

	DIN EN 61400-3 (VDE 0127-3)	DIN
	Diese Norm ist zugleich eine VDE-Bestimmung im Sinne von VDE 0022. Sie ist nach Durchführung des vom VDE-Präsidium beschlossenen Genehmigungsverfahrens unter der oben angeführten Nummer in das VDE-Vorschriftenwerk aufgenommen und in der „etz Elektrotechnik + Automation“ bekannt gegeben worden.	VDE
ICS 27.180		
Einsprüche bis 2008-04-30		
Entwurf		
Windturbinen – Teil 3: Auslegungsanforderungen für Offshore-Windturbinen (IEC 88/308/CDV:2007); Deutsche Fassung prEN 61400-3:2007		
Wind turbines – Part 3: Design requirements for offshore wind turbines (IEC 88/308/CDV:2007); German version prEN 61400-3:2007		
Aérogénérateurs – Partie 3: Exigences de conception pour les aérogénérateurs offshore (CEI 88/308/CDV:2007) (CEI 88/308/CDV:2007); Version allemande prEN 61400-3:2007		
Anwendungswarnvermerk		
Dieser Norm-Entwurf mit Erscheinungsdatum 2008-02-18 wird der Öffentlichkeit zur Prüfung und Stellungnahme vorgelegt.		
Weil die beabsichtigte Norm von der vorliegenden Fassung abweichen kann, ist die Anwendung dieses Entwurfes besonders zu vereinbaren.		
Stellungnahmen werden erbeten		
– vorzugsweise als Datei per E-Mail an dke@vde.com in Form einer Tabelle. Die Vorlage dieser Tabelle kann im Internet unter www.dke.de/stellungnahme abgerufen werden – oder in Papierform an die DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE, Stresemannallee 15, 60596 Frankfurt am Main.		
Die Empfänger dieses Norm-Entwurfs werden gebeten, mit ihren Kommentaren jegliche relevante Patentrechte, die sie kennen, mitzuteilen und unterstützende Dokumentationen zur Verfügung zu stellen.		
Gesamtumfang 249 Seiten		
DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE		

Beginn der Gültigkeit

Diese Norm gilt ab ...

Nationales Vorwort

Die Deutsche Fassung des europäischen Dokuments prEN 61400-3:2007 „Windturbinen – Teil 3: Auslegungsanforderungen für Offshore-Windturbinen“ (Entwurf in der Umfrage) ist unverändert in diesen Norm-Entwurf übernommen worden.

Die Internationale Elektrotechnische Kommission (IEC) und das Europäische Komitee für Elektrotechnische Normung (CENELEC) haben vereinbart, dass ein auf IEC-Ebene erarbeiteter Entwurf für eine Internationale Norm zeitgleich (parallel) bei IEC und CENELEC zur Umfrage (CDV–Stadium) und Abstimmung als FDIS (en: Final Draft International Standard) bzw. Schluss–Entwurf für eine Europäische Norm gestellt wird, um eine Beschleunigung und Straffung der Normungsarbeit zu erreichen. Dem entsprechend ist das internationale Dokument IEC 88/308/CDV:2007 „Wind turbines – Part 3: Design requirements for offshore wind turbines“ unverändert in den Entwurf prEN 61400-3:2007 übernommen worden.

Da die Deutsche Fassung noch nicht endgültig mit der Englischen und Französischen Fassung abgeglichen ist, ist die englische Originalfassung des IEC–CDV entsprechend der diesbezüglich durch die IEC erteilten Erlaubnis beigefügt. Die Nutzungsbedingungen für den deutschen Text des Norm-Entwurfes gelten gleichermaßen auch für den englischen IEC–Text.

Das internationale Dokument wurde vom TC 88 „Wind turbine systems“ der Internationalen Elektrotechnischen Kommission (IEC) erarbeitet.

Bei der Abstimmung zu dem Europäischen Schluss-Entwurf bei CENELEC und dem Internationalen Schluss-Entwurf bei IEC [Final Draft International Standard (FDIS)] sind jeweils nur „JA/ NEIN“ -Entscheidungen möglich, wobei „NEIN“ –Entscheidungen fundiert begründet werden müssen. Dokumente, die bei CENELEC als Europäische Norm angenommen und ratifiziert werden, sind unverändert als Deutsche Normen zu übernehmen.

Für diesen Norm–Entwurf ist das nationale Arbeitsgremium K 383 „Windenergieanlagen“ der DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik im DIN und VDE (www.dke.de) zuständig.

Nationaler Anhang NA (informativ)

Zusammenhang mit Europäischen und Internationalen Normen

Für den Fall einer undatierten Verweisung im normativen Text (Verweisung auf eine Norm ohne Angabe des Ausgabedatums und ohne Hinweis auf eine Abschnittsnummer, eine Tabelle, ein Bild usw.) bezieht sich die Verweisung auf die jeweils neueste gültige Ausgabe der in Bezug genommenen Norm.

Für den Fall einer datierten Verweisung im normativen Text bezieht sich die Verweisung immer auf die in Bezug genommene Ausgabe der Norm.

Eine Information über den Zusammenhang der zitierten Normen mit den entsprechenden Deutschen Normen ist in Tabelle NA.1 wiedergegeben.

Tabelle NA.1

Europäische Norm	Internationale Norm	Deutsche Norm	Klassifikation im VDE-Vorschriftenwerk
EN 60204-1:2006	IEC 60204-1:1997 ersetzt durch: IEC 60204-1:2005 mod.	DIN EN 60204-1 (VDE 0113-1):2007-06	VDE 0113-1
EN 60204-11:2000	IEC 60204-11:2000	DIN EN 60204-11 (VDE 0113-11):2001-05	VDE 0113-11
–	Normen der Reihe IEC 60364	Normen der Reihe DIN VDE 0100	VDE 0100
–	IEC 60721-2-1:1982	DIN IEC 60721-2-1:1992-07	–
EN 61000-6-1:2007	IEC 61000-6-1:1997 ersetzt durch: IEC 61000-6-1:2005	DIN EN 61000-6-1 (VDE 0839-6-1):2007-10	VDE 0839-6-1
EN 61000-6-2:2005	IEC 61000-6-2:1999 ersetzt durch: IEC 61000-6-2:2005	DIN EN 61000-6-2 (VDE 0839-6-2):2006-03	VDE 0839-6-2
EN 61000-6-4:2007	IEC 61000-6-4:1997 ersetzt durch: IEC 61000-6-4:2006	DIN EN 61000-6-4 (VDE 0839-6-4):2007-09	VDE 0839-6-4
–	IEC 61024-1:1990	–	–
–	IEC 61312-1:1995	–	–
EN 61400-1:2005	IEC 61400-1:2005	DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2006-07	VDE 0127-1
EN 61400-21:2002	IEC 61400-21:2001	DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21):2002-11	VDE 0127-21
–	IEC 61400-24:2002	–	–
–	ISO 2394:1998	–	–
–	ISO 2533:1975	DIN ISO 2533:1979-12	–
–	ISO 4354:1997	–	–
EN ISO 9001:2000	ISO 9001:2000	DIN EN ISO 9001:2000-12	–
EN ISO 19900:2002	ISO 19900:2002	DIN EN ISO 19900:2005-07	–
EN ISO 19901-1:2005	ISO 19901-1:2003 ersetzt durch: ISO 19901-1:2005	DIN EN ISO 19901-1:2006-03	–
EN ISO 19901-4:2003	ISO 19901-4:2003	DIN EN ISO 19901-4:2005-07	–
–	ISO 19902:2004	–	–
EN ISO 19903:2006	ISO 19903:2004 ersetzt durch: ISO 19903:2006	DIN EN ISO 19903:2007-04	–

Nationaler Anhang NB (informativ)

Literaturhinweise

DIN EN 60204-1 (VDE 0113-1):2007-06, *Sicherheit von Maschinen – Elektrische Ausrüstung von Maschinen – Teil 1: Allgemeine Anforderungen (IEC 60204-1:2005, modifiziert); Deutsche Fassung EN 60204-1:2006.*

DIN EN 60204-11 (VDE 0113-11):2001-05, *Sicherheit von Maschinen – Elektrische Ausrüstung von Maschinen - Teil 11: Anforderungen an Hochspannungsausrüstung für Spannungen über 1000 V Wechselspannung oder 1500 V Gleichspannung, aber nicht über 36 kV (IEC 60204-11:2000); Deutsche Fassung EN 60204-11:2000.*

DIN EN 61000-6-1 (VDE 0839-6-1):2007-10, *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 6-1: Fachgrundnormen – Störfestigkeit für Wohnbereich, Geschäfts- und Gewerbebereiche sowie Kleinbetriebe (IEC 61000-6-1:2005); Deutsche Fassung EN 61000-6-1:2007.*

DIN EN 61000-6-2 (VDE 0839-6-2):2006-03, *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 6-2: Fachgrundnormen – Störfestigkeit für Industriebereiche (IEC 61000-6-2:2005); Deutsche Fassung EN 61000-6-2:2005.*

DIN EN 61000-6-4 (VDE 0839-6-4):2007-09, *Elektromagnetische Verträglichkeit (EMV) – Teil 6-4: Fachgrundnormen – Störaussendung für Industriebereiche (IEC 61000-6-4:2006); Deutsche Fassung EN 61000-6-4:2007.*

DIN EN 61400-1 (VDE 0127-1):2006-07, *Windenergieanlagen – Teil 1: Auslegungsanforderungen (IEC 61400-1:2005); Deutsche Fassung EN 61400-1:2005.*

DIN EN 61400-21 (VDE 0127-21):2002-11, *Windenergieanlagen – Teil 21: Messung und Bewertung der Netzverträglichkeit von netzgekoppelten Windenergieanlagen (IEC 61400-21:2001); Deutsche Fassung EN 61400-21:2002.*

DIN EN ISO 9001:2000-12, *Qualitätsmanagementsysteme – Anforderungen (ISO 9001:2000-09); Dreisprachige Fassung EN ISO 9001:2000.*

DIN EN ISO 19900:2005-07, *Erdöl- und Erdgasindustrie – Allgemeine Anforderungen an Offshore-Bauwerke (ISO 19900:2002); Englische Fassung EN ISO 19900:2002.*

DIN EN ISO 19901-1:2006-03, *Erdöl- und Erdgasindustrie – Spezielle Anforderungen für Offshore-Anlagen – Teil 1: Grundsätze für die Auslegung und den Betrieb auf dem offenen Meer (ISO 19901-1:2005); Englische Fassung EN ISO 19901-1:2005.*

DIN EN ISO 19901-4:2005-07, *Erdöl- und Erdgasindustrie – Besondere Anforderungen an Offshore-Bauwerke – Teil 4: Geotechnische und Fundament-Auslegungsmerkmale (ISO 19901-4:2003); Englische Fassung EN ISO 19901-4:2003.*

DIN EN ISO 19903:2007-04, *Erdöl- und Erdgasindustrie – Feststehende Offshore-Betonkonstruktionen (ISO 19903:2006); Englische Fassung EN ISO 19903:2006.*

DIN IEC 6072-21-1:1992-07, *Elektrotechnik – Klassifizierung von Umweltbedingungen – Natürliche Einflüsse, Temperatur und Luftfeuchte; Identisch mit IEC 60721-2-1:1982 (Stand 1987).*

DIN ISO 2533:1979-12, *Normatmosphäre.*

Normen der Reihe DIN VDE 0100 (VDE 0100), *Elektrische Anlagen von Gebäuden.*

Deutsche Fassung

Windturbinen –
Teil 3: Auslegungsanforderungen für Offshore-Windturbinen

Inhalt

	Seite
Einleitung	5
1 Anwendungsbereich	6
2 Normative Verweisungen	6
3 Begriffe	7
4 Symbole und Abkürzungen	13
4.1 Symbole und Einheiten.....	14
4.2 Abkürzungen	15
5 Grundsätze	16
5.1 Allgemeines	16
5.2 Auslegungsmethoden.....	16
5.3 Sicherheitsklassen.....	17
5.4 Qualitätssicherung.....	17
5.5 Aufschriften auf der Rotor-Gondel-Baugruppe.....	18
6 Externe Bedingungen	18
6.1 Allgemeines	18
6.2 Windenergieanlagenklassen	19
6.3 Windverhältnisse	19
6.4 Meeresbedingungen.....	20
6.5 Sonstige Umweltbedingungen.....	29
6.6 Elektrische Netzzustände	30
7 Strukturauslegung	31
7.1 Allgemeines	31
7.2 Methodologie der Strukturauslegung	31
7.3 Lasten	31
7.4 Betriebsbedingungen und Auslegungslastfälle	33
7.5 Last- und Lastwirkungsberechnungen	48
7.6 Grenzzustandsanalyse der Tragfähigkeit.....	51
8 Betriebsführungs- und Sicherheitssystem	55
9 Mechanische Systeme	55
10 Elektrische Anlage	55

	Seite
11 Auslegung des Fundamentes	56
12 Bewertung der externen Bedingungen am Standort einer Offshore-Windenergieanlage	57
12.1 Allgemeines	57
12.2 Die Metocean-Datenbank	57
12.3 Bewertung der Windbedingungen	58
12.4 Bewertung von Wellen	59
12.5 Bewertung von Strömungen	60
12.6 Bewertung von Wasserstand, Gezeiten und Sturmfluten	61
12.7 Bewertung von Meereis	61
12.8 Bewertung von Bewuchs im Meerwasser	61
12.9 Bewertung der Bewegung des Meeresgrundes und von Unterspülungen	61
12.10 Bewertung der Einflüsse durch den Nachlauf benachbarter Windenergieanlagen	62
12.11 Bewertung sonstiger Umweltbedingungen	62
12.12 Bewertung von Erdbebentätigkeit	62
12.13 Bewertung von Witterungsfenstern und Ausfallzeiten durch die Witterung	62
12.14 Bewertung der elektrischen Netzzustände	63
12.15 Bewertung der Bodenverhältnisse	63
13 Montage, Installation und Errichtung	64
13.1 Allgemeines	64
13.2 Planung	65
13.3 Installationsbedingungen	65
13.4 Zugang zum Standort	65
13.5 Umweltbedingungen	66
13.6 Dokumentation	66
13.7 Annahme, Handhabung und Lagerung	66
13.8 Fundament/Verankerungssysteme	66
13.9 Montage von Offshore-Windenergieanlagen	66
13.10 Errichtung von Offshore-Windenergieanlagen	66
13.11 Befestigungselemente und Halterungen	67
13.12 Krane, Hebezeuge und Hebevorrichtungen	67
14 Inbetriebnahme, Betrieb und Wartung	67
14.1 Allgemeines	67
14.2 Auslegungsanforderungen für sicheren Betrieb, Inspektionen und Wartung	67
14.3 Anweisungen für die Inbetriebnahme	68
14.4 Handbuch für den Betreiber	69
14.5 Wartungshandbuch	71
Anhang A (informativ) Die wichtigsten Auslegungsparameter für eine Offshore-Windenergieanlage	72
A.1 Kennzeichnung der Offshore-Windenergieanlage	72
A.2 Sonstige Umweltbedingungen	74

	Seite
A.3 Grenzbedingungen für Transport, Errichtung und Wartung	74
Anhang B (informativ) Ansatz für das Wellenspektrum	75
B.1 Das Pierson-Moskowitz-Spektrum	75
B.2 Das Jonswap-Spektrum	76
B.3 Beziehung zwischen Spitzenperiode und Nulldurchgangsperiode	79
B.4 Streuung der Wellenrichtung	79
B.5 Auswirkung alternativer Frequenzeinheiten	79
B.6 Referenzdokumente	80
Anhang C (informativ) Hydrodynamik von Flachwasser und brechenden Wellen	81
C.1 Auswahl von geeigneten Wellentheorien	81
C.2 Modellierung unregelmäßiger Wellenzüge	82
C.3 Brechende Wellen	85
C.4 Referenzdokumente	87
Anhang D (informativ) Hinweise für die Berechnung hydrodynamischer Lasten	88
D.1 Morison-Gleichung	89
D.2 Beugung	90
D.3 Schlag- und Aufschlagbelastung	91
D.4 Durch Wirbel herbeigeführte Schwingungen	93
D.5 Ausrüstungsteile	95
D.6 Berechnungsverfahren	97
Anhang E (informativ) Empfehlungen für die Auslegung der tragenden Strukturen von Offshore- Windenergieanlagen unter Berücksichtigung von Eislasten	100
E.1 Einleitung	100
E.2 Allgemeines	100
E.3 Wahl der Eisdicke	101
E.4 Lastfälle	101
E.5 Anforderungen an die stochastische Simulation	108
E.6 Anforderungen an die Modellprüfung	108
E.7 Referenzdokumente	109
E.8 Datenbanken für Eisverhältnisse	109
Anhang F (informativ) Auslegung des Fundamentes für Windenergieanlagen	110
Anhang G (informativ) Statistische Extrapolation von Metocean-Betriebsparametern für die Bruchfestigkeitsanalyse	111
G.1 Anwendung von IFORM zur Bestimmung der signifikanten Wellenhöhe in 50 Jahren, die durch die mittlere Windgeschwindigkeit bedingt ist	111
G.2 Beispiele für gemeinsame Verteilungen von V und H_S und Näherungen des Umweltprofils	113
G.3 Auswahl der Dauer des Seegangs	114
G.4 Bestimmung der starken Wellenhöhe (SWH)	115
G.5 Referenzdokumente	115
Anhang H (informativ) Korrosionsschutz	116

	Seite
H.1 Allgemeines	116
H.2 Meeresumgebung	116
H.3 Merkmale des Korrosionsschutzes	117
H.4 Korrosionsschutzsysteme	117
H.5 Korrosionsschutz in der Rotor-Gondel-Baugruppe	118
H.6 Referenzdokumente	119
Anhang I (informativ) Literaturhinweise	120

Bilder

Bild 1 – Teile einer Offshore-Windenergieanlage	8
Bild 2 – Auslegungsprozess für eine Offshore-Windenergieanlage	17
Bild 3 – Definition der Wasserstände	27
Bild 4 – Die beiden Ansätze zur Berechnung der Lastannahmewirkung	53
Bild B.1 – PM-Spektrum	76
Bild B.2 – Jonswap- und PM-Spektrum für den Seegang bei einem typischen Nordseesturm	77
Bild C.1 – Auswahlendiagramm für regelmäßige Wellentheorien	81
Bild D.1 – Parameter einer brechenden Welle und eines Zylinders	92
Bild D.2 – Parameter bei Schräganströmung	92
Bild D.3 – Verteilung der maximalen Stoßkraft über der Höhe ($\gamma = 0^\circ$)	93
Bild D.4 – Verhalten von Modell und einem Zylinder natürlicher Größe bei gleichgerichteter Bewegung und bei Querstrombewegung (aus [4])	95
Bild E.1 – Koeffizienten der Eiskraft für eine Analyse der Plastizitätsgrenze (aus [6])	105
Bild E.2 – Gezahntes Lastprofil ($T_{0,1} = 1/f_N$ oder $1/f_b$)	108
Bild G.1 – Beispiel für die Konstruktion des 50-Jahres-Umweltprofils für einen Seegang mit einer Dauer von 3 h	112

Tabellen

Tabelle 1 – Auslegungslastfälle	34
Tabelle 2 – Lastannahmefälle für Meereis	48
Tabelle 3 – Teilsicherheitsbeiwerte für die Lasten γ	54
Tabelle 4 – Umrechnung zwischen extremen Windgeschwindigkeiten unterschiedlicher Mittelwertbildungszeiten	58
Tabelle C.1 – Die Konstanten h_1 und h_2 und die normierten Wellenhöhen $h_{X\%}$ als Funktion von H_{tr}	83
Tabelle C.2 – Arten brechender Wellen	87

Einleitung

Dieser Teil der IEC 61400 legt die Mindestanforderungen an die Auslegung von Offshore-Windenergieanlagen fest und stellt keine vollständige Entwurfsgrundlage oder keine Bedienungsanleitung dar.

Für die Durchführung der verschiedenen Tätigkeiten der Auslegung, Herstellung, Montage, Installation, Errichtung, Inbetriebnahme, von Betrieb und Wartung einer Offshore-Windenergieanlage und für die Einhaltung der Anforderungen der vorliegenden Norm sind mehrere unterschiedliche Gruppen zuständig. Die Aufteilung der Verantwortung zwischen diesen Gruppen muss vertraglich vereinbart werden und gehört nicht zum Anwendungsbereich dieser Norm.

Die Anforderungen dieser Norm dürfen geändert werden, wenn angemessen nachgewiesen werden kann, dass die Sicherheit des Systems nicht beeinträchtigt wird. Die Einhaltung dieser Norm entbindet keine Personen, Organisationen und Firmen von der Verantwortung der Einhaltung anderer geltender Regelungen.

1 Anwendungsbereich

Dieser Teil von IEC 61400 ist zusammen mit IEC 61400-1 anzuwenden. In diesem Teil werden zusätzliche Anforderungen an die Bewertung der externen Bedingungen am Standort einer Offshore-Windenergieanlage sowie weitere wesentliche Auslegungsanforderungen festgelegt, die die technische Integrität von Offshore-Windenergieanlagen sicherstellen. Die Einhaltung der Anforderungen dieser Norm bietet einen angemessenen Schutz gegen Beschädigung durch sämtliche Gefahren während der vorgesehenen Lebensdauer.

Diese Norm bezieht sich auf die technische Integrität der Konstruktionsteile einer Offshore-Windenergieanlage, sie betrifft aber auch Teilsysteme wie Betriebsführungs- und Schutzmechanismen, innere elektrische Systeme und mechanische Systeme.

Eine Windenergieanlage wird als Offshore-Windenergieanlage betrachtet, wenn die tragende Struktur einer hydrodynamischen Belastung ausgesetzt ist. Die in der vorliegenden Norm festgelegten Auslegungsanforderungen sind nicht notwendigerweise ausreichend zur Sicherung der technischen Integrität von schwimmenden Offshore-Windenergieanlagen.

Diese Norm sollte zusammen mit den in Abschnitt 2 aufgeführten IEC- und ISO-Normen angewendet werden. Sie stimmt vollständig mit den Anforderungen von IEC 61400-1 überein. Das Sicherheitsniveau einer nach dieser Norm konstruierten Offshore-Windenergieanlage muss das in IEC 61400-1 angegebene Niveau erreichen oder übertreffen. In einigen Abschnitten, in denen die umfassende Angabe der Anforderungen das Verständnis fördert, wurde der Text aus IEC 61400-1 aufgenommen.

2 Normative Verweisungen

Die folgenden zitierten Dokumente sind für die Anwendung dieses Dokuments erforderlich. 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).

IEC 60204-1:1997, *Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 1: General requirements*

IEC 60204-11:2000, *Safety of machinery – Electrical equipment of machines – Part 11: Requirements for HV equipment for voltages above 1 000 V a.c. or 1 500 V d.c. and not exceeding 36 kV*

IEC 60364 (alle Teile), *Electrical installations of buildings*

IEC 60721-2-1:1982, *Classification of environmental conditions – Part 2: Environmental conditions appearing in nature – Temperature and humidity*

IEC 61000-6-1:1997, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6: Generic standards – Section 1: Immunity for residential, commercial and light-industrial environments*

IEC 61000-6-2:1999, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6: Generic standards – Section 2: Immunity for industrial environments*

IEC 61000-6-4:1997, *Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 6: Generic standards – Section 4: Emission standard for industrial environments*

IEC 61024-1:1990, *Protection of structures against lightning – Part 1: General principles*

IEC 61312-1:1995, *Protection against lightning electromagnetic impulse – Part 1: General principle*

IEC 61400-1:2005, *Wind turbine generator systems – Part 1: Safety requirements*

IEC 61400-21:2001, *Wind turbine generator systems – Part 21: Measurement and assessment of power quality characteristics of grid connected wind turbines*

IEC 61400-24:2002, *Wind turbine generator systems – Part 24: Lightning protection*

ISO 2394:1998, *General principles on reliability for structures*

ISO 2533:1975, *Standard atmosphere*

ISO 4354:1997, *Wind actions on structures*

ISO 9001:2000, *Quality management systems – Requirements*

ISO 19900:2002, *General requirements for offshore structures*

ISO 19901-1:2003, *DIS: Specific requirements for offshore structures – Part 1: Metocean design and operating conditions*

ISO 19901-4:2003, *Specific requirements for offshore structures – Part 4: Geotechnical and foundation design considerations*

ISO 19902:2004, *DIS, Fixed steel offshore structures*

ISO 19903, 2004, *DIS, Fixed concrete offshore structures*

3 Begriffe

Für die Anwendung dieses Dokumentes gelten die Begriffe nach IEC 61400-1 und die folgenden Begriffe.

3.1

kodirektional

(Wind und Wellen) in die gleiche Richtung wirkend

3.2

Strömung

Wasserströmung nach einer feststehenden Einrichtung, die mit Strömungsgeschwindigkeit und Strömungsrichtung beschrieben wird

3.3

Auslegungswelle

deterministische Welle mit definierter Höhe, Periodendauer und Richtung für die Auslegung einer Offshore-Konstruktion. Für eine Auslegungswelle kann die Anwendung einer bestimmten periodischen Wellentheorie gefordert werden

3.4

Konstrukteur

Gruppe oder Gruppen, die für die Auslegung einer Offshore-Windenergieanlage verantwortlich ist (sind)

3.5

Umgebungsbedingungen

Eigenschaften der Umgebung (Wind, Wellen, Meeresströmungen, Wasserstand, Meereis, Bewuchs im Meerwasser, Unterspülung und Gesamtbewegung des Meeresgrundes, usw.), die das Verhalten der Windenergieanlage beeinflussen können

3.6

externe Bedingungen

(Windenergieanlagen) Faktoren, die den Betrieb einer Offshore-Windenergieanlage beeinflussen, einschließlich der Umgebungsbedingungen, der Bedingungen des elektrischen Netzes und anderer Klimafaktoren (Temperatur, Schnee, Eis, usw.)

3.7

extreme signifikante Wellenhöhe

erwarteter Wert der höchsten signifikanten Wellenhöhe gemittelt über 3 h mit einer jährlichen Überschreitenswahrscheinlichkeit von $1/N$ („Wiederkehrzeitraum“: N Jahre)

3.8

extreme Wellenhöhe

erwarteter Wert der höchsten Einzelwellenhöhe (im Allgemeinen die Wellenhöhe mit Nulldurchgang aufwärts) mit einer jährlichen Überschreitenswahrscheinlichkeit von $1/N$ („Wiederkehrzeitraum“: N Jahre)

3.9

festе Eisdecke

eine massive, durchgängige und feststehende Eisdecke

3.10

Luvbreite

Strecke, über die der Wind gleichbleibend mit nahezu konstanter Geschwindigkeit und Richtung über das Meer weht

3.11

Fundament

Teil der tragenden Struktur einer Offshore-Windenergieanlage, der die auf die Konstruktion wirkenden Lasten in den Meeresgrund überträgt. Im Bild 1 sind unterschiedliche Fundamentarten zusammen mit anderen Teilen einer Offshore-Windenergieanlage dargestellt

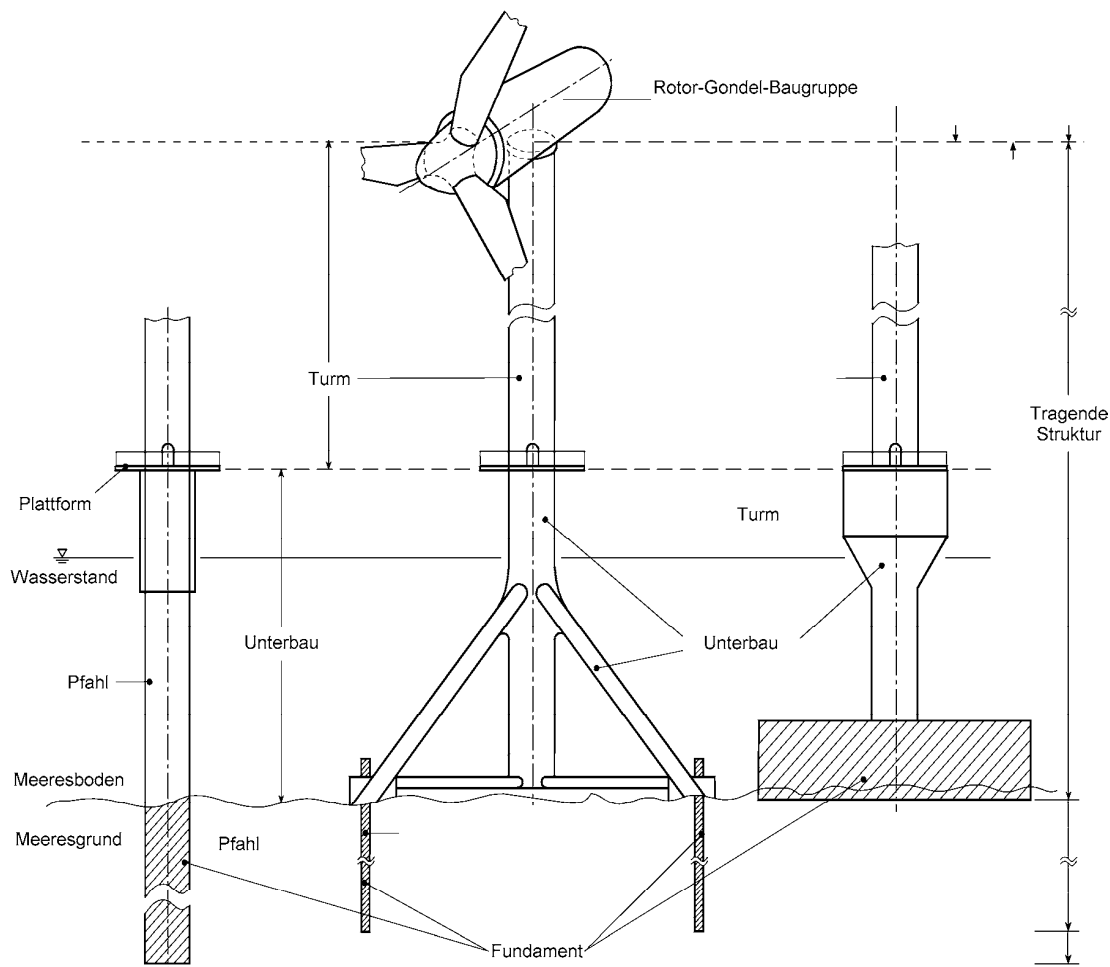


Bild 1 – Teile einer Offshore-Windenergieanlage

3.12

höchste astronomische Tide

höchster Ruhewasserstand, der bei einer Kombination astronomischer Bedingungen und bei mittleren meteorologischen Bedingungen zu erwarten ist. Sturmfluten, die vom Wetter erzeugt werden und prinzipiell unregelmäßig auftreten, überlagern die Gezeitenschwankungen, so dass insgesamt ein Ruhewasserstand oberhalb der höchsten astronomischen Tide entstehen kann

3.13

Hindcasting

Verfahren der Simulation historischer (metocean) Daten einer Region durch numerische Modellierung

3.14

Nabenhöhe (Windenergieanlagen)

Höhe des Mittelpunktes der überstrichenen Fläche des Windenergieanlagenrotors über der mittleren Meereshöhe

3.15

Höckereis

gebrochenes Eis und Eisschollen, das/die in Graten aufgedrückt werden, wenn große Eisschollen aufeinander oder auf ein massives Hindernis wie z. B. die tragende Struktur einer Windenergieanlage treffen

3.16

Eisscholle

Eisdecke mit einer Größe von einigen Metern bis mehreren Kilometern, die nicht fest an das Ufer angefroren ist und die stillsteht oder treibt

3.17

Vereisung

Aufbau einer Eisdecke oder von Raufrost an Teilen einer Offshore-Windenergieanlage, der zu zusätzlichen Lasten und/oder veränderten Eigenschaften führen kann

3.18

Lastwirkung

Wirkung einer Einzellast oder einer Lastkombination auf eine strukturelle Komponente oder ein strukturelles System wie z. B. innere Kraft, mechanische Spannung, Dehnung, Bewegung usw.

3.19

niedrigste astronomische Tide

niedrigster Ruhewasserstand, der bei einer Kombination astronomischer Bedingungen und bei mittleren meteorologischen Bedingungen zu erwarten ist. Sturmfluten, die vom Wetter erzeugt werden und prinzipiell unregelmäßig auftreten, überlagern die Gezeitenschwankungen, so dass insgesamt ein Ruhewasserstand unterhalb der niedrigsten astronomischen Tide entstehen kann

3.20

Hersteller

Gruppe oder Gruppen, die für die Herstellung und die Konstruktion einer Offshore-Windenergieanlage verantwortlich ist/sind

3.21

Meeresbedingungen

Eigenschaften der Meeresumgebung (Wellen, Meeresströmungen, Wasserstand, Meereis, Bewuchs im Meerwasser, Bewegung des Meeresgrundes und Unterspülung, usw.), die das Verhalten der Windenergieanlage beeinflussen können

3.22

Bewuchs im Meerwasser

Oberflächenschicht auf Konstruktionsteilen durch Pflanzen, Tiere und Bakterien

3.23

mittlere Meereshöhe

mittlerer Wasserstand des Meeres über einem Zeitraum, der ausreicht, um Schwankungen aufgrund von Wellen, Gezeiten und Sturmfluten auszuschließen

3.24

mittlere Nulldurchgangsperiode

mittlere Periodendauer des Nulldurchgangs (aufwärts oder abwärts) bei Seegang

3.25

metocean

Abkürzung für meteorologisch und ozeanographisch

3.26

multidirektional (Wind und/oder Wellen)

Verteilung von Richtungen

3.27

Offshore-Windenergieanlage

Windenergieanlage mit einer tragenden Struktur, die einer hydrodynamischen Belastung ausgesetzt ist

3.28

Standort einer Offshore-Windenergieanlage

Ort oder vorgesehener Ort für eine Offshore-Windenergieanlage entweder einzeln stehend oder innerhalb eines Windparks

3.29

Tiefe der Pfahlgründung

senkrechter Abstand vom Meeresboden zum Fuß des Pfahls

3.30

Energiesammelsystem (Windenergieanlage)

elektrisches System, das die Energie einer oder mehrerer Windenergieanlagen sammelt. Dazu gehören sämtliche elektrische Einrichtungen zwischen den Anschlüssen der Windenergieanlage und dem Netzanschlusspunkt. Bei Offshore-Windparks kann das Energiesammelsystem die Verbindung zur Küste umfassen

3.31

Referenzperiode

Periodendauer, während der für einen vorgegebenen stochastischen Prozess stationäre Bedingungen angenommen werden, z. B. Windgeschwindigkeit, Meereshöhe oder Verhalten

3.32

Brechung

Vorgang, bei dem die Wellenenergie infolge von Veränderungen der Wellenausbreitungsgeschwindigkeit durch Schwankungen der Wassertiefe und/oder der Strömungsgeschwindigkeit umverteilt wird

3.33

Restströmung

Strömungsanteile mit Ausnahme der Gezeitenströmung; die bedeutendste Restströmung ist oft die Sturmflutströmung

3.34

Rotor-Gondel-Baugruppe

Teil einer Offshore-Windenergieanlage, der von der tragenden Struktur gehalten wird, siehe Bild 1

3.35

Meeresboden

Grenzfläche zwischen Meer und Meeresgrund

3.36

Neigung des Meeresbodens

örtliches Gefälle des Meeresbodens z. B. im Zusammenhang mit einem Strand

3.37

Seegang

Zustand des Meeres, für den die Statistik stationär bleibt

3.38

Meeresgrund

Material unter dem Meeresboden, in dem eine tragende Struktur gegründet ist

3.39

Bewegung des Meeresgrundes

Bewegung des Meeresgrundes infolge natürlicher geologischer Vorgänge

3.40

Unterspülung

Bodenverlagerung auf dem Meeresgrund durch Strömungen und Wellen oder infolge von Konstruktionselementen, die die natürlichen Strömungsbedingungen über dem Meeresboden stören

3.41

signifikante Wellenhöhe

statistisches Maß für die Höhe einer Welle bei Seegang mit der Definition $4 \times \sigma_\eta$, dabei ist σ_η die Standardabweichung der Erhebung der Meeresoberfläche. Bei Seegang mit einem nur schmalen Wellenfrequenzband entspricht die signifikante Wellenhöhe etwa der mittleren Höhe des höchsten Drittels der Wellen mit Nulldurchgang aufwärts

3.42

Spritzwasserzone

äußerer Bereich der tragenden Struktur, der häufig durch Wellen und Gezeitenschwankungen benetzt wird. Dieser Bereich wird definiert als die Zone zwischen dem höchsten Ruhewasserstand mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr erhöht um die Wellenberghöhe einer Welle mit gleicher Höhe wie die signifikante Wellenhöhe mit einer Wiederkehrperiode von 1 Jahr und dem niedrigsten Ruhewasserstand mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr verringert um den Tiefpunkt einer Welle mit gleicher Höhe wie die signifikante Wellenhöhe mit einer Wiederkehrperiode von 1 Jahr

3.43

Ruhewasserstand

abstrakter Wasserstand, der unter Einbeziehung von Gezeiten- und Sturmflutwirkungen, aber ohne Schwankungen durch Wellen errechnet wird. Der Ruhewasserstand kann über, bei oder unter der mittleren Meereshöhe liegen

3.44

Sturmflut

unregelmäßige Bewegung des Meeres, die durch Wind und atmosphärische Druckschwankungen verursacht wird

3.45

Unterbau

Teil der tragenden Struktur einer Offshore-Windenergieanlage, die sich vom Meeresgrund nach oben erstreckt und das Fundament mit dem Turm verbindet, siehe Bild 1

3.46

tragende Struktur

Teil einer Offshore-Windenergieanlage bestehend aus Turm, Unterbau und Fundament, siehe Bild 1

3.47

Dünung

Seegang, bei dem Wellen nicht örtlich erzeugt werden sondern durch Winde entfernt vom Standort, die sich zum Standort hinbewegen

3.48

Gezeitenströmung

Strömung durch die Gezeiten

3.49

Gezeitenhub

Abstand zwischen der höchsten und der niedrigsten astronomischen Tide

3.50

Gezeiten

regelmäßige und vorhersagbare Meeresbewegungen, die durch astronomische Kräfte verursacht werden

3.51

Turm

Teil der tragenden Struktur einer Offshore-Windenergieanlage, der den Unterbau mit der Rotor-Gondel-Baugruppe verbindet, siehe Bild 1

3.52

Tsunami

lang anhaltende Meereswellen, die durch plötzliche senkrechte Bewegungen des Meeresbodens verursacht werden

3.53

unidirektional (Wind und/oder Wellen)

in eine einzige Richtung wirkend

3.54

Wassertiefe

senkrechter Abstand zwischen Meeresboden und Ruhewasserstand

ANMERKUNG Da es mehrere Möglichkeiten für den Ruhewasserstand gibt (siehe 3.42), kann es mehrere Werte für die Wassertiefe geben.

3.55

Erhebung eines Wellenberges

senkrechter Abstand zwischen dem Wellenberg einer Welle und dem Ruhewasserstand

3.56

Wellenrichtung

mittlere Richtung, aus der die Welle sich bewegt

3.57

Wellenhöhe

senkrechter Abstand zwischen dem höchsten und dem niedrigsten Punkt der Wasseroberfläche einer Einzelwelle mit Nulldurchgang aufwärts

3.58

Wellenperiode

Zeitabschnitt zwischen zwei Nulldurchgängen aufwärts, die eine Welle mit Nulldurchgang aufwärts abgrenzen

3.59

spektrale Spitzenfrequenz der Welle

Frequenz der Spitzenenergie im Wellenspektrum

3.60

Wellenspektrum

Beschreibung im Frequenzbereich der Erhebung der Meeresoberfläche bei Seegang

3.61

Steilheit der Welle

Verhältnis der Wellenhöhe zur Wellenlänge

3.62

Stillstandszeit aufgrund der Witterung

ein oder mehrere Zeiträume, in denen die Umgebungsbedingungen zu streng für die Ausführung eines bestimmten Betriebsprozesses auf dem Meer sind

3.63

Witterungsfenster

Zeitraum, in dem die Umgebungsbedingungen für die Ausführung eines bestimmten Betriebsprozesses auf dem Meer geeignet sind

3.64

Windprofil – Windgradient

mathematischer Ausdruck für die angenommene Windgeschwindigkeitsänderung mit der Höhe über der mittleren Meereshöhe

ANMERKUNG Üblicherweise werden das logarithmische Profil (Gleichung 1) oder das exponentielle Profil (Gleichung 2) verwendet.

$$V(z) = V(z_r) \cdot \frac{\ln(z / z_0)}{\ln(z_r / z_0)} \quad (1)$$

$$V(z) = V(z_r) \cdot \left(\frac{z}{z_r} \right)^\alpha \quad (2)$$

Dabei ist:

$V(z)$ die Windgeschwindigkeit in der Höhe z ;

z die Höhe über der mittleren Meereshöhe;

z_r eine Bezugshöhe über der mittleren Meereshöhe, die zur Anpassung des Windprofils verwendet wird;

z_0 die Rauigkeitslänge;

α der Höhenexponent.

3.65

Welle mit Nulldurchgang aufwärts

Teil des Zeitverlaufs der Wellenerhebung zwischen Nulldurchgängen aufwärts. Ein Nulldurchgang aufwärts tritt auf, wenn die Meeresoberfläche durch den Ruhewasserstand ansteigt (und nicht, wenn sie fällt)

4 Symbole und Abkürzungen

Für die Anwendung dieses Dokumentes gelten zusätzlich zu den Angaben in IEC 61400-1 folgende Symbole und Abkürzungen:

4.1 Symbole und Einheiten

d	Wassertiefe	[m]
f_p	spektrale Spitzenfrequenz der Welle	[s ⁻¹]
g	Erdbeschleunigung	[m/s ²]
h_N	Dicke des Meereises mit einem Wiederkehrzeitraum von N Jahren	[m]
h_m	Eisdicke, die dem langjährigen Mittelwert der jährlichen maximalen Eisdicke in Wintern mit Eisbildung entspricht	[m]
H	Höhe einer Einzelwelle	[m]
H_B	Höhe einer brechenden Welle	[m]
H_D	Auslegungshöhe einer Welle	[m]
H_N	Höhe einer Einzelwelle mit einem Wiederkehrzeitraum von N Jahren	[m]
H_s	signifikante Wellenhöhe	[m]
H_{sN}	signifikante Wellenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von N Jahren	[m]
H_{redN}	verringerte Wellenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von N Jahren	[m]
k	Wellenzahl	[-]
s	Neigung des Meeresbodens	[°]
$p(V_{hub})$	Wahrscheinlichkeitsdichtefunktion bei der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe	[-]
S_η	einseitiges Wellenspektrum	[m ² /Hz]
R_d	Auslegungswert für den Bauteilwiderstand	[-]
R_k	Kennwert für den Bauteilwiderstand	[-]
S_d	Auslegungswert für die Lastwirkung	[-]
S_k	Kennwert für die Lastwirkung	[-]
T	Wellenperiode	[s]
T_D	Auslegungswert der Wellenperiode	[s]
T_p	spektrale Spitzenperiode	[s]
T_z	mittlere Nulldurchgangsperiode der Welle	[s]
U_{ss}	Geschwindigkeit der Unterwasserströmung	[m/s]
U_w	durch Wind erzeugte Strömungsgeschwindigkeit	[m/s]
U_{bw}	Geschwindigkeit der durch brechende Wellen herbeigeführten Brandungs-	[m/s]
V_N	erwartete extreme Windgeschwindigkeit (über 10 min gemittelt) mit einem Wiederkehrzeitraum von N Jahren	[m/s]
V_{redN}	verringerte extreme Windgeschwindigkeit (über 3 s gemittelt) mit einem Wiederkehrzeitraum von N Jahren	[m/s]
η	Erhebung in Bezug auf die mittlere Meereshöhe	[m]
θ_w	Wellenrichtung	[°]
θ_{wm}	mittlere Wellenrichtung	[°]
θ_c	Strömungsrichtung	[°]
λ	Wellenlänge	[m]
σ_η	Standardabweichung der Erhebung über der Meeresoberfläche	[m]

4.2 Abkürzungen

COD	Kodirektional
CPT	Drucksondierung
DLC	Auslegungslastfall
ECD	extreme kohärente Bö mit Richtungsänderung
ECM	Extremströmungsmodell
EDC	extreme Windrichtungsänderung
EOG	extreme Betriebsbö
ESS	extremer Seegang
EWL	extreme Wellenhöhe
EWLR	extremer Wasserstandsbereich
EWM	extremes Windgeschwindigkeitsmodell
EWS	extremer Windgradient
HAT	höchste astronomische Tide
LAT	niedrigste astronomische Tide
MIC	mikrobiologisch beeinflusste Korrosion
MIS	verlagert
MSL	mittlere Meereshöhe
MUL	multidirektional
NCM	Normalströmungsmodell
NSS	normaler Seegang
NTM	normales Windturbulenzmodell
NWH	normale Wellenhöhe
NWLR	normaler Wasserstandsbereich
NWP	normales Windprofilmodell
RNA	Rotor-Gondel-Baugruppe
RWH	verringerte Wellenhöhe
RWM	verringertes Windgeschwindigkeitsmodell
SSS	starker Seegang
SWH	starke Wellenhöhe
SWL	Ruhewasserstand
UNI	unidirektional

5 Grundsätze

5.1 Allgemeines

In den nachfolgenden Abschnitten sind Anforderungen an die Auslegung und die Technik angegeben, um die Sicherheit der konstruktiven, mechanischen, elektrischen sowie der Betriebsführungssysteme einer Offshore-Windenergieanlage zu gewährleisten. Die angegebenen Anforderungen sind anwendbar auf Konstruktion, Fertigung, Errichtung und Handbücher für Betrieb und Wartung einer Offshore-Windenergieanlage und das damit verbundene Qualitätsmanagement. Darüber hinaus sind die in den unterschiedlichen Technikbereichen angewandten Sicherheitsvorschriften für die Bereiche Errichtung, Betrieb und Wartung von Offshore-Windenergieanlagen zu berücksichtigen.

5.2 Auslegungsmethoden

Diese Norm verlangt die Verwendung eines dynamischen Strukturmodells zur Ermittlung der Bemessungslasten. Mit diesem Modell müssen die Lastwirkungen für alle zutreffenden Kombinationen externer Bedingungen und Auslegungszustände nach den Abschnitten 6 bzw. 7 bestimmt werden. Ein Mindestumfang solcher Kombinationen ist in dieser Norm als Lastfälle definiert.

Die Auslegung der tragenden Struktur einer Offshore-Windenergieanlage muss auf den standortspezifischen externen Bedingungen beruhen. Diese müssen daher nach den Anforderungen in Abschnitt 12 bestimmt werden. Die Bedingungen sind in der Bemessungsgrundlage zusammenzufassen.

Für eine Rotor-Gondel-Baugruppe, die zunächst auf der Grundlage einer Standardklasse von Windenergieanlagen nach der Definition in IEC 61400-1, 6.2, ausgelegt wurde, muss nachgewiesen werden, dass die standortspezifischen externen Bedingungen auf dem Meer die konstruktive Integrität nicht beeinträchtigen. Der Nachweis muss einen Vergleich der Lasten und Auslenkungen, die für die spezifischen Standortbedingungen einer Offshore-Windenergieanlage errechnet wurden, mit den Bedingungen, die für die Anfangsauslegung berechnet wurden, umfassen, wobei eine Sicherheitsspanne einzurechnen ist und der Einfluss der Umgebung auf den Widerstand der Konstruktion und die geeignete Werkstoffauswahl zu berücksichtigen ist. Bei der Berechnung der Lasten und Auslenkungen müssen außerdem der Einfluss der standortspezifischen Bodenmerkmale auf die dynamischen Eigenschaften einer Offshore-Windenergieanlage berücksichtigt werden sowie mögliche langfristige Veränderungen dieser dynamischen Eigenschaften infolge einer Bewegung des Meeresgrundes und von Unterspülung.

Der Auslegungsprozess für eine Offshore-Windenergieanlage ist in Bild 2 dargestellt. Die Zahlen geben die Schlüsselemente des Auslegungsprozesses an und verweisen auf die zutreffenden Abschnitte in dieser Norm. Der Prozess ist iterativ und muss Last- und Lastwirkungsberechnungen für die vollständige Windenergieanlage einschließlich der tragenden Struktur und der Rotor-Gondel-Baugruppe umfassen. Die Strukturauslegung einer Offshore-Windenergieanlage kann als abgeschlossen betrachtet werden, wenn ihre konstruktive Integrität mit einer Grenzzustandsanalyse nach 7.6 nachgewiesen wurde.

Daten von Einsatzprüfungen können verwendet werden, um das Vertrauen in die berechneten Bemessungswerte zu erhöhen und das dynamische Strukturmodell und die Auslegungssituationen zu verifizieren. Hinweise für die Messung von mechanischen Lasten bei Einsatzprüfungen sind IEC 61400-13 zu entnehmen.

Die Verifikation, dass die Auslegung ausreichend ist, muss rechnerisch und/oder durch Messungen erfolgen. Wenn bei dieser Verifikation Prüfergebnisse verwendet werden, ist nachzuweisen, dass die externen Bedingungen während der Prüfung die Kennwerte und Auslegungszustände, die in dieser Norm definiert sind, widerspiegeln. Bei der Auswahl der Prüfbedingungen einschließlich der Prüflasten müssen die anzuwendenden Sicherheitsbeiwerte berücksichtigt werden.

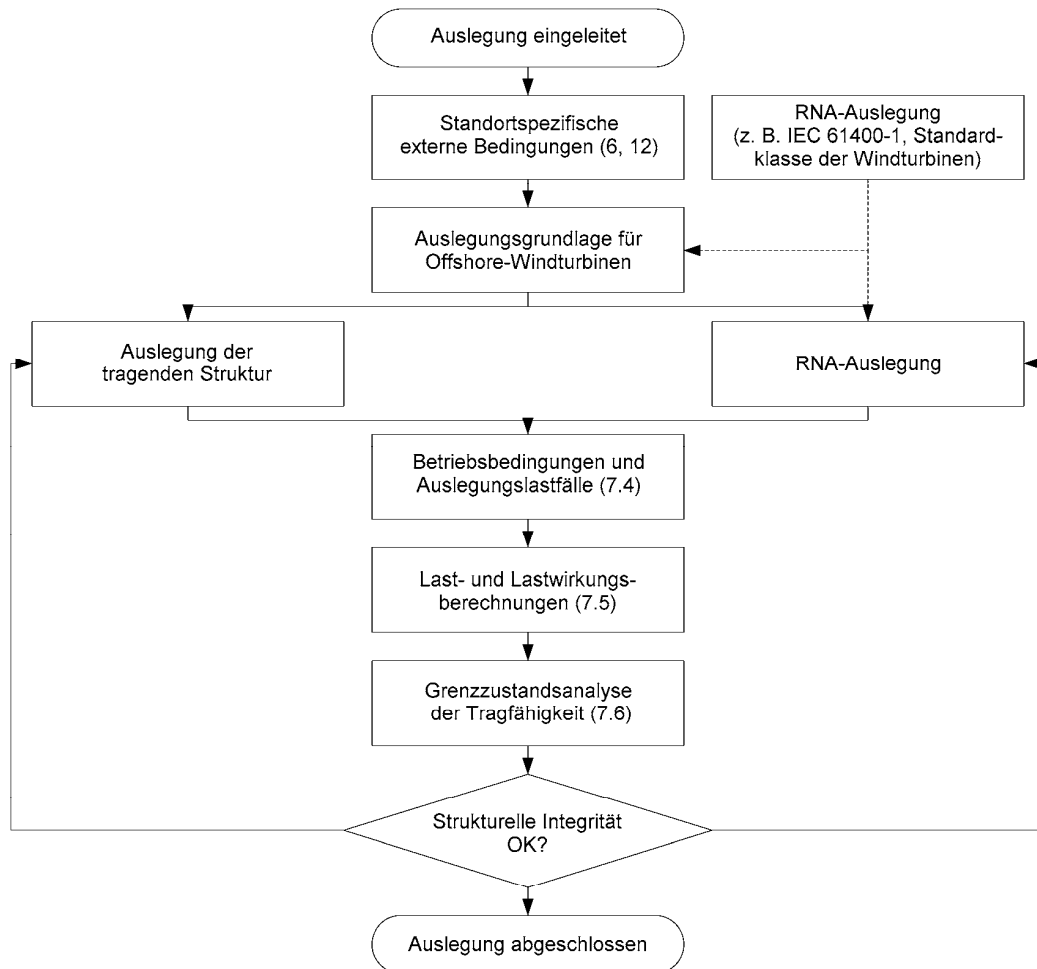


Bild 2 – Auslegungsprozess für eine Offshore-Windenergieanlage

5.3 Sicherheitsklassen

Eine Offshore-Windenergieanlage muss entsprechend einer der beiden folgenden Sicherheitsklassen ausgelegt sein:

- die Normal-Sicherheitsklasse gilt, wenn ein Ausfall zur Gefährdung von Personen oder zu wirtschaftlichen und sozialen Folgen führt;
- die Sonder-Sicherheitsklasse gilt, wenn die Sicherheitsanforderungen von örtlichen Vorschriften bestimmt und/oder zwischen Hersteller und Auftraggeber vereinbart werden.

Teilsicherheitsbeiwerte für Windenergieanlagen der Normal-Sicherheitsklasse sind in 7.6 der vorliegenden Norm festgelegt.

Teilsicherheitsbeiwerte für die Sonder-Sicherheitsklasse von Windenergieanlagen müssen zwischen Hersteller und Auftraggeber vereinbart werden. Eine Offshore-Windenergieanlage, die entsprechend der Sonder-Sicherheitsklasse ausgelegt wird, ist eine Turbine der Klasse S, wie sie in 6.2 definiert ist.

5.4 Qualitätssicherung

Die Qualitätssicherung muss integraler Bestandteil von Auslegung, Beschaffung, Fertigung, Installation Betrieb und Wartung von Offshore-Windenergieanlagen und all ihrer Komponenten sein.

Es wird empfohlen, dass das Qualitätssystem mit den Anforderungen der ISO 9001 übereinstimmt.

5.5 Aufschriften auf der Rotor-Gondel-Baugruppe

Als Mindestanforderung müssen die nachfolgenden Informationen deutlich und leserlich auf dem unveränderbar beschrifteten Typenschild der Rotor-Gondel-Baugruppe vorhanden sein:

- Hersteller und Land;
- Typenbezeichnung und Seriennummer;
- Baujahr;
- Bemessungsleistung;
- Bezugswindgeschwindigkeit, V_{ref} ;
- Betriebsbereich der Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, $V_{in} - V_{out}$;
- Umgebungstemperaturbereich für den Betrieb;
- IEC-Windenergieanlagenklasse (siehe IEC 61400-1);
- Bemessungsspannung an den Anschlussklemmen der Windenergieanlage;
- Frequenz an den Anschlussklemmen der Windenergieanlage oder Frequenzbereich, wenn dieser für den normalen Betrieb mit größer ± 2 % angegeben ist.

6 Externe Bedingungen

6.1 Allgemeines

Die in dem vorliegenden Abschnitt beschriebenen externen Bedingungen müssen bei der Auslegung einer Offshore-Windenergieanlage berücksichtigt werden.

Offshore-Windenergieanlagen sind Umweltbedingungen und elektrischen Zuständen ausgesetzt, die Belastung, Haltbarkeit und Betrieb beeinträchtigen können. Um das entsprechende Niveau an Sicherheit und Zuverlässigkeit zu gewährleisten, müssen bei der Auslegung die elektrischen Parameter sowie auch die Umwelt- und Bodenparameter berücksichtigt und in den Konstruktionsunterlagen ausführlich und eindeutig dokumentiert werden.

Die Umweltbedingungen werden weiter unterteilt in Windverhältnisse, Meeresbedingungen (Wellen, Meeresströmungen, Wasserstand, Meereis, Bewuchs im Meerwasser, Bewegung des Meeresgrundes und Unterspülung) sowie andere Umweltbedingungen. Die elektrischen Zustände beziehen sich auf Netzzustände.

Die Bodenmerkmale am Standort einschließlich zeitabhängiger Veränderungen infolge der Bewegung des Meeresgrundes, von Unterspülung und anderen Elementen der Instabilität des Meeresgrundes sind zu berücksichtigen.

Für die konstruktive Integrität der Rotor-Gondel-Baugruppe sind die Windverhältnisse die primären äußeren Einwirkungen, obwohl die Meeresbedingungen abhängig von den dynamischen Eigenschaften der tragenden Struktur in einigen Fällen auch einen bestimmten Einfluss ausüben können. Auch wenn sich bei der Auslegung der Rotor-Gondel-Baugruppe gezeigt hat, dass der Einfluss der Meeresbedingungen vernachlässigbar ist, muss unter allen Umständen die konstruktive Integrität unter Berücksichtigung der Meeresbedingungen an jedem Standort nachgewiesen werden, an dem die Offshore-Windenergieanlage letztendlich errichtet wird.

Andere Umgebungsbedingungen wie die Funktion des Betriebsführungssystems, die Dauerhaftigkeit, die Korrosion usw. beeinflussen die Auslegung ebenfalls.

Die externen Bedingungen werden in normale und extreme Bedingungen unterteilt. Die normalen externen Bedingungen betreffen im Allgemeinen wiederkehrende Belastungen der Konstruktion, während die extremen externen Bedingungen seltene äußere Auslegungsbedingungen darstellen. Die Lastannahmefälle müssen möglicherweise kritische Kombinationen dieser externen Bedingungen mit den Betriebsarten und anderen Auslegungszustände der Windenergieanlage umfassen.

In den folgenden Abschnitten werden die normalen und die extremen Bedingungen beschrieben, die bei der Auslegung zu berücksichtigen sind.

6.2 Windenergieanlagenklassen

Die bei der Auslegung zu berücksichtigenden externen Bedingungen sind vom vorgesehenen Standort oder Standorttyp einer Offshore-Windenergieanlage abhängig. In IEC 61400-1 sind die Windenergieanlagenklassen in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeit und Turbulenzparametern definiert. Das Ziel ist die Festlegung von Klassen für die meisten Anwendungsfälle auf dem Festland.

Für eine Offshore-Windenergieanlage bleibt die Definition der Windenergieanlagenklassen in Abhängigkeit von Windgeschwindigkeits- und Turbulenzparametern als Grundlage für die Auslegung der Rotor-Gondel-Baugruppe gültig.

Eine weitere Windenergieanlagenklasse, die Klasse S, ist für die Fälle definiert, in denen besondere Windverhältnisse oder externe Bedingungen vorliegen oder vom Konstrukteur und/oder Abnehmer eine besondere Sicherheitsklasse, siehe 5.3, gewünscht wird.

Zusätzlich zur extremen Windgeschwindigkeit und zur Turbulenzintensität, die die Windenergieanlagenklassen definieren, sind einige andere wichtige Parameter erforderlich – im vorliegenden Fall sind es die Meeresbedingungen – um die bei der Auslegung einer Offshore-Windenergieanlage verwendeten externen Bedingungen vollständig festzulegen. Die Werte dieser zusätzlichen Parameter sind in 6.3, 6.4, 6.5 und 6.6 angegeben.

Die Auslegungsliebensdauer muss mindestens 20 Jahre betragen.

Der Hersteller muss in den Konstruktionsunterlagen die verwendeten Modelle beschreiben und die Werte der wesentlichen Auslegungsparameter dokumentieren. Wenn die Modelle nach Abschnitt 6 angewendet werden, ist es ausreichend, die Werte der Parameter anzugeben. Die Konstruktionsunterlagen sollten die zur Information im Anhang A aufgeführten Angaben enthalten.

Die in Klammern in den Abschnittsüberschriften des verbleibenden Teils dieses Abschnitts hinzugefügten Abkürzungen werden zur Beschreibung der Windverhältnisse für die in 7.4 definierten Auslegungslastfälle verwendet.

6.3 Windverhältnisse

Eine Offshore-Windenergieanlage muss so ausgelegt sein, dass sie den Windverhältnissen, die der Auslegung zugrunde gelegt wurden, sicher standhalten kann.

Die Windbedingungen werden für Last- und Sicherheitsbetrachtungen unterteilt in normale Windverhältnisse, die im normalen Betrieb einer Offshore-Windenergieanlage häufiger als einmal im Jahr auftreten, und in extreme Windverhältnisse, die mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr oder von 50 Jahren definiert sind.

Die Auslegung der tragenden Struktur einer Offshore-Windenergieanlage muss auf den Windverhältnissen beruhen, die für den Standort der Offshore-Windenergieanlage repräsentativ sind, und diese müssen nach den Anforderungen im Abschnitt 12 bewertet werden.

Die für die Auslegung der Rotor-Gondel-Baugruppe angenommenen Windverhältnisse können standortspezifisch sein oder nach den Modellen und Parameterwerten, die in IEC 61400-1 festgelegt sind, definiert werden, obwohl im letzteren Fall im Anschluss nachgewiesen werden muss, dass die standortspezifischen externen Bedingungen die konstruktive Integrität nicht beeinträchtigen. Wenn die in IEC 61400-1 festgelegten Windverhältnisse als Auslegungsgrundlage für die Rotor-Gondel-Baugruppe verwendet werden, können folgende Ausnahmen für die Modelle und Parameterwerte angenommen werden:

- die mittlere Schräganströmung in Bezug auf die waagerechte Ebene ist Null;

- das Windprofil $V(z)$ bezeichnet die mittlere Windgeschwindigkeit als Funktion der Höhe z über dem Ruhewasserstand. Für die Standard-Windenergieanlagenklassen wird das normale Windgeschwindigkeitsprofil mit der folgenden Exponentialfunktion angegeben:

$$V(z) = V_{\text{hub}} (z/z_{\text{hub}})^{\alpha} \quad (3)$$

bei normalen Windbedingungen ist der Exponent der Exponentialfunktion $\alpha = 0,14$.

- für das stationäre Extremwindmodell wird die extreme Windgeschwindigkeit V_{e50} mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren als Funktion der Höhe z mit folgender Gleichung berechnet:

$$V_{e50}(z) = 1,3 V_{\text{ref}} (z/z_{\text{hub}})^{0,11} \quad (4)$$

Das Auftreten der über drei Sekunden gemittelten extremen Windgeschwindigkeit (V_{e50} , V_{e1}) und der extremen Wellenhöhe (H_{50} , H_1) werden als nicht im Zusammenhang stehend angenommen und ihre Kombination ist als niedrig einzuschätzen. Die folgenden verringerten extremen Windgeschwindigkeiten (RWM) sind deshalb in Kombination mit den extremen Wellenhöhen anzuwenden:

$$V_{\text{red}50}(z) = 1,1 V_{\text{ref}} (z/z_{\text{hub}})^{0,11} \quad (5)$$

und

$$V_{\text{red}1}(z) = 0,8 V_{\text{red}50}(z) \quad (6)$$

6.4 Meeresbedingungen

Eine Offshore-Windenergieanlage muss so ausgelegt sein, dass sie sicher den als Auslegungsgrundlage angenommenen Meeresbedingungen standhält. Zu den in diesem Abschnitt beschriebenen Meeresbedingungen gehören Wellen, Meeresströmungen, Wasserstand, Meereis, Bewuchs im Meerwasser, Unterspülung und Bewegung des Meeresgrundes. Andere externe Bedingungen, die sich auf die Offshore-Umgebung beziehen, sind in 6.5 definiert.

Die Auslegung der tragenden Struktur einer Offshore-Windenergieanlage muss auf den Umgebungsbedingungen einschließlich den Meeresbedingungen beruhen, die für den Standort der Offshore-Windenergieanlage repräsentativ sind.

Der Konstrukteur muss den Einfluss der Meeresbedingungen auf die Rotor-Gondel-Baugruppe untersuchen. In den meisten Fällen wird die Rotor-Gondel-Baugruppe einer Offshore-Windenergieanlage nicht für einen bestimmten Standort ausgelegt, sondern ist für einen großen Bereich von Meeresumgebungen geeignet. Der Konstrukteur kann daher grundlegende Meeresbedingungen annehmen, die die Umwelt wenigstens so streng widerspiegeln, wie sie für den Einsatz der Windenergieanlage erwartet werden. Abhängig von den dynamischen Eigenschaften der tragenden Struktur und den angenommen Meeresbedingungen für die Auslegung kann der Konstrukteur in bestimmten Fällen mit einer geeigneten Analyse nachweisen, dass die Meeresumgebung einen vernachlässigbaren Einfluss auf die konstruktive Integrität der Rotor-Gondel-Baugruppe besitzt.

Die Meeresbedingungen werden für Last- und Sicherheitsbetrachtungen unterteilt in normale Meeresbedingungen, die beim normalen Betrieb einer Offshore-Windenergieanlage häufiger als einmal im Jahr auftreten, und in extreme Meeresbedingungen, die mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr oder von 50 Jahren definiert sind¹⁾.

¹⁾ Der normale Wasserstandsbereich ist in dieser Norm jedoch als Schwankung des Wasserstandes mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr definiert, siehe 6.4.3.1.

6.4.1 Wellen

Wellen besitzen eine unregelmäßige Form, schwanken in Höhe, Länge und Ausbreitungsgeschwindigkeit und können sich einer Offshore-Windenergieanlage gleichzeitig aus mehreren Richtungen nähern. Die realen Merkmale des Meeres werden am besten widergespiegelt, indem der Seegang mit einem stochastischen Wellenmodell beschrieben wird. Das stochastische Wellenmodell modelliert den Seegang als Überlagerung von vielen kleinen einzelnen Frequenzanteilen, von denen jeder eine periodische Welle mit ihrer eigenen Amplitude, Frequenz und Ausbreitungsrichtung ist; die Anteile besitzen zufällige Phasenbeziehungen zueinander. Ein Auslegungs-Seegang muss mit einem Wellenspektrum S_{η} zusammen mit der signifikanten Wellenhöhe H_s , einer spektralen Spitzenperiode T_p und einer mittleren Wellenrichtung θ_{wm} beschrieben werden. Gegebenenfalls kann das Wellenspektrum um eine Richtungsstreuungsfunktion ergänzt werden. Anhang B enthält Gleichungen für Standard-Wellenspektren.

Bei einigen Anwendungen können für die Auslegung als Abstraktion für einen realen Seegang periodische oder regelmäßige Wellen benutzt werden. Eine deterministische Auslegungswelle muss durch die Höhe, die Periodendauer und die Richtung festgelegt sein.

Für die Auslegung einer Offshore-Windenergieanlage muss die Wechselbeziehung zwischen Windverhältnissen und Wellen berücksichtigt werden. Diese Wechselbeziehung ist als gemeinsame Langzeit-Wahrscheinlichkeitsverteilung der folgenden Parameter zu betrachten:

- mittlere Windgeschwindigkeit V ;
- signifikante Wellenhöhe H_s ;
- spektrale Spitzenperiode T_p .

Die gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung dieser Parameter wird durch örtliche Standortbedingungen wie Luvbreite, Wassertiefe, Topografie des Meeresbodens usw. bestimmt. Die Verteilung muss folglich anhand ausreichend langer Messungen ermittelt werden, die gegebenenfalls durch numerische Hindcast-Techniken unterstützt werden, siehe 12.4.

Die Wechselbeziehung zwischen normalen Windverhältnissen und Wellen kann auch eine Betrachtung der mittleren Windrichtung und der mittleren Wellenrichtung einbeziehen. Die Verteilungen von Wind- und Wellenrichtung (multidirektional) können in einigen Fällen wesentlichen Einfluss auf die Lasten besitzen, die auf die tragende Struktur wirken. Die Bedeutung dieses Einflusses ist abhängig von der Art und Weise der Wind- und Wellenbündelung und vom Ausmaß der Achsensymmetrie der tragenden Struktur. In einigen Fällen kann der Konstrukteur durch eine geeignete Analyse nachweisen, dass die konservative Annahme zulässig ist, dass Wind und Wellen in die gleiche Richtung ausgerichtet sind (kodirektional) und aus einer einzigen ungünstigsten Richtung (unidirektional) wirken. Diese Annahmen für die Wind- und Wellenrichtungen werden in 7.4 für jeden Lastannahmefall betrachtet.

Wird ein Versatz von Wind und Wellen betrachtet, muss besonders darauf geachtet werden, dass die Richtungsdaten und die Modellierungsverfahren für die Windenergieanlage zuverlässig sind, siehe 7.5.

Nachfolgend werden Wellenmodelle sowohl als stochastische Darstellungen des Seegangs als auch als regelmäßige Auslegungswellen definiert. Die stochastischen Seegangmodelle beruhen auf einem Wellenspektrum, das für den erwarteten Standort der Offshore-Windenergieanlage geeignet ist.

6.4.1.1 Normaler Seegang (NSS)

Die signifikante Wellenhöhe, die spektrale Spitzenperiode und die Richtung für jeden normalen Seegang müssen zusammen mit der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit auf der Grundlage einer gemeinsamen Langzeit-Wahrscheinlichkeitsverteilung der Metocean-Parameter am entsprechenden Standort ausgewählt werden.

Bei Berechnungen der Betriebsfestigkeit muss der Konstrukteur sicherstellen, dass Anzahl und Auflösung der betrachteten normalen Seegänge ausreichen, um schwere Beeinträchtigungen der Betriebsfestigkeit zu berücksichtigen, die mit der gesamten Langzeitverteilung der Metocean-Parametern verbunden sind.

Für Tragfähigkeitsberechnungen müssen die normalen Seegänge mit Ausnahme der Beschreibung in 7.4.1 die Seegänge sein, die durch den erwarteten Wert der signifikanten Wellenhöhe H_s charakterisiert werden und die von einem gegebenen Wert der mittleren Windgeschwindigkeit abhängen. Der Konstrukteur muss den Bereich der spektralen Spitzenperiode T_p in Betracht ziehen, der für jede signifikante Wellenhöhe zutrifft. Auslegungsberechnungen müssen auf der Grundlage von Werten der spektralen Spitzenperiode erfolgen, die die höchsten Lasten ergeben, die auf die Offshore-Windenergieanlage wirken.

6.4.1.2 Normale Wellenhöhe (NWH)

Es wird angenommen, dass die Höhe der normalen deterministischen Auslegungswelle H_{NWH} gleich dem erwarteten Wert der signifikanten Wellenhöhe, konditioniert auf einen gegebenen Wert der mittleren Windgeschwindigkeit $H_{s,NSS}$, ist.

Der Konstrukteur muss den Bereich der Wellenperiode T berücksichtigen, der jeder normalen Wellenhöhe entspricht. Es wird angenommen, dass die zusammen mit den normalen Wellenhöhen verwendeten Wellenperioden innerhalb des Bereiches liegen, der durch die folgende Gleichung angegeben wird:

$$11,1\sqrt{H_{s,NSS}(V)/g} \leq T \leq 14,3\sqrt{H_{s,NSS}(V)/g} \quad (7)$$

Bei Auslegungsberechnungen auf der Grundlage von NWH müssen Werte der Wellenperiode innerhalb des Bereiches²⁾ angenommen werden, der die höchsten Lasten ergibt, die auf die Offshore-Windenergieanlage wirken.

6.4.1.3 Starker Seegang (SSS)

Für die Tragfähigkeitsberechnung einer Offshore-Windenergieanlage im Produktionsbetrieb muss das stochastische Modell für starken Seegang zusammen mit normalen Windverhältnissen benutzt werden. Das stochastische Modell für starken Seegang verbindet starken Seegang mit jeder mittleren Windgeschwindigkeit in dem Bereich, der dem Produktionsbetrieb entspricht. Die signifikante Wellenhöhe $H_{s,SSS}(V)$ für jeden starken Seegang muss generell durch Extrapolation der entsprechenden standortspezifischen Metocean-Daten so extrapoliert werden, dass die Kombination aus signifikanter Wellenhöhe und mittlerer Windgeschwindigkeit einen Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren aufweist³⁾. Für alle mittleren Windgeschwindigkeiten darf die nicht bedingte extreme signifikante Wellenhöhe H_{s50} mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren als konservativer Wert für $H_{s,SSS}(V)$ benutzt werden.

Der Konstrukteur muss den Bereich der spektralen Spitzenperiode T_p berücksichtigen, der zu jeder signifikanten Wellenhöhe gehört. Innerhalb dieses Bereiches müssen die Auslegungsberechnungen auf Werten der spektralen Spitzenperiode beruhen, die die höchsten Lasten ergeben, die auf die Offshore-Windenergieanlage wirken.

6.4.1.4 Starke Wellenhöhe (SWH)

Für die Tragfähigkeitsberechnung einer Offshore-Windenergieanlage im Produktionsbetrieb muss die deterministische starke Auslegungswelle zusammen mit normalen Windbedingungen in Betracht gezogen werden. Das Modell für die starke Wellenhöhe verbindet eine starke Wellenhöhe mit jeder mittleren Windgeschwindigkeit in dem Bereich, der dem Produktionsbetrieb entspricht. Die starke Wellenhöhe $H_{SWH}(V)$ muss generell durch Extrapolation der entsprechenden standortspezifischen Metocean-Daten extrapoliert werden, so dass die Kombination der signifikanten Wellenhöhe und der mittleren

²⁾ Die Wellenperiode besitzt einen tiefenabhängigen unteren Grenzwert, der aus der Höhengrenze einer brechenden Welle berechnet wird, siehe Anhang C.

³⁾ Es wird empfohlen, dass die Extrapolation der Metocean-Daten mit der so genannten „Inverse First Order Reliability Method“ (IFORM) durchgeführt wird. Dieses Verfahren wird in Anhang H beschrieben, in dem auch Hinweise gegeben werden, wie $H_{s,SSS}(V)$ aus standortspezifischen Umgebungsbedingungen ermittelt wird.

Windgeschwindigkeit einen Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren aufweist⁴⁾. Für alle mittleren Windgeschwindigkeiten darf die nicht bedingte extreme Wellenhöhe H_{50} mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren als konservativer Wert für $H_{SWH}(V)$ benutzt werden.

Der Konstrukteur muss den Bereich der Wellenperiode T berücksichtigen, der jeder starken Wellenhöhe entspricht. Es wird angenommen, dass die zusammen mit den starken Wellenhöhen verwendeten Wellenperioden innerhalb des Bereiches liegen, der durch die folgende Gleichung angegeben wird:

$$11,1\sqrt{H_{s,SSS}(V)/g} \leq T \leq 14,3\sqrt{H_{s,SSS}(V)/g} \quad (8)$$

Bei Auslegungsberechnungen auf der Grundlage von SWH müssen Werte von Wellenperioden innerhalb des Bereiches angenommen werden, der die höchsten Lasten ergibt, die auf die Offshore-Windenergieanlage wirken.

6.4.1.5 Extremer Seegang (ESS)

Die extreme signifikante Wellenhöhe H_{s50} mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren und die extreme signifikante Wellenhöhe H_{s1} mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr müssen beide mit dem stochastischen Modell für extremen Seegang betrachtet werden. Die Werte für H_{s50} und H_{s1} müssen mit einer Analyse der entsprechenden Messungen und/oder Hindcast-Daten für den Standort der Offshore-Windenergieanlage ermittelt werden, siehe 12.4. Der Konstrukteur muss den Bereich der spektralen Spitzenperiode T_p berücksichtigen, der für H_{s50} bzw. H_{s1} gilt. Die Auslegungsberechnungen müssen auf Werten der spektralen Spitzenperiode beruhen, die die höchsten wirkenden Lasten auf die Offshore-Windenergieanlage ergeben.

Liegen keine Angaben zur Festlegung der gemeinsamen Langzeit-Wahrscheinlichkeitsverteilung von extremem Wind und extremen Wellen vor, muss angenommen werden, dass der 10-min-Mittelwert der extremen Windgeschwindigkeit mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren während des extremen Seegangs mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren auftritt. Die gleiche Annahme gilt bezüglich der Kombination der extremen 10-min-Windgeschwindigkeit und des extremen 3-h-Seegangs jeweils mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr.

6.4.1.6 Extreme Wellenhöhe (EWH)

Die extreme Wellenhöhe H_{50} mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren und die extreme Wellenhöhe H_1 mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr müssen beide mit der extremen deterministischen Auslegungswelle betrachtet werden. Die Werte für H_{50} , H_1 und die zugehörigen Wellenperioden können mit einer Analyse der entsprechenden Messungen für den Standort der Offshore-Windenergieanlage ermittelt werden, siehe 12.4. Alternativ kann bei Annahme einer Rayleigh-Verteilung der Wellenhöhen angenommen werden, dass gilt:

$$H_{50} = 1,86 H_{s50} \quad (9)$$

und

$$H_1 = 1,86 H_{s1} \quad (10)$$

Dabei sind die signifikanten Wellenhöhen H_{s50} und H_{s1} Werte für eine 3-h-Referenzperiode.

Es wird angenommen, dass die zusammen mit diesen extremen Wellenhöhen verwendete Wellenperiode dann innerhalb des Bereiches liegt, der mit der folgenden Gleichung beschrieben wird:

⁴⁾ Wie beim Modell für schweren Seegang, siehe 6.4.1.3, wird empfohlen, das im Anhang H beschriebene IFORM zu benutzen, wo auch Hinweise gegeben werden, wie $H_{SWH}(V)$ aus $H_{s,SSS}(V)$ ermittelt werden.

$$11,1\sqrt{H_{s,ESS}(V)/g} \leq T \leq 14,3\sqrt{H_{s,ESS}(V)/g} \quad (11)$$

Bei Auslegungsberechnungen auf der Grundlage von EWH müssen Werte der Wellenperiode innerhalb des Bereiches angenommen werden, der die höchsten Lasten ergibt, die auf die Offshore-Windenergieanlage wirken.

Bei Standorten im Flachwasser müssen die extremen Wellenhöhen H_{50} , H_1 und die zugehörigen Wellenperioden anhand einer Untersuchung der entsprechenden standortspezifischen Messungen ermittelt werden. Liegen solche Messungen nicht vor, muss angenommen werden, dass H_{50} und H_1 gleich der Höhe brechender Wellen sind, wobei die letzteren Werte kleiner sind als die Werte, die für H_{50} und H_1 aus der Rayleigh-Verteilung ermittelt wurden. Anhang C enthält Hinweise zur Ermittlung der Art und der Größe brechender Wellen auf der Grundlage von Standortbedingungen. Dieser informative Anhang enthält auch ein empirisches Modell der Verteilung der Wellenhöhen auf Sandbänken.

6.4.1.7 Verringerte Wellenhöhe (RWH)

Die verringerte Wellenhöhe H_{red50} mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren und die verringerte Wellenhöhe H_{red1} mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr müssen beide mit der verringerten deterministischen Auslegungswelle betrachtet werden. Die Werte für H_{red50} und H_{red1} müssen so bestimmt werden, dass das gleichzeitige Zusammentreffen mit der über drei Sekunden gemittelten extremen Windgeschwindigkeit (V_{e50} , V_{e1}) die gleiche Auftretenswahrscheinlichkeit besitzt wie das Zusammentreffen der extremen Wellenhöhe (H_{50} , H_1) und der verringerten extremen Windgeschwindigkeit (V_{red50} , V_{red1}).

Die Werte für H_{red50} , H_{red1} und die zugehörigen Wellenperioden können mit einer Analyse der entsprechenden Messungen für den Standort der Offshore-Windenergieanlage ermittelt werden, siehe 12.4. Alternativ kann bei Annahme einer Rayleigh-Verteilung der Wellenhöhen angenommen werden, dass gilt:

$$H_{red50} = 1,1 H_{s50} \quad (12)$$

und

$$H_{red1} = 1,1 H_{s1} \quad (13)$$

Dabei sind die signifikanten Wellenhöhen H_{s50} und H_{s1} Werte für eine 3-h-Referenzperiode.

Diese Beziehungen wurden aus der Betrachtung der gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsstatistik der stochastischen Schwankungen der Windgeschwindigkeit aus dem 10-min-Mittelwert und der Schwankung der einzelnen Wellenhöhen abgeleitet. Bei der Ableitung wurden eine Gaußsche Wahrscheinlichkeitsverteilung der Windgeschwindigkeitsschwankungen und eine Rayleigh-Verteilung der Wellenhöhen angenommen. Die Rayleigh-Verteilung der Wellenhöhen ist für Standorte im Flachwasser aufgrund des Auftretens von brechenden Wellen möglicherweise nicht gültig. Bei Standorten im Flachwasser müssen die verringerten Wellenhöhen H_{red50} , H_{red1} und die zugehörigen Wellenperioden mit entsprechenden standortspezifischen Messungen ermittelt werden. Liegen derartige Messungen nicht vor, muss angenommen werden, dass H_{red50} und H_{red1} gleich der Höhe brechender Wellen sind, wobei die letzteren Werte kleiner sind als die Werte, die für H_{red50} und H_{red1} aus der Rayleigh-Verteilung ermittelt wurden. Ein empirisches Modell der Verteilung der Wellenhöhen auf Sandbänken wird in Anhang C dargestellt.

6.4.1.8 Brechende Wellen

Bei der Auslegung einer Offshore-Windenergieanlage muss der Einfluss brechender Wellen bewertet werden. Brechende Wellen werden eingeteilt in Schwallbrecher, Sturzbrecher oder Reflexionsbrecher, wobei die ersten beiden Arten für Standorte zutreffen, die für Offshore-Windenergieanlagen geeignet sind. Ob es sich bei einem Brecher um einen Schwallbrecher oder einen Sturzbrecher handelt, hängt von Wassertiefe, Neigung des Meeresbodens und Wellenperiode ab.

Anhang C enthält Hinweise bezüglich der Hydrodynamik der Flachwasserzone und des Einflusses standort-spezifischer Kennwerte auf das Wesen und die Maße brechender Wellen. Anhang D enthält eine Anleitung zur Berechnung der Belastung der tragenden Struktur einer Offshore-Windenergieanlage, die durch eine brechende Welle verursacht wird.

6.4.2 Meeresströmungen

Obwohl Meeresströmungen prinzipiell räumlich und zeitlich veränderlich sind, werden sie im Allgemeinen als ein horizontal gleichförmiges Strömungsfeld mit konstanter Geschwindigkeit und Richtung betrachtet, welches nur in Abhängigkeit von der Tiefe schwankt. Die folgenden Geschwindigkeitskomponenten der Meeresströmung sind in Betracht zu ziehen:

- Unterwasserströmungen, die durch Gezeiten, Sturmfluten und Luftdruckschwankungen usw. erzeugt werden;
- durch Wind erzeugte, oberflächennahe Strömungen;
- küstennahe, durch Wellen herbeigeführte Brandungsströmungen parallel zum Ufer.

Die Gesamtgeschwindigkeit der Strömung ist die Vektorsumme dieser Komponenten. Durch Wellen herbeigeführte Geschwindigkeiten der Wasserteilchen und Strömungsgeschwindigkeiten müssen vektoriell addiert werden. Der Einfluss von Meeresströmungen auf die Beziehung zwischen Wellenlänge und Wellenperiode ist im Allgemeinen klein und kann daher vernachlässigt werden.

Der Einfluss von Meeresströmungen auf die hydrodynamische Betriebsfestigkeit einer Offshore-Windenergieanlage kann unbedeutend sein, wenn die gesamte Strömungsgeschwindigkeit im Vergleich zu der durch Wellen herbeigeführte Geschwindigkeit der Wasserteilchen im Wellenberg klein ist und wenn wahrscheinlich keine Schwingungen der tragenden Struktur infolge von Wirbelablösungen oder treibenden Eisschollen auftreten. Der Konstrukteur muss mit einer entsprechenden Auswertung der standortspezifischen Daten feststellen, ob Meeresströmungen bei der Berechnung von Ermüdungsbeanspruchungen vernachlässigt werden können.

6.4.2.1 Unterwasserströmungen

Das Profil von Unterwasserströmungen kann durch eine einfache Exponentialfunktion der Wassertiefe d angegeben werden, dabei wird die Strömungsgeschwindigkeit $U_{ss}(z)$ als Funktion der Höhe z über SWL definiert mit:

$$U_{ss}(z) = U_{ss}(0) \cdot [(z + d)/d]^{1/7} \quad (14)$$

Die 1-Jahres- und 50-Jahres-Wiederkehrwerte der Geschwindigkeit der Meeresoberfläche $U_{ss}(0)$ können aus einer Analyse der entsprechenden Messungen am Standort einer Offshore-Windenergieanlage ermittelt werden, siehe 12.5.

Im Allgemeinen ist die Annahme zulässig, dass die Unterwasserströmungen mit der Wellenrichtung ausgerichtet sind.

6.4.2.2 Durch Wind erzeugte oberflächennahe Strömungen

Durch Wind erzeugte Strömungen können als lineare Verteilung der Geschwindigkeit $U_w(z)$ angegeben werden, die sich durch Absenkung der Oberflächengeschwindigkeit $U_w(0)$ auf Null in einer Tiefe von 20 m unter SWL ergibt:

$$U_w(z) = U_w(0) \cdot (1 + z/20) \quad (15)$$

An Standorten mit einer Wassertiefe von weniger als 20 m ist die durch Wind erzeugte Strömungsgeschwindigkeit am Meeresboden verschieden von Null.

E DIN EN 61400-3 (VDE 0127-3):2008-02
prEN 61400-3:2007

Es kann angenommen werden, dass die durch Wind erzeugte Strömungsgeschwindigkeit an der Meeresoberfläche mit der Windrichtung ausgerichtet ist, und sie kann ermittelt werden nach:

$$U_w(0) = 0,01 V_{1\text{-Stunde}}(z = 10 \text{ m}) \quad (16)$$

Dabei ist $V_{1\text{-Stunde}}(z = 10 \text{ m})$ definiert als der Mittelwert der Windgeschwindigkeit über 1 h in einer Höhe von 10 m über SWL.

Die 1-Jahres- und 50-Jahres-Wiederkehrwerte von $V_{1\text{-Stunde}}(z = 10 \text{ m})$ können aus einer Analyse der entsprechenden Messungen am Standort einer Offshore-Windenergieanlage ermittelt werden. Diese Windgeschwindigkeiten können in Gleichung (16) dazu benutzt werden, die 1-Jahres- und 50-Jahres-Wiederkehrwerte der durch Wind erzeugten Strömungsgeschwindigkeit an der Meersoberfläche zu ermitteln.

6.4.2.3 Durch brechende Wellen herbeigeführte Brandungsströmungen

Wenn sich eine Offshore-Windenergieanlage in einer küstennahen Zone mit brechenden Wellen befindet, müssen Brandungsströmungen in Betracht gezogen werden, die durch Scherkräfte brechender Wellen hervorgerufen werden.

Die Größe von Brandungsströmungen, die durch brechende Wellen herbeigeführt werden, kann mit einem geeigneten numerischen Modell (z. B. Boussinesq) ermittelt werden, wobei die vollständig gekoppelte Kinetik von Wellen und Strömung zu berücksichtigen ist. Für küstennahe Brandungsströmungen mit einer Richtung parallel zur Küstenlinie kann jedoch die Auslegungsgeschwindigkeit U_{bw} an Orten mit brechenden Wellen ermittelt werden mit:

$$U_{bw} = 2s \cdot \sqrt{gH_B} \quad (17)$$

Dabei ist H_B die Höhe der brechenden Welle, s ist die Neigung des Meeresbodens und g ist die Erdbeschleunigung. Die Höhe der brechenden Welle kann aufgrund von Standortkennwerten nach Anhang C ermittelt werden.

6.4.2.4 Normalströmungsmodell (NCM)

Das Normalströmungsmodell ist definiert als entsprechende standortspezifische Kombination der durch Wind erzeugten Strömungen und der durch brechende Wellen herbeigeführten Brandungsströmungen (soweit vorhanden) zusammen mit normalen Wellenbedingungen. Unterwasserströmungen sind beim Normalströmungsmodell ausgeschlossen.

Das Normalströmungsmodell wird für Tragfähigkeitsfälle mit normalen und starken Wellenbedingungen (NSS, NWH, SSS, SWH) angenommen, und die Geschwindigkeit der durch Wind erzeugten Strömungen kann für jeden Lastfall aus der entsprechenden mittleren Windgeschwindigkeit ermittelt werden, siehe 6.4.2.2.

6.4.2.5 Extremströmungsmodell (ECM)

Das Extremströmungsmodell ist definiert als entsprechende standortspezifische Kombination der Unterwasserströmungen, der durch Wind erzeugten Strömungen und der durch brechende Wellen herbeigeführten Brandungsströmungen (soweit vorhanden) mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr und von 50 Jahren.

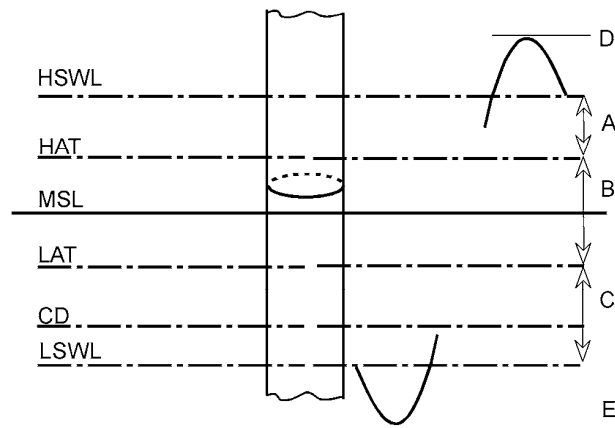
Das Extremströmungsmodell wird für die Tragfähigkeitsfälle mit extremen oder verringerten Wellenbedingungen (ESS, EWH, RWH) angenommen. Für diese Lastfälle werden Meeresströmungen mit dem gleichen Wiederkehrzeitraum wie die Wellen angenommen.

6.4.3 Wasserstand

Für die Berechnung der hydrodynamischen Belastung einer Offshore-Windenergieanlage muss die Schwankung des Wasserstandes (falls dieser beträchtlich ist) am Standort berücksichtigt werden. Für Tragfähigkeitsfälle bei normalen Wellenbedingungen (NSS, NWH) kann jedoch mit den in 6.4.3.1

angegebenen Ausnahmen ein konstanter Wasserstand in Höhe der mittleren Meereshöhe (MSL) angenommen werden.

In Bild 3 sind unterschiedliche Wasserstände dargestellt.



HSWL	höchster Ruhewasserstand
HAT	höchste astronomische Tide
MSL	mittlere Meereshöhe
LAT	niedrigste astronomische Tide
CD	Seekartennull (oft gleich LAT)
LSWL	niedrigster Ruhewasserstand
A	positive Sturmflut
B	Gezeitenhub
C	negative Sturmflut
D	höchste Erhebung des Wellenberges
E	geringste Erhebung des Wellentals

Bild 3 – Definition der Wasserstände

6.4.3.1 Normaler Wasserstandsbereich (NRWL)

Als normaler Wasserstandsbereich wird die Schwankung des Wasserstandes mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr angenommen. Wenn keine standortspezifischen Daten zur Charakterisierung der Langzeit-Wahrscheinlichkeitsverteilung des Wasserstandes vorliegen, kann angenommen werden, dass der normale Wasserstandsbereich gleich der Schwankung zwischen der höchsten astronomischen Tide (HAT) und der niedrigsten astronomischen Tide (LAT) ist.

Der NWLR gilt für die Betriebsfestigkeits- und Tragfähigkeitsfälle, für die das normale Seegangmodell (NSS) auf der Grundlage der gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsverteilung der Seegangbedingungen und der Windgeschwindigkeit (H_s , T_p , V_{hub}) gilt. Der NWLR-Bereich muss auch angenommen werden bei Tragfähigkeitsfällen in Verbindung mit:

- den Modellen für starken Seegang (SSS) und starke Wellenhöhe (SWH);
- Wellenbedingungen mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr.

Tragfähigkeitsberechnungen müssen entweder mit dem Wasserstand innerhalb des NWLR durchgeführt werden, wodurch sich die höchsten Belastungen ergeben, oder durch entsprechende Untersuchung der Wahrscheinlichkeitsverteilung der Wasserstände innerhalb des NWLR.

Bei Traglastfällen in Verbindung mit den Modellen für starken stochastischen Seegang (SSS) und starke Wellenhöhe (SWH) können die Wasserstände des NWLR dazu führen, dass die Wellenhöhen in der Tiefe begrenzt sind. Wenn dies der Fall ist, und um zu verhindern, dass die Wellenhöhen in der Tiefe begrenzt werden, muss dann im extremen Wasserstandsbereich (EWLR) ein höherer Wasserstand angenommen werden.

Für die Berechnung der hydrodynamischen Betriebsfestigkeit darf der Konstrukteur in bestimmten Fällen mit einer entsprechenden Analyse nachweisen, dass der Einfluss der Schwankung des Wasserstandes auf die Betriebsfestigkeit vernachlässigbar ist oder konservativ berücksichtigt werden kann, indem ein konstanter Wasserstand oberhalb oder in Höhe der mittleren Meereshöhe angenommen wird.

6.4.3.2 Extremer Wasserstandsbereich (EWLR)

Der extreme Wasserstandsbereich wird für Tragfähigkeitsfälle angenommen, die für Wellenbedingungen mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren gelten. Lastberechnungen müssen mit den Wasserständen durchgeführt werden, bei denen sich die höchsten Belastungen ergeben, die auf die Offshore-Windenergieanlage wirken. Für die Berechnung der hydrodynamischen Belastung, der Eisbelastung und des Auftriebs der tragenden Struktur müssen die entsprechenden Auslegungswerte der Aufschlagwasserstände bestimmt werden.

Wenn keine gemeinsame Langzeit-Wahrscheinlichkeitsverteilung der Metocean-Parameter einschließlich der Wasserstände vorliegt, muss der Konstrukteur wenigstens Berechnungen auf der Grundlage folgender Wasserstände vornehmen:

- höchster Ruhewasserstand mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren auf der Grundlage einer entsprechenden Kombination der höchsten astronomische Tide und der positiven Sturmflut;
- niedrigster Ruhewasserstand mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren auf der Grundlage einer entsprechenden Kombination der niedrigsten astronomische Tide und der negativen Sturmflut;
- Wasserstand in Verbindung mit der höchsten (nah)brechenden Wellenlast.

6.4.4 Meereis

An bestimmten Standorten kann die Belastung der tragenden Struktur einer Offshore-Windenergieanlage durch Meereis kritisch sein. Die Eislasten können aus einer statischen Belastung durch eine feste Eisdecke oder aus einer dynamischen Belastung infolge der Bewegung von Eisschollen durch Wind und Strömung herrühren. Treibende Eisschollen, die über eine beträchtliche Dauer auf die tragende Struktur einwirken, können zu einer starken Beeinflussung der Betriebsfestigkeit führen. Durchzuführen ist eine standort-spezifische Bewertung des Auftretens und der Eigenschaften von Meereis nach 12.7.

Hinweise zur Eislastberechnung sind in Anhang E enthalten.

6.4.5 Bewuchs im Meerwasser

Der Bewuchs im Meerwasser beeinflusst die Masse, die Geometrie und die Oberflächengestalt der tragenden Struktur einer Offshore-Windenergieanlage. Dadurch kann Bewuchs im Meerwasser die hydrodynamischen Belastungen, das dynamische Verhalten, die Begehbarkeit und die Korrosionsrate der Windenergieanlage beeinflussen.

An bestimmten Standorten kann der Bewuchs im Meerwasser beträchtliche Ausmaße annehmen und ist deshalb bei der Auslegung der tragenden Struktur zu berücksichtigen.

Der Bewuchs im Meerwasser wird grob eingeteilt in „hart“ (im Allgemeinen Tiere wie Muscheln und Krebse) und „weich“ (Seegras und Seetang), dabei ist Hartbewuchs generell dünner aber rauer als Weichbewuchs. Meeresorganismen besiedeln eine Konstruktion im Allgemeinen gleich nach der Errichtung, nach einigen Jahren hört der Bewuchs aber langsam auf.

Art und Weise und Dicke des Bewuchses im Meerwasser hängen von der Lage der lasttragenden Komponenten in Bezug auf den Wasserstand, die Ausrichtung in Bezug auf die vorherrschende Strömung, das Alter und die Wartungsstrategie ab, aber auch von anderen Standortbedingungen wie Salzhaltigkeit, Sauerstoffgehalt, pH-Wert, Strömung und Temperatur.

Gewöhnlich wird die Korrosionsumgebung in der oberen Überflutungszone und im unteren Teil der Spritzwasserzone der tragenden Struktur durch Bewuchs im Meerwasser verändert. Abhängig von der Art des Bewuchses im Meerwasser und von anderen örtlichen Bedingungen kann die reine Wirkung entweder eine Verschärfung oder eine Verzögerung von Korrosionsangriffen sein. Eine Verschärfung des Korrosionsvorgangs durch Bewuchs im Meerwasser (z. B. durch korrosive Stoffwechselprodukte) wird allgemein als mikrobiologisch erzeugte Korrosion (MIC) bezeichnet. Bewuchs im Meerwasser kann außerdem Systeme zur Korrosionskontrolle stören einschließlich von Beschichtungen/Verkleidungen und Kathodenschutz.

Aufgrund der Unsicherheit, die mit Annahmen über Bewuchs im Meerwasser verbunden sind, sollte als Teil der Auslegung der tragenden Struktur eine Strategie für die Überwachung und die mögliche Beseitigung des Bewuchses im Meerwasser aufgestellt werden. Die Kriterien für Häufigkeit, Überwachungsverfahren und Beseitigung des Bewuchses müssen darauf beruhen, wie sich der Bewuchs im Meerwasser auf die konstruktive Zuverlässigkeit einer Offshore-Windenergieanlage auswirkt, sowie auf den Erfahrungen mit Bewuchs im Meerwasser unter den standortspezifischen Bedingungen.

6.4.6 Bewegung des Meeresgrundes und Unterspülung

Die Auslegung der tragenden Struktur einer Offshore-Windenergieanlage muss unter Berücksichtigung des Einflusses der Bewegung des Meeresgrundes und von Unterspülung erfolgen. Die Analyse der Bewegung des Meeresgrundes und der Unterspülung und die Ausführung des entsprechenden Schutzes müssen den Anforderungen von ISO 19901-4 entsprechen. In 12.9 werden Anforderungen hinsichtlich der Bewertung der Verhältnisse des Meeresgrundes angegeben.

6.5 Sonstige Umweltbedingungen

Die Integrität und Sicherheit einer Offshore-Windenergieanlage können infolge anderer Umwelt-(Klima-)Bedingungen als durch Windverhältnisse und Meeresbedingungen beeinträchtigt werden, die als thermische, photochemische, korrosive, mechanische, elektrische oder andere physikalische Einwirkungen auftreten. Kombinationen der angegebenen Klimaparameter können deren Wirkungen außerdem erhöhen.

Die folgenden sonstigen Umweltbedingungen müssen mindestens in Betracht gezogen und die entsprechenden Maßnahmen in den Konstruktionsunterlagen dokumentiert werden:

- Lufttemperatur;
- Luftfeuchte;
- Luftdichte;
- Sonneneinstrahlung;
- Regen, Hagel, Schnee und Eis;
- chemisch aktive Substanzen;
- mechanisch aktive Partikel;
- Salzhaltigkeit, die Korrosion verursacht;
- Blitzschlag;
- Erdbebenfähigkeit;
- Wasserdichte;
- Wassertemperatur;
- Verkehr.

Die berücksichtigten Klimabedingungen müssen in Form von repräsentativen Werten oder Grenzwerten der veränderlichen Bedingungen definiert werden. Bei der Auswahl von Auslegungswerten muss die Wahrscheinlichkeit des gleichzeitigen Auftretens von Klimabedingungen berücksichtigt werden.

Schwankungen in den Klimabedingungen innerhalb der normalen Grenzwerte mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr oder öfter dürfen sich auf den normalen Betrieb einer Offshore-Windenergieanlage nicht erschwerend auswirken.

E DIN EN 61400-3 (VDE 0127-3):2008-02
prEN 61400-3:2007

Solange keine Wechselbeziehung besteht, müssen die sonstigen extremen Umweltbedingungen nach 6.5.2 mit den normalen Windverhältnissen nach IEC 61400-1, 6.3.1, und den normalen Meeresbedingungen nach 6.4 kombiniert werden.

6.5.1 Normale sonstige Umweltbedingungen

Zu normalen sonstigen Umweltbedingungen, die berücksichtigt werden sollten, gehören:

- Umgebungstemperaturbereich von -10 °C bis $+40\text{ °C}$;
- relative Luftfeuchte von bis zu 100 %;
- Sonneneinstrahlungsintensität von $1\,000\text{ W/m}^2$;
- Luftdichte von $1,225\text{ kg/m}^3$;
- Wasserdichte von $1\,025\text{ kg/m}^3$;
- Wassertemperaturbereich⁵⁾ von 0 °C bis $+35\text{ °C}$.

Wenn vom Konstrukteur zusätzliche externe Bedingungen festgelegt werden, müssen die Parameter und deren Werte in den Konstruktionsunterlagen dokumentiert werden und müssen den Anforderungen in IEC 60721-2-1 entsprechen.

6.5.2 Sonstige extreme Umweltbedingungen

Sonstige extreme Umweltbedingungen, die bei der Auslegung einer Offshore-Windenergieanlage zu berücksichtigen sind, sind Temperatur, Blitzschlag, Eis und Erdbeben.

6.5.2.1 Temperatur

Der extreme Lufttemperaturbereich für Offshore-Windenergieanlagen der Standard-Windenergieanlagenklassen sollte mindestens -20 °C bis $+50\text{ °C}$ betragen.

6.5.2.2 Blitzschlag

Die in IEC 61400-1 getroffenen Festlegungen gegen Blitzschlag dürfen für Offshore-Windenergieanlagen der Standard-Windenergieanlagenklassen als ausreichend angesehen werden.

6.5.2.3 Vereisung

Für Offshore-Windenergieanlagen der Standard-Windenergieanlagenklassen werden keine Mindestanforderungen für Vereisung angegeben. Der Aufbau von Eis auf Teilen der Windenergieanlage muss in Betracht gezogen werden bei:

- Feuchtigkeit und Rückständen bei Temperaturen um und unter 0 °C ;
- Spritzern von Wellenbergen bei Temperaturen unter 0 °C .

6.5.2.4 Erdbeben

Für Offshore-Windenergieanlagen der Standard-Windenergieanlagenklassen werden keine Mindestanforderungen in Bezug auf Erdbeben angegeben. Für die Berücksichtigung von Erdbebenbedingungen und -auswirkungen siehe IEC 61400-1.

6.6 Elektrische Netzzustände

Nachfolgend werden die normalen Bedingungen aufgeführt, die an den Anschlussklemmen einer Offshore-Windenergieanlage zu berücksichtigen sind:

⁵⁾ Die Umgebungsluft- und die Wassertemperaturen müssen Mittelwerte über 1 h sein.

Die elektrischen Netzzustände gelten als normal, wenn die folgenden Parameter innerhalb der nachfolgend angegebenen Bereiche liegen.

- Spannung – Nennwert (nach IEC 60038) $\pm 10\%$;
- Frequenz – Nennwert $\pm 2\%$;
- Spannungsunsymmetrie – Verhältnis der Gegenkomponente der Spannung übersteigt 2% nicht;
- automatische Wiedereinschaltzyklen – für die erste Wiedereinschaltung müssen automatische Wiedereinschaltzeitdauern von 0,1 s bis 5 s und für eine zweite Wiedereinschaltung 10 s bis 90 s angenommen werden;
- Netzausfälle – es wird angenommen, dass elektrische Netzausfälle zwanzigmal jährlich auftreten. Ein Netzausfall von bis zu 6 h⁶⁾ ist als normaler Zustand anzunehmen. Ein Ausfall von bis zu 3 Monaten muss als extremer Zustand angesehen werden.

7 Strukturauslegung

7.1 Allgemeines

Die strukturelle Integrität der lasttragenden Komponenten einer Offshore-Windenergieanlage ist nachzuweisen und es muss ein annehmbares Sicherheitsniveau sichergestellt werden. Die Tragfähigkeit und die Betriebsfestigkeit der Strukturelemente müssen durch Berechnungen und/oder Versuche nachgewiesen werden, um die strukturelle Integrität einer Offshore-Windenergieanlage mit dem erforderlichen Sicherheitsniveau nachzuweisen.

Die Strukturauslegung muss auf der ISO 2394 basieren.

Berechnungen müssen unter Verwendung geeigneter Verfahren durchgeführt werden. In den Konstruktionsunterlagen müssen Beschreibungen der Rechenverfahren enthalten sein. Die Beschreibungen müssen Nachweise über die Gültigkeit der Rechenverfahren oder Quellenangaben entsprechender Untersuchungen einschließen. Bei einem Versuch zum Nachweis der Festigkeit muss das Lastniveau den charakteristischen Lasten und den Sicherheitsfaktoren nach 7.6 entsprechen.

7.2 Methodologie der Strukturauslegung

Es ist nachzuweisen, dass Grenzzustände bei der Auslegung einer Windenergieanlage nicht überschritten werden. Als Ersatz für einen rechnerischen Nachweis nach ISO 2394 dürfen auch Versuche und Prototypentests verwendet werden.

7.3 Lasten

Für Auslegungsberechnungen müssen die in 7.3.1 bis 7.3.6 beschriebenen Lasten in Betracht gezogen werden.

7.3.1 Trägheits- und Gravitationslasten

Trägheits- und Gravitationslasten sind statische und dynamische Belastungen, die durch Gravitation, Schwingungen, Rotation und Erdbeben entstehen.

7.3.2 Aerodynamische Lasten

Aerodynamische Lasten sind statische und dynamische Belastungen, die von der Anströmung und ihrer Wechselwirkung mit den stationären und beweglichen Teilen von Windenergieanlagen verursacht werden.

⁶⁾ Es wird angenommen, dass 6 h Betriebsdauer der Dauer des schwersten Teils eines Sturmes entsprechen.

Die Anströmung ist abhängig von der mittleren Windgeschwindigkeit und der Turbulenz in der Rotorebene, der Rotordrehzahl, der Luftdichte, den aerodynamischen Formen der Windenergieanlagenkomponenten und deren Wechselwirkungen, einschließlich der aeroelastischen Wirkungen.

7.3.3 Funktionslasten

Funktionslasten entstehen durch Betrieb, Steuerung und Regelung von Windenergieanlagen. Sie sind verschiedenen Kategorien zuzuordnen, einschließlich der Momentenregelung der Generatoren/Wechselrichter, Lasten von Gier- und Blattverstellmechanismen sowie der mechanischen Bremsung. In jedem Fall ist es wichtig, bei Berechnung der Systemantwort und der Lasten den möglichen Umfang der Verstellkräfte zu berücksichtigen. Im Besonderen bei mechanischen Bremsen müssen die Bereiche der Reibbeiwerte, der Federkräfte oder des Drucks, wie sie sich durch den Einfluss von Temperatur und Alterung ergeben, bei der Prüfung der Systemantwort und der Belastung während der Bremsvorgänge berücksichtigt werden.

7.3.4 Hydrodynamische Lasten

Hydrodynamische Lasten sind dynamische Lasten, die durch Wasserströmung und deren Wechselwirkung mit der tragenden Struktur einer Offshore-Windenergieanlage verursacht werden.

Hydrodynamische Lasten hängen von der Kinematik der Wasserströmung, der Wasserdichte, der Wassertiefe und der Form der tragenden Struktur und deren Wechselwirkungen einschließlich von hydroelastischen Effekten zusammen.

Diejenigen Teile der tragenden Struktur einer Offshore-Windenergieanlage, die nicht hydrodynamischen Lasten ausgesetzt sein sollen, müssen in einer Höhe mit einem Mindestabstand zum erwarteten Wert der höchsten Erhebung eines Wellenberges mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren angeordnet werden, wobei die höchste astronomische Tide, positive Sturmfluten und die Höhe des Wellenberges der extremen Welle sowie die Bewegung der tragenden Struktur zu berücksichtigen sind. Der Mindestabstand, der als Luftspalt bezeichnet wird, muss mit $0,2 \cdot H_{S50}$ festgelegt werden, mindestens aber mit 1 m.

Hydrodynamische Lasten, die aus dem „Anlauf“ einer Welle entstehen, sollten berücksichtigt werden; dies gilt besonders für die Auslegung von Ausrüstungsteilen.

7.3.5 Meereislasten

Die auf eine Offshore-Windenergieanlage wirkenden Meereislasten sind sowohl statische als auch dynamische Lasten. Die Ursache statischer Lasten sind entweder Temperaturschwankungen oder Wechsel des Wasserstandes bei einer festen Eisdecke. Dynamische Lasten werden durch die Bewegung von Eisschollen hervorgerufen, die durch Wind und Strömung herbeigeführt wird, und deren Bruch bei Berührung der tragenden Struktur.

Die Bedeutung von Eislasten im Meer oder in Seen für die Auslegung der tragenden Struktur hängt vom speziellen Ort und den Kennwerten des Standortes der Offshore-Windenergieanlage ab. Hinweise zur Eislastberechnung sind in Anhang E enthalten.

7.3.6 Sonstige Lasten

Sonstige Lasten wie z. B. Nachlauf-, Stoß- und Eislasten usw. können auftreten und müssen gegebenenfalls berücksichtigt werden.

Erdbebenlasten müssen, sofern zutreffend, nach IEC 61400-1 in Betracht gezogen werden. Zusätzlich müssen hydrodynamische Lasten durch Wellen betrachtet werden, die durch Seebeben (Tsunamis) verursacht werden.

Gegebenenfalls müssen hydrostatische Lasten, die aufgrund innerer und äußerer Drücke auf die tragende Struktur wirken, und der sich ergebende Auftrieb in Betracht gezogen werden.

7.4 Betriebsbedingungen und Auslegungslastfälle

Dieser Abschnitt beschreibt die Auslegungslastfälle und legt die Mindestanzahl der zu berücksichtigenden Lastfälle fest.

Für die Auslegung kann das Leben einer Offshore-Windenergieanlage durch eine Gruppe von Auslegungszuständen beschrieben werden, die die wichtigsten Zustände umfassen, der die Offshore-Windenergieanlage ausgesetzt sein kann.

Die Lastfälle sind aus der Kombination von Betriebsbedingungen oder anderen Auslegungszuständen wie besonderen Situationen bei Montage, Errichtung oder Wartung mit den externen Bedingungen zu ermitteln. Alle relevanten Lastfälle, die mit einer ausreichenden Wahrscheinlichkeit auftreten, müssen in Verbindung mit dem Verhalten des Betriebsführungs- und Sicherheitssystems untersucht werden. Die Auslegungslastfälle zum Nachweis der strukturellen Integrität einer Offshore-Windenergieanlage müssen aus folgenden Kombinationen ermittelt werden:

- normale Auslegungszustände und die dazugehörigen normalen oder extremen externen Bedingungen;
- Auslegungszustände für Fehlerfälle und die dazugehörigen externen Bedingungen;
- Auslegungszustände für Transport, Errichtung und Wartung und die dazugehörigen externen Bedingungen.

Wenn zwischen einer extremen externen Bedingung und einer Fehlersituation ein Zusammenhang besteht, ist als Auslegungslastfall eine realistische Kombination der beiden in Betracht zu ziehen.

Für jeden Auslegungszustand sind mehrere Auslegungslastfälle in Betracht zu ziehen. Dabei sind mindestens die Auslegungslastfälle nach Tabelle 1 zu berücksichtigen. In der Tabelle sind die Auslegungslastfälle für jeden Auslegungszustand durch die Beschreibung von Wind-, Meeres-, elektrischen und anderen externen Bedingungen festgelegt.

Wenn die Regelung der Offshore-Windenergieanlage bei der Berechnung eines Auslegungslastfalles mit einem deterministischem Windmodell bewirkt, dass die Anlage abschaltet, bevor der maximale Gierwinkel und/oder die maximale Windgeschwindigkeit erreicht wird, muss gezeigt werden, dass die Anlage zuverlässig bei denselben deterministischen Windänderungen unter turbulenten Bedingungen abschalten kann.

Weitere Auslegungslastfälle sind in Betracht zu ziehen, wenn dies für die strukturelle Integrität der betrachteten Windenergieanlage notwendig ist.

Für jeden Auslegungslastfall wird in Tabelle 1 die anzuwendende Art der Analyse durch „F“ und „U“ bezeichnet. „F“ bezieht sich auf den Nachweis der Betriebslasten zur Bestimmung der Betriebfestigkeit. „U“ bezieht sich auf die Nachweise der Tragfähigkeit, wie den Nachweis auf Überschreitung der Materialfestigkeit, den Nachweis der Blattspitzenauslenkung und den Stabilitätsnachweis.

Die mit „U“ gekennzeichneten Auslegungslastfälle sind unterteilt in normal (N), anormal (A) oder Transport und Errichtung (T). Normale Auslegungslastfälle werden innerhalb der Lebensdauer einer Windenergieanlage regelmäßig erwartet. Die Windenergieanlage ist in einem normalen Zustand oder kann untergeordnete Störungen oder Unregelmäßigkeiten erfahren. Anormale Auslegungszustände treten weniger wahrscheinlich auf. Sie hängen gewöhnlich mit schwerwiegenden Störungen zusammen, die eine Auslösung der Funktionen des Sicherheitssystems bewirken. Die Art der Auslegungslastfälle, N, A oder T, bestimmt den bei Traglast anzuwendenden Teilsicherheitsbeiwert γ_f . Die Beiwerte sind in Tabelle 3 angegeben.

Tabelle 1 – Auslegungslastfälle

Auslegungs- zustand	DLC	Windverhältnisse	Wellen	Ausrichtung von Wind und Wellen	Meeres- strömungen	Wasserstand	Sonstige Bedingungen	Art der Analyse	Teilsicherheits- beiwert
1) Produktions- betrieb	1.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$ RNA	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Für die Extrapolation von Extremlasten an der RNA	U	N (1,25)
	1.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS gemeinsame Wahrscheinlich- keitsverteilung von H_s , T_p , V_{hub}	COD, MUL	keine	NWLR oder $\geq$ MSL		F	*
	1.3	ETM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.4	ECD $V_{hub} = V_r - 2 \text{ m/s}$, V_r , $V_r + 2 \text{ m/s}$	NSS (oder NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, Windrichtungs- änderung	NCM	MSL		U	N
	1.5	EWS $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (oder NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	1.6a	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SSS $H_s = H_{s,SSS}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N
	1.6b	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	SWH $H = H_{SWH}$	COD, UNI	NCM	NWLR		U	N

Ausgangszustand	DLC	Windverhältnisse	Wellen	Ausrichtung von Wind und Wellen	Meeresströmungen	Wasserstand	Sonstige Bedingungen	Art der Analyse	Teilsicherheitsbeiwert
2) Produktionsbetrieb und Auftreten eines Fehlers	2.1	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Fehler im Betriebssystem oder Netzausfall	U	N
	2.2	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Ausfall des Sicherheitssystems oder vorangegangener interner elektrischer Fehler	U	A
	2.3	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ und V_{out}	NSS (oder NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL	Externer oder interner elektrischer Fehler einschließlich Netzausfall	U	A
	2.4	NTM $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	keine	NWLR oder $\geq \text{MSL}$	Fehler des Betriebssystems-, Sicherheits- oder elektrischen Systems einschließlich Netzausfall	F	*
3) Start	3.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (oder NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	keine	NWLR oder $\geq \text{MSL}$		F	*
	3.2	EOG $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ und V_{out}	NSS (oder NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
	3.3	EDC ₁ $V_{hub} = V_{in}, V_r \pm 2 \text{ m/s}$ und V_{out}	NSS (oder NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	MIS, Windrichtungsänderung	NCM	MSL		U	N

E DIN EN 61400-3 (VDE 0127-3):2008-02
prEN 61400-3:2007

Ausgangszustand	DLC	Windverhältnisse	Wellen	Ausrichtung von Wind und Wellen	Meeresströmungen	Wasserstand	Sonstige Bedingungen	Art der Analyse	Teilsicherheitsbeiwert
4) Normale Abschaltung	4.1	NWP $V_{in} < V_{hub} < V_{out}$	NSS (oder NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	keine	NWLR oder $\geq$ MSL		F	*
	4.2	EOG $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ und V_{out}	NSS (oder NWH) $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
5) Notabschaltung	5.1	NTM $V_{hub} = V_r \pm 2 \text{ m/s}$ und V_{out}	NSS $H_s = E[H_s V_{hub}]$	COD, UNI	NCM	MSL		U	N
6) Parken (Stillstand oder Leerlauf)	6.1a	EWM, turbulentes Windmodell $V_{hub} = k_1 V_{ref}$	ESS $H_s = k_2 H_{s50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.1b	EWM, stationäres Windmodell $V(z_{hub}) = V_{e50}$	RWH $H = H_{red50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.1c	RWM, stationäres Windmodell $V(z_{hub}) = V_{red50}$	EWL $H = H_{50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR		U	N
	6.2a	EWM, turbulentes Windmodell $V_{hub} = k_1 V_{ref}$	ESS $H_s = k_2 H_{s50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Netzausfall	U	A
6.2b		EWM, stationäres Windmodell $V(z_{hub}) = V_{e50}$	RWH $H = H_{red50}$	MIS, MUL	ECM	EWLR	Netzausfall	U	A

Auslegungszustand	DLC	Windverhältnisse	Wellen	Ausrichtung von Wind und Wellen	Meeresströmungen	Wasserstand	Sonstige Bedingungen	Art der Analyse	Teilsicherheitsbeiwert
	6.3a	EWM, turbulentes Windmodell $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR	Extremer Gierfehler	U	N
	6.3b	EWM, stationäres Windmodell $V(z_{hub}) = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR	Extremer Gierfehler	U	N
	6.4	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung von H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	keine	NWLR oder $\geq$ MSL		F	*
7) Parken und Fehlerzustände	7.1a	EWM, turbulentes Windmodell $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.1b	EWM, stationäres Windmodell $V(z_{hub}) = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.1c	RWM, stationäres Windmodell $V(z_{hub}) = V_{red1}$	EWB $H = H_1$	MIS, MUL	ECM	NWLR		U	A
	7.2	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung von H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	keine	NWLR oder $\geq$ MSL		F	*

E DIN EN 61400-3 (VDE 0127-3):2008-02
prEN 61400-3:2007

Auslegungszustand	DLC	Windverhältnisse	Wellen	Ausrichtung von Wind und Wellen	Meeresströmungen	Wasserstand	Sonstige Bedingungen	Art der Analyse	Teilsicherheitsbeiwert
8) Transport, Montage, Wartung und Reparatur	8.1	Vom Hersteller anzugeben							
	8.2a	EWM, turbulentes Windmodell $V_{hub} = k_1 V_1$	ESS $H_s = k_2 H_{s1}$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.2b	EWM, stationäres Windmodell $V_{hub} = V_{e1}$	RWH $H = H_{red1}$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.2c	RWM, stationäres Windmodell $V(z_{hub}) = V_{red1}$	EWB $H = H_1$	COD, UNI	ECM	NWLR		U	A
	8.3	NTM $V_{hub} < 0,7 V_{ref}$	NSS gemeinsame Wahrscheinlichkeitsverteilung von H_s, T_p, V_{hub}	COD, MUL	keine	NWLR oder $\geq$ MSL	Kein Netz während der Installation	F	*

In Tabelle 1 verwendete Abkürzungen:

COD	kodirektional (siehe IEC 61400-3, 6.4.1)
DLC	Lastannahmefall
ECD	Extreme kohärente Bö mit Richtungsänderung (siehe IEC 61400-3, 6.3.2.5)
ECM	Extremströmungsmodell (siehe IEC 61400-3, 6.4.2.5)
EDC	Extreme Richtungsänderung (siehe IEC 61400-1, 6.3.2.4)
EOG	Extreme Betriebsbö (siehe IEC 61400-1, 6.3.2.2)
ESS	Extremer Seegang (siehe IEC 61400-3, 6.4.1.5)
EWLH	Extreme Wellenhöhe (siehe IEC 61400-3, 6.4.1.6)
EWLR	Extremer Wasserstandsbereich (siehe IEC 61400-3, 6.4.3.2)
EWM	Extremes Windgeschwindigkeitsmodell (siehe IEC 61400-1, 6.3.2.1)
EWS	Extremer Windgradient (siehe IEC 61400-1, 6.3.2.6)
MIS	versetzt (siehe IEC 61400-3, 6.4.1)
MSL	Mittlere Meerwasserhöhe (siehe IEC 61400-3, 6.4.3)
MUL	Multidirektional (siehe IEC 61400-3, 6.4.1)
NCM	Normalströmungsmodell (siehe IEC 61400-3, 6.4.2.4)
NTM	Normales Turbulenzmodell (siehe IEC 61400-1, 6.3.1.3)
NWLH	Normale Wellenhöhe (siehe IEC 61400-3, 6.4.1.2)
NWLR	Normaler Wasserstandsbereich (siehe IEC 61400-3, 6.4.3.1)
NWP	Normales Windprofilmodell (siehe IEC 61400-1, 6.3.1.2)
NSS	Normaler Seegang (siehe IEC 61400-3, 6.4.1.1)
RWLH	Verringerte Wellenhöhe (siehe IEC 61400-3, 6.4.1.7)
RWM	Verringertes Windgeschwindigkeitsmodell (siehe IEC 61400-3, 6.4.1.6)
SSS	Starker Seegang (siehe IEC 61400-3, 6.4.1.3)
SWH	Starke Wellenhöhe (siehe IEC 61400-3, 6.4.1.4)
UNI	Unidirektional (siehe IEC 61400-3, 6.4.1)
$V_r \pm 2 \text{ m/s}$	Empfindlichkeit auf alle Windgeschwindigkeiten im Bereich muss untersucht werden
F	Betriebsfestigkeit (siehe IEC 61400-3, 7.6.3)
U	Tragfähigkeit (siehe IEC 61400-3, 7.6.2)
N	Normal
A	Anormal
T	Transport und Errichtung
*	Teilsicherheitsbeiwert für Betriebsfestigkeit (siehe IEC 61400-3, 7.6.3)

Wenn in Tabelle 1 ein Windgeschwindigkeitsbereich angegeben ist, sind die Windgeschwindigkeiten zu untersuchen, die zu den ungünstigsten Verhältnissen für die Windenergieanlage führen. Der Windgeschwindigkeitsbereich darf durch diskrete Werte dargestellt werden, deren Auflösung groß genug sein muss, um eine ausreichende Genauigkeit der Berechnung⁷⁾ zu gewährleisten. Bei der Definition der Lastannahmefälle wird auf die in Abschnitt 6 beschriebenen Windverhältnisse und Meeresbedingungen Bezug genommen.

⁷⁾ Im Allgemeinen wird eine Auflösung von 2 m/s als ausreichend angesehen.

E DIN EN 61400-3 (VDE 0127-3):2008-02
prEN 61400-3:2007

Für die Berechnung der auf die RNA wirkenden Lasten und mit Ausnahme der Lastannahmefälle (DLC 1.4 und 3.3) mit einer transienten Änderung der mittleren Windrichtung kann allgemein angenommen werden, dass die Wellen immer gleichgerichtet (kodirektional) mit dem Wind verlaufen und dass sowohl Wind als auch Wellen aus einer einzigen Richtung angreifen (unidirektional)⁸⁾.

Im Allgemeinen kann für die Berechnung der Lasten, die auf die tragende Struktur wirken, für alle Lastannahmefälle außer Lastannahmefälle (DLC 1.4 und 3.3) mit einer transienten Änderung der mittleren Windrichtung und Lastannahmefälle, die einer Windenergieanlage in geparkten (Stillstand oder Leerlauf) Auslegungszuständen entsprechen, die Kodirektionalität von Wind und Wellen angenommen werden.

Die Multidirektionalität von Wind und Wellen kann in einigen Fällen einen großen Einfluss auf die Lasten besitzen, die auf die tragende Struktur wirken und die in erster Linie von dem Ausmaß abhängen, in dem die tragende Struktur nicht achsensymmetrisch ist. Für bestimmte Lastannahmefälle nach Tabelle 1 können die Lastberechnungen unter der Annahme vorgenommen werden, dass Wind und Wellen aus einer einzigen ungünstigsten Richtung (unidirektional) angreifen. In diesen Fällen muss die konstruktive Integrität jedoch durch Anwendung der berechneten ungünstigsten Lasten auf die entsprechenden Ausrichtungen der tragenden Struktur nachgewiesen werden.

Der mittlere oder extreme Gierfehler, der für jeden Lastannahmefall in Betracht zu ziehen ist, muss den Angaben in IEC 61400-1 entsprechen. Der Gierfehler ist definiert als horizontale Abweichung der Rotorachse der Windenergieanlage von der Windrichtung.

7.4.1 Produktionsbetrieb (DLC 1.1 bis 1.6)

In diesem Auslegungszustand ist eine Offshore-Windenergieanlage in Betrieb und an die elektrische Last angeschlossen. Die angenommene Windenergieanlagenkonfiguration muss Rotorunwuchten berücksichtigen. In den Auslegungsberechnungen sind die für die Rotorfertigung festgelegten maximalen Massen- und aerodynamischen Unwuchten (z. B. Blattwinkel- und Verwindungsabweichungen) anzusetzen.

Zusätzlich sind solche Abweichungen von der theoretisch optimalen Betriebssituation wie Gierfehler und Verzögerungen in der Betriebsführung bei der Untersuchung der Funktionslasten zu berücksichtigen.

Die Lastannahmefälle (DLC) 1.1 und 1.2 stehen für die Erfordernisse der aus der atmosphärischen Turbulenz (NTM) und dem stochastischen Seegang (NSS) resultierenden Lasten, die beim normalen Betrieb einer Offshore-Windenergieanlage während der gesamten Lebensdauer auftreten.

Die Untersuchung von DLC 1.1 ist nur für die Berechnung der auf die RNA wirkenden Traglasten erforderlich. Die Berechnungen für DLC 1.1 müssen auf der statistischen Extrapolation der Lastverhaltensergebnisse mehrfacher Simulationen stochastischer Seegänge und turbulenter Anströmungen für einen Bereich von mittleren Windgeschwindigkeiten beruhen. Die signifikante Wellenhöhe muss für jeden einzelnen Seegang als der erwartete Wert der signifikanten Wellenhöhe, konditioniert auf die zutreffende mittlere Windgeschwindigkeit, benutzt werden.

Für DLC 1.2a darf ein Einzelwert der signifikanten Wellenhöhe für jede maßgebliche mittlere Windgeschwindigkeit berücksichtigt werden. Der Konstrukteur muss jedoch sicherstellen, dass die Anzahl und Auflösung der in Betracht gezogenen normalen Seegänge ausreichend sind, um der Beeinträchtigung der Betriebsfestigkeit in Verbindung mit der vollständigen Langzeitverteilung der Metocean-Parameter Rechnung zu tragen. Zusammen mit der zugeordneten mittleren Windgeschwindigkeit, beruhend auf der vollständigen gemeinsamen Wahrscheinlichkeitsverteilung der Metocean-Parameter, müssen die signifikante Wellenhöhe, spektrale Spitzenperiode, Wellenrichtung und der Wasserstand für jeden normalen Seegang berücksichtigt werden.

Für DLC 1.2 müssen normale Seegangbedingungen (NSS) angenommen werden. Auf der Grundlage der gemeinsamen Langzeit-Wahrscheinlichkeitsverteilung der Metocean-Parameter, die für den vorgesehenen Standort gelten, müssen die signifikante Wellenhöhe, die spektrale Spitzenperiode und die Richtung für den normalen Seegang zusammen mit der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit ausgewählt werden. Der Konstrukteur muss sicherstellen, dass die Anzahl und die Auflösung der betrachteten normalen Seegänge ausreichen, um Beeinträchtigungen der Betriebsfestigkeit zu berücksichtigen, die mit der vollständigen Langzeitverteilung der Metocean-Parameter verbunden sind.

⁸⁾ Für DLC 1.4 und 3.3 kann angenommen werden, dass Wind und Wellen vor der transienten Änderung der mittleren Windrichtung kodirektional und unidirektional verlaufen.

DLC 1.3 beinhaltet die Anforderungen an die Tragfähigkeit auf Grund von extremen Turbulenzsituationen. Für diesen Lastannahmefall müssen normale Seegangbedingungen (NSS) angenommen werden, und die signifikante Wellenhöhe für jeden einzelnen Seegang muss als erwarteter Wert der signifikanten Wellenhöhe, konditioniert auf die maßgebliche mittlere Windgeschwindigkeit, benutzt werden.

DLC 1.4 und 1.5 beschreiben transiente Fälle, die als mögliche kritische Ereignisse während der Lebensdauer einer Offshore-Windenergieanlage ausgewählt wurden. Für diese Lastfälle müssen normale Seegangbedingungen (NSS) angenommen werden, und die signifikante Wellenhöhe für jeden einzelnen Seegang muss als erwarteter Wert der signifikanten Wellenhöhe, konditioniert auf die zutreffende mittlere Windgeschwindigkeit, benutzt werden. Alternativ dürfen die Simulationen mit einer normalen deterministischen Auslegungswelle (NWH) durchgeführt werden, wobei für die Höhe der erwartete Wert der signifikanten Wellenhöhe, konditioniert auf die zutreffende mittlere Windgeschwindigkeit, angenommen werden muss.

Für DLC 1.4 kann angenommen werden, dass Wind und Wellen vor der transienten Änderung der Windrichtung kodirektional verlaufen.

DLC 1.6a stellt die Anforderungen an die Tragfähigkeit auf Grund von normalen Turbulenzsituationen (NTM) und starken Seegangbedingungen (SSS) dar. Die signifikante Wellenhöhe für jeden einzelnen Seegang muss aus der bedingten Verteilung der signifikanten Wellenhöhen für die maßgebliche mittlere Windgeschwindigkeit nach 6.4.1.3 berechnet werden.

Für DLC 1.6b muss die Höhe der starken deterministischen Auslegungswelle (SWH) für jede mittlere Windgeschwindigkeit nach 6.4.1.4 berechnet werden. Die Berechnung von DLC 1.6b kann ausgelassen werden, wenn bei der Behandlung von DLC 1.6a die nichtlineare Wellenkinematik bei den dynamischen Simulationen des starken stochastischen Seegangs exakt dargestellt wird.

Für die Berechnung der auf die RNA wirkenden Lasten muss die statistische Analyse der Simulationsdaten von DLC 1.1 mindestens die Berechnung der Extremwerte der Blattwurzelmomente in Schlag- und Schwenkrichtung sowie die Blattspitzenauslenkung umfassen. Wenn die Extremwerte dieser Parameter von den extremen Auslegungswerten überschritten werden, die für DLC 1.3 abgeleitet wurden, braucht DLC 1.1 nicht weiter untersucht werden. Werden die extremen Auslegungswerte dieser Parameter von den extremen Auslegungswerten, die für DLC 1.3 abgeleitet wurden, nicht überschritten, darf der Faktor c für das extreme Turbulenzmodell, der in DLC 1.3 (IEC 61400-1, Gleichung (19)) verwendet wird, solange erhöht werden, bis die extremen Auslegungswerte, die in DLC 1.3 berechnet wurden, gleich oder größer als die extremen Auslegungswerte dieser Parameter sind, die in DLC 1.1 berechnet wurden.

7.4.2 Produktionsbetrieb und Auftreten eines Fehlers oder Netzausfall (DLC 2.1 bis 2.4)

Dieser Auslegungszustand umfasst transiente Ereignisse, die durch Fehler oder durch Netzausfall hervorgerufen werden, während die Windenergieanlage Energie erzeugt. Jeder Fehler im Betriebsführungs- oder Sicherheitssystem und jeder interne Fehler im elektrischen System, der für die Belastung einer Windenergieanlage von Bedeutung ist (wie z. B. ein Generatorkurzschluss), muss betrachtet werden. In DLC 2.1 sind das Auftreten von Fehlern im Betriebsführungssystem oder Netzausfälle als normale Ereignisse⁹⁾ anzusehen. In DLC 2.2 sind seltene Ereignisse, wie das Auftreten von Fehlern im Sicherheitssystem oder im internen elektrischen System, als anormale Ereignisse anzusehen. In DLC 2.3 wird die möglicherweise bedeutende Windbedingung, EOG, mit einem Fehler im internen oder externen elektrischen System (einschließlich Netzausfall) kombiniert. In diesem Fall ist die zeitliche Abfolge dieser beiden Ereignisse so zu wählen, dass die ungünstigste Belastung hervorgerufen wird. Wenn ein Fehler oder ein Netzausfall nicht eine sofortige Abschaltung bewirkt und die resultierende Belastung die Betriebsfestigkeit wesentlich beeinträchtigen kann, muss die wahrscheinliche Dauer dieses Zustandes zusammen mit der daraus resultierenden Betriebsfestigkeitsbeanspruchung bei normalen Turbulenzbedingungen (NTM) in DLC 2.4 bewertet werden.

Für DLC 2.1, 2.2, 2.3 und 2.4 müssen normale Seegangbedingungen (NSS) angenommen werden, und die signifikante Wellenhöhe für jeden einzelnen Seegang muss als erwarteter Wert der signifikanten Wellenhöhe, konditioniert auf die zutreffende mittlere Windgeschwindigkeit, benutzt werden. Alternativ dürfen für DLC 2.3 die Simulationen mit einer normalen deterministischen Auslegungswelle (NWH) durchgeführt werden, wobei für die Höhe der erwartete Wert der signifikanten Wellenhöhe, konditioniert auf die zutreffende mittlere Windgeschwindigkeit, angenommen werden muss.

⁹⁾ Bei DLC 2.1 müssen auch Auslegungszustände betrachtet werden, die mit dem Durchfahren von Netzstörungen im Zusammenhang stehen.

7.4.3 Start (DLC 3.1 bis 3.3)

Dieser Auslegungszustand umfasst alle Ereignisse, die zu Belastungen einer Offshore-Windenergieanlage bei Übergangsvorgängen vom Stillstand oder Leerlauf zum Produktionsbetrieb führen. Die Anzahl der Ereignisse muss auf der Basis der Funktion des Betriebsführungssystems beurteilt werden.

Für DLC 3.1, 3.2 und 3.3 müssen normale Seegangbedingungen (NSS) angenommen werden, und die signifikante Wellenhöhe für jeden einzelnen Seegang muss als erwarteter Wert der signifikanten Wellenhöhe, konditioniert auf die zutreffende mittlere Windgeschwindigkeit, benutzt werden. Alternativ dürfen die Simulationen für diese Lastfälle mit einer normalen deterministischen Auslegungswelle (NWH) durchgeführt werden, wobei für die Höhe der erwartete Wert der bedingten Verteilung der signifikanten Wellenhöhen, konditioniert auf die zutreffende mittlere Windgeschwindigkeit, angenommen werden muss.

Für DLC 3.3 kann angenommen werden, dass Wind und Wellen vor der transienten Änderung der Windrichtung kodirektional verlaufen.

7.4.4 Normale Abschaltung (DLC 4.1 bis 4.2)

Dieser Auslegungszustand umfasst alle Ereignisse, die zu Belastungen einer Offshore-Windenergieanlage bei normalen Übergangsvorgängen vom Produktionsbetrieb zum Stillstand oder zum Leerlauf führen. Die Anzahl der Ereignisse muss auf der Basis der Funktion des Betriebsführungssystems beurteilt werden.

Für DLC 4.1 und 4.2 müssen normale Seegangbedingungen (NSS) angenommen werden, und die signifikante Wellenhöhe für jeden einzelnen Seegang muss als erwarteter Wert der signifikanten Wellenhöhe, konditioniert auf die zutreffende mittlere Windgeschwindigkeit, benutzt werden. Alternativ dürfen die Simulationen mit einer normalen deterministischen Auslegungswelle (NWH) durchgeführt werden, wobei für die Höhe der erwartete Wert der signifikanten Wellenhöhe, konditioniert auf die zutreffende mittlere Windgeschwindigkeit, angenommen werden muss.

7.4.5 Notabschaltung (DLC 5.1)

Belastungen, die sich aus einer Notabschaltung ergeben, sind zu berücksichtigen.

Für DLC 5.1 müssen normale Seegangbedingungen (NSS) angenommen werden, und die signifikante Wellenhöhe für jeden einzelnen Seegang muss als erwarteter Wert der signifikanten Wellenhöhe, konditioniert auf die zutreffende mittlere Windgeschwindigkeit, benutzt werden.

7.4.6 Parken (Stillstand oder Leerlauf) (DLC 6.1 bis 6.4)

Bei diesem Auslegungszustand befindet sich der Rotor einer geparkten Windenergieanlage im Stillstand oder im Leerlauf. DLC 6.1, 6.2 und 6.3 müssen untersucht werden, um Tragfähigkeitslasten für diese Bedingung zu bestimmen, während DLC 6.4 die Betriebslasten betrifft.

Für DLC 6.1 und 6.2 muss die Kombination der extremen Windverhältnisse und Wellenbedingungen so erfolgen, dass die globale Einwirkung extremer Umweltbedingungen einen kombinierten Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren aufweist. Liegen keine Informationen zur Festlegung der gemeinsamen Langzeit-Wahrscheinlichkeitsverteilung von extremem Wind und extremen Wellen vor, muss angenommen werden, dass der Mittelwert der extremen Windgeschwindigkeit über 10 min mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren bei extremem Seegang mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren auftritt. Für DLC 6.3 gilt die gleiche Annahme bezüglich der Kombination des Mittelwertes der extremen Windgeschwindigkeit über 10 min und des extremen Seegangs mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr.

DLC 6.1, 6.2 und 6.3 können durch Simulationen der turbulenten Anströmung und stochastischer Seegänge untersucht werden oder durch Behandlung der stationären Windmodelle zusammen mit deterministischen Auslegungswellen. Auf der Grundlage dieser beiden Ansätze sind in Tabelle 1 untergeordnete Lastfälle von DLC 6.1, 6.2 und 6.3 definiert. Bei Lastannahmefällen, in denen die Windverhältnisse mit dem EWM definiert werden, ist nach Tabelle 1 entweder das stationäre oder das turbulente Extremwindmodell anzuwenden. Wenn das stationäre Extremwindmodell oder das stationäre verringerte Windmodell (RWM) angewendet wird, muss dies zusammen mit der deterministischen Auslegungswelle erfolgen, und das Verhalten muss mit einer quasi-statischen Analyse mit entsprechenden Korrekturen für das dynamische Verhalten eingeschätzt werden, siehe Anhang D.

Bei DLC 6.1, 6.2 und 6.3 muss bei der Berechnung der auf die tragende Struktur wirkenden Lasten ein Versatz der Wind- und Wellenrichtungen in Betracht gezogen werden. Wenn entsprechende standortspezifische Messungen der Wind- und Wellenrichtungen vorliegen, müssen diese zur Ableitung des Bereiches von Versatzwinkeln benutzt werden, die für die Kombination von extremen Windverhältnissen und Wellenbedingungen für diese Lastannahmefälle gelten. Die Lastberechnungen müssen dann auf Versatzwerten innerhalb dieses Bereiches beruhen, die zur größten Belastung führen, die auf die tragende Struktur wirkt.

Liegen keine geeigneten standortspezifischen Daten über die Wind- und Wellenrichtung vor, muss der Versatz betrachtet werden, der zur höchsten Belastung führt, die auf die tragende Struktur wirkt. Übersteigt dieser Versatz 30 Grad, darf die extreme Wellenhöhe aufgrund der Dämpfung der Schwere des Seegangs über dem Zeitraum verringert werden, in dem sich die Windrichtung, die den Versatz verursacht, ändert¹⁰⁾. Die Verringerung der extremen Wellenhöhe muss unter Berücksichtigung von Wassertiefe, Luvbreite und sonstigen zutreffenden Standortbedingungen berechnet werden.

Wenn bei der charakteristischen Last ein Durchrutschen des Giersystems der Windenergieanlage auftreten kann, muss der größte mögliche Durchrutschwinkel zum mittleren Gierfehler addiert werden. Wenn die Windenergieanlage ein Giersystem hat, bei dem Gierbewegungen bei extremen Windbedingungen auftreten können (z. B. freies Gieren, passive Windrichtungsnachführung, halbfreies Gieren), muss das turbulente Windmodell angewendet werden und der Gierfehler wird durch die turbulenten Windrichtungsänderungen und das dynamische Gierverhalten der Turbine bestimmt. Wenn die Windenergieanlage große Gierbewegungen ausführen kann oder beim Anstieg der Windgeschwindigkeit von normalen auf extreme Bedingungen einen Wechsel des Gleichgewichtszustandes erfährt, muss dieses Verhalten bei der Untersuchung ebenfalls berücksichtigt werden.

Bei DLC 6.1 muss für eine Offshore-Windenergieanlage mit einem aktiven Giersystem ein Gierfehler von bis zu $\pm 15^\circ$ beim stationären Extremwindmodell oder ein mittlerer Gierfehler von $\pm 8^\circ$ beim turbulenten Extremwindmodell angenommen werden, wenn sichergestellt ist, dass das Giersystem nicht durchrutschen kann.

Für DLC 6.1a muss das turbulente Extremwindmodell zusammen mit extremen Seegangbedingungen (ESS) benutzt werden. Das Verhalten wird mit einer umfassenden dynamischen Simulation auf der Grundlage von mindestens sechs 1-h-Durchführungen für jede Kombination von extremer Windgeschwindigkeit und extremem Seegang ermittelt. In diesem Fall müssen die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe, die Standardabweichung der Turbulenz und die signifikante Wellenhöhe als 50-Jahres-Wiederkehrwerte jeweils bezogen auf eine Simulationsdauer von 1 h angewendet werden. Der 1-h-Wert der mittleren Windgeschwindigkeit mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren kann aus einer Mittelwertbildung über 10 min mit der Umrechnung nach Tabelle 1 erhalten werden und wird angegeben mit:

$$V_{50,1\text{-Stunde}} = k_1 V_{50,10\text{-min}}; k_1 = 0,95 \quad (18)$$

Der 1-h-Wert der Standardabweichung der Turbulenz kann wie folgt aus dem 10-min-Wert ermittelt werden:

$$\sigma_{i,1\text{-Stunde}} = \sigma_{i,10\text{-min}} + b; b = 0,2 \text{ m/s} \quad (19)$$

Die in IEC 61400-1, Anhang B, angegebenen Turbulenzmodelle dürfen zusammen mit den 1-h-Werten der mittleren Windgeschwindigkeit mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren und der Standardabweichung der Turbulenz nach den Gleichungen (18) und (19) angewendet werden.

Die signifikante Wellenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren für eine Simulationsdauer von 1 h kann ermittelt werden aus dem Wert, der einer Referenzdauer von 3 h entspricht, mit folgender Umrechnung nach Tabelle 1:

$$k_2 = 1,09 \quad (20)$$

¹⁰⁾ Es darf angenommen werden, dass die extremen Windverhältnisse und Wellenbedingungen am Anfang kodirektional verlaufen. Wenn ein Sturm über den Standort der Windenergieanlage zieht, kann es zu einer Änderung der Windrichtung kommen, die einen Versatz zur Wellenrichtung hervorruft. Während der Zeit der signifikanten Windrichtungsänderung wird sich die Schwere der Wellenbedingungen verringern.

E DIN EN 61400-3 (VDE 0127-3):2008-02
prEN 61400-3:2007

Bei Standorten im Flachwasser kann der in (20) angegebene Wert für k_2 zu niedrig sein und darf angepasst werden.

Durchführungen von weniger als 1 h können angenommen werden, wenn der Konstrukteur nachweisen kann, dass damit das ermittelte extreme Verhalten nicht vermindert wird. Für diesen Zweck können eingeschränkte Wellenmethoden verwendet werden, siehe Anhang D. Bei einer eingeschränkten Wellenanalyse auf der Grundlage einer Simulationsdauer von 10 min muss für die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe der 10-min-Wert mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren benutzt werden, für die signifikante Wellenhöhe muss der 3-h-Wert mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren benutzt werden und die eingebettete reguläre Welle muss die Größe der extremen Wellenhöhe mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren H_{50} haben.

Für DLC 6.1b muss das stationäre Extremwindmodell zusammen mit der verringerten deterministischen Auslegungswelle (RWH) mit der verringerten Wellenhöhe H_{red50} und einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren benutzt werden.

Für DLC 6.1c muss das stationäre verringerte Windmodell (RWM) zusammen mit der extremen deterministischen Auslegungswelle (EWH) benutzt werden. In diesem Fall muss angenommen werden, dass die Windgeschwindigkeit V_{red50} ist und die Wellenhöhe der extremen Wellenhöhe H_{50} mit einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren entspricht.

DLC 6.1b und 6.1c dürfen vernachlässigt werden, wenn bei der Behandlung von DLC 6.1a die nichtlineare Wellenkinematik bei den dynamischen Simulationen des extremen stochastischen Seegangs exakt dargestellt wird.

Bei DLC 6.2 muss ein Netzausfall in einem frühen Stadium eines Sturmes mit extremen Windbedingungen angenommen werden. Wenn keine unabhängige Energieversorgung für das Betriebsführungs- und das Giersystem vorhanden ist, die einen Betrieb der Windenergieanlage von mindestens 6 h gewährleistet, muss die Wirkung einer Windrichtungsänderung von bis zu $\pm 180^\circ$ untersucht werden.

Für DLC 6.2a muss das turbulente Extremwindmodell zusammen mit extremem Seegang (ESS) benutzt werden, und die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und die signifikante Wellenhöhe müssen als 50-Jahres-Wiederkehrwerte benutzt werden. Das extreme Verhalten muss mit den gleichen Methoden wie bei DLC 6.1a eingeschätzt werden.

Für DLC 6.2b muss das stationäre Extremwindmodell zusammen mit der verringerten deterministischen Auslegungswelle (RWH) mit der verringerten Wellenhöhe H_{red50} und einem Wiederkehrzeitraum von 50 Jahren benutzt werden. DLC 6.2b darf vernachlässigt werden, wenn bei der Behandlung von DLC 6.2a die nichtlineare Wellenkinematik bei den dynamischen Simulationen des extremen stochastischen Seegangs exakt dargestellt wird.

Bei DLC 6.3 muss der extreme Wind mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr mit einem extremen Gierfehler kombiniert werden. Bei einem extremen Gierfehler bis zu $\pm 30^\circ$ ist das stationäre Extremwindmodell und bei einem mittleren Gierfehler von $\pm 20^\circ$ ist das turbulente Extremwindmodell anzunehmen.

Für DLC 6.3a muss das turbulente Extremwindmodell zusammen mit extremem Seegang (ESS) benutzt werden, und in diesem Fall müssen die mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und die signifikante Wellenhöhe als 1-Jahres-Wiederkehrwerte benutzt werden. Das extreme Verhalten anhand der gleichen Methoden wie bei DLC 6.1a eingeschätzt werden.

Für DLC 6.3b muss das stationäre Extremwindmodell zusammen mit der verringerten deterministischen Auslegungswelle (RWH) mit der verringerten Wellenhöhe H_{red1} und einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr benutzt werden. DLC 6.3b darf vernachlässigt werden, wenn bei der Behandlung von DLC 6.3a die nichtlineare Wellenkinematik bei den dynamischen Simulationen des extremen stochastischen Seegangs exakt dargestellt wird.

Bei DLC 6.4 muss die zu erwartende Stundenzahl ohne Produktionsbetrieb mit einer Ermüdungsbeanspruchung für jede Windgeschwindigkeit betrachtet werden, bei der wesentliche Ermüdungsschäden an einem Bauteil auftreten können (z. B. durch die Masse der Rotorblätter im Leerlauf). Besonders beachtet werden muss die Resonanzbelastung der tragenden Struktur aufgrund der Erregung durch die Wellen und beeinflusst durch die geringe aerodynamische Dämpfung durch den Rotor beim Stillstand oder Leerlauf. Es wird normaler Seegang (NSS) angenommen. Die signifikante Wellenhöhe, die spektrale Spitzenperiode und die Richtung für je-

den normalen Seegang müssen zusammen mit der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit auf der Grundlage der gemeinsamen Langzeit-Wahrscheinlichkeitsverteilung der Metocean-Parameter am vorgesehenen Standort ausgewählt werden. Der Konstrukteur muss sicherstellen, dass die Anzahl und die Auflösung der betrachteten normalen Seegänge ausreichen, um die Beeinträchtigungen der Betriebsfestigkeit zu berücksichtigen, die mit der vollständigen Langzeitverteilung der Metocean-Parameter verbunden sind.

7.4.7 Parken und Fehlerzustände (DLC 7.1 bis 7.2)

Abweichungen vom normalen Verhalten einer geparkten Windenergieanlage, die sich aus Fehlern des elektrischen Netzes oder in der Windenergieanlage ergeben, müssen untersucht werden. Wenn ein Fehler, der kein Netzausfall ist, Abweichungen vom normalen Verhalten der Windenergieanlage im geparkten Zustand hervorruft, müssen die möglichen Folgen Gegenstand einer Analyse werden.

Bei einem Fehler des Giersystems muss ein Gierfehler von $\pm 180^\circ$ in Betracht gezogen werden. Bei anderen Fehlern wird der Gierfehler wie in DLC 6.1 behandelt.

Für DLC 7.1 muss die Fehlerbedingung mit den extremen Windverhältnissen und Wellenbedingungen kombiniert werden, so dass die globale Einwirkung extremer Umweltbedingungen einen kombinierten Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr aufweist. Liegen keine Informationen zur Festlegung der gemeinsamen Langzeit-Wahrscheinlichkeitsverteilung von extremem Wind und extremen Wellen vor, muss angenommen werden, dass der Mittelwert der extremen Windgeschwindigkeit über 10 min mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr bei extremem Seegang mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr auftritt.

DLC 7.1 kann durch Simulationen der turbulenten Anströmung und stochastischer Seegänge untersucht werden oder durch Behandlung der stationären Windmodelle zusammen mit deterministischen Auslegungswellen. Auf der Grundlage dieser beiden Ansätze sind in Tabelle 1 untergeordnete Lastfälle von DLC 7.1 definiert. Bei Lastannahmefällen, in denen die Windverhältnisse mit dem EWM definiert werden, ist nach den Angaben in Tabelle 1 entweder das stationäre oder das turbulente Extremwindmodell anzuwenden. Wenn das stationäre Extremwindmodell oder das stationäre verringerte Windmodell (RWM) angewendet wird, muss dies zusammen mit der deterministischen Auslegungswelle erfolgen, und das Verhalten muss mit einer quasi-statischen Analyse mit entsprechenden Korrekturen für das dynamische Verhalten eingeschätzt werden, siehe Anhang D.

Bei DLC 7.1 muss bei der Berechnung der auf die tragende Struktur wirkenden Lasten ein Versatz der Wind- und Wellenrichtungen in Betracht gezogen werden. Wenn entsprechende standortspezifische Messungen der Wind- und Wellenrichtungen vorliegen, müssen diese zur Ableitung des Bereiches von Versatzwinkeln benutzt werden, die für die Kombination von extremen Windverhältnissen und Wellenbedingungen für diesen Lastannahmefall gelten. Die Lastberechnungen müssen dann auf Versatzwerten innerhalb dieses Bereiches beruhen, die zur größten Belastung führen, die auf die tragende Struktur wirkt.

Liegen keine geeigneten standortspezifischen Daten über die Wind- und Wellenrichtung vor, muss der Versatz betrachtet werden, der zu den höchsten Lasten führt, die auf die tragende Struktur wirken. Übersteigt dieser Versatz 30° , kann die extreme Wellenhöhe aufgrund der Dämpfung der Schwere des Seegangs über dem Zeitraum verringert werden, in dem sich die Windrichtung, die den Versatz verursacht, ändert. Die Verringerung der extremen Wellenhöhe muss unter Berücksichtigung von Wassertiefe, Luvbreite und anderen zutreffenden Standortbedingungen berechnet werden.

Wenn ein Durchrutschen des Giersystems bei der in DLC 7.1 ermittelten charakteristischen Last auftreten kann, muss der größtmögliche ungünstige Durchrutschwinkel angenommen werden.

Für DLC 7.1a muss das turbulente Extremwindmodell zusammen mit extremen Seegangbedingungen (ESS) benutzt werden. Das extreme Verhalten muss mit den gleichen Methoden wie bei DLC 6.1a eingeschätzt werden.

Für DLC 7.1b muss das stationäre Extremwindmodell zusammen mit der verringerten deterministischen Auslegungswelle (RWH) mit der verringerten Wellenhöhe $H_{\text{red}50}$ und einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr benutzt werden.

Für DLC 7.1c muss das stationäre verringerte Windmodell (RWM) zusammen mit der extremen deterministischen Auslegungswelle (EWH) benutzt werden. In diesem Fall muss angenommen werden, dass die Windgeschwindigkeit $V_{\text{red}1}$ ist und die Wellenhöhe der extremen Wellenhöhe H_1 mit einem Wiederkehrzeitraum von 1 Jahr entspricht.

DLC 7.1b und 7.1c dürfen entfallen, wenn bei der Behandlung von DLC 7.1a die nichtlineare Wellenkinematik bei den dynamischen Simulationen des extremen stochastischen Seegangs exakt dargestellt wird.

E DIN EN 61400-3 (VDE 0127-3):2008-02
prEN 61400-3:2007

Bei DLC 7.2 muss die zu erwartende Stundenzahl ohne Produktionsbetrieb durch Fehler im elektrischen Netz oder in der Windenergieanlage für jede Windgeschwindigkeit und jeden Seegang betrachtet werden, bei denen wesentliche Betriebsfestigkeitsschäden an Komponenten auftreten können. Besonders beachtet werden muss die Resonanzbelastung der tragenden Struktur aufgrund der Erregung durch die Wellen und beeinflusst durch die geringe aerodynamische Dämpfung durch den Rotor beim Stillstand oder Leerlauf. Es muss normaler Seegang (NSS) angenommen werden. Die signifikante Wellenhöhe, die spektrale Spitzenperiode und die Richtung für jeden normalen Seegang müssen zusammen mit der zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeit auf der Grundlage der gemeinsamen Langzeit-Wahrscheinlichkeitsverteilung der Metocean-Parameter am vorgesehenen Standort ausgewählt werden. Der Konstrukteur muss sicherstellen, dass die Anzahl und die Auflösung der betrachteten normalen Seegänge ausreichen, um die schweren Beeinträchtigungen der Betriebsfestigkeit zu berücksichtigen, die mit der vollständigen Langzeitverteilung der Metocean-Parameter verbunden sind.

7.4.8 Transport, Montage, Wartung und Reparatur (DLC 8.1 – 8.3)

Für DLC 8.1 muss der Hersteller alle Windverhältnisse, Meeresbedingungen und Auslegungszustände angeben, die für Transport, Vor-Ort Montage, Zugang, Wartung und Reparatur einer Offshore-Windenergieanlage angenommen werden. Für die Auslegung müssen die höchstzulässigen Windverhältnisse und Meeresbedingungen in Betracht gezogen werden, wenn diese signifikante Belastungen an der Windenergieanlage hervorrufen können. Der Hersteller muss zur Einhaltung eines annehmbaren Sicherheitsniveaus eine ausreichende Reserve zwischen den angegebenen Bedingungen und den bei der Auslegung berücksichtigten Windverhältnissen und Meeresbedingungen vorsehen. Wenn zu den angegebenen Windbedingungen 5 m/s addiert werden, ist eine ausreichende Reserve sichergestellt.

Zu berücksichtigende Lasten, die bei Transport, Montage, Zugang, Wartung und Reparatur einer Offshore-Windenergieanlage entstehen, sind:

- Gewicht von Werkzeugen und mobilen Einrichtungen;
- Lasten durch den Betrieb von Kränen;
- Anschlag- und Fenderlasten durch Schiffe, die die Windenergieanlage versorgen;
- gegebenenfalls Lasten in Verbindung mit einem Hubschrauberbetrieb.

Der Einfluss auf die tragende Struktur durch Versorgungsschiffe muss berücksichtigt werden, und die Untersuchung muss nach den Anforderungen und Richtlinien in ISO 19902 durchgeführt werden.

Der Konstrukteur muss den Auslegungszustand, die Maximalgröße des Versorgungsschiffes und die äußeren Randbedingungen für das Anlaufen einer Offshore-Windenergieanlage durch ein Schiff angeben. Er muss mindestens einen Aufprall in Betracht ziehen, der beim Anlegen eines Versorgungsschiffes an der tragenden Struktur mit einer Geschwindigkeit von 0,5 m/s verursacht wird, unter Berücksichtigung eines zusätzlichen Massenkoeffizienten von 1,4 für einen seitlichen Stoß und von 1,1 für einen Bug- oder Heckstoß. In diesem Fall muss angenommen werden, dass die gesamte mit dem Stoß verbundene kinetische Energie von den Fendern aufgenommen wird. Die mit den strengsten Windverhältnissen und Seebedingungen verbundene Belastung, die für das Anlegen eines Versorgungsschiffes zulässig sind, müssen mit den Belastungen des Stoßes durch das Versorgungsschiff kombiniert werden.

Die Energie, die von der tragenden Struktur aufgenommenen wird, hängt von deren Steifigkeit im Vergleich zur Steifigkeit des stoßenden Bauteils des Schiffes ab. Bei einer sehr starren tragenden Struktur wie einer Betonkonstruktion wird die Energie hauptsächlich vom Schiff aufgenommen. Nach dem Aufprall eines Schiffes muss die tragende Struktur unbedingt auf Beschädigung durch die Aufprallkraft untersucht und es müssen notwendige Reparaturarbeiten bestimmt werden, mit denen sichergestellt wird, dass die geforderte Tragfähigkeit der tragenden Struktur beibehalten wird.

Wenn der Konstrukteur keine Informationen über das Versorgungsschiff besitzt, kann die Aufprallkraft gewöhnlich berücksichtigt werden, indem 5 MN verteilt als waagerechte Streckenlast über der gesamten Breite der tragenden Struktur angewendet werden. Diese Last enthält bereits eine dynamische Verstärkung. Die senkrechte Ausdehnung der Aufprallzone muss auf der Grundlage der Schiffszeichnung, der größten Wellenhöhe und des größten Gezeitenhubs bewertet werden, die für das Anlegen des Versorgungsschiffes zulässig sind. In der Praxis schwankt die auf MSL bezogene senkrechte Position zwischen + 3 m und – 5 m. Für örtliche Druckberechnungen darf eine senkrechte Erweiterung um 2 m angenommen werden.