild C.2).

5.4.3 Messrichtungen

Die Messrichtungen sind:

- a) axial (entlang der Rotationsachse des Rotors);
- b) horizontal (quer zur Drehachse der Rotorwelle) und
- c) vertikal (quer zur Drehachse der Rotorwelle und im rechten Winkel zur gewählten horizontalen Richtung).

5.5 Generatoren in Windenergieanlagen mit Getriebe

5.5.1 Beurteilungsschwingungsgrößen

Die Beurteilungsschwingungsgrößen haben diese Frequenzbereiche:

- a) Beurteilungsbeschleunigung a_{w0} in m/s^2 in den Frequenzbereichen 10 Hz bis 5 000 Hz und
- b) Beurteilungsgeschwindigkeit v_{w0} in mm/s im Frequenzbereich 10 Hz bis 1 000 Hz.

Beide werden während der in 4.5.4 festgelegten Beurteilungsdauer gemessen.

5.5.2 Übliche Messpositionen

Übliche Messpositionen sind:

- a) bei integrierten Getriebe-Generator-Bauformen müssen Schwingungsmessungen am Gehäuse in den Ebenen des Eingangslagers und des Generator-Außenlagers vorgenommen werden und
- b) bei elastisch gekuppelten und starr oder elastisch gelagerten Generatoren müssen die Messpositionen am Gehäuse beider Lager angeordnet werden, wie in ISO 20816-1:2016-11, Bild 2, dargestellt.

ANMERKUNG Bild C.1 und Bild C.2 zeigen beispielhaft die Messpositionen an den Generatorlagern in Windenergieanlagen mit Getriebe.

5.5.3 Messrichtungen

Die Messrichtungen sind: