

DIN ISO 16079-2



ICS 27.180

**Zustandsüberwachung und -diagnostik von Windenergieanlagen –
Teil 2: Überwachung des Antriebsstrangs (ISO 16079-2:2020)**

Condition monitoring and diagnostics of wind turbines –
Part 2: Monitoring the drivetrain (ISO 16079-2:2020)

Surveillance et diagnostic des éoliennes de production d'électricité –
Partie 2: Surveillance de la transmission (ISO 16079-2:2020)

Gesamtumfang 61 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 Abkürzungen	13
5 Analyse der Ausfallarten und Symptome (FMSA)	13
5.1 Allgemeines	13
5.2 Der FMSA-Prozess	14
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 Drehzahlmessung und drehzahlbasierte Deskriptoren	18
6.4.1 Allgemeines	18
6.4.2 Messen der Drehzahl	19
6.5 Auf Schwingungen basierte Deskriptoren	19
6.5.1 Verweisung auf andere Normen	19
6.5.2 Allgemeines	19
6.5.3 Messung von Schwingungen	20
6.5.4 Aufnehmer für Schwingungsmessungen	21
6.5.5 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 Spannungswellenaufnehmern	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	25
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	28
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	31
10.1 Verweisung auf andere Normen und Leitfäden	31

10.2	Position des Schwingungsaufnehmers	32
10.3	Position der Spannungswellenaufnehmer	33
10.4	Position der Sensoren für Fremdpartikel im Öl	33
10.5	Beispiel für Benennungskonventionen und Aufnehmerpositionen	33
11	Bezugswerte — Erstaufzeichnung der Daten für die Diagnose zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme	34
11.1	Allgemeines	34
11.2	Dauer der zeitlichen Signalverläufe für die Bezugswertaufzeichnung	35
11.3	Wiederholpräzision und Stabilität der Aufzeichnungen des zeitlichen Signalverlaufs	35
11.4	Abtastrate des zeitlichen Signalverlaufs für die Bezugswertaufzeichnung	36
11.5	Erstprüfung der Bezugswertdaten — Empfehlungen	36
12	Diagnose von Fehlern und ihren Ursachen	36
12.1	Verweisung auf andere Normen	36
12.2	Allgemeines	36
12.3	Komponentendaten	37
12.4	Zeitliche Signalverläufe als Rohdaten für eine detaillierte Diagnose	37
12.5	Regelmäßige Aufzeichnung	37
12.6	Aufzeichnung auf Anforderung	38
13	Prognose	38
13.1	Verweisung auf andere Normen	38
13.2	Allgemeines	38
13.3	Typ I — Ausfalldatenbasierte Prognose — statistikbasiert	39
13.4	Typ II — Beanspruchungsbasierte Prognose — modellbasiert	40
13.5	Typ III — Datengestütztes Verfahren — zustandsbasiert	40
14	Überprüfung der Auslegung des Zustandsüberwachungs- und Diagnosesystems	41
14.1	Verweisung auf andere Normen	41
14.2	Allgemeines	41
14.3	Bewertung der Effektivität des Zustandsüberwachungssystems	41
14.4	Kosten-Nutzen-Analyse	43
14.4.1	Allgemeines	43
14.4.2	Einfaches Modell	43
14.4.3	Erweitertes Modell	43
Anhang A	(informativ) Detaillierte Informationen zu schwingungsbasierten Deskriptortypen	47
A.1	Zeitbereichsbasierte Deskriptoren	47
A.2	Frequenzbereichsbasierte Schmalbanddeskriptoren	47
A.2.1	Allgemeines	47
A.2.2	Durch Merkmalsextraktion erzeugte frequenzbereichsbasierte Deskriptoren	49
A.3	Vorverarbeitung von zeitlichen Signalverläufen vor der Frequenzanalyse	50
A.3.1	Allgemeines	50
A.3.2	Erneute drehwinkelsynchrone Abtastung des zeitlichen Signalverlaufs	51
A.3.3	Mittelung des Zeitbereichs	52
A.4	Auf anderen Analyseverfahren basierte Merkmalsextraktion	53
A.4.1	Allgemeines	53
A.4.2	Demodulation — Hüllkurventechnik	53
A.4.3	Cepstrum-Analyse	54
A.5	Deskriptormesszeit	55
Anhang B	(informativ) FMSA des Antriebsstrangs	57
Literaturhinweise		60

Bilder

Bild 1 — Zusammenhang zwischen diesem Dokument und ISO 16079-1	8
Bild 2 — Ablauf der Zustandsüberwachung und Diagnose: Auslegungsphase und Nutzungsphase der Anwendung auf eine Maschine	9

Bild 3 — Zusammenhang zwischen der Überwachungsstrategie, der Diagnosestrategie und der Prognosestrategie	10
Bild 4 — Beispiel für die 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 gleicher Lagerfehler	27
Bild 7 — Beispiel für einen Trend vor und nach dem Austausch der Kupplung an der schnelllaufenden Welle	30
Bild 8 — Zwei Arten der Implementierung von prozessabhängigen Alarmgrenzen	31
Bild 9 — An Übergängen zwischen Komponenten und Werkstoffen wird das Schwingungssignal reflektiert und gedämpft	32
Bild 10 — Befestigungspositionen für Aufnehmer am Antriebsstrang einer Windenergieanlage	33
Bild 11 — Stabilitätskriterien für die Aufzeichnung von zeitlichen Signalverläufen	36
Bild 12 — Veranschaulichung des grundlegenden RUL-Konzepts	39
Bild 13 — Beispiel für die Beziehung zwischen Fehlern/Symptomen/Deskriptoren	42
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, entweder anhand der Hilbert-Transformation oder der selektiven Hüllkurvenerkennung	54
Bild A.7 — Darstellung der Cepstrum-Technik	55

Tabellen

Tabelle 1 — Abkürzungen und deren Erläuterungen	13
Tabelle 2 — Vorlage für die Implementierung der FMSA	14
Tabelle 3 — Aufnehmerposition und Bezeichnung nach IEC 61400-25-6	34
Tabelle B.1 — Implementierung der FMSA (Beispiel)	57

Nationales Vorwort

Dieses Dokument enthält die deutsche Übersetzung der Internationalen Norm ISO 16079-2:2020, 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 Normungsgremium ist der Arbeitsausschuss NA 001-03-05 AA „Zustandsüberwachung und Diagnostik von Maschinen“ im DIN/VDI-Normenausschuss Akustik, Lärminderung und Schwingungstechnik (NALS).

DIN ISO 16079 besteht unter dem allgemeinen Titel *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Windenergieanlagen* aus den folgenden Teilen:

— *Teil 1: Allgemeine Leitlinien*

— *Teil 2: Überwachung des Antriebsstrangs*

Für die in diesem Dokument zitierten 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	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
ISO 18436-1	siehe	DIN ISO 18436-1
ISO 18436-2	siehe	DIN ISO 18436-2
ISO 18436-3	siehe	DIN ISO 18436-3

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

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

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

DIN ISO 18436-1, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Anforderungen an die Qualifizierung und Bewertung von Personal — Teil 1: Sektorspezifische Anforderungen an Zertifizierungsstellen und den Zertifizierungsvorgang*

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

DIN ISO 18436-3, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Anforderungen an die Qualifizierung und Bewertung von Personal — Teil 3: Anforderungen an Schulungsstellen und den Schulungsvorgang*

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 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-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 Patenterteilungen (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*, 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.

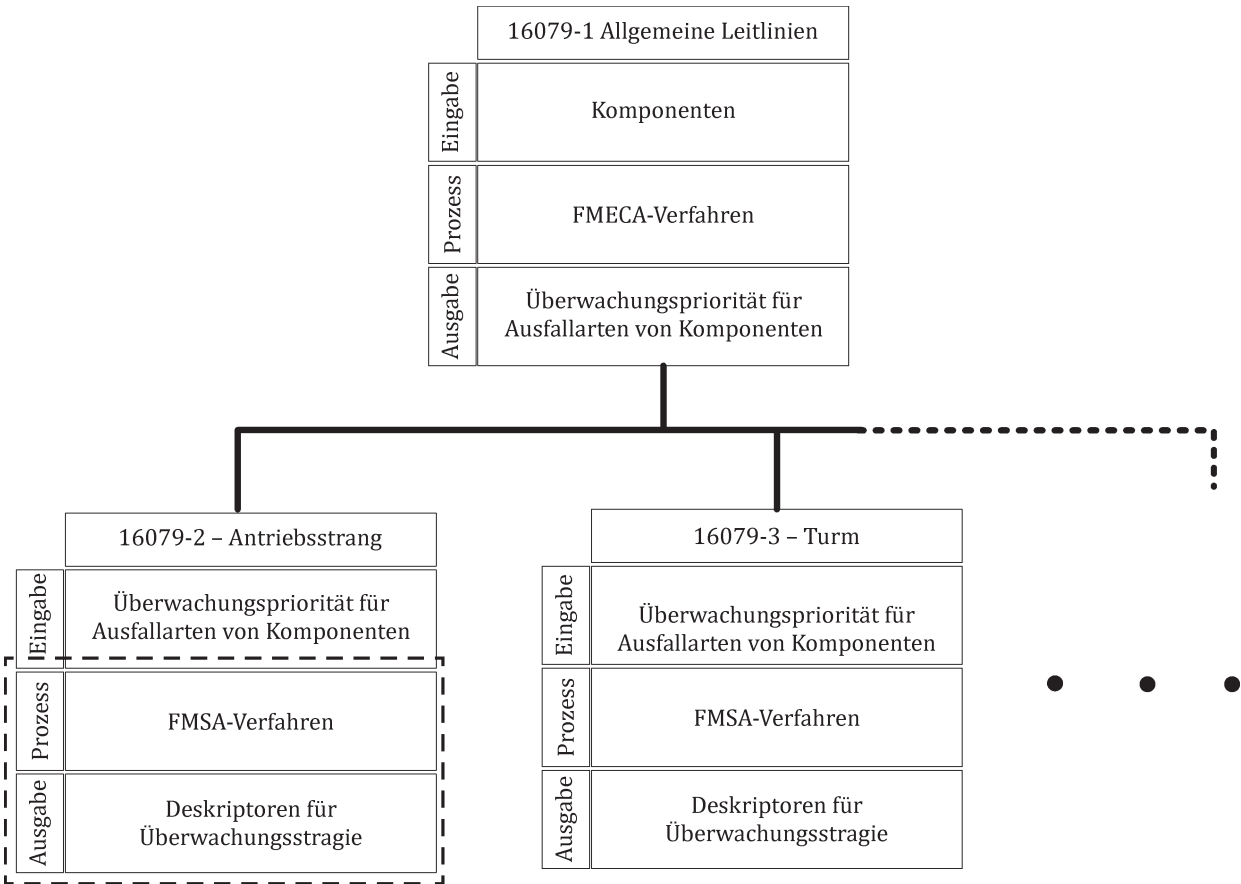
Rückmeldungen oder Fragen zu diesem Dokument sollten an das jeweilige nationale Normungsinstitut des Anwenders gerichtet werden. Eine vollständige Auflistung dieser Institute ist unter www.iso.org/members.html zu finden.

Einleitung

Dieses Dokument ist der zweite Schritt des Verfahrens zur Durchführung der Anwendungsauslegungsphase für die 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 Verfahren zur Analyse der Ausfallarten, ihrer Auswirkungen und Kritikalität nach ISO 16079-1 ermittelt wurden (siehe Bild 1).

In Übereinstimmung mit dem V-Modell nach ISO 13379-1 und ISO 16079-1 werden in diesem Dokument die folgenden Schritte beschrieben:

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



Legende

gestrichelte Linie: Anwendungsbereich dieses Dokuments

Bild 1 — Zusammenhang zwischen diesem Dokument und ISO 16079-1

In Bezug auf das V-Modell beschreibt dieses Dokument die beiden letzten Schritte der Anwendungsauslegungsphase 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 Fehlern mittels Evaluierung der verbleibenden Nutzungsdauer und die nachfolgende Bestimmung des Instandhaltungszeitpunkts. Für die Kritikalitäts- und Risikobeurteilung werden Informationen aus dem FMECA-Verfahren verwendet. Es werden aber möglicherweise auch Informationen zurückgemeldet, um das anfänglich durchgeführte FMECA-Verfahren anzupassen (siehe Bild 2).

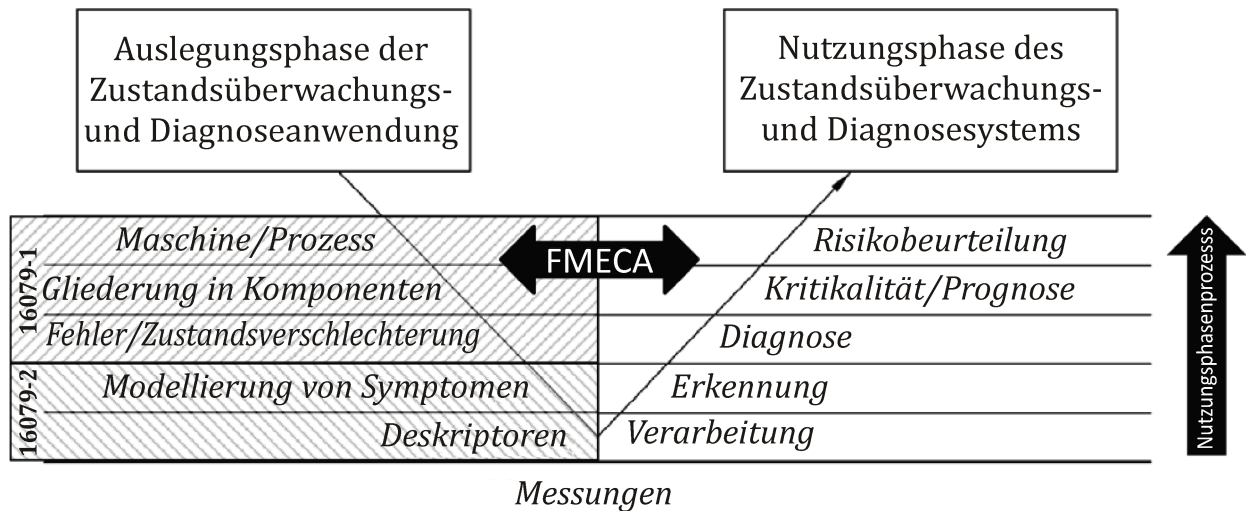


Bild 2 — Ablauf der Zustandsüberwachung und Diagnose: Auslegungsphase und Nutzungsphase der Anwendung auf eine Maschine

Dieses Dokument zeigt, wie die Ergebnisse des FMECA-Verfahrens nach ISO 16079-1 angewendet werden, indem eine Methodik zur Durchführung einer FMSA mit dem Ziel vorgegeben wird, Symptome und zugehörige Deskriptoren zur Erkennung einer bestimmten Ausfallart zu definieren.

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

- 1) Leitlinien für die Messung von Deskriptoren;
- 2) Anpassung an Änderungen der Betriebsbedingungen;
- 3) Auswahl der Aufnehmer und Aufnehmertechnologie;
- 4) Auswahl der Positionen für Aufnehmer;
- 5) Benennungskonvention zur Kennzeichnung von Aufnehmerpositionen und zugehörigen Deskriptoren;
- 6) Evaluierungskriterien für die Messung von Deskriptoren;
- 7) Anforderungen an Daten für die Diagnose;
- 8) Prognose- und/oder Kritikalitätsbeurteilung;
- 9) Überprüfung der Auslegung von Zustandsüberwachung und Diagnose:
 - a) Bewertung der Effektivität des Diagnosesystems;

b) 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, die Diagnosestrategie oder beide 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 Prognosestrategie

Bei der Auswahl des Überwachungsverfahrens wird der Ort der Messung, der Gegenstand der Messung sowie die Häufigkeit der Messung definiert, um Daten für Folgendes bereitzustellen:

- Erkennung der Ausfallarten, die vom Zustandsüberwachungssystem aufgezeigt 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 Aufnehmerposition, 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 bereitzustellen:

- 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 RUL 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 und der Alarmhistorie. Daher ist es sehr wichtig, dass nicht nur Messdaten gespeichert werden, sondern auch Informationen über frühere Alarme und Instandhaltungsmaßnahmen sowie über Personen, die an der Handhabung von früheren Alarmen an der Anlage beteiligt waren.

1 Anwendungsbereich

Dieses Dokument legt die Implementierung eines Zustandsüberwachungssystems für Windenergieanlagen fest mit besonderem Schwerpunkt auf der Überwachung des Antriebsstrangs. 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, einschließlich:

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

Dazu gehören auch Unterkomponenten wie Kupplung und Schmiersystem.

Dieses Dokument gibt einen Überblick über die zentralen Aspekte der Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen und verweist auf andere Normen, 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*

3 Begriffe

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

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

— ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <https://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 Dauer und stellen einen Parameterwert zu den jeweiligen Zeitpunkten über der Aufzeichnung des zeitlichen Signalverlaufs dar.

4 Abkürzungen

Tabelle 1 enthält Erläuterungen zu den in diesem Dokument verwendeten Abkürzungen.

Tabelle 1 — Abkürzungen und deren Erläuterungen

Abkürzung	Erläuterung
ETTF	geschätzte Zeit bis zum Ausfall (en: estimated time to failure)
FFT	schnelle Fourier-Transformation (en: fast Fourier transform)
FMECA	Analyse der Ausfallarten, ihrer Auswirkungen und Kritikalität (en: failure modes, their effect and criticality analysis)
FMSA	Analyse der Ausfallarten und Symptome (en: failure mode symptoms analysis)
IEPE	Ein Beschleunigungsaufnehmertyp mit Konstantstromversorgung (en: integrated electronics piezoelectric). Die Abkürzung CCS (en: constant current source, Konstantstromquelle) wird für diese Art von Beschleunigungsaufnehmer ebenfalls verwendet.
IIoT	Bezieht sich auf eine Unterkategorie des umfassenderen Internets der Dinge (en: internet of things, IoT). Das Hauptziel besteht bei beiden Konzepten in der Verfügbarkeit von intelligenten und vernetzten Geräten. Der einzige Unterschied zwischen den beiden Konzepten ist ihre allgemeine Nutzung. Während das IoT in der Regel für die Nutzung durch Verbraucher bestimmt ist, wird das IIoT (en: industrial internet of things) für industrielle Zwecke wie die Fertigung, die Lieferkettenüberwachung und Managementsysteme eingesetzt.
MEMS	Mikroelektromechanisches System. Bezeichnet jeden Aufnehmer, der mit mikroelektronischen Fertigungstechniken hergestellt wird. Bei diesen Techniken werden mikroskopisch große mechanische Abtaststrukturen typischerweise auf Silizium erzeugt. In Verbindung mit mikroelektronischen Schaltungen können MEMS-Aufnehmer zur Messung physikalischer Parameter wie der Beschleunigung verwendet werden.
n_{MP}	Überwachungsprioritätszahl
OPC	Offenes Plattformprotokoll (en: open platform protocol). Der Zweck des OPC ist es, eine offene gemeinsame Schnittstelle zu definieren, die einmal je Gerät geschrieben und dann von jedem SCADA- (en: supervisory control and data acquisition), HMI- (en: human machine interface) oder kundenspezifischen Softwarepaket wiederverwendet wird. Die OPC Foundation verwaltet den OPC-Standard, der von der IEC als Normenreihe IEC 62541 übernommen wurde.
RUL	Verbleibende Nutzungsdauer (en: remaining useful lifetime)
TCP/IP	Zwei Protokolle, TCP (en: transmission control protocol) und IP (en: internet protocol), die verwendet werden, um Netzwerkgeräte über das Internet zu verbinden.

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, wird die Verwendung zusätzlicher Techniken für die weitere Korrelation empfohlen.

Leitlinien zur Anwendung des FMECA-Verfahrens bei Windenergieanlagen sind in ISO 16079-1 enthalten.

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 Maschine 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, die mittels der Überwachungsprioritätszahl (n_{MP}) aus dem FMECA-Verfahren priorisiert werden kann.

Ein praktischer Ansatz besteht darin, Kopien von Tabelle 2 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 2 — 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 (n_{MP})	<Überwachungsprioritätszahl aus FMECA>	
P-F-Zeitskala	<grobe Einschätzung>	
Symptom(e)	<Beschreibung der Symptome, die auf die Ausfallart hindeuten>	

Tabelle 2 (fortgesetzt)

Komponente: <RDS-PP-Kennzeichen>	<beschreibender Name aus FMECA>	<Kurzbezeichnung nach IEC 61400-25-6>
Deskriptoren	<Deskriptorname>	<Erläuterung>
	<Deskriptorname>	<Erläuterung>
	...	...
Primäre Überwachungstechnik	<Beschreibung des Erkennungsverfahrens>	
Überwachungsintervall	<Intervall zwischen aufeinanderfolgenden Deskriptormessungen>	
Parameter des Betriebszustandscontainers	<Deskriptorname>; bei mehr als einem Korrelationsparameter weitere Zeilen zur Tabelle hinzufügen.	

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.

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 einfach zu erkennen, und verschiedene Deskriptorwerte, z. B. schwingungsbasierte Werte und Prozessparameter, sind einfach zu korrelieren. Jeder Datenbank-Historian (en: database 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.

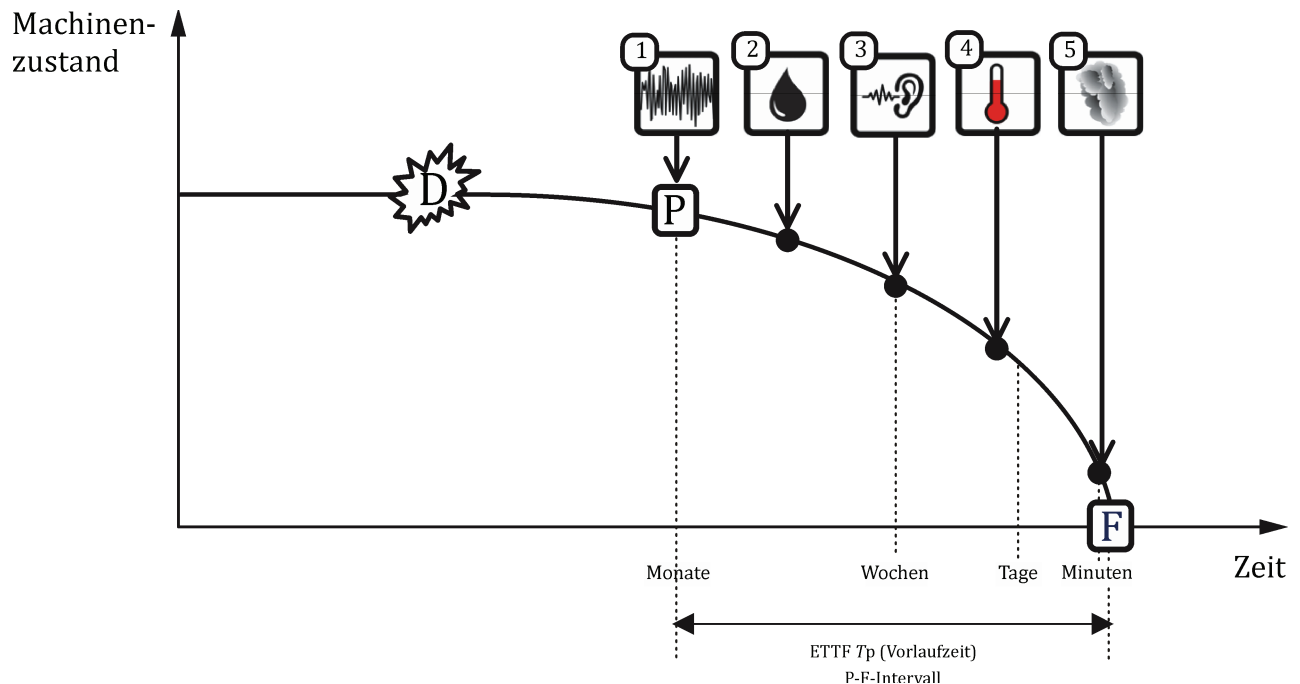
Die Anzahl der definierten Deskriptoren muss sehr sorgfältig geprüft werden. Es muss sichergestellt sein, dass jeder Deskriptor einen Wert liefert, und Redundanz muss vermieden werden. Die für die Durchführung der Zustandsüberwachung erforderlichen Ressourcen nehmen mit der Anzahl der Deskriptoren zu,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

- Prozessparametern;
- Drehzahl;
- Schwingungssignalen;
- Online-Ölanalyse.

Die gebräuchlichsten Typen sind Deskriptoren, die auf Schwingungen basieren. Von Prozessparametern abgeleitete Deskriptoren, z. B. die Drehzahl, 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. Bild 4 stellt die Entwicklung eines mechanischen Ausfalls beispielhaft dar.



Legende

D Fehler beginnt sich zu entwickeln

P Punkt, ab dem der Fehler erkennbar wird (möglicher Ausfall)

F Punkt, an dem der Funktionsausfall auftritt

1 Punkt, an dem eine Zunahme der Schwingungen anhand von fortschrittlichen Deskriptoren erkannt werden kann

2 Punkt, ab dem Verschleißpartikel anhand einer Ölanalyse erkannt werden können

3 Punkt, ab dem hörbare Geräusche erkennbar sind

4 Punkt, ab dem Temperatursensoren einen Temperaturanstieg erkennen können

5 Punkt, ab dem Rauch anhand von Geruch oder visuell erkannt werden kann

ANMERKUNG Das Beispiel im Bild zeigt, wie sich ein Lagerschaden in den meisten Fällen entwickeln würde. Einige Getriebefehler können durch eine Ölanalyse früher erkannt werden. Die Reihenfolge der Erkennung hängt sehr stark von den Fähigkeiten des Schwingungsüberwachungssystems ab.

Bild 4 — Beispiel für die Entwicklung eines mechanischen Ausfalls

6.3 Auf Prozessparametern basierende Deskriptoren — Betriebswerte

6.3.1 Allgemeines

- Prozessparameter oder Betriebswerte sind meist Werte, die von der Steuerung der Windenergieanlage oder durch die direkte Messung mit einem Aufnehmer erfasst werden. Es handelt sich dabei um Werte wie Temperatur, Druck, Last, Spannung, Windgeschwindigkeit, Windrichtung, Blattverstellung (Pitch), Wirkleistung, Lagertemperatur usw.
- 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.
- 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 Prozessparameter ist wichtig, da er proportional zur Last an der Windenergieanlage ist. Im Allgemeinen ist die Belastung der Komponenten höher, wenn viel Leistung 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:** Dieser Prozessparameter gibt 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 von Windenergieanlagen können Prozessparameter über einen 4-20 mA Ausgang bereitstellen.
- **Spannung:** Einige Steuerungen liefern ein zum Prozessparameter 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:** Prozessparameter 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 Drehzahlmessung 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. Getriebe-

deskriptoren, wie z. B. das Schwingungsniveau bei den Zahneingriffsfrequenzen, sind typische Beispiele für drehzahlabhängige Deskriptoren.

Das rohe Drehzahlsignal kann als zeitlicher Signalverlauf oder als Zeitstempel für auf die Wellenposition bezogene Auslösepunkte gespeichert werden (1/rev oder n/rev). Diese Daten können für die Weiterverarbeitung von drehzahlbezogenen Deskriptoren und für detaillierte diagnostische Untersuchungen verwendet werden.

6.4.2 Messen der Drehzahl

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

- 1) 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 je Umdrehung an der schnelllaufenden Welle, da dies sowohl die Messung der Schwingungsamplitude als auch der Phase des Schwingungssignals erleichtert. Phasenmessungen sind hilfreich für die Erkennung wellenbezogener Probleme. Für die Analyse des langsamlaufenden Rotors ist eine separate Phasenreferenz an der langsamlaufenden Welle für die Schwingungsvektoranalyse sinnvoll.
- 2) 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.
- 3) Drehzahlmesswerte von der Steuerung der Windenergieanlage können nur verwendet werden, wenn die Genauigkeit und Auflösung ausreichend ist. Eine unzureichende Auflösung führt bei der drehzahlabhängigen Analyse unter Umständen zu Fehlern.

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.

6.5.2 Allgemeines

Bei der Verwendung von Schwingungsdaten zur Zustandsüberwachung enthalten die Rohsignale von den Schwingungsaufnehmern viele Informationen über die Maschinenkomponente. Im Gegensatz zu einem herkömmlichen Prozessparameter (z. B. Temperatur), der 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 (z. B. durch Unwucht oder Fluchtungsfehler) oder auf mikroskopischer Ebene (z. B. durch Stoßbelastung, Ermüdung und Reibung) verursacht.