

DIN ISO 16079-2

ICS 27.180

Einsprüche bis 2020-03-10

Entwurf**Zustandsüberwachung und -diagnostik von Windenergieanlagen –
Teil 2: Überwachung des Antriebsstrangs (ISO/DIS 16079-2:2019);
Text Deutsch und Englisch**

Condition monitoring and diagnostics of wind turbines –
Part 2: Monitoring the drive train (ISO/DIS 16079-2:2019);
Text in German and English

Surveillance et diagnostics des éoliennes de production d'électricité –
Partie 2: Surveillance de la transmission (ISO/DIS 16079-2:2019);
Texte en allemand et anglais

Anwendungswarnvermerk

Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2020-01-10 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 DIN/VDI-Normenausschuss Akustik, Lärminderung und Schwingungstechnik
(NALS), 10772 Berlin, Saatwinkler Damm 42/43, 13627 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 109 Seiten

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

Inhalt

	Seite
Nationales Vorwort	5
Nationaler Anhang NA (informativ) Literaturhinweise.....	6
Vorwort.....	7
Einleitung.....	8
1 Anwendungsbereich	12
2 Normative Verweisungen.....	12
3 Begriffe.....	12
4 Abkürzungsverzeichnis	13
5 Analyse der Ausfallarten und Symptome (FMSA)	13
5.1 Allgemeines	13
5.2 Der FMSA-Prozess	13
6 Deskriptoren zur Fehlererkennung	15
6.1 Allgemeines	15
6.2 Deskriptortypen	16
6.3 Auf Prozessparametern basierende Deskriptoren — Betriebswerte	17
6.3.1 Allgemeines	17
6.3.2 Messen von Prozessparameterdeskriptoren.....	18
6.4 Drehzahlmessungen und drehzahlbasierte Deskriptoren	19
6.4.1 Allgemeines	19
6.4.2 Messen der Drehzahl	19
6.5 Auf Schwingungen basierte Deskriptoren	19
6.5.1 Verweisung auf andere Normen	19
6.5.1 Allgemeines	19
6.5.2 Messung von Schwingungen.....	20
6.5.3 Aufnehmer für Schwingungsmessungen	21
6.5.4 Befestigung von Schwingungsaufnehmern.....	22
6.6 Auf der Messung von Spannungswellen basierte Deskriptoren	23
6.6.1 Allgemeines	23
6.6.2 Messen von Spannungswellen	23
6.6.3 Aufnehmer für die Messung von Spannungswellen	24
6.6.4 Befestigung von Spannungswellenaufnehmer	24
6.7 Auf Fremdpartikeln im Schmieröl basierende Deskriptoren.....	24
6.7.1 Allgemeines	24
6.7.2 Auf Fremdpartikeln im Öl basierende Deskriptoren.....	25
6.7.3 Sensoren für Fremdpartikel im Öl.....	26
7 Überwachungsintervall für Deskriptoren	26
7.1 Verweisung auf andere Normen	26
7.2 Einflussfaktoren für das Überwachungsintervall	26
8 Benachrichtigungskriterien für Deskriptoren.....	28
8.1 Verweisung auf andere Normen	28
8.2 Allgemeines	28
8.3 Festlegung von Warn- und Alarmgrenzen für Deskriptoren in neuen Windenergieanlagen.....	29

8.4	Festlegung von Warn- und Alarmgrenzen für eine Windenergieanlage unter normalen Betriebsbedingungen.....	29
8.5	Festlegung von Alarmgrenzen nach dem Austausch von Komponenten.....	29
9	Handhabung von veränderten Betriebsbedingungen — das Konzept des Betriebszustandscontainers	30
9.1	Allgemeines	30
9.2	Beispiel für die Nutzung der Wirkleistung als Betriebszustand	30
10	Positionen für Aufnehmer.....	32
10.1	Verweisung auf andere Normen und Leitfäden	32
10.2	Position des Schwingungsaufnehmers.....	32
10.3	Position von Spannungswellenaufnehmer	34
10.4	Position der Sensoren für Fremdpartikel im Öl.....	34
10.5	Beispiel für Benennungskonventionen und Aufnehmerpositionen.....	34
11	Bezugswerte — Erstaufzeichnung der Daten für die Diagnose zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme	35
11.1	Allgemeines	35
11.2	Dauer der zeitlichen Signalverläufe für die Bezugswertaufzeichnung	36
11.3	Wiederholpräzision und Stabilität der Aufzeichnungen des zeitlichen Signalverlaufs.....	36
11.4	Abtaste des zeitlichen Signalverlaufs für die Bezugswertaufzeichnung.....	37
11.5	Erstprüfung der Bezugswertdaten — Empfehlungen	37
12	Diagnose von Fehlern und ihren Ursachen.....	37
12.1	Verweisung auf andere Normen	37
12.2	Allgemeines	37
12.3	Komponentendaten.....	38
12.4	Zeitliche Signalverläufe als Rohdaten für eine detaillierte Diagnose.....	38
12.5	Regelmäßige Aufzeichnung	38
12.6	Aufzeichnung auf Anforderung	39
13	Prognose	39
13.1	Verweisung auf andere Normen	39
13.2	Allgemeines	39
13.3	Typ I: Ausfalldatenbasierte Prognose — statistikbasiert.....	40
13.4	Typ II: Beanspruchungsbasierte Prognose — modellbasiert	41
13.5	Typ III: Datengestütztes Verfahren — zustandsbasiert	41
14	Überprüfung der Auslegung des Zustandsüberwachungs- und Diagnosesystems	42
14.1	Verweisung auf andere Normen	42
14.2	Allgemeines	42
14.3	Bewertung der Effektivität des Zustandsüberwachungssystems.....	42
14.3.1	Allgemeines	42
14.4	Kosten-Nutzen-Analyse.....	44
14.4.1	Allgemeines	44
14.4.2	Einfaches Modell.....	44
14.4.3	Erweitertes Modell.....	44
Anhang A (informativ)	Detaillierte Informationen zu schwingungsbasierten Deskriptortypen.....	47
A.1	Zeitbereichsbasierte Deskriptoren	47
A.2	Frequenzbereichsbasierte Schmalbanddeskriptoren (DFT).....	48
A.3	Vorverarbeitung von zeitlichen Signalverläufen vor der Frequenzanalyse.....	50
A.4	Auf anderen Analyseverfahren basierte Merkmalsextraktion	53
A.5	Deskriptormesszeit	55
Anhang B (informativ)	FMSA des Antriebsstrangs	56
Literaturhinweise.....		59

Bilder

Bild 1 — Beziehung zwischen ISO 16079-2 und ISO 16079-1.....	8
Bild 2 — Ablauf der Zustandsüberwachung und Diagnose: Auslegung und Nutzung der Anwendung auf eine Maschine	9
Bild 3 — Zusammenhang zwischen der Überwachungsstrategie, der Diagnosestrategie und der Instandhaltungsstrategie	10
Bild 4 — Typische Darstellung der Entwicklung eines mechanischen Ausfalls.....	17
Bild 5 — Typische Darstellung von Frequenzbereichen für Ausfallarten bei einer Windenergieanlage.....	20
Bild 6 — Anhand von drei unterschiedlichen Deskriptortypen erkannter Lagerfehler	27
Bild 7 — Beispiel für einen Trend vor und nach dem Austausch der Kupplung an der schnelldrehenden Welle	30
Bild 8 — Zwei Darstellungen zum Konzept des Wirkleistungscontainers.....	31
Bild 9 — An Übergängen zwischen Komponenten und Werkstoffen wird das Schwingungssignal reflektiert und gedämpft	33
Bild 10 — Befestigungspositionen für Aufnehmer am Antriebsstrang einer Windenergieanlage.....	34
Bild 11 — Stabilitätskriterien für die Aufzeichnung von zeitlichen Signalverläufen	37
Bild 12 — Veranschaulichung des grundlegenden RUL-Konzepts.....	40
Bild 13 — Beispiel für die Beziehung zwischen Fehlern/Symptomen/Deskriptoren.....	43
Bild 14 — Prozessübersicht für die Kosten-Nutzen-Analyse.....	45
Bild A.1 — Vergleich des Signal-Rausch-Verhältnisses für einen Zeitbereichs-Bandpassfilter (rot) und eine DFT mit Hamming-Gewichtung (blau).....	49
Bild A.2 — Beispiel für die Extraktion von Merkmalen aus einem Autoleistungsspektrum.....	50
Bild A.3 — Darstellung des Verschmierens als schwarze Spektralkomponenten im Vergleich zu ordnungsbasierten Komponenten in Rot.....	51
Bild A.4 — Darstellung des Prinzips der erneuten drehwinkelsynchronen Abtastung.....	52
Bild A.5 — Darstellung der Zeitbereichsmittelung mit und ohne Auslöserreferenz	53
Bild A.6 — Darstellung des Hüllkurvenprozesses.....	54
Bild A.7 — Darstellung der Cepstrum-Technik.....	55

Tabellen

Tabelle 1 — Vorlage für die Implementierung der FMSA.....	14
Tabelle 2 — Aufnehmerposition und Bezeichnung nach IEC 61400-25-6	35
Tabelle B.1 — Implementierung der FMSA (Beispiel).....	56

Nationales Vorwort

Dieses Dokument enthält die deutsche Übersetzung der Internationalen Norm ISO 16079-2:2019, die vom Technischen Komitee ISO/TC 108 „Mechanical vibration, shock and condition monitoring“ erarbeitet wurde, dessen Sekretariat von ANSI (USA) gehalten wird.

Das zuständige deutsche/nationale Normungsgremium ist der Arbeitsausschuss NA 001-03-05 AA „Schwingungs- und Zustandsüberwachung von Maschinen“ im DIN/VDI-Normenausschuss Akustik, Lärminderung und Schwingungstechnik (NALS).

Um Zweifelsfälle in der Übersetzung auszuschließen, ist die englische Originalfassung beigelegt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen Text.

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

IEC 61400-25-6	siehe	DIN EN 61400-25-6 (VDE 0127-25-6)
ISO 5348	siehe	DIN ISO 5348
ISO 10816-21	siehe	DIN ISO 10816-21
ISO 10817-1	siehe	DIN ISO 10817-1
ISO 16079-1	siehe	E DIN ISO 16079-1
ISO 17359	siehe	DIN ISO 17359
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 13379-1	siehe	DIN ISO 13379-1

Nationaler Anhang NA (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 61400-25-6 (VDE 0127-25-6), *Windenergieanlagen — Teil 25-6: Kommunikation für die Überwachung und Steuerung von Windenergieanlagen — Klassen logischer Knoten und Datenklassen für die Zustandsüberwachung*

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

DIN ISO 10816-21, *Mechanische Schwingungen — Bewertung der Schwingungen von Maschinen durch Messungen an nicht-rotierenden Teilen — Teil 21: Windenergieanlagen mit horizontaler Drehachse und Getriebe*

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 13379-1, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Verfahren zur Dateninterpretation und Diagnostik — Teil 1: Allgemeine Anleitungen*

DIN ISO 17359, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Allgemeine Anleitungen*

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

Vorwort

ISO (die Internationale Organisation für Normung) ist eine weltweite Vereinigung nationaler Normungsorganisationen (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 Themen 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-Direktiven, 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-Direktiven, Teil 2 erarbeitet (siehe www.iso.org/directives).

Es wird auf die Möglichkeit hingewiesen, dass einige Elemente dieses Dokuments Patentrechte berühren können. ISO ist nicht dafür verantwortlich, einige oder alle diesbezüglichen Patentrechte zu identifizieren. Details zu allen während der Entwicklung des Dokuments identifizierten Patentrechten finden sich in der Einleitung und/oder in der ISO-Liste der erhaltenen Patenterklärungen (siehe www.iso.org/patents).

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, Subcommittee*, Unterkomitee SC 5, *Condition monitoring and diagnostics of machine systems* erarbeitet.

Eine Auflistung aller Teile der Normenreihe ISO 16079 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

ISO 16079-2 ist der zweite Schritt des Verfahrens zur Durchführung der Anwendungsphase der Zustandsüberwachung und Diagnose in Übereinstimmung mit dem V-Modell nach ISO 13379-1. In diesem Schritt wird die Überwachungsstrategie für den Antriebsstrang definiert, basierend auf den priorisierten Ausfallarten, die mit dem FMECA-Verfahren nach ISO 16079-1 ermittelt wurden. Siehe Bild 1.

In Übereinstimmung mit dem V-Modell nach ISO 13379-1 und mit ISO 16079-1 müssen in ISO 16079-2 die folgenden Schritte durchgeführt werden:

- Festlegung, unter welchen Betriebsbedingungen die einzelnen Fehler am besten beobachtet werden können, und Festlegung der Bedingungen, unter denen das Symptom höchstwahrscheinlich beobachtet werden kann;
- Bestimmung der Symptome, die zur Beurteilung des Zustands der Maschine dienen können und die für die Diagnose verwendet werden;
- Auflistung der Deskriptoren, die zur Evaluierung (Erkennung) der verschiedenen Symptome verwendet werden;
- Bestimmung der erforderlichen Messungen und Aufnehmer, aus denen die Deskriptoren abgeleitet oder berechnet werden.

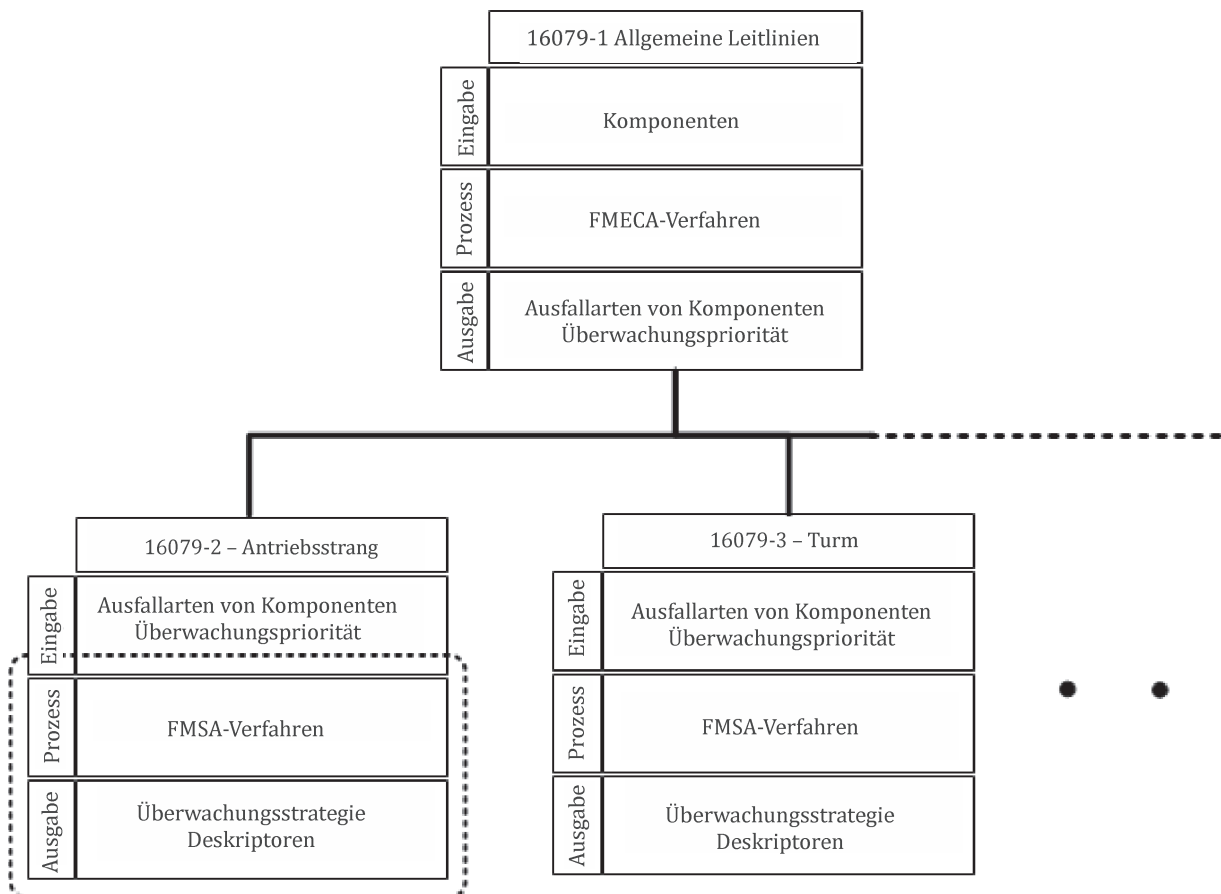


Bild 1 — Beziehung zwischen ISO 16079-2 und ISO 16079-1

ANMERKUNG Der Anwendungsbereich dieses Dokuments ist durch die gestrichelte Linie gekennzeichnet.

In Bezug auf das V-Modell beschreibt diese Internationale Norm die beiden letzten Schritte der Anwendungs- und Auslegungsphase des Zustandsüberwachungssystems. Dieser Prozess muss sicherstellen, dass Daten zur Verfügung stehen, die einen effizienten Prozess in der Nutzungsphase des Zustandsüberwachungssystems ermöglichen. Das übergeordnete Ziel des „Nutzungsphasenprozesses“ ist die Minimierung der Ausfallzeiten von Windenergieanlagen durch eine Risikobeurteilung von festgestellten Ausfällen mittels Evaluierung der verbleibenden Nutzungsdauer (en: remaining useful life, RUL) und die nachfolgende Bestimmung des Instandhaltungszeitpunkts. Für die Kritikalitäts- und Risikobeurteilung werden Informationen aus dem FMECA-Verfahren verwendet. Es können aber auch Informationen zurückgemeldet werden, um das anfänglich durchgeführte FMECA-Verfahren anzupassen. Siehe Bild 2.

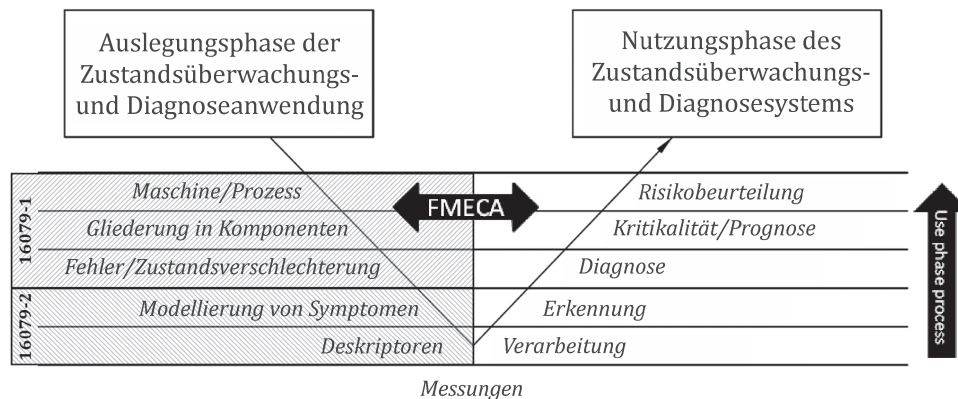


Bild 2 — Ablauf der Zustandsüberwachung und Diagnose: Auslegung und Nutzung der Anwendung auf eine Maschine

ISO 16079-2 zeigt, wie die Ergebnisse des FMECA-Verfahrens nach ISO 16079-1 angewendet werden können, indem eine Methodik zur Durchführung einer Analyse der Ausfallarten und Symptome (en: failure mode and symptoms analysis, FMSA) mit dem Ziel vorgegeben wird, Symptome und zugehörige Deskriptoren zu definieren, anhand derer eine bestimmte Ausfallart erkannt werden muss.

Um die Ergebnisse der FMSA zu implementieren, werden Abschnitte mit Leitlinien für die Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen bereitgestellt:

- a) Leitlinien für die Messung von Deskriptoren
- b) Handhabung von Änderungen der Betriebsbedingungen
- c) Auswahl der Aufnehmer und Aufnehmertechnologie
- d) Auswahl der Positionen für Aufnehmer
- e) Benennungskonvention zur Kennzeichnung von Aufnehmerpositionen und zugehörigen Deskriptoren
- f) Evaluierungskriterien für die Messung von Deskriptoren
- g) Anforderungen an Daten für die Diagnose
- h) Prognose- und/oder Kritikalitätsbeurteilung
- i) Überprüfung der Auslegung von Zustandsüberwachung und Diagnose
 - 1) Bewertung der Effektivität des Diagnosesystems
 - 2) Kosten-Nutzen-Analyse

Bild 3 zeigt den Zusammenhang zwischen der Überwachungsstrategie, der Diagnosestrategie und der Instandhaltungsstrategie und wie diese wichtigen Elemente die Schritte im Zustandsüberwachungsprozess unterstützen. Wenn die Überwachungsstrategie oder die Diagnosestrategie oder beides auf schwachen oder fehlenden Daten basiert, wird die Prognose und der gesamte Zweck des Zustandsüberwachungsprozesses beeinträchtigt.

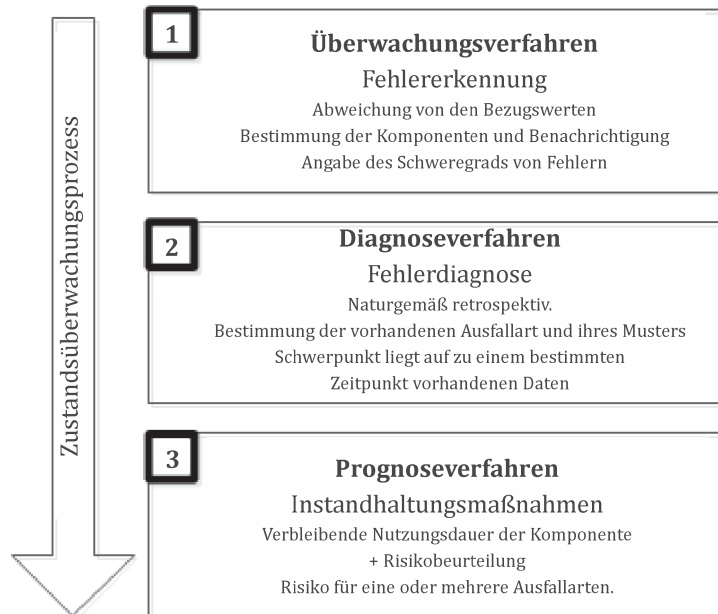


Bild 3 — Zusammenhang zwischen der Überwachungsstrategie, der Diagnosestrategie und der Instandhaltungsstrategie

Bei der Auswahl des Überwachungsverfahrens wird Folgendes definiert:

- der Ort der Messung, der Gegenstand der Messung, die Häufigkeit der Messung.

Dabei sollen Daten bereitgestellt werden für die:

- Erkennung der Ausfallarten, die vom Zustandsüberwachungssystem offenbart werden sollen;
- Beurteilung des Schweregrads des aktuellen Fehlerzustandes;
- Beurteilung der verbleibenden Nutzungsdauer einer bestimmten Komponente.

Schwachpunkte im Aufbau des Zustandsüberwachungssystems, z. B. fehlende Aufnehmer oder schlechte Aufnehmer, Einschränkungen in Bezug auf die messbaren Parameter oder zu wenige Daten, beeinträchtigen das übergeordnete Ziel des Zustandsüberwachungsprozesses – die Prognose.

Der Schwerpunkt bei der Auswahl des Diagnoseverfahrens liegt darin, genügend Daten für Folgendes zur Verfügung zu stellen:

- Detaillierte Analyse einer Ausfallart und Bestimmung der Grundursache;
- Beurteilung des Schweregrads des aktuellen Fehlerzustandes;
- Beurteilung der verbleibenden Nutzungsdauer einer bestimmten Komponente.

Das Ziel der Prognose ist es, eine Vorhersage für die verbleibende Nutzungsdauer einer Komponente zu treffen und das Risiko für die zugehörigen Ausfallarten (Sekundärausfall) zu beurteilen.

Die Instandhaltungsmaßnahme basiert auf den Daten aus den Überwachungsverfahren, den Diagnoseverfahren und den Prognoseverfahren sowie auf der Kenntnis der Instandhaltungshistorie, der Alarmhistorie usw. Daher ist es sehr wichtig, dass nicht nur Messdaten gespeichert werden, sondern auch Informationen über frühere Alarmer und Instandhaltungsmaßnahmen sowie über Personen, die an der Handhabung von früheren Alarmen an der Anlage beteiligt waren.

1 Anwendungsbereich

Dieses Dokument gibt Leitlinien für die Implementierung eines Zustandsüberwachungssystems für Windenergieanlagen. Es werden Leitlinien für die praktische Umsetzung des FMSA-Verfahrens sowie zur Festlegung von bewährten Vorgehensweisen und Mindestempfehlungen für das Zustandsüberwachungssystem bereitgestellt, die bei der Ausfallarterkennung, Diagnose und Prognose des Antriebsstrangs von Windenergieanlagen mit Direktantrieb und mit Getrieben herangezogen werden:

- a) Hauptlager;
- b) Getriebe, sofern zutreffend;
- c) Generator (mechanische Aspekte).

Dazu gehören auch Unterkomponenten wie z. B. Kupplung, Schmiersystem usw.

Ziel des Dokuments ist es, einen Überblick über die Kernthemen bezüglich der Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen zu geben und auf andere Normen zu verweisen, in denen detaillierte Informationen zu den Themen enthalten sind.

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 13372, *Condition monitoring and diagnostics of machines — Vocabulary*

ISO 16079-1, *Condition monitoring and diagnostics of wind turbines — Part 1: General guidelines*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokuments gelten die Begriffe nach ISO 2041 und ISO 13372.

ISO und IEC stellen terminologische Datenbanken für die Verwendung in der Normung unter den folgenden Adressen bereit:

- ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <http://www.iso.org/obp>
- IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org/>

3.1

zeitlicher Signalverlauf

abgetastetes Schwingungssignal, das vom Aufnehmer aufgezeichnet wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Aufnahmen des zeitlichen Signalverlaufs haben eine bestimmte Zeitdauer und stellen die Ist-Schwingungen zu den jeweiligen Zeitpunkten während der Aufzeichnung des zeitlichen Signalverlaufs dar.

4 Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung
TCP/IP	Transmission Control Protocol/Internet Protocol. Zwei Protokolle, TCP und IP, die verwendet werden, um Netzwerkgeräte über das Internet zu verbinden.
OPC	Offenes Plattformprotokoll. Der Zweck des OPC ist es, eine offene gemeinsame Schnittstelle zu definieren, die einmal pro Gerät geschrieben und dann von jedem SCADA-, HMI- oder kundenspezifischen Softwarepaket wiederverwendet wird. Der OPC-Standard wird von der OPC Foundation verwaltet. Der OPC-Standard wurde von der IEC als Norm IEC 62541 übernommen.
MEMS	Mikroelectromechanisches System. Jeder Aufnehmer, der mit mikroelektronischen Fertigungstechniken hergestellt wird. Bei diesen Techniken werden mechanische Abtaststrukturen von mikroskopischer Größe typischerweise auf Silizium erzeugt. In Verbindung mit mikroelektronischen Schaltungen können MEMS-Aufnehmer zur Messung physikalischer Parameter wie der Beschleunigung verwendet werden.
IEPE	Integrated Electronics Piezoelectric. Ein Beschleunigungsaufnehmertyp mit Konstantstromversorgung. Die Abkürzung CCS (en: constant current source, Konstantstromquelle) wird für diese Art von Beschleunigungsaufnehmer ebenfalls verwendet.
FMSA	Failure Mode Symptoms Analysis. Analyse der Ausfallarten und Symptome.
FMECA	Failure Modes their Effect and Criticality Analysis. Analyse der Ausfallarten, ihrer Auswirkungen und Kritikalität.
RUL	Remaining Useful Lifetime. Verbleibende Nutzungsdauer.

5 Analyse der Ausfallarten und Symptome (FMSA)

5.1 Allgemeines

Der FMSA-Prozess ist im Wesentlichen eine Erweiterung des FMECA-Prozesses, wobei der Schwerpunkt auf den Symptomen liegt, die durch die anhand des FMECA-Verfahrens ermittelten und klassifizierten möglichen Ausfallarten hervorgerufen werden.

Die FMSA-Methodik wurde entwickelt, um die Auswahl von Überwachungstechniken und -strategien zu unterstützen, die die größte Empfindlichkeit hinsichtlich der Erkennung und Änderungsgeschwindigkeit eines bestimmten Symptoms bieten. Auf diese Weise wird das Vertrauensniveau der Diagnose und Prognose der einzelnen Ausfallarten maximiert, die für jede der Komponenten des Antriebsstrangs der Windenergieanlage bestimmt wurden.

Wenn das Vertrauensniveau der Empfindlichkeit einer Technik und die daraus resultierende Diagnose-/Prognosegenauigkeit fragwürdig ist, sollte die Verwendung zusätzlicher Techniken für die weitere Korrelation empfohlen werden.

Weitere Informationen zum FMECA-Verfahren sind ISO 16079-1 zu entnehmen.

5.2 Der FMSA-Prozess

Die FMSA muss von einem Team unter Beteiligung von Experten für Zustandsüberwachung sowie von Mitarbeitern mit fundierten Kenntnissen über die zu analysierende Maschinen durchgeführt werden.

Die wesentlichen Elemente des FMSA-Prozesses sind Folgende:

- Auflistung der beteiligten Komponenten;
- Auflistung der möglichen Ausfallarten für jede Komponente;
- Auflistung der Auswirkungen der einzelnen Ausfallarten;
- Auflistung der Ursachen für jede Ausfallart;
- Auflistung der Symptome, die durch jede Ausfallart hervorgerufen werden;
- Auflistung der am besten geeigneten grundlegenden und realisierbaren Überwachungstechnik;
- Auflistung der geschätzten Häufigkeit der Überwachung – Überwachungsintervall;
- Auflistung der am besten geeigneten Korrelationstechniken. Durch den Einsatz von Korrelationstechniken kann bei der Überwachung mit einer bestimmten Häufigkeit ein erhöhtes Vertrauensniveau der Diagnose und Prognose erreicht werden.

Die FMSA muss für jede Komponente/Ausfallart durchgeführt werden. Dabei kann die Überwachungsprioritätszahl (en: monitoring priority number, MPN) aus dem FMECA-Verfahren zur Priorisierung verwendet werden.

Ein praktischer Ansatz besteht darin, Kopien der nachfolgenden Tabelle zu verwenden, um den FMSA-Prozess zu strukturieren.

Siehe das Beispiel in Anhang B, das eine FMSA für die häufigsten Ausfallarten im Antriebsstrang einer Windenergieanlage veranschaulicht.

Tabelle 1 — Vorlage für die Implementierung der FMSA

Komponente: <RDS-PP-Kennzeichen>	<beschreibender Name aus FMECA>	<Kurzbezeichnung nach IEC 61400-25-6>
Ausfallart	<Bezeichnung der Ausfallart aus FMECA>	
Ursache für die Ausfallart	<wodurch die Ausfallart verursacht wird>	
Auswirkung der Ausfallart	<Welche Auswirkungen hat die Ausfallart. Was geschieht.>	
Überwachungsprioritätszahl (MPN)	<Überwachungsprioritätszahl aus FMECA>	
P-F-Zeitskala	<grobe Einschätzung>	
Symptom(e)	<Beschreibung der Symptome, die auf die Ausfallart hindeuten>	
Deskriptoren	<Deskriptorname>	<Erläuterung>
	<Deskriptorname>	<Erläuterung>
	...	...
Primäre Überwachungstechnik	<Beschreibung des Erkennungsverfahrens>	
Überwachungsintervall	<Intervall zwischen aufeinanderfolgenden Deskriptormessungen>	

Komponente: <RDS-PP-Kennzeichen>	<beschreibender Name aus FMECA>	<Kurzbezeichnung nach IEC 61400-25-6>
Parameter des Betriebszustandscontainers	<Deskriptorname>; bei mehr als einem Korrelationsparameter können der Tabelle weitere Zeilen hinzugefügt werden.	

6 Deskriptoren zur Fehlererkennung

6.1 Allgemeines

Aus dem FMSA-Prozess geht eine Liste mit möglichen Fehlerindikatoren – den Deskriptoren – hervor; in diesem Abschnitt wird beschrieben, wie einige dieser Deskriptoren abgeleitet werden können. (Anmerkung: In manchen Veröffentlichungen wird der Begriff „charakteristischer Wert“ anstelle von „Deskriptor“ verwendet).

Das Format eines Deskriptors umfasst einen einzelnen Skalarwert und einen Zeitstempel. Dadurch eignen sich Deskriptoren sehr gut für langfristige Trends über die Zeit. Änderungen des Messwertes von Deskriptoren sind sehr einfach zu erkennen, und verschiedene Deskriptorwerte, z. B. schwingungsbasierte Werte und Prozesswerte, können einfach korreliert werden. Jeder Datenbank-Historian kann dank des einfachen Formats Deskriptorwerte speichern.

Unabhängig von der Technik beruht die Leistungsfähigkeit eines Zustandsüberwachungssystems auf folgenden Grundelementen: der Anzahl der Sensoren, der Art der Sensoren und den damit verbundenen Signalverarbeitungs- und Vereinfachungsverfahren, mit denen aus den verschiedenen Signalen und Beobachtungen wichtige Informationen in Form von Deskriptoren gewonnen werden.

Ein Symptom, das auf einen Fehler hindeutet, wird durch das Verhalten eines oder mehrerer Deskriptoren ausgedrückt in Bezug auf:

- Vorhandensein,
- Abwesenheit,
- Anstieg oder Verringerung,
- Änderungsgeschwindigkeit,
- Ort der Deskriptoränderung,
- Betriebsbedingungen.

Je selektiver die Deskriptoren sind, desto selektiver sind die Symptome und desto einfacher ist die Diagnose. Der Deskriptor reduziert selektiv die Anzahl der Fehlerhypothesen beim Herleiten von Fehlern aus Symptomen.

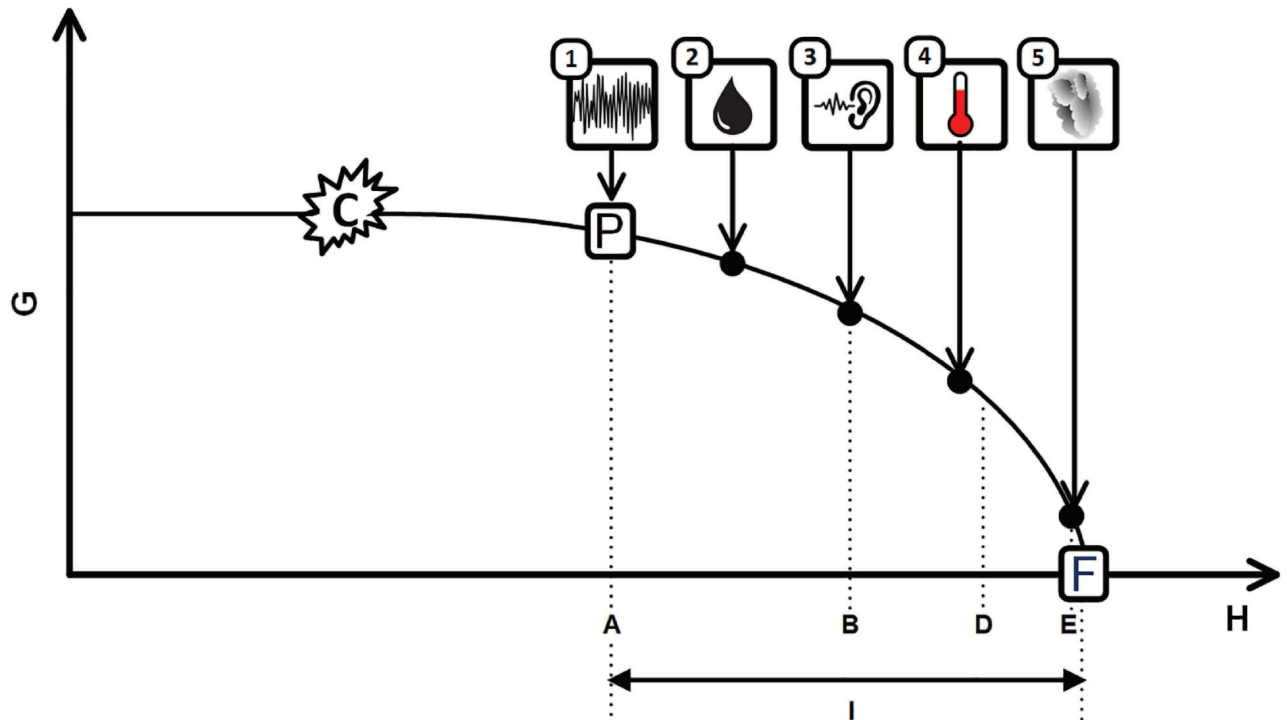
Die Anzahl der definierten Deskriptoren muss sehr sorgfältig geprüft werden. Es muss sichergestellt sein, dass jeder Deskriptor einen Wert liefert, und Redundanz muss vermieden werden. Die für die Durchführung der Zustandsüberwachung erforderlichen Ressourcen nehmen mit der Anzahl der Deskriptoren zu, da die Anzahl der potentiellen Alarme aufgrund von statistischen Ausreißern zunimmt.

6.2 Deskriptortypen

Die Deskriptoren werden auf der Grundlage der FMSA ausgewählt, aus der eine Reihe von Merkmalen von spezifischen Fehlern hervorgegangen ist. Die gängigsten Deskriptortypen, die für die Fehlererkennung am Antriebsstrang der Windenergieanlage verwendet werden, können wie folgt gruppiert und abgeleitet werden:

- Prozessparameter;
- Drehzahl;
- Schwingungssignal;
- Online-Ölanalyse.

Die gebräuchlichsten Typen sind Deskriptoren, die auf Schwingungen basieren. Deskriptoren wie die Drehzahl und Prozesswerte, z. B. Windgeschwindigkeit und effektive Leistung, werden häufig verwendet, um schwingungsbasierte Messungen in Bezug auf variierende Betriebsbedingungen zu kompensieren. Online-Messungen von Fremdpartikeln im Öl werden zur Erkennung von Eisen- oder Nichteisenpartikeln im Öl eingesetzt.



Legende

- A Monate
- B Wochen
- C Zustand beginnt, sich zu verändern
- D Tage
- E Minuten
- F Punkt, an dem der Funktionsausfall auftritt
- G Maschinenzustand
- H Zeit
- I $ETTF_{TP}$ (Vorlaufzeit)
- P möglicher Ausfall erkannt
- 1 Schwingungen anhand von fortschrittlichen Deskriptoren erkannt
- 2 bei Ölanalyse werden Verschleißpartikel erkannt
- 3 hörbare Geräusche sind erkennbar
- 4 Temperaturanstieg von Temperatursensoren erkannt
- 5 Rauch anhand von Geruch oder visuell erkannt

Bild 4— Typische Darstellung der Entwicklung eines mechanischen Ausfalls

6.3 Auf Prozessparametern basierende Deskriptoren — Betriebswerte

6.3.1 Allgemeines

- 1) Prozessparameter oder Betriebswerte sind meist Werte, die von der Steuerung der Windenergieanlage oder durch die direkte Messung mit einem Aufnehmer erfasst werden. Es kann sich dabei um Werte wie Temperatur, Druck, Last, Spannung, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Blattverstellung (Pitch), Wirkleistung, Lagertemperatur usw. handeln.
- 2) Derartige Parameter sind dahingehend eigenständig, dass Trends unter den Parametern und/oder gegenüber der Zeit ohne weitere Verarbeitung ermittelt werden können. Für diese Parameter liefert das Muster der Wertänderung auf Millisekundenbasis keine zusätzlichen Informationen über den inhärenten Langfristwert.

- 3) Der Wert der skalaren Messung bildet den Deskriptor. Prozessparameterdeskriptoren können für die folgenden Zwecke verwendet werden:
- Trend über die Zeit: z. B. um Änderungen der Lagertemperatur zu visualisieren.
 - Korrelation: Trend im Hinblick auf andere Deskriptoren, um jegliche Abhängigkeiten zwischen einem oder mehreren Deskriptoren zu visualisieren.
 - Klassifizierung des Betriebszustands: Zur Anpassung der Alarmevaluierung von aufeinanderfolgenden Schwingungsmessungen an die Betriebsbedingungen.

Beispiele für wichtige Prozessparameterdeskriptoren:

- **Wirkleistung:** Dieser Prozesswert ist wichtig, da er proportional zur Last an der Windenergieanlage ist; im Allgemeinen ist die Belastung der Komponenten höher, wenn viel Strom erzeugt wird. Die Wirkleistung korreliert auch sehr gut mit dem Schwingungsniveau, das an den Komponenten des Antriebsstrangs erfasst wird. Die Wirkleistung ist ein wichtiger Parameter für die Klassifizierung des Betriebszustandes.
- **Windgeschwindigkeit:** Diese Prozesswerte geben ebenfalls die Belastung an, der die Windenergieanlage ausgesetzt war.
- **Temperatur:** Die Überwachung der Temperatur einer Komponente ist ein weit verbreitetes Verfahren zur Zustandsüberwachung. Die Temperaturüberwachung wird verwendet, um das Vorhandensein eines möglichen Ausfalls im Zusammenhang mit Temperaturänderungen in der Komponente zu erkennen. Die Temperaturüberwachung wird an Komponenten wie Lagern, Öl und Generatorwicklungen eingesetzt. Die Temperaturüberwachung gibt Aufschluss über den fortschreitenden Verschleißprozess in der Komponente, der auf übermäßige mechanische Reibung aufgrund fehlerhafter Lager und Getriebe, unzureichende Öleigenschaften sowie lose oder mangelhafte elektrische Verbindungen zurückzuführen ist. Die Temperatur entwickelt sich jedoch langsam und reicht nicht aus, um Fehler frühzeitig und präzise zu erkennen. Darüber hinaus kann die gemessene Temperatur auch durch die Umgebung beeinflusst werden. Die Temperatur ist zusammen mit der Schwingungsüberwachung eine wertvolle sekundäre Informationsquelle.

6.3.2 Messen von Prozessparameterdeskriptoren

Prozessparameter werden in der Regel bereitgestellt durch:

- 4...20-mA-Stromschleifensignal: Die 4...20-mA-Stromschleife ist in zahlreichen industriellen Prozessüberwachungsanwendungen ein gängiges Mittel zur Übertragung von Sensorinformationen. Die Übertragung von Sensorinformationen über eine Stromschleife ist besonders nützlich, wenn die Informationen über weite Strecken an einen entfernten Ort gesendet werden müssen, da die Stromschleife den Spannungsabfall in der Signalleitung kompensieren kann. Viele ältere Steuerungen für Windenergieanlagen können Prozesswerte über einen 4...20-mA-Ausgang bereitstellen.
- Spannung: Einige Steuerungen liefern ein zum Prozesswert proportionales Spannungssignal. Dies ist allerdings nicht so verbreitet wie die 4...20-mA-Stromschleife und nicht für die Übertragung von Signalen über große Entfernungen geeignet.
- Über LAN: Prozesswerte können direkt von der Steuerung oder vom System für die Überwachung, Steuerung und Datenerfassung (en: supervisory control and data acquisition, SCADA) erfasst werden. Übergeordnete Protokolle wie Modbus TCP/IP oder OPC sind weit verbreitet. Einige Anbieter haben ihre eigenen proprietären Netzwerkprotokolle.

6.4 Drehzahlmessungen und drehzahlbasierte Deskriptoren

6.4.1 Allgemeines

Die Messung der Drehzahl ist wichtig, um andere Deskriptoren für Drehzahlveränderungen der Windenergieanlage zu kompensieren. Viele Deskriptoren, die zur Angabe von Ausfallarten im Antriebsstrang verwendet werden, sind drehzahlabhängig. Das bedeutet, dass sie nicht bei einer bestimmten festen Frequenz gemessen werden, sondern bei einer Frequenz, die ein bestimmtes Verhältnis zur Laufdrehzahl aufweist. Getriebedeskriptoren, wie z. B. das Schwingungsniveau bei den Zahneingriffsfrequenzen, sind typische Beispiele für drehzahlabhängige Deskriptoren.

Das rohe Drehzahlsignal wird oft als zeitlicher Signalverlauf oder als Zeitstempel für die Auslösepunkte zur Verwendung bei detaillierten diagnostischen Untersuchungen gespeichert, wird aber auch zu Deskriptoren weiterverarbeitet, die mit anderen Deskriptoren korreliert werden.

6.4.2 Messen der Drehzahl

Es ist wichtig, den richtigen Sensortyp und die richtige Anzahl von Sensoren für die Drehzahlmessung auszuwählen.

Phasenreferenz-Drehzahlmesser: Als Drehzahlreferenz werden in der Regel induktive Näherungsschalter oder Inkrementalgeber verwendet.

In den meisten Fällen (abhängig vom Übersetzungsverhältnis des Getriebes) genügt nur ein Drehzahlmesserimpuls pro Umdrehung an der schnelllaufenden Welle, da dies sowohl die Messung der Schwingungsgröße als auch der Phase des Schwingungssignals erleichtert. Phasenmessungen sind hilfreich, wenn wellenbezogene Probleme erkannt werden sollen. Für die Analyse des langsamlaufenden Rotors ist eine separate Phasenreferenz an der langsamlaufenden Welle für die Schwingungsvektoranalyse sinnvoll.

- Inkrementalgeber, entweder an der schnelllaufenden Welle oder der Antriebswelle, ermöglichen eine Phasenmessung und eine genauere Drehzahlmessung. Bei Verwendung von zwei Inkrementalgebern ist eine Drehschwingungsmessung möglich.
- Drehzahlmesswerte von der Steuerung der Windenergieanlage können nur verwendet werden, wenn die Genauigkeit und Auflösung ausreichend ist. Eine unzureichende Auflösung kann bei der drehzahlabhängigen Analyse unter Umständen zu Fehlern führen.

6.5 Auf Schwingungen basierte Deskriptoren

6.5.1 Verweisung auf andere Normen

Weitere Informationen zum Inhalt dieses Abschnitts sind den folgenden Normen zu entnehmen:

- ISO 5348
- ISO 13373-1
- ISO 13373-2
- VDI 3832

6.5.1 Allgemeines

Bei der Verwendung von Schwingungsdaten zur Zustandsüberwachung enthalten die Rohsignale von den Schwingungsaufnehmern viele Informationen über die Maschinenkomponente. Im Gegensatz zu einem

herkömmlichen Prozesswert, wie einer Temperatur, die an einer bestimmten Stelle gemessen wird, kann das Rohsignal von einem Schwingungsaufnehmer weiterverarbeitet werden, um mehrere verschiedene Deskriptortypen zu extrahieren, die das Schwingungsniveau bei den charakteristischen Frequenzen der einzelnen Maschinenkomponenten angeben. Schwingungen werden durch die Bewegung der Komponenten der Windenergieanlage entweder auf makroskopischer Ebene durch Unwucht, Fluchtungsfehler usw. verursacht, oder auf mikroskopischer Ebene durch Stoßbelastung, Ermüdung und Reibung.

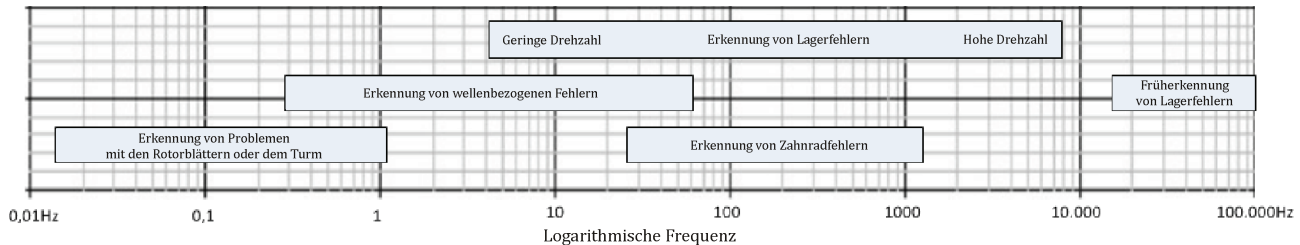


Bild 5— Typische Darstellung von Frequenzbereichen für Ausfallarten bei einer Windenergieanlage

Als Beispiel kann ein Deskriptor angeben, ob ein Lagerschaden vorliegt, indem er das Schwingungsniveau am Außenring eines bestimmten Lagers misst, während ein anderer Deskriptor das Schwingungsniveau bei der Laufdrehzahl der Welle und so Fluchtungsfehler, eine Unwucht oder andere wellenbezogene Fehler angeben kann. In Bild 5 ist der Bedarf an verschiedenen Deskriptortypen über einen großen Frequenzbereich hinweg zur Erkennung von schwingungsbezogenen Ausfallarten an einer Windenergieanlage dargestellt.

Schwingungsbasierte Deskriptoren werden durch die digitale Verarbeitung des vom Schwingungsaufnehmer aufgezeichneten rohen zeitlichen Signalverlaufs erzeugt. Dies kann auf drei verschiedene Arten erfolgen:

- zeitbereichsbasierte Deskriptoren;
- frequenzbereichsbasierte Schmalbanddeskriptoren;
- aus Array-Messungen extrahiere Deskriptoren wie Autoleistungsspektren, Hüllkurvenspektren, Cepstren.

Jede Deskriptor-Implementierung hat ihre Vor- und Nachteile. Der Berechnung von Deskriptoren sind grundsätzlich keine Grenzen gesetzt; sie alle haben eines gemeinsam. Sie konvertieren komplexe Informationen in einen einzigen Deskriptorwert, der für die einfache Trendbestimmung verwendet werden kann.

Anhang A enthält Beispiele für die einzelnen Deskriptortypen und verdeutlicht die Unterschiede.

6.5.2 Messung von Schwingungen

Bei der Messung von Schwingungen ist es wichtig, den richtigen physikalischen Parameter für den Deskriptortyp auszuwählen:

- **Beschleunigung:** Dieser Parameter wird mit dem piezoelektrischen Beschleunigungsaufnehmer gemessen. Beschleunigungsmessungen werden hinsichtlich hochfrequenter Komponenten gewichtet und müssen immer dann ausgewählt werden, wenn der relevante Frequenzbereich hohe Frequenzen abdeckt. Beschleunigungsaufnehmer können auch bei sehr niedrigen Frequenzen messen. Es ist jedoch zu beachten, dass Beschleunigungssignale keine Rückschlüsse bezüglich niederfrequenter Komponenten zulassen.

- **Geschwindigkeit:** Geschwindigkeitsmesswerte werden oft anhand einer elektronischen oder digitalen Integration des Beschleunigungssignals gewonnen. Geschwindigkeitsaufnehmer, die das Geschwindigkeitssignal direkt messen, sind verfügbar, sind aber nicht sonderlich robust und arbeiten nur in einem begrenzten Frequenzbereich. Die Effektivgeschwindigkeit wird häufig für die Messung des „Schweregrads“ von Schwingungen verwendet. Denn die Schwinggeschwindigkeit steht in einem einfachen Zusammenhang mit der Schwingungsenergie und ist damit ein Maß für die zerstörerische Wirkung der Schwingung.
- **Weg:** Es liegt in der Natur mechanischer Systeme, dass nennenswerte Wege nur bei niedrigen Frequenzen auftreten, weshalb Wegmessungen in der allgemeinen Untersuchung von mechanischen Schwingungen nur von begrenztem Nutzen sind. Der Weg wird oft als Indikator für eine Unwucht oder Fluchtungsfehler verwendet, da dann bei der Wellendrehfrequenz relativ lange Wege auftreten. Deskriptoren, die auf Wegwerten basieren, werden in der Regel mit einem Wegaufnehmer gemessen. Wegwerte können auch aus der doppelten Integration des Beschleunigungssignals ermittelt werden. Die Doppelintegration muss jedoch mit großer Sorgfalt angewendet werden, da sie einen hohen Dynamikbereich des ursprünglichen Beschleunigungssignals erfordert, um nicht vom Rauschpegel des Messsystems beeinträchtigt zu werden. Zur Messung der absoluten Position, z. B. der Hauptwelle, kann nur ein Wegaufnehmer verwendet werden.

Die gebräuchlichsten Arten von Aufnehmern für Schwingungsmessungen sind IEPE-Beschleunigungsaufnehmer und MEMS-basierte Beschleunigungsaufnehmer.

6.5.3 Aufnehmer für Schwingungsmessungen

6.5.3.1 IEPE-Beschleunigungsaufnehmer

Es wird empfohlen, einen Beschleunigungsaufnehmer vom Typ IEPE (Integrated Electronics Piezoelectric) zu verwenden, der auch als Line-Drive-Beschleunigungsaufnehmer oder als Konstantstromquellen-Beschleunigungsaufnehmer (en: Constant Current Source, CCS) bezeichnet wird. Dieser Aufnehmer verfügt über eine integrierte Schaltung mit einem Ladungs-Spannungswandler. Er benötigt eine Spannungsversorgung mit 18 V bis 24 VDC und mit konstantem Strom. Diese Anforderung an die Spannungsversorgung ist bei einer ortsfesten Anlage wie einer Windenergieanlage in der Regel kein Problem. Die Aufnehmerempfindlichkeit eines IEPE-Beschleunigungsaufnehmers wird in mV/ms^2 oder mV/G angegeben.

Wenn es notwendig ist, die Geschwindigkeit zu messen, wird üblicherweise das Ausgangssignal des Beschleunigungsaufnehmers integriert, um es in die Geschwindigkeitseinheit mV/mms umzuwandeln.

Der IEPE-Beschleunigungsaufnehmer weist mehrere Eigenschaften auf, aufgrund derer er sich für die Überwachung von Windenergieanlagen eignet.

- Er hat einen großen Amplituden- und Frequenzbereich.
- Er ist robust. Die Umgebung, in der Windenergieanlagen betrieben werden, kann rau sein. Die Aufnehmer müssen auch bei Instandhaltungs- und Reparaturarbeiten physikalischen Einwirkungen standhalten.
- Er kann im Temperaturbereich von -40 °C bis 100 °C betrieben werden. Windenergieanlagen befinden sich in unterschiedlichen Umgebungen, von den wärmsten Umgebungen in der Nähe des Äquators bis hin zu den kältesten Umgebungen in den Bergen der Nord- oder Südhalbkugel.
- Er erholt sich schnell von Stoßbelastungen. Bei Windstößen sind die Aufnehmer Stoßbelastungen und Überlast ausgesetzt.
- Er kostet wenig.

Bei der Auswahl eines Beschleunigungsaufnehmers ist Folgendes zu beachten:

- Der Frequenzbereich muss linear sein und im Bereich von 0,7 Hz bis 10 kHz liegen.
- Die Resonanzfrequenz im montierten Zustand muss etwa 25-30 kHz betragen. Der Frequenzbereich des Messsystems sollte in der Regel Frequenzen von der niedrigsten Drehfrequenz bis zum 3,5-Fachen der höchsten relevanten Anregungsfrequenz abdecken. Typischerweise ist die höchste Anregungsfrequenz eine Zahneingriffsfrequenz oder eine mechanische Resonanz, die durch Wälzlagerfehler verursacht wird. Es ist von Vorteil, wenn ein Messsystem einen Frequenzbereich abdeckt, der weit über der Resonanzfrequenz des Aufnehmers liegt, da dies eine sehr frühe Erkennung von Wälzlagerfehlern ermöglicht. Die niedrigsten Frequenzen liegen im Bereich der Drehfrequenz der Rotorwelle. Um die Aufnehmerkosten niedrig zu halten, muss der Frequenzbereich jedoch nicht bis 0,1 Hz linear sein. Lineare Abnahme der Aufnehmerfrequenzcharakteristik, um zuverlässige relative Messungen zu gewährleisten.
- Die Empfindlichkeit muss entsprechend den relevanten Frequenzen an verschiedenen Teilen des Antriebsstrangs ausgewählt werden. Üblicherweise werden $10,2 \text{ mV}/(\text{m/s}^2)$ (100 mV/G) im schnell- und mittelschnelllaufenden Bereich und $50,9 \text{ mV}/(\text{m/s}^2)$ (500 mV/G) im langsamlaufenden Bereich des Antriebsstrangs verwendet. Die Empfindlichkeit muss vor der Festlegung durch Versuchsmessungen verifiziert werden.
- Der Aufnehmer muss eine zulässige Toleranz von max. $\pm 5 \%$ der Kalibrierempfindlichkeit aufweisen.

6.5.3.2 MEMS-basierte Beschleunigungsaufnehmer

Diese Art von Beschleunigungsaufnehmer hat all dieselben vorteilhaften physikalischen Eigenschaften wie der IEPE-Beschleunigungsaufnehmer und ist dabei noch kostengünstiger. Der Aufnehmer kann bis hinab auf die Gleichstromebene messen. Der MEMS-Beschleunigungsaufnehmer benötigt eine Spannungsversorgung von 6-30 V DC.

Der Analysefrequenzbereich erreicht maximal 2 kHz. Dadurch eignet er sich nicht für die Messung von Zahneingriffsfrequenzen höherer Ordnung und für die Anwendung von Hüllkurventechniken zur Erkennung von Wälzlagerfehlern.

6.5.4 Befestigung von Schwingungsaufnehmern

Bei der Platzierung und Befestigung sollten der breite relevante Frequenzbereich, die häufigen Stoßbelastungen und die potentiell hohen Temperaturen an den Messstellen berücksichtigt werden. Eine starre Befestigung sollte gewährleistet sein, insbesondere, wenn hohe Frequenzen gemessen werden müssen, aber auch, um den Stoßbelastungen standzuhalten.

Das bevorzugte Verfahren für die Befestigung von festen Aufnehmern ist eine starre mechanische Befestigung, die üblicherweise durch Gewindebohrungen im Aufnehmer sowie in der Maschine und durch Gewindebolzen als Verbindungselement erreicht wird. Die Bolzenbefestigung ist vorteilhaft für die Übertragung hochfrequenter Signale mit geringem oder keinem Signalverlust. Die Maschinenoberfläche muss vor der Montage glatt, plan und sauber sein. Es wird empfohlen, auf allen Kontaktflächen eine leichte Schicht Silikonfett oder ähnliches aufzutragen, um die Übertragbarkeit und Genauigkeit des Antwortsignals, insbesondere bei hohen Frequenzen, zu verbessern. Bei neuen Maschinen sollte die notwendige Vorbereitung der Messstellen durch den Hersteller erfolgen.

Wo eine mechanische Verbindung mit Bolzen unpraktisch oder unmöglich ist, wird eine Halteplatte für den Aufnehmer mit Klebstoff auf der Maschinenoberfläche befestigt. Der verwendete Klebstoff muss so beschaffen sein, dass er nach dem Aushärten eine hohe Steifigkeit aufweist. Elastische Klebstoffe sollten nicht verwendet werden, da sie die Zuverlässigkeit der Signalübertragung verringern. Messfehler und der Frequenzgang werden von der Befestigung des Aufnehmers beeinflusst.

Unabhängig davon, welches Befestigungsverfahren angewendet wird, ist es wichtig, dass die Aufnehmer an einer zugänglichen Stelle mit einem Verfahren befestigt werden, das einen einfachen Austausch ermöglicht. Weitere ausführliche Informationen über Aufnehmer und deren Befestigung sind Abschnitt 10 und Dokument [20] in den Literaturhinweisen zu entnehmen.

6.6 Auf der Messung von Spannungswellen basierte Deskriptoren

6.6.1 Allgemeines

Bei Stoß-, Ermüdungs- oder Reibungsereignissen entstehen Spannungswellen, die sich mit der Schallgeschwindigkeit im Metall in der Konstruktion ausbreiten. Dadurch entstehen Wellen auf der Oberfläche der Maschinenkomponente.

Für die Messung hochfrequenter Auswirkungen von Spannungswellen, die durch das Zusammenstoßen von beweglichen Teilen und Oberflächenfehler entstehen, stehen mehrere Techniken zur Verfügung. Diese sind bekannt als Ultraschall-, Stoßimpuls-, Schallemissions- oder Spannungswellentechniken. Alle erkennen die gleichen Arten von Signalen, tun dies aber auf unterschiedliche Weise.

Diese Techniken eignen sich besonders für die Früherkennung von Lagerausfällen, insbesondere bei langsamlaufenden Lagern, deren Fehlersignaturen ähnliche Frequenzen aufweisen wie sie bei den Drehzahlen diverser Komponenten auftreten und somit in der Reaktion auf die Bewegung der Maschine überschwemmt werden. Der Vorteil der Nutzung von Spannungswellen besteht darin, dass diese nur an Aufprallstellen erzeugt werden und nicht durch die Körperbewegung der Maschine als Reaktion auf Wellenbewegungen verursacht werden, es sei denn, es tritt eine Überlast irgendwelcher Art auf. Sie sind auch empfindlich gegenüber unter der Oberfläche liegenden Rissen und den Auswirkungen einer schlechten Schmierung.

Anwendung: Zur Früherkennung von Lagerproblemen. Eine beliebte Technik ist die Verwendung der Resonanzfrequenz des Beschleunigungsaufnehmers zur Verstärkung des Spannungswellensignals mit anschließender Hüllkurvenanalyse oder Spitzenwerterkennung mit einem Bandpassfilter, der beide Seiten der Resonanz abdeckt, gefolgt von einem Algorithmus zur Hüllkurvenanalyse oder Spitzenwerterkennung.

Vorteile: Spannungswellenmessungen sind sehr empfindlich gegenüber sich abzeichnenden Indikatoren für Lagerfehler wie unter der Oberfläche liegende Risse oder Reibung, die durch fehlende Schmierung verursacht werden.

Nachteile: Die Empfindlichkeit ist stark abhängig vom Übertragungsweg. Aufgrund der Abhängigkeit vom Übertragungsweg ist es schwierig, den Schweregrad des Fehlers zu beurteilen, sodass eine Standardisierung von akzeptablen oder unakzeptablen Pegeln im Signal nicht möglich ist. Es ist schwierig, die Art und Position des Fehlers zu beurteilen. Schließlich sind die Frequenzen bei Schallemissionen empfindlich gegenüber Rauschen durch die Biegsamkeit der Konstruktion. In der Regel gibt es dafür keinen Übertragungsweg zum Aufnehmer. Wenn aber dennoch ein Übertragungsweg vorhanden ist, weist das Signal ein starkes Rauschen auf. Spannungswellenaufnehmer sind sehr anfällig für Rauschen, das durch alle sonstigen Arten von Stößen verursacht wird, die nicht unbedingt von einem Lagerschaden herrühren.

6.6.2 Messen von Spannungswellen

Die Dämpfung der Spannungswellen ist frequenzabhängig, wobei die höherfrequenten Komponenten schneller gedämpft werden als die niederfrequenten Komponenten, je weiter die Messstelle vom Ursprungspunkt entfernt ist. Dies gilt insbesondere dann, wenn Spannungswellenpakete physikalische Schnittstellen durchqueren müssen, wie z. B. von der Welle oder dem Innenring eines Lagers zur Messstelle an der Außenkonstruktion der Maschine. Spannungswellensignale, die auf Lagerfehler hindeuten, werden im Frequenzbereich von 15 kHz bis 60 kHz erfasst.

Es sind folgende Messverfahren möglich:

- Demodulation durch Hüllkurvenanalyse. Der Bandpassfilter für die Hüllkurvenanalyse muss im Bereich der Resonanzfrequenz des Beschleunigungsaufnehmers liegen. Auf diese Weise wird die Resonanz des Beschleunigungsaufnehmers dazu genutzt, die Spannungswellensignale vor der Analyse zu verstärken.
- Spitzenwerterkennung des zeitlichen Signalverlaufs. Bei dieser Technik werden ebenfalls Messungen im Bereich der Resonanzfrequenz des Aufnehmers durchgeführt. Im Gegensatz zum Hüllkurvenverfahren durchläuft das Signal jedoch nie einen Tiefpassfilter. Stattdessen werden die Spitzenwerte aus dem Signal extrahiert.
- Direkte Analyse des Spannungswellensignals. Da Zustandsüberwachungssysteme dank der verfügbaren Technologien für Analysen im Frequenzbereich oberhalb von 50 kHz geeignet sind, können dieselben Frequenzanalyseverfahren verwendet werden, die auch für niedrigere Frequenzbereiche eingesetzt werden.

6.6.3 Aufnehmer für die Messung von Spannungswellen

Beschleunigungsaufnehmer: Der Vorteil des Beschleunigungsaufnehmers besteht darin, dass er auf Signale in einem breiten Frequenzbereich reagiert, d. h., sie können die Primärenergie aus den durch Stöße, Ermüdung und Reibung ausgelösten Spannungswellen erfassen. Der Nachteil ist, dass der Beschleunigungsaufnehmer auch alle anderen Signale von der Maschine erfasst.

Ultraschallaufnehmer: Diese Art von Aufnehmer ist für den Frequenzbereich oberhalb von 20 kHz geeignet. Dieser Aufnehmertyp ist auf bestimmte Mittenfrequenzen abgestimmt, z. B. 25 kHz. Sie reagieren nur auf die durch einen Defekt verursachten Spannungswellen und erfassen nicht die normale Körperbewegung der Maschine, die durch die Drehung des Antriebsstrangs hervorgerufen wird. Weitere Informationen zu Ultraschallaufnehmern sind ISO 29821-1:2011 zu entnehmen.

Schallemissionsaufnehmer: Schallemissionsaufnehmer können Spannungswellen in einem höheren Frequenzbereich messen als herkömmliche Beschleunigungsaufnehmer und Ultraschallaufnehmer. Der Frequenzbereich für Schallemissionen reicht von über 50 kHz bis in den MHz-Bereich hinein. Die Aufnehmer basieren auf piezoelektrischen Kristallen, die meist ungedämpft sind und bei der Resonanz eine sehr hohe Empfindlichkeit aufweisen. Die Schallemissionsaufnehmer sind empfindlich gegenüber Bewegungen in alle Richtungen.

Dehnungsmessstreifen: Diese Art von Aufnehmer wird in der Regel für die Belastung der Turm- und Rotorblattkonstruktion eingesetzt und ist daher nicht Gegenstand dieser Norm.

6.6.4 Befestigung von Spannungswellenaufnehmer

Spannungswellen breiten sich in alle Richtungen aus. Daher ist die Auswahl einer axialen, vertikalen oder radialen Richtung nicht von entscheidender Bedeutung. Es ist jedoch wichtig, dass der Aufnehmer in der Nähe der Beanspruchungszone und so nah wie möglich an der Ursprungsstelle platziert wird. Der Aufnehmer kann ein Beschleunigungsaufnehmer oder ein Ultraschallaufnehmer sein. Da der Durchgang durch physikalische Oberflächen hinsichtlich der Ausbreitung von Spannungswellen ein kritischer Punkt ist, muss bei der Befestigung des Aufnehmers besonders sorgfältig vorgegangen werden. Dies gilt insbesondere für die Ultraschallaufnehmer, deren Empfindlichkeit sich nur über einen schmalen Frequenzbereich erstreckt.

6.7 Auf Fremdpartikeln im Schmieröl basierende Deskriptoren

6.7.1 Allgemeines

Im Rahmen der Ölzustandsüberwachung ist es wichtig, zwischen zwei verschiedenen Zielen zu unterscheiden.

Überwachung der Ölqualität: Die Ölqualität wird überwacht, um die Qualität des Öls zu beurteilen und um festzustellen, ob ein Ölwechsel erforderlich ist. Die überwachten Parameter sind der Wassergehalt, die Viskosität, die Dielektrizitätszahl zur Anzeige der Oxidation des Öls und der Reinheitsgrad des Öls basierend auf der Partikelgrößenverteilung nach ISO 4406. Die zur Bestimmung der Ölreinheit gemessene Partikelgröße ist sehr klein und darf nicht mit den für Fremdpartikel im Öl relevanten Partikelgrößen verwechselt werden.

Überwachung des Gehalts an Fremdpartikeln im Öl: Der Gehalt von Fremdpartikeln im Öl (oft auch als Verschleißpartikel bezeichnet) kann auf einen sich entwickelnden Fehler in den mechanischen Komponenten des Getriebes hindeuten. Die zu erkennende Partikelgröße beträgt in der Regel $> 40 \mu$.

Obwohl die Qualität des Öls letztendlich die Komponenten des Getriebes beeinflusst, konzentriert sich diese Norm auf die Erkennung mechanischer Fehler des Antriebsstrangs der Windenergieanlage. Somit werden nur Deskriptoren berücksichtigt, die auf dem Gehalt von Fremdpartikeln im Öl basieren und somit möglicherweise auf einen mechanischen Fehler hindeuten.

6.7.2 Auf Fremdpartikeln im Öl basierende Deskriptoren

Die häufigsten Ausfallarten von Getrieben in Windenergieanlagen sind Lagerabplatzungen und Grübchenbildung in den Verzahnungen, die metallische Fremdpartikel im Ölschmiersystem verursachen. Die Überwachung der Partikelkonzentration ist daher gut geeignet, um eine frühzeitige Anzeige und Quantifizierung von inneren Schäden an Lagern und Zahnrädern des Getriebes in einer Windenergieanlage zu ermöglichen.

Es wurde festgestellt, dass sich das unterschiedliche Verschleißverhalten in vier Merkmalen äußert:

- Konzentration;
- Größe;
- Morphologie, d. h. Merkmale wie Form, Textur und Farbe;
- Zusammensetzung.

Da die Fremdpartikelkonzentration und -größe mit zunehmendem Verschleißgrad ebenfalls zunehmen, können sie den Schweregrad des Verschleißes und die Verschleißgeschwindigkeit widerspiegeln. Konzentration und Größe können mit einem Online-Sensor für Fremdpartikel im Öl gemessen werden. Diese Sensoren erkennen in den meisten Fällen sowohl Eisen- als auch Nichteisenpartikel. Die Morphologie und Zusammensetzung der Fremdpartikel im Öl muss offline anhand einer Ölprobe untersucht werden. Dies ermöglicht Rückschlüsse auf die Verschleißart und die wahrscheinliche Lage des Fehlers. Daher sind die Morphologie und Zusammensetzung für die Online-Überwachung nicht gut geeignet.

Gängige onlinefähige, auf Fremdpartikeln im Öl basierende Deskriptoren:

- Kumulierte Anzahl in Containern nach Partikelgröße.
- Kumulierte Masse.
- Partikelgröße. Drückt den Schweregrad aus
- Kurzfristige Veränderungsgeschwindigkeit der Konzentration auf Stundenbasis. Dies soll eine rechtzeitige Reaktion auf eine Veränderung der Anzahl ermöglichen.

- Langfristige Änderungsrate der Konzentration auf Tagesbasis. Dies dient zur Bereitstellung der durchschnittlichen Veränderung der Anzahl unter variablen Betriebsbedingungen von Windenergieanlagen.

Die geschätzte die Schadensausbreitung angegebende Veränderung der Anzahl wird dann als gewichteter Durchschnitt der kurz- und langfristigen gleitenden Durchschnittswerte gesetzt.

6.7.3 Sensoren für Fremdpartikel im Öl

Der Sensortyp für Fremdpartikel im Öl, der am häufigsten für die Zustandsüberwachung von Getrieben in Windenergieanlagen verwendet wird, ist in der Regel ein induktives Bauteil, das in der Leitung des Ölsystems im Getriebe installiert wird. Wenn sich mehrere getrennte Ölsysteme im Getriebe befinden, ist für jedes der Systeme jeweils ein Sensor für Fremdpartikel im Öl erforderlich. Ein Sensor für Fremdpartikel im Öl zählt metallische Partikel, die durch Lochfraß oder Ausplatzungen von Lagern und Zahnrädern des Getriebes entstehen.

Der Sensor verfügt über eine Magnetspulenbaugruppe und funktioniert auf der Grundlage der Überwachung der Störung eines magnetischen Wechselfeldes, die durch den Durchgang von Partikeln durch die Magnetspulenbaugruppe verursacht wird. Jedes Mal, wenn ein Partikel den Sensor durchläuft, wird ein elektrischer Impuls erzeugt, der gezählt wird.

Ein Sensor für Fremdpartikel im Öl kann sowohl Eisen- als auch Nichteisenpartikel zählen. Der Sensor für Fremdpartikel im Öl gruppiert die Partikelzahlen in der Regel nach der Partikelgröße in mehreren Containern. Der Sensor für Fremdpartikel im Öl wird an der Einlassseite des Ölfilters montiert.

7 Überwachungsintervall für Deskriptoren

7.1 Verweisung auf andere Normen

Weitere Informationen zum Inhalt dieses Abschnitts sind den folgenden Normen zu entnehmen:

- ISO 17359-1
- ISO 13373-1

7.2 Einflussfaktoren für das Überwachungsintervall

Das Überwachungsintervall ist der Zeitraum zwischen zwei aufeinanderfolgenden Messungen eines Deskriptors. Das Überwachungsintervall hängt im Wesentlichen von den folgenden Faktoren ab:

- die zu erkennenden Ausfallart;
- die Art der für die Erkennung verwendeten Deskriptoren. Einige Deskriptoren werden mit Hilfe von Verarbeitungsverfahren berechnet, die sich auf die Früherkennung bestimmter Ausfallarten einer Komponente in einer Windenergieanlage konzentrieren. Diese Deskriptortypen deuten oft mehrere Monate vor dem Ausfall auf einen Fehler hin. Andere Deskriptortypen konzentrieren sich auf die Beurteilung des Schweregrads des Gesamtschwingungsniveaus einer Komponente in einer Windenergieanlage. Diese Deskriptortypen zeigen Änderungen nur Wochen oder Tage vor dem Ausfall an.
- die typische Änderungsgeschwindigkeit der Ausfallart; Das heißt, ob sie sich in der Regel exponentiell oder linear entwickelt.

Bild 6 veranschaulicht, wie dieselbe Ausfallart hinsichtlich des Trends unter Verwendung verschiedener Deskriptortypen ausgedrückt wird.

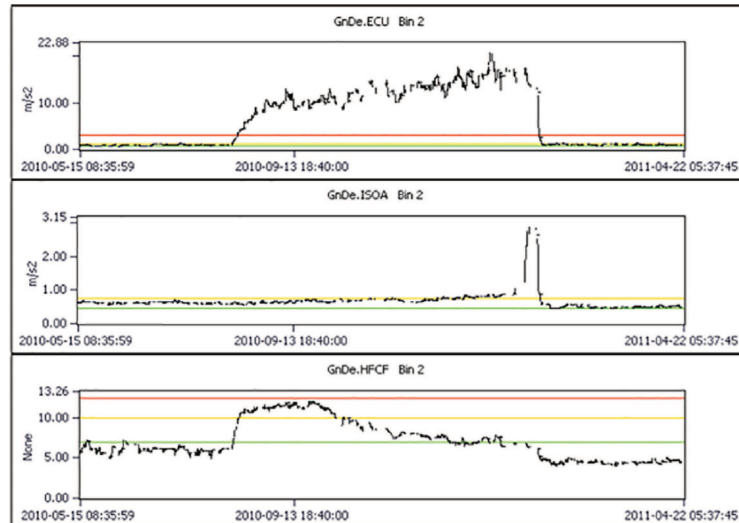


Bild 6 — Anhand von drei unterschiedlichen Deskriptortypen erkannter Lagerfehler

ANMERKUNG Die verschiedenen Deskriptortypen weisen 3 verschiedene Vorlaufzeiten auf: Dabei handelt es sich um einen Breitband-Hüllkurvendeskriptor (GnDe.ECU), einen Deskriptor nach ISO 10816-21 (GnDe.ISOA) und einen Deskriptor basierend auf einem Scheitelfaktor (GnDe.HFCF). Der plötzliche Rückgang der Schwingungen ist auf den Austausch des Lagers zurückzuführen.

Bild 6 zeigt, dass die Auswahl des Deskriptors für die Fehlererkennung ein wichtiger Faktor für die Schätzung der verbleibenden Nutzungsdauer und des Messintervalls ist. Die Vorlaufzeit des Hüllkurvendeskriptors (ECU) und des Scheitelfaktordeskriptors (HFCF) unterscheidet sich um Monate von dem ISO-basierten Deskriptor. Die Änderungsgeschwindigkeit des ISO-basierten Deskriptors zeigt, dass die Auswahl des Messintervalls für diesen Parameter kritischer ist.

Bild 8 veranschaulicht zusätzlich, dass anhand der Parameterauswahl die Kritikalität des Fehlers ausgedrückt werden kann. Wenn der Hüllkurvendeskriptor und der Scheitelfaktordeskriptor beginnen, sich zu entwickeln, ist der Fehler noch alles andere als kritisch. Wenn der ISO-basierte Deskriptor jedoch beginnt, sich zu ändern, muss eine Reparatur in Betracht gezogen werden, da das gesamte Schwingungsniveau unannehmbar wird und das unmittelbare Risiko für einen Ausfall besteht.

Es ist auch zu beachten, dass die Vorlaufzeit durch Faktoren wie Betriebsbedingungen, Anzahl der Start- und Stoppvorgänge usw. beeinflusst werden kann. Es ist daher ratsam, ein Messintervall in Betracht zu ziehen, das sicherstellt, dass Deskriptoren unter allen Betriebsbedingungen gemessen werden und dass zwischen jedem Starten und Stoppen der Windenergieanlage eine signifikante Anzahl von Deskriptormessungen aufgezeichnet wird.

Es ist möglich, dass verschiedene Deskriptortypen unterschiedliche Messintervalle erfordern. Bild 6 veranschaulicht z. B. den Deskriptor für die Effektivschwingung im ISO-Band, die in sehr kurzen Abständen gespeichert werden darf, da sie einen guten Überblick über den allgemeinen Zustand der Windenergieanlage gibt. Andere komplexere Deskriptoren können lange Vorlaufzeiten bis zum Ausfall bieten und werden vielleicht nur einmal im Monat benötigt; in der Praxis ist die Speicherkapazität der meisten Systeme jedoch kaum eingeschränkt, wodurch eine häufigere Speicherung möglich ist. Wenn Daten mehrmals pro Tag gespeichert werden, besteht eine höhere Wahrscheinlichkeit, dass Deskriptoren unter verschiedenen Betriebsbedingungen erfasst werden. Mittelungstechniken, wie z. B. die exponentielle Mittelung oder die Medianfilterung, können dann angewendet werden, um die auf dem Datenbankserver gespeicherten repräsentativen Werte im Stundenintervall bereitzustellen.

8 Benachrichtigungskriterien für Deskriptoren

8.1 Verweisung auf andere Normen

Die folgenden Normen enthalten Leitlinien für Alarm- und Warngrenzen:

- ISO 10816-21
- ISO 13373-1
- ISO 13373-2
- ANSI/AGMA 6000-B96 (R2002)

8.2 Allgemeines

Es gibt drei Faktoren, die bei der Festlegung von Benachrichtigungskriterien für an einer Windenergieanlage gemessene Deskriptoren berücksichtigt werden müssen:

- Ausprägung des Deskriptors/Symptoms;
- jede wesentliche Änderung der Deskriptoren; und
- Änderungsgeschwindigkeit der Deskriptoren.

Die Evaluierungskriterien werden durch eine Reihe von Alarm- und Warngrenzen für jeden überwachten Deskriptor festgelegt. In der Regel werden eine Warnung und ein Alarm festgelegt; es ist jedoch annehmbar, für diesen Zweck mehr als zwei Grenzwerte festzulegen. Anstelle von „Alarm“ werden auch die Begriffe „Gefahren-“ oder „Auslösegrenze“ verwendet. Darüber hinaus können einige der Deskriptoren unter Umständen auch niedrigere Schwellenwerte anstelle von oder zusätzlich zu oberen Schwellenwerten erfordern (z. B. Eigenfrequenz des Turms oder Getriebeöltemperatur).

- **Warngrenze.** Die Änderung eines Deskriptorwertes über diesen Grenzwert hinaus bedeutet, dass ein bestimmtes den Zustand der Maschine betreffendes Symptom erkannt wurde. Bei richtiger Einstellung ist kein sofortiges Handeln erforderlich; das Symptom wird von nun an beobachtet und die Instandhaltung kann für die Zukunft geplant werden (siehe auch Abschnitt zur Prognose unten).
- **Alarmgrenze.** Eine weitere Änderung eines Deskriptorwertes über diesen Grenzwert hinaus deutet auf eine schwerwiegende oder sogar nicht annehmbare Erhöhung einer Deskriptorgröße hin. Bei richtiger Einstellung hat die Warngrenze bereits die Planung von Abhilfemaßnahmen ausgelöst, die nun kurzfristig erforderlich sind.

Bei der Inbetriebnahme einer neuen Maschine müssen die Evaluierungen auf der Grundlage der Schwingungsgröße in Bezug auf einige vorgegebenen und vereinbarten zulässigen Werte durchgeführt werden. Nach der Inbetriebnahme einer Maschine und der Bestimmung der normalen Betriebsgrößen erfolgt die Evaluierung nicht nur anhand der Größen, sondern auch anhand jeglicher wesentlicher Änderungen.

8.3 Festlegung von Warn- und Alarmgrenzen für Deskriptoren in neuen Windenergieanlagen

Es ist wichtig, dass eine Windenergieanlage ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme überwacht wird. Da für eine neue Windenergieanlage keine Schwingungshistorie vorliegt, müssen die anfänglichen standardmäßigen Warn- und Alarmgrenzen unter Verwendung einiger vereinbarter zulässiger Werte festgelegt werden. Standard-Alarmgrenzen können nicht für alle Deskriptoren definiert werden, da viele Deskriptortypen sich von Windenergieanlage zu Windenergieanlage stark unterscheiden. Zeitbereichsbasierte Bandpassdeskriptoren, die einen breiten Frequenzbereich abdecken, sind gute Kandidaten für anfängliche Alarmgrenzen, da sie weniger stark abweichen und ISO-Normen entsprechende Leitlinien bieten.

BEISPIELE

- Die anfänglichen Alarmgrenzen dürfen für Effektivschwingungen aus ISO 10816-21 abgeleitet werden; dies deckt jedoch nur eine kleine Teilmenge möglicher Deskriptoren ab. Grenzwerte für Getriebe können aus ANSI/AGMA 6000-B96 (R2002) abgeleitet werden.
- Anfängliche Warn- und Alarmgrenzen dürfen aus Grenzwerten abgeleitet werden, die für Windenergieanlagen gleichen Typs festgelegt wurden. Die Grenzwerte für die neue Windenergieanlage können unter Berücksichtigung von Durchschnittswerten und der Standardabweichung von Grenzwerten bei anderen Windenergieanlagen berechnet werden.

8.4 Festlegung von Warn- und Alarmgrenzen für eine Windenergieanlage unter normalen Betriebsbedingungen

Sobald eine Maschine in Betrieb genommen und deren normaler Betrieb bestätigt wurde, wird der Warnpegel auf der Grundlage von Abweichungen von den Deskriptorwerten im Normalbetrieb neu beurteilt.

Die Warngrenzen müssen für jede Windenergieanlage individuell sein und können auf einer statistischen Berechnung der aufgezeichneten Werte für jedes einzelne Symptom basieren. Es ist wichtig, die Warngrenzen so niedrig wie möglich zu halten, um eine frühzeitige Erkennung von sich abzeichnenden Fehlern zu ermöglichen. Allerdings können Deskriptoren für Symptome, die nur bei einem Defekt auftreten, unter Umständen extrem gering sein, wenn sich die Maschine im „Neuzustand“ befindet; in diesem Fall sollte der Warnpegel auf einen realistischen Wert eingestellt werden, der ausreichend über dem Eigenstörpegel liegt, um Fehlalarme zu vermeiden.

Es kommt manchmal vor, dass sich das Schwingungsniveau schrittweise ändert, wobei es nicht möglich ist, den Anstieg der Schwingungen zu einer Zustandsänderung an einer mechanischen Komponente in Beziehung zu setzen. In diesen Fällen muss das neue Schwingungsniveau über einen gewissen Zeitraum beobachtet werden, bevor neue Alarmgrenzen festgelegt werden, um sicherzustellen, dass das neue Schwingungsniveau konstant bleibt.

8.5 Festlegung von Alarmgrenzen nach dem Austausch von Komponenten

Wenn eine Komponente einer Windenergieanlage, z. B. ein Generatorlager oder eine Kupplung, ausgetauscht wird, ist es sehr wichtig, dass die Alarmgrenzen neu angelernt werden. Andernfalls bleiben bedeutende Änderungen möglicherweise unerkannt.

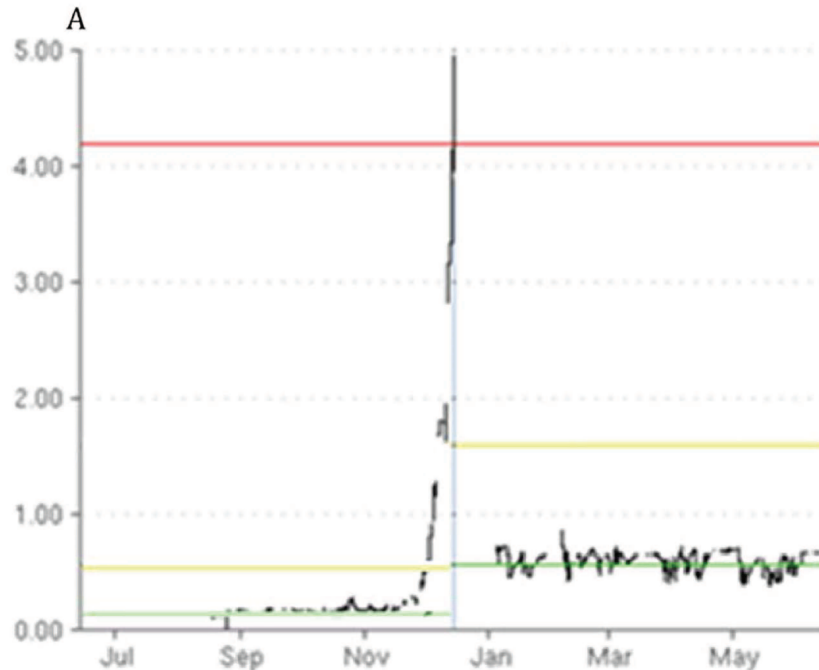


Bild 7 — Beispiel für einen Trend vor und nach dem Austausch der Kupplung an der schnelllaufenden Welle

ANMERKUNG Hier ist klar erkennbar, dass die Alarmgrenzen neu angelernt werden mussten.

9 Handhabung von veränderten Betriebsbedingungen — das Konzept des Betriebszustandscontainers

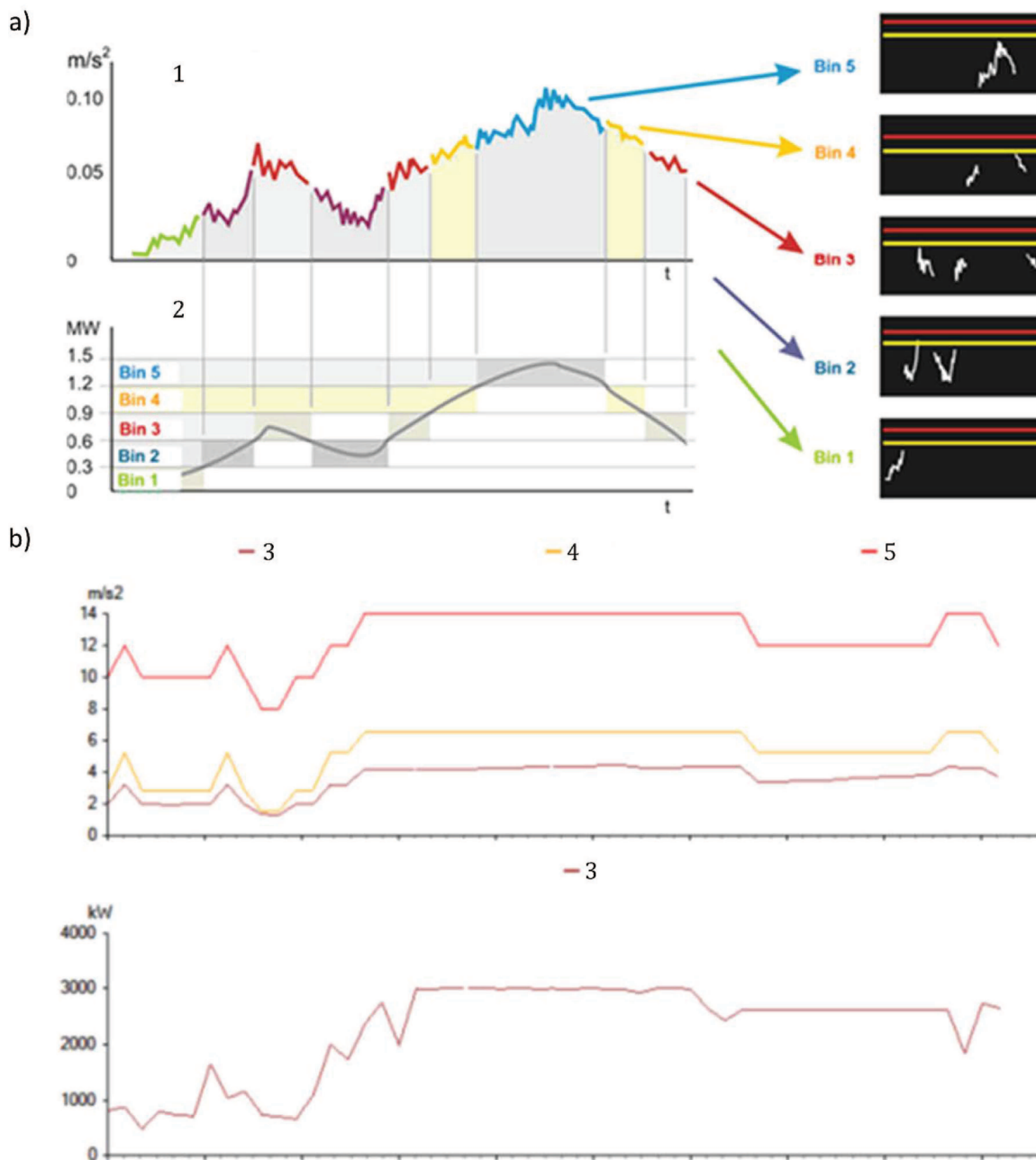
9.1 Allgemeines

Um die Umgebung für eine Reihe von Zustandsüberwachungsmessungen zu beschreiben, wurde das Konzept des Betriebszustandscontainers (en: operational state bin) entwickelt. Eine Windenergieanlage wird prinzipiell über einen großen Bereich von Windgeschwindigkeiten hinweg betrieben, die in den mechanischen Strukturen eine Vielzahl von Belastungen verursachen. Häufig wird eine adaptive Überwachungstechnik eingesetzt, um ein höheres Maß an Zuverlässigkeit und Wiederholbarkeit der Messungen zu gewährleisten, mit denen sich entwickelnde Fehler im gesamten Betriebsbereich erkannt werden, wodurch das Risiko der Auslösung von Fehlalarmen reduziert wird. Um den schwankenden Betriebsbedingungen gerecht zu werden, können Daten zu mehreren Betriebszuständen in mehreren Dimensionen gespeichert werden. Das Grundprinzip der Zustandsüberwachung besteht darin, die Entwicklung bestimmter gemessener Variablen über den Vergleich von neuen Messwerten mit vorherigen Messwerten zu beobachten. Die Auswirkungen von Änderungen der Betriebsbedingungen können durch den Vergleich von Informationen, die ausschließlich demselben Betriebszustandscontainer zugehörig sind, begrenzt werden.

9.2 Beispiel für die Nutzung der Wirkleistung als Betriebszustand

Anstelle der Windgeschwindigkeit werden die Wirkleistungsniveaus für die adaptive Überwachungstechnik verwendet, da das gemessene Schwingungsniveau und die Belastung der Komponenten der Windenergieanlage in engem Zusammenhang mit der erzeugten Wirkleistung der Windenergieanlage stehen. Durch die Verwendung des Wirkleistungspegels als Messauslöser wird auch sichergestellt, dass Schwingungsmessungen nur dann aufgezeichnet werden, wenn eine Windenergieanlage Wirkleistung erzeugt.

In Bild 8 sind zwei Beispiele für Schwingungsdaten dargestellt, die einzeln mit den Auslösegrenzen für fünf verschiedene „Wirkleistungscontainer“ mit individuellen Alarmauslösepegeln verglichen werden.



Legende

- 1 Schwingung Generatorlager A
- 2 Generatorleistung
- 3 Wert
- 4 Warngrenze
- 5 Gefahrgrenze

ANMERKUNG In Beispiel a) werden Messungen in separaten Leistungscontainern mit individuellen Grenzwerten in jedem Container gespeichert. In Beispiel b) werden die Warn- und Gefahrgrenzen der Wirkleistungserzeugung in schrittweiser Änderung angepasst.

Bild 8 — Zwei Darstellungen zum Konzept des Wirkleistungscontainers

10 Positionen für Aufnehmer

10.1 Verweisung auf andere Normen und Leitfäden

- IEC 61400-25-6
- DNV-GL IV-4
- ISO 5348

10.2 Position des Schwingungsaufnehmers

Die Anzahl der Aufnehmer zur Schwingungsüberwachung des Antriebsstrangs hängt vom Ergebnis der FMSA ab. Es sind nur Aufnehmer zur Erfassung der festgelegten Deskriptoren erforderlich. Die Anzahl der Aufnehmer und ihre Positionen müssen so ausgewählt werden, dass alle Eingriffsfrequenzen sowie Fehler-/Drehfrequenzen zuverlässig gemessen werden können. Unter bestimmten Umständen kann es erforderlich sein, während des Betriebs Versuchsmessungen durchzuführen, um die optimalen Positionen für die Aufnehmer zu ermitteln.

Bei der Auswahl der Aufnehmerpositionen ist es wichtig, darauf zu achten, dass die Schwingung vorzugsweise direkt vom Ursprung der zustandsrelevanten Schwingung an den Aufnehmer übertragen wird. Es gelten die folgenden Regeln:

- Befestigung des Aufnehmers so nah wie möglich an der Komponente.
- Befestigung des Aufnehmers in der Zone mit der größten Beanspruchung. Das heißt, an der Position und in der Richtung, wo je nach Betriebsbedingungen überwiegend die höchste Beanspruchung auftritt.
- Vermeidung von Aufnehmerpositionen, bei denen das Schwingungssignal Werkstoffübergänge durchqueren muss, bevor es vom Beschleunigungsaufnehmer erfasst wird.

Manchmal müssen Aufnehmer jedoch aufgrund von Vorgaben von Getriebeherstellern oder anderen Komponentenlieferanten an Positionen befestigt werden, an denen es am zweckmäßigsten ist.

Dokument [20] in den Literaturhinweisen enthält detaillierte Informationen zu piezoelektrischen Beschleunigungsaufnehmern.

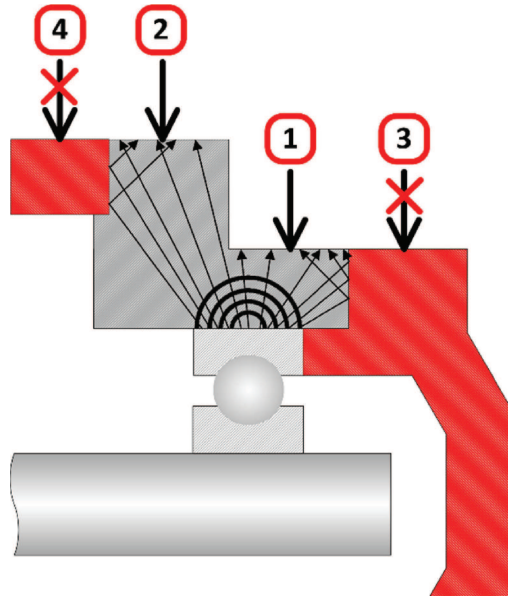


Bild 9 — An Übergängen zwischen Komponenten und Werkstoffen wird das Schwingungssignal reflektiert und gedämpft

ANMERKUNG Die Messpunkte 1 und 2 werden empfohlen, nicht jedoch die Punkte 3 und 4.

Bild 10 zeigt die Befestigungspositionen von Aufnehmern in einer Windenergieanlage mit einem herkömmlichen Getriebe bestehend aus einer Planetenstufe und zwei Stirnradstufen sowie mit zwei Hauptlagern. Diese Anordnung der Aufnehmerpositionen kann entsprechend auf andere Getriebearten und Antriebsstrangkonzeppte übertragen werden. Gegebenenfalls müssen zusätzliche Aufnehmer installiert werden.