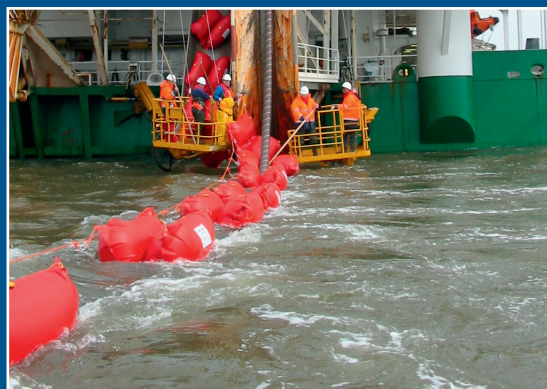
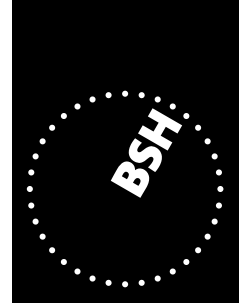


BUNDESAMT FÜR  
SEESCHIFFFAHRT  
UND  
HYDROGRAPHIE

# Standard

## Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen





BUNDESAMT FÜR  
SEESCHIFFFAHRT  
UND  
HYDROGRAPHIE

# Standard

## Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen

12. Juni 2007

Herausgegeben vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)  
unter Mitwirkung von:

**Prof. Dipl.-Ing. Horst Bellmer**

Prof. Bellmer Ingenieurgruppe GmbH, Bremen

**Dipl.-Ing. Tim Bethke**

Det Norske Veritas, Hamburg

**Dipl.-Ing. Florian Biehl**

Institut für Konstruktion und Festigkeit von  
Schiffen, Technische Universität  
Hamburg-Harburg

**Dr.-Ing. Mario Binder**

Ingenieurbüro für Tragwerkplanung und Bau-  
dynamik, Schwerin

**Prof. Dr.-Ing. Heiner Brakelmann**

Fachgebiet Energietransport und -speiche-  
rung, Universität Duisburg-Essen

**Dipl.-Ing. Jens Dieter Claussen**

Vestas Deutschland GmbH, Husum

**Dipl.-Ing. Peter Dalhoff**

Germanischer Lloyd WindEnergy, Hamburg

**Dipl.-Ing. Ulrich Drechsel**

Bilfinger & Berger AG, Hamburg

**Dipl.-Ing. Alfred Fackler**

Münchener Rückversicherungs-Gesellschaft,  
München

**Dipl.-Ing. Volker Gauler**

Nexans Deutschland Industries GmbH,  
Hannover

**Dipl.-Ing. Joachim Göhlmann**

Institut für Massivbau, Universität Hannover

**Prof. Dr.-Ing. Harry Harder**

Institut für Geotechnik, Hochschule Bremen

**Dipl.-Ing. Götz Illner**

Prismian Kabel und Systeme GmbH,  
Neustadt bei Coburg

**Dr.-Ing. Ulrich Jäppelt**

Arbeitskreis Bauüberwachung von Wind-  
energieanlagen, c/o WTM Engineers GmbH –  
Beratende Ingenieure im Bauwesen,  
Hamburg

**Dipl.-Ing. Hans Kahle**

F+Z Baugesellschaft mbH, Hamburg

**Dipl.-Ing. Jürgen Kröning**

Deutsches Windenergieinstitut – Offshore and  
Certification Centre, Cuxhaven

**Dipl.-Ing. Jochen Merks**

nkt cables GmbH, Nordenham

**Dr.-Ing. Alexander Mitzlaff**

IMS Ingenieurgesellschaft, Hamburg

**Peter Petersen, Ph. D.**

Det Norske Veritas, Hellerup (Dänemark)

**Prof. Dr.-Ing. Peter Schaumann**

Institut für Stahlbau, Universität Hannover

**Dr.-Ing. Marc Seidel**

Repower Systems AG, Osnabrück

**Dipl.-Ing. Heiko Stehmeier**

Submarine Cable & Pipe  
GmbH & Co KG, Wiesmoor

**Dipl.-Ing. Jörn Uecker**

IMS Ingenieurgesellschaft, Hamburg

**Dr.-Ing. Klaus Weber**

Züblin Spezialtiefbau GmbH, Stuttgart

© Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH)  
Hamburg und Rostock 2007  
[www.bsh.de](http://www.bsh.de)

BSH-Nr. 7005

Alle Rechte vorbehalten. Kein Teil dieses Werkes darf ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des BSH reproduziert oder unter Verwendung elektronischer Systeme verarbeitet, vervielfältigt oder verbreitet werden.

Fotos: Repower AG, H. Stehmeier

# Inhalt

## Teil A: Allgemeines

1	Einleitung .....	<a href="#">5</a>
2	Grundlagen .....	<a href="#">5</a>
2.1	Rechtsgrundlage .....	<a href="#">5</a>
2.2	Gegenstand dieses Standards .....	<a href="#">5</a>
2.3	Standardanordnungen der Genehmigungspraxis .....	<a href="#">6</a>
2.3.1	Bau und Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen (Offshore-WEA) .....	<a href="#">6</a>
2.3.2	Bau und Betrieb des stromabführenden Kabels von Offshore-WEA .....	<a href="#">9</a>
2.4	Weitere Standardvorgaben für Offshore-Windenergieparks .....	<a href="#">10</a>
3	Abweichungen .....	<a href="#">10</a>
4	Fortschreibung .....	<a href="#">10</a>

## Teil B: Nachweise und Genehmigungserfordernisse

1	Definitionen .....	<a href="#">11</a>
2	Allgemeines .....	<a href="#">12</a>
3	Standortspezifische Konstruktionsnachweise .....	<a href="#">13</a>
3.1	Turbine .....	<a href="#">13</a>
3.2	Tragstruktur .....	<a href="#">14</a>
3.2.1	Standortbedingungen und Design Basis .....	<a href="#">14</a>
3.2.2	Lastannahmen .....	<a href="#">14</a>
3.2.3	Tragstruktur ohne Gründungselemente .....	<a href="#">15</a>
3.2.3.1	Allgemeines .....	<a href="#">15</a>
3.2.3.2	Technische Regelwerke .....	<a href="#">15</a>
3.2.3.3	Erforderliche Nachweise .....	<a href="#">16</a>
3.2.3.4	Bauliche Durchbildung .....	<a href="#">17</a>
3.2.4	Gründungselemente .....	<a href="#">17</a>
3.2.4.1	Vorbemerkungen .....	<a href="#">17</a>
3.2.4.2	Sicherheitsnachweiskonzept und -verfahren, Standsicherheitsniveau .....	<a href="#">18</a>
3.2.4.3	Technische Regelwerke .....	<a href="#">18</a>
3.2.4.4	Materialbezeichnungen und -kenngößen .....	<a href="#">19</a>
3.2.4.5	Baugrundmodell und charakteristische Bodenparameter .....	<a href="#">19</a>
3.2.4.6	Grenzzustände für Nachweise .....	<a href="#">19</a>
3.2.4.7	Erforderliche Nachweise .....	<a href="#">20</a>
3.2.4.7.1	Nachweis der Stabilität des Meeresbodens .....	<a href="#">20</a>
3.2.4.7.2	Nachweise für Gründungselemente .....	<a href="#">20</a>
3.2.4.7.3	Nachweise für Sonderformen der Gründung .....	<a href="#">21</a>
3.3	Konformitätsbescheinigung für die Bewertung der standortspezifischen Auslegung von Offshore-WEA .....	<a href="#">21</a>
3.4	Seekabel .....	<a href="#">21</a>
3.4.1	Allgemein .....	<a href="#">21</a>
3.4.2	Technische Regelwerke .....	<a href="#">22</a>
3.4.2.1	Parkinterne Verkabelung .....	<a href="#">22</a>
3.4.2.2	Anschluss an das Festnetz .....	<a href="#">22</a>
3.4.2.2.1	Wechselstrom-Übertragung .....	<a href="#">22</a>

3.4.2.2.2	Gleichstrom-Übertragung .....	<a href="#">22</a>
3.4.3	Umwelteinflüsse .....	<a href="#">23</a>
3.4.3.1	Elektrische Felder .....	<a href="#">23</a>
3.4.3.2	Magnetische Felder .....	<a href="#">23</a>
3.4.3.2.1	Wechselstrom .....	<a href="#">23</a>
3.4.3.2.2	Gleichstrom .....	<a href="#">23</a>
3.4.3.3	Wärmeabgabe der Energiekabel .....	<a href="#">23</a>
3.4.4	Kabelverlegung und Baustellensicherheit .....	<a href="#">24</a>
3.4.5	Kabelschutz .....	<a href="#">24</a>
3.5	Weitere Komponenten des Offshore-Windenergieparks .....	<a href="#">24</a>
4	Ausführung, Betrieb und Rückbau .....	<a href="#">25</a>
4.1	Allgemein .....	<a href="#">25</a>
4.2	Technische Regelwerke .....	<a href="#">25</a>
4.3	Genehmigungen der zuständigen Behörden .....	<a href="#">25</a>
4.4	Erforderliche Nachweise für die Ausführungsphase .....	<a href="#">26</a>
4.5	Betrieb .....	<a href="#">28</a>
4.6	Rückbau .....	<a href="#">28</a>
5	Weitere Genehmigungserfordernisse .....	<a href="#">29</a>
6	Überwachungsleistungen .....	<a href="#">29</a>
6.1	Vorbemerkungen .....	<a href="#">29</a>
6.2	Fertigungsüberwachung .....	<a href="#">29</a>
6.3	Transport- und Montageüberwachung .....	<a href="#">30</a>
6.4	Inbetriebnahmeüberwachung .....	<a href="#">31</a>
6.5	Wiederkehrende Prüfungen (WKP) .....	<a href="#">31</a>
6.5.1	Allgemeines .....	<a href="#">31</a>
6.5.2	Bewertungskriterien für die Wiederkehrenden Prüfungen .....	<a href="#">31</a>
6.5.3	Unterlagen der zu prüfenden Offshore-WEA .....	<a href="#">32</a>
6.5.4	Umfang der Wiederkehrenden Prüfungen .....	<a href="#">32</a>
<b>Teil C:</b>	<b>Zeitliche Abfolge</b>	
1	Allgemein .....	<a href="#">33</a>
2	Entwicklungsphase .....	<a href="#">33</a>
3	Konstruktionsphase .....	<a href="#">34</a>
4	Ausführungsphase .....	<a href="#">34</a>
5	Betriebsphase .....	<a href="#">35</a>
6	Rückbauphase .....	<a href="#">35</a>
	Anhang 1: Schiffskörpererhaltende Auslegung der Unterstruktur .....	<a href="#">37</a>
	Anhang 2: Technische Regelwerke und Literatur .....	<a href="#">40</a>
	Anhang 3: Anwendung der Beobachtungsmethode nach EC 7 und DIN 1054 .....	<a href="#">44</a>
	Anhang 4: Numerische Modelle für geotechnische Nachweise .....	<a href="#">45</a>
	Glossar .....	<a href="#">46</a>
	Abkürzungsverzeichnis .....	<a href="#">48</a>

## Teil A: Allgemeines

### 1 Einleitung

Dieser Standard dient der Rechts- und Planungssicherheit bei der Entwicklung, Konstruktion, Ausführung, dem Betrieb und Rückbau von Offshore-Windenergieparks im Geltungsbereich der Seeanlagenverordnung (SeeAnIV). Er versteht sich als dynamisch und integrativ, so dass neue Erkenntnisse und Entwicklungen ebenso berücksichtigt werden können wie das Bedürfnis, bisher hier nicht enthaltene Standards im Sinne einer Standardisierung eines Gesamtsystems einbauen zu können.

An der Entwicklung dieses Standards haben eine Reihe von Vertretern fachkundiger Stellen und Institutionen engagiert und konstruktiv mitgewirkt. Die Vertreter der Klassifikationsgesellschaften Det Norske Veritas (DNV) und Germanischer Lloyd (GL) haben den Prozess kompetent begleitet. Vertreter aus der Wirtschaft und Wissenschaft haben wertvolle Beiträge eingebracht, so dass insgesamt eine solide Basis für eine kooperative und konstruktive Zusammenarbeit am Maßstab der Anlagensicherheit zum Schutz der Meeresumwelt und der Erhaltung der Sicherheit und Leichtigkeit des Seeverkehrs erstellt werden konnte.

### 2 Grundlagen

#### 2.1 Rechtsgrundlage

Anlagen, die der Genehmigungspflicht nach SeeAnIV unterfallen, müssen den anerkannten Regeln der Technik entsprechen; § 5 Absatz 2 SeeAnIV setzt dies sowohl für die Konstruktion und die Errichtung als auch für den Betrieb der Anlagen voraus.

Die Genehmigung kann nach § 4 Absatz 2 SeeAnIV die Einhaltung bestimmter technischer Standards vorschreiben; der Nachweis der Einhaltung der vorgeschriebenen Standards stellt danach die Basis für die Feststellung der Rechtmäßigkeit von Konstruktion, Errichtung und Betrieb der Anlage dar.

#### 2.2 Gegenstand dieses Standards

Regelungsgegenstand dieses Standards sind die konstruktionsbezogenen verschiedenen baulichen Komponenten eines Offshore-Windenergieparks.

Hierzu zählen insbesondere

- Turbine bestehend aus Gondel und Rotorblättern,
- Tragstruktur bestehend aus Turm und Unterstruktur einschließlich lokal fixierter Einbindung in den Meeresboden (Gründung),
- die parkinterne Verkabelung der Einzelanlagen einschließlich Zusammenführung an der Umspannstation,
- die Umspannstation einschließlich der Plattform,
- das Stromabführungssystem von der Umspannstation bis zur Netzanbindung an Land und
- ggf. weitere bauliche Komponenten des Offshore-Windenergieparks.

Der Offshore-Windenergiepark wird dabei sowohl in seinen einzelnen Komponenten als auch als Gesamtsystem betrachtet. Die dabei zu durchlaufenden Abschnitte gliedern sich grundsätzlich in folgende Projektphasen, die in [Teil C](#) und [Tabelle 2](#) ausführlicher beschrieben werden:

- Entwicklung,
- Konstruktion,
- Ausführung (Fertigung, Transport, Errichtung bzw. Installation, Inbetriebnahme),
- Betrieb und
- Rückbau.

Die Vorgabe der Erfüllung der Einhaltung des Stands der Technik bzw. hilfsweise des Stands der Wissenschaft bezieht sich auf den Abschluss der jeweiligen Projektphase.

### 2.3 Standardanordnungen der Genehmigungspraxis

Auf der Grundlage des § 4 Absatz 2 SeeAnIV sind in den bisher erteilten Genehmigungen für die hier geregelte Materie projektkonkretisierende Anordnungen erlassen worden, die zum Teil als eine standardisierte Praxis angesehen werden können, auch wenn diese im derzeit dynamischen Entwicklungsprozess einer stetigen Überprüfung unterliegen. Diese Anordnungen einschließlich ihrer Begründung werden nachfolgend zusammengestellt.

#### 2.3.1 Bau und Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen (Offshore-WEA)

##### *Ziffer 1*

Gegenstand der Genehmigung sind die einzelnen Offshore-WEA einschließlich Nebenanlagen wie der parkinternen Verkabelung und einer Umspannstation.

Begründung:

Die Bestimmung umreißt und definiert Art und Umfang des Gegenstandes der Genehmigung in räumlicher wie baulicher Hinsicht.

##### *Ziffer 2*

Die genauen Positionen der (einzelnen) Offshore-WEA sowie der Nebenanlagen sind einzumessen. Nach Fertigstellung der Anlagen ist der Genehmigungsbehörde ein Baubestandsplan vorzulegen, der alle errichteten baulichen Anlagen einschließlich der endgültigen Koordinaten enthält.

Begründung:

Die Anordnung dient der Konkretisierung der Genehmigungsgegenstände. Da die Konstruktionsweise der Anlagen bis zum jetzigen Zeitpunkt nicht abschließend entschieden und damit auch noch nicht konkret darstellbar ist, können noch keine Baupläne vorgelegt werden. Diese vorzulegenden Unterlagen, insbesondere der Baubestandsplan, sind nach Fertigstellung der Anlagen mit ihrer eingemessenen Position als Grundlage für die Kontrolle dieser Genehmigung sowie für das weitere Verfahren anzusehen und werden dann Gegenstand dieser Genehmigung.

##### *Ziffer 3*

Die einzelnen Anlagen müssen in Konstruktion und Ausstattung dem Stand der Technik entsprechen. Selbiges gilt für die Errichtung der Anlagen. Für die Entwicklung, Konstruktion, Ausführung und Über-

wachung sind der vom BSH herausgegebene Standard „Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen“ sowie bei der bautechnischen Vorbereitung der Gründungsarbeiten und anschließenden Überwachung des Anlagenbetriebs der darin implementierte Standard des BSH „Baugrunderkundung. Mindestanforderungen für Gründungen von Offshore-Windenergieanlagen (WEA) und die Verlegung der stromabführenden Kabel“ [1] in der jeweils aktuellen Fassung einzuhalten; etwaige Abweichungen sind gegenüber der Genehmigungsbehörde zu beantragen und bezüglich ihrer Gleichwertigkeit zu begründen.

Sowohl die Offshore-WEA einschließlich der ihrer Gründung dienenden Bauwerke als auch die Umspannstation und parkinterne Verkabelung müssen von einer durch das BSH im Einzelfall anerkannten sachverständigen Institution, Person oder Personengruppe (Zertifizierer/Prüfsachverständiger als Fremdüberwachung) geprüft sein. Die Prüfung muss mit einer dem BSH vorzulegenden Bestätigung abgeschlossen werden. Die Bestätigung muss eine gutachterliche Erklärung über die bestimmungsgemäße Auslegung des Gesamtprojekts, einer technischen Anlage oder einer Komponente davon den allgemein anerkannten Regeln der Technik, hilfsweise dem Stand der Wissenschaft, entsprechend enthalten.

Betreiber, ausführende Bau- und Installationsfirmen sowie beauftragte Zertifizierer/Prüfsachverständige stellen durch geeignete Organisationsmaßnahmen sicher, dass das BSH fortlaufend in den Prüfungsprozess einbezogen wird. Ein Projektplan einschließlich eines Schemas der Meilensteine und geeigneter Organisationsschritte für die weitere Durchführung ist vorzulegen. Werden Informationen oder Nachweise nicht entsprechend den Vorgaben der Genehmigungsbehörde vorgelegt, können Bau- und/oder Betriebserlaubnis ausgesetzt werden.

Die erforderlichen Nachweise und Zertifikate sind entsprechend des Projektfortschritts abschnittsweise vorzulegen (s. [Tabelle 2](#)).

Eine vom Zertifizierer/Prüfsachverständigen geprüfte Planung mit einem Entwurf der Anlagenstruktur (vorläufige Design Basis und Vorentwurf) ist dem BSH zur Prüfung und Freigabe vorzulegen. Die Design Basis und der darauf beruhende Vorentwurf sind regelmäßig Bestandteil der Antragsunterlagen und bilden gleichzeitig die Grundlage für die Umweltverträglichkeitsstudie sowie für die Ausschreibung. Sie enthalten mindestens die am jeweiligen Standort technisch möglichen Varianten der Konstruktionskomponenten auf der Grundlage qualifizierter Untersuchungen und sachverständiger Gutachten.

Im Verlauf der Konstruktionsphase sind frühzeitig, mindestens jedoch 1 Jahr vor der Errichtung der Anlagen die aufgrund der Ergebnisse der Ausschreibung und/oder Konkretisierung der einzelnen Konstruktionskomponenten fortgeschriebene Design Basis und der geprüfte grundlegende Entwurfsplan (Basic Design) dem BSH zur Prüfung und Freigabe vorzulegen, welche die für die Bauwerke üblichen Unterlagen (Bau- und Konstruktionszeichnungen, Bauphasenplan, etc.) enthalten. Zu diesem Zeitpunkt müssen verbindliche Angaben zu den weiteren Eckpunkten und zeitlichen Meilensteinen der Ausführungsphase vorgelegt werden.

Nach Abschluss der Konstruktionsphase ist die geprüfte Ausführungsplanung dem BSH zur Prüfung und Freigabe vorzulegen.

**Begründung:**

Die Erfüllung der Bedingungen der Einhaltung des Qualitätsstandards des Standes der Technik sowie der Zertifizierung der Anlagen und Bauteile gewährleistet die bauliche Anlagensicherheit. Die vom Genehmigungsinhaber für die Errichtung bestimmte Konstruktions- und Ausrüstungsvariante, die jetzt noch nicht bestimmt werden kann, wird danach von dritter sachverständiger Stelle auf das Vorliegen der üblichen Qualitätsanforderungen überprüft. Auf dieser Grundlage wird sichergestellt, dass die jetzige Genehmigung wirksam erteilt werden kann, ohne dass detaillierte Bau- und Konstruktionszeichnungen vorliegen. Diese Unterlagen und Nachweise müssen zur Ermöglichung der Überprüfung vor Errichtung der Anlagen in dem genannten angemessenen Zeitraum vorgelegt werden. Eine frühere Vorlage der Unterlagen ist nicht nur möglich, sondern auch wünschenswert, um erforderlichenfalls noch Änderungen vornehmen zu können. Der Stan-



Standard Baugrunderkundung [1] enthält Mindestanforderungen, die konkrete Vorgaben für die geologisch-geophysikalische und geotechnische Baugrunderkundung enthalten. Der Standard steht derzeit auf dem Stand von 1. August 2003 und wird fortgeschrieben. Es ist jeweils die aktuelle Fassung anzuwenden. Über Abweichungen im Einzelfall entscheidet die Genehmigungsbehörde, die sich dabei ausdrücklich vorbehält, auf Kosten des Antragstellers eine Prüfbegutachtung durch eine Klassifikationsgesellschaft (§ 5 Absatz 2 SeeAnIV) oder andere geeignete Sachverständige zu veranlassen.

#### Ziffer 4

Die Konstruktion und Gestaltung der baulichen Anlagen muss insbesondere folgenden Anforderungen genügen:

##### Ziffer 4.1

Die baulichen Anlagen müssen in einer Weise konstruiert und gestaltet sein, dass

- weder bei der Errichtung noch beim Betrieb nach dem Stand der Technik vermeidbare Emissionen von Schadstoffen, Schall und Licht in die Meeresumwelt auftreten oder – soweit diese durch Sicherheitsanforderungen des Schiffs- und Luftverkehrs geboten und unvermeidlich sind – möglichst geringe Beeinträchtigungen hervorgerufen werden,
- im Fall einer Schiffskollision der Schiffskörper so wenig wie möglich beschädigt wird.

##### Ziffer 4.2

Der Außenanstrich ist im Bereich von Turbine und Turm grundsätzlich in der Farbe eines reflexionsarmen Lichtgrau unbeschadet der Regelung zur Luft- und Schifffahrtskennzeichnung auszuführen.

##### Ziffer 4.3

Der Korrosionsschutz muss möglichst schadstoffarm sein. Die Verwendung von TBT ist zu unterlassen. Die (Unterwasser-)Konstruktionen sind im relevanten Bereich (Tidehub/Wellenhöhe) mit ölabweisenden Anstrichen zu versehen.

##### Ziffer 4.4

Bei der Aufstellung (Konfiguration) der einzelnen Anlagen ist sicher zu stellen, dass durch den gleichzeitigen Betrieb der Offshore-WEA keine schädlichen Interferenzen entstehen können.

#### Begründung:

Die Anordnungen unter Ziffer 4 dienen sowohl der Vermeidung von Verschmutzungen und Gefährdungen der Meeresumwelt als auch der Sicherheit des Verkehrs gemäß § 3 Satz 1 SeeAnIV. Wie die Formulierung zur Emissionsvermeidung zeigt, können die aus Naturschutzgründen aufgenommenen Anforderungen und die für eine sichere Schifffahrt bestehenden Anforderungen in einem Spannungsverhältnis stehen.

Während die Anordnung einer bei Kollisionen Schiff/Offshore-WEA möglichst schiffskörpererhaltenden Konstruktion beiden Zielen aus § 3 SeeAnIV gleichzeitig dient, bilden z. B. bei Lichtemissionen die Sicherheitsanforderungen des Schiffs- und Luftverkehrs eine Grenze für eine unbedingte Emissionsvermeidung während Bau- und Betriebsphase.

Vorgeschrieben wird durch die in einem engen Zusammenhang zu der Nebenbestimmung Ziffer 3 stehende Anordnung Ziffer 4.1, eine ständige Optimierung der Anlagen in ökologischer Hinsicht nach dem wachsenden Stand der Erkenntnisse und der Technik, soweit dies nach Maßgabe von nicht verzichtbaren Maßnahmen der Gefahrenabwehr möglich und zumutbar ist.

Die Anknüpfung dieser Anforderung an den Stand der Technik soll erreichen, dass bereits durch die Konstruktion und Ausrüstung etwaige Auswirkungen vermieden oder vermindert werden, deren Eintritt derzeit nicht mit Sicherheit vorhersehbar ist, im Falle des späteren Eintritts jedoch zur Versagung oder Aufhebung der Genehmigung führen könnte. Sofern eine Vermeidung von Schadstoff-, Schall- und Lichtemissionen nicht erreicht werden kann, beinhaltet die Anordnung in Ziffer 4.1 entsprechend dem Vorsorgeprinzip eine Minimierung der hervorgerufenen Beeinträchtigungen. Zu denken ist hier z. B. an die Entwicklung und Anwendung von Vergrämuungsmaßnahmen für nachteilig beeinträchtigte Tierarten, der Einsatz einer nach dem Stand der bestverfügbaren und naturverträglichsten Verkehrssicherungsbefeuerung im Sinne einer intelligenten Anlage, die die Lichtstärke flexibel an die Sichtverhältnisse anpasst, an die Verwendung möglichst umweltverträglicher Betriebsstoffe und eine möglichst umfassende Kapselung von schadstoffführenden Leitungen und Behältnissen.

Den genannten Zwecken dienen auch die konkreten Anordnungen in Ziffer 4.2 und 4.3 zur Ausführung des Korrosionsschutzes sowie der Farbgebung der Anlagen. Mit der Anordnung zur Farbgebung der Anlagen soll eine Blendwirkung durch unnötige Reflektionen an glatten Oberflächen der Anlagen verhindert werden. Die Anordnung zur Verwendung ölabweisender Anstriche im von der Meeresoberfläche betroffenen Bereich stellt sicher, dass in den Bereich des Vorhabens driftendes Öl sich nicht an den Bauteilen festsetzt und dann nicht mehr aufgenommen werden kann. Dies soll verhindern, dass das festgesetzte Öl sodann über einen längeren Zeitraum kontinuierlich in das Gewässer ausgewaschen wird.

In einem engen Zusammenhang hierzu ist der zu erwartende Eintrag von Schall in den Wasserkörper zu nennen, der ebenfalls dem angeordneten Minimierungsgebot unterliegt. Einer möglichen Potenzierung von Schalleintrag und dessen Vermeidung trägt die Anordnung Ziffer 4.4 Rechnung.

### 2.3.2 Bau und Betrieb des stromabführenden Kabels von Offshore-WEA

#### *Ziffer 1*

Gegenstand der Genehmigung ist das stromabführende Kabelsystem im Bereich der AWZ zur Netzanbindung der Offshore-Windenergieanlagen einschließlich seiner geplanten Lage und dem Übergabepunkt an der Grenze zum Hoheitsgebiet.

#### *Ziffer 2*

Bei der bautechnischen Vorbereitung der Verlegearbeiten und der anschließenden Überwachung ist der Standard des BSH „Baugrunderkundung. Mindestanforderungen für Gründungen von Offshore-Windenergieanlagen (WEA) und die Verlegung der stromabführenden Kabel“ [1] in seiner jeweils aktuellen Fassung einzuhalten; etwaige Abweichungen sind gegenüber der Genehmigungsbehörde zu beantragen und bezüglich ihrer Gleichwertigkeit zu begründen. Die Untersuchungen zur Baugrunderkundung sind rechtzeitig gemäß § 132 Bundesberggesetz (BBergG) zu beantragen.

#### *Ziffer 3*

Die vom Zertifizierer/Prüfsachverständigen geprüften Unterlagen zu den konkreten technischen Spezifikationen (Hersteller, Kabelsdesign, verwendete Stoffe, Gewicht pro Kabelmeter) des zur Ausführung gelangenden Kabels sind dem BSH zur Prüfung und Freigabe vorzulegen. Für die Entwicklung, Konstruktion, Ausführung und Überwachung ist der vom BSH herausgegebene Standard „Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen“ [2] in seiner jeweils aktuellen Fassung einzuhalten; etwaige Abweichungen sind gegenüber der Genehmigungsbehörde zu beantragen und bezüglich ihrer Gleichwertigkeit zu begründen.

## 2.4 Weitere Standardvorgaben für Offshore-Windenergieparks

Der bereits genannte „Standard Baugrunderkundung. Mindestanforderungen für Gründungen von Offshore-Windenergieanlagen (WEA) und die Verlegung der stromabführenden Kabel“ [1] des BSH wird in seiner jeweils aktuell geltenden Fassung Bestandteil dieses Regelwerkes.

Sicherheits- und Vorsorgemaßnahmen im Sinne von § 5 Absatz 2 Satz 2 SeeAnIV bleiben einer gesonderten Regelung vorbehalten. Ein entsprechender Standard für ein Schutz- und Sicherheitskonzept kann eingearbeitet werden. Die Vorgaben der „Richtlinie der WSDen und der Fachstelle der WSV für Verkehrstechniken (FVT) für die Gestaltung, Kennzeichnung und Betrieb von Offshore-Windparks“ bleiben unberührt.

Speziell für bestimmte Einzelkomponenten oder Systeme bereits bestehende allgemein anerkannte Regeln der Technik werden als Basisstandardbestimmungen bei den entsprechenden Regelungsmaterien aufgeführt. Soweit für Offshore-WEA anwendbar, sind gültige deutsche technische Vorschriften vorrangig. Fehlende Regelungen können aus anderen Regelwerken ergänzt werden, wenn eine sachverständige Zulässigkeitsanalyse vorgenommen wird. Eine Vermischung verschiedener Regelwerke ist grundsätzlich nicht gestattet. Die Kombination oder die gegenseitige Ergänzung unterschiedlicher oder konkurrierender Regelwerke oder von einzelnen Bestimmungen daraus bedarf in jedem Fall einer sachverständigen Zulässigkeitsanalyse und –bewertung.

## 3 Abweichungen

Abweichungen von den hier geregelten Standards sind möglich, soweit diese aufgrund neuerer Erkenntnisse allgemein oder aufgrund der vorhabensspezifischen Besonderheiten erforderlich oder den genannten Schutzzwecken in mindestens gleichwertiger Weise zu dienen geeignet sind; diese sind gegenüber der Genehmigungsbehörde – rechtzeitig – zu beantragen und bezüglich ihrer Gleichwertigkeit ausführlich zu begründen. Über Abweichungen im Einzelfall entscheidet die Genehmigungsbehörde, die sich dabei ausdrücklich vorbehält, auf Kosten des Antragstellers eine Prüfbegutachtung durch eine Klassifikationsgesellschaft (§ 5 Absatz 2 SeeAnIV) oder – sofern rechtlich möglich – durch geeignete Prüfsachverständige zu veranlassen.

## 4 Fortschreibung

Der vorliegende Standard stellt den gegenwärtigen Stand des Technik und des Wissens dar. Da insbesondere bei der künftigen Realisierung von Projekten neue Erkenntnisse gesammelt werden und ebenso technische Weiterentwicklungen zu erwarten sind, kann dieser Standard kein statisches Produkt sein, sondern wird in angemessenen Zeitintervallen der fortschreitenden Entwicklung angepasst.

## Teil B: Nachweise und Genehmigungserfordernisse

### 1 Definitionen

Das mechanische Gesamtsystem einer Offshore-WEA besteht aus den Komponenten Turbine und Tragstruktur (Abbildung 1). Die Tragstruktur lässt sich weiter unterteilen in Turm und Unterstruktur. Die Gründungselemente sind Bestandteil der Unterstruktur.

Die Turbine besteht im Einzelnen aus der Gondel und den Rotorblättern.

Die Komponenten des Gesamtsystems eines Offshore-Windenergieparks sind in [Teil A, Kapitel 2.2](#) aufgeführt.

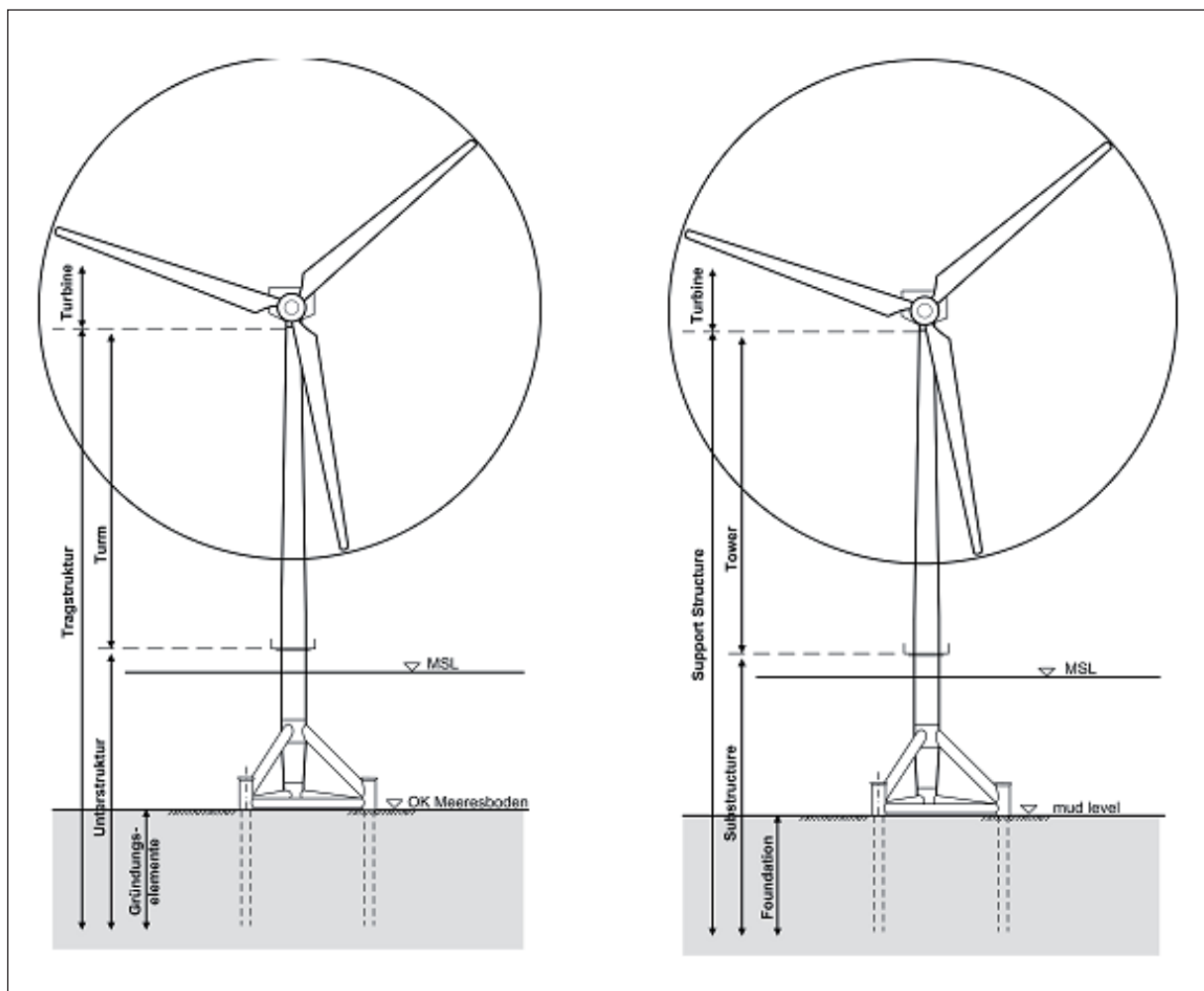


Abb. 1: Komponenten einer Offshore-WEA

## 2 Allgemeines

Durch die Betrachtung des aus Tragstruktur und Turbine gebildeten Gesamtsystems einer Offshore-WEA sowie des aus Offshore-WEA, parkinterner Verkabelung, Seekabel, Umspannstation und ggf. weiteren Elementen gebildeten Gesamtsystems eines Offshore-Windenergieparks ist der Nachweis zu erbringen, dass die bereits typenzertifizierte Turbine zusammen mit dem standortspezifischen Design der Tragstruktur sowie sämtliche o.a. Komponenten des Offshore-Windenergieparks in Konformität mit den anzuwendenden Zertifizierungsrichtlinien sind. Hierbei sind die standortspezifischen externen Bedingungen (Bodeneigenschaften, Wind- und Wellenverteilungen, Gezeiten, Eisgang, Stabilität des elektrischen Netzes, Windenergieparkkonfiguration) und Besonderheiten zu berücksichtigen.

Weiterhin ist durch unabhängige Überwachung der Ausführung (Fertigung, Transport, Installation und Inbetriebnahme) sicherzustellen, dass Turbine, Tragstruktur, parkinterne Verkabelung, Seekabel, Umspannstation und ggf. weitere Komponenten des Offshore-Windenergieparks in Konformität mit den zertifizierten/geprüften Ausführungsunterlagen stehen und keine gravierenden Mängel oder Schäden vorliegen.

Durch Wiederkehrende Prüfungen (WKP) ist der Zustand der Offshore-Windenergieparks in der Betriebsphase zu überwachen. Wiederkehrende Prüfungen sind zur Aufrechterhaltung der Betriebserlaubnis erforderlich.

Bei allen im Folgenden aufgeführten (Komponenten-) Nachweisen ist stets zu überprüfen, ob der Nachweis oder zumindest Teile davon am mechanischen Gesamtsystem zu führen ist bzw. sind. Dies ist beispielsweise bei der Ermittlung und Überprüfung der Eigenfrequenzen der Offshore-WEA der Fall.

Der Prüfungsvorgang umfasst im Wesentlichen die folgenden Elemente und Schritte:

- 1) Typenzertifikat für die Turbine;
- 2) Prüfung der Standortbedingungen einschließlich Baugrundeigenschaften (Standortbewertung);
- 3) Prüfung der standortspezifischen Lastannahmen und der Tragstruktur (standortspezifische Konstruktionsbewertung). Prüfung, ob das Typenzertifikat (1) der Turbine alle Standortbedingungen abdeckt, anderenfalls ergänzende Prüfung der Turbine;
- 4) Konformitätsbescheinigung/Prüfzeugnis für die standortspezifische Konstruktion der Offshore-WEA nach Erfüllung der Punkte (1) bis (3);
- 5) Prüfung und Bewertung der Einrichtungen zur Überwachung der Offshore-WEA als Gesamtsystem (Supervisory Control and Data Acquisition, SCADA einschl. des Condition Monitoring System, CMS);
- 6) Prüfung und Bewertung von Seeoperationen und Rückbaukonzept;
- 7) Fertigungsüberwachung;
- 8) Überwachung von Transport, Installation und Inbetriebnahme;
- 9) Konformitätsbescheinigung/Prüfzeugnis für die Überwachungsleistungen nach Erfüllung der Punkte (5) bis (7);
- 10) Projektzertifikat;
- 11) Wiederkehrende Prüfungen zur Aufrechterhaltung des Projektzertifikats und der Betriebserlaubnis;
- 12) Prüfung und Überwachung des Rückbaus und Ausstellung des zugehörigen Prüfzeugnisses/ der zugehörigen Konformitätsbescheinigung.

Die Typenzertifizierung wird in der Regel vom Hersteller von Offshore-WEA beauftragt. Prüfsachverständige sind vom BSH im Einzelfall anzuerkennen. Eine frühzeitige Einschaltung und Anerkennung von Prüfsachverständigen sowie der inhaltliche Austausch mit dem Zertifizierer/Prüfsachverständigen wird dringend empfohlen.

Die Feststellung der Standortbedingungen einschließlich der Baugrundsituation sowie die Benennung anzuwendender Richtlinien und Methoden in der Design Basis (Grundlagen für die Auslegung) sollten frühzeitig mit dem Zertifizierer/Prüfsachverständigen abgestimmt werden, um in den späteren Phasen der Detailkonstruktion und -bewertung Probleme zu vermeiden.

Im Rahmen der Erstellung von Ausschreibungsunterlagen für ein Bieterverfahren wird eine (Vor-) Bewertung der Annahmen und ggf. der vorgegebenen Konstruktion durch den Zertifizierer/Prüfsachverständigen empfohlen.

### 3 Standortspezifische Konstruktionsnachweise

#### 3.1 Turbine

Für die vorgesehene Turbine ist in der Regel eine Typenzertifizierung vorzulegen. Für eine Pilotanlage oder für eine aufgrund zeitlicher Vorgaben nicht oder noch nicht typenzertifizierungsfähige Neuentwicklung ist im Einzelfall ausnahmsweise auch die Vorlage eines anderen geeigneten Zertifikats für die Turbine zulassungsfähig. Aufgabe der Typenzertifizierung sowie auch der ausnahmsweise zulässigen anderweitigen Zertifizierung ist die sachverständige Prüfung und Bestätigung, dass der Turbinentyp in Konformität mit den zu Grunde liegenden Normen bzw. Richtlinien konstruiert und dokumentiert wurde und auf dieser Basis gefertigt werden kann. Dabei sind marine Umgebungsbedingungen zu berücksichtigen. Für die Typenzertifizierung ist der normen- bzw. richtlinienkonforme Offshore-Betrieb der WEA nachzuweisen.

Hieraus ergeben sich folgende Aufgaben für die Typenzertifizierung:

- Konstruktionsbewertung des Turbinentyps:
  - Lastannahmen,
  - Betriebsführung- und Sicherheitskonzept,
  - Rotorblätter einschließlich statischer- bzw. dynamischer Blatttests,
  - Maschine,
  - optional Turm (ohne Unterstruktur, jedoch einschließlich Anbindung des Turmes an die Unterstruktur und deren Eigenschaften, sofern notwendig für die Bewertung der anderen Komponenten, z. B. Steifigkeitsannahmen),
  - Elektrotechnik und Blitzschutz sowie
  - Inbetriebnahmeüberwachung bei einer der ersten Offshore-WEA des geprüften Typs.
- Umsetzung der konstruktiven Anforderungen in der Fertigung und Montage: eine einmalige Fertigungsüberwachung und Besichtigung des Produktionsablaufes stellt sicher, dass die in den Ausführungsunterlagen festgelegten konstruktiven Anforderungen an Fertigung und Montage im Fertigungsbetrieb umgesetzt werden können.
- QM-System des Herstellers von Offshore-WEA: ein gültiges Zertifikat über das Qualitätsmanagement nach ISO 9001 ist vorzulegen. Ist dieses nicht vorhanden, so kann alternativ in Abstimmung mit dem Zertifizierer/Prüfsachverständigen eine Prüfung des Qualitätsmanagements in Anlehnung an ISO 9001 erfolgen.
- Prototypmessungen  
An einem der ersten Prototypen (z. B. Prototyp an Land) sind folgende Messungen/Tests durchzuführen:
  - Beanspruchung,
  - Leistungskurve,
  - Netzverträglichkeit,
  - Schall und
  - Anlagenverhalten.

## 3.2 Tragstruktur

### 3.2.1 Standortbedingungen und Design Basis

Zunächst sind die Standortbedingungen und deren Übertragung in die Entwurfsgrundlagen (Design Basis) darzustellen und durch den Zertifizierer/Prüfsachverständigen zu bewerten. Die Bewertung der Design Basis erfolgt möglichst früh vor Beginn von konstruktiven Auslegungen oder Vorauslegungen der Anlagenkonstruktion.

Folgende Daten sind dabei mindestens darzustellen:

- Standort und Konfiguration des Offshore-Windenergieparks mit Koordinaten für alle Offshore-WEA, Umspannstation und ggf. weitere bauliche Komponenten;
- Baugrundeigenschaften:
  - geotechnisches und geophysikalisches Untersuchungsprogramm;
  - Baugrundgutachten und Daten durchgeführter Erkundungen: Auswertung von Drucksondierungen und Bohrproben, Ableitung von Bodenparametern für Berechnungen;
  - Konformität mit dem „Standard Baugrunderkundung. Mindestanforderungen für Gründungen von Offshore-Windenergieanlagen (WEA) und die Verlegung der stromabführenden Kabel“ [1] des BSH; der Zertifizierer/Prüfsachverständige bewertet, ob das vorgelegte Erkundungskonzept den BSH-Standard erfüllt bzw. ob im Fall von Abweichungen diese ausreichend begründet und akzeptabel sind;
- Winddaten;
- maritime Bedingungen (Wassertiefen/-stände, Wellendaten, Gezeiten, Korrelation von Wind und Wellen, Eisgang, Strömung, Kolkbildung, Bewuchs, u. a.).

Für die Erfassung der o. a. Daten werden in der Regel Gutachten durch geeignete sachverständige Stellen erstellt. Der Zertifizierer/Prüfsachverständige prüft die Vollständigkeit der Gutachten und bewertet die Plausibilität der Daten.

Um für Bemessungen einen möglichst vollständigen und abgesicherten Anforderungskatalog bereitstellen zu können, werden in der Design Basis über die vorgenannten Standortbedingungen hinaus weitere Angaben gemacht. Dies sind: die Definition der dimensionierenden Lastfälle, Festlegung von anzuwendenden Normen und Richtlinien für Bemessung, Werkstoffe, Korrosionsschutz, etc. sowie die Beschreibung besonderer Nachweismethoden, wenn diese nicht aus Normen oder Richtlinien hervorgehen. Diese Punkte werden vom Zertifizierer/Prüfsachverständigen im Rahmen der Bewertung der Design Basis ebenfalls geprüft und bewertet.

### 3.2.2 Lastannahmen

Aufbauend auf den Standortbedingungen und der Design Basis sowie dem Betriebsführungs- und Sicherheitskonzept der Offshore-WEA sind die auslegungsrelevanten Lastfälle zu definieren. Der Umfang der Lastfalldefinitionen wird vom Zertifizierer/Prüfsachverständigen bewertet. Es wird empfohlen, die Bewertung der Lastfälle durch den Zertifizierer/Prüfsachverständigen durchführen zu lassen, bevor die Simulation und Berechnung der Lastannahmen beginnt, um Mehrfachsimulationen zu vermeiden. Es sind alle Lastfälle zu berücksichtigen, die zum Nachweis der strukturellen Integrität der Offshore-WEA erforderlich sind. Grundsätzlich wird zwischen Betriebsfestigkeitslasten zum Nachweis der Betriebsfestigkeit und Extremlasten zum Nachweis der allgemeinen Standsicherheit (Festigkeit, Stabilität, äußere Standsicherheit) unterschieden. Die Betriebsfestigkeitslasten müssen den Betrieb der Offshore-WEA über eine Lebensdauer von mindestens 20 Jahren repräsentieren. Die Extremlasten müssen alle Ereignisse erfassen, die unter Beachtung der Wahrscheinlichkeit ihres gleichzeitigen Auftretens zu den höchsten Lasten führen können (z. B. „50-Jahres-Bö“, die „50-Jahres-Welle“, extreme Schräganströmung des Rotors, Schiffsanprall (Serviceschiff), Eisdruck u. a.).

Die Kombination von externen Bedingungen und Anlagenzuständen ist für das jeweilige Projekt und den Standort entsprechend (oder erforderlichenfalls in Anlehnung an) den gültigen Richtlinien und Normen darzustellen und zu begründen. Die Teilsicherheitsfaktoren der Einwirkungen der verwendeten Regelwerke sind zu beachten. Die Berechnungsmethoden, z. B. Simulationsverfahren, Anzahl der Realisierungen und Kombination von Wind- und Wellenlasten, sind zu beschreiben, ggf. vereinfachende Annahmen sind zu begründen.

Nach Festlegung und Bewertung der Lastfalldefinitionen sind Lastberechnungen unter Berücksichtigung der kompletten Strukturmechanik durchzuführen und dem Zertifizierer/Prüfsachverständigen zur Prüfung vorzulegen. Der Zertifizierer/Prüfsachverständige prüft die Plausibilität der Lastannahmen und der Ergebnisse anhand exemplarischer Berechnungen. Der Vergleich der Parallelberechnungen mit denen der vorgelegten Lastberechnungen ist die Grundlage für die Entscheidung über die Akzeptanz der Lastannahmen und für die Ausstellung des Prüfberichtes für die Lastannahmen.

### 3.2.3 Tragstruktur ohne Gründungselemente

#### *Definition:*

*Unter dem Begriff Tragstruktur werden alle baulichen Komponenten und Anlagen zusammengefasst, die sich zwischen dem Meeresboden und der Turbine (s. [3.1](#)) befinden. Im Allgemeinen kann die Tragstruktur unterteilt werden in den Turm und die Unterkonstruktion (s. [Abbildung 1](#)).*

#### 3.2.3.1 Allgemeines

Bezüglich Materialien (Beton, Betonstahl, Spannstahl, Stahl, etc.) sind die allgemeinen Materialkennwerte und Festigkeitseigenschaften aufzuführen. Es sind allgemein zugelassene Baustoffe zu verwenden, entsprechend der Liste der geregelten Bauprodukte. Werden im Ausnahmefall nicht geregelte Produkte verwendet (Beispiel „Grouting“), so ist eine Zustimmung durch das BSH erforderlich. Dazu können durch das BSH geeignete Prüfer zur Beurteilung des betrachteten Bauprodukts eingeschaltet werden.

#### 3.2.3.2 Technische Regelwerke

Die nachfolgend aufgeführten technischen Regelwerke (nicht vollständig) sind in ihrer jeweils aktuellen Fassung zugrunde zu legen. Bei der Anwendung der Bemessungsnormen dürfen die von üblichen Hochbaukonstruktionen abweichenden Risiken angemessen berücksichtigt werden. Auf Abweichungen ist besonders hinzuweisen; sie sind zu begründen. Die abschließende Zustimmung des BSH zu den Abweichungen ist erforderlich; dazu kann das BSH geeignete Prüfer einschalten.

Normen und Richtlinien zu Offshore-WEA (Einwirkungen):

- [3] DIN 1055-4: 2005-03,
- [4] IEC 61400-3,
- [5] API RP 2A-LRFD,
- [6] GL Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines,
- [7] DNV-OS-J101.

Bemessungsnormen:

- [8] DIN 18800-1 bis -4,
- [9] DIN EN 1993-1-2:2006-10 (Eurocode 3),
- [10] DIN 1045,
- [11] DIN EN 1992-1-1:2005-10 (Eurocode 2),
- [12] DIN EN 206-01: 2001-07.



## Anmerkungen:

- Für den Nachweis des kathodischen Korrosionsschutzes wird auf die GL-Richtlinie „VI Additional Rules and Guidelines, Part 9 - Materials and Welding, Chapter 6 - Guidelines for Corrosion Protection and Coating Systems“ [13], und die DNV-Richtlinie „Recommended Practice DNV-RP-B401. Cathodic Protection Design“ [14], in ihrer jeweils aktuellen Fassung hingewiesen.
- Für den Nachweis der Ermüdungsfestigkeit von Stahlbeton- und Spannbetonbauteilen wird auf das DAST-Heft 439 „Ermüdungsfestigkeit von Stahlbeton- und Spannbetonbauteilen mit Erläuterungen zu den Nachweisen gemäß CEB-FIP Model Code 1990“ (Berlin 1994) [15] hingewiesen.
- Für die Bemessung von Massivkonstruktionen wird auf Offshore Standard DNV-OS-C502 „Offshore Concrete Structures“ [16] in ihrer aktuellen Fassung hingewiesen.
- Für die Bemessung von Grouted-Joint-Verbindungen wird auf die Veröffentlichung des DNV „Structural Design of Grouted Connection in Offshore Steel Monopile Foundations“ (Global Windpower, 2004) [17] sowie die GL Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines [6], Kapitel 5.4.4 „Grouted Connections“ hingewiesen.
- Für Nachweise mit Hilfe der Finite Element-Methode wird auf die GL Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines [6], Kapitel 5.A „Strength Analysis with the Finite Element Method“ hingewiesen.

## 3.2.3.3 Erforderliche Nachweise

- Nachweise der dynamischen Eigenschaften:
  - Eigenfrequenzen des Gesamtsystems, bestehend aus Turbine, Turm und Unterstruktur einschließlich der Gründungselemente,
  - Prüfung der Übereinstimmung von Eigenfrequenzen in der Lastsimulation mit den anhand der Tragstrukturdaten berechneten Eigenfrequenzen und
  - Überprüfung von Schwingungsamplituden und Schwingungsgeschwindigkeiten sowie Beschleunigungen in Bezug auf die Funktionalität der Offshore-WEA.
- Nachweise im Grenzzustand der Tragfähigkeit (*Ultimate Limit State*, ULS):
  - Festigkeitsnachweise,
  - Stabilitätsnachweise und
  - Nachweise der Krafteinleitungen und Verbindungen.
- Nachweise im Grenzzustand der Ermüdung (*Fatigue Limit State*, FLS):
  - Nachweis gegen Ermüdung (Betriebsfestigkeit).
- Nachweise im Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit (*Serviceability Limit State*, SLS):
  - Begrenzung der Verformungen,
  - Begrenzung der Betondruckspannungen, der Stahlspannungen und der Dekompression und
  - Begrenzung der Rissbreiten.
- Nachweise der Dauerhaftigkeit:
  - Nachweis des Korrosionsschutzkonzeptes:
    - kathodischer Korrosionsschutz mit Opferanoden oder durch Fremdstromanlagen und Beschichtungen.
- Nachweise im Grenzzustand der außergewöhnlichen Beanspruchung (*Accidental Limit State*, ALS), sofern solche gegeben sind.
- Bewertung der schiffkörpererhaltenden Eigenschaften der Tragstruktur:
  - Abschätzung der potenziellen Schiffshüllenbeschädigung bei Kollision manövrierunfähiger Schiffe mit Tragstrukturen der Offshore-WEA und
  - Bewertung der Lagesicherheit der Komponenten der Offshore-WEA (Gondel) bei Kurzeiteinwirkung von Kollisionslasten.

- Darstellung der Schallabstrahlung der Tragstruktur, insbesondere der Unterkonstruktion:
  - Schallabstrahlung während der Bauphase und
  - Schallabstrahlung während der Betriebsphase.
- Darstellung der geplanten Überwachung der Tragstruktur durch ein Condition Monitoring System (CMS) für mindestens 1/10 der Offshore-WEA.
- Besonderheiten beim Nachweis von Stahlkonstruktionen:
  - Beim Stabilitätsnachweis von Kreiszyinderschalen darf nach Abschnitt 10.1.3 der „Richtlinie für Windenergieanlagen – Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung“ (Ausgabe März 2004) [18] des Deutschen Instituts für Bautechnik verfahren werden.
  - Beim Nachweis im Grenzzustand der Ermüdung ist bei geramnten Pfählen (auch bei Monopiles) der Schädigungsanteil aus der Rammung selbst zu berücksichtigen.
  - Der Nachweis von Grouted-Joint-Verbindungen ist gemäß den Empfehlungen des GL oder des DNV mit Hilfe der Finite-Elemente (FE)-Methode zu führen und ggf. durch Laborversuche eines anerkannten Prüfinstituts zu bestätigen.

#### 3.2.3.4 Bauliche Durchbildung

- Besonderheiten bei Stahlkonstruktionen:
  - Bei Verwendung von Edelstahlbauteilen sind die besonderen Korrosionsgefahren zu beachten.
  - Die Windturbine (z. B. Stahlturm) und die Ausrüstungen (Secondary Steel wie Boat-Landing, Plattformen und Leitern) sind an das Blitzschutz- und Erdungssystem anzuschließen.
  - Bei geramnten Großrohren (Monopiles) ist ein Mindestverhältniswert von Durchmesser zu Wandstärke  $D/t = 100$  möglichst einzuhalten.
- Besonderheiten bei Massivkonstruktionen:
  - Es ist auf die konsequente Durchführung von Blitzschutz- und Erdungsleitungen durch die Betonstrukturen zur Ableitung in den Baugrund (z. B. Anschluss an die vorhandene Bewehrung) zu achten.
  - Bei Verwendung von Edelstahlbauteilen sind die besonderen Korrosionsgefahren zu beachten.
  - Bei der konstruktiven Durchbildung der Stahlbeton- und Spannbetonbewehrung sind Aspekte der Mindest- und Rissbewehrung, Stab- und Randabstände, Betondeckung, Biegegraden, Verankerungs- und Übergreifungslängen, Verankerungen der Querkraftbewehrung sowie Korrosionsschutzmaßnahmen bei Vorspannelementen zu beachten.

### 3.2.4 Gründungselemente

#### 3.2.4.1 Vorbemerkungen

Offshore-WEA sind Bauwerke mit hohem Schwierigkeitsgrad, ihre Gründungen sind nach DIN 1054-2005.01 [19] in die geotechnische Kategorie 3 (Erd- und Grundbauwerke sowie geotechnische Maßnahmen mit hohem geotechnischen Risiko) einzustufen. Sie erfordern eine ingenieurmäßige Bearbeitung des Gründungsentwurfs mit zahlenmäßigen Sicherheitsnachweisen (Standsicherheit und Gebrauchsfähigkeit) auf der Grundlage individueller Baugrunduntersuchung und -beurteilung unter Beteiligung eines Sachverständigen für Geotechnik mit vertieften Kenntnissen und Erfahrungen auf diesem Gebiet.

Über die Unwägbarkeiten der örtlichen Baugrundsituation hinaus sind die beschränkten Möglichkeiten deterministischer Berechnungsmodelle der Geotechnik beim Entwurf der Gründungselemente von Offshore-WEA zu berücksichtigen.

Die erzielbare „Genauigkeit“ numerischer Modellberechnungen unter Einbeziehung des Baugrundes ist wegen der Implementation notwendigerweise stark vereinfachter Spannungs-Verformungsbeziehungen und Kontaktflächenbedingungen signifikant geringer als diejenige von konstruktiven Bauteilen. In der Regel sind deshalb Variationen der maßgebenden Einflussparameter durchzuführen, mit denen deren Einfluss auf das Entwurfsziel eingegrenzt und mit denen gezeigt wird, dass sich das Gesamtbauwerk mit ausreichender Wahrscheinlichkeit innerhalb dieser Grenzen „verhalten“ wird.

Dieses Vorgehen ist unerlässlich für alle diejenigen Nachweise,

- in denen Baugrundverformungen als Ziel- oder als Einflussgröße enthalten sind,
- in denen Veränderungen der Baugrundeigenschaften zu berücksichtigen sind und
- in denen mangels ihrer Bestimmbarkeit Annahmen zu Modellparametern zu treffen sind.

Soweit Baugrundverformungen entwurfsrelevant sind, aber nicht mit der erforderlichen Genauigkeit vorausbestimmt werden können, sind die daraus resultierenden Probleme durch geeignete konstruktive Maßnahmen zu umgehen, wenn die Umstände es erlauben. Anderenfalls ist die Beobachtungsmethode anzuwenden.

#### 3.2.4.2 Sicherheitsnachweiskonzept und -verfahren, Standsicherheitsniveau

Die geotechnischen Nachweise der Tragsicherheit des Baugrundes, der Gründungselemente und ihrer Bauteile sind für Offshore-WEA nach den folgenden Grundsätzen führen:

- Die Mechanismen der zu erwartenden Baugrund-Bauwerk-Interaktion und ihre Berücksichtigung in den Nachweisen für die Gründungselemente sind darzustellen.
- Es ist grundsätzlich ein Nachweiskonzept mit charakteristischen Bodenparametern und Teilsicherheitsbeiwerten auf der Einwirkungsseite und auf der Widerstandsseite (Load and Resistance Factors) anzuwenden. Abweichungen sind in begründeten Fällen zulässig, insbesondere dann, wenn die Baugrund-Bauwerk-Interaktion die eindeutige Trennung von Einwirkung und Widerstand nicht zulässt oder wenn Widerstände direkt oder indirekt von Einwirkungen abhängen (z. B. Scherwiderstände von äußeren Lasten). In diesen Fällen ist ein vergleichbares Standsicherheitsniveau nachzuweisen.
- Die Anwendbarkeit der verwendeten Nachweisverfahren ist zu belegen. Überschreitungen der belegten Anwendungsgrenzen sind zu bewerten und zu dokumentieren.
- Soweit anerkannte Nachweisverfahren nicht verfügbar sind und ein eigenes Berechnungsmodell mit Berechnungsverfahren entworfen wird, sind das Modell und das Berechnungsverfahren prüffähig darzustellen und vollständig zu dokumentieren. Soweit die hiermit erzielten Berechnungsergebnisse nicht zweifelsfrei sind und für das behandelte Problem nicht erhebliche Sicherheitsreserven des Objekts gezeigt werden, ist die Anwendbarkeit des Modells und des Verfahrens an sich und seiner Ansätze im Anwendungsfall durch ein geeignetes Mess- und Beobachtungsprogramm am Objekt zu verifizieren, diese Messungen und Beobachtungen sind notwendiger Bestandteil des Nachweises und zusammen mit dem Nachweis als solche darzustellen; dieses Vorgehen entspricht der „Beobachtungsmethode“ gemäß Eurocode EC 7 [20], ihre Elemente sind vollständig umzusetzen (s. [Anhang 3](#)).
- Abweichungen vom Standsicherheitsniveau gemäß DIN 1054-2005.01 [19] zur Berücksichtigung der besonderen Bedingungen der Offshore-Situation sind grundsätzlich zulässig, sie sind ggf. kenntlich zu machen und zu begründen. Unterschreitungen dieses Standsicherheitsniveaus bedürfen der Zustimmung des BSH, dieses kann dazu einen geeigneten Prüfer einschalten. Bei Verwendung anderer Sicherheitskonzepte und Nachweisverfahren ist die Gleichwertigkeit der Sicherheitsaussage sachverständig darzustellen.

#### 3.2.4.3 Technische Regelwerke

Die folgenden technischen Regelwerke sind zugrunde zu legen, ggf. in der jeweils aktualisierten Fassung zum Zeitpunkt der Festlegung der Design Basis:

- [1] Standard Baugrunderkundung,
- [20] DIN EN 1997-1:2005-10,
- [19] DIN 1054:2005-01.

Abweichungen von diesen Regelwerken sind zur Berücksichtigung der besonderen Bedingungen der Offshore-WEA zulässig. Sie sind kenntlich zu machen und zu begründen. Die abschließende Zustimmung des BSH zu den Abweichungen ist erforderlich, dazu kann das BSH geeignete Prüfer einschalten.

Die nachfolgend aufgeführten technischen Regelwerke (nicht vollständig) können in ihrer jeweils aktuellen Fassung ergänzend zugrunde gelegt werden, wo die DIN 1054 [19] keine Regelungen trifft oder aus Gründen der Besonderheit von Offshore-Gründungen im allgemeinen oder von Offshore-WEA im besonderen nicht oder nicht zweckmäßig anwendbar ist:

- [6] GL Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines,
- [7] DNV OS-J-101,
- [21] DIBt-RiLi WEA,
- [22] API RP 2A-WSD,
- [5] API RP 2A-LRFD.

#### 3.2.4.4 Materialbezeichnungen und -kenngrößen

Die verwendeten Materialkenngrößen für die Bodenarten sind grundsätzlich nach den einschlägigen DIN-Vorschriften zu bestimmen und zu bezeichnen. Abweichende oder ergänzende Verfahren und Bezeichnungen sind kenntlich zumachen und vollständig zu dokumentieren.

#### 3.2.4.5 Baugrundmodell und charakteristische Bodenparameter

- Der „Standard Baugrunderkundung“ [1] des BSH ist in seiner jeweils aktuellen Fassung als Mindestanforderung für die Baugrunduntersuchungen anzuwenden.
- Für jeden Standort von Offshore-WEA ist aus der Menge der vorliegenden Erkundungsergebnisse ein standortindividuelles geotechnisches Baugrundmodell abzuleiten, das den Nachweisen zugrunde zu legen ist. Dazu ist (mindestens) ein geeignetes Berechnungsprofil (Bodenprofil) mit den erforderlichen charakteristischen Bodenparametern seiner Bodenschichten anzugeben. Bei inhomogenem Untergrund kann die Formulierung eines komplexeren Baugrundmodells je Offshore-WEA-Standort mit mehreren Berechnungsprofilen erforderlich sein.
- Für das Baugrundmodell sind die charakteristischen Werte und deren wahrscheinliche Bandbreiten aller nachweisrelevanten Bodenkennwerte festzulegen und anzugeben. Diese Angaben müssen auf der Auswertung einer Bandbreite von Untersuchungsergebnissen und auf der erfahrungsbasierten sachverständigen Einschätzung, Korrelation und/oder Interpretation direkter und indirekter Aufschlüsse und Untersuchungen am Standort beruhen.
- Design-Werte der Bodenparameter sind erforderlichenfalls aus der Bandbreite der charakteristischen Werte unter Berücksichtigung ihrer Bedeutung in dem jeweils verwendeten Berechnungsmodell abzuleiten. Variationen in Modellberechnungen sind in angemessenem Umfang vorzusehen.
- Für die Eigenfrequenzanalysen sowie für die Tragfähigkeits- und Gebrauchstauglichkeitsnachweise sind untere und obere Schranken der relevanten Bodenparameter in ungünstiger Kombination zu variieren.

#### 3.2.4.6 Grenzzustände für Nachweise

Es sind die folgenden Grenzzustände für die Nachweise zu unterscheiden:

- Grenzzustände der Tragfähigkeit (Ultimate Limit State, ULS),
- Grenzzustände der Ermüdung (Fatigue Limit State, FLS),
- Grenzzustände der Gebrauchstauglichkeit (Serviceability Limit State, SLS),
- Grenzzustände unter außergewöhnlicher Beanspruchung (Accidental Limit State, ALS), sofern solche gegeben sind.

### 3.2.4.7 Erforderliche Nachweise

#### 3.2.4.7.1 Nachweis der Stabilität des Meeresbodens

Es ist darzustellen, dass das den Nachweisen für die Gründung und der Ermittlung der Beanspruchung der Tragstruktur zugrundeliegende Baugrundsystem beständig ist.

Im Einzelnen sind zu betrachten:

- potenzielle Reduktion der Stabilität des Meeresbodens durch äußere Einflüsse wie Strömungs- und Wellenbeanspruchung, beeinflusst durch die Unterstruktur; Erdbebeneinwirkung; Offshore-Operationen wie Rammung oder Baggerung etc.,
- potentielle Veränderung der Geometrie des Meeresbodens durch Einflüsse wie Erosion (Kolkbildung) und Suffosion,
- potentielle Veränderung der Anordnung der Gründungselemente durch Einflüsse wie zyklisches Kriechen des Bodens, akkumulierte Verformung (Hysterese) und
- potentielle Veränderung der mechanischen Eigenschaften des Bodens durch Einflüsse wie Porenwasserdruckakkumulation (Verflüssigung), Verfestigung, Entfestigung.

Es ist darzustellen:

- dass entweder diese Mechanismen nicht auftreten,
- oder dass diese Mechanismen im Entwurf ausreichend berücksichtigt werden,
- oder dass diese Mechanismen bei Errichtung und im Betrieb ausreichend beobachtet und ggf. durch geeignete Maßnahmen kompensiert werden.

#### 3.2.4.7.2 Nachweise für Gründungselemente

Es sind mindestens zu untersuchen, zu dokumentieren und in geeigneter Weise in allen Nachweisen zu berücksichtigen:

- Verfahrenstechnik der Installation und Auswirkungen des Installationsprozesses,
- Beschreibung und Modellierung der wesentlichen Baugrund-Bauwerk-Interaktionen als Grundlage und Eingangsgrößen
- Nachweise der äußeren Tragfähigkeit der Gründung und ihrer Elemente
- Nachweise der inneren Tragfähigkeit der Gründungselemente
- Eigenfrequenzanalyse der Offshore-WEA,
- der Einfluss der Stabilitätseigenschaften des Meeresbodens auf die Standsicherheit und auf die Gebrauchstauglichkeit der Gründung, des Gesamtbauwerks und seiner Teile,
- Effekte durch zyklische und dynamische Belastung („Degradation“ und „Liquefaction“),
- Zwängungsbeanspruchung von Strukturelementen und Anbauteilen durch bleibende Baugrundverformung,
- Sicherheit gegen Verlagerung von Ballastmaterial.

Für Pfahlgründungen sind speziell nachzuweisen:

- die axiale Pfahltragfähigkeit und -sicherheit (Spitzenwiderstand und Mantelreibung),
- die laterale Pfahltragfähigkeit und -sicherheit,
- axiale Verformungs- und Verschiebungsabschätzungen (Setzung, Schiefstellung und Rotation),
- laterale Verformungs- und Verschiebungsabschätzungen,
- Pfahlgruppen-Effekte und Interaktionen von Einzelgründungselementen (z. B. bei Tripod- und Jacket-Strukturen).

Für Schwergewichtsrundungen sind speziell nachzuweisen:

- Baugrundbeanspruchung durch Sohlnormalspannung und Begrenzung der klaffenden Fuge,
- äußere Standsicherheit (Kippsicherheit, Gleitsicherheit, Grundbruchsicherheit) ggf. unter Berücksichtigung einer potentiellen Porenwasserüberdruckentwicklung.

Für die Verformungs- und Verschiebungsnachweise sind anhand der potentiellen statischen und dynamischen Auswirkungen auf die Bauteile und auf das Bauwerk geeignete Bemessungskriterien zu definieren (z. B. max. zulässige Auslenkung und Verdrehung am Pfahlkopf in Höhe des Meeresgrundes und am Pfahlfuß; max. Ausnutzung der seitlichen Bettungsreaktion des Baugrundes; Mindest- oder Maximalwerte der Baugrundsteifigkeit).

Es ist eine sachverständige Beurteilung vorzunehmen bzgl. der Auswirkungen der folgenden Größen und ihrer zweckmäßigen Berücksichtigung in den Nachweisen:

- Installation der Gründungselemente auf das Baugrund- und Gründungssystem (z. B. Rammung; Einbringhilfen),
- Lageabweichungen der Gründungselemente,
- Toleranzüberschreitungen der Herstellung,
- Abweichungen der Rammtiefen,
- etc.

#### 3.2.4.7.3 Nachweise für Sonderformen der Gründung

- Für Sonderformen (z. B. Suction-Anchors, Bucket-Gründungen, etc.) sind Nachweise in Analogie zu den angegebenen Nachweisen für Pfahl- und Schwergewichtsgründungen in Abstimmung mit dem BSH zu führen. Dabei können durch das BSH geeignete Prüfer eingeschaltet werden.

### 3.3 Konformitätsbescheinigung für die Bewertung der standortspezifischen Auslegung von Offshore-WEA

Nach Vorliegen der Prüfberichte für Standortbedingungen, Lastannahmen und Tragstruktur wird in der Regel die Konformitätsbescheinigung für die Offshore-WEA vom Zertifizierer/Prüfsachverständigen ausgestellt. Das Ausstellen der Konformitätsbescheinigung bildet den Abschluss der Konstruktionsprüfung.

Voraussetzung für das Ausstellen der Konformitätsbescheinigung ist, dass die Turbine (Betriebsführungs- und Sicherheitssystem, Maschine, Rotor, E-Technik) gegenüber der bereits typenzertifizierten Offshore-WEA unverändert ist, dass die standortspezifischen Lasten für die Maschine nicht die zulässigen Lasten der Typenzertifizierung überschreiten und dass marine Umgebungsbedingungen in der Typenzertifizierung bereits berücksichtigt wurden (Klimatisierung, Korrosionsschutz, etc.).

Sind die standortspezifischen Lasten größer als diejenigen der Typenzertifizierung, so kann die Tragfähigkeit der betroffenen Komponenten der Offshore-WEA durch Spannungsreservebetrachtungen nachgewiesen werden. Gelingt dies nicht, so ist eine angepasste Konstruktion der betroffenen Komponenten erforderlich. Der Zertifizierer/Prüfsachverständige prüft die Spannungsreservebetrachtungen und führt Parallelberechnungen bei Einreichung neuer Nachweise durch.

Zusätzliche Komponenten oder Prüfungen, wie z. B. Bordkran, oder An- und Einbauten können mit in die Konstruktionsprüfung einbezogen werden. Dies ist mit dem Auftraggeber und den Genehmigungsbehörden frühzeitig abzustimmen (s. [3.2](#)).

### 3.4 S e e k a b e l

#### 3.4.1 Allgemein

Es sind Kabel und deren Garnituren nach dem Stand der Technik einzusetzen, die den Anforderungen der jeweils gültigen Normen (Auswahl s. 3.4.2) entsprechen oder deren Eignung durch vergleichbare Prüfungen nachgewiesen ist und welche für die jeweiligen Einsatzbedingungen/Anwendungsfälle geeignet sind.

### 3.4.2 Technische Regelwerke

#### 3.4.2.1 Parkinterne Verkabelung

Für Prüfanforderungen und Eignungsnachweise sind bei Wechselstrom-Übertragung mit kunststoffisolierten Starkstromkabeln (Energieverteilungskabeln) nachfolgende technische Regelwerke in ihrer aktuellen Fassung einzuhalten:

- [23] DIN VDE 0276-620 oder,
- [24] IEC 60502-2
- [25] DIN VDE 0278-629-1 oder
- [26] IEC 60502-4,
- [27] DIN EN 61442 (VDE 0278-442) oder
- [28] IEC 61442.

#### 3.4.2.2 Anschluss an das Festnetz

##### 3.4.2.2.1 Wechselstrom-Übertragung

Für Prüfanforderungen und Eignungsnachweise sind bei Wechselstrom-Übertragung mit kunststoffisolierten Starkstromkabeln nachfolgende technische Regelwerke in ihrer jeweils aktuellen Fassung einzuhalten:

- [29] DIN VDE 0276-632 oder HD 632 S1 oder
- [30] IEC 60840,
- [31] DIN VDE 0276-62067 (in Bearbeitung, Stand September 2006) oder
- [32] IEC 62067.

Sind Prüfungen an Hochspannungsseekabeln nach den vorstehend aufgeführten Normen nicht durchführbar, wird auf die Empfehlungen der CIGRE in ihrer jeweils aktuellen Fassung, veröffentlicht in den folgenden Electra-Ausgaben (Fachzeitschrift der CIGRE), hingewiesen:

- CIGRE: Recommendations for Mechanical Tests on Submarine Cables [33].
- CIGRE: Recommendations for Testing of long Submarine Cables with Extruded Insulation for System Voltage above 30 (36) to 150 (170) kV [34].
- CIGRE: Recommendations for Testing long AC Submarine Cables with Extruded Insulation for System Voltage above 30 to 170 kV [35].

##### 3.4.2.2.2 Gleichstrom-Übertragung

Für Gleichstrom (DC)-Kabel kann allgemein die folgende Empfehlung der CIGRE in ihrer jeweils aktuellen Fassung angewendet werden:

- CIGRE Recommendations for Mechanical Tests on Submarine Cables [33].

Für kunststoffisolierte Gleichstrom (DC)-Starkstromkabel können folgende Empfehlungen der CIGRE in ihrer jeweils aktuellen Fassung angewendet werden:

- CIGRE: Testing DC Extruded Cable Systems for Power Transmission up to 250 kV [36].

Für Kabel mit massegetränkter Papierisolierung kann folgende Empfehlung der CIGRE angewendet werden:

- CIGRE: Recommendations for Tests of Power Transmission DC Cables for a rated voltage up to 800 kV [37].

### 3.4.3 Umwelteinflüsse

#### 3.4.3.1 Elektrische Felder

Bei geschirmten Kabeln liegt kein elektrisches Feld außerhalb des Kabels vor. Der Grenzwert von 5 kV/m bei 50 Hz gemäß BImSchV wird somit uneingeschränkt eingehalten. Bei der Verwendung von ungeschirmten Kabeln ist der Nachweis nach BImSchV zu erbringen.

#### 3.4.3.2 Magnetische Felder

##### 3.4.3.2.1 Wechselstrom

Bei Dreileiterkabeln heben sich die magnetischen Felder nahezu auf. Der Grenzwert von 100  $\mu\text{T}$  bei 50 Hz für Bereiche, in denen sich Menschen auf Dauer aufhalten, gemäß BImSchV wird somit uneingeschränkt eingehalten. Das Gleiche gilt für koaxial betriebene Drehstrom-Einleiterkabel sowie für bipolar betriebene Drehstrom-Einleiterkabel.

Bei der Verwendung von nicht verseilten Kabeln ist der Nachweis unter Beachtung der Verlegung nach BImSchV zu erbringen.

##### 3.4.3.2.2 Gleichstrom

Bei der Verwendung von bipolaren Kabeln heben sich die magnetischen Felder nahezu auf. Der Grenzwert von 400  $\mu\text{T}$  bei 0 Hz für Bereiche, in denen sich Menschen auf Dauer aufhalten, gemäß BImSchV wird somit uneingeschränkt eingehalten.

Bei der Verwendung von monopolen Kabeln ist der Nachweis unter Beachtung der Verlegung nach BImSchV zu erbringen.

#### 3.4.3.3 Wärmeabgabe der Energiekabel

Die aus naturschutzfachlicher Sicht vorgeschlagene Grenztemperatur von 2 K gilt in der AWZ von Nord- und Ostsee für eine Aufpunkttiefe von 20 cm.

Es ist eine Berechnungsmethode anzuwenden, die zunächst vom Zeitmittelwert der Kabelverluste ausgeht und hieraus den Zeitmittelwert der Aufpunkterwärmung berechnet. Als einschlägige Berechnungsmethode kann hierzu die IEC 60287 herangezogen werden. Zu Berücksichtigung mehrtägiger Vollastphasen der Windenergieparks wird dieser mittleren Aufpunkterwärmung eine transiente Erwärmung überlagert, die aus einem Sprung der Kabelverluste vom Zeitmittelwert auf ihren Höchstwert resultiert. Dieser transiente Temperaturverlauf kann mit Hilfe der IEC-Publikation IEC 60853-2 [38] berechnet werden. In [39] ist nachgewiesen, dass die beiden von IEC vorgeschlagenen in der Kabeltechnik üblichen Berechnungsmethoden für alle in Frage kommenden Randbedingungen der wesentlich aufwendigeren FE-Methode ebenbürtig sind.

Bei der Bestimmung des Zeitmittelwertes der Kabelverluste sind die Kenngrößen des angeschlossenen Windenergieparks, wie mittlere Windgeschwindigkeit des Standortes, und hieraus folgende Windenergieparkleistung zu berücksichtigen, bei Drehstromkabeln wird zum anderen dieser Zeitmittelwert aber auch durch Kenngrößen der Übertragungsanlage bestimmt. So nimmt die Länge der Kabeltrasse Einfluss auf die in die beiden Kabelenden eingespeisten kapazitiven Ströme, aber auch die Aufstellung von Kompensationsanlagen hat hierauf einen entscheidenden Einfluss. Als spezifische Wärmewiderstände für wassergesättigte Böden wird eine Größe von 0,7 Km/W ([40], [41], [42], [43]) nicht überschritten.



#### 3.4.4 Kabelverlegung und Baustellensicherheit

Es existieren keine (inter)nationalen Vorschriften zur Kabelverlegung und -reparatur. Aus diesem Grund wird im vorliegenden Standard auf einschlägige Erfahrungen zurückgegriffen. In Bezug auf die Sicherheitsbestimmungen wird auf die relevanten internationalen und nationalen Sicherheitsvorschriften verwiesen, wegen des hohen Gefährdungspotentials für Taucherarbeiten insbesondere auf die strikte Beachtung der BGV C23 [44].

Grundvoraussetzung für eine zügige und sichere Verlegung der Seekabel ist eine fundierte Erkundung der geplanten Kabeltrasse im Hinblick auf die Baugrundeigenschaften des Meeresbodens, die meteorologisch-ozeanographischen Bedingungen im Seegebiet sowie bestehenden Nutzungen entlang der Kabeltrasse.

In diesem Zusammenhang wird auf die folgenden technischen Regelwerke in ihrer jeweils aktuellen Fassung verwiesen.:

- [1] Standard Baugrunderkundung, insbesondere Abschnitt B.6 und
- [45] ICPC Recommendations, insbesondere No. 9.

Zusätzlich ist zu beachten:

- dass auf der Grundlage der o.a. Baugrunderkundung rechtzeitig das geeignete Verlegeverfahren festzulegen ist:
  - Simultaneous Lay & Burial (SL & B), d. h. Legen und Trenchen in einem Arbeitsschritt und/oder
  - Post Lay Burial (PLB), d. h. Kabelleger und Trencher arbeiten zeitlich versetzt voneinander.
- sich frühzeitig Kenntnis über Verfügbarkeit der benötigten Spezialgeräte zu verschaffen, um sichere Planung und in der Folge möglichst kurze Baustellenzeiten zu gewährleisten und
- nach Möglichkeit Kabelmuffen zu vermeiden. In jedem Fall sind Muffen mit ausreichendem Abstand von Schiffahrtswegen zu installieren.

#### 3.4.5 Kabelschutz

Im Hinblick auf den Schutz des Kabels und der in der Folge damit verbundenen Vermeidung von Kabelreparaturen und Baustellen ist zu beachten, dass die Kabel:

- nach Möglichkeit von Seeschiffahrtswegen fernzuhalten sind,
- auf möglichst kurzen Weg Schiffahrtswegen unter Berücksichtigung bestehender Offshore-Installationen (z. B. Rohrleitungen) kreuzen,
- unter Berücksichtigung der Umweltauswirkungen möglichst tief in den Meeresboden einzubauen sind,
- im Hinblick eine möglichst kurze Installationslänge und damit kurze Baustellenphase in ihrer Routenlänge zu optimieren sind,
- wo notwendig, wie z. B. im Fall von Kreuzungen mit anderen bestehenden Leitungen, zusätzlich mechanisch zu schützen sind, und
- eine ausreichende Armierung aufweisen.

### 3.5 Weitere Komponenten des Offshore-Windenergieparks

Weitere zentrale Komponenten des Windenergieparks sind:

- Windmessmast,
- Umspannstation,
- Service- und Wohnplattformen,
- Hebezeuge, Kräne und Anbauten.

Hierfür ist die vorgenannte Vorgehensweise der Projektzertifizierung/prüfung sinngemäß anzuwenden. Die Zertifizierung kann auf Basis der Richtlinien des GL für Offshore-Strukturen, den DNV-Standards oder weiterer Richtlinien erfolgen (s. [Anhang 2](#)).

## 4 Ausführung, Betrieb und Rückbau

### 4.1 Allgemein

Die für die Offshore-Arbeiten eingesetzten Geräte haben grundsätzlich den Vorschriften und Normen des deutschen und europäischen Standards bezüglich der Sicherheit, Umweltverträglichkeit und Tragfähigkeit zu entsprechen. Die Ausrüstung hat ständig in gutem Zustand zu sein. Reparaturen sind nur durch geeignete und zugelassene Betriebe durchzuführen. Kräne, Hebezeuge und Anschlagmittel, einschließlich aller Seile, Haken etc. sind für die sichere Handhabung vorschriftsmäßig zu unterhalten. Werden Geräte, Verfahren oder Materialien eingesetzt, die nicht einem anerkannten Standard entsprechen, so ist eine Zustimmung durch das BSH erforderlich. Dabei können durch das BSH geeignete Prüfer zur Beurteilung der Vorgänge eingeschaltet werden. Die Installationsverfahren sind so zu wählen, dass die Arbeiten ohne Gefährdung des Personals und der Geräte unterbrochen werden können, wenn dieses notwendig wird. Das Personal ist mit einer vorschriftsmäßigen persönlichen Schutzausrüstung auszustatten, die während der Arbeiten entsprechend anzulegen ist.

Die Aufsteller und die an der Installation Beteiligten haben ein Errichtungshandbuch zu erstellen. Ziel dieses Errichtungshandbuches ist die übersichtliche Darstellung der Vorgänge mit den technischen Randbedingungen. Die Darstellung soll die Phasen so ausführlich beschreiben, dass eine Prüfung der Durchführbarkeit und Logistik möglich ist. Das Errichtungshandbuch wird fortgeschrieben und umfasst u. a. folgende Phasen:

- Ausführung,
- Betrieb und
- Rückbau.

Besondere Randbedingungen während der Installationsarbeiten werden im Errichtungshandbuch dokumentiert. Dieses sind u. a. ungewöhnliche äußere Bedingungen, wie starker Seegang, Starkwinde, extreme Gezeiten, Eisgang, Hagel, Blitz, Erdbeben.

Sollte zur Verbindung der Baustelle zum Festland eine Hubschrauberverbindung notwendig sein, so sind dafür Landeplattformen unter der Berücksichtigung des Abstandes zum Festland, des Feuerschutzes, der Markierung etc. unter Einhaltung der relevanten nationalen und internationalen Regelungen einzurichten.

### 4.2 Technische Regelwerke

Grundsätzlich sind u. a. die folgenden technischen Regelwerke in ihrer jeweils aktuellen Fassung sowie der allgemein anerkannte Stand der Technik anzuwenden:

- [46] prEN ISO/19901-6, after implementation,
- [47] DNV Marine Operations
- [48] GL Rules and Guidelines IV
- [5] API RP 2A-LRFD,
- [6] GL Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines.

### 4.3 Genehmigungen der zuständigen Behörden

Für alle Schritte der Ausführung, des Betriebs und Rückbaus sind die erforderlichen Abstimmungen mit den jeweils zuständigen Behörden vorzunehmen bzw. - soweit erforderlich - zur Genehmigung vorzulegen.

#### 4.4 Erforderliche Nachweise für die Ausführungsphase

Eine detaillierte Ausführungsplanung ist zu erstellen. Checklisten und Operationshandbücher für alle geplanten Tätigkeiten werden vorbereitet und fortgeschrieben. Über Ausführung sind Aufzeichnungen (Tagebuch) zu führen. Die genannten Dokumente liegen ständig an geeigneten Orten (mindestens bei der Bauleitung auf See und am Stützpunkt an Land) zur Einsicht bereit. Die Bestandsfeststellung erfolgt nach Abschluss der Arbeiten und dokumentiert die tatsächliche Situation vor Ort. Diese Unterlagen sind Bestandteile des Errichtungshandbuches.

Während der Installation ist die Logistik aller wesentlichen Bauteile und Montagen vom Produktionsort bis zum Aufstellungsort darzustellen und nachzuweisen, so dass Gefahren für Personal, Gerät und Umwelt ausgeschlossen sind.

- **Planunterlagen**  
Der Hersteller der Bauteile liefert komplette Zeichnungen, Spezifikationen und Anweisungen für das Errichtungsverfahren sowie Installation und Aufrichtung der Windturbine. Der Hersteller liefert Details aller Lasten und Gewichte mit Schwerpunktsangaben, Anschlagpunkte, Spezialwerkzeuge und Verfahren, die für das Anschlagen und die Installation der Bauteile notwendig sind.
- **Übernahme der Bauteile**  
Das Bewegen und Lagern der Bauteile während der Installation und des Transportes erfolgt in Übereinstimmung mit den Anweisungen des Herstellers. Wo sich eine Gefahr der Bewegung und der Beschädigung durch Wind, Seegang etc. ergibt, sind die Bauteile zu sichern.
- **Klimabedingungen**  
Während der Installation sind die vom Hersteller spezifizierten Klimabegrenzungen zu beobachten und einzuhalten. Folgende Punkte sind u. a. zu berücksichtigen:
  - Seegang (Wellenhöhen),
  - Gezeiten,
  - Windgeschwindigkeiten,
  - Sicht,
  - Temperatur,
  - Regen,
  - Blitz,
  - Schnee und Eis.
- **Nachweis des Transport- und Montagekonzepts**  
Die Herstellung der Bauwerke muss ausreichend beschrieben und in Bezug auf die Durchführbarkeit auf See prüfbar sein. Ein Gefährdung der öffentlichen Sicherheit und des Schiffsverkehrs muss ausgeschlossen sein.

Nachweise der wesentlichen Bauphasen für die Transport- und Montagephasen zur Durchführung des geplanten Vorhabens mit u. a. folgenden Unterpunkten sind ausreichend zu beschreiben:

- Bauphasenplan,
- Hilfsausrüstung und Ressourcen,
- Anordnung der Wasserfahrzeuge, Bojen, Lichter usw.
- Heben, Senken, Absetzen und Ballastierungsverfahren,
- Überwachung des Meeresbodenzustands,
- erforderliche statische und dynamische Nachweise für die Durchführung der Hebe- und Installationsvorgänge,
- Regelung der Verantwortlichkeiten und Kommunikationsprioritäten bei allen wichtigen Transport- und Installationsvorgängen und
- Nachweis der beteiligten Geräte wie Kräne, Kranschuten.

- **Schleppvorgänge und Installation**  
Für die Schlepp- und Transportvorgänge und die Installation sind u. a. folgende Nachweise zu erbringen:
  - Schwimmfähigkeit der Konstruktion, wobei sowohl die Vertikal- und die Horizontalbewegung als auch der Übergang aus dem Schwimmzustand zu berücksichtigen sind,
  - ausreichender Auftrieb und ausreichender Abstand vom Grund des Gewässers und
  - Nachweis der ausreichenden Pfahlzugkraft.
  
- **Zugang zum Aufstellungsort**  
Der Ort der Errichtung sowie alle Wege dorthin sind abzusichern. Folgende Punkte sind u. a. zu berücksichtigen:
  - Tragfähigkeit der Geräte,
  - Zuwegung zum Aufstellungsort,
  - Zeitlich begrenzte Sperrungen und Einschränkungen,
  - Sperrgebiete und Schutzzonen,
  - Schiffs- und Luftverkehr,
  - Aufstellungsverfahren am Aufstellungsort und
  - Zugangssystem zu den Bauwerken.
  
- **Nachweis für schwimmende Geräte**  
Für alle wesentlichen, an den Operationen beteiligten, schwimmenden Geräte muss ihre Zertifizierung/Zulassung für den Einsatz nachgewiesen werden. Dieses kann durch die Klasse oder durch eine besondere Zulassung erfolgen.
  
- **Nachweis für Kran- und Hebeeinrichtungen**  
Hebeeinrichtungen und Ausrüstung, einschließlich aller Traversen, Anschlagseile, Haken und anderer Hilfsmittel, die für Aufrichtung erforderlich sind, müssen ausreichend dimensioniert und geprüft sein. Anweisungen und Unterlagen bezüglich der Errichtung und der Behandlung erfolgt durch den Hersteller. Alle hebenden Ausrüstungen, Trossen und Haken sind für die zulässige Belastung zu prüfen und zu bestätigen. Bei allen schwimmenden Einheiten die unter Klasse laufen, ist das vorschriftsmäßig geführte Kranhandbuch vorzuhalten.
  
- **Nachweis für Transport- und Montagegut**  
Der Nachweis des Transport- und Montagegutes umfasst die genaue Spezifikation der für das Produkt erforderlichen Identifikationsmerkmale sowie die Verbringung und die Positionierung. Dieses sind u. a.:
  - Bezeichnung des Bauwerks und Zuordnung zur Einbaustelle,
  - Hersteller, Lieferant, Importeur,
  - Bezeichnung, Typ,
  - Außenabmessungen aller Typen,
  - Wassertiefe am Montagestandort,
  - Nennleistung, Rotordurchmesser, Nabenhöhe,
  - Erfordernisse des Seetransports und der Installation,
  - Bezeichnung und Abmessungen aller wesentlichen Komponenten mit den zum Aufbau erforderlichen Informationen,
  - Anschlagpunkte, Verzurreinrichtungen.
  
- **Verfahrensanweisungen**  
Den durch den Hersteller für sichere Installation oder Aufstellung spezifizierten Anweisungen ist Folge zu leisten. Folgende Punkte sind u. a. zu berücksichtigen:
  - Spezialwerkzeuge,
  - Spannvorrichtungen,
  - Befestigungen und Anschlagmittel,
  - Transportsicherungen,
  - Schmier- und Serviceanweisungen.

- **Überwachung/Nachweis der Wetterbedingungen**  
Die Wetterbedingungen und Vorhersagen müssen regelmäßig überwacht werden, insbesondere vor größeren bzw. länger dauernden, zusammenhängenden Arbeiten. Es sind mindestens zwei voneinander unabhängige Wetterdienste einzuschalten.
- **Nachweise der Produktgüte**  
Die Bauteile und Zubehöre werden entsprechend den Herstellerangaben spezifiziert. Der Nachweis der Güte erfolgt durch die Überprüfung der gelieferten Produkte und deren Herstellungsverfahren nach den Vorgaben und umfasst u. a. mindestens folgende Punkte:
  - Materialnachweise,
  - Lieferscheine,
  - Korrekte Montagebedingungen,
  - Anschlagvorrichtungen,
  - Kabel und Biegerolldurchmesser.
- **Risikostudie für die wesentlichen Arbeitsphasen**  
Die Risikostudie dient zur Abschätzung von Gefahren während der Arbeitsphasen und zur Ausarbeitung von Möglichkeiten der Gefahrenabwehr. Dieses sind u. a.:
  - Analyse möglicher Risiken und Darstellung ihrer Auswirkung auf das Konzept,
  - Darstellung gefährlicher Situationen, die durch Abweichungen vom geplanten Arbeitsablauf auftreten könnten,
  - Notfall- und Rettungsabläufe.
- **Erforderliche Nachweise für den Bestand**  
Die Bestandsfeststellung nach dem Abschluss der Montagen oder bei größeren Unterbrechungen beschreibt die diskreten Veränderungen oberhalb und unterhalb des Seebodens und deren Beschaffenheit nach Lage und Höhe. Die Daten sind fortlaufend im Errichtungshandbuch zu vermerken. Dieses dient zur vorausschauenden Risikobetrachtung und der Rückbaufordernis.

#### 4.5 Betrieb

Die Bauwerke auf See sind zu unterhalten. Dafür ist eine detaillierte Planung zu erstellen und fortzuschreiben. Die Änderungen im Bestand sind nach Abschluss der Arbeiten zu dokumentieren. Diese Unterlagen sind Bestandteile des Errichtungshandbuches.

Während der Unterhaltung im Betrieb sind alle wesentlichen Einbauteile und Montagen vom Produktionsort bis zur Aufstellungsort nachzuweisen, so dass Gefahren für Personal, Gerät und Umwelt ausgeschlossen werden können. Dieses geschieht analog zu den erforderlichen Nachweisen der Ausführungsphase.

#### 4.6 Rückbau

Nach endgültiger Aufgabe der Nutzung sind die Offshore-Bauwerke zurückzubauen. Dafür ist eine detaillierte Planung rechtzeitig vor Beginn des Rückbaus zu erstellen. Änderungen sind zu dokumentieren und werden Bestandteil des Errichtungshandbuches.

Während des Rückbaues sind alle wesentlichen Bauteile und Montagen/Demontagen vom Rückbauort bis zur umweltgerechten Entsorgung nachzuweisen, so dass Gefahren für Personal, Gerät und Umwelt ausgeschlossen werden können. Die Nachweise erfolgen analog zu den erforderlichen Nachweisen der Ausführungsphase.

## 5 Weitere Genehmigungserfordernisse

Über die in den vorherigen Kapiteln genannten Prüfungen hinaus werden weitere Begutachtungen gefordert, insbesondere:

- Bewertung des Schutz- und Sicherheitskonzeptes für den Windenergiepark (Sicherheit der Seeschifffahrt, Kennzeichnung, Beleuchtung, Notfallpläne, etc.) gemäß BSH Standard „Schutz- und Sicherheitskonzept“ (in Bearbeitung),
- Personensicherheit (z. B. für Hubschrauberlandedecks und -absetzplattformen, bemannte Umspannstation, Bootsanlandung, Leitern und Aufstiege, etc.),
- Schallemissionen,
- Verwendung möglicherweise gewässerverunreinigender Stoffe und
- evtl. Schadstoffaustritt.

Diese Begutachtungen werden im vorliegenden Standard „Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen“ nicht behandelt.

## 6 Überwachungsleistungen

### 6.1 Vorbemerkungen

Die Überwachungsleistungen erfolgen durch Sachverständige des Zertifizierers/Prüfsachverständigen oder erforderlichenfalls durch andere vom BSH anerkannte Sachverständige und dienen der Sicherstellung, dass die konstruktiven Anforderungen aus Konstruktionsunterlagen und den zugrunde liegenden Normen und Richtlinien an Fertigung, Transport, Errichtung, Inbetriebnahme und Betrieb umgesetzt und eingehalten werden. In Abstimmung mit dem Zertifizierer/Prüfsachverständigen ist ein Plan für den Umfang der Fertigungsüberwachung auszuarbeiten. Darin ist festzulegen, welche Bauteile zu überwachen sind, welcher Stichprobenumfang zu wählen und wie bei ungenügendem Überwachungsergebnis zu verfahren ist.

Im Detail sind die jeweils geltenden Normen und Richtlinien zu berücksichtigen.

In den folgenden Abschnitten 6.2 bis [6.4](#) steht die strukturelle Sicherheit im Vordergrund. Personensicherheit, Hebezeuge, Kräne, Transformatorplattformen, Kabelverlegung und Anbauten sind gesondert zu betrachten.

### 6.2 Fertigungsüberwachung

Die folgenden Ausführungen zur Fertigungsüberwachung gelten im Wesentlichen für Schweißkonstruktionen; sie sind sinngemäß aber auch auf anders gefertigte Komponenten anzuwenden.

Vor Beginn der Fertigung bzw. der Arbeiten auf der Baustelle sind folgende Dokumente vorzulegen und vom Zertifizierer/Prüfsachverständiger einzusehen und zu prüfen:

#### Allgemein

- gültiges QM-Zertifikat nach ISO 9001,
- Qualitätsmanagement: QM-Handbuch, QM-Verfahrens- und Arbeitsanweisungen.

#### Stahlbau

- Betriebszulassung für den Schweißbetrieb, Schweißbeignungsnachweis des Schweißbetriebes nach DIN 18800 Teil 7 [\[49\]](#).

- Qualifikationsnachweise des Schweißpersonals (Schweißerprüfung z. B. EN 287 [50] oder ISO 9606 [51]),
- Qualifikationsnachweis des Schweißaufsichtspersonals (SFI oder SFM),
- Qualifikationsnachweis und Ausstattung des Personals für zerstörungsfreie Prüfung,
- Schweißverfahrensprüfungen (Welding Procedure Quality Requirements, WPQR),
- Zulassungen für Schweißzusätze,
- Schweißanweisungen (Welding Procedure Specifications, WPS) und
- vorliegende Ausführungszeichnungen.

#### Betonbau

- Eignungsprüfung des vorgesehenen Betons,
- vorgesehene Fremdüberwachung für die Überwachungsklassen 2 und 3,
- vorliegende Ausführungszeichnungen (Ausführungszeichnungen sind hinsichtlich ihrer Konformität mit den zur Konstruktionsprüfung vorgelegten Ausführungsunterlagen zu prüfen).

Ausführungszeichnungen und Schweißanweisungen sind hinsichtlich ihrer Konformität mit den zur Konstruktionsprüfung vorgelegten Ausführungsunterlagen (Zeichnungen und vorläufige Schweißanweisungen (pWPS)) zu prüfen.

Bei den regelmäßigen Kontrollen durch den Zertifizierer/Prüfsachverständigen sind während der Fertigung im Schweißbetrieb/auf der Baustelle/im Betonfertigteilwerk folgende Prüfungen durchzuführen:

#### Stahlbau

- Durchsicht der Materialzertifikate nach DIN EN10204 3.2 [52] des Stahlherstellers,
- Einsicht der Protokolle zur zerstörungsfreien Prüfung,
- Inspektion des Fertigungsprozesses und der Durchführung der zerstörungsfreien Prüfungen,
- Endkontrolle fertiger Bauteile:
- Prüfung der Abmessungen und Toleranzen,
- Prüfung der Schichtdicken des Korrosionsschutzes,
- Prüfung des allgemeinen Zustandes,
- Prüfung auf Beschädigungen
- Prüfung der Nachvollziehbarkeit und Rückverfolgbarkeit der Bauteile und der verwendeten Materialien/ Halbzeuge und
- Prüfung sonstiger Qualitätsaufzeichnungen und Warenausgangskontrolle.

#### Betonbau

- Prüfung der Lieferscheine Beton,
- Prüfung der Festigkeitsproben (Probewürfel),
- Prüfung der Protokolle der Fremdüberwachung gemäß DIN 1045-3 [53],
- Kontrolle der Bewehrung,
- Kontrolle der Betondeckung,
- Kontrolle der Bauwerksabmessungen,
- Kontrolle der vorgefertigten Bauteile,
- Prüfung sonstiger Qualitätsaufzeichnungen.

### 6.3 Transport- und Montageüberwachung

Während des Transports und der Montage sind vom Zertifizierer/Prüfsachverständigen folgende Überwachungen für Offshore-WEA und Tragstrukturen durchzuführen:

- Überwachung der Verladung und Verzerrung zum Seetransport,
- Überwachung der Einhaltung der Wetterbedingungen zum Seetransport,
- Überwachung der Montage der Tragstruktur inklusive Hebearbeiten,
- Überwachung der Montage der Maschine und Rotorblätter.

Dabei wird geprüft:

- die korrekte Durchführung von Verladung, Verzurrung, Transport und Montage gemäß den Ausführungsunterlagen,
- auf Beschädigungen,
- auf Korrosion bzw. Beschädigung des Korrosionsschutzes,
- die Nachverfolgbarkeit und Nummerierung der Komponenten,
- der allgemeine Erscheinungszustand der Komponenten nach Installation,
- Protokolle der ausführenden Betriebe, die ihre eigenverantwortliche Prüfung dokumentieren.

#### 6.4 Inbetriebnahmeüberwachung

Nach Installation und Netzanbindung erfolgt die Inbetriebnahme. Bei der Überwachung der Inbetriebnahme wird geprüft:

- die Konformität der Hauptkomponenten mit den zertifizierten/geprüften Konstruktionsunterlagen und Nachverfolgbarkeit/ Nummerierung derselben,
- allgemeines Erscheinungsbild,
- Funktionstests und Test des Sicherheitssystems,
- Korrosionsschutz und
- auf Beschädigungen.

Nach erfolgter Inbetriebnahmeüberwachung wird ein Prüfbericht erstellt<sup>1)</sup>.

#### 6.5 Wiederkehrende Prüfungen (WKP)

##### 6.5.1 Allgemeines

Bei der Wiederkehrenden Prüfung ist die Gesamtanlage (Turbine und Tragstruktur) eingehend zu besichtigen. Für die Prüfung ist auf der Grundlage der technischen Unterlagen eine objekt- und standortspezifische Checkliste zu erstellen, die auch die Bewertungskriterien enthält. Die Intervalle für Wiederkehrende Prüfungen sind festzulegen. Wiederkehrende Prüfungen sind jährlich an 25 % der Offshore-WEA eines Offshore-Windenergieparks durchzuführen, so dass nach jeweils vier Jahren alle Offshore-WEA inspiziert worden sind. Zentrale Bauwerke wie die Umspannstation sind jährlich zu inspizieren, bei anderen singulären Bauwerken kann von der jährlichen Inspektion abgewichen werden. Die Prüfung erfolgt durch geeignete Sachverständige.

##### 6.5.2 Bewertungskriterien für die Wiederkehrenden Prüfungen

Die Bewertungskriterien der Wiederkehrenden Prüfungen sind objekt- und standortbezogen festzulegen.

---

1) Anmerkung: Die Inbetriebnahmeüberwachung ist nicht nur aus Sicht der Zuverlässigkeit und Sicherheit der Offshore-WEA zweckmäßig. Nach der Inbetriebnahme gehen i. d. R. das Eigentum und die Verantwortung vom Hersteller auf den Betreiber/Eigentümer über. Durch die Prüfung des Anlagenzustandes wird von unabhängiger Stelle bescheinigt, dass sich die Offshore-WEA im ordnungsgemäßen Zustand befindet.



6.5.3 Unterlagen der zu prüfenden Offshore-WEA

Für die Wiederkehrende Prüfung sind mindestens die folgenden Unterlagen einzusehen:

- Prüfberichte oder Zertifizierungsberichte mit allen Anhängen und Nachträgen,
- Baugenehmigung,
- Betriebserlaubnis,
- Bedienungsanleitung,
- Inbetriebnahmeprotokoll,
- ausgefülltes Wartungspflichtenheft für die Offshore-WEA einschließlich Tragstruktur und Kolkschutz (Wartungsprotokolle),
- Berichte früherer Wiederkehrender Prüfungen oder Zustandsbesichtigungen
- Nachweis der Ölqualität und
- Dokumentation von Änderungen/Reparaturen an der Anlage und ggf. Genehmigungen.

6.5.4 Umfang der Wiederkehrenden Prüfungen

Es wird eine Sichtprüfung der Anlage durchgeführt, wobei die einzelnen Anlagenteile einschließlich des Rotorblattes und der Unterwasserstruktur sowie des Kolkschutzes aus unmittelbarer Nähe, die Unterwasserstruktur durch Taucher oder mit Kamera und ferngesteuertem Unterwasserfahrzeug (Remotely Operated Vehicle, ROV) untersucht werden. Die zu untersuchenden Stellen sind nach Erfordernis zu reinigen bzw. freizulegen.

Dabei werden die Standsicherheit der Anlage einschließlich der Maschine und die Funktion des Sicherheitssystems und der Bremssysteme geprüft. Die gegenstände der WKP sind in Tabelle 1 angegeben.

Baugruppe	Prüfgegenstand
Rotorblatt	auf Beschädigung der Oberfläche, Risse, Strukturunstetigkeiten des Blattkörpers. (Inspektion von einer Hub- oder Steigeinrichtung aus: visuelle Begutachtung und Untersuchung der Struktur mit geeigneten Verfahren (z. B. Klopfen, Ultraschall)). Vorspannung der Schraubenverbindungen. Beschädigung der Blitzschutzeinrichtungen
Triebstrang	Dichtigkeit, ungewöhnliche Geräusche, Zustand des Korrosionsschutzes, Schmierzustand, Vorspannung der Schraubenverbindungen. Zustand des Getriebes (ggf. Ölprobe).
Maschinenhaus und kraft- und momentübertragende Komponenten	auf Korrosion, Risse, ungewöhnliche Geräusche, Schmierzustand, Vorspannung der Schraubenverbindungen.
Hydrauliksystem, Pneumatiksystem	auf Beschädigung, Dichtigkeit, Korrosion, Funktion.
Tragstruktur (Turm, Unterwasserstruktur, Gründung)	auf Korrosion, Risse, Vorspannung der Schraubenverbindungen, unzulässige Kolke, Lage.
Sicherheitseinrichtungen, Messaufnehmer und Bremssysteme	Funktionskontrollen, Einhalten der Grenzwerte, Beschädigung, Verschleiß.
Anlagensteuerung und E-Technik inkl. Transformatorstation und Schaltanlage	Anschlüsse, Befestigung, Funktion, Korrosion, Verschmutzung
Unterlagen	Vollständigkeit, Einhaltung der Auflagen, Ausführung, Prüfungsunterlagen, regelmäßige Durchführung der Wartung, ggf. Ausführung von Änderungen/Reparaturen gemäß Genehmigung.

Tabelle 1: Gegenstände der Wiederkehrenden Prüfungen (WKP)

## Teil C: Zeitliche Abfolge

### 1 Allgemein

Der zeitliche Ablauf eines Projektes erstreckt sich üblicherweise über die folgenden Abschnitte (s. [Tabelle 2](#)):

- Entwicklungsphase,
- Konstruktionsphase,
- Ausführungsphase (Fertigung, Transport, Errichtung bzw. Installation, Inbetriebnahme),
- Betriebsphase und
- Rückbauphase.

Die erforderlichen Unterlagen sind der Genehmigungsbehörde in den einzelnen Projektphasen rechtzeitig zur Prüfung und Freigabe vorzulegen (s. [Tabelle 2](#)). Darüber hinaus hat der Projektverantwortliche sicher zu stellen, dass die Genehmigungsbehörde in den Projektphasen kontinuierlich eingebunden wird.

Vor Erteilung einer Genehmigung ist eine Vorerkundung des Standortes zur Erfassung aller konstruktionsrelevanten Standortbedingungen durchzuführen, die die Grundlage einer Design Basis und einer Vorstudie ist. Zweck ist die Feststellung, ob der Standort aus technischer Sicht für Errichtung und Betrieb eines Offshore-Windenergieparks geeignet ist.

Die ebenfalls regelmäßig bereits im Genehmigungsverfahren zu erstellende und vorzulegende Design Basis in der Entwicklungsphase enthält in der Regel die technischen Eingangsvoraussetzungen. Diese umfasst alle für das jeweilige Element des Offshore-Windenergieparks an seinem jeweiligen Standort erforderlichen Daten und Angaben sowie Nachweismethoden, die zum Entwurf einer standsicheren und gebrauchsfähigen Konstruktion nach dem allgemein anerkannten Stand der Technik, hilfsweise dem Stand der Wissenschaft, erforderlich sind. Sie beruht auf qualifizierten Untersuchungen und auf sachverständigen Gutachten. Die Design Basis sowie der auf ihrer Grundlage ausgearbeitete Vorentwurf sind Bestandteil der Antragunterlagen, die bei Beurteilung der Genehmigungsvoraussetzungen im Rahmen der Entscheidung über die Genehmigungsfähigkeit zugrundegelegt werden.

Ein Zertifizierer/Prüfsachverständiger führt eine Plausibilitätsprüfung der Design Basis und eines darauf basierenden Vorentwurfs durch. Der Zertifizierer/Prüfsachverständige prüft dabei sowohl die Plausibilität der Standortbedingungen und deren Datenquellen als auch die Plausibilität des Vorentwurfs und der angewendeten Methodik. Der Prüfbericht ist der Genehmigungsbehörde vorzulegen.

### 2 Entwicklungsphase

Zur Ermittlung der Entwurfsgrundlagen (Design Basis) und des grundlegenden Entwurfsplans (Basic Design) sind die Standortdaten anhand qualifizierter Gutachten zusammenzustellen, die z. B.

- meteorologische und ozeanographische Gutachten (Wind, Wellen, Strömung, Bathymetrie u. a.),
- Baugrundgutachten,
- weitere Gutachten, z. B. zu Eisgang, Kolkbildung u. a.

umfassen.

Die Korrelation der einzelnen Standortbedingungen ist darzustellen, insbesondere die Korrelation von Wind und Wellen. Das Erkundungskonzept zur Erstellung des Baugrundgutachtens ist auf der Basis des „Standard Baugrunderkundung“ [1] des BSH in seiner aktuellen Fassung vor Beginn der Erkundung mit dem Zertifizierer/Prüfsachverständigen und der Genehmigungsbehörde abzustimmen. Abweichungen vom „Standard Baugrunderkundung“ [1] sind beim BSH zu beantragen und bzgl. ihrer Gleichwertigkeit darzustellen und zu begründen.

Für den auf Basis der Standortbedingungen erstellten Entwurf der Tragstruktur ist die „Kollisionsfreundlichkeit“ (s. [Anhang 1](#)) anhand eines Gutachtens zu belegen und der Design Basis und dem grundlegenden Entwurfsplan beizufügen.

Die wesentlichen Auslegungsparameter sowie die heranzuziehenden Auslegungsnormen und Richtlinien sind in der Design Basis zu benennen.

Ziel der Zertifizierung/Prüfung der Entwurfsgrundlagen (Design Basis) und des grundlegenden Entwurfsplans (Basic Design) ist die Sicherstellung verlässlicher Standort- und Auslegungsbedingungen, um Fehlerquellen für die folgende Detailkonstruktion frühzeitig zu minimieren. Dabei ist sicherzustellen, dass die jeweilige Offshore-WEA bzw. der Offshore-Windenergiepark als Gesamtsystem in die Betrachtung eingeht. Der Zertifizierer/Prüfsachverständige führt dazu eine vertiefte Plausibilitätsprüfung aller Standortbedingungen sowie deren Korrelation durch und bewertet alle relevanten Auslegungsbedingungen.

### 3 Konstruktionsphase

In der Konstruktionsphase werden detaillierte Nachweise, Konstruktionspläne und Spezifikationen erstellt. Dies gilt für Tragstrukturen, Umspannstation mit Netzanbindung, Messmast und ggf. weiteren Bestandteilen des Offshore-Windenergieparks. Für die Turbine liegt i. d. R. eine Typenzertifizierung vor, so dass der Nachweis für die Eignung am Standort ausreichend ist. Die Konstruktionsphase wird begleitet durch die standortspezifische Konstruktionsbewertung.

Mindestens 1 Jahr vor Beginn der Errichtung der Anlagen sind dem BSH die zertifizierten/geprüften Konstruktionsunterlagen in Form der Design Basis und des grundlegenden Entwurfsplans (Basic Design) vorzulegen. Der erfolgreiche Abschluss der Bewertung der Konstruktionsunterlagen wird vom Zertifizierer/Prüfsachverständigen mit einer Konformitätsbescheinigung sowie zugehörigen Prüfberichten dokumentiert.

Das BSH erteilt nach Vorlage der Konformitätsbescheinigung zur Konstruktionsbewertung und nach abschließender Prüfung, erforderlichenfalls unter Hinzuziehung einer anerkannten sachverständigen Institution, Person oder Personengruppe, die Freigabe für die Errichtung.

### 4 Ausführungsphase

Fertigung, Transport, Errichtung bzw. Installation und Inbetriebnahme begleitet der Zertifizierer/Prüfsachverständige durch unabhängige Inspektionen. Vor Beginn der Fertigung ist die Qualifikation der Fertigungsbetriebe zu prüfen sowie ein Inspektionsplan zwischen Projektierer, Herstellern und Zertifizierer/Prüfsachverständigen abzustimmen. Der abgestimmte Inspektionsplan ist dem BSH vor Beginn der Fertigung zu übermitteln.

Zeigen sich in Fertigung, Transport und Errichtung bzw. Installation gravierende Abweichungen von den in den geprüften und freigegebenen Konstruktionsunterlagen festgelegten Anforderungen, so informiert der Zertifizierer/Prüfsachverständige umgehend den Auftraggeber und das BSH.

Der Abschluss von Fertigung, Transport, Errichtung bzw. Installation und Inbetriebnahme wird mit entsprechenden Konformitätsbescheinigungen dokumentiert, welche alle ausgestellten Inspektionsberichte zusammenfassen. Das BSH erteilt nach Vorlage der Konformitätsbescheinigungen zu Fertigung, Transport, Errichtung bzw. Installation und Inbetriebnahme und erforderlichenfalls abschließender Prüfung unter Hinzuziehung einer anerkannten sachverständigen Institution, Person oder Personengruppe die Freigabe für den Betrieb des Offshore-Windenergieparks.

## 5 Betriebsphase

Während der Betriebsphase werden jährlich Wiederkehrende Prüfungen durchgeführt. Der Zertifizierer/Prüfsachverständige stellt entsprechende Inspektionsberichte zu den überprüften Anlagen aus. Werden die untersuchten Anlagen in Konformität mit den zu Grunde gelegten Standards betrieben und entsprechend dem zertifizierten/geprüften Wartungsplan gewartet, so wird die Konformitätsbescheinigung zur Wiederkehrenden Prüfung ausgestellt. Diese fasst die Ergebnisse der einzelnen Inspektionsberichte zusammen.

## 6 Rückbauphase

Rechtzeitig vor dem Ende der Betriebsphase ist ein Rückbauplan zu erstellen und beim BSH zu beantragen, der auf dem im Rahmen der Konstruktionsbewertung geprüften Rückbaukonzept aufbaut.

Sollten sich zwischen der Konstruktionsphase und dem Ende der Betriebsphase die gesetzlichen Anforderungen oder der Stand der Technik geändert haben, so sind entsprechende Anpassungen an den aktuellen Stand der Technik bei der Erstellung des Rückbauplans vorzunehmen.

Der mit den Zertifizierer/Prüfsachverständigen abgestimmte Rückbauplan ist dem BSH vorzulegen, das sich eine Prüfung unter Hinzuziehung eines unabhängigen Prüfers vorbehält. Der Rückbau wird vom Zertifizierer/Prüfsachverständigen überwacht. Der Zertifizierer/Prüfsachverständige stellt regelmäßig Inspektionsberichte während der Rückbauphase aus. Der erfolgreiche Abschluss der Rückbauphase wird mit einer entsprechenden Konformitätsbescheinigung dokumentiert, welche die einzelnen Inspektionsberichte zusammenfasst und dem BSH vorzulegen ist. Die Rückbauphase endet mit einer Erklärung des Abschlusses der Maßnahme durch das BSH.

**Tabelle 2: Schematische Darstellung des zeitlichen Ablaufs für die Realisierung eines Offshore-Windenergiepark-Projekts**

Phase	Maßnahme	Projektverantwortlicher	Zertifizierer/ Prüfsachverständiger	Genehmigungsbehörde
Entwicklung	Detailklärung für den Standort	Baugrunderkundung gemäß BSH-Standard in seiner aktuellen Fassung, Ermittlung von meteorologischen und ozeanographischen Parametern	Prüfbericht und Konformitätsbescheinigung für die Design Basis  Stellungnahme zum Vorentwurf	Prüfung durch das BSH * <b>1. Freigabe</b>
	Planung mit Vorentwurf der Anlagenstruktur	Ermittlung der Einwirkungen in Abhängigkeit von der vorgesehenen Offshore-WEA, Erstellung der Design Basis und des Vorentwurfs		
	Ausschreibung	Zusammenstellung der Ausschreibungsunterlagen und Auswertung		
Konstruktion	Grundlegende Entwurfsplanung (Basic Design)	Ermittlung endgültiger Einwirkungen in Abhängigkeit vom gewählten System, Festlegung der notwendigen Nachweise einschließlich Verfahrensweise, grundlegender Entwurf (Basic Design) mit dazugehörigen Berechnungen	Prüfberichte und Konformitätsbescheinigung für den grundlegenden Entwurf (Basic Design)	Prüfung durch das BSH * <b>2. Freigabe</b> (mindestens 1 Jahr vor Errichtung der Anlagen)
	Ausführungsplanung	Durchführung der Detailberechnungen Erstellung der Ausführungsunterlagen (Zeichnungen, Spezifikationen, etc), Erstellung eines Logistik- und Rückbaukonzeptes	Prüfberichte für Lastannahmen, Tragstruktur, Seekabel, Umspannstation, Messmast, Logistik- und Rückbaukonzept u. a.  Konformitätsbescheinigung für die standortbezogene Konstruktionsbewertung	Prüfung durch das BSH * <b>3. Freigabe</b>
Ausführung	Fertigung	Herstellung aller Komponenten des Offshore-Windenergieparks an Land	Inspektionsberichte und Konformitätsbescheinigung zur Fertigungsüberwachung	Prüfung durch das BSH * Betriebsfreigabe (u. U. mit Auflagen)
	Transport	Land- und Seetransport von Fertigungsstätte zum geplanten Aufstellungsort	Inspektionsberichte und Konformitätsbescheinigung zur Transportüberwachung	
	Errichtung/Installation	Errichtung und Installation aller Elemente des Offshore-Windenergieparks **	Inspektionsberichte zur Errichtungs- und Installationsüberwachung	
	Inbetriebnahme	Inbetriebnahme aller Elemente des Offshore-Windenergieparks  Antrag auf Betriebserlaubnis	Inspektionsberichte zur Inbetriebnahmeüberwachung  Konformitätsbescheinigung zur Installation und Inbetriebnahmeüberwachung  Projektzertifikat	
Betrieb	Betrieb, Unterhaltung und Überwachung	Betriebsführung Wartung und Reparatur Protokolle Berichte und Bewertungen, u. U. erforderliche Maßnahmen	Wiederkehrenden Prüfungen, Inspektionsberichte und Konformitätsbescheinigungen	Prüfung durch das BSH * Aufrechterhaltung oder vorübergehender Entzug der Betriebsgenehmigung
Rückbau	Rückbauplanung	Rechtzeitig vor Ablauf der Betriebsphase Durchführung der Berechnungen, Erstellung der Ausführungsunterlagen für den gewählten Rückbau, Aktualisierung des Rückbaukonzeptes	Prüfbericht für den Rückbauplan	Prüfung durch das BSH * Genehmigung (u. U. mit Auflagen)
	Durchführung des Rückbaus	Realisierung der geplanten Maßnahme mit rückbaubegleitender Detailprüfung und Überwachung	Inspektionsberichte und Konformitätsbescheinigung für den Rückbau	Prüfung durch das BSH * Erklärung des Abschlusses der Maßnahme durch BSH

\* Prüfung durch das BSH, erforderlichenfalls unter Hinzuziehung eines gesondert beauftragten Prüfers

\*\* d. h. Offshore-WEA, parkinterne Verkabelung, Seekabel, Umspannstation und weitere Elemente

## Schiffskörpererhaltende Auslegung der Unterstruktur

Folgende Bewertungen sind erforderlich:

- Schiffskörpererhaltendes Verhalten der Unterstruktur  
Die Bewertung des schiffskörpererhaltenden Verhaltens der Unterstruktur ist im Rahmen einer Risikoanalyse zu erbringen. Die Methode der Risikoanalyse ist z. B. in [54] beschrieben. Die Methodik soll sich an der Störfallverordnung, den britischen Safety Case Regulations für Offshore-Installationen [55] und den IMO-Vorschriften orientieren.
- Quantitative Risikoanalyse.

Die quantitative Risikoanalyse bewertet die Gefahren nach ihrer Eintrittswahrscheinlichkeit und nach dem Ausmaß der Schäden, das durch diese Gefahr hervorgerufen werden kann. Folgende oder gleichwertige sicherheitsanalytische Methoden sollen zum Einsatz kommen:

- 1) Gefahrenanalyse  
In Anlehnung an eine Ausfalleffektanalyse werden mögliche Gefahrenzustände identifiziert und deren Folgen und Auswirkungen ermittelt und bewertet.
- 2) Die ermittelten Gefahrenzustände werden den Eintrittswahrscheinlichkeiten gegenübergestellt. Dabei wird eine Risikomatrix erstellt, in der kategorisierte Eintrittshäufigkeiten kategorisierten Konsequenzen gegenübergestellt werden (Tabelle 3). Es wird eine Kombination aus Wahrscheinlichkeit und Konsequenz bewertet. Erlaubte Bereiche sind hier hellgrau dargestellt und umfassen die Ziffern 1 - 3.

Katastrophal	4	5	6	7
Schwerwiegend	3	4	5	6
Beträchtlich	2	3	4	5
Unbedeutend	1	2	3	4
Konsequenz Eintrittshäufigkeit	äußerst selten	selten	gelegentlich	häufig

Tabelle 3: Risikomatrix mit Risikoprioritätszahlen.

Quantitative Entsprechungen der Eintrittshäufigkeiten und der Konsequenzen sind in den Tabellen 4 und 5 definiert.

qualitativ [1/a]	Offshore-WEA / Schiff	Umwelt	Sicherheit
<b>häufig</b>	$H > 10^{-1}$	$H > 2 \cdot 10^{-1}$	$H > 10^{-1}$
<b>gelegentlich</b>	$10^{-1} \geq H > 10^{-2}$	$2 \cdot 10^{-1} \geq H > 2 \cdot 10^{-2}$	$10^{-1} \geq H > 10^{-2}$
<b>selten</b>	$10^{-2} \geq H > 10^{-3}$	$2 \cdot 10^{-2} \geq H > 2 \cdot 10^{-3}$	$10^{-2} \geq H > 10^{-3}$
<b>äußerst selten</b>	$10^{-3} \geq H$	$2 \cdot 10^{-3} \geq H$	$10^{-3} \geq H$

Tabelle 4: Eintrittshäufigkeit: Anzahl der Fälle pro Jahr.

qualitativ	Offshore-WEA / Schiff	Umwelt	Sicherheit
unbedeutend	Offshore-WEA kann weiter betrieben werden (ggf. nach umfangreicher Reparatur)	keine oder geringe Umweltverschmutzung	keine Verletzten
beträchtlich	Offshore-WEA defekt	beträchtliche Umweltverschmutzung: Betriebsstoffe aus Seitentanks <sup>1</sup> / Doppelboden fließen ins Wasser (Doppelhülle und Doppelboden nicht durchschlagen)	wenige Verletzte
schwerwiegend	Offshore-WEA zerstört	große Umweltschäden: Ladetanks leckgeschlagen, Austritt von Ladung (Doppelhülle/-boden durchschlagen)	Schwerverletzte, wenige Tote
katastrophal	Gondel oder große Teile der Gondel schlagen im Schiff ein	Schiff bricht auseinander/ Schiff sinkt	hohe Anzahl von Toten

<sup>1</sup> Normalerweise wird in den Seitentanks Ballastwasser mitgeführt

Tabelle 5: Konsequenzen

- 3) Ermittlung der Eintrittshäufigkeit verschiedener Szenarien:  
Die Eintrittswahrscheinlichkeit der in Schritt 2 identifizierten Szenarien soll mit Fehlerbaumanalysen und Modellrechnungen erfolgen.
- 4) Kollisionsberechnung:  
Die mechanische Abschätzung der Kollisionssicherheit (Konsequenzanalyse) lässt sich rechnerisch mithilfe geeigneter Simulationsprogramme durchführen. Dabei handelt es sich u. a. um FE-Programme mit einem expliziten Lösungsalgorithmus für dynamische Fragestellungen, z. B. LS-Dyna, MSC.Dytran, Abaqus Explicit, Pam Crash um nur einige zu nennen. Ferner sind Verfahren für die Bewertung der Kollisionssicherheit von Offshore-Plattformen entwickelt worden, die auf der Fließgelenktheorie basieren. Diese sind z. B. im Rechenprogramm USFOS implementiert. Die Wahl der Berechnungsmethode ist freigestellt. Der Nachweis der Anwendbarkeit ist zu führen.

In Verbindung mit einer Risikoanalyse soll nachgewiesen werden, dass es nicht zu Umweltverschmutzungen größeren Ausmaßes kommt, indem

- a) entweder die gesamte Kollisionsenergie von der Schiffs- und der Offshore-WEA-Struktur aufgenommen werden kann oder
- b) die Offshore-WEA während des Kollisionsvorgangs versagt, ohne dass es zum Aufreißen der Schiffshülle kommt.

Es sind folgende Randbedingungen zu erfüllen:

- 1) Bei Verwendung einer Simulation ist die Offshore-WEA in für ein Kontaktproblem geeigneter Weise zu idealisieren (Schalenelemente bei der Verwendung der FE-Methode).
- 2) Die Offshore-WEA-Struktur ist zumindest bis zur Deckshöhe des Schiffs zuzüglich 5 m wie nach Punkt (1) darzustellen. Die Massen und die Trägheiten der weiter oben liegenden Teile (Turm, Gondel, Rotor etc.) sind ebenfalls zu berücksichtigen.

- 3) Die Bettungsverhältnisse sind zumindest als elastische Federn (dynamisches Bettungsmodul) an die Gründungselemente anzubringen. Eine Einspannung in Höhe der Oberkante der obersten tragfähigen Bodenschicht ist ersatzweise erlaubt, da sie zu einer Erhöhung der Gesamtsteifigkeit der Offshore-WEA und somit zu konservativen Ergebnissen führt.
- 4) Die VergROUTUNG kann als starre Verbindung oder als linear-elastisches Material betrachtet werden.
- 5) Die Berechnungen sollen mit dem Modell eines Störfallbemessungsschiffs durchgeführt werden. Es kann ein Einhüllentanker mit 160.000 tdw verwendet werden. Falls dargestellt werden kann, dass ein Schiffstyp dieser Größe den Windenergiepark nicht erreichen kann (z. B. wegen nicht ausreichender Wassertiefe), kann ein anderes Schiff als Störfallbemessungsschiff ermittelt und verwendet werden. Hierzu sind Daten der Schiffsverkehre erforderlich. Diese werden vom BSH zur Verfügung gestellt.
- 6) Bei der Berechnung ist von einem seitwärts mit 2 m/s driftenden Schiff auszugehen. Das Schiff verfügt im Moment der Kollision über keinen eigenen Antrieb, die Längsgeschwindigkeit ist 0 m/s.

Wird ein vereinfachtes Verfahren (Fließgelenkmethode, etc.) verwendet, muss aus der von der Schiffsstruktur aufgenommenen Energie der Grad der Beschädigung des Schiffs und damit die (Umwelt-)Gefährdung ermittelt werden.

Die ermittelten Schadensszenarien fließen in die Risikoanalyse ein. Die Bewertung der Schäden erfolgt analog [\[56\]](#) (s. Kapitel 6 und 8) bzw. gemäß einschlägiger Vorschriften von GL, DNV, IMO, etc.

Bei bereits nachgewiesener Kollisionsfreundlichkeit der Unterstruktur an anderer Stelle kann auf diese verwiesen werden, wenn sichergestellt ist, dass die dort angesetzten Randbedingungen in ihrer Schwere denen der nachzuweisenden Struktur entsprechen oder diese Anforderungen übersteigen.



## Technische Regelwerke und Literatur

- [1] Standard Baugrunderkundung. Mindestanforderungen für Gründungen von Offshore-Windenergieanlagen und die Verlegung der stromabführenden Kabel. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, August 2003.
- [2] Standard. Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen. Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Juni 2007.
- [3] DIN 1055-4:2005-03. Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 4: Windlasten.
- [4] IEC 61400-3: Wind Turbines. Part 3: Design requirements for offshore wind turbines; Twelfth version of working draft, March 2005.
- [5] API RP 2A LRFD. Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Load and Resistance Factor Design. American Petroleum Institute, 1st Edition, July 1993.
- [6] Guideline for the Certification of Offshore Wind Turbines. Germanischer Lloyd Windenergie GmbH, Edition 2005.
- [7] Offshore Standard DNV-OS-J101. Design of Offshore Wind Turbine Structures. Det Norske Veritas, June 2004.
- [8] DIN 18800-1 / A1: 1996-02. Stahlbauten - Teil 1: Bemessung und Konstruktion; Änderung A1.  
DIN 18800-2: 1990-11. Stahlbauten; Stabilitätsfälle; Knicken von Stäben und Stabwerken.  
DIN 18800-3: 1990-11. Stahlbauten; Stabilitätsfälle, Plattenbeulen.  
DIN 18800-4: 1990-11. Stahlbauten; Stabilitätsfälle, Schalenbeulen.
- [9] DIN EN 1993-1-2: 2006-10. Eurocode 3: Bemessung und Konstruktion von Stahlbauten. Teil 1 - 2: Allgemeine Regeln - Tragwerksbemessung für den Brandfall; Deutsche Fassung EN 1993-1-2: 2005 + AC:2005 (zur Zeit in Deutschland nicht gültig; Veröffentlichung voraussichtlich etwa Ende 2007).
- [10] DIN 1045-1: 2001-07. Tragwerke aus Beton, Stahlbeton und Spannbeton - Teil 1: Bemessung und Konstruktion.
- [11] DIN EN 1992-1-1: 2005-10. Eurocode 2: Bemessung und Konstruktion von Stahlbeton- und Spannbetontragwerken - Teil 1-1: Allgemeine Bemessungsregeln und Regeln für den Hochbau; Deutsche Fassung EN 1992-1-1:2004 (zur Zeit in Deutschland nicht gültig; Veröffentlichung voraussichtlich etwa Ende 2007).
- [12] DIN EN 206-1: 2001-07. Beton - Festlegung, Eigenschaften, Herstellung und Konformität.
- [13] Germanischer Lloyd Rules and Guidelines. VI Additional Rules and Guidelines. Chapter 6 - Guidelines for Corrosion Protection and Coating Systems. Code VI-9-6, Edition 2006.
- [14] DNV Recommended Practice. DNV-RP-B401. Cathodic Protection Design. January 2005.
- [15] KÖNIG, G., und I. DANIELWEICZ, 1994: Ermüdungsfestigkeit von Stahlbeton- und Spannbetonbauteilen mit Erläuterungen zu den Nachweisen gemäß CEB-FIP Model Code 1990. In: Schriftenreihe des Deutschen Ausschusses für Stahlbetonbau, Nr. 439, 1994. Berlin: Beuth Verlag.
- [16] DNV Offshore Standard. DNV\_OS-C502. Offshore Concrete Structures, April 2007.

- [17] Andersen, Morten S. and Peter M. Petersen, 2004: Structural Design of Grouted Connection in Offshore Steel Monopile Foundations. Global Windpower Conference 2004, Chicago, Illinois.
- [18] Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkung und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. Deutsches Institut für Bautechnik, Berlin (DIBT), März 2004.
- [19] DIN 1054:2005-01. Baugrund - Sicherheitsnachweise im Erd- und Grundbau.
- [20] DIN EN 1997-1:2005-10. Eurocode 7: Entwurf, Berechnung und Bemessung in der Geotechnik. Teil 1: Allgemeine Regeln. Deutsche Fassung EN 1997-1: 2004.
- [21] Deutsches Institut für Bautechnik, 2004: Richtlinie für Windenergieanlagen; Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. Schriftenreihe B des DIBt, Heft 8, März 2004.
- [22] API RP 2A-WSD. Recommended Practice for Planning, Designing and Constructing Fixed Offshore Platforms – Working Stress Design. American Petroleum Institute 21st Edition, December 2000.
- [23] DIN VDE 0276-620: 1996-12. Starkstromkabel - Teil 620: Energieverteilungskabel mit extrudierter Isolierung für Nennspannungen  $U_0/U$  3,6/6 kV bis 20,8/36 kV; Deutsche Fassung HD 620 S1. Teile 1, 3c, 4c, 5c und 6c:1996.
- [24] IEC 60502-2: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) - Part 2: Cables for rated voltages from 6 kV ( $U_m = 7,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV).
- [25] DIN VDE 0278-629-1: 2007-05. Prüfanforderungen für Kabelgarnituren für Starkstromkabel mit einer Nennspannung von 3,6/6 (7,2) kV bis 20,8/36 (42) kV - Teil 1: Kabel mit extrudierter Kunststoffisolierung; Deutsche Fassung HD 629.1 S2:2006.
- [26] IEC 60502-4: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages from 1 kV ( $U_m = 1,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV) - Part 4: Test requirements on accessories for cables with rated voltages from 6 kV ( $U_m = 7,2$  kV) up to 30 kV ( $U_m = 36$  kV).
- [27] DIN EN 61442 ; VDE 0278-442:2006-01. Prüfverfahren für Starkstromkabelgarnituren mit einer Netzspannung von 6kV ( $U_m = 7,2$  kV) bis 36 kV ( $U_m = 42$  kV) (IEC 61442: 2005, modifiziert). Deutsche Fassung EN 61442:2005.
- [28] IEC 61442: 2005-09-29. Test methods for accessories for power cables with rated voltages from 6 kV ( $U_m = 7,2$  kV) up to 36 kV ( $U_m = 42$  kV).
- [29] DIN VDE 0276-632: 1999-05. Starkstromkabel mit extrudierter Isolierung und ihrer Garnituren für Nennspannungen über 36 kV ( $U_m = 42$  kV) bis 150 kV ( $U_m = 170$  kV). Deutsche Fassung HD 632 S1 Teile 1, 3D, 4D, 5D: 1998.
- [30] IEC 60840: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 30 kV ( $U_m = 36$  kV) up to 150 kV ( $U_m = 170$  kV) - Test methods and requirements. Third edition 2004-04.
- [31] DIN VDE 0276-62067 (in Bearbeitung, Stand September 2006) für Starkstromkabel mit extrudierter Isolierung und ihre Garnituren für Nennspannungen über 150 kV ( $U_m = 170$  kV) bis 500 kV.
- [32] IEC 62067: Power cables with extruded insulation and their accessories for rated voltages above 150 kV ( $U_m = 170$  kV) up to 500 kV ( $U_m = 550$  kV) - Test methods and requirements. Consol. Ed. 1.1, 2006-03-14.

- [33] CIGRE, 1997: Recommendations for mechanical tests on submarine cables. *Electra*, Vol. 171, No. 3.
- [34] CIGRE, 2000: Recommendations for testing of long submarine cables with extruded insulation for system voltage 30 (36) to 150 (170) kV. *Electra*, Vol. 189, No. 1.
- [35] CIGRE, 2000: Recommendations for testing of long AC submarine cables with extruded insulation for system voltage 30 to 170 kV. *Electra*, Vol. 189, No. 2.
- [36] CIGRE, 2003: Testing DC extruded cable Systems for power transmission up to 250 kV. *Electra*, Vol. 206, No. 4.
- [37] CIGRE, 2005: Recommendations for tests of power transmission DC cables for a rated voltage up to 800 kV. *Electra*, Vol. 218, No. 3.
- [38] IEC 60853-2: 1989-09-30. Calculation of the cyclic and emergency current rating of cables. Part 2: Cyclic rating of cables greater than 18/30 (36) kV and emergency ratings for cables of all voltages.
- [39] BRAKELMANN, H. and J. STAMMEN, 2006: Heating Simulations for Submarine Cables: LSM, FEM or others? IEEE-conference PECon, 2006, pp. 560-565.
- [40] SMOLCZYK, ULRICH (Hrsg.), 2001: Grundbau-Taschenbuch. Teil 2: Geotechnische Verfahren: Anhaltswerte zur Wärmeleitfähigkeit wassergesättigter Böden. Berlin: Ernst und Sohn, 6. Aufl., ISBN-10: 3-433-01446-9, ISBN-13: 978-3-433-01446-2.
- [41] BARTNIKAS, R. AND K.D. SRIVASTAVA, 2003: Power and Communication Cables. Theory and Applications. John Wiley & Sons, 1. Ed., ISBN-10: 0-7803-1196-5, ISBN 13: 978-0-7803-1196-1.
- [42] BARNES, C.C., 1977: Submarine telecommunication and power cables. IEE Monograph. Series 20, P. Peregrinus Ltd., on behalf of the Institution of Electrical Engineers, p. 197, ISBN-10: 0901223875, ISBN-13: 978-0901223876.
- [43] VDI-Wärmeatlas. Hrsg.: VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen. Berlin [usw.]: Springer, 10. bearb. u. erw. Aufl., 2006.
- [44] BGV C23. Unfallverhütungsvorschrift Taucherarbeiten vom 1. Oktober 1979 in der Fassung vom 1. April 2001 mit Durchführungsanweisungen vom April 2001. Berufsgenossenschaft der Feinmechanik und Elektrotechnik (BGFE).  
[http://www.bgfe.de/bilder/pdf/bgv\\_c23\\_a07-2002.pdf](http://www.bgfe.de/bilder/pdf/bgv_c23_a07-2002.pdf)
- [45] International Cable Protection Committee: ICPC Recommendations, u. a. Recommendation No. 9, Issue 2A: Minimum Technical Requirements for a Desktop Study.
- [46] DIN EN ISO 19901-6: 2006-07 (Norm-Entwurf). Petroleum and natural gas industries - Specific requirements for offshore structures - Part 6: Marine operations (ISO/DIS 19901-6:2006); english version prEN ISO 19901-6:2006.
- [47] DNV Rules for Planning and Execution for Marine Operations, Part 2, Chapter 2-4. Det Norske Veritas, January 1996.
- [48] GL Rules and Guidelines. IV Industrial Services. Part 6 – Offshore Technology. Germanischer Lloyd, 2007.
- [49] DIN 18800-7: 2002-09. Stahlbauten - Teil 7: Ausführung und Herstellerqualifikation.

- [50] DIN EN 287-1:2006-06. Prüfung von Schweißern - Schmelzschweißen. Teil 1. Stähle; Deutsche Fassung EN 287-1: 2004 + A2:2006.
- [51] DIN EN ISO 9606-1. Prüfung von Schweißern - Schmelzschweißen - Teil 1: Stähle (ISO/ DIS 9606-1:2007); Deutsche Fassung prEN ISO 9606-1:2007. Norm-Entwurf.
- [52] DIN EN 10204: 2005-01. Metallische Erzeugnisse - Arten von Prüfbescheinigungen; Deutsche Fassung EN 10204:2004.
- [53] DIN 1045-3: 2001-07. Tragwerke aus Beton, Stahlbeton und Spannbeton - Teil 3: Bauausführung.
- [54] Germanischer Lloyd Offshore and Industrial Services, 2002: Methoden zur Berechnung von Kollisionsrisiken von Schiffen mit Windenergieanlagen. Abschlussbericht Forschungsvorhaben des Bundesumweltamtes „Untersuchungen zur Vermeidung und Verminderung von Umweltbelastungen der Meeresumwelt durch Offshore Windenergieanlagen im küstenfernen Bereich der Nord- und Ostsee“. Hamburg 2002.
- [55] Statutory Instrument 2005 No. 3117. The Offshore Installations (Safety Case) Regulations 2005. Stationery Office Limited, ISBN 0110736109.  
<http://www.opsi.gov.uk/si/si2005/20053117.htm>
- [56] BIEHL Florian, 2004: Rechnerische Bewertung von Fundamenten für Offshore Windenergieanlagen bei Kollisionen mit Schiffen. Abschlußbericht zum Forschungsvorhaben. Technische Universität Hamburg Arbeitsbereich Schiffbau, 2004.  
[http://www.tu-harburg.de/skf/forschung/owea/Kollision\\_OWEA.pdf](http://www.tu-harburg.de/skf/forschung/owea/Kollision_OWEA.pdf)

Auf die Nennung weiterer Regelwerke und Standards wurde zum jetzigen Zeitpunkt verzichtet. Nach Auswertungen erster Erfahrungen mit diesem Standard werden auch weitere Regelwerke und Literaturangaben in die Aufzählung im Rahmen einer Fortschreibung dieses Standards aufgenommen werden.

## Anwendung der Beobachtungsmethode nach EC 7 und DIN 1054

Die Beobachtungsmethode gemäß EC 7 ist in DIN 1054 [18] als Methode des Standsicherheitsnachweises vorgesehen. Sie ist eine Kombination der üblichen Untersuchungen und Nachweise (Prognosen) mit der laufenden messtechnischen Kontrolle des Bauwerks, wobei kritische Situationen durch die Anwendung geeigneter vorbereiteter technischer Maßnahmen beherrscht werden. Diese Methode ist anerkannter Stand der Technik für Bauwerke, deren Gründungsentwurf die Basis gesicherter Ingenieurerfahrung verlässt. Der Beobachtungszeitraum ist bei Offshore-WEAs auf die Betriebsphase auszudehnen. Grenzzustände, die weder ausreichend genau berechnet noch durch Beobachtung rechtzeitig erkannt werden können, sind durch Arbeiten auf der sicheren Seite und durch konstruktive Maßnahmen zu vermeiden. Rechnerische Prognosen sind, soweit möglich, durch Erfahrungen mit vergleichbaren Baumaßnahmen zu ergänzen. Zur Anwendung der Beobachtungsmethode sind vor Baubeginn folgende Vorbereitungen zu treffen:

- Die einzuhaltenden Grenzen des Bauwerks- und Baugrundverhaltens sind festzulegen.
- Der Bereich, in dem das Bauwerksverhalten wahrscheinlich liegen wird, ist aufgrund der vorliegenden Erkundungsergebnisse zu ermitteln.
- Es ist nachzuweisen, dass das Bauwerksverhalten mit hinreichender Wahrscheinlichkeit innerhalb der einzuhaltenden Grenzen liegt.
- Es ist ein Messprogramm aufzustellen, durch das anhand maßgebender Größen geprüft werden kann, ob das tatsächliche Bauwerksverhalten innerhalb der einzuhaltenden Grenzen liegt.
- Es ist ein Plan mit geeigneten Gegenmaßnahmen für jeden möglichen Fall zu entwickeln, in dem Messungen die Überschreitung einzuhaltender Grenzen anzeigen; dieser Plan ist Element des Standsicherheitsnachweises. Die geplanten Gegenmaßnahmen müssen jederzeit bei Bedarf ausgeführt werden können.
- Die Messintervalle und die Messergebnisse müssen die Notwendigkeit von Gegenmaßnahmen in einem ausreichend frühen Stadium erkennen lassen, so dass die Gegenmaßnahmen rechtzeitig ergriffen werden können.
- Während der Bauarbeiten und während des Betriebes ist die plangemäße Durchführung des Messprogramms und seine rechtzeitige Auswertung sicherzustellen und zu dokumentieren. Abweichungen vom Plan sind zu dokumentieren.

## Numerische Modelle für geotechnische Nachweise

Die Aufstellung von Standsicherheitsnachweisen mit numerischen Methoden in der Geotechnik ist in Deutschland nicht anerkannter Stand der Technik. Grundbausteine zu standardisierten Vorgehensweisen werden in Form von Empfehlungen des Arbeitskreises AK 1.6, Numerik in der Geotechnik der Deutschen Gesellschaft für Geotechnik (DGGT), erarbeitet.

Numerische Modelle mit der FE-Methode eröffnen die Anwendbarkeit kontinuumsmechanischer Berechnungsmodelle auf komplexere Strukturen auch unter Einbeziehung des Baugrundes, jedoch mit starken Vereinfachungen; sie liefern nicht unbedingt genauere Berechnungsergebnisse.

Besondere Baugrundeigenschaften, interaktive Prozesse und komplexe Abläufe können mit numerischen Modellen prinzipiell und qualitativ studiert, jedoch quantitativ nicht unbedingt zuverlässig nach- oder abgebildet werden. Systemveränderungen durch zyklische Prozesse können in der Regel nicht ausreichend zuverlässig abgebildet werden.

Wesentliches Element der Beurteilung numerischer Berechnungsergebnisse sind Plausibilitätskontrollen, u. a. durch Vergleich mit Erfahrungsbereichen. Solange ausreichende Erfahrungen mit Gründungen von vergleichbaren Offshore-WEA fehlen, ist besonderer Wert auf eine begleitende Formulierung einfacher analytischer Modelle und auf eine kritische und vorsichtige Bewertung der Ergebnisse bei der Umsetzung in den Entwurf der Gründungselemente und ihrer Wechselwirkung mit der Tragstruktur zu legen.

## Glossar

### Allgemein

#### **Ausführungsplan**

er enthält die ausführungsfähigen Planungsunterlagen auf der Basis des vom BSH freigegebenen grundlegenden Entwurfsplans für die Realisierung eines Offshore-Windenergieparks. Schwerpunkt der Ausführungsplanung ist die Erstellung von Werkplänen in meist größerem Maßstab. Ziel der Ausführungsplanung ist ein Plansatz, der zum Bau freigegeben wird. Der geprüfte und vom BSH freigegebene Ausführungsplan bildet den Abschluss der Konstruktionsphase.

#### **Basic Design (grundlegender Entwurfsplan)**

er enthält die endgültige planerische Entscheidungsgrundlage für die Realisierung eines Offshore-Windenergieparks. Ziel ist ein stimmiges und realisierbares Planungskonzept, das alle projektspezifischen Problemstellungen berücksichtigt. Der geprüfte und vom BSH freigegebene grundlegende Entwurfsplan schließt den ersten Teilabschnitt der Konstruktionsphase ab.

#### **Design Basis (Entwurfsgrundlage)**

sie enthält alle für das jeweilige Element des Offshore-Windenergieparks an ihrem jeweiligen Standort erforderlichen Daten und Angaben, die zum Entwurf einer standsicheren und gebrauchsfähigen Konstruktion nach dem allgemein anerkannten Stand der Technik, hilfsweise dem Stand der Wissenschaft, erforderlich sind. Sie beruht auf qualifizierten Untersuchungen und auf sachverständigen Gutachten.

#### **Konformität**

ist die Übereinstimmung mit festgelegten Forderungen.

#### **Vorentwurf**

er enthält mehrere planerische Varianten mit bereits wesentlichen Teilen für die Realisierung eines Offshore-Windenergieparks. Der geprüfte und vom BSH freigegebene Vorentwurf bildet den Abschluss der Entwicklungsphase.

### Gründungselemente

#### **Baugrund**

ist das System, bestehend aus einer oder mehreren Bodenschichten.

#### **Boden (Lockergestein)**

ist die übergeordnete Materialbezeichnung für die unterschiedlichen Schichten des Baugrunds.

#### **Charakteristische Werte der Bodenparameter**

sind vorsichtig gewählte mittlere Werte einer für die jeweilige Bodenart unter den zu betrachtenden Umständen typischen Bandbreite dieser Werte, deren Größe für die Lebensdauer der Gründung als gesichert anzusehen ist. Bei ihrer Festlegung ist auch das geotechnische Ingenieurmodell zu berücksichtigen, in dem sie Verwendung finden sollen.

#### **Design-Werte der Bodenparameter**

sind aus den charakteristischen Werten der Bodenparameter durch Verminderung (erforderlichenfalls durch Vergrößerung) mit Sicherheitsbeiwerten abgeleitete Werte. Ihre Verwendung ist in Berechnungen erforderlich, in denen die Sicherheitsbeiwerte nicht oder nicht ausschließlich auf die (mit charakteristischen Werten der Bodenparameter berechneten) Beanspruchungen angewendet werden. Ihre Festlegung ist jeweils unter Berücksichtigung des geotechnischen Ingenieurmodells zu treffen, in dem sie Verwendung finden sollen.

**Dynamische Belastungen des Baugrunds**

folgen aus hochfrequenten periodischen (Schwingungen) oder kurzzeitigen transienten Einwirkungen (Stöße), die eine so hohe Spannungsänderungsrate im Boden bewirken, dass Trägheitskräfte nicht vernachlässigt werden können, und bei denen im Wesentlichen kleine, volumenkonstante und quasi-elastische Deformationen erzeugt werden.

**Grenzzustand der Tragfähigkeit (Ultimate Limit State, ULS)**

ist erreicht, wenn die Vergrößerung der Widerstände intolerabel große Beanspruchungen des Baugrundes, der Gründungselemente oder ihrer Bauteile zur Folge hat.

**Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit (Serviceability Limit State, SLS)**

ist erreicht, wenn die Vergrößerung der Einwirkungen (Gebrauchslasten) zu intolerabel großen Gesamtverschiebungen oder bleibenden Verschiebungen des Baugrundes, der Gründungselemente oder ihrer Bauteile führen würde.

**Grenzzustand der Lebensdauer (Fatigue Limit State, FLS)**

ist erreicht, wenn die Summe der Beanspruchungen des Baugrundes zu einer Verminderung entweder der Steifigkeit oder der Festigkeit des Baugrundes oder Teilen davon geführt haben, so daß die Standsicherheit und/oder die Gebrauchsfähigkeit der Gründung für das Bauwerk nicht mehr gewährleistet sind.

**Gründungselemente**

sind alle konstruktiven Bauteile, mit denen die Tragstruktur, in der Regel die Unterstruktur, auf oder im Baugrund abgesetzt bzw. verankert wird. Sie leiten die dazu erforderlichen Kraftwirkungen dauerhaft sicher in den Baugrund ein.

**Statische Belastungen oder quasi-statische Belastungen des Baugrunds**

folgen aus Einwirkungen, deren Größe sich im Wesentlichen monoton aufbaut und sich nur unwesentlich ändert oder die (als Maximalgröße) nur selten auftritt.

**Zyklische Belastungen**

folgen aus Einwirkungen mit einer großen Anzahl regelmäßiger oder unregelmäßiger, niedrigfrequenter Größenänderungen mit oder ohne Richtungswechseln.



## Abkürzungsverzeichnis

AC	Alternating Current (Wechselstrom)
API	American Petroleum Institute
AWZ	ausschließliche Wirtschaftszone
BBergG	Bundesberggesetz
BGV	Berufsgenossenschaftliche Vorschriften für die Sicherheit und Gesundheit bei der Arbeit
BImSchV	Bundesimmissionsschutzverordnung
CEP	Comité Euro-International du Béton (Euro-International Concrete Committee)
CIGRE	Conférence Internationale des Grandes Électriques (International Council on Large Electric Systems)
DAST	Deutscher Ausschuss für Stahlbau
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
DC	Direct Current (Gleichstrom)
DGGT	Deutschen Gesellschaft für Geotechnik
DIN	Deutsche Industrienorm
DNV	Det Norske Veritas
EC	Eurocode
EN	Euro-Norm
FE	Finite Elemente
FIP	Fédération International de la Précontrainte (International Federation for Prestressing)
FLS	Fatigue Limit State (Grenzzustand der Ermüdung)
GL	Germanischer Lloyd
ICPC	International Cable Protection Committee
IEC	International Electrotechnical Commission
IEEE	Institute of Electrical and Electronics Engineers
IMO	International Maritime Organization
ISO	International Standardization Organization
K	Kelvin
PLB	Post Lay Burial
SeeAnIV	Seeanlagenverordnung
SL & B	Simultaneous Lay & Burial
SLS	Serviceability Limit State (Grenzzustand der Gebrauchstauglichkeit)
TBT	Tributyltin (Tributylzinn)
ULS	Ultimate Limit State (Grenzzustand der Tragfähigkeit)
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
WEA	Windenergieanlage(n)
WKP	Wiederkehrende Prüfung(en)
WSD	Wasser- und Schifffahrtsdirektion
WSV	Wasser- und Schifffahrtsverwaltung
μT	Mikrotesla