



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg
Hamburg University of Applied Sciences

Masterarbeit

Martin Kowollik

Aufbau eines OPEX-Modells von zukünftigen Offshore-Windparks im Gigawattbereich

*Fakultät Technik und Informatik
Department Maschinenbau und Produktion*

*Faculty of Engineering and Computer Science
Department of Mechanical Engineering and
Production Management*

Martin Kowolik

**Aufbau eines OPEX-Modells von zukünftigen
Offshore-Windparks im Gigawattbereich**

Masterarbeit eingereicht im Rahmen der Masterprüfung

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

Erstprüfer/in: Prof. Dr. Vera Schorbach

Zweitprüfer/in: Prof. Peter Dalhoff

Abgabedatum: 23.09.2021

I. Zusammenfassung

Martin Kowolik

Thema der Masterthesis

Aufbau eines OPEX-Modells von zukünftigen Offshore-Windparks im Gigawattbereich

Stichworte

Windenergie, OPEX, Offshore, Zweiblattwindenergieanlagen, Dreiblattwindenergieanlagen, Kostenmodell, Kostenvergleich

Kurzzusammenfassung

Diese Arbeit beschäftigt sich mit der Untersuchung und Entwicklung eines OPEX-Modells für zukünftige Offshore-Windparks im Gigawattbereich. Durch das Modell wird ein Kostenvergleich zwischen Zwei- und Dreiblattwindenergieanlagen und folglich eine Quantifizierung für die jeweiligen Einsparpotentiale möglich.

Martin Kowolik

Title of the paper

Development of an OPEX model of future offshore wind farms in the gigawatt range

Keywords

Wind energy, OPEX, offshore, two-blade wind energy plants, three-blade wind energy plants, cost model, comparison of costs

Abstract

This master thesis deals with the investigation and development of an OPEX model for future offshore wind farms in the gigawatt range. The model enables a cost comparison between two- and three-blade wind turbines and consequently a quantification of the respective saving potentials.

II. Inhaltsverzeichnis

I.	ZUSAMMENFASSUNG	I
II.	INHALTSVERZEICHNIS	II
III.	ABBILDUNGSVERZEICHNIS UND TABELLENVERZEICHNIS	IV
IV.	FORMELZEICHENVERZEICHNIS UND ABKÜRZUNGEN	VII
1.	Einleitung	1
2.	Allgemeine Grundlagen	3
2.1	Grundlegende wirtschaftliche Begriffe.....	3
2.1.1	Projektlebenszykluskosten.....	3
2.1.2	Stromgestehungskosten	3
2.1.3	Betriebskosten.....	6
2.2	Offshore-Windenergie Grundlagen	7
2.2.1	Gründungsstrukturen	9
2.2.2	Umweltbedingungen offshore	11
2.3	Zweiblatt-Dreiblatt-Vergleich.....	13
2.4	Betrieb und Instandhaltung (Operation & Maintenance).....	15
2.4.1	Unterteilung der Instandhaltung gemäß DIN 31051 & DIN EN 13306	16
2.4.2	Instandhaltungsstrategien.....	19
2.4.3	Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit.....	20
2.4.4	Ziel der O&M-Phase	22
2.4.5	Logistikkonzepte.....	23
3.	Bisherige Kostenuntersuchungen bezüglich Offshore-Windparks	26
3.1	Kostenuntersuchungen zu den Gesamtkosten.....	26
3.2	Kostenuntersuchungen zu den OPEX.....	34
4.	Darstellung und Erklärung vorhandener Kostenmodelle	47
4.1	OpenSource-Kostenmodelle aus dem Internet	47
4.2	Kostenmodelle der HAW Hamburg.....	53
5.	Ausarbeitung und Anwendung eines eigenen Kostenmodells	57
5.1	Eingabefenster und Aufbau des Kostenmodells.....	57
5.2	OPEX	62
5.2.1	Eingabefenster	62
5.2.2	Allgemeiner Berechnungsteil	66
5.2.3	Berechnung der Zweiblattanlage	78
5.2.4	Auswertung der Ergebnisse für die OPEX	85
5.3	Auswertung der Gesamtkosten und LCoE	91
6.	Zusammenfassung und Ausblick	93

V. LITERATURVERZEICHNIS	96
VI. ANHANG.....	100
A1 Hoch skalierte Datengrundlage basierend auf J. Carroll	101
A2 Daten für die Berechnung der Erosion basierend auf J. Bech.....	103

III. Abbildungsverzeichnis und Tabellenverzeichnis

ABBILDUNG 2-1: AUFTEILUNG DER BETRIEBSKOSTEN IN FIXE UND VARIABLE KOSTEN [4]	6
ABBILDUNG 2-2: AUSSCHLIEßLICHE WIRTSCHAFTSZONE FÜR DEN DEUTSCHEN RAUM [7]	8
ABBILDUNG 2-3: SCHEMATISCHE DARSTELLUNG DER TYPISCHEN GRÜNDUNGSSTRUKTUREN [8]	9
ABBILDUNG 2-4: VERSCHIEDENE GRÜNDUNGSSTRUKTUREN MIT DEREN ENTFERNUNGEN UND WASSERTIEFEN [10]	10
ABBILDUNG 2-5: UMWELTEINFLÜSSE AUF EINE OFFSHORE-WINDENERGIEANLAGE [11]	11
ABBILDUNG 2-6: HÖHENPROFILE ONSHORE VS. OFFSHORE [12]	12
ABBILDUNG 2-7: LEISTUNGSKOEFFIZIENTEN VON VERSCHIEDENEN ROTORTYPEN [12]	13
ABBILDUNG 2-8: BELASTUNG DURCH HÖHENWINDGRADIENT, WECHSELNDEM TRÄGHEITSMOMENT UND SCHRÄGANSTRÖMUNG [13]	14
ABBILDUNG 2-9: PROJEKTLEBENSZYKLUS EINES OFFSHORE-WINDPARKS (IN ANLEHNUNG AN [15])	15
ABBILDUNG 2-10: UNTERTEILUNG DER INSTANDHALTUNG IN DIE GRUNDMAßNAHMEN [14]	16
ABBILDUNG 2-11: AUFTEILUNG DER INSTANDHALTUNGSARTEN VOR UND NACH DEM AUSFALL [16]	18
ABBILDUNG 2-12: VERFÜGBARKEIT EINER ANLAGE [15]	20
ABBILDUNG 2-13: ZEITLICHER REPARATURGRAPH EINER ANLAGE BZW. KOMPONENTE [15]	21
ABBILDUNG 2-14: BADEWANNENKURVE [15]	21
ABBILDUNG 2-15: PUNKT DER OPTIMALEN KOSTEN EINES OFFSHORE-WINDPARKS [13]	22
ABBILDUNG 2-16: KATEGORISIERUNG DER LOGISTIKKONZEPTE [15]	23
ABBILDUNG 2-17: (LINKS) PERSONEN-TRANSFER-SCHIFF (CTV) [18]; (RECHTS) ÜBERGANG VOM HELIKOPTER ZUR WEA [21]	24
ABBILDUNG 2-18: (LINKS) OFFSHORE-SERVICE-SCHIFF [22]; (RECHTS) OFFSHORE-PLATTFORM [23]	24
ABBILDUNG 3-1 DREI EINFLUSSBEREICHE AUF DAS KOSTENSENKUNGSPOTENTIAL [24]	26
ABBILDUNG 3-2: VIER ENTWICKLUNGSSZENARIEN FÜR DIE OFFSHORE-WINDINDUSTRIE [25]	28
ABBILDUNG 3-3: PROZENTUALE GESAMTKOSTENVERTEILUNG GEMÄß A. KARYOTAKIS [17]	30
ABBILDUNG 3-4: PROZENTUALE GESAMTKOSTENVERTEILUNG GEMÄß BVG ASSOCIATES [27]	30
ABBILDUNG 3-5: PROZENTUALE GESAMTKOSTENVERTEILUNG GEMÄß F. KEUPER ET. AL [28]	31
ABBILDUNG 3-6: PROZENTUALE GESAMTKOSTENVERTEILUNG GEMÄß M. SHAFIEE [29]	31
ABBILDUNG 3-7: PROZENTUALE GESAMTKOSTENVERTEILUNG BASIEREND AUF PROGNOSE/FICHTER [24]	32
ABBILDUNG 3-8: PROZENTUALE GESAMTKOSTENVERTEILUNG GEMÄß J. GUERREIRO [30]	33
ABBILDUNG 3-9: PROZENTUALE GESAMTKOSTENVERTEILUNG GEMÄß NREL [31]	33
ABBILDUNG 3-10: AUFSCHLÜSSELUNG DER FEHLERRATEN MIT DEN ZUGEHÖRIGEN SUBKOMPONENTEN UND KOSTENKATEGORIEN [35]	38
ABBILDUNG 3-11: FEHLERRATEN MIT DEN ZUGEHÖRIGEN FEHLERKATEGORIEN ÜBER DER BETRIEBSDAUER [35]	39
ABBILDUNG 3-12: DURCHSCHNITTliche REPARATURZEITEN FÜR DIE VERSCHIEDENEN SUBKOMPONENTEN UND FEHLERKATEGORIEN [35]	39
ABBILDUNG 3-13: REPARATURKOSTEN FÜR DIE VERSCHIEDENEN SUBKOMPONENTEN UND FEHLERKATEGORIEN [35]	40
ABBILDUNG 3-14: DURCHSCHNITTliche ANZAHL DER TECHNIKER FÜR DIE DIVERSEN SUBKOMPONENTEN UND FEHLERKATEGORIEN [35]	41

ABBILDUNG 3-15: PROZENTUALE KOSTENVERTEILUNG DER OPEX GEMÄß C. RÖCKMANN [38]	43
ABBILDUNG 3-16:PROZENTUALE KOSTENVERTEILUNG DER OPEX GEMÄß DR. JÖRG BÖTTCHER [39]	43
ABBILDUNG 3-17:PROZENTUALE KOSTENVERTEILUNG DER OPEX GEMÄß REUTERS EVENT [40]	44
ABBILDUNG 3-18: PROZENTUALE KOSTENVERTEILUNG DER OPEX GEMÄß S.O. EFFIOM ET AL. [41]	44
ABBILDUNG 4-1: ERSTE TEIL DES WIND ENERGY ECONOMICS CALCULATORS [42]	47
ABBILDUNG 4-2: ZWEITE TEIL DES WIND ENERGY ECONOMICS CALCULATORS [42]	48
ABBILDUNG 4-3: DRITTE TEIL DES WIND ENERGY ECONOMICS CALCULATORS [42]	48
ABBILDUNG 4-4: BERECHNUNGSTOOL FÜR DIE STROMGESTEHUNGSKOSTEN DES BUNDESMINISTERIUMS FÜR WIRTSCHAFT UND ENERGIE [43]	49
ABBILDUNG 4-5: EINGABEFENSTER DES LCOE-CALCULATORS DER DANISH ENERGY AGENCY [44]	50
ABBILDUNG 4-6: EINGABEFENSTER DES CALCULATOR OF LEVELIZED COST OF ELECTRICITY FOR POWER GENERATION TECHNOLOGIES [45]	51
ABBILDUNG 4-7: EINGABE- UND AUSGABEPARAMETER FÜR DAS INNWIND.EU COST MODEL [47]	52
ABBILDUNG 5-1: EINGABEFENSTER FÜR DIE ANLAGENKENNLINIE	58
ABBILDUNG 5-2: EINGABEFENSTER FÜR DIE ROTORBLÄTTER	58
ABBILDUNG 5-3: EINGABEFENSTER FÜR DIE ROTORNABE, PITCHSYSTEM UND TRIEBSTRANG.....	59
ABBILDUNG 5-4: EINGABEFENSTER FÜR DIE GONDEL UND DEN TURM.....	60
ABBILDUNG 5-5: AUSGABE DER GESAMTKOSTEN FÜR DIE ANLAGE.....	60
ABBILDUNG 5-6: EINGABEFENSTER FÜR DIE JACKETSTRUKTUR.....	61
ABBILDUNG 5-7: EINGABEFENSTER FÜR DIE LOGISTIK- UND PARKVERKABELUNGSKOSTEN	61
ABBILDUNG 5-8: EINGABEFENSTER FÜR DIE OPEX BEZÜGLICH DER ALLGEMEINEN ANGABEN UND FAKTOREN FÜR DIE ZWEIBLATTANLAGE	62
ABBILDUNG 5-9: EINGABEFENSTER FÜR DIE OPEX BEZÜGLICH DER WARTUNGSSTRATEGIE, TRANSPORTMITTEL UND TECHNIKER.....	64
ABBILDUNG 5-10: EINGABEFENSTER FÜR DIE OPEX BEZÜGLICH DER BETRIEBSKOSTEN.....	66
ABBILDUNG 5-11: AUSGABE DER ERMITTELTEN GESAMTKOSTEN DER OPEX IM EINGABEBEREICH.....	66
ABBILDUNG 5-12: EINGABEPARAMETER FÜR DIE BERECHNUNG DER OPEX	67
ABBILDUNG 5-13: DATENGRUNDLAGE FÜR DIE KORREKTIVE INSTANDHALTUNG BASIEREND AUF J. CAROLL [35]	68
ABBILDUNG 5-14: DATENGRUNDLAGE FÜR DIE PRÄVENTIVE INSTANDHALTUNG GEMÄß I. DINWOODIE	70
ABBILDUNG 5-15: AUFBEREITE UND SKALIERTER DATENGRUNDLAGE VON J. CARROLL.....	70
ABBILDUNG 5-16: BERECHNUNG DER GESAMTWARTUNGSKOSTEN FÜR DIE KORREKTIVE INSTANDHALTUNG GEMÄß J. CARROLL.....	74
ABBILDUNG 5-17: AUFBEREITE DATENGRUNDLAGE VON I. DINWOODIE	74
ABBILDUNG 5-18: ÜBERSICHT DER GESAMTWARTUNGSKOSTEN FÜR DIE VERSCHIEDENEN WARTUNGSSTRATEGIEN.....	75
ABBILDUNG 5-19: BERECHNUNG DER JÄHRLICHEN OPEX	76
ABBILDUNG 5-20: ÜBERSICHT DER PARAMETER FÜR DIE BERECHNUNG DER GESAMTKOSTEN DER OPEX	76
ABBILDUNG 5-21: BERECHNUNG DER OPEX ÜBER DEN BETRIEBSJAHREN.....	77
ABBILDUNG 5-22: BERECHNUNG DER OPEX ÜBER DEN BETRIEBSJAHREN UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER WACC	78
ABBILDUNG 5-23: FAKTOREN FÜR DIE ZWEIBLATTANLAGE	78

ABBILDUNG 5-24: AKKUMULIERTER REGEN ZUR ENTFERNUNG DER BESCHICHTUNG FÜR VERSCHIEDENE BLATTSPITZENGESCHWINDIGKEITEN [58].....	79
ABBILDUNG 5-25: VERSCHIEDENE DATEN FÜR DIE BERECHNUNG DER EROSION BASIEREND AUF [58]	80
ABBILDUNG 5-26: ERGEBNISSE FÜR EINE BLATTSPITZENGESCHWINDIGKEIT VON 100 M/S	80
ABBILDUNG 5-27: BERECHNUNG DES SCHADENS UNTER BERÜCKSICHTIGUNG DER RAYLEIGH-VERTEILUNG DER WINDGESCHWINDIGKEIT	81
ABBILDUNG 5-28: ÜBERSICHT DER BERECHNUNG FÜR DEN EROSIONSFAKTOR.....	82
ABBILDUNG 5-29: ÜBERSICHT DER ERGEBNISSE FÜR DIE JÄHRLICHEN OPEX MIT DEN JEWEILIGEN EINFLUSSFAKTOREN IN €	86
ABBILDUNG 5-30: ÜBERSICHT DER PROZENTUALEN KOSTENÄNDERUNG DER JÄHRLICHEN OPEX DER ZWEIBLATTANLAGE IM VERGLEICH ZUR DREIBLATTANLAGE FÜR DIE JEWEILIGEN EINFLUSSFAKTOREN.....	87
ABBILDUNG 5-31: EINFLUSS DER EINZELNEN FAKTOREN DER ZWEIBLATTANLAGE AUF DIE OPEX.....	87
ABBILDUNG 5-32: PROZENTUALE KOSTENVERTEILUNG DER JÄHRLICHEN OPEX FÜR DIE ZWEI- UND DREIBLATTANLAGE	89
ABBILDUNG 5-33: KOSTENVERTEILUNG DER EINZELNEN KOMPONENTEN DER ZWEIBLATTANLAGE FÜR DIE KORREKTIVE INSTANDHALTUNG OHNE TRANSPORTKOSTEN UND 1-FACHER PITCHBELASTUNG.....	90
ABBILDUNG 5-34: KOSTENVERTEILUNG DER EINZELNEN KOMPONENTEN DER DREIBLATTANLAGE FÜR DIE KORREKTIVE INSTANDHALTUNG	90
ABBILDUNG 5-35: PARAMETER FÜR DIE BERECHNUNG DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN.....	91
ABBILDUNG 5-36: PROZENTUALE GESAMTKOSTENVERTEILUNG.....	92

IV. Formelzeichenverzeichnis und Abkürzungen

Formelzeichen	Einheit	Beschreibung
LCoE	[€/kWh]	Levelized Cost of Energy (Stromgestehungskosten)
I_o	[€]	Investitionsausgaben abzüglich der Erlöse
A_t	[€]	Nicht-diskontierte jährliche Betriebskosten
WACC (z)	[-]	Weighted Average Cost of Capital (realer kalkulatorischer Zinssatz)
M_{el}	[kWh/a]	Menge an erzeugtem Strom im betrachteten Jahr
EP_{Net}	[kWh/a]	Jährliche Nettoenergieproduktion
t	[a]	Jahr der jeweiligen Nutzungsperiode
EK	[€]	Eigenkapital
k_{EK}	[-]	Verzinsungsfaktor der Eigenkapitalgeber
FK	[€]	Fremdkapital
k_{FK}	[-]	Verzinsungsfaktor der Fremdkapitalgeber
ANF	[-]	Annuitätenfaktor
A_T	[-]	Technische Verfügbarkeit A_T
C_1	[€]	Kosten der hochskalierten Anlage für jede einzelne Komponente bis auf den Generator und den Regler
C_2	[€]	Kosten des Generators für die hochskalierte Anlage
C_3	[€]	Kosten des Reglers für die hochskalierte Anlage
C_T	[€]	Kosten der jeweiligen Anlagenkomponenten der Anlage mit dem zu skalierenden Rotordurchmesser
D	[m]	Rotordurchmesser der hochskalierten Anlage
f_{WP}	[Fehler/a]	Fehler für alle Anlagen pro Jahr
f_{WEA}	[Fehler/WEA/a]	Fehler pro Anlage pro Jahr
n_{WEA}	[WEA]	Anzahl der Windenergieanlagen im Park
$n_{Tech,Fehler}$	[Techniker/Fehler]	Anzahl der Techniker pro Fehler
$n_{Tech,WP}$	[Techniker/a]	Anzahl der Techniker pro Jahr für den Windpark
$t_{Rep,Fehler}$	[h/Fehler]	Reparaturzeit pro Fehler

$t_{Rep,WP}$	[h/a]	Reparaturzeit für alle Anlagen pro Jahr
$c_{Techniker,Stunde}$	[€/h]	Stundensatz eines Technikers
$K_{Techniker}$	[€/a]	Technikerkosten für alle Techniker pro Jahr
$K_{Material}$	[€/a]	Materialkosten für alle Anlagen pro Jahr
$c_{Rep,Fehler}$	[€/Fehler]	Reparaturkosten pro Fehler
$K_{TMaj.Repl.}$	[€/a]	Transportkosten für die Kategorie „Major Replacement“ für onshore und offshore
S_{Hafen}	[km]	Entfernung des Windparks zum Verladehafen
$v_{Jack\ Up}$	[kn]	Geschwindigkeit des Jack-Up-Schiffs
$K_{Jack\ Up}$	[€/h]	Stundensatz des Jack-Up-Schiffs
$f_{WP,Maj.Repl.}$	[Fehler/a]	Anzahl der Fehler für alle Anlagen pro Jahr für die Kategorie „Major Replacement“
$K_{TMaj.Repair-on.}$	[€/a]	Transportkosten onshore für die Kategorie „Major Repair“
$f_{WP,Maj.Repair}$	[Fehler/a]	Anzahl der Fehler für alle Anlagen pro Jahr für die Kategorie „Major Repair“
v_{CTV}	[kn]	Geschwindigkeit des Personentransferschiffs
K_{CTV}	[€/h]	Stundensatz des Personentransferschiffs
W	[-]	Anteil der Tage, die aufgrund gutem Wetter für Arbeiten genutzt werden können
v_{Heli}	[km/h]	Geschwindigkeit des Helikopters
K_{Heli}	[€/h]	Stundensatz des Helikopters
$K_{TMin.Repair}$	[€/a]	Transportkosten onshore wie auch offshore für die Kategorie „Minor Repair“
$f_{WP,Min.Repair}$	[Fehler/a]	Anzahl der Fehler für alle Anlagen pro Jahr für die Kategorie „Minor Repair“
$S_{Hafen+Über+Platt}$	[km]	Distanz zum Verladehafen oder zum Übernachtungsschiff bzw. Hotelplattform, was wiederum von der Wartungsstrategie abhängt
$K_{TMaj.Repair-off}$	[€/a]	Transportkosten offshore für die Kategorie „Major Repair“
$S_{Über+Platt}$	[km]	Distanz des Windparks zum Übernachtungsschiff bzw. der Hotelplattform.

$K_{\text{Übernachtung}}$	[€/a]	Jährliche Mietkosten für das Übernachtungsschiff
$c_{\text{Übernachtung}}$	[€/d]	Tägliche Mietkosten des Übernachtungsschiffs
t_{Wetter}	[d/a]	Nutzbare Tage im Jahr aufgrund des Wetters
$K_{\text{Gesamt,korrektiv}}$	[€/a]	Gesamtwartungskosten für die korrektive Instandhaltung (sofort)
$K_{\text{Gesamt,korrektiv+präventiv}}$	[€/a]	Gesamtwartungskosten für die korrektive Instandhaltung (sofort) und präventive Instandhaltung (vorausbestimmt + zustandsorientiert)
P_d	[-]	Wahrscheinlichkeit, dass ein Fehler mittels CMS vorhergesagt werden kann
λ_j	[Fehler/a]	Fehlerrate für die jeweilige Anlagenkomponente j
$K_{\text{korrektiv}_j}$	[€/Fehler]	Kostenanteile für die korrektive Instandhaltung (sofort) der jeweiligen Anlagenkomponenten j
$K_{\text{präventiv}_j}$	[€/Fehler]	Kostenanteile für die präventive Instandhaltung (vorausbestimmt + zustandsorientiert) der jeweiligen Anlagenkomponenten j
$K_{\text{Gesamt,präventiv}}$	[€/a]	Anteil der Gesamtkosten der präventiven Instandhaltung (vorausbestimmt) pro Jahr
K_{Pacht}	[€/a]	Jährliche Pachtgebühren an das BSH
$K_{\text{Versicherung}}$	[€/a]	Jährliche Versicherungskosten
K_{Netz}	[€/a]	Jährliche Netzgebühren
$K_{\text{Ertragsverlust}}$	[€/a]	Kosten aufgrund von Stillstandszeiten durch Reparaturen
B	[-]	Prozentuale Anteil der Betriebsführungskosten an den OPEX
$c_{\text{Vergütung}}$	[€/kWh]	Vergütung für den eingespeisten Strom
$OPEX_j$	[€/a]	OPEX für das jeweilige Betriebsjahr j
i	[-]	Inflation
c_e	[-]	Einmaliger Erhöhungsfaktor c_e nach Ablauf des Vollwartungsvertrags für das bestimmte Jahr
$OPEX_{WACC,j}$	[€/a]	OPEX unter Berücksichtigung der WACC für das jeweilige Jahr j
t_{Fehler}	[h/Fehler]	Zeit bis zum Fehler der Beschichtung
$R_{\text{Intensität}}$	[mm/h]	Regenintensität

R_{Schaden}	[mm]	Aufsummierter Regen bis zum Schaden
D	[Fehler/a]	Schaden
$H_{\text{Intensität}}$	[h/a]	Häufigkeit der Regenintensität
f_{Erosion}	[-]	Erosionsfaktor für den erhöhten Schaden
$D_{\text{Zweiblatt}}$	[Fehler/a]	Schaden der Zweiblattanlage
$D_{\text{Dreiblatt}}$	[Fehler/a]	Schaden der Dreiblattanlage
$f_{\text{Fläche}}$	[-]	Flächenfaktor
f_{Chord}	[-]	Chordfaktor
$f_{\text{Länge}}$	[-]	Längenfaktor

Abkürzung**Beschreibung**

WEA	Windenergieanlage
OPEX	Operational Expenditure (Betriebskosten)
LCoE	Levelized Cost of Electricity (Stromgestehungskosten)
CAPEX	Capital Expenditure (Kapitalkosten)
WACC	Weighted Average Cost of Capital (Gewichtete durchschnittliche Kapitalkosten)
O&M	Operation & Maintenance (Betrieb & Wartung)
RCM	Reliability Centered Maintenance (Zuverlässigkeitsorientierte Wartung)
TPM	Total Productive Maintenance (Total produktive Wartung)
RBM	Risk Based Maintenance (Risikobasierte Wartung)
MTBF	Mean Time Between Failures (Zeit zwischen Fehlern)
MTTR	Mean Time To Repair (Zeit zur Reparatur)
MTTF	Mean Time To Failure (Zeit bis zum Fehler)
CTV	Crew Transfer Vessel (Personentransferschiff)
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
SOW	Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE

THE	The Crown Estate (Krongut)
DECC	Department of Energy and Climate Change (Department für Energie und Klimawandel)
BoP	Balance of Plant (Standortbezogene Nebenkosten)
CMS	Condition Monitoring System (Zustandsüberwachungssystem)
ADC	Actuator Duty Cycle (Betätigungszyklus des Stellantriebs)

1. Einleitung

Der Bereich der Offshore-Windenergie spielt eine immer wichtigere Rolle für die Energiewende und den Umbau des Energiesystems in Deutschland. Die deutsche Stromversorgung soll bis zum Jahr 2050 zu 80 Prozent aus erneuerbaren Energien gedeckt sein. Mittels dieser Umbaustrategie soll der Ausstieg aus der konventionellen Energie hin zur erneuerbaren Energie ermöglicht werden [1].

Ein wichtiger Bestandteil der Energie- und Klimapolitik Deutschlands setzt sich aus der Offshore-Windenergie zusammen, welche Ende des Jahres 2020 aus einer verbauten Anlagenleistung von 7.770 MW bestand und zum Jahr 2030 aus 20.000 MW an Windenergieleistung in deutschen Gewässern bestehen soll [2].

Durch den Anwendungswechsel von Windenergieanlagen (WEA) von On- zu Offshore-Gebieten entstehen neue Anforderungen und dadurch gegebenenfalls neue Potentiale, welche berücksichtigt werden sollen und vor allem Zweiblattanlagen interessant machen. Onshore als auch offshore sind Dreiblattanlagen der Standard. Vor allem onshore bieten die Dreiblattanlagen den Vorteil, dass diese optisch ruhiger und angenehmer zu beobachten sind. Außerdem sind sie noch leiser als Zweiblattanlagen und weisen weniger schädliche Dynamiken auf. Die genannten Nachteile der Zweiblattanlage wirken sich jedoch offshore schwächer aus, weshalb ein detaillierter Vergleich von zwei- und dreiblättrigen Anlagen für den Offshore-Bereich sinnvoll erscheint, da zweiblättrige Anlagen Vorteile in der Logistik und Montage aufweisen und somit Kosten eingespart werden könnten [3].

Ein weiterer wichtiger Aspekt für die Untersuchung von zwei- und dreiblättrigen Anlagen im Offshore-Bereich betrifft die Wartung bzw. die Betriebskosten, welche auch unter dem Begriff „Operational Expenditure“ (OPEX) zusammengefasst werden. Auf den ersten Blick scheinen die OPEX für Zweiblattanlagen niedriger zu sein als für Dreiblattanlagen, da ein Blatt, ein Pitchsystem und ein Nabenanschluss weniger gewartet werden muss. Jedoch ist es notwendig alle Faktoren für die Zweiblattanlage zu berücksichtigen, um eine genauere Aussage über den Kostenvergleich der OPEX treffen zu können. Diese Faktoren sind die Erosion, eine höhere Belastung der Pitchsysteme, die Länge der Blätter, das Gewicht der Blätter, das Gewicht der Pitchsysteme und der Kostenfaktor für den Generator.

Im Rahmen des Forschungsprojekts „X-Rotor – Zweiblatt“ an der HAW Hamburg in Kooperation mit Siemens Gamesa Renewable Energies beschäftigt sich diese Arbeit mit der Untersuchung, Entwicklung und Anwendung eines OPEX-Modells für Offshore-Windparks im Gigawattbereich.

Die Arbeit ist so aufgebaut, dass zuerst allgemeine Grundlagen bzw. Themen behandelt werden wie grundlegende wirtschaftliche Begriffe, Offshore-Windenergie, Zweiblatt-Dreiblatt-Vergleich, Betrieb/Instandhaltung und Betriebskosten. Anschließend wird eine Übersicht zu bisherigen Kostenuntersuchungen von Offshore-Windparks gegeben, wobei auf einigen Studien aufgebaut wird, und andere noch vollständigkeithalber erwähnt werden, falls der Leser sich noch mehr in diesem Themenbereich einlesen möchte. Es werden zusätzlich prozentuale Kostenverteilungen aus verschiedenen Quellen untersucht und zusammengefasst, welche zur Überprüfung der eigenen Ergebnisse dienen. Im Anschluss werden vorhandene OpenSource-Kostenmodelle aus dem Internet als auch zwei Kostenmodelle der HAW Hamburg betrachtet, um deren Stärken als auch Schwächen zu analysieren und die positiven Aspekte dann im eigenen Kostenmodell einfließen zu lassen. Hiernach wird ein eigenes Kostenmodell ausgearbeitet, welches den Schwerpunkt auf die OPEX legt und einen Kostenvergleich zwischen Zwei- und Dreiblattanlagen durchführt. Zuletzt folgt die Zusammenfassung der Ergebnisse und ein Ausblick.

Das Ziel dieser Ausarbeitung ist es einen OPEX-Kostenvergleich zwischen Zwei- und Dreiblattanlagen zu ermöglichen, wodurch eine Quantifizierung der denkbaren Einsparpotentiale erfolgen soll. Jedoch ist zu bemerken, dass in Abhängigkeit der vorhandenen Datengrundlage Schwierigkeiten bei der Quantifizierung auftreten können.

2. Allgemeine Grundlagen

Die Behandlung der theoretischen Grundlagen ist eine wichtige Voraussetzung, um später Begrifflichkeiten bisheriger Kostenuntersuchungen bezüglich Offshore-Windparks zu verstehen und darauf aufbauend vorhandene Kostenmodelle besser zu deuten, wodurch die Ausarbeitung eines erweiterten Kostenmodells ermöglicht werden soll. Deswegen wird in diesem Kapitel auf grundlegende wirtschaftliche Begriffe, Betriebskosten, Betrieb- und Instandhaltung, Offshore-Windenergie, Kostenbetrachtungen zu Offshore-Windparks und auf den Zweiblatt-Dreiblatt-Vergleich eingegangen.

2.1 Grundlegende wirtschaftliche Begriffe

In diesem Unterkapitel wird eine grobe Aufschlüsselung der Kosten eines Offshore-Windparks gegeben, wobei die Begriffe Lebenszykluskosten, Stromgestehungskosten und Betriebskosten näher definiert werden.

2.1.1 Projektlebenszykluskosten

Die sogenannten Projektlebenszykluskosten enthalten alle Kosten eines Projektes über die gesamte Lebensdauer. Diese umfasst die Kosten der Planung, Entwicklung, Beschaffung, Herstellung, Inbetriebnahme, Wartung, Instandhaltung, Rückbau, Betrieb und Personal des Projektes. Von größter Wichtigkeit ist eine detaillierte Betrachtung aller vorhandenen Kosten sowie die Berechnung der Projektlebenszykluskosten. Hierdurch soll die Wirtschaftlichkeit eines Projektes vorhergesagt und ein Vergleich zu anderen Projekten ermöglicht werden, um die bestmögliche Investition hervorzuheben. Das Interesse an einem Offshore-Windparkprojekt wird hauptsächlich über die Höhe der Stromgestehungskosten geweckt. In den Stromgestehungskosten sind auch die Projektlebenszykluskosten enthalten [4].

2.1.2 Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten sind die Kosten, die rechnerisch betrachtet zur Erzeugung einer Kilowattstunde Strom notwendig sind. Im Allgemeinen enthalten die Stromgestehungskosten von fossilen Kraftwerken Kapital-, Betriebs-, Brennstoffkosten als auch Kosten für CO_2 -Zertifikate. Die Kosten für CO_2 -Zertifikate als auch Brennstoffkosten entfallen im Windenergiebereich. Um einen Vergleich und eine Bewertung der Stromgestehungskosten von verschiedenen Erzeugungsstrukturen zu ermöglichen, wird die bekannte und international angewandte Methode der Levelized Cost of Electricity (LCoE) verwendet. Bei dem genannten Verfahren

werden die anfänglichen Investitionskosten, alle anfallenden Kosten über der gesamten Lebensdauer und die jährliche Menge an produziertem Strom betrachtet. Zur besseren Erfassung der realen Kosten wird die allgemeine Formel für die Stromgestehungskosten herangezogen [4]:

$$\text{LCoE} = \frac{I_o + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+z)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{el}}{(1+z)^t}} \quad (2.1)$$

Diese enthält die Investitionsausgaben abzüglich der Erlöse nach Laufzeitende I_o , die nicht-diskontierten jährlichen Betriebskosten in der jeweiligen Währung A_t , den realen kalkulatorischen Zinssatz z , die Menge an erzeugtem Strom im betrachteten Jahr M_{el} in kWh/a, das Jahr der jeweiligen Nutzungsperiode t und die wirtschaftliche Dauer der Nutzung in Jahren n . Mittels der Abzinsung aller Ausgaben bzw. Kosten und der erzeugten Menge an Strom über die Nutzungsdauer auf den gleichen Bezugspunkt kann die Vergleichbarkeit der Stromgestehungskosten garantiert werden [5].

Die eben genannten jährlichen Betriebsgesamtkosten A_t setzen sich aus fixen und variablen Kostenanteilen für Reparaturen, Instandhaltung, Wartung und Betrieb zusammen und können auch in allgemeine Betriebskosten bzw. OPEX und allgemeine Investitionskosten bzw. Capital Expenditures (CAPEX) aufgeteilt werden. Der reale kalkulatorische Zinssatz z ist auch unter der Bezeichnung Weighted Average Cost of Capital (WACC), Kapitalkostensatz oder als Barwertsatz bekannt. WACC beschreibt die gewichteten Kapitalkosten durch einen Diskontierungsfaktor, der sich aus dem gewichteten Mittel von Eigenkapital- und Fremdkapitalkosten zusammensetzt und EP_{Net} beschreibt die jährliche Nettoenergieproduktion. Somit kann die Gleichung (2.1) auch wie folgt formuliert werden [4] [5]:

$$\text{LCoE} = \frac{I_o + \sum_{t=1}^n \frac{\text{OPEX}}{(1+WACC)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{EP_{Net}}{(1+WACC)^t}} \quad (2.2)$$

Zur Berechnung der Mindestrendite für kapitalintensive Offshore-Windenergieprojekte wird der Kapitalkostensatz bzw. WACC von vielen Unternehmen verwendet. Dieser beschreibt den Wert zukünftiger Zahlungen in der Gegenwart und wird durch Diskontierung (Abzinsung) der zukünftigen Zahlungen und anschließender Summation bestimmt. WACC können mit der folgenden Gleichung (2.3) bestimmt werden:

$$\text{WACC} = \frac{(EK \cdot k_{EK}) + (FK \cdot k_{FK})}{EK + FK} \quad (2.3)$$

Die WACC können berechnet werden durch das Eigenkapital in der jeweiligen Währung EK , das Fremdkapital in der entsprechenden Währung FK , dem Verzinsungsfaktor der Eigenkapitalgeber k_{EK} und dem Verzinsungsfaktor der Fremdkapitalgeber k_{FK} . Es besteht die Möglichkeit, den WACC ohne Inflation (nominal) und mit Inflation (real) zu berücksichtigen. Es wird eine Inflationsrate von 2% angenommen. Für die Offshore-Windenergieanlagen erhält man einen nominalen Kapitalkostensatz von 9,8% und einen realen Kapitalkostensatz von 7,7%, wenn angenommen wird, dass für den Eigenkapitalanteil 40%, für die Rendite 14% und für den Fremdkapitalzins 7% gilt [4].

Zu erwähnen ist, dass die Stromgestehungskosten als ein Vergleichswerkzeug auf Kostenbasis dienen, aber nicht für die Berechnung der Höhe von Einspeisetarifen dienen. Dafür müssen weitere Faktoren hinzugezogen werden. Deswegen ist es nochmal wichtig zu betonen, dass das Verfahren zur Berechnung der Stromgestehungskosten eine Abstraktion darstellt, mit dem Zweck, diverse Erzeugungsstrukturen zu vergleichen. Das Verfahren dient nicht zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit einer einzelnen Anlage, denn dafür ist eine Finanzierungsrechnung mit allen Einnahmen als auch Ausgaben unter Berücksichtigung eines Cashflow-Modells notwendig [5].

Eine weitere Methode zur Berechnung der Stromgestehungskosten ist die Annuitätenmethode, welche eine Vereinfachung der Kapitalwertmethode ist und in zwei Varianten auftritt. Einerseits kann durch Bildung des Quotienten der jährlichen Investitions- und Betriebskosten und des durchschnittlichen Stromertrags die Stromgestehungskosten ermittelt werden:

$$\text{LCoE} = \frac{(I_o + \sum_{t=0}^n \frac{A_t}{(1+z)^t}) \cdot ANF}{\frac{\sum_{t=1}^n M_{el}}{n}} \quad (2.4)$$

Dabei lässt sich der Annuitätenfaktor folgendermaßen beschreiben:

$$ANF_{t,z} = \frac{z \cdot (1+z)^t}{(1+z)^t - 1} \quad (2.5)$$

Die zweite Variante der Annuitätenmethode ist noch einfacher ausgeführt, da dort angenommen wird, dass die jährliche produzierte Menge an Strom sowie die jährlichen Betriebskosten über den gesamten Zeitraum konstant sind:

$$\text{LCoE} = \frac{(I_o \cdot ANF) + A}{M} \quad (2.6)$$

Bei der Annuitätenmethode ist der Vorteil, dass der Rechenaufwand geringer ist, dafür je nach vorhandenen Eingangsparametern starke Abweichungen bezüglich der Kapitalwertmethode entstehen können. Die Realität wird besser durch die Kapitalwertmethode abgebildet, weshalb alle kommenden Berechnungen auch mit diesem Verfahren durchgeführt werden [5].

2.1.3 Betriebskosten

Betriebskosten lassen sich in zwei Gruppen aufteilen, die fixen und die variablen Kosten:

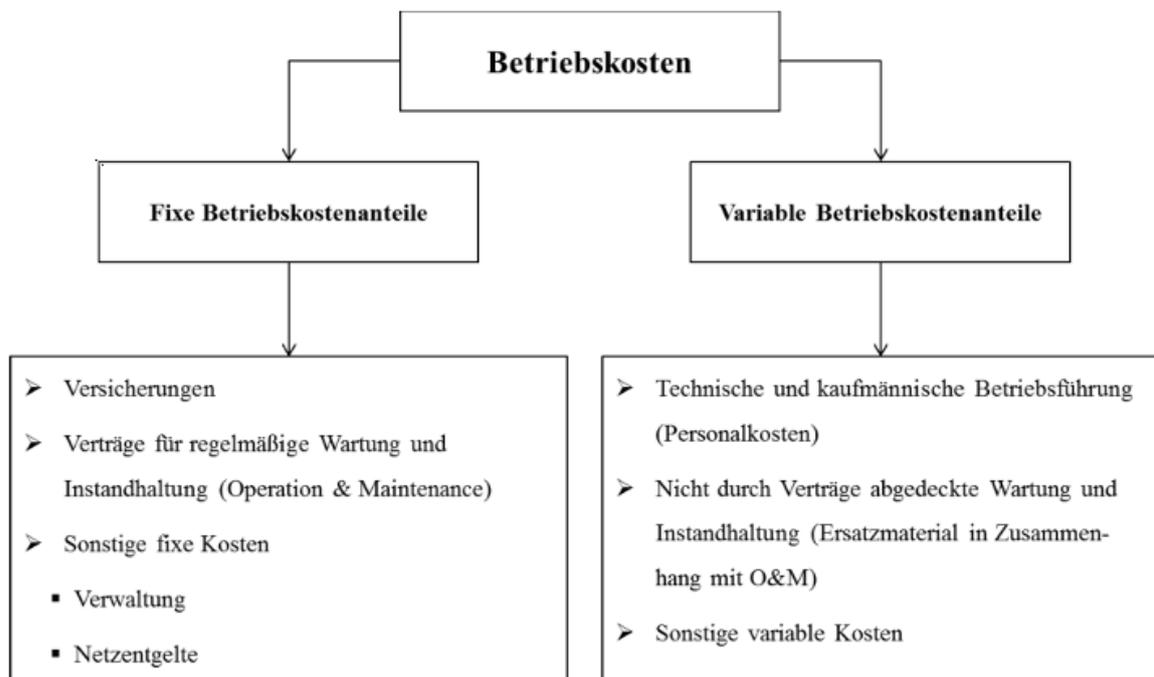


Abbildung 2-1: Aufteilung der Betriebskosten in fixe und variable Kosten [4]

Wie in Abbildung 2-1 zu sehen ist, beinhalten die fixen Betriebskosten Verträge für die Instandhaltung und für die Wartung. Auch die Versicherungen gehören zu dieser Kostengruppe. Zusätzlich gehören die Kosten für die Verwaltung und Netzentgelte in diese Kategorie.

Die variablen Betriebskosten sind abhängig von der Anzahl der Volllaststunden bzw. dem Windangebot. Je mehr die Anlage im Betrieb ist, desto höher wird auch der Verschleiß, wodurch die O&M-Maßnahmen steigen. Auch die Kosten für Betriebs- und Hilfsstoffe, Personalkosten, Kosten für plötzliche Wartungs- und Reparaturmaßnahmen (welche nicht im Festvertrag abgedeckt sind), Ersatzmaterial für O&M-Maßnahmen gehören zu den variablen Betriebskosten.

Die Angabe der Betriebskosten ist in verschiedenster Art und Weise möglich. Der Bezug kann auf die Stromgestehungskosten, den Gesamtinvestitionen, den Volllaststunden einer Windenergieanlage als auch auf die Menge an produziertem Strom erfolgen. Nach Schätzung der Windparkbetreiber beträgt der Anteil der Betriebskosten an den Stromgestehungskosten in Großbritannien und Dänemark zwischen 17% bis 30% [4]. Es besteht des Weiteren eine Abhängigkeit der Betriebskosten vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme, sodass bei älteren Windenergieanlagen aufgrund der älteren Technik höhere Kosten durch eine vermehrte Instandhaltung resultieren können und bei neueren Windenergieanlagen durch fortschrittlichere Technik die Wartung weniger intensiv sein kann und somit folglich geringere Kosten zu erwarten sind [4].

2.2 Offshore-Windenergie Grundlagen

Die Offshore-Windenergie ist aufgrund starker und ständiger Winde auf See eine interessante Angelegenheit. Aufgrund höherer Volllaststunden kann der zu gewinnende Energieertrag doppelt so hoch sein wie bei vergleichbaren Anlagen auf dem Land. Der Ausbau von Offshore-Windenergieanlagen ist bspw. in Deutschland stark vorangegangen. So waren Ende 2019 eine Anzahl von 1470 Offshore-Windenergieanlagen in 20 Offshore-Windparks mit insgesamt 7500 MW installierter Leistung am Netz verbaut. Mittels Offshore-Windenergie konnte in Deutschland im Jahr 2019 Strom in der Höhe von 24 TWh erzeugt werden [6].

Unter besonderen Bedingungen arbeitet die deutsche Offshore-Windenergie, welche aus Naturschutzgründen (Schutz des Wattenmeers) und optischen Gründen (Auswirkungen auf das Landschaftsbild) Standorte weit vor der Küste in bis zu 40 Metern Wassertiefe plant. Aufgrund dessen liegen viele geeignete Flächen außerhalb der sogenannten 12-Seemeilen-Zone (entspricht mindestens einer Entfernung von 22,2 km) und befinden sich in der ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), was in Abbildung 2-2 betrachtet werden kann. In dieser Zone sind die technischen Anforderungen bezüglich des Fundaments, des Turmbaus, der Kabellegung, der Logistik und dem O&M deutlich höher als unmittelbar vor der Küste. Aufgrund ständiger Umwelteinwirkungen auf hoher See wie Stürmen, Gezeiten und Salzwasser liegt ein starker Fokus auf dem Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen.



Abbildung 2-2: Ausschließliche Wirtschaftszone für den deutschen Raum [7]

Das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) ist für die Genehmigung der Standorte von Offshore-Windenergieanlagen bzw. Windparks in der AWZ verantwortlich. Es werden für die Genehmigung die Folgen für die Ökosysteme, Fischerei, Schifffahrt und das Militär geprüft. Innerhalb der 12-Seemeilen-Zone sind die betroffenen bzw. angrenzenden Bundesländer verantwortlich.

Betreiber von Offshore-Windparks müssen bei Anlagenausfällen von hohen Megawattanlagen große Verluste hinnehmen, vor allem dann, wenn sich aufgrund von Witterungsbedingungen die Reparaturen verzögern. Aufgrund dessen sind sowohl zuverlässige Windenergieanlagen als auch ausgeklügelte Wartungskonzepte notwendig. Eine Überwachung der Anlagen aus einer Leitwarte ist üblich. Die Anlagen müssen in bestimmten Abständen immer wieder sowohl inspiziert als auch gewartet werden. So werden bspw. Fundamente, Rotorblätter oder Kabelanschlüsse überprüft. Nach Schätzung der Experten betragen die Kosten von Betrieb & Wartung bis zu 25% des Offshore-Windparks. Weitere Hürden sind die Personal- und Ersatzteillogistik. Vor allem bei starken Witterungsbedingungen sind Serviceteams starken Belastungen ausgesetzt, was durch mehrstündige An- und Abfahrten, Übergänge vom Schiff zur Windenergieanlage als auch langen Arbeitszeiten gekennzeichnet ist. Ein Transfer mittels Helikopter ist auch möglich, was auch schneller ist, jedoch ist dies teurer und bei Nebel als auch starkem Wind muss der Transfer verschoben werden [6].

2.2.1 Gründungsstrukturen

In der Offshore-Windenergie werden die Gründungsstrukturen in feste und schwimmende Arten unterschieden. Bei den festen Arten werden Pfähle oder Schwerkraftfundamente verwendet. Die Pfähle werden in den Meeresboden gerammt und fixiert, wodurch die Gründungsstruktur ihren Halt besitzt. Die Schwerkraftfundamente werden unmittelbar auf dem Meeresboden platziert. Bei den schwimmenden Arten kann die Struktur oberhalb oder unterhalb der Meeresfläche oder als Halbtaucher verwendet werden. Dabei wird die Struktur über Verankerungselemente, welche im Meeresboden verankert sind, wie Seile oder Ketten, befestigt. In Abbildung 2-3 ist eine schematische Übersicht der typischen Arten zu sehen [4]:

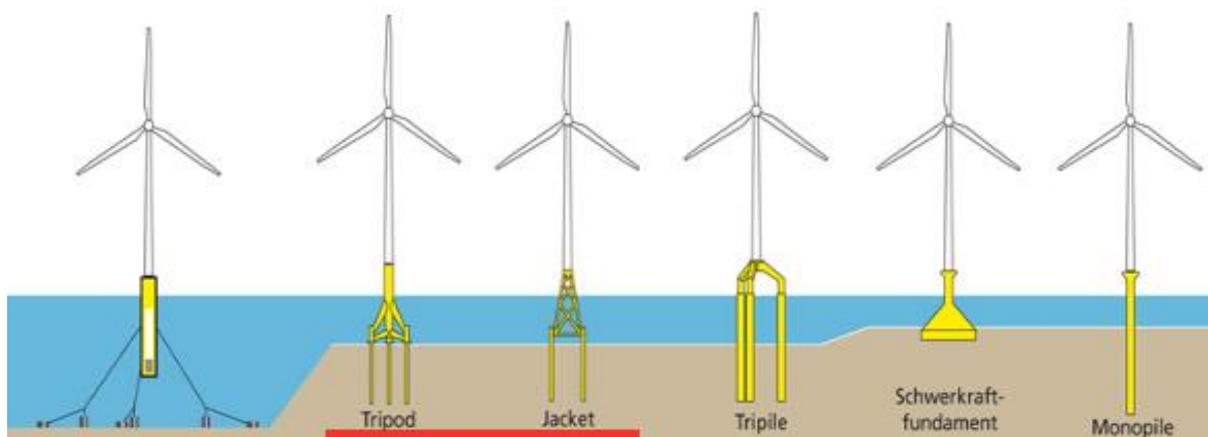


Abbildung 2-3: Schematische Darstellung der typischen Gründungsstrukturen [8]

Die Wahl eines geeigneten Gründungskonzeptes wird durch ökonomische, technische und wirtschaftliche Faktoren bestimmt. Einige dieser Faktoren sind bspw. die Standortwahl, wirkende Lasten auf die Struktur wie auch Investitionskosten [4]. Die Gründungskonzepte, welche der Abbildung 2-3 entnommen werden können, sind:

- Monopile (fest)
- Schwerkraftfundament (fest)
- Tripile (fest)
- Jacket (fest)
- Tripod (fest)
- Schwimmende Struktur

Der Trend neigt dazu, dass immer größere Windenergieanlagen in Offshore-Projekten eingesetzt werden, wobei die Projekte in immer größeren Entfernungen zur Küste und somit auch öfter in größeren Wassertiefen eingesetzt werden.

Jeder Standort muss individuell untersucht und ein geeigneter Fundamenttyp muss gewählt werden. Großer Wert wird auf die Standfestigkeit des Fundaments über der gesamten Lebensdauer gelegt. Außerdem werden einfache und schnelle Produktionsabläufe wie auch eine einfachere und leisere Installation gefordert, weshalb Monopiles als favorisierte Gründungsstruktur herausstechen.

Zusätzlich kann festgehalten werden, dass die Gründungsstrukturen für unterschiedliche Standortbedingungen geeignet sind, sodass in küstennahen bzw. flachen Gewässern eher Schwerkrafftfundamente verwendet werden. Früher wurden Monopiles in Tiefen bis zu 20 m eingesetzt. Momentan werden diese auch in Tiefen über 30 m verbaut. Die größte Entfernung zur Küste weisen Tripods und Tripiles auf mit einer durchschnittlichen Entfernung von 96 km. Zu schwimmenden Strukturen kann gesagt werden, dass diese in sehr hohen Wassertiefen agieren können wie bspw. der Windpark Hywind Scotland mit bis zu 800 m. Jedoch sind nur wenige schwimmende Strukturen verbaut, da diese noch in der Erprobungsphase sind [9].

In Abbildung 2-4 ist ein Überblick der verschiedenen Gründungsstrukturen mit deren Entfernungen und Wassertiefen angegeben:

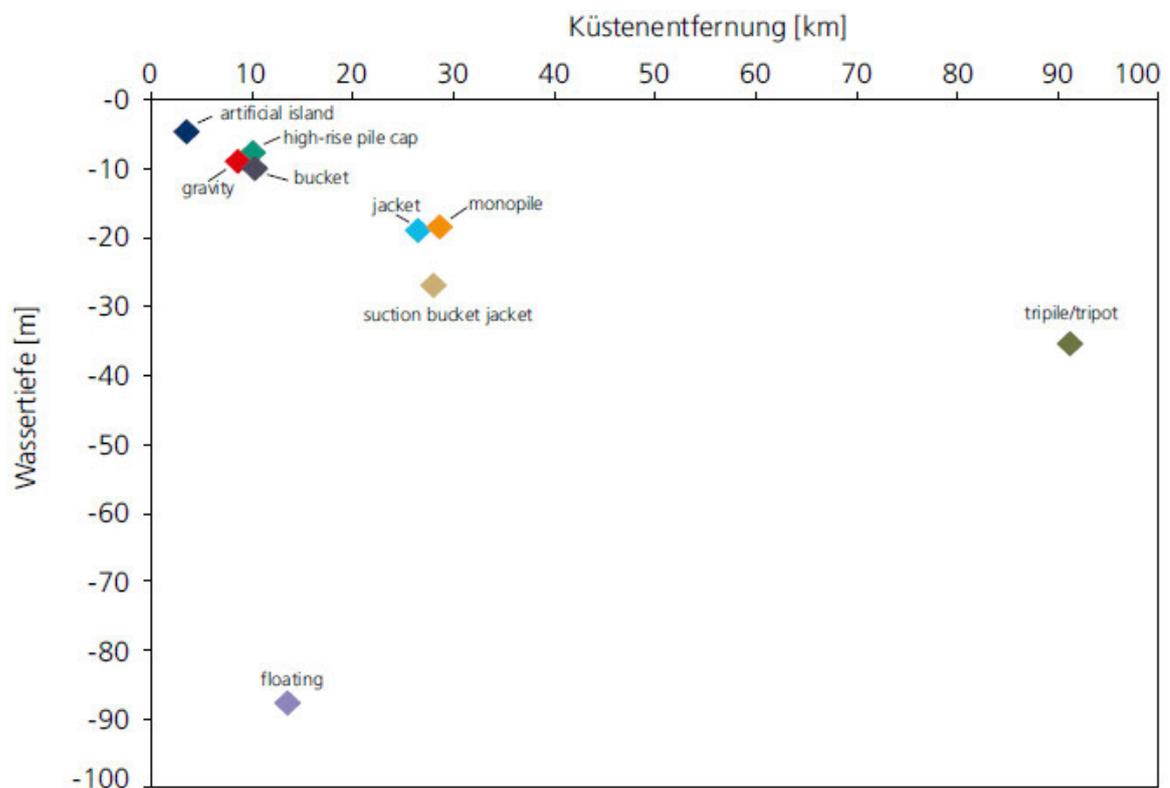


Abbildung 2-4: Verschiedene Gründungsstrukturen mit deren Entfernungen und Wassertiefen [10]

2.2.2 Umweltbedingungen offshore

Die Einflüsse durch die Umwelt auf Windenergieanlagen sind offshore besonders groß. Dies fängt schon in der Projektplanung an, da geographische Gegebenheiten wie die Wassertiefe oder Entfernung vom Land sich bspw. stark auf die Auswahl des Fundaments, den Netzan-schluss und auf den Betrieb und die Instandhaltung auswirken und somit die Kosten beeinflussen. Die Windgeschwindigkeiten sind wesentlich höher als auf Land. Außerdem liegt offshore eine geringere Oberflächenrauheit vor, was eine niedrigere Turbulenz verursacht [11].

Die geringe Turbulenz wird jedoch bei großen Offshore-Windparks durch die vorhandenen Nachlauf-turbulenzen verstärkt. Zusätzlich sind die Abschattungsverluste größer als an Land, da die Strömung sich aufgrund der geringeren Turbulenz weit hinter den Anlagen aufbaut, weshalb die Abstände zwischen den einzelnen Windenergieanlagen größer als an Land gewählt werden müssen, um einen identischen aerodynamischen Feldwirkungsgrad zu erreichen [12].

In der folgenden Abbildung 2-5 ist eine Übersicht der Umwelteinflüsse auf eine Offshore-Wind-energieanlage bzw. einen Offshore-Windpark zu sehen:

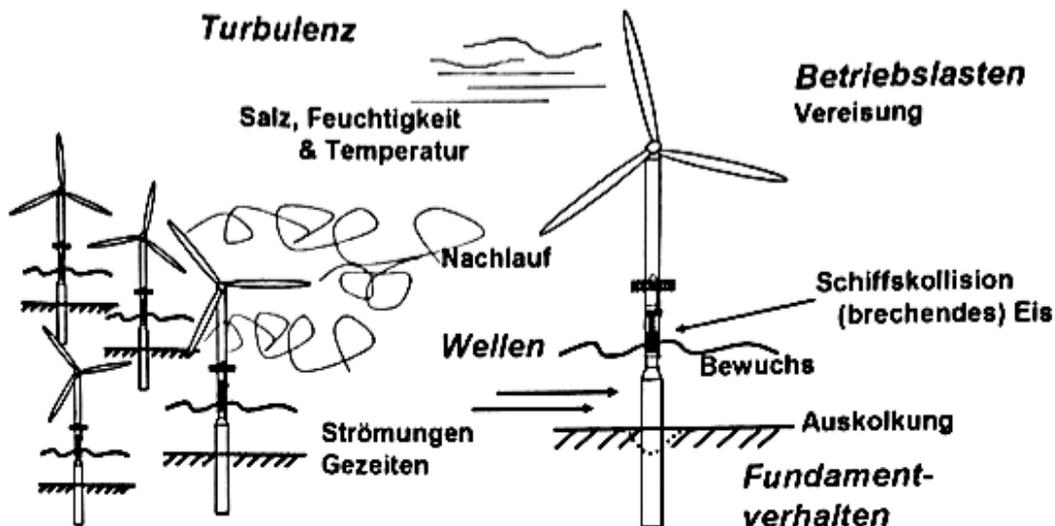


Abbildung 2-5: Umwelteinflüsse auf eine Offshore-Windenergieanlage [11]

Hydrodynamische Lasten wie Strömungen, Wellen wie auch Eis setzen der Anlage zu. Es liegen offshore eine hohe Luftfeuchtigkeit und ein hoher Salzgehalt vor, welche die Gefahr von Korrosion an Anlagen verstärkt [11]. Außerdem ist die Belastung der Anlagenkomponenten durch Bewuchs, Bakterien und Mikroorganismen zu beachten. Vor allem elektrische und elektronische Komponenten sind durch die salzhaltige Luft, Bewuchs, Bakterien und Mikroorganismen gefährdet [10].

Durch Strömungen kann der Boden unmittelbar in der Nähe des Fundaments abgetragen werden, es wird dann von Auskolkung (engl. scouring) gesprochen. Dies ist nur einer der Gründe für das komplexere Verhalten des Fundaments auf hoher See. Auch die Beschaffung von Daten der Bodenbeschaffenheit ist schwieriger als auf Land. Die genannten Einflüsse verlangen den Windenergieanlagen eine hohe Qualität ab. Außerdem ist das Thema Arbeitssicherheit aufgrund der erschwerten Umgebungsbedingungen von höchster Wichtigkeit [11]. Eine weitere, nicht zu vernachlässigende Belastung sind Kollisionen mit Eisschollen oder auch Schiffen. Die Kollisionen können gravierende Folgen haben, weshalb die Kollisionssicherheit einen wichtigen Aspekt in der Projektplanung spielt. In keinem Fall darf es bei einer Kollision mit einer Offshore-Windenergieanlage zu einer so starken Beschädigung kommen, dass Menschen und die Umwelt gefährdet werden [4]. Auch die Beschaffenheit des Bodens auf hoher See spielt eine wichtige Rolle bezüglich der Gründungsstruktur, da die Bodenfestigkeit das Schwingungsverhalten der Windenergieanlage mitbestimmt.

Der direkte Bereich vor der Küste bis zu einer Entfernung von 10 km zur See ist zu beachten, da dort spezielle Windverhältnisse vorliegen. Gemäß Untersuchungen wird davon ausgegangen, dass in dem genannten Streckenbereich der Übergang der Windeigenschaften vom Land zur offenen See stattfindet, weshalb Windenergieanlagen unbedingt mindestens die genannte Entfernung einhalten sollten, da sonst nicht das gesamte Potential des Offshore-Windes genutzt wird. Es wird von einer höheren Energieausbeute von 30 bis 40% ausgegangen [12]. Eine weitere wichtige Erkenntnis bezüglich der Windverhältnisse auf See im Vergleich zum Land ist, dass die Windgeschwindigkeit schneller mit der Höhe steigt aufgrund einer geringeren Oberflächenrauigkeit auf See. Es liegen eine durchschnittliche Rauigkeitslänge von etwa 0,003 m und ein Hellmann-Exponent von 0,11 bis 0,12 vor, wodurch der Energieertrag mit steigender Höhe geringer ausfällt als auf Land. Aufgrund dessen können die wirtschaftlichen Turmhöhen geringer gewählt werden (siehe Abbildung 2-6) [12].

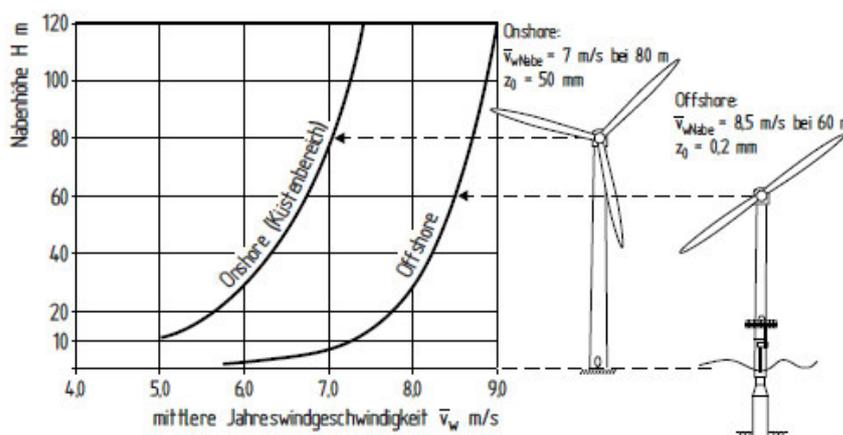


Abbildung 2-6: Höhenprofile onshore vs. offshore [12]

2.3 Zweiblatt-Dreiblatt-Vergleich

Aus der Theorie ist bekannt, dass laut Betz der maximal mögliche Leistungskoeffizient c_p bei 0,59 liegt. Zweiblattanlagen besitzen bei gleicher Auslegung geringere Leistungskoeffizienten als Dreiblattanlagen, was in Abbildung 2-7 betrachtet werden kann:

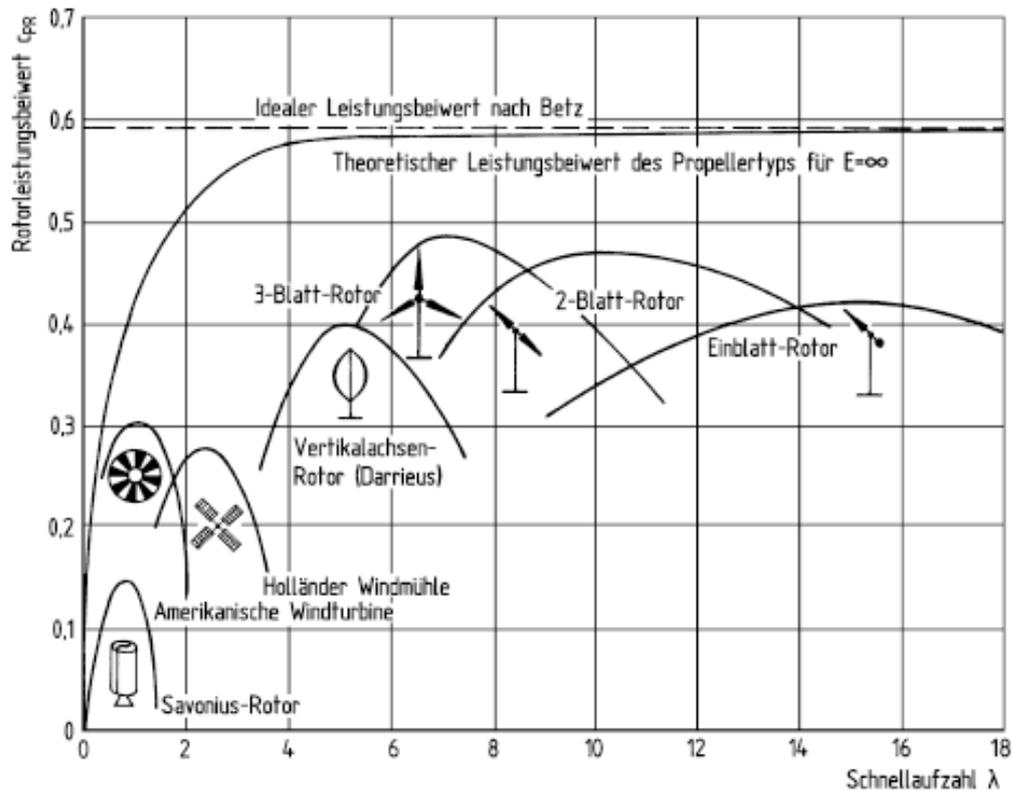


Abbildung 2-7: Leistungskoeffizienten von verschiedenen Rotortypen [12]

Wie in der Abbildung 2-7 zu sehen ist, besitzen Zweiblattroten typischerweise eine höhere Schnelllaufzahl λ als Dreiblattroten, bei dem das aerodynamische Optimum erreicht wird. Aufgrund einer höheren Schnelllaufzahl λ kommt es zu einer stärkeren Geräuschemission. Zusätzlich führt eine größere Schnelllaufzahl λ zu einem geringeren Drehmoment, wodurch der Triebstrang entlastet wird und das Design vereinfacht werden kann. Es ist jedoch anzumerken, dass Zweiblattanlagen prinzipiell für dieselbe Schnelllaufzahl ausgelegt werden können, indem die gesamte projizierte Rotorfläche gleich gelassen wird.

Ein weiterer Aspekt der erwähnt werden sollte ist, dass aufgrund höherer Umlaufgeschwindigkeiten eine höhere Erosion an der Vorderkante vorhanden ist, wodurch der Leistungskoeffizient sinken kann, da das aerodynamische Profil im Laufe der Zeit beeinflusst wird und es somit letztendlich zu Leistungseinbußen kommen kann. Dies führt wiederum zu höheren Kosten aufgrund von Ertragsverlusten und/oder Wartung. Mittels spezieller Beschichtungen kann dem Problem entgegen gewirkt werden [13].

Typischerweise erfahren Windenergieanlagen starke Ermüdungslasten bedingt durch Trägheit, Aerodynamik und Gravitation (siehe Abbildung 2-8). Vor allem bei Zweiblattanlagen spielt die Dynamik eine wichtige Rolle. Der vorhandene Höhenwindgradient zusammen mit dem Turmvorstau wirkt sich stärker bei zweiblättrigen Anlagen aus, da bei dreiblättrigen Anlagen aufgrund der Geometrie die Lasten gleichmäßiger verteilt sind, da diese vom Verhalten eher einer Scheibe ähneln.

Bei Zweiblattanlagen liegt ein schwankendes Trägheitsmoment um die Turmachse vor, wodurch bei Windrichtungsnachführung ein Einfluss auf den Rotor resultiert. Auch hier verhält sich die dreiblättrige Anlage eher wie eine Scheibe und besitzt ein konstantes Trägheitsmoment. Zweiblattanlagen reagieren stärker auf Schräganströmungen aufgrund ihrer Symmetrie [3]. Zu erwähnen ist, dass es mittlerweile auch zahlreiche passive und aktive Möglichkeiten gibt, um gegen diese Dynamiken anzukommen.

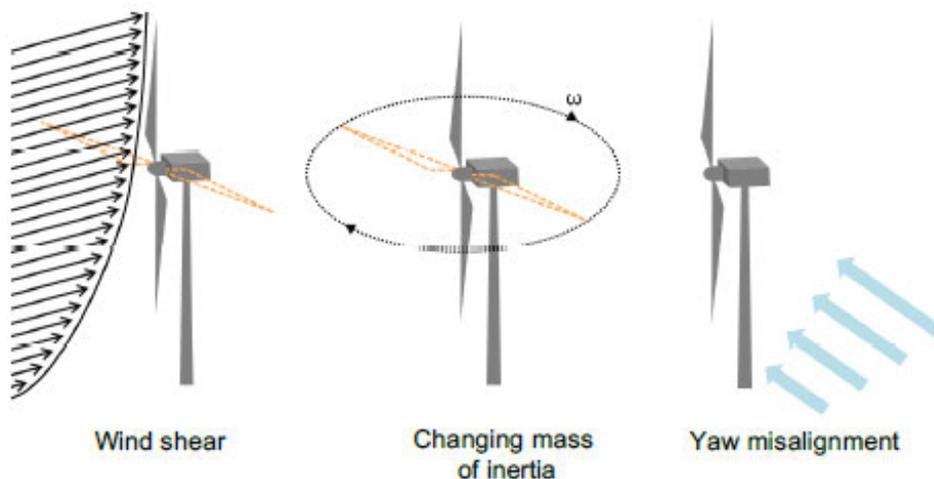


Abbildung 2-8: Belastung durch Höhenwindgradient, wechselndem Trägheitsmoment und Schräganströmung [13]

Neueste Anlagen mit zwei Blättern werden momentan in China verbaut und besitzen ein erheblich geringeres Turmkopfgewicht als dreiblättrige Anlagen, welches bis zu 30% geringer sein kann. Ein Grund liegt darin, dass eine stark integrierte und leichte Triebstrangkonzepktion vorliegt. Auch die damaligen Zweiblattanlagen hatten eine geringere spezifische Turmkopfmasse als die Dreiblattanlagen von 20 bis zu 25%. Es ist davon auszugehen, dass die Kosten der Komponenten sich um die gleiche Größenordnung reduzieren lassen [12].

In der Windindustrie, sei es offshore oder onshore, sind dreiblättrige Windenergieanlagen der Standard. Anlagen mit drei Blättern bieten onshore bspw. den Vorteil, dass diese für die Bevölkerung optisch angenehmer zu betrachten sind, da die Rotationen deutlich kontrollierter und harmonischer aussehen.

Außerdem sind Anlagen mit drei Blättern leiser als Anlagen mit zwei Blättern. Die Dynamik von dreiblättrigen Anlagen ist übersichtlicher bzw. angenehmer zu handhaben als bei zweiblättrigen Anlagen. Alle eben genannten Nachteile der zweiblättrigen Anlage, vor allem die optische und akustische Wahrnehmung bei der Bevölkerung als auch die dynamischen Nachteile haben zum heutigen Standard geführt. Jedoch sind die Nachteile wie die Optik und Akustik für den Offshore-Bereich nicht mehr relevant. Die Dynamiken sind offshore durch geringere Turbulenzen und einen kleineren Hellmann-Exponent ($0,14$ statt $0,2$) weniger verheerend.

Hinzu kommen moderne Möglichkeiten bei der Auslegung von aktiven und passiven Lastunterdrückungsmethoden. Des Weiteren erscheint eine Untersuchung von zwei- und dreiblättrigen Anlagen im Vergleich für den Offshore-Bereich sinnvoll, da zweiblättrige Anlagen Vorteile in der Herstellung, Logistik, Wartung, Montage und Entsorgung aufweisen und somit Kosten eingespart werden könnten. Dennoch ist die Belastung von zweiblättrigen Anlagen meist höher, was wiederum zu höheren (Anlagen-)Kosten führen kann. Konstruktive oder regelungstechnische Maßnahmen sind zur Minimierung der Belastungen erforderlich. Dies muss in der Betrachtung den positiven Aspekten wie der Logistik, Wartung und Montage gegenüber gestellt werden [3].

2.4 Betrieb und Instandhaltung (Operation & Maintenance)

Der Betrieb und die Instandhaltung von Anlagen sind unter dem Fachbegriff Operation & Maintenance (O&M) bekannt. Dabei wird die Instandhaltung gemäß der DIN 31051 beschrieben als die Kombination aller technischen und administrativen Managementmaßnahmen während des Projektlebenszyklus eines Objekts bzw. einer Anlage, die für den Erhalt oder der Wiederherstellung ihres funktionsfähigen Zustands dienen [14].

Die O&M-Phase eines Offshore-Windparks beträgt üblicherweise 20-25 Jahre und kann im Projektlebenszyklus des Windparks wie folgt eingeordnet werden (siehe Abbildung 2-9):



Abbildung 2-9: Projektlebenszyklus eines Offshore-Windparks (in Anlehnung an [15])

2.4.1 Unterteilung der Instandhaltung gemäß DIN 31051 & DIN EN 13306

Es kann eine Unterteilung der Instandhaltung gemäß Abbildung 2-10 erfolgen:

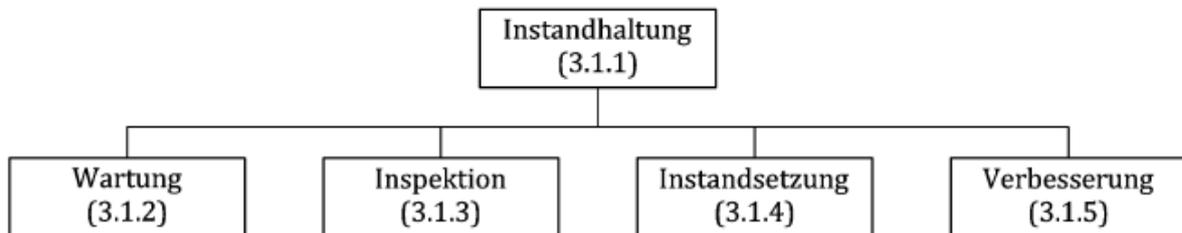


Abbildung 2-10: Unterteilung der Instandhaltung in die Grundmaßnahmen [14]

Wie in der Abbildung 2-10 zu sehen ist, kann die Instandhaltung in die Grundmaßnahmen Wartung, Inspektion, Instandsetzung und Verbesserung unterteilt werden. Unter Wartung versteht man die Maßnahmen, welche zur Verzögerung des Abbaus des vorhandenen Abnutzungsvorrats (Vorrat der möglichen Funktionserfüllungen unter festgelegten Bedingungen) getroffen werden. Die Wartung kann folgende Maßnahmen enthalten [14]:

- Auftrag, Dokumentation des Auftrags und Analyse des Inhalts des Auftrags
- Wartungsplan, der auf die spezifischen Bedürfnisse des Betriebes oder der Anlage abgestimmt ist und verbindlich hierfür gilt. Dieser enthält auch Angaben über den Ort, Termine, Maßnahmen und weitere zu beachtende Merkmale.
- Durchführungsvorbereitung
- Präventive Maßnahmen zum Schutz wie Arbeitsplatzausrüstung, Schutz- und Sicherheitseinrichtungen
- Durchführung, Funktionsprüfung und Rückmeldung

Die Inspektion beschreibt eine Prüfung auf Konformität der wesentlichen Eigenschaften eines Objekts bzw. einer Anlage durch Messung, Funktionsprüfung oder Beobachtung. Sie kann folgende Punkte enthalten [14]:

- Auftrag, Dokumentation des Auftrags und Analyse des Inhalts des Auftrags
- Plan zur Feststellung des Ist-Zustandes, der auf die spezifischen Bedürfnisse des Betriebes oder der Anlage abgestimmt ist und verbindlich hierfür gilt. Dieser enthält auch Angaben über den Ort, Termin, Methode, Gerät und weitere zu beachtende Merkmale.
- Durchführungsvorbereitung
- Präventive Maßnahmen zum Schutz wie Arbeitsplatzausrüstung, Schutz- und Sicherheitseinrichtungen
- Das Prüfen der Vorbereitungsmaßnahmen inklusive der Freigabe zur Durchführung

- Durchführung (überwiegend quantitative Ermittlung bestimmter Hauptwerte)
- Ergebnisauswertung zur Beurteilung des Ist-Zustandes und anschließende Analyse
- Aufzeigen alternativer Lösungen unter Berücksichtigung bestimmter Forderungen wie bspw. betrieblicher und außerbetrieblicher Forderungen
- Entscheidung für eine Maßnahme und Rückmeldung

Unter Instandsetzung ist die körperliche Maßnahme zu verstehen, die zur Wiederherstellung der Funktion eines fehlerhaften Objektes bzw. einer Anlage nötig ist. Folgende Maßnahmen sind darin enthalten [14]:

- Auftrag, Dokumentation des Auftrags und Analyse des Inhalts des Auftrags
- Durchführungsvorbereitung für die Berechnung, Terminplanung, Abstimmung und Bereitstellung von Material, Mitteln und Personal
- Präventive Maßnahmen zum Schutz wie Arbeitsplatzausrüstung, Schutz- und Sicherheitseinrichtungen
- Das Prüfen der Vorbereitungsmaßnahmen inklusive der Freigabe zur Durchführung
- Durchführung, anschließende Funktionsprüfung und Abnahme
- Fertigmeldung wie die dazugehörige Auswertung mit Dokumentation, Kostenaufstellung und Anzeige von Verbesserungsmöglichkeiten
- Rückmeldung

Die letzte Grundmaßnahme ist die Verbesserung bzw. die Verbesserung der Funktionssicherheit. Darunter ist die Kombination aus allen technischen, administrativen und Managementmaßnahmen zur Erhöhung der Zuverlässigkeit, Instandhaltbarkeit und Sicherheit eines Objekts bzw. Anlage zu verstehen, ohne dabei die ursprüngliche Funktion zu verändern [14].

Die Instandhaltung kann noch auf eine andere Art und Weise unterteilt werden, und zwar in die präventive Instandhaltung und in die korrektive Instandhaltung gemäß DIN EN 13306 [16]. Die präventive Instandhaltung erfolgt schon vor dem Ausfall der Anlage bzw. einiger Komponenten der Anlage, wobei die präventive Instandhaltung nochmal in zwei Gruppen aufgeteilt werden kann. Anlagen mit Zustandsüberwachung werden zustandsorientiert instand gehalten und Anlagen ohne Zustandsüberwachung werden vorausbestimmt instand gehalten. Dies kann in Abbildung 2-11 betrachtet werden:

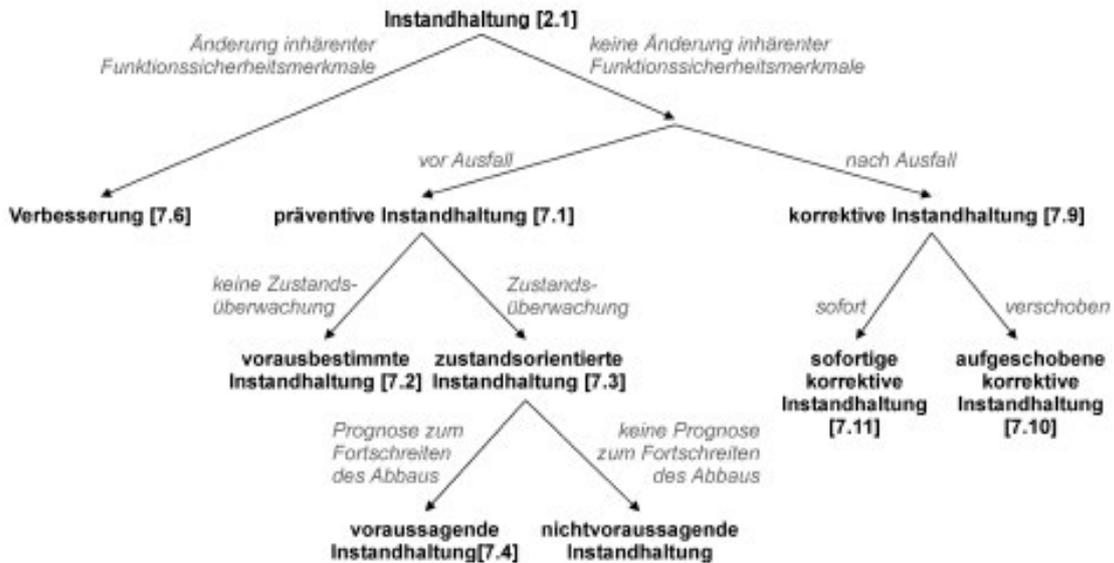


Abbildung 2-11: Aufteilung der Instandhaltungsarten vor und nach dem Ausfall [16]

Die vorausbestimmte Instandhaltung wird dabei in festgesetzten Zeitabständen bzw. einer festgelegten Anzahl von Nutzungseinheiten ausgeführt, wobei vorher keine Zustandsermittlung erfolgt. Bei den zustandsorientierten Instandhaltungen erfolgt eine Beurteilung des physischen Zustands der Anlage bzw. der zu betrachtenden Komponenten. Daraus erfolgen mögliche resultierende Maßnahmen zur Instandhaltung, wobei zu erwähnen ist, dass die Beurteilung des Zustands auf Anforderung ständig oder planmäßig erfolgen kann und dabei mittels Fernüberwachung, Inspektion oder Überwachung der Systemparameter geschieht [16].

Die korrektive Instandhaltung, welche nach dem Ausfall erfolgt, wie in Abbildung 2-11 zu sehen ist, lässt sich in die sofortige korrektive Instandhaltung und in die aufgeschobene korrektive Instandhaltung unterteilen. Die aufgeschobene korrektive Instandhaltung wird nicht direkt nach der Fehlererkennung durchgeführt, sondern nach bestimmten Instandhaltungsregeln zurückgestellt und dann durchgeführt. Bei der sofortigen korrektiven Instandhaltung wird unmittelbar nach der Fehlererkennung die Instandhaltung durchgeführt, um größere Folgeschäden zu vermeiden [16].

Die zustandsorientierte Instandhaltung kann, gemäß Abbildung 2-11, nochmal in die voraussagende Instandhaltung und die nichtvoraussagende Instandhaltung unterteilt werden. Bei Ersterem erfolgt die Instandhaltung nach einer Vorhersage, welche durch wiederholte Analysen bzw. bekannte Merkmale oder Parameter abgeleitet werden kann. Dadurch kann der kritische Zustand als auch der Abbau des Objekts prognostiziert werden, wodurch größeren Folgeschäden vorgebeugt wird [16].

2.4.2 Instandhaltungsstrategien

Eine Instandhaltungsstrategie wird zur Erreichung der spezifischen Instandhaltungsziele benötigt. Dies beinhaltet bspw. die Verteilung und Planung von Material bzw. Personal, sei es intern bezogen oder auch externe Dienstleister betreffend. Sie zeichnet sich durch Messbarkeit und einem Zeitpunkt aus, um eine bestimmte Verfügbarkeit zu gewährleisten. Die aktuellen Strategien lauten [15]:

- Reliability Centered Maintenance (RCM)
- Total Productive Maintenance (TPM)
- Risk Based Maintenance (RBM)

Die RCM-Strategie fokussiert sich auf die Zuverlässigkeit der Anlage bzw. der Komponenten unabhängig der Wartungskosten. Diese Methode wird für Komponenten angewandt, welche sehr wichtig für den Betrieb der Anlage sind und ein Ausfall zu katastrophalen Folgen und hohem Verlust führen würde.

Die TPM-Strategie beinhaltet eine Kombination von präventiver Instandhaltung und durchgehender Anstrengung zum Modifizieren und Umgestalten von Ausstattungen und Techniken mit dem Ziel die Flexibilität in Prozessen zu steigern und dadurch einen höheren Ertrag in der Produktion zu fördern.

Die RBM-Strategie beabsichtigt eine Reduzierung des Gesamtrisikos von Fehlern der laufenden Windenergieanlage bzw. dem Windpark. In Gebieten mit hohem Risiko wird ein erhöhter Instandhaltungsaufwand notwendig, wobei in Gebieten mit einem geringeren Risiko der Aufwand reduziert wird, wodurch Kosten gespart werden sollen [17].

Basierend auf der Wahrscheinlichkeit eines Ausfalls und der wirtschaftlichen Auswirkung von Inspektionen und Reparaturen sollte die Wahl der richtigen Instandhaltungsstrategie berücksichtigt werden. In vielen Fällen mangelt es der Industrie an genügend Informationen, um eine sachkundige Entscheidung bezüglich der Instandhaltungsstrategie zu treffen. Zu erwähnen ist noch, dass die Instandhaltungsstrategie direkt mit der Verfügbarkeit des Systems verbunden ist [15].

2.4.3 Verfügbarkeit und Zuverlässigkeit

Unter der Verfügbarkeit einer Anlage ist das Verhältnis der Zeit, in dem eine Anlage für einen gewissen Zeitabschnitt läuft und der gesamten betrachteten Zeit des Zeitabschnitts, zu verstehen. Es kann zwischen der theoretischen und der aktuellen Verfügbarkeit unterschieden werden. Die theoretische Verfügbarkeit resultiert aus der Zuverlässigkeit, der Instandhaltbarkeit und der Betriebsbereitschaft. Sie wird durch die Zugänglichkeit zur Anlage und der Instandhaltungsstrategie beeinflusst, was zur aktuellen Verfügbarkeit führt (siehe Abbildung 2-12). Die Zuverlässigkeit einer Anlage beschreibt die Wahrscheinlichkeit, dass es nicht zu einem Fehler über einer gewissen Zeitperiode kommt. Diese wird über die sogenannte Mean Time Between Failures (MTBF) gemessen und kann über Messdaten der Anlagen entnommen bzw. ermittelt werden [15].

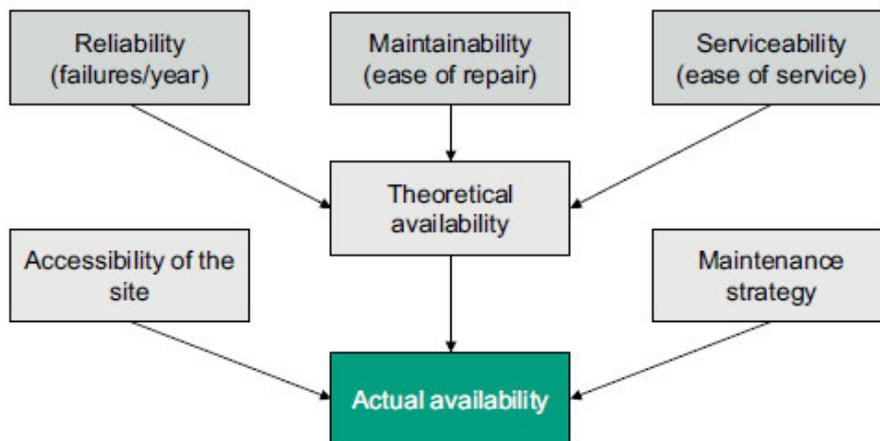


Abbildung 2-12: Verfügbarkeit einer Anlage [15]

Die *MTBF* setzt sich dabei aus der durchschnittlichen Reparaturzeit (engl. Mean Time To Repair (*MTTR*)) und der durchschnittlichen Zeit zum Fehler (engl. Mean Time To Failure (*MTTF*)) zusammen:

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (2.7)$$

Die Gleichung (2.7) kann auch graphisch als Summe dargestellt werden und ist in Abbildung 2-13 ersichtlich:

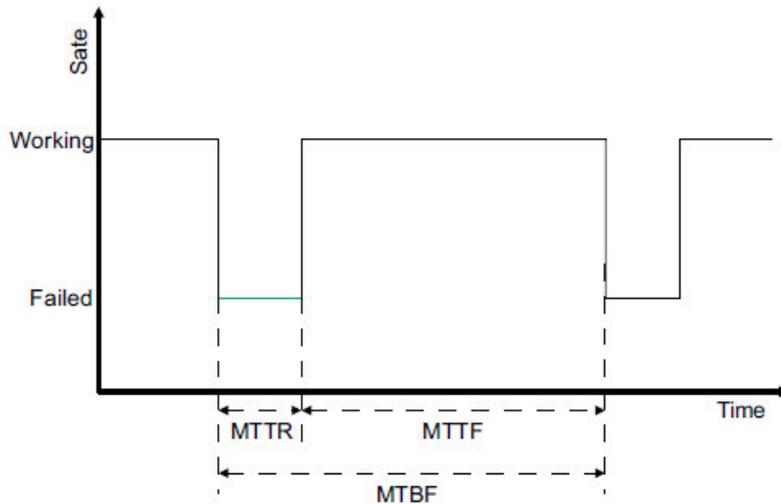


Abbildung 2-13: Zeitlicher Reparaturgraph einer Anlage bzw. Komponente [15]

Die Größe der $MTTR$ ist abhängig von der gewählten Instandhaltungsstrategie und setzt sich bei Offshore-Windparks aus der Fehlermeldung, Ersatzteilbeschaffung, Reisedauer, Wartezeit aufgrund schlechter Wetterbedingungen und der Reparaturzeit zusammen. Die $MTTF$ ist wiederum abhängig von der Zuverlässigkeit und meist deutlich größer als die $MTTR$. Mittels der $MTTF$ und der $MTTR$ kann die technische Verfügbarkeit A_T einer Anlage bzw. einer Komponente beschrieben werden [15]:

$$A_T = \frac{MTTF}{MTTF + MTTR} \quad (2.8)$$

Eine weitere Größe ist die sogenannte Fehlerrate λ , welche über die Zeit aufgetragen die Badewannenkurve darstellt und in Abbildung 2-14 zu sehen ist:

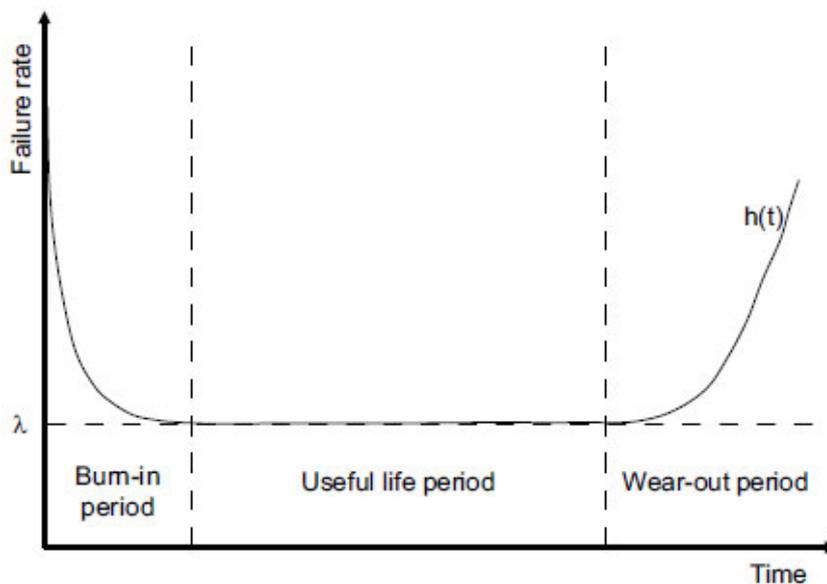


Abbildung 2-14: Badewannenkurve [15]

Die Fehlerrate λ kann in drei Bereiche unterteilt werden:

- Anfangsphase
- Nutzvolle Lebensphase
- Abnutzungsphase

In der Anfangsphase ist die Fehlerrate relativ hoch, was damit zu begründen ist, dass Mängel in der Konstruktion, Produktion und im Werkstoff zu Beginn des Betriebs auffällig sind und zu Schäden führen können. In der nutzvollen Lebensphase befinden sich solche Komponenten, bei denen die anfänglichen Mängel nicht aufgetreten sind oder instand gesetzt wurden und deshalb ein flacher bzw. relativer konstanter Verlauf vorliegt. Zum Ende tritt die Abnutzungsphase auf, in der die Fehlerrate λ ansteigt, da es zu häufigeren Schäden oder Ausfällen bedingt durch Verschleiß bzw. Alterung kommt.

2.4.4 Ziel der O&M-Phase

Abgesehen von der Sicherheit ist das wichtigste Ziel der O&M-Phase maximalen Profit zu erwirtschaften. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen die Betriebskosten reduziert oder der Energieertrag erhöht werden. Der Energieertrag ist abhängig vom Wind und der Verfügbarkeit, wobei der Wind nicht beeinflussbar ist, sondern nur die Verfügbarkeit durch den Betrieb und die Instandhaltung. Um dies näher zu erläutern, ist die Abbildung 2-15 zu betrachten:

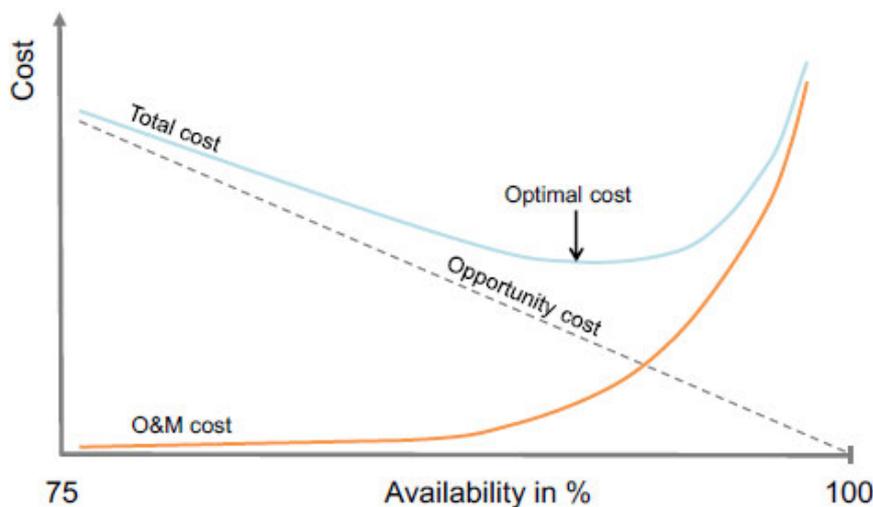


Abbildung 2-15: Punkt der optimalen Kosten eines Offshore-Windparks [13]

Durch höheren Aufwand im Betrieb und in der Instandhaltung erhöht sich die Verfügbarkeit, wodurch die Opportunitätskosten sinken, da sich dadurch der Energieertrag erhöht. Andererseits erhält man auch höhere Betriebs- und Instandhaltungskosten, wodurch der Profit sinkt.

Deshalb ist es wichtig einen Ausgleich zwischen beiden Extremen (Energieertrag und Betriebs- und Instandhaltungskosten) zu finden, welcher auch Punkt der optimalen Kosten genannt wird. Der Punkt der optimalen Kosten verändert sich auch mit der Zuverlässigkeit der Produktion, was abhängig vom jeweiligen Windenergieanlagenhersteller ist [13].

2.4.5 Logistikkonzepte

Die Konzepte können in zwei Gruppen aufgeteilt werden, je nach Position der Basisstation. Befindet sich die Basisstation onshore bzw. in der Nähe eines Hafens, so wird von einem onshore-basiertem Logistikkonzept gesprochen. Befindet sich die Basisstation in der Nähe bzw. im Offshore-Windpark, so wird von einem offshore-basierten Konzept gesprochen. Die Aufteilung kann in Abbildung 2-16 betrachtet werden:

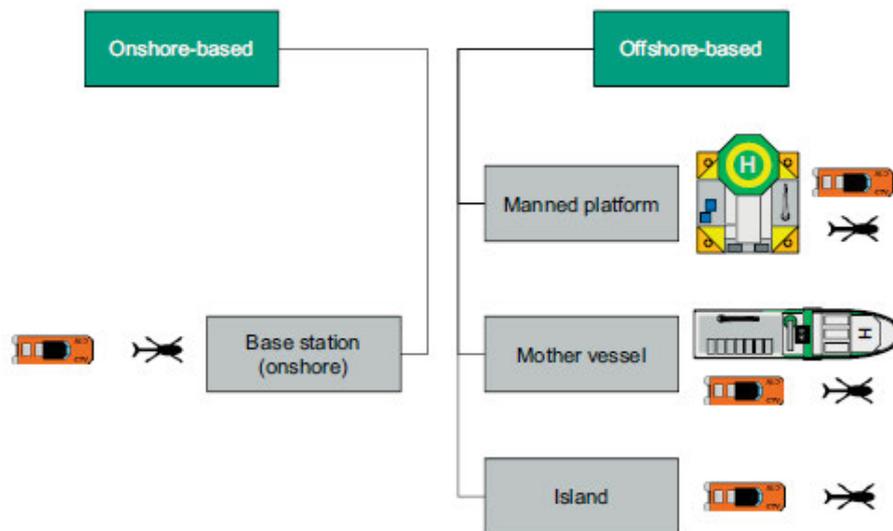


Abbildung 2-16: Kategorisierung der Logistikkonzepte [15]

Die onshore-basierten Konzepte lassen sich wiederum unterteilen in zwei verschiedene Arten, je nachdem ob ein Personen-Transfer-Schiff (engl. Crew Transfer Vessel (CTV)) oder ein Helikopter verwendet wird. Typischerweise werden onshore-basierte Konzepte bis zu einer Entfernung von 30 km des Offshore-Windparks von der Basisstation angewandt. Dadurch ist eine kurze Reisedauer bis zu weniger als zwei Stunden möglich. Das Konzept ist in der Lage alle Größen von Offshore-Windparks zu versorgen [18] [15]. Üblicherweise wird das CTV (siehe Abbildung 2-17) zur Beförderung von Personen benutzt, wobei je nach Größe und Art von CTV 12-50 Personen befördert werden können [19] [20]. Zusätzlich darf die Beförderung bis zu einer signifikanten Wellenhöhe von 1 bis 1,5 m ausgeführt werden. Aufgrund zu starker Wellenhöhen ist es nicht immer möglich, dass CTVs eingesetzt werden, weshalb es dann dazu kommen kann, dass Helikopter eingesetzt werden.

Diese besitzen den Vorteil, dass sie flexibel und schnell sind, und über eine hohe Erreichbarkeit verfügen. Leider sind Helikopter kostspielig, haben nur einen begrenzten Platz und die Sicherheitsanforderungen beim Übergang vom Helikopter zur Windenergieanlage sind anspruchsvoll [15].



Abbildung 2-17: (Links) Personen-Transfer-Schiff (CTV) [18]; (Rechts) Übergang vom Helikopter zur WEA [21]

Die offshore-basierten Konzepte werden unterteilt in drei Arten: Das Offshore-Service-Schiff bzw. Übernachtungsschiff (engl. mother vessel), eine bemannte Offshore-Plattform (siehe Abbildung 2-18) oder eine Insel. Bei solchen Konzepten bewohnen die Techniker die genannten Arten. Anwendung finden diese Arten ab einer Entfernung von mindestens 30 km und einer Anzahl von mehr als 50 Windenergieanlagen.



Abbildung 2-18: (Links) Offshore-Service-Schiff [22]; (Rechts) Offshore-Plattform [23]

Wie in Abbildung 2-18 links zu sehen ist, bietet ein Offshore-Service-Schiff genug Platz zum Wohnen und Reparieren von diversen Komponenten. Es befindet sich üblicherweise im Windpark und hat einen Anlegeplatz für CTVs und eine Landefläche für Helikopter. Durch dessen Position im Windpark resultieren relativ kurze Reisezeiten zu den jeweiligen Windenergieanlagen. Außerdem ist die Verfügbarkeit durch die Größe und Position des Schiffes hoch, da ein möglicher Transport auch bei signifikanten Wellenhöhen von 2,5 m möglich ist. Die Mietkosten für ein Offshore-Service-Schiff sind hoch und nicht zu vernachlässigen. Während sehr schlechten Wetterbedingungen kann das Schiff Schutz im Hafen suchen. Ein weiterer Vorteil ist die Flexibilität des Schiffes, da es nicht fest für einen Windpark eingesetzt werden muss [15].

Rechts in Abbildung 2-18 ist eine Offshore-Plattform zu sehen, welche einerseits als Unterkunft für die Techniker dienen kann und andererseits genug Platz für Ersatzteile aufweist. Vorteilhaft an einer Plattform ist die Standhaftigkeit, wodurch die Techniker vor Seekrankheit geschützt sind. Da die Plattform fix ist, werden zur Beförderung zu den Windenergieanlagen Personen-Transfer-Schiffe oder ein Helikopter benötigt. Nicht zu vernachlässigen sind die hohen Kosten für eine Offshore-Plattform. Diese muss auch in diversen Zeitabständen instandgehalten und versorgt werden, weshalb ein weiteres Schiff notwendig ist.

Als Letzte der drei Arten von offshore-basierten Logistikkonzepten ist die Insel zu betrachten, wie bspw. die Insel Helgoland, welche als Instandhaltungsbasis für Offshore-Windparks dient. Dort gibt es genug Platz für Lagerhallen und die Distanz zu diversen Windparks ist gering. Das Konzept der Insel ähnelt dem Prinzip der onshore-basierten Logistikkonzepte [15].

Bei allen Konzepten ist auch eine Versorgung bzw. Reparatur mittels eines großen Hebeschiffes (engl. jack-up vessel) für große Reparaturen möglich. Eine Kombination diverser Konzepte ist auch möglich.

Die Wahl eines geeigneten Logistikkonzepts für einen Offshore-Windpark hängt von unterschiedlichen Faktoren ab und muss dementsprechend berücksichtigt werden [15]:

- Instandhaltungsstrategie
- Distanz vom Windpark zur Basisstation
- Anzahl der zu versorgenden Windenergieanlagen
- Fehlerraten der Komponenten
- Wetterbedingungen
- Anzahl und Typ der Ausrüstung

3. Bisherige Kostenuntersuchungen bezüglich Offshore-Windparks

In diesem Abschnitt werden verschiedene Studien bzw. Untersuchungen auf dem Gebiet der Kostenbetrachtungen von Offshore-Windparks genannt, um dadurch einen Überblick für bisherige Arbeiten auf diesem Gebiet zubekommen. Im ersten Unterkapitel werden Studien zu den Gesamtkosten und im zweiten Unterkapitel Studien bezüglich der OPEX betrachtet. Außerdem werden in diesem Abschnitt verschiedene Angaben zu Kosten als auch prozentualen Verteilungen von Offshore-Windparks aus diversen Quellen gesammelt und miteinander verglichen. Aus dem Vergleich können dann Werte mit einer größeren Gewissheit als Grundlage zur Anwendung des späteren Kostenmodells verwendet werden.

3.1 Kostenuntersuchungen zu den Gesamtkosten

Die Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE (SOW) mit den Partnern Prognos AG und der Fichtner Gruppe brachten 2013 eine Studie zu Kostensenkungspotentialen der Offshore-Windenergie in Deutschland heraus, welche die Potentiale für die nächsten zehn Jahre ermitteln sollten. Sie zeigt auf, was für Voraussetzungen dafür benötigt werden und in welchen Bereichen der Offshore-Windindustrie große Kostensenkungen erzielt werden können. Dabei kristallisieren sich folgende drei Kostensenkungsbereiche heraus (siehe Abbildung 3-1):

- das politische und regulatorische Umfeld
- technische Innovationen
- die Effizienzentwicklung



Abbildung 3-1 Drei Einflussbereiche auf das Kostensenkungspotenzial [24]

Es fallen folgende Maßnahmen in das politische und regulatorische Umfeld: Stabile gesetzliche und politische Rahmenbedingungen schaffen, Standards für Anlagenkomponenten und Netzanschlüsse definieren, Zertifizierungs- und Genehmigungskriterien vereinfachen.

Im zweiten Kostensenkungsbereich „technische Innovationen“ werden vier Maßnahmen zur Senkung geäußert: Anlagentechnik auf hohe Auslastung oder maximalen Windertrag optimieren, bestehende Tragstrukturen optimieren und entwickeln, Installationslogistik verbessern, Forschung und Entwicklung intensivieren.

Im letzten Bereich „Effizienzentwicklung“ sind zwei Handlungsempfehlungen zu nennen: Betreiberübergreifende Wartungs- und Installationskonzepte entwickeln und die Serienfertigung vorantreiben.

Laut Prognos/Fichtner ist eine Anhebung des Kostensenkungspotentials möglich, indem die oben drei genannten Kostenbereiche, welche die Industrie als auch die Politik und Verwaltung betreffen, umgesetzt werden. Sowohl im technischen Bereich durch Senkung der Betriebs-, Investitions- und Stilllegungskosten als auch im Bereich der Finanzierung durch Minimierung der Risikoprämien, welche stabile politische Rahmenbedingungen benötigt, ist eine deutliche Kostensenkung möglich [24].

In Bezug auf die Betriebs- und Wartungskosten liegt ein großes technisches Potential in der Verbesserung der Betriebs- und Wartungslogistik. Sowohl durch schnellere und größere Schiffe und eine bessere Infrastruktur, als auch durch betreiberübergreifende seebasierte Wartungskonzepte, lässt sich eine Kostensenkung erzielen. Mittels gemeinsamer Nutzung von Lande- und Betankungsmöglichkeiten für Helikopter und Schiffe, Rettungs- und Sicherheitskonzepte, sowie Materiallager, ist eine Reduzierung der jährlichen Betriebskosten möglich.

Die spezifischen Betriebs- und Wartungskosten hängen hauptsächlich von der Entfernung des Windparks zur Küste ab. Die Strecke für die Wartungsschiffe vergrößert sich automatisch mit dem Abstand des Windparks zur Küste, deswegen lohnt sich ab einer gewissen Entfernung eine landgestützte Wartung des Windparks nicht mehr, weshalb dann seebasierte Konzepte wirtschaftlicher sind. Außerdem müssen bei den Betriebskosten zusätzlich die Versicherungskosten für die Windenergieanlagen mitberücksichtigt werden [24].

Eine weitere Studie aus Großbritannien zu Kostensenkungspotentialen stammt von The Crown Estate (TCE) aus dem Jahr 2012. THE ist ein vielseitiges Immobilienunternehmen mit einem Geschäftswert von mehr als 7 Milliarden britischen Pfund, welche mehrere Millionen

Pfund in die Offshore-Windindustrie investierte. Diese untersuchten gemeinsam mit 120 Unternehmen, Organisationen, versicherungs-, akademischen- und finanziellen Kreisen das Kostensenkungspotential für die Offshore-Windenergie über eine Periode von 6 Monaten. Das Department für Energie und Klimawandel (DECC) in Großbritannien hat eine Forderung gestellt, dass bis zum Jahr 2020 die Stromgestehungskosten (LCoE) bei 100 £/MWh liegen sollten, damit die Größe der Offshore-Industrie wachsen kann. Um diese Forderung zu überprüfen, wurden vier Szenarien entwickelt, in welche Richtung die Offshore-Windindustrie gehen könnte.

Es wurde im ersten Szenario eine langsame technische Entwicklung und Lieferkette (engl. Supply chain) angenommen. Im zweiten Szenario ist die technische Entwicklung fortgeschritten, die Lieferkette jedoch nicht. Im dritten Szenario ist die Lieferkette gut ausgebaut, jedoch die technische Entwicklung nicht und im vierten Szenario sind sowohl die Technik als auch die Lieferungskette auf einem hohen Level (siehe Abbildung 3-2) [25].

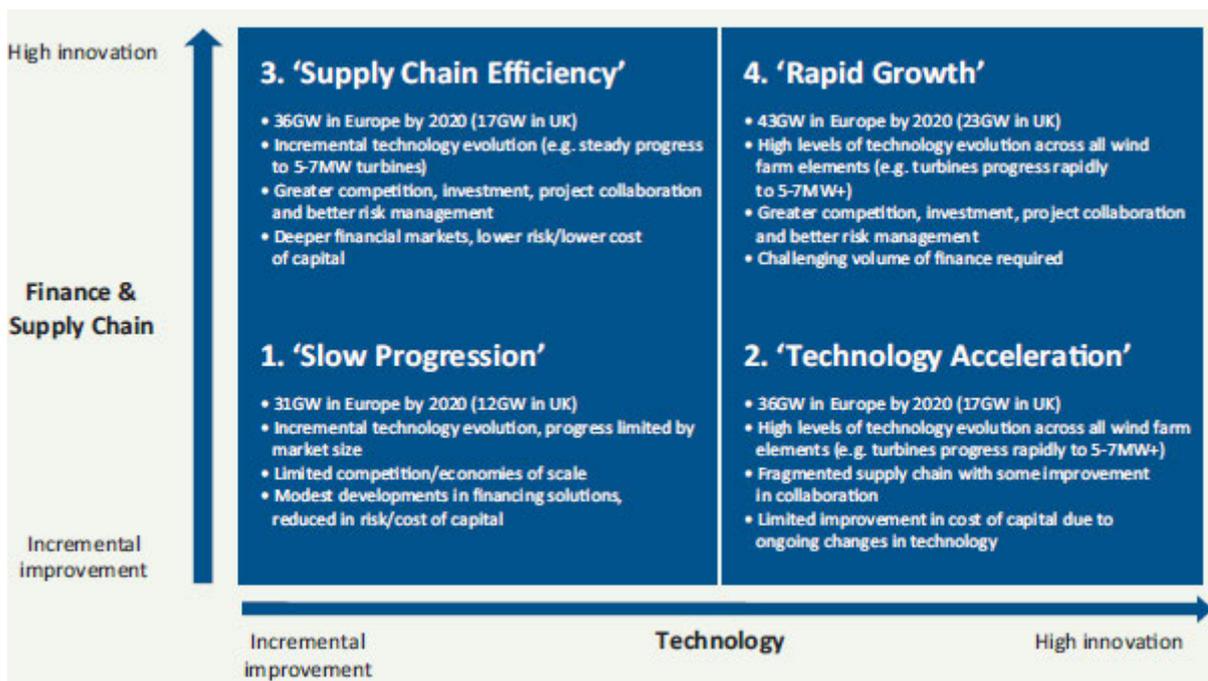


Abbildung 3-2: Vier Entwicklungsszenarien für die Offshore-Windindustrie [25]

Bis auf im ersten Szenario konnten überall die Stromgestehungskosten bis 2020 den Wert von 100 £/MWh erreichen bzw. unterschreiten und somit der Forderung nachgehen. Die Hauptfaktoren, durch welche die Kosten gesenkt werden können, sind laut THE eine Verbesserung in der Technologie und in der Lieferkette. Zum Faktor Technologie gehören bspw. größere Turbinen, welche eine höhere Zuverlässigkeit und eine größere Energieaufnahme als auch geringere Betriebskosten haben. Weitere Faktoren sind:

- Größerer Wettkampf im Versorgungsmarkt von Turbinen, Gründungsstrukturen und in der Installation
- Ausnutzung von Skaleneffekten von Turbinen und Verbesserung in der Produktion (Standardisierung und Installation) durch Sammeln von Erfahrung
- Verbesserte Logistik bspw. im Beschaffen von notwendigem Material
- Optimierung der Installationsmethoden
- Massenproduzierte Gründungsstrukturen zur Nutzung von Wassertiefen mit mehr als 35 m

Bezüglich der Betriebskosten liegt noch eine Ungewissheit vor, da nach der Gewährleistungsperiode, aufgrund einer zu geringen Anzahl von Projekten, die mehr als 5 Jahre im Betrieb sind und somit noch die genauen Statistiken aus der Praxis fehlen. Die TCE Studie hat dies bezüglich einen umsichtigen Ansatz unter Berücksichtigung der grundsätzlichen Betriebskosten durch ihr Entwicklungsteam angenommen. Zusätzlich geben sie an, dass die Kosten geringer ausfallen können, als in dieser Studie angenommen [25].

Die nächste Studie „Parametric CAPEX, OPEX, and LCoE expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters“ stammt vom Department School of Water, Energy and Environment der Cranfield University aus Großbritannien und wurde von Anastasia Ioannou und weiteren Kollegen im Jahr 2018 veröffentlicht. Diese untersuchten den Einfluss der Parameter Turbinenleistung P_{WT} , Wassertiefe WD , Entfernung vom Hafen D und der Windparkleistung P_{WF} auf die CAPEX, OPEX und LCoE, indem vielfache Simulationen durchgeführt und parametrisierte Gleichungen hergeleitet wurden. Durch die Gleichungen können wichtige Vorentscheidungen für mögliche Windparks bzw. deren Standorte getroffen werden, indem durch die spezifischen Parameter für den jeweiligen Windpark Kostenabschätzungen getroffen werden können. Es wurden folgende Zusammenhänge deutlich, dass mit steigender Turbinenleistung die CAPEX, OPEX und LCoE invers exponentiell sinken, was bei den CAPEX und OPEX an der geringeren Einheit an installierten und gewarteten Anlagen liegt. Durch eine größere Entfernung zur Küste steigen die CAPEX linear, die OPEX und LCoE steigen exponentiell an. Eine größere Wassertiefe hat keinen Einfluss auf die OPEX, jedoch einen annähernd linearen Anstieg in CAPEX und LCoE, was durch die zusätzlichen Fundamentkosten bzw. Installationskosten begründet ist. Eine vergrößerte Windparkleistung verhält sich proportional zu den CAPEX und OPEX, die LCoE verhalten sich jedoch umgekehrt exponentiell, was durch eine höhere Energieausbeute und durch reduzierte Kosten pro Windturbine hervorgerufen wird. Laut der Studie haben die Turbinenleistung und die Windparkleistung die größte Auswirkung auf die CAPEX, OPEX und LCoE [26].

Es wird nun die prozentuale Gesamtkostenverteilung betrachtet, bevor die Verteilung der OPEX im nächsten Abschnitt betrachtet wird. Die Abbildung 3-3 aus der Doktorarbeit von Alexander Karyotakis zeigt die Gesamtkostenverteilung auf:

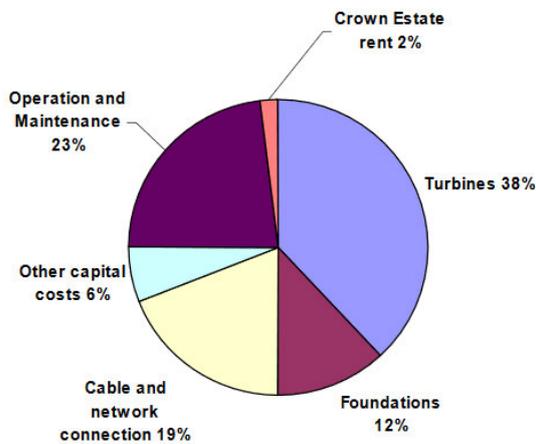


Abbildung 3-3: Prozentuale Gesamtkostenverteilung gemäß A. Karyotakis [17]

Die CAPEX setzen sich in Abbildung 3-3 aus den Kosten für die Turbinen mit 38%, für die Fundamente mit 12%, für die Kabel und die Netzverbindung mit 19% und anderen Kapitalkosten mit 6% zusammen und betragen in der Summe 75%. Die OPEX betragen 23% der Gesamtkosten. Die Restlichen 2% betragen Steuern, welche in Großbritannien anfallen, da es sich bei dieser Verteilung um Offshore-Windparks aus diesem Gebiet handelt. Die nächste Abbildung 3-4 stammt von der BVG Associates, welche als Beratungsunternehmen im Bereich erneuerbare Energien fungiert:

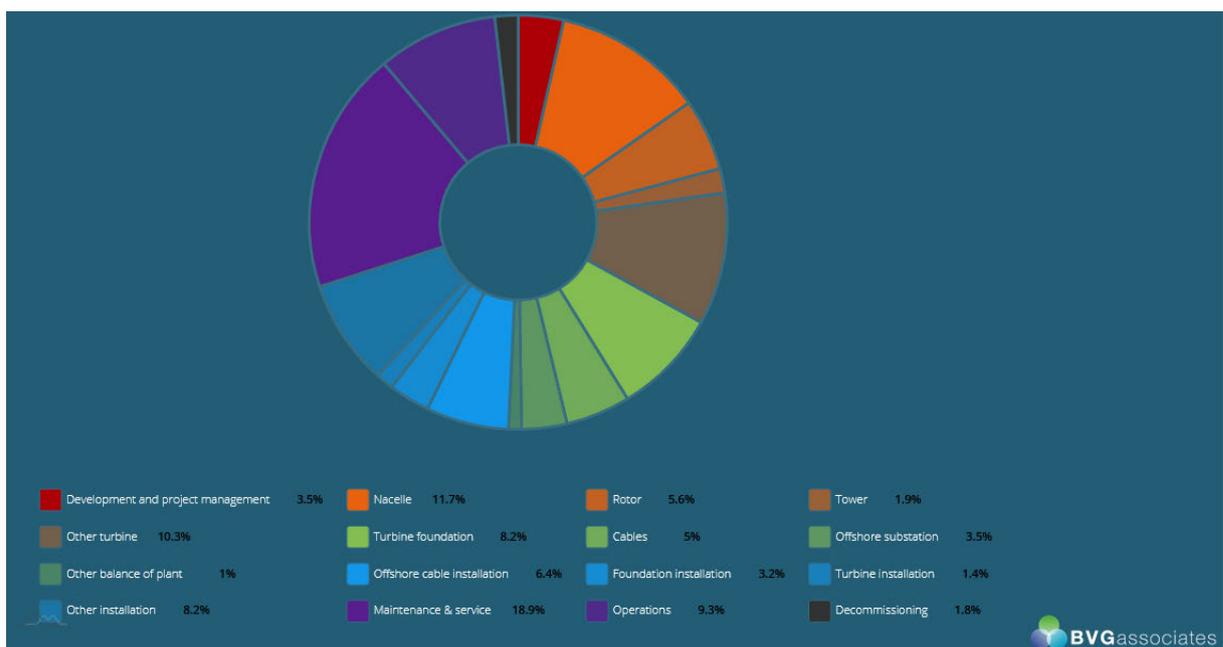


Abbildung 3-4: Prozentuale Gesamtkostenverteilung gemäß BVG Associates [27]

Die Abbildung 3-4 ist im Vergleich zu Abbildung 3-3 detaillierter aufgeteilt, weshalb mehr Segmente im Kreisdiagramm zu sehen sind. Die OPEX setzen sich aus „Maintenance & service“ mit 18,9% und „Operations“ mit 9,3% zusammen und betragen in Summe 28,2% der Gesamtkosten. Mit 1,8% sind die Stilllegungskosten (engl. decommissioning) angegeben. Die restlichen Kosten sind die CAPEX, welche 70% der Gesamtkosten betragen.

In der folgenden Abbildung 3-5 ist eine weitere durchschnittliche Gesamtkostenverteilung von Offshore-Windparks zu sehen:

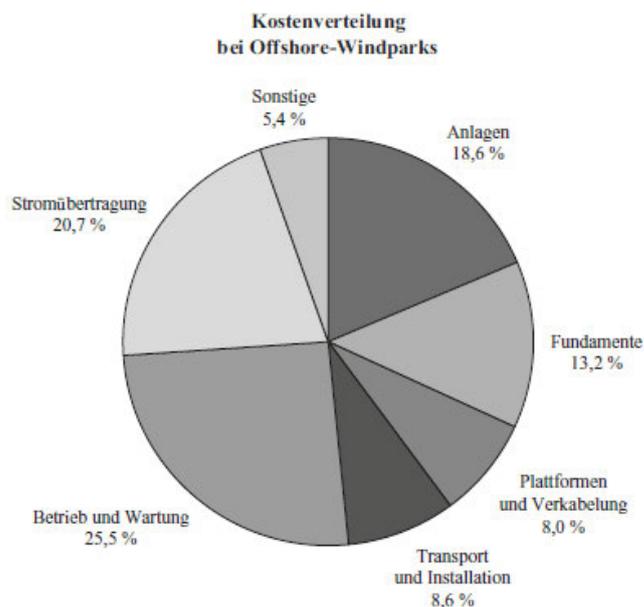


Abbildung 3-5: Prozentuale Gesamtkostenverteilung gemäß F. Keuper et. al [28]

Gemäß Abbildung 3-5 betragen die OPEX 25,5% der Gesamtkosten. Die CAPEX liegen in der Höhe von 69,1% bis 74,1%, abhängig davon, was unter der Kategorie „Sonstiges“ aufzufassen ist. In Abbildung 3-6 ist eine weitere Aufteilung der Kostenanteile zu sehen:

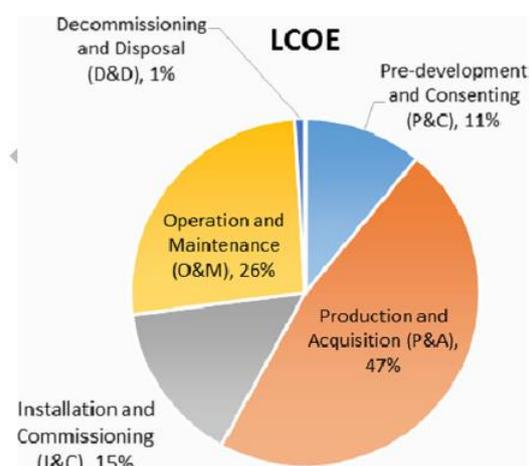


Abbildung 3-6: Prozentuale Gesamtkostenverteilung gemäß M. Shafiee [29]

Wie zu sehen ist, betragen die OPEX 26% der Gesamtkosten und die CAPEX setzen sich zusammen aus „Pre-development and Consenting“, „Production and Acquisition“ und „Installation and Commissioning“, welche 73% betragen. Mit 1% werden „Decommissioning and Disposal“ angegeben.

Die folgende Abbildung 3-7 wurde mittels der Untersuchung von Prognos/Fichter erstellt, welche eine Studie zu Kostensenkungspotentialen durchführte in Zusammenarbeit mit diversen Unternehmen:

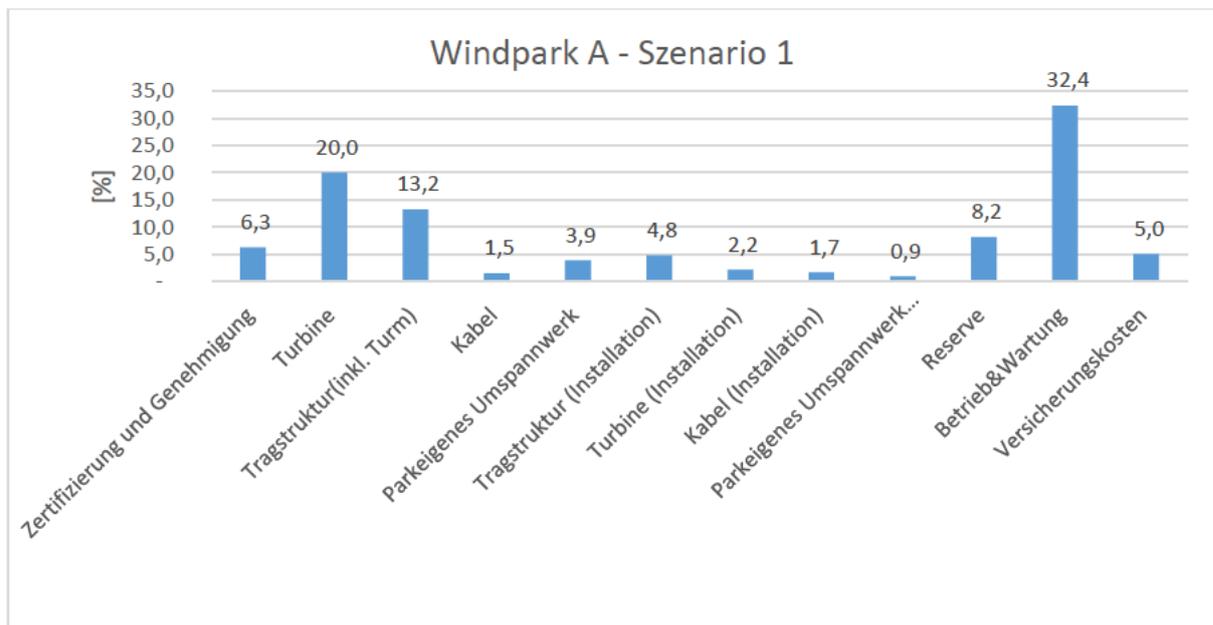


Abbildung 3-7: Prozentuale Gesamtkostenverteilung basierend auf Prognos/Fichter [24]

Die OPEX gemäß der Abbildung 3-7 entsprechen 32,4% der Gesamtkosten. Die Versicherungskosten betragen 5% und der Rest sind die CAPEX mit 62,6%.

In der nächsten Abbildung 3-8 ist die Kostenaufteilung eines „5MW-Windparks“ in Portugal zu sehen, wobei die OPEX 32%, die „Dismantling Costs“ 4% und die CAPEX 64% entsprechen:

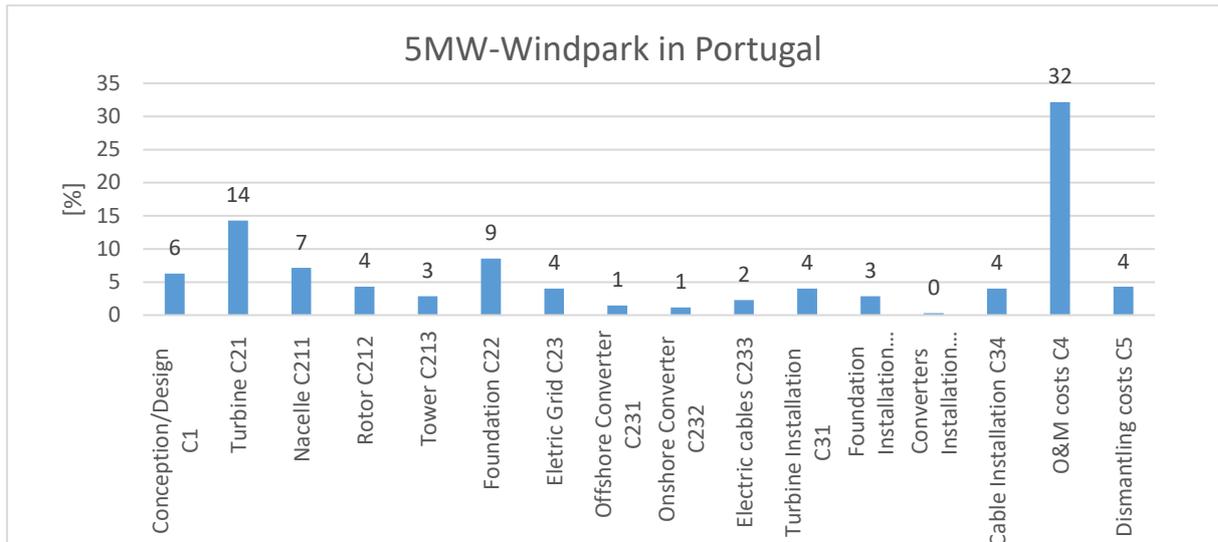


Abbildung 3-8: Prozentuale Gesamtkostenverteilung gemäß J. Guerreiro [30]

Zuletzt folgt die Abbildung 3-9 basierend auf der Arbeit „2018 Cost of Wind Energy Review“ von NREL, welche die OPEX mit 34% angibt und die CAPEX mit 66%:

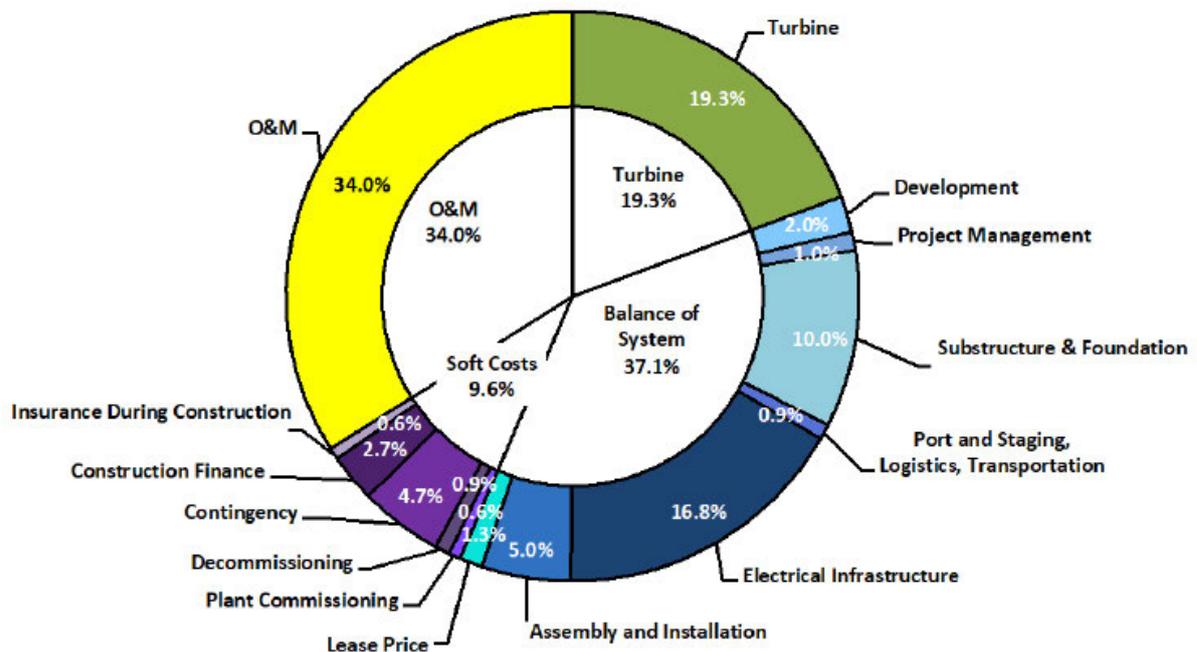


Abbildung 3-9: Prozentuale Gesamtkostenverteilung gemäß NREL [31]

Es kann den sieben vorherigen Abbildungen entnommen werden, dass sich erstens die Angabe der Kostensegmente je nach Quelle unterscheiden kann, und zweitens auch die Tiefe der Angabe der Kosten variiert. Fasst man die OPEX und CAPEX der sieben Abbildungen in einer Tabelle zusammen, kann eine Annäherung für die durchschnittliche Höhe dieser Kosten erzielt werden:

Tabelle 3-1: Übersicht der CAPEX und OPEX der Gesamtkosten

Abbildung	CAPEX [%]	OPEX [%]
Abbildung 3-3	75	23
Abbildung 3-4	70	28,2
Abbildung 3-5	69,1 bis 74,1	25,5
Abbildung 3-6	73	26
Abbildung 3-7	62,6	32,4
Abbildung 3-8	64	32
Abbildung 3-9	66	34
Durchschnitt	68,5 bis 69,2	28,7

Die ermittelten Werte können, bezüglich der OPEX, durch weitere wissenschaftliche Ausarbeitungen bestätigt werden. So betragen die OPEX gemäß M. Kausche 17% bis 30% [4]. Gemäß T. Münsterberg liegen die OPEX zwischen 20% bis 30% [15], laut M. Shafiee zwischen 20-35% [32] und nach F. Besnard zwischen 15%-30% [33].

3.2 Kostenuntersuchungen zu den OPEX

Die Dissertation von Dr.-Ing. Torsten Münsterberg mit dem Titel „Simulation-based Evaluation of Operation and Maintenance Logistics Concepts for Offshore Wind Power Plants“ in Kooperation mit dem Fraunhofer-Center für Maritime Logistik und Dienstleistungen CML untersuchte mittels Simulationssoftware verschiedene Logistikkonzepte und ihre Auswirkungen auf die Kosten der Betriebs- und Wartungsphase, da diese ein hohes Potential zur Kosteneffizienz bzw. Senkung aufweisen. Die Höhe der Kosten der Betriebs- und Wartungsphase entspricht laut der Ausarbeitung 20 bis 30% der gesamten Projektkosten.

Es wurden 9 verschiedene Szenarien definiert, welche Offshore-Windparks in der Nordsee repräsentieren sollen und sich dabei in der Anzahl der Windanlagen und der Distanz zur Wartungsstation unterscheiden. Zusätzlich wurden drei verschiedene Logistikkonzepte betrachtet (onshore-basiert, offshore-basiertes Mutterschiff und offshore-basierte Plattform mit wiederum jeweils vier verschiedenen Varianten bezüglich der Anzahl der Transferschiffe). Außerdem wurden weitere Parameter berücksichtigt wie Wetterbedingungen und Ausfallraten [15].

Den Simulationsergebnissen kann entnommen werden, dass für die meisten Offshore-Windparks das onshore-basierte Logistikkonzept mit einem oder zwei Transferschiffen die meiste Kosteneffizienz aufweist. Das Konzept mit dem offshore-basierten Mutterschiff ist nur für das Szenario mit dem größten Windpark von 90 Windanlagen, welche 100 km von der Wartungsstation entfernt sind, attraktiv. Beim onshore-basierten Konzept liegt eine geringere Verfügbarkeit und höhere Ertragsverluste vor, jedoch werden diese durch die geringeren Fahrzeugkosten überkompensiert. Zusätzlich für den Erfolg des onshore-basierten Konzepts ist der Einsatz von Helikoptern. Mittels Sensitivitätsanalysen, die das Wetter und die Ausfallraten berücksichtigen, konnte festgestellt werden, dass das Konzept des offshore-basierten Mutterschiffs vor allem bei größeren Offshore-Windparks mit großer Entfernung zur Wartungsstation weniger empfindlich ist. Jedoch liegen bei dem genannten Konzept höhere Mietkosten aufgrund des Mutterschiffs vor. Durch die Kombination der genannten Konzepte wurde festgestellt, dass insgesamt 8,1% der Kosten gespart werden können. So könnte bspw. im Sommer das onshore-basierte Konzept und im Winter das offshore-basierte Mutterschiffkonzept eingesetzt werden.

Es konnten für die drei verschiedenen Logistikkonzepte Verfügbarkeitstrendlinien im Verlauf eines Jahres festgestellt werden, wobei das Mutterschiffkonzept die höchste Verfügbarkeit aufweist, dann folgt das offshore-basierte Plattformkonzept und zuletzt das onshore-basierte Konzept. Dies ist darin zu begründen, dass eine geringe Wetterwartezeit beim Mutterschiffkonzept bis zu einer signifikanten Wellenhöhe von 3 m vorliegt. Beim Plattformkonzept ist die Wetterwartezeit höher, da Transferschiffe verwendet werden und diese nur bis zu einer Höhe von 1,5 m einsatzfähig sind. Beim onshore-basierten Konzept liegt die größte Wetterwartezeit vor, da bei einigen Wetterlagen das Zeitfenster für die Arbeit nicht effizient genutzt werden kann, da die Anreisezeit zu lange dauert [15].

In dem Paper „Investigating key decision problems to optimize the operation and maintenance strategy of offshore wind farms“ von Iver Bakken Sperstad und Kollegen, welches aus der Zusammenarbeit der SINTEF Energy Research und der University College Cork entstand, handelt es sich um eine Untersuchung folgender drei Kernfragen, um Betriebs-, Wartungs- und Logistikstrategien zu optimieren:

1. Die Zeitintervalle und Zeitdauer von vorbestimmten Errichterschiffeinsätzen für große Wartungsarbeiten
2. Auswahl der Anzahl der Transferschiffe mit Besatzung
3. Das Timing der jährlichen, kleineren Wartungsarbeiten

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass durch Optimierung der Mietintervalle der Errichterschiffe wesentliche wirtschaftliche Kostensenkungspotentiale vorliegen. Abhängig von den vorliegenden Gegebenheiten des Windparks müssen die Entscheidungsträger eine bestimmte Methode bzw. Kombination dieser Methoden bezüglich der Betriebs- und Wartungsphase auswählen, welche jeweils von der stochastischen Variabilität und der dazugehörigen Unsicherheit beeinflusst sind. Bei der ersten Kernfrage bzw. Methode werden große Errichterschiffe für größere Wartungsarbeiten eingesetzt, wobei diese eine größere Variabilität vorweist als bei der zweiten Methode mit Transferschiffen. Dies ist darin begründet, dass Fehler mit großen Wartungsaufwand deutlich seltener auftreten, wenn diese jedoch auftreten, dann ist der Einfluss wesentlich höher als bei Wartungsarbeiten, wo nur Transferschiffe benötigt werden. Daraus resultiert für den Windparkbetreiber eine geringere Gewissheit, dass die erwartete beste Lösung tatsächlich die profitabelste Entscheidung bezüglich der Betriebsphase ist und somit verbunden ein höheres Risiko vorliegt [34].

Der Artikel „Maintenance logistics organization for offshore wind energy: Current progress and future perspectives“ von Mahmood Shafiee der Cranfield University behandelt den aktuellen Stand der Wartungslogistik in der Offshore-Windenergie. Es erfolgt ein Klassifizierungsschema, welches sich in drei Stufen aufteilen lässt, und beinhaltet die wichtigen Fragestellungen aus strategischer (Langzeit), taktischer (mittlere Zeit) und operativer (Kurzzeit) Sicht. Die strategische Sicht betrachtet Entscheidungen bezüglich dem Windparkdesign für die spätere Verfügbarkeit, Standortbetrachtungen, Kapazitäten für Wartungsunterkünfte und die Auswahl der Wartungsstrategie. Die taktische Sicht betrachtet das Ersatzteilmanagement und alles was mit der Beschaffung oder dem Mieten von Wartungsmaterial zu tun hat. Die operative Sichtweise beschäftigt sich mit der Planung von Wartungsarbeiten, Steuerung der Schiffe und das Bewerten der Wartungsperformance.

Aus Sicht von M. Shafiee liegt die größte Aufmerksamkeit in der Literatur auf der strategischen Sichtweise. Bekannte Probleme in der Offshore-Windenergie sind laut dem Autor die starke maritime Umgebung und plötzliche Änderungen der Wetterbedingungen, welche ausschlaggebend für die reduzierte Verfügbarkeit sind und diese nur noch 60-70% entspricht. Im Vergleich dazu liegt die Verfügbarkeit von Onshore-Windparks bei 95-99%. Zusätzlich steigert die begrenzte Anzahl von Versorgungsschiffen zum Transport von schweren Ersatzteilen die Betriebs- und Wartungskosten, da es zu längeren Lieferzeiten kommt. Gemäß M. Shafiee beträgt die Betriebs- und Wartungsphase in dem gesamten Projektlebenszyklus einer Offshore-Windanlage 20-35%, weshalb dort eine Optimierung stattfinden muss, um die Offshore-Windenergie kosteneffizienter zu gestalten. Die strategische Sichtweise hat den langwierigsten Effekt und folglich den größten Einfluss auf die Profitabilität eines Offshore-Windprojekts [32].

Die Ausarbeitung „Failure Rate, Repair Time and Unscheduled O&M Cost Analysis of Offshore Wind Turbines“ von James Carroll, Alasdair McDonald und David McMillan der Universität Strathclyde in Glasgow behandelt die Untersuchung der Fehlerraten von Offshore-Windanlagen und die benötigten Ressourcen für die Reparatur, was wichtig für die Modellierung und folglich für die Reduzierung der O&M-Kosten und somit der Stromgestehungskosten ist. Als Datengrundlage wurden 350 Offshore-Windanlagen verteilt über ganz Europa verwendet, wodurch Fehlerraten sowohl für die gesamte Windanlage als auch Subkomponenten geliefert werden. Zusätzlich liefert die Ausarbeitung Reparaturzeiten, durchschnittliche Reparaturkosten und eine durchschnittliche Anzahl der benötigten Techniker für die Reparaturen. Der Zweck dieser Untersuchung besteht darin, zukünftige O&M Kostenmodelle mit zuverlässigen Daten zu versorgen, wodurch bessere Entscheidungen der O&M-Manager getroffen werden können [35].

James Carroll schreibt in seiner Ausarbeitung, dass es kaum aktuelle Literatur bzw. Datenbanken zu Fehlerraten gibt, und die wenigen vorhandenen Datenbanken beziehen sich auf sehr kleine und alte Onshore-Anlagen, welche bspw. 200 kW groß sind. Deshalb ist seine Ausarbeitung etwas neues, da diese sich auf Offshore-Anlagen bezieht, welche von 2 - 4 MW variieren und somit eine aktuelle Datengrundlage zu Fehlerraten liefert. Ältere Kostenmodelle haben für ihre Kalkulationen die Fehlerraten basierend auf den Onshore-Datenbanken (LWK und WMEP in Deutschland, WindStats in Deutschland/Dänemark und Reliawind in Schweden) angenommen bzw. diese dann versucht auf die Offshore-Umgebung zu übertragen [35].

Die Fehlerraten werden dabei in drei Kategorien eingeteilt und beinhalten „kleine Reparaturen“, „größere Reparaturen“ und „größerer Austausch“. Jeder Fehler mit Gesamtmaterialekosten geringer als 1000 € wird als kleine Reparatur, jeder Fehler zwischen 1000 € und 10.000 € als größere Reparatur und jeder Fehler größer als 10.000 € wird als größerer Austausch betrachtet. Dabei ist laut dem Autor die Klassifizierung der Fehler unabhängig von der Distanz zu den Anlagen, sondern es werden nur die Materialkosten berücksichtigt [35].

Nach der Untersuchung konnte festgestellt werden, dass die durchschnittliche Fehlerrate für eine Offshore-Windturbine 8,3 Fehler pro Turbine pro Jahr beträgt. Diese Rate setzt sich zusammen aus 6,2 Fehlern für die kleinen Fehler, 1,1 Fehler für die größeren Fehler, 0,3 Fehler für den größeren Austausch und 0,7 Fehler pro Jahr pro Turbine hatten keinen Kostendaten, weshalb diese dann nicht eine der genannten Kategorien zugeordnet wurden.

Die Abbildung 3-10 schlüsselt die Fehlerraten mit den dazugehörigen Subkomponenten und Fehlerkategorien auf, wobei die vertikale Schraffur die Fehler ohne Kostendaten, die horizontale Schraffur die kleineren Fehler (<1000 €), die diagonale Schraffur die größeren Fehler (1000 €-10.000 €) und die schwarz gefüllten Felder größere Austausche (>10.000 €) repräsentieren:

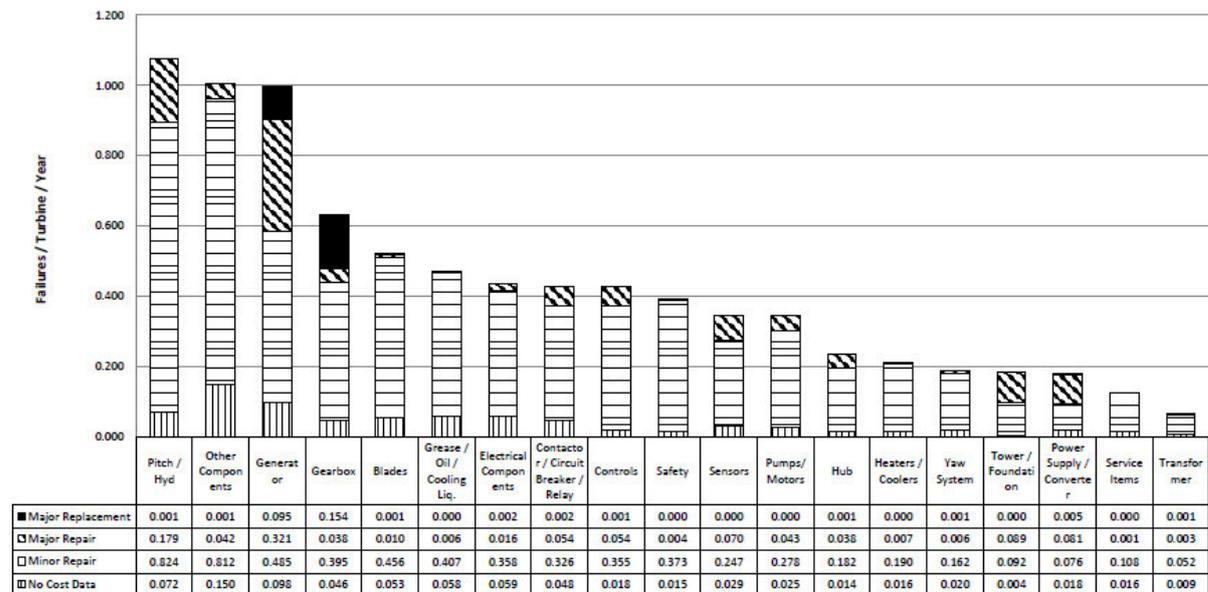


Abbildung 3-10: Aufschlüsselung der Fehlerraten mit den zugehörigen Subkomponenten und Kostenkategorien [35]

Bezüglich der Gesamtfehlerrate haben den größten Anteil bei Offshore-Windanlagen die Pitch- und Hydrauliksysteme mit 13%. Die zweitgrößte Gesamtfehlerrate hat die Subkomponente „Other Components“, welche Hilfskomponenten für andere Systeme beinhaltet wie bspw. Aufzüge, Leiter, Luken, Tür- und Gondeldichtungen. Darauf folgen der Generator mit 12,1%, das Getriebe mit 7,6% und Blätter mit 6,2%.

Betrachtet man die Kategorie „größerer Austausch (engl. Major Replacement)“, so ist deutlich zu erkennen, dass das Getriebe (0,095 Fehler pro Turbine pro Jahr) und der Generator (0,154 Fehler pro Turbine pro Jahr) die größten Ausfallraten in dieser Kategorie aufweisen, was in Summe 95% entspricht. In der Kategorie „kleinere Fehler (engl. Minor Repair)“ sind die Pitchsysteme und die Subkomponenten „Other Components“ am häufigsten betroffen [35].

In Abbildung 3-11 sind die Fehlerraten über den Betriebsjahren aufgezeichnet. Es kann betrachtet werden, dass die Fehlerrate in den ersten 5 Jahren eine leichte Absenkung zeigt. Laut

dem Autor ist diese Senkung jedoch geringer als in anderen, vorherigen Ausarbeitungen. Außerdem wurde bemerkt, dass der zeitliche Verlauf nicht der Badewannenkurve der Betriebsphase entspricht.

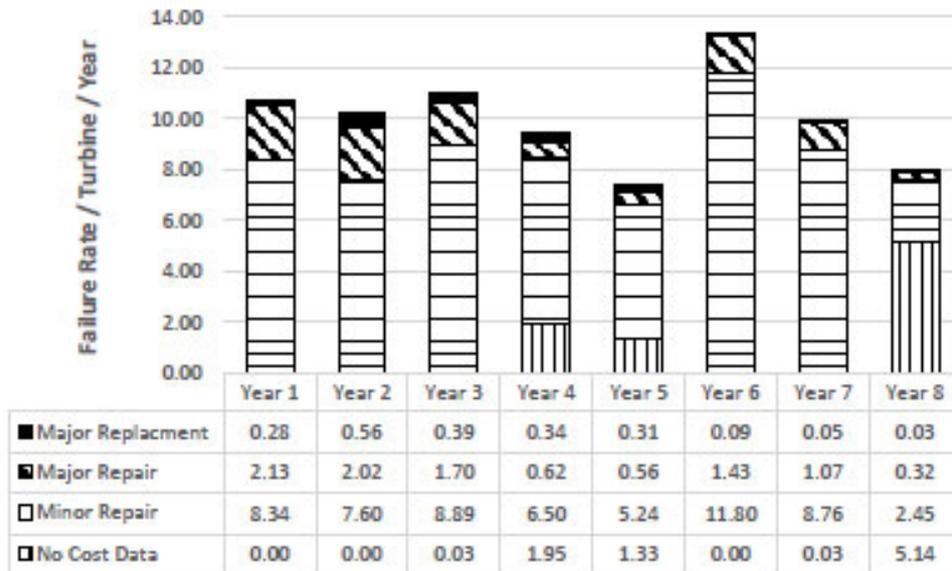


Abbildung 3-11: Fehlerraten mit den zugehörigen Fehlerkategorien über der Betriebsdauer [35]

Der Abbildung 3-12 kann entnommen werden, dass die höchsten Reparaturzeiten in der Kategorie „größerer Austausch“ auftreten, wobei die drei höchsten durchschnittlichen Reparaturzeiten die Nabe, Blätter und das Getriebe betreffen. Die Reparaturzeit wird in der Ausarbeitung definiert als die Menge an Zeit, welche die Techniker an der Turbine für ihre Arbeiten verbringen, und enthält nicht die Reisezeit, die Lieferzeit und Verzögerungen der Arbeiten durch Wetterbedingungen.

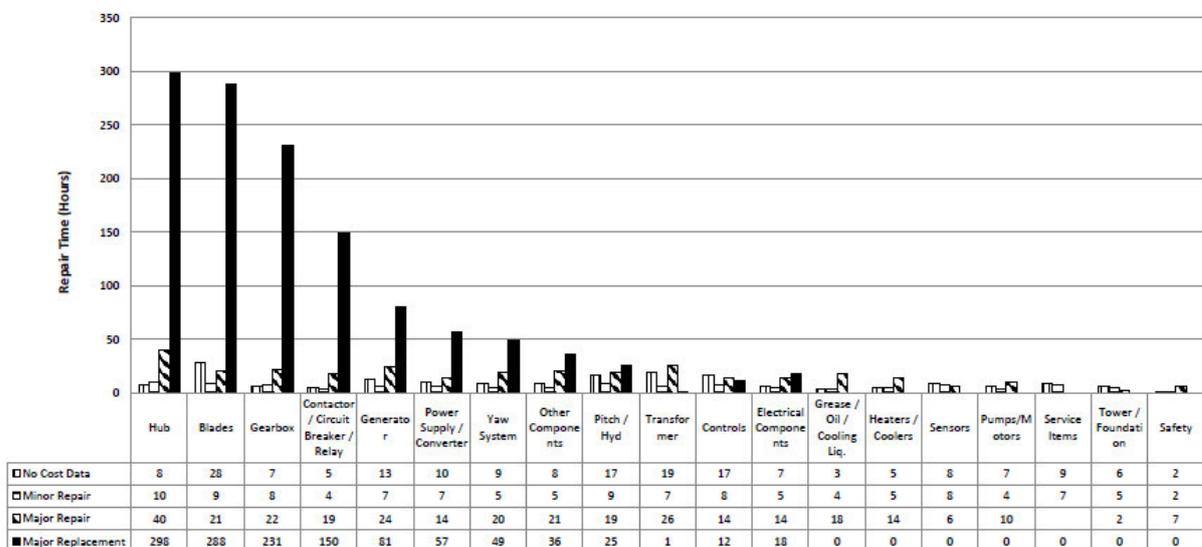


Abbildung 3-12: Durchschnittliche Reparaturzeiten für die verschiedenen Subkomponenten und Fehlerkategorien [35]

Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass zwar die Reparaturzeiten für die Nabe und die Blätter sehr hoch sind, jedoch der Einfluss auf die Anlagenverfügbarkeit klein ist, da die Fehlerrate gering ist (siehe Abbildung 3-10). Die Verfügbarkeit wird vorwiegend durch das Getriebe und den Generator beeinflusst, da bei diesen sowohl die Reparaturzeit als auch die Fehlerrate höher sind.

In der folgenden Abbildung 3-13 werden die Reparaturkosten betrachtet. Die Reparaturkosten berücksichtigen in diesem Fall nur die reinen Materialkosten. Somit beinhalten diese Kosten keine Personalkosten oder Kosten auf Grund von Verzögerung durch Witterungsbedingungen:

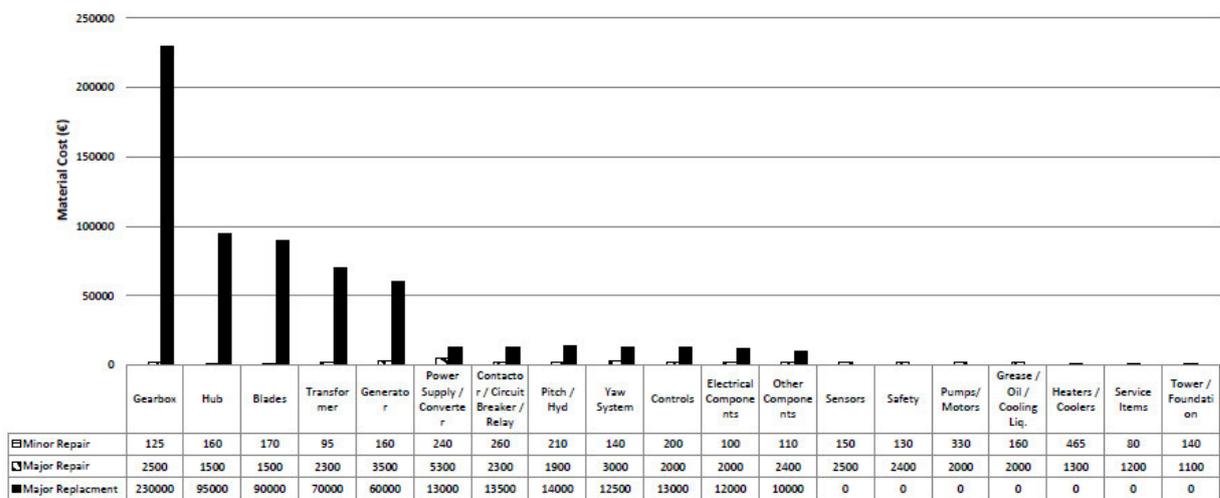


Abbildung 3-13: Reparaturkosten für die verschiedenen Subkomponenten und Fehlerkategorien [35]

Wie in der Abbildung 3-13 zu sehen ist, sind die durchschnittlichen Kosten der Kategorie „größerer Austausch“ am größten. Die Kosten für größere Reparaturen und kleinere Reparaturen sind vergleichsweise so gering, dass diese deutlich weniger ins Gewicht fallen. Das Getriebe verursacht mit 230.000 € die höchsten Kosten pro Fehler. In Kombination mit der zuvor gezeigten hohen Fehlerrate und Reparaturzeit ist das Getriebe daher ein Haupttreiber der Gesamtbetriebskosten. Die Nabe und Blätter folgen dem Getriebe in der Höhe der Kosten. Die Reparaturzeiten sind ebenfalls hoch, jedoch muss bemerkt werden, dass aufgrund der geringen Fehlerrate deren Anteil an den Gesamtbetriebskosten einer Offshore-Windenergieanlage geringer ausfällt im Vergleich zum Getriebe oder Generator [35].

Die Abbildung 3-14 betrachtet die Anzahl der notwendigen Techniker für die Reparaturen an den diversen Subkomponenten. Es ist zu erkennen, dass die Arbeiten an den Blättern, am Getriebe und an der Nabe die meisten Techniker beim Auftreten eines Fehlers benötigen. Durch die höhere Fehlerrate des Getriebes im Vergleich zu den Blättern oder der Nabe trägt

das Getriebe ebenfalls zu höheren Personalkosten bei. So können bei großen Austauschvorgängen bis zu 20 Techniker beteiligt sein, wobei meist ein kleineres Kernteam die Hauptreparaturen durchführt und die anderen Techniker Hilfsarbeiten durchführen.

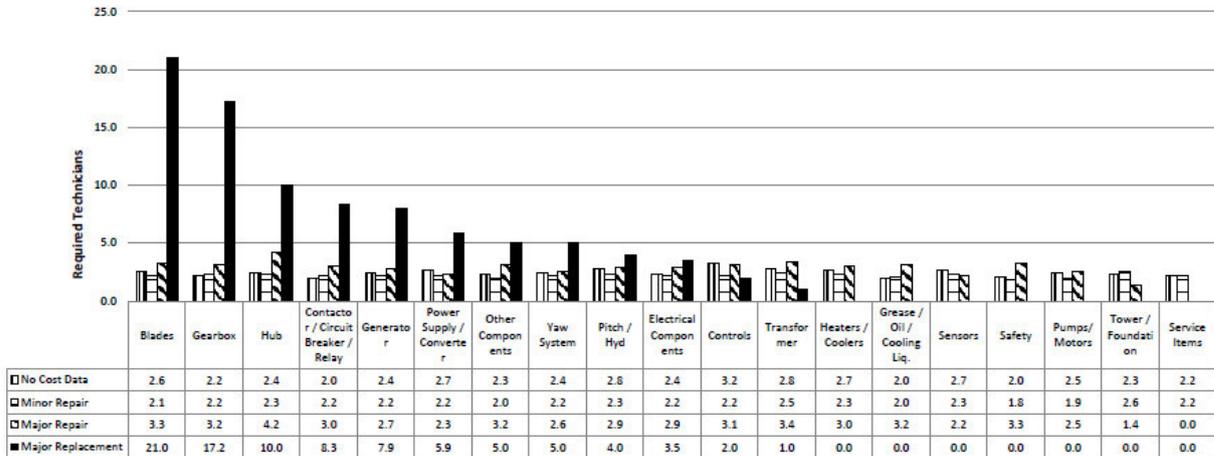


Abbildung 3-14: Durchschnittliche Anzahl der Techniker für die diversen Subkomponenten und Fehlerkategorien [35]

In der Ausarbeitung wird nochmal ein Vergleich der ermittelten Kostenparameter mit der Arbeit „Reference Cases for Verification of Operation and Maintenance Simulation Models for Offshore Wind Farms“ durchgeführt [36]. Dies kann in Tabelle 3-2 betrachtet werden:

Tabelle 3-2: Vergleich der durchschnittlichen Kosten mit einer anderen Ausarbeitung [35]

	Minor Repair		Major Repair		Major Replacement	
	This Paper	Ref. [21]	This Paper	Ref. [21]	This Paper	Ref. [21]
λ (/ Turbine / Year)	6.81	3.00	1.17	0.31	0.29	0.08
Repair Time (Days)	6.67	7.50	17.64	24.00	116.19	52.00
Req. Technicians	2.61	2.00	3.44	3.50	9.14	5.00
Repair Cost	£140	£1,000	£1726	£46,000	£40,906	£334,500

Der Tabelle 3-2 ist zu entnehmen, dass einige Kostenparameter sehr ähnlich sind, wie bspw. für die notwendigen Techniker in der Kategorie „Major Repair“, wo die Werte sich nur um 0,06 unterscheiden. Betrachtet man die anderen Werte, so sind schon an einigen Stellen deutliche Unterschiede vorzufinden. Dies kann damit begründet werden, dass zum Beispiel für die Fehlerkosten unterschiedliche Definitionen vorliegen. So werden in der Ausarbeitung von James Carroll nur die Materialkosten als Fehlerkosten betrachtet, wodurch diese geringer ausfallen als in der Ausarbeitung von I. Dinwoodie, da dieser vermutlich die Transportkosten, Personalkosten und Lagerkosten mit berücksichtigt hat [35].

Der Zweck der Ausarbeitung "Operations and maintenance issues in the offshore wind energy sector - An explorative study" von Victoria Baagøe-Engels und Jan Stentoft der University of Southern Denmark besteht darin, einen Überblick der O&M-relevanten Themen in der Offshore-Windenergie zu geben. Dadurch sollten Methoden bzw. Schritte vorgeschlagen werden, um die Stromgestehungskosten von Offshore-Windparks zu reduzieren. Die Ausarbeitung bezieht sich auf die dänische Offshore-Windindustrie und untersucht sowohl die Literatur bezüglich O&M-Themen als auch die Sicht von 16 O&M-Experten in der Industrie. In der Literatur konnten folgende vier Hauptthemen vorgefunden werden [37]:

- Themen bezüglich der industriellen Reife der O&M-Offshore-Branche
- Distanz der Windparks und die jeweils vorhandene Wassertiefe
- Wetterbedingungen
- Gesetzliche Rahmenstruktur

Mittels einer Delphi-Studie konnten die Ergebnisse der 16 O&M-Experten, welche die O&M-Kosten beeinflussen, in folgende drei Kategorien festgehalten werden [37]:

- Zu viele vorgegebene Regulierungen, welche eine schnelle Entwicklung bremsen
- Mangel an koordinierter Planung der Services, die an den Windparks durchgeführt werden
- Mangel an einem gemeinsamen Ansatz, wie O&M strategisch koordiniert werden soll

Sowohl in der Literatur als auch der Industrie kann festgehalten werden, dass die gesetzliche Rahmenstruktur bzw. zu viele vorgegebene Regulierungen ein Problem darstellen. Dadurch werden innovative Möglichkeiten eingeschränkt, weshalb es sinnvoll ist, die gesetzlichen Einschränkungen zu recherchieren und deren Folgen für die Branche aufzuschlüsseln. Außerdem kann in Betracht gezogen werden, eine tiefgründige Analyse durchzuführen, um spezielle Bereiche in der O&M-Branche zu identifizieren, welche bspw. standardisiert werden könnten oder größere Freiheiten bräuchten [37].

Es werden nun die OPEX bezüglich der prozentualen Verteilung näher betrachtet, indem diverse Quellen zu Hilfe genommen werden. In Abbildung 3-15 sind die durchschnittlichen OPEX für Offshore-Windparks zu sehen:

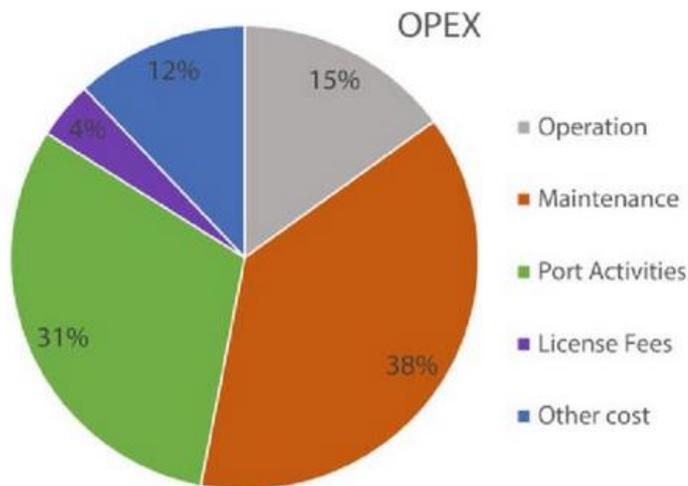


Abbildung 3-15: Prozentuale Kostenverteilung der OPEX gemäß C. Röckmann [38]

Der Abbildung 3-15 können fünf Kostensegmente entnommen werden, welche sich in „Operation“, „Maintenance“, „Port Activities“, „License Fees“ und „Other Cost“ aufteilen. Den größten Anteil mit 38% machen die „Maintenance“ bzw. Instandhaltungskosten aus, anschließend folgen mit 31% die „Port Activities“ bzw. Hafenaktivitäten. Der Bereich „Operation“ bzw. Betrieb beträgt 15%. Die Offshore-Lizenzgebühren machen mit 4% den geringsten Anteil aus.

Die Abbildung 3-16 zeigt eine andere Verteilung der OPEX-Bestandteile an:

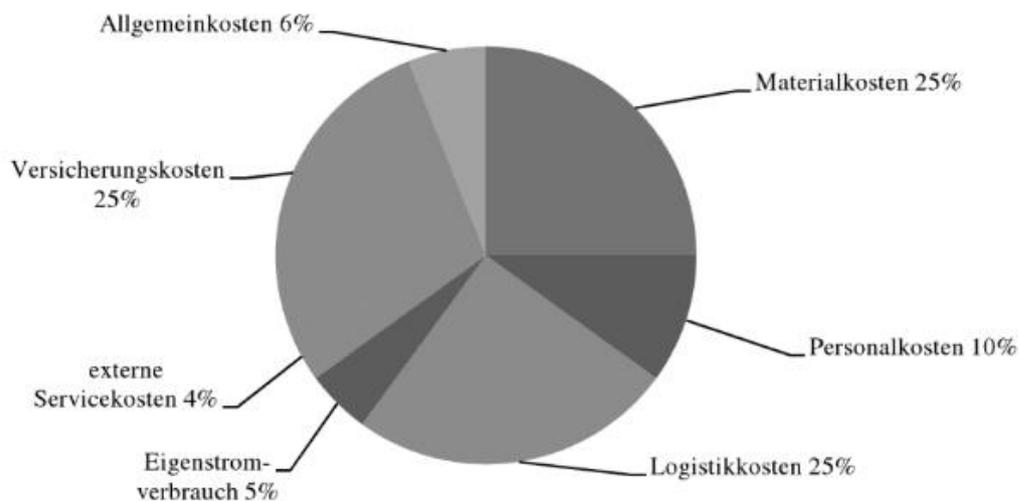


Abbildung 3-16: Prozentuale Kostenverteilung der OPEX gemäß Dr. Jörg Böttcher [39]

Die drei größten Bestandteile sind die Materialkosten, Logistikkosten und die Versicherungskosten mit jeweils 25%. Anschließend folgen die Personalkosten mit 10%, die Allgemein-kosten mit 6%, der Eigenstromverbrauch mit 5% und die externen Servicekosten mit 4%.

In der nächsten Abbildung 3-17 ist eine weitere Aufteilung der OPEX-Kosten in die verschiedenen Segmente zu sehen, welche sich von den vorherigen Abbildungen unterscheiden:

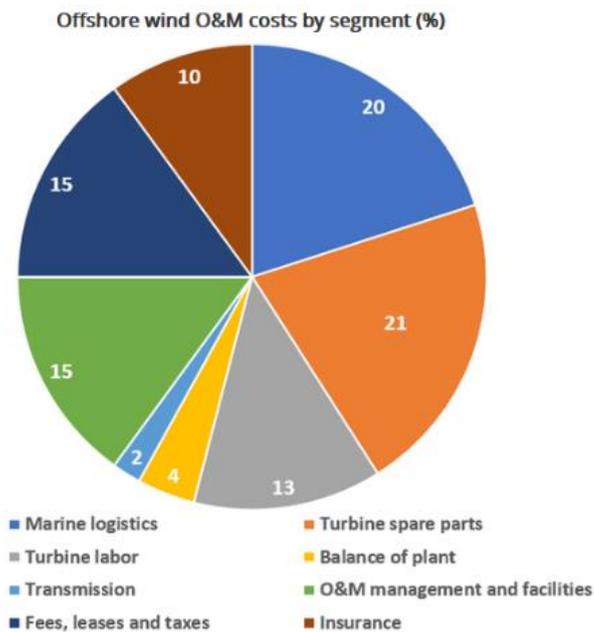


Abbildung 3-17: Prozentuale Kostenverteilung der OPEX gemäß Reuters Event [40]

Den größten Anteil mit 21% machen die Windenergieanlagenersatzteile aus. Mit 20% folgen die Logistikkosten. 15% machen jeweils das Management des Betriebs und der Instandhaltung sowie der Betrieb und die Instandhaltung selbst aus. Weitere 15% betragen Steuern, Gebühren und Mietverträge. Die Personalkosten für die Windenergieanlagen belaufen sich auf 13%. Versicherungskosten liegen bei 10%, Unterstützung des Betriebs durch Hilfskomponenten bei 4% und Übergangskosten bei 2%. Zuletzt folgt die Abbildung 3-18, welche die OPEX eines 500 MW Offshore-Windparks in Nigeria beschreiben:

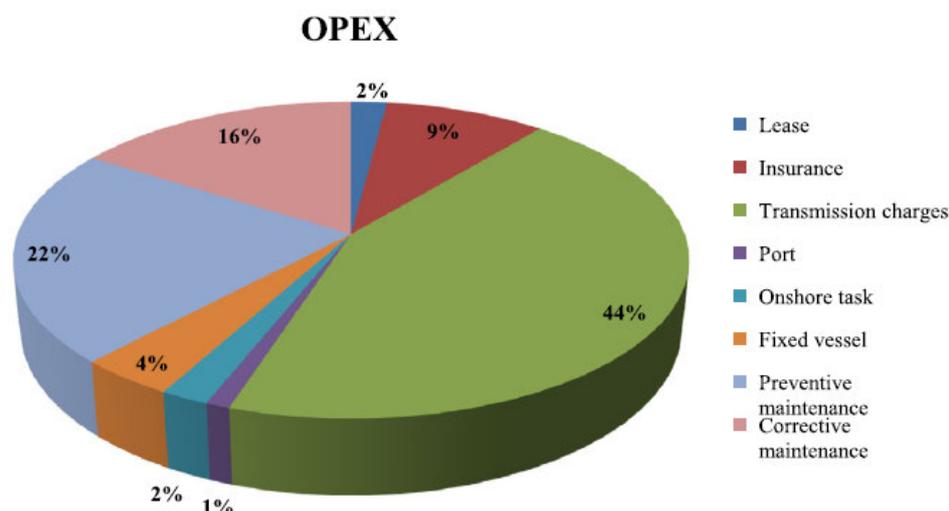


Abbildung 3-18: Prozentuale Kostenverteilung der OPEX gemäß S.O. Effiom et al. [41]

Das größte einzelne Kostensegment mit 44% sind die Übertragungsgebühren an das nigerianische elektrische Netzwerk. Der Bereich „Maintenance“ bzw. Instandhaltung setzt sich aus einzelnen Kostensegmenten zusammen, wie der „Preventive Maintenance“ mit 22%, der „Corrective Maintenance“ mit 16%, „Fixed Vessel“ mit 4%, „Onshore task“ mit 2% und „Port“ mit 1%, was zusammengesetzt 45% ergeben. Die „Insurance“ bzw. Versicherungskosten belaufen sich auf 9% und „Lease“ bzw. weitere Gebühren auf 2%.

Durch die Betrachtung der diversen Abbildungen zu den OPEX-Anteilen sollen gemeinsame oder ähnliche Anteile aufgelistet werden, um so ein besseres Verständnis der Größenanteile zu erhalten:

Tabelle 3-3: Vergleich der OPEX-Anteile

Abbildung	Maintenance [%]	Materialkosten [%]	Logistikkosten [%]	Personalkosten [%]	Versicherungskosten [%]	Gebühren, Mietverträge, Steuern [%]
Abbildung 3-15 (1)	38	-	-	-	-	4
Abbildung 3-16 (2)	-	25	25	10	25	-
Abbildung 3-17 (3)	15	21	20	13	10	15
Abbildung 3-18 (4)	45	-	-	-	9	2

Es kann aus den vorherigen Abbildungen zu den OPEX-Anteilen und der Tabelle 3-3 entnommen werden, dass der Vergleich der Anteile nicht mit Leichtigkeit durchzuführen ist. Dies ist darin begründet, dass jeder Autor bzw. jede Quelle eine eigene Aufschlüsselung der Kostensegmente durchführt und keine definierte, einheitliche Aufschlüsselung vorhanden ist. Deswegen sind in einigen Betrachtungen Kostensegmente vorhanden, die in anderen Betrachtungen nicht vorhanden, nicht so detailliert ausgeführt oder anders benannt sind und somit ein Vergleich nicht möglich ist.

In der Tabelle 3-3 ist zu sehen, dass die Zahlen von (2) und (3) in mehreren Bereichen übereinstimmen. So liegt die Differenz bei den Materialkosten bei 4%, bei den Logistikkosten bei 5% und bei den Personalkosten bei 3%. Größere Abweichungen liegen in den Bereichen Maintenance, Versicherungskosten und Gebühren, Mietverträge und Steuern vor.

Die Abweichungen im Bereich Maintenance können daher stammen, dass je nach Definition und Auffassung in einer Betrachtung mehr Punkte mitbetrachtet worden sind als in anderen, so liegt bspw. der Wert gemäß (3) bei 15%, was einen deutlichen Unterschied zu (1) und (4) mit 38% und 45% ausmacht. Im Bereich Versicherungskosten haben (3) und (4) eine Differenz von nur einem 1%, jedoch weicht (2) mit seinem 25% deutlich ab. Im letzten Bereich Gebühren, Mietverträge und Steuern sind (1) und (4) relativ gleich (mit 2% Abweichung), (3) weicht jedoch mit seinen 15% ab. Dies kann darin begründet liegen, dass bspw. je nach Land/Region bzw. Gewässer andere Steuern bzw. Gebühren erhoben werden.

4. Darstellung und Erklärung vorhandener Kostenmodelle

In diesem Kapitel werden verschiedene, vorhandene Kostenmodelle aufgezählt und näher untersucht. Unterschiedliche Kostenmodelle stehen öffentlich als Berechnungstools oder auch als Excel-Dateien im Internet zur Verfügung. Es wurden zudem zwei Kostenmodelle an der HAW Hamburg im Rahmen von Abschlussarbeiten entwickelt, welche zur Verfügung stehen und ebenfalls betrachtet werden. Der Zweck der Betrachtung dieser Kostenmodelle ist es, die positiven Aspekte bzw. Stärken in das eigene Kostenmodell zu überführen.

4.1 OpenSource-Kostenmodelle aus dem Internet

Die folgenden Kostenmodelle sind öffentlich im Internet vorhanden:

1. Wind Energy Economics Calculator von der Danish Wind Industry Association [42]
2. Berechnungstool für die Stromgestehungskosten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie [43]
3. LCoE-Calculator von der Danish Energy Agency [44]
4. Calculator of Levelized Cost of Electricity for Power Generation Technologies von Agora Energiewende [45]
5. LCOE-Model von Megavind [46]
6. INNWIND.EU Cost Model [47]

Das erste Kostenmodell „Wind Energy Economics Calculator“ ist sehr grob und einfach aufgebaut. Das Modell ist relativ alt und wurde zuletzt im Jahre 2003 aktualisiert. Das Modell kann in drei Teile aufgeteilt werden. In Abbildung 4-1 ist der erste Teil des Wind Energy Economics Calculators zu sehen:

Wind Energy Economics Calculator

Do not operate the form until this page and its programme have loaded completely. Note: Prices and costs are examples only. They may not reflect current market conditions or local site or installation conditions.

CALCULATOR

Investment with	20	years expected lifetime	USD	?
	600 kW example	wind turbine price	450000	?
	30 %	installation costs	135000	?
	Total investment *		585000	

Abbildung 4-1: Erste Teil des Wind Energy Economics Calculators [42]

Es kann die betrachtete Lebensdauer für die Investition, die Währung, der Preis der Windenergieanlage, die Installationskosten als prozentualer Bezug zu den Windenergieanlagenkosten ausgewählt werden, wodurch die Gesamtinvestitionskosten ermittelt werden.

Als nächstes folgt der zweite Teil, indem das Nettoeinkommen aus dem Erlös des produzierten Ertrags und den Betriebs- und Wartungskosten bestimmt wird, was in Abbildung 4-2 zu sehen ist:

Current Income and Expenditure per Year

Income kWh @ per kWh = ?

Use % of turbine price for operation & maintenance

Use per kWh (in present day prices) ?

Specify total cost (in present day prices) to the right

Total Net Income per Year *

Abbildung 4-2: Zweite Teil des Wind Energy Economics Calculators [42]

Zuletzt folgt der dritte Teil, welcher die Differenz aus Einkommen und Ausgaben mit einem auszuwählenden Realzins berechnet. Außerdem werden die Stromgestehungskosten als auch die Rendite berechnet. Zusätzlich ist eine zeitliche Übersicht über der Lebensdauer für das Einkommen als auch Ausgaben gegeben (siehe Abbildung 4-3):

Net Present Value @ % p.a. real interest rate * ?

Real Rate of Return *** * ?

Electricity Cost per kWh** Present value per kWh * ?

Payments, (Used for Net Present Value and Real Rate of Return) ** ?

00 Investment (expenditure, therefore always a minus sign)

01 02 03 04 05

06 07 08 09 10

11 12 13 14 15

16 17 18 19 20

Abbildung 4-3: Dritte Teil des Wind Energy Economics Calculators [42]

Abschließend ist zu sagen, dass dieses Kostenmodell nicht geeignet ist, um einen Vergleich von Zwei- und Dreiblattanlagen zu ermöglichen. Der Eingabebereich für die CAPEX als auch für die OPEX ist deutlich zu einfach gehalten. Der Bereich der CAPEX könnte bspw. durch detailliertere Angaben zu den Anlagenkomponenten (Rotorblätter, Rotornabe, Pitchsystem, Triebstrang, Gondel, Turm und der Jacketstruktur), der Logistik, der Parkverkabelung und dem Standort ausgeweitet werden. Der Bereich der OPEX müsste ähnlich detailliert ausgebaut werden, da diese Kosten bspw. als Prozentanteil des Preises der Windenergieanlage berechnet werden oder ein fester Endwert eingegeben werden muss, und somit die Kenntnis über die Höhe der OPEX vom Anwender vorausgesetzt sind.

Das zweite Kostenmodell „Berechnungstool für die Stromgestehungskosten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie“, welches 2013 erstellt wurde, ist sehr kurzgehalten und berechnet die Stromgestehungskosten für die Offshore-Windenergie, was in Abbildung 4-4 zu betrachten ist:

Berechnung der Stromgestehungskosten für Offshore-Windenergie (20 Jahre Laufzeit)

Hinweis: Gemäß den regulatorischen Bestimmungen sind die Kosten der Anbindung an die landseitigen Stromnetze („Netzanbindungskosten“) nicht berücksichtigt!

Investitionskosten in EUR ₂₀₁₂ /kW	4.100	bitte auswählen
Jährliche Betriebskosten in EUR ₂₀₁₂ /kW	135	bitte auswählen
Stilllegungskosten in EUR ₂₀₁₂ /kW	150	bitte auswählen
<hr/>		
Kalkulatorischer Zinssatz (real, vor Steuern)	7,7%	bitte auswählen
<hr/>		
Bruttoerzeugung in kWh/kW	5.050	bitte auswählen
Windparkverfügbarkeit	94,5%	bitte auswählen
Elektrische und sonstige Verluste	4,0%	bitte auswählen
Abschattungsverluste	13,5%	bitte auswählen
Nettoerzeugung in kWh/kW ("Volllaststunden")	3.963	wird automatisch berechnet

Ergebnis:

Stromgestehungskosten in Cent₂₀₁₂/kWh **14,1**

Abbildung 4-4: Berechnungstool für die Stromgestehungskosten des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie [43]

Das Kostenmodell bietet die Möglichkeit eine Auswahl von vorhandenen Werten auszuwählen, wodurch das Modell sehr benutzerfreundlich ist und somit von dem Anwender nicht erwartet, alle Werte im Voraus zu wissen. Die folgenden Werte können ausgewählt werden: Investitionskosten, jährliche Betriebskosten, Stilllegungskosten, kalkulatorischer Zinssatz, Bruttoerzeugung, Windparkverfügbarkeit, elektrische und sonstige Verluste, Abschattungsverluste.

Ein Nachteil am Modell ist jedoch, dass vom Anwender keine eigenen Werte eingegeben werden können, sondern die vorgegebenen Werte ausgewählt werden müssen. Wünschenswert wäre es gewesen, dass der Anwender sowohl die Möglichkeit besitzt, aus einer Auswahl von

vorhandenen Werten auszusuchen als auch eigene Werte eingeben zu können. Auch hier ist das Modell sehr einfach gehalten, da die Bereiche für die CAPEX und OPEX nicht weiter aufgeschlüsselt werden, sondern nur die endgültigen Werte (Investitionskosten und jährlichen Betriebskosten) ausgewählt werden können. Dies ist auch schon im ersten Kostenmodell der Fall gewesen. Das Modell ist nicht für einen Vergleich von Zwei- und Dreiblattanlagen geeignet.

Das dritte Kostenmodell „LCoE-Calculator“ aus dem Jahr 2018 vergleicht verschiedene Energietechnologien miteinander, indem die Stromgestehungskosten für jede Art von Energietechnologie berechnet werden. Dafür greift das Kostenmodell auf einige technologische Daten zurück, wie bspw. „Danish Energy Agency’s technology catalogue“ und „Projected cost of generating electricity 2015“ [48]. Die Offshore-Windenergie als auch Onshore-Windenergie sind ebenso enthalten. Das Kostenmodell bietet eine Auswahl von Eingabemöglichkeiten an, um den Vergleich durchführen zu können, was in Abbildung 4-5 zu sehen ist:

Basic user settings			
	Default value	Override	Current value
Result view			
Currency	EUR	<input type="text" value="EUR"/>	EUR
Price year	2015	<input type="text" value="2015"/>	2015
Financial settings			
First year of production	2016	<input type="text" value="2016"/>	2016
Lookout period (years)	Technical	<input type="text" value="Technical"/>	Technical
Depreciation period (years)	Technical	<input type="text" value="Technical"/>	Technical
Discount rate	4%	<input type="text" value="4%"/>	4%
Discount prices	YES	<input type="text" value="YES"/>	YES
Interest during construction	YES	<input type="text" value="YES"/>	YES
Scenarios			
Fuel and CO2-price scenario	New Policy 2015	<input type="text" value="New Policy 2015"/>	New Policy 2015
Technology scenario	TechBase	<input type="text" value="TechBase"/>	TechBase
Technology year	2015	<input type="text" value="2015"/>	2015
Heat value			
Set methodology to value heat product	Cost allocation	<input type="text" value="Cost allocation"/>	Cost allocation
Heat efficiency if cost allocation is sel	125%	<input type="text" value="1,25"/>	1,25
Heat price (EUR/GJ) if heat price is sel	6,7	<input type="text" value="6,7"/>	6,7
Inclusion of costs			
Include air pollution	YES	<input type="text" value="YES"/>	YES
Profile cost	NO	<input type="text" value="NO"/>	NO
Graph options			
Show grid cost explicitly	NO	<input type="text" value="NO"/>	NO
Pivot chart			
Update data for pivot chart (calculation time ca. 10 seconds)		<input type="button" value="Update pivotchart"/>	

Abbildung 4-5: Eingabefenster des LCoE-Calculators der Danish Energy Agency [44]

Aufgrund des Vergleichs verschiedener Energietechnologien enthält das Kostenmodell keine aufgeschlüsselten Daten zu den CAPEX als auch OPEX von Offshore-Windenergieanlagen, sondern es werden nur endgültige Werte in dem Modell angegeben. So werden bspw. die OPEX in fixe und variable Betriebs- und Wartungskosten aufgeteilt, jedoch ist nicht genau enthalten, woraus die fixen als auch die variablen Betriebs- und Wartungskosten sich zusammensetzen.

Ein Grund für die zu geringe Aufschlüsselung ist darin begründet, dass verschiedene Energietechnologien miteinander verglichen werden, wodurch für alle Technologien gemeinsame Parameter betrachtet werden müssen und somit nicht jede Energietechnologie detailliert betrachtet werden kann, da es zu einer zu großen Datenmenge kommen würde. So werden neben CAPEX als auch OPEX bspw. Brennstoffkosten, Wärmeerzeugung und CO₂-Emissionen der Technologien berücksichtigt. Aufgrund der zu geringen Aufschlüsselung der Offshore-Windenergie in dem Modell als auch des vergleichenden Typs des Kostenmodells wird nicht auf diesem Kostenmodell aufgebaut, da das eigene Kostenmodell sich speziell auf die Offshore-Windenergie beziehen und ein Vergleich von Zweiblatt- und Dreiblattanlagen ermöglichen soll.

Das vierte Kostenmodell „Calculator of Levelized Cost of Electricity for Power Generation Technologies“ vergleicht sechs verschiedene Energietechnologien durch Berechnung der Stromgestehungskosten miteinander und stammt aus dem Jahr 2014. Das Modell ist im Vergleich zum dritten Kostenmodell sehr einfach und übersichtlich gehalten, sodass die Menge der vorhandenen Daten im Modell überschaubar ist. Das vierte Kostenmodell geht nicht detailliert auf die CAPEX und OPEX der Windenergie ein, wie auch schon das dritte Modell, was darin begründet liegt, dass hier ein vergleichender Typ von verschiedenen Energietechnologien vorliegt. Positiv am Modell ist die freie Eingabe von Parametern und die vorhandene Sensitivitätsanalyse, sodass der Einfluss der Parameter auf die Stromgestehungskosten analysiert werden kann. Für Anwender, die sich nicht so gut auskennen, wäre es besser, eine Auswahl von vorgegebenen Werten bereitzustellen, was im eigenen Modell berücksichtigt werden soll. Das Eingabefenster für das Kostenmodell kann in Abbildung 4-6 betrachtet werden:

	Combined Cycle Gas Turbine (r Source)			Hard Coal (new) Source			Wind Power	
	Lower Estimate (High Utilization)	Upper Estimate (Low Utilization)		Lower Estimate (High Efficiency Plant, High Utilization)	Upper Estimate (Regula Plant, Medium Utilization)		Lower Estimate (Standard Investment Cost, Good Location)	Upper Estimate (Investment Cost for Low-Wind-Speed-Design, Average Location)
Investment cost (EUR/kW)	900	900	EWI	2250	1500	EWI	1250	1500
WACC (%)	12%	12%	EWI	12%	12%	EWI	7%	7%
Technical lifetime of plant (years)	30	30	EWI	50	50	EWI	20	20
Fix operating cost (EUR/kW/year)	27	27	EWI	56	45	EWI	31	38
Variable operating cost (EUR/MWh _{el})	0	0	EWI	0	0	EWI	0	0
Fuel cost (EUR/MWh _{therm})	23,2	23,2	EWI	10,0	10,0	EWI	0	0
CO ₂ -Cost(EUR/tCO ₂)	11,2	11,2	EWI	11,2	11,2	EWI	0	0
Efficiency (only fossil fuel plants, in %)	60%	60%	EWI	50%	46%	EWI	0	0
CO ₂ Emission factor (tCO ₂ /MWh _{th})	0,202	0,202	EWI	0,339	0,339	EWI	0	0
Full load hours per year (h)	4000	2000	Bandwidth	6000	3000	Bandwidth	2500	2000
Calculations (pro kW)								
kWh _{electr} per year	4000	2000		6000	3000		2500	2000
Capital cost peryear (EUR)	112	112		271	181		118	142
Operation-& Fuel cost per year (EUR)	181,7	104,3		176,0	110,2		31,3	37,5
CO ₂ -Cost per year (EUR)	15,1	7,5		45,6	24,8		0,0	0,0
Levelized Cost of Electricity (ct/kWh)	7,71	11,18		8,21	10,52		5,97	8,95

Abbildung 4-6: Eingabefenster des Calculator of Levelized Cost of Electricity for Power Generation Technologies [45]

Das fünfte Kostenmodell „LCOE-Model“ aus dem Jahr 2015 ist ein Modell zur Berechnung der Stromgestehungskosten, welches sich ausschließlich auf die Offshore-Windenergie fokussiert. Deswegen ist das Modell deutlich detaillierter als die Kostenmodelle, welche verschiedene Energietechnologien miteinander vergleichen. Geeignet ist das Modell eher für erfahrene Anwender, da kaum Werte im Eingabebereich vorgegeben und somit alle Werte selbst eingegeben werden müssen. So kann bspw. für den Bereich Kosten ein einfacher oder ein detaillierterer Ansatz gewählt werden.

Wählt man den einfachen Ansatz aus, so muss man die Endwerte für die CAPEX bzw. OPEX für die einzelnen Jahre der Lebensdauer der Anlage eingeben, was für unerfahrene Anwender ohne genauere Datengrundlage schwierig ist. Beim detaillierten Ansatz werden die CAPEX und OPEX in Unterkategorien aufgeteilt, wie bspw. Windturbinen, Onshore-Umspannwerk, Offshore-Umspannwerk, Tragwerk und Kabel. Außerdem ist noch Platz für eigene Unterbereiche vorhanden. Der detaillierte Ansatz erfordert noch mehr Kenntnisse über die Größe der Kosten der einzelnen Kategorien und ist somit für erfahrene Anwender bzw. Unternehmen geeignet. Dem Modell kann die Methode zur Auswahl von mehreren Ansätzen zur Berechnung der Stromgestehungskosten entnommen werden, was im eigenen Modell berücksichtigt werden soll.

Das sechste Kostenmodell „INNWIND.EU Cost Model“ wurde zuletzt im Jahr 2016 aktualisiert und fokussiert sich speziell auf die Offshore-Windenergie. Das Kostenmodell berechnet wie auch alle vorher genannten Modelle die Stromgestehungskosten. Es werden verschiedene Typen von Blatt-, Triebstrang-, Turm- und Offshore-Tragwerk-Modellen vorgegeben, welche ausgesucht werden können. Außerdem können einige Parameter für die Turbine, den Windpark und die Umgebungsbedingungen eingegeben werden, was in Abbildung 4-7 zu sehen ist:

TURBINE INPUT PARAMETERS		INTERMEDIATE TURBINE RESULTS		RESULTS	
10000	Power (kW)	1,01	Omega (rad/s)	WF Capacity Factor 0,425	
178,0	Diameter (m)	9,66	RPM max	Turbine Cost (M€2012/MW) 1,372	
90,0	Max Tip Speed (m/s)	10520	Rated Torque (kNm)	BoP Cost (M€2012/MW) 1,695	
119,0	Hub height (m)	24885	Rotor swept area (m2)	CAPEX (M€2012/MW) 3,066	
11,4	Rated speed (m/s)	0,478	Rotor Cp_max (-)	O&M Direct Costs (€/MWh) 34,81	
10,0	Design speed (m/s)	0,940	Drive Train Efficiency @ full load (100%)	LCOE (€/MWh) 98,56	
1: Innwind.EU 10Mw RWT Blade - scaled	Blade Model	0,830	Drive Train Efficiency @ partial load (10%)		
2: Medium Speed (40:1) Innwind.EU RWT - So	Drive Train Model	0,507	Turbine Capacity Factor		
1: RWT 10Mw Standard - Scaled	Tower Model				
1: Jacket 10 MWh RWT - Scaled	Offshore Support Structure				
0%	Reliability Surcharge (%)				
WIND FARM DATA		SITE CONDITIONS		OTHER DATA	
500	Total Capacity (MW)	9,20	Mean Annual Wind Speed (m/s)	€/€ (2012)	1,250
9,0%	Wake Losses (%)	2,00	Weibull shape factor k (-)	\$/€ (2012)	1,320
2,0%	Electrical Losses (%)		O&M Class 2b or 2c	WT Price/Cost of componen	1,400
6,0%	Availability Losses (%)			BoP Price/Cost Multiplier	1,000

Abbildung 4-7: Eingabe- und Ausgabeparameter für das INNWIND.EU cost model [47]

Die Eingabe von eigenen Modellen ist nicht möglich, ohne das Kostenmodell zu erweitern. Die CAPEX sind sehr aufgeschlüsselt dargestellt. So werden detaillierte Angaben zu den einzelnen Anlagenkomponenten als auch zu den Balance of Plant (BoP) gemacht. Die OPEX werden nicht so aufgeschlüsselt angegeben wie die CAPEX, da nur ein direkter jährlicher Endwert in €/MWh bzw. €/kW zur Berechnung der Stromgestehungskosten vorliegt. Außerdem ist das Kostenmodell für Dreiblattanlagen entwickelt worden. Abschließend kann zum sechsten Kostenmodell festgehalten werden, dass der Bereich der CAPEX detailliert angegeben und für eigene Kostenmodelle sehr interessant ist, da darauf theoretisch aufgebaut werden könnte. Der Bereich der OPEX in dem sechsten Kostenmodell ist hingegen ausbaufähig.

Abschließend kann zu den aufgezählten, im Internet öffentlichen OpenSource-Modellen gesagt werden, dass durch Untersuchung der Kostenmodelle nützliche Erkenntnisse für den Aufbau eines eigenen Kostenmodells gesammelt werden konnten, da die Stärken als auch Schwächen der einzelnen Modelle analysiert und erwähnt wurden.

4.2 Kostenmodelle der HAW Hamburg

Zwei weitere Kostenmodelle stammen aus Abschlussarbeiten an der HAW Hamburg. Durch die Untersuchung dieser Kostenmodelle werden wichtige Erkenntnisse für den Aufbau des eigenen Kostenmodells gewonnen, da diese Modelle den Vergleich von Zweiblattanlagen und Dreiblattanlagen beinhalten. Folgende zwei Kostenmodelle werden untersucht:

1. Masterarbeit „Finanzmodell für Zweiblatt-Offshore-Windenergieanlagen“ [49]
2. Masterarbeit „Sensitivitätsanalyse und Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener Betriebsszenarien von 20 MW Offshore Zweiblatt- und Dreiblattanlagen“ [50]

Das erste Kostenmodell stammt aus der Masterarbeit „Finanzmodell für Zweiblatt-Offshore-Windenergieanlagen“ von Christiane Goetz aus der HAW Hamburg und wurde mittels Excel realisiert. Das Ziel der Masterarbeit war ein Finanzmodell für Zweiblatt-Offshore-Windenergieanlagen zu erstellen, welches die Stromgestehungskosten ermittelt. Es wurde untersucht, ob Zweiblatt-Offshore-Windenergieanlagen einen wirtschaftlichen Kostenvorteil gegenüber üblichen Dreiblatt-Offshore-Windenergieanlagen besitzen. Der Schwerpunkt des Kostenmodells lag auf der Ermittlung der Investitionskosten (CAPEX) einer Zweiblatt-Offshore-Anlage im Vergleich zu einer Dreiblatt-Offshore-Anlage. Die Ermittlung der Betriebskosten (OPEX) wurde stark verallgemeinert angegangen.

Zu Beginn des Kostenmodells liegt das Input-Tabellenblatt vor, in welchem diverse Parameter ausgewählt werden können. Im Modell gibt es verschiedene farbige Eingabefelder. Bei den dunkelblauen Feldern liegt eine Auswahl von Werten vor, von welchen ausgesucht werden kann. Bei den grauen Feldern liegen konstante Werte vor, welche nur nach genauerer Kenntnis geändert werden sollten. Die Vorgabe einer Auswahl bei den dunkelblauen Feldern von vorhandenen Werten ist benutzerfreundlich, jedoch wäre es besser, dass trotzdem die Möglichkeit besteht, auch eigene Werte eingeben zu können, falls der Bedarf beim Anwender besteht.

Da der Schwerpunkt des Kostenmodells bei den CAPEX lag, ist dieser auch sehr ausgeprägt. Die CAPEX wurden in die Bereiche Projektplanung, Kosten der Windenergieanlage, Logistik und Parkverkabelung untergliedert. Diese Bereiche wurden detailliert aufgeschlüsselt. So wurde der Bereich der Kosten für die WEA in die Anlagenkomponenten Rotorblätter, Rortornabe, Pitchsystem, Triebstrang, Gondel, Turm und Jacketstruktur aufgeteilt. Dieses Modell ist bezüglich den CAPEX deutlich detaillierter als die meisten Kostenmodelle aus Kapitel 4.1, bis auf das Kostenmodell von INNWIND, welches auch detailliert auf die Kosten der Anlagenkomponenten eingeht, jedoch nicht so viele Auswahlmöglichkeiten im Gesamten für die Eingabeparameter bietet und nicht so detailliert auf die Logistik/Installation und Parkverkabelung der Anlagen eingeht.

Die OPEX wurden so berechnet, dass die Betriebskosten in €/MWh als Eingabeparameter ausgewählt werden können und diese dann für die Lebensdauer hochgerechnet werden. Es wurde jedoch nicht ermittelt, woraus sich die Betriebskosten genau zusammensetzen bzw. wie hoch die Kostenanteile an den Betriebskosten sind.

Das Modell enthält eine Sensitivitätsanalyse und die Angabe der Rückbaukosten, was nicht alle Modelle aus dem Kapitel 4.1 enthielten. Der Modellbereich der CAPEX wird für das eigene Kostenmodell übernommen, umso ein vollständigeres Kostenmodell zu erhalten, da der OPEX-Bereich im ersten Kostenmodell einfach gehalten wurde und durch die eigene Abschlussarbeit nun ausgeweitet werden soll.

Das zweite Kostenmodell stammt aus der Masterarbeit „Sensitivitätsanalyse und Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener Betriebsszenarien von 20 MW Offshore Zweiblatt- und Dreiblattanlagen“ von Vincent Kanitz aus der HAW Hamburg und wurde mittels Excel realisiert. Das Ziel der Masterthesis war es den Unterschied der Stromgestehungskosten von zwei Zweiblattkonzepten zu einer 20 MW Dreiblattreferenzanlage zu prognostizieren.

Dafür wurde ein eigenes Kostenmodell mit Hilfe von Excel erstellt, welches die Stromgestehungskosten ermittelt und Sensitivitätsanalysen beinhaltet, um den Einfluss verschiedener Parameter auf die Stromgestehungskosten von Zweiblattanlagen zu untersuchen.

Der Bereich der CAPEX ist detailliert aufgeschlüsselt (bspw. die Anlagenkomponenten der WEA), jedoch ist dieser wie das INNWIND-Kostenmodell im Bereich der Logistik und Parkverkabelung weniger ausgeprägt als das erste Kostenmodell der HAW Hamburg. Dies ist durch das Vorliegen eines Endwerts für die Logistik- als auch Parkverkabelungskosten zu erklären, wobei beim ersten Kostenmodell mehrere Parameter ausgewählt werden müssen, damit die Endwerte bestimmt werden und somit mehr Variationsmöglichkeiten auftreten. Für die Berechnung der Investitionskosten bzw. CAPEX greift das zweite Kostenmodell auf die Berechnungsgrundlagen von „Wind Turbine Design Cost and Scaling Model“ von Fingersh, Hand & Laxson aus dem Jahr 2006 und auf das „Cost-Scaling-Model“ von NREL aus dem Jahr 2019 zurück [50].

Die OPEX bzw. Betriebskosten wurden in fixe und variable Betriebskostenanteile unterteilt, woraus sich dann die gesamten jährlichen Betriebskosten ergeben. Die Methodik ist daher detaillierter als das erste Kostenmodell der HAW, welches direkt die jährlichen Betriebskosten angibt. Zusätzlich wurden jeweils für die Dreiblatt- als auch Zweiblattanlage eigene Betriebskosten angegeben, wobei die Höhe der jährlichen Betriebskosten für die Zweiblattanlage durch die vorgegebenen Betriebskosten der Dreiblattanlage abgeleitet wurde. Das Ableiten der Betriebskosten für die Zweiblattanlage erfolgte, aufgrund nicht vorhandener Daten, durch bestimmte Annahmen und Abschätzungen, was zur Kenntnis genommen werden sollte. Das Modell enthält eine Sensitivitätsanalyse, was positiv hervorzuheben ist. Für das zweite Kostenmodell kann festgehalten werden, dass die Ermittlung der OPEX im Vergleich zu den CAPEX weniger detailliert ausgeführt ist.

Zusammenfassend können aus dem Kapitel 4.1 und 4.2 die Erkenntnisse gesammelt werden, dass die CAPEX in einigen Modellen detailliert angegeben wurden. So wird der Teil der CAPEX vom ersten Kostenmodell der HAW für das eigene Kostenmodell verwendet, da der Schwerpunkt der eigenen Masterarbeit auf dem Bereich der OPEX liegt und die Entwicklung eines eigenen CAPEX-Bereichs den Rahmen dieser Ausarbeitung überschreiten würde. Es konnte festgestellt werden, dass die meisten Modelle nur oberflächlich auf den Bereich der OPEX eingehen. Das eigene Kostenmodell sollte benutzerfreundlich gestaltet werden, sodass der Anwender sowohl bei den diversen Eingabeparametern eine Auswahl von Werten vorliegen hat, als auch eigene Werte eingeben kann. Jedes der erwähnten Kostenmodelle berechnet die Stromgestehungskosten und verwendet diese als Vergleichsgröße.

Zusätzlich wurden die Stromgestehungskosten für die Sensitivitätsanalyse betrachtet, indem der Einfluss von Variationen diverser Parameter analysiert wurde. Außerdem wurden mehrere Ansätze zur Berechnung der Stromgestehungskosten als Möglichkeit gegeben. Die aufgezählten Punkte werden im nächsten Kapitel für das eigene Kostenmodell berücksichtigt.

5. Ausarbeitung und Anwendung eines eigenen Kostenmodells

In diesem Kapitel erfolgt die Ausarbeitung und anschließende Anwendung eines eigenen Kostenmodells. Der Schwerpunkt der Ausarbeitung fällt auf den Kostenbereich der OPEX, da dieser, wie aus Kapitel 4 hervorgeht, in den vorhandenen und untersuchten Kostenmodellen weniger ausgeprägt war als die CAPEX. Die Ausarbeitung erfolgt mit Hilfe von Excel.

Das Kostenmodell und der Schwerpunkt dieser Arbeit liegen auf dem OPEX-Kostenvergleich für Zwei- und Dreiblattanlagen, wodurch eine Quantifizierung der denkbaren Einsparpotentiale ermöglicht werden soll. Das Kostenmodell verwendet für die Untersuchung der Dreiblatt- und Zweiblattanlage eine 20 MW Anlage. Diese Dreiblattanlage mit 20 MW basiert auf den Daten der 10 MW Anlage von INNWIND, welche durch INNWIND hochskaliert wurde. Aus der hochskalierten Dreiblattanlage ist im Rahmen des Forschungsprojekts „X-Rotor“ an der HAW Hamburg die Zweiblattanlage mit 20 MW hervorgegangen. Es wird der Fall untersucht, dass der Windpark aus 50 Anlagen besteht, eine Entfernung von 50 km zum Hafen besitzt und eine Wassertiefe von 50 m aufweist.

Im ersten Abschnitt wird auf das Eingabefenster und den Aufbau des Kostenmodells eingegangen. Im zweiten Abschnitt wird detailliert auf den Kostenbereich der OPEX eingegangen und erläutert, aus welchen Faktoren sich dieser zusammensetzt. Im dritten Abschnitt erfolgt eine Auswertung der Ergebnisse bzw. eine kritische Beurteilung.

5.1 Eingabefenster und Aufbau des Kostenmodells

Das Eingabefenster für das eigene Kostenmodell besteht aus drei Hauptteilen, welche in CAPEX, BoP und OPEX eingeteilt werden können. Die Einteilung dieser Kostenbestandteile erfolgt durch eine farbliche Kennzeichnung, wobei der Bereich der CAPEX grün, der Bereich der BoP gelb und der Bereich der OPEX orange gefärbt ist. Wie in Kapitel 4 erwähnt, basieren die Berechnungen der CAPEX und BoP auf dem Kostenmodell von C. Götz [49], wobei zur Verbesserung der Transparenz die Primärquellen nochmals explizit erwähnt werden.

Im ersten Eingabefenster können die Parameter für die Leistungskennlinie eingegeben werden, welche der INNWIND-Referenzanlage entsprechen und in Abbildung 5-1 zu sehen sind:

Eingabeparameter-Anlage und Wind			
Anlage und Wind	Individuell	3-Blatt-Referenzanlage INNWIND	2-Blatt-Referenzanlage X-Rotor 101 m/s
Leistungskennlinie			
Nennleistung [kW]	20.000	20.000	20.000
Rotordurchmesser [m]	257,4	252,2	257,4
Maximaler Leistungsbeiwert [-]	0,48	0,48	0,48
Abschaltgeschwindigkeit [m/s]	25	25	25
Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s]	101	90	101
Schnellaufzahl [-]	8,85964912	7,894736842	8,85964912
Luftdichte [kg/m³]	1,225	1,225	1,225
Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit [m/s]	10	10	10
Einschaltgeschwindigkeit [m/s]	4	4	4
Auslegungswindgeschwindigkeit [m/s]	10	10	10
Nennwindgeschwindigkeit [m/s]	11,4	11,4	11,4

Abbildung 5-1: Eingabefenster für die Anlagenkennlinie

In der ersten Spalte „Individuell“ können je nach Bedarf bestimmte Parameter für verschiedene Anlagentypen eingegeben werden (Referenzanlagen oder andere Anlagen), wodurch das Gewicht der einzelnen Komponenten als auch die Kosten berechnet werden. In der zweiten und dritten Spalte stehen die Referenzdaten der Drei- und Zweiblattreferenzanlage und die zugehörigen berechneten Werte. Die Felder, in welchen die Parameter ausgewählt werden können, sind dunkelgrün markiert. Die Parameter, welche eine schwarze Schriftfarbe aufweisen, sind sowohl für die Zweiblatt- als auch Dreiblattreferenzanlage identisch. Die Parameter mit einer hellblauen Schriftfarbe müssen jeweils für die Zwei- und Dreiblattanlage angepasst werden.

Als nächstes folgen die Eingabeparameter für die Anlagenkomponenten, welche die Rotorblätter, Rotornabe, Pitchsystem, Triebstrang, Gondel und den Turm enthalten. Die Abbildung 5-2 zeigt das Eingabefenster für die Rotorblätter an, wobei die Rechnungen hier auf der Primärquelle T.G. Chiciudean [51] basieren:

Eingabeparameter-Anlagenkomponenten			
Anlagenkomponenten			
Rotorblätter			
Geometrische Daten			
Anzahl Rotorblätter [-]	2	3	2
Rotorblättgewicht [kg]	155.561	117.849	155.561
Materialanteil GFK [%]	90	90	90
Transport von der Produktionsstätte zum Hafen	nein	nein	nein
Gesamtgewicht Rotorblätter [kg]	311.121	353.547	311.121
Kosten			
GFK [€/kg]	8,3	8,3	8,3
CFK [€/kg]	11	11	11
Herstellungskosten [€/m²]	237	237	237
Kosten pro Transport-/Installationssektion [€]	18.583,33	18.583,33	18.583,33
Gewinnmarge [%]	6	6	6
Gesamtkosten Rotorblätter [€]	4.187.346	4.959.789	4.187.346

Abbildung 5-2: Eingabefenster für die Rotorblätter

Als nächstes folgen die Eingabeparameter für die Rotornabe, das Pitchsystem und den Triebstrang gemäß Abbildung 5-3, wobei alle Komponenten nach L. Fingersh [52] berechnet werden:

Rotornabe			
Geometrische Daten			
Gesamtgewicht Rotornabe [kg]	158.327	278.469	278.469
Kosten			
Kostenzuschlag für Komponenten der Pendelnabe [%]	35	0	35
Wechselkurs [US-\$/€]	1,0446	1,0446	1,0446
Gesamtkosten Nabe [€]	948.171	1.236.277,05	1.668.974,02
Pitchsystem			
Geometrische Daten			
Gesamtgewicht Pitchsystem [kg]	54.713	62.009,06	73.584,08
Kosten			
Kostenreduzierung durch Wegfall eines Pitchsystems bei Zweiblatt-WEAs [%]	30	0	30
Wechselkurs [US-\$/€]	1,0446	1,0446	1,0446
Gesamtkosten Pitchsystem [€]	896.100	1.212.555	896.100
Triebstrang			
Geometrische Daten			
Antriebssystem	PMSG	PMSG	PMSG
Gesamtgewicht Triebstrang [kg]	309.439	327.757	309.439
Kosten			
Kosten Leistungselektronik (Umrichter) [€/kW]	40	40	40
Wechselkurs [US-\$/€]	1,0446	1,0446	1,0446
Gesamtkosten Triebstrang [€]	5.382.242	5.382.242	5.382.242

Abbildung 5-3: Eingabefenster für die Rotornabe, Pitchsystem und Triebstrang

Die Parameter für das Gesamtgewicht und die Gesamtkosten der Referenzdaten, welche grün markiert sind, weichen von den Werten der Spalte „Individuell“ ab, da für diese Referenzanlagen schon Werte für das Gesamtgewicht vorliegen und nicht extra berechnet werden müssen. Würden für die Referenzanlagen die grün markierten Gesamtgewichte nicht schon vorliegen, dann würde man die berechneten Gesamtgewichte der Spalte „Individuell“ verwenden. Dies ist bspw. für das Gewicht der Rotornabe zu sehen, welches laut Referenzdaten 278.649 kg beträgt und von der Spalte „Individuell“ mit 122.353 kg abweicht und folglich auch die Gesamtkosten der Nabe. Wenn man nicht die Referenzanlagen auswählen möchte, sondern die Kosten für eine andere Anlage berechnen will und die Gesamtgewichte nicht schon vorliegen, dann sind die berechneten Werte der Spalte „Individuell“ zu entnehmen, da diese das Gesamtgewicht und die Gesamtkosten berechnen.

Das folgende Eingabefenster entsprechend Abbildung 5-4 ist für die Gondel und den Turm, wobei auch diese Komponenten nach T.G. Chiciudean [51] und L. Fingersh [52] berechnet werden:

Gondel			
Geometrische Daten			
Gesamtgewicht Gondel [kg]	445.219	577.396	614.274
Kosten			
Kosten elektrisches Subsystem [€/kW]	38	38	38
Wechselkurs [US-\$/€]	1,0446	1,0446	1,0446
Gesamtkosten Gondel [€]	4.955.502	3.523.921	3.665.334
Turm			
Geometrische Daten			
Turmhöhe [m]	167,9	167,9	167,9
Höhe Turmabschnitte für Gewichtsrechnung [m]	3	3	3
Obere Wandstärke [m]	0,01840	0,01840	0,01840
Oberer Durchmesser [m]	3,50	3,50	3,50
Unterer Durchmesser [m]	6,00	6,00	6,00
Untere Wandstärke [m]	0,0396	0,0396	0,0396
Dichte Stahl [kg/m³]	8.500	8.500	8.500
Transport von der Produktionsstätte zum Hafen notwendig	ja	ja	ja
Limitierung der Sektionen durch	Länge (30 m)	Länge (30 m)	Länge (30 m)
Gesamtgewicht Turm [kg]	633.469	1.779.190	1.779.190
Kosten			
Stahlpreis [€/t]	675	675	675
Kosten pro gewalztem Segment [€]	1.965	1.965	1.965
Kosten pro Meter Schweißen [€]	383	383	383
Kosten pro zu transportierender Sektion [€]	12.000	12.000	12.000
Kosten pro zu installierender Sektion [€]	12.000	12.000	12.000
Gewinnmarge [%]	6	6	6
Gesamtkosten Turm [€]	1.252.603	2.072.366	2.072.366

Abbildung 5-4: Eingabefenster für die Gondel und den Turm

Durch Eingabe der Parameter für die diversen Anlagenkomponenten werden die zugehörigen Kostenanteile ermittelt und als Gesamtkosten der Anlage angezeigt, was in Abbildung 5-5 zu sehen ist:

Gesamte Anlage			
Gesamtgewicht [kg]	1.912.289	3.378.369	3.366.078
Gesamtkosten [€] pro Anlage	17.621.964	18.387.149	17.872.362
Gesamtkosten [€] für alle WEA	881.098.196	919.357.461	893.618.094

Abbildung 5-5: Ausgabe der Gesamtkosten für die Anlage

Das folgende Eingabefenster in Abbildung 5-6 zeigt die Kosten für die Jacketstruktur, wobei die Berechnungen entsprechend W. De Vries [53] erfolgt sind:

Jacket			
Geometrische Daten			
Gewicht Rammpfähle [t]	300		
Gewicht Transition Piece [t]	480		
Gewicht Jacket [t]	450		
Gesamtgewicht Jacket [kg]	1.230.000	2.374.487,00	2.374.487,00
Kosten			
Kosten Transition Piece [€/kg]	4,5		
Kosten Rohre [€/kg]	1,5		
Kosten Jacket [€/kg]	3,3		
davon Materialkosten [€]	1,8	1,8	1,8
davon Herstellungskosten [€]	1,5	1,5	1,5
Gesamtkosten Jacket [€]	4.095.000	7.835.807	7.835.807

Abbildung 5-6: Eingabefenster für die Jacketstruktur

Die folgenden Eingabefenster in Abbildung 5-7 zeigen den Bereich der Logistik und der Parkverkabelung an, wobei am Ende die Gesamtkosten für die BoP angezeigt werden. Die Berechnungen für die Logistikkosten erfolgten gemäß C. Götz [49]:

Eingabeparameter-Logistik			
Hebevorgänge			
Errichtungszeit Fundament [h]	24	24	24
Anzahl Hebevorgänge Turmsegmente [-]	2	2	2
Errichtungszeit je Hebevorgang Turmsegment [h]	3	3	3
Konzept der Rotormontage	Einzelblattmontage	Einzelblattmontage	Einzelblattmontage
Errichtungszeit je Hebevorgang Rotor [h]	2	3,5	2
Errichtungszeit je Hebevorgang Gondel [h]	2	2	2
Verzögerung durch 'Schlecht-Wetter' [d]	1	1	1
Errichterschiff			
Beladungskapazität Anzahl Fundamente pro Schiff [-]	3	3	3
Beladungskapazität Anzahl Turbinen pro Schiff [-]	4	4	4
Dauer Neubeladung [h]	24	24	24
Charterrate pro Tag [€/d]	131.000	131.000	131.000
Geschwindigkeit Jack-Up Barge [Knoten]	8	8	8
Errichterlogistikkosten [€]	31.262.348	33.036.307	31.262.348
Park			
Anlagen im Park [-]	50	50	50
Entfernung zum Verladehafen [km]	50	50	50
Eingabeparameter-Parkverkabelung			
Verkabelung			
Geometrische Daten			
Durchmesser der internen Kabelverlegung [mm ²]	240		
Länge der internen Kabel [km]	27		
Anzahl Offshore-Umspannstationen [-]	2		
Entfernung Offshore-Umspannstation zu Onshore-Umspannstation [km]	64		
Kosten			
Kosten Hochspannungskabel [€/m]	800		
Kosten Kabelverlegung [€/d]	300.000		
Preiszuschlag Material für interne Parkverkabelung [%]	37		
Kosten pro Offshore-Umspannstation [€]	25.500.000		
Kosten Parkverkabelung [€]	138.377.600	138.377.600	138.377.600
Balance of Plant			
Gesamtkosten [€] für alle WEA	624.389.948	813.204.262	811.430.303

Abbildung 5-7: Eingabefenster für die Logistik- und Parkverkabelungskosten

Es wurde nur kurz auf die Eingabefenster für die CAPEX und BoP eingegangen, da diese genauer in der Arbeit von C. Götz [49] erläutert werden. Der Hauptfokus liegt auf dem Bereich der OPEX, welcher nun genauer im nächsten Abschnitt erläutert wird und den Schwerpunkt dieser Ausarbeitung ausmacht.

5.2 OPEX

In diesem Abschnitt erfolgt die Erläuterung, Kostenberechnung und Auswertung der OPEX. In den Unterkapiteln 5.2.1, 5.2.2 und 5.2.3 erfolgt die Erläuterung des Eingabefensters, des allgemeinen Berechnungsteils und der erweiterten Berechnung der Zweiblattanlage, wobei die Abbildungen und die ermittelten Werte in diesen Unterkapiteln exemplarisch für die Zweiblattanlage angegeben wurden. In Unterkapitel 5.2.4 erfolgt der Vergleich und die Auswertung der Ergebnisse zwischen Zwei- und Dreiblattanlagen, weshalb in diesem Unterkapitel sowohl Abbildungen und Werte für die Zweiblattanlage als auch für die Dreiblattanlage vorliegen.

5.2.1 Eingabefenster

Es folgt nun der erste Teil des Eingabefensters für die OPEX, welcher in Abbildung 5-8 zu sehen ist:

Eingabeparameter - OPEX				
Allgemeine Angaben		3-Blatt-Referenzanlage INNWIND	2-Blatt-Referenzanlage X-Rotor 101 m/s	
Betriebsdauer des Windparks [a]	20	20		20
Welche Dauer hat der Vollwartungsvertrag des Anlagenherstellers ? [a]	5	5		5
Erhöhung der jährlichen Betriebskosten nach Ablauf des Wartungsvertrags [%]	11	11%		11%
Inflation [%]	2	2%		2%
Meerestiefe	bis zu 50m			
Parkwirkungsgrad [%]	80	80		80
WACC vor Steuern [%]	6,6	6,6		6,6
Vergütung für Offshore-Windenergieanlage [€/kWh]	0,039	0,039		0,039
Faktoren für die 2-Blatt-Anlage				
Erosion				
Erosionsfaktor für 2-3-Blatt-Vergleich berücksichtigen [Ja/Nein]	Ja	nein	ja	
Maximale Blattspitzengeschwindigkeit für die 2-Blatt-Anlage [m/s]	101	101		101
Referenz-Blattwindgeschwindigkeit für die 3-Blatt-Anlage [m/s]	90	90		90
Weitere Faktoren				
Höhere Belastung der Pitchsysteme bei 2-Blatt-Anlagen [-]	1	1	variabel	
Längenfaktor 2-Blatt [-]	1,0192	1		1,0192
Gewichtsfaktor Blatt 2-Blatt [-]	1,32	1		1,32
Gewichtsfaktor Pitchsysteme 2-Blatt [-]	1,186	1		1,186
Chordfaktor 2-Blatt [-]	1,189	1		1,189
Kostenfaktor Generator 2-Blatt [-]	0,93	1		0,93
Anzahl Rotorblätter [-]	2	3		2

Abbildung 5-8: Eingabefenster für die OPEX bezüglich der allgemeinen Angaben und Faktoren für die Zweiblattanlage

Es können zuerst die allgemeinen Angaben für die OPEX eingegeben werden, welche die Betriebsdauer des Windparks, Dauer des Vollwartungsvertrags, Erhöhung der jährlichen Betriebskosten nach Ablauf des Wartungsvertrags, Inflation, Meerestiefe, Parkwirkungsgrad, WACC vor Steuern und die Vergütung enthalten. In der zweiten und dritten Spalte sind die Werte für die Zwei- und Dreiblattreferenzanlage vorgegeben, welche fett markiert sind und als Standard dienen.

Anschließend folgen die Eingabefaktoren für die Zweiblattanlage. Diese sind der Erosionsfaktor für die Zweiblattanlage, da die Zweiblattanlage sich mit 101 m/s Blattspitzengeschwindigkeit schneller dreht als die Dreiblattanlage, wodurch ein höherer Erosionsschaden an den Blättern entsteht. Es kann dabei ausgewählt werden, ob dieser mitberücksichtigt werden soll oder nicht. Außerdem müssen für die Zweiblattanlage noch weitere Faktoren berücksichtigt werden, welche einen Einfluss auf die OPEX ausüben.

Diese sind die höhere Belastung der Pitchsysteme bei Zweiblattanlagen, der Längenfaktor der Blätter, der Gewichtsfaktor der Blätter, der Gewichtsfaktor der Pitchsysteme, der Chordfaktor für die Blätter und somit auch der Flächenfaktor, der 2/3-Faktor und der Kostenfaktor aufgrund des Generators. Auf jeden dieser Einflussfaktoren wird genauer im nächsten Abschnitt eingegangen, da diese eine wichtige Rolle für die Berechnungen spielen und den Kostenunterschied der OPEX für die Zwei- und Dreiblattanlagen ausmachen.

Weitere Eingabeparameter sind in Abbildung 5-9 zu sehen, welche sich mit der Art der Wartung bzw. Wartungsstrategie, Schiffen, Helikoptern und Technikern auseinandersetzen (siehe Kapitel 2.4):

Instandhaltungskosten (Wartungskosten)			
Art der Wartung / Wartungsstrategie			
Welche Art von Wartungsstrategie liegt vor ?	korrektive Instandhaltung	korrektive Instandhaltung	korrektive Instandhaltung
Wie hoch soll die Wahrscheinlichkeit sein, dass ein Fehler mit CMS vorausgesagt werden kann ? [%]	30	30	30
Liegt ein seebasiertes Konzept vor ?	Ja (Übernachtungsschiff)	Ja (Übernachtungsschiff)	Ja (Übernachtungsschiff)
Durchschnittliche Entfernung Plattform / Übernachtungsschiff zu Anlagen ? [km]	5	5	5
Tage im Jahr, an denen aufgrund gutem Wetter gearbeitet werden kann [Tag]	150	150	150
Welche Datengrundlage für die Fehlerrate soll verwendet werden ?	J.Carroll		
Schiffe und Helikopter			
Kosten			
Übernachtungsschiff seabased [€/Tag]	22000	22000	22000
Personentransferschiffe (CTV) [€/h]	500	500	500
Jack-Up-Schiff selbst-angetrieben[€/h]	12500	12.500	12.500
Helikopter [€/h]	710	710	710
Geschwindigkeiten			
Personentransferschiffe (CTV) [Knoten]	18	18	18
Jack-Up-Schiff selbst-angetrieben[Knoten]	10	10	10
Helikopter [km/h]	60	60	60
Platz für Techniker			
Personentransferschiffe (CTV) [-]	bis zu 12		
Jack-Up-Schiff selbst-angetrieben[-]	bis zu 100		
Helikopter [-]	bis zu 6		
Techniker			
Kosten			
Techniker [€/h]	70	70	70

Abbildung 5-9: Eingabefenster für die OPEX bezüglich der Wartungsstrategie, Transportmittel und Techniker

So kann als Wartungsstrategie zwischen der korrektiven Instandhaltung (sofort), korrektiven (sofort) und präventiven Instandhaltung (vorausbestimmt), korrektiven (sofort) und präventiven Instandhaltung (vorausbestimmt + zustandsorientiert) ausgewählt werden, wobei für das Berechnungsszenario die zuletzt genannte Methode ausgewählt wird, da diese die realistischste Methode ist.

Es kann ausgewählt werden, wie hoch die Wahrscheinlichkeit sein soll, dass mittels Zustandüberwachung (CMS, engl: Condition Monitoring System) Fehler vorhergesagt werden können. Für das vorhandene Berechnungsszenario wurde persönlich eine Wahrscheinlichkeit von 30% angenommen.

Der nächste Parameter bezieht sich auf das Wartungskonzept, welches in onshore- und offshore-basierte Konzepte unterteilt werden kann, wobei sich das offshore-basierte Konzept nochmal aufteilt als Konzept mit Übernachtungsschiff oder als Hotel-Plattform. Für das Berechnungsszenario wird ein offshore-basiertes Konzept mit Übernachtungsschiff verwendet.

Der Grund, weshalb ein offshore-basiertes Konzept verwendet wird, ist darin begründet, dass im Berechnungsszenario eine Entfernung des Windparks zum Hafen von 50 km betrachtet wird und onshore-basierte Konzepte typischerweise bis zu einer Entfernung von 30 km agieren [15].

Als nächstes kann ausgewählt werden, wie groß die durchschnittliche Entfernung des Übernachtungsschiffs bzw. der Hotel-Plattform zu den Anlagen sein soll, welche 5 km beträgt. Ein weiterer wichtiger Faktor betrifft das Wetter. Dieses Thema kann sehr komplex angegangen werden, indem Wettermodelle mit Monte-Carlo-Simulationen simuliert werden, welche bestimmte Wetterfenster berücksichtigen an denen das Arbeiten offshore möglich ist. Für das eigene Kostenmodell wurde ein einfacher Ansatz gewählt, indem eine feste Anzahl von Tagen gewählt wurde, an denen das Arbeiten offshore möglich ist. Gemäß der Literatur schwankt diese Anzahl zwischen 100 bis 200 Tage [38]. Für das Berechnungsszenario wurde der Wert mit einer Anzahl von 150 Tagen gemittelt.

Der nächste wichtige Parameter ist die Datengrundlage für die Fehlerraten der Anlagenkomponenten. Es konnten der Literatur zwei Datengrundlagen entnommen werden. Die erste Datengrundlage stammt aus der Arbeit „Failure Rate, Repair Time and Unscheduled O&M Cost Analysis of Offshore Wind Turbines“ von J. Carroll aus dem Jahr 2015 (siehe Kapitel 3.2) [35]. Die zweite Datengrundlage stammt aus der Arbeit „Financial assesment and simulation of O&M costs of offshore wind energy projects“ von J. Guerreiro aus dem Jahr 2015 [30], welche eine grobe Datengrundlage für die Fehlerraten und Reparaturkosten liefert. Diese Datengrundlage ist im Vergleich zu der Grundlage von Carroll wesentlich gröber, da nur vier Anlagenkomponenten betrachtet werden und nur die Fehlerraten und Reparaturkosten angegeben werden. Außerdem liegt bei Carroll noch eine Unterteilung der Fehlerkategorien in „Major Replacement“, „Major Repair“ und „Minor Repair“ vor, wobei Guerreiro im Gegensatz dazu nur die Kategorie „Major Replacement“ berücksichtigt. Bei Carroll werden deutlich mehr Anlagenkomponenten betrachtet. Aufgrund der genannten Argumente wird hauptsächlich die Datengrundlage von J. Carroll verwendet. Es folgen als weitere Parameter die Kosten und Geschwindigkeiten für die verschiedenen Schiffe und Helikopter. Des Weiteren können die Kosten für die Techniker ausgewählt werden. Die Kosten für die Schiffe und Helikopter basieren auf der Studie „Kostensenkungspotentiale der Offshore-Windenergie in Deutschland“ [24]. Die Geschwindigkeiten stammen aus der Arbeit „A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances“ [54] und „CL-Windcon-D4.5-Operation-and-maintenance-cost-modelling“ [55]. Die Kosten für die Techniker stammen aus „Modelling and simulation of the operation and maintenance of offshore wind turbines“ [56] und aus [55].

Es folgen die Betriebskosten, welche in Abbildung 5-10 zu sehen sind:

Betriebskosten			
Pachtgebühren [€/MW/a]	4551	4551	4551
Versicherungskosten [€/MW/a]	15750	15750	15750
Netzgebühren [€/MW/a]	71790	71790	71790
Prozentualer Anteil der Betriebsführungskosten an den OPEX [%]	15	15	15

Abbildung 5-10: Eingabefenster für die OPEX bezüglich der Betriebskosten

Es können die Pachtgebühren, die Versicherungskosten, die Netzgebühren und der prozentuale Anteil der Betriebsführungskosten an den OPEX ausgewählt werden. Die Pachtgebühren und Netzgebühren stammen aus der Arbeit „A parametric whole life cost model for offshore wind farms“ [29] und die Versicherungskosten stammen aus der Studie „Kostensenkungspotentiale der Offshore-Windenergie in Deutschland“ [24].

Zuletzt sind die Gesamtkosten für alle WEA für das erste Betriebsjahr in Abbildung 5-11 zu betrachten:

OPEX			
Gesamtkosten [€] für alle WEA für das erste Jahr	152.771.023	152.771.023	153.472.467

Abbildung 5-11: Ausgabe der ermittelten Gesamtkosten der OPEX im Eingabebereich

5.2.2 Allgemeiner Berechnungsteil

In diesem Abschnitt geht es um den Berechnungsteil der OPEX der Dreiblatt- und Zweiblattanlage, wobei für die Zweiblattanlage noch weitere bestimmte Feinheiten berücksichtigt werden müssen, welche jedoch im nächsten Abschnitt besprochen werden.

Zuerst folgen zur Übersicht die Eingabeparameter aus den Eingabefenstern für die Berechnung der OPEX gemäß Abbildung 5-12:

Parameter aus der Eingabe für die Berechnung der OPEX		
Welche Art von Wartungsstrategie liegt vor ?	korrektive Instandhaltung (sofort)	
Wie hoch soll die Wahrscheinlichkeit sein, dass ein Fehler mit CMS vorausgesagt werden kann ? [%]		30
Liegt ein seebasiertes Konzept vor ?	Ja (Übernachtungsschiff)	
Durchschnittliche Entfernung Plattform / Übernachtungsschiff zu Anlagen ? [km]		5
Tage im Jahr, an denen aufgrund gutem Wetter gearbeitet werden kann [Tag]		150
Welche Datengrundlage für die Fehlerrate soll verwendet werden ?	J.Carroll	
Übernachtungsschiff seabased [€/Tag]		22000
Personentransferschiffe (CTV) [€/h]		500
Jack-Up-Schiff selbst-angetrieben[€/h]		12500
Helikopter [€/h]		710
Personentransferschiffe (CTV) [Knoten]		18
Jack-Up-Schiff selbst-angetrieben[Knoten]		10
Helikopter [km/h]		60
Techniker [€/h]		70
Pachtgebühren an das BSH [€/MW/a]		4550,5285
Versicherungskosten [€/MW/a]		15750
Netzgebühren [€/MW/a]		71790
Nennleistung [MW]		20
Anzahl Rotorblätter [-]		2
Anlagen im Park [-]		50
Entfernung zum Verladehafen /Servicehafen[km]		50
Antriebssystem	PMSG	
Erosionsfaktor für 2-3-Blatt-Vergleich berücksichtigen [Ja/Nein]	Ja	
Maximale Blattspitzengeschwindigkeit für die 2-Blatt-Anlage [m/s]		101
Referenz-Blattwindgeschwindigkeit für die 3-Blatt-Anlage [m/s]		90
Höhere Belastung der Pitchsysteme bei 2-Blatt-Anlagen [-]		1
Längenfaktor 2-Blatt [-]		1,0192
Gewichtsfaktor Blatt 2-Blatt [-]		1,32
Gewichtsfaktor Pitchsysteme 2-Blatt [-]		1,186
Chordfaktor 2-Blatt [-]		1,189
Flächenfaktor 2-Blatt [-]		1,235
Kostenfaktor Generator 2-Blatt [-]		0,93
Vergütung für Offshore-Windenergieanlage [€/kWh]		0,039
Prozentualer Anteil der Betriebsführungskosten an den OPEX [%]		15

Abbildung 5-12: Eingabeparameter für die Berechnung der OPEX

Weitere wichtige Daten zur Ermittlung der OPEX basieren auf der Datengrundlage von J. Carroll [35], welche in Abbildung 5-13 zu sehen ist. Aufgrund der Größe sind nicht alle Anlagenkomponenten zu sehen. Die komplette Datengrundlage kann im Anhang betrachtet werden:

Daten gemäß J.Carroll für die korrektive Instandhaltung						
Fehlerraten [Fehler/Turbine/Jahr]						
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil/ Cooling Liq.
Major Replacement	0,001	0,001	0,095	0,154	0,001	0,000
Major Repair	0,119	0,042	0,321	0,038	0,007	0,006
Minor Repair	0,549	0,812	0,485	0,395	1,013	0,407
No Cost Data	0,048	0,150	0,098	0,046	0,035	0,058
Durchschnittliche Reparaturzeiten [h/Fehler]						
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil/ Cooling Liq.
Major Replacement	50	36	162	462	576	0
Major Repair	23	21	22	22	24	18
Minor Repair	11	5	7	8	10	4
No Cost Data	17	8	13	7	28	3
Reparaturkosten [€/Fehler] (bezieht sich nur auf das Material, enthält keine Transport und Personalkosten)						
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil/ Cooling Liq.
Major Replacement	193.098	116.296	51.351	2.674.813	1.381.599	-
Major Repair	26.206	27.911	2.995	29.074	19.682	23.259
Minor Repair	2.896	1.279	137	1.454	2.231	1.861
No Cost Data						
Durchschnittliche Anzahl der Techniker [Techniker/Fehler]						
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil/ Cooling Liq.
Major Replacement	4	5	8	17	21	0
Major Repair	3	3	3	3	3	3
Minor Repair	2	2	2	2	2	2
No Cost Data	3	2	2	2	3	2

Abbildung 5-13: Datengrundlage für die korrektive Instandhaltung basierend auf J. Carroll [35]

Die Datengrundlage wurde farblich so aufbereitet, dass Werte mit rotem Hintergrund am größten sind und Werte mit grünem Hintergrund am geringsten. Die Datengrundlage lässt sich in vier Gruppen aufteilen, welche die Fehlerraten, durchschnittliche Reparaturzeiten, Reparaturkosten und durchschnittliche Anzahl der Techniker betrifft. Diese Gruppen sind wiederum in die Fehlerkategorien „Major Replacement“, „Major Repair“ und „Minor Repair“ aufgeteilt (siehe Kapitel 3.2).

Die Daten basieren auf einer großen Grundlage von ca. 350 dreiblättrigen Offshore-Windanlagen, welche eine Leistung von 2 MW bis 4 MW und einen Durchmesser von 80 m bis zu 120 m aufweisen. Da die Untersuchung des Kostenunterschieds für 20 MW Anlagen erfolgt, ist eine Skalierung der Datengrundlage notwendig. Da die Leistung in der Datengrundlage für Anlagen zwischen 2 MW und 4 MW schwankt, wurde die Mitte und somit 3 MW genommen. Dies gilt ebenso für den Durchmesser, weshalb 100 m genommen wurden. Die Skalierung von 3 MW auf 20 MW Anlagen erfolgt über den Durchmesser, wobei diese Art von Skalierung nur die Gruppe „Reparaturkosten“ betrifft.

Es wurde angenommen, dass die Gruppen „Fehlerrate“ und „durchschnittliche Anzahl der Techniker“ gleich bleiben und nicht durch die Skalierung beeinflusst werden. Bei der Gruppe „durchschnittliche Reparaturzeiten“ wurden die Komponenten „Blades“, „Hub“, „Generator“, „Gearbox“, „Pumps/Motors“, „Heaters/Coolers“, „Yaw System“, „Tower/Foundation“ in der Fehlerkategorie „Major Replacement“ skaliert, da davon auszugehen ist, dass die Türme für die 20 MW Anlage wesentlich höher sind als bei den 3 MW Anlagen. Daraus resultieren höhere Kranzeiten als auch Vorbereitungszeiten für das Austauschen der genannten Komponenten. Es wurde davon ausgegangen, dass die Kranzeiten ungefähr doppelt so lang dauern, weshalb ein linearer Skalierungsfaktor von 2 verwendet wurde.

Die Skalierung der Gruppe „Reparaturkosten“ erfolgte gemäß dem „Wind Energy Handbook“ von T. Burton [57], wobei folgende Gleichungen verwendet wurden:

$$C_1(D) = 0,8 \cdot C_T(100) \cdot \left(0,9 \left(\frac{D}{100}\right)^3 + 0,1\right) \quad (5.1)$$

Die Gleichung (5.1) dient zur Kostenskalierung aller Komponenten bis auf den Generator und den Regler. Dabei ist D der Durchmesser der hochskalierten Anlage. $C_T(100)$ beschreibt die Kosten der jeweiligen Anlagenkomponente der Anlage mit einem Durchmesser D von 100 m. $C_1(D)$ beschreibt die Kosten der hochskalierten Anlage.

Es folgt die Gleichung (5.2), welche zur Ermittlung der hochskalierten Kosten für den Generator dient:

$$C_2(D) = 0,158 \cdot C_T(100) \cdot \left(0,9 \left(\frac{D}{100}\right)^2 + 0,1\right) \quad (5.2)$$

Zuletzt folgt die Gleichung (5.3), die zur Ermittlung der hochskalierten Reglerkosten gilt und wie die vorherigen Gleichungen vom Durchmesser D abhängt:

$$C_3(D) = C_T(100) \cdot \left(0,72 \left(\frac{D}{100}\right)^3 + 0,1422 \left(\frac{D}{100}\right)^2 + 0,1378\right) \quad (5.3)$$

Die Datengrundlage für die präventive Instandhaltung basiert auf „Reference Cases for Verification of Operation and Maintenance Simulation Models for Offshore Wind Farms“ von I. Dinwoodie [36] und kann in Abbildung 5-14 betrachtet werden:

Daten gemäß Dinwoodie für die präventive Instandhaltung (vorausbestimmt)	
Jährlicher Service	
Reparaturzeit [h] pro Fehler(Turbine) pro Jahr	115
Anzahl Techniker pro Fehler	3
Schiffstyp	CTV
Fehlerrate [Fehler pro Turbine pro Jahr]	1
Reparaturkosten [€/Fehler] (reine Materialkosten, keine Techniker und Transportkosten)	336.272

Abbildung 5-14: Datengrundlage für die präventive Instandhaltung gemäß I. Dinwoodie

Die Daten von I. Dinwoodie beziehen sich auf eine 3 MW Offshore-Anlage mit einem Durchmesser D von 90 m. Auch hier wurde ein linearer Skalierungsfaktor von 2 bezüglich der Reparaturzeit angenommen. Die Reparaturkosten wurden gemäß Gleichung (5.1) skaliert. Die Anzahl der Techniker und die Fehlerrate wurden nicht verändert.

Als nächstes wurden die Daten von J. Carroll weiter aufbereitet [35], um die OPEX letztendlich berechnen zu können. Die aufbereiteten Daten sind in Abbildung 5-15 zu sehen:

Ausgabe der Berechnungsparameter für die OPEX						
Fehler/Jahr für alle Anlagen gemäß J.Carroll						
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil/ Cooling Liq.
Major Replacement	0,03	0,05	4,75	7,70	0,03	0,00
Major Repair	5,97	2,10	16,05	1,90	0,33	0,30
Minor Repair	27,47	40,60	24,25	19,75	50,65	20,35
No Cost Data	2,40	7,50	4,90	2,30	1,77	2,90
Techniker/Jahr für alle Anlagen						
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil/ Cooling Liq.
Major Replacement	0,1	0,3	37,5	132,4	0,7	0,0
Major Repair	17,3	6,7	43,3	6,1	1,1	1,0
Minor Repair	63,2	81,2	53,4	43,5	106,4	40,7
No Cost Data	6,7	17,3	11,8	5,1	4,6	5,8
Reparaturzeit in Stunden/Jahr für alle Anlagen						
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil/ Cooling Liq.
Major Replacement	1,7	1,8	769,5	3557,4	19,2	0,0
Major Repair	134,5	44,1	358,2	41,8	7,9	5,4
Minor Repair	293,2	203,0	157,9	158,0	514,3	81,4
No Cost Data	40,8	60,0	63,7	16,1	49,5	8,7
Kosten für die Techniker für die Reparatur für alle Anlagen im Jahr						
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil/ Cooling Liq.
Major Replacement	16	32	2.021.284	32.979.944	941	-
Major Repair	162.854	20.745	1.086.691	17.790	608	363
Minor Repair	1.296.478	1.153.852	589.556	480.557	3.829.305	231.909
No Cost Data	19.192	72.450	52.438	5.703	15.905	3.532
Materialkosten für alle Anlagen im Jahr						
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil/ Cooling Liq.
Major Replacement	6.437	5.815	243.915	20.596.059	46.053	-
Major Repair	156.364	58.613	48.077	55.241	6.561	6.978
Minor Repair	79.556	51.938	3.321	28.711	112.980	37.866
No Cost Data	-	-	-	-	-	-
Transportkosten für alle Anlagen im Jahr [€]						
Major Replacement	372.345					
Major Repair	45.339					
Minor Repair	45.486					
No Cost Data	5.102					
Mietkosten Übernachtungsschiff im Jahr [€]						
	3.300.000					

Abbildung 5-15: Aufbereite und skalierte Datengrundlage von J. Carroll

In den ersten drei oberen Bereichen sind die Fehler, Techniker und die Reparaturzeit pro Jahr für alle Anlagen des Windparks zu sehen. Die Anzahl der Fehler für alle Anlagen pro Jahr f_{WP} berechnen sich aus der Anzahl der WEA n_{WEA} und den Fehlern pro Anlage pro Jahr f_{WEA} .

$$f_{WP} = f_{WEA} \cdot n_{WEA} \quad (5.4)$$

Die Anzahl der Techniker pro Jahr für den Windpark $n_{Tech,WP}$ setzen sich aus der Anzahl der Fehler für alle Anlagen pro Jahr f_{WP} und der Anzahl der Techniker pro Fehler $n_{Tech,Fehler}$ zusammen.

$$n_{Tech,WP} = f_{WP} \cdot n_{Tech,Fehler} \quad (5.5)$$

Die Reparaturzeit für alle Anlagen pro Jahr $t_{Rep,WP}$ berechnet man durch die Anzahl der Fehler für alle Anlagen pro Jahr f_{WP} und der Reparaturzeit pro Fehler $t_{Rep,Fehler}$.

$$t_{Rep,WP} = f_{WP} \cdot t_{Rep,Fehler} \quad (5.6)$$

Aus diesen drei Faktoren können die Kosten für die Techniker $K_{Techniker}$ bezüglich der Reparatur aller Anlagen im Jahr, die Materialkosten für alle Anlagen im Jahr und die Transportkosten für alle Anlagen im Jahr ermittelt werden. Die Kosten $K_{Techniker}$ berechnen sich mit Gleichung (5.7), wobei $c_{Techniker,Stunde}$ für den Stundensatz eines Technikers steht:

$$K_{Techniker} = n_{Tech,WP} \cdot t_{Rep,WP} \cdot c_{Techniker,Stunde} \quad (5.7)$$

Die Materialkosten für alle Anlagen im Jahr $K_{Material}$ erhält man aus der Anzahl der Fehler für alle Anlagen pro Jahr f_{WP} und den Reparaturkosten pro Fehler $c_{Rep,Fehler}$:

$$K_{Material} = f_{WP} \cdot c_{Rep,Fehler} \quad (5.8)$$

Die Transportkosten für alle Anlagen im Jahr wurden je nach Fehlerkategorie und Wartungsstrategie (onshore-basiert oder offshore-basiert) anders berechnet. Für die Kategorie „Major Replacement“ wurden die Transportkosten $K_{T_{Maj.Repl.}}$ für on- und offshore-based folgendermaßen berechnet:

$$K_{T_{Maj.Repl.}} = f_{WP,Maj.Repl.} \cdot 2 \cdot \left(\frac{s_{Hafen}}{v_{Jack\ Up} \cdot 1,852} \right) \cdot K_{Jack\ Up} \quad (5.9)$$

Dabei steht s_{Hafen} für die Entfernung des Windparks zum Verladehafen, $v_{Jack\ Up}$ für die Geschwindigkeit des Jack-Up-Schiffs, 1,852 für den Umrechnungsfaktor von Knoten in km/h, $K_{Jack\ Up}$ für den Stundensatz des Jack Up-Schiffs und $f_{WP,Maj.Repl.}$ für die Anzahl der Fehler für alle Anlagen pro Jahr für die Kategorie „Major Replacement“. Der Faktor 2 ergibt sich aus der Hinfahrt zur Anlage aufgrund des Tausches der Komponente und der Rückfahrt zum Verladehafen.

Für die Kategorie „Major Repair“ wurden die Transportkosten onshore $K_{T_{Maj.Repair-on.}}$ folgendermaßen berechnet:

$$K_{T_{Maj.Repair-on.}} = (f_{WP,Maj.Repair} \cdot 2 \cdot \left(\frac{s_{Hafen}}{v_{CTV} \cdot 1,852} \right) \cdot K_{CTV} \cdot 4 \cdot \left(\frac{W}{365} \right) + (f_{WP,Maj.Repl.} \cdot 2 \cdot \left(\frac{s_{Hafen}}{v_{Heli}} \right) \cdot K_{Heli} \cdot \left(\frac{365 - W}{365} \right)) \quad (5.10)$$

Dabei steht v_{CTV} für die Geschwindigkeit des Personentransferschiffs, K_{CTV} für den Stundensatz des Personentransferschiffs, v_{Heli} für die Geschwindigkeit des Helikopters und K_{Heli} für den Stundensatz des Helikopters. Der Faktor W beschreibt den Anteil der Tage, die aufgrund gutem Wetter für Arbeiten genutzt werden können. An den Tagen, an denen das Wetter zu schlecht ist, um mit dem Schiff zu fahren, wird davon ausgegangen, dass der Transport der Techniker mittels Helikopter möglich ist.

Für die Kategorie „Minor Repair“ wurden die Transportkosten $K_{T_{Min.Repair}}$ onshore- und offshore-based berechnet nach:

$$K_{T_{Min.Repair}} = f_{WP,Min.Repair} \cdot 2 \cdot \left(\frac{s_{Hafen+Über+Platt}}{v_{CTV} \cdot 1,852} \right) \cdot K_{CTV} \quad (5.11)$$

Der Parameter $s_{Hafen+Über+Platt}$ in Gleichung (5.11) beschreibt die Distanz zum Verladehafen oder zum Übernachtungsschiff bzw. zur Hotelplattform, was wiederum von der Wartungsstrategie abhängt.

Die offshore-based Transportkosten $K_{T_{Maj.Repair-off}}$ bezüglich der Fehlerkategorie „Major Repair“ wurden berechnet durch:

$$K_{T_{Maj.Repair-off}} = (f_{WP,Maj.Repair} \cdot 2 \cdot \left(\frac{s_{\text{Über+Platt}}}{v_{CTV} \cdot 1,852} \right) \cdot K_{CTV} \cdot 4 \cdot \frac{W}{365}) + (f_{WP,Maj.Repair} \cdot 2 \cdot \frac{s_{\text{Hafen+Über+Platt}}}{v_{Heli}} \cdot K_{Heli} \cdot \left(\frac{365 - W}{365} \right)) \quad (5.12)$$

Der Parameter $s_{\text{Über+Platt}}$ beschreibt die Distanz des Windparks zum Übernachtungsschiff bzw. der Hotelplattform. Zu berücksichtigen ist, dass die Gleichungen (5.9) bis (5.12) vereinfachte Ansätze auf eigenen Überlegungen darstellen, um die Transportkosten zu ermitteln. Der gewählte Ansatz berücksichtigt die maximalen Kosten, da für jeden einzelnen Fehler eine An- und Anfahrt berücksichtigt wird. Es ist davon auszugehen, dass in der Realität mit einer Fahrt mehrere fehlerhafte Anlagen angefahren werden, wodurch die Kosten geringer ausfallen würden.

Zuletzt sind noch die jährlichen Mietkosten für das Übernachtungsschiff $K_{\text{Übernachtung}}$ zu sehen/berechnen:

$$K_{\text{Übernachtung}} = c_{\text{Übernachtung}} \cdot t_{\text{Wetter}} \quad (5.13)$$

Dabei steht $c_{\text{Übernachtung}}$ für die täglichen Mietkosten des Übernachtungsschiffs und t_{Wetter} für die nutzbaren Tage im Jahr aufgrund des Wetters.

Die Gesamtwartungskosten für die korrektive (sofortige) Instandhaltung $K_{\text{Gesamt,korrektiv}}$ gemäß J. Carroll [35] berechnen sich für alle Kategorien nach Gleichung (5.14):

$$K_{\text{Gesamt,korrektiv}} = K_{\text{Techniker}} + K_{\text{Material}} + K_T + (K_{\text{Übernachtung}}) \quad (5.14)$$

Die Kosten für die korrektive Instandhaltung (onshore-based) werden durch Summation der ersten drei Terme berechnet. Für die Betrachtung (offshore-based) muss noch der Term $K_{\text{Übernachtung}}$ addiert werden, welcher die jährlichen Mietkosten des Übernachtungsschiffs berücksichtigt, falls diese Variante als Eingabeparameter gewählt wurde, weshalb diese in Gleichung (5.14) in Klammern steht.

Durch Anwendung der Gleichung (5.14) erhält man folgende Abbildung 5-16:

Gesamtwartungskosten für alle Anlagen im Jahr [€] gemäß J.Carroll	
Major Replacement	2.879.206
Major Repair	2.426.193
Minor Repair	9.274.081
No Cost Data	197.207
Mietkosten Übernachtungsschiff im Jahr [€]	3.300.000
Summe	18.076.688

Abbildung 5-16: Berechnung der Gesamtwartungskosten für die korrektive Instandhaltung gemäß J. Carroll

Es folgen die weiter aufbereiteten Daten von I. Dinwoodie für die präventive Instandhaltung [36], welche in Abbildung 5-17 zu sehen sind:

Fehler/Jahr für alle Anlagen	
Jährlicher Service	50
Reparaturzeit in Stunden/Jahr für alle Anlagen	
Jährlicher Service	5757
Kosten für die Techniker für die Reparatur für alle Anlagen im Jahr [€]	
Jährlicher Service	1.208.913
Materialkosten für alle Anlagen im Jahr [€]	
Jährlicher Service	16.813.577
Transportkosten für alle Anlagen im Jahr [€]	
Jährlicher Service	7.499
Gesamtwartungskosten für alle Anlagen im Jahr [€]	
Jährlicher Service	18.029.990

Abbildung 5-17: Aufbereitete Datengrundlage von I. Dinwoodie

Die in Abbildung 5-17 ermittelten Werte gemäß der Datengrundlage von I. Dinwoodie [36] wurden identisch zu J. Carroll [35] berechnet, wodurch man die Gesamtwartungskosten für die präventive Instandhaltung erhält, welche vorausbestimmt bzw. geplant ist.

Zuletzt folgt die Berechnung der Gesamtwartungskosten $K_{Gesamt, korrektiv+präventiv}$ für die korrektive Instandhaltung (sofort) und präventive Instandhaltung (vorausbestimmt + zustandsorientiert). Letztere berücksichtigt, CMS-Systeme, die mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit Fehler vorhersagen können, um diese vorzubeugen. Für die Berechnung wurde folgender Ansatz verwendet, welcher auf der Arbeit „A parametric whole life cost model for offshore wind farms“ von M. Shafiee basiert [29]:

$$K_{Gesamt, korrektiv+präventiv} = (1 - P_d) \cdot \sum_{j=1}^n \lambda_j \cdot K_{korrektiv_j} + (P_d \cdot \sum_{j=1}^n \lambda_j \cdot K_{präventiv_j}) + K_{Gesamt, präventiv} \quad (5.15)$$

Der Term $(1 - P_d) \cdot \sum_{j=1}^n \lambda_j \cdot K_{korrektiv_j}$ beschreibt den Anteil der Gesamtkosten der korrekativen Instandhaltung, welcher durch den CMS-Faktor P_d reduziert wird. Dieser Faktor steht für die Wahrscheinlichkeit, dass ein Fehler mittels CMS vorhergesagt werden kann. Der Term $(P_d \cdot \sum_{j=1}^n \lambda_j \cdot K_{präventiv_j})$ beschreibt den Anteil der Gesamtkosten der präventiven Instandhaltung (zustandsorientiert), welche mittels CMS Fehler vorhersagen kann. Der letzte Term $K_{Gesamt,präventiv}$ beschreibt den Anteil der Gesamtkosten der präventiven Instandhaltung (vorausbestimmt), welcher in einem bestimmten Intervall fest eingeplant ist und unabhängig vom CMS-Faktor P_d ist. Der Faktor λ_j beschreibt die Fehlerrate für die jeweilige Anlagenkomponente j und $K_{korrektiv_j}$ wie auch $K_{präventiv_j}$ stehen für die Kostenanteile der jeweiligen Anlagenkomponenten j .

Die Übersicht im Kostenmodell für die verschiedenen Wartungsstrategien kann Abbildung 5-18 entnommen werden:

Übersicht der Gesamtwartungskosten pro Jahr für alle Anlagen je nach Wartungsstrategie [€/Jahr]	
korrektive Instandhaltung (sofort)	18.076.689
korrektive Instandhaltung (sofort) und präventive Instandhaltung (vorausbestimmt)	36.106.678
korrektive Instandhaltung (sofort) und präventive Instandhaltung (vorausbestimmt + zustandsorientiert)	36.092.669

Abbildung 5-18: Übersicht der Gesamtwartungskosten für die verschiedenen Wartungsstrategien

Die OPEX in € pro Jahr lassen sich wie folgt berechnen:

$$OPEX = (K_{Gesamt} + K_{Pacht} + K_{Versicherung} + K_{Netz} + K_{Ertragsverlust}) \cdot B \quad (5.16)$$

Dort steht K_{Gesamt} für die Gesamtwartungskosten je nach Wartungsstrategie, K_{Pacht} für die Pachtgebühren an das BSH, $K_{Versicherung}$ für die Versicherungskosten, K_{Netz} für die Netzegebühren, B für den prozentualen Anteil der Betriebsführungskosten an den OPEX und $K_{Ertragsverlust}$ für die Kosten aufgrund von Stillstandszeiten durch Reparaturen. Letztere Kosten erhält man gemäß Gleichung (5.17), wobei M_{el} den Nettoertrag des Windparks pro Jahr beschreibt und $c_{Vergütung}$ die Vergütung für den eingespeisten Strom:

$$K_{Ertragsverlust} = M_{el} \cdot t_{Rep,WP} \cdot c_{Vergütung} \quad (5.17)$$

Die Übersicht der Bestandteile zur Berechnung der jährlichen OPEX kann in Abbildung 5-19 betrachtet werden:

OPEX [€/Jahr]	
Wartungskosten	
Gesamtwartungskosten [€/Jahr]	36.092.669
Betriebskosten	
Pachtgebühren an das BSH [€/Jahr]	4.550.529
Versicherungskosten [€/Jahr]	15.750.000
Netzgebühren [€/Jahr]	71.790.000
Ertragsverluste [€/Jahr]	2.268.400
Summe	153.472.467

Abbildung 5-19: Berechnung der jährlichen OPEX

Durch die Berechnung der jährlichen OPEX erfolgt nun die Ermittlung der Gesamtkosten der OPEX über die Betriebsdauer des Windparks. In Abbildung 5-20 sind die Parameter zur Berechnung der Gesamtkosten zu sehen:

OPEX [€/Jahr]	153.472.467
Betriebsdauer des Windparks [a]	20
Inflation [%]	2
Welche Dauer hat der Vollwartungsvertrag des Anlagenherstellers ? [a]	5
Erhöhung der jährlichen Betriebskosten nach Ablauf des Wartungsvertrags [%]	11
Mittlere Jahreswindgeschwindigkeit [m/s]	10
Parkwirkungsgrad [%]	80
WACC vor Steuern [%]	6,6
Anlagen im Park [-]	50

Abbildung 5-20: Übersicht der Parameter für die Berechnung der Gesamtkosten der OPEX

Für die Berechnung der OPEX über den Betriebsjahren und somit der gesamten Betriebsdauer muss beachtet werden, dass zu Beginn der Vollwartungsvertrag des Anlagenherstellers gültig ist, wodurch folgende Gleichung gilt:

$$OPEX_j = OPEX_{j-1} \cdot \left(1 + \frac{i}{100}\right) \quad (5.18)$$

In Gleichung (5.18) steht $OPEX_j$ für die OPEX für das jeweilige Betriebsjahr j , welches betrachtet wird. Die Inflation wird über den Parameter i ausgedrückt. Nach dem Ablauf des Vollwartungsvertrags wird einmalig ein Erhöhungsfaktor c_e für das Jahr, an dem der Vertrag abgelaufen ist, beaufschlagt. Anschließend werden die folgenden Jahre bis zum Ende der Betriebsdauer gemäß Gleichung (5.18) weiter berechnet. Die OPEX für die einzelnen Betriebsjahre j

können anschließend aufsummiert werden, wodurch man die OPEX für die gesamte Betriebsdauer erhält. Die Abbildung 5-21 stellt die eben genannten Berechnungen im Kostenmodell dar:

Berechnung des OPEX-Kostenverlaufs			
OPEX für die Betriebsdauer des Windparks			
Betriebsjahr	OPEX für das bestimmte Betriebsjahr [€]	Aufsummierten OPEX [€]	Summe-OPEX[€]
1	153.472.467	153.472.467	4.051.310.330
2	156.541.916	310.014.383	
3	159.672.755	469.687.138	
4	162.866.210	632.553.348	
5	166.123.534	798.676.882	
6	188.085.065	986.761.947	
7	191.846.767	1.178.608.714	
8	195.683.702	1.374.292.416	
9	199.597.376	1.573.889.791	
10	203.589.323	1.777.479.115	
11	207.661.110	1.985.140.225	
12	211.814.332	2.196.954.557	
13	216.050.619	2.413.005.175	
14	220.371.631	2.633.376.807	
15	224.779.064	2.858.155.870	
16	229.274.645	3.087.430.515	
17	233.860.138	3.321.290.653	
18	238.537.341	3.559.827.994	
19	243.308.087	3.803.136.081	
20	248.174.249	4.051.310.330	

Abbildung 5-21: Berechnung der OPEX über den Betriebsjahren

Für die noch spätere Berechnung der Stromgestehungskosten sind die OPEX unter Berücksichtigung der Weighted Average Cost of Capital $OPEX_{WACC,j}$ notwendig, welche wie folgt berechnet werden:

$$OPEX_{WACC,j} = \frac{OPEX_j}{\left(1 + \frac{WACC}{100}\right)^j} \quad (5.19)$$

Die OPEX unter Berücksichtigung der WACC $OPEX_{WACC,j}$ können in Abbildung 5-22 betrachtet werden:

Berechnung des OPEX-Kostenverlaufs		
Betriebsjahr	OPEX mit WACC	Summe-OPEX-WACC[€]
1	143.970.419	1.955.554.146
2	137.757.812	
3	131.813.291	
4	126.125.288	
5	120.682.733	
6	115.475.036	
7	110.492.060	
8	105.724.110	
9	101.161.907	
10	96.796.571	
11	92.619.608	
12	88.622.890	
13	84.798.638	
14	81.139.409	
15	77.638.084	
16	74.287.848	
17	71.082.181	
18	68.014.845	
19	65.079.870	
20	62.271.545	

Abbildung 5-22: Berechnung der OPEX über den Betriebsjahren unter Berücksichtigung der WACC

5.2.3 Berechnung der Zweiblattanlage

Wie im vorherigen Abschnitt erwähnt, ist der Ablauf der Berechnung der OPEX für die Zweiblattanlage größtenteils identisch, wobei bestimmte Faktoren berücksichtigt werden müssen und in diesem Abschnitt erklärt werden.

Es folgt die Abbildung 5-23, welche aus dem Kostenmodell stammt und eine Übersicht der verschiedenen Faktoren aufzeigt:

Faktoren für die 2-Blatt-Anlage	
Erosion	
Erosionsfaktor für 2-3-Blatt-Vergleich berücksichtigen [Ja/Nein]	Ja
Maximale Blattspitzengeschwindigkeit für die 2-Blatt-Anlage [m/s]	101
Referenz-Blattwindgeschwindigkeit für die 3-Blatt-Anlage [m/s]	90
Weitere Faktoren	
Höhere Belastung der Pitchsysteme bei 2-Blatt-Anlagen [-]	1
Längenfaktor 2-Blatt [-]	1,0192
Gewichtsfaktor Blatt 2-Blatt [-]	1,32
Gewichtsfaktor Pitchsysteme 2-Blatt [-]	1,186
Chordfaktor 2-Blatt [-]	1,189
Kostenfaktor Generator 2-Blatt [-]	0,93

Abbildung 5-23: Faktoren für die Zweiblattanlage

Der erste Faktor, der für die Berechnung der OPEX der Zweiblattanlage eine wichtige Rolle spielt, ist die Erosion. Die Zweiblattreferenzanlage des Forschungsprojekts „X-Rotor – Zweiblatt“ an der HAW Hamburg dreht sich mit einer Blattspitzengeschwindigkeit von 101 m/s, wobei die Dreiblattanlage sich mit 90 m/s dreht. Aufgrund der schnelleren Umdrehung entsteht ein höherer Erosionsschaden. Um diesen Schaden bzw. Faktor zu ermitteln, wurde die Arbeit „Extending the life of wind turbine blade leading edges by reducing the tip speed during extreme precipitation events“ von J. Bech [58] aus dem Jahr 2018 näher untersucht.

Die Arbeit untersuchte den Einfluss von Regentropfen mit verschiedenen Tröpfchengrößen und Regenintensitäten auf die Vorderkanten der Blätter und berechnete für verschiedene Regelungsstrategien die zu erwartende Lebensdauer.

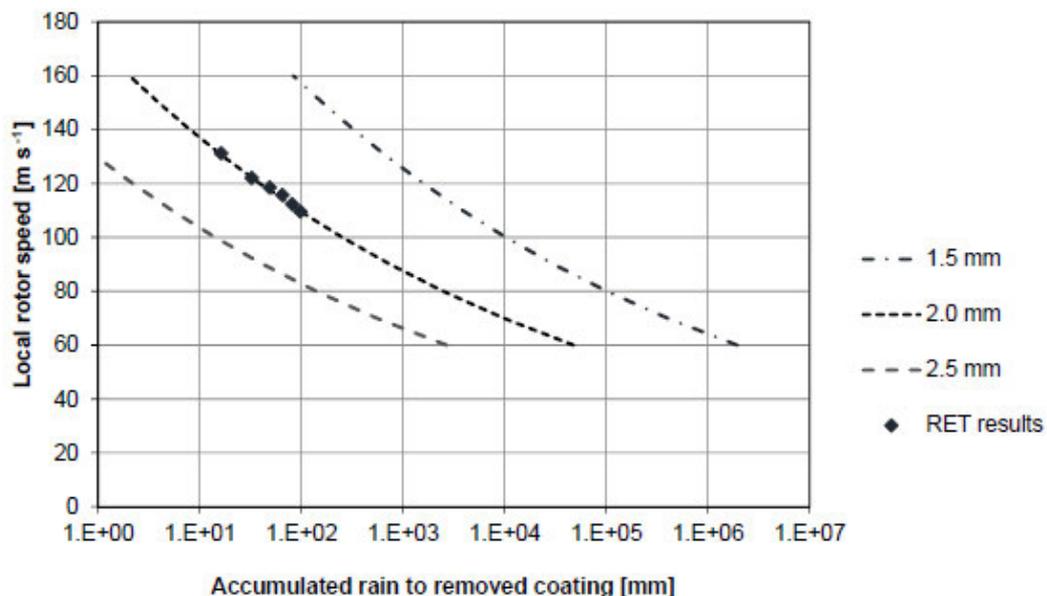


Abbildung 5-24: Akkumulierter Regen zur Entfernung der Beschichtung für verschiedene Blattspitzengeschwindigkeiten [58]

In Abbildung 5-24 sind Wöhlerkurven einer Probe mit beschichtetem Aluminium zu sehen, welche auf den Ergebnissen der Firma PolyTech A/S basieren. Die Wöhlerkurven sind für Regentropfen mit einer Größe von 1,5 mm, 2,0 mm und 2,5 mm aufgetragen. Auf der vertikalen Achse sind die Blattspitzengeschwindigkeiten und auf der horizontalen Achse der aufsummierte Regen, der notwendig ist, um die Aluminiumbeschichtung zu entfernen. Für jede Tröpfchengröße wurde außerdem die Regenintensität in mm/h, die Stunden pro Jahr mit der jeweiligen Regenintensität und der prozentuale Jahresanteil zugeordnet, was in Abbildung 5-25 zu sehen ist:

Regen- intensität [mm/h]	Tropfen- größe [mm]	Prozentualer Anteil der Zeit [%]	Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a]	Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s]
20	2,5	0,02	1,8	100
10	2	0,1	8,8	100
5	1,5	1	88	100

Abbildung 5-25: Verschiedene Daten für die Berechnung der Erosion basierend auf [58]

Anschließend wurde der aufsummierte Regen bis zum Schaden anhand Abbildung 5-24 für die jeweilige Blattspitzengeschwindigkeit abgelesen. Es wurden Blattspitzengeschwindigkeiten von 60 m/s bis 120 m/s betrachtet. Es wird hier nur eine Blattspitzengeschwindigkeit aus Platzgründen gezeigt. Die komplette Übersicht der Ergebnisse befindet sich im Anhang.

Mit der Regenintensität $R_{Intensität}$ und dem aufsummierten Regen bis zum Schaden $R_{Schaden}$ kann die Zeit bis zum Fehler der Beschichtung t_{Fehler} berechnet werden:

$$t_{Fehler} = \frac{R_{Schaden}}{R_{Intensität}} \quad (5.20)$$

Der Schaden D bzw. die Fehlerrate lässt sich gemäß Gleichung (5.21) mit der Häufigkeit der Regenintensität $H_{Intensität}$ und der Zeit bis zum Fehler der Beschichtung t_{Fehler} berechnen:

$$D = \frac{H_{Intensität}}{t_{Fehler}} \quad (5.21)$$

In Abbildung 5-26 sind die Ergebnisse für eine Blattspitzengeschwindigkeit von 100 m/s aufgelistet:

Maximale Blattspitzen- geschwindigkeit [m/s]	Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm]	Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]	Schaden[Fehler/a]
100	25	1,25	1,44
100	437,5	43,75	0,20
100	10.000	2.000	0,04
			1,6851

Abbildung 5-26: Ergebnisse für eine Blattspitzengeschwindigkeit von 100 m/s

Der Schaden in Abbildung 5-26 würde auftreten, wenn das ganze Jahr die Anlage konstant mit 100 m/s drehen würde. Um sich der Realität zu nähern und den auftretenden Schaden genauer zu berechnen wird die Rayleigh-Verteilung der Windgeschwindigkeit mit einbezogen und eine gleiche Regenwahrscheinlichkeit für alle Windgeschwindigkeiten angenommen, was in Abbildung 5-27 für die Referenzdreiblattanlage zu sehen ist:

3 Blatt Innwind 20 MW						
Windgeschwindigkeit	Rayleigh-Verteilung	Rayleigh-Verteilung [%]	Schnelllaufzahl	Blattspitzengeschwindigkeit	Schaden für jeweilige Blattspitzengeschwindigkeit [Fehler/a]	Schaden mit Rayleigh-Verteilung [Fehler/a]
0	0	0	7,9	0	0,00	0
1	0,0155851	1,558507642		7,9	0,00	0
2	0,0304443	3,044430815		15,8	0,00	0
3	0,0439079	4,390789973		23,7	0,00	0
4	0,0554121	5,541212614		31,6	0,00	0
5	0,0645381	6,453812729		39,5	0,00	0
6	0,0710358	7,103579669		47,4	0,00	0
7	0,074831	7,483104562		55,3	0,00	0
8	0,0760168	7,601681117		63,2	0,01	0,000760168
9	0,0748301	7,483007402		71,1	0,05	0,003741504
10	0,0716186	7,161859363		79	0,21	0,014844518
11	0,0668019	6,680188464		86,9	0,46	0,030728867
12	0,0608311	6,083109522		90	0,65	0,039540212
13	0,054152	5,415196493		90	0,65	0,035198777
14	0,0471741	4,717408653		90	0,65	0,030663156
15	0,0402485	4,024847568		90	0,65	0,026161509
16	0,0336542	3,365417845		90	0,65	0,021875216
17	0,0275935	2,759350586		90	0,65	0,017935779
18	0,0221946	2,219461089		90	0,65	0,014426497
19	0,0175196	1,751958517		90	0,65	0,01138773
20	0,0135761	1,357605282		90	0,65	0,008824434
21	0,0103303	1,033033111		90	0,65	0,006714715
22	0,0077205	0,772053097		90	0,65	0,005018345
23	0,0056684	0,566839342		90	0,65	0,003684456
24	0,0040891	0,408911354		90	0,65	0,002657924
25	0,0028988	0,28988239		90	0,65	0,001884236
26	0,0020197	0,2019748		90	0,65	0,001312836
27	0,0013833	0,138327248		90	0,65	0,000899127
28	0,0009313	0,093132284		90	0,65	0,00060536
29	0,0006165	0,061647659		90	0,65	0,00040071
30	0,0004012	0,040123087		90	0,65	0,0002608
						0,279526876 Summe der Schäden
						3,577473531 Zeit bis zum Fehler [a/Fehler]

Abbildung 5-27: Berechnung des Schadens unter Berücksichtigung der Rayleigh-Verteilung der Windgeschwindigkeit

Mit Hilfe der Rayleigh-Verteilung der Windgeschwindigkeit können die Schadensanteile für die vorhandenen Blattspitzengeschwindigkeiten gemäß dem Verlauf der Leistungskurve ermittelt und anschließend aufsummiert werden, wodurch man den Gesamtschaden erhält. Dies wurde im Kostenmodell auch für die Zweiblattanlage für verschiedene Blattspitzengeschwindigkeiten berechnet ($D_{Zweiblatt}$) und ins Verhältnis mit der Dreiblattreferenzanlage $D_{Dreiblatt}$ gesetzt, wodurch man den Faktor für den erhöhten Erosionsschaden $f_{Erosion}$ der Zweiblattanlage erhält:

$$f_{Erosion} = \frac{D_{Zweiblatt}}{D_{Dreiblatt}} \quad (5.22)$$

Für die Zweiblattanlage mit einer Blattspitzengeschwindigkeit von 101 m/s beträgt der Schaden 0,93 Fehler pro Jahr und für die Dreiblattanlage mit einer Blattspitzengeschwindigkeit von 90 m/s 0,28 Fehler pro Jahr, wodurch man einen Erosionsfaktor von 3,33 erhält. Die Abbildung 5-28 zeigt die Übersicht für den Erosionsfaktor im Kostenmodell auf:

Vergleich der Schäden von 3-Blatt-Referenzanlage zu 2-Blattanlage mit schnellerer Blattspitzengeschwindigkeit			
Blattspitzengeschwindigkeit [m/s]	Lebensdauer Verhältnis 2-Blatt zu 3-Blatt [-]	Schaden Verhältnis 2-Blatt zu 3-Blatt [-]	
80	3,23	0,31	
81	2,61	0,38	
82	2,19	0,46	
83	1,89	0,53	
84	1,64	0,61	
85	1,44	0,69	
86	1,33	0,75	
87	1,22	0,82	
88	1,13	0,89	
89	1,05	0,95	
90	1,00	1,00	
91	0,88	1,13	
92	0,79	1,26	
93	0,72	1,39	
94	0,66	1,51	
95	0,61	1,65	
96	0,54	1,85	
97	0,49	2,05	
98	0,45	2,24	
99	0,41	2,45	
100	0,38	2,62	
101	0,30	3,33	
102	0,25	4,04	
103	0,21	4,74	
104	0,18	5,47	
105	0,16	6,29	
106	0,15	6,83	
107	0,14	7,37	
108	0,13	7,92	
109	0,12	8,47	
110	0,11	8,95	
111	0,10	9,54	
112	0,10	10,12	
113	0,09	10,70	
114	0,09	11,29	
115	0,08	12,02	
116	0,08	13,00	
117	0,07	13,97	
118	0,07	14,97	
119	0,06	15,83	
120	0,06	16,86	

Abbildung 5-28: Übersicht der Berechnung für den Erosionsfaktor

Der ermittelte Erosionsfaktor für die Zweiblattanlage wird in die Datengrundlage von J. Carroll für die korrektive Instandhaltung eingebaut [35], indem die Annahme getroffen wird, dass die Erosion sich komplett auf die Fehlerkategorie „Minor Repair“ der Blätter auswirkt. Dies wird durch die Multiplikation des Erosionsfaktors als linearer Faktor auf die ursprüngliche Fehlerrate für die Dreiblattanlage erreicht. Es sollte noch zusätzlich erwähnt werden, dass das Erosionsproblem nicht unbekannt ist und Schutzkonzepte bzw. Lösungen der Firma Polytech vorliegen [59].

Als nächster Faktor für die Berechnung der OPEX der Zweiblattanlage spielt die höhere Belastung der Pitchsysteme eine Rolle. Der sogenannte „Actuator Duty Cycle (ADC)“ beschreibt den zurückgelegten Weg der Pitchsysteme, welcher für die speziellen Zweiblattanlagen aus dem X-Rotor Projekt bis um das 5-fache höher sein kann als bei Dreiblattanlagen gemäß den Erkenntnissen des Forschungsprojekts „X-Rotor“ an der HAW Hamburg. Es wurde zusätzlich die Firma „Thyssenkrupp rothe erde Germany GmbH“ per Mail kontaktiert, um zu erfahren, inwiefern sich der Wartungsaufwand der Pitchlager für die Zweiblattanlage im Vergleich zur Dreiblattanlage ändert, wenn die Pitchlager entsprechend der Belastung dimensioniert sind. Deren Antwort war, dass die Wartung der Lager auf das Nachschmieren und seltenen Dichtungsaustausch beschränkt ist und dass es bei den Dichtungen auf die zurückgelegte Strecke und die UV-Strahlung ankommt, wobei es insgesamt zu keinen großen Kostenunterschied zwischen der Wartung der Pitchsysteme von Zwei- und Dreiblattanlagen kommen sollte [60].

Aus diesem Grund wird gemäß „Thyssenkrupp rothe erde Germany GmbH“ der 1-fache Pitchweg und gemäß „X-Rotor“ der 5-fache Pitchweg für die Eingabe ins Kostenmodell gewählt. Die höhere Belastung und somit der erhöhte Pitchweg wird als linearer Faktor bei der präventiven (vorausbestimmten) Instandhaltung angenommen, wodurch sich die Zeit für die Inspektionen der Pitchsysteme erhöht. Es wird die Annahme getroffen, dass die Inspektion der Pitchsysteme für Dreiblattanlagen für Megawattklassen von 3-5 MW ca. 2 Stunden in Anspruch nimmt. Da 20 MW Anlagen betrachtet werden, wird zusätzlich angenommen, dass sich die Inspektion um das Doppelte erhöht und somit 4 Stunden beträgt, da die Pitchlager größer sein werden. Wie der Abbildung 5-14 entnommen werden kann, beträgt die Reparaturzeit pro Anlage bei der präventiven Instandhaltung 115 Stunden, wovon 3,33% die Pitchsysteme ausmachen. Neben der Reparaturzeit wird auch der Anteil der Kosten für die Pitchsysteme an den Gesamtreparaturkosten pro Anlage durch den Faktor der erhöhten Belastung linear beeinflusst.

Ein weiterer Faktor ist der Längenfaktor $f_{Länge}$ für das Zweiblatt, welcher die Erhöhung der Blattlänge der Zweiblattanlage gegenüber der Dreiblattanlage beschreibt. Dieser Faktor beträgt für die Referenzanlage 1,0192. Somit sind die Blätter der Zweiblattanlage ungefähr 2% länger. Der Längenfaktor hat zudem einen Einfluss auf den Flächenfaktor $f_{Fläche}$, welcher folgendermaßen berechnet wird:

$$f_{Fläche} = f_{Chord} \cdot f_{Länge}^2 \quad (5.23)$$

Der Chordfaktor f_{chord} in Gleichung (5.23) für die Zweiblattanlage beschreibt die Profiltiefe des Blattes, welche im Verhältnis zur Dreiblattanlage 1,189 beträgt. Man erhält einen Flächenfaktor der Größe 1,235.

Nach getroffener Annahme beeinflussen der Längenfaktor und der Flächenfaktor die korrektive Instandhaltung, wobei sich diese auf die durchschnittliche Reparaturzeit und die Reparaturkosten der Blätter auswirken. Die Annahme resultiert aus der Überlegung, dass die Blätter durch die Faktoren in der Länge und Fläche größer werden, weshalb es dann länger dauert die Blätter zu inspizieren/reparieren und folglich die Kosten steigen. Genauer wirken die Faktoren auf die Gruppe „Blades“ in den Fehlerkategorien „Major Repair“ und „Minor Repair“. Es treten Linienfehler auf wie bspw. Vorderkantenrisse/Hinterkantenrisse und Flächenfehler wie bspw. Blitzschäden und Abnutzungsschäden. Da in der Literatur keine genaueren, prozentualen Angaben bezüglich der Verteilung von Flächenfehlern und Linienfehlern gefunden wurde, wurde die Annahme getroffen, dass der Längenfaktor als auch der Flächenfaktor sich zu jeweils 50% auf die genannten Fehlerkategorien auswirken.

Der Flächenfaktor wirkt sich auch auf die präventive Instandhaltung aus, da aufgrund der erhöhten Blattfläche die äußerliche und innerliche Blattinspektion länger dauert. Dies wird ebenfalls für den Anteil der Blattinspektion an der Gesamtreparaturzeit und an den Gesamtreparaturkosten linear angenommen.

Der nächste Faktor ist der Gewichsfaktor der Blätter, welcher das erhöhte Gewicht der Blätter der Zweiblattanlage im Vergleich zur Dreiblattanlage beschreibt. Dieser Faktor beträgt für die Referenzanlage 1,32. Der Faktor wirkt sich voraussichtlich auf die korrektive Instandhaltung der Gruppe „Blades“ in der Fehlerkategorie „Major Replacement“ bezüglich der Reparaturkosten aus, da durch das erhöhte Gewicht der Blätter auch die Materialkosten der Blätter höher und somit die Blätter teurer sind.

Ein weiterer Faktor ist der Gewichsfaktor der Pitchsysteme, welcher das erhöhte Gewicht der Pitchsysteme der Zweiblattanlage im Vergleich zur Dreiblattanlage beschreibt. Durch den Austausch mit der Firma „Thyssenkrupp rothe erde Germany GmbH“ per Mail konnte festgestellt werden, dass die Ermittlung der Masse eines Pitchsystems aus dem Kubischen der Multiplikation des Chordfaktors und des Längenfaktors resultiert [60]. Somit wiegt ein Pitchsystem der Zweiblattanlage 78% mehr als ein Pitchsystem der Dreiblattanlage, wodurch für das Gesamtpitchverhältnis von der Zwei- zur Dreiblattanlage ein Faktor von 1,186 resultiert. Der Faktor wirkt sich auch auf die korrektive Instandhaltung bezüglich der Reparaturkosten und der Reparaturzeiten für die Gruppe „Pitch“ aus. Bei den Reparaturkosten wirkt sich dieser auf alle

Fehlerkategorien aus und bei den Reparaturzeiten wirkt sich dieser auf die Kategorie „Major Repair“ und „Minor Repair“ aus. Für die Reparaturzeiten der Kategorie „Major Replacement“ wird davon ausgegangen, dass dieser Faktor kaum Einfluss hat und das Austauschen der Pitchsysteme ungefähr gleich lange dauert.

Der Generator für die Zweiblattanlage ist leichter als für die Dreiblattanlage, wodurch eine Kostenreduzierung von 7% vorliegt, gemäß „X-Rotor“ [50]. Dieser Kostenfaktor von 0,93 für die Zweiblattanlage wirkt sich auf die Gruppe „Generator“ der korrektiven Instandhaltung aus. Der Faktor wirkt sich auf die Reparaturkosten und die Reparaturzeiten aus. Der Generator verhält sich bezüglich der Reparaturkosten und Reparaturzeiten analog zu den Pitchsystemen.

Der letzte und offensichtlichste Einflussfaktor ist der sogenannte „2/3-Faktor“, da bei der Zweiblattanlage ein Blatt weniger gewartet werden muss. Dieser beeinflusst die korrektive als auch präventive Instandhaltung der Blätter und Pitchsysteme. Bei der korrektiven Instandhaltung wurde der Faktor in allen Fehlerkategorien für die Fehlerraten der Gruppen „Blades“ und „Pitch“ einberechnet. Für die präventive Instandhaltung wurde der Faktor für die Blatt- und Pitchinspektion bezüglich der Reparaturzeit wie auch den Reparaturkosten berücksichtigt.

5.2.4 Auswertung der Ergebnisse für die OPEX

In diesem Abschnitt werden die Berechnungsergebnisse für die OPEX der Zweiblattanlage näher betrachtet und mit der Dreiblattanlage verglichen. Wie im vorherigen Kapitel erwähnt, wird das folgende Standardszenario betrachtet:

- **Wartungsstrategie:** korrektive (sofort) und präventive Instandhaltung (vorausbestimmt + zustandsorientiert)
- **Wartungskonzept:** offshore-basiertes Konzept mit Übernachtungsschiff
- **Datengrundlage:** J. Carroll [35]
- **Wahrscheinlichkeit der Voraussage des CMS:** 30%
- **Anzahl der Arbeitstage im Jahr aufgrund gutem Wetter:** 150 Tage

Für das erwähnte Szenario wird ein Normalfall für die Zweiblattanlage definiert, indem alle erwähnten Einflussfaktoren aus dem vorherigen Kapitel berücksichtigt werden. Anschließend wird der Einfluss jedes einzelnen Faktors für die Zweiblattanlage auf den Normalfall betrachtet. In Abbildung 5-29 ist die Übersicht der Ergebnisse als absoluter Betrag in € zu sehen:

Fall	Normalfall [€]	Erosion [€]	Längenfaktor[€]	Flächenfaktor[€]	Gewichtsfaktor Blatt [€]	Gewichtsfaktor Pitchsysteme [€]	Kostenfaktor Generator[€]	Best Case [€]
2Blatt 1-fache Belastung	153.472.467	150.383.906	153.327.685	152.869.321	153.463.273	153.224.828	153.610.813	149.874.576
2Blatt 5-fache Belastung	157.048.071	153.959.510	156.903.289	156.444.925	157.038.876	156.800.432	157.186.417	153.450.179
3-Blatt	152.771.023	152.771.023	152.771.023	152.771.023	152.771.023	152.771.023	152.771.023	152.771.023

Abbildung 5-29: Übersicht der Ergebnisse für die jährlichen OPEX mit den jeweiligen Einflussfaktoren in €

Die Abbildung 5-29 zeigt die jährlichen OPEX in € für den Normalfall und die jährlichen OPEX für den Fall, dass der jeweilige Faktor auf 1 gesetzt wurde. Außerdem wird noch der „Best Case“ aufgeführt, bei welchem die Erosion nicht berücksichtigt wird, der Kostenfaktor für den Generator 0,93 beträgt und alle anderen Faktoren auf 1 gesetzt wurden. Dies wurde für die Zweiblattanlage mit 1-facher und 5-facher Pitchbelastung durchgeführt. In der letzten Zeile sind die OPEX für die Dreiblattanlage aufgezeigt, welche unabhängig von den verschiedenen Einflussfaktoren der Zweiblattanlage sind und deswegen gleich sind.

Die jährlichen OPEX betragen für den Normalfall der Dreiblattanlage 152.771.023 €, für die Zweiblattanlage mit 1-facher Belastung 153.472.467 € und mit 5-facher Belastung 157.048.071 €. Die Kosten für die Zweiblattanlage sind mit 1-facher und 5-facher Belastung im Vergleich zur Dreiblattanlage 0,46% und 2,8% höher. Somit ergeben sich für die Zweiblattanlage mit 1-facher Pitchbelastung höhere jährliche OPEX von 701.444 € und für die 5-fache Pitchbelastung 4.277.048 €.

Die jährlichen OPEX von Dreiblattanlagen mit Anlagenklassen von 4 MW, 6 MW und 8 MW variieren gemäß der Kostenstudie von Prognos/Fichter zwischen 112.000.000 € und 138.000.000 € [24]. Die ermittelten OPEX befinden sich etwas über den angegebenen Kosten in der Studie, jedoch befinden sich diese in der gleichen Größenordnung und können somit als plausibel betrachtet werden.

Für den Fall, dass die Erosion nicht berücksichtigt wird, erhält man für die Zweiblattanlage mit 1-facher Pitchbelastung Kosten in Höhe von 150.383.906 €, wodurch man im Vergleich zur Dreiblattanlage 1,56% an OPEX spart. Dies entspricht einem Betrag von 2.387.116 € an jährlichen OPEX. Für die 5-fache Pitchbelastung ohne Berücksichtigung der Erosion liegen auch höhere Kosten der Zweiblattanlage im Vergleich zur Dreiblattanlage vor. Betrachtet man sich den „Best Case“, so liegen für die 1-fache Pitchbelastung Kosten in Höhe von 149.874.576 € vor, was einer Kostenersparnis der OPEX von 1,9% entspricht. Der Fall, bei welchem der Kostenfaktor für den Generator auf 1 gesetzt wurde und alle anderen Faktoren unverändert bleiben, entspricht dem „Worst Case“. Für die 1-fache Pitchbelastung beim „Worst Case“ betragen die jährlichen OPEX 153.610.813 €, wodurch man im Vergleich zur Dreiblattanlage

0,55% an höheren Kosten erhält. Auch bei allen anderen Fällen sind die jährlichen OPEX der Zweiblattanlage höher als für die Dreiblattanlage, was in Abbildung 5-29 und Abbildung 5-30 betrachtet werden kann:

Fall	Normalfall [%]	Erosion [%]	Längenfaktor [%]	Flächenfaktor [%]	Gewichtsfaktor Blatt [%]	Gewichtsfaktor Pitchsysteme [%]	Kostenfaktor Generator [%]	Best Case [%]
2Blatt 1-fache Belastung	0,46	-1,56	0,36	0,06	0,45	0,30	0,55	-1,90
2Blatt 5-fache Belastung	2,80	0,78	2,70	2,40	2,79	2,64	2,89	0,44
Einfluss durch den jeweiligen Faktor [%]	0,00	2,02	0,09	0,39	0,01	0,16	-0,09	2,36

Abbildung 5-30: Übersicht der prozentualen Kostenänderung der jährlichen OPEX der Zweiblattanlage im Vergleich zur Dreiblattanlage für die jeweiligen Einflussfaktoren

In der ersten und zweiten Zeile der Abbildung 5-30 stehen die prozentualen Kostenänderungen im Vergleich zur Dreiblattanlage. In der dritten Zeile steht der Einfluss der einzelnen Faktoren auf die OPEX im Normalfall. Wie zu sehen ist, hat der Erosionsfaktor als einzelner Faktor einen starken Einfluss auf die OPEX der Zweiblattanlage, da für die 1-fache Pitchbelastung der einzige Fall vorliegt, bei denen die OPEX für die Zweiblattanlage geringer sind als für die Dreiblattanlage (abgesehen vom „Best Case“). Der prozentuale Einfluss der einzelnen Faktoren auf die OPEX im Normalfall und der „Best Case“ aus Abbildung 5-30 werden nochmal graphisch in Abbildung 5-31 dargestellt:

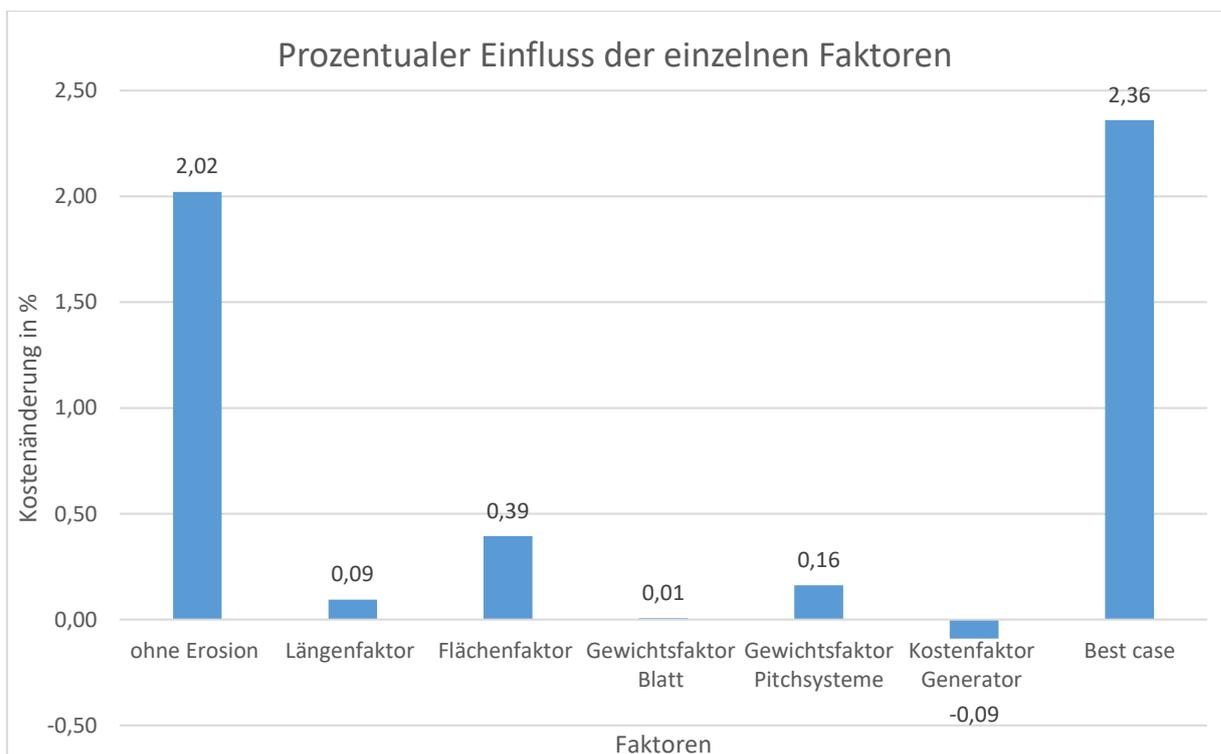


Abbildung 5-31: Einfluss der einzelnen Faktoren der Zweiblattanlage auf die OPEX

Der „Best Case“ hat eine Kostenänderung von 2,36% und weist somit die höchste Änderung auf, da dieser die bestmögliche Konstellation darstellt. Betrachtet man sich die Faktoren einzeln, dann hat der Erosionsfaktor den größten Einfluss mit 2,02%. Der Flächenfaktor hat mit 0,39% den zweitgrößten Einfluss auf die OPEX. Der Gewichtungsfaktor für die Pitchsysteme mit 0,16%, der Längenfaktor mit 0,09% und der Gewichtungsfaktor der Blätter mit 0,01% haben eher einen geringeren Einfluss. Beim Generator erzielt man bei den OPEX für die Zweiblattanlage eine Kostenänderung von -0,09%, wenn man den Faktor auf 1 setzt, wodurch höhere Kosten im Vergleich zum Normalfall entstehen und somit dies dem „Worst Case“ entspricht.

Die Ergebnisse unter den getroffenen Annahmen für die X-Rotor Anlage zeigen, dass die OPEX einer Zweiblattanlage höher sind als für eine Dreiblattanlage, und zwar im Bereich zwischen 0,46 bis 2,8%. Dies kann eventuell auf den ersten Blick etwas merkwürdig erscheinen, da man davon ausgehen würde, dass die OPEX für eine Zweiblattanlage geringer sind. Als erstes ist an den 2/3-Faktor zu denken, da ein Blatt weniger gewartet werden muss, wodurch die OPEX sinken. Ein weiterer Faktor, wodurch die OPEX der Zweiblattanlage geringer sein sollten, ist der Gewichtungsfaktor des Generators. Jedoch stehen im Gegensatz dazu andere Faktoren, welche die OPEX der Zweiblattanlage steigen lassen wie der Erosionsfaktor, Gewichtungsfaktor der Pitchsysteme, Flächenfaktor, Längenfaktor und der Gewichtungsfaktor der Blätter, was in Summe zu den leicht höheren OPEX der Zweiblattanlage führt. Wichtig zu erwähnen ist, dass die getroffenen Annahmen im vorher erwähnten Kapitel die Genauigkeit der Ergebnisse beeinflussen, weshalb die Ergebnisse kritisch zu betrachten sind. Mit genaueren Daten könnte das eigene Modell angepasst bzw. ergänzt werden, wodurch es auch sein kann, dass die OPEX für die Zweiblattanlage geringfügig niedriger sind als für die Dreiblattanlage. Außerdem ist die hier vorliegende Auslegung der Zweiblattanlage entscheidend, da davon bspw. der Flächenfaktor, der Gewichtungsfaktor des Generators, die Pitchbelastung und der Erosionsfaktor abhängen.

Als Nächstes werden die Gesamtwartungskosten 36.092.669 €/Jahr aus Abbildung 5-19 betrachtet, wobei die Kosten für die korrektive Instandhaltung 18.076.688 €/Jahr gemäß Abbildung 5-16 und die Kosten für die präventive Instandhaltung 18.029.990 €/Jahr gemäß Abbildung 5-17 betragen. Die prozentuale Verteilung der Kosten für die jährlichen OPEX der Dreiblatt- und Zweiblattanlage (mit 1-facher Pitchbelastung) basierend auf Abbildung 5-19 sind in Abbildung 5-32 zu betrachten:

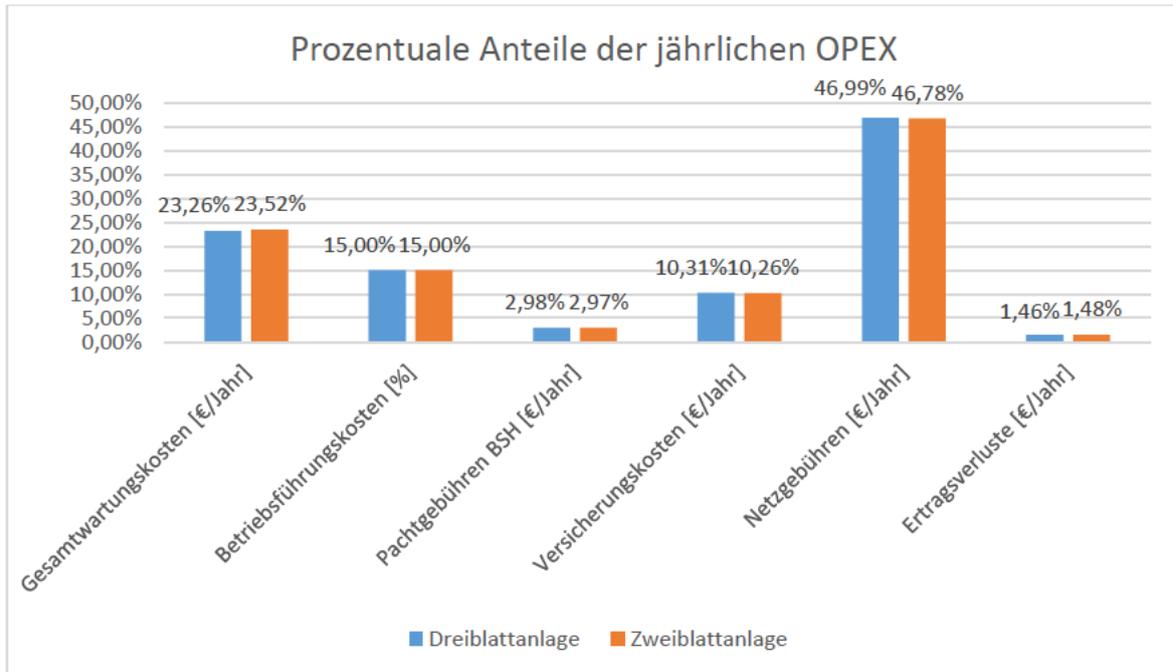


Abbildung 5-32: Prozentuale Kostenverteilung der jährlichen OPEX für die Zwei- und Dreiblattanlage

Die prozentualen Kostenverteilungen der jährlichen OPEX für die Zwei- und Dreiblattanlage ähneln sich, wobei die Unterschiede durch die Gesamtwartungskosten hervorgerufen werden. Die Gesamtwartungskosten für die Dreiblattanlage betragen 23,26% und für die Zweiblattanlage 23,52% der jährlichen OPEX. Die Einflussfaktoren für die Zweiblattanlage wirken sich auf die Gesamtwartungskosten aus, wobei die meisten Faktoren sich vor allem auf die korrektive Instandhaltung auswirken und nun genauer betrachtet werden.

In Abbildung 5-33 ist die prozentuale Kostenverteilung der einzelnen Komponenten für die korrektive Instandhaltung ohne Berücksichtigung der Transportkosten für die Zweiblattanlage mit 1-facher Pitchbelastung zu sehen:

	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil/ Cooling Liq.
Summe der Kosten ohne Transportkosten [€]	1.720.896	1.363.444	4.045.282	-	4.012.353	280.647
Kostenverteilung[%]	12,03%	9,53%	28,27%	0,00%	28,04%	1,96%

Electrical Components	Contactor/Circuit Breaker/Relay	Controls	Safety	Sensors	Pumps/Motors
312.193		334.862	534.275	121.652	334.250
2,18%		2,34%	3,73%	0,85%	2,34%

Hub	Heaters/Coolers	Yaw System	Tower/Foundation	Power Supply/Converter	Service Items	Transformer
282.797	130.282	83.368	87.592		353.572	38.043
1,98%	0,91%	0,58%	0,61%		2,47%	0,27%

Abbildung 5-33: Kostenverteilung der einzelnen Komponenten der Zweiblattanlage für die korrektive Instandhaltung ohne Transportkosten und 1-facher Pitchbelastung

Die Komponente „Generator“ macht den größten Anteil mit 28,27% an der korrekativen Instandhaltung aus. Es folgen die „Blades“ mit 28,04%, die Komponente „Pitch/Hydraulic“ mit 12,03% und „Other Components“ mit 9,53%. Diese genannten Komponenten wirken sich am stärksten auf die Kosten der korrekativen Instandhaltung der Zweiblattanlage aus. Viele der genannten Faktoren wie bspw. der Erosionsfaktor oder der Flächenfaktor wirken sich entweder auf die „Blades“ oder auf die Komponente „Pitch/Hydraulic“ aus.

In Abbildung 5-34 ist die prozentuale Kostenverteilung der einzelnen Komponenten für die korrektive Instandhaltung ohne Berücksichtigung der Transportkosten für die Dreiblattanlage zu sehen:

	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil/ Cooling Liq.
Summe der Kosten ohne Transportkosten [€]	3.118.286	1.363.444	4.193.679	-	832.996	280.647
Kostenverteilung[%]	24,60%	10,76%	33,09%	0,00%	6,57%	2,21%

Electrical Components	Contactor/Circuit Breaker/Relay	Controls	Safety	Sensors	Pumps/Motors
312.193		334.862	534.275	121.652	334.250
2,46%		2,64%	4,22%	0,96%	2,64%

Hub	Heaters/Coolers	Yaw System	Tower/Foundation	Power Supply/Converter	Service Items	Transformer
282.797	130.282	83.368	87.592		353.572	38.043
2,23%	1,03%	0,66%	0,69%		2,79%	0,30%

Abbildung 5-34: Kostenverteilung der einzelnen Komponenten der Dreiblattanlage für die korrektive Instandhaltung

Die Komponente „Generator“ hat den größten Anteil mit 33,09%. Es folgt die Komponente „Pitch/Hydraulic“ mit 24,6%, „Other Components“ mit 10,76% und „Blades“ mit 6,57%. Das sind die Komponenten, die den stärksten Einfluss auf die Kosten der korrekiven Instandhaltung für die Dreiblattanlage aufweisen. Es fällt auf, dass die Komponente „Pitch/Hydraulic“ und „Blades“ eine starke Abweichung zur Zweiblattanlage aufzeigen. Die Kosten für den Pitch sind mit 24,6% wesentlich höher als die 12,03% der Zweiblattanlage, was durch den Einfluss des 2/3-Faktors erklärt werden kann. Die Kosten der „Blades“ sind für die Dreiblattanlage mit 6,57% deutlich kleiner als die 28,04% für die Zweiblattanlage. Dies kann zunächst merkwürdig erscheinen, da davon auszugehen ist, dass die Kosten für die Zweiblattanlage geringer aufgrund des 2/3-Faktors sind. Jedoch ist noch der Einfluss der Erosion zu berücksichtigen, welcher sich stark auf die Kosten auswirkt und diese dadurch steigen. Zusätzlich wirken sich noch der Längenfaktor, der Flächenfaktor und der Gewichtsfaktor auf die Kosten der Komponente „Blades“ aus, was zum Anstieg der Kosten führt, jedoch nicht so stark wie durch den Einfluss der Erosion.

5.3 Auswertung der Gesamtkosten und LCoE

In diesem Abschnitt werden die Gesamtkosten des Modells vollständigshalber betrachtet und analysiert. Es wird die prozentuale Verteilung der CAPEX, OPEX und BoP als auch die ermittelten LCoE angegeben.

Die Abbildung 5-35 zeigt die einzelnen Kosten für die CAPEX, OPEX und BoP der Zweiblattanlage als auch die ermittelten Stromgestehungskosten an:

Parameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten	
Für welche Anlage sollen die LCOE berechnet werden ?	2-Blatt-Referenzanlage INNWIND 101 m/s
Anlagen im Park [-]	50
Nennleistung [kW]	20.000
Betriebsdauer des Windparks [a]	20
CAPEX für den gesamten Windpark [€]	928.618.094
OPEX für den gesamten Windpark mit WACC [€]	2.098.026.652
BOP [€]	811.430.303
Summe CAPEX, OPEX und BOP [€]	3.838.075.049
Gesamt-Nettoertrag [kWh/a]	79.309.952
WACC vor Steuern [%]	6,6
Gesamt-Nettoertrag für die gesamte Betriebsdauer mit WACC [kWh]	43.348.915.488
LCOE [€/kWh]	0,0885

Abbildung 5-35: Parameter für die Berechnung der Stromgestehungskosten

Wie der Abbildung 5-35 entnommen werden kann, betragen die CAPEX 928.618.094 €, die OPEX für die gesamte Betriebsdauer des Windparks 2.098.026.652 € und die BoP 811.430.303 €. Somit entspricht der prozentuale Anteil der CAPEX 24%, der Anteil der OPEX 55% und die BoP 21%. Gemäß dem Kapitel 3.1 konnte der Literatur entnommen werden, dass die OPEX eines Windparks zwischen 20% bis 35% liegen, wodurch der ermittelte Anteil der OPEX von 55% deutlich zu hoch zu sein scheint und kritisch betrachtet werden muss.

In Abbildung 5-36 ist nochmal die prozentuale Verteilung der Gesamtkosten zu sehen:

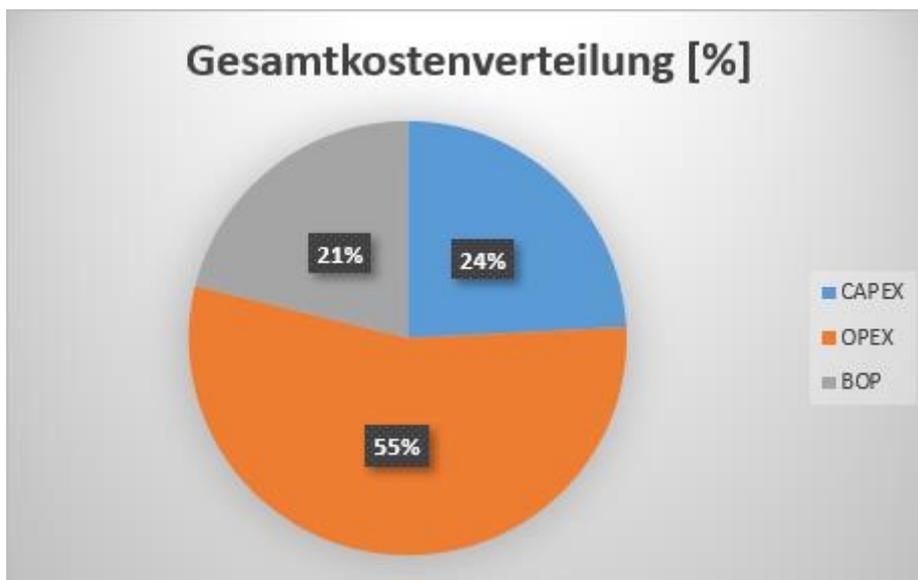


Abbildung 5-36: Prozentuale Gesamtkostenverteilung

Die berechneten LCoE in Abbildung 5-35 betragen 0,0885 €/kWh. Vergleicht man die ermittelten Stromgestehungskosten mit Untersuchungen des Fraunhofer-Instituts ISE, so haben diese herausgefunden, dass die aktuellen Stromgestehungskosten im Jahr 2021 für Offshore-Windparks je nach Standort zwischen 0,0723 €/kWh bis zu 0,1213 €/kWh betragen. Für gute Standorte mit einer hohen Volllaststundenzahl mit bis zu 4500 Stunden, welche meist küstenfern sind, schwanken die LCoE zwischen 0,0723 €/kWh und 0,0885 €/kWh [61]. Somit befinden sich die berechneten LCoE mit 0,0885 €/kWh in einem plausiblen Kostenbereich und weichen nicht von den Werten der Praxis ab.

6. Zusammenfassung und Ausblick

Diese Masterarbeit hat das Ziel, ein OPEX-Kostenvergleich für Zwei- und Dreiblattanlagen im Offshore-Bereich zu ermöglichen, wodurch eine Quantifizierung der denkbaren Einsparpotentiale erfolgt. Dafür ist ein eigenes OPEX-Modell entwickelt worden, welches die Kosten für Dreiblattanlagen als auch Zweiblattanlagen berechnet. Aus dem Vergleich der Kosten ist dann der Unterschied ermittelt worden. Es folgt eine Zusammenfassung der resultierenden Ergebnisse dieser Arbeit, welche durch einen Ausblick ergänzt wird.

Zuerst ist untersucht worden, woraus sich die Betriebskosten und somit die OPEX zusammensetzen. Es kann zusätzlich festgestellt werden, dass es verschiedene Arten der Instandhaltung gibt wie die präventive und korrektive Instandhaltung, welche im Modell berücksichtigt worden sind. Des Weiteren kann in Abhängigkeit des Standorts der Servicestation ein onshore-basiertes oder offshore-basiertes Logistik- bzw. Wartungskonzept vorliegen. Außerdem ist der Unterschied von Dreiblattanlagen zu Zweiblattanlagen betrachtet worden, um die Erkenntnisse ins Modell einfließen zu lassen.

Vor dem Entwickeln des eigenen Kostenmodells sind vorhandene OpenSource-Kostenmodelle und zwei Kostenmodelle der HAW Hamburg betrachtet worden, um deren Aufbau und deren Vor- und Nachteile im eigenen Modell zu berücksichtigen. Diese Modelle halten jedoch den Bereich der OPEX sehr allgemein, weshalb eine detaillierte Betrachtung der OPEX und somit ein eigenes Kostenmodell notwendig ist.

Für das eigene OPEX-Modell ist für die Dreiblattanlage eine 20 MW Anlage basierend auf den Daten der 10 MW Anlage von INNWIND verwendet worden, welche durch INNWIND hochskaliert worden ist. Aus der Dreiblattanlage ist im Rahmen des Forschungsprojekts „X-Rotor“ an der HAW Hamburg die Zweiblattanlage mit 20 MW hervorgegangen, welche für das eigene Modell verwendet wird. Zusätzlich ist der Kostenvergleich für ein Standardszenario durchgeführt worden, welches als Wartungsstrategie eine korrektive (sofort) und präventive Instandhaltung (vorausbestimmt und zustandsorientiert), als Wartungskonzept ein offshore-basiertes Konzept mit Übernachtungsschiff, als Datengrundlage J. Carroll [35], als Wahrscheinlichkeit der Voraussage mittels CMS 30% und als Anzahl der Arbeitstage im Jahr aufgrund gutem Wetter 150 Tage aufweist. Außerdem besteht der Windpark aus 50 Anlagen, welche eine Entfernung zum Hafen von 50 km und eine Meerestiefe von 50 m besitzt.

Als Ergebnis kommt heraus, dass die jährlichen OPEX im Normalfall für die Zweiblattanlagen mit 1-facher Pitchbelastung 153.472.467 € und für die Zweiblattanlagen mit 5-facher Pitchbelastung 157.048.071 € betragen, wobei die OPEX für die Dreiblattanlagen sich auf 152.771.023 € belaufen. Somit sind die OPEX im Normalfall für die Zweiblattanlage mit 0,46% für die 1-fache Pitchbelastung und mit 2,8% für die 5-fache Pitchbelastung geringfügig höher. Dies ist durch den starken Einfluss des Erosionsfaktors von 2,02% begründet, welcher sich bei den deutlich schneller drehenden Zweiblattanlagen mehr auswirkt und somit eine höhere Fehlerrate bzw. schneller Schäden an den Blättern hervorruft. Wichtig zu erwähnen ist, dass mit einer genaueren Kenntnis des prozentualen Anteils der Erosion an den Fehlerraten der Fehlerkategorien „Minor Repair“ und „Major Repair“ der Rotorblätter ein detaillierteres Ergebnis vorliegen würde und es sein kann, dass die OPEX der Zweiblattanlage geringfügig niedriger sein können (bis zu 1,56% bzw. 2.387.116 €), da festgestellt worden ist, dass ohne Berücksichtigung der Erosion die OPEX für eine Zweiblattanlage mit 1-facher Pitchbelastung 1,56% niedriger sind. Im „Best Case“ betragen die jährlichen OPEX für eine Zweiblattanlage mit 1-facher Pitchbelastung 149.874.576 €, was einer Kostenersparnis von 1,9% entspricht. Im „Worst Case“ betragen die jährlichen OPEX für die 1-fache Pitchbelastung 153.610.813 € und für die 5-fache Pitchbelastung 157.186.417 €, was einer Kostenerhöhung von 0,55% und 2,89% entspricht. Aufgrund der vorhandenen Datengrundlage müssen an bestimmten Stellen in der Berechnung der OPEX Annahmen getroffen werden wie bspw. für den prozentualen Anteil der Erosion an den Fehlerraten, weshalb das ermittelte Ergebnis kritisch zu betrachten ist. Außerdem ist die Auslegung der Zweiblattanlage entscheidend, da davon bspw. der Flächenfaktor, der Gewichtsfaktor des Generators, die Pitchbelastung und der Erosionsfaktor abhängen.

Zuletzt sind die Gesamtkosten betrachtet worden, welche die CAPEX, OPEX und BoP beinhalten. Die OPEX für einen Windpark aus Zweiblattanlagen in der Gesamtkostenverteilung sind mit 55% wesentlich höher als die angegebenen Werte in der Literatur (20% bis 35%), weshalb dies ebenfalls kritisch zu betrachten ist. Es kann jedoch festgehalten werden, dass definitiv Potential zur Senkung der OPEX besteht und somit die Gesamtkosten weiter gesenkt werden können. Des Weiteren sind die Stromgestehungskosten für den Windpark mit 0,0885 €/kWh bestimmt worden, welche nach Abgleich mit der Literatur (0,0723 €/kWh bis zu 0,1213 €/kWh) in einem plausiblen Kostenbereich liegen.

Eine Verbesserung des Modells ist durch Kenntnis genauerer Daten aus der Industrie möglich, was jedoch schwer ist, da die meisten Unternehmen nicht bereit sind ihre Daten zu teilen. Insbesondere die Daten für die präventive Instandhaltung sind noch ausbaufähig, so wäre es interessant zu wissen, wie sich die prozentualen Anteile der Wartung der einzelnen Anlagenkomponenten an der Gesamtwartung zusammensetzen und wie hoch die Kosten für die Komponenten dabei sind.

Des Weiteren sind die durchschnittlichen Reparaturzeiten und die Reparaturkosten für die korrektive Instandhaltung aus der Literatur auf eine 20 MW Anlage hoch skaliert worden, weshalb bspw. für einzelne Komponenten für die durchschnittlichen Reparaturzeiten Annahmen getroffen werden mussten, inwiefern diese gestiegen sind, was mit Vorsicht zu betrachten ist.

Es soll auch zur Kenntnis genommen werden, dass der genaue Einfluss einzelner Faktoren wie der Längen- und Flächenfaktor und deren Anteile auf die Reparaturzeiten und Reparaturkosten nicht bekannt ist und angenommen werden muss. Es ist versucht worden, alle Faktoren für den Zweiblatt-Dreiblatt-Vergleich zu berücksichtigen, jedoch kann es sein, dass noch weitere Faktoren vorliegen und im Modell eingebaut werden können.

Eine weitere Möglichkeit zur Optimierung des Modells besteht darin, dieses mit kostenpflichtigen OPEX-Modellen bzw. Tools zu vergleichen und zu betrachten, an welchen Stellen das eigene Kostenmodell noch ausgebaut werden kann. Es kann bspw. betrachtet werden, wie das Wettermodell in den kostenpflichtigen Tools aufgebaut ist, da die Berücksichtigung des Wetters im eigenen Modell sehr einfach gehalten worden ist. Außerdem kann man schauen, ob eine prozentuale Verteilung der einzelnen Anlagenkomponenten an der Gesamtwartung für die präventive Instandhaltung vorliegt.

Eine Verringerung des starken Einflusses des Erosionsfaktors ist durch Schutzkonzepte möglich, wie bspw. der Firma Polytech A/S [59]. Zusätzlich kann der starke Einfluss in Zukunft durch Verbesserung und Entwicklung der vorhandenen Schutzmaterialien für das Blatt erzielt werden, wodurch die Kosten für die OPEX weiter sinken würden. Außerdem kann durch ein Regelungskonzept, welches entsprechend dem vorhandenen Niederschlag regelt, die Auswirkung der Erosion weiter gesenkt werden.

Abschließend kann gesagt werden, dass das eigene Kostenmodell durchaus Potential besitzt, die OPEX, die Gesamtkosten und die Stromgestehungskosten zu bestimmen. Durch Ermittlung genauerer Daten aus der Industrie kann das Modell ergänzt werden, wodurch die getroffenen Annahmen verfallen und somit deutlichere Ergebnisse vorliegen.

V. Literaturverzeichnis

- [1] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.** [Online] [Zitat vom: 2. Juli 2021.] <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Ziele/ziele.html>.
- [2] **Deutsche WindGuard GmbH.** *Status des Offshore-Windenergieausbaus in Deutschland.* 2020.
- [3] **Schorbach, Dr. Vera.** *Pendelendanschläge bei Zweiblatt-Windenergieanlagen.* Wuppertal : Bergische Universität Wuppertal, 2015.
- [4] **Kausche, Michael.** *Wirtschaftlichkeit schwimmender Offshore Windenergieanlagen.* Freiberg : Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH, 2018.
- [5] **Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE.** *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien März 2018.* Freiburg : s.n., 2018.
- [6] **Bundesverband WindEnergie e. V.** [Online] [Zitat vom: 30. Oktober 2020.] <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/offshore/>.
- [7] **Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (IWR) / IWR.de GmbH.** [Online] [Zitat vom: 3. November 2020.] <https://www.offshore-windindustrie.de/windparks/deutschland>.
- [8] **Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE.** [Online] [Zitat vom: 30. Oktober 2020.] <https://www.offshore-stiftung.de/gruendungsstrukturen>.
- [9] **Equinor Deutschland GmbH.** [Online] [Zitat vom: 26. August 2021.] <https://www.equinor.de/de/aktuelles/erster-schwimmender-windpark.html>.
- [10] **Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE.** *Windenergie Report Deutschland 2018.* Kassel : Fraunhofer Verlag, 2018.
- [11] **Robert Gasch, Jochen Twele.** *Windkraftanlagen.* Berlin : Springer Vieweg, 2016
- [12] **Hau, Erich.** *Windkraftanlagen.* Krailling : Springer Vieweg, 2016.
- [13] **Kruse, Philipp.** *Two-bladed wind turbines: Reconsideration of a concept.* Hamburg : Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg, 2018.
- [14] **DIN Deutsches Institut für Normung e.V.** *DIN 31051 - Grundlagen der Instandhaltung.* Berlin : Beuth Verlag GmbH, 2019.
- [15] **Münsterberg, Torsten.** *Simulation-based Evaluation of Operation and Maintenance Logistics Concepts for Offshore Wind Power Plants.* Hamburg : Fraunhofer Verlag, 2017.

- [16] **DIN Deutsches Institut für Normung e.V.** *DIN EN 13306 - Instandhaltung – Begriffe der Instandhaltung*. Berlin : Beuth Verlag GmbH, 2018.
- [17] **Karyotakis, Alexander.** *On the Optimisation of Operation and Maintenance Strategies for Offshore Wind Farms*. London : University College London, 2011.
- [18] **Rehfeldt, Dr. Knud.** *Bedeutung von nachhaltigen O&M-Konzepten für die Offshore-Windenergie*. Hamburg : Stiftung Offshore Windenergie, 2012.
- [19] **FRS Windcat Offshore Logistics.** [Online] [Zitat vom: 29. Oktober 2020.] <https://www.fwol.de/flotte/windcat-101>.
- [20] **EMS Maritime Offshore GmbH.** [Online] [Zitat vom: 29. Oktober 2020.] <https://www.offshoreservice.de/flotte/>.
- [21] **Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE.** [Online] [Zitat vom: 29. Oktober 2020.] <https://www.offshore-stiftung.de/>.
- [22] **MacGregor.** [Online] [Zitat vom: 29. Oktober 2020.] <https://www.macgregor.com/Products/Offshore-oil-and-gas-and-renewables/Offshore-support-vessels/>.
- [23] **DEUTSCHES MARITIMES KOMPETENZ NETZ GMBH.** [Online] [Zitat vom: 29. Oktober 2020.] <https://www.dmkn.de/rhenus-offshore-logistics-versorgt-windpark-wikinger/>.
- [24] **Stiftung OFFSHORE-WINDENERGIE.** *Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland*. Berlin : s.n., 2013.
- [25] **The Crown Estate.** *Offshore Wind Cost Reduction - Pathways Study*. London : s.n., 2012.
- [26] **Anastasia Ioannou, Andrew Angus & Feargal Brennan.** *Parametric CAPEX, OPEX and LCOE expressions for offshore wind farms based on global deployment parameters*. Bedfordshire, United Kingdom : Taylor & Francis, 2018.
- [27] **BVG Associates.** [Online] 23. November 2020. [Zitat vom: 23. November 2020.] <https://guidetoanoffshorewindfarm.com/wind-farm-costs>.
- [28] **Keuper, Frank.** *Disruption und Transformation Management*. Hamburg : SpringerGabler, 2018.
- [29] **M.Shafiee.** A parametric whole life cost model for offshore wind farms. *The International Journal of Life Cycle Assessment*. Juli 2016, S. 961-975.
- [30] **Guerreiro, João Quirino Rosa.** *Financial assesement and simulation of O&M costs of offshore wind energy projects*. Lissabon : Tecnico Lisboa.
- [31] **National Renewable Energy Laboratory NREL.** *2018 Cost of Wind Energy Review*. s.l. : National Renewable Energy Laboratory NREL, 2020.

- [32] **Shafiee, Mahmood.** *Maintenance logistics organization for offshore wind energy: Current progress and future perspectives.* Cranfield : Elsevier, 2014.
- [33] **Besnard, Francois.** A Model for the Optimization of the Maintenance Support Organization for Offshore Wind Farms. *IEEE TRANSACTIONS ON SUSTAINABLE ENERGY.* April 2013, S. 443-450.
- [34] **Iver Bakken Sperstad, u.a.** *Investigating key decision problems to optimize the operation and maintenance strategy of offshore wind farms.* Trondheim : Elsevier, 2016.
- [35] **James Carroll, Alasdair McDonald, David McMillan.** *Failure Rate, Repair Time and Unscheduled O&M Cost Analysis of Offshore Wind Turbines.* Glasgow : Wind Energy, 2015.
- [36] **Iain Dinwoodie, u.a.** *Reference Cases for Verification of Operation and Maintenance Simulation Models for Offshore Wind Farms.* s.l. : Wind Engineering, 2015.
- [37] **Victoria Baagøe-Engels, u.a.** *Operations and maintenance issues in the offshore wind energy sector - An explorative study.* Kolding : Emerald Group Publishing Limited, 2016.
- [38] **Röckmann, Christine.** *Aquaculture Perspective of Multi-Use Sites in the Open Ocean.* s.l. : SpringerOpen, 2017.
- [39] **Böttcher, Jörg.** *Handbuch Offshore-Windenergie: Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte.* s.l. : Walter de Gruyter, 2013.
- [40] **Reuters Events.** [Online] 24. November 2020. [Zitat vom: 24. November 2020.] <https://www.reutersevents.com/renewables/wind-energy-update/rising-turbine-capacities-set-drive-60-offshore-opex-savings>.
- [41] **S.O. Effiom, B.N. Nwankwojike, F.I. Abam.** *Economic cost evaluation on the viability of offshore wind turbine farms in Nigeria.* Nigeria : Elsevier, 2016.
- [42] **Danish Wind Industry Association.** [Online] 19. September 2003. [Zitat vom: 6. Februar 2021.] <http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/econ/econ.htm>.
- [43] **Bundesministerium für Wirtschaft und Energie.** [Online] [Zitat vom: 7. Februar 2021.] https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Windenergie-auf-See/Wirtschaftliche_Aspekte/Stromgestehungskosten/stromgestehungskosten.html.
- [44] **Danish Energy Agency.** [Online] [Zitat vom: 07. Februar 2021.] <https://ens.dk/en/our-responsibilities/global-cooperation/levelized-cost-energy-calculator>.
- [45] **Agora Energiewende.** [Online] [Zitat vom: 7. Februar 2021.] <https://www.agora-energiewende.de/en/publications/calculator-of-levelized-cost-of-electricity-for-power-generation-technologies/>.

- [46] **Megavind.** megavind.winddenmark.dk. [Online] [Zitat vom: 11. Januar 2021.]
<https://megavind.winddenmark.dk/download-the-lcoe-model>.
- [47] **INNWIND.EU.** [Online] [Zitat vom: 20. Februar 2021.]
<https://www.innwind.eu/publications/deliverable-reports>.
- [48] **Danish Energy Agency.** [Online] [Zitat vom: 18. Februar 2021.]
https://ens.dk/sites/ens.dk/files/contents/material/file/vejledning_lcoe_calculator.pdf.
- [49] **Goetz, Christiane.** *Finanzmodell für Zweiblatt-Offshore-Windenergieanlagen.*
Hamburg : HAW Hamburg, 2012.
- [50] **Kanitz, Vincent.** *Sensitivitätsanalyse und Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener Betriebsszenarien von 20 MW Offshore Zweiblatt- und Dreiblattanlagen.*
Hamburg : HAW Hamburg, 2019.
- [51] **Chiciudean, T. G.** *An Integral Knowledge Based Engineering Wind Turbine Design Approach.*
- [52] **Fingersh, L. et al. NREL.** *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model.* . 2006..
- [53] **Vries, W. De.** Final report WP 4.2 . Support Structure Concepts for Deep Water Sites.
[Online] 2011. [Zitat vom: 3. November 2011.]
<http://www.upwind.eu/pdf/Final%20report%20WP4.2.pdf>..
- [54] **Ioannou, Anastasia.** *A lifecycle techno-economic model of offshore wind energy for different entry and exit instances.* Bedfordshire : Elsevier, 2018..
- [55] **CL-Windcon.** *D4.5-Operation-and-maintenance-cost-modelling.* 2019.
- [56] **Santos, Fernando.** *Modelling and simulation of the operation and maintenance of offshore wind turbines.* Lisabon : ResearchGate, 2015.
- [57] **T.Burton.** *Wind Energy Handbook.* 2011.
- [58] **Bech, J.** *Extending the life of wind turbine blade leading edges by reducing the tip speed during extreme precipitation events.* Roskilde : Copernicus Publications, 2018.
- [59] **Polytech A/S.** [Online] [Zitat vom: 12. September 2021.] <https://www.polytech.com/>.
- [60] **Thyssenkrupp rothe erde Germany GmbH.** *Anfrage zu Pitchlagern/Pitchgetrieben.* 30. März 2021.
- [61] **Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme ISE.** *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien Juli 2021.* s.l. : Fraunhofer, 2021.

VI. Anhang

A1 Hoch skalierte Datengrundlage basierend auf J. Carroll.....	101
A2 Daten für die Berechnung der Erosion basierend auf J. Bech.....	103

A1 Hoch skalierte Datengrundlage basierend auf J. Carroll

Daten gemäß J.Carroll für die korrektive Instandhaltung										
Fehlerraten [Fehler/Turbine/Jahr]										
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil// Cooling Liq.	Electrical Components	Contactors/Circuit Breaker/Relay		
Major Replacement	0,001	0,001	0,095	0,154	0,001	0,000	0,002	0,002		0,002
Major Repair	0,119	0,042	0,321	0,038	0,007	0,006	0,016	0,054		0,054
Minor Repair	0,549	0,812	0,485	0,395	1,013	0,407	0,358	0,326		0,326
No Cost Data	0,048	0,150	0,098	0,046	0,035	0,058	0,059	0,048		0,048
Durchschnittliche Reparaturzeiten [h/Fehler]										
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil// Cooling Liq.	Electrical Components	Contactors/Circuit Breaker/Relay		
Major Replacement	50	36	162	462	576	0	18	150		150
Major Repair	23	21	22	22	24	18	14	19		19
Minor Repair	11	5	7	8	10	4	5	4		4
No Cost Data	17	8	13	7	28	3	7	5		5
Reparaturkosten [€/Fehler] (bezieht sich nur auf das Material, enthält keine Transport und Personalkosten)										
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil// Cooling Liq.	Electrical Components	Contactors/Circuit Breaker/Relay		
Major Replacement	193.098	116.296	51.351	2.674.813	1.381.599	-	139.555	157.000		157.000
Major Repair	26.206	27.911	2.995	29.074	19.682	23.259	23.259	26.748		26.748
Minor Repair	2.896	1.279	137	1.454	2.231	1.861	1.163	3.024		3.024
No Cost Data										
Durchschnittliche Anzahl der Techniker [Techniker/Fehler]										
	Pitch/Hydraulic	Other Components	Generator	Gearbox	Blades	Grease Oil// Cooling Liq.	Electrical Components	Contactors/Circuit Breaker/Relay		
Major Replacement	4	5	8	17	21	0	4	8		8
Major Repair	3	3	3	3	3	3	3	3		3
Minor Repair	2	2	2	2	2	2	2	2		2
No Cost Data	3	2	2	2	3	2	2	2		2

Controls	Safety	Sensors	Pumps/Motors	Hub	Heaters/Coolers	Yaw System	Tower/Foundation	Power Supply/Converter	Service Items	Transformer
0,001	0,000	0,000	0,000	0,001	0,000	0,001	0,000	0,005	0,000	0,001
0,054	0,004	0,070	0,043	0,038	0,007	0,006	0,089	0,081	0,001	0,003
0,355	0,373	0,247	0,278	0,182	0,190	0,162	0,092	0,076	0,108	0,052
0,018	0,015	0,029	0,025	0,014	0,016	0,020	0,004	0,018	0,016	0,009
12	0	0	0	596	0	98	0	57	0	1
14	7	6	10	40	14	20	2	14	0	26
8	2	8	4	10	5	5	5	7	7	7
17	2	8	7	8	5	9	6	10	9	19
163.694	-	-	-	1.104.814	-	145.370	-	151.185	-	814.073
25.184	27.911	29.074	23.259	17.444	15.119	34.889	12.793	61.637	13.956	26.748
2.518	1.512	1.744	3.838	1.861	5.408	1.628	1.628	2.791	930	1.105
2	0	0	0	10	0	5	0	6	0	1
3	3	2	3	4	3	3	1	2	0	3
2	2	2	2	2	2	2	3	2	2	3
3	2	3	3	2	3	2	2	3	2	3

A2 Daten für die Berechnung der Erosion basierend auf J. Bech

Regenintensität [mm/h]	Tropfengröße [mm]	Prozentualer Anteil der Zeit [%]	Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a]	Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s]	Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm]	Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]
20	2,5	0,02	1,8	120	4	0,2
10	2	0,1	8,8	120	62,5	6,25
5	1,5	1	88	120	2.500	500
Regenintensität [mm/h] Tropfengröße [mm] Prozentualer Anteil der Zeit [%] Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a] Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s] Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm] Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]						
20	2,5	0,02	1,8	115	5,50	0,3
10	2	0,1	8,8	115	85	8,5
5	1,5	1	88	115	4.750	950,0
Regenintensität [mm/h] Tropfengröße [mm] Prozentualer Anteil der Zeit [%] Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a] Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s] Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm] Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]						
20	2,5	0,02	1,8	110	7,375	0,37
10	2	0,1	8,8	110	100	10
5	1,5	1	88	110	7.000	1.400
Regenintensität [mm/h] Tropfengröße [mm] Prozentualer Anteil der Zeit [%] Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a] Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s] Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm] Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]						
20	2,5	0,02	1,8	105	9,25	0,5
10	2	0,1	8,8	105	250	25,0
5	1,5	1	88	105	7.750	1.550,0
Regenintensität [mm/h] Tropfengröße [mm] Prozentualer Anteil der Zeit [%] Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a] Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s] Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm] Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]						
20	2,5	0,02	1,8	100	25	1,25
10	2	0,1	8,8	100	437,5	43,75
5	1,5	1	88	100	10.000	2.000
Regenintensität [mm/h] Tropfengröße [mm] Prozentualer Anteil der Zeit [%] Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a] Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s] Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm] Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]						
20	2,5	0,02	1,8	95	40	2,0
10	2	0,1	8,8	95	625	62,5
5	1,5	1	88	95	32.500	6.500,0
Regenintensität [mm/h] Tropfengröße [mm] Prozentualer Anteil der Zeit [%] Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a] Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s] Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm] Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]						
20	2,5	0,02	1,8	90	62,5	3,5
10	2	0,1	8,8	90	850	79
5	1,5	1	88	90	55.000	3.600

Regenintensität [mm/h]	Tropfengröße [mm]	Prozentualer Anteil der Zeit [%]	Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a]	Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s]	Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm]	Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]
20	2,5	0,02	1,8	85	85	4,3
10	2	0,1	8,8	85	2.500	250,0
5	1,5	1	88	85	73.750	14.750,0
Regenintensität [mm/h]	Tropfengröße [mm]	Prozentualer Anteil der Zeit [%]	Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a]	Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s]	Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm]	Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]
20	2,5	0,02	1,8	80	212,50	10,63
10	2	0,1	8,8	80	4.750	263
5	1,5	1	88	80	100.000	20.000
Regenintensität [mm/h]	Tropfengröße [mm]	Prozentualer Anteil der Zeit [%]	Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a]	Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s]	Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm]	Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]
20	2,5	0,02	1,8	75	512,5	25,6
10	2	0,1	8,8	75	7.750	775,0
5	1,5	1	88	75	400.000	80.000,0
Regenintensität [mm/h]	Tropfengröße [mm]	Prozentualer Anteil der Zeit [%]	Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a]	Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s]	Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm]	Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]
20	2,5	0,02	1,8	70	775	46
10	2	0,1	8,8	70	10.000	1.000
5	1,5	1	88	70	587.500	48.000
Regenintensität [mm/h]	Tropfengröße [mm]	Prozentualer Anteil der Zeit [%]	Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a]	Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s]	Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm]	Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]
20	2,5	0,02	1,8	65	2.500	125,0
10	2	0,1	8,8	65	43.750	4.375,0
5	1,5	1	88	65	925.000	185.000,0
Regenintensität [mm/h]	Tropfengröße [mm]	Prozentualer Anteil der Zeit [%]	Stunden pro Jahr mit Regenintensität [h/a]	Maximale Blattspitzengeschwindigkeit [m/s]	Aufsummierter Regen bis zum Schaden [mm]	Zeit bis zum Fehler der Beschichtung [h/Fehler]
20	2,5	0,02	1,8	60	4.750	222
10	2	0,1	8,8	60	70.000	7.000
5	1,5	1	88	60	4.000.000	800.000