

DIN ISO 16079-1

ICS 27.180

Einsprüche bis 2020-03-10

Entwurf**Zustandsüberwachung und -diagnostik von Windenergieanlagen –
Teil 1: Allgemeine Leitlinien (ISO 16079-1:2017);
Text Deutsch und Englisch**

Condition monitoring and diagnostics of wind turbines –
Part 1: General guidelines (ISO 16079-1:2017);
Text in German and English

Surveillance et diagnostic d'état des éoliennes de production d'électricité –
Partie 1: Lignes directrices générales (ISO 16079-1:2017);
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 63 Seiten

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

Inhalt

	Seite
Nationales Vorwort	4
Nationaler Anhang NA (informativ) Literaturhinweise	5
Vorwort	6
Einleitung	7
1 Anwendungsbereich	11
2 Normative Verweisungen	11
3 Begriffe	11
4 Überblick über die Implementierung des Zustandsüberwachungsverfahrens — Anforderungen an die Einrichtung und Diagnose	14
5 FMECA: Bestimmung der Ausfallarten, ihrer Auswirkungen und Kritikalität	16
5.1 Überblick	16
5.2 Bestimmung des Kritikalitätsfaktors f_{CR} von Komponenten der Windenergieanlage	17
5.3 Bestimmung des Ausfallartprioritätsfaktors f_{FMP}	19
5.4 Berechnung der Überwachungsprioritätszahl n_{MP}	21
Anhang A (informativ) P-F-Intervall, ETTF und RUL	22
A.1 Allgemeines	22
A.2 Erläuterung	22
Anhang B (informativ) Beispiel für das FMECA-Verfahren für den Antriebsstrang einer Windenergieanlage	24
B.1 Allgemeines	24
B.2 Berechnung des Kritikalitätsfaktors	24
B.3 Berechnung des Ausfallartprioritätsfaktors und der Überwachungsprioritätszahl	25
Anhang C (informativ) Liste der Komponenten von Windenergieanlagen und ihrer Ausfallarten	28
Anhang D (informativ) Kurze Einführung zum Konzept des FMECA-Verfahrens	32
D.1 Drei unterschiedliche Arten	32
D.2 Zwei Ansätze	32
D.3 Klassifizierung des Ergebnisses	32
D.3.1 FMECA im Allgemeinen	32
D.3.2 FMECA in diesem Dokument	33
D.3.3 FMECA und Ausfallrate	33
Literaturhinweise	34

Bilder

Bild 1 — Beziehung der maschinenspezifischen Internationalen Norm zu den allgemeinen Internationalen Normen	9
Bild 2 — Ablauf der Zustandsüberwachung und Diagnose: Entwurf und Nutzung der Anwendung auf eine Maschine	14
Bild 3 — Notwendigkeit der Anwendung des FMECA-Verfahrens vor dem FMSA-Verfahren	15
Bild 4 — Beziehung zwischen diesem Dokument und ISO 16079-2	16
Bild 5 — Übersicht über den FMECA-Prozess	17
Bild A.1 — Vereinfachte Darstellung von P-F-Intervall, ETTF, RUL und Risiko	23

Tabellen

Tabelle 1 — Kritikalitätsfaktor von Komponenten der Windenergieanlage, f_{CR}	18
Tabelle 2 — Ausfallartprioritätsfaktor f_{FMP} einer Windenergieanlage	20

Tabelle B.1 — Berechnung des Kritikalitätsfaktors f_{CR} für jede Komponente der Windenergieanlage	24
Tabelle B.2 — Ausfallartpriorität (FMP) und Überwachungspriorität (n_{MP})	25
Tabelle C.1 — Liste der Komponenten von Windenergieanlagen und ihrer Ausfallarten	28

Nationales Vorwort

Dieses Dokument enthält die deutsche Übersetzung der Internationalen Norm ISO 16079-1:2017, die vom Technischen Komitee ISO/TC 108 „Mechanical vibration, shock and condition monitoring“ erarbeitet wurde, dessen Sekretariat von ANSI (USA) gehalten wird.

Für die deutsche Mitarbeit ist der Arbeitsausschuss NA 001-03-05 AA „Schwingungs- und Zustandsüberwachung von Maschinen“ im DIN/VDI-Normenausschuss Akustik, Lärminderung und Schwingungstechnik (NALS) verantwortlich.

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 10816-21	siehe	DIN ISO 10816-21
		DIN ISO 13373-1
ISO 13373 (all parts)	siehe	DIN ISO 13373-2
		DIN ISO 13373-3
		DIN ISO 13373-9
ISO 13379-1:2012	siehe	DIN ISO 13379-1:2018-02
ISO 17359	siehe	DIN ISO 17359
ISO 55000	siehe	DIN ISO 55000

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

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

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

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

DIN ISO 13379-1:2018-02, *Zustandsüberwachung und -diagnostik von Maschinen — Verfahren zur Dateninterpretation und Diagnostik — Teil 1: Allgemeine Anleitungen (ISO 13379-1:2012)*

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

DIN ISO 55000, *Asset Management — Übersicht, Leitlinien und Begriffe*

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.

Eine Erläuterung zum freiwilligen Charakter von Normen, der Bedeutung ISO-spezifischer Begriffe und Ausdrücke in Bezug auf Konformitätsbewertungen sowie Informationen darüber, wie ISO die Grundsätze der Welt handelsorganisation (WTO) hinsichtlich technischer Handelshemmnisse (TBT) berücksichtigt, enthält der folgende Link: 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.

Einleitung

Allgemeines

Dieses Dokument ist das erste in einer Reihe von Internationalen Normen, die Festlegungen zur Anwendung der Zustandsüberwachung auf Windenergieanlagen treffen. Dabei handelt es sich um die Umsetzung der Empfehlungen und bewährten Vorgehensweisen, die in den von ISO/TC 108 erstellten Fachgrundnormen beschrieben sind.

Grundlagen

Die Stromerzeugung aus Windenergieanlagen wächst auf dem globalen Energiemarkt exponentiell. Infolgedessen ist die Vorhersagbarkeit der Erzeugung aus Windenergieanlagen ebenso entscheidend geworden wie die Vorhersagbarkeit der Stromerzeugung aus herkömmlichen Kraftwerken. Wie bei herkömmlichen Kraftwerken trägt ein effizientes Instandhaltungsprogramm für Windenergieanlagen wesentlich zur Zuverlässigkeit und Vorhersagbarkeit der Energieversorgung bei. Ein effizientes Zustandsüberwachungssystem ist ein wichtiger Bestandteil eines solchen Programms, um Folgendes zu erreichen:

- a) Vorhersagbarkeit der Stromerzeugung, um die Auferlegung von Vertragsstrafen durch Netzbetreiber zu vermeiden, wenn die angegebene Strommenge nicht geliefert wird;
- b) Stärken des Vertrauens von Anlegern durch eine stabile Stromproduktion, um zukünftige Investitionen zu fördern;
- c) niedrigere Kosten für die Instandhaltung von Windenergieanlagen durch
 - 1) Vermeidung, dass sich Fehler zu einem ernsthaften Problem entwickeln,
 - 2) Vermeidung von Folgefehlern und
 - 3) Möglichkeit zur Instandhaltungsplanung für Monate im Voraus;
- d) Reduzierung der Lebensdauerkosten durch
 - 1) Vermeidung von Verfügbarkeitsunterbrechungen,
 - 2) Möglichkeit zur Fortsetzung des Betriebs in Fehlerfällen (möglicherweise mit angemessenen Einschränkungen) und
 - 3) Unterstützung von Fehleranalysen, um zu vermeiden, dass Ereignisse wiederholt eintreten.

Die Zustandsüberwachung erfordert im Allgemeinen:

- Zuverlässige Alarme. Ein Alarm wird nur ausgelöst, wenn das Vertrauensniveau der Diagnose und Prognose hoch ist. Windenergieanlagen werden an abgelegenen Orten aufgestellt, und viele Windenergieanlagen befinden sich auf See, wo der Zugang begrenzt und kostspielig ist.
- Eine geschätzte Zeit bis zum Ausfall. Dies dient u. a. der Unterstützung einer effizienten Instandhaltungsplanung, eines effizienten Einsatzes von Kranen und Personal, sowie von effizienten Ersatzteilbestellungen.
- Zuverlässige Deskriptormessungen. Neben den selbsterregten Kräften ist eine Windenergieanlage auch Umwelteinflüssen ausgesetzt. Durch den kompakten Aufbau können Messwerte von einem Maschinenteil durch andere Maschinenteile beeinflusst werden.
- Die Erkennung einer fehlerhaften Überwachung. Ein funktionierendes Datenerfassungssystem ist die Grundlage für ein zuverlässiges Überwachungssystem. Jedes Gerät kann ausfallen. Es ist von grund-

legender Bedeutung, dass fehlerhafte Geräte erkannt werden, um einen zuverlässigen Prozess der Zustandsüberwachung zu gewährleisten.

- Eine komplexe Systemlandschaft. Ein Überwachungssystem muss Tausende von Windenergieanlagen überwachen, die über komplexe weltweite Datennetze mit einem zentralen Server verbunden sind. (Diese Anforderung liegt außerhalb des Anwendungsbereichs dieses Dokuments.)

Die Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen stellt im Vergleich zur Zustandsüberwachung anderer Maschinen einige Herausforderungen dar.

- Der Zugang zur Gondel ist schwierig, potentiell gefährlich und in vielen Ländern während des Betriebs nicht zulässig, sodass für Messungen, die traditionell per Hand durchgeführt werden, wahrscheinlich Online-Systeme erforderlich sind.
- Die Belastung der Windenergieanlage variiert stark im zeitlichen Verlauf und kann nicht beeinflusst werden; es müssen einige zusätzliche Maßnahmen ergriffen werden, um die Wiederholpräzision der Messungen zu gewährleisten.
- Die Selbsterregung der Konstruktion, extreme Umgebungstemperaturen und die Wahrscheinlichkeit von Blitzeinschlägen unterziehen alle Systeme hinsichtlich ihrer Robustheit einer schweren Probe.
- Da sich Windenergieanlagen oft an abgelegenen Orten befinden, müssen die Überwachungssysteme auch bei Verlust der Netzwerkverbindung funktionieren.

Ziele der Normenreihe ISO 16079

Dieses Dokument und nachfolgende Dokumente der Reihe ISO 16079 haben folgende Ziele:

- a) Hersteller von Windenergieanlagen, Betreiber von Windenergieanlagen und Hersteller von Zustandsüberwachungssystemen für Windenergieanlagen sollen in die Lage versetzt werden, gemeinsame Begriffe zu verwenden;
- b) Bereitstellen einer Methodik, mit der die Anwender dieses Dokuments priorisieren und auswählen können, welche Komponenten überwacht werden müssen und welche Ausfallarten erkannt werden müssen, um das effizienteste Zustandsüberwachungssystem in Bezug auf Folgendes zu erhalten:
 - 1) Kosten;
 - 2) Erkennungsfähigkeiten;
 - 3) Komplexität des Überwachungssystems und der Überwachungsverfahren; und
 - 4) verfügbare Ressourcen und Qualifikationsniveau des Personals in der Überwachungsstelle.

Es ist NICHT die Absicht dieses Dokuments oder nachfolgender Dokumente der Reihe ISO 16079, sämtliche Aspekte von Sicherheitsüberwachungssystemen abzudecken.

Bewährte Erfahrungen

Die in der Reihe ISO 16079 vorgestellten Überwachungsstrategien basieren auf bewährten Erfahrungen. Es werden nur konservative, bewährte Verfahren und Vorgehensweisen angewendet. Das bedeutet, dass die Erkennung bestimmter Ausfallarten möglicherweise nicht aufgenommen wurde, wenn das Verhalten der Ausfallarten und der damit verbundenen Symptome nicht ausreichend dokumentiert ist. Sobald neue Überwachungstechniken ausgereift sind, wird dieses Dokument entsprechend aktualisiert.

Bezug zu den Fachgrundnormen von ISO/TC 108

Die Norm ISO 17359 ist diesem Dokument übergeordnet. Sie gibt einen Überblick über ein allgemeines Verfahren, dessen Anwendung bei der Implementierung eines Zustandsüberwachungsprogramms empfohlen wird, und enthält weitere Einzelheiten zu den wichtigsten Schritten, die befolgt werden müssen. Sie führt das Konzept der Ausrichtung der Zustandsüberwachungsaktivitäten auf die Fehlerursachen ein und beschreibt den allgemeinen Ansatz zur Festlegung von Alarmkriterien, zur Durchführung von Diagnosen und Prognosen sowie zur Verbesserung der Vertrauenswürdigkeit von Diagnosen und Prognosen, der jeweils in anderen Dokumenten weiterentwickelt wird. Bestimmte Techniken der Zustandsüberwachung werden kurz vorgestellt.

Das Konzept der Zustandsüberwachung selbst und die damit verbundenen Messtechniken werden in weiteren allgemeinen Leitfäden zur Zustandsüberwachung wie z. B. ISO 13373 (alle Teile), ISO 13374 (alle Teile) und ISO 13379-1 dargestellt. Diese Leitfäden gelten als Grundlage für dieses Dokument. In Bild 1 ist dargestellt, in welcher Beziehung dieses maschinenspezifische Dokument zu anderen allgemeinen Leitfäden zur Zustandsüberwachung und zu Messtechniken steht.

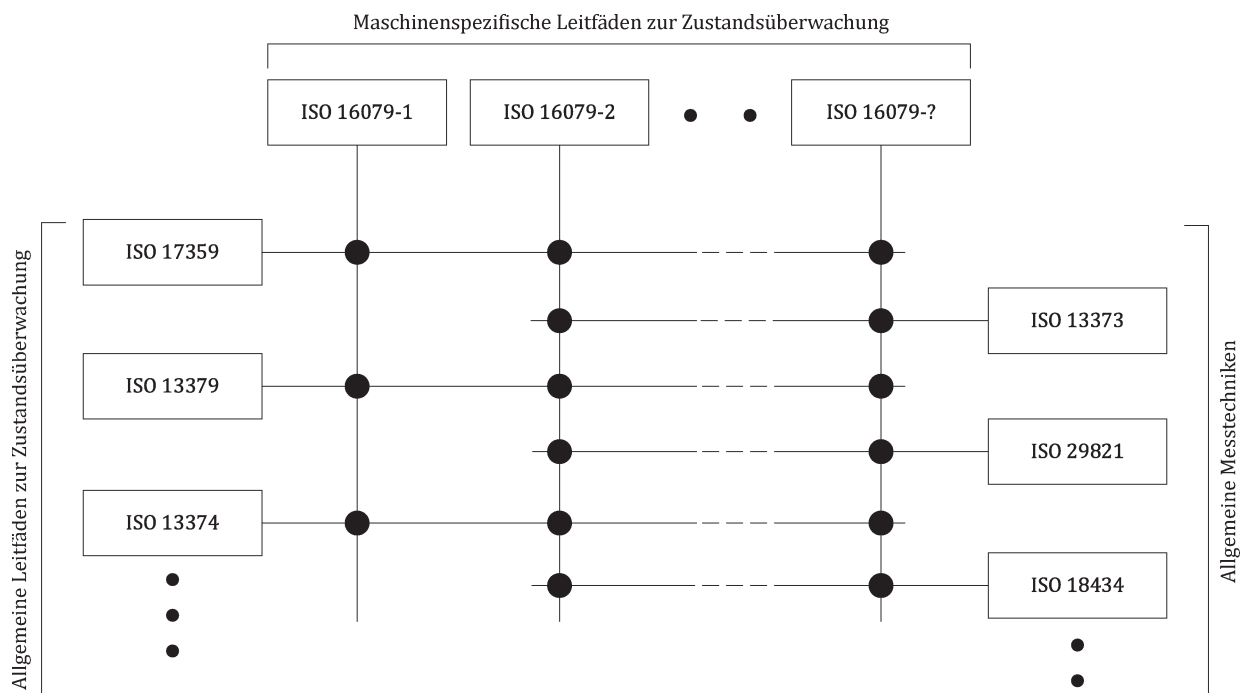


Bild 1 — Beziehung der maschinenspezifischen Internationalen Norm zu den allgemeinen Internationalen Normen

Weitere Dokumente und Leitfäden für Windenergieanlagen

Die hier aufgeführten Dokumente und Leitfäden fallen nicht in den Anwendungsbereich dieses Dokuments. Sie müssen jedoch dennoch kurz vorgestellt werden, da oft auf sie verwiesen wird.

- ISO 10816-21 [1] legt Breitbandmessungen fest, die zur Evaluierung mechanischer Schwingungen von Windenergieanlagen unter Verwendung von Zonengrenzen angewendet werden. Beispiele für Zonenbegrenzungen für Onshore-Windenergieanlagen unter 3 MW sind einem Anhang zu entnehmen. Das Ziel der Norm ISO 10816-21 ist es, Schwingungsmessungen zu standardisieren, um deren Evaluierung zu erleichtern und eine vergleichende Evaluierung der in Windenergieanlagen und deren Komponenten gemessenen Schwingungen zu ermöglichen. Für die langfristige Zustandsüberwachung und -diagnose sind modernere Techniken erforderlich, die außerhalb des Anwendungsbereichs von ISO 10816-21 liegen.

- Die Norm IEC 61400-25- 6 [10] aus der Reihe IEC 61400-25 legt die Informationsmodelle für die Zustandsüberwachung von Windenergieanlagen und den Informationsaustausch von Datenwerten fest, die diesen Modellen zugehörig sind. Der Zweck der Reihe ISO 16079 ist es, die Deskriptoren für die Erkennung verschiedener Ausfallarten zu definieren. IEC 61400-25-6 ergänzt dieses Dokument, indem sie die Organisation dieser Deskriptoren in einem Datenmodell festlegt.

Ein Datenmodell organisiert Datenelemente und standardisiert die Beziehung der Datenelemente zueinander. Das Datenmodell ermöglicht es einem einzelnen Computerprogramm, Daten von Windenergieanlagen aus mehreren verschiedenen Zustandsüberwachungssystemen abzurufen, in denen das Datenmodell implementiert ist. IEC 61400-25-6 beschreibt die Notation zur Kennzeichnung von Sensoren, Sensorpositionen, Sensortypen sowie von Betriebszuständen und empfiehlt eine systematische Benennung von Deskriptortypen.

- Der Leitfaden der Klassifikationsgesellschaft DNV GL [11] legt Anforderungen an die Zertifizierung von Zustandsüberwachungssystemen für Windenergieanlagen und der zugehörigen Überwachungsstellen fest. Der Leitfaden legt Anforderungen an die Dokumentation des Zustandsüberwachungssystems und Anforderungen an die zugehörigen Verfahren fest, die vom Personal der Überwachungsstelle angewendet werden. Der Leitfaden legt Sensorpositionen und die erforderlichen Frequenzbereiche sowie die Anforderungen an die Implementierung bestimmter Analyseverfahren fest. Der Leitfaden enthält weder Anforderungen hinsichtlich der zu erkennenden Ausfallarten, noch hinsichtlich der Fähigkeit zur Messung von zugehörigen Deskriptortypen.

Beziehung zur Normenreihe ISO 55000

Die Normenreihe ISO 55000 enthält direkte Anforderungen und hat einen unmittelbaren Bezug zur Zustandsüberwachung. Eine Organisation, ein Unternehmen, eine Windenergieanlage usw. haben ein Portfolio von Vermögensgegenständen. Sie verfolgen eine Unternehmensstrategie, die Gesamtziele für die gesamte Organisation festlegt. Diese Vermögensgegenstände sollen ihren Teil zum Erreichen dieser Ziele beitragen. Eine effektive Kontrolle und Steuerung von Vermögensgegenständen durch Organisationen ist unerlässlich, um durch das Verwalten von Risiken und Chancen einen Mehrwert zu erzielen und das gewünschte Gleichgewicht zwischen Kosten, Risiken und Leistung zu erreichen.

Für eine Windenergieanlage ist die Zustandsüberwachung ein wesentliches Element der Risikobewältigung im Rahmen des Asset-Management-Programms, indem sie den unerwarteten Ausfall von Windenergieanlagen verhindert, die Betriebskosten unter Kontrolle hält und eine hohe Leistungsfähigkeit sicherstellt.

1 Anwendungsbereich

Dieses Dokument gibt Leitlinien, die die Grundlage für die Auswahl von Zustandsüberwachungsverfahren zur Erkennung von Ausfallarten, zur Diagnose und zur Prognose an Komponenten von Windenergieanlagen bilden.

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 13372:2012, *Condition monitoring and diagnostics of machines — Vocabulary*

ISO 13379-1:2012, *Condition monitoring and diagnostics of machines — Data interpretation and diagnostics techniques — Part 1: General guidelines*

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:

— IEC Electropedia: verfügbar unter <http://www.electropedia.org/>

— ISO Online Browsing Platform: verfügbar unter <http://www.iso.org/obp>

3.1

Alarm

Betriebssignal oder Meldung zur Benachrichtigung des Personals, wenn eine ausgewählte *Anomalie* (3.2) oder eine logische Kombination von Anomalien vorliegt, die eine Korrekturmaßnahme erfordert

[QUELLE: ISO 13372:2012, 4.2]

3.2

Anomalie

Unregelmäßigkeit oder Auffälligkeit in einem System

[QUELLE: ISO 13372:2012, 4.4]

3.3

Komponente

Unterkomponente

Bauteil

Teil einer Windenergieanlage; typischerweise das Hauptlager, das Getriebe und der Generator

Anmerkung 1 zum Begriff: Jede dieser Komponenten kann im engeren Sinne der Definition auch mehrere Unterkomponenten oder Bauteile wie ein Generatorlager oder ein Planetenrad enthalten.

3.4

Folgeschaden

Phänomene, bei denen die Verschlechterung des Zustands einer *Komponente* (3.3) einen *Ausfall* (3.7) in anderen Komponenten verursachen kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Dies wird oft auch als Sekundärschaden oder nachträglicher Schaden bezeichnet.

3.5

Deskriptor

Datenelement, das aus Rohparametern oder verarbeiteten Parametern oder externer Beobachtung abgeleitet wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Deskriptoren werden verwendet, um *Symptome* (3.15) und *Anomalien* (3.2) auszudrücken. Die für die Überwachung und Diagnose verwendeten Deskriptoren stammen im Allgemeinen von Zustandsüberwachungssystemen. Allerdings können Betriebsparameter, wie jede andere Messgröße, ebenfalls als Deskriptoren betrachtet werden.

Anmerkung 2 zum Begriff: Deskriptoren werden auch als „Zustandsüberwachungsdeskriptoren“ bezeichnet.

[QUELLE: ISO 13372:2012, 6.2, modifiziert — die zugelassene Benennung „Merkmal“ wurde gelöscht, und die Anmerkungen zum Begriff wurden hinzugefügt.]

3.6

geschätzte Zeit bis zum Ausfall

ETTF

Vorlaufzeit

(en: estimated time to failure)

Schätzung des Zeitraums vom aktuellen Zeitpunkt bis zu dem Zeitpunkt, an dem die überwachte Maschine einen *Funktionsausfall* (3.8) aufweist

[QUELLE: ISO 13381-1:2015, 3.8, modifiziert — die Benennung „Vorlaufzeit“ wurde hinzugefügt.]

3.7

Ausfall

Beendigung der Fähigkeit einer *Komponente* (3.3) oder Maschine, eine geforderte Funktion auszuführen

Anmerkung 1 zum Begriff: Der Ausfall ist ein Ereignis im Gegensatz zu einem *Fehler* (3.10), wobei es sich um einen Zustand handelt.

[QUELLE: ISO 13372:2012, 1.7, modifiziert — „Element“ wurde durch „Komponente“ und „Maschine“ ersetzt.]

3.8

Funktionsausfall

F

Zeitpunkt, zu dem die Maschine die erforderliche Funktion nicht mehr erfüllt

3.9

Ausfallart

Art und Weise, in der der *Ausfall* (3.7) eines Gerätes oder einer Maschine auftreten kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Eine Maschine kann mehrere Ausfallarten aufweisen, wie z. B. Abrieb, Oberflächenausbrüche, Unwucht, Schäden durch elektrische Entladung, Losesein usw. Eine Ausfallart erzeugt *Symptome* (3.15), die auf das Vorhandensein eines *Fehlers* (3.10) hindeuten.

3.10

Fehler

<einer Komponente einer Maschine, in einer Maschine> tritt auf, wenn sich der Zustand einer ihrer *Komponenten* (3.3) oder einer Baugruppe verschlechtert oder sie ein abnormales Verhalten aufweisen, das zu einem *Funktionsausfall* (3.8) der Maschine führen kann

Anmerkung 1 zum Begriff: Siehe auch möglicher Ausfall (3.12).

Anmerkung 2 zum Begriff: Ein Fehler kann die Folge eines *Ausfalls* (3.7) sein, kann aber auch ohne Ausfall vorhanden sein.

[QUELLE: ISO 13372:2012, 1.8, modifiziert — der Anwendungsbereich wurde hinzugefügt, „Ausfall“ wurde durch „Funktionsausfall“ ersetzt und die Anmerkungen zum Begriff wurden geändert.]

3.11

P-F-Intervall

Schätzung des Zeitraums ab der Erkennung eines *Fehlers* (3.10)[*möglicher Ausfall* P (3.12)] und eines *Funktionsausfalls* (F) (3.8)

Anmerkung 1 zum Begriff: *ETTF/Vorlaufzeit* (3.6) ist kleiner gleich dem P-F-Intervall.

Anmerkung 2 zum Begriff: Siehe auch *geschätzte Zeit bis zum Ausfall* (3.6).

Anmerkung 3 zum Begriff: Für eine effiziente Planung einer Instandhaltungsmaßnahme ist es nützlich, das P-F-Intervall einer bestimmten *Ausfallart* (3.9) zu kennen. Weitere Erläuterungen zu P-F-Intervall, *ETTF/Vorlaufzeit* (3.6) und *verbleibender Nutzungsdauer RUL* (3.13) sind Anhang A zu entnehmen.

3.12

möglicher Ausfall

P

(en: potential failure)

Zeitpunkt, an dem ein *Fehler* (3.10) erkennbar wird

Anmerkung 1 zum Begriff: Dies wird manchmal auch als „Ausfallpotential“ bezeichnet.

3.13

verbleibende Nutzungsdauer

RUL

(en: remaining useful life)

verbleibende Zeit, bis der Systemzustand unter einen Ausfallschwellenwert fällt, der durch das Vertrauensniveau des *ETTF* (3.6) und das annehmbare Risiko definiert ist

Anmerkung 1 zum Begriff: Die Fähigkeit, die verbleibende Nutzungsdauer vorherzusagen, ist das Ziel des Prognoseprozesses.

Anmerkung 2 zum Begriff: Weitere Erläuterungen zu *P-F-Intervall* (3.11), *ETTF/Vorlaufzeit* (3.6) und *verbleibender Nutzungsdauer RUL* sind Anhang A zu entnehmen.

3.14

Grundursache

eine Reihe von Bedingungen und/oder Aktionen, die zu Beginn einer Folge von Ereignissen auftreten und den Ausgangspunkt für eine *Ausfallart* (3.9) darstellen

[QUELLE: ISO 13372:2012, 8.9, modifiziert — das Wort „und“ wurde hinzugefügt.]

3.15

Symptom

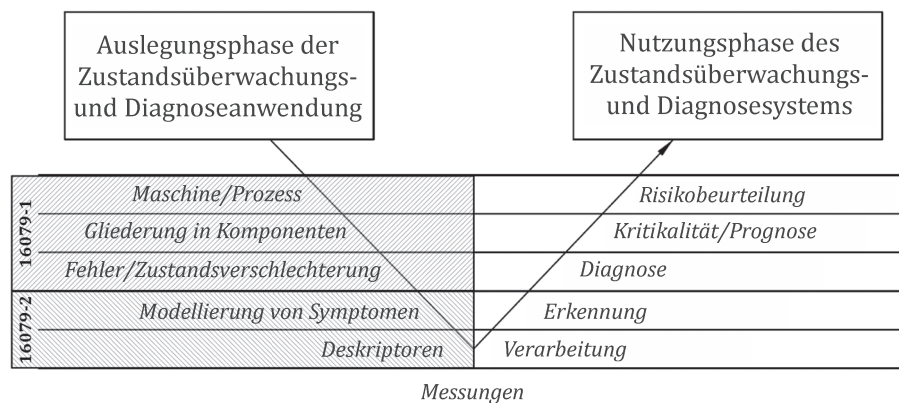
<eines Fehlers> Wahrnehmung auf der Grundlage von menschlicher Beobachtung und Messungen [*Deskriptoren* (3.5)], die mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit auf das Vorhandensein eines oder mehrerer *Fehler* (3.10) hindeuten können

[QUELLE: ISO 13372:2012, 9.4, modifiziert — der Anwendungsbereich und die Wortgruppe „mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit“ wurden hinzugefügt.]

4 Überblick über die Implementierung des Zustandsüberwachungsverfahrens — Anforderungen an die Einrichtung und Diagnose

Um Zustandsüberwachungs- und Diagnoseverfahren in Übereinstimmung mit den in der Windenergieanlage auftretenden Fehlern zu implementieren, wird in diesem Leitfaden die Anwendung des V-Modells nach ISO 13379-1 empfohlen.

Eine Übersicht über dieses Verfahren ist in Bild 2 dargestellt. Der linke Zweig entspricht der Voruntersuchung, mit der die notwendigen Daten für die Zustandsüberwachung und Diagnose einer bestimmten Maschine vorbereitet werden. Der rechte Zweig des Diagramms entspricht den Zustandsüberwachungs- und Diagnosetätigkeiten, die in der Regel nach der Inbetriebnahme der Maschine durchgeführt werden. Die Datenreduktion ist ein wichtiger Aspekt für Zustandsüberwachungssysteme. Es ist zu beachten, dass der Datenreduktionsprozess in der Phase der Voruntersuchung als Ergebnis des Analyseprozesses beginnt, wobei priorisiert wird, welche Ausfallarten überwacht werden sollen. Der Anwendungsbereich dieses Dokuments und der nachfolgenden Dokumente wie ISO 16079-2 ist in Bild 2 angegeben.



ANMERKUNG Quelle: ISO 13379-1:2012, Bild 1.

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

In Übereinstimmung mit ISO 13379-1 wird empfohlen, die Voruntersuchung anhand der folgenden Verfahren durchzuführen, siehe Bild 3.

- Ein FMECA-Verfahren (en: failure modes, their effects and criticality analysis; Analyse der Ausfallarten, ihrer Auswirkungen und Kritikalität). Zweck dieses Dokuments ist es, Unterstützung bei diesem FMECA-Verfahren zu bieten.
- Ein FMSA-Verfahren (en: failure mode and symptoms analysis; Analyse der Ausfallarten und Symptome), für das in nachfolgenden komponentenspezifischen Normen wie ISO 16079-2 Unterstützung geboten wird.

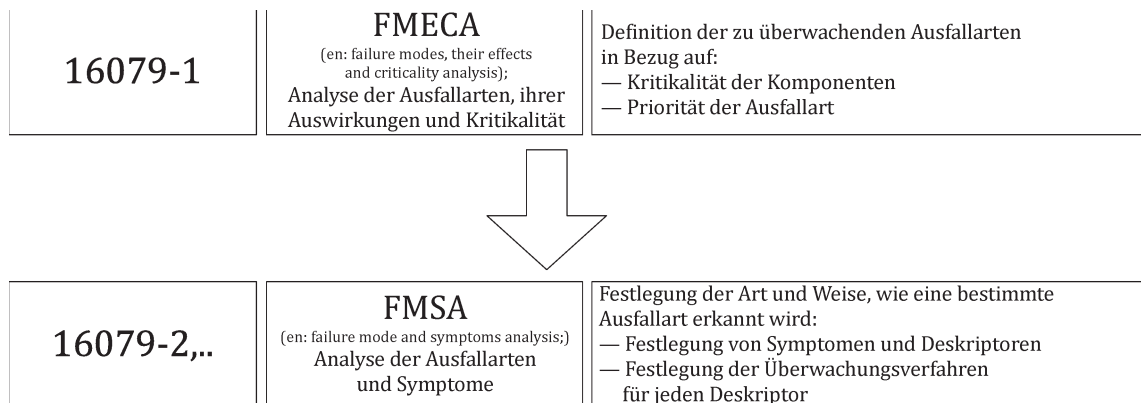


Bild 3 — Notwendigkeit der Anwendung des FMECA-Verfahrens vor dem FMSA-Verfahren

Im Folgenden sind die Schritte des FMECA-Verfahrens in Übereinstimmung mit diesem Dokument aufgeführt:

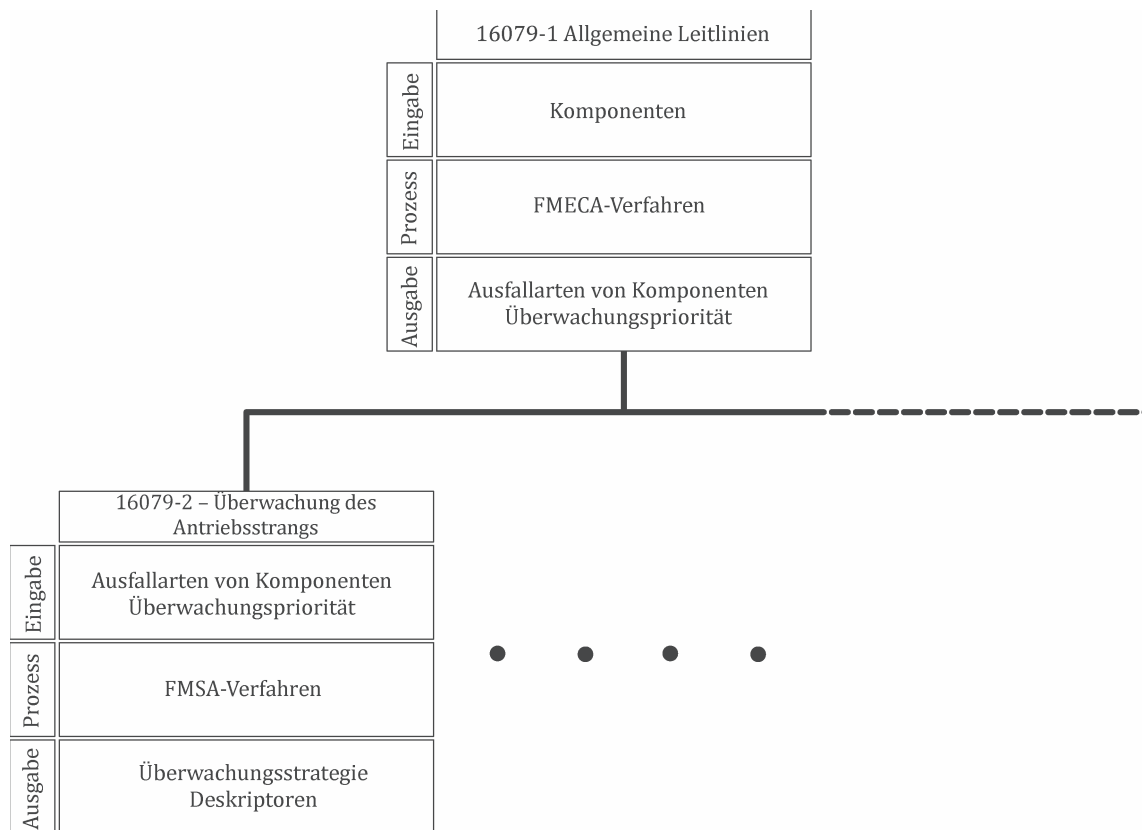
- a) Auflistung der wichtigsten Komponenten der Windenergieanlage.
- b) Bestimmung des Kritikalitätsfaktors für jede Komponente unter Berücksichtigung der Tatsache, wie kritisch die Komponente für den Prozess ist, der Reparaturfreundlichkeit, der Verfügbarkeit und Kosten von Ersatzteilen, der Reparaturzeit, des Risikos von Folgeschäden, des Standorts der Windenergieanlage und der Ausfallrate der Komponente, sofern derartige Kenntnisse vorhanden sind.
- c) Bestimmung der Ausfallarten für jede Komponente. Priorisierung jeder zu überwachenden Ausfallart in Bezug auf die Erkennbarkeit und Vorlaufzeit.
- d) Festlegung, welche Ausfallarten erkannt und diagnostiziert werden müssen, unter Berücksichtigung der Kritikalität der Komponente und der Kosteneffizienz der Überwachung für die verschiedenen Ausfallarten.

ANMERKUNG Anhang D enthält eine kurze Einführung zum Konzept des FMECA-Verfahrens.

Im Folgenden sind die Schritte des FMSA-Verfahrens in Übereinstimmung mit ISO 16079-2 aufgeführt:

- a) Festlegung, unter welchen Betriebsbedingungen die verschiedenen Fehler am besten beobachtet werden können, und Festlegung der Referenzbedingungen.
- 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.

In Bild 4 ist der Zusammenhang zwischen diesem Dokument und einem nachfolgenden Leitfaden wie z. B. ISO 16079-2 dargestellt.



ANMERKUNG Das Ergebnis des FMECA-Verfahrens dient als Ausgangspunkt für das FMSA-Verfahren.

Bild 4 — Beziehung zwischen diesem Dokument und ISO 16079-2

5 FMECA: Bestimmung der Ausfallarten, ihrer Auswirkungen und Kritikalität

5.1 Überblick

Dieser Abschnitt soll einen Überblick über das FMECA-Verfahren bereitstellen. Das Ergebnis des FMECA-Verfahrens ist eine Überwachungsprioritätszahl (n_{MP}) für jede der Komponenten der Windenergieanlage. Die n_{MP} ermöglicht es den Anwendern dieses Dokuments, ihren Aufwand für die Zustandsüberwachung auf die Stellen zu konzentrieren, die die größten Kostenvorteile bieten. Durch die Kombination mit dem FMSA-Verfahren für jede Komponente der Windenergieanlage können die Ergebnisse genutzt werden, um die Anforderungen an das Zustandsüberwachungssystem für die Windenergieanlage festzulegen.

Die Überwachungsprioritätszahl wird in Übereinstimmung mit der Gleichung (1) definiert:

$$n_{MP} = f_{CR} \times f_{FMP} \quad (1)$$

Dabei ist

n_{MP} die Überwachungsprioritätszahl;

f_{CR} der Kritikalitätsfaktor, d. h. die Kritikalität jeder Komponente der Windenergieanlage;

f_{FMP} der Ausfallartprioritätsfaktor, d. h. die Priorisierung jeder Ausfallart in Bezug auf die Erkennbarkeit und Vorlaufzeit.

Um einen einheitlichen Bezugspunkt für die FMECA und eine Orientierung für die Durchführung des Verfahrens zu erhalten, müssen f_{CR} und f_{FMP} nach den in den folgenden beiden Tabellen festgelegten Kriterien bewertet werden:

- a) Tabelle 1;
- b) Tabelle 2.

Unter Verwendung dieser beiden Tabellen wird das FMECA-Verfahren wie folgt durchgeführt:

- a) Auflistung der Komponenten, die in die FMECA aufgenommen werden sollen.
- b) Bestimmung des Kritikalitätsfaktors f_{CR} für jede Komponente anhand Tabelle 1.
- c) Bestimmung des Ausfallartprioritätsfaktors f_{FMP} für die Ausfallarten der einzelnen Komponenten anhand Tabelle 2.
- d) Abschließen der FMECA durch Kombinieren von f_{CR} mit f_{FMP} zur Überwachungsprioritätszahl n_{MP} .

In Bild 5 ist eine Übersicht über den Prozess dargestellt.

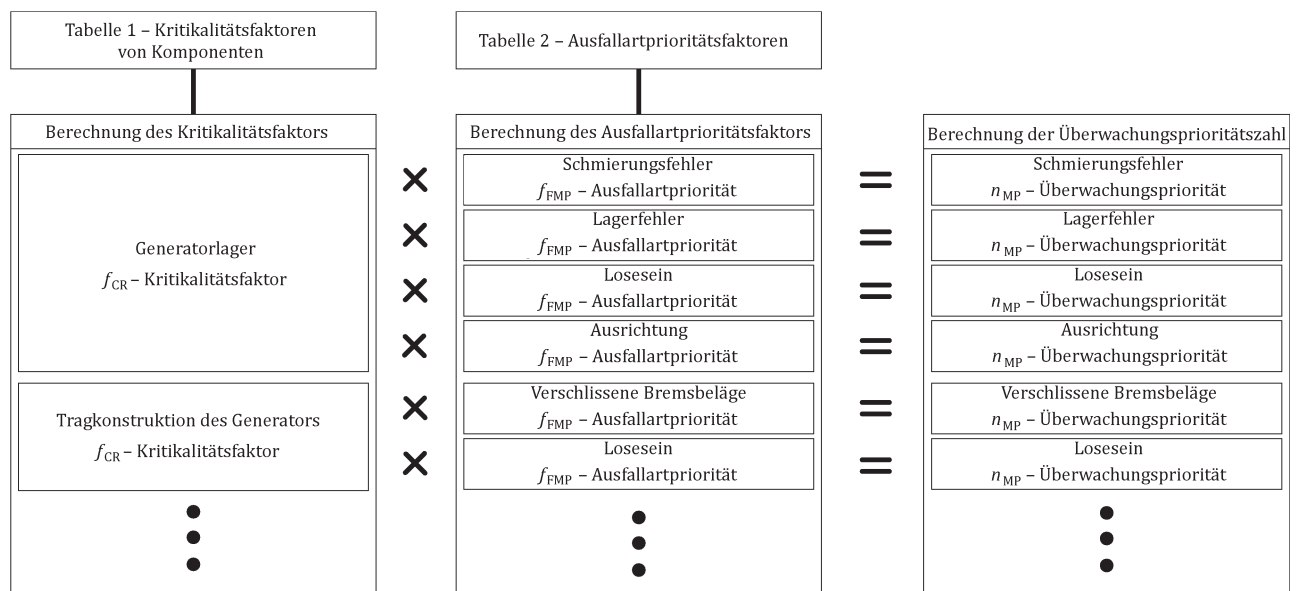


Bild 5 — Übersicht über den FMECA-Prozess

5.2 Bestimmung des Kritikalitätsfaktors f_{CR} von Komponenten der Windenergieanlage

Es gibt vier Kriterien, die in Übereinstimmung mit der Gleichung (2) zum Kritikalitätsfaktor f_{CR} zusammengefasst werden:

$$f_{CR} = f_{LP} + f_{RE} + f_{CD} + f_{FR} \quad (2)$$

Dabei ist

f_{LP} der Erzeugungsverlust;

f_{RE} der Reparaturaufwand;

f_{CD} der Folgeschaden;

f_{FR} die Ausfallrate.

Jedes der vier Kritikalitätskriterien wird anhand Tabelle 1 beurteilt.

ANMERKUNG Siehe Anhang B für ein praktisches Beispiel zur Beurteilung von f_{CR} für den Antriebsstrang einer Windenergieanlage.

Bei der Beurteilung des Kritikalitätsfaktors für eine Komponente wird empfohlen, jede Komponente, wie beispielsweise den Generator, in so viele Komponenten wie möglich aufzuteilen und den Kritikalitätsfaktor für jedes Bauteil zu beurteilen. Einige Bauteile, wie z. B. ein Generatorlager, können direkt in der Gondel repariert werden, während andere Bauteile den Austausch der übergeordneten Komponente, wie z. B. des Getriebes, erfordern. Der Erzeugungsverlust (f_{LP}) in Tabelle 1 wird verwendet, um eine Aussage über den Einfluss des Funktionsausfalls von Komponenten auf die Erzeugung treffen zu können. Es ist wichtig zu beachten, dass ein Funktionsausfall nicht unbedingt mit einem katastrophalen Ausfall der Maschine gleichzusetzen ist, sondern dass die Maschine bei einem Funktionsausfall lediglich nicht mehr im vorgesehenen Zustand funktioniert (z. B. Erzeugungskapazität). Nicht alle Funktionsausfälle eines Bauteils haben unmittelbare Auswirkungen auf die Erzeugung. Einige haben möglicherweise gar keine Auswirkung.

Tabelle 1 — Kritikalitätsfaktor von Komponenten der Windenergieanlage, f_{CR}

Kriterien	Erläuterung	Kritikalitätsbewertung
Kriterium 1: Erzeugungsverlust (f_{LP})		
KRITISCH	Sofortiger Erzeugungsverlust bei Funktionsausfall. Ein Ausfall der Komponente hat unmittelbare Auswirkungen auf die Erzeugung. Entweder in Form eines vollständigen Stopps der Erzeugung oder einer Leistungsherabsetzung der Windenergieanlage.	3
WICHTIG	Möglicher Erzeugungsverlust bei Funktionsausfall. Ein Ausfall der Komponente könnte Auswirkungen auf die Erzeugung haben. Eine Leistungsherabsetzung der Windenergieanlage ist möglicherweise erforderlich.	2
UNKRITISCH	Verursacht keinen Erzeugungsverlust bei Funktionsausfall. Ein Ausfall der Komponente hat keine Auswirkungen auf die Erzeugung.	1
Kriterium 2: Reparaturaufwand (f_{RE})		
HOCH	Die Reparatur ist entweder zu schwierig, um sie vor Ort durchzuführen, oder sie ist zu schwierig, um sie mit regulären Geräten und regulärem Personal durchzuführen. Ersatzteile sind möglicherweise aufgrund ihrer Einzigartigkeit oder ihres Alters nicht verfügbar und müssen extra hergestellt werden. Die Folge sind hohe Reparaturkosten, lange Ausfallzeiten aufgrund der Reparaturarbeiten und hohe Ersatzteilkosten.	3
MITTEL	Die Reparatur ist entweder schwierig oder erfordert eine komplexe und langwierige Demontage der Maschine. Ersatzteile werden möglicherweise nicht vor Ort vorgehalten und müssen beim Hersteller bestellt werden, was zu Verzögerungen führen kann.	2
GERING	In der Regel Reparatur direkt in der Gondel. Die Reparatur ist mit den vor Ort verfügbaren Standardtechniken möglich und erfordert keine nennenswerte Demontage der Maschine. Ersatzteile sind vor Ort jederzeit verfügbar.	1
Kriterium 3: Folgeschaden (f_{CD})		
SCHWERER SCHADEN	Ein Ausfall der Komponente führt in jedem Fall zu erheblichen Schäden an zugehörigen Komponenten.	3

Tabelle 1 (fortgesetzt)

Kriterien	Erläuterung	Kritikalitätsbewertung
BEGRENZTER SCHADEN	Es ist unwahrscheinlich, dass ein Ausfall der Komponente zu größeren Ausfällen der zugehörigen Komponenten führt. Ein begrenzter Schaden wird jedoch in jedem Fall verursacht.	2
KEIN SCHADEN	Die Erfahrung mit der Anlage hat gezeigt, dass nach einem Ausfall der Komponente nur geringfügige oder gar keine Schäden auftreten.	1
Kriterium 4: Ausfallrate (f_{FR})		
HOHE AUSFALLRATE	Die Erfahrung hat gezeigt, dass die Komponente eine durchschnittliche Lebensdauer von weniger als 20 % der normalen Lebensdauer der Windenergieanlage aufweist.	3
MITTLERE AUSFALLRATE	Die Erfahrung hat gezeigt, dass die Komponente eine durchschnittliche Lebensdauer von mehr als 20 %, aber weniger als 80 % der normalen Lebensdauer der Windenergieanlage aufweist.	2
GERINGE AUSFALLRATE	Die Erfahrung hat gezeigt, dass die Komponente eine durchschnittliche Lebensdauer von mehr als 80 % der normalen Lebensdauer der Windenergieanlage aufweist.	1

5.3 Bestimmung des Ausfallartprioritätsfaktors f_{FMP}

Es gibt sechs Kriterien, die wie in Gleichung (3) dargestellt zum Ausfallprioritätsfaktor f_{FMP} zusammengefasst werden:

$$f_{FMP} = f_{FMT} + f_{EFD} + f_{RFMS} + f_{EA} + f_{EDA} + f_{P-F} \quad (3)$$

Dabei ist

f_{FMT} die Ausfallart;

f_{EFD} die Einfachheit der Fehlererkennung;

f_{RFMS} die Wiederholpräzision der Symptome für die Fehlerart;

f_{EA} die Einfachheit der automatischen Überwachung;

f_{EDA} die Einfachheit einer detaillierten Analyse;

f_{P-F} das P-F-Intervall.

Jedes der sechs Kriterien für die Ausfallart einer Windenergieanlage muss anhand von Tabelle 2 beurteilt werden. Tabelle 2 spiegelt den Standpunkt wider, dass eine korrekte Beurteilung einer Ausfallart den größtmöglichen Nutzen bezüglich der Investition in ein Zustandsüberwachungssystem ermöglicht. Daher ist es am vorteilhaftesten, die Überwachung derjenigen Ausfallarten zu priorisieren, die mit einfachen Mitteln am einfachsten zu erkennen sind und die dem Ausbildungsstand des Überwachungspersonals entsprechen. Der Versuch, komplexere Ausfallarten zu erkennen, führt oft zu vielen Fehlalarmen, die teure und überflüssige Instandhaltungsbesuche verursachen und somit zu erhöhten Instandhaltungskosten führen.

Die Vorlaufzeit (P-F-Intervall) beeinflusst den Ausfallartprioritätsfaktor. Kurze Vorlaufzeiten erfordern mehr Aufmerksamkeit, um den Ausfall von Komponenten zu vermeiden, wodurch in vielen Fällen auch Folgeschäden verursacht werden.