



**Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Fakultät Life Sciences**

**Analyse der Prüfanforderungen während der Betriebsphase
von Offshore-Windparks in Deutschland und Entwicklung eines
Handlungskonzeptes gemäß technischer Anforderungen**

Bachelorarbeit

Studiengang: Umwelttechnik (B.Sc.)

Vorgelegt von

Tabea Schlüschen - [REDACTED]

Hamburg, am 29. Januar 2021

1. **Gutachter:** Prof. Dr. Heiner Kühle (HAW Hamburg)
2. **Gutachterin:** Dipl.-Ing. Carolin Haase (Vattenfall Europe Windkraft GmbH)

Danksagung

An dieser Stelle möchte ich mich ganz herzlich bei all denjenigen bedanken, die mich bei der Erstellung dieser Abschlussarbeit unterstützt haben.

Zuallererst möchte ich mich ganz herzlich bei Herrn Prof. Dr. Kühle, als Betreuer und Gutachter der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, für dessen wissenschaftliche Hilfestellung und Betreuung bedanken.

Ein besonderer Dank gilt Frau Carolin Haase, als Betreuerin und Gutachterin der Vattenfall Europe Windkraft GmbH, für die fachliche Unterstützung und Betreuung meiner Bachelorarbeit.

Außerdem gilt mein Dank meinen Kollegen der Zertifizierungs- und Genehmigungsabteilung der Vattenfall Europe Windkraft GmbH, die mir in allen fachlichen und gestalterischen Fragen jederzeit weitergeholfen haben.

Ganz herzlichen Dank auch meinen Eltern, Schwestern und Freunden, die mich während der Bearbeitungszeit mit viel Geduld, Motivation und Zuspruch unterstützt haben.

Zusammenfassung

Die vorliegende Ausarbeitung bildet den Abschluss des Bachelorstudiums Umwelttechnik an der HAW Hamburg und behandelt die Prüfanforderungen der Betriebsphase von Offshore-Windparks in Deutschland. Ziel dieser Abschlussarbeit ist es, die Prüfanforderungen für eine Windenergieanlage (Rotor-Gondel-Baugruppe und Tragstruktur), das Fundament und die Seekabel zusammenzutragen und zu analysieren. Die erarbeiteten Prüfanforderungen werden anschließend in einem Windparkhandlungskonzept zusammengeführt und auf einen theoretischen Offshore-Windpark angewendet.

Um das genannte Ziel dieser Abschlussarbeit zu erreichen, werden zu Beginn die relevanten Konformitätsanforderungen aus dem BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) Standard Konstruktion herausgearbeitet. Die Prüfanforderungen werden durch Erklärungen und Schlussfolgerungen aus dem BSH Standard für Baugrunderkundung und weiterer, wissenschaftlicher Literatur ergänzt. Die Zertifizierungsanforderungen während der Betriebsphase setzen sich aus wiederkehrenden Prüfungen und ereignisgesteuerten Prüfungen für die verschiedenen Bestandteile (in dieser Abschlussarbeit die verschiedenen Bestandteile einer Windenergieanlage, die Fundamente und die Seekabel) in einem Offshore-Windpark zusammen. Die wiederkehrenden und ereignisgesteuerten Prüfungen werden im Anschluss zu Handlungskonzepten für einen ordnungsgemäßen und einen unvorhergesehenen Betrieb zusammengefügt. In Ergänzung zu dem unvorhergesehenen Betrieb wird eine Tabelle erstellt, aus der hervorgeht, für welche Bauelemente einer Windenergieanlage bei einem Komponententausch das BSH Dokument Nr. 251 erstellt werden muss. In diesem Zusammenhang soll außerdem dargestellt werden, wie häufig die einzelnen Komponenten einer Windenergieanlage ausfallen und ausgewechselt werden müssen. Es wird eine Übersicht über die jährlich beim BSH einzureichenden Dokumente gegeben.

Für einen theoretischen Beispielwindpark wird ein Handlungskonzept für den ordnungsgemäßen und den unvorhergesehenen Betrieb entwickelt. Der ordnungsgemäße Betrieb zeigt, welche wiederkehrenden Prüfungen in welchen Betriebsjahren durchgeführt werden. Dafür werden die verschiedenen Inspektionen und Prüfungen in thematisch und örtlich zusammenhängende Kampagnen zusammengefasst. Der unvorhergesehene Betrieb berücksichtigt neben den wiederkehrenden Prüfungen Komponententausche. Aufgrund von fehlenden Daten zum Zeitpunkt der Erstellung der Abschlussarbeit kann der Alterungsprozess des Windparks in den Handlungskonzepten nicht dargestellt werden. Der zeitliche Umfang der einzelnen Prüfungen wird eingeschätzt.

Die entwickelten Windparkhandlungskonzepte bilden eine solide theoretische Grundlage. In einem realen Offshore-Windpark in der ausschließlichen Wirtschaftszone in Deutschland sollten die Konzepte getestet und daraufhin erweitert und an die realen Bedingungen angepasst werden. Dazu zählen die Anzahl der Komponententausche, mögliche bisher unberücksichtigte Handlungsempfehlungen und die Angaben, für welche Komponenten der Windenergieanlage ein Dokument Nr. 251 im Fall eines Austauschs von dem BSH gefordert wird.

Inhaltsverzeichnis

Danksagung	III
Zusammenfassung.....	IV
Abkürzungsverzeichnis	VI
Abbildungsverzeichnis.....	VII
Tabellenverzeichnis.....	VII
1 Einleitung und Zielsetzung	1
2 Theoretische und gesetzliche Grundlagen	2
2.1 Zertifizierung	2
2.1.1 Definition und Anforderungen	2
2.1.2 Zertifizierung in der Offshore Windenergie.....	3
2.2 Windenergie-auf-See-Gesetz.....	4
2.3 Genehmigungsbehörde Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie	6
2.3.1 Allgemeine Informationen zum Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie	6
2.3.2 Verfahren der Projektzertifizierung in Deutschland	7
2.3.2.1 Entwicklungsphase	10
2.3.2.2 Konstruktionsphase.....	11
2.3.2.3 Ausführungsphase	13
2.3.2.4 Seekabel.....	16
3 Die Betriebsphase gemäß BSH Standard Konstruktion.....	17
3.1 BSH Standard Konstruktion	17
3.1.1 Wiederkehrende Prüfungen	17
3.1.2 Ereignisgesteuerte Prüfungen.....	20
3.2 Klarstellung zum BSH Standard Konstruktion 2015.....	21
4 Konformitätsanforderungen	22
4.1 Rotor-Gondel-Baugruppe und Tragstruktur	24
4.1.1 Ordnungsgemäßer Betrieb.....	24
4.1.2 Unvorhergesehener Betrieb, Komponententausch, Dokument Nr. 251	29
4.1.2.1 Anforderungen im unvorhergesehenen Betrieb	29
4.1.2.2 Ausfallhäufigkeiten von Komponenten und Dokument Nr. 251	30
4.2 Offshore-Fundamente	36
4.3 Seekabel.....	43

4.4	Ganzheitliches Windpark Handlungskonzept	45
4.4.1	Windpark Handlungskonzept im ordnungsgemäßen Betrieb.....	46
4.4.2	Handlungskonzept im unvorhergesehenen Betrieb.....	51
5	Diskussion.....	58
6	Fazit und Ausblick	59
	Literaturverzeichnis	61
	Eidesstattliche Erklärung.....	IX
	Anhang.....	X

Abkürzungsverzeichnis

AWZ	ausschließliche Wirtschaftszone
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
IEC	International Electrotechnical Commission
IECRE	International Electrotechnical Commission System for Certification to Standards relating to Equipment for Use in Renewable Energy Applications
OWP	Offshore-Windpark
PB	Prüfbeauftragter
PS	Prüfsachverständiger
RGB	Rotor-Gondel-Baugruppe
StUK	Standard Untersuchungskonzept
WEA	Windenergieanlage
WindSeeG	Windenergie-auf-See-Gesetz
WKP	Wiederkehrende Prüfung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Bestandteile einer Offshore-Windenergieanlage (Deutsches Institut für Normung e. V., 2019, p. 11)	8
Abbildung 2: Ablauf einer wiederkehrenden Prüfung (basierend auf (BSH, 2020, pp. 31 - 32, 60 - 61, 84), (BSH, 2018, pp. 3 - 5))	18
Abbildung 3: Wirkende Lasten auf eine Windenergieanlage (Hau, 2014, p. 245)	25
Abbildung 4: Ausfallhäufigkeiten der Komponenten einer Offshore-WEA (Caroll, et al., 2015)	31
Abbildung 5: Bestandteile und Lage des Windrichtungsnachführungssystems (Kim & Dalhoff, 2014, p. 3)	34
Abbildung 6: Hydraulisches Pitch-System in der Rotornabe (Hau, 2014, p. 357).....	34
Abbildung 7: Ausfallhäufigkeit einer Offshore-WEA über 8 Betriebsjahre (Caroll, et al., 2015)	35
Abbildung 8: Badewannenkurve (Pinar Pérez, et al., 2013).....	36
Abbildung 9: Monopile-Fundament (Hau, 2014, p. 731)	37
Abbildung 10: Tripile-Fundament (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021)	37
Abbildung 11: Tripod-Fundament (Hau, 2014, p. 733).....	38
Abbildung 12: Jacket-Fundament (Hau, 2014, p. 735).....	38
Abbildung 13: WKP Verteilung im ordnungsgemäßen Betrieb (basierend auf Tabelle 4, Tabelle 5, Tabelle 8, Tabelle 9, Tabelle 10)	47
Abbildung 14: Verteilung der WKP mit Anpassungen (basierend auf Abbildung 13)....	50
Abbildung 15: Vergleich: Verteilung der WKP nach BSH-Intervallen (links) und angepassten Intervallen (rechts)	51
Abbildung 16: WKP Verteilung und Komponententausch im unvorhergesehen Betrieb (basierend auf Abbildung 14)	56

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zeitlicher Verlauf der einzelnen Phasen einer Offshore-Windenergieanlage (BSH, 2015, p. 23)	9
Tabelle 2: Jährlich einzureichende Dokumente für einen OWP mit Komponententausch (basierend auf (BSH, 2020, pp. 55 - 56, 60 - 61, 84, 96, 144 - 145), (BSH, 2014, p. 14))	23
Tabelle 3: Einzureichende Unterlagen für die Tragstruktur und Ausrüstung beim PB (basierend auf (BSH, 2020, p. 32)).....	24
Tabelle 4: Durchzuführende Prüfungen bei einer WKP einer Rotor-Gondel-Baugruppe (BSH, 2020, p. 83)	26

Tabelle 5: Durchzuführende Prüfungen bei einer WKP an der Tragstruktur (BSH, 2020, p. 58)	27
Tabelle 6: Komponenten mit Forderung von Dokument Nr. 251	32
Tabelle 7: Untersuchungen der Offshore-Fundamente im Rahmen der WKP (basierend auf (Hau, 2014, pp. 730 - 736), (BSH, 2020, p. 149), (BSH, 2014, pp. 17 - 18, 33), (Hilbert, et al., 2011, p. 8))	39
Tabelle 8: Fächerecholotvermessung der Fundamente (BSH, 2014, p. 16).....	41
Tabelle 9: Seitensichtsonaruntersuchung der Fundamente (BSH, 2014, pp. 16, 17) ...	42
Tabelle 10: Untersuchung der Kabeltrassen im Betrieb (BSH, 2014, pp. 34 - 35).....	43
Tabelle 11: Kampagnen mit dazugehörigen WKP (basierend auf Tabelle 4, Tabelle 5, Tabelle 8, Tabelle 9, Tabelle 10)	46
Tabelle 12: Berechnung des Prüfmusters für den Generator.....	53
Tabelle 13: Berechnung des Prüfmusters für das Getriebe	53
Tabelle 14: Berechnung des Prüfmusters für die Rotorblätter	53
Tabelle 15: Berechnung des Prüfmusters für den Transformator.....	53
Tabelle 16: Komponententausch-Kampagnen mit der entsprechenden Anzahl an Austauschen	55
Tabelle 17: Anzahl an jährlich einzureichenden Dokumenten im theoretischen OWP (basierend auf Tabelle 2)	57

1 Einleitung und Zielsetzung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz regelt seit Juli 2014 die Geschwindigkeit und weitere Rahmenbedingungen für den Ausbau der erneuerbaren Energien. Im Jahr 2030 soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtbruttostrommix in Deutschland 65 % betragen. Bereits vor dem Jahr 2050 sollen in Deutschland keine Netto-Treibhausgasemissionen mehr emittiert werden, wurde in einer Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes entschieden (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020).

Um das genannte Ziel zu erreichen, wurde im Dezember 2020 beschlossen, die installierte Leistung der Offshore-Windenergie von 7,77 GW (im Jahr 2020) (Deutsche Windguard, 2021) auf 20 GW bis 2030 und bis 2040 auf 40 GW zu erhöhen (Bundesregierung, 2021).

Für den Bau von Offshore-Windparks in Deutschland sind umfangreiche Genehmigungsverfahren notwendig. Um darüber hinaus die Sicherheit und Konformität der Bauwerke garantieren zu können, ist eine Zertifizierung der Offshore-Windparks gefordert. Das Genehmigungs- und Zertifizierungsverfahren in Deutschland ist komplex und von vielen Faktoren abhängig (vgl. Anhang 1). Im Vergleich dazu ist der Umfang des Genehmigungs- und Zertifizierungsverfahrens in den Niederlanden, als ein Gegenbeispiel in Europa, deutlich geringer (vgl. Anhang 2). Der Unterschied in den Anforderungen für die Genehmigung und Zertifizierung von Offshore-Windparks in Deutschland und in den Niederlanden führte zu dem Thema der Abschlussarbeit, die Prüfanforderungen für Offshore-Windparks in Deutschland eingehender zu betrachten und zu analysieren.

Ziel der vorliegenden Abschlussarbeit ist es, die Prüfanforderungen in der Betriebsphase von Offshore-Windparks in der ausschließlichen Wirtschaftszone in Deutschland zu analysieren. Neben den Prüfanforderungen für die Rotor-Gondel-Baugruppe und die Tragstruktur werden die Konformitätsanforderungen für Fundamente und Seekabel genauer betrachtet. Dabei wird zwischen wiederkehrenden und ereignisgesteuerten Prüfungen unterschieden und auf den ordnungsgemäßen und unvorhergesehenen Betrieb angewendet. Darüber hinaus wird das BSH (Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie) Dokument Nr. 251, das unter anderem in Folge von Komponententauschen ausgestellt wird, detaillierter betrachtet und eine Übersicht über die Hauptkomponenten der Rotor-Gondel-Baugruppe mit der Forderung dieses Dokuments erstellt. Daraus folgend werden die Ausfallhäufigkeiten der verschiedenen Komponenten einer Windenergieanlage betrachtet. Abschließend werden die Prüfanforderungen von Rotor-Gondel-Baugruppe und Tragstruktur, Fundament und Seekabel in einem Handlungskonzept zusammengetragen und auf einen theoretischen Offshore-Windpark angewendet. Damit soll verdeutlicht werden, welcher Arbeitsaufwand für den Betreiber mit der Betriebsphase verbunden ist, wie häufig Komponententausche in jedem Betriebsjahr durchgeführt werden und wie diese sich im Verlauf eines Lebenszyklus verteilen.

2 Theoretische und gesetzliche Grundlagen

Im folgenden Kapitel werden die theoretischen und gesetzlichen Grundlagen herausgearbeitet, die das Verständnis dieser Abschlussarbeit erleichtern. In Abschnitt 2.1 wird die Begrifflichkeit Zertifizierung definiert und dann auf die Offshore-Windenergie angewendet. Das Windenergie-auf-See-Gesetz wird in Abschnitt 2.2 zusammengefasst. Abschließend wird in Abschnitt 2.3 das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie und damit verbunden das Verfahren der Projektzertifizierung für Offshore-Windparks in Deutschland näher betrachtet.

2.1 Zertifizierung

In diesem Kapitel wird eine Definition für Zertifizierung und den damit verbundenen Begriffen gegeben und vorgestellt, welche Anforderungen damit verbunden sind. Die Zertifizierung in der Offshore-Windenergie wird eingeleitet.

2.1.1 Definition und Anforderungen

Die Grundlagen der Konformitätsbewertung sind in der DIN EN ISO/IEC 17000 festgelegt (VOREST AG, 2020).

Die Konformitätsbewertung gibt Auskunft über die Erfüllung von gestellten Anforderungen. Dabei kann es auch vorkommen, dass die Konformität nicht festgestellt werden kann. Folgende Begriffe sind Synonyme für die Konformitätsbewertung:

- Zertifizierung,
- Akkreditierung,
- Inspektion,
- Validierung und
- Verifizierung (Deutsches Institut für Normung e. V., 2020, p. 9).

Dabei kann eine Konformitätsbewertung von

- Personen,
- Produkten,
- Prozessen,
- Projekten,
- Materialien,
- Dienstleistungen,
- Daten und
- Systemen durchgeführt werden (Deutsches Institut für Normung e. V., 2020, p. 9).

Die Zertifizierung erfolgt nach den folgenden drei Stufen, um letzten Endes die Konformität belegen zu können:

- „Auswahl,
- Ermittlung sowie
- Bewertung, Entscheidung und Bestätigung“ (Deutsches Institut für Normung e. V., 2020, p. 22).

Oft dienen dafür Normen als Grundlage der Anforderungen. Durchgeführt wird die Konformitätsbewertung entweder durch einen Anbieter, einen Anwender oder einen unabhängigen Dritten. Der Anbieter ist selbst Gegenstand der Konformitätsbewertung und wird als erste Seite bezeichnet. Der Anwender ist beispielsweise ein Käufer eines Produkts, das eine Zertifizierung durchläuft und wird als zweite Seite bezeichnet. Bei einem unabhängigen Dritten handelt es sich um eine Person oder Organisation, die kein Interesse oder kein Nutzen an dem zu zertifizierenden Produkt hat. Welche von den genannten Parteien die Konformitätsbewertung durchführt, geht aus den jeweiligen Anforderungen hervor (Deutsches Institut für Normung e. V., 2020, pp. 9 - 11).

Zu Beginn einer Konformitätsbewertung wird die Auswahl durchgeführt, bei der alle Informationen und Daten gesammelt werden, die für die Bewertung nötig sind. In der daran anschließenden Ermittlungsphase werden die Informationen komplettiert, die notwendig sind, um eine Konformität feststellen zu können. Es werden unter anderem Audits, Inspektionen und Prüfungen durchgeführt. Bei einer Prüfung werden relevante Merkmale des zu zertifizierenden Gegenstands ermittelt. Unter Inspektion wird die Untersuchung auf Konformität des zu zertifizierenden Gegenstandes verstanden. Die Einhaltung von gegebenen Anforderungen wird sachverständig untersucht. Die Untersuchung beinhaltet zum Beispiel das Ablesen von Messwerten. Prüfung und Inspektion müssen eindeutig voneinander unterschieden werden. Ein Audit beschreibt einen Prozess, um an notwendige Informationen zu gelangen. In der letzten Stufe werden dann die gesammelten Informationen bewertet. Es wird entschieden, ob eine Konformität bestätigt werden kann oder nicht. Die Konformität muss verständlich formuliert sein. Im Falle einer Nicht-Konformität können die betreffenden Punkte aufgezeigt werden. Bei Dienstleistungen oder Serienprodukten kann darüber hinaus eine Überwachung notwendig werden, um die dauerhafte Konformität sicherzustellen (Deutsches Institut für Normung e. V., 2020, pp. 14 - 15, 22, 26 - 29).

Die in diesem Kapitel angesprochenen Aspekte spielen zum Beispiel in der Zertifizierung von Windenergieprojekten eine wichtige Rolle (BSH, 2020). Darauf wird im nächsten Abschnitt näher eingegangen.

2.1.2 Zertifizierung in der Offshore-Windenergie

In der Offshore-Windenergie wird unter anderem zwischen Typen- und Projektzertifizierung unterschieden. Die Zertifizierung wird durch unabhängige Dritte durchgeführt und folgt einem spezifischen Ablauf. Der Umfang der Zertifizierung wird allgemein durch die International Electrotechnical Commission (IEC) vorgegeben und ist im Operational Document OD-501 für die Typenzertifizierung und im Operational Document OD-502 für die Projektzertifizierung festgehalten (IECRE, 2018a), (IECRE, 2018b) (International Electrotechnical Commission System for Certification to Standards relating to Equipment for Use in Renewable Energy Applications).

Die IEC ist eine weltweit tätige, gemeinnützige Organisation. Unter anderem unterstützt die IEC einen nachhaltigen Zugang zu Energie, den Schutz von Mensch und Umwelt vor den Auswirkungen des Klimawandels und technische Neuentwicklungen. Ungefähr 10.000 internationale Standards werden von der IEC veröffentlicht, welche die

Regierungen weltweit unterstützen, geforderte Qualitätsstandards der Hersteller einzuhalten und zu überprüfen (IEC, 2020).

Die Typenzertifizierung bezieht sich dem Namen nach auf den Typ der Windenergieanlage (WEA) und wird beim Hersteller durchgeführt (Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, n.d.). Dabei wird überprüft, ob die Dimensionierung von allen Bestandteilen der WEA, wie Maschinenhaus, Turm, Turmhöhe und Fundament, aufeinander abgestimmt sind (Windenergy Expert GmbH, 2018). Um das in Erfahrung zu bringen, werden die Herstellung, die Konstruktionsunterlagen und der Prototyp geprüft und bewertet. Besonderes Augenmerk liegt dabei auf den Lastannahmen und Lastberechnungen. Das Qualitätsmanagementsystem des Herstellers wird begutachtet, um die Qualität der zu fertigenden Produkte zu garantieren. Die Planungsberechnungen werden durch den Prototypen beurteilt und bestätigt (Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, n.d.).

Bei der Projektzertifizierung wird ein vollständiger Windpark zertifiziert (Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, n.d.). Zum Beispiel ein Offshore-Windpark in Deutschland besteht aus Windenergieanlagen, Umspannstationen und ggfs. einer Wohnplattform und einem Messmast. Die Umspannstation dient als Verbindung zwischen verschiedenen Spannungsleveln zwischen der Verkabelung im Windpark und den Kabeln, die ans Festland oder zu Konverterstationen führen. Die Konverterstation dient als Energieüberträger zwischen den Windenergieanlagen und dem Festland (BSH, 2020, pp. 20, 143, 150). Nähere Informationen zur Projektzertifizierung in Deutschland folgen im Kapitel 2.3.2.

Bei einem Windparkprojekt ist das Windenergie-auf-See-Gesetz eine zu berücksichtigende gesetzliche Grundlage, weshalb darauf im nachfolgenden Abschnitt eingegangen wird.

2.2 Windenergie-auf-See-Gesetz

In dem folgenden Abschnitt werden die relevantesten Inhalte des Windenergie-auf-See-Gesetzes in Bezug auf das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie wiedergegeben. Nur diese Inhalte sind für das Verständnis dieser Abschlussarbeit notwendig.

Das Windenergie-auf-See-Gesetz (WindSeeG) löste zum 1. Januar 2017 die Seeanlagenverordnung ab und treibt den Ausbau der Windenergie auf dem Meer voran (vgl. § 1). Für alle Windenergieanlagen, die bis zum 1. Januar 2017 bzw. bis zum 31. Dezember 2020 in Betrieb genommen werden und bereits einen Netzanbindungsvertrag haben, dient laut § 77 des WindSeeG weiterhin die Seeanlagenverordnung als Rechtsgrundlage. Sobald bis zum 31. Dezember 2020 eine Änderung der Anlagen beantragt wird, dient das WindSeeG als Rechtsgrundlage. Im Allgemeinen kommt dieses Gesetz nach § 2 in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) und teilweise im Küstenmeer und auf der Hohen See zur Anwendung.

Die Entfernung von zwölf Seemeilen von der Küste wird Küstenmeer genannt. Daran schließt sich die AWZ bis zu einer Entfernung von 200 Seemeilen an. Das noch weiter von der Küste entfernte Gebiet wird hohe See genannt (Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes, 2019).

Es werden Voruntersuchungen, Ausschreibungen von Projekten, die Genehmigung, Installation, Inbetriebnahme der Windenergieanlagen nach dem 31. Dezember 2020 und der Rückbau geregelt (vgl. § 2).

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie erstellt nach § 6 Absatz 7 des WindSeeG den Flächenentwicklungsplan für die AWZ nach Absprache mit der Bundesnetzagentur, der Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt, dem Bundesamt für Naturschutz und den Bundesländern an den Küsten. Der Plan gibt Auskunft über die für die Windenergie zur Verfügung stehenden Flächen. Aus dem Plan ist der Zeitpunkt der Inbetriebnahmen der nächsten Windenergieanlagen und die geforderte zu installierende Leistung in den jeweiligen Flächen ablesbar (vgl. § 4). Die Voruntersuchung der Flächen in der AWZ für zukünftige Windparks fällt ebenfalls in den Aufgabenbereich des BSH, wenn dieses durch die Bundesnetzagentur beauftragt wurde. Die Voruntersuchung der Flächen erfolgt im Rahmen einer Umweltverträglichkeitsprüfung (vgl. § 11, 12). § 45 des WindSeeG überträgt die Verantwortung der Anhörung und Planfeststellung an das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Damit ist das BSH für die Genehmigung von Windenergieprojekten in der AWZ zuständig. Dem BSH ist es nach § 52 darüber hinaus erlaubt, bestimmte Zonen in der ausschließlichen Wirtschaftszone vorübergehend für die Errichtung von windenergiebehindernden Anlagen zu sperren, um den Ausbau der Windenergie zu priorisieren. In § 57 wird dem BSH die Verantwortung für die Überwachung der Windenergieanlagen sowohl bei der Installation als auch während des Betriebes übertragen. Das BSH wird somit berechtigt, Ge- und Verbote zu erlassen und ebenso die Genehmigung zum Betrieb einiger Anlagen auf Zeit oder auch komplett den verantwortlichen Personen zu entziehen, wenn die Sicherheit des Verkehrs oder der Umwelt durch den Betrieb aufgrund von unausgereiftem Verhalten in Mitleidenschaft gezogen wird (vgl. Entzug der Betriebsfreigabe in Kapitel 3.1). Für den Fall, dass weitere Zuständigkeiten erforderlich werden, wird die Generaldirektion Wasserstraßen und Schifffahrt mit einbezogen. In Folge der Anlage zu § 58 ist das BSH außerdem für die Einhaltung der finanziellen Sicherheit der Anlagen zuständig, damit nach Ablauf der Genehmigung der Rückbau der Windenergieanlagen vollständig durchgeführt werden kann. Die Sicherheit muss vollumfänglich dem BSH mitgeteilt werden und darf durch einen unabhängigen Dritten im Auftrag der Genehmigungsbehörde beurteilt werden. Den finanziellen Aufwand muss der Betreiber übernehmen. In einem vier-jährlichen Zyklus muss der Betreiber dem BSH die finanziellen Rücklagen bestätigen, um die Wahrung des erforderlichen Zustandes der Anlagen sicherstellen zu können. Die Höhe der finanziellen Verfügungskraft muss dem Betrieb entsprechend laufend angepasst werden. Es wird eine sechs-monatige Frist gewährt, wenn die Höhe nach Aufforderung des BSH angepasst werden muss.

Die Bekanntmachungen für die Entscheidungen durch das BSH werden in den Nachrichten für Seefahrer und auf der Internetseite des BSH veröffentlicht (vgl. § 73).

Die Entscheidungen des BSH werden durch das Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur und durch das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie je nach Verantwortungsbereich nach § 79 beaufsichtigt.

(Windenergie-auf-See-Gesetz, WindSeeG, in Kraft getreten: 1. Januar 2017, letzte Änderung: § 1, 03. Dezember 2020)

Wie in diesem Kapitel deutlich wurde, ist das BSH in Deutschland als Genehmigungsbehörde bei Offshore-Windenergieprojekten von großer Bedeutung. Daher beschreibt der nächste Abschnitt das BSH detaillierter.

2.3 Genehmigungsbehörde Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

Im folgenden Kapitel wird unter Punkt 2.3.1 das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie als Genehmigungsbehörde der Offshore-Windparks in Deutschland vorgestellt. Anschließend wird unter Punkt 2.3.2 das Verfahren der Projektzertifizierung in Deutschland genauer beleuchtet und erklärt.

2.3.1 Allgemeine Informationen zum Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie ist als Bundesoberbehörde Teil des Bundesministeriums für Verkehr und digitale Infrastruktur. 1990 wurden der Seehydrographische Dienst der Deutschen Demokratischen Republik und das Deutsche Hydrographische Institut zusammengelegt. Seitdem liegen die Standorte des BSH in Rostock und Hamburg (BSH, n.d.a), (BSH, n.d.b).

„Die Gefahrenabwehr auf See, die Herausgabe von amtlichen Seekarten und Vermessungsaufgaben in Nord- und Ostsee sowie Vorhersage von Gezeiten, Wasserstand und Sturmfluten“ (BSH, n.d.a) fallen in den Zuständigkeitsbereich des BSH. Darüber hinaus ist das BSH zuständig „für die Raumplanung und für die Prüfung und Genehmigung von Anlagen zur Stromgewinnung“ (BSH, n.d.a), wie zum Beispiel Offshore-Windenergieanlagen. Die genannten Zuständigkeitsbereiche resultieren aus Gesetzen (vgl. zum Beispiel Kapitel 2.2 Windenergie-auf-See-Gesetz), welche in Deutschland angewendet und in der ganzen Welt verteidigt werden. Dabei wird auf den Schutz der Umwelt und die allgemeine Sicherheit Wert gelegt (BSH, n.d.a).

Den genannten Aufgabenbereichen wird in fünf Abteilungen nachgegangen: Meereskunde, Nautische Hydrographie, Ordnung des Meeres, Schifffahrt und Zentrale Dienste. Die Offshore-Windenergie wird der Abteilung Ordnung des Meeres zugeordnet (BSH, n.d.c).

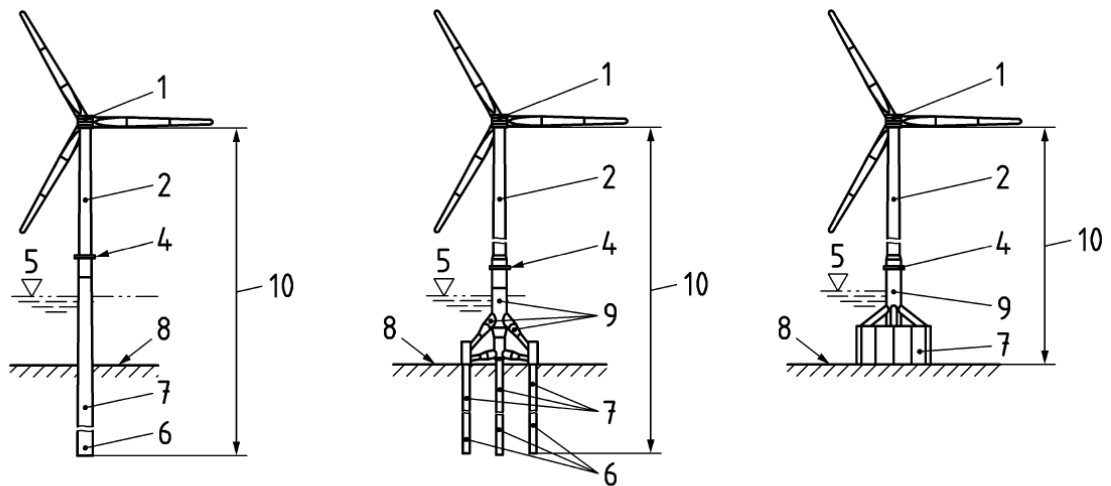
Der Zuständigkeitsbereich der Windenergie ist auf die AWZ begrenzt. Es werden Flächenentwicklungspläne und Raumordnungspläne erstellt, in denen die zur Verfügung stehenden Flächen für entsprechende Projekte ausgezeichnet werden. Diese Flächen werden durch das BSH voruntersucht und die Genehmigungsverfahren für die zukünftigen Umspannstationen, Windparks, Rohrleitungen und Kabel durchgeführt. Unter anderem wird der Bau und Betrieb durch das BSH begleitet und überwacht. Alle notwendigen Unterlagen für die Ausschreibungsverfahren der Windparkprojekte werden auf Anfrage von Interessierten vom BSH zur Verfügung gestellt. Dazu gehören Dokumente über den Zustand des Baugrundes, der Meeresumwelt sowie Dokumente über die Wind- und Meeresverhältnisse (BSH, n.d.c).

2.3.2 Verfahren der Projektzertifizierung in Deutschland

In dem folgenden Abschnitt wird der Ablauf der Projektzertifizierung in Deutschland nach dem BSH beschrieben und erklärt. Wie eingangs erwähnt, behandelt diese Abschlussarbeit die Zertifizierungsanforderungen in der Betriebsphase nach dem Erhalt des Projektzertifikats. Da es notwendig werden kann, in der Betriebsphase Schritte aus dem Verfahren der Projektzertifizierung zu wiederholen, wie später erklärt wird, wird der Ablauf einmal erläutert.

Deutschland folgt bei der Projektzertifizierung dem eigenen Standard, dem BSH Standard Konstruktion. Der BSH Standard Konstruktion vereint alle Anforderungen des BSH für die Entwicklung, die Konstruktion, die Ausführung, den Betrieb und den Rückbau von Offshore-Windparks in der AWZ. Die Grundlagen für diesen Standard kommen von den Standards der IEC, sodass die Module im allgemeinen übereinstimmen. Zum ersten Mal wurde der BSH Standard Konstruktion im Jahr 2007 veröffentlicht. Die erste Fortschreibung im Jahr 2015 enthält ausführlichere Beschreibungen der Anforderungen für Umspannwerke, Wohnplattformen und weitere Offshore-Bauwerke neben den Windenergieanlagen. 2020 wurde der Entwurf einer weiteren Fortschreibung des BSH Standard Konstruktion veröffentlicht. Es wurden detaillierte Gespräche mit Prüfbeauftragten (Begriff wird später erklärt) und Verbänden wie dem Bundesverband Windparkbetreiber Offshore geführt und die Ergebnisse in den Standard integriert (IECRE, 2018b), (BSH, 2020, pp. 1, 11), (BSH, 2015, p. 11).

Der BSH Standard Konstruktion stellt seine Anforderungen für die Tragstruktur (bei einer WEA sind das Turm und Unterstruktur), die Fundamente, die Rotor-Gondel-Baugruppe (RGB), die Betriebsstruktur wie das Umspannwerk und für die Seekabel. Die Tragstruktur ist für die Standsicherheit der WEA und der weiteren Betriebsstrukturen verantwortlich. Die Unterstruktur beschreibt den Teil der Tragstruktur über dem Meeresboden bis zum Beginn des Turmes bei einer Windenergieanlage. Die Fundamente sind kein Bestandteil der Unterstruktur. Diese Abschlussarbeit behandelt nur die WEA aus Tragstruktur und RGB mit Fundament und Seekabeln. Weitere Bauwerke, wie zum Beispiel Umspannwerke und Wohnplattformen, werden nicht behandelt. Die folgende Abbildung 1 beschreibt die unterschiedlichen Bauelemente einer WEA nach der DIN 18088-1, wie sie im BSH Standard Konstruktion zu finden ist (BSH, 2020, pp. 20, 148 - 150).



Legende

1 Rotor-Gondel-Baugruppe	5 Wasserstand	9 Unterstruktur
2 Turm	6 Pfahl	10 Tragstruktur
3 Fundament	7 Gründungselemente/Fundament	
4 Externe Plattform	8 Meeresboden	

Abbildung 1: Bestandteile einer Offshore-Windenergieanlage (Deutsches Institut für Normung e. V., 2019, p. 11)

Die DIN 18088-1 ist für WEA an Land als auch auf See ausgelegt. Aus dieser Abbildung wurde die WEA für die Nutzung an Land herausgeschnitten, da diese nicht Bestandteil dieser Abschlussarbeit ist. Eine vollständige Ausführung der Abbildung 1 befindet sich im Anhang 3.

In Deutschland müssen vier Freigaben erlangt werden, bis das Projektzertifikat ausgestellt wird. Diese verteilen sich auf die Phasen Entwicklung, Konstruktion und Ausführung. Für jede Phase werden dem Betreiber Konformitätsbescheinigungen mit Prüfberichten durch einen Prüfbeauftragten (PB) ausgestellt, die beim BSH eingereicht werden müssen. Die Konformitätsbescheinigung bestätigt die Einhaltung der Prüfanforderungen des BSH. Der Prüfbericht fasst alle Ergebnisse des Prüfbeauftragten zusammen. Bei einem PB handelt es sich um eine vom Unternehmen des Betreibers finanziell unabhängige Prüforganisation oder um einen Prüfsachverständigen (PS). Dieser muss den Vorgaben des Genehmigungsinhabers nicht folgen und muss vom BSH genehmigt werden. Ein PS hat spezielles Fachwissen, eine entsprechende Ausbildung und Erfahrungen vorzuweisen. Von entsprechenden behördlichen Einrichtungen muss der PS anerkannt sein (BSH, 2020, pp. 24, 143, 145, 146).

Die folgende Tabelle 1 zeigt den zeitlichen Verlauf der einzelnen Phasen eines Offshore-Windparks nach dem BSH mit den jeweiligen zu erreichenden Zielen und den Verantwortlichkeiten des PB und des BSH.

Tabelle 1: Zeitlicher Verlauf der einzelnen Phasen einer Offshore-Windenergieanlage (BSH, 2015, p. 23)

Phase	Ziele	Kapitel	Prüfbeauftragter	Zulassungsbehörde
Entwicklung	Zusammenstellung der standortspezifischen Daten	1 1.3.2 2.2 3.2 4.2	Prüfbericht und Konformitätsbescheinigung	Plausibilitätsprüfung* Vorentwurfsfreigabe 1. Freigabe, ggf. mit Maßgaben)
	Festlegung der Entwurfsgrundlagen Vorentwurf			
Konstruktion	Finale Festlegung des Baugrundmodells für jeden Standort der OWEA und der Offshore-Station	1.3.3 2.3 3.3 4.3	Prüfbericht und Konformitätsbescheinigung	Plausibilitätsprüfung* Konstruktionsfreigabe (2. Freigabe, ggf. mit Maßgaben)
	Weiterführende Festlegung der Entwurfsgrundlagen		Prüfbericht und Konformitätsbescheinigung	
	Ausführungsplanung der primären und sekundären Tragstrukturen		Prüfbericht und Konformitätsbescheinigung	Plausibilitätsprüfung* Ausführungsfreigabe zur Ausführung (3. Freigabe, ggf. mit Maßgaben)
	Planung zu Errichtung, Betrieb und Rückbau			
Ausführung	Fertigung	1.3.4 2.4 3.4 4.4	Inspektionsberichte und Konformitätsbescheinigung zur Fertigungsüberwachung	Plausibilitätsprüfung* Betriebsfreigabe (ggf. mit Maßgaben)
	Transport		Inspektionsberichte und Konformitätsbescheinigung zur Transportüberwachung	
	Errichtung/Installation		Inspektionsberichte und Konformitätsbescheinigung zur Errichtungs- und Installationsüberwachung	
	Inbetriebnahme		Inspektionsberichte zur Inbetriebnahmeüberwachung Konformitätsbescheinigung zur Inbetriebnahmeüberwachung	
	Baubestandsplan, Betriebshandbuch, Prüf- und Inspektionsplan für WKP		Prüfberichte für Baubestandsplan, Betriebshandbuch und Konzept für WKP inkl. Prüf- und Inspektionsplan Projektzertifikat	
Betrieb	Betrieb, Unterhaltung und Überwachung	1.3.4 2.5 3.5 4.5	Wiederkehrende Prüfungen Prüfbericht und Konformitätsbescheinigung	Plausibilitätsprüfung* Aufrechterhaltung oder vorübergehender Entzug der Betriebserlaubnis
Rückbau	Rückbauplanung	1.3.6 2.6 3.6 4.6	Prüfbericht und Konformitätsbescheinigung für die Rückbauplanung	Plausibilitätsprüfung* Genehmigung des Rückbaus (u. U. mit Auflagen)
	Durchführung des Rückbaus		Inspektionsberichte und Konformitätsbescheinigung für den Rückbau	Plausibilitätsprüfung* und Erklärung des Abschlusses der Maßnahme

Tabelle 1-1: Zeitlicher Ablauf für Offshore-WEA

* Plausibilitätsprüfung durch BSH mit BAM und BAW, ggf. unter Hinzuziehung eines gesondert beauftragten Prüfers

Die in dieser Tabelle genannte Phase des Rückbaus ist nicht Bestandteil dieser Abschlussarbeit.

2.3.2.1 Entwicklungsphase

Im Allgemeinen werden in der Entwicklungsphase die Standortmerkmale zusammengetragen und darauf basierend ein Vorentwurf der Fundamente erstellt. Zu den Standortmerkmalen zählen unter anderem Winddaten, maritime Merkmale wie Wassertiefen und Strömung, ein Windparklayout einschließlich voraussichtlicher Koordinaten der Windenergieanlagen und andere wichtige Baugrunddaten. Darüber hinaus müssen bereits in der Entwicklungsphase die Eckdaten des Korrosionsschutzes angegeben werden. Dazu gehören die Angabe des Typs und der Haltbarkeit des Korrosionsschutzes und welche Richtlinien diesem zugrunde liegen. Die für das Projekt entscheidenden Lastfälle einschließlich der jeweiligen Normen müssen bestimmt werden. Am Ende der Entwicklungsphase wird die erste Freigabe, die Vorentwurfsfreigabe erteilt (BSH, 2020, pp. 23, 36 - 37).

Für die einzelnen Bauelemente eines Windparks werden für die unterschiedlichen Freigaben verschiedene Dokumente von dem BSH gefordert, die durch einen Prüfbeauftragten beurteilt werden müssen. In der Entwicklungsphase werden für die Tragstruktur die folgenden Dokumente für die erste Freigabe gefordert:

- „Dokument Nr. 210: Entwurfsgrundlagen (Design Basis) einschließlich dazugehöriger Gutachten
- Dokument Nr. 211: Prüfbericht und Konformitätsbescheinigung zu Dokument Nr. 210
- Dokument Nr. 212: Vorentwurf
- Dokument Nr. 213: Prüfbericht und Konformitätsbescheinigung zu Dokument Nr. 212“ (BSH, 2020, p. 36).

Für die Fundamente der WEA sind die Anforderungen der Entwicklungsphase im BSH Standard für Baugrunderkundung definiert. Dieser Standard beschäftigt sich mit den geologischen und geotechnischen Arbeiten des Meeresbodens zur Vorbereitung für Offshore-Fundamente und Seekabel. Durch genaueste Untersuchungen des Meeresbodens werden so die einzelnen Standorte für die Fundamente und die Strecke für die Kabel festgelegt (BSH, 2014, p. 6).

Von dem BSH werden dann folgende Dokumente in Bezug auf die erste Freigabe der Fundamente vom Betreiber gefordert (BSH, 2020, p. 67):

- „Dokument Nr. 310: Geologischer Bericht
- Dokument Nr. 311: Baugrundvoruntersuchungsbericht
- Dokument Nr. 312: Baugrund- und Gründungsgutachten (Entwicklungsphase)
- Dokument Nr. 313: Prüfbericht zu den Dokumenten Nr. 310, 311, 312“ (BSH, 2020, p. 67).

Der Baugrundvoruntersuchungsbericht und das Baugrund- und Gründungsgutachten (Entwicklungsphase) fallen in den Anforderungsbereich des BSH Standard für Baugrunderkundung. Die beiden Dokumente werden durch einen Sachverständigen für Geotechnik ausgestellt und bilden einen Teil der Planungsgrundlagen. Ein Sachverständiger für Geotechnik ist, genau wie ein PB, unabhängig vom Unternehmen des Betreibers. Er ist zuständig für die Baugrunduntersuchung, -erkundung und -beurteilung (BSH, 2020, pp. 65, 147), (BSH, 2014, p. 12).

In der Entwicklungsphase muss der WEA-Typ noch nicht festgelegt werden. Es sollten aber bereits Bereiche für die Nabenhöhe, die Leistung und den Rotordurchmesser angegeben werden. Außerdem sollte der mögliche Anlagentyp bereits genannt werden; also zum Beispiel über wie viele Rotorblätter die Anlage verfügen wird, wie die Leistung geregelt und welche Ausrichtung die RGB haben wird. Für die erste Freigabe werden für die RGB keine spezifischen Dokumente gefordert (BSH, 2020, p. 80).

2.3.2.2 Konstruktionsphase

In der Konstruktionsphase muss der Betreiber zwei Freigaben erlangen, um die Ausführungsphase zu erreichen: die zweite Freigabe (die Konstruktionsfreigabe) und die dritte Freigabe (die Ausführungsfreigabe). Während dieser Phase werden zuerst die Entwurfsgrundlagen vervollständigt und jede Anlage bekommt einen festen Standort zugewiesen. Anschließend wird für die primären und sekundären Tragstrukturen die Ausführungsplanung festgelegt. Die Ausführungsplanung beinhaltet alle Informationen, die für den Bau des Windparks erforderlich sind. Unter der primären Tragstruktur versteht man die Bauelemente, die die Hauptlasten der Anlage tragen, wie zum Beispiel der Turm. Unter der sekundären Tragstruktur sind Bauteile zu verstehen, die an der primären Tragstruktur, zum Beispiel durch Anschweißen, befestigt sind. Eine Leiter oder der Schiffsanleger sind Bestandteil der sekundären Tragstruktur. Zum Abschluss der Konstruktionsphase werden alle Planungen für die Errichtung, den Betrieb und den Rückbau beendet. Dafür werden ein Errichtungshandbuch, ein Betriebshandbuch und ein Rückbaukonzept erstellt. Das Errichtungshandbuch gibt Aufschluss über alle einzelnen Abläufe der Errichtung des Windparks vom Hafen bis zum Standort des Windparks. Alle verantwortlichen Personen mit ihren jeweiligen Ausbildungen und deren Aufgabenfelder müssen aufgelistet werden. Außerdem wird in dem Errichtungshandbuch unter anderem festgehalten, welche Transportmittel eingesetzt werden sollen und wie die Baustelle für den Schiffsverkehr gesichert wird. Das Betriebshandbuch gibt Auskunft über die Betriebsabläufe, die Überwachung im Offshore-Windpark (OWP) und Kommunikationsabläufe. Das Rückbaukonzept stellt den vollständigen Ablauf des Rückbaus dar. Es werden alle Vorgänge vorbereitet: der Ablauf des Transportes bis zum ersten zu erreichenden Hafen und den Abbau der WEA, Umspannwerke, Kabel und sonstiger Bauwerke (BSH, 2020, pp. 24, 29, 43 - 44, 55, 136, 145 - 147).

Um die zweite Freigabe für die Tragstruktur zu erlangen, müssen die folgenden Dokumente beim BSH eingereicht werden:

- „Dokument Nr. 220: Entwurfsgrundlagen (Design Basis) – Fortschreibung
- Dokument Nr. 221: Ausführungsplanung Korrosionsschutz [...]
- Dokument Nr. 222: Prüfbericht zu Dokument Nr. 220 und 221
- Dokument Nr. 223: Konformitätsbescheinigung
- Dokument Nr. 224: Ausführungsplanung für die primären und sekundären Tragstrukturen
- Dokument Nr. 225: Prüfbericht zu Dokument Nr. 224
- Dokument Nr. 226: Konformitätsbescheinigung“ (BSH, 2020, p. 43).

Für die dritte Freigabe der Tragstrukturen werden dann die folgenden Dokumente beim BSH eingereicht:

- „Dokument Nr. 230: Errichtungshandbuch
- Dokument Nr. 231: Prüfbericht zu Dokument Nr. 230
- Dokument Nr. 232: Prüfbericht zu der Errichtungsplanung
- Dokument Nr. 233: Rückbaukonzept
- Dokument Nr. 234: Prüfbericht zu Dokument Nr. 233
- Dokument Nr. 235: Konformitätsbescheinigung“ (BSH, 2020, pp. 45 - 46).

In der Errichtungsplanung werden Dokumente zusammengetragen, die die Errichtungsverfahren der Montage und des Baus beschreiben. Diese wird nach der Erstellung des Errichtungshandbuchs bearbeitet (BSH, 2020, p. 140).

Die als nächstes aufgelisteten Dokumente müssen vom Betreiber für die zweite Freigabe der Fundamente beim BSH eingereicht werden:

- „Dokument Nr. 320: Baugrundhauptuntersuchungsbericht
- Dokument Nr. 321: Baugrund- und Gründungsgutachten (Konstruktionsphase) [...]
- Dokument Nr. 322: Geotechnischer Entwurfsbericht und
- Dokument Nr. 323: ggfs. Ergänzungsgutachten zur zyklischen Lasteinwirkung [...]
- Dokument Nr. 324: Bericht des ausführenden Unternehmens der dynamischen Pfahlprobelastungen mit Angaben zu geplanten Sensoren, deren Anbringung und der geplanten Kabelverlegung
- Dokument Nr. 325: Bestätigung der Machbarkeit der dynamischen Pfahlprobelastungen durch den Entwurfsverfasser unter Berücksichtigung aller relevanten Einflüsse beim Installationsvorgang für die Gründung (z.B. Berücksichtigung eines Kofferdamms bei Anbringung von Sensoren und Kabelverlegung)
- Dokument Nr. 326: Prüfbericht(e) zu Dokument Nr. 320, 321, 322, 323, 324, 325“ (BSH, 2020, pp. 75 - 76).

Von diesen gelisteten Dokumenten fallen der Baugrundhauptuntersuchungsbericht und das Baugrund- und Gründungsgutachten (Konstruktionsphase) in den Anforderungsbereich des BSH Standard für Baugrunderkundung. Sie werden von einem Sachverständigen für Geotechnik erstellt und sind ein weiterer Bestandteil der Planungsgrundlagen und somit die Basis für den geotechnischen Entwurfsbericht. Der geotechnische Entwurfsbericht und das Ergänzungsgutachten gehören zum Anforderungsbereich des BSH Standard Konstruktion. Sie sind Beiträge zur Planung und werden von einem Fachplaner für Geotechnik durchgeführt. Ein Fachplaner für Geotechnik hat Erfahrungen in der Geotechnik vorzuweisen. Sein Aufgabenfeld ist die Bearbeitung des geotechnischen Entwurfs der Fundamente (BSH, 2020, pp. 65, 140).

Für die dritte Freigabe der Fundamente werden dann

- „Dokument Nr. 330: Konstruktions- oder projektspezifische geotechnische Ergänzungsberichte
- Dokument Nr. 331: Prüfbericht zu Dokument Nr. 330“ beim BSH eingereicht (BSH, 2020, p. 76).

Die geotechnischen Ergänzungsberichte werden durch einen Fachplaner für Geotechnik erstellt und bilden einen weiteren Beitrag zum Entwurf der Fundamente (BSH, 2020, p. 65).

Für die RGB sind nur für die zweite Freigabe einzureichende Dokumente gefordert. Dabei handelt es sich um die nun aufgelisteten Dokumente (BSH, 2020, p. 82):

- „Dokument Nr. 420: Offshore-Typenzertifikat des Anlagentyps mit zugrundeliegenden Prüfberichten und Konformitätsbescheinigungen
- Dokument Nr. 421: Standortspezifische Lastannahmen einschließlich Reservenachweis
- Dokument Nr. 422: Standortspezifische Anpassungen der RGB, wenn erforderlich.
- Dokument Nr. 423: Prüfbericht zu Dokument Nr. 421 und 422
- Dokument Nr. 424: Konformitätsbescheinigung zur standortspezifischen Konstruktionsprüfung“ (BSH, 2020, p. 82).

Das Vorlegen eines Offshore-Typenzertifikats ist eine spezielle Anforderung des Zertifizierungsverfahrens in Deutschland. Die Typenzertifizierung, die auch für Onshore-WEA zulässig ist, ist für das BSH nicht ausreichend. Die Anforderungen für die Typenzertifizierung für Onshore-Anlagen berücksichtigen die offshore herrschenden Meeresbedingungen nicht (BSH, 2020, p. 80). Daher wird gefordert, dass das Offshore-Typenzertifikat nach den folgenden Richtlinien durchgeführt wird:

- „DIN EN 61400-22 Windenergieanlagen – Teil 22: Konformitätsprüfung und Zertifizierung,
- DIN EN 61400-3 Windenergieanlagen – Teil 3: Auslegungsanforderungen für Windenergieanlagen auf offener See,
- GL-IV-2 GL Rules and Guidelines, IV Industrial Services, 2 Guideline for the Certification for Offshore Wind Turbines“ (BSH, 2020, p. 80).

Auch für die RGB wird ein Errichtungshandbuch erstellt. Der Inhalt wurde bereits weiter oben aufgeführt (BSH, 2020, p. 82).

2.3.2.3 Ausführungsphase

Die Ausführungsphase umfasst die Fertigung, den Transport, die Errichtung und die Inbetriebnahme. Jeder einzelne dieser Abschnitte wird durch eine Konformitätsbescheinigung und einen Prüfbericht von einem PB abgeschlossen (BSH, 2020, pp. 29 - 30).

Der Umfang der Überwachungen der einzelnen Abschnitte der Ausführungsphase wird von dem Betreiber und dem PB vorab ausführlich geplant. Der Ort der Fertigung wird vor Beginn der Fertigung vom PB begutachtet. Es wird überprüft, ob die geforderte Qualität erreicht wird. Die Fertigungsüberwachung für alle verbauten Komponenten (Bestandteile der RGB, Tragstruktur, Fundamente) beinhaltet ein Erstaudit und eine Prüfung der Unterlagen des Herstellers vor Beginn des Produktionsprozesses. Dabei kommt es auf den Produktionsprozess der Komponenten an, die in der gleichen Ausführung für den geplanten OWP vorgesehen sind. Für den Fall, dass die benötigten Komponenten zu dem Zeitpunkt nicht gefertigt werden, wird das Audit zu Beginn der Fertigung der projektspezifischen Komponenten durchgeführt. Auch während der Fertigung nimmt der zuständige PB Stichproben in einem Umfang von 20 % der Bauteile, um sich der gewünschten Qualität bewusst zu sein. Handelt es sich bei den Komponenten um Serienprodukte oder um bereits typenzertifizierte Komponenten, dann kann unter Angabe einer Begründung auf das Audit und den Stichprobenumfang von 20 % verzichtet werden. Für

eine Stahlkonstruktion benötigt der PB unter anderem folgende Unterlagen (BSH, 2020, pp. 29 - 30, 47 - 49):

- Ausführungszeichnungen,
- Korrosionsschutzspezifikationen und
- Zulassungen für Schweißzusätze.

Ein fertiges Stahlbauteil wird noch einmal nachgemessen und auf zulässige Toleranzen und Mängel überprüft. Für eine Betonkonstruktion werden (BSH, 2020, pp. 50 - 51):

- Montagepläne und
- Schal- und Bewehrungspläne vom PB gefordert.

Auch diese Bauteile werden nach der Fertigung nachgemessen und auf Mängel überprüft. Für Gussbauteile werden unter anderem folgende Unterlagen gefordert (BSH, 2020, pp. 52 - 54):

- Rohguss-,
- Bearbeitungs-,
- Prüf- und
- Oberflächenbehandlungszeichnungen.

Hierfür wird die chemische Zusammensetzung und die Dicke des Korrosionsschutzes neben anderen Prüfungen vom PB beim Hersteller beurteilt (BSH, 2020, p. 54).

Der Transport wird vom Hafen bis zum Ort des zukünftigen Windparks überwacht. Ebenso wird die Installation der Windenergieanlagen beaufsichtigt. Wenn die WEA in Betrieb genommen werden, ist die Errichtung im Sinne des BSH Standard Konstruktion abgeschlossen und der Betrieb beginnt. Der PB überwacht die Inbetriebnahme von zwei WEA jedes Anlagentyps. Einige Bereiche der Überwachung der Inbetriebnahme müssen auf jeden Fall abgedeckt sein. Die Sicherheitssysteme der Anlagen müssen auf ihre Funktionalität überprüft werden. Außerdem muss der Korrosionsschutz und die erste Eigenfrequenz noch einmal auf Übereinstimmung mit den Entwurfsunterlagen begutachtet werden, um die Standsicherheit der Anlage garantieren zu können. Allgemein werden die WEA auf Beschädigungen hin untersucht und die Hauptkomponenten mit den Konstruktionsunterlagen abgeglichen. Die Ausführungsphase endet mit dem Erhalt des Projektzertifikats, wenn alle Konformitätsbescheinigungen und Prüfberichte vollständig vorliegen (BSH, 2020, pp. 24, 29 - 30, 54 - 55).

In Bezug auf die Tätigkeiten, die offshore ausgeführt werden, dürfen nur in Deutschland und Europa zertifizierte Gerätschaften eingesetzt werden. Geräte ohne Zertifizierung müssen vom BSH explizit genehmigt werden (BSH, 2020, p. 47).

Auch in der Ausführungsphase werden eine Reihe von Dokumenten vom BSH für die Tragstruktur gefordert. Mit den Dokumenten beantragt der Betreiber die Betriebsfreigabe für den Windpark. Damit beginnt die Betriebsphase urkundlich. Um die Betriebsfreigabe zu beantragen, müssen die folgenden Dokumente durch den PB ausgestellt werden (BSH, 2020, pp. 55 - 56, 137):

- „Dokument Nr. 240: Inspektionsberichte und Konformitätsbescheinigungen zur
 - Fertigungsüberwachung

- Transport- und Installationsüberwachung sowie
 - Inbetriebnahmeüberwachung.
- Dokument Nr. 241: Korrosionsschutz – Nachweis über die ordnungsgemäße Ausführung (Applikation) und die geforderte Verarbeitungsqualität [...]
- Dokument Nr. 242: Prüfbericht des Prüfbeauftragten zu Dokument Nr. 241 auf Grundlage von Prüfberichten des Genehmigungsinhabers nach DIN 10204
- Dokument Nr. 243: Baubestandsplan (As-Built Report)
- Dokument Nr. 244: Prüfbericht zu Dokument Nr. 243
- Dokument Nr. 245: Betriebshandbuch
Dieses Dokument enthält eine nachvollziehbare und plausible Beschreibung von mindestens folgenden Punkten:
 - Generelle Betriebsabläufe,
 - Kommunikationsabläufe,
 - Überwachung des Offshore Windparks,
 - Überwachung der Offshore-Station für das Umspannwerk und des park-internen Netzanschlusses,
 - Überwachung der Offshore-Konverterstation und des stromabführenden Kabels sowie
 - Wartungs- und Reparaturkonzepte.
- Dokument Nr. 246: Prüfbericht zu Dokument Nr. 245
Zu Beginn des Betriebes hat der Prüfbeauftragte sich von dem korrekten Inhalt des Betriebshandbuches und der Durchführung der Prozesse zu überzeugen. Dieses ist im Prüfbericht zu dokumentieren.
- Dokument Nr. 247: Konzept für wiederkehrende Prüfungen inklusive Inspektionsplan [...]
- Dokument Nr. 248: Prüfbericht zu Dokument Nr. 247
- Dokument Nr. 249: Projektzertifikat“ (BSH, 2020, pp. 55 - 56).

Der Baubestandsplan ist ein anderer Begriff für die Bestandsfeststellung und stellt die Situation im Windpark nach der Errichtung dar. Es wird auf die Abweichungen zur Ausführungsplanung hingewiesen (BSH, 2020, p. 137).

Die Fertigung der Fundamente wird analog der Tragstrukturen von einem PB überwacht. Die Installation der Fundamente muss durch einen PB überwacht werden, da Tiefbauverfahren zum Einsatz kommen. Der PB stellt einen geotechnischen Installationsbericht aus. Der Installationsbericht enthält nach erfolgter Installation alle notwendigen Informationen zur Standsicherheit und über Abweichungen von getroffenen Annahmen und Voraussetzungen während der Entwurfsplanung. Insgesamt müssen für die Ausführungsphase der Fundamente folgende Dokumente beim BSH eingereicht werden (BSH, 2020, pp. 75 - 77):

- „Dokument Nr. 340: Geotechnische Bestandsdokumentation [...]
- Dokument Nr. 341: Bericht über die Ergebnisse der dynamischen Pfahlprobelastungen
- Dokument Nr. 342: Ergänzungsberichte zum Geotechnischen Entwurfsbericht und geprüfte sonstige Berichte entsprechend den Maßgaben des BSH

- Dokument Nr. 343: Prüfbericht(e) zu Dokument Nr. 340, 341 und 342“ (BSH, 2020, p. 77).

In Bezug auf die RGB wird in der Ausführungsphase nach den allgemeinen Anforderungen für die Ausführungsphase und denen für die Tragstrukturen vorgegangen, die bereits weiter oben beschrieben wurden. Einige Hauptkomponenten müssen dabei besonders berücksichtigt werden. Dazu gehören (BSH, 2020, p. 82):

- „Rotorblätter,
- Rotornabe,
- Rotorwelle oder Achszapfen,
- Maschinenträger,
- Gondelmontage,
- Andere Bauteile, durch deren Versagen die RGB zerstört oder Menschen gefährdet werden.“ (BSH, 2020, pp. 82 - 83).

Darüber hinaus werden für die RGB keine weiteren spezifischen Dokumente vom BSH gefordert (BSH, 2020, pp. 82 - 83).

2.3.2.4 Seekabel

Für die Seekabel wird insgesamt keine Prüfung oder Überwachung durch einen PB benötigt. Es werden nur zwei Freigaben erteilt: eine für das interne Seekabel im Windpark und eine für das Exportkabel aus dem Windpark heraus. Die Freigaben sind zeitlich nicht an die zuvor genannten Phasen gebunden. Der Zeitpunkt der Kabelverlegung ist der Ausgangspunkt (BSH, 2020, pp. 98 - 99).

Die folgenden beiden Dokumente müssen sechs Monate vor der Kabelverlegung beim BSH eingereicht werden (BSH, 2020, pp. 98 - 99):

- „Dokument Nr. 610: Technische Beschreibung der Kabel: u. a. Spezifikation der Kabel, Muffen, Kreuzungsbauwerke, Verlegegeräte
- Dokument Nr. 611: Burial Assessment Study [...]“ (BSH, 2020, pp. 98 - 99).

Die Burial Assessment Study untersucht den Meeresboden, um eine geeignete Methode für die Verlegung der Kabel festzulegen (BSH, 2014, p. 34).

Die nun nachfolgenden Dokumente müssen drei Monate vor der Verlegung der Kabel vorgelegt werden (BSH, 2020, p. 99):

- „Dokument Nr. 612: Bauausführungsplanung einschl. bauvorbereitender Maßnahmen [...]
- Dokument Nr. 613: Detaillierte Beschreibung zum Ablauf der Kabelverlegung“ (BSH, 2020, p. 99).

Nach der Inbetriebnahme der Windenergieanlagen, beginnt für den Betreiber die Betriebsphase (vgl. Tabelle 1). Die Anforderungen und weitere Rahmenbedingungen der Betriebsphase nach dem BSH Standard Konstruktion werden im folgenden Kapitel 3 behandelt.

3 Die Betriebsphase gemäß BSH Standard Konstruktion

Das folgende Kapitel beschreibt und analysiert allgemeine Anforderungen und Merkmale der Betriebsphase nach dem BSH Standard Konstruktion und der Klarstellung zum BSH Standard Konstruktion 2015. In Kapitel 3.1 wird auf die Prüfanforderungen nach dem BSH Standard Konstruktion eingegangen. In Kapitel 3.1.1 werden wiederkehrende Prüfungen (WKP) und in Kapitel 3.1.2 werden demgegenüber ereignisgesteuerte Prüfungen erklärt. Die Konformitätsanforderungen aus der Klarstellung zum BSH Standard Konstruktion 2015 werden abschließend in Kapitel 3.2 verdeutlicht.

3.1 BSH Standard Konstruktion

Nachdem die Installation und Inbetriebnahme des Offshore-Windparks abgeschlossen wurden, beginnt die Betriebsphase. Diese beginnt unabhängig von dem Erhalt einer Betriebsfreigabe. Die Betriebsfreigabe ist lediglich der urkundliche Beginn des Betriebs, wie bereits kurz in Kapitel 2.3.2 beschrieben. Die Unterhaltung, der Betrieb selber und die Überwachung des OWPs sind die verschiedenen Bestandteile der Betriebsphase nach dem BSH Standard Konstruktion (BSH, 2020, pp. 30, 137).

Während des Betriebs des OWPs wird elektrische Energie aus dem Wind erzeugt. Ein Energieaustausch zwischen dem Festland und dem OWP kann stattfinden. Die Unterhaltung des Betriebs bedeutet die Anlagen instand zu halten. Zu einer Instandhaltung im Sinne des BSH Standard Konstruktion gehören eine Verbesserung der Anlagen, Wartung, Instandsetzung und Inspektionen. Bei einer Instandsetzung werden die Anlagen nach einem Ausfall wieder in Betrieb genommen. Der Begriff Inspektion beschreibt verschiedene Untersuchungen der einzelnen Bestandteile des OWPs. Es wird überprüft, ob die in der Planungsberechnung aufgeführten Anforderungen und Erwartungen mit der Betriebsphase übereinstimmen. Dafür werden wiederkehrende Prüfungen durchgeführt, die genauer im folgenden Kapitel 3.1.1 betrachtet werden. Um den Zustand des Windparks über die WKP hinaus aufrechtzuerhalten, werden ereignisgesteuerte Prüfungen in der Betriebsphase durchgeführt (BSH, 2020, pp. 31, 142, 144) (vgl. Kapitel 3.1.2).

Das BSH begleitet die Betriebsphase mit jährlichen Statusgesprächen. Während dieses Treffens informiert der Betreiber eines OWPs das BSH über den aktuellen Zustand seiner Anlagen und den dazugehörigen weiteren Bauwerken, wie Umspannplattform und Wohnplattform. Wenn es der Notwendigkeit bedarf, kann das BSH dem Betreiber die Betriebsfreigabe vorübergehend entziehen (BSH, 2020, pp. 20, 31).

3.1.1 Wiederkehrende Prüfungen

In den folgenden Abschnitten werden die Anforderungen für die wiederkehrenden Prüfungen nach dem BSH Standard Konstruktion analysiert.

Die folgende Abbildung 2 zeigt zusammenfassend den Ablauf einer wiederkehrenden Prüfung von der Bestellung des Prüfbeauftragten und ggfs. von Prüfsachverständigen bis zur Prüfung der eingereichten Unterlagen durch das BSH.

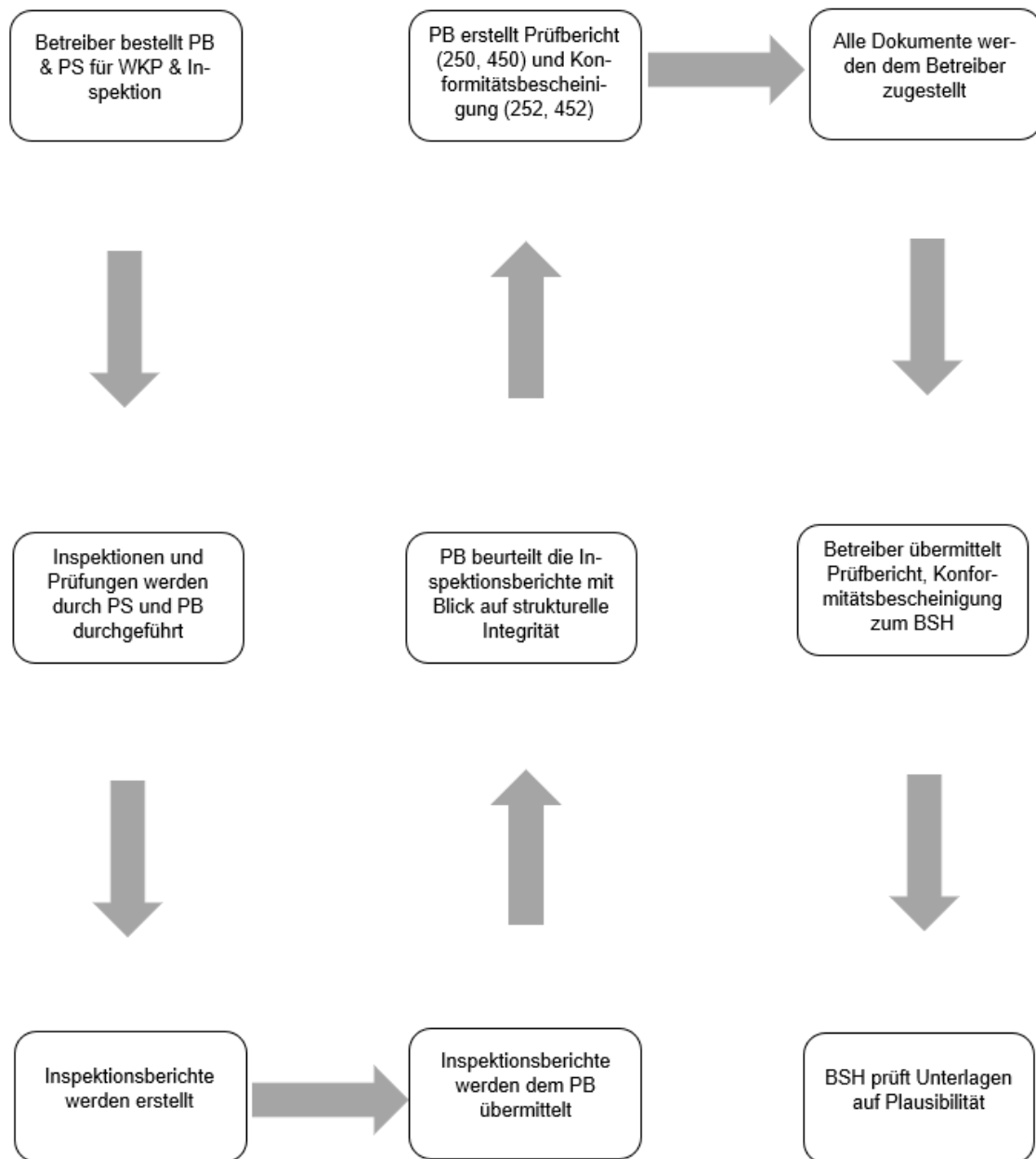


Abbildung 2: Ablauf einer wiederkehrenden Prüfung (basierend auf (BSH, 2020, pp. 31 - 32, 60 - 61, 84), (BSH, 2018, pp. 3 - 5))

Für eine WKP werden ein Prüfbeauftragter und ggfs. Prüfsachverständige durch den Betreiber des OWPs frühestmöglich beauftragt. Bei einem PB handelt es sich wie bereits in Kapitel 2.3.2 beschrieben, um eine vom Unternehmen des Betreibers finanziell unabhängige Prüforganisation oder einen PS. Ein PS hat für die durchzuführende Prüfung entsprechendes Fachwissen und Erfahrungen vorzuweisen und muss vom BSH anerkannt werden. Wie beschrieben, können PB und PS ein und dieselbe Person sein. Wenn es sich um zwei verschiedene Personen handelt, ist der PB dem PS übergeordnet (BSH, 2020, pp. 31, 145 - 146), (BSH, 2018, p. 3).

Wie bereits in Kapitel 3.1 beschrieben, gehören die WKP zu der Unterhaltung eines Windparks. Diese Prüfungen werden demnach durchgeführt, um voraussichtliche Alterserscheinungen der Bauwerke zu überprüfen. Die WKP umfassen die Bauelemente,

welche die Standsicherheit der Anlagen beeinflussen, wie die Tragstruktur, die Rotor-Gondel-Baugruppe und die Fundamente. Dabei wird auf marinen Bewuchs, den Korrosionsschutz und die Meeresbodenoberfläche geachtet. Aber auch Bolzen von tragenden Elementen werden überprüft (BSH, 2020, pp. 20, 31 - 32, 83). Dazu zählen zum Beispiel Haltebolzen beim Übergang vom Maschinenhaus zum Turm, welche die WEA bei einer WKP in ihrer Position halten (Hau, 2014, p. 408).

Der zuständige PB und ggfs. die PS führen im Rahmen einer WKP eine Inspektion der Anlagen, eine Prüfung der Unterlagen auf Plausibilität, Konformität, Richtigkeit und Vollständigkeit und eine Prüfung der Ergebnisse der Inspektionen durch. Bei einer Inspektion achtet der PB darauf, ob das Bauelement die Standsicherheit beeinflusst und seine Prüfung somit auf die gesamte Anlage ausgeweitet werden muss. So wird bei einer WKP einer Rotor-Gondel-Baugruppe immer auch die Tragstruktur mit betrachtet (vgl. Kapitel 4.1.1) (BSH, 2020, pp. 12, 31, 152).

Das Ziel des Betreibers mit einer WKP ist es, so lange wie möglich den Neuzustand der Offshore-Bauwerke aufrecht zu erhalten und die voraussichtlichen Alterserscheinungen hinauszuzögern. Die Energieproduktion sollte den größtmöglichen Anteil der Lebenszeit eines OWP auf dem Niveau der Herstellerangaben bleiben. Vor dem Ablauf der Garantie der Bauwerke, ist der Hersteller für das Beheben von Mängeln verantwortlich. Daher haben die WKP vor Ablauf der Garantie eine besondere Bedeutung. Während und nach Ablauf der Garantie liegen wiederkehrende Prüfungen unter anderen im Interesse von Versicherungen und Kreditinstituten. Die genannten Einrichtungen wollen die Liquidität und damit die Zahlungsfähigkeit der Bauwerke durch den Betreiber sicherstellen (8.2, n.d.). Deshalb ist das Ziel der WKP, dass der PB dem Betreiber eine Konformitätsbescheinigung und ein Prüfbericht ausstellt, die dann zum nächsten Statusgespräch beim BSH eingereicht werden müssen. Im Betrieb wird über die Definitionen aus Kapitel 2.3.2 hinaus, mit der Konformitätsbescheinigung ein sicherer Weiterbetrieb des OWP bestätigt. Alle angewandten Vorschriften werden in der Konformitätsbescheinigung aufgelistet. Der Prüfbericht fasst die Ergebnisse der WKP zusammen. Um die Sicherheit des Windparks in der Konformitätsbescheinigung zu bestätigen, führt die WKP eine unabhängige Partei, in diesem Fall der PB oder der PS, durch (BSH, 2020, pp. 31, 60, 143). Bei einer vom Betreiberunternehmen unabhängigen Partei ist die Wahrscheinlichkeit höher, dass alle Anforderungen berücksichtigt und keine Mängel übersehen werden.

Prüf- und Inspektionsberichte müssen bis zum Zeitpunkt des vollständigen Rückbaus des OWP aufbewahrt werden (BSH, 2020, p. 32).

Der Inspektionsplan fasst alle wiederkehrenden Prüfungen des OWP zusammen. Die darin vom Betreiber festgelegten Prüfungen werden an den jeweiligen Standort und die Anlagen angepasst. Die in dem Inspektionsplan auf dem BSH Standard Konstruktion basierenden aufgeführten Intervalle sind Richtwerte und müssen mit dem PB abgestimmt werden. Abweichungen von Prüfintervallen sind möglich. Diese sind dem BSH gegenüber aufzuzeigen und zu begründen. Eine Möglichkeit wäre, die Abweichungen durch das Fortschreiben des WKP Konzeptes dem BSH vorzulegen und zu begründen. Voraussetzung dafür sind ausreichende Erfahrungen, durch die bereits durchgeführten WKP in dem OWP. Der PB beurteilt den Antrag auf Abweichung auf Äquivalenz mit den vorgegebenen Intervallen. Ausgenommen davon sind gesetzlich festgelegte Intervalle

(BSH, 2020, pp. 17, 31 - 32, 142). Diese liegen nicht im Aufgabenbereich des BSH und können daher auch nicht durch deren Einverständnis geändert werden. Die Befahranlagen einer WEA zum Beispiel fallen unter die Betriebssicherheitsverordnung. Diese gibt vor, dass die Befahranlagen vor Inbetriebnahme, sowie alle zwei Jahre durch eine Hauptprüfung und alle anderen Jahre durch eine Zwischenprüfung durch eine zugelassene Überwachungsstelle geprüft werden müssen. Der Aufzug einer WEA ist ein Beispiel für eine Befahranlage (wpd windmanager, 2017).

Nachdem in diesem Kapitel die Prüfanforderungen für die wiederkehrenden Prüfungen analysiert wurden, sind die ereignisgesteuerten Prüfungen Schwerpunkt des nächsten Abschnitts.

3.1.2 Ereignisgesteuerte Prüfungen

In dem folgenden Kapitel werden die Prüfanforderungen für eine ereignisgesteuerte Prüfung nach dem BSH Standard Konstruktion analysiert.

Eine ereignisgesteuerte Prüfung wird nach einem Ereignis durchgeführt. Es wird davon ausgegangen, dass das eingetretene Ereignis einen Schaden an den Offshore-Bauwerken hinterlassen hat. Ein Ereignis im Sinne des BSH Standard Konstruktion ist eine unvorhersehbare, wesentliche Gefährdung von Menschen oder Sachgütern oder die Gefährdung des Schiffverkehrs. Die Betriebsfähigkeit der Anlagen oder allgemein der Betrieb wird infolge eines Ereignisses gestört oder unterbrochen. Unter einem Ereignis wird beispielsweise das plötzliche Versagen von Bauelementen, eine „50-Jahres-Böe“ oder eine „50-Jahres-Welle“ verstanden (BSH, 2020, pp. 31, 59 - 60, 81, 139).

Aufgrund des soeben beschriebenen Ereignisses können ein Komponententausch oder größere Reparaturarbeiten notwendig werden. Der PB folgt dabei in Teilen den Anforderungen aus der Konstruktions- und Ausführungsphase (vgl. Kapiteln 2.3.2.2 und 2.3.2.3) und bestätigt vor allem einen sicheren Transport vom Hafen bis zum OWP. Die bauliche Änderung wird anschließend in der Bestandsfeststellung belegt. Die Bestandsfeststellung beschreibt die bauliche Situation im OWP und stellt den Baubestandsplan (Dokument Nr. 243) dar (BSH, 2020, pp. 30 - 31, 55, 137).

Angesichts einer ereignisgesteuerten Prüfung beginnen die Prüfintervalle der wiederkehrenden Prüfungen anschließend von neuem. Der WKP Plan wird um die Auswirkungen des Ereignisses ergänzt (BSH, 2020, pp. 31, 58). Welche Prüfintervalle von neuem beginnen und für wie viele WEA in dem OWP das gilt, sollte nach der Art des Ereignisses entschieden werden. Wenn aufgrund von plötzlichem Versagen eines Getriebes in einem 80-Windenergieanlagen-Windpark die Komponente getauscht werden muss, wäre der Aufwand sehr groß für eine einzige Anlage ein gesondertes Prüfintervall zu beginnen. Genauso wäre der Aufwand sehr groß, als Folge dessen für alle WEA die Prüfintervalle zu verändern.

Detailliertere Ausführungen zum Tausch einer Hauptkomponente werden im Kapitel 4.1.2 in Bezug auf eine WEA analysiert.

3.2 Klarstellung zum BSH Standard Konstruktion 2015

In dem folgenden Kapitel werden die ausführenden Erklärungen der Klarstellung zum BSH Standard Konstruktion 2015 zu den Konformitätsanforderungen aus dem BSH Standard Konstruktion 2015 analysiert.

14 verschiedene Punkte aus dem BSH Standard Konstruktion 2015 wurden durch zusätzliche Ausführungen und Erklärungen in der Klarstellung zum BSH Standard Konstruktion hervorgehoben (BSH, 2018). Einige von den Punkten wurden in die Aktualisierung des BSH Standard Konstruktion 2020 übernommen und wurden bereits in Kapitel 3.1.1 und 3.1.2 betrachtet. Daher werden in diesem Kapitel die Erklärungen beleuchtet, die in der Aktualisierung des BSH Standard Konstruktion 2020 nicht detailliert dargestellt wurden. Darüber hinaus werden nur die Punkte der Klarstellung betrachtet, die die Betriebsphase eines OWPs betreffen, da die Betriebsphase das Hauptthema dieser Abschlussarbeit ist.

Die Inbetriebnahme der Windenergieanlagen wird nicht an den Erhalt der Betriebsfreigabe gebunden. Bis zum Zeitpunkt der Veröffentlichung der Klarstellung zum BSH Standard Konstruktion im Jahr 2018 hat kein Betreiber eines OWPs in der AWZ in Deutschland eine Betriebsfreigabe erhalten. Der Startzeitpunkt der Betriebsphase und damit der Start für den Beginn der Prüfintervalle für die WKP ist die Inbetriebnahme der ersten WEA zusätzlich drei Monate (BSH, 2018, p. 2).

Die Inspektionen der wiederkehrenden Prüfungen müssen durch einen Prüfbeauftragten und ggfs. einen Prüfsachverständigen durchgeführt werden und nicht durch betriebseigenes Personal des Betreibers. Damit der PB den Prüfbericht durch einen persönlichen Eindruck der Offshore-Bauwerke ergänzen kann, muss dieser immer einen Teil der WKP selbst durchführen, wenn ein PS an den Inspektionen beteiligt ist. Wenn jährlich 25 % der RGB wiederkehrend geprüft werden (Näheres dazu in Kapitel 4.1.1), soll der PB davon mindestens 20 % der Inspektionen selber durchführen (BSH, 2018, pp. 3 - 5). Bei einem Offshore-Windpark mit 80 Windenergieanlagen werden durch die Bedingung jährlich 20 Anlagen wiederkehrend geprüft. Der PB führt bei vier Windenergieanlagen die Inspektionen selber durch, um sich, wie bereits erklärt, einen eigenen Eindruck von dem Zustand der Bauwerke zu verschaffen.

Wenn an den verschiedenen wiederkehrenden Prüfungen für einen zusammenfassenden Prüfbericht mehrere PB beteiligt sind, übernimmt ein PB die Verantwortung. Dieser ist dafür zuständig, die Ergebnisse der unterschiedlichen PB zu vereinen. Jeder PB erstellt eine Konformitätsbescheinigung, aus der der bearbeitete Aufgabenbereich hervorgeht (BSH, 2018, p. 7).

Wenn während der Betriebsphase Komponenten einen Austausch oder eine größere Reparatur benötigen, muss das Dokument Nr. 251 durch einen PB ausgestellt und durch den Betreiber zum nächsten Statusgespräch beim BSH eingereicht werden. Dadurch kann es notwendig werden, dass Teile der Anforderungen aus der Konstruktions- und Ausführungsphase im Betrieb wiederholt werden müssen (Näheres wird in Kapitel 4.1.2 in Bezug auf den Komponententausch an einer WEA behandelt). Der PB muss nicht nur bei Großkomponententauschen informiert werden, sondern auch bei Reparaturarbeiten, Schäden und Ausfällen im OWP. Das Dokument Nr. 251 betrifft auch Schweißarbeiten

an der Tragstruktur, den Tausch von Rotorblättern und Komponenten, die die mechanischen oder elektrischen Lasten der WEA beeinflussen. In einem solchen Fall müssen der PB und auch das BSH rechtzeitig vor den notwendigen Arbeiten im OWP informiert und eingebunden werden, um eine ggfs. notwendige erneute Beurteilung der Auswirkungen auf die Lasten und Eingriff in die Konstruktion des Herstellers vorzunehmen. Das bedeutet, dass vor Beginn der Arbeiten eine Bewertung der Auswirkungen auf die Standicherheit durch die Änderung der Konstruktion durch einen PB vorgenommen und beim BSH eingereicht werden muss. Im Nachgang wird dann eine Aktualisierung des Dokuments Nr. 251 vorgenommen und eingereicht. Das BSH wird vor allem auch dann informiert, wenn die Komponenten nicht mit denen im Projektzertifikat beurteilten Komponenten identisch sind. Ob zwei Bauteile baugleich sind, wird anhand der technischen Spezifikationen der Komponenten überprüft. Beruhen diese auf dem gleichen Revisionsstand, wurden am gleichen Tag ausgestellt und gibt es keine Unterschiede in den Produktmerkmalen und dem Fertigungsprozess im Vergleich zum Projektzertifikat und zu anderen Zertifikaten und Unterlagen, die im Projektzertifikat referenziert sind (zum Beispiel das Typenzertifikat), dann kann von Baugleichheit ausgegangen werden. Der zuständige PB entscheidet über die Konformität. Werden baugleiche Komponenten getauscht, bei denen lediglich der Transport durch ein anderes Medium ausgeführt wird, dann ist es ausreichend, wenn das BSH im Anschluss an die Arbeiten informiert wird. Der PB bestätigt die Gleichheit der Fertigungsprozesse und begleitet den Austausch (BSH, 2018, pp. 16, 18 - 19). Das betrifft zum Beispiel den Fall, dass baugleiche Gondeln oder Getriebe getauscht werden. Das Dokument Nr. 251 beschreibt den Tatbestand und bestätigt die Transport- und Montagevorgänge, wenn diese von denen im Projektzertifikat abweichen. Außerdem muss im Rahmen dieses Dokuments das Betriebshandbuch (Dokument Nr. 245) aktualisiert werden (BSH, 2020, pp. 55, 60). Für welche Komponenten einer WEA das Dokument Nr. 251 im Falle eines Austauschs oder einer größeren Reparatur durch einen PB ausgestellt werden sollte, wird in Kapitel 4.1.2.2 genauer untersucht und analysiert.

Nachdem in diesem Kapitel die allgemeinen Prüfanforderungen der Betriebsphase herausgearbeitet wurden, werden die genannten Anforderungen durch weitere Konformitätsanforderungen für die Bestandteile eines Offshore-Windparks im nächsten Kapitel ergänzt.

4 Konformitätsanforderungen

In dem folgenden Kapitel werden die Konformitätsanforderungen in der Betriebsphase von Offshore-Windparks in Deutschland nach dem BSH Standard Konstruktion herausgearbeitet und analysiert. Im Kapitel 4.1 werden die Prüfanforderungen einer Turbine (in dieser Abschlussarbeit Rotor-Gondel-Baugruppe und Tragstruktur) interpretiert. Im Kapitel 4.2 werden die Prüfanforderungen von Offshore-Fundamenten betrachtet und im Kapitel 4.3 werden die Konformitätsanforderungen von Seekabeln analysiert. Zum Abschluss von Kapitel 4 wird ein ganzheitliches Windpark Handlungskonzept am Beispiel eines theoretischen Referenzwindparks auf Grundlage der zuvor differenzierten Konformitätsanforderungen in Kapitel 4.4 entwickelt.

Innerhalb eines Jahres müssen mehrere Dokumente unabhängig von dem Vorkommen eines Komponententauschs beim BSH infolge der Konformitätsanforderungen eingereicht werden. Die folgende Tabelle 2 gibt einen Überblick über die in diesem Kapitel zu behandelnden Dokumente, die jährlich beim BSH für einen OWP vorgelegt werden müssen, in dem neben den WKP (vgl. Kapitel 3.1.1) auch Komponententausche, infolge von ereignisgesteuerten Prüfungen (vgl. Kapitel 3.1.2), durchgeführt werden.

Damit die folgende Tabelle 2 einen Überblick über einen vollständigen Offshore-Windpark gibt, sind die jährlich geforderten Dokumente für eine Offshore-Station, zum Beispiel ein Umspannwerk, mit aufgeführt. Das Umspannwerk ist, wie bereits erwähnt, kein weiterer Bestandteil dieser Abschlussarbeit.

Tabelle 2: Jährlich einzureichende Dokumente für einen OWP mit Komponententausch (basierend auf (BSH, 2020, pp. 55 - 56, 60 - 61, 84, 96, 144 - 145), (BSH, 2014, p. 14))

Statusbericht des Betreibers über den Zustand der Offshore-Bauwerke			
Konformitätsbescheinigung Tragsstruktur: Dokument Nr. 252 (ordnungsgemäße Durchführung des Inspektionsplans & sicherer Weiterbetrieb des OWP)	Konformitätsbescheinigung RGB: Dokument Nr. 452 (ordnungsgemäße Durchführung des Inspektionsplans & sicherer Weiterbetrieb des OWP)	Konformitätsbescheinigung Offshore-Stationen: Dokument Nr. 551 (ordnungsgemäße Durchführung des Inspektionsplans & sicherer Weiterbetrieb des OWP)	Überwachungsbericht Fundamente und Seekabel (Ergebnisse der Untersuchungen der ersten beiden Betriebsjahre)
Prüfbericht Tragsstruktur: Dokument Nr. 250 (Zusammenfassung der Prüfergebnisse)	Prüfbericht RGB: Dokument Nr. 450 (Zusammenfassung der Prüfergebnisse)	Prüfbericht Offshore-Stationen: Dokument Nr. 550 (Zusammenfassung der Prüfergebnisse)	
Bestätigung bei Komponententausch oder Reparatur: Dokument Nr. 251			
Betriebshandbuch: Dokument Nr. 245 (Betriebsabläufe, Überwachung im OWP, Kommunikationsabläufe)	Prüfbericht zum Betriebshandbuch: Dokument Nr. 246	WKP Konzept inklusive Inspektionsplan: Dokument Nr. 247	Prüfbericht zum WKP Konzept: Dokument Nr. 248

Damit der Prüfbeauftragte die Konformitätsbescheinigungen und Prüfberichte aus Tabelle 2 ausstellen kann, werden die folgenden Dokumente für eine Tragstruktur und deren Ausrüstung durch den Betreiber beim PB eingereicht (siehe Tabelle 3).

Tabelle 3: Einzureichende Unterlagen für die Tragstruktur und Ausrüstung beim PB (basierend auf (BSH, 2020, p. 32))

Tragstruktur	Ausrüstung
Inspektionsplan nach Tabelle 5	(Schiffsanleger, Leitern, Auffangwannen für umweltgefährdende Stoffe)
Inspektionsberichte der Prüfungen der letzten Jahre	Technische Unterlagen der Ausrüstung
Überwachungsberichte der Prüfungen der letzten Jahre	Wartungsnachweise
	Betriebshandbücher
	Inspektionsberichte der Prüfungen der letzten Jahre
	Überwachungsberichte der Prüfungen der letzten Jahre

Nachdem ein kleiner Einblick in die folgenden Abschnitte gegeben wurde, folgen im nächsten Absatz die Konformitätsanforderungen für die RGB und die Tragstruktur.

4.1 Rotor-Gondel-Baugruppe und Tragstruktur

In diesem Kapitel werden die spezifischen Prüfanforderungen einer Rotor-Gondel-Baugruppe und einer Tragstruktur nach dem BSH Standard Konstruktion analysiert.

4.1.1 Ordnungsgemäßer Betrieb

Die erste Konformitätsanforderung fordert einen ordnungsgemäßen Betrieb der Windenergieanlagen. Dadurch soll die Standsicherheit und die Stabilität und Festigkeit der Anlagen sichergestellt werden (BSH, 2020, p. 83). Eine Windenergieanlage, die ordnungsgemäß betrieben wird, ist eine Anlage ohne Störungen und Ausfälle der Sicherheits- und Bremssysteme. Ordnungsgemäß bedeutet auch, dass die Anlage gemäß den Herstelleranforderungen und gemäß der Konstruktion betrieben wird (IECRE, 2018a, pp. 22 - 23). Die Konstruktion einer Anlage wird auf die Vermeidung von Störungen und Ausfällen bzw. auf die Auswirkungsbegrenzung im Fall eines Fehlers ausgelegt. Der ordnungsgemäße Betrieb durch geeignetes Fachpersonal betreibt die Anlage gemäß der Konstruktion, indem der ausgelegte Sicherheitszustand zu jedem Zeitpunkt des Betriebs gegeben ist (Hauptmann, 2020, pp. 99, 102). Die Funktion der Sicherheits- und Bremssysteme wird bereits mit dem Typenzertifikat eingehend getestet. Diese Systeme werden durch den Hersteller zusammen mit der Turbine geliefert. Es gibt unter anderem Systeme für die Überdrehzahlerfassung, die Überlasterfassung, einen Not-Aus-Schalter, einen Blitzschutz, das Bremsen der Windenergieanlage und allgemeine Überwachungssysteme für den gesamten Windpark (IECRE, 2018a, p. 31).

Eine WEA ist dauerhaft vielen verschiedenen Lasten ausgesetzt. Zu diesen Lasten zählen unter anderem jene, die durch die Bewegungen des Rotors entstehen, ständig wechselnde Windstärken, Nickschwingungen des Turms und ganz speziell bei Offshore-WEA die unterschiedlichen Strömungen des Meeres (vgl. Abbildung 3) (Hau, 2014, p. 245).

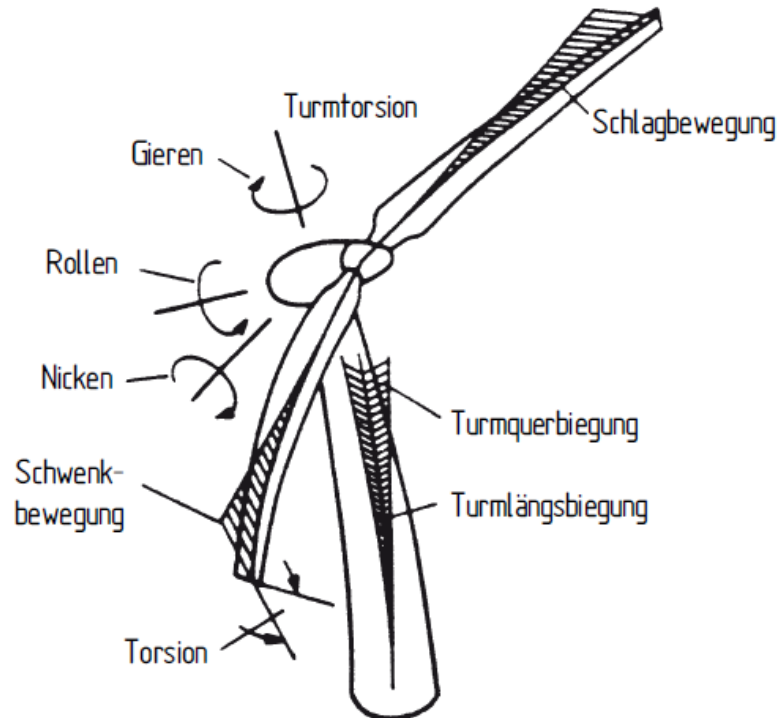


Abbildung 3: Wirkende Lasten auf eine Windenergieanlage (Hau, 2014, p. 245)

Die Lasten müssen zu jedem Zeitpunkt von dem Turm und auch von dem Fundament ausgeglichen werden, um ein Umkippen der WEA zu vermeiden und so die Standsicherheit zu garantieren (Hau, 2014, pp. 499 - 500). Eine Voraussetzung dafür ist der oben beschriebene ordnungsgemäße Betrieb.

Die Anforderungen an die wiederkehrenden Prüfungen müssen auf die Anlagen und den Standort zugeschnitten sein und werden im Inspektionsplan durch den Betreiber festgehalten. Die zu betrachtenden Themen wurden bereits in Kapitel 3.1.1 näher beschrieben. Jedes Jahr sollen in einem Offshore-Windpark in Deutschland 25 % der Rotor-Gondel-Baugruppen eine wiederkehrende Prüfung durchlaufen. Nach Ablauf von vier Jahren muss jede Anlage einmal geprüft sein. Nach einigen Prüfjahren dürfen nach Absprache mit dem BSH und dem Prüfbeauftragten die Intervalle angepasst werden, sodass es auch möglich ist, in einem Jahr nur 10 % zu prüfen und zu inspizieren. In der folgenden Tabelle 4 sind die nach dem BSH Standard Konstruktion vorgegebenen wiederkehrenden Prüfungen für die RGB aufgelistet (BSH, 2020, p. 83).

Tabelle 4: Durchzuführende Prüfungen bei einer WKP einer Rotor-Gondel-Baugruppe (BSH, 2020, p. 83)

Baugruppe	Prüfgegenstand
Rotorblatt	Beschädigung der Oberfläche, Risse, Strukturunfestigkeiten des Blattkörpers. (Inspektion von einer Hub- oder Steigeinrichtung aus oder mit Hilfe der Seilzugtechnik: 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
Maschinenhaus und kraft- und momentübertragende Komponenten	Korrosion, Risse, ungewöhnliche Geräusche, Schmierzustand, Vorspannung der Schraubenverbindungen
Hydrauliksystem, Pneumatiksystem	Beschädigung, Dichtigkeit, Korrosion, Funktion
Sicherheitseinrichtungen, Messaufnehmer und Bremssysteme	Funktionskontrollen, Einhalten der Grenzwerte, Beschädigung, Verschleiß
Unterlagen	Vollständigkeit, Einhaltung der Auflagen, Ausführung, Prüfungsunterlagen, regelmäßige Durchführung der Wartung, ggf. Ausführung von Änderungen/Reparaturen gemäß Genehmigung.

Nach Durchführung dieser wiederkehrenden Prüfungen werden durch den Prüfbeauftragten das Dokument Nr. 450, ein zusammenfassender Prüfbericht und das Dokument Nr. 452, eine Konformitätsbescheinigung für die RGB ausgestellt. Der zusammenfassende Prüfbericht fügt die Ergebnisse aller an den RGB durchgeführten WKP zusammen. Die Konformitätsbescheinigung bestätigt, dass die WKP gemäß dem Inspektionsplan umgesetzt wurden und ein sicherer Weiterbetrieb der WEA gegeben ist. Anschließend werden diese Dokumente durch den Betreiber beim BSH eingereicht (BSH, 2020, p. 84) (vgl. Abbildung 2).

Wie bereits eingangs in diesem Kapitel erwähnt, gehört zu einer Windenergieanlage sowohl eine RGB, als auch eine Tragstruktur bestehend aus Turm und Unterstruktur. Der Zustand dieser Komponenten einer Windenergieanlage ist entscheidend für die Stand-sicherheit. Aus diesem Grund sind die WKP auf die Sicherstellung der Stabilität und Festigkeit der Anlage ausgelegt. Außerdem soll die Umwelt so gering wie möglich negativ beeinträchtigt werden. Daher liegt besondere Aufmerksamkeit auf dem Korrosionsschutz. Dieser sollte so emissionsarm und umweltfreundlich wie möglich sein. Die Prüfintervalle der Tragstrukturen werden unter anderem davon beeinflusst, ob es sich um Beton- oder Stahlkomponenten handelt. Für beide Materialien müssen die Materialeigenschaften, vor allem die Festigkeits- und Zähigkeitswerte, angegeben werden. Darüber hinaus sollte die gewählte Komponente für den Offshore-Einsatz geeignet sein und dementsprechend eine CE-Kennzeichnung vorweisen können, wenn das gefordert wird (BSH, 2020, pp. 32, 34). Mit der CE-Kennzeichnung werden zum Beispiel medizinische Produkte, Spielzeug oder Maschinen ausgezeichnet, welche die europäischen Vorschriften und die jeweils geforderten Zertifizierungsanforderungen erfüllen (TÜV Rheinland, 2021). Falls Produkte verwendet werden, die keinen Bestimmungen unterliegen, muss beim BSH eine „Zustimmung im Einzelfall“ beantragt werden. Die Grundlagen dafür liegen im Bauordnungsrecht. Es wird ein Verwendbarkeitsnachweis gefordert, wenn

bestimmte Bauprodukte keinen technischen Bestimmungen unterliegen. Ein Antrag auf „Zustimmung im Einzelfall“ muss für jedes Projekt und Bauwerk erneut durch den Bauherrn beim BSH eingereicht werden. Der Bauherr beauftragt dann anschließend einen fachspezifischen Sachverständigen, der ein Gutachten erstellt. Das BSH gibt keine Prüffintervallgrößen für die Beton- und Stahlkomponenten im Vergleich an (BSH, 2015, pp. 34, 105). So muss der Genehmigungsinhaber nach Rücksprache mit einem Materialerfahrenen erfahrungsgemäß eigene Intervalle festlegen.

Tragstrukturen aus Stahl können in kürzerer Zeit gebaut und errichtet werden als Betonkonstruktionen. Stahltürme werden meist aus mehreren Segmenten zusammengefügt, während Betontürme zum Beispiel vor Ort gegossen werden und anschließend eine entsprechende Aushärtungsdauer benötigen. Hinzu kommt ein immer größerer Durchmesser im Fußbereich eines hohen Stahlturms, was Transporte durch Autobahnbrücken unmöglich macht. Die Korrosion von Stahl vor allem bei Offshore-Anlagen ist ein weiterer Nachteil gegenüber Betonkonstruktionen, genauso wie anfällige Schweißnähte und Flanschstellen, die es bei Betonkonstruktionen nicht gibt. Dennoch werden heutzutage vor allem offshore nur Stahltürme eingesetzt. Auf dem Meer sind Wetterfenster für die Installation von Anlagen oft klein, sodass ein vor-Ort-Gießen eines Betonturms keinesfalls in Frage kommt. Außerdem hat sich gezeigt, dass die spezielle Form von Stahltürmen eine deutlich größere Sicherheit für die Standsicherheit darstellt. Die WEA-Türme benötigen Offshore eine geringere Höhe als an Land, da bereits in niedrigeren Höhen hohe Windgeschwindigkeiten vorkommen. Daher spielt auch der Kostenfaktor keine Rolle mehr. Stahltürme werden erst ab einer gewissen Höhe deutlich teurer als Betontürme (Hau, 2014, pp. 507 - 527, 727).

Analog zu der RGB wird auch für die Tragstruktur ein Inspektionsplan erstellt, der an den jeweiligen Standort und die Komponenten angepasst ist. Die folgende Tabelle 5 gibt einen Überblick, über die vom BSH geforderten wiederkehrenden Prüfungen der Tragstruktur (BSH, 2020, p. 58).

Tabelle 5: Durchzuführende Prüfungen bei einer WKP an der Tragstruktur (BSH, 2020, p. 58)

Prüfgegenstand	Prüfgrundlage und Intervalle
Funktion der Anoden, Fremdstromanlage	in den ersten 2 Jahren jährlich, danach in Abhängigkeit des Zustands (empfohlen alle 4 Jahre)
Unterstruktur: Schweißnähte (die zyklischer Belastung unterliegen), Unversehrtheit der Oberfläche der Strukturelemente	entsprechend den Lebensdauerberechnungen und dem Inspektionsplan
Beschaffenheit der Meeresbodenoberfläche, Kolkbildung	in den ersten 2 Jahren jährlich, danach je nach Zustand (empfohlen alle 4 Jahre)
Grad des marinen Bewuchses (punktueller Messung)	in den ersten 2 Jahren jährlich, danach in Abhängigkeit des Zustands (empfohlen alle 4 Jahre; kann mit StUK-Anforderungen kombiniert werden)
Korrosionsschutz (visuelle Prüfung): <ul style="list-style-type: none"> • Unterwasserbereich Struktur • Wechselgang • Überwasserbereich Unterstruktur • Betriebsstruktur (Tragstruktur) 	in Abhängigkeit des Zustandes (empfohlen alle 4 Jahre) in Abhängigkeit des Zustandes (empfohlen alle 2 Jahre) in Abhängigkeit des Zustandes (empfohlen alle 4 Jahre) in Abhängigkeit des Zustandes (empfohlen alle 4 Jahre)
Betriebsstruktur: Schweißnähte (die zyklischer Belastung unterliegen), Tragwerksschrauben	entsprechend den Lebensdauerberechnungen und dem Inspektionsplan

Die Betriebsstruktur der Tragstruktur ist bei Windenergieanlagen die RGB (BSH, 2020, p. 139). Durch diesen Beitrag wird die Verbindung zu Tabelle 4 hergestellt.

Wie in der Tabelle 5 beschrieben, können die Prüfanforderungen für den marinen Bewuchs durch Anforderungen aus dem BSH Standard Untersuchungskonzept (StUK) erweitert werden. Durch Untersuchungen der Meeresumwelt innerhalb der ersten drei bis fünf Jahre des Betriebs eines OWPs in der AWZ sollen Zukunftsaussichten über die Auswirkungen der Anlagen auf die Umgebung entwickelt werden. Dabei werden Auswirkungen der Errichtung, des Betriebs und des zukünftigen Rückbaus berücksichtigt. Zu den zu untersuchenden Merkmalen gehören: Benthos, Fische, Avifauna, marine Säugetiere, Fledermäuse und die Landschaft. Es wird erforscht welche Auswirkungen zum Beispiel der Schattenwurf der Rotorblätter, die Geräuschemissionen der Anlage, Vibrationen oder auch eine Veränderung des Strömungsverhaltens des Meeres auf die genannten Merkmale haben. Die Untersuchungen werden durch Personen mit ausreichendem Fachwissen und belegbaren Erfahrungen durchgeführt. Dabei wird sowohl das Gebiet des OWPs als auch ein Referenzgebiet mit nahezu gleichen Merkmalen aber ohne Windpark betrachtet (BSH, 2013, pp. 7, 9 - 12, 14).

Wie beschrieben werden die Untersuchungen des StUK nicht durch Prüfbeauftragte durchgeführt. Daher fallen die Anforderungen aus dem StUK nicht in den Themenbereich dieser Abschlussarbeit und werden nicht aufgeführt.

Über die in der Tabelle 5 aufgeführten Komponenten hinaus müssen auch Bestandteile geprüft werden, die die Sicherheit des Menschen und der Umwelt sichern. Dazu gehören unter anderem Geländer, Plattformen und Auffangwannen, die das Austreten von umweltgefährdenden Substanzen verhindern (BSH, 2020, p. 58). Nach Betriebserfahrungen werden diese Prüfungen, wie die WKP der RGB und der Tragstruktur, im Inspektionsplan des Genehmigungsinhabers mit eigen festgelegten Intervallen aufgeführt.

Zur Beauftragung eines PB für die WKP müssen folgende Unterlagen für die Tragstruktur jährlich beim PB eingereicht werden: der Inspektionsplan und die Berichte über die WKP der vergangenen Jahre. Für die Ausrüstung der Tragstruktur müssen separat weitere Unterlagen beim PB eingereicht werden. Zur Ausrüstung zählen nichttragende Stahlkomponenten wie der Schiffsanleger, Leitern und die Plattformen der WEA. Hierfür müssen Wartungsnachweise, technische Unterlagen, Betriebsbücher und Überwachungsberichte der in den vergangenen Jahren durchgeführten Inspektionen und Prüfungen eingereicht werden. Für die nächste Statusbesprechung wird dann außerdem ein Statusbericht beim BSH eingereicht, der Auskunft über den aktuellen Zustand des OWPs gibt (BSH, 2020, pp. 32, 42, 56).

Einheitlich zu den WKP an den RGB erstellt der Prüfbeauftragte anschließend auch für die Prüfungen der Tragstruktur (Turm und Unterstruktur) einen zusammenfassenden Prüfbericht, das Dokument Nr. 250, über die in einem Jahr durchgeführten WKP. Das Dokument Nr. 252 bestätigt die Konformität über die nach Inspektionsplan durchgeführten WKP und einen sicheren Weiterbetrieb des OWPs. Diese Dokumente werden durch den Genehmigungsinhaber einmal pro Jahr zum Statusgespräch beim BSH eingereicht (vgl. Abbildung 2). Das BSH behält sich das Recht vor, jederzeit vermeintlich fehlende oder weiterführende Prüfungen anzuordnen. Diese gehen vor allem aus den Anweisungen der Seeanlagenverordnung hervor (BSH, 2020, p. 59). Die Seeanlagenverordnung wurde zum 1. Januar 2017 durch das Windenergie-auf-See-Gesetz abgelöst (vgl. Kapitel 2.2). Die relevanten Inhalte dieses Gesetzes sind in Kapitel 2.2 wiedergegeben.

Bis hierhin wurde der ordnungsgemäße Betrieb einer Windenergieanlage analysiert. Im folgenden Abschnitt werden die Prüfanforderungen für einen unvorhergesehenen Betrieb untersucht.

4.1.2 Unvorhergesehener Betrieb, Komponententausch, Dokument Nr. 251

Das folgende Kapitel analysiert zu Beginn die Prüfanforderungen für den unvorhergesehenen Betrieb (vgl. Kapitel 4.1.2.1). Der unvorhergesehene Betrieb steht, nach Definition in dieser Abschlussarbeit, im Gegensatz zu dem ordnungsgemäßen Betrieb, in dem alles wie geplant und vorbereitet abläuft, wie im vorherigen Abschnitt beschrieben. Der anschließende Abschnitt 4.1.2.2 behandelt die Ausfallhäufigkeiten der Hauptkomponenten einer Rotor-Gondel-Baugruppe und Tragstruktur und analysiert, für welche Komponententausche ein Dokument Nr. 251 im Sinne des BSH Standard Konstruktion erstellt werden muss.

4.1.2.1 Anforderungen im unvorhergesehenen Betrieb

Wenn während der Betriebsphase Komponenten getauscht werden müssen, dann fällt das unter den unvorhergesehenen Betrieb. Durch ein unvorhersehbares Ereignis, wie ein plötzliches Versagen von Komponenten, kann ein Komponententausch notwendig werden. Vor und/oder nach einem Komponententausch wird eine ereignisgesteuerte Prüfung durchgeführt (siehe Kapitel 3.1.2). Dann müssen für die durch einen PB bereits in der Konstruktions- und Ausführungsphase beurteilten Komponenten, ein Teil der Anforderungen dieser Phasen erneut befolgt werden. Dabei kommt es vor allem auf die Phasen der Fertigung, des Transports, der Installation und der Inbetriebnahme an. In einigen Fällen, zum Beispiel bei dem Einbau eines neuen Designs mit veränderten Auswirkungen auf die Lasten der WEA, kann im Rahmen der Konstruktionsbewertung auch eine erneute Prüfung des Designs, der Standsicherheit und der damit verbundenen Anforderungen des Bauelements notwendig werden (BSH, 2018, pp. 16, 18 - 19).

Die Fortschreibung des Betriebshandbuchs in Bezug auf die Überwachungen der Betriebsphase ist ebenso Bestandteil der erneuten Konstruktionsbewertung im Falle eines Komponententauschs oder einer Reparatur, wie die erneute Prüfung der Standsicherheit und Festigkeit der Windenergieanlage (BSH, 2020, pp. 40, 138).

In Bezug auf die RGB müssen mindestens die Rotorblätter, -nabe, -welle oder Achszapfen, der Maschinenträger und die Gondelmontage in der Ausführungsphase bewertet werden (siehe Kapitel 2.3.2). Für die RGB und für die Tragstruktur muss der zuständige PB vor Fertigungsbeginn die ausgewählte Fertigungsstätte auditieren, die Herstellerunterlagen prüfen und danach bewerten, ob die erwünschte Produktqualität erreicht werden kann. Da der Tausch eines Turms oder einer Unterstruktur als unwahrscheinlich gilt (siehe auch Abbildung 4), bezieht sich die Vorgehensweise an dieser Stelle auf die sekundäre Tragstruktur, zum Beispiel den Schiffsanleger. Die Inspektion der Fertigungsstätte wird nur wiederholt, wenn die auszutauschende Komponente durch einen bisher nicht beauftragten Hersteller gefertigt wird, der Hersteller kein Zertifikat für eine Serienproduktion hat oder die Bauteile nicht im Rahmen einer Typenzertifizierung abgenommen wurden. Dieser Fall tritt zum Beispiel dann ein, wenn eine auszutauschende

Komponente bei einem Hersteller sofort verfügbar ist und bei dem bisher beauftragten Hersteller noch gefertigt werden muss. Um Stillstandzeiten der Windenergieanlage zu reduzieren, wird sich für die sofort verfügbare Komponente entschieden. Anschließend wird der Transport vom Hafen bis zum Errichtungsort offshore überwacht und beurteilt. Für die Installation wird analog vorgegangen. Werden nach dem Austausch oder der Reparatur der Komponenten die Anlagen wieder in Betrieb genommen, dann wird die Tragstruktur erneut auf Beschädigungen überprüft. Außerdem wird die erste Eigenfrequenz der kompletten WEA gemessen, um die Standsicherheit der Anlage zu garantieren und somit einen ordnungsgemäßen Betrieb wieder herzustellen (BSH, 2020, pp. 29 - 30, 47 - 48, 52 - 54, 82).

Folgende Dokumente müssen demnach erneut für die Konstruktions- und Ausführungsphase der RGB und der Tragstruktur beim BSH eingereicht werden, wenn Änderungen vorgenommen wurden. Die Inhaltsangaben dieser Dokumente wurden in Kapitel 2.3.2 beschrieben (BSH, 2020, pp. 55 - 56, 137 - 138):

- Dokument Nr. 245: Betriebshandbuch (Betriebsabläufe, Überwachung im OWP, Kommunikationsabläufe)
- Dokument Nr. 246: Prüfbericht zum Betriebshandbuch
- Dokument Nr. 247: WKP Konzept (inklusive Inspektionsplan)
- Dokument Nr. 246: Prüfbericht zum WKP Konzept.

Die Bestätigung über die Fertigung, den Transport, die Installation und die Inbetriebnahme und ggfs. die Neubewertung der Lasten auf die WEA durch die Konstruktion in Folge eines Komponententauschs oder einer Reparatur erfolgt dann abschließend über das Dokument Nr. 251 (BSH, 2018, pp. 18 - 19). Dadurch entfallen die erneute Ausstellung der Konformitätsbescheinigungen für Fertigung, Transport, Installation und Inbetriebnahme (Dokumente Nr. 240) und die erneute Ausstellung der Konformitätsbescheinigung und des Prüfberichts für den Baubestandsplan (Dokumente Nr. 243 und Nr. 244).

4.1.2.2 Ausfallhäufigkeiten von Komponenten und Dokument Nr. 251

Die unterschiedlichen Komponenten einer WEA fallen nicht alle mit der gleichen Häufigkeit aus und müssen dementsprechend auch nicht gleich häufig ausgetauscht werden. Die folgende Abbildung 4 gibt einen Überblick darüber, welche Komponenten bei einer Offshore-WEA wie oft pro Jahr ausfallen, repariert oder sogar getauscht werden müssen. Grundlage für diese Statistik sind ungefähr 350 Windenergieanlagen aus fünf bis zehn verschiedenen OWPs in Europa. Die WEA wurden über einen Zeitraum von fünf Jahren untersucht. Die OWPs sind zwischen drei und zehn Jahre alt (Caroll, et al., 2015).

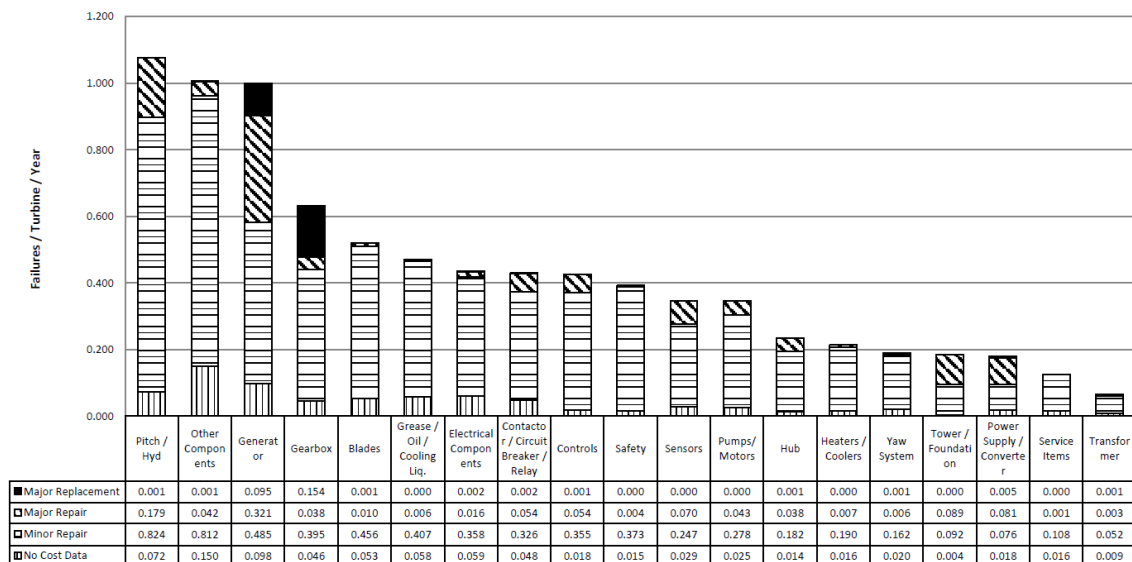


Abbildung 4: Ausfallhäufigkeiten der Komponenten einer Offshore-WEA (Caroll, et al., 2015)

Die Ausfälle wurden in der Untersuchung anhand der Materialausgaben eingeteilt. Das heißt, dass Ausfälle und Störungen, die nicht in Verbindung mit einem bestimmten Budget stehen, in der Kategorie „No Cost Data“ aufgeführt werden (Caroll, et al., 2015).

In der Abbildung 4 wird ersichtlich, dass die meisten Ausfälle von Komponenten im Pitch-System und in hydraulischen Systemen (ca. 13 %), andere Komponenten (ca. 12,2 %), im Generator (ca. 12,1 %) und im Getriebe (ca. 7,6 %) vorkommen. Unter „andere Komponenten“ sind Hilfssysteme wie Leitern und Dichtungen von Türen und der Gondel gemeint. Insgesamt beträgt die Ausfallrate einer WEA 8,3 Ausfälle pro Jahr. Davon sind 6,2 Ausfälle kleinere Reparaturen, 1,1 Ausfälle größere Reparaturen und 0,3 Ausfälle Komponententausche. Es werden demnach nicht jedes Jahr Komponenten getauscht. 95 % aller Komponententausche entfallen auf den Generator und das Getriebe (Caroll, et al., 2015).

Der komplette Tausch einer Tragstruktur, also eines Turms oder einer Unterstruktur, ist nach Abbildung 4 sehr unwahrscheinlich. In diesem Fall müsste es zu einer Kollision mit einem anderem großen Schiff, wie beispielsweise ein Tankerschiff oder einem fremden, freischwimmenden Bauteil mit hoher Geschwindigkeit kommen. Im April 2020 kollidierte zum Beispiel ein Schiff im Offshore-Windpark Borkum Riffgrund 1 mit einer Windenergieanlage. Dabei ist allerdings mehr die Besatzung und das Schiff zu Schaden gekommen, als die WEA (Zeit online, 2020). Der Tausch eines Bauteils der sekundären Tragstruktur, wie der Schiffsanleger oder ein Geländer, oder der Tausch einer Komponente der RGB, wie Generator oder Getriebe, ist da deutlich wahrscheinlicher und häufiger, wie aus Abbildung 4 hervor geht.

Die folgende Tabelle 6 gibt Auskunft darüber, für welche Komponenten einer WEA ein Dokument Nr. 251 aus welchen Gründen gefordert wird. Die mit einem Getriebe betriebene Windenergieanlage V164-9.5 von Vestas wurde als Grundlage für diese Tabelle genommen (IECRE, 2018c). Dem gegenüber steht eine getriebelelose WEA von Siemens Gamesa Renewables Energy, die SWT-7.0-154 (IECRE, 2019), als Vergleich zur WEA von Vestas. Ergänzt wurde die Komponentenliste auf Grundlage von *Windkraftanlagen. Grundlagen. Technik. Einsatz. Wirtschaftlichkeit.* von E. Hau (Hau, 2014).

Tabelle 6: Komponenten mit Forderung von Dokument Nr. 251

Komponente	Dokument Nr. 251	Erklärung
Rotorblatt	Ja	Nach der Klarstellung zum BSH Standard Konstruktion 2015 erforderlich (Pkt. 14) (BSH, 2018) vgl. Kapitel 3.2, Wirkung auf Standsicherheit durch Schlagbewegungen (Hau, 2014, p. 246), Hauptkomponente (IECRE, 2018c, p. 4), (IECRE, 2019, p. 4)
Rotorblattlager	Ja	Hauptkomponente (IECRE, 2018c, p. 4), (IECRE, 2019, p. 4)
Rotornabe	Ja	Wirkung von starken Rotorkräften, stark belastetes Bauteil (Hau, 2014, p. 342)
Pitch-System	Ja	In Verbindung mit Rotorblättern, durch Drehmomentänderungen wird Standsicherheit beeinflusst, Pitch-Systeme reduzieren die wirkenden Lasten (Hau, 2014, pp. 249 - 250), Hauptkomponente (hydraulisch) (IECRE, 2018c, p. 4), (IECRE, 2019, p. 4)
Hauptlager	Ja	Übertragung von Drehbewegungen und Reibung verringern, Teil des Triebstrangs (Hau, 2014, pp. 232, 244), Hauptkomponente (IECRE, 2018c, p. 4), (IECRE, 2019, p. 4)
Hauptwelle	Ja	Überträgt Drehbewegungen und -momente zwischen Komponenten → Auswirkung auf die Lasten der Standsicherheit (Hau, 2014, pp. 232, 244), Hauptkomponente (IECRE, 2018c, p. 4)
Getriebe	Ja	Aufgrund der Drehbewegungen Auswirkungen auf die Lasten (Hau, 2014, pp. 232, 244), Hauptkomponente (IECRE, 2018c, p. 5)
Windrichtungsnachführungssystem (komplett oder Lager)	Ja	Beim Drehen der Anlagen in den Wind werden Lasten des Turms beeinträchtigt (Hau, 2014, pp. 179, 244), Hauptkomponente (IECRE, 2018c, p. 5), (IECRE, 2019, p. 5)
Windrichtungsnachführungssystem (einzelner Motor)	Nein	Vom Innenraum des Maschinenhauses zugänglich und austauschbar (vgl. Abbildung 5)
Generator	Ja	Beeinflusst die mechanischen und elektrischen Lasten und damit die Standsicherheit durch Drehbewegungen (Hau, 2014, pp. 232, 244, 424), Hauptkomponente (IECRE, 2018c, p. 5), (IECRE, 2019, p. 5)
Umrichter	Ja	Hauptkomponente (Hau, 2014, p. 433), (IECRE, 2019, p. 6), (IECRE, 2018c, p. 6)
Transformator	Ja	Hauptkomponente (IECRE, 2018c, p. 6), (IECRE, 2019, p. 6)

Komponente	Dokument Nr. 251	Erklärung
Schaltanlage	Ja	Hauptkomponente (IECRE, 2019, p. 7), (IECRE, 2018c, p. 7)
Steuerung (Softwareupdate)	Ja	Regelt Blatteinstellwinkel, Generatormoment → beeinflusst mechanische und elektrische Lasten (Hau, 2014, pp. 461 - 462), Hauptkomponente (IECRE, 2018c, p. 7)
Steuerung (kleines Update)	Nein	Verändert vermutlich nicht die Ausführung der Regelung
Bettungsrahmen für Triebstrang	Ja	Nimmt die gesamten Lasten des Rotors und Eigengewicht der Gondel auf und leitet diese an Turm weiter, tragende Bodenplattform → beeinflusst mechanische Lasten (Hau, 2014, p. 395)
Turm	Ja	Garantiert die Standsicherheit als Teil der Tragstruktur, aber Tausch eines kompletten Turms unwahrscheinlich (BSH, 2020, p. 20), (Hau, 2014, p. 244)
Mechanische Bremse	Ja	Muss den Rotorkräften im Stillstand gegenhalten, ausgelöst durch hohe Windgeschwindigkeiten (Hau, 2014, p. 374)

Getriebelose WEA wie die SWT-7.0-154 von Siemens Gamesa werden zunehmend Anlagen mit Getrieben vorgezogen (Marx, 2018, p. 1). Bei getriebelosen Anlagen wird auf das Getriebe und damit verbunden auf die Rotor- und Generatorwelle und Kupplungen verzichtet (Bundesverband WindEnergie, 2020b). Dadurch fallen bereits einige Komponenten für einen möglichen Austausch weg. Vor allem das Getriebe gehört, wie in Abbildung 4 gesehen, zu den am häufigsten getauschten Bauelementen einer WEA. Untersuchungen haben allerdings ergeben, dass Generatoren, Umrichter und elektrische Systeme bei direktbetriebenen Turbinen häufiger ausfallen als bei Anlagen mit einem Getriebe. Die Stillstandzeiten einer Turbine mit einer Störung an einem elektrischen System sind jedoch kurz im Vergleich zum Ausfall beispielsweise eines Getriebes. Dadurch erlangen direktbetriebene WEA eine höhere zeitliche Verfügbarkeit als WEA mit einem Getriebe (Spinato, et al., 2009, pp. 10 - 11).

Bei einigen Komponenten muss differenziert werden, ob ein Dokument Nr. 251 erstellt werden muss oder nicht. Das Windrichtungsnachführungssystem besteht in den genannten WEA unter anderem aus zehn bzw. 16 einzelnen Motoren und einem Lager (IECRE, 2018c, p. 5), (IECRE, 2019, p. 5). Der Tausch eines einzelnen Motors hat bei der Anzahl an Motoren keine großen Auswirkungen auf das gesamte Windrichtungsnachführungssystem. Die einzelnen Motoren im Inneren des Maschinenhauses sind leicht zugänglich und austauschbar. Wenn allerdings das komplette System oder das Lager getauscht werden muss, dann muss die komplette Gondel demontiert werden, da das Windrichtungsnachführungssystem in den Turmkopf integriert ist (Hau, 2014, p. 404).

In der folgenden Abbildung 5 ist zu erkennen, wie das Windrichtungsnachführungssystem im Maschinenhaus eingebracht ist und welche Bestandteile dazu gehören.

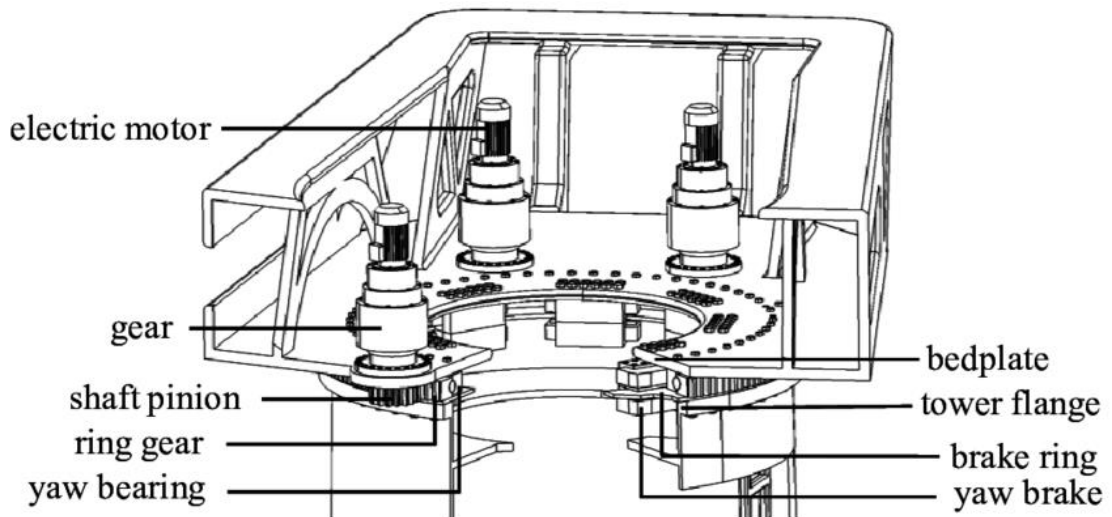


Abbildung 5: Bestandteile und Lage des Windrichtungsnachführungssystems (Kim & Dalhoff, 2014, p. 3)

Insgesamt entfallen auf das Windrichtungsnachführungssystem weniger als 0,2 Ausfälle pro Jahr und Turbine (siehe Abbildung 4). Die Wahrscheinlichkeit ist damit sehr gering, dass das System im Verlauf des Betriebs des Windparks ausgetauscht werden muss.

Das Pitch-System ist, genau wie das Windrichtungsnachführungssystem, von Innen aus zugänglich, in diesem Fall über die Rotornabe, wie in der folgenden Abbildung 6 dargestellt.



Abbildung 6: Hydraulisches Pitch-System in der Rotornabe (Hau, 2014, p. 357)

Ein Austausch einer solchen Komponente wäre demnach, ähnlich dem Motor eines Windrichtungsnachführungssystems, möglich. Solange nicht das komplette Rotorblattlager ausgetauscht werden muss, ist eine Demontage eines Rotorblatts nicht notwendig. Dadurch, dass jedoch jedes Pitch-System für sich selbst gesteuert wird, ist jedes für sich als Bremse zugelassen. Es reicht aus nur ein einziges Rotorblatt in die Fahnenstellung zu bewegen, um die WEA zum Stillstand zu bringen. In der Fahnenstellung beträgt der Pitch-Winkel ungefähr 90° . Das Rotorblatt wird in den Wind gedreht. Aus diesem Grund haben die Pitch-Systeme eine große Bedeutung für die mechanischen Lasten und damit die Standsicherheit einer WEA. Daher muss in jedem Fall das Dokument Nr. 251 erstellt

und beim BSH eingereicht werden, wenn ein Pitch-System größere Reparaturen benötigt oder getauscht werden muss (Bundesverband WindEnergie, 2020a), (Hau, 2014, pp. 111, 249 - 250), (BSH, 2020, p. 59).

Bei dem Steuerungssystem muss wiederum genau differenziert werden, ob ein Dokument Nr. 251 ausgestellt werden muss oder nicht. Wie in Abbildung 4 dargestellt, ist die Steuerung einer WEA im mittleren Feld der Störhäufigkeiten einer WEA. Der Austausch des Systems ist sehr unwahrscheinlich. Die Steuerung erfolgt über eine universell einsetzbare Computersoftware, die dann anschließend auf die spezifische Anlage programmiert wird. Hersteller, wie beispielsweise Vestas, entwickeln ihre Systeme vollständig selbst. Die Einstellung des Blatteinstellwinkels, die Windrichtungsnachführung oder die Leistungsregelung werden von der Steuerung übernommen. Größere Anpassungen der Steuerung werden durch eine Aktualisierung bzw. ein Upgrade der Software erreicht. Es handelt sich demnach um einen größeren Eingriff in die bisherige Steuerung, sodass dafür ein Dokument Nr. 251 ausgestellt werden sollte. Immerhin haben die zuvor genannten Aufgabenbereiche Auswirkungen auf die mechanischen und die elektrischen Lasten, wenn auch das Generatormoment beeinflusst wird (Hau, 2014, pp. 459 - 460, 468). Werden demgegenüber nur kleine Updates durchgeführt, die die Regelungsaufgaben an sich nicht verändern, sondern das System nur auf den neuesten Stand bringen, dann wird vermutlich kein Dokument Nr. 251 erforderlich sein.

Der unvorhergesehene Betrieb bedeutet, neben den jährlich durchzuführenden wiederkehrenden Prüfungen, zusätzlichen Aufwand für den Genehmigungsinhaber eines Offshore-Windparks in Deutschland. Dennoch lassen sich Reparaturarbeiten und Wechsel von Bauteilen, zum Beispiel durch den natürlichen Verschleiß, nicht gänzlich vermeiden. Im Rahmen der Untersuchungen der 350 Offshore-WEA in Europa wurde auch eine Entwicklung der Ausfälle über einen Zeitraum von acht Jahren ausgearbeitet (vgl. Abbildung 7).

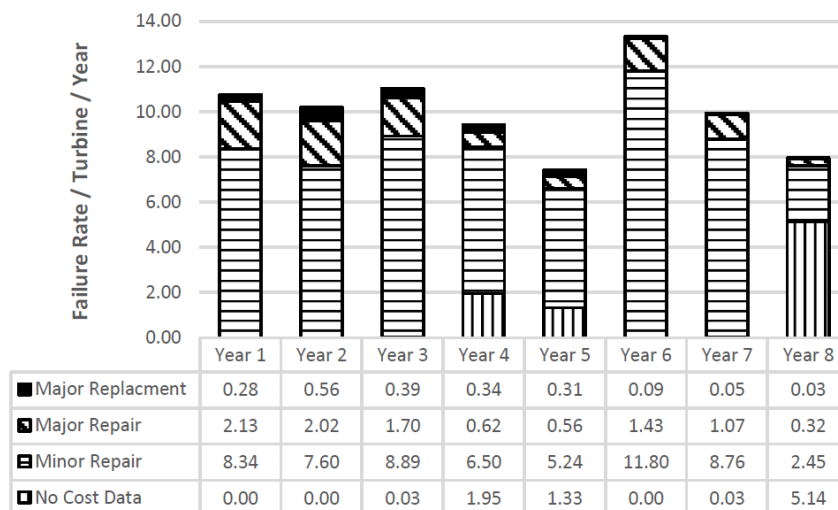


Abbildung 7: Ausfallhäufigkeit einer Offshore-WEA über 8 Betriebsjahre (Caroll, et al., 2015)

Es wird deutlich, dass mit Ausnahme vom sechsten Betriebsjahr eher eine Abnahme der Ausfälle pro Jahr zu erkennen ist. Die starke Zunahme der Ausfälle im sechsten Jahr resultieren aus dem Versagen von Pitch-Systemen und anderen hydraulischen

Systemen. Grundsätzlich ergaben vergangene Berechnungen und Untersuchungen, dass die Häufigkeit von Reparaturen und Komponententauschen einer Badewannenkurve folgen würden (Caroll, et al., 2015) (vgl. Abbildung 8).

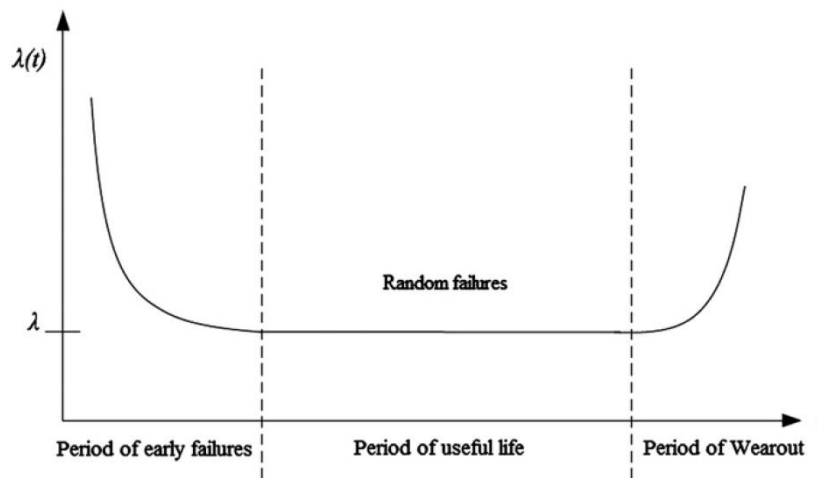


Abbildung 8: Badewannenkurve (Pinar Pérez, et al., 2013)

Die Badewannenkurve ist allerdings in der Realität nicht ausreichend belegt worden. Komponenten, die häufig Ausfälle zu verzeichnen haben, folgen nicht der Badewannenkurve (Caroll, et al., 2015). Untersuchungen in deutschen und dänischen OWP belegen nur das Verhalten der ersten und zweiten Periode in Abbildung 8. Die untersuchten OWPs waren zu jung, um Belege für die letzte Periode zu zeigen. Außerdem werden OWPs bereits vom Netz genommen, wenn keine zufriedenstellende zeitliche und technische Verfügbarkeit mehr gegeben ist (Pinar Pérez, et al., 2013). Es gibt bisher noch keine realen Daten zu dem Ausfallverhalten eines OWPs über einen kompletten Lebenszeitraum. Untersuchungen gehen aber davon aus, dass die zeitliche Verfügbarkeit und die Leistung über die Jahre abnehmen (Papatzimos, et al., 2019).

Ist die ausgetauschte Komponente nicht Bestandteil des Projektzertifikats und/oder ist sie nicht baugleich, dann muss das Projektzertifikat an dieser Stelle erweitert werden (BSH, 2020, pp. 31 - 32). Die Intervalle der WKP aus Tabelle 4 und Tabelle 5 beginnen anschließend von neuem (vgl. Kapitel 3.1.2).

4.2 Offshore-Fundamente

In dem folgenden Kapitel werden die Prüfanforderungen der Offshore-Fundamente nach dem BSH Standard Konstruktion analysiert. Wie in Abbildung 1 dargestellt, verankern die Fundamente die WEA fest im Meeresboden.

Bei Offshore-Fundamenten werden verschiedene Typen je nach Wassertiefe eingesetzt. Die folgenden Fundamenttypen sind in Offshore-Windparks in Deutschland zu finden (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021).

Bei einer Wassertiefe bis 35 m werden Monopiles eingesetzt (Doherty & Gavin, 2012). Dabei handelt es sich um Stahlrohre, die fast bis zur Hälfte in den Meeresboden gerammt werden (siehe Abbildung 9). Auf den Monopile wird dann ein Übergangsstück, das Transition Piece, aufgesetzt. Auf dem Übergangsstück wird dann anschließend der

Turm der WEA installiert (Hau, 2014, p. 731). Das Übergangsstück gehört in dieser Abschlussarbeit als Unterstruktur zu der Tragstruktur.

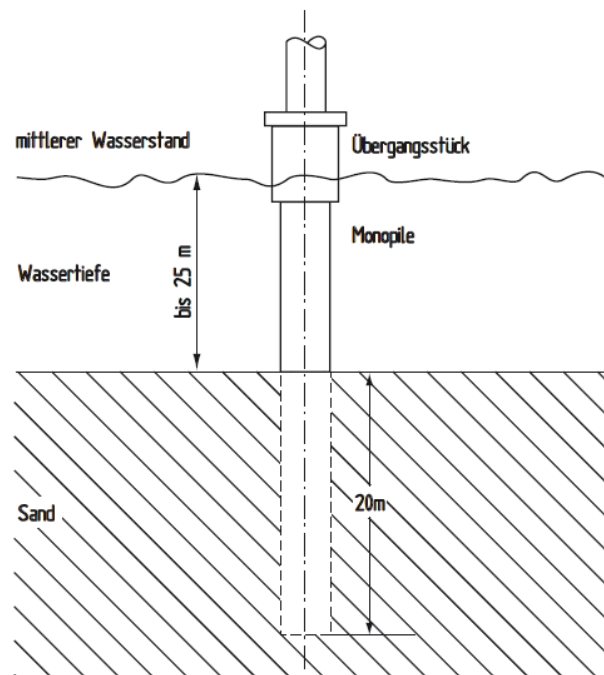


Abbildung 9: Monopile-Fundament (Hau, 2014, p. 731)

Monopiles wurden zum Beispiel in den Offshore-Windparks Baltic 1 in der Ostsee, Riffgat und Butendiek in der Nordsee eingesetzt (Orsted Energiewinde, 2019).

Tripiles werden in Wassertiefen von 25 m bis 50 m eingesetzt. Dabei handelt es sich um drei Stahlrohre, die einen kleineren Durchmesser haben als die Monopiles (vgl. Abbildung 10). Auf den Tripiles wird ein dreibeiniges Stützkreuz montiert, auf dem anschließend die WEA installiert wird (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021).

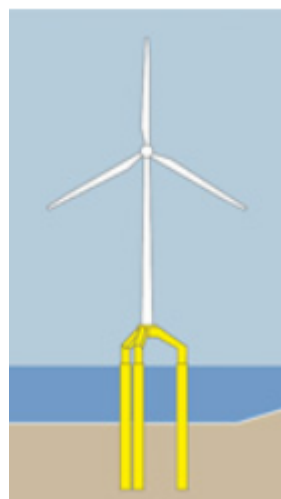


Abbildung 10: Tripile-Fundament (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021)

In dem Offshore-Windpark Bard Offshore 1 in der Nordsee wurde diese Art von Fundament eingesetzt (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021).

Bei einer Wassertiefe von 30 m werden Tripod- oder Quadropod-Gründungen eingesetzt. Ein zentrales Stahlrohr wird durch drei bzw. vier „Beine“ abgestützt und dann im Boden verankert, wie in Abbildung 11 dargestellt (Hau, 2014, p. 733).

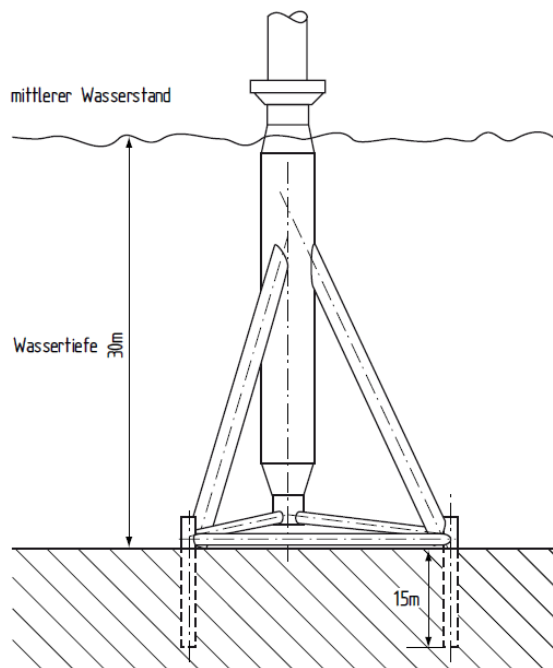


Abbildung 11: Tripod-Fundament (Hau, 2014, p. 733)

In dem Offshore-Windpark Trianel Windpark Borkum 1 in der Nordsee wurde zum Beispiel dieses Fundament verwendet (Orsted Energiewinde, 2019).

Wenn Wassertiefen von mehr als 30 m überwunden werden müssen, werden Jacketes eingesetzt. Dabei handelt es sich um Gittertürme aus Stahl (siehe Abbildung 12) (Hau, 2014, p. 735).

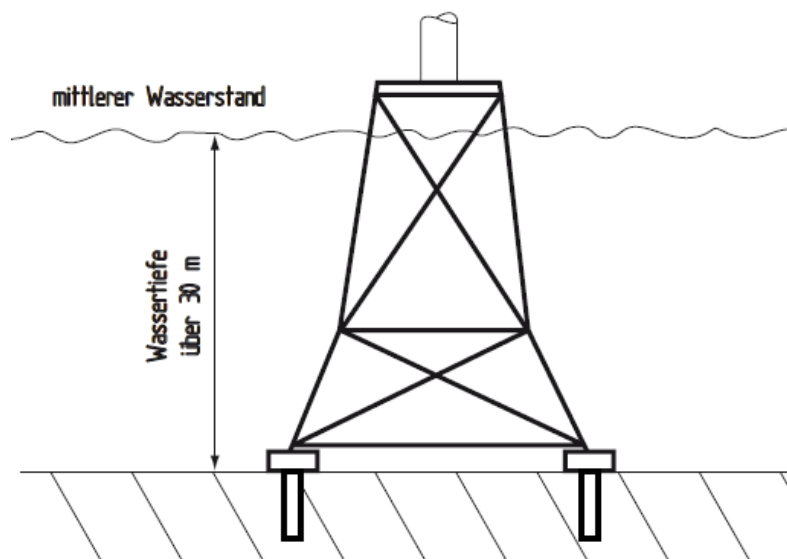


Abbildung 12: Jacket-Fundament (Hau, 2014, p. 735)

Das Jacket-Fundament wurde zum Beispiel in den Offshore-Windparks Wikinger in der Ostsee, Nordsee Ost und Alpha Ventus in der Nordsee eingesetzt (Orsted Energiewinde, 2019).

Wenn die Offshore-Fundamente ordnungsgemäß installiert und im Meeresboden verankert wurden, werden keine weiteren speziellen Konformitätsanforderungen seitens des BSH Standard Konstruktion gefordert. Um dennoch die Fundamente regelmäßig während der Betriebsphase überprüfen zu können, misst ein Sachverständiger für Geotechnik Verschiebungen, Verformungen, Frequenzen und Spannungen im Fundament. Wie bereits in Kapitel 4.1.1 beschrieben, werden die auf die WEA einwirkenden Lasten über den Turm an das Fundament weitergeleitet und dann an den Meeresboden abgegeben. Dadurch können die beschriebenen Auswirkungen im Fundament entstehen. Der Sachverständige für Geotechnik beurteilt die Ergebnisse der Messungen dann im Vergleich mit den Planungen vor Beginn der Errichtung des OWPs im Rahmen der WKP. Es sollen Abweichungen festgestellt werden, die die WEA negativ beeinflussen könnten (BSH, 2020, p. 77).

Die folgende Tabelle 7 gibt einen Überblick über die durchzuführenden Untersuchungen der Offshore-Fundamente, wie sie im BSH Standard Konstruktion ergänzt werden könnte. Grundlage dafür sind die Tabelle 4, Tabelle 5 und der im vorherigen und den nachfolgenden Abschnitten genannten Untersuchungen.

Tabelle 7: Untersuchungen der Offshore-Fundamente im Rahmen der WKP (basierend auf (Hau, 2014, pp. 730 - 736), (BSH, 2020, p. 149), (BSH, 2014, pp. 17 - 18, 33), (Hilbert, et al., 2011, p. 8))

Prüfgegenstand	Prüfung
Monopile, Tripile, Tripod, Quadrupod oder Jacket	Äußere Beschädigungen, Korrosion
Meeresbodenoberfläche, Kolkbildung	Seitensichtsonar-Untersuchung, Echolotvermessung (Anforderungen nach BSH Standard für Baugrunderkundung und StUK)
Innenraum eines Monopiles	Korrosion, Wandstärke, Risse, Wasserstand
Betriebsbegleitende Untersuchungen	Nachweis Standsicherheit und Gebrauchstauglichkeit (Anforderungen nach BSH Standard für Baugrunderkundung)

Wie auf der Abbildung 9 bis Abbildung 12 zu erkennen ist, gehören zu den Offshore-Fundamenten sowohl ein Teil im Wasser, welcher sich über dem Meeresboden befindet, als auch ein Teil im Meeresboden selbst, der dort verankert ist. Der BSH Standard Konstruktion definiert die Fundamente nur als im Meeresboden verankerte Bauelemente (BSH, 2020, p. 20). Der Abschnitt über dem Meeresboden wird als Unterstruktur bezeichnet. Da diese Abschlussarbeit auf den Definitionen des BSH Standard Konstruktion ausgerichtet ist, dient diese Tabelle 7 als Erweiterung zur Tabelle 5 mit Fundament-spezifischen Begriffen und der Einbeziehung der Untersuchungen aus dem BSH Standard

für Baugrunderkundung. Demnach erfolgt die Prüfung des Korrosionsschutzes und des marinen Bewuchses wie oben in Tabelle 5 beschrieben.

Der Aufgabenbereich des Sachverständigen für Geotechnik ergibt sich aus dem BSH Standard für Baugrunderkundung (BSH, 2020, p. 147). Der Standard beschäftigt sich mit den geologischen und geotechnischen Arbeiten des Meeresbodens zur Vorbereitung für Offshore-Fundamente und Seekabel (siehe Kapitel 2.3.2). Für die Betriebsphase werden angepasste Überwachungsuntersuchungen in Anlehnung an den BSH Standard Konstruktion beschrieben (BSH, 2014, pp. 6, 9).

Der Sachverständige für Geotechnik wird vom Betreiber des OWPs beauftragt und ist von diesem unabhängig. Er ist also außerhalb des Unternehmens des Betreibers tätig. Der Sachverständige für Geotechnik berät den Genehmigungsinhaber bei den WKP und muss dem BSH angezeigt werden. Wenn es der Notwendigkeit bedarf, können, in Absprache mit dem zuständigen Sachverständigen für Geotechnik, auf Nachfrage des Genehmigungsinhabers weitere Sachverständige hinzugezogen werden. Folgende Themen werden nach dem BSH Standard für Baugrunderkundung in der Betriebsphase bearbeitet: Kolkbildung und -schutz, Mindestabdeckung der Seekabel, Steinschüttungen und allgemeines Verhalten des Meeresbodens. Alle Aufgabenbereiche sind mit dem BSH Standard Konstruktion abgestimmt (BSH, 2014, pp. 11 - 15).

Die Untersuchungen erfolgen im Normalfall in den ersten beiden Betriebsjahren einmal pro Jahr nach der Sturmphase im Frühjahr. Über die Untersuchungen wird ein Überwachungsbericht erstellt, der dem BSH bis zum Ende des Kalenderjahres nach der Prüfung durch einen PB zugehen muss und die Ergebnisse der Untersuchungen der Fundamente und der Kabeltrassen zusammenfasst. Wenn spezifische Untersuchungen für den Nachweis der Standsicherheit oder der Gebrauchstauglichkeit nicht bis zur Inbetriebnahme durchgeführt wurden, werden betriebsbegleitende Untersuchungen in die Betriebsphase implementiert. Die jeweiligen Prüfintervalle werden mit dem Fachplaner für Geotechnik abgestimmt. Der Fachplaner für Geotechnik ist erfahren und fachkundig im Bereich der Geotechnik (vgl. Kapitel 2.3.2.2). Die Messergebnisse werden anschließend vom Sachverständigen für Geotechnik in Bezug auf die Entwurfsunterlagen bewertet (BSH, 2014, pp. 9, 15, 32), (BSH, 2020, p. 140).

In den ersten beiden Betriebsjahren der Fundamente wird in deren Umgebung die Kolkbildung durch eine Echolotvermessung durch das Fächerecholot durchgeführt (BSH, 2014, p. 16). Unter Kolk ist eine Veränderung der Meeresbodenoberfläche in der Umgebung der Fundamente gemeint, wodurch Teile dieser freigelegt werden können (BSH, 2020, p. 142). Bei dieser Art der Echolotvermessung werden quer zur Fahrtrichtung des Untersuchungsschiffs in einem vorgegebenen Winkel Schallimpulse ausgesendet. Durch die zurückgeworfene Strahlung kann ein Modell des Meeresbodens erstellt werden. Es wird dann auch ersichtlich, ob und welche Art von Hindernissen sich unter der Wasseroberfläche befinden (BSH, n.d.d). Die spezifischen Untersuchungsmerkmale dieser Messung sind in Tabelle 8 beschrieben.

Tabelle 8: Fächerecholotvermessung der Fundamente (BSH, 2014, p. 16)

	Geologische Erkundung	Überwachung
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> • Überblick über die bathymetrischen Verhältnisse 	<ul style="list-style-type: none"> • Erfassung der lokalen Tiefenänderungen (mögliche Kolkbildung)
Umfang	<ul style="list-style-type: none"> • Flächendeckend 	<ul style="list-style-type: none"> • im lokalen Umfeld der Gründungselemente der Offshore-Bauwerke
Zeitraumen	<ul style="list-style-type: none"> • Einmalig 	<ul style="list-style-type: none"> • Die ersten Jahre nach Fertigstellung 1 mal pro Jahr, jeweils im Frühjahr
Methode	<ul style="list-style-type: none"> • Fächerecholot (Multi-Beam Echosounder, MBES) • Positionierung besser als 5 m + 5 % der Wassertiefe sowie • Genauigkeit für reduzierte Tiefen nach IHO (2008) für Order 1b Surveys 	<ul style="list-style-type: none"> • Fächerecholot (Multi-Beam Echosounder, MBES) • Positionierung besser als 5 m + 5 % der Wassertiefe sowie • Genauigkeit für reduzierte Tiefen nach IHO (2008) für Order 1a Surveys
Ergebnisdarstellung	<ul style="list-style-type: none"> • Bathymetrische Karte der vermessenen Bereiche • Wassertiefen müssen wasserschalllaufzeitbereinigt und auf SKN (LAT) bezogen dargestellt werden (Beschickung) • Daten sind zusätzlich in digitaler Form und mit ausreichender Dokumentation abzuliefern 	<ul style="list-style-type: none"> • Bathymetrische Karte der vermessenen Bereiche • Wassertiefen müssen wasserschalllaufzeitbereinigt und auf SKN (LAT) bezogen dargestellt werden (Beschickung) • Daten sind zusätzlich in digitaler Form und mit ausreichender Dokumentation abzuliefern

Durch die natürliche Strömung des Meeres kann es zum Abtragen des Meeresbodens kommen, sodass die Fundamente nicht mehr fest verankert sind und die Standfestigkeit der WEA gefährdet wird (BSH, 2015, p. 120).

Bei einer weiteren Untersuchung in den ersten beiden Betriebsjahren wird die Umgebung der Fundamente auf Erosionsflächen durch eine Seitensichtsonar-Untersuchung überprüft (BSH, 2014, pp. 16, 17). Durch Aussenden von Schallimpulsen ist es möglich eine Abbildung der Meeresbodenoberfläche zu erstellen. Die Schallimpulse streuen unterschiedlich stark zurück. Auch über die geworfenen Schatten lassen sich Rückschlüsse auf die Höhe von Hindernissen über dem Meeresboden schließen (BSH, n.d.d). Die in dieser Untersuchung zugrunde gelegten spezifischen Merkmale sind in Tabelle 9 beschrieben.

Tabelle 9: Seitensichtsonaruntersuchung der Fundamente (BSH, 2014, pp. 16, 17)

	Geologische Erkundung	Überwachung
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> • Überblick über die vorkommenden Sedimenttypen und -strukturen. • Verifizierung bzw. Kalibrierung der Interpretation durch Greiferproben („ground truthing“) 	<ul style="list-style-type: none"> • Erfassung von Erosionsflächen bzw. Kolken und Hindernissen. • Verifizierung bzw. Kalibrierung der Interpretation durch Greiferproben („ground truthing“)
Umfang	<ul style="list-style-type: none"> • Profile entsprechend der seismischen Vermessung oder flächendeckend über das Offshore-Baufeld • In Gebieten mit heterogener Sedimentbedeckung flächendeckend 	<ul style="list-style-type: none"> • im lokalen Umfeld der Gründungselemente der Offshore-Bauwerke
Zeitraumen	<ul style="list-style-type: none"> • Einmalig 	<ul style="list-style-type: none"> • Die ersten Jahre nach Fertigstellung 1 mal pro Jahr, jeweils im Frühjahr
Methode	<ul style="list-style-type: none"> • Frequenz 100 kHz oder höher • Messbereich maximal 2 x 100 m • Erkennung von Objekten > 1 m Kantenlänge² • Digitale Aufzeichnung • Fahrgeschwindigkeit max. 4 kn, sofern die eingesetzten Geräte nachweislich nicht höhere Fahrgeschwindigkeiten zulassen • Positionierung des Gerätes besser als 10 m 	<ul style="list-style-type: none"> • Frequenz 100 kHz oder höher • Messbereich maximal 2 x 75 m • Erkennung von Objekten > 1 m Kantenlänge² • Digitale Aufzeichnung • Fahrgeschwindigkeit max. 4 kn • Positionierung des Gerätes besser als 10 m
Ergebnisdarstellung	<ul style="list-style-type: none"> • digitales SSS-Mosaik der Profile (horizontale Auflösung von 0,5 m) • Karte mit Interpretation der Seitensichtsonarprofile • Die Daten sind zusätzlich in digitaler Form und mit ausreichender Dokumentation abzuliefern (systemeigenes Format) 	<ul style="list-style-type: none"> • digitales SSS-Mosaik der Profile (horizontale Auflösung von 0,5 m) • Karte mit Interpretation der Seitensichtsonarprofile • Die Daten sind zusätzlich in digitaler Form und mit ausreichender Dokumentation abzuliefern (systemeigenes Format)

Genau wie bei der Kolkbildung handelt es sich bei Erosionsflächen um eine Veränderung der Umgebung der Offshore-Fundamente durch die Strömung des Meeres. Auch diese können erfahrungsgemäß die Standsicherheit der WEA gefährden, wenn diese unentdeckt bleiben.

Die Konformitätsanforderungen in der Betriebsphase für Offshore-Fundamente könnten, genau wie für die Tragstruktur, durch Anforderungen aus dem StUK ergänzt werden. Wie jedoch bereits in Kapitel 4.1.1 beschrieben, werden die Anforderungen aus dem StUK in dieser Abschlussarbeit nicht berücksichtigt, da für die Durchführung dieser keine PB notwendig sind.

Die bis hierhin analysierten Prüfanforderungen für Offshore-Fundamente bilden einen ordnungsgemäßen Betrieb ab. Im Falle eines unvorhergesehenen Betriebes wird analog zu der RGB und Tragstruktur vorgegangen (siehe Kapitel 4.1.2). Auch für den Tausch eines Fundaments würde das Dokument Nr. 251 ausgestellt werden müssen, da das Fundament für die Standsicherheit der Offshore-WEA verantwortlich ist (Deutsches Institut für Normung e. V., 2019, p. 7). Dass ein Fundament allerdings so großen Schaden davon trägt, dass ein Tausch dessen notwendig wird, ist sehr unwahrscheinlich (vgl. Abbildung 4). Die Fundamente sind komplett im Meeresboden eingebracht (vgl. Abbildung 1). Fraglich ist auch, ob es sich finanziell für den Betreiber lohnen würde, das

Fundament zu tauschen und anschließend die Anlage wieder in Betrieb zu nehmen. Vermutlich wird die WEA dann stillgelegt und rückgebaut.

4.3 Seekabel

In dem folgenden Kapitel werden die Prüfanforderungen für die Seekabel genauer untersucht. Der BSH Standard Konstruktion fordert keine begleitenden Untersuchungen der Kabel während der Betriebsphase. Auch für die Installation der parkinternen Kabel und für das Exportkabel werden jeweils nur eine Freigabe gefordert. Für die Ausstellung dieser Freigaben wird kein Prüfbeauftragter benötigt (vgl. Kapitel 2.3.2.4) (BSH, 2020, pp. 98 - 99).

Wie bereits in Kapitel 4.2 beschrieben, werden die Untersuchungen des Meeresbodens nach dem BSH Standard für Baugrunderkundung sowohl für die Offshore-Fundamente als auch für die Seekabel durchgeführt. Diese Untersuchungen betreffen nicht nur die Vorbereitung zur Installation, sondern auch Tätigkeiten in der Betriebsphase.

Die folgende Tabelle 10 beschreibt die Vorgehensweise bei Kabeltrassen im Betrieb. Bei der Überprüfung wird sowohl auf Objekte oder Hindernisse geachtet, die das Kabel gefährden könnten, als auch auf Steinschüttungen, die das Kabel sichern sollen. Darüber hinaus muss die geforderte Höhe der Abdeckung der Kabel regelmäßig untersucht werden (BSH, 2014, pp. 34 - 35).

Tabelle 10: Untersuchung der Kabeltrassen im Betrieb (BSH, 2014, pp. 34 - 35)

	Trassenerkundung	Überwachung
Ziele	<ul style="list-style-type: none"> • Festlegung der tatsächlichen Installationsroute und der Kabellänge • Erfassung der geplanten Kabeltrasse hinsichtlich Bathymetrie und Morphologie einschl. aller für die Kabelinstallation relevanten Aspekte • Untersuchung der Sedimentzusammensetzung, der geologischen Lageungsverhältnisse und der geotechnischen Eigenschaften des oberen Meeresbodens inkl. aller für die Kabelinstallation relevanten Aspekte • Kartierung von Wracks, sonstigen Hindernissen und, wenn sich ein Hinweis auf ein entsprechendes Vorkommen ergibt, Munitionsvorkommen • Exakte Positionierung bereits vorhandener Kabel und Pipelines 	<ul style="list-style-type: none"> • Erfassung möglicher Gefährdungen des Kabels • Kontrolle von Steinschüttungen oder vergleichbaren Maßnahmen zur Sicherung der Kabel • Erfassung der vorgeschriebenen Mindestbedeckung des Kabels mit Sedimenten als Schutz vor Gefährdungen
Umfang	<ul style="list-style-type: none"> • Untersuchung der geplanten Kabeltrasse mit geologischen, geophysikalischen und geotechnischen Methoden • Flächendeckende Vermessung eines Korridors, der der Breite der geplanten Kabeltrasse zuzüglich eines Abstands beidseits der Trasse von mind. 50 m entspricht, mit Seitensichtsonar und Fächerecholot (Multi-Beam Echosounder, MBES) • Linienhafte Vermessung der geplanten Kabeltrasse mit hochauflösenden flachseismischen Methoden 	<ul style="list-style-type: none"> • Überwachung der gesamten Kabeltrassen in den ersten Jahren • Nach Vorlage einer ausreichenden Datenbasis können im Rahmen der wiederkehrenden Prüfungen modifizierte Überwachungsintervalle beantragt werden
Zeitraumen	<ul style="list-style-type: none"> • Einmalig als Grundlage für die Planung der Installation, in morphologisch veränderlichen Gebieten erforderlichenfalls eine Wiederholungsmessung zeitnah vor der Installation 	<ul style="list-style-type: none"> • Die ersten Jahre nach Installation einmal pro Jahr, jeweils im Frühjahr

Methoden	<ul style="list-style-type: none"> • Fächerecholot (Multi-Beam Echosounder, MBES); Datendichte ausreichend zur Erstellung eines digitalen Geländemodells mit mind. 1 m Auflösung • Positionierung des Schiffes und der fest installierten Sensoren sowie Genauigkeit für reduzierte Tiefen in Anlehnung an IHO (2008) für Special Order Surveys • Seitensichtsonar; Frequenz 100 kHz oder höher; Messbereich max. 2 x 100 m; Erkennung von Objekten > 0,5 m Kantenlänge; digitale Aufzeichnung; Fahrgeschwindigkeit so gewählt, dass Flächendeckung gewährleistet ist; Positionierung des Gerätes besser als 10 m • Subbottom-Profilier, Chirp Sonar oder alternative Systeme mit vergleichbarer oder besserer Leistung; vertikales Auflösungsvermögen mind. 0,5 m • Vibrocorer bzw. Drucksondierung (Cone Penetration Tests) bis in die geplante Installationstiefe des Kabels, Abstände sind auf der Basis der geophysikalischen Ergebnisse festzulegen • Magnetometer oder aktives Metall-Detektionssystem • Wärmeleitfähigkeitsmessungen in Bereichen der Kabeltrasse, in denen eine Beschränkung des Kabelbetriebs durch geringe Wärmeleitfähigkeit des Meeresbodens zu erwarten ist 	<ul style="list-style-type: none"> • Fächerecholot (Multi-Beam Echosounder, MBES); Datendichte ausreichend zur Erstellung eines digitalen Geländemodells mit mind. 1 m Auflösung • Positionierung des Schiffes und der fest installierten Sensoren sowie Genauigkeit für reduzierte Tiefen in Anlehnung an IHO (2008) für Special Order Surveys • Seitensichtsonar; Frequenz 100 kHz oder höher; Messbereich max. 2 x 100 m; Erkennung von Objekten > 0,5 m Kantenlänge; digitale Aufzeichnung; Fahrgeschwindigkeit so gewählt, dass Flächendeckung gewährleistet ist; Positionierung des Gerätes besser als 10 m
Ergebnisdarstellung	<ul style="list-style-type: none"> • Kartographische Darstellung sämtlicher Ergebnisse der Vermessung in integrierter Form in Alignment Charts (horizontaler Maßstab 1 : 5000, vertikaler Maßstab 1 : 100 oder 1 : 150) • Darstellung sämtlicher Ergebnisse der Vermessung in einem Bericht in integrierter Form; Karten und Bericht sollen sich sinnvoll ergänzen und aufeinander Bezug nehmen; eine Dokumentation der verwendeten Ausrüstung, Zeitraum und Ablauf der Vermessung, Messbedingungen, Probleme etc. sind in den Bericht aufzunehmen • Spezialkarten der Anlandungen und der Kabel- und Pipelinekreuzungen • Karten zusätzlich im GIS- oder CAD-Format 	<ul style="list-style-type: none"> • Kartographische Darstellung sämtlicher Ergebnisse der Vermessung in integrierter Form in Alignment Charts (horizontaler Maßstab 1 : 5000, vertikaler Maßstab 1 : 100 oder 1 : 150) • Darstellung sämtlicher Ergebnisse der Vermessung in einem Bericht in integrierter Form. Karten und Bericht sollen sich sinnvoll ergänzen und aufeinander Bezug nehmen. Eine Dokumentation der verwendeten Ausrüstung, Zeitraum und Ablauf der Vermessung, Messbedingungen, Probleme etc. sind in den Bericht aufzunehmen • Karten zusätzlich im GIS- oder CAD-Format

Genau wie für die Fundamente werden auch für die Kabeltrassen die Untersuchungen in den ersten beiden Betriebsjahren im Frühjahr nach der Sturmperiode durchgeführt. Für das Weiterführen der Überwachungen der Kabeltrassen im Betrieb, können anschließend Abweichungen der Prüfintervalle im Rahmen der WKP vorgenommen werden. Zu den Untersuchungen zählen das Fächerecholot und die Seitensichtsonar-Untersuchung, wie aus der Tabelle 10 hervorgeht. Die Untersuchungen wurden bereits weiter oben erklärt. Die Untersuchungsergebnisse der Kabeltrassen werden den Ergebnissen der Fundamente hinzugefügt, wie weiter oben erwähnt.

Die Seekabel müssen die ganze Betriebszeit über eingegraben bleiben, wie in der Tabelle 10 beschrieben. Diese dürfen also nicht, zum Beispiel durch Verwehungen des

Meeresbodens, freigelegt werden. Wenn sich die Kabel in Objekten verhängen, können diese durchgeschnitten werden (Prognos AG; Fichtner GmbH & Co. KG; BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, 2018, p. 42).

Weitere Untersuchungsanforderungen der Kabeltrassen im Betrieb werden durch das BSH Standard Untersuchungskonzept vorgegeben. Diese richten sich allerdings nicht an den Betreiber des OWPs, sondern an den Übertragungsnetzbetreiber. Für die Untersuchungen wird kein PB benötigt (BSH, 2013, p. 23). Daher werden diese nicht aufgeführt.

Bis hierhin wurde der ordnungsgemäße Betrieb beschrieben. Jedoch gibt es, wie bei den Fundamenten und den WEA, auch bei den Seekabeln einen unvorhergesehenen Betrieb. Erfahrungsgemäß kann es im Laufe der Betriebsjahre, trotz aller regelmäßigen Untersuchungen, zu einem defekten Kabel kommen. Dadurch kann unter Umständen der ganze OWP außer Betrieb gesetzt werden (Hau, 2014, pp. 740 - 741). Analog zu den vorherigen Kapiteln wird in diesem Fall auch bei den Kabeln vor und/oder nach dem Tausch des Kabels eine ereignisgesteuerte Prüfung durchgeführt (vgl. Kapitel 3.1.2).

Nachdem in den vorangegangenen Kapiteln die theoretischen Informationen bezüglich der Konformitätsanforderungen in einem Offshore-Windpark in Deutschland beleuchtet wurden, wird die dort erarbeitete Grundlage im anschließenden Kapitel zur Ausarbeitung eines Handlungskonzeptes und eines theoretischen Offshore-Windparks genutzt.

4.4 Ganzheitliches Windpark Handlungskonzept

In dem folgenden Kapitel werden die Konformitätsanforderungen aus den vorherigen Abschnitten des Kapitels 4 zu einem zusammenfassenden Handlungskonzept zusammengeführt und auf einen theoretischen Offshore-Windpark in der AWZ in Deutschland angewendet. Dabei wird sowohl der ordnungsgemäße Betrieb (siehe Kapitel 4.4.1) als auch der unvorhergesehene Betrieb (siehe Kapitel 4.4.2) berücksichtigt. Das Handlungskonzept im ordnungsgemäßen Betrieb zeigt die Verteilung der einzelnen WKP auf die Betriebsjahre. Das Handlungskonzept im unvorhergesehenen Betrieb verdeutlicht zusätzlich zu den WKP den Aufwand der Komponententausche.

Der OWP besteht aus 80 Windenergieanlagen, die vom Typ V164-9.5 von Vestas sind. Die genannte Anlage wird mit einem Getriebe betrieben (siehe Tabelle 6). Das Fundament der WEA ist ein Monopile. Als Basis wird eine Lebensdauer des Offshore-Windparks von 25 Jahren festgelegt (BSH, 2020, p. 81). Eine eventuelle Lebensdauerverlängerung wird nicht berücksichtigt.

Die wiederkehrenden Prüfungen werden für das Handlungskonzept in Kampagnen eingeteilt. In dieser Abschlussarbeit wird unter Kampagne ein thematischer Zusammenschluss von mehreren wiederkehrenden Prüfungen verstanden. Die Kampagnen verschaffen dem Betreiber bei der Organisation der Betriebsphase einige Vorteile, wie im Laufe des Kapitels deutlich wird. Daraus ergeben sich, aufgrund von thematischer und örtlicher Ähnlichkeit, die folgenden Kampagnen (vgl. Tabelle 11).

Tabelle 11: Kampagnen mit dazugehörigen WKP (basierend auf Tabelle 4, Tabelle 5, Tabelle 8, Tabelle 9, Tabelle 10)

RGB	Funktion der Anoden, mariner Bewuchs, Korrosionsschutz	Fundamente, Seekabel, Meeresbodenoberfläche Tragstruktur
WKP nach Tabelle 4	Funktion der Anoden/ Fremdstromanlage	Erosionsflächen/ Kolken um die Fundamente (Seitensichtsonaruntersuchung)
	Grad mariner Bewuchs	Mögliche Kolkbildung um Fundamente (Fächerecholotvermessung)
Korrosionsschutz	Korrosionsschutz Über- & Unterwasserbereich	Mindestabdeckung, Steinschüttung, Gefährdung der Seekabel
	Korrosionsschutz Wechselgang	Meeresbodenoberfläche & Kolkbildung Tragstruktur

Basierend auf diesen Kampagnen werden in den nachfolgenden Abschnitten Handlungskonzepte für den ordnungsgemäßen und den unvorhergesehenen Betrieb entwickelt. Die unterschiedlichen Kampagnen werden in den folgenden Darstellungen farblich gekennzeichnet. Jede einzelne Inspektion, einschließlich der anschließenden Prüfung der dazugehörigen Unterlagen, steht für ein jährliches „Paket“ an Prüfungen. Werden zum Beispiel in dem ersten Betriebsjahr 25 % der RGB, die Erosionsflächen um die Fundamente und die Mindestabdeckungen, Steinschüttungen und Gefährdungen der Seekabel geprüft, sind in den folgenden Darstellungen drei WKP abzulesen.

Es werden nur die WKP in den Handlungskonzepten berücksichtigt, denen durch das BSH feste Prüfintervalle zugeteilt wurden. Die Lebenszeitberechnungen für die Untersuchungen der Unterstruktur (Schweißnähte) und der Betriebsstruktur im Rahmen der WKP der Tragstruktur (Schweißnähte) müssen durch den Betreiber vorgenommen und anschließend hinzugefügt werden.

4.4.1 Windpark Handlungskonzept im ordnungsgemäßen Betrieb

In dem folgenden Kapitel werden die verschiedenen Kampagnen in einem Konzept für den ordnungsgemäßen Betrieb zusammengetragen. Komponententausche sind nicht Bestandteil des ordnungsgemäßen Betriebs.

Die folgende Abbildung 13 zeigt die Verteilung der Kampagnen streng nach den Prüfintervalen des BSH Standard Konstruktion und des BSH Standard für Baugrunderkundung.

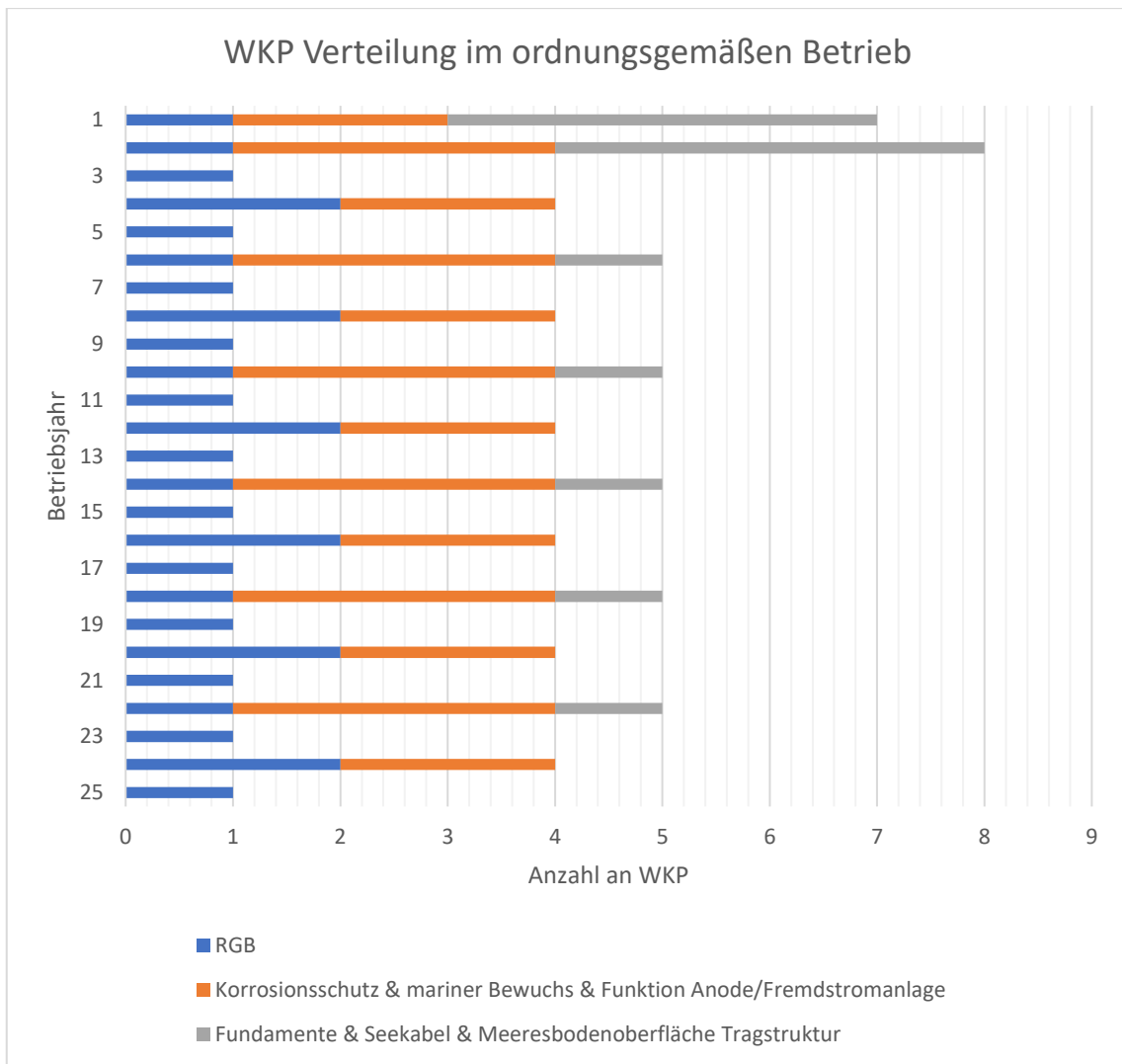


Abbildung 13: WKP Verteilung im ordnungsgemäßen Betrieb (basierend auf Tabelle 4, Tabelle 5, Tabelle 8, Tabelle 9, Tabelle 10)

Auf den ersten Blick fällt direkt auf, dass die ersten beiden Betriebsjahre WKP-intensiver sind, als die restlichen Betriebsjahre. Das liegt daran, dass die Prüfanforderungen aus dem BSH Standard für Baugrunderkundung standardmäßig nur auf die ersten zwei Betriebsjahre ausgelegt sind. Das betrifft die WKP der Fundamente und der Seekabel (Farbe: grau). Des Weiteren sollen die Meeresbodenbeschaffenheit der Tragstruktur und der marine Bewuchs nach dem BSH Standard Konstruktion in den ersten beiden Jahren jährlich und anschließend alle vier Jahre eine WKP durchlaufen (Farbe: orange). Ab dem dritten Betriebsjahr ist ein regelmäßiger, vier-jähriger Zyklus zu erkennen.

Jedes Jahr werden 25 % der RGB auf die in Tabelle 4 beschriebenen Merkmale hin überprüft (vgl. Kapitel 4.1.1). Das entspricht 20 WEA in dem theoretischen Beispielwindpark. Dadurch ist in Abbildung 13 jedes Jahr mindestens eine WKP der RGB eingetragen (Farbe: blau). In dem ersten Betriebsjahr werden die WEA 1 bis 20 geprüft. Im zweiten Betriebsjahr werden die WEA 21 bis 40, im dritten Betriebsjahr 41 bis 60 und im vierten Betriebsjahr werden die WEA 61 bis 80 geprüft. Anschließend beginnt der Turnus von neuem. Nach Tabelle 5 wird der Korrosionsschutz der RGB alle vier Jahre geprüft.

Daher ist der Umfang der RGB-Kampagne in Abbildung 13 jedes vierte Jahr doppelt so groß wie in den anderen Jahren.

Der Korrosionsschutz der Tragstruktur im Wechselgang wird im Gegensatz zu dem Korrosionsschutz im Über- und Unterwasserbereich jedes zweite Jahr anstatt jedes vierte Jahr geprüft (Farbe: orange). Die Bestandteile der Windenergieanlagen im Bereich der Wasseroberfläche sind dauerhaft einer Kombination der Bedingungen des Korrosionsschutzes im Über- und im Unterwasserbereich ausgesetzt. Aus diesem Grund werden in einem Jahr zwei und einem anderen Jahr drei WKP der Kampagne des Korrosionsschutzes, des marinen Bewuchses und der Funktionsüberprüfung der Anoden/Fremdstromanlagen durchgeführt.

Für die WKP der Fundamente und der Seekabel werden von dem BSH Standard Konstruktion keine zeitlich festgelegten WKP gefordert (vgl. Kapitel 4.2 und 4.3). Die WKP aus dem BSH Standard für Baugrunderkundung dienen in der Betriebsphase zur Absicherung der Planungsberechnungen vor der Installation und werden nur in den ersten beiden Betriebsjahren durchgeführt.

Durch Abbildung 13 wird deutlich, wie unterschiedlich die WKP nach dem BSH Standard Konstruktion in Ergänzung durch den BSH Standard für Baugrunderkundung auf die Betriebsjahre verteilt sind. Ab dem dritten Betriebsjahr wird in den ungeraden Jahren nur ein „Paket“ an Inspektionen und Prüfungen durchgeführt. Dafür werden die jeweils darauffolgenden Jahre vier oder fünf „Pakete“ aus verschiedenen Kampagnen geplant. Dadurch wird der unterschiedliche Arbeitsaufwand für einen Betreiber und Prüfbeauftragten deutlich, vor allem unter der Berücksichtigung, dass jedes „Paket“ sowohl Inspektionen an den Bauwerken als auch Prüfungen der Unterlagen bedeutet. Hinzu kommt, dass ein Prüfbeauftragter nicht alle verschiedenen WKP durchführen und verantworten kann. Sie sind Experten in bestimmten Fachgebieten (BSH, 2020, p. 145). Für eine Kombination aus mehreren verschiedenen WKP sind demzufolge verschiedene PB und ggfs. PS notwendig.

Jede Kampagne kostet den Betreiber durch die Beauftragung eines PB, ggfs. eines PS und durch das Nutzen von entsprechenden Gerätschaften Geld. Vor allem dann, wenn der PB und der PS vor Ort im OWP sein müssen. Eine so ungleichmäßige Verteilung der wiederkehrenden Prüfungen ist also auch finanziell ungünstig, denn es erschwert dem Betreiber seine Ausgaben zu kalkulieren und sinnvoll einzusetzen. Die Zeit im Windpark sollte effizient genutzt werden, um überflüssige Anreisen zu vermeiden. Empfehlenswert für einen Betreiber wären demnach mehrere Anträge auf Abweichungen der Prüfintervalle einzureichen, wie bereits in den vorherigen Kapiteln erläutert wurde. Nachdem jede der 80 WEA in dem theoretischen Windpark nach vier Jahren einmal eine WKP der allgemeinen RGB-Prüfungen nach Tabelle 4 durchlaufen ist, können ab dem fünften Betriebsjahr die Anpassungen der Prüfintervalle beginnen. Für die Anpassungen werden ausreichende Begründungen und Erfahrungen der bereits durchgeführten WKP für ein Einverständnis vorausgesetzt (vgl. Kapitel 3.1.1).

Um die Prüfintervalle gleichmäßiger und ggfs. wirtschaftlicher auf die Betriebsjahre zu verteilen, müssen Überlegungen angestellt werden, welche Prüfungen sinnvoll in den gleichen Jahren durchgeführt werden sollten, um effizient zu arbeiten und Kosten zu sparen. Es würde sich beispielsweise anbieten, alle zwei Jahre in den ungeraden Jahren

50 % statt jedes Jahr 25 % der RGB zu prüfen. Das entspricht 40 RGB in dem theoretischen Beispielwindpark statt 20 RGB. Durch diese Anpassung wird in den geraden Betriebsjahren kein zusätzlicher PB für die Inspektionen und Prüfungen der RGB benötigt. Das Budget und die Aufmerksamkeit wird auf die anderen beiden Kampagnen konzentriert. Die WKP des Korrosionsschutzes der RGB sollten parallel zu den allgemeinen WKP der RGB durchgeführt werden. Nach Tabelle 5 wird alle vier Jahre von allen 80 WEA zur gleichen Zeit der Korrosionsschutz der RGB überprüft. Das heißt, das „Paket“ des Korrosionsschutzes der RGB sollte durch zwei geteilt werden und wird daher in der folgenden Darstellung in Abbildung 14 als 0,5 angegeben. Der marine Bewuchs wird an den Unterwasserkonstruktionen untersucht, also an der Unterstruktur dem Transition Piece und am Teil des Monopiles, der nicht eingegraben ist. Es bietet sich demzufolge an, die Untersuchung des marinen Bewuchses mit denen der Überprüfung der Funktion der Anoden/Fremdstromanlagen abzustimmen. Die WKP der Anoden bzw. der Fremdstromanlagen sind Bestandteil des Korrosionsschutzes und sollten demzufolge darüber hinaus zeitgleich mit den WKP des Korrosionsschutzes an den verschiedenen Abschnitten der Strukturen durchgeführt werden. So ist es durch das BSH bereits vorgesehen. Laut den aufgeführten Begründungen kann nur noch die WKP der Meeresbodenoberfläche und der Kolkbildung von seinem Intervall abweichen. Es ist sinnvoll, die WKP der Meeresbodenoberfläche und der Kolkbildung an den Tragstrukturen um die Fundamente zur gleichen Zeit wie die WKP des Korrosionsschutzes des Über- und Unterwasserbereichs durchzuführen. Um zu Beginn das Intervall der vier Jahre einzuhalten, sollte die WKP des Meeresbodens im sechsten Jahr wie geplant durchgeführt werden. Eine Anpassung des Prüfintervalls sollte nicht dazu führen, dass eine WKP ausfällt. Der funktionierende Zustand der Offshore-Bauwerke muss zu jeder Zeit gegeben sein. Die Anpassung erfolgt durch eine erneute Durchführung im achten Jahr. Anschließend wird die WKP des Meeresbodens alle vier Jahre durchgeführt.

Die regelmäßigen Prüfungen der Kolkbildung und der Erosionsflächen um die Fundamente wird durch die Prüfung der Meeresbodenoberfläche durch die Tragstrukturen abgedeckt. Die in Kapitel 4.2 erwähnten Frequenzen, Spannungen, Verschiebungen und Verformungen der Fundamente prüft ein Sachverständiger für Geotechnik in der Betriebsphase. Es bietet sich an, diese Inspektionen und Messungen mit denen der Meeresbodenoberfläche zu verbinden. Weder der BSH Standard Konstruktion noch der BSH Standard für Baugrunderkundung legen Prüfintervalle fest. Demzufolge vergrößert sich der Umfang der „grauen“ Kampagne.

Die Seekabel sollten nach den ersten Betriebsjahren weiterhin geprüft werden (siehe Kapitel 4.3) und parallel mit den WKP der Meeresbodenoberfläche durchgeführt werden. Es reicht nicht aus, für einen Zeitraum von 25 Jahren, nur die Planungsberechnungen der Kabel in den ersten Jahren zu prüfen. Durch die natürlich vorkommende Meeresströmung verändert sich zu jeder Zeit die Meeresbodenoberfläche. Dadurch können sich die Abdeckung der Seekabel und die Steinschüttungen verändern (Prognos AG; Fichtner GmbH & Co. KG; BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, 2018, p. 42). Demzufolge vergrößert sich der Umfang der „grauen“ Kampagne noch einmal.

Die folgende Abbildung 14 zeigt das durch Abweichungen angepasste Konzept für den theoretischen Windpark.

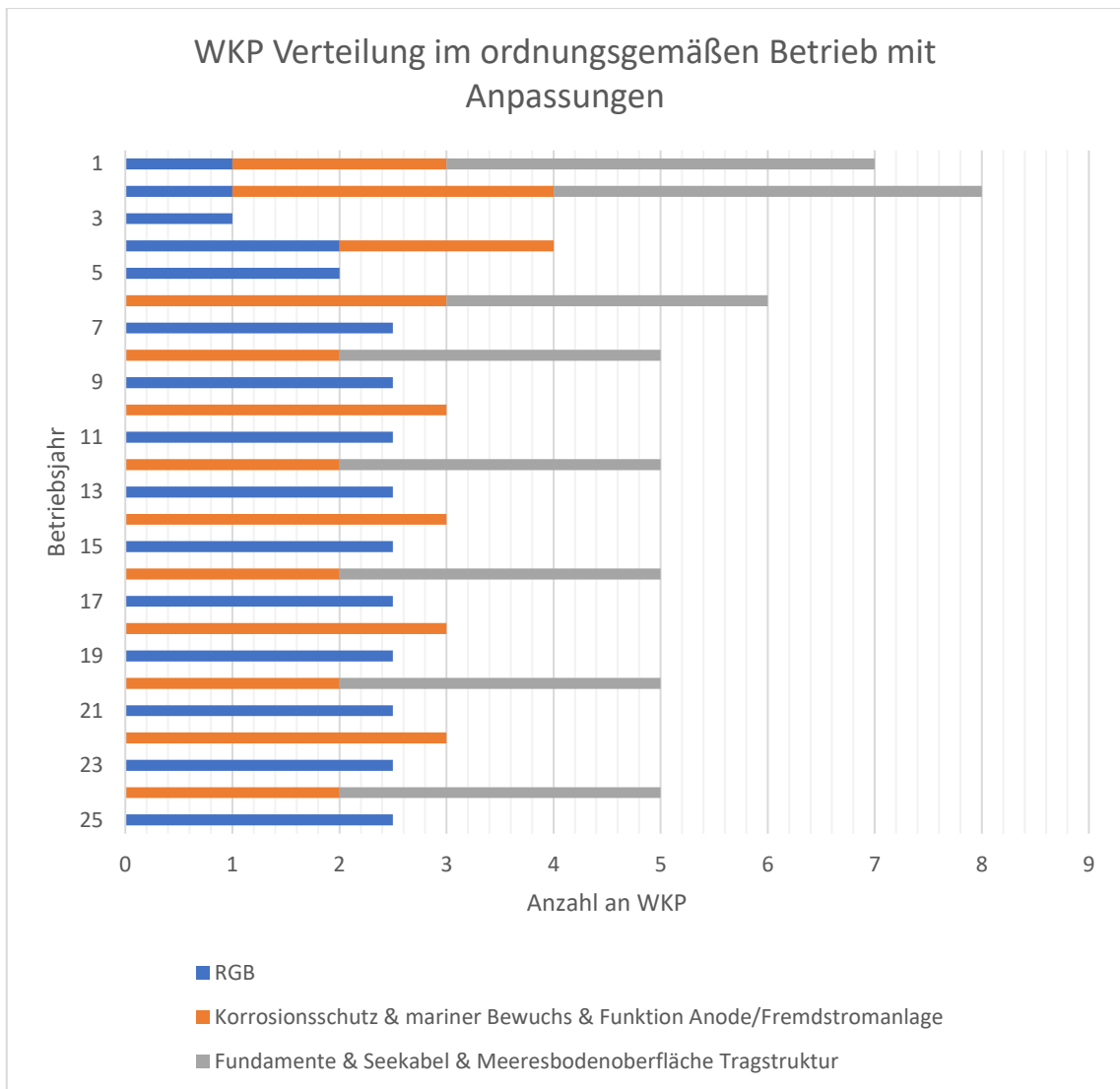


Abbildung 14: Verteilung der WKP mit Anpassungen (basierend auf Abbildung 13)

Die beiden Prüfmuster in Abbildung 13 und Abbildung 14 unterscheiden sich deutlich, wie auf den ersten Blick in der folgenden Abbildung 15 zu erkennen ist.

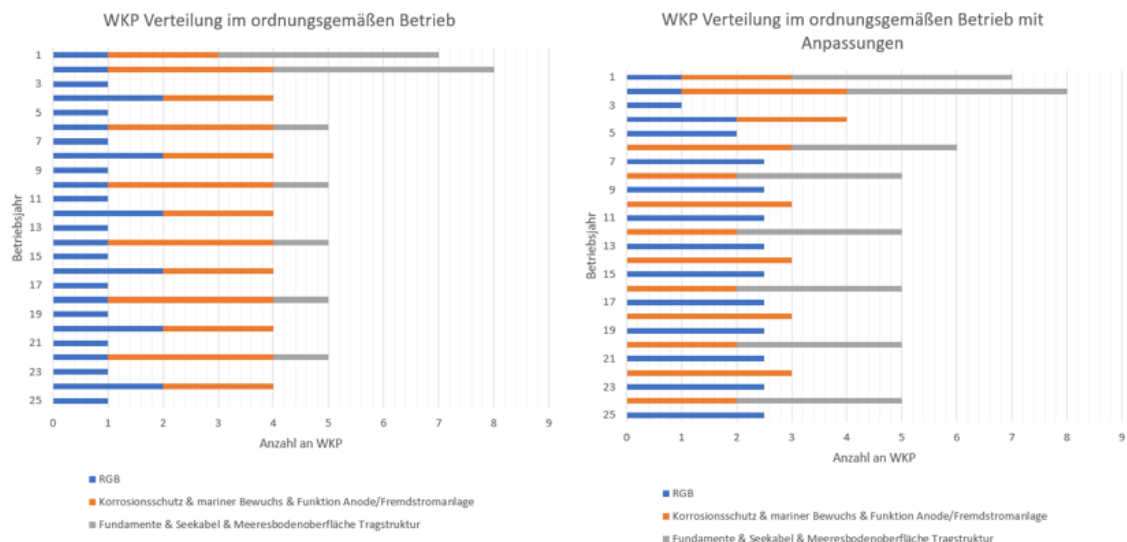


Abbildung 15: Vergleich: Verteilung der WKP nach BSH-Intervallen (links) und angepassten Intervallen (rechts)

Alleine die Anzahl an durchzuführenden WKP ist aber kein Hinweis auf wirtschaftliches Einteilen der zur Verfügung stehenden Mittel. Das heißt, es ist nicht das Ziel, jedes Betriebsjahr die gleiche Anzahl an durchzuführenden WKP zu planen. Jede WKP steht nicht für die gleiche Anzahl an Arbeitsstunden. Hinter einem RGB-„Paket“ stehen 20 WEA in dem theoretischen Windpark mit den dazugehörigen Inspektionen und Prüfungen aus Tabelle 4. Hinter einem „Paket“ des marinen Bewuchses steht nur eine punktuelle Messung. Der Korrosionsschutz wird nur visuell überprüft. Es ist mehr das Ziel, die verschiedenen Inspektionen und Prüfungen thematisch und nach dem Ort, an dem die Inspektionen durchgeführt werden, zu sortieren und anzupassen. Daher wurden zu Beginn die WKP in Kampagnen eingeteilt. Beispielsweise werden in den ungeraden Betriebsjahren ab dem dritten Jahr nur WKP an den RGB durchgeführt. Es wird damit nur ein PB mit dementsprechendem Fachwissen benötigt. Der Betreiber versucht Budget für die Planung von vielen verschiedenen WKP, die Anfahrt in den OWP und für zu mietende Gerätschaften, zum Beispiel Tauchroboter, zu sparen (Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, 2021).

Das in Abbildung 14 dargestellte angepasste Prüfmuster stellt dennoch nicht die Realität dar. Regelmäßig müssen in dem theoretischen Windpark Komponententausche vorgenommen werden. Daher wird im folgenden Abschnitt ein Konzept für den unvorhergesehenen Betrieb entwickelt.

4.4.2 Handlungskonzept im unvorhergesehenen Betrieb

Der folgende Abschnitt behandelt ein Windparkhandlungskonzept für den theoretischen Windpark im unvorhergesehenen Betrieb. Merkmal des unvorhergesehenen Betriebs sind ereignisgesteuerte Prüfungen vor und/oder nach einer größeren Reparatur und Komponententauschen infolge von unvorhersehbaren Ereignissen (siehe Kapitel 3.1.2). Schwerpunkt dieses Handlungskonzeptes sind Komponententausche.

Aus der Abbildung 4 geht hervor, dass 95 % aller Komponententausche den Generator oder das Getriebe betreffen. Rotorblätter und Transformatoren, als weitere typische

Komponenten einer WEA, werden deutlich seltener gewechselt. Aus diesem Grund wurde sich für diese Beispiele bei der Berechnung des theoretischen OWPs entschieden.

Die Anzahl der Komponententausche pro Jahr im theoretischen Windpark wurden aus Abbildung 4 nach der folgenden Formel (1) berechnet:

$$\alpha = \lambda \cdot \beta \cdot x \quad (1)$$

Mit:

α = Anzahl Austausch pro Jahr

β = Anzahl WEA in dem Offshore-Windpark (hier: 80 WEA)

λ = Anzahl Austausch pro WEA und pro Jahr (vgl. Abbildung 4)

x = Anzahl der Komponente in einer WEA

Daraus ergibt sich die folgende Berechnung der Austausch für den Generator (2) (vgl. Abbildung 4):

$$\alpha = 0,095 \frac{\text{Austausche}}{\text{WEA} \cdot \text{Jahr}} \cdot 80 \text{ WEA} \cdot 1 = 7,6 \frac{\text{Austausche}}{\text{Jahr}} \quad (2)$$

Die Anzahl der Austausch für ein Getriebe ergibt sich wie folgt (3) (vgl. Abbildung 4):

$$\alpha = 0,154 \frac{\text{Austausche}}{\text{WEA} \cdot \text{Jahr}} \cdot 80 \text{ WEA} \cdot 1 = 12,32 \frac{\text{Austausche}}{\text{Jahr}} \quad (3)$$

Die Anzahl der Austausch für ein Rotorblatt ergibt sich aus der folgenden Berechnung (4) (vgl. Abbildung 4):

$$\alpha = 0,001 \frac{\text{Austausche}}{\text{WEA} \cdot \text{Jahr}} \cdot 80 \text{ WEA} \cdot 3 = 0,24 \frac{\text{Austausche}}{\text{Jahr}} \quad (4)$$

Die folgende Berechnung (5) zeigt, wie viele Transformatoren pro Jahr getauscht werden (vgl. Abbildung 4):

$$\alpha = 0,001 \frac{\text{Austausche}}{\text{WEA} \cdot \text{Jahr}} \cdot 80 \text{ WEA} \cdot 1 = 0,08 \frac{\text{Austausche}}{\text{Jahr}} \quad (5)$$

Daraus folgt, dass sieben bis acht Generatöraustausche, zwölf bis 13 Getriebeaustausche, null bis ein Rotorblatttausch und null bis ein Transformatoraustausch pro Jahr in dem theoretischen Windpark mit 80 WEA durchgeführt werden.

Da keine unvollständigen Komponententausche vorgenommen werden können, wird der jeweilige Bruchteil in das darauffolgende Jahr übertragen, bis ein Austausch vollständig ist.

Die folgende Tabelle 12 veranschaulicht die Berechnung des Prüfmusters für den Generator.

Tabelle 12: Berechnung des Prüfmusters für den Generator

Jahr	Anzahl Austausch pro Jahr nach Berechnung	Übertrag in Austauschen pro Jahr	Wirkliche Anzahl Austausch pro Jahr
1	7,6	0,6	7
2	$7,6 + 0,6 = 8,2$	0,2	8
3	$7,6 + 0,2 = 7,8$	0,8	7
4	$7,6 + 0,8 = 8,4$	0,4	8
5	$7,6 + 0,4 = 8,0$	0,0	8

So ergibt sich für den Generator ein regelmäßiges Muster alle fünf Jahre.

Für das Getriebe ergibt sich das Prüfmuster aus der folgenden Tabelle 13 (zur Vereinfachung wurde 0,32 als ein Drittel angenommen).

Tabelle 13: Berechnung des Prüfmusters für das Getriebe

Jahr	Anzahl Austausch pro Jahr nach Berechnung	Übertrag in Austauschen pro Jahr	Wirkliche Anzahl Austausch pro Jahr
1	12,33	0,33	12
2	$12,33 + 0,33 = 12,66$	0,66	12
3	$12,33 + 0,66 = 13$	0,00	13

Für das Getriebe ergibt sich ein regelmäßiges Muster alle drei Jahre.

Der Wechselrhythmus für die Rotorblätter berechnet sich aus der folgenden Tabelle 14.

Tabelle 14: Berechnung des Prüfmusters für die Rotorblätter

Jahr	Anzahl Austausch pro Jahr nach Berechnung	Übertrag in Austauschen pro Jahr	Wirkliche Anzahl Austausch pro Jahr
1	0,24	0,24	0
2	$0,24 + 0,24 = 0,48$	0,48	0
3	$0,24 + 0,48 = 0,72$	0,72	0
4	$0,24 + 0,72 = 0,96$	0,96	0
5	$0,24 + 0,96 = 1,20$	0,20	1
⋮	⋮	⋮	⋮
24	$0,24 + 0,52 = 0,76$	0,76	0
25	$0,24 + 0,76 = 1,00$	0,00	1

Für die Rotorblätter ergibt sich ein Prüfrhythmus von 25 Jahren.

Die folgende Tabelle 15 zeigt das Prüfmuster für den Transformator.

Tabelle 15: Berechnung des Prüfmusters für den Transformator

Jahr	Anzahl Austausch pro Jahr nach Berechnung	Übertrag in Austauschen pro Jahr	Wirkliche Anzahl Austausch pro Jahr
1	0,08	0,08	0
2	$0,08 + 0,08 = 0,16$	0,16	0
⋮	⋮	⋮	⋮
13	$0,08 + 0,96 = 1,04$	0,04	1
⋮	⋮	⋮	⋮
24	$0,08 + 0,84 = 0,92$	0,92	0
25	$0,08 + 0,92 = 1,00$	0,00	1

Der Prüfrhythmus für den Transformator beträgt 25 Jahre.

Die folgende Formel beschreibt, nach wie vielen Jahren alle Generatoren, Getriebe, Rotorblätter und Transformatoren in dem theoretischen Windpark einmal ausgetauscht werden (6):

$$\gamma = \frac{\beta}{\alpha} \quad (6)$$

Mit:

γ = WEA mal Jahre pro Austausch

β = hier: WEA pro Jahr

Die Definition für β wird für die folgenden Berechnungen angepasst, um im Ergebnis eine verständliche Einheit zu erhalten. Ob β in Austausche pro Jahr oder in WEA pro Jahr angegeben wird, ändert nicht das Ergebnis.

Daraus ergibt sich für den Generator (7):

$$\gamma = \frac{80 \text{ WEA}}{7,6 \frac{\text{WEA}}{\text{Jahr}}} = 10,5 \text{ Jahre} \quad (7)$$

Für das Getriebe ergibt sich die folgende Anzahl an Jahren (8):

$$\gamma = \frac{80 \text{ WEA}}{12,32 \frac{\text{WEA}}{\text{Jahr}}} = 6,49 \text{ Jahre} \quad (8)$$

Daraus ergibt sich für die Rotorblätter (9):

$$\gamma = \frac{80 \text{ WEA}}{0,24 \frac{\text{WEA}}{\text{Jahr}}} = 333,33 \text{ Jahre} \quad (9)$$

Für die Transformatoren ergibt sich die folgende Anzahl an Jahren (10):

$$\gamma = \frac{80 \text{ WEA}}{0,08 \frac{\text{WEA}}{\text{Jahr}}} = 1000 \text{ Jahre} \quad (10)$$

Der Generator einer WEA wird alle 10,5 Jahre einmal getauscht bzw. nach 10,5 Jahren sind alle Generatoren in dem theoretischen Offshore-Windpark einmal getauscht worden. Für das Getriebe ergibt sich ein Rhythmus von ungefähr 6,5 Jahren, für die Rotorblätter von mehr als 333 Jahren und für die Transformatoren von 1.000 Jahren. Rotorblätter und Transformatoren werden, verglichen mit Generator und Getriebe, sehr selten gewechselt. In 25 Jahren werden nur ein Bruchteil der Rotorblätter und Transformatoren der 80 WEA ausgetauscht.

Analog zu den WKP im letzten Abschnitt werden die Komponententausche in Kampagnen definiert, um die Angaben im Handlungskonzept vergleichen zu können (vgl.

Tabelle 16).

Tabelle 16: Komponententausch-Kampagnen mit der entsprechenden Anzahl an Austauschen

Kampagne	Generator	Getriebe	Rotorblatt	Transformator
Anzahl Austausche	7	12	1	1

Aber wie bei den WKP, bedeutet ein „Paket“ eines Generatortauschs (entspricht genau einem Generatortausch) nicht den gleichen Arbeitsaufwand, wie ein „Paket“ der WKP des marinen Bewuchses. Aufgrund des Umfangs der abzudeckenden Anforderungen bei dem Ersetzen eines Bauteils (vgl. Kapitel 3.1.2, 4.1.2.1) kann davon ausgegangen werden, dass der Aufwand eines Wechsels eines Bauteils deutlich höher ist, als jedes einzelne „Paket“ der in Tabelle 11 genannten wiederkehrenden Prüfungen. Die Handlungskonzepte zeigen die unterschiedliche Verteilung der jeweiligen durchzuführenden Prüfungen in den verschiedenen Betriebsjahren und verdeutlichen nicht den Arbeitsaufwand.

Das folgende Handlungskonzept im unvorhergesehenen Betrieb (vgl. Abbildung 16) baut auf dem angepassten Handlungskonzept (siehe Abbildung 14) im ordnungsgemäßen Betrieb auf.

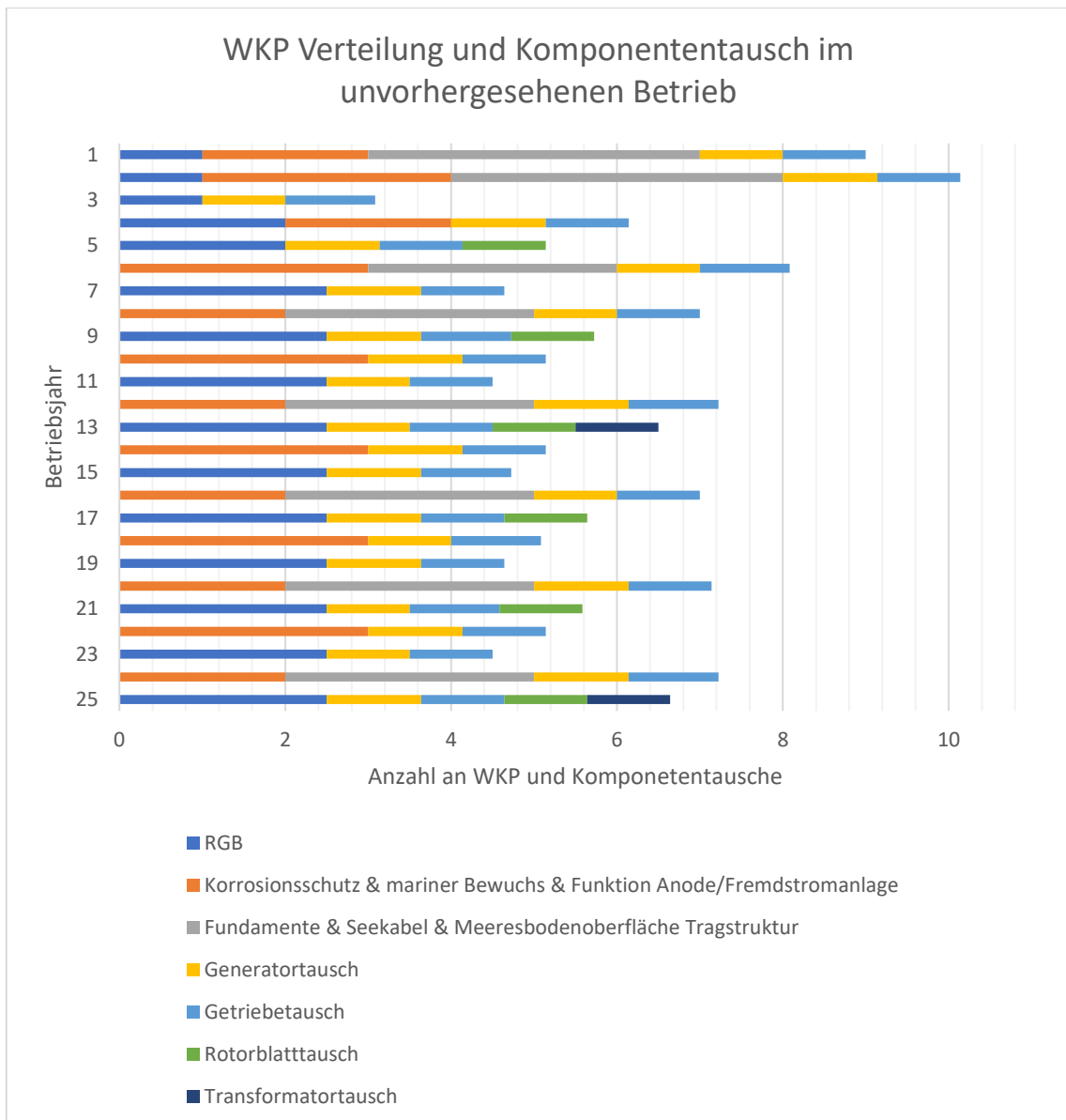


Abbildung 16: WKP Verteilung und Komponententausch im unvorhergesehenen Betrieb (basierend auf Abbildung 14)

In jedem Jahr werden in dem theoretischen Windpark Tausche von Generatoren und Getrieben durchgeführt. In den 25 Jahren Betriebsphase des OWPs werden zwei Transformatoren und sechs Rotorblätter getauscht. Das führt zu der Ausstellung von Dokumenten Nr. 251 für jeden einzelnen, vorgenommenen Austausch (siehe Kapitel 4.1.2). Das bedeutet für die Generatortausche jedes Jahr sieben bzw. acht Dokumente Nr. 251 und für die Getriebetausche zwölf bzw. 13 Dokumente Nr. 251. Für den Transformator- und den Rotorblattaustausch werden über den vollständigen Lebenszyklus zwei bzw. sechs Dokumente Nr. 251 ausgestellt.

Der Austausch eines Generators benötigt nach Untersuchungen 88 Arbeitsstunden, der Tausch von einem Getriebe 231 Stunden, ein Rotorblattaustausch benötigt 288 Arbeitsstunden und der Wechsel eines Transformators benötigt eine Stunde. Dabei sind noch keine Reisezeiten, das Warten auf das Ersatzbauelement und Zeiten aufgrund von Unzugänglichkeit des OWPs einberechnet worden. Die Angaben entsprechen nur der Zeit,

die ein Techniker in der WEA für den Austausch der Komponente benötigt. Der Arbeitsaufwand eines Betreibers und eines PB für den Tausch von Komponenten wird durch die Angaben verdeutlicht (Caroll, et al., 2015). Die Stillstandzeiten der WEA mit defekten Bauteilen sind demzufolge deutlich höher, genauso der Ausfall an Energieproduktion und Einnahmen. Daher wird bei der Wahl des Lieferanten der neuen Komponente, derjenige mit vorrätigen Ersatzteilen beauftragt (vgl. Kapitel 4.1.2.1).

Der Alterungsprozess des theoretischen Windparks wurde in Abbildung 16 nicht berücksichtigt. Es gibt bisher keine Daten dazu, wie sich die Komponententausche mit der Zunahme des Alters des OWP verhalten (vgl. Kapitel 4.1.2.2). Daher sind die Komponententausche über die Jahre gleichmäßig, nach den oben berechneten Häufigkeiten, verteilt. Es wird aber deutlich, dass der Generator und das Getriebe sehr häufig getauscht werden müssen. Je mehr Anlagen der OWP hat, desto mehr dieser Austausche müssen pro Jahr durchgeführt werden.

Auf der Grundlage der Abbildung 16 kann eine Übersicht über die Anzahl der jährlich einzureichenden Dokumente nach Tabelle 2, beispielhaft für einige Betriebsjahre, gegeben werden (siehe Tabelle 17).

Tabelle 17: Anzahl an jährlich einzureichenden Dokumenten im theoretischen OWP (basierend auf Tabelle 2)

Dokument	Statusbericht	Dokument Nr. 250 & 252	Dokument Nr. 450 & 452	Überwachungsberichte Fundament & Seekabel	Dokument Nr. 251	Dokument Nr. 245 & 246	Dokument Nr. 247 & 248	Summe
Betriebsjahr								
1	1	2	2	3	19	2	2	31
2	1	2	2	3	20	2	2	32
3	1	0	2	0	20	2	2	27
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
13	1	2	2	0	21	2	2	30

In den ersten drei Betriebsjahren werden Generatoren und Getriebe getauscht. Das Jahr 13 ist ein Beispiel für den Wechsel von einem Rotorblatt und einem Transformator. Die Kombination an einzureichenden Dokumenten variiert jedes Jahr aufgrund der unterschiedlichen Zusammensetzung der durchzuführenden wiederkehrenden Prüfungen. Die Anzahl an einzureichenden Dokumenten Nr. 251 variiert in diesem theoretischen Windpark weniger stark. Die Tabelle soll einen Eindruck vermitteln, wie groß der Anteil von Dokumenten Nr. 251 im Vergleich zu den WKP ist. Komponententausche nehmen den Großteil der Arbeit in der Betriebsphase ein. Es ist aber davon auszugehen, dass die Anzahl an Dokumenten Nr. 251 in der Realität deutlich mehr schwankt. In diesem Konzept ist vorhersehbar, welche Komponenten in jedem Jahr ersetzt werden. Plötzliches Versagen von Bauteilen ist in der Realität dagegen nicht vorhersehbar. Das Betriebshandbuch (Dokument Nr. 245) und das WKP-Konzept (Dokument Nr. 247) werden nur bei vorgenommenen Änderungen erneut beim BSH eingereicht. Damit die Anzahl nicht zu gering angenommen wird, sind diese Dokumente einschließlich der

dazugehörigen Prüfberichte aufgrund der Vielzahl an Komponententauschen in diesem Windpark jedes Jahr vorgesehen.

5 Diskussion

Im folgenden Kapitel werden das Windparkhandlungskonzept und weitere Ergebnisse dieser Abschlussarbeit hinterfragt und diskutiert.

Das Ziel, eine vollständige Übersicht über die Prüfanforderungen der RGB und Tragsstruktur, Fundamente und Seekabel zu erstellen, wurde erreicht. Der in der Einleitung beschriebene Detailgrad der Anforderungen des BSH gegenüber den Anforderungen in den Niederlanden wurde deutlich. Mit jeder Aktualisierung des BSH Standard Konstruktion werden die Prüfanforderungen für OWPs in Deutschland detailreicher und strenger. Dadurch wird der Aufwand für einen Betreiber bei der Planung und dem Betrieb eines OWPs nicht weniger, obwohl die Änderungen unter anderem mit dem Bundesverband der Windparkbetreiber Offshore diskutiert werden (BSH, 2020, p. 11). Die Abschlussarbeit wurde aus der Sichtweise eines Betreibers erstellt und stellt somit ggfs. nicht immer die Genauigkeit und Schärfe der Behörde dar.

Die Tabelle 6 in Kapitel 4.1.2 gibt an, für welche Komponenten einer WEA ein Dokument Nr. 251 erstellt werden sollte. Die Tabelle wurde nicht vom BSH bestätigt, sondern in Eigenarbeit im Rahmen dieser Abschlussarbeit erstellt. Bei Komponenten, wie dem Windrichtungsnachführungssystem und der Steuerung, wurde der Entschluss gefasst, dass bei einzelnen Motoren bzw. einem kleinen Update kein Dokument Nr. 251 vom BSH gefordert wird. Wie diese Abschlussarbeit zeigt, stellt das BSH sehr viele detaillierte Anforderungen an den Betreiber eines OWPs. Die Schlussfolgerungen in Bezug auf die Forderungen eines Dokuments Nr. 251 wurden aus der Sicht eines Betreibers gezogen. Die Mindestanforderungen des BSH sollen erfüllt sein. Auf der anderen Seite soll der bürokratische Aufwand und der Arbeitsaufwand so gering wie möglich gehalten werden. Das BSH könnte anders entscheiden.

Die Abbildung 4 in Kapitel 4.1.2.2 zeigt die Wahrscheinlichkeiten für den Ausfall der verschiedenen Hauptkomponenten einer Windenergieanlage. Die Grafik beruht auf 350 WEA aus verschiedenen OWPs, die zwischen drei und zehn Jahre alt sind. Die Windparks sind für eine ausgelegte Betriebszeit von 20 bis 25 Jahren jung. Es ist davon auszugehen, dass Offshore-Windparks in dem „Alter“ „wenig“ Ausfälle zu verzeichnen haben. Daher sind die in der Grafik angegebenen Ausfallhäufigkeiten nicht repräsentativ für eine vollständige Lebensdauer eines OWPs. Das erstellte Handlungskonzept für den in dieser Abschlussarbeit erstellten theoretischen Beispielwindpark beruht auf den vermeintlich zu niedrigen Ausfallraten. Wie bereits mehrfach erwähnt, wird davon ausgegangen, dass die Ausfallhäufigkeiten mit Zunahme der Betriebsjahre ansteigen. Damit übermittelt das Handlungskonzept nur eine Idee von dem Arbeitsaufwand für den Betreiber. Der Aufwand wird in der Realität zwischen den Betriebsjahren stärker variieren, als es in dem Handlungskonzept dargestellt ist. Denn bisher sind keine Daten von Komponententauschen in Offshore-Windparks über einen vollständigen Lebenszyklus verfügbar. Das Ziel in dieser Abschlussarbeit war, eine Übersicht über die Anzahl der Komponententausche pro Betriebsjahr in dem Handlungskonzept des theoretischen Windparks darzustellen. So sollte dem Leser ein Eindruck gegeben werden, welcher Kurve

die Tausche in einem OWP folgen. Aufgrund der nicht vorhandenen Informationen wurde nur festgestellt, dass die Badewannenkurve die Entwicklung der Komponententausche nicht darstellt. Daher wurden die Komponententausche auf der Grundlage der Ausfallhäufigkeiten in Abbildung 4 gleichmäßig über alle Betriebsjahre verteilt. Der Alterungsprozess wird nicht wiedergegeben und das Konzept entspricht damit nicht der Realität.

Das Windparkhandlungskonzept wurde auf Grundlage der Anzahl der wiederkehrenden Prüfungen erstellt. Der BSH Standard Konstruktion gibt keine Angabe über den zeitlichen Umfang der einzelnen WKP. Es wurden eigene Überlungen zum zeitlichen Umfang und Aufwand der einzelnen WKP angestellt und versucht, Unterschiede deutlich zu machen. Das BSH empfiehlt jedes Jahr an 25 % der WEA eine WKP durchzuführen, sodass nach vier Jahren alle WEA einmal geprüft sind. Der zeitliche Aufwand der Untersuchungen von 25 % konnte in dieser Abschlussarbeit nur vermutet werden. Daher wurden die jährlichen Prüfungen der RGB auf 50 % erhöht. Bei einem Test in einem realen Windpark könnte sich herausstellen, dass der Umfang zu groß und nicht machbar ist. Bei den anderen WKP wurde genauso vorgegangen.

Die WKP der Schweißnähte und Schrauben der Unterstruktur und der Betriebsstruktur der Tragstruktur wurden in dem Handlungskonzept gar nicht berücksichtigt (vgl. Kapitel 4.4). Das BSH gibt an, dass diese Prüfungen nach Lebensdauerzeitberechnungen durchgeführt werden sollen (vgl. Tabelle 5). Es wurden nur die WKP mit vorgeschriebenen Prüfintervallen mit einbezogen. Mit spezifischen Zeitangaben würde das Konzept anders aussehen und je nach Häufigkeit der Prüfungen würden sich die anderen WKP ggfs. anders verteilen, als in Abbildung 14 und Abbildung 16 dargestellt.

Diesen Gründen zufolge konnte das Handlungskonzept nicht abschließend und realitätsnah erstellt werden, wie der Anspruch zu Beginn der Ausarbeitung dieser Abschlussarbeit war.

6 Fazit und Ausblick

In dem folgenden Kapitel werden zu Beginn Schlussfolgerungen der Ergebnisse der vorliegenden Abschlussarbeit gezogen. Im zweiten Teil wird ein Ausblick für mögliche, weitere Abschlussarbeitsthemen gegeben.

Abschließend lässt sich sagen, dass die Ziele der Abschlussarbeit nur teilweise zufriedenstellend erreicht wurden.

Alle Prüfanforderungen in der Betriebsphase für eine RGB und Tragstruktur, Fundamente und Seekabel wurden vollständig zusammengetragen und analysiert.

Die Zusammenfassung der jährlich beim BSH einzureichenden Dokumente konnte vollständig und verständlich dargestellt werden. Darauf basierend wurde im Rahmen des Handlungskonzeptes eine Idee der Anzahl der Dokumente anhand des theoretischen Beispielwindparks gegeben.

Die Übersicht über die Komponenten einer Windenergieanlage, für die bei einem Austausch ein Dokument Nr. 251 notwendig ist, konnte größtenteils verständlich und nachvollziehbar zusammengestellt werden. Bei wenigen Punkten ist eine Rücksprache mit dem BSH sinnvoll.

Das Windparkhandlungskonzept konnte nicht so entwickelt werden, wie es geplant war. Der zeitliche Umfang der einzelnen WKP wurde nur vermutet. Eine realistische Verteilung der Komponententausche konnte, aufgrund von fehlenden Daten, nicht vorgenommen werden.

Insgesamt bilden die Ergebnisse aber eine nachvollziehbare theoretische Basis. Mit allen vorhandenen Informationen aus veröffentlichten Untersuchungen und vor allem den Anforderungen aus dem BSH Standard Konstruktion wurde eine Grundlage entwickelt, die in der Realität getestet und angepasst werden kann.

Diese Abschlussarbeit bildet somit eine solide Basis für weitere Abschlussarbeiten. Es bietet sich an, diese Abschlussarbeit um die Analyse der Prüfanforderungen für ein Umspannwerk und eine Wohnplattform zu erweitern. Das Windparkhandlungskonzept kann dann dementsprechend ebenso um die wiederkehrenden Prüfungen des Umspannwerks und der Wohnplattform in einem Offshore-Windpark erweitert werden.

Darüber hinaus sollten die in dieser Abschlussarbeit entwickelten Handlungskonzepte, auf Anwendbarkeit in einem realen Offshore-Windpark überprüft werden. Dadurch kann der reale, zeitliche Umfang der WKP die Handlungskonzepte weiter optimieren. Vielleicht können weitere, bisher nicht berücksichtigte, Faktoren in die Handlungsempfehlungen mit einfließen.

Es empfiehlt sich eine weitere Ausarbeitung über die Verteilung der Komponententausche in einem Offshore-Windpark über einen vollständigen Lebenszyklus zu erstellen. Das wird allerdings vermutlich nicht sofort im Anschluss an diese Abschlussarbeit möglich sein. Frühestens wenn die ersten großen OWPs rückgebaut werden, werden ausreichend Informationen zur Verfügung stehen. Für eine solche Arbeit wird vermutlich vertraulicher Zugang zu Informationen bei den Betreibern direkt notwendig sein. Informationen über Ausfallhäufigkeiten werden erfahrungsgemäß der Öffentlichkeit nicht zugänglich gemacht. Es bietet sich an, die Untersuchung mit einem Vergleich zwischen direktbetriebenen WEA und WEA mit Getriebe zu verbinden.

Der Vergleich der Prüfanforderungen von Deutschland und den Niederlanden oder einem anderen Land mit spezifischen Anforderungen für die Offshore-Windenergie ist ein weiteres mögliches Thema für eine Abschlussarbeit. Dabei können die verschiedenen Herangehensweisen und Arbeitsweisen der nationalen Behörden herausgearbeitet und analysiert werden.

Literaturverzeichnis

8.2, n.d.. *Grundsätze zur Wiederkehrenden Prüfung*. [Online]

Available at: <https://8p2.de/index.php/de/downloads/know-how/wind/18-grundsätze-zur-wiederkehrenden-pruefung/file>

[Zugriff am 10. Januar 2021].

BSH, 2013. *Standard Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt (StUK 4)*. [Online]

Available at:

<https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/Anlagen/Downloads/Offshore/Standards/Standard-Auswirkungen-Offshore-Windenergieanlagen-Meeresumwelt.html>

[Zugriff am 12. November 2020].

BSH, 2014. *Standard Baugrunderkundung für Offshore-Windenergieparks*. [Online]

Available at:

<https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/Anlagen/Downloads/Offshore/Standards/Standard-Baugrunderkundung-Offshore-Windenergieanlagen.html>

[Zugriff am 12. November 2020].

BSH, 2015. *Standard Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen*. [Online]

Available at:

<https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/Anlagen/Downloads/Offshore/Standards/Standard-Konstruktive-Ausfuehrung-von-Offshore-Windenergieanlagen.html>

[Zugriff am 12. November 2020].

BSH, 2018. *Klarstellung zum BSH-Standard Konstruktion 2015*. [Online]

Available at:

https://www.bsh.de/DE/PUBLIKATIONEN/Anlagen/Downloads/Offshore/Standards/Klarstellung_Standard-Konstruktion.html

[Zugriff am 31. Oktober 2020].

BSH, 2020. *Aktualisierung Standard Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen. Entwurf*. Hamburg, Rostock: s.n.

BSH, n.d.a. *Wir über uns*. [Online]

Available at:

https://www.bsh.de/DE/Das_BSH/Wir_ueber_uns/wir_ueber_uns_node.html

[Zugriff am 15. Dezember 2020].

BSH, n.d.b. *Geschichtliche Entwicklung*. [Online]

Available at:

https://www.bsh.de/DE/Das_BSH/Wir_ueber_uns/Geschichte/geschichte_node.html

[Zugriff am 15. Dezember 2020].

BSH, n.d.c. *Leitung und Abteilungen*. [Online]

Available at:

https://www.bsh.de/DE/Das_BSH/Wir_ueber_uns/Organisation/Leitung_und_Abteilungen/leitung_und_abteilungen_node.html

[Zugriff am 17. Dezember 2020].

BSH, n.d.d. *Verfahren in der Wracksuche*. [Online]

Available at:

https://www.bsh.de/DE/THEMEN/Vermessung_und_Kartographie/Wracksuche/Verfahren/verfahren_node.html

[Zugriff am 15. November 2020].

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2020. *Pressemitteilung Erneuerbare Energien*. [Online]

Available at:

<https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2020/12/20201228-eeq-tritt-zum-ersten-januar-2021-in-kraft-zentraler-schritt-fuer-die-energiewende.html>

[Zugriff am 27. Januar 2021].

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2021. *Fundamente und Gründungsstrukturen*. [Online]

Available at: [https://www.erneuerbare-](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Technik/Fundamente/fundamente.html)

[energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Technik/Fundamente/fundamente.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Technik/Fundamente/fundamente.html)

[Zugriff am 15. Januar 2021].

Bundesregierung, 2021. *Offshore Windenergie - Mehr Rückenwind für den Strom - auch seitens der EU*. [Online]

Available at: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/fuer-mehr-windenergie-auf-see-1757176>

[Zugriff am 07. Januar 2021].

Bundesverband WindEnergie, 2020a. *Leistungsbegrenzung und -regelung*. [Online]

Available at: [https://www.wind-](https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/leistungsbegrenzung/)

[energie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/leistungsbegrenzung/](https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/leistungsbegrenzung/)

[Zugriff am 28. November 2020].

Bundesverband WindEnergie, 2020b. *Maschinenhaus*. [Online]

Available at: <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/konstruktiver-aufbau/maschinenhaus/>

[Zugriff am 27. November 2020].

Caroll, J., Mcdonald, A. & Mcmillan, D., 2015. Failure rate, repair time and unscheduled O&M cost analysis of offshore wind turbines. *Wind Energy*, August, pp. 1107 - 1119.

Deutsche Windguard, 2021. *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland Jahr 2020*. [Online]

Available at: [https://www.offshore-](https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Jahr%202020.pdf)

[stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Jahr%202020.pdf](https://www.offshore-stiftung.de/sites/offshorelink.de/files/documents/Status%20des%20Offshore-Windenergieausbaus_Jahr%202020.pdf)

[Zugriff am 24. Januar 2021].

Deutsches Institut für Normung e. V., 2019. *DIN 18088 - 1 Tragstrukturen für*

Windenergieanlagen und Plattformen - Teil 1: Grundlagen und Einwirkungen. [Online]

Available at:

<https://secure.beuth.de/cmd%3Bjsessionid=3QH2DTISBEI5D4NFTH2JAQIZ.1?workflowname=instantdownload&customerid=207296&docname=2882947&contextid=eeas&s>

[ervicerefname=eeas&LoginName=netzhochschulefuer](#)
[Zugriff am 3. Dezember 2020].

Deutsches Institut für Normung e. V., 2020. *DIN EN ISO/IEC 17000 Konformitätsbewertung - Begriffe und allgemeine Grundlagen*. [Online]
Available at:

<https://secure.beuth.de/cmd%3Bjsessionid=34GE2QD9UQ0QLFOA1STHIM2S.3?workflowname=instantdownload&customerid=207296&docname=3142021&contextid=eeas&servicerefname=eeas&LoginName=netzhochschulefuer>
[Zugriff am 6. Dezember 2020].

Doherty, P. & Gavin, K., 2012. Laterally loaded monopile design for offshore wind farms. *Proceedings of the Institution of Civil Engineers - Energy*, Februar, pp. 7 - 17.

Germanischer Lloyd WindEnergie GmbH, n.d.. *Zertifizierung von Windenergieanlagen*. [Online]
Available at:

<http://www.rotortechnik.at/Downloads/Allgemeines/GL%20zertif%20von%20WEA.pdf>
[Zugriff am 8. Dezember 2020].

Hau, E., 2014. *Windkraftanlagen. Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 5. Hrsg. München: Springer Vieweg.

Hauptmann, U., 2020. Sichere Auslegung und Betrieb von Anlagen. In: *Prozess- und Anlagensicherheit*. s.l.:Springer-Verlag GmbH Deutschland, pp. 99 - 198.

Hilbert, L. R., Black, A. R., Andersen, F. & Mathiesen, T., 2011. *Inspection and monitoring of corrosion inside monopile foundations for offshore wind turbines*. [Online]
Available at:

https://www.researchgate.net/publication/289631932_Inspection_and_monitoring_of_corrosion_inside_monopile_foundations_for_offshore_wind_turbines
[Zugriff am 29. November 2020].

IEC, 2020. *What we do*. [Online]
Available at: <https://www.iec.ch/what-we-do>
[Zugriff am 12. Januar 2021].

IECRE, 2018a. *IECRE Operational document - OD-501 2.0*. [Online]
Available at: <https://www.iecre.org/documents/refdocs/pdf/od-501ed.2.0.pdf>
[Zugriff am 14. November 2020].

IECRE, 2018b. *IECRE Operational Document OD-502*. [Online]
Available at: <https://www.iecre.org/documents/refdocs/pdf/od-502ed.1.0.pdf>
[Zugriff am 11. Dezember 2020].

IECRE, 2018c. *Component Certificate Wind Turbine - V164-9.5*. [Online]
Available at: <https://www.iecre.org/certificates/windenergy/pdf/IECRE.WE.CC.18.0003-R0.pdf>
[Zugriff am 24. November 2020].

IECRE, 2019. *Component Certificate Wind Turbine - Offshore Direct Drive Turbine SWT-7.0-154*. [Online]

Available at: <https://www.iecre.org/certificates/windenergy/pdf/IECRE.WE.CC.19.0009-R0.pdf>

[Zugriff am 24. November 2020].

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien, 2021. *Offshore-Windbranche*. [Online]

Available at: <https://www.offshore-windindustrie.de/wirtschaft/branche>

[Zugriff am 23. Januar 2021].

Kim, M. M.-G. & Dalhoff, P., 2014. Yaw Systems for wind turbines? Overview of concepts, current challenges and design methods. *Journal of Physics Conference Series*, Juni.

Marx, A., 2018. *An in-depth comparative study of direct drive versus gearbox wind turbines - Master Thesis*. [Online]

Available at: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1293881/FULLTEXT01.pdf>

[Zugriff am 27. November 2020].

Netherlands Enterprise Agency, 2019. *Project and site description HKZ 3 & 4; Appendix A: Applicable law - Version February 2019*. [Online]

Available at: <https://offshorewind.rvo.nl/file/download/55039922>

[Zugriff am 24. Januar 2021].

Orsted Energiewinde, 2019. *Winde hoch 24*. [Online]

Available at: <https://energiewinde.orsted.de/energiewirtschaft/ueberblick-offshore-windparks-deutschland>

[Zugriff am 15. Januar 2021].

Papatzimos, A. K. et al., 2019. *Data-Informed Lifetime Reliability Prediction for Offshore Wind Farms*. San Francisco, Kalifornien, IEEE International Conference on Prognostics and Health Management.

Pinar Pérez, J. M., García Márquez, F. P., Tobias, A. & Papaelias, M., 2013. Wind turbine reliability analysis. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Juli, pp. 463 - 472.

Prognos AG; Fichtner GmbH & Co. KG; BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, 2018. *Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz*. [Online]

Available at: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/bericht-eeg-7-wind-auf-see.pdf?__blob=publicationFile&v=6

[Zugriff am 22. November 2020].

Spinato, F., Tavner, P. J., van Bussel, G. & Koutoulakos, E., 2009. Reliability of wind turbine subassemblies IET Proceedings. *IET Renewable Power Generation*, Dezember, pp. 1 - 15.

TÜV Rheinland, 2021. *CE-Kennzeichnung*. [Online]

Available at: <https://www.tuv.com/germany/de/ce-kennzeichnung.html>

[Zugriff am 12. Januar 2021].

VOREST AG, 2020. *Was ist Zertifizierung und wie lautet die Definition für Zertifizierung?*. [Online]

Available at: <https://www.din-iso-zertifizierung-qms-handbuch.de/zertifizierung/>
[Zugriff am 6. Dezember 2020].

Wasserstraßen- und Schifffahrtsverwaltung des Bundes, 2019. *Ausschließliche Wirtschaftszone (AWZ)*. [Online]

Available at: <https://www.elwis.de/DE/Seeschifffahrt/Offshore-Windparks/Ausschliessliche-Wirtschaftszone/Ausschliessliche-Wirtschaftszone-node.html>

[Zugriff am 12. Januar 2021].

Windenergy Expert GmbH, 2018. *Was ist eine Typenprüfung?*. [Online]

Available at: <http://windenergy.expert/was-ist-eine-typenpruefung/>

[Zugriff am 30. Dezember 2020].

wpd windmanager, 2017. *Prüfung von Befahranlagen*. [Online]

Available at: <https://www.windmanager.de/blog/pruefung-von-befahranlagen/>

[Zugriff am 26. November 2020].

Zeit online, 2020. *Nordseeinsel Borkum - Schiff kollidiert mit Windkraftanlage*. [Online]

Available at: <https://www.zeit.de/gesellschaft/2020-04/nordseeinsel-borkum-kollision-schiff-windkraftanlage-seenotrettung>

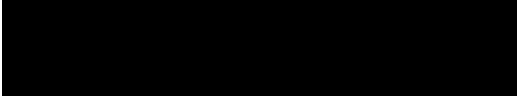
[Zugriff am 29. November 2020].

Eidesstattliche Erklärung

Hiermit versichere ich, dass ich die vorliegende Bachelorarbeit mit dem Titel „Analyse der Prüfanforderungen während der Betriebsphase von Offshore-Windparks in Deutschland und Entwicklung eines Handlungskonzeptes gemäß technischer Anforderungen“ ohne fremde Hilfe selbstständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel verwendet habe.

Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quelle kenntlich gemacht.

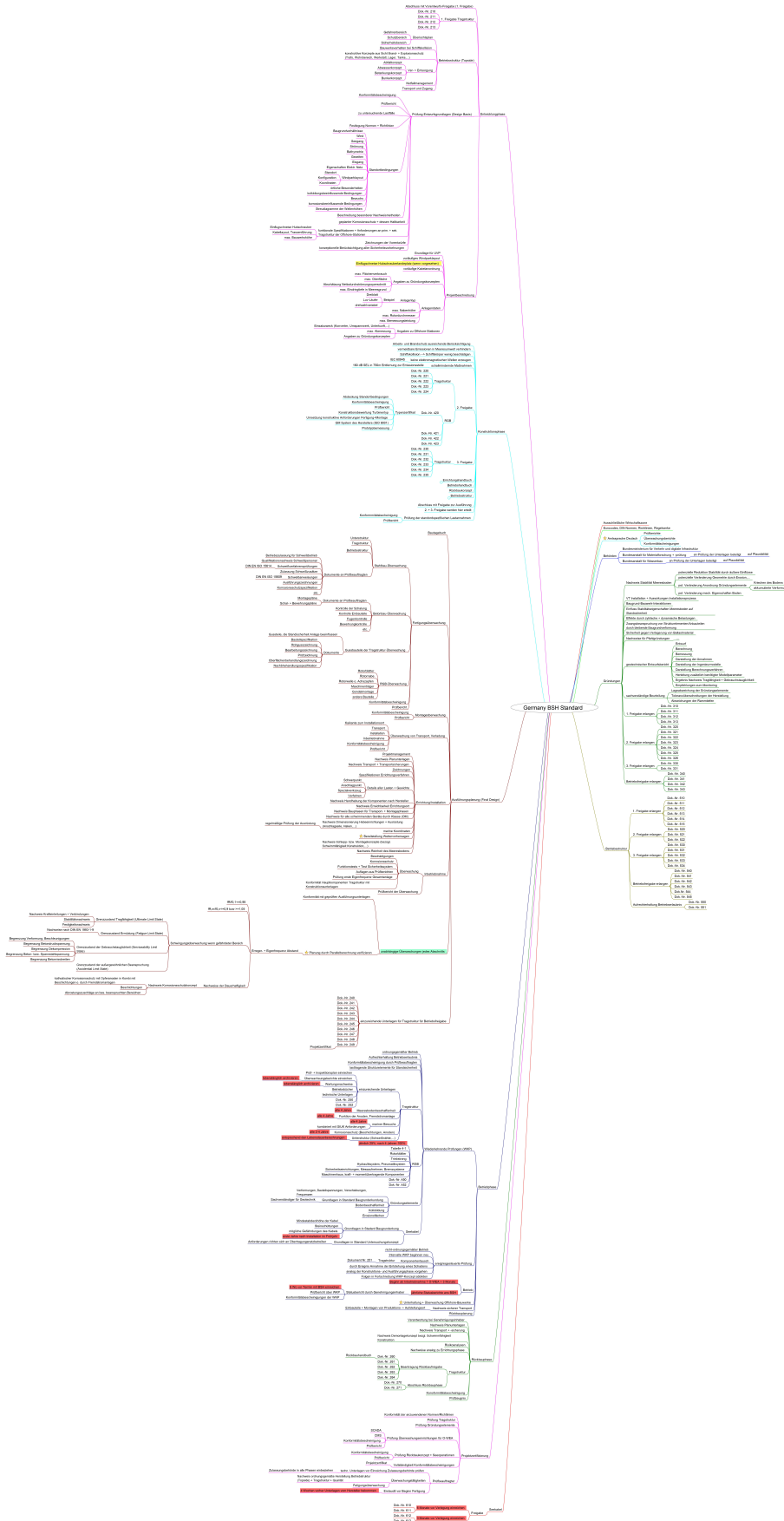
Ich bin mit der Veröffentlichung dieser Abschlussarbeit einverstanden.

Buchholz	29.01.2021	
_____ Ort	_____ Datum	_____ Unterschrift

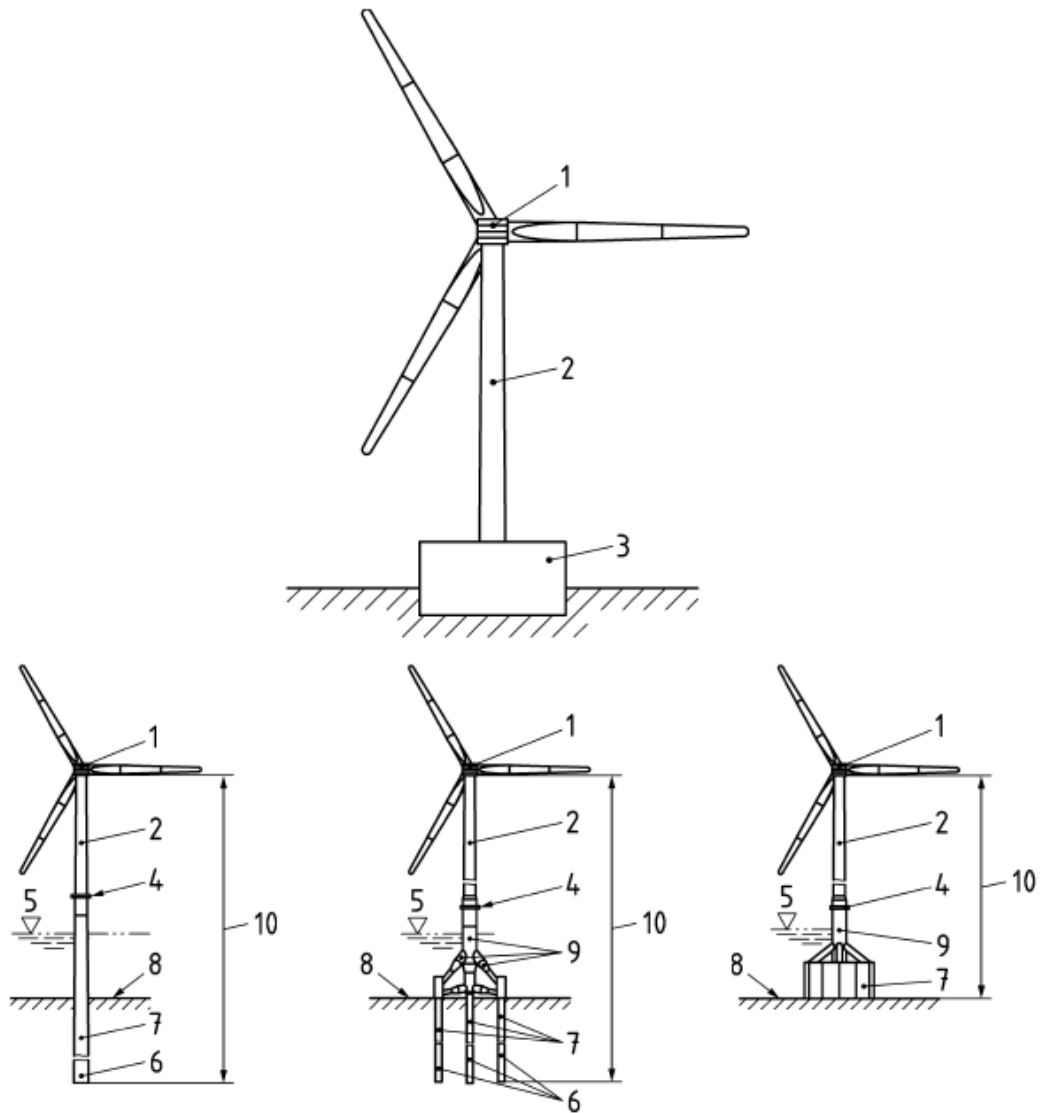
Anhang

Anhang 1: Mindmap über das Genehmigungs- und Zertifizierungsverfahren in Deutschland (basierend auf (BSH, 2015)).....	XI
Anhang 2: Mindmap über das Genehmigungs- und Zertifizierungsverfahren in den Niederlanden (basierend auf (Netherlands Enterprise Agency, 2019, pp. 170 - 175))	XII
Anhang 3: Bestandteile einer Windenergieanlage (Deutsches Institut für Normung e. V., 2019, p. 11).....	XIII

Anhang 1: Mindmap über das Genehmigungs- und Zertifizierungsverfahren in Deutschland (basierend auf (BSH, 2015))



Anhang 3: Bestandteile einer Windenergieanlage (Deutsches Institut für Normung e. V., 2019, p. 11)



Legende

- | | | |
|--------------------------|-------------------------------|-----------------|
| 1 Rotor-Gondel-Baugruppe | 5 Wasserstand | 9 Unterstruktur |
| 2 Turm | 6 Pfahl | 10 Tragstruktur |
| 3 Fundament | 7 Gründungselemente/Fundament | |
| 4 Externe Plattform | 8 Meeresboden | |