



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Bachelorarbeit

Jannik Helm

Darstellung der technischen sowie normativen Anforderungen im Offshore Stahlbau am Beispiel eines Jacket-Knotens

Jannik Helm

**Darstellung der technischen sowie normativen
Anforderungen im Offshore Stahlbau am Beispiel
eines Jacket-Kontens**

Bachelorarbeit eingereicht im Rahmen der Bachelorprüfung

im Studiengang Entwicklung und Konstruktion
am Department Maschinenbau und Produktion
der Fakultät Technik und Informatik
der Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg

in Zusammenarbeit mit:

Vattenfall Europe Windkraft GmbH
Überseering 12
22177 Hamburg

Erstprüfer/in: Professor Dipl.-Ing Peter Dalhoff
Zweitprüfer/in : Dipl.-Ing Ingo Laurischkat
Industrielle/r Betreuer/in: Dipl.-Ing Ingo Laurischkat

Abgabedatum: 27.05.2014

Zusammenfassung

Jannik Helm

Thema der Bachelorthesis

Darstellung der technischen sowie normativen Anforderungen im Offshore Stahlbau am Beispiel eines Jacket-Knotens

Stichworte

AWZ, Offshore Stahlbau, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Eurocode, DNV, Kerbfall, Spannungskonzentration, Spannungskonzentrationsfaktor SCF Ermüdungsfestigkeit, Nachweiskonzepte, Schweißtechnik, Nahtausführung, Efthymiou, Schadensakkumulation, Palmgren und Miner

Kurzzusammenfassung

Die vorliegende Bachelorarbeit beschäftigt mit der Darstellung der technischen sowie normativen Anforderungen im Offshore Stahlbau. Aus den rechtlichen Grundlagen der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone ergibt sich die Zuständigkeit des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie als Genehmigungsbehörde. Die Ausarbeitung gibt Aufschluss über die Anforderungen des BSH im Bezug auf die Konstruktion und Ausführung von Offshore Bauwerken, rechnerische Nachweiskonzepte der Ermüdungsfestigkeit (nach Eurocode und DNV) sowie die Umsetzung der Ausführung in der Praxis. Hierbei wird auf die Problemstellungen des rechnerischen Nachweises und der fertigungstechnischen Umsetzung unterschiedlicher Nahtausführungen eingegangen.

Abstract

Jannik Helm

Title of the Bachelorthesis

Presentation of the technical and normative requirements in offshore steel construction, on the example of a Jacket-node

Keywords

EEZ, Offshore steel structures, Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie, Eurocode, DNV, Notch case, Detail class, Stress concentration, Stress concentration factor SCF, Fatigue, Fatigue analysis, Welding technology, Welding detail, Efthymiou, Damage accumulation, Palmgren and Miner

Short abstract

This bachelor thesis shows the technical and normative requirements in offshore steel structures. It starts with the legal basis of German Exclusive Economic Zone, and the jurisdiction of the BSH as the licensing authority. The thesis gives information about the requirements of BSH in relation to the design and construction of offshore structures. This thesis focuses in particular on the problems of the fatigue analysis of different weld details.

Inhalt

Symbol, Bedeutung und Einheit	I
Abkürzungsverzeichnis.....	IV
Hauptbegriffe.....	V
Abbildungsverzeichnis.....	VI
Tabellenverzeichnis.....	VII
Diagrammverzeichnis	VIII
Danksagung	IX
Einführung in die Thematik.....	1
1. Ziel und Gang dieser Arbeit	1
2. Offshore Windpark DanTysk	2
3. Ausblick in die Zukunft der Offshore Windenergie.....	5
4. Einteilung des Meeres.....	7
4.1. Die Inneren Gewässer	7
4.2. Das Küstenmeer	8
4.3. Die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone	8
4.3.1. Das Seeaufgabengesetz.....	9
4.3.2. Die Seeanlagenverordnung	9
4.3.3. Maritime Raumordnung.....	10
5. Anforderungen des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie	11
5.1. Genehmigungsablauf des BSH allgemeine Vorgehensweise	11
5.2. Planfeststellung nach Seeanlagenverordnung	11
5.3. Genehmigungsablauf des BSH.....	12
5.4. Die erste BSH Freigabe	12
5.5. Die zweite BSH Freigabe	13
5.6. Die dritte BSH Freigabe	14
5.7. Die BSH Freigabe in der Praxis	14
6. Allgemeine Grundlagen von Offshore Windparks.....	15
6.1. Darstellung der Unterschiede von On- zu Offshore	15
6.2. Gründungsstruktur der Wohnplattform	17
6.3. Offshore Normen und Richtlinien	20
7. Design-Möglichkeiten unter dynamischer Belastung	23
7.1. Besonderheiten der Schweißverbindung.....	25
7.2. Rechnerische Nachweiskonzepte zur Ermüdungsfestigkeit	28
7.2.1. Das Nennspannungskonzept	29
7.2.2. Das Strukturspannungskonzept	30

7.3.	Wöhler-Linie und Kerbfallkataloge	32
7.4.	Berechnung der Spannungskonzentrationsfaktoren nach Efthymiou.....	41
7.5.	Grundlage des Ermüdungsfestigkeitsnachweises	49
7.5.1.	Ermüdungsfestigkeitsnachweis nach DIN EN 1993-1-9	51
7.5.2.	Ermüdungsfestigkeitsnachweis nach DNV-RP-C203	57
7.6.	Betrachtung und Plausibilität der Ergebnisse	61
8.	Schlussbemerkung und Ausblick	63
	Literaturverzeichnis	65
	Anhangsverzeichnis	A
	Anhang 1: Darstellung des Kerbfall 36	C
	Anhang 2: Darstellung des Kerbfall 90	C
	Anhang 3: Darstellung des Kerbfall 100	D
	Anhang 4: Vergleich der Wöhler-Linien an Luft.....	D
	Anhang 5: Vergleich der Wöhler-Linien mit Korrosionsschutz.....	E
	Anhang 6: Erklärung zur selbstständig Bearbeitung der Arbeit.....	F

Symbol, Bedeutung und Einheit

Symbol	: Bedeutung	Einheit
A	: Fläche	m^2
R	: Spannungsverhältnis	–
d	: Außendurchmesser der Strebe	mm
t	: Wanddicke der Strebe	mm
D	: Außendurchmesser des Gurt	mm
T	: Wanddicke des Gurt	mm
g	: Abstand zwischen Strebe A und Strebe B	mm
P	: Leistung	W
$P_{\ddot{u}}$: Überlebenswahrscheinlichkeit	%
N	: Schwingspielzahl	-
$P_{\ddot{u}EC3}$: Überlebenswahrscheinlichkeit nach DIN EN 1993–1–9	%
$P_{\ddot{u}DNV}$: Überlebenswahrscheinlichkeit nach DNV–RP–C203	%
m	: Steigung der Wöhler-Linie	-
$d_A ; d_B$: Durchmesser der angeschlossenen Strebe A oder B	mm
$t_A ; t_B$: Wanddicke der angeschlossenen Strebe A oder B	mm
$\theta_A ; \theta_B$: Winkel der angeschlossenen Strebe A oder B	°
σ_A	: Ertragbare Spannungsamplitude des Dauerschwingversuchs	MPa
σ_m	: Mittelspannung	MPa
σ_o	: Oberspannung	MPa
σ_u	: Unterspannung	MPa
σ_a	: Spannungsamplitude	MPa
σ_n	: Nennspannung: Berechnet nach den üblichen statischen Berechnungsmethoden.	MPa
$\Delta\sigma_{E,2}^*$: Ertragbare Nennspannungsschwingbreite bezogen auf $2 \cdot 10^6$ Schwingspiele	MPa
$\Delta\sigma_{E,2} ; \Delta\tau_{E,2}$: ertragbare konstante Spannungsschwingbreite bezogen auf $2 \cdot 10^6$ Schwingspiele	MPa
$\Delta\sigma_C ; \Delta\tau_C$: Bezugswert für die Ermüdungsfestigkeit bei $N_C = 2 \cdot 10^6$ Schwingspielen (Kerbfallklasse)	MPa

Symbol	: Bedeutung	Einheit
$\Delta\sigma_{HotSpot}$: Hot-Spot-Schwingbreite	MPa
$SCF_{axial,Gurt,A} ; SCF_{axial,Gurt,B}$: Spannungskonzentrationsfaktor des Gurtes am Übergang zur Strebe A oder B	-
$SCF_{axial,Strebe,A} ; SCF_{axial,Strebe,B}$: Spannungskonzentrationsfaktor der Strebe A oder B am Übergang zum Gurt	-
D_d	: Gesamtschädigung des Bauteils	-
$D_{d,i}$: Teilschädigung aus jeweiliger Kollektivstufe	-
n_i	: Anzahl der vorhandenen Schwingspiele der Kollektivstufe	-
N_L	: Die Anzahl der ertragbaren Schwingspiele gemäß Designvorgabe	-
γ_{Ff}	: Teilsicherheitsbeiwert der Last- bzw. Einwirkungsseite	-
γ_{Mf}	: Teilsicherheitsbeiwert der Widerstandsseite	-
k_f	: Spannungskonzentrationsfaktor nach Eurocode SCF nach DNV-RP-C203	-
$\Delta\sigma_i$: Spannungsschwingbreite der Kollektivstufe	MPa
$\Delta\sigma_{EC,S,A,i}^{* einseitig}$: Spannungsschwingbreite der Strebe A auf der Innenseite bezogen auf $2 \cdot 10^6$ Schwingspiele der Eurocode Wöhler-Linie mit einseitiger Nahtausführung	MPa
$\Delta\sigma_{EC,S,A,a}^{* einseitig}$: Spannungsschwingbreite der Strebe A auf der Außenseite bezogen auf $2 \cdot 10^6$ Schwingspiele der Eurocode Wöhler-Linie mit einseitiger Nahtausführung	MPa
$\Delta\sigma_{EC,S,A,i}^{* zweiseitig}$: Spannungsschwingbreite der Strebe A auf der Innenseite bezogen auf $2 \cdot 10^6$ Schwingspiele der Eurocode Wöhler-Linie mit zweiseitigen Nahtausführung	MPa
$\Delta\sigma_{EC,S,A,a}^{* zweiseitig}$: Spannungsschwingbreite der Strebe A auf der Außenseite bezogen auf $2 \cdot 10^6$ Schwingspiele der Eurocode Wöhler-Linie mit zweiseitigen Nahtausführung	MPa
	In analoger Weise gilt dies für die Positionen des Gurtes und der Strebe sowie den zugehörigen Wöhler-Linien, betreffend Tabelle 20 und Tabelle 21	
ΔF_{axial}	: axiale Normalkraftschwingbreite	kN
$\Delta F_{EC,S,B,i}^{* einseitig}$: Normalkraftschwingbreite der Strebe B auf der Innenseite bezogen auf $2 \cdot 10^6$ Schwingspiele der Eurocode Wöhler-Linie mit einseitiger Nahtausführung	kN

Symbol	: Bedeutung	Einheit
$\Delta F_{EC,S,B,a}^{* \text{ einseitig}}$: Normalkraftschwingbreite der Strebe B auf der Außenseite bezogen auf $2 \cdot 10^6$ Schwingspiele der Eurocode Wöhler-Linie mit einseitiger Nahtausführung	kN
$\Delta F_{EC,S,B,i}^{* \text{ zweiseitig}}$: Normalkraftschwingbreite der Strebe B auf der Innenseite bezogen auf $2 \cdot 10^6$ Schwingspiele der Eurocode Wöhler-Linie mit zweiseitiger Nahtausführung	kN
$\Delta F_{EC,S,B,a}^{* \text{ zweiseitig}}$: Normalkraftschwingbreite der Strebe B auf der Außenseite bezogen auf $2 \cdot 10^6$ Schwingspiele der Eurocode Wöhler-Linie mit zweiseitiger Nahtausführung	kN

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	: Bedeutung
AWZ	: Ausschließliche Wirtschaftszone
BAM	: Bundesanstalt für Materialforschung
BAW	: Bundesanstalt für Wasserbau
BImSchG	: Bundesimmissionsschutzgesetzes
BMVBS	: Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung
BRD	: Bundesrepublik Deutschland
BSH	: Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie
DFF	: Design Fatigue Factor
EEG	: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
FEM	: Finite Elemente Methode
ggf.	: gegebenenfalls
LBO	: Landesbauordnung
OAP	: Offshore Accommodation Plattform
OSS	: Offshore Substation
ROG	: Raumordnungsgesetzes
SRÜ	: Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen
SeeAnIV	: Seeanlagenverordnung
SeeAufgG	: Seeaufgabengesetz
SEW	: Stahl Eisen Werkstoffblatt
sm	: Seemeilen
UVP	: Umweltverträglichkeitsprüfung
Vgl.	: Vergleiche
WEA	: Windenergieanlage
WEZ	: Wärmeeinflusszone
z. B.	: zum Beispiel
ZFP	: Zerstörungsfreien Prüfung

Hauptbegriffe

Tragwerk / Struktur

Als Tragwerk oder eine Struktur ist eine planmäßige Anordnung miteinander verbundener Bauteile, die so entworfen sind, dass sie ein bestimmtes Maß an Tragfähigkeit und Steifigkeit aufweisen.

Tragfähigkeit

Durch die Tragfähigkeit eines Bauwerks wird die maximale Belastbarkeit angegeben.

Statische Lasten

Unter statischen Lasten sind Einwirkungen zu verstehen die konstant auf das Tragwerk einwirken. Statische Lastannahmen werden bei vorwiegend ruhenden Konstruktionen verwendet z. B. Eigengewicht.

Dynamische Lasten

Unter dynamischen Lasten sind Einwirkungen zu verstehen die zeitlich nicht konstant auf das Tragwerk einwirken z. B. Wellen.

Bauteil / Bauwerk

Ein Bauteil oder Bauwerk wird in dieser Ausarbeitung als übergeordneter Begriff verwendet. Diese Formulierung wird immer dann verwendet wenn die getroffene Aussage allgemeingültig auf ein Bauwerk im Bereich Offshore anzuwenden ist.

Beanspruchung

Ist die Auswirkung einer äußeren Belastung auf das Bauteil.

Beanspruchbarkeit

Die Beanspruchbarkeit ist der Bauteilwiderstand gegen die ihm aufgebrachte Beanspruchung. Die Beanspruchbarkeit ist maßgeblich abhängig von Werkstoff und Bauteilgeometrie.

Hotspot

Stelle der höchsten Spannung am Querschnitt.

Ermüdungsfestigkeit

Unter Ermüdungsfestigkeit ist die Beanspruchbarkeit eines Bauteils unter dynamischer Belastung zu verstehen.

Offshore

Bezeichnet die offene See.

Onshore

Bezeichnet das Festland.

Beide Begriffe haben sich im deutschen Sprachgebrauch festgesetzt.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Lage des Windparks DanTysk in der Nordsee	3
Abbildung 2: Einteilung des Küstenmeers	7
Abbildung 3: Einteilung des Küstenmeeres vor Nordfriesland.....	7
Abbildung 4: Aufbau eines Jacket.....	18
Abbildung 5: Komponenten eines Jacket-Knotens.....	19
Abbildung 6: Beanspruchungskennwerte aus dynamischer Belastung	23
Abbildung 7: Beanspruchungsbereiche durch schwingende Belastung	24
Abbildung 8: Schematische Darstellung der Gefügeausbildung in der WEZ	25
Abbildung 9: Überlagerung der Spannungsparameter	28
Abbildung 10: Lineare Extrapolation der Hot-Spot-Spannung.....	30
Abbildung 11: Statistische Auswertung des Wöhler-Versuchs	33
Abbildung 12: Kennwerte der Wöhler-Linie.....	33
Abbildung 13: Kerbfall einseitige Nahtausführung	38
Abbildung 14: Kerbfall zweiseitige Nahtausführung	40
Abbildung 15: Ausführungsarten von Rohrknotten.....	42
Abbildung 16: Parameter zur Bestimmung des SCF nach Efthymiou	43
Abbildung 17: Spezifische Punkte am Rohrknotten	45
Abbildung 18: Schematische Darstellung der SCF an der Knotengeometrie	47
Abbildung 19: Spannungskonzentrationsfaktoren nach Efthymiou	48
Abbildung 20: Darstellung des Treppenkollektives	49
Abbildung 21: Schematische Darstellung der Kraftumlagerung am Knoten	62

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Vergleich der AWZ Nord- zu Ostsee	8
Tabelle 2: Übersicht der Rechtsgrundlage.....	9
Tabelle 3: Übersicht der Offshore Normen und Standards	20
Tabelle 4: Übersicht der Nachbehandlungsverfahren	26
Tabelle 5: Gegenüberstellung der Nachweiskonzepte	31
Tabelle 6: Ausführungsvergleich der Proben	32
Tabelle 7: Vergleich der Kerbfälle von DNV zu Eurocode.....	34
Tabelle 8: Gegenüberstellung der Nahtausführung	36
Tabelle 9: Übersicht möglicher Fehler der Fertigung	37
Tabelle 10: Kerbfälle der einseitigen Nahtausführung im Nennspannungskonzept	38
Tabelle 11: Vergleich der Kerbfälle im Nennspannungs- und Strukturspannungskonzept ...	39
Tabelle 12: Geometrische Daten des Knoten Stoßes	43
Tabelle 13: Geltungsbereich der Parametergleichungen nach Efthymiou	44
Tabelle 14: Ort der Spannungskonzentration am K-Anschluss	46
Tabelle 15: Parametergleichungen nach Efthymiou.....	47
Tabelle 16: Spannungskonzentrationsfaktoren nach Efthymiou.....	48
Tabelle 17: Unterschiede der Nachweisführung	49
Tabelle 18: Aufteilung möglicher Spannungskollektive	57
Tabelle 19: Wahl des Design Fatigue Factor	58
Tabelle 20: Darstellung der Ergebnisse der ertragbaren Nennspannungsschwingbreite	59
Tabelle 21: Darstellung der Ergebnisse der ertragbaren Nennspannungsschwingbreite	60
Tabelle 22: Axiale Normalkraftschwingbreite der Strebe B nach Eurocode.....	62

Diagrammverzeichnis

Diagramm 1: Prognose zur Entwicklung der erneuerbaren Energien	5
Diagramm 2: Investitionskosten Onshore	15
Diagramm 3: Investitionskosten Offshore	15
Diagramm 4: Überlagerung der Wöhler-Linien Eurocode zu DNV	34
Diagramm 5: Kerbfall 100 in unterschiedlichen Umgebungsbedingungen	35
Diagramm 6: Kerbfall 100 des Eurocodes mit Spannungskollektiv	53
Diagramm 7: Kerbfall 100 des Eurocodes mit Spannungskollektiv mit γM_f	54
Diagramm 8: Kerbfall 100 des Eurocodes mit Spannungskollektiv mit γM_f und SCF	55
Diagramm 9: Darstellung des reellen Treppenkollektivs	56

Danksagung

Die Bachelorarbeit ist der Abschluss meines Studiums an der HAW Hamburg. Ich danke der Vattenfall Europe Windkraft GmbH für die Möglichkeit der Durchführung der Bachelorarbeit in ihrem Hause.

Ein besonderer Dank gilt meinem Erstprüfer Herrn Professor Dipl. -Ing. Peter Dalhoff der mich seit Beginn meines Studiums unterstützte und stets mit Rat zur Seite stand.

Ebenso danke ich meinem Zweitprüfer Herrn Dipl. -Ing Ingo Laurischkat für seine tatkräftige Unterstützung bei der Durchführung der Bachelorarbeit.

Des Weiteren danke ich im Rahmen dieser Ausarbeitung meiner Familie und meinen Freunden, die mir während der gesamten Laufzeit des Studiums zur Seite standen.

Einführung in die Thematik

1. Ziel und Gang dieser Arbeit

Der bevorstehende Mangel an fossilen Primärenergieträgern und die energiepolitische Lage in Deutschland führen unabdingbar zu einer Neuorientierung der Energieversorgung. Um die Abhängigkeit der fossilen Brennstoffe zu überwinden, müssen die Entwicklung und der Ausbau der regenerativen Energiequellen angetrieben werden.

Ziel dieser Bachelorarbeit ist es, einen Überblick über die technischen sowie normativen Anforderungen im Offshore Stahlbau zu geben. Der Leser wird systematisch in die technischen Inhalte im Offshore Stahlbau eingeführt, um somit ein Verständnis für das Gesamtpaket Offshore Windenergie zu erlangen. Der Schwerpunkt liegt hierbei in der Problematik der Nachweisführung und der praktischen Ausführung unterschiedlicher Nahtausführungen im Bezug auf die Ermüdungsfestigkeit.

Zunächst wird in Kapitel 2 und Kapitel 3 der Ausarbeitung, bedingt durch den energiepolitischen Wandel, der zeitnahen Stilllegung deutscher Atomkraftwerke sowie dem Rückgang der Nutzung an fossilen Brennstoffen auf die Notwendigkeit des Ausbaus von erneuerbaren Energien eingegangen. Trotz hoher Investitionskosten sind große Energiekonzerne, aber auch Investorgruppen am Ausbau der Offshore Windenergie interessiert. Die hohen Investitionskosten stehen dabei den lukrativen Windbedingungen auf dem Meer gegenüber.

Die Ausarbeitung führt von der Einteilung des Meeres über die rechtlichen Grundlagen zu den technischen Anforderungen zur Errichtung eines Windparks in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone, kurz AWZ. Die zuständige Genehmigungsbehörde ist das Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie kurz BSH.

Ein Bauwerk, welches auf dem Meer errichtet wird, unterliegt einer dynamischen Belastung. Daher wird im späteren Verlauf der Ausarbeitung auf rechnerische Nachweiskonzepte zur Betrachtung der Ermüdungsfestigkeit eingegangen. Hierbei wird versucht, die Brücke zwischen Konstruktion (dem Design) und der Ausführung (der Fertigung) zu schlagen.

2. Offshore Windpark DanTysk

Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien wird auch in der Zukunft das Thema Offshore Windenergie im Interesse der Gesellschaft bleiben und somit auch die Anforderungen an die Ausführung und Umsetzung dieser Windparks.

Der Konzern Vattenfall ist ein schwedisches Energieunternehmen mit Sitz der Konzernzentrale in Stockholm. Vattenfall zählt zu den größten Energieerzeugern Europas. Der Konzern Vattenfall entstand zum Anfang der 20. Jahrhunderts in Schweden, mit dem Ziel, verstärkt an der elektrischen Nutzung von Wasserkraft zu arbeiten.

Der Konzern baute sich stetig weiter auf und erschloss dabei verschiedene Arten der Bereitstellung von elektrischer Energie. Im Laufe der 1960er Jahre entschied sich das Unternehmen Vattenfall, die Aktivitäten zum Ausbau der Nutzung von alternativen Energiequellen zurückzuführen. Im Gegenzug setzte das Unternehmen auf Kernenergie und baute im Laufe der 1970er Jahre die Zahl der Kernkraftwerke beständig aus. Die Öffnung verschiedener nationaler Energiemärkte in Nord- und Mitteleuropa führte zur Expansion Vattenfalls. Im Laufe der 1990er Jahre expandierte das schwedische Unternehmen in Länder wie unter anderem Großbritannien, Norwegen und Deutschland. Möglich wurde dies auch durch die Liberalisierung der jeweiligen nationalen Stromnetze und der somit verbundenen Öffnung des Marktes.

In der Expansionsphase von 2002 bis 2009 konnte Vattenfall durch verschiedenste Käufe und Fusionen mit anderen Energieversorgern seine Stellung, gerade auch in Deutschland, ausbauen und ist derzeit der viertgrößte deutsche Stromkonzern. Diese neue, durch die Expansion erschlossene, Orientierung und der energiepolitische Wandel Europas sowie das Begehren der Kunden nach „grüner“ Energie führten zu einer verstärkten Ausrichtung Vattenfalls in die erneuerbaren Energien.

Vattenfall investiert seit Beginn des 21. Jahrhunderts in verschiedene Großprojekte im Bereich der Offshore Windenergie. Darunter fallen Beteiligungen Vattenfalls an den deutschen Nordsee-Windparks alpha ventus (60 MW) und DanTysk (288 MW) sowie an britischen Windenergie Projekten.¹

Die aktuell ausgeführten und die sich in der Planung befindenden Windparks wurden, bis auf wenige Ausnahmen, in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) ausgeführt. Der Schutzstatus des küstennahen Wattenmeeres und die Schifffahrtslinien führen dazu, dass in Deutschland der Großteil der Offshore Windparks außerhalb der zwölf Seemeilenzone in der AWZ errichtet werden.²

Der Offshore Windpark DanTysk, westlich der Insel Sylt und direkt an der Grenze zu Dänemark, gehört mit insgesamt 80 Windturbinen zu den größeren Windparks in der AWZ der Nordsee.

Die folgende Abbildung 1 gibt einen Überblick über die geografische Lage und das Ausmaß des Windparks. Zudem werden alle relevanten Daten und Fakten zum Windpark dargestellt.

¹ Vgl. (Wikipedia.org/Vattenfall, 2014)

² (Genehmigung und Planfeststellung - Offshore-Windenergie.net, 2014)

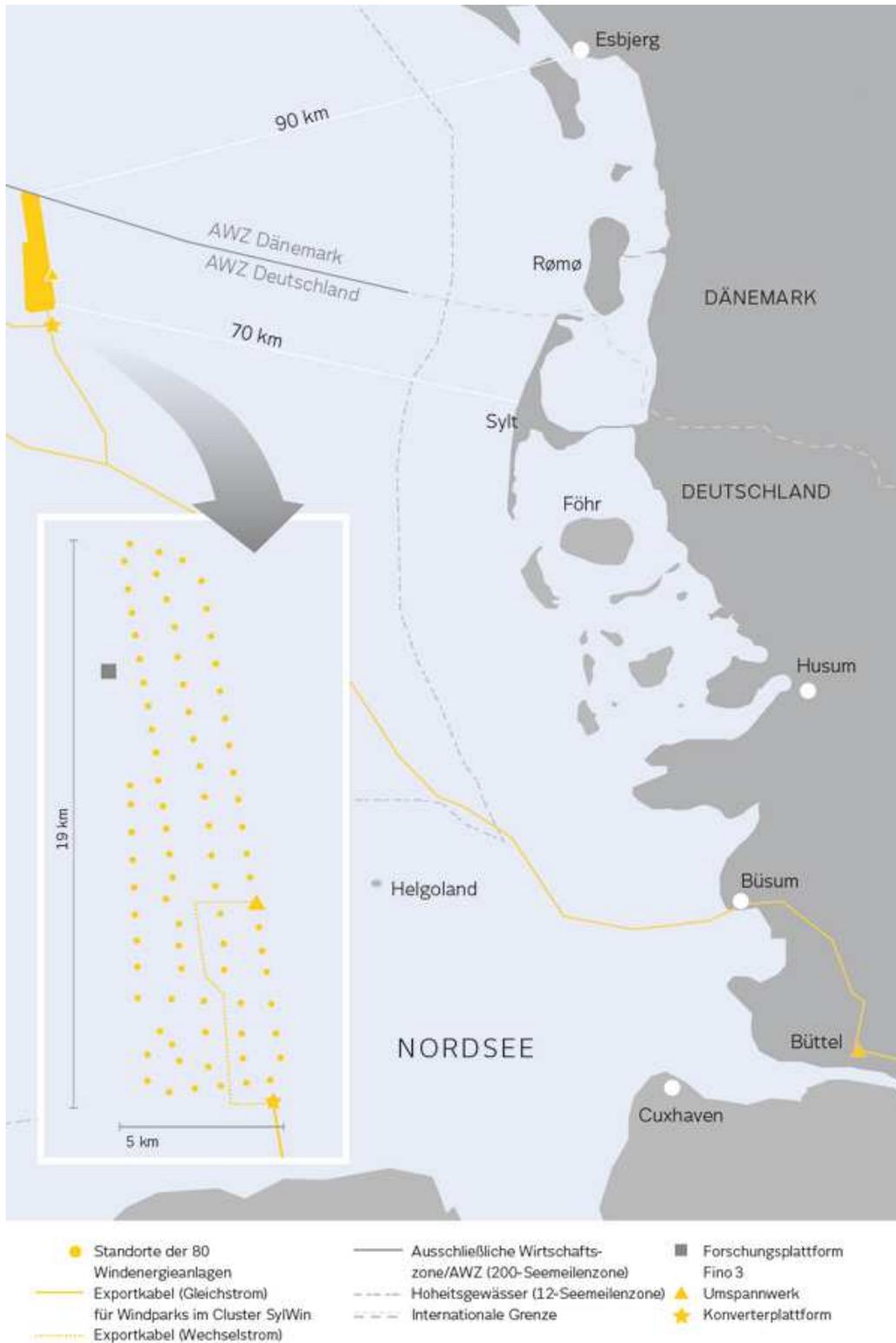


Abbildung 1: Lage des Windparks DanTysk in der Nordsee³

³ (Der Windpark - DanTysk Offshore Wind, 2014)

Daten und Fakten zum Windpark DanTysk:

- Lage: 70 km westlich der Insel Sylt
- Fläche: 70 km²
- Wassertiefe: 21 bis 32 m
- Turbinen: 80 Siemens Windenergieanlagen der 3,6 Megawatt-Klasse
- Gründung: 80 Monopiles
- Rotordurchmesser: 120 m
- Nabenhöhe: 88 m
- Gesamthöhe: 148 m
- Gesamtleistung: 288 MW
- Produktion: 1,3 GWh pro Jahr (damit können bis zu 400.000 Haushalte bei einem Durchschnittsverbrauch von 3.500 kWh pro Jahr versorgt werden).
- Investitionssumme: Mehr als 1 Milliarde Euro
- Zusammenarbeit (Joint Venture) zwischen Vattenfall und Stadtwerke München⁴

Zum Windpark gehört ebenfalls ein Offshore Umspannwerk, wodurch sich die Abkürzung OSS aus dem englischen Begriff Offshore Substation ergibt. Der Windpark DanTysk verfügt des Weiteren über eine Offshore Accommodation Plattform (Wohnplattform) kurz OAP. Beide Bauwerke sind Plattformen, die über eine Tragstruktur fest mit dem Meeresboden verbunden sind. Es gibt verschiedene Ausführungen von Tragstrukturen. In dieser Ausarbeitung wird sich im späteren Verlauf mit dem Rahmentragwerk der OAP beschäftigt, welches in der Fachsprache Jacket genannt wird, siehe Kapitel 6.2.

Die Betriebsphase des Windparks beträgt 20 Jahre. Um in dieser Zeit die volle Funktionsfähigkeit des Windparks sicher zu stellen, wird dieser laufend gewartet und instand gesetzt. Da durch die große Entfernung zur Küste ein täglicher Transfer des Servicepersonals in den Windpark zu aufwendig wäre, ist ein ausgeklügeltes Wartungskonzept erforderlich. Durch den Betrieb der Wohnplattform lässt sich ein schneller und zuverlässiger Zugriff des Serviceteams auf die technischen Anlagen des Windpark gewährleisten.

Der eigentliche Betrieb des Windparks DanTysk wird vom Kontrollzentrum aus Esbjerg (Dänemark) gesteuert. Dies erklärt auch den Namen des Windparks DanTysk, der sich aus der länderübergreifenden Zusammenarbeit Dänemarks mit Deutschland zusammensetzt: „Dan“ für Danmark (Dänemark) und „Tysk“ für Tyskland (Deutschland). Von hier aus wird der Windpark überwacht und es wird sichergestellt, dass beispielsweise keine betriebsfremden Fahrzeuge die Sicherheitszone befahren, die sich in einem Umkreis von 500 Meter um den Park befindet.

Ziel der Bachelorarbeit ist es, die technischen sowie normativen Anforderungen im Offshore Stahlbau darzustellen. Die Praxisrelevanz einer solchen Ausarbeitung ist durch die politische Lage Deutschlands und der Ausrichtung des Energiemarktes begründet. Einen Ausblick in die Zukunft der Offshore Windenergie wird im folgenden Kapitel 3 gegeben.

⁴ (Fakten & Chronologie - DanTysk Offshore Wind, 2014)

3. Ausblick in die Zukunft der Offshore Windenergie

Ziel der Bundesregierung ist es nach §1 des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien, kurz EEG-Gesetz, bis zum Jahr 2050 mindestens achtzig Prozent der Stromversorgung durch erneuerbare Energien zu gewährleisten.

„(1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.

(2) Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens zu erhöhen auf.

1. 35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020,
2. 50 Prozent spätestens bis zum Jahr 2030,
3. 65 Prozent spätestens bis zum Jahr 2040 und
4. 80 Prozent spätestens bis zum Jahr 2050

und diese Strommengen in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren.“⁵

Im §16 und den folgenden Paragraphen des EEG wird für die Betreiber von Windparks eine feste Einspeisevergütung vorgeschrieben, die der Netzbetreiber den Anlagenbetreibern zahlen muss. Auf Grundlage des EEG stellt sich eine sichere Basis für die Kalkulation und Risikoabschätzung während des Betriebes von Offshore Windparks ein. Das EEG wurde im Jahr 2000 erlassen und zeigt eine deutliche Wirkung im Zuge des Einsatzes von erneuerbaren Energien. Dies wird im folgendem Diagramm 1 gezeigt. Es ist die prognostizierte Entwicklung der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 dargestellt.

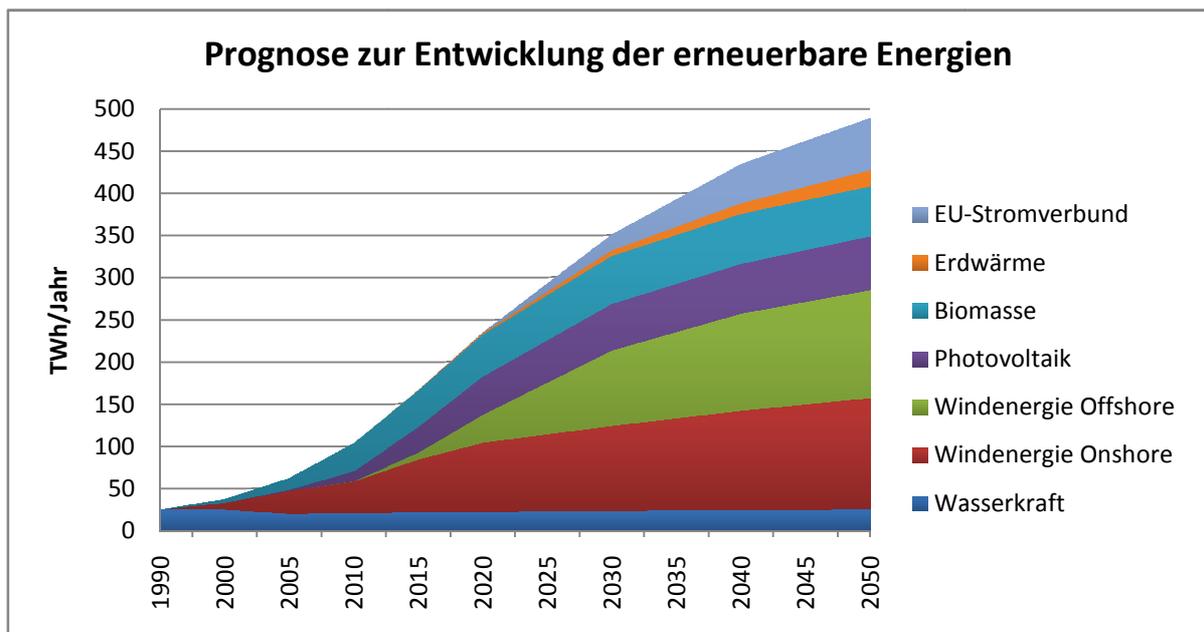


Diagramm 1: Prognose zur Entwicklung der erneuerbaren Energien⁶

⁵ (Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien, 2008)

Durch die 2011 zurückgenommene Laufzeitverlängerung deutscher Kernkraftwerke sowie die Nuklearkatastrophe in Fukushima hat sich der Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigt.

Somit streben Energiekonzerne auch in der Zukunft einen weiteren Ausbau der Offshore Windenergie an. Es wird proaktiv an neuen Offshore Windparks gearbeitet, um somit die Stellung im Markt der erneuerbaren Energien zu stärken. Es ist in der Branche zu erkennen, dass der Bereich Offshore Windenergie weiter wachsen wird. Der Markt strebt nach immer größeren, leistungsstärkeren und effizienteren Anlagen. Dies hat zur Folge, dass die Anforderungen an die technische Ausführung dieser Windparks steigen. Die eingesetzten Turbinen, Türme und deren Gründungen müssen den aus der Leistung der Turbine resultierenden Lasten standhalten. Aus diesem Grund wird die Entwicklung neuer Anlagenkonzepte weiter vorangehen.

Mit leistungsstärkeren und effizienteren Anlagen steigen auch die Anforderungen an die elektrischen Komponenten im Windpark sowie an den Transport des Stromes vom Windpark an Land.

Dies bedeutet auch, dass sich alle damit verbundenen Prozesse weiter entwickeln. Zu diesen Prozessen zählt Design- und Auslegungskonzepte sowie ausführungsbezogenen Problemstellungen der Fertigung sowie Installation, Betrieb und Wartung.

Der Erfahrungsschatz im Bereich Offshore Windenergie nimmt stetig zu und die Branche entsteigt derzeit ihren „Kinderschuhen“. Dennoch werden die Herausforderungen von Windpark zu Windpark wachsen und unterschiedlich sein.

Im Fokus der Investoren steht eine hohe Rendite. Um diese zu erreichen, müssen die Windparks über ihre Lebensdauer so effizient wie nur möglich arbeiten. Zudem müssen auch die Kosten für Fertigung, Installation sowie die Wartung in jedem Konzept berücksichtigt werden. Dies alles bedingt ein hohes Maß an innovativen Lösungen und gut koordiniertem Projektmanagement. Eine tiefergehende Betrachtung findet in Kapitel 6 statt.

Für die folgende Ausarbeitung ist es zunächst wichtig zu verstehen, wie die deutsche Nord- und Ostsee aufgeteilt sind, um dann näher auf die Anforderungen an die Konstruktion und Ausführung einzugehen. Im folgenden Kapitel 4 wird zunächst auf die Einteilung des Meeres und die daraus resultierenden rechtlichen Grundlagen zur Errichtung eines Offshore Windparks eingegangen.

⁶ Vgl. (EE-Langfristszenarien 2011 - DLR, 2012)

4. Einteilung des Meeres

Die deutschen Gewässer in Nord- und Ostsee unterteilen sich in drei Meereszonen:



Abbildung 2: Einteilung des Küstenmeeres

Die „inneren Gewässer“, das „Küstenmeer“ und die ausschließliche Wirtschaftszone. In diesen drei Meereszonen gelten unterschiedlichen Anforderungen an die rechtliche Nutzung dieser Seegebiete. Zur Festlegung dieser Meereszonen in Nord- und Ostsee wurden vom jeweiligen Küstenstaat Basislinien festgelegt. Diese Basislinie ist in den amtlich anerkannten Seekarten eingezeichnet. Durch das Festlegen der Basislinien können alle weiteren Meereszongrenzen klar durch Koordinaten bestimmt werden und sind somit nicht abhängig von den Gezeiten. Die Basislinie ist Grundlage zur Bestimmung der im Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen kurz SRÜ genannten Meereszonen.⁷

4.1. Die Inneren Gewässer

Die inneren Gewässer sind die Gewässer, die zwischen der Basislinie und Küstenlinie liegen. Die Größe der inneren Gewässer ist abhängig vom Tidenhub (die Basislinie steht fest und die Küstenlinie verschiebt sich aufgrund der Gezeiten). Die inneren Gewässer liegen im Hoheitsgebiet des angrenzenden Bundeslandes.⁸

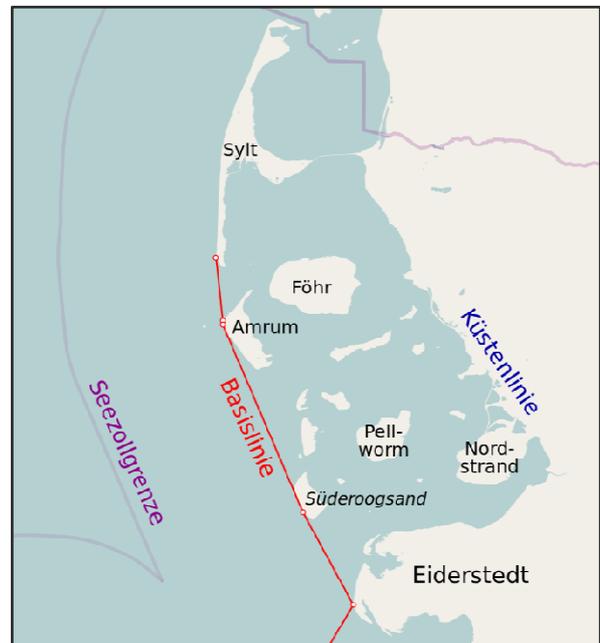


Abbildung 3: Einteilung des Küstenmeeres vor Nordfriesland

⁷ (File:Zonmar-de.svg - Wikimedia Commons, 2014)

⁸ (File:Basislinie Nordfriesland.svg - Wikimedia Commons, 2014)

4.2. Das Küstenmeer

Das Küstenmeer stellt hierbei eine zwölf Seemeilen-Grenze ausgehend von der Basislinie dar. Rechtlich fällt das Küstenmeer in deutsches Hoheitsgebiet und unterliegt somit der Zuständigkeit und den Gesetzen des jeweiligen Bundeslandes. Für Nord und Ostsee sind dies die Bundesländer Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern.

4.3. Die deutsche Ausschließliche Wirtschaftszone

Die zweite Zone ist die Ausschließliche Wirtschaftszone, kurz AWZ. Diese beginnt an der zwölf Seemeilen-Grenze und erstreckt sich seewärts bis maximal 200 sm Entfernung zur Küste. Die AWZ wird somit durch das Küstenmeer vom Festland getrennt. Die AWZ wurde von der Bundesregierung auf Grundlage des Seerechtsübereinkommens, kurz SRÜ, der Vereinten Nationen (vom 10.12.1984) zum 01.01.1995 für die Nord- und Ostsee eingerichtet. Die AWZ gehört nicht mehr zum Hoheitsgebiet des Küstenstaates. Allerdings stehen dem Küstenstaat nach dem SRÜ in seiner AWZ Rechte zur Erforschung und Ausbeutung, Erhaltung und Bewirtschaftung der lebenden und nicht lebenden natürlichen Ressourcen zur Verfügung. Dies schließt auch die Energieerzeugung aus Strömung und Wind ein. Darüber hinaus hat der Küstenstaat Hoheitsbefugnisse in Bezug auf die Errichtung und Nutzung von künstlichen Inseln, Anlagen und Bauwerken, die wissenschaftliche Meeresforschung, den Schutz und die Bewahrung der Meeresumwelt.⁹

Die flächenmäßige Ausdehnung der AWZ in der Ost- bzw. Nordsee unterscheidet sich aufgrund der geografischen Gegebenheiten stark. In Tabelle 1 wird ein Überblick über die Größe und die Begrenzungen der AWZ in Nord- und Ostsee gegeben.

Tabelle 1: Vergleich der AWZ Nord- zu Ostsee¹⁰

AWZ Vergleich	Nordsee	Ostsee
Größe	- 28.600 km ²	- 4.500 km ²
Angrenzende AWZ der Nachbarstaaten	- Dänemark - Niederlande - Großbritanniens - Nordirland	- Dänemark - Schweden - Polen

In Nord- und Ostsee ist die deutsche AWZ im Wesentlichen mit dem sogenannten deutschen Festlandsockel identisch. Den Festlandsockel bildet der seewärts des Küstenmeeres gelegene Meeresboden und Meeresuntergrund der Unterwassergebiete bis zu einer Ausdehnung von maximal 200 sm.¹¹

Aufbauend auf der Definition der AWZ kann nun auf die rechtlichen Grundlagen zur Errichtung von Windparks in der AWZ eingegangen werden.

Grundlagen für die Errichtung von Bauwerken in der AWZ sind das Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen und das deutsche Seeaufgabengesetz kurz SeeAufgG. Die darauf beruhende Seeanlagenverordnung, kurz SeeAnIV, regelt das Zulassungsverfahren.¹² Bauwerke, die der Genehmigungspflicht nach SeeAnIV unterfallen, müssen den anerkannten

⁹ Vgl. (Akad. für Raumforschung und Landesplanung Maritime Raumordnung, 2013, S. 22)

¹⁰ Tabelle nach (Akad. für Raumforschung und Landesplanung Maritime Raumordnung, 2013)

¹¹ Vgl. (Deutsche ausschließliche Wirtschaftszone - BSH, 2014)

¹² Vgl. (Genehmigung von Offshore-Windparks - BSH, 2014)

Regeln der Technik entsprechen. Paragraph 5 Absatz 2 der SeeAnIV setzt dies, sowohl für die Konstruktion und die Errichtung als auch für den Betrieb des Bauwerks, voraus.¹³

Bei der Umsetzung von Offshore Projekten in der AWZ sind in erster Linie Bundesbehörden (BSH) für die Planung und Errichtung von Offshore Windparks und die Netzanbindung zuständig.

Für Projekte im Küstenmeer entscheiden allerdings die Landesbehörden auf der Grundlage der Landesbauordnung, kurz LBO, bzw. dem Bundesimmissionsschutzgesetzes, kurz BImSchG. Ebenfalls entscheiden diese über den Teil der Netzanbindung, der aus der AWZ kommend durch das Küstenmeer bis zum Festland geführt wird.¹⁴ Einen Überblick über die gegenwärtige Rechtsgrundlage bietet Tabelle 2: Übersicht der Rechtsgrundlage.¹⁵

Tabelle 2: Übersicht der Rechtsgrundlage

Lage		Rechtsgrundlage für die Genehmigung	Zuständige Genehmigungsbehörde
Onshore	an Land	bis 50 m Gesamthöhe LBO	Das Vorhaben muss dem öffentlichen Baurecht des Bundeslandes entsprechen.
		Über 50 m Gesamthöhe § 6 BImSchG	
Nearshore	Küstenmeer 12 sm Zone	Über 50 m Gesamthöhe § 6 BImSchG	Staatliches Gewerbeaufsichtsamt des Bundeslandes
Offshore	AWZ	§ 2 SeeAnIV	BSH

4.3.1. Das Seeaufgabengesetz

Das Seeaufgabengesetz, kurz SeeAufgG, ist Bestandteil des deutschen Schifffahrts- bzw. Seerechts. Es regelt die Aufgaben und Verantwortlichkeiten der einzelnen Bundesbehörden auf dem Gebiet der Seeschifffahrt. Das Seeaufgabengesetz ist die zentrale Ermächtigungsgrundlage für Verordnungsgebung und bundeseigene Verwaltung auf dem Gebiet der Seeschifffahrt.¹⁶

4.3.2. Die Seeanlagenverordnung

Die Seeanlagenverordnung, kurz SeeAnIV, gilt für die Errichtung und den Betrieb von Bauwerken im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone und der hohen See. Die in der Verordnung betrachteten Bauwerke sind alle fest oder nicht nur zu einem kurzfristigen Zweck schwimmend befestigte bauliche oder technische Einrichtungen wie z. B. eine Windenergieanlage, kurz WEA. Diese Bauwerke dienen der Erzeugung und Übertragung von Energie aus Wasser, Strömung und Wind, sowie anderen wirtschaftlichen Zwecken oder der meereskundlichen Untersuchung.¹⁷

¹³ Vgl. (Seeanlagenverordnung - SeeAnIV, 2012)

¹⁴ Vgl. (Zuständigkeiten - Offshore-Windenergie.net, 2014)

¹⁵ Mod. nach (Sybille Schnegelsberg, 2013)

¹⁶ Vgl. (Seeaufgabengesetz – Wikipedia, 2014)

¹⁷ Vgl. (Seeanlagenverordnung - SeeAnIV, 2012)

Die SeeAnIV regelt das Verfahren zur Genehmigung von Seeanlagen, wozu insbesondere Offshore Windenergieanlagen und deren Netzanbindungen gehören. Die SeeAnIV gilt sowohl für die Errichtung als auch für den Betrieb der Bauwerke und regelt neben den Genehmigungsvoraussetzungen auch Zuständigkeiten, das Genehmigungsverfahren und die Bauwerksüberwachung.¹⁸

4.3.3. Maritime Raumordnung

Durch die steigenden Nutzungsansprüche in der AWZ durch Schifffahrt, Fischerei, Offshore Aktivitäten, Windparks, Meeresforschung und Marine können diese zu Konflikten untereinander bzw. mit den Zielen des Umwelt- und Naturschutzes führen. Um alle Raumansprüche in der AWZ untereinander verträglich zu arrangieren, bedarf es einer Planung und Festlegung dieser Ansprüche. An Land wird die Raumordnung durch das Raumordnungsgesetz, kurz ROG, festgelegt. Basierend auf diesem Hintergrund hat das Bundesministerium für Verkehr, Bau und Stadtentwicklung, kurz BMVBS, im Jahr 2009 die Verordnungen über die Raumordnung in der AWZ der Nord- und Ostsee erarbeitet. Im Zuge des Inkrafttretens dieser Verordnungen wurden auch die entsprechenden Raumordnungspläne für die Nord- und Ostsee veröffentlicht. Diese sollen zur räumlichen Steuerung der verschiedenen Nutzungsarten in der deutschen AWZ von Nord- und Ostsee dienen.

Somit können Ziele und Grundsätze der Raumordnung für folgende Bereiche aufgestellt werden:

- Schifffahrt
- Rohstoffgewinnung
- Rohrleitungen und Seekabel
- Wissenschaftliche Meeresforschung
- Windenergiegewinnung
- Fischerei und Marikultur.

Da es nicht möglich ist, alle Nutzungsarten an gleichem Ort zuzulassen, wurden in der AWZ Vorranggebiete festgelegt, in denen eine andere Nutzung, die nicht mit der vorrangigen verträglich ist, ausgeschlossen wird.¹⁹ Dies betrifft z. B. Handelsschifffahrt oder Fischerei im Windpark. Hierbei ist die vorrangige Nutzung das Betreiben des Windparks. Dies lässt sich allerdings nicht mit der Nutzungsart der Schifffahrt vereinen.

Wie in Tabelle 2 zu erkennen ist, liegt die Zuständigkeit der Genehmigung eines Windparks in der AWZ, beim Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie. Im folgendem Kapitel 5 wird daher auf die Anforderungen des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie zur Genehmigung eines Windparks eingegangen.

¹⁸ Vgl. (Rechtsnormen - Offshore-Windenergie.net, 2014)

¹⁹ Vgl. (Anlage zur Verordnung über die Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee, 2009)

5. Anforderungen des Bundesamts für Seeschifffahrt und Hydrographie

Im folgendem werden die Anforderungen des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie, kurz BSH, im Bezug auf das Genehmigungsverfahren eines Windparks dargestellt. In Kapitel 6.3 wird detaillierter beschreiben, welche Auswirkungen die Anforderungen des BSH auf die Design- und Ausführungsphase haben.

5.1. Genehmigungsablauf des BSH allgemeine Vorgehensweise

Wenn in der deutschen AWZ ein Windpark entstehen soll, muss dieses vom BSH als zuständige Behörde genehmigt werden. Wie zuvor beschrieben wurde, ist die Grundlage für die Errichtung von Anlagen in der AWZ das Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 10.12.1982 und das deutsche Seeaufgabengesetz, kurz SeeAufgG. Die darauf beruhende Seeanlagenverordnung regelt das Zulassungsverfahren.

5.2. Planfeststellung nach Seeanlagenverordnung

Grundlage für den Bau eines Offshore Windparks ist das erfolgreiche Absolvieren des Planfeststellungsverfahrens und somit das Erreichen eines Planfeststellungsbeschlusses.

Ein Planfeststellungsbeschluss zur Errichtung eines Windparks darf nur erteilt werden, wenn:

- die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs und die Sicherheit der Bündnisverteidigung nicht beeinträchtigt und
- die Meeresumwelt und der Vogelzug nicht gefährdet werden und
- andere Anforderungen der SeeAnIV oder sonstigen öffentlich-rechtlichen Vorschriften erfüllt werden.

Im Planfeststellungsverfahren werden unter anderem öffentliche- wie auch Naturschutzbelange geprüft. Bei der Planfeststellung wird überprüft, ob der im Antrag angegebene geografische Bereich, zur Bebauung frei gegeben werden kann. Es wird geprüft, welche Auswirkung das Bauvorhaben auf die Belange der Umwelt, der Schifffahrt sowie weiteren öffentlichem Interesse hat. Die Planfeststellung muss proaktiv durch den Antragsteller voran getrieben werden. Da in der AWZ verschiedenste Interessen aufeinandertreffen und diese in Einklang gebracht werden müssen, ist das Planfeststellungsverfahren juristisch wie auch technisch sehr anspruchsvoll.

Zum Planfeststellungsverfahren gehört bei Offshore Windparks mit mehr als 20 Anlagen eine Umweltverträglichkeitsprüfung. In dieser wird geprüft, ob die einzelnen Schutzgüter der Meeresumwelt (z.B. Vögel, Fische, Meeressäuger, Boden und Wasser) durch das Projekt gefährdet werden. Das BSH hat hierzu ein Regelwerk herausgegeben, das den Antragstellern den grundsätzlich für erforderlich gehaltenen Untersuchungsumfang für die einzelnen Schutzgüter vorgibt. Dies ist das Standarduntersuchungskonzept: Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt. Die Rohdaten aus den Umweltuntersuchungen sind dem BSH in bestimmten Formaten zu liefern.²⁰

Das Planfeststellungsverfahren gliedert sich in mehrere Phasen. Der Öffentlichkeit ist es möglich, in diesen Phasen Stellungnahme zum eingereichten Antrag zu beziehen und somit eventuelle Bedenken anzumerken. Das BSH prüft danach auf der Grundlage der eingereich-

²⁰ Vgl. (Genehmigung von Offshore-Windparks - BSH, 2014)

ten Dokumente und Stellungnahmen im Rahmen der Abwägung, ob die Voraussetzungen für eine Genehmigung bzw. Planfeststellung gegeben sind.²¹

Der Beschluss der Planfeststellung wird in den Nachrichten für Seefahrer sowie in zwei überregionalen Tageszeitungen öffentlich bekannt gemacht und im BSH öffentlich ausgelegt.²²

5.3. Genehmigungsablauf des BSH

Für das weitere Verständnis zur Errichtung eines Windparks, nach den Anforderungen des BSH, wird im Folgenden auf den Genehmigungsablauf eingegangen.

Das BSH gibt im Interesse einer verbesserten Rechts- und Investitionssicherheit technische Regelwerke heraus. Diese Regelwerke sind kostenlos und auf der Internetseite des BSH frei verfügbar.

Die vom BSH herausgegebenen Standards wurden durch Expertengruppen des jeweiligen Fachgebietes erarbeitet.

Die Standards beschäftigen sich mit:

- der Baugrunderkundung und den damit verbundenen Mindestanforderungen für Gründungen von Offshore Windenergieanlagen,
- der konstruktiven Ausführung von Offshore Windenergieanlagen
- sowie der Mindestanforderungen an den Korrosionsschutz an Offshore-Anlagen in der AWZ.

Diese drei Standards bilden die Grundbausteine zur Umsetzung eines Offshore Windparks. Im Folgenden wird sich primär auf den Standard konstruktive Ausführung bezogen.

Die Umsetzung eines Projektes erstreckt sich üblicherweise über die folgenden Abschnitte:

- Entwicklungsphase
- Konstruktionsphase
- Ausführungsphase (Fertigung, Transport, Installation sowie Inbetriebnahme)
- Betriebsphase
- Rückbauphase.

Der Genehmigungsprozess des BSH wird in mehreren Freigabestufen geregelt.

Die erforderlichen Unterlagen zu diesen Freigaben sind der Genehmigungsbehörde in den einzelnen Projektphasen rechtzeitig zur Prüfung und Freigabe vorzulegen, zudem wird verlangt, dass das BSH in den Projektphasen kontinuierlich eingebunden wird.

5.4. Die erste BSH Freigabe

Die erste BSH Freigabe erfolgt zu Beginn des Projekts in der Entwicklungsphase. Diese Freigabe wird auf Grundlage der Design Basis und eines bestehenden Vorentwurfes getroffen. In der Design Basis werden die technischen Eingangsvoraussetzungen bestimmt. Diese Eingangsvoraussetzungen werden für jeden Standort und somit jedes Bauwerk im Windpark erstellt. Die Design Basis enthält Daten und Angaben sowie Nachweismethoden, die zum

²¹ Vgl. (Genehmigung und Planfeststellung - Offshore-Windenergie.net, 2014)

²² Vgl. (Genehmigung und Planfeststellung - Offshore-Windenergie.net, 2014)

Entwurf einer standsicheren und gebrauchsfähigen Konstruktion nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik, behelfsweise dem Stand der Wissenschaft, führt. Die Design Basis beruht dabei auf qualifizierten Grundlagen und auf sachverständigen Gutachten.²³

Konkreter bedeutet dies:

- meteorologische und ozeanografische Gutachten (Wind, Welle, Strömung etc.)
- Baugrundgutachten
- weitere Gutachten, z. B. Eisgang etc.

Bei der Baugrunderkundung wird sich hierbei auf den BSH Standard zur Baugrunderkundung bezogen. Das Erkundungskonzept muss darüber hinaus mit dem Zertifizierer/Prüfsachverständigen und dem BSH abgestimmt werden. Eventuelle Abweichungen zu diesem Standard sind beim BSH zu beantragen und dessen Gleichwertigkeit darzustellen. In der Design Basis werden alle Umgebungsbedingungen, Auslegungsparameter sowie die heranzuziehenden Auslegungsnormen und Richtlinien aufgenommen, bzw. benannt. Dies bildet die Entwurfsgrundlage. Auf Grundlage der Design Basis wird ein Vorentwurf erstellt. Beide Dokumente sind Bestandteil der Antragsunterlagen und dienen zur Beurteilung der Genehmigungsvoraussetzungen im Rahmen der Entscheidung über die Genehmigungsfähigkeit.

Design Basis und der darauf basierende Vorentwurf werden von einer unabhängigen Stelle auf ihre Plausibilität überprüft. Der Zertifizierer / Prüfsachverständige muss beim BSH einen Bericht über seine Überprüfung der ihm vorliegenden Dokumente sowie dessen Inhalt vorlegen. Mit der Zertifizierung wird sichergestellt, dass verlässliche Standort- und Auslegungsbedingungen zur Erstellung der Design Basis verwendet wurden. Aufgrund eines positiven Berichtes, der Konformitätsbescheinigung wird die erste BSH Freigabe erteilt.²⁴

5.5. Die zweite BSH Freigabe

Die Entwicklung des Basic Designs geschieht in der Konstruktionsphase. In dieser Phase werden die endgültigen Einwirkungen in Abhängigkeit vom gewählten System z. B. der WEA bestimmt. Mit diesen Einwirkungen lassen sich detaillierte Nachweise, Konstruktionspläne und Spezifikationen erstellen. Dies gilt für Tragstrukturen wie Turm, Gründung, Wohnplattform, Umspannstation, Netzanbindung der Umspannstation sowie weitere sich im Windpark befindende Bauwerke. Für die Turbine reicht ein Nachweis für die Eignung am Standort, wenn diese durch eine Typenzertifizierung alle Auflagen erfüllt.

Mindestens ein Jahr vor Beginn der Errichtung der Anlage sind dem BSH die zertifizierten/geprüften Konstruktionsunterlagen in Form der Design Basis und des grundlegenden Entwurfsplanes dem Basic Design vorzulegen. Der grundlegende Entwurf, somit das Basic Design, wird durch einen Zertifizierer/Prüfsachverständiger geprüft und bei erfolgreichem Abschluss dieser Überprüfung eine Konformitätsbescheinigung ausgestellt.

Das BSH erteilt nach Vorlage der Konformitätsbescheinigung zur Konstruktionsbewertung und nach abschließender eigener Prüfung z. B. durch die Bundesanstalt für Wasserbau BAW sowie der Bundesanstalt für Materialforschung und Prüfung BAM, die zweite Freigabe, die Freigabe für die Errichtung.

²³ Vgl. (BSH Standard Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen, 2007)

²⁴ Vgl. (BSH Standard Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen, 2007)

5.6. Die dritte BSH Freigabe

Zwischen Konstruktions- und Ausführungsphase befindet sich die Ausführungsplanung. Im Rahmen der Ausführungsplanung wird das vorangegangene Basic Design in ein Final Design überführt. Es werden Detailberechnungen durchgeführt und Ausführungsunterlagen wie z. B. Zeichnungen, Spezifikationen, Pläne etc. erstellt.

Zudem muss dem BSH ein Logistik- und Rückbaukonzept vorgelegt werden.

Das Final Design sowie das Logistik- und Rückbaukonzept werden vom Zertifizierer / Prüf-sachverständigen geprüft und eine Konformitätsbescheinigung für die standortbezogene Konstruktionsbewertung erteilt. Das BSH erteilt die dritte Freigabe welche den Startschuss für die Ausführungsphase darstellt.

5.7. Die BSH Freigabe in der Praxis

Das beschriebene Vorgehen wird so in der Praxis nicht gelebt. Es zeigt sich, dass die Zeit zwischen Planungsstart und Beginn der Ausführung zu kurz ist. Meist wird schon mit der Ausführungsphase begonnen, obwohl noch kein zertifiziertes Design in der zweiten bzw. dritten Freigabe vorliegt.

Durch die großen Abmaße, die sehr hohen Bauteilgewichte von bis zu mehreren hundert Tonnen sowie den hohen Qualitätsanforderungen an die Ausführung, ist die Fertigung von Offshore Strukturen auf wenige Fertigungsstätten in Europa begrenzt. Der erforderliche Stahlbau wird meist in Schiffswerften oder Spezialbetrieben mit den nötigen Fertigungsmitteln (Schwerlastkrane) betrieben. Auch die Beschaffung der Ausgangsbleche in den erforderlichen Stahlgüten erweist sich als planerisches Risiko. Aufgrund dieser beiden, aber auch weiteren Faktoren ist die Umsetzung, wie sie im BSH Standard gefordert wird, in der Praxis derzeit kaum umsetzbar.

Um Planungssicherheit im Bezug auf Fertigungskapazität und Materialfluss zu bekommen, müssen die Projekte die angesetzten Zeitpläne realistischer gestalten. Da die Offshore Wind Branche noch sehr jung ist, wird sich dies in Zukunft durch einen wachsenden Erfahrungsschatz regulieren.

Das folgende Kapitel 6 bildet die Grundlage für den weiteren Verlauf der Ausarbeitung. Es dient dazu, den Leser in die allgemeinen Grundlagen von Offshore Windparks einzuführen.

6. Allgemeine Grundlagen von Offshore Windparks

Nachdem die allgemeinen rechtlichen Anforderungen zur Errichtung eines Windparks in der deutschen AWZ erläutert wurden, wird nun, in den folgenden Kapiteln, auf die technischen und normativen Anforderungen eingegangen. Hierzu ist es wichtig, die Unterschiede zwischen On- und Offshore zu kennen, um somit zu verstehen, welche Anforderungen an ein Bauwerk auf dem Meer gestellt werden. Wie in Kapitel 2 erwähnt wird in dieser Ausarbeitung auf das Tragwerk der DanTysk OAP eingegangen. Daher wird in Kapitel 6.2 der Aufbau der Gründungsstruktur der OAP genauer beschrieben. Aus der Zuständigkeit des BSH in der deutschen AWZ ergeben sich normative Anforderungen an die Konstruktion und Ausführung von Offshore Bauwerken. Eine Übersicht der derzeit gängigen Normen und Richtlinien sowie den Anforderungen des BSH im Offshore Stahlbau wird in Kapitel 6.3 gegeben.

6.1. Darstellung der Unterschiede von On- zu Offshore

Die Projektdurchführung von On- zu Offshore ist nicht einfach vergleichbar. Nicht nur, dass der logistische Aufwand für Offshore Projekte größer ist, zudem sind die rechtlichen Grundlagen und die daraus resultierenden Freigabe- und Genehmigungsprozesse wie in Kapitel 4.3 und Kapitel 5 beschrieben, andere.

Onshore belaufen sich die Investitionskosten für eine Anlage auf durchschnittlich ca. 1,15 Mio. €/MW. Eine Offshore WEA ist mit etwa 3,3-3,6 Mio. €/MW Investitionskosten deutlich teurer.²⁵ Die folgenden Diagramme veranschaulichen den Investitionskostenunterschied von On- zu Offshore graphisch.

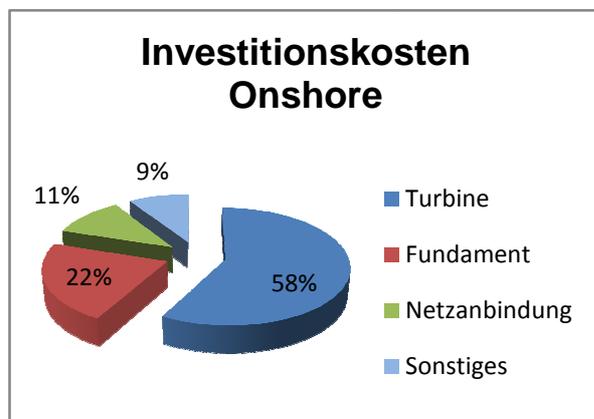


Diagramm 2: Investitionskosten Onshore

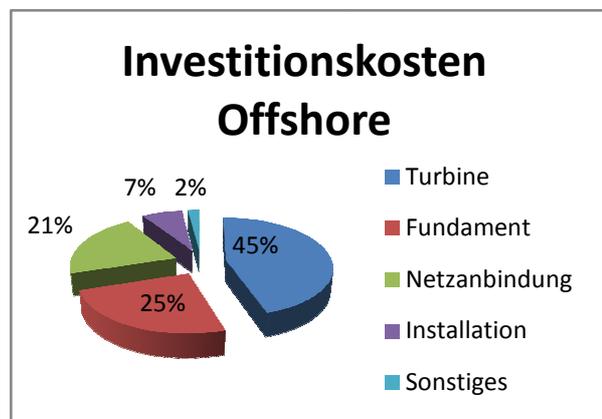


Diagramm 3: Investitionskosten Offshore

Der Kostenunterschied, wie er in Diagramm 2 und Diagramm 3 zu erkennen ist, hat verschiedene Gründe.²⁶ Die Onshore WEA ist im Allgemeinen jeder Zeit zugänglich. Dies bedeutet, dass auf eine Störung der Anlage sehr schnell reagiert werden kann. Auch die Wartung ist durch die Zugänglichkeit an Land einfacher. Äußere Inspektionen z. B. der Rotorblätter lassen sich bei kleineren Anlagen z. B. vom Kran oder einem Hubgerüst aus durchführen und müssen nicht wie Offshore durch die teure und langsamere Seilzugangstechnik ausgeführt werden. Auch ein Austausch von Anlagenkomponenten (Lager, Generatoren, technische Ausrüstung) ist Onshore durch die Umgebungsbedingungen (Infrastruktur, Personal, Krane) einfacher. Offshore müssen solche Arbeiten von speziellen Schiffen aus durchgeführt werden. Die Arbeiten vom Schiff können nur bei bestimmten Wetterbedingungen durchge-

²⁵ (Skiba, 2012, S. 2)

²⁶ Diagramme nach (Windmonitor, 2014)

führt werden. Diese Schiffe müssen für einen festen Zeitraum gebucht werden. Jegliche Wartezeit durch z. B. schlechtes Wetter, die das Schiff im Hafen liegt, muss bezahlt werden. Dies ist Onshore, bei einem gebuchten Kran auch der Fall, allerdings ist hier der technische und personelle Aufwand geringer.

Weiterhin sind die Umgebungsbedingungen von On- zu Offshore unterschiedlich. Offshore werden an den Windpark andere Anforderungen gestellt als Onshore. Die extrem salzhaltige Luft sowie das umgebene Meer sind extreme Umgebungsbedingungen für ein Bauwerk. Eislasten und die höheren Windgeschwindigkeiten führen ebenfalls zu erschwerten Bedingungen.

Aufgrund der schlechteren Erreichbarkeit und den erschwerten logistischen Abläufen wird Offshore versucht, durch hohe technische Anforderungen einen möglichst wartungsfreien Betrieb des Windparks zu gewährleisten. Dies macht Offshore Windparks so viel teurer als Onshore Windparks.

Die Tendenz bei Offshore Windparks geht aufgrund der höheren Windverfügbarkeit zu großen Turbinen der 8 MW Klasse. Aus diesen vergleichsmäßig größeren Turbinen zum Onshore Bereich resultieren größere Lasten. Um diese Lasten der Turbine in den Meeresboden einzuleiten, bedarf es einer Tragstruktur. Auch hier ergeben sich Unterschiede in der Gestaltung und Ausführung. Onshore wird der Turm der Windenergieanlage meist auf ein Betonfundament gestellt. Offshore wird der Bereich zwischen Meeresboden und Turm der WEA über eine Gründungsstruktur erschlossen. Alle Kräfte, die durch den Aufbau eingeleitet werden, müssen durch diese Struktur in den Meeresboden abgeleitet werden.

Abhängig von den Standortbedingungen wie Wassertiefe, Wellenbelastungen oder Bodenbeschaffenheiten sowie den Anlagenspezifikationen, wird eine passende Gründungsstruktur konstruiert und gefertigt.

Die in der Ausarbeitung betrachtete Gründungsstruktur der OAP, wird im folgenden Kapitel beschreiben.

6.2. Gründungsstruktur der Wohnplattform

Im Windpark DanTysk wurde wie im Kapitel 2 schon erläutert eine Wohnplattform (engl. Offshore Accommodation Plattform kurz OAP) installiert. Die OAP ist ein kastenförmiger Aufbau mit mehreren Stockwerken / Decks, der sich in mehrere Sektionen aufteilt. Auch dieses Bauwerk braucht, genau wie eine Windenergieanlage, eine Unterstruktur durch die die Wohnplattform mit dem Meeresboden verbunden wird. Die OAP steht auf einem vierbeinigen Rahmentragwerk, welches in der Fachsprache als Jacket bezeichnet wird. Bei diesem Rahmentragwerk, im folgenden Tragwerk genannt, handelt es sich um eine Fachwerk-Rahmenstruktur, welche durch Pfähle mit dem Meeresboden verbunden ist. Das Jacket besteht typischerweise aus Stahlrohren, die durch Schweißverbindungen aneinandergesetzt werden.

Kräfte resultierend aus dem Aufbau, also der Wohnplattform, werden am Kopf des Jackets in die Struktur eingeleitet. Die Kraft wird durch die Fachwerkstruktur an den Pilesleeves, einem Bauteil zum Übergang des Jackets auf den Pfahl, über eine Grout-Verbindung an die Pfähle, die sich in der Fachsprache Piles nennen, übertragen und somit in den Meeresboden eingeleitet. Grout ist ein spezieller Zement, der eine feste Verbindung zwischen Pilesleeve und Pile herstellt.

Die Auslegung, also das Design und die daraus resultierenden geometrischen Abmaße des Jackets hängen hauptsächlich von folgenden Faktoren ab:

- Meerestiefe
- geologische Beschaffenheit und Eigenschaften des Meeresbodens
- einwirkende Lasten aus dem Aufbau
- Umwelteinflüsse wie: Strömung, Wellengang, Eis, etc.

Aus diesen Faktoren ergeben sich:

- die Gesamthöhe der Gründungsstruktur
- Anzahl der Beine der Gründungsstruktur
- geometrische Anordnung der Gründungsstruktur und dessen Pfähle mit passender Dimensionierung der Rohrdurchmesser und Wandstärken
- Rammtiefe der Pfähle

Die Fertigung eines Jackets erfolgt an Land und im europäischen Raum meist in Schiffswerten mit ausreichender Krankkapazität. Das Jacket wird in mehrere Baugruppen unterteilt und schweißtechnisch gefertigt. Der finale Zusammenbau des Jackets kann, wenn dies logistisch nicht anders möglich ist, auf dem Meer erfolgen.

Das Jacket der OAP DanTysk Abbildung 4²⁷ teilt sich in folgende Komponenten auf.

²⁷ Vgl. Vattenfall OAP

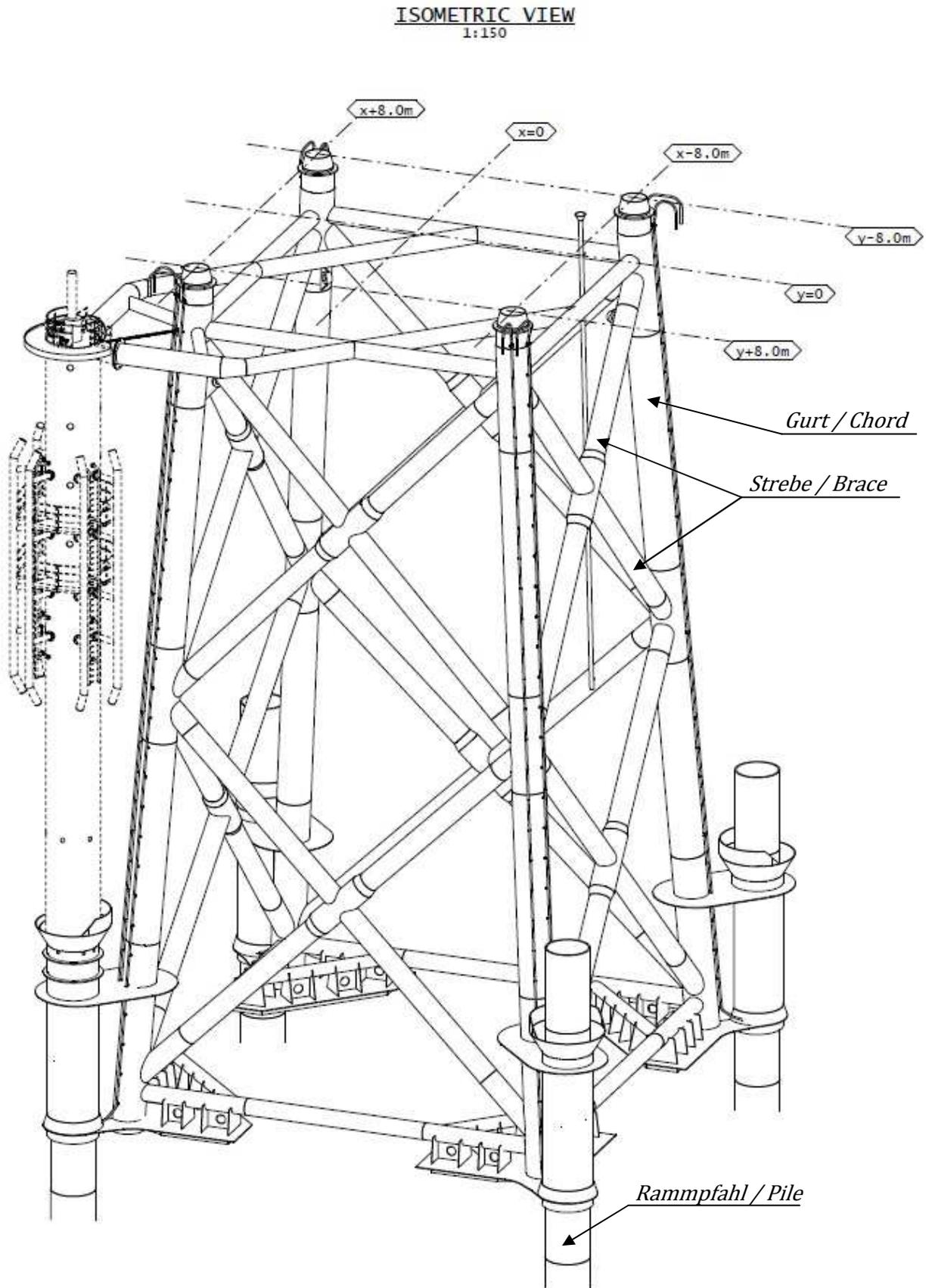


Abbildung 4: Aufbau eines Jackets

Ein Jacket ist eine Stahlkonstruktion, die aus mehreren Rohren zusammengesetzt wird. Im folgenden beschäftigt sich diese Arbeit mit der schweißtechnischen Umsetzung eines Knoten-Stoßes. Ein Knoten in einem Fachwerk liegt immer dann vor, wenn an einen durchlaufenden Gurt abzweigende Streben angeschlossen werden.

Wenn möglich sollten sich alle Schwerelinien in einem Punkt treffen, um konstruktiv bedingte Biegemomente im Fachwerk zu vermeiden.

Im Gegensatz zu einer reinen Fachwerkkonstruktion, die die Lasten über Normalkräfte ableitet, werden die Knoten bei einem Offshore Jacket aufgrund ihrer Dimensionen als komplett biegesteifer Anschluss gerechnet.

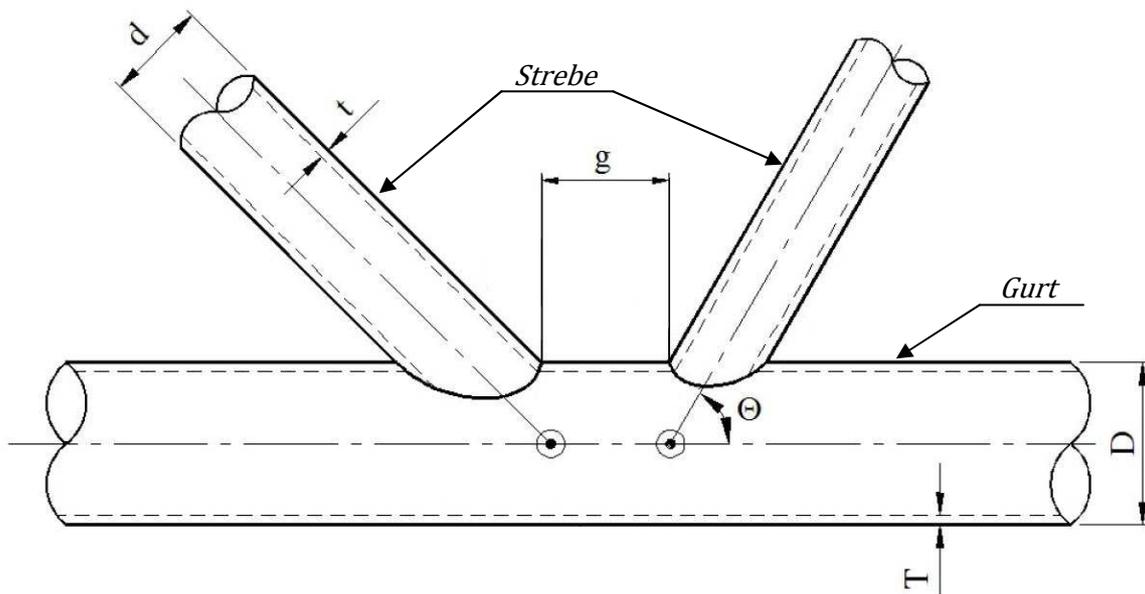


Abbildung 5: Komponenten eines Jacket-Knotens

In Abbildung 5²⁸ sind alle relevanten Bezeichnungen an einem Jacket-Knoten zu erkennen. Hierbei wird als Gurt das Element mit dem größtem Durchmesser bezeichnet. An den Gurt schließen sich ein oder mehrere Streben an.

Auf die unterschiedlichen Anschlussarten und dessen Auswirkung auf die Spannungsverteilung am Knoten wird in Kapitel 7.3 eingegangen.

Die Konstruktion und Ausführung eines Jackets wird durch die Anwendung von Normen und Richtlinien umgesetzt. Das folgende Kapitel gibt zunächst einen Überblick über die aktuellen gängigen Normen und Richtlinien im Offshore Stahlbau. Anschließend werden diese durch die Anforderungen des BSH spezifiziert.

²⁸ (DNV-RP-C203, 2012, S. 32)

6.3. Offshore Normen und Richtlinien

Dieses Kapitel soll einen Überblick über die derzeit aktuellen Offshore Standards im Bereich der Konstruktion und der Ausführung geben.

Alle der aufgeführten Normen und Standards bilden mit weiteren Standards, der gleichen Institution oder Normenreihe, ein Gesamtpaket. Dies bedeutet unter anderem, dass eine Tragstruktur, die nach DIN EN 1993 konstruiert wurde, nach den Anforderungen der EN 1090 ausgeführt werden muss. Um ein durchgängiges Sicherheitskonzept in der Konstruktion und der anschließenden Ausführung zu erlangen ist es unzulässig, Standards zu vermissen. Es sei denn, der Standard macht eine explizite Aussage, dass dies zulässig ist.

Tabelle 3: Übersicht der Offshore Normen und Standards

Bezeichnung	Ursprung / Einsatzbereich	Ursprungsland	Norm / Richtlinie
Eurocode DIN EN 1990 bis 1999	Ursprung zur Beseitigung von Handelshemmnissen in der EU Regeln für die Bemessung im Bauwesen	Europa	Bauaufsichtlich zugelassene (harmonisierte) Norm
DIN EN ISO 19902	Ursprung in der Öl- und Gasindustrie Offshore Standard für Stahlplattformen	Europa	Bauaufsichtlich <u>nicht</u> zugelassene Norm
API RP 2A	Ursprung in der Öl- und Gasindustrie Offshore Standard	Amerika	Amerikanische Norm
Germanischer Lloyd GL	Ursprung aus der Schiffs-klassifikation sowie der der Öl- und Gasindustrie Offshore Wind Standard	Deutschland	Industriell aufgebaute Richtlinie
Det Norske Veritas DNV	Ursprung aus der Schiffs-klassifikation sowie der der Öl- und Gasindustrie Offshore Standard für Stahlkonstruktionen	Norwegen	Industriell aufgebaute Richtlinie
Norsok	Ursprung in der Öl- und Gasindustrie Offshore Standard für Stahlkonstruktionen	Norwegen	Norwegische Norm
Eemua	Öl-, Energie und Prozessindustrie	Großbritannien	Richtlinie (Non-Profit-Organisation)

Tabelle 3 zeigt einen Überblick der anwendbaren Normen und industriellen Richtlinien für die Konstruktion und Ausführung einer Offshore Tragstruktur aus Stahl.

Wie in der Tabelle 3 zu erkennen ist, sind die meisten Normen und industriellen Richtlinien aus dem Bereich der Öl- und Gasindustrie gewachsen. Der gegebene Überblick zeigt, welche Normen und industriellen Richtlinien zur Konstruktion und Ausführung von Offshore Bauwerken möglich wären. Allerdings gilt diese Vielfalt an Normen und industriellen Richtlinien so nicht in der deutschen AWZ. Wie in Kapitel 4.3 und Tabelle 2 gezeigt ist für ein Bauwerk in der AWZ das BSH zuständig. Wie in Kapitel 5.3 beschrieben gibt das BSH eigene Standards zur Konstruktion und Ausführung von Offshore Windparks heraus.

Die Standards beschäftigen sich mit:

- der Baugrunderkundung und den damit verbundenen Mindestanforderungen für Gründungen von Offshore Windenergieanlagen,
- der Konstruktiven Ausführung von Offshore Windenergieanlagen,
- sowie den Mindestanforderungen an den Korrosionsschutz an Offshore-Anlagen in der AWZ.

Diese drei Standards bilden die Grundbausteine zur Umsetzung eines Offshore Windparks.

Diese Standards sind nicht als konkrete Auslegungsstandards zu verstehen. Vielmehr wird in ihnen beschrieben, welche Anforderungen an eine Genehmigung des Offshore Windparks bestehen und welche Nachweise für diesen erbracht werden müssen. Dem Anwender wird somit aufgezeigt, welche Anforderungen für eine Genehmigung eines Offshore Windparks einhalten muss. Da sich diese Ausarbeitung im weiteren Verlauf primär mit der Ermüdungsfestigkeit von Schweißverbindungen beschäftigt, wird als Grundlage der Ausarbeitung auf den BSH Standard: *"Konstruktive Ausführung von Offshore Windenergieanlagen"* und seine Anwendungshinweise eingegangen.

Der BSH Standard *"Konstruktive Ausführung von Offshore Windenergieanlagen"* gibt in seinem Anwendungshinweis vom 19.01.2012 eine klare Aussage über die anzuwendende Vorschriftenhierarchie.

Unter Abschnitt 2.1 des Anwendungshinweises heißt es:

*"... Entsprechend dem Standard Konstruktion sind beim Entwurf vorrangig nationale und europäische bauaufsichtlich eingeführte Normen anzuwenden."*²⁹

Der BSH Standard ist somit eindeutig und fordert die Anwendung nationaler und internationaler Normen vor industriellen Richtlinien privatwirtschaftlich orientierten Institutionen.

²⁹ Vgl. (Anwendungshinweise für den Standard „Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen“ des BSH, 2012, S. 3)

Des Weiteren wird in Abschnitt 2.3 eine Aussage zur Bemessung im Stahlbau getroffen:

" 2.3 Regelwerke für Bemessung und Ausführung

Die Entwurfsverfasser und der Sachverständige für Geotechnik haben unter Berücksichtigung der bevorstehenden Änderungen die folgenden Basisnormen mit ihren Berichtigungen und normativen Verweisen einschließlich der zugehörigen Ausführungsnormen heranzuziehen: - Stahlbau: derzeit:

DIN 18800-1:2008-11 bzw. DIN EN 1993 (EC 3)

voraussichtlich ab 2011:

DIN EN 1993-1:2010-12 (EC 3)"

Somit ist für die Konstruktion der Eurocode 3 mit seinen Teilnormen anzuwenden. Dies hat zu Folge, dass die Ausführung, also die Herstellung der Tragstruktur nach DIN EN 1090 erfolgen muss.

" 1 Allgemeines

1.1 Anwendungsbereich

1.1.1 Anwendungsbereich von Eurocode 3

(3) Eurocode 3 gilt in Verbindung mit folgenden Regelwerken:

- ...EN 1090, Herstellung und Errichtung von Stahlbauten — Technische Anforderungen;... " ³⁰*

Aufgrund der Anforderungen des BSH zur Konstruktion und Ausführung nach Eurocode 3 in Verbindung mit EN 1090 wird diese in der weiteren Ausarbeitung als führender Standard betrachtet. Der DNV mit seinen industriellen Richtlinien ist in der Offshore Branche ebenso etabliert wie anerkannt. Aus diesem Grund werden die folgenden Vergleiche zwischen Eurocode und DNV gezogen.

Um einen Einstieg in die Thematik der Konstruktion und die Ausführung eines Jackets zu bekommen dient Kapitel 7. Unter anderem wird auf die Bedeutsamkeit dynamisch belasteter Konstruktionen und dessen Ermüdungsnachweise eingegangen. Es wird versucht, den Leser über eine allgemeine Einleitung in die Thematik zu führen, um dann im weiteren Verlauf konkret auf die Nachweise nach Eurocode und DNV einzugehen. Hierbei werden auch die Aspekte der Ausführung betrachtet.

³⁰ (DIN EN 1993-1, 2010, S. 8)

7. Design-Möglichkeiten unter dynamischer Belastung

Wie in Kapitel 6.1 erläutert wurde, ist die Wartung von Offshore Tragwerken sehr aufwendig und mit hohen Kosten verbunden. Tragwerke im Offshore Windpark müssen daher über die geplante Betriebszeit die volle Gebrauchstauglichkeit besitzen. Gebrauchstauglichkeit eines Tragwerkes bedeutet, dass das Tragwerk, wie nach den in der Planung festgelegten Bedingungen, voll funktionsfähig ist. Um die Tragfähigkeit gewährleisten zu können, müssen bei der Auslegung des Tragwerks nicht nur die statischen Lasten, sondern auch die sich mit der Zeit ändernden dynamischen Lasten berücksichtigt werden. Diese dynamischen Lasten sind zeitabhängig, im technischen wird diese Abhängigkeit als Schwingung beschrieben. Die grundlegenden Kennwerte einer schwingenden Belastung sind in Abbildung 6³¹ dargestellt.

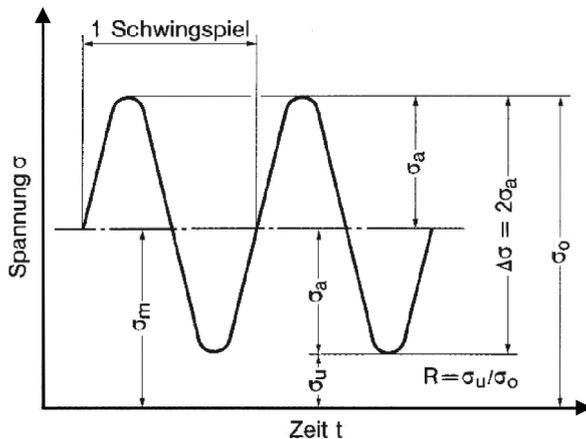


Abbildung 6: Beanspruchungskennwerte aus dynamischer Belastung

mit: $\Delta\sigma$ Spannungsschwingbreite, σ_a Spannungsamplitude, σ_o Oberspannung, σ_u Unterspannung, Spannungsverhältnis R

Lastkollektiven abgebildet. Durch die Schadensakkumulations-Hypothese nach Palmgren und Miner lässt sich somit die Schädigung des Bauteils abhängig von dem jeweiligen Lastkollektiv beurteilen, siehe Kapitel 7.5.

Die ausschlaggebende Einflussgröße für geschweißte Konstruktionsdetails stellt die Spannungsschwingbreite $\Delta\sigma$ dar. Die Spannungsschwingbreite ergibt sich aus der Differenz der maximalen und minimalen Spannungen, die auch als Ober- bzw. Unterspannung bezeichnet werden. Abbildung 6 zeigt die Änderung der Spannung σ in Abhängigkeit von der Zeit t für eine Beanspruchung mit konstanter Amplitude. Die Spannung schwankt zwischen σ_{min} und σ_{max} .³²

$$\Delta\sigma = \sigma_o - \sigma_u \quad (1)$$

mit:

Symbol	Bedeutung	Einheit
$\Delta\sigma$	Spannungsschwingbreite	MPa
σ_o	Oberspannung	MPa
σ_u	Unterspannung	MPa

³¹ Abbildung 6 nach (Vormwald, Radaj, 2007, S. 16)

³² (Dr. Dipl. Bauing. A. Nussbaumer; Dr.-Ing. H.-P. Günther, 2006)

Der wesentlichste durch die äußeren Einwirkungen zu erwartende Fehler an einem Tragwerk ist ein Riss. Aus diesem Grund sind gerade die Bereiche, in denen eine überwiegende Zugbeanspruchung vorliegt, gefährdet.

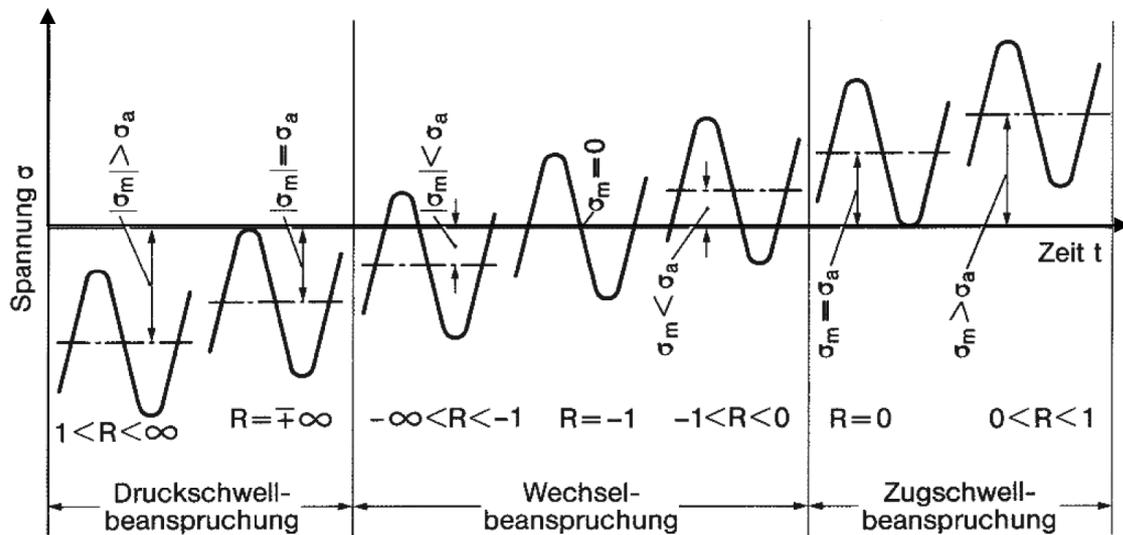


Abbildung 7: Beanspruchungsbereiche durch schwingende Belastung

Dynamischen Lasten werden, wie in Abbildung 7³³ dargestellt, in folgende Beanspruchungen unterschieden:

- Druckschwellbeanspruchung
- Wechselbeanspruchung
- Zugschwellbeanspruchung

Die Druckschwellbeanspruchung ist hierbei für die Risseinleitung und das Risswachstum an einer ungeschweißten Konstruktion unkritisch, da der Riss in diesem Bereich geschlossen wird. Durch den Einfluss von Schweißeigenstressungen ist dies bei geschweißten Bauteilen im Allgemeinen jedoch nicht der Fall. Rissbildung und -wachstum hängen von der Summe aus aufgetragenen Spannungen und Eigenstressungen ab. Durch diese Besonderheit liegt bei geschweißten Bauteilen der Ort der Rissentstehung durchgehend im Zugbereich. Daher hat ein aufgetragener Spannungswechsel im Druckbereich nahezu keinen Einfluss auf die Lebensdauer.³⁴

Wie in Kapitel 6.2 beschrieben, werden die Rohrverbindungen an einem Jacket durch eine Schweißverbindung ausgeführt. Hierbei ist ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Lebensdauer eines Jackets die Ausführungsqualität der Schweißnaht. Aus diesem Grund wird im folgenden Kapitel 7.1 auf die Besonderheiten der Schweißverbindung eingegangen.

³³ Abbildung 7 nach (Vormwald, Radaj, 2007, S. 17)

³⁴ (Dr. Dipl. Bauing. A. Nussbaumer; Dr.-Ing. H.-P. Günther, 2006)

7.1. Besonderheiten der Schweißverbindung

Jacket-Knoten werden durch eine Schweißverbindung aneinander gefügt. Daher ist es wichtig, die Einflüsse einer Schweißnaht auf die Gestaltung sowie die Ausführung zu kennen und diese im Ermüdungsfestigkeitsnachweis zu berücksichtigen. Dem Leser wird in diesem Kapitel ein Überblick über die Besonderheiten der Schweißnaht gegeben. Die Thematik der Nahtausführung und dessen Ermüdungsfestigkeitsnachweis wird in Kapitel 7.3 behandelt.

Eine Schweißnaht stellt, auch wenn diese technisch richtig ausgeführt wurde, immer eine Schwächung des Bauteils dar. Eine Schweißnaht fungiert als metallurgische sowie geometrische Kerbe, an der sich Spannungskonzentrationen im Bauteil aufbauen. Diese Spannungskonzentrationen können, gerade unter dynamischer Belastung, zur lokalen Überlastung des Werkstoffes und letztendlich zu Rissen führen. Schweißen ist ein „spezieller Prozess“. Dies bedeutet, dass nach der Durchführung der Schweißarbeiten keine einhundert prozentige Aussage über die Qualität der gefertigten Schweißnaht getroffen werden kann. Erst mit Hilfe von aufwendiger Prüftechnik lassen sich mögliche Unregelmäßigkeiten in der Schweißnaht erkennen.

Eine Unregelmäßigkeit der Ausführungsqualität stellt hierbei noch keinen Fehler im eigentlichen Sinne dar. Erst das Verletzen der gewählten Qualitätsanforderungen führt zu einem Fehler.

Das Fügen eines Jacket-Knotens erfolgt durch einen Schweißprozess unter Einsatz eines Schweißzusatzwerkstoffes. Dies führt zu Werkstoffinhomogenitäten. Der Schweißzusatzwerkstoff ist zwar artähnlich, doch um Qualitätsprobleme in der Fertigung und im Schweißprozess zu kompensieren, wird der Schweißzusatzwerkstoff meist überlegiert. Der Schweißzusatzwerkstoff vermischt sich mit dem aufgeschmolzenen Grundwerkstoff und bildet ein metallurgisches Gefüge aus. Das Gefüge wird durch die chemische Zusammensetzung von dem Grundwerkstoff und dem Schweißzusatzwerkstoff beeinflusst. Am Nahtübergang, der Schmelzlinie bzw. in der Schweißnaht können dabei Mikroporen und Mikroeinschlüsse entstehen. Diese Einflüsse können durch den eingesetzten Schweißzusatzwerkstoff und den verwendeten Schweißprozess positiv beeinflusst werden. Schwieriger ist dies in der durch die Schweißwärme entstandenen Wärmeeinflusszone, kurz WEZ. Um eine einwandfreie Schweißverbindung herzustellen, müssen die Nahtflanken des Grundwerkstoffes durch den Schweißprozess aufgeschmolzen werden. Die Schmelztemperatur von Baustahl liegt bei etwa $T_s = 1500^\circ\text{C}$. Die zum aufschmelzen des Grundwerkstoffes sowie des Schweißzusatzwerkstoffes aufgebrachte Wärme wird über den Grundwerkstoff abgeleitet. Dabei durchläuft der Grundwerkstoff und der Schweißzusatzwerkstoff Temperaturbereiche von $\Delta T = T_{\text{schmelz}} - T_{\text{Umgebung}}$ in kurzen Zeitintervallen. Entscheidend ist hierbei die Abkühlgeschwindigkeit zwischen 800°C bis 500°C , in der Schweißtechnik ist diese als $t_{8/5}$ Zeit bekannt.

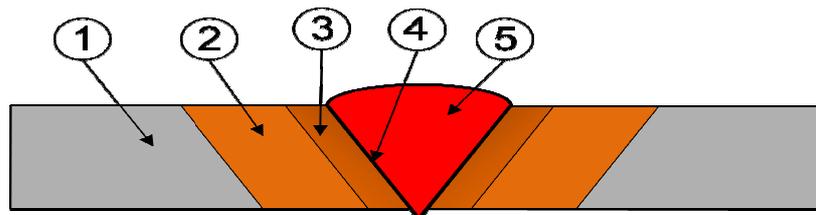


Abbildung 8: Schematische Darstellung der Gefügeausbildung in der WEZ ³⁵
mit: 1. Grundwerkstoff, 2. Mischgebiet, 3. Grobkornzone, 4. Schmelzlinie und 5. Schweißgut.

³⁵ Mod. nach (GSI-SFI-Aktuell 2013, 2013, S. 16 Kapitel 2.05)

Die eingebrachte Schweißwärme führt unter Berücksichtigung der Abkühlzeit zur Ausbildung unterschiedlicher Gefügetypen in der WEZ, siehe Abbildung 8. Durch die Schweißwärme in Verbindung mit der Abkühlzeit werden:

- Der Gefüge Typ,
- die Korngröße,
- sowie der Härteverlauf und die Kerbschlagarbeit in der WEZ

beeinflusst. Diese haben Einfluss auf das Materialverhalten. Dadurch werden unter anderem die Streckgrenze und die Duktilität etc. beeinflusst. Zur Abschätzung der sich einstellenden WEZ können Schweiß-ZTU-Diagramme eingesetzt werden.³⁶ Die $t_{8/5}$ Zeit lässt sich durch bestimmte Wärmeleitungsprozesse beeinflussen. Zu diesen gehört das Vorwärmen des Bauteils auf eine sogenannte Vorwärmtemperatur. Die Vorwärmtemperatur ist abhängig vom eingesetzten Werkstoff, den zu verbindenden Blechdicken sowie dem gewünschten Gefüge. Ermittelt werden kann die Vorwärmtemperatur nach SEW 088-2 und der Norm DIN EN 1011-2.³⁷

In der Ausführung der Schweißnaht können weitere Unregelmäßigkeiten entstehen.

Je nach Belastungs- und Sicherheitsniveau des Bauteils kann der Designer in der Konstruktion schweißtypische Unregelmäßigkeiten wie Poren, Lunken, Einbrandkerben, schroffe Nahtübergänge etc. zulassen. Diese Unregelmäßigkeiten führen ebenso wie die oben genannten metallurgischen Effekte zur Spannungskonzentration im Bereich der Schweißnaht. In der Auslegung der Bauteile werden diese Unregelmäßigkeiten meist durch Abmilderung der zulässigen Spannung berücksichtigt. Die im Design geforderte Schweißnahtqualität wird meist durch die DIN EN ISO 5817³⁸ festgelegt. Der Designer kann mit der DIN EN ISO 5817 (Bewertungsgruppen von Unregelmäßigkeiten) Bewertungsgruppen der Schweißnahtqualität festlegen. Die DIN EN ISO 5817 stellt hierbei einen Bewertungskatalog an möglichen Ausführungsunregelmäßigkeiten dar. Schweißnähte können bei einer mangelhaften Ausführungsqualität nachgearbeitet werden. Diese Schweißnahtnachbehandlung dient meist einer Verringerung der Kerbschärfe am Nahtübergang. Auf mögliche Unregelmäßigkeiten, speziell für den Fertigungsprozess am Jacket-Knoten wird in Kapitel 7.3 genauer eingegangen. Eine Übersicht der gängigen Nachbehandlungsverfahren gibt Tabelle 4.

Tabelle 4: Übersicht der Nachbehandlungsverfahren

Verringerung der Kerbschärfe	Erzeugen von Druckeigenspannungen
- Ausschleifen des Nahtübergangs	- Hämmern
- Aufschmelzen des Nahtübergangs	- Nadeln
	- Strahlen mit Stahlkugeln

³⁶ Auf diese wird in der weiteren Ausführung nicht weiter eingegangen.

³⁷ Vgl. (GSI-SFI-Aktuell 2013, 2013, S. 2.08 S.24)

³⁸ Die DIN EN ISO 5817 regelt die Bewertungsgruppen von Unregelmäßigkeiten unter Zuhilfenahme der Zerstörungsfreien Prüfung kurz ZFP des Bauteils.

Des Weiteren treten in Schweißkonstruktionen Schweißeigenspannungen und Verzug auf. Eigenspannungen und Verzug sind voneinander abhängig. Gibt man den zu fügenden Bauteilen bei der Erstarrung des Schmelzbades „freien Raum“, so können sich die zu erwartenden Schrumpfspannungen frei in dem Bauteil abbauen. Dies bedingt den maximalen Verzug. Da Bauteile einem gewissen Anspruch an Maßhaltigkeit und dem entsprechende Toleranzen haben, werden diese oft in einer Vorrichtung geschweißt. Durch die Vorrichtung, also das Zwängen der Bauteile in eine bestimmte Geometrie, kann kein Verzug stattfinden. Dies bedeutet, dass das Bauteil die Schrumpfspannungen (Zugspannungen) des Schmelzbades aufnehmen muss. Dies führt zu zusätzlichen Eigenspannungen in der Struktur.

Alle aufgeführten Effekte, die in der Schweißnaht und dem umgebenden Grundwerkstoff auftreten, haben eine Einwirkung auf die lokale Spannung an der Fügestelle. Global auf das ganze Bauteil bezogen sind diese jedoch gering.

Je nach eingesetztem Werkstoff kann das Eigenspannungsniveau in der Struktur durch einen Wärmebehandlungsprozess z. B. durch Spannungsarmglühen bei Temperaturen von $T_{Span} = 600 - 650^{\circ}C$ gesenkt werden. Bei thermomechanisch gewalzten Feinkornbaustählen nach DIN EN 10025-4 (Technische Lieferbedingungen für thermomechanisch gewalzte schweißgeeignete Feinkornbaustähle), die oft in Tragwerken im Bereich Offshore zum Einsatz kommen, ist dies nicht zulässig, da durch diese Wärmebehandlung der feinkörnige Gefügebau des Werkstoffes zerstört wird.

Eine weitere Möglichkeit ist daher das gezielte Einbringen von Druckeigenspannungen an der Oberfläche der Schweißnaht und dem umliegenden Grundwerkstoff durch z. B. Hämmern oder das Strahlen mit Stahlkugeln. Durch das Einbringen von Druckeigenspannungen wird die für die Risseinleitung vorherrschende Zugspannung an der Oberfläche abgesenkt und somit gerade bei dynamischen Beanspruchungen die Ermüdungsfestigkeit des Bauteils gesteigert. Zudem kann das Eigenspannungsniveau positiv durch eine kontrollierte Wärmebehandlung des Bauteils beeinflusst werden. Dies lässt sich durch Vorwärmen des Bauteils mit möglichst wenig Wärmeeintrag, durch das schweißen und befolgen einer sinnvollen Schweißreihenfolge sowie einer kontrollierten Abkühlung erreichen. Bei komplexen Schweißaufgaben kann dies zur Folge haben, dass großflächige Bereiche um die Naht vorgewärmt werden sowie mehrere Schweißprozesse gleichzeitig an einer Naht eingesetzt werden, um somit einen symmetrischen Wärmeeintrag zu gewährleisten.³⁹

Da die komplexe Geometrie eines Jacket-Knotens nur schwer durch einen automatisierten Schweißprozess ausgeführt werden kann, wird dies manuell durch einen Schweißer ausgeführt. Die Qualität der Ausführung hängt stark von den Fertigkeiten des Schweißers ab. Dies hat zur Folge, dass Geometrieparameter der Schweißnaht wie z. B. der Kerbradius am Nahtübergang oder die Nahtüberhöhung stark variieren. Dies und die bereits genannten Einflüsse werden in den rechnerischen Nachweiskonzepten berücksichtigt.

Die beschriebenen Besonderheiten der Schweißverbindung sind in den verschiedenen Nachweiskonzepten auf unterschiedliche Art berücksichtigt. Im folgenden Kapitel wird ein Überblick der rechnerischen Nachweiskonzepte zur Ermüdungsfestigkeit von dynamisch belasteten Bauteilen gegeben.

³⁹ Vgl. (Radaj, D., 2000, S. 6) sowie ergänzend (GSI-SFI-Aktuell 2013, 2013)

7.2. Rechnerische Nachweiskonzepte zur Ermüdungsfestigkeit

Heutzutage erfolgt der Nachweis ausreichender Ermüdungsfestigkeit bzw. Betriebslebensdauer überwiegend durch rechnerische Methoden. Durch die Vielfalt der geometrischen Anschlüsse, der hohe Kosten- sowie Zeitaufwand durch Laborversuche zur Ermittlung der Ermüdungsfestigkeit verursachen, tritt immer stärker eine computerunterstützte Entwicklung in den Vordergrund. Versuchstechnische Methoden werden nur noch ergänzend eingesetzt, um die Berechnungsergebnisse zu validieren. Somit ist es möglich, rechnerische Nachweise des Bauteils bereits in der Entwurfsphase des Bauteils durchzuführen.⁴⁰

Übergeordnet wird in folgende Nachweiskonzepte unterschieden:

- Nennspannungskonzept
- Strukturspannungskonzept
- Kerbspannungskonzept

Im weiteren Verlauf dieser Arbeit soll auf das Nennspannung- und Strukturspannungskonzept eingegangen werden. Das Kerbspannungskonzept ist nur mit Hilfe der Finite Elemente Methode, kurz FEM, berechenbar. Hierbei wird der sich bildende Anriss am Bauteil bzw. dem Tragwerk in das Bauteil modelliert und somit die hieraus resultierenden Spannungskonzentrationen über die Modellierung des FEM Netzes abgebildet. Da das Kerbspannungskonzept im Eurocode nicht behandelt wird, wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter auf dieses eingegangen.⁴¹

Der Nachweis der Ermüdungsfestigkeit beruht auf dem Vergleich der vorherrschenden Beanspruchung gegenüber der Beanspruchbarkeit des Bauteils. Der Nennspannungs- und der Strukturspannungsnachweis sind ausschließlich bauteilprobenbasierte Konzepte.

Die beiden folgenden Nachweisverfahren basieren auf der Annahme des linear-elastischen Materialverhaltens. Zum einleitenden Verständnis der Spannungsverteilung an einem geschweißtem Bauteil dient Abbildung 9⁴².

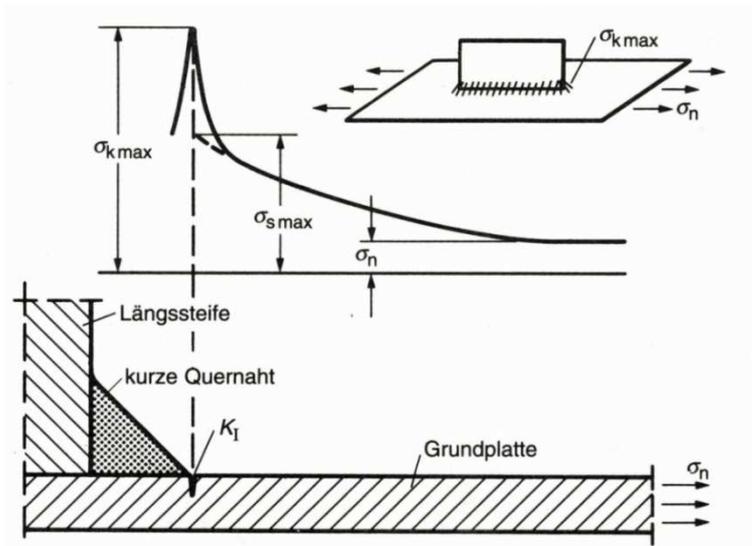


Abbildung 9: Überlagerung der Spannungsparameter mit: Nennspannung σ_n , Strukturspannung σ_s , Kerbspannung σ_k und Spannungskonzentrationsfaktor K_t

⁴⁰ Vgl. (Vormwald, Radaj, 2007, S. 549)

⁴¹ Vgl. (DIN EN 1993-1-9, 2010, S. 6 (5))

⁴² (Radaj, D., 2000)

Es ist zu erkennen, dass in einem ausreichenden Abstand vom Schweißnahtdetail die Nennspannung im Bauteil vorherrscht. Am Schweißnahtdetail kommt es zu einer Verdichtung des Kraftflusses und somit zu einem Anstieg der Spannungen aus der Geometrie. Weiteren Einfluss hat die Ausführung der Nahtgeometrie, also die Gestaltung des Nahtübergangs. Wenn wie in Abbildung 9 dargestellt das Bauteil schon einen Anriss aufzeigt, wird die Spannung hier zusätzlich durch die Kerbwirkung des Risses erhöht. Die Spannungsüberhöhung aus einem Anriss wird im Kerbspannungskonzept erfasst.

In der weiteren Ausarbeitung wird auf die im Eurocode und DNV angegebenen Nachweiskonzepte des Nennspannungs- und Strukturspannungskonzepts eingegangen.

Die Unterschiede zwischen diesen beiden Konzepten werden im folgendem erarbeitet.

7.2.1. Das Nennspannungskonzept

Das Nennspannungskonzept bildet die Grundlage zur Bewertung der Ermüdungsfestigkeit von Bauteilen. Es ist in der Durchführung das einfachste Nachweiskonzept und lässt sich durch die angegebenen Kerbfall-Kataloge auch ohne FEM Berechnungen durchführen.

Das Nennspannungskonzept betrachtet Nennspannungsamplituden im ermüdungskritischen Bauteilquerschnitt und vergleicht diese mit der jeweiligen Wöhler-Linie des gewählten Kerbfalls. Hierbei werden die Schnittgrößen ohne Berücksichtigung von spannungserhöhenden Einflüssen am ideal kerbfreien Bauteil ermittelt. Die in der weiteren Berechnung verwendeten Spannungen resultieren aus den Schnittkräften und dem betrachteten gefährdeten Querschnitt. Die Kerbfälle sind ebenso wie die Wöhler-Linien durch Dauerschwingversuche ermittelt worden. Alle spannungserhöhenden Einflüsse werden durch die Wahl des Kerbfalls auf der Seite der Widerstandsfähigkeit angesetzt.

Aufgrund der ermittelten Kerbfallklassen, siehe Kapitel 7.3 und der somit doch eher globalen Sichtweise auf das Strukturdetail, ist das Nennspannungskonzept als konservativer Ansatz anzusehen. Gerade im Bereich der durch die Struktur, also die geometrische Anordnung, zu erwartende Spannungs-Hot-Spots wird durch den Kerbfall die Spannung grob über den gesamten Anschluss "verschmiert". Dies wird im Strukturspannungskonzept durch die Abbildung der realen Strukturgeometrie besser kompensiert. Durch die begrenzte Anzahl von Kerbfällen können nur Schweißverbindungen bewertet werden, die eindeutig einem Kerbfall zugeordnet werden können. Zudem muss die Nennspannung im gefährdeten Querschnitt eindeutig definierbar sein. Das Nennspannungskonzept im Eurocode ist für Rohrknoten auf den maximalen Durchmesser $d_0 \leq 300\text{mm}$ begrenzt.⁴³ Die an einem Offshore Jacket eingesetzten Rohrdurchmesser sind meist deutlich größer, so dass diese nicht mit dem Nennspannungskonzept nachgewiesen werden können. Hier kommt das Strukturspannungskonzept zum Einsatz.

Der Eurocode und der DNV verwenden nicht die gleichen Kerbfallkataloge und somit auch unterschiedliche Wöhler-Linien, dennoch sind diese über die Tabelle D-2 des DNV-RP-C203 miteinander vergleichbar, siehe Tabelle 7.

⁴³ Vgl. (DIN EN 1993-1-9, 2010, S. 32 Tabelle 8.7)

7.2.2. Das Strukturspannungskonzept

Das zweite Nachweiskonzept neben dem Nennspannungskonzept ist das Strukturspannungskonzept. Gegenüber dem Nennspannungskonzept wird beim Strukturspannungskonzept die Spannungskonzentration aus der geometrischen Anordnung der Bauteile zueinander auf der Seite der Beanspruchung berücksichtigt. Die lokal vorherrschenden Maximalspannungen (Spannungs-Hot-Spots) werden meist durch FEM Berechnungen ermittelt. Somit löst sich das Strukturspannungskonzept von der globalen Betrachtungsweise und überträgt die Elemente des Nennspannungskonzeptes auf die lokalen Verhältnisse des Strukturdetails. Ebenso wie beim Nennspannungskonzept werden Kerbfälle und somit auch dazugehörige Wöhler-Linien definiert, allerdings beschreiben diese nur noch die Schweißnaht als Kerbfall. Dies bedeutet, dass lokale Spannungseffekte z. B. durch die Schweißnahtgeometrie oder die Streuung der Ausführung durch die Wöhler-Linie abgedeckt werden.

Geometrische Einflussfaktoren wie z. B. der Versatz der Bauteilschwerelinien werden vollständig durch die Berechnung der Spannungen abgebildet. Zur Ermittlung der Spannungs-Hot-Spots wird der nicht lineare Anstieg der Kerbspannung am Nahtübergang über zwei festgelegte Stützstellen linear extrapoliert um somit die Oberflächenspannung am Nahtübergang im Hot-Spot zu berechnen, siehe Abbildung 10.⁴⁴ Die Lage der Stützstellen ist je nach Autor und Standard unterschiedlich. Im Eurocode werden keinerlei Informationen zur Wahl der Stützstellen angegeben. Der DNV legt die Stützstellen in einem Abstand von $0,5 \cdot \text{Wandstärke}$ und $1,5 \cdot \text{Wandstärke}$ fest.⁴⁵ Dies ist in Abbildung 10⁴⁶ exemplarisch für den Gurt dargestellt.

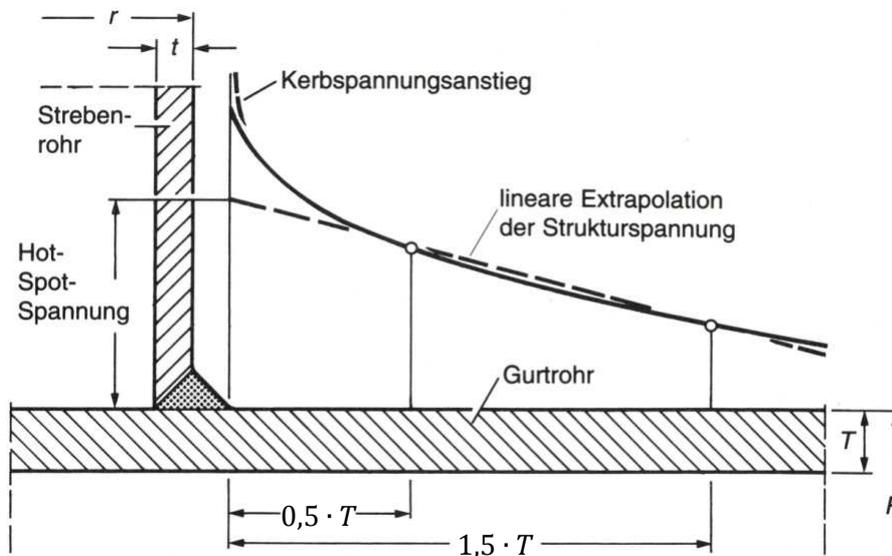


Abbildung 10: Lineare Extrapolation der Hot-Spot-Spannung

mit: Stützstellen nach DNV-RP-C203, 2012, S. 51 Radius r und Wanddicke t des Strebenrohres sowie Radius R und Wanddicke T des Gurtrohres

⁴⁴ Vgl. (Vormwald, Radaj, 2007, S. 557)

⁴⁵ Vgl. (DNV-RP-C203, 2012, S. 49)

⁴⁶ Mod. nach (Radaj, D., 2000, S. 24) und (DNV-RP-C203, 2012, S. 51)

In gleicher Weise wird die Hot-Spot-Spannung für die Strebe mit der Wandstärke t bestimmt. Wie zu erkennen ist, ist auch das Strukturspannungskonzept nur eine Näherung an die reale Spannungskonzentration. Allerdings bildet auch dieses Konzept nicht die Spannung am Kerbgrund einer angerissenen Struktur ab. Für eine noch tiefer gehende Betrachtung müssen Kerbspannungskonzepte oder weiterführende bruchmechanische Betrachtungsweisen herangezogen werden.

Eine zusammenfassende Gegenüberstellung des Nennspannungs- und Strukturspannungskonzeptes wird in Tabelle 5 vorgenommen.

Tabelle 5: Gegenüberstellung der Nachweiskonzepte

Global		Lokal	
Nennspannungskonzept		Strukturspannungskonzept	
Beanspruchung	Beanspruchbarkeit	Beanspruchung	Beanspruchbarkeit
- Schnittgrößen	- Material - Bauteilgeometrie (Bauteilkerbwirkung) - Oberfläche - Qualitätsklasse der Nahtausführung - Nahtgeometrie (Nahtkerbwirkung)	- Schnittgrößen - Bauteilgeometrie (Bauteilkerbwirkung)	- Material - Oberfläche - Qualitätsklasse der Nahtausführung - Nahtgeometrie (Nahtkerbwirkung)

Das Nennspannungskonzept beruht auf unzähligen Versuchen unter konkreten Versuchsbedingungen und ist somit statistisch abgesichert. Dies ist beim Strukturspannungskonzept nicht der Fall. Beim Strukturspannungskonzept sind die Rissentstehung und das Risswachstum an der Innenseite der Schweißnaht (an der Wurzel) nicht abgedeckt.⁴⁷ Zudem gibt es keinen Kerbfall, der die einseitige Nahtausführung abbildet. Auf diese Problematiken und einen möglichen Lösungsansatz wird in Kapitel 7.3 genauer eingegangen.

⁴⁷ Vgl. (DIN EN 1993-1-9, 2010, S. 39 Tabelle B.1 Anmerkung 2)

7.3. Wöhler-Linie und Kerbfallkataloge

Das Nennspannungs- sowie das Strukturspannungskonzept basieren auf der Verwendung von sogenannten Kerbfällen. Mit jedem Kerbfall, welcher durch Versuche und eine statistische Auswertung ermittelt wurde, ist ein bestimmtes Kerbdetail erfasst. Um das Zusammenspiel von Kerbfall und Wöhler-Linie zu verstehen, dient nachstehend die folgende allgemeine Einleitung zur Ermittlung und Auswertung der Wöhler-Versuche.

Die Kerbfallkataloge wurden durch den Wöhler-Versuch mit konstanter Beanspruchungsamplitude ermittelt. Es handelt sich um einen dynamischen Versuch, in dem Proben mit periodischem (meist Sinusförmig) wiederholten Lastamplituden konstanter Größe belastet werden.

Wie in Tabelle 5 zu erkennen ist, wird beim Strukturspannungskonzept die Bauteilgeometrie auf der Seite der Beanspruchung berücksichtigt und nicht wie beim Nennspannungskonzept auf der Seite der Beanspruchbarkeit. Dies hat zur Folge, dass bei dem Nennspannungskonzept deutlich mehr Kerbfälle für verschiedene Ausführungsdetails zur Verfügung stehen. Das Nennspannungskonzept weist in seinem Kerbfallkatalog über 80 Kerbfälle auf, die die Schweißtechnik betreffen. Das Strukturspannungskonzept hingegen bietet dem Anwender "nur" die Möglichkeit zwischen sieben verschiedenen Kerbfällen zu wählen. Dies ist auch sinnvoll, da beim Strukturspannungskonzept der gewählte Kerbfall nur noch die Schweißnaht und dessen in Kapitel 7.1 beschriebene Besonderheiten aufgezeigt. In Tabelle 6 wird dieser Zusammenhang gegenübergestellt.

Tabelle 6: Ausführungsvergleich der Proben

Nennspannungskonzept	Strukturspannungskonzept
<ul style="list-style-type: none"> - ungekerbte (mit ideal glatter polierter Oberfläche) Probe - gekerbte Probe - Bauteilähnliche Probe 	<ul style="list-style-type: none"> - Ausführung der Schweißnaht

Die Durchführung der Wöhler-Versuche ist wie folgt: Die Mittelspannung σ_m wird während des gesamten Versuches konstant gehalten. Um diesen konstanten Wert der Mittelspannung schwingt die periodisch wirkende ertragbare Spannungsamplitude σ_A siehe Abbildung 6. Der Versuch endet, wenn die Probe versagt. Versagenskriterium ist meist der vollständige Probenbruch oder andere definierte Versagensarten wie z. B. ein Anriss definierter Größe oder ein signifikanter Steifigkeitsabfall. Aus jedem Versuch resultiert somit ein Wertepaar ertragbare Spannungsamplitude zu der Schwingspielzahl, siehe Abbildung 12.⁴⁸ Durch eine Vielzahl von Versuchen an der gleichen Probenart mit unterschiedlicher Lastamplitude lässt sich die Wöhler-Linie ableiten. Es ist dabei zu beachten, dass die Versuchsergebnisse der Wöhler-Versuche stark streuen. Daher ist bei der Wahl der Wöhler-Linie immer die angegebene Überlebenswahrscheinlichkeit zu beachten, siehe Abbildung 11.⁴⁹ Unter Annahme der Gauß'schen Normalverteilung ergibt sich aus den Wöhler-Versuchen eine Überlebenswahrscheinlichkeit von $P_{\bar{u}} = 50\%$. Dies bedeutet, dass mit einer 50 prozentiger Wahrscheinlichkeit davon ausgegangen werden kann, dass die Tragfähigkeit für den Bemessungszustand gegeben ist.

⁴⁸ (Vormwald, Radaj, 2007, S. 19)

⁴⁹ (Vormwald, Radaj, 2007, S. 46)

Um diese Unsicherheit (durch die Streuung der Wöhler-Versuche) zu kompensieren, werden zur Bemessung Wöhler-Linien mit einer höheren Überlebenswahrscheinlichkeit betrachtet $P_{\ddot{u}EC3} = 97,7\%$ ⁵⁰ zu $P_{\ddot{u}DNV} = 97,7\%$. ⁵¹

Dies führt zu einer Absenkung der ertragbaren Spannungsamplitude. In den meisten Fällen wird der Kurvenverlauf der Wöhler-Linie als abrupt abknickende Kurve dargestellt. Dies geschieht aus der rechnerischen Betrachtung der Wöhler-Linie, reell ist der Verlauf, wie in Abbildung 12 zu sehen, fließend. ⁵²

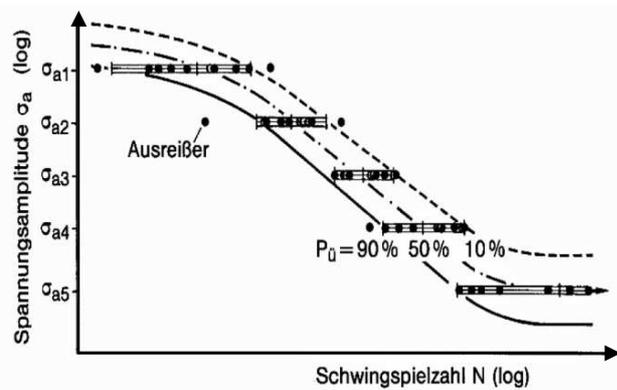


Abbildung 11: Statistische Auswertung des Wöhler-Versuchs

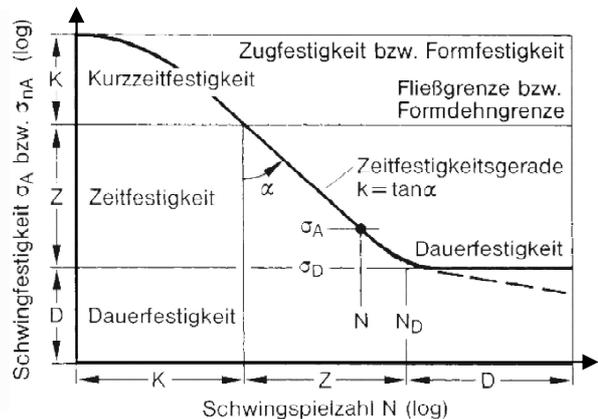


Abbildung 12: Kennwerte der Wöhler-Linie mit den Bereichen: Kurzzeitfestigkeit K, Zeitfestigkeit Z und Dauerfestigkeit D

Die Kurzzeitfestigkeit reicht bis etwa $N = 10^4$ Schwingspiele. Vereinfacht ausgedrückt bildet diese die statische Zugfestigkeit. Dauerfestigkeit stellt sich ab $N_D = 10^6$ bis 10^7 Schwingspielen ein ⁵³. Neuere Untersuchungen schließen dies jedoch aus und arbeiten selbst bei Schwingspielzahlen von $N > 10^7$ mit einer flacheren Neigung. ⁵⁴ Der Bereich zwischen beiden wird als Zeitfestigkeit bezeichnet.

Die Abhängigkeit von ertragbarer Spannungsamplitude zu Schwingspielzahl kann als Funktion, in einer doppelt logarithmischen Darstellung, als Gerade dargestellt werden. Hierbei kann die Steigung des Zeit- und Dauerfestigkeitsbereiches je nach Regelwerk variieren.

Im Eurocode sowie auch im DNV sind die Wöhler-Linien ab Blechdicken $t \geq 25 \text{ mm}$ abhängig von der Blechdicke. Dies muss bei der Konstruktion mit höheren Blechdicken berücksichtigt werden. Um die Vergleichbarkeit zwischen Eurocode und DNV aufrecht zu erhalten, werden die Kerbdetails und somit auch die Wöhler-Linien ohne Blechdickeneinfluss betrachtet.

⁵⁰ Vgl. (DIN EN 1993-1-9, 2010, S. 19)

⁵¹ Vgl. (DNV-RP-C203, 2012, S. 16)

⁵² Vgl. (GSI-SFI-Aktuell 2013, 2013, S. 8 Kap. 3.07)

⁵³ Vgl. (Vormwald, Radaj, 2007, S. 18)

⁵⁴ Vgl. (GSI-SFI-Aktuell 2013, 2013, S. 8 Kap. 3.07)

Der Anhang D des DNV-RP-C203 gibt eine Möglichkeit, die Kerbfälle des Eurocodes mit denen des DNV zu vergleichen. Dieser Vergleich gelingt für die Wöhler-Linien von unbehandeltem Stahl Oberflächen an Luft.⁵⁵

Tabelle 7: Vergleich der Kerbfälle von DNV zu Eurocode

Kerbfall nach DNV	Kerbfall nach Eurocode
C2	100
D	90
W3	36
T	-

Die abgebildete Tabelle 7 ist auf die für diese Ausarbeitung wichtigsten Kerbfälle begrenzt und somit nicht vollständig. Der dargestellte Kerbfall T des DNV bezieht sich auf Rohrverbindungen ist aber unter Vernachlässigung des Dickeneinflusses, deckungsgleich mit dem Kerbfall D und wird daher nicht weiter betrachtet.

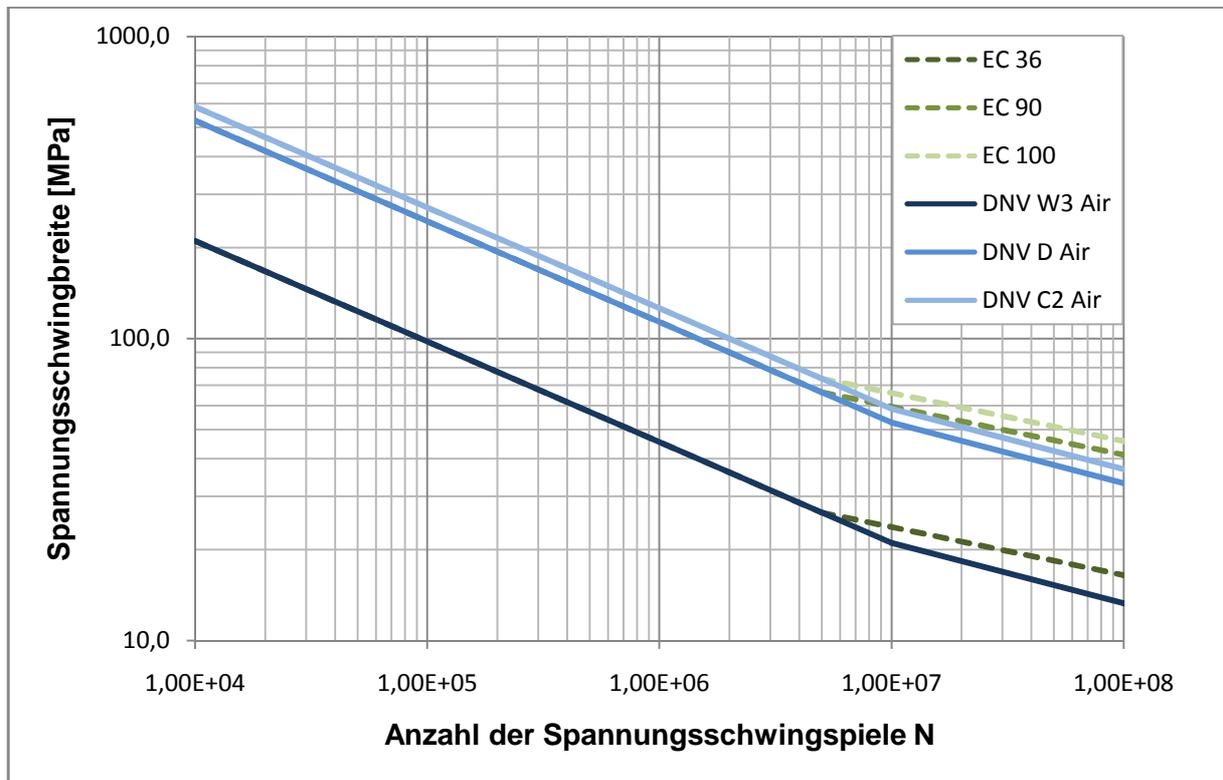


Diagramm 4: Überlagerung der Wöhler-Linien Eurocode zu DNV

Wie in Diagramm 4 zu erkennen ist, gilt diese Vergleichbarkeit allerdings nur bis zu einer Schwingspielzahl von $N < 5 \cdot 10^6$ Schwingspielen.

⁵⁵ (DNV-RP-C203, 2012, S. 153)

Der Eurocode berücksichtigt in seinen Wöhler-Linien keinerlei Korrosionseinfluss. Der DNV hingegen gibt Wöhler-Linien für verschiedene Umgebungsbedingungen an:

- Wöhler-Linien an Luft
- Wöhler-Linien in Meereswasser mit Korrosionsschutz
- Wöhler-Linien in Meereswasser ohne Korrosionsschutz

Somit ist es mit den DNV Wöhler-Linien möglich, die Ermüdungsfestigkeit in unterschiedlichen Umgebungsbedingungen zu betrachten. Ein optischer Vergleich des Kerbfalls 100 ist in Diagramm 5 gegeben. Im Anhang sind weitere vergleichende Diagramme zu den Kerbfällen aus Tabelle 7 gegeben.

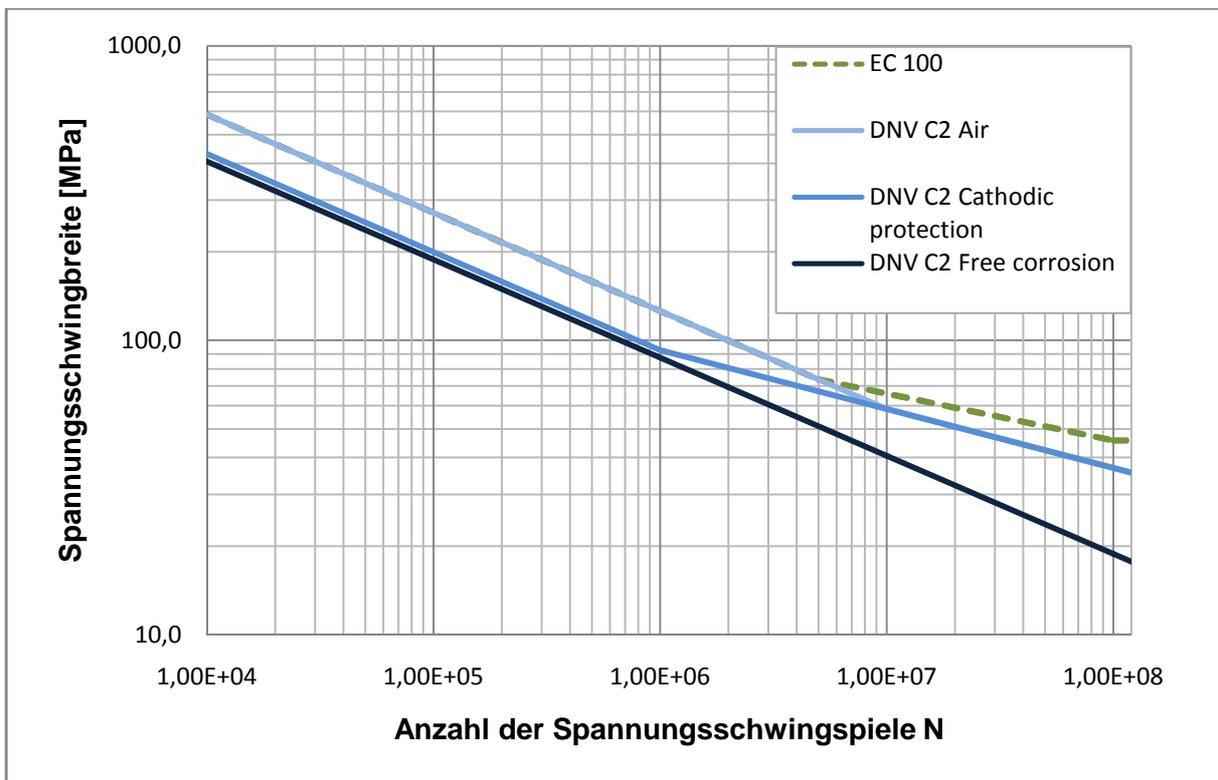


Diagramm 5: Kerbfall 100 in unterschiedlichen Umgebungsbedingungen

Wie schon im Kapitel 7.2.1 detaillierter beschreiben, ist das Nennspannungskonzept im Eurocode für Rohrknoten auf $d_0 \leq 300 \text{ mm}$ ⁵⁶ begrenzt. Reale Rohrknoten an Offshore Jackets sind wie in Tabelle 12 zu sehen mit $D_{Gurt} = 1626 \text{ mm}$ und $d_{Strebe} = 1016 \text{ mm}$ deutlich größer. Somit ist ein Ermüdungsfestigkeitsnachweis nur unter Verwendung des Strukturspannungskonzeptes möglich.

⁵⁶ Vgl. (DIN EN 1993-1-9, 2010, S. 32 Tabelle 8.7)

Ein häufiger Diskussionspunkt in der Praxis, zwischen Konstruktion und Fertigung, ist die Gestaltung und Ausführung des Nahtanschlusses. Es stoßen hierbei zwei Interessen aufeinander. Die Fertigung fordert eine Nahtgeometrie, die ohne aufwendige Nahtvorbereitung schnell zum gewünschten Ergebnis, dem Nahtanschluss führt. Die Konstruktion hingegen fordert eine Nachtausführung, die zu ihren rechnerischen Nachweismethoden passt. Die folgende Tabelle 8 gibt einen Überblick der Vor- und Nachteile in Abhängigkeit der Nahtausführung.

Tabelle 8: Gegenüberstellung der Nahtausführung

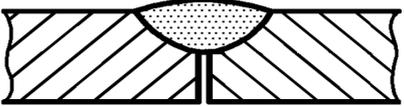
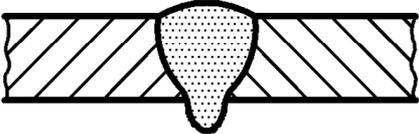
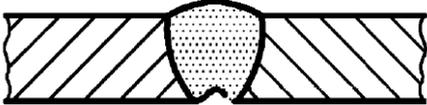
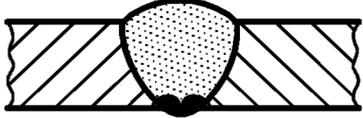
Einseitige Nahtausführung (Fertigung)		Zweiseitige Nahtausführung (Konstruktion)	
Vorteil	Nachteil	Vorteil	Nachteil
geringer Aufwand - der Nahtvorbereitung	mögliches nicht Erfassen der Wurzel Möglicher schlechterer Nahtübergang an der Wurzel kein Kerbfall im Spannungsverlauf vorhanden Ausführungsqualität hängt stark - von den Fertigkeiten des Schweißers ab schwieriger - Nachweis durch ZFP	sicheres Erfassen der Wurzel besserer Nahtübergang rechnerischer Nachweis durch - Spannungsverlaufkonzept möglich	höherer Aufwand der Nahtvorbereitung schlechtere Zugänglichkeit - (von innen und somit arbeiten im beengtem Raum)

Die einseitige Nachtausführung birgt gerade im Ermüdungsfestigkeitsnachweis nach Eurocode ein Problem, da das Spannungsverlaufkonzept keinen Kerbfall für diese Nahtausführung bereitstellt. Für den rechnerischen Nachweis kann daher nur auf eine Analogie zum Nennspannungskonzept zurückgegriffen werden. Der DNV gibt im Anhang D des DNV-RP-C203 S.164 eine Möglichkeit zur Betrachtung einer einseitigen Schweißnaht. Es handelt sich bei den Aussagen um Kommentare und diese sind nicht bindend in der Anwendung des DNV zu sehen.⁵⁷ Es ist bei der Betrachtung einer einseitigen Schweißnaht wichtig zu unterscheiden, in welchem Bereich der Tragstruktur diese ausgeführt wird. Ein Stumpfstoß zweier Rohrschüsse ist qualitativ besser und vor allem reproduzierbarer auszuführen als ein Rohrknoten. Ein Stumpfstoß kann vollmechanisiert durch den Einsatz einer Unter-Pulverschweißanlage ausgeführt werden. Hierbei werden die Rohrschüsse auf Rollen gelagert und rotieren somit um die Mittelachse. Der gesamte Schweißprozess wird hierbei in einer Position, der Wannelage, ausgeführt. Dies ist am Rohrknoten aufgrund seiner dreidimensionalen elliptischen Geometrie nicht möglich. Somit muss die Schweißnaht am Rohrknoten durch

⁵⁷ Vgl. (DNV-RP-C203, 2012, S. 164 D.10)

einen Schweißer mit einem handgeführten Schweißprozess ausgeführt werden. Dies bedeutet zusätzlich, dass der Schweißer beim Ausführen der Naht in allen Schweißpositionen und somit auch in der schwierigen Überkopfposition schweißen muss. Dies führt zu einer höheren Streuung des Arbeitsergebnisses, da die ausgeführte Schweißnaht von den Fertigkeiten des Schweißers und seiner vorherrschenden Tagesform abhängt. Mögliche Unregelmäßigkeit (zu denen aus Kapitel 7.1) der Ausführung werden in Tabelle 9⁵⁸ dargestellt.

Tabelle 9: Übersicht möglicher Fehler der Fertigung

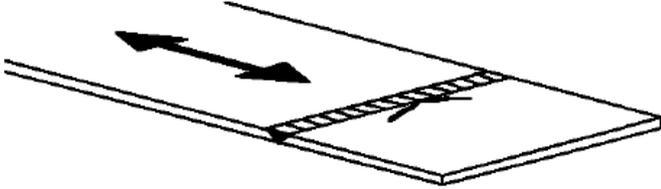
Unregelmäßigkeit	Ordnungsnummer nach ISO 6520-1:1998	Abbildung
ungenügender Wurzeleinbrand	4021	
zu große Wurzelüberhöhung (schroffer Nahtübergang an der Wurzel)	504	
Wurzelrückfall	515	
Ansatzfehler	517	–
Wurzelbindefehler	4013	

Die in Tabelle 9 aufgeführten Unregelmäßigkeiten können einen Anriss des Tragwerkes auf der Innenseite des Rohrknotsens begünstigen. Die Gefahr bei einem Risswachstum, welcher von der Wurzel ausgeht, ist, dass dieses schwer durch Inspektionen zu entdecken ist. Die zerstörungsfreie Prüfung kurz ZFP (engl. Non Destructive Testing kurz NDT) ist an den Rohrknotsen aufgrund der beschriebene Geometrie schwer mit eindeutigen Ergebnissen durchzuführen.

Der DNV gibt einen Vorschlag für den Ermüdungsfestigkeitsnachweis auf der Innenseite, also der Wurzel. Für die Wurzel der einseitigen Schweißnaht wird ein Kerbfall W3 angesetzt. Dieser entspricht einem Kerbfall 36 nach Eurocode, siehe Tabelle 7. Der Kerbfall 36 bzw. W3 sind jeweils die schlechtesten Kerbfälle, die für einen Ermüdungsfestigkeitsnachweis angesetzt werden können. Dies ist der Ungewissheit der reproduzierbaren Ausführung sowie der stark eingeschränkten Prüfbarkeit der Nahtwurzel geschuldet. Es wird somit versucht, die möglichen Fehler der Fertigung durch den schlechten Kerbfall zu kompensieren. Dabei ist zu beachten, dass wenn die einseitige Schweißnaht ohne Fehler ausgeführt wurde, der Kerbfall 36 sehr konservativ ist. Hierzu lässt sich eine Analogie im Nennspannungskonzept erkennen (zur Erläuterung wird sich auf den Kerbfallkatalog der Eurocodes bezogen).

⁵⁸ Mod. nach (EN ISO 5817:2003)

Tabelle 10: Kerbfälle der einseitigen Nahtausführung im Nennspannungskonzept⁵⁹

Kerbfall	Konstruktionsdetail	Beschreibung
36		- Einseitig geschweißte Stumpfnähte
71		- Einseitig geschweißte Stumpfnähte mit Inspektion der Wurzellage durch ZFP

Wie in Tabelle 10 zu erkennen ist, kann der Kerbfall, bei einer durch zerstörungsfreie Prüfung nachgewiesenen Schweißnaht von 36 auf 71, erhöht werden. Der Ansatz des Kerbfall 36 ist für die Anwendung des Strukturspannungskonzeptes jedoch sehr konservativ, da in den Kerbfällen des Nennspannungskonzeptes der Einfluss der Geometrie mit erfasst ist. Für das Strukturspannungskonzept ist dieser Einfluss der Geometrie über die Spannungskonzentration auf der Beanspruchungsseite erfasst. Auf eine Methode zur Ermittlung der Spannungskonzentration, bedingt durch die Knotengeometrie, wird im Kapitel 7.4 eingegangen.

Zudem handelt es sich bei den gezeigten Konstruktionsdetails um eine Stumpfstoßverbindung zweier Bleche handelt. Der Kerbfalkatalog macht im Bezug auf eine einseitige Nahtausführung keine weiteren Angaben, so dass die weitere Ausarbeitung mit dieser Analogie geführt wird.

Mit den in Tabelle 10 gezeigten Kerbfällen lässt sich nun, wenn auch mit Kompromissen, ein Ermüdungsfestigkeitsnachweis der einseitigen Schweißnaht führen. Eine Betrachtung der Außenseite ist daher unrelevant, da der Kerbfall an der Innenseite, also der Wurzel, deutlich schlechter ist. Der Kerbfall 36 ist somit führend und daher ist der Nachweis nur an der Innenseite sinnvoll. Zur Verdeutlichung der angesetzten Kerbfälle der einseitigen Nahtausführung dient Abbildung 13.

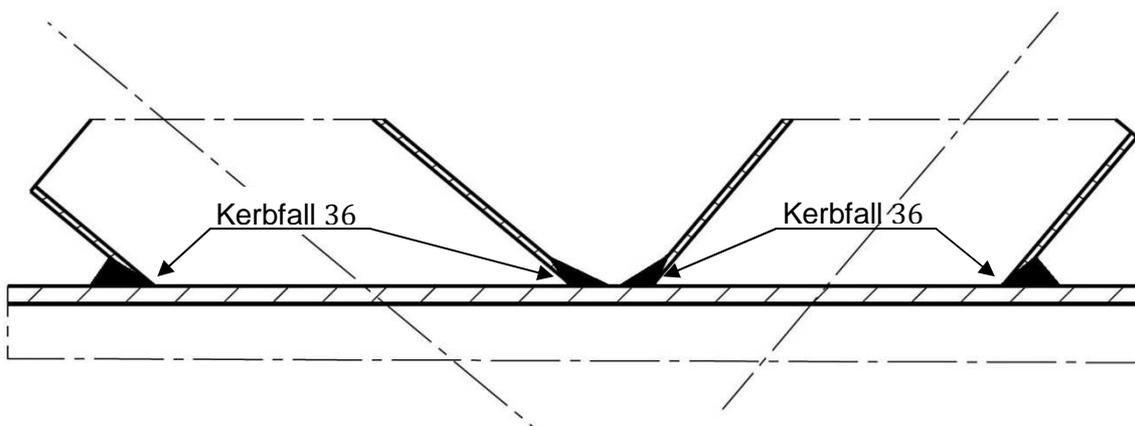


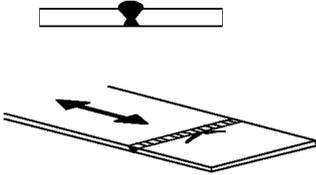
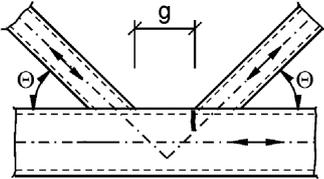
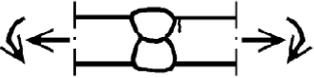
Abbildung 13: Kerbfälle einseitige Nahtausführung⁶⁰

⁵⁹ Mod. nach (DIN EN 1993-1-9, 2010, S. 27 Tabelle 8.3)

⁶⁰ Die Dicke der Schweißnähte ist nicht Maßstäblich.

Bei der zweiseitigen Nahtausführung kann, wie in Tabelle 8 dargestellt, davon ausgegangen werden, dass die Nahtwurzel durch das Schweißen der Gegenlage vollständig erfasst wird. Die in Tabelle 9 aufgezeigten möglichen Fehler der einseitigen Schweißnaht reduzieren sich somit auf Ansatzfehler und Bindefehler. Somit steigt das Sicherheitsniveau durch das ausführen einer zweiseitigen Schweißnaht. Dies geschieht durch eine bessere Reproduzierbarkeit des Prozesses und einer verbesserten Ausführungsqualität am Nahtübergang der Innenseite. Durch das Ausschließen möglicher Fehler aus der Fertigung kann die Kerbfallklasse deutlich erhöht werden. Dies zeigt Tabelle 11. Um die Vergleichbarkeit zwischen den beiden Konzepten überhaupt möglich zu machen, wird auch hier vom Konstruktionsdetail Stumpfstoß ausgegangen.

Tabelle 11: Vergleich der Kerbfälle im Nennspannungs- und Strukturspannungskonzept ⁶¹

Nachweis-konzept	Kerbfall	Konstruktionsdetail	Beschreibung	Anforderungen
Nennspannungskonzept	90		<ul style="list-style-type: none"> - Querstöße von Blechen oder Flachstählen 	<ul style="list-style-type: none"> - Nähte nicht blecheben geschliffen - beidseitige Schweißung mit ZFP - Die Nähte sind in Wannelage zu schweißen
	90 m=5 ⁶²		—	<ul style="list-style-type: none"> - es sind getrennte Nachweise für Gurte und Diagonalen zu führen - $\frac{t_0}{t_i} \geq 2$ - $d_0 \leq 300 \text{ mm}$
Strukturspannungskonzept	100		<ul style="list-style-type: none"> - Voll durchgeschweißte Stumpfnaht 	<ul style="list-style-type: none"> - Nähte nicht blecheben geschliffen - beidseitige Schweißung mit ZFP - keine Exzentrizitäten enthalten

In Tabelle 11 ist der Unterschied der beiden Konzepte zu erkennen. Bei der Stumpfnaht ist die Nahtausführung gleich, jedoch weichen die beiden Kerbfälle voneinander ab. Die Abweichung von zehn Prozent zwischen den beiden Kerbfällen ist auf den Einfluss der Geometrie zurückzuführen.

⁶¹ Mod. nach (DIN EN 1993-1-9, 2010) Tabelle 8.3 und Tabelle B.1

⁶² Gewählte Steigung der Wöhler-Linie

Wie schon bei der einseitigen Nahtausführung erläutert, kann über diese Analogie ein möglicher Ermüdungsfestigkeitsnachweis geführt werden.

Zur Verdeutlichung der angesetzten Kerbfälle der zweiseitigen Nahtausführung dient Abbildung 14.

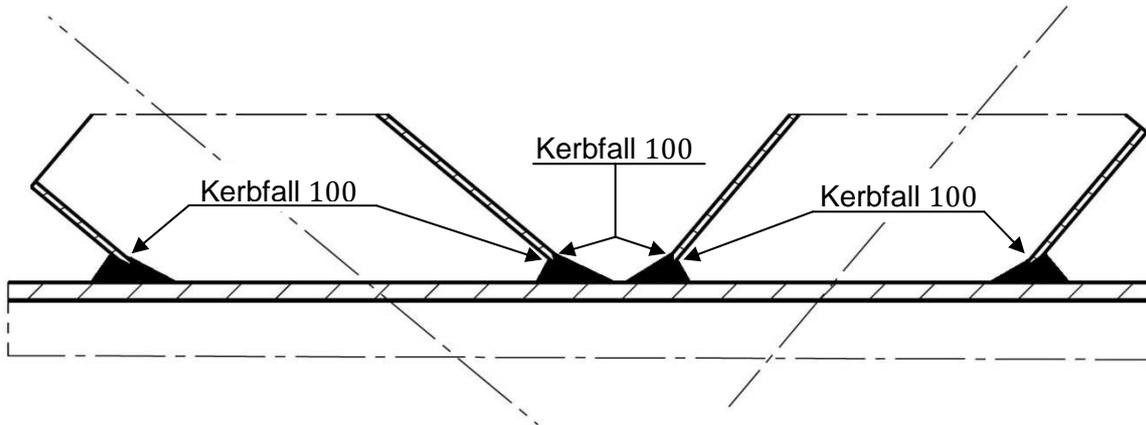


Abbildung 14: Kerbfall zweiseitige Nahtausführung

Um einen Ermüdungsfestigkeitsnachweis nach dem Strukturspannungskonzept zu führen, ist es wichtig, die Spannungsüberhöhung durch den Einfluss der Geometrie zu kennen. Die vorliegende Spannung am Konstruktionsdetail und die Kerbfallklasse sind die wesentlichen Einflussgrößen auf den Ermüdungsfestigkeitsnachweis. Eine Möglichkeit, zu Berechnung der vorherrschenden Spannungskonzentrationen am Knoten ohne FEM, wird im folgenden Kapitel dargestellt.

7.4. Berechnung der Spannungskonzentrationsfaktoren nach Eft-hymiou

Wie im Kapitel 7.2 beschrieben, ist die Berechnung der Strukturspannung am Nahtübergang meist nur durch den Einsatz der FEM möglich. Eine weitere Möglichkeit ist die Beschreibung der Strukturspannung an den kritischen Stellen auf Basis der Nennspannungen.

$$\sigma_{HotSpot} = SCF \cdot \sigma_n \quad (2)$$

mit:

Symbol	: Bedeutung	Einheit
$\sigma_{HotSpot}$: Hot-Spot-Spannung	MPa
SCF	: Spannungskonzentrationsfaktor	-
σ_n	: Nennspannung: Berechnet nach den üblichen statischen Berechnungsmethoden	MPa

Der in Gleichung (2) beschriebene Zusammenhang gilt in analoger Weise für die Berechnung der in Gleichung (3) beschriebenen Hot-Spot-Schwingbreite.

$$\Delta\sigma_{Hot-Spot} = SCF \cdot \Delta\sigma_n \quad (3)$$

mit:

Symbol	: Bedeutung	Einheit
$\Delta\sigma_{HotSpot}$: Hot-Spot-Schwingbreite	MPa
SCF	: Spannungskonzentrationsfaktor	-
$\Delta\sigma_n$: Nennspannungsschwingbreite	MPa

Durch den Spannungskonzentrationsfaktor, kurz SCF (engl. für Stress Concentration Factor), werden hierbei die geometrischen Einflüsse der Knotengeometrie erfasst. Im Eurocode wird die Berechnung des Spannungskonzentrationsfaktors nicht vorgegeben, sondern auf die Ermittlung durch FEM oder Sekundärliteratur verwiesen.⁶³ Der DNV bietet eine Vielzahl an Möglichkeiten zur Ermittlung des Spannungskonzentrationsfaktors an. Für Rohrverbindungen, wie im Jacket vorliegend, wird zur Ermittlung des SCF auf das Berechnungsverfahren im Anhang B verwiesen. Dieses Konzept, zur Berechnung der Spannungskonzentrationsfaktoren am Nahtübergang, erfasst die Knotengeometrie in einem vorgegebenen Geltungsbereich. Die Berechnung zur jeweiligen Anschlussart und der Beanspruchung erfolgt über Parametergleichungen. Die Belastungsart und -richtung sowie die geometrische Anordnung des Anschlusses sind hierbei entscheidend für die Spannungskonzentrationsfaktoren.

Die durch das Berechnungsverfahren nach Eft-hymiou ermittelten SCF Faktoren, sind allgemein gültig und können somit für die Ermüdungsfestigkeitsberechnung des Eurocode angewendet werden.

⁶³ Vgl. (DIN EN 1993-1-9, 2010, S. 15)

Ein Rahmentragwerk kann, wie in folgender Abbildung 15⁶⁴ zu erkennen ist, durch verschiedenste Anschlussarten ausgeführt werden. Beim OAP Jacket handelt es sich um ein räumlich orientiertes Tragwerk mit K-Anschlüssen. In der Ausarbeitung werden die grundlegenden Einflüsse am Jacket-Knoten, auch wenn ein Jacket-Knoten in der Realität ein dreidimensionales Objekt darstellt, nur in der Rahmenebene betrachtet. Dies bedeutet, dass die Knotengeometrie nicht zusätzlich durch weitere Streben in anderen Ebenen belastet wird.

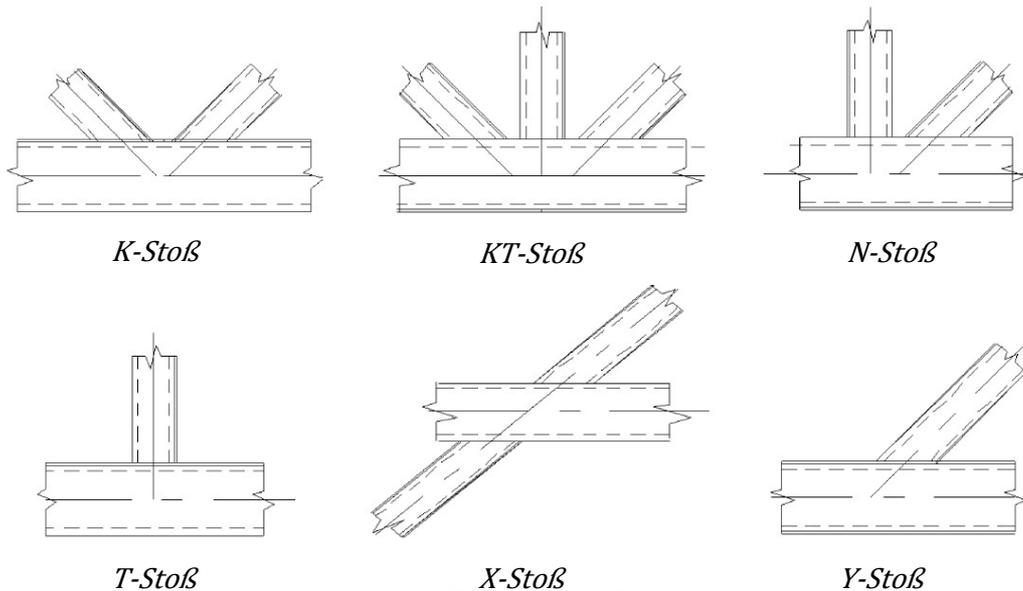


Abbildung 15: Ausführungsarten von Rohrknöten

Die Berechnung der SCF unterliegt einem vorgegebenen Parameterbereich in dem die angegebenen Gleichungen anzuwenden sind. Für diesen Parameterbereich werden dimensionslose Parameter aus der vorliegenden Rohrgeometrie, siehe Abbildung 16⁶⁵ sowie Tabelle 12 berechnet.

Die Rohrgeometrie stellt hierbei die wichtigste Kenngröße zur Berechnung der Spannungskonzentrationsfaktoren dar.

⁶⁴ (DIN EN 1993-1-8, 2010, S. 115)

⁶⁵ Mod. nach (DNV-RP-C203, 2012, S. 98)

Tabelle 12: Geometrische Daten des Knoten Stoßes

Position	Symbol	Wert	Einheit
Gurt	D	1626	mm
	T	65	mm
Strebe A	d_A	1016	mm
	t_A	25	mm
Strebe B	d_B	1016	mm
	t_B	25	mm
Winkel	θ_A	40	°
	θ_B	50	°
Abstand der Streben	g	214	mm

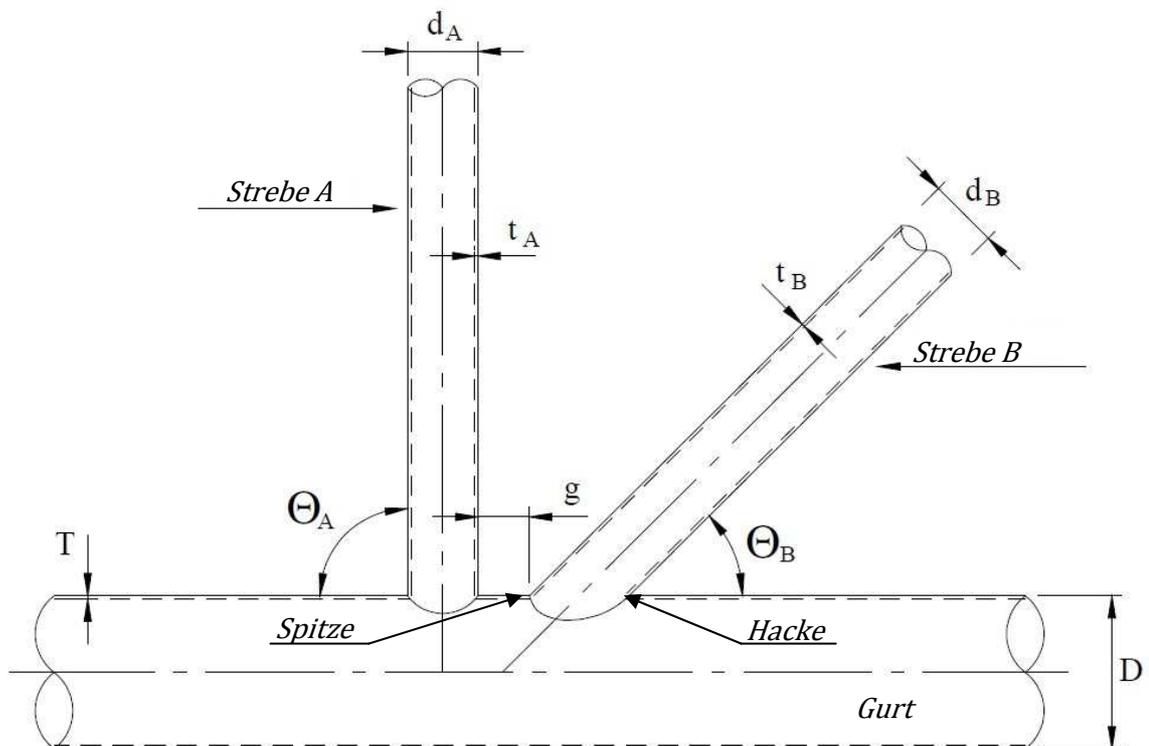


Abbildung 16: Parameter zur Bestimmung des SCF nach Efthymiou

Die Parametergleichungen hierzu lauten:

$$\beta_i = \frac{d_i}{D} \quad (4)$$

$$\tau_i = \frac{t_i}{T} \quad (5)$$

$$\gamma = \frac{D}{2T} \quad (6)$$

$$\zeta = \frac{g}{D} \quad (7)$$

mit:

Symbol	: Bedeutung	Einheit
i	: Für Strebe A oder B	-
d_i	: Außendurchmesser der Strebe	mm
t_i	: Wanddicke der Strebe	mm
D	: Außendurchmesser des Gurt	mm
T	: Wanddicke des Gurt	mm
g	: Abstand zwischen Strebe A und Strebe B	mm

Die nach Gleichung (4) bis (7) berechneten Werte unterliegen einem Geltungsbereich, in dem die Parametergleichungen nach Efthymiou angewendet werden dürfen.

Tabelle 13: Geltungsbereich der Parametergleichungen nach Efthymiou

Minimal		Parameter	Maximal	
0,2	≤	β	≤	1
0,2	≤	τ	≤	1
8	≤	γ	≤	32
$\frac{-0,6\beta}{\sin \theta}$	≤	ζ	≤	1
20°	≤	θ	≤	90°

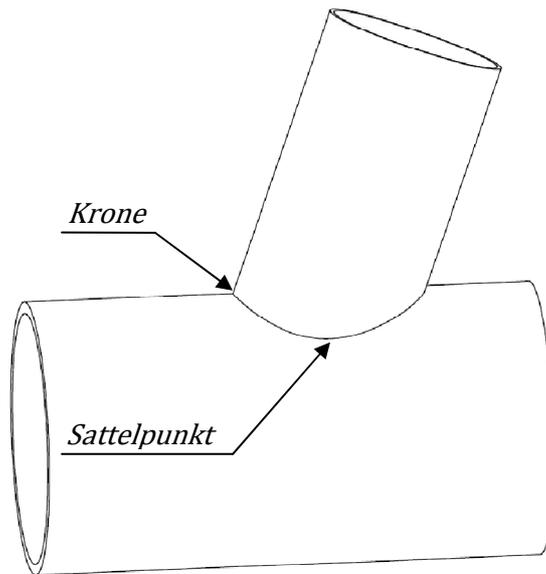


Abbildung 17: Spezifische Punkte am Rohrknotten

Beule oder dem Totalversagen durch Ausreißen der Strebe. Besser verhält sich der Kraftfluss an einem Y-Stoß. Hier werden die Belastungen nicht nur über das Stanzen, sondern auch über die Blechbiegung des Gurts abgetragen. Dies bedeutet, dass die Ovalisierung des Gurts nur durch den senkrechten Teil der Last beeinflusst wird. Bei einer Belastung durch ein Biegemoment an einem T-Stoß liegt der Hot Spot hingegen auf der Krone des Anschlusses.

Somit ist es möglich, die Anschlüsse nach ihrer geometrischen Anordnung in Hinblick auf die Spannungskonzentration zu unterscheiden.⁶⁶

Um den geometrischen Spannungskonzentrationseinfluss besser zu verstehen ist es wichtig, den Kraftfluss im Knoten und gerade in der Schweißnaht zwischen Strebe und dem Gurt zu betrachten. Bei einem T-Stoß unter axialer Belastung ist der Ort der höchsten Spannungskonzentration im Sattelpunkt zu erwarten, siehe Abbildung 17. Der Gurt wird senkrecht zu seiner Hauptachse belastet. Dies führt zu einer reinen Stanzbelastung. Durch die starke Spannungsüberhöhung am Sattelpunkt beginnt der Gurt zu ovalisieren. Es kommt zu einer lokalen Verformung in Form einer beidseitigen

$$SCF_X > SCF_T > SCF_Y > SCF_K \quad (8)$$

mit:

Symbol	: Bedeutung	Einheit
SCF_X	Spannungskonzentrationsfaktor X-Stoß	-
SCF_T	Spannungskonzentrationsfaktor T-Stoß	-
SCF_Y	Spannungskonzentrationsfaktor Y-Stoß	-
SCF_K	Spannungskonzentrationsfaktor K-Stoß	-

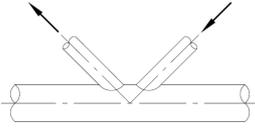
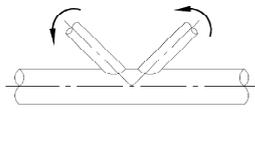
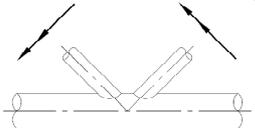
In den folgenden Berechnungen wird auf einen K-Stoß eingegangen. Daher ist anzumerken, dass bei der Berechnung von einer gleichmäßigen Auslastung der an den Gurt angeschlossenen Streben ausgegangen wurde. Die Summe aller Kräfte am Knoten muss hierbei null ergeben, da sich der Knoten global gesehen in statischer Ruhelage befindet. Je nach Lastzustand können unterschiedliche Kräfte in den Streben entstehen. Wenn dieses auftritt, wird nach dem Ansatz von Efthymiou z. B. aus einem K-Stoß ein Y-Stoß oder eine Überlagerung aus beidem. Dies hat lokale Einwirkungen auf die jeweilige Strebe und dessen Spannungskonzentration. In einem Fall der unsymmetrischen Belastung wird der Knoten in unterschiedliche Ausführungskombinationen z. B. 50 prozentigen K-Stoß mit 50 prozentigen X-Stoß auf-

⁶⁶ Vgl. (DNV-RP-C203, 2012, S. 96)

geteilt.⁶⁷ Dies ist in der Praxis eine gängige Vorgehensweise zu Bemessung von Knoten. Da in der weiteren Ausarbeitung die Problematik der unterschiedlichen Schweißnahtausführung betrachtet wird, wird dies hier nicht weiter betrachtet.

Ein Jacket-Knoten ist ein Normalkraft und Biegemoment übertragender Anschluss, welcher wie in Tabelle 14 dargestellt, belastet werden kann. Der Ort der Spannungskonzentration ist je nach Belastungsrichtung unterschiedlich.

Tabelle 14: Ort der Spannungskonzentration am K-Anschluss

Belastungsrichtung	Ursache	Ort der Spannungskonzentration
 <p>axiale Normalkraft</p>	<p>Bedingt durch die am</p> <ul style="list-style-type: none"> - Kopf des Jacketts eingeleiteten Kräfte 	Zwischen Krone und Sattel
 <p>Biegung in der Ebene</p>	<p>Durch das hochlaufen einer Welle am Gurt</p> <ul style="list-style-type: none"> - Durch Exzentrizität der Schwerelinien - Bedingt durch die am Kopf des Jacketts eingeleiteten Kräfte 	Krone
 <p>Biegung aus der Ebene</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Durch Wellenanschlag oder Strömungen 	Sattel

In der Realität tritt am Knoten eine Mischbelastung aus axialer Normalkraft und Biegung auf. Im DNV-RP-C203 wird ein Vorgehen zur Überlagerung der unterschiedlichen Spannungskonzentrationen angegeben. Somit ist es möglich, an acht Stellen der angeschlossenen Geometrie die Hot-Spot-Spannung zu ermitteln. Jedoch sind hierzu die Spannungen am Knoten aus Normalkraft sowie Biegung in und aus der Ebene nötig.

Die überwiegende Belastung im Jacket ist die axiale Zug- bzw. Druckbelastung. Daher werden in der weiteren Betrachtung der unterschiedlichen Nahtausführungen primär die Auswirkungen axialer Normalkräfte als Lasten eingegangen.

Mögliche Ermüdungsriss bilden sich am Ort der höchsten Spannungskonzentration. In der Regel ist dies, wie in Abbildung 9 gezeigt, am Nahtübergang. Es ist dabei zu beachten, dass jede Naht zwei Nahtübergänge besitzt, siehe Abbildung 18, den Nahtübergang an der Strebe und am Gurt. Da sich der Gurt und die Strebe meist in ihren geometrischen Abmaßen unterscheiden, sind jeweils unterschiedliche SCF zu erwarten. Das am Ort der höchsten Spannungskonzentration eingeleitete Risswachstum kann zum Versagen durch plastischen oder spröden Bruch des Anschlusses führen. Die Versagensart hängt unter anderem von den Werkstoffeigenschaften, der Bauteilgeometrie, der Temperatur und der Belastungsgeschwindigkeit ab.

⁶⁷ Vgl. (DNV-RP-C203, 2012, S. 96)

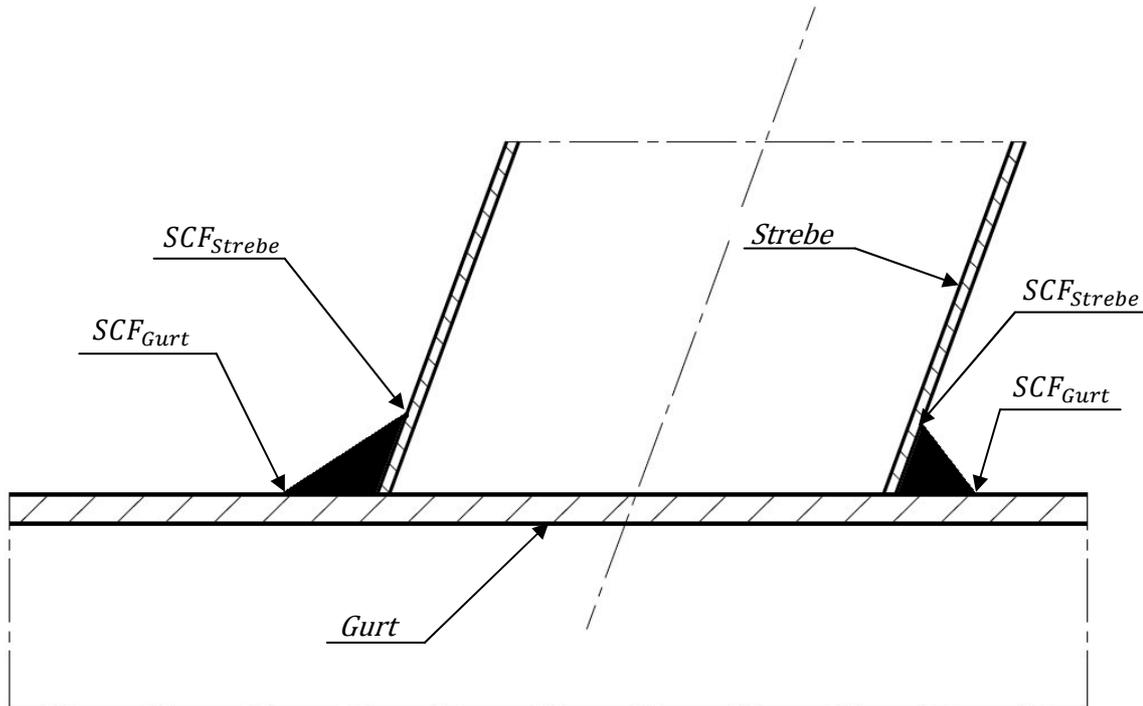


Abbildung 18: Schematische Darstellung der SCF an der Knotengeometrie

Zur Bestimmung der Spannungskonzentrationsfaktoren für axiale Normalkräfte werden folgende Parametergleichungen⁶⁸ berechnet.

Tabelle 15: Parametergleichungen nach Efthymiou

Belastungsart	Parametergleichung	Gl.
axiale Normalkräfte	$SCF_{axial,Gurt} = \tau^{0,9} \cdot \beta^{0,5} \cdot (0,67 - \beta^2 + 1,16 \cdot \beta) \cdot \sin \theta \left(\frac{\sin \theta_{max}}{\sin \theta_{min}} \right)^{0,3} \cdot \left(\frac{\beta_{max}}{\beta_{min}} \right)^{0,3} \cdot (1,64 + 0,29 \cdot \beta^{-0,38} \cdot ATAN(8 \cdot \zeta))$	(9)
	$SCF_{axial,Strebe} = 1 + (1,97 - 1,57\beta^{0,25}) \cdot \tau^{-0,14} \cdot (\sin \theta)^{0,7} \cdot (SCF_{axial,Gurt}) + \sin^{1,8} \cdot (\theta_{max} + \theta_{min}) \cdot (0,131 - 0,084 \cdot ATAN(14 \cdot \zeta + 4,2 \cdot \beta)) \cdot C \cdot \beta^{1,5} \cdot \gamma^{0,5} \cdot \tau^{-1,22}$	(10) ⁶⁹

Auf Grundlage der Rohrgeometrie, siehe Tabelle 12, sowie den Gleichungen (9) und (10) lassen sich folgende Spannungskonzentrationsfaktoren bestimmen:

⁶⁸ Vgl. (DNV-RP-C203, 2012, S. 103)

⁶⁹ mit C = 0 für Anschlüsse ohne überlappende Streben

Tabelle 16: Spannungskonzentrationsfaktoren nach Efthymiou

Belastungsart	Position	Wert	Einheit
axial Normalkräfte	$SCF_{axial,Gurt,A} =$	1,96	-
	$SCF_{axial,Gurt,B} =$	2,33	-
	$SCF_{axial,Strebe;A} =$	1,94	-
	$SCF_{axial,Strebe;B} =$	2,27	-

Es ist zu erkennen, dass der angeschlossene Gurt B stärkere Spannungskonzentrationen ausweist. Dies liegt am Winkel der angeschlossenen Strebe $\theta_B = 50^\circ$ und bestätigt somit die in Gleichung (8) getroffene Aussage. Zur Visualisierung wird die Verteilung der Spannungskonzentrationsfaktoren in Abbildung 19 dargestellt.

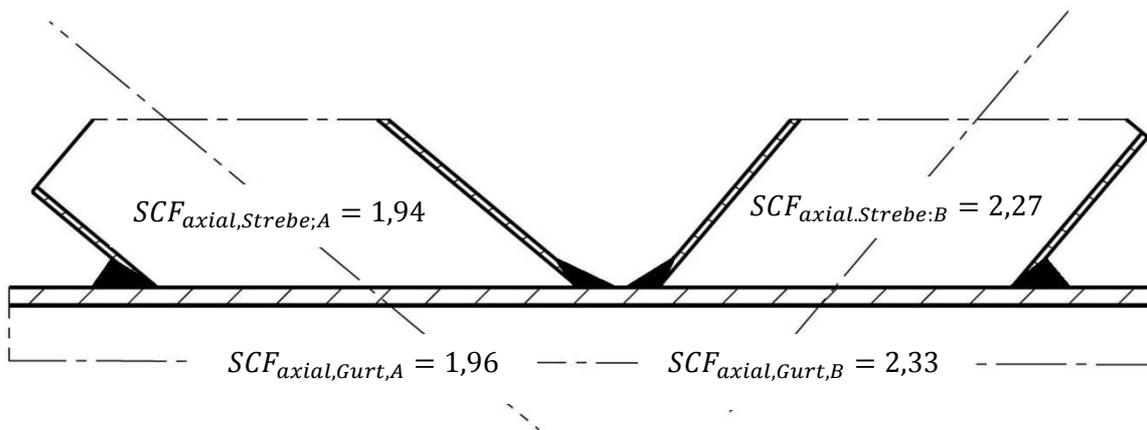


Abbildung 19: Spannungskonzentrationsfaktoren nach Efthymiou

Die in Abbildung 19 dargestellten Spannungskonzentrationsfaktoren gelten nur für die Außenseite der Knotengeometrie. Für die folgende Ermüdungsfestigkeitsbetrachtung nach Eurocode und DNV in Bezug auf die Nahtausführung ist es wichtig, die Spannungskonzentrationsfaktoren der Innenseite festzulegen. Wie beschrieben, verweist der Eurocode im Bezug auf Spannungskonzentrationsfaktoren auf die Berechnung durch FEM oder Sekundärliteratur.

Bei einer technisch einwandfrei ausgeführten Schweißnaht kann von einem gleichwertigen Nahtübergang an der Innen- sowie Außenseite ausgegangen werden. Im Bezug auf axiale Normalkräfte wird der SCF_{Innen} nicht stark von dem $SCF_{Außen}$ abweichen und daher wird $SCF_{Innen} = SCF_{Außen}$ gesetzt.

Mit den SCF-Faktoren für Gurt und Streben können im folgendem Kapitel 7.5 die ertragbare Nennspannungsschwingbreiten unter Berücksichtigung der verschiedenen Kerbfälle aus Kapitel 7.3 berechnet werden.

7.5. Grundlage des Ermüdungsfestigkeitsnachweises

Der Eurocode und der DNV haben eine unterschiedliche Sichtweise auf das Thema der Ermüdung, siehe Tabelle 17. Als Grundlage dient bei beiden die lineare Schadensakkumulations-Hypothese nach Palmgren und Miner.

Tabelle 17: Unterschiede der Nachweisführung

Eurocode	DNV
- Beanspruchungsbasierte Nachweisführung	- Schadensbasierte Nachweisführung
- Betrachtung der Spannungen	- Betrachtung der Bauteillebensjahre

Eine dynamische Last kann, wie unter Kapitel 7 beschrieben, über die gesamte Lebenszeit des Bauteils statistisch verteilt auftreten. Hierbei wird bei der linearen Schadensakkumulations-Hypothese nach Palmgren und Miner von einer statistischen Normalverteilung ausgegangen. Der Beanspruchungsverlauf über die Lebensdauer des Bauteils ist für die Ermüdungsfestigkeit von wichtiger Bedeutung. Der zeitlich veränderliche Beanspruchungsverlauf eines Bauteils wird als Beanspruchungs-Zeit-Funktion dargestellt. Diese Beanspruchungs-Zeit-Funktion basiert auf Messwerten. Die Beanspruchungs-Zeit-Funktion ist Ausgangspunkt für ein Klassierverfahren zur Bestimmung von Last- oder Spannungskollektiven. Diese Klassierverfahren sind entsprechende Zählverfahren, wie z. B. der Reservoir- oder der Rainflow-Methode.⁷⁰

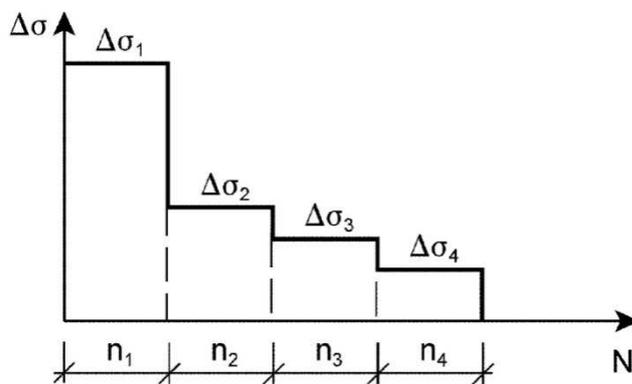


Abbildung 20: Darstellung des Treppenkollektivs

Hierbei werden die auftretenden Beanspruchungsamplituden nach ihrer Auftretenshäufigkeit geordnet und somit in Klassen aufgeteilt. Eine typische Darstellungsform ist das in Abbildung 20⁷¹ gezeigte Treppenkollektiv.

Jedem Schwingspiel wird hierbei eine Teilschädigung des Bauteils zugeordnet. Die Summation jeder Teilschädigung ergibt die Gesamtschädigung D des Bauteils, siehe (11).

Die Schadensakkumulation nach Palmgren und Miner besagt, dass die Gesamtlebensdauer durch lineares Aufaddieren der durch die Beanspruchungszyklen relativ zur Wöhler-Linie "verbrauchten" Lebensdaueranteile bestimmt werden kann, wobei Versagen bei einer Schädigungssumme eintritt, die der Wöhler-Linie entspricht. Unberücksichtigt bleiben Reihenfolge- und Interaktionseffekte.⁷² Jedes Schwingspiel "verbraucht" einen Teil der insgesamt möglichen Lebensdauer.

⁷⁰ Vgl. (Vormwald, Radaj, 2007, S. 270)

⁷¹ (DIN EN 1993-1-9, 2010, S. 38)

⁷² Vgl. (DIN EN 1993-1-9, 2010, S. 36 Anhang A)

$$D = \sum_{i=1}^n D_i = \sum_{i=1}^n \frac{n_i}{N_i} \quad (11)$$

mit:

Symbol	: Bedeutung	Einheit
D	: Gesamtschädigung des Bauteils	-
D_i	: Teilschädigung aus jeweiliger Kollektivstufe	-
n_i	: Anzahl der vorhandenen Schwingspiele der Kollektivstufe	-
N_i	: Die Anzahl der ertragbaren Schwingspiele gemäß Designvorgabe	-

Der Ermüdungsbruch erfolgt nach dieser Hypothese beim Erreichen von $D = 1,0$. Dieser Wert wird sowohl im Eurocode als auch im DNV verwendet. Es zeigt sich jedoch, dass die tatsächliche Gesamtschädigung teilweise stark von diesem Wert abweichen kann.

Für jeden Offshore Windpark müssen spezielle Messwerte der Umgebungsbedingungen vorliegen. Diese sind in der Design Basis aufgeführt und beschreiben z. B. Messwerte wie Windgeschwindigkeiten und Verläufe des Wellengangs. Für den Ermüdungsfestigkeitsnachweis sind als dynamische Lasten die Wellenlasten relevant. Hierbei ist von Interesse, wie oft, mit welcher Höhe und in welchen Abständen diese Wellen auf das Jacket treffen.

Im Eurocode werden Wellenlasten nicht erfasst, so dass der Anwender hier auf Sekundärliteratur wie den DNV-RP-C205⁷³ zurückgreifen muss. Die Überführung des Wellengangs in Lasten bzw. Lastkollektive ist nicht Bestandteil der Ausarbeitung.

Die allgemeine Vorgehensweise im Ermüdungsfestigkeitsnachweis ist hierbei wie folgt:

- Analyse des Wellengangs (Prognose für 20 Jahre aus der Design Basis)
- Überführung des Wellengangs in Lastkollektive (z. B. durch DNV-RP-C205)
- Berechnung der lokalen Spannungen im Bauteil unter Berücksichtigung der Geometrie (SCF) für jedes Lastkollektiv
- Wahl der Wöhler-Linien für das passende Kerbdetail (Kapitel 7.3)
- Berechnung der Teilschädigungen aus den einzelnen Lastkollektiven (Kapitel 7.5)
- Summation der Teilschädigung zur Gesamtschädigung D (Kapitel 7.5)

Es ist hierbei anzumerken, dass zu jedem Lastkollektiv eine Oberspannung und eine Unterspannung gehört und sich somit Gleichung (1) eine Spannungsschwingbreite für jedes Lastkollektiv bestimmen lässt.

Da in der Ausarbeitung keine projektbezogenen Lastkollektive zur Veröffentlichung stehen, wird ein anders gerichteter Rechengang der Ermüdungsfestigkeit gewählt. Es wird hierbei über die vorgegebene Schwingspielzahl in Verbindung mit dem Kerbfall auf die maximal einleitbare Nennspannungsschwingbreite geschlossen.

⁷³ Der DNV-RP-C205 beschäftigt sich mit Lastannahmen aus Umweltbedingungen wie z. B. dem Seegang.

7.5.1. Ermüdungsfestigkeitsnachweis nach DIN EN 1993-1-9

Der Eurocode bietet die Möglichkeit, den Ermüdungsfestigkeitsnachweis nach zwei unterschiedlichen Konzepten durchzuführen. Die beiden Konzepte sind:

- Konzept der Schadenstoleranz
- Konzept der ausreichenden Sicherheit gegen Ermüdungsversagen ohne Vorankündigung

Beide Konzepte werden im folgenden Kapitel betrachtet.

7.5.1.1. Das Konzept der Schadenstoleranz

Das Konzept der Schadenstoleranz toleriert unter gewissen Bedingungen Ermüdungsrisse. Es beruht auf der Annahme, dass das Entstehen und das Anwachsen von Ermüdungsrissen sowie deren Folgen durch ein verbindliches Inspektions- und gegebenenfalls Instandsetzungsprogramm begrenzt werden.⁷⁴

Das Konzept der Schadenstoleranz darf angewendet werden, wenn bei Auftreten von Ermüdungsrissen Lastumlagerungen im tragenden Querschnitt oder zwischen Bauteilen möglich sind.⁷⁵

Wenn im Zuge der Wartungsarbeiten ein Ermüdungsriss erkannt wird, ist das Bauteil instand zu setzen, auszutauschen oder ein ausreichend langsames Risswachstum ist nachzuweisen. Unter Berücksichtigung eines verbindlich festgelegten Inspektionsprogramms, also dem erkennen und beobachten des Risses, ist bei schadenstoleranten Konstruktionen, die Spannungen umverteilen können, das Sicherheitsniveau und damit der Teilsicherheitsbeiwert γ_{Mf} kleiner als beim Konzept der ausreichenden Sicherheit gegen Ermüdungsversagen ohne Vorankündigung.

7.5.1.2. Das Konzept der ausreichenden Sicherheit gegen Ermüdungsversagen ohne Vorankündigung.

Wie im Kapitel 6.1 beschrieben, sind die Anforderungen an Offshore Tragwerke sehr hoch. Im Bereich der Gründungsstruktur und gerade unter Wasser ist mit maritimem Bewuchs wie z. B. Muscheln zu rechnen. Diese lassen sich nur durch speziell ausgebildete Tauscher reinigen. Zudem gestaltet sich die Inspektion der Unterwasser Tragstruktur als sehr herausfordernd. Die Sichtweite unter Wasser in Nord- und Ostsee ist sehr beschränkt. Auch die Wahl des einzusetzenden Prüfverfahrens ist nicht eindeutig zu beantworten. Ansätze mit Ultraschall- oder Wirbelstromprüfungen werden in der Praxis derzeit erprobt. Allerdings hängen die Ergebnisse der Prüfung stark von der Reinigung und der Beschaffenheit der Oberfläche ab. Zudem spielt die Zugänglichkeit der Struktur eine große Rolle. Es ist z. B. an einem Monopile nicht möglich, den Ort der größten Spannung zu inspizieren, da dieser unterhalb des Meeresbodens liegt.

Daher ist es sinnvoll zur Berechnung der Ermüdungsfestigkeit das Konzept der ausreichenden Sicherheit gegen Ermüdungsversagen ohne Vorankündigung zu wählen, da hier keine planmäßigen Inspektionen vorgesehen sind. Dies wird durch einen höheren Teilsicherheitsbeiwert γ_{Mf} realisiert.

⁷⁴ Vgl. (Dr. Dipl. Bauing. A. Nussbaumer; Dr.-Ing. H.-P. Günther, 2006)

⁷⁵ (DIN EN 1993-1-9, 2010, S. 11)

Des Weiteren ist zu beachten, dass bei der Auslegung einer Tragstruktur auch die Grenzzustände der Tragfähigkeit und der Gebrauchstauglichkeit zu beachten sind.

7.5.1.3. Berechnung der Ermüdungsfestigkeit nach Eurocode

Durch die in Kapitel 7.4 ermittelten SCF-Faktoren lassen sich folgendermaßen zulässige Nennspannungsschwingbreiten berechnen. In dieser Ausarbeitung wird auf den Nachweis der Ermüdungsfestigkeit für verschiedene Nahtausführungen eingegangen. Daher wird der Schubeinfluss, resultierend aus der Querkraftkomponente der axialen Normalkraft in der Strebe, nicht berücksichtigt. Zudem ist der Schubanteil im Interaktionsnachweis zwischen Normalspannung und Schubspannung im Eurocode durch den Exponenten fünf sehr viel kleiner als der Anteil aus Normalspannungen, siehe Gleichung (12). Der Ermüdungsnachweis für Schubspannungen wäre vom Vorgehen analog zu dem für Normalspannungen zu führen.

$$\left(\frac{\gamma_{Ff} \cdot \Delta\sigma_{E,2}}{\Delta\sigma_C / \gamma_{Mf}} \right)^3 + \left(\frac{\gamma_{Ff} \cdot \Delta\tau_{E,2}}{\Delta\tau_C / \gamma_{Mf}} \right)^5 \leq 1,0 \quad (12)$$

mit:

Symbol	: Bedeutung	Einheit
γ_{Ff}	: Teilsicherheitsbeiwert der Last- bzw. Einwirkungsseite	-
γ_{Mf}	: Teilsicherheitsbeiwert der Widerstandsseite	-
$\Delta\sigma_{E,2}, \Delta\tau_{E,2}$: ertragbare konstante Spannungsschwingbreite bezogen auf $2 \cdot 10^6$ Schwingspiele	MPa
$\Delta\sigma_C, \Delta\tau_C$: Bezugswert für die Ermüdungsfestigkeit bei $N_c = 2 \cdot 10^6$ Schwingspielen (Kerbfallklasse)	MPa

Für die weitere Betrachtung wird der Ermüdungsnachweis nach Gleichung (13) geführt.

$$\frac{\gamma_{Ff} \cdot \Delta\sigma_{E,2}}{\Delta\sigma_C / \gamma_{Mf}} \leq 1,0 \quad (13)$$

Um im späteren Verlauf der Ausarbeitung den Vergleich der unterschiedlichen Schweißnahtausführungen vornehmen zu können, wird über die Ermüdungsfestigkeit und den Einfluss der Spannungskonzentration auf die in die Knotengeometrie einleitbaren axialen Normalspannungen geschlossen und diese miteinander verglichen.

Die Ermüdungsfestigkeit ist hierbei abhängig von der gewählten Kerbfallklasse und der Schwingspielzahl. Um die folgenden Berechnungen leicht nachvollziehbar zu gestalten, wird die Schwingspielzahl auf $N = 2 \cdot 10^6$ Schwingspiele festgesetzt, da bei dieser Schwingspielzahl die Bezeichnung des Kerbfalls genau der ertragbaren Nennspannungsschwingbreite entspricht. Dies bedeutet, dass beim Auftreten eines Lastkollektives die Ermüdungsfestigkeit des Bauteils nach $N = 2 \cdot 10^6$ Schwingspielen erreicht ist, siehe Diagramm 6. Um das Vorgehen der Berechnung zu verdeutlichen wird zu jedem Berechnungsschritt ein Diagramm im Bezug zum Kerbfall 100 dargestellt.

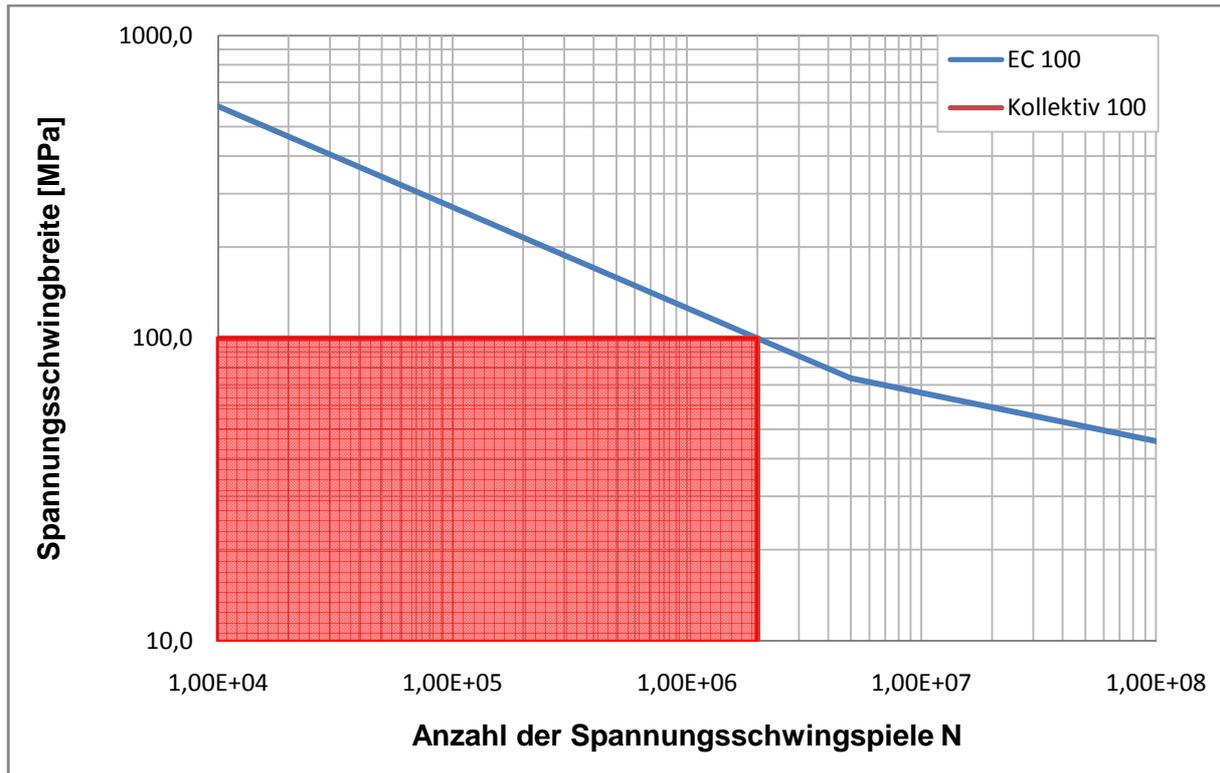


Diagramm 6: Kerbfall 100 des Eurocodes mit Spannungskollektiv bei $N = 2 \cdot 10^6$ Schwingspielen

In der Auslegung von Offshore Tragstrukturen werden als dynamische Last Wellenlasten angesetzt. Wind- und Strömungslasten sind als quasi statisch anzusehen und werden daher in der Statik berücksichtigt. Daher ist für den Teilsicherheitsbeiwert für die ertragbare Spannungsschwingbreite γ_{Ff} keine Lastkombination vorgesehen und dieser Wert wird in der Betrachtung der Ermüdungsfestigkeit auf $\gamma_{Ff} = 1,0$ festgelegt. Dies resultiert aus denen in Kapitel 6.1 genannten Anforderungen. Der Verlust des Bauwerks, somit die Schadensfolge, ist für das Jacket als hoch anzusehen.

Die vom BSH geforderte Echtzeitüberwachung (Condition Monitoring) erfasst die Maschine und den Turmkopf. Für die Gründungsstruktur fordert das BSH eine Überwachung von mindestens zehn Prozent der im Windpark installierten Windkraftanlagen.⁷⁶ Für die Plattformen der OAP und OSS ist dies im derzeitigen BSH Standard nicht weiter spezifiziert.

In einer Gründungsstruktur wie dem Jacket gibt es Punkte, die nur schwer im Rahmen der Wiederkehrenden Prüfung zu inspizieren sind. Daher ist das Konzept der ausreichenden Sicherheit gegen Ermüdungsversagen ohne Vorankündigung anzuwenden.

Daher wird der Teilsicherheitsbeiwert für die Ermüdungsfestigkeit γ_{Mf} auf $\gamma_{Mf} = 1,35$ festgelegt.⁷⁷

Die Teilsicherheitsbeiwerte können je nach Bestimmungen der unterschiedlichen Nation variieren. Diese sind den nationalen Anhängen der DIN EN 1993-1-9 zu entnehmen.

Somit ergibt sich die konstante Spannungsschwingbreite im Bezug auf die Wöhler-Linie des Eurocodes nach Gleichung (14).

⁷⁶ Vgl. (BSH Standard Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen, 2007, S. 17)

⁷⁷ nach (DIN EN 1993-1-9, 2010, S. 12 Tabelle 3.1)

$$\Delta\sigma_{E,2} \leq \frac{\Delta\sigma_C}{\gamma_{Mf} \cdot \gamma_{Ff}} \quad (14)$$

Unter Anwendung des Teilsicherheitsbeiwertes der Widerstandsseite, siehe Gleichung (14), wird das ertragbare Spannungskollektiv herabgesetzt. Dies ist im folgenden Diagramm 7 dargestellt.

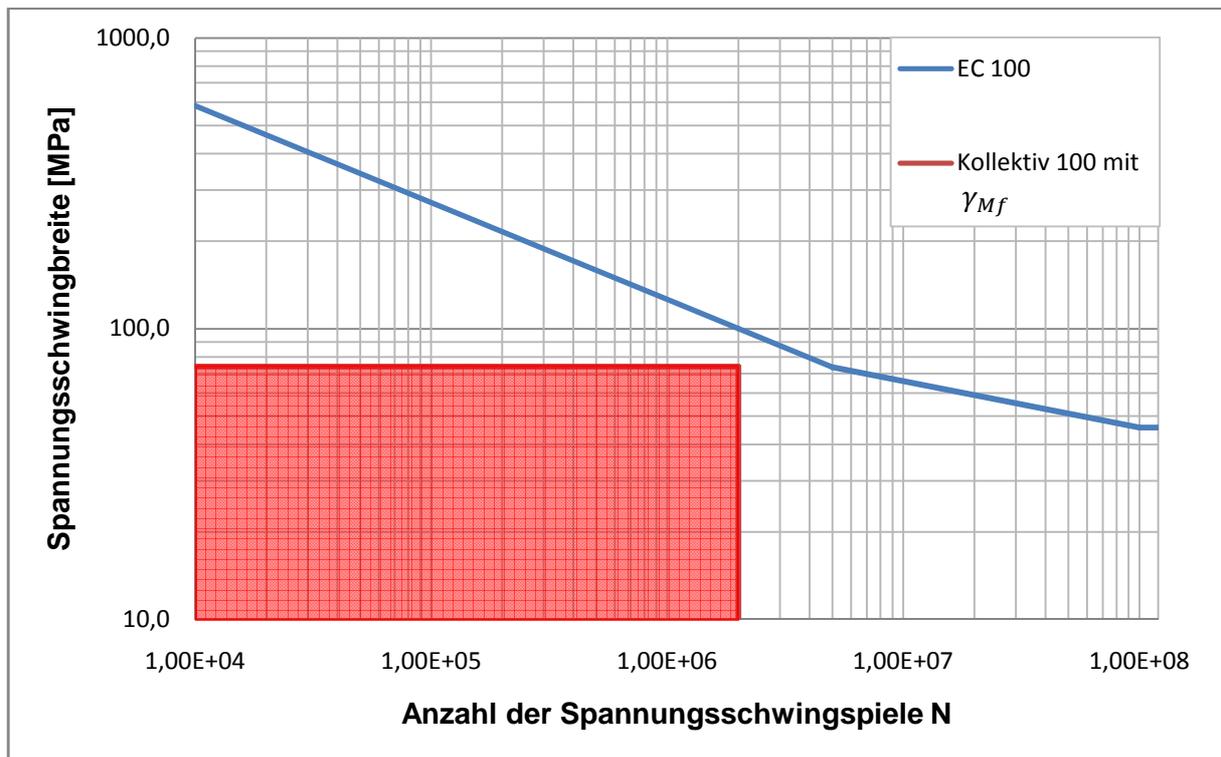


Diagramm 7: Kerbfall 100 des Eurocodes mit Spannungskollektiv mit γ_{Mf}

Die in Kapitel 7.4 berechneten Spannungskonzentrationsfaktoren geben den geometrischen Einfluss der Struktur wieder.

$$\gamma_{Ff} \cdot \Delta\sigma_{E,2} = k_f \cdot (\gamma_{Ff} \cdot \Delta\sigma_{E,2}^*) \quad (15)$$

mit:

Symbol	Bedeutung	Einheit
$\Delta\sigma_{E,2}^*$	ertragbare Nennspannungsschwingbreite	MPa
k_f	Spannungskonzentrationsfaktor nach Eurocode SCF nach DNV-RP-C203	-

Die Gleichung (15) zeigt die in Gleichung (3) dargestellte Beziehung zwischen Normalspannungsschwingbreite und Hot-Spot-Schwingbreite in der Bezeichnung nach Eurocode.

Aus Gleichung (15) ergibt sich die ertragbare Nennspannungsschwingbreite nach Gleichung (16).

$$\Delta\sigma_{E,2}^* = \frac{\Delta\sigma_{E,2}}{k_f} = \frac{\Delta\sigma_{E,2}}{SCF} \quad (16)$$

Die ertragbare Nennspannungsschwingbreite $\Delta\sigma_{E,2}^*$ stellt hierbei die maximal einleitbare Spannung unter Betrachtung eines Lastfalls dar. Der Spannungskonzentrationsfaktor reduziert somit die ertragbare Nennspannungsamplitude. Dies wird zur Verdeutlichung in Diagramm 8 dargestellt.

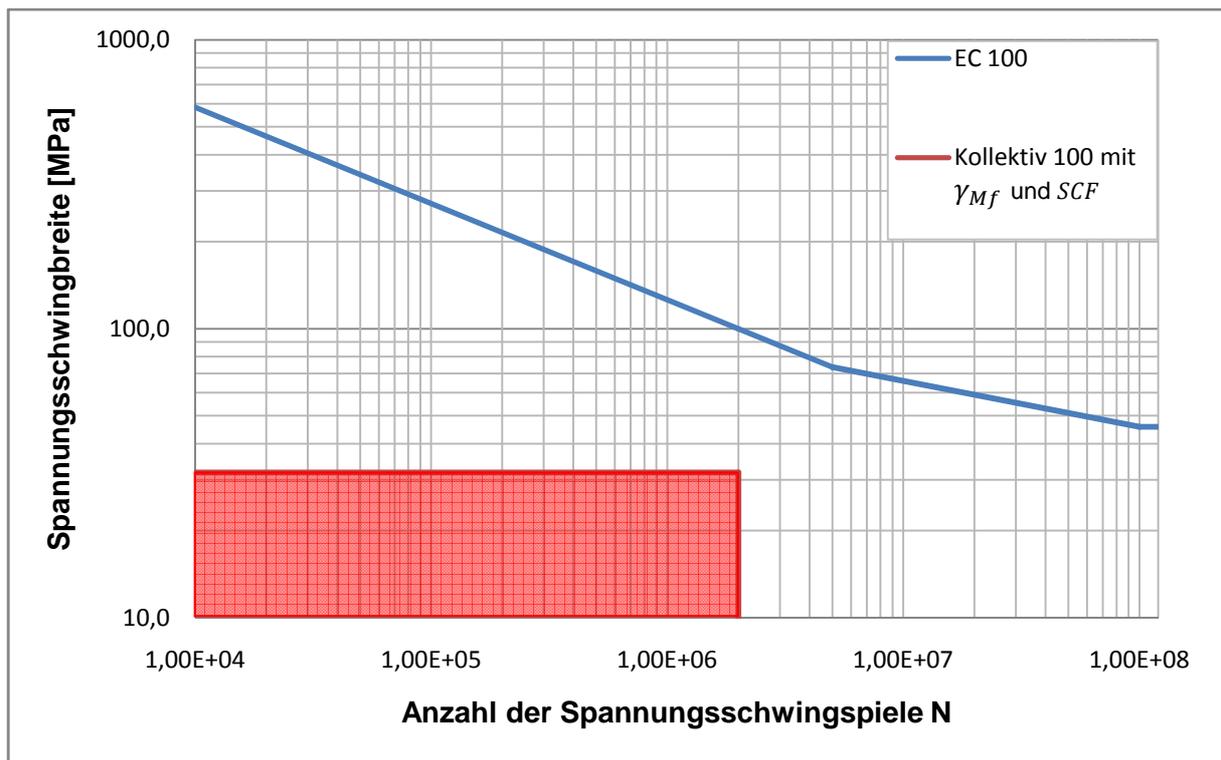


Diagramm 8: Kerbfall 100 des Eurocodes mit Spannungskollektiv mit γ_{Mf} und SCF

Durch die gezeigten Diagramme wird die Vorgehensweise der Berechnung verdeutlicht. Es ist der Einfluss des Teilsicherheitsbeiwertes γ_{Mf} und des Spannungskonzentrationsfaktors zu erkennen.

Die dargestellte Vorgehensweise ist in gleicher Form für unterschiedliche Kerbfälle und Spannungskonzentrationen am Knoten durchzuführen. Hierbei können je nach Spannungskonzentrationsfaktor ertragbare Nennspannungsschwingbreiten an der Innen- und Außenseite des Rohrknotens berechnet werden. Die Ergebnisse der ertragbare Nennspannungsamplituden nach Gleichung (16) für den Eurocode sowie den DNV sind in Tabelle 20 und Tabelle 21 dargestellt. Die Berechnung nach Gleichung (16) führt auf ein Spannungskollektiv mit einer konstanten Nennspannungsschwingbreite. In der Realität, wie in Kapitel 7.5 beschrieben, ist die Belastung für die Ermüdungsfestigkeit des Jackets nicht konstant sondern abhängig vom vorherrschenden Seegang. Über die Schadensakkumulations-Hypothese nach Palmgren und Miner ist es möglich, dass berechnete Spannungskollektiv in mehrere Kollektive aufzuteilen um somit eine reelle Belastung des Jackets aus dem Seegang abzubilden.

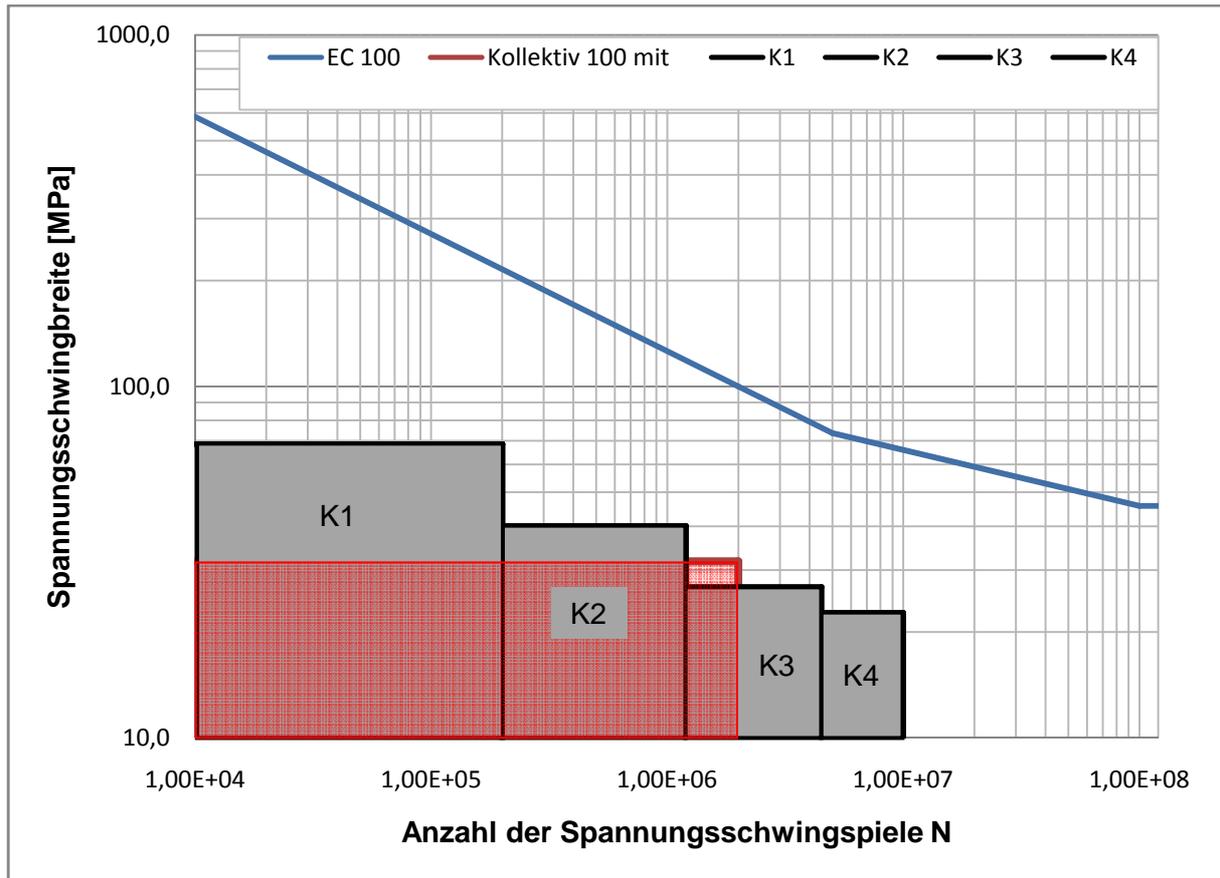


Diagramm 9: Darstellung des realen Treppenkollektivs

Die in Diagramm 9 dargestellte Kollektivverteilung wirkt aufgrund der logarithmischen Darstellung stark zusammen geschoben. Einen besseren Überblick gibt Tabelle 18.

Nach DNV-RP-C203, 2012, S. 23 ist ein Offshore Bauwerk auf $N \geq 10^7$ Schwingspiele auszulegen. Basierend auf dieser Schwingspielzahl werden beispielhaft vier Spannungskollektive aufgebaut. Hierbei wird jedem Kollektiv eine Größe der Teilschädigung zugeteilt.

Über die Schadensakkumulation mit der Gesamtschädigung $D \leq 1,0$ und der Vorgabe von Teilschädigungen aus der jeweiligen Kollektivstufe lässt sich die Schwingspielzahl der Teilschädigung über Gleichung (17) berechnen.

$$n_i = D_i \cdot N_i \tag{ 17 }$$

Rechnerisch wird die Wöhler-Linie über Gleichung (18) beschreiben.

$$\Delta\sigma_i^m \cdot n_i = \Delta\sigma_j^m \cdot N_j \tag{ 18 }$$

Bei einer Schwingspielzahl von $N_j = 2 \cdot 10^6$ Schwingspielen entspricht $\Delta\sigma_j$ der Spannungsschwingbreite des Kerbdetails (Kerbfall 100 \cong 100MPa Spannungsschwingbreite). Zur Berechnung der unterschiedlichen Spannungskollektive wird Gleichung (21) nach $\Delta\sigma_i$ umgestellt.

Durch umformen ergibt sich:

$$\Delta\sigma_i = \Delta\sigma_j \cdot \sqrt[m]{\frac{2 \cdot 10^6}{n_i}} \quad (19)$$

Somit ist es möglich, zu jeder Kollektivstufe die ertragbare Spannungsschwingbreite in Abhängigkeit zur Teilschwingenspielzahl des Kollektivs zu berechnen. Diese mögliche Verteilung der unterschiedlichen Spannungskollektive ist in Diagramm 9 dargestellt. Die zugehörigen Ergebnisse aus Gleichung (17) und Gleichung (19) sind in Tabelle 18 zu sehen.

Tabelle 18: Aufteilung möglicher Spannungskollektive

Kollektivstufe	Teilschädigung D_i [%]	Resultierende Teilschwingenspielzahl n_i	Spannungsschwingbreite des Kollektivs $\Delta\sigma_i$ [MPa]
1	$D_1 = 2,0$	$n_1 = 200.000$	$\Delta\sigma_1 = 68$
2	$D_2 = 10,0$	$n_2 = 1.000.000$	$\Delta\sigma_2 = 40$
3	$D_3 = 33,0$	$n_3 = 3.300.000$	$\Delta\sigma_3 = 27$
4	$D_4 = 55,0$	$n_4 = 5.500.000$	$\Delta\sigma_4 = 23$
	$\sum D_i = 100,0$	$\sum n_i = 10.000.000$	

Um die reellen Auswirkungen des Seegangs auf die Ermüdungsfestigkeit des Jackets zu erfassen werden die einzelnen Spannungskollektive deutlich feiner abgestuft.

Im folgenden Kapitel wird auf die Nachweisführung nach DNV eingegangen.

7.5.2. Ermüdungsfestigkeitsnachweis nach DNV-RP-C203

Wie unter Kapitel 7.5 beschrieben, basiert der Ermüdungsfestigkeitsnachweis des DNV ebenso auf der lineare Schadensakkumulations-Hypothese nach Palmgren und Miner wie der des Eurocodes. Allerdings ist die Nachweisführung schadensbasiert. Dies bedeutet, dass die Ermüdungsfestigkeit in Bauteillebensjahren beschreiben wird, engl. fatigue life.

Ein Unterschied von DNV zu Eurocode ist der Teilsicherheitsbeiwert für die Ermüdungsfestigkeit γ_{Mf} . Dieser wird für Rohrverbindungen im DNV-OS-C101 mit $\gamma_{Mf} = 1,15$ angegeben.⁷⁸ Wie zu erkennen ist, weicht dieser Wert vom Eurocode ab, $\gamma_{Mf,EC} = 1,35$ allerdings wird hier noch keine Aussage über die inspizierbarkeit des Bauteils gemacht. Dies geschieht durch den Design Fatigue Factor kurz DFF. Die DFF sind abhängig von der Bedeutung der Bauteile in Bezug auf ihre strukturelle Integrität und Verfügbarkeit für die Inspektion und Reparatur.⁷⁹

⁷⁸ (DNV-OS-C101, 2011, S. 38)

⁷⁹ Vgl. (DNV-OS-C101, 2011, S. 45)

Tabelle 19: Wahl des Design Fatigue Factor

DFF	Anforderung an das Bauteil
1	Innenliegende Strukturdetails, zugänglich und nicht direkt an den unter Wasser liegenden Teil der Struktur verschweißt.
1	Außenliegende Strukturdetails, die für regelmäßige Inspektion und Reparaturen unter trockenen und sauberen Bedingungen zugänglich sind.
2	Innenliegende Strukturdetails, zugänglich und direkt an den unter Wasser liegenden Teil der Struktur verschweißt.
2	Außenliegende Strukturdetails, die nicht für regelmäßige Inspektion und Reparaturen unter trockenen und sauberen Bedingungen zugänglich sind.
3	Nicht zugängliche Bereiche, in denen keine Inspektion durchgeführt werden kann.

In der Realität werden diese DFF je nach Designer und Projekt noch über den Faktor 3 erhöht. Der Beziehung des DFF zum Teilsicherheitsbeiwert für die Ermüdungsfestigkeit γ_{Mf} lässt sich wie folgt darstellen.

$$\gamma_{Mf} = \sqrt[m]{DFF} \quad (20)$$

mit:

Symbol	: Bedeutung	Einheit
m	: Steigung der Wöhler-Linie	-

Aus Gleichung (20)⁸⁰ geht hervor, dass der Teilsicherheitsbeiwert γ_{Mf} des DNV abhängig von der Steigung der Wöhler-Linie ist. Wie in Kapitel 7.3 gezeigt, verhält sich die Steigung der Wöhler-Linie unterschiedlich.

Im Zeitfestigkeitsbereich verläuft die Wöhler-Linie mit einer Steigung von $m = 3$ und im Dauerfestigkeitsbereich mit $m = 5$. Bei einer gemittelten Steigung von $m = 4$ ⁸¹ ergibt sich ein Teilsicherheitsbeiwert $\gamma_{Mf,DNV} = 1,32$. Es zeigt sich daher, dass DNV und Eurocode hier ein ähnliches Niveau im Bezug auf den Teilsicherheitsbeiwert anstreben. Um die Ergebnisse basierend auf den Eurocode Wöhler-Linien mit denen des DNV vergleichen zu können, wird die Berechnung der ertragbaren Nennspannungsschwingbreite mit dem Teilsicherheitsbeiwert $\gamma_{Mf,EC} = 1,35$ durchgeführt.

In den folgenden Tabellen 20 und 21 sind die Ergebnisse der ertragbaren Nennspannungsschwingbreite nach Gleichung (16) dargestellt. Das daraus resultierende Spannungskollektiv stellt sich wie in Diagramm 8 dar. Die Ergebnisse wurden mit unterschiedlichen Kerbfällen auf der Innen- und Außenseite mit den Wöhler-Linien des Eurocodes und des DNV berechnet.

Im folgenden Kapitel 7.6 wird auf die Plausibilitätsprüfung der Ergebnisse eingegangen und auf die einleitbaren axiale Normalkraftschwingbreite geschlossen. Zudem wird die Umlagerung der axialen Normalkraft von der Strebe in den Gurt verdeutlicht.

⁸⁰ Bezogen auf Gespräch mit Herrn (Dr. Lüddecke, 2014)

⁸¹ Bezogen auf Gespräch mit Herrn (Dr. Lüddecke, 2014)

Tabelle 20: Darstellung der Ergebnisse der ertragbaren Nennspannungsschwingbreite

Belastungsart axiale Normalkraft		Position A										
Wöhler-Linie	Ausführung	Strebe A					Gurt A					
		Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]		Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]		
Eurocode DIN EN ISO 1993-1-9	Einseitig	Innen	36	1,94	$\Delta\sigma_{EC,S,A,i}^{* einseitig}$	13,73	Innen	36	1,96	$\Delta\sigma_{EC,G,A,i}^{* einseitig}$	13,63	
		Außen	100	1,94	$\Delta\sigma_{EC,S,A,a}^{* einseitig}$	38,13	Außen	100	1,96	$\Delta\sigma_{EC,G,A,a}^{* einseitig}$	37,86	
	Zweiseitig	Innen	100	1,94	$\Delta\sigma_{EC,S,A,i}^{* zweiseitig}$	38,13	Innen	100	1,96	$\Delta\sigma_{EC,G,A,i}^{* zweiseitig}$	37,86	
		Außen	100	1,94	$\Delta\sigma_{EC,S,A,a}^{* zweiseitig}$	38,13	Außen	100	1,96	$\Delta\sigma_{EC,G,A,a}^{* zweiseitig}$	37,86	
	Position B											
	Strebe B					Gurt B						
			Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]		Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]	
	Einseitig	Innen	36	2,27	$\Delta\sigma_{EC,S,B,i}^{* einseitig}$	11,75	Innen	36	2,33	$\Delta\sigma_{EC,G,B,i}^{* einseitig}$	11,44	
		Außen	100	2,27	$\Delta\sigma_{EC,S,B,a}^{* einseitig}$	32,63	Außen	100	2,33	$\Delta\sigma_{EC,G,B,a}^{* einseitig}$	31,77	
	Zweiseitig	Innen	100	2,27	$\Delta\sigma_{EC,S,B,i}^{* zweiseitig}$	32,63	Innen	100	2,33	$\Delta\sigma_{EC,G,B,i}^{* zweiseitig}$	31,77	
Außen		100	2,27	$\Delta\sigma_{EC,S,B,a}^{* zweiseitig}$	32,63	Außen	100	2,33	$\Delta\sigma_{EC,G,B,a}^{* zweiseitig}$	31,77		
Position A												
Belastungsart axiale Normalkraft		Strebe A					Gurt A					
Wöhler-Linie	Ausführung	Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]		Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]		
DNV an Luft	Einseitig	Innen	36	1,94	$\Delta\sigma_{DNV,L,S,A,i}^{* einseitig}$	13,73	Innen	36	1,96	$\Delta\sigma_{DNV,L,G,A,i}^{* einseitig}$	13,63	
		Außen	100	1,94	$\Delta\sigma_{DNV,L,S,A,a}^{* einseitig}$	38,13	Außen	100	1,96	$\Delta\sigma_{DNV,L,G,A,a}^{* einseitig}$	37,86	
	Zweiseitig	Innen	100	1,94	$\Delta\sigma_{DNV,L,S,A,i}^{* zweiseitig}$	38,13	Innen	100	1,96	$\Delta\sigma_{DNV,L,G,A,i}^{* zweiseitig}$	37,86	
		Außen	100	1,94	$\Delta\sigma_{DNV,L,S,A,a}^{* zweiseitig}$	38,13	Außen	100	1,96	$\Delta\sigma_{DNV,L,G,A,a}^{* zweiseitig}$	37,86	
	Position B											
	Strebe B					Gurt B						
			Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]		Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]	
	Einseitig	Innen	36	2,27	$\Delta\sigma_{DNV,L,S,B,i}^{* einseitig}$	11,75	Innen	36	2,33	$\Delta\sigma_{DNV,L,G,B,i}^{* einseitig}$	11,44	
		Außen	100	2,27	$\Delta\sigma_{DNV,L,S,B,a}^{* einseitig}$	32,63	Außen	100	2,33	$\Delta\sigma_{DNV,L,G,B,a}^{* einseitig}$	31,76	
	Zweiseitig	Innen	100	2,27	$\Delta\sigma_{DNV,L,S,B,i}^{* zweiseitig}$	32,63	Innen	100	2,33	$\Delta\sigma_{DNV,L,G,B,i}^{* zweiseitig}$	31,76	
Außen		100	2,27	$\Delta\sigma_{DNV,L,S,B,a}^{* zweiseitig}$	32,63	Außen	100	2,33	$\Delta\sigma_{DNV,L,G,B,a}^{* zweiseitig}$	31,76		

Tabelle 21: Darstellung der Ergebnisse der ertragbaren Nennspannungsschwingbreite

Belastungsart axiale Normalkraft		Position A										
Wöhler-Linie	Ausführung	Strebe A					Gurt A					
		Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]		Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]		
DNV in Seewasser mit Korrosionsschutz	Einseitig	Innen	36	1,94	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,S,A,i}^{*einseitig}$	11,08	Innen	36	1,96	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,G,A,i}^{*einseitig}$	11,00	
		Außen	100	1,94	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,S,A,a}^{*einseitig}$	30,77	Außen	100	1,96	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,G,A,a}^{*einseitig}$	30,54	
	Zweiseitig	Innen	100	1,94	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,S,A,i}^{*zweiseitig}$	30,77	Innen	100	1,96	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,G,A,i}^{*zweiseitig}$	30,54	
		Außen	100	1,94	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,S,A,a}^{*zweiseitig}$	30,77	Außen	100	1,96	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,G,A,a}^{*zweiseitig}$	30,54	
	Position B											
	Strebe B					Gurt B						
			Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]		Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]	
	Einseitig	Innen	36	2,27	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,S,B,i}^{*einseitig}$	9,48	Innen	36	2,33	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,G,A,i}^{*einseitig}$	9,23	
		Außen	100	2,27	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,S,B,a}^{*einseitig}$	26,33	Außen	100	2,33	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,G,A,a}^{*einseitig}$	25,63	
	Zweiseitig	Innen	100	2,27	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,S,B,i}^{*zweiseitig}$	26,33	Innen	100	2,33	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,G,A,i}^{*zweiseitig}$	25,63	
Außen		100	2,27	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,S,B,a}^{*zweiseitig}$	26,33	Außen	100	2,33	$\Delta\sigma_{DNV,mKor,G,A,a}^{*zweiseitig}$	25,63		
Position A												
Belastungsart axiale Normalkraft		Strebe A					Gurt A					
Wöhler-Linie	Ausführung	Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]		Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]		
DNV in Seewasser ohne Korrosionsschutz	Einseitig	Innen	36	1,94	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,S,A,i}^{*einseitig}$	9,52	Innen	36	1,96	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,G,A,i}^{*einseitig}$	9,45	
		Außen	100	1,94	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,S,A,a}^{*einseitig}$	26,44	Außen	100	1,96	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,G,A,a}^{*einseitig}$	26,25	
	Zweiseitig	Innen	100	1,94	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,S,A,i}^{*zweiseitig}$	26,44	Innen	100	1,96	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,G,A,i}^{*zweiseitig}$	26,25	
		Außen	100	1,94	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,S,A,a}^{*zweiseitig}$	26,44	Außen	100	1,96	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,G,A,a}^{*zweiseitig}$	26,25	
	Position B											
	Strebe B					Gurt B						
			Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]		Orientierung	Kerbfall	SCF	Nennspannungsschwingbreite [MPa]	
	Einseitig	Innen	36	2,27	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,S,B,i}^{*einseitig}$	8,15	Innen	36	2,33	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,G,A,i}^{*einseitig}$	7,93	
		Außen	100	2,27	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,S,B,a}^{*einseitig}$	22,63	Außen	100	2,33	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,G,A,a}^{*einseitig}$	22,03	
	Zweiseitig	Innen	100	2,27	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,S,B,i}^{*zweiseitig}$	22,63	Innen	100	2,33	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,G,A,i}^{*zweiseitig}$	22,03	
Außen		100	2,27	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,S,B,a}^{*zweiseitig}$	22,63	Außen	100	2,33	$\Delta\sigma_{DNV,oKor,G,A,a}^{*zweiseitig}$	22,03		

7.6. Betrachtung und Plausibilität der Ergebnisse

Die Überprüfung der Plausibilität ist in jeder Berechnung ein wichtiger Punkt. Es ist zu prüfen, ob die berechneten Ergebnisse maßgeblich von den erwarteten Ergebnissen oder den Erfahrungen abweichen.

Wie am Ende des Kapitels 7.4 beschrieben, ist auch in den Ergebnissen der Berechnung zu erkennen, dass der Anschluss B kritischer ist als Anschluss A. Dies ist auf den Winkel der angeschlossenen Strebe zurückzuführen.

Wie unter Kapitel 7.3 beschrieben, ist bei der einseitigen Nahtausführung der Kerbfall auf der Innenseite des Anschlusses führend. Dies bestätigten die Ergebnisse in Tabelle 20 und Tabelle 21. Es zeichnet sich der Unterschied zwischen der einseitigen und zweiseitigen Nahtausführung ab.

Ebenso plausibel sind die Ergebnisse der unterschiedlichen Wöhler-Linien des DNV. Wie schon in Diagramm 5 zu erkennen ist, muss das Ergebnis der ertragbaren Nennspannungsschwingbreite mit der Wöhler-Linie der freien Korrosion in Meerwasser am geringsten sein. Zudem zeigt sich, dass die Eurocode Wöhler-Linien deutlich progressiver gegenüber denen des DNV sind. Dies spiegelt sich auch in der Praxis wieder. Die Auslegung von Offshore Tragwerken wird hier vorzugsweise mit Wöhler-Linien anderer Richtlinien wie z. B. DNV oder dem Germanischem Loyd vorgenommen, da hier der Korrosionseinfluss in die Ermüdungsfestigkeit mit eingeht.

Die ertragbaren Nennspannungsschwingbreiten wirken im ersten Moment, gerade bei der einseitigen Nahtausführung auf der Innenseite, sehr klein. Dabei darf aber nicht vernachlässigt werden, dass die Spannungsschwingbreite über eine Fläche von $A = 77.833 \text{ mm}^2$ abgetragen wird.

$$A = \frac{\pi \cdot (D^2 - (D - 2 \cdot t)^2)}{4} \quad (21)$$

mit:

Symbol	: Bedeutung	Einheit
A	: Querschnittsfläche	mm^2

Als kritischer Punkt ist hierbei die Hacke des Anschlusses zu sehen, da hier die Spannung aus der Strebe, wie in Abbildung 21 dargestellt, zuerst umgelagert wird.

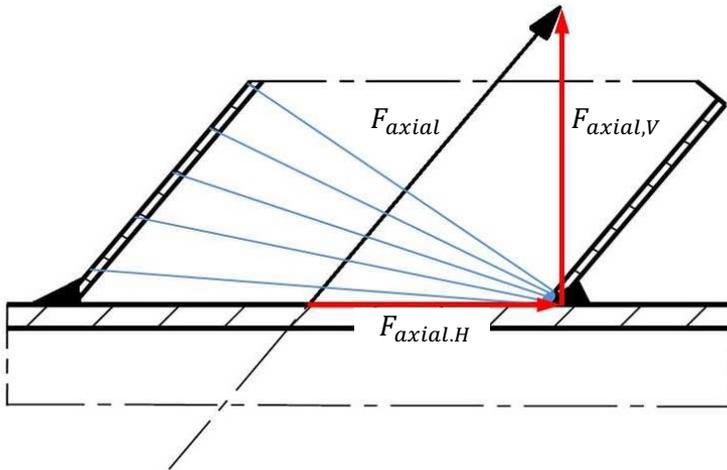


Abbildung 21: Schematische Darstellung der Kraftumlagerung am Knoten

Wie in Abbildung 21 zu erkennen, beginnt die axiale Normalkraft der Strebe sich an der Hacke das Anschlusses in den Gurt umzulagern.

Dabei trifft die Spannung zuerst auf die Hacke zwischen Strebe und Gurt. Dies stellt den spannungskritischen Querschnitt dar. Nach diesem Punkt geht die Geometrie der Strebe von einer Kreisringfläche in eine elliptische Form über. Dies führt dazu, dass die Querschnittsfläche, über die die Spannungen abgetragen werden, ansteigt.

Im Gegenzug teilt sich die axiale Normalkraft in seine Horizontal- ($F_{axial,H}$) und Vertikalkomponenten ($F_{axial,V}$) auf. Diese Umlagerung führt dazu, dass die axiale Normalkraft eine Stanz- und Schubbeanspruchung im Anschluss hervorruft.

Aus diesem Grund kann für die Berechnung der aus den Spannungen resultierenden Normalkraftschwingbreite in der Strebe eine Kreisringfläche angenommen werden. Daraus ergibt sich exemplarisch für die einseitige und zweiseitige Nahtausführung nach dem Eurocode Wöhler-Linien eine axiale Normalkraftschwingbreite nach Gleichung (22).

$$F_{axial} = \Delta_{\sigma}^* \cdot A \quad (22)$$

mit:

Symbol	Bedeutung	Einheit
F_{axial}	axiale Normalkraftschwingbreite	kN

Tabelle 22: Axiale Normalkraftschwingbreite der Strebe B nach Eurocode

Wöhler-Linie	Ausführung	Orientierung	Symbol	Wert	Einheit
Eurocode	Einseitig	Innen	$F_{EC,S,B,i}^{* einseitig}$	914	kN
		Außen	$F_{EC,S,B,a}^{* zweiseitig}$	2540	kN
	Zweiseitig	Innen	$F_{EC,S,B,i}^{* einseitig}$	2540	kN
		Außen	$F_{EC,S,B,a}^{* zweiseitig}$	2540	kN

Es ist zu beachten, dass dieser Nachweis sich nur auf den Anschluss der Streben an den Gurt bezieht. In einer reellen Bemessung eines Jackets sind gerade die Knicknachweise im Tragwerk von hoher Wichtigkeit.

In der folgenden Schlussbemerkung wird eine Zusammenfassung der Ausarbeitung gegeben.

8. Schlussbemerkung und Ausblick

Die Ausarbeitung hat gezeigt, auf welcher rechtlichen Grundlage Offshore Windparks in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone errichtet werden dürfen. Die Anforderungen des BSH sind mit dem Anwendungshinweis für den Standard "Konstruktive Ausführung von Offshore Windenergieanlagen" klar definiert. Die Forderung nach vorrangig nationalen und europäischen bauaufsichtlich eingeführten Normen führt für den Stahlbau auf die Anwendung des Eurocodes DIN EN 1993-1. Allerdings ist dieser in vielen Punkten für die Bemessung eines Offshore Tragwerkes ungeeignet oder lückenhaft.

Die Eurocodes sind, wie aus dem Namen zu deuten, europaweit vereinheitlichte Normen für die Bemessung im Bauwesen. Die Eurocodes wurden durch die Mitgliedsstaaten des Europäischen Komitees für Normung kurz CEN erarbeitet. Beim DNV hingegen handelt es sich um eine Richtlinie, die aus einem privatwirtschaftlichen Interesse heraus entwickelt wurde. Daher ist es in Deutschland durch die Anforderungen des BSH nicht möglich, den DNV dem Eurocode gleichzustellen. Eine sinnvolle Ergänzung des Eurocodes ist allerdings durch einen Ergänzungsantrag beim BSH zulässig und gängige Praxis.

Wichtig bei der Diskussion des Auslegungsstandards ist die Sicht der Fertigung und Umsetzbarkeit der Designanforderungen. Eurocode und DNV sind in sich geschlossen. Dies bedeutet, dass bei beiden die Konstruktion mit der Ausführung verknüpft ist und somit eine Interaktion zwischen diesen besteht. Es ist somit möglich, dass Sicherheitsniveau der Konstruktion in der Fertigung umzusetzen.

Die Betrachtung unterschiedlicher Nahtausführungen hat in der Praxis hohe Relevanz.

Die Auslegung nach den gängigen Kerbfallkatalogen ist gängige Praxis. Wie in der Ausarbeitung gezeigt, stößt man allerdings auf Probleme bei der Anwendung der möglichen Kerbfälle. In der Ausarbeitung wurde dargestellt, wie ein möglicher Ermüdungsfestigkeitsnachweis durch den Aufbau von Analogien geführt werden könnte. Es ist hierbei zu beachten, dass sich der Kerbfall 36 auf der Innenseite unter Verwendung des Strukturspannungskonzeptes sehr konservativ darstellt. Betreffend die Auslegung nach Eurocode wäre es daher sinnvoll, den Kerbfallkatalog des Strukturspannungskonzeptes um z. B. einen Kerbfall des einseitigen Schweißens zu ergänzen. Somit wäre es möglich, ohne viel Diskussion und den Aufbau kompromissbehafteter Analogien einen Ermüdungsfestigkeitsnachweis zu führen.

In der heutigen Arbeitsweise wird die Nachweisführung meist über FEM Rechnungen abgedeckt. Allerdings ist die Vorgehensweise der Berechnung durch FEM nicht für "jedermann" nachvollziehbar und somit fundiertes Expertenwissen. Ein Ermüdungsnachweis nach Kerbfallklassen wird hingegen in den Ingenieurwissenschaften meist durch das Studium abgedeckt und ist somit schneller nachvollziehbar.

Als weiteren Punkt stellt sich die Umsetzung der Konstruktion dar. Die sichere Ausführung einer einseitigen Naht an einem Rohr-Knoten erweist sich als schwierig. Die Ausführungsqualität der innen liegenden Schweißnahtwurzel bei einer einseitigen Nahtausführung hängt am Knoten stark von den Fertigkeiten des Schweißers ab. Zu der Problematik der fehlerfreien und reproduzierbaren Ausführung der Schweißnaht stellt sich die erschwerte Prüfbarkeit der Knotengeometrie durch gängige ZFP Verfahren. Dies wird bei einer wiederkehrenden Prüfung der Offshore Tragstruktur zusätzlich durch die Umgebungsbedingungen auf dem Meer sowie maritimen Bewuchs erschwert. Daher ist das Risiko einer einseitigen Nahtausführung im Bezug auf die Ermüdungsfestigkeit, die Prüfbarkeit und die Umgebungsbedingungen auf dem Meer unverhältnismäßig hoch gegenüber einer zweiseitigen Nahtausführung.

Zusammenfassend lässt sich aussagen, dass die einseitige Schweißnahtausführung rechnerisch, wenn auch mit Kompromissen, nachweisbar ist. Der ausführende Fertigungsbetrieb muss allerdings nachweisen, dass dieser in der Lage ist, den Knoten nach den Anforderungen des Designs zu fertigen.

Ein möglicher Ansatz ist hierbei zu verifizieren, welche Erfahrung der Fertigungsbetrieb mit der Ausführung von Rohr-Anschlüssen dieser Dimensionen hat.

Bei einem Fertigungsbetrieb mit wenig Erfahrung kann dieser, die einseitige Nahtausführung durch einen Schweißtest bzw. eine Arbeitsprobe vorab zu qualifizieren. Hierbei ist es ratsam, die Auswahl der am Schweißtest beteiligten Schweißer von der Kundenseite zu steuern. Somit kann es vermieden werden, dass für die Ausführung des Schweißtestes nur die "besten" Schweißer des Betriebs eingesetzt werden, diese jedoch nicht den Durchschnitt, der in der Fertigung verfügbaren Handfertigkeit, aufweisen.

Ist der Fertigungsbetrieb erfahren in der Ausführung von Rohr-Knoten gleicher Dimension, kann auf die Durchführung eines Schweißtests verzichtet werden, wenn der Fertiger in der Lage ist, seine Erfahrung in diesem Bereich darzulegen. Dies könnte über die As-Build Dokumentation vorangegangener Bauwerke (in diesem speziellen Fall Jackets) geschehen.

Um die Zertifizierung des Jackets hierbei nicht zu gefährden, ist es unabdingbar, die zertifizierende Stelle in die jeweilige Vorgehensweise mit einzubinden.

Die Ausarbeitung hat gezeigt, dass durch den energetischen Wandel weiterhin das Interesse besteht Offshore Windparks in der deutschen AWZ zu errichten. Hierbei werden immer wieder die Interessen der Fertigung und des Designs aufeinandertreffen und daher die Diskussion der Nahtausführung in jedem Projekt auf ein Neues diskutiert werden.

Diese Ausarbeitung kann hierbei als Gesprächsgrundlage dienen, um mögliche Lösungsansätze im Design und in der Ausführung eines Offshore Jacket-Knoten aufzuzeigen.

Literaturverzeichnis

Akad. für Raumforschung und Landesplanung Maritime Raumordnung. (2013). *Maritime Raumordnung: Interessenlage, Rechtslage, Praxis, Fortentwicklung*. Hannover: ARL, Akad. für Raumforschung und Landesplanung.

Anlage zur Verordnung über die Raumordnungsplan für die deutsche ausschließliche Wirtschaftszone in der Nordsee. (21. 09 2009). *Raumordnung in der AWZ - BSH*. Abgerufen am 25. 02 2014 von http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung_in_der_AWZ/Dokumente_05_01_2010/Anlage_Nordsee.pdf

Anwendungshinweise für den Standard „Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen“ des BSH. (19. 01 2012). Abgerufen am 28. 03 2014 von <http://www.bsh.de/de/Produkte/Buecher/Standard/>

Betrieb & Service - DanTysk Offshore Wind. (2014). Abgerufen am 25. 02 2014 von <http://www.dantysk.de/technik-schiffe/betrieb-service.html>

BSH Standard Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen. (2007). Abgerufen am 25. 02 2014 von <http://www.bsh.de/de/Produkte/Buecher/Standard/7005.pdf>

Der Windpark - DanTysk Offshore Wind. (2014). Abgerufen am 28. 02 2014 von <http://www.dantysk.de/der-windpark.html>

Deutsche ausschließliche Wirtschaftszone - BSH. (2014). Abgerufen am 26. 2 2014 von deutsche ausschließliche Wirtschaftszone - BSH

DIN EN 1993-1. (2010). *DIN EN 1993-1*. Berlin: Beuth Verlag.

DIN EN 1993-1-8. (2010). *DIN EN 1993-1-8*. Berlin: Beuth Verlag.

DIN EN 1993-1-9. (2010). *DIN EN 1993-1-9*. Berlin: Beuth Verlag.

DNV-OS-C101. (04 2011). *DNV-OS-C101*. Abgerufen am 25. 04 2014 von <https://exchange.dnv.com/servicedocuments/dnv>

DNV-RP-C203. (2012). *DNV-RP-C203*. Abgerufen am 20. 03 2012 von https://exchange.dnv.com/publishing/Codes/ToC_edition.asp#Offshore_Standards

Dr., Dipl. Bauing. A. Nussbaumer; Dr.-Ing. H.-P. Günther. (2006). *Grundlagen und Erläuterung der neuen Ermüdungsnachweise nach Eurocode 3*. Abgerufen am 14. 04 2014 von <https://estudogeral.sib.uc.pt/bitstream/10316/10775/1/Grundlagen%20und%20Er%C3%A4uterung.pdf>

EE-Langfristszenarien 2011 - DLR. (29. 03 2012). Abgerufen am 28. 03 2014 von http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf

EN ISO 5817:2003. *EN ISO 5817:2003*. Berlin: Beuth Verlag.

Fakten & Chronologie - DanTysk Offshore Wind. (2014). Abgerufen am 25. 02 2014 von <http://www.dantysk.de/der-windpark/fakten-chronologie.html>

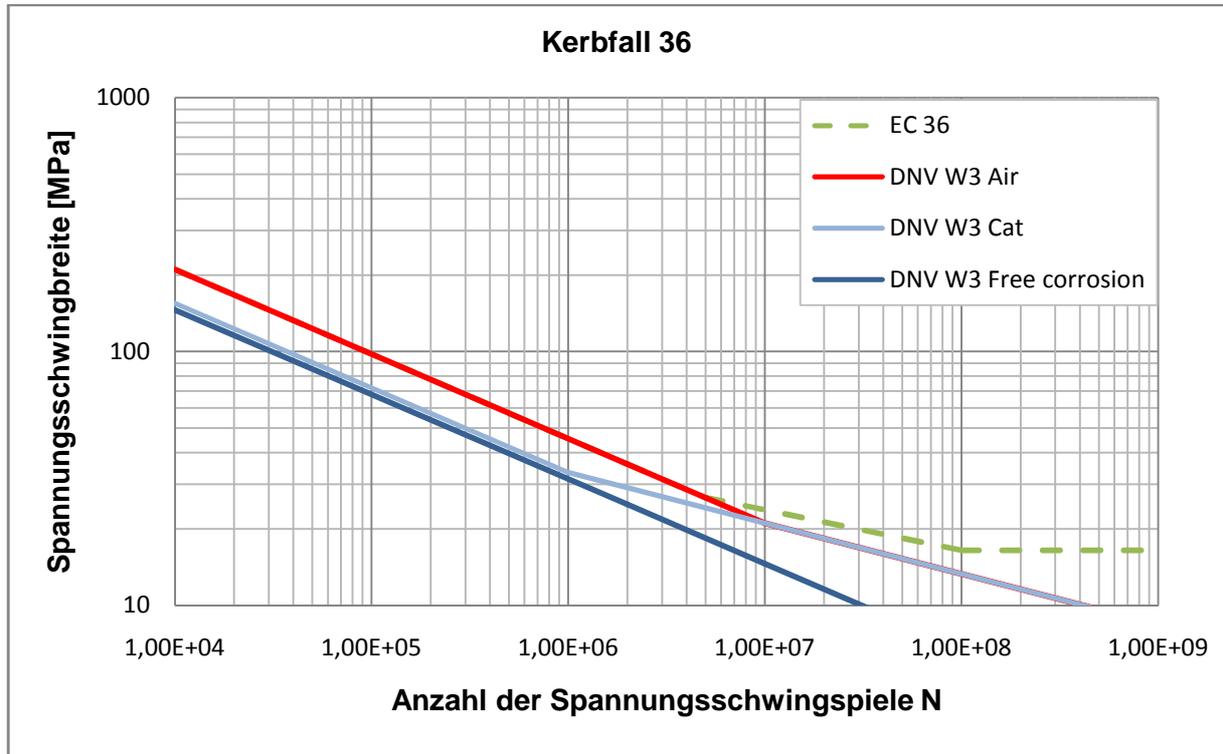
File:Basislinie Nordfriesland.svg - Wikimedia Commons. (2014). Abgerufen am 27. 02 2014 von http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Basislinie_Nordfriesland.svg

- File:Zonmar-de.svg - Wikimedia Commons.* (2014). Abgerufen am 27. 02 2014 von <http://commons.wikimedia.org/wiki/File:Zonmar-de.svg>
- Genehmigung und Planfeststellung - Offshore-Windenergie.net.* (2014). Abgerufen am 01. 03 2014 von <http://www.offshore-windenergie.net/politik/genehmigung>
- Genehmigung von Offshore-Windparks - BSH.* (2014). Abgerufen am 25. 02 2014 von <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>
- Genehmigung von Offshore-Windparks - BSH.* (2014). Abgerufen am 25. 02 2014 von <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>
- Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. (25. 10 2008). *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien.* Abgerufen am 26. 2 2014 von http://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2009/index.html
- GSI-SFI-Aktuell 2013. (2013). *SFI-Aktuell 2013.* GSI - Gesellschaft für Schweißtechnik International GmbH.
- Lüddecke, F. (28. 03 2014). Dr. Lüddecke. (J. Helm, Interviewer)
- Radaj, D. (2000). *Ermüdungsfestigkeit von Schweißverbindungen nach lokalen Konzepten.* Düsseldorf: DVS-Verlag GmbH.
- Rechtsnormen - Offshore-Windenergie.net.* (2014). Abgerufen am 25. 02 2014 von <http://www.offshore-windenergie.net/politik/recht-zustaendigkeiten/rechtsnormen>
- Seeanlagenverordnung - SeeAnIV. (15. 01 2012). *Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres.* Abgerufen am 25. 02 2014 von <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/Grundlagen/SeeAnIV.pdf>
- Seeaufgabengesetz – Wikipedia.* (2014). Abgerufen am 25. 02 2014 von <http://de.wikipedia.org/wiki/Seeaufgabengesetz>
- Skiba, M. B. (2012). Zukunftsfragen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen 62 , 10, 5.*
- Sybille Schnegelsberg. (15. 03 2013). *Genehmigung von Windenergieanlagen in der 12 sm Zone.* Abgerufen am 03. 5 2014 von <http://www.linowsee.de/media/files/fachtagung-windenergie-2013/Schnegelsberg.pdf>
- Vormwald, Radaj. (2007). *Ermüdungsfestigkeit.* Stuttgart und Darmstadt: Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Wægter, J. (04 2009). Stress concentrations in simple tubular joints. Abgerufen am 20. 04 2014
- Wikipedia.org/Vattenfall.* (2014). Abgerufen am 03. 03 2014 von <http://de.wikipedia.org/wiki/Vattenfall>
- Windmonitor.* (2014). Abgerufen am 12. 03 2014 von http://windmonitor.iwes.fraunhofer.de/windwebdad/www_reisi_page_new.show_page?page_nr=472&lang=de
- Zuständigkeiten - Offshore-Windenergie.net.* (2014). Abgerufen am 25. 02 2014 von <http://www.offshore-windenergie.net/politik/recht-zustaendigkeiten/zustaendigkeiten>

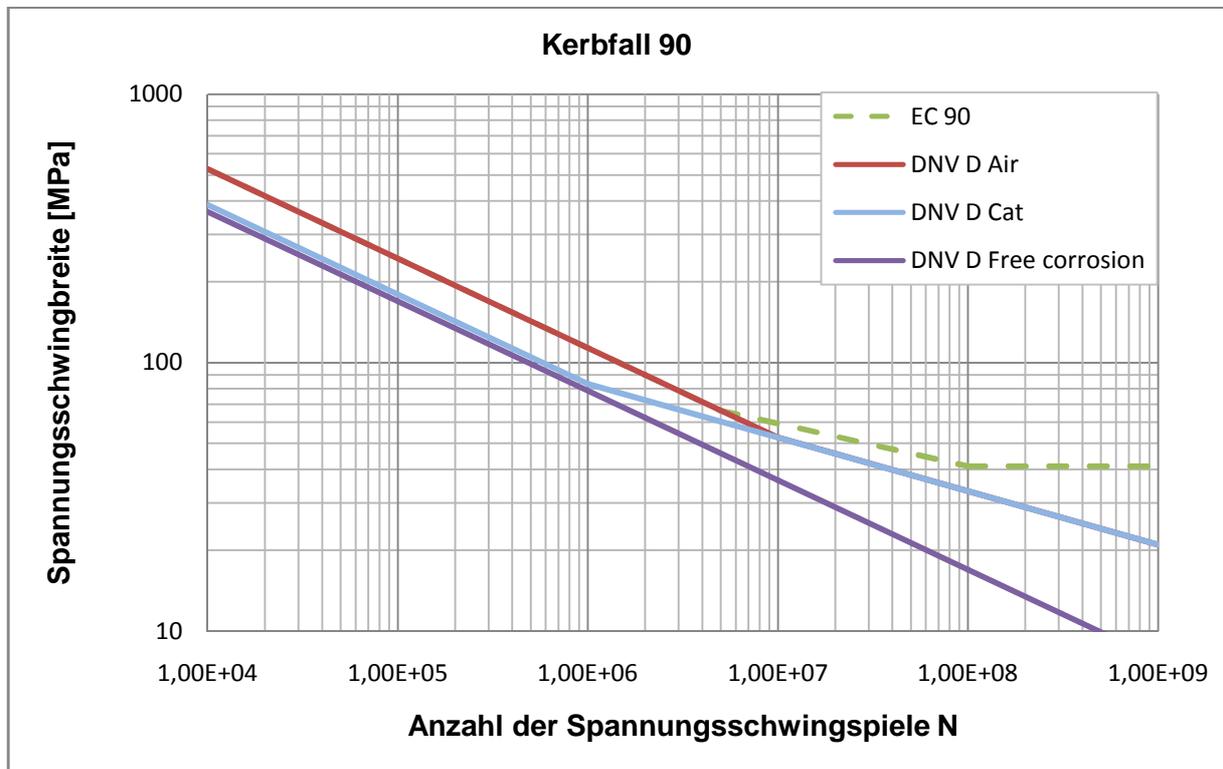
Anhangsverzeichnis

Anhang 1: Darstellung des Kerbfall 36	C
Anhang 2: Darstellung des Kerbfall 90	C
Anhang 3: Darstellung des Kerbfall 100	D
Anhang 4: Vergleich der Wöhler-Linien an Luft.....	D
Anhang 5: Vergleich der Wöhler-Linien mit Korrosionsschutz.....	E
Anhang 6: Erklärung zur selbstständig Bearbeitung der Arbeit.....	F

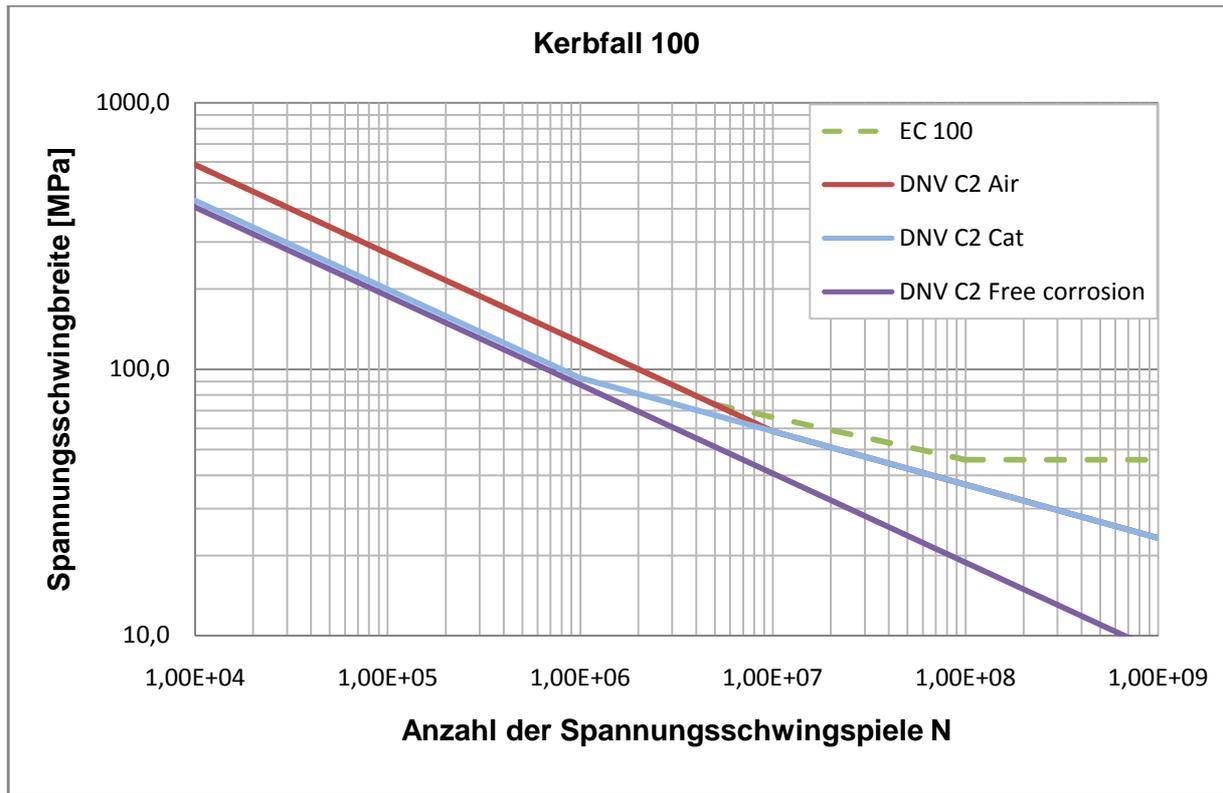
Anhang 1: Darstellung des Kerbfall 36



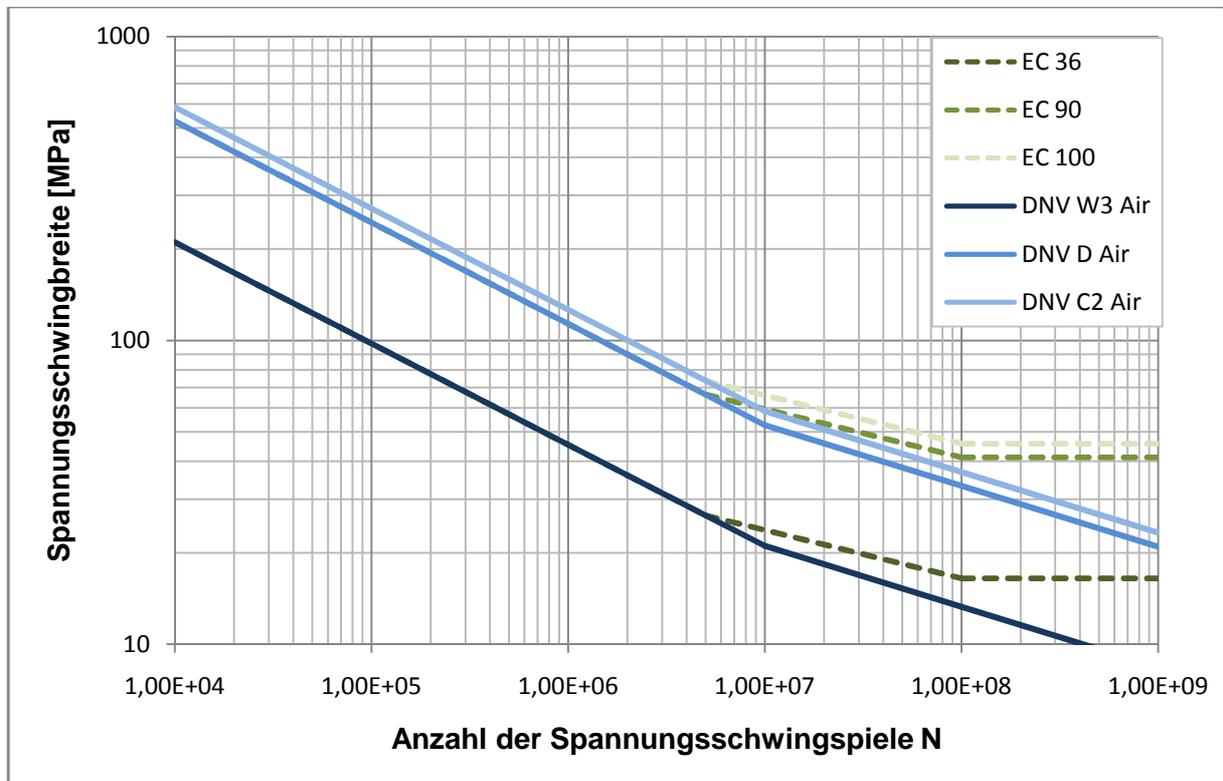
Anhang 2: Darstellung des Kerbfall 90



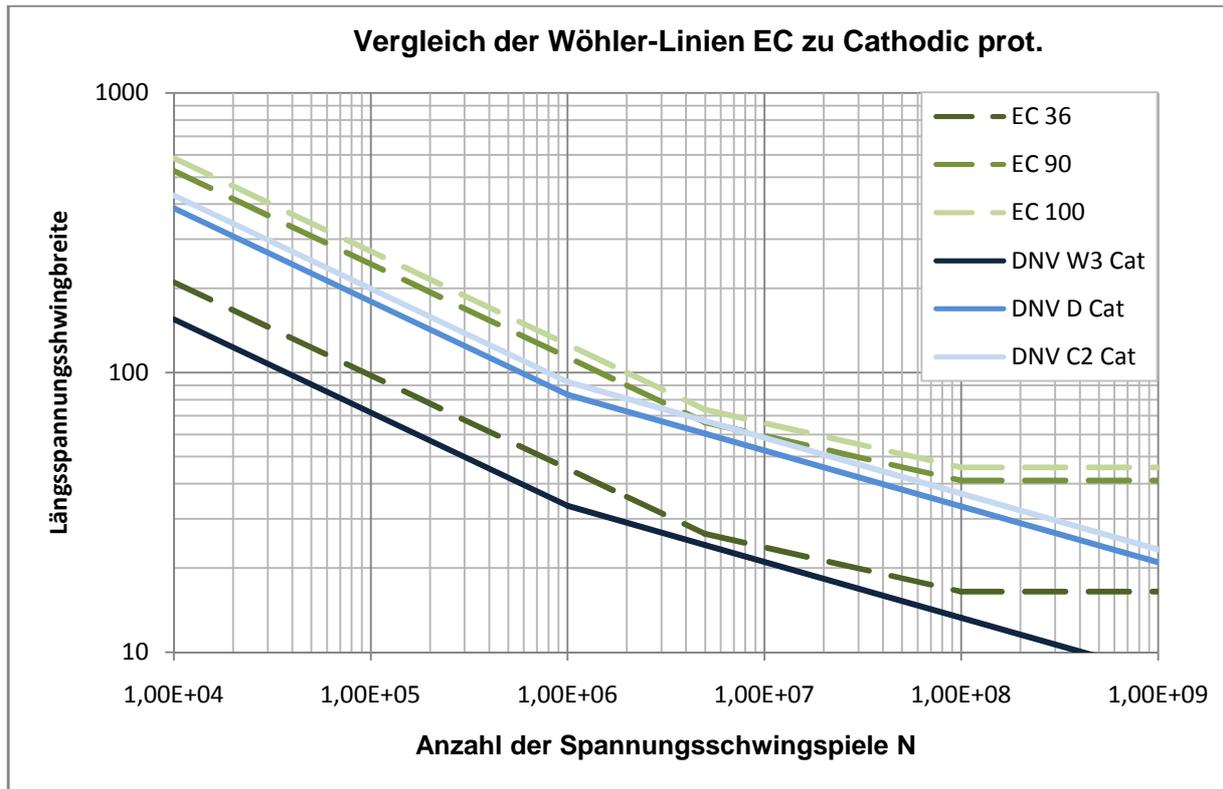
Anhang 3: Darstellung des Kerbfall 100



Anhang 4: Vergleich der Wöhler-Linien an Luft



Anhang 5: Vergleich der Wöhler-Linien mit Korrosionsschutz



Anhang 6: Erklärung zur selbstständig Bearbeitung der Arbeit



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

Gemäß der Allgemeinen Prüfungs- und Studienordnung ist zusammen mit der Abschlussarbeit eine schriftliche Erklärung abzugeben, in der der Studierende bestätigt, dass die Abschlussarbeit „– bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit [(§ 18 Abs. 1 APSO-TI-BM bzw. § 21 Abs. 1 APSO-INGI)] – ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt wurden. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich zu machen.“

Quelle: § 16 Abs. 5 APSO-TI-BM bzw. § 15 Abs. 6 APSO-INGI

Dieses Blatt, mit der folgenden Erklärung, ist nach Fertigstellung der Abschlussarbeit durch den Studierenden auszufüllen und jeweils mit Originalunterschrift als letztes Blatt in das Prüfungsexemplar der Abschlussarbeit einzubinden.

Eine unrichtig abgegebene Erklärung kann -auch nachträglich- zur Ungültigkeit des Studienabschlusses führen.

Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: Helm

Vorname: Jannik

dass ich die vorliegende Bachelorarbeit bzw. bei einer Gruppenarbeit die entsprechend gekennzeichneten Teile der Arbeit – mit dem Thema:

Darstellung der technischen sowie normativen Anforderungen
im Offshore Stahlbau am Beispiel eines Jacket-Knotens

ohne fremde Hilfe selbständig verfasst und nur die angegebenen Quellen und Hilfsmittel benutzt habe. Wörtlich oder dem Sinn nach aus anderen Werken entnommene Stellen sind unter Angabe der Quellen kenntlich gemacht.

- die folgende Aussage ist bei Gruppenarbeiten auszufüllen und entfällt bei Einzelarbeiten -

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der -bitte auswählen- ist erfolgt durch:

Hamburg
Ort

27.05.2014
Datum


Unterschrift im Original