



Hochschule für Angewandte Wissenschaften Hamburg  
*Hamburg University of Applied Sciences*

## **Masterarbeit**

Vincent Kanitz

# **Sensitivitätsanalyse und Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener Betriebsszenarien von 20 MW Offshore Zweiblatt- und Dreiblattanlagen**

*Fakultät Technik und Informatik  
Department Maschinenbau und Produktion*

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

**Vincent Kanitz**

**Sensitivitätsanalyse und Vergleich der  
Stromgestehungskosten verschiedener  
Betriebsszenarien von  
20 MW Offshore Zweiblatt- und  
Dreiblattanlagen**

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.-Ing. Vera Schorbach  
Zweitprüfer/in: Prof. Dipl.-Ing. Peter Dalhoff

Abgabedatum: 11.11.2019

# **Zusammenfassung**

**Vincent Kanitz**

## **Thema der Masterthesis**

Sensitivitätsanalyse und Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener Betriebsszenarien von 20 MW Offshore Zweiblatt- und Dreiblattanlagen

## **Stichworte**

Zweiblattrotor, Dreiblattanlage, Stromgestehungskosten, Investitionskosten, Betriebskosten, Offshore, Sensitivitätsanalyse,

## **Kurzzusammenfassung**

Diese Arbeit beschäftigt sich zunächst mit den wissenschaftlichen Grundlagen der Offshore Windenergie und der Stromgestehungskosten. Anschließend werden die Stromgestehungskosten für einen Referenzwindpark bestehend aus Dreiblatt- sowie Zweiblattrotoren ermittelt und verglichen. Es wird auf verschiedene Betriebsszenarien eingegangen und auf Basis unterschiedlicher Anlagen eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Die Arbeit schließt mit einer Auswertung der Ergebnisse sowie einem Ausblick ab.

**Vincent Kanitz**

## **Title of the paper**

Sensitivity analysis and comparison of the levelized cost of electricity of various operating scenarios for 20 MW offshore two-bladed and three-bladed turbines

## **Keywords**

Two-bladed rotor, three-bladed rotor, levelized cost of electricity, capex, operating expenses, offshore, sensitivity analysis

## **Abstract**

This thesis initially deals with the scientific basics of offshore wind energy and levelized cost of electricity. Subsequently, the levelized cost of electricity for an exemplary wind farm consisting of three-bladed and two-bladed rotors are determined and compared. Different operating scenarios are thereby discussed and a sensitivity analysis is carried out on the basis of different wind turbines. The thesis concludes with an evaluation of the results and an outlook.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>i</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>ii</b>
<b>Formelzeichen, Indizes und Abkürzungen</b> .....	<b>iii</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Motivation .....	1
1.2 Ziel der Arbeit .....	1
1.3 Aufbau .....	2
<b>2 Grundlagen</b> .....	<b>3</b>
2.1 Zweiblattrotoren und Offshore Windenergie.....	3
2.2 Stromgestehungskosten .....	5
2.3 Anforderungen und bestehende Kostenmodelle .....	7
2.4 Referenzanlage .....	8
<b>3 Abschätzung der Stromgestehungskosten</b> .....	<b>10</b>
3.1 Bedingungen .....	10
3.2 Investitionskosten (CAPEX).....	12
3.2.1 Kosten Windenergieanlage.....	12
3.2.2 Balance of Plant .....	21
3.3 Betriebskosten (OPEX).....	28
3.4 Produzierte Strommenge .....	32
3.5 Stromgestehungskosten .....	34
<b>4 Sensitivitätsanalyse</b> .....	<b>37</b>
4.1 Betriebsszenarien.....	37
4.2 Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten .....	40
<b>5 Auswertung</b> .....	<b>43</b>
<b>6 Fazit und Ausblick</b> .....	<b>53</b>
6.1 Fazit.....	53
6.2 Ausblick .....	55

<b>Literaturverzeichnis</b> .....	<b>vi</b>
<b>Anhang</b> .....	<b>viii</b>
A Kostenmodell .....	ix
B Cost-Scaling-Model NREL (Freeman, 2019) .....	xiv
C CD-ROM .....	xxviii

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Rotorleistungsbeiwerte von Windrotoren unterschiedlicher Bauart, Quelle: (Hau, 2016) .....	3
Abbildung 2: Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener Technologien.....	5
Abbildung 3: Rückbaumöglichkeiten einer Windenergieanlage .....	24
Abbildung 4: Stilllegungsanteile .....	25
Abbildung 5: Übersicht der Stromgestehungskosten.....	36
Abbildung 6: Komponentenanteile der drei Anlagen.....	43
Abbildung 7: Vergleich der Komponentenanteile.....	44
Abbildung 8: Balance of Plant Verteilung .....	45
Abbildung 9: OPEX Verteilung .....	46
Abbildung 10: Rotoranteil an Betriebskosten .....	47
Abbildung 11: Kostenverteilung der drei Anlagentypen .....	47
Abbildung 12: Vergleich der Stromgestehungskosten .....	48
Abbildung 13: Sensitivität der Stromgestehungskosten 2B (100 m/s) .....	49
Abbildung 14: Sensitivität der Stromgestehungskosten 2B (90 m/s) .....	50
Abbildung 15: Sensitivität der Betriebsdauer 2B (100 m/s).....	50
Abbildung 16: Einsparung der Zweiblattanlage (100 m/s) .....	51
Abbildung 17: Einsparung der Zweiblattanlage (90 m/s) .....	52

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Anlageninformationen der drei Anlagentypen .....	9
Tabelle 2: Anlagenunterschiede der Komponenten.....	9
Tabelle 3: Finanzierungsdaten für Offshore Windenergie .....	10
Tabelle 4: Randbedingungen zur Berechnung der Stromgestehungskosten .....	11
Tabelle 5: Ergebnisse der Investitionskosten .....	21
Tabelle 6: Investitionskosten gesamt .....	27
Tabelle 7: Betriebskostenumrechnung.....	30
Tabelle 8: Diskontierung Dreiblattanlage.....	33
Tabelle 9: Diskontierung der Zweiblattanlage.....	34
Tabelle 10: Ergebnisse der Stromgestehungskosten .....	36
Tabelle 11: Ausgangsparameter für die Sensitivitätsanalyse .....	40
Tabelle 12: Beispiel Sensitivität Rotorkosten .....	41
Tabelle 13: Sensitivität für Zweiblattanlage (100 m/s) .....	41
Tabelle 14: Sensitivität für Zweiblattanlage (90 m/s) .....	42
Tabelle 15: CAPEX der drei Anlagentypen .....	45
Tabelle 16: Anteil Rotorwartung an den Betriebskosten.....	46
Tabelle 17: Vergleich der Stromgestehungskosten .....	48

# Formelzeichen, Indizes und Abkürzungen

## Formelzeichen

$m$	Masse
$LCoE$	Stromgestehungskosten
$I$	Investitionskosten
$A_t$	Jährliche Betriebskosten
$M_{t,el}$	Produzierte Strommenge
$K$	Kosten
$D$	Rotordurchmesser
$BK$	Betriebskosten
$i$	kalkulatorischer Zinssatz
$n$	Wirtschaftliche Nutzungsdauer
$t$	Jahr der Laufzeit
$c$	Kostenfaktor

## Indizes

<i>nom</i>	nominal
<i>real</i>	real
<i>RB</i>	Rotorblatt
<i>2B</i>	Zweiblatt
<i>3B</i>	Dreiblatt
90	Zweiblattanlage (90 m/s)
100	Zweiblattanlage (90 m/s)
<i>N</i>	Nabe
<i>HP</i>	Hauptwelle
<i>L</i>	Lager
<i>R</i>	Rotor
<i>Get</i>	Getriebe
<i>Gen</i>	Generator
<i>BK</i>	Mechanische Bremse und Kupplung
<i>Gon</i>	Gondelgehäuse
<i>PE</i>	Power Electronics
<i>el</i>	Elektrische Verbindungen
<i>M</i>	Mainframe
<i>PS</i>	Pitchsystem
<i>AS</i>	Azimutsystem
<i>T</i>	Turm
<i>MA</i>	Marinisierung
<i>F</i>	Fundament
<i>IuA</i>	Installation und Aufbau
<i>K</i>	Kabel
<i>UOff</i>	Umspannwerk Offshore
<i>UOn</i>	Umspannwerk Onshore
<i>St</i>	Stilllegung
fix	Fixe Kosten
Var	Variable Kosten

## Abkürzungen

BoP	Balance of Plant
CAPEX	Capital Expenditure
LCoE	Levelized Cost of Electricity
NREL	National Renewable Energy Laboratory
OPEX	Operational Expenditure
WACC	Weighted Average Costs of Capital

# 1 Einleitung

## 1.1 Motivation

Die Bedeutung erneuerbarer Energie wächst tagtäglich, da die Ressourcen fossiler Energieträger immer weiter zurückgehen. Mit Hilfe der erneuerbaren Energien soll die Kohlenstoffdioxidproduktion der gesamten Energiegewinnung verringert und der steigende Energieverbrauch der Gesellschaft gesichert werden. Zusätzlich soll das Energieziel für 100% Strom aus erneuerbaren Quellen im Jahre 2050 erreicht werden. Dieses Ziel führt zu einer derzeitigen Entwicklung von Windenergieanlagen im höheren Leistungsbereich. Hierfür gibt es zwei Möglichkeiten. Die erste stellt die Erhöhung des Wirkungsgrades durch verbesserte Aerodynamik oder geringere Verluste der Anlage dar, jedoch werden hier nur minimale Erfolge erreicht. Die zweite Möglichkeit liegt in der Entwicklung von Alternativen zur Dreiblattanlage. Für dieses Vorhaben werden in der Energiebranche neue Konzepte und Ideen benötigt. Aus diesem Grund befasst sich ein Teil des Forschungsprojekts X-Rotor an der HAW Hamburg mit neuen Konzeptideen von Zweiblattwindenergieanlagen. Es zeigt sich, dass Zweiblattanlagen das Potenzial besitzen, die Kosten der Windenergie zu reduzieren. Anhand ersten Lastsimulationen und eines Zweiblattkonzeptes können die Stromgestehungskosten berechnet werden. Ziel des Projektes ist es, Einsparungspotenziale für Zweiblattkonzepte zu untersuchen, die Stromgestehungskosten von 20 MW Offshore Windenergieanlagen zu berechnen und die Ergebnisse mit denen der Dreiblattanlage zu vergleichen. In dieser Thesis wird sich das Kostenthema dieses Projektes untersucht, um dem Forschungsprojekt neue Erkenntnisse in Bezug auf die Stromgestehungskosten liefern zu können.

## 1.2 Ziel der Arbeit

Wie bereits beschrieben, werden im Forschungsprojekt X-Rotor auf Basis einer 20 MW Dreiblattreferenzanlage Zweiblattkonzepte designt. Nun sind zwei Konzepte festgelegt, für die eine Abschätzung der Stromgestehungskosten möglich ist. Ziel dieser Arbeit ist es, auf Basis dieser beiden Konzepte eine Prognose zu erstellen, inwieweit sich die Stromgestehungskosten der beiden Zweiblattanlagen zur Dreiblattreferenzanlage unterscheiden. Da bis zu diesem Zeitpunkt keine Windenergieanlage gebaut wurde oder geplant ist, die auch nur ansatzweise die Leistung von 20 MW erreicht, sind keine Erfahrungswerte hinsichtlich der Kosten, Bauzeiten und Anlagendaten vorhanden. Aufbauend auf den bekannten Daten der Dreiblattreferenzanlage und der beiden Zweiblattkonzepte müssen die restlichen Anlagendaten abgeschätzt und alle Kosten berechnet werden. Hierzu

werden Aspekte aus der Literatur herangezogen und Experten befragt. Für die Berechnung wird ein passendes Kostenmodell, welches bereits verfügbar ist oder selbst erstellt wird, verwendet. Anhand dieser Informationen können zusätzlich verschiedene Betriebsszenarien, die sich auf den Offshore Transport mit dem Helikopter und dem Schiff konzentrieren, betrachtet werden. Abschließend wird eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt, die den Einfluss wichtiger Komponenten der Zweiblattanlage auf die Stromgestehungskosten darstellt. Damit soll eine solide Basis zur Abschätzung der Stromgestehungskosten für das Forschungsprojekt geschaffen werden.

## **1.3 Aufbau**

Nach der Einleitung in diesem Kapitel folgen die wissenschaftlichen Grundlagen der Arbeit. Zuerst wird auf die Offshore Windenergie und den Einsatz von Zweiblattrotoren eingegangen. Anschließend wird die Berechnung der Stromgestehungskosten hinsichtlich ihrer Bestandteile erklärt und die Dreiblattreferenzanlage beschrieben.

Das dritte Kapitel handelt von der Berechnung der Stromgestehungskosten für alle Anlagentypen. Dort werden zunächst alle Komponenten der Windenergieanlage sowie der Nebenkosten (Balance of Plant) im Zuge der Investitionskosten bestimmt. Danach folgt die Berechnung der Betriebskosten anhand der variablen und fixen Kosten. Das Kapitel schließt mit der Berechnung der produzierten Energiemenge sowie der Stromgestehungskosten ab.

Im vierten Kapitel werden die Betriebsszenarien erläutert und die Sensitivitätsanalyse der Zweiblattanlagen durchgeführt. Dabei wird der Einfluss verschiedener Kostenparameter auf die Stromgestehungskosten untersucht.

Das fünfte Kapitel umfasst die Auswertung der Stromgestehungskosten und der Sensitivitätsanalyse. Hier wird der Unterschied zwischen den Zweiblattanlagen und der Dreiblattreferenzanlage anschaulich dargestellt.

Im letzten Kapitel folgt das Fazit der Arbeit. Hier werden aufgetretene Probleme geschildert und ein Ausblick für die Zukunft gegeben.

## 2 Grundlagen

Eine Windkraftanlage dient als Energiewandler, der die kinetische Energie des Windes in mechanische Arbeit konvertiert. Der Leistungsbeiwert  $c_p$  bezeichnet das Verhältnis der mechanischen Leistung der Windkraftanlage zu der Leistung des Luftstroms, der durch die Querschnittsfläche des Rotors strömt. Albert Betz, ein deutscher Physiker, zeigt mit seiner Impulstheorie, dass dieser Leistungsbeiwert begrenzt ist. Mithilfe physikalischer Gesetze bewies er, dass maximal 59,3 % der kinetischen Energie des Windes nutzbar sind. (Hau, 2016)

### 2.1 Zweiblattrotoren und Offshore Windenergie

Heutzutage nutzen alle modernen Anlagen das Prinzip des aerodynamischen Auftriebs, mit dem sich Leistungsbeiwerte von über 0,5 erzielen lassen. Damit liegen sie nur knapp unter dem idealen Leistungsbeiwert nach Betz. Diese modernen Anlagen sind Schnellläufer, haben also eine Schnellaufzahl größer 5. (Hau, 2016) Die Unterschiede zwischen Zweiblatt- und Dreiblattrotoren sind in Abbildung 1 dargestellt:

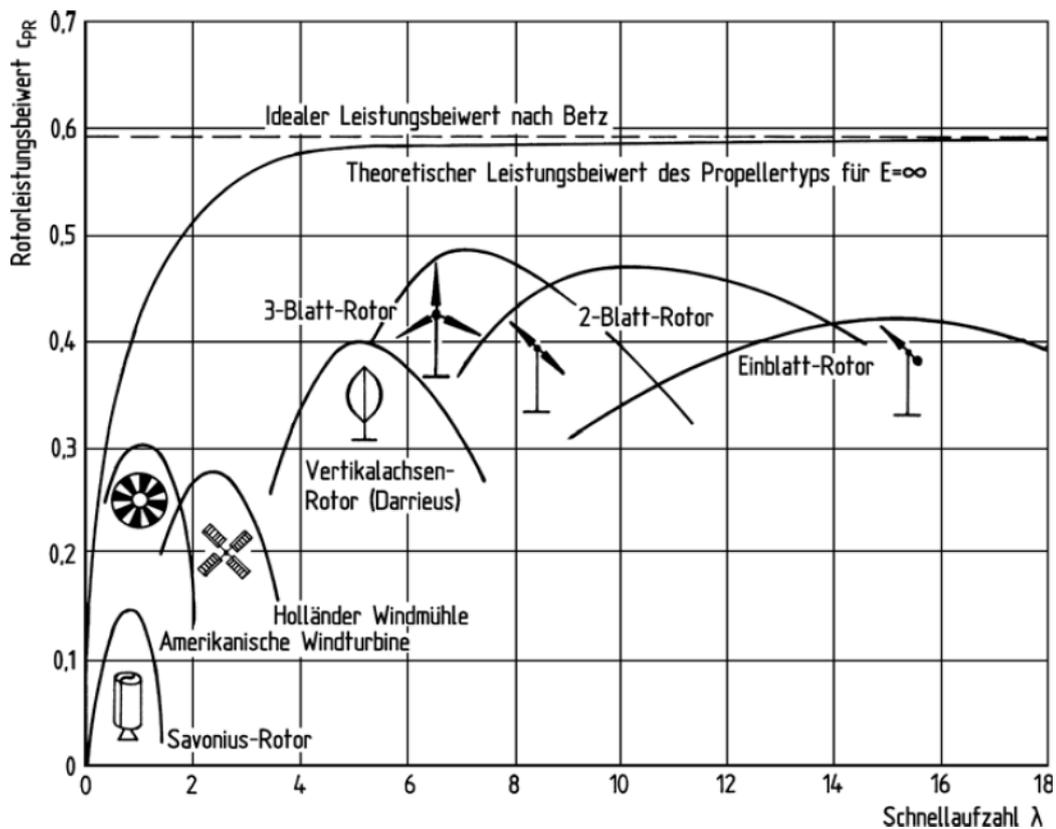


Abbildung 1: Rotorleistungsbeiwerte von Windrotoren unterschiedlicher Bauart, Quelle: (Hau, 2016)

Wie in der vorherigen Abbildung zu erkennen ist, laufen der klassische Dreiblattrotor sowie der Zweiblattrotor bei hohen Schnelllaufzahlen und liefern den höchsten Leistungsbeiwert aller Anlagenformen. Dabei besitzen Zweiblattrotoren eine größere Schnelllaufzahl als Dreiblattrotoren.

Es gibt mehrere Gründe, die für die Nutzung eines Zweiblattrotors sprechen. Zum einen resultieren aus dem fehlenden Rotorblatt und dessen Auswirkung auf die ganze Anlage ein geringerer Materialverbrauch. Hier kann die Turmkopfmasse bis zu 25% geringer ausfallen. Zum anderen sind mögliche Helikoptereinsätze in der Installation oder Wartung einfacher, da die Rotorblätter in der sogenannten T-Position geparkt werden können. Nichtsdestotrotz besitzt der Zweiblattrotor auch einige Nachteile gegenüber einem Dreiblattrotor. Neben der enormen Geräuschkulisse wirken höhere Wechsellasten auf die Rotorblätter und Nabe ein. Obwohl es in der Geschichte der Windenergie mehrere Zweiblattvarianten gab, hat sich bisher keine auf Dauer an Land durchgesetzt. (Hau, 2016)

Für die Offshore Windenergie ergeben sich hier neue Möglichkeiten. Der Lärm von Zweiblattrotoren stellt für Anlagen auf See kein Problem mehr dar. Zusätzlich sind für Offshore Windparks deutlich mehr Helikopter Einsätze als an Land geplant. Ist der Helikoptertransport für Zweiblattanlagen wirklich einfacher und somit kostengünstiger, könnten dort Einsparungspotenziale ausgeschöpft werden. (Hau, 2016)

Die Offshore Windenergie ist ein wichtiger Bestandteil für die Zukunft der erneuerbaren Energien. Es gibt drei wichtige Argumente, die für die Aufstellung von Windenergieanlagen auf See sprechen. Der erste Punkt sind die fehlenden Flächen an Land. In den letzten Jahren sind immer mehr Onshoreanlagen errichtet worden, sodass der Flächenbedarf in absehbarer Zeit an seine Grenzen stößt. Ein weiteres Argument sind die höheren Windgeschwindigkeiten und die damit verbundene höhere Energiegewinnung im Offshore Bereich. Jedoch ist dabei zu beachten, dass ebenfalls die Bau-, Betriebs- und Transportkosten steigen. Der letzte und wichtigste Punkt für den Bau von Offshore Anlagen sind die Größen der Windparks. Stehen die Anlagen an Land meistens vereinzelt oder in kleineren Windparks, so werden Offshore Windparks mit einer Größe von einem Gigawatt und mehr geplant. Um die fossilen Technologien der Energiegewinnung langfristig abzulösen, müssen Windparks mit kraftwerksähnlichen Größen erbaut werden. (Hau, 2016)

## 2.2 Stromgestehungskosten

Stromgestehungskosten oder auch „Levelized Cost of Electricity“ (LCoE) umfassen alle Kosten, welche für die Erzeugung in elektrischen Strom notwendig sind. Um Stromgestehungskosten unterschiedlicher Technologien miteinander zu vergleichen, werden die Kosten der jeweiligen Technologien mit Hilfe einer Formel für die gesamte Lebensdauer der Anlage aufsummiert und durch den Ertrag an produziertem Strom geteilt ("Levelized Cost of Electricity"). Für die Stromgestehungskosten der Windenergie bedeutet das, dass die Investitions- und Betriebskosten über 25 Jahre mit der in der Zeit produzierten Strommenge verrechnet werden. Ein Vergleich der Stromgestehungskosten von verschiedenen Technologien ist in folgender Abbildung 2 zu sehen:

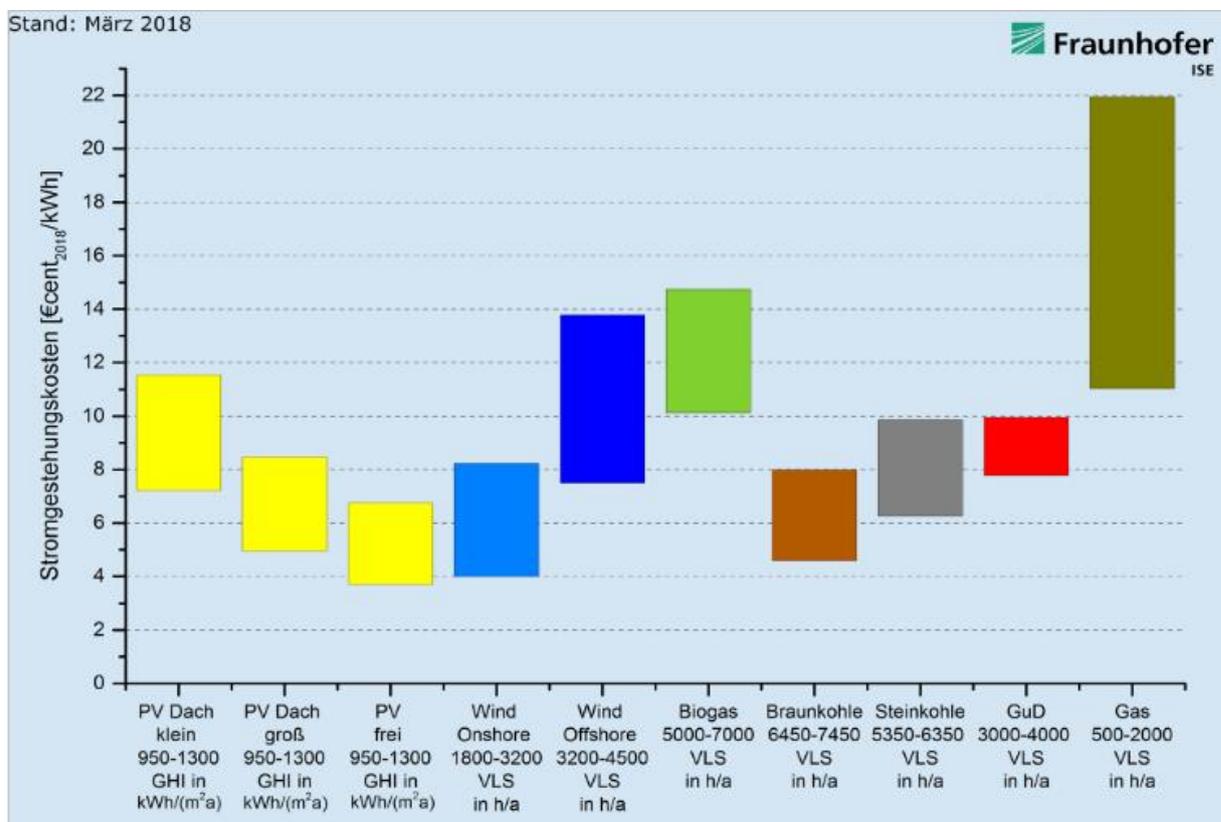


Abbildung 2: Vergleich der Stromgestehungskosten verschiedener Technologien  
Quelle: (Fraunhofer ISE, 2018), 20.09.2019

In Abbildung 2 sind die Unterschiede der Stromgestehungskosten zu erkennen. Während im Onshorebereich mit ca. 4 bis 8 ct/ kWh zu rechnen ist, liegen die Kosten im Offshorebereich bei ca. 8 bis 14 ct/kWh. Trotz der höheren Vollaststundenzahl sind die Offshore Stromgestehungskosten aufgrund der Entfernung zur Küste höher (Fraunhofer ISE, 2018).

Dabei ist zu beachten, dass hier nicht die Wirtschaftlichkeit der Windenergieanlage bestimmt wird. Vielmehr sind die Stromgestehungskosten eine einfache Möglichkeit, verschiedene Energieerzeugungstechnologien anhand einer transparenten und anschaulichen Berechnung zu vergleichen. (Fraunhofer ISE, 2018)

Die Stromgestehungskosten setzen sich zusammen aus den Investitionskosten (CAPEX), den Betriebskosten (OPEX) sowie der produzierten Strommenge. In dieser Arbeit wird für die Berechnung der Stromgestehungskosten die Kapitalwertmethode genutzt. Durch Diskontierung der Betriebskosten und der produzierten Strommenge werden die Barwerte aller Ausgaben durch den Barwert der Strommenge geteilt. Damit wird erzielt, dass sich alle Angaben auf den gleichen Bezugspunkt beziehen (Fraunhofer ISE, 2018). Die Stromgestehungskosten (LCoE) werden mit folgender Formel berechnet (Konstantin, 2017):

$$LCoE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (2-1)$$

- LCoE* Kosten pro produzierter kWh
- I<sub>0</sub>* Investitionsausgaben in Euro
- A<sub>t</sub>* Jährliche Gesamtkosten in Euro pro Jahr t
- M<sub>t,el</sub>* Produzierte Strommenge im jeweiligen Jahr in kWh
- i* realer kalkulatorischer Zinssatz
- n* wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren
- t* Jahr der Laufzeit (1, 2, ...n)

Dabei setzen sich die Investitionskosten aus den Kosten der Windenergieanlage und standortbezogenen Nebenkosten (Balance of Plant (BoP)) zusammen. Das BoP umfasst die Nebenkosten für Umspannwerke, Fundament, Offshoreverkabelung, Installation und Aufbau sowie Stilllegung der Anlage. Die Betriebskosten werden in variable und fixe Betriebskosten unterteilt. Dazu gehören Wartung und Instandhaltung, Betrieb der Anlagen und Versicherung. Die kalkulatorischen Zinsen werden über die gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten (weighted average costs of capital - WACC) abhängig vom Fremd- und Eigenkapital bestimmt. Da die Offshore Windenergie eine kürzere Markthistorie als die Onshore Windenergie hat, ist der WACC dort höher. Das liegt an den geforderten hohen Renditen der Investoren, da das finanzielle Risiko größer ist.

## 2.3 Anforderungen und bestehende Kostenmodelle

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wird ein Kostenmodell bzw. -rechner genutzt. Das Kostenmodell steht bevorzugt in Excel oder einem anderen Kalkulationsprogramm, da durchaus einige Anpassungen an die Berechnungen gemacht werden müssen. Aus diesem Grund fallen alle Online-Kostenrechner als mögliche Variante aus. Für den Vergleich zwischen Zweiblatt- und Dreiblattanlagen muss das Kostenmodell in der Lage sein, die Stromgestehungskosten für zwei oder mehrere Anlagentypen zeitnah zu berechnen. Die beste Möglichkeit wäre, dass die Daten aller Anlagentypen im Kostenmodell hinterlegt sind und somit nur per Mausklick die zu berechnende Anlage ausgewählt werden kann. Da es sich hier um 20 MW Windenergieanlagen handelt, gibt es hinsichtlich der Kosten bisher keine Erfahrungswerte. Demnach müssen alle Kosten (z.B. Komponentenkosten, Installationskosten, Transportkosten, etc...), einzeln in das Kostenmodell eingetragen werden. Das bedeutet, dass im Kostenmodell speziell die Investitionskosten möglichst genau unterteilt sein müssen.

Auf der Suche nach frei verfügbaren, passenden Kostenmodellen sind sieben Kostenrechner gefunden worden:

1. Wind energy economics calculator (DWIA)  
<http://drømstørre.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/econ/econ.htm>
2. EWEA Cost Calculator  
<http://www.ewea.org/our-activities/policy-issues/economics/>
3. Agora Erzeugungsrechner: (Agora\_Erzeugungskostenrechner\_V.0)  
<https://www.agora-energiewende.de/en/publications/calculator-of-levelized-cost-of-electricity-for-power-generation-technologies/>
4. Innwind-Costmodel (INNWIND Cost Model 1.21)  
<http://www.innwind.eu/publications/deliverable-reports>
5. LCOE Calculator (Danish Energy Agency)  
<https://ens.dk/en/our-responsibilities/global-cooperation/levelized-cost-energy-calculator>
6. LCOE-Tool (Erneuerbare-Energien.de)  
<https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/lcoe-tool-xlsx.html>
7. Megavind LCOE  
<https://megavind.winddenmark.dk/lcoe-calculator-model>

Generell lassen sich über jedes Kostenmodell Stromgestehungskosten berechnen, jedoch sind viele Rechner hinsichtlich der Kostenaufteilung nicht detailliert aufgestellt und damit unbrauchbar für diese Arbeit. Die beiden Kostenmodelle Nr. 1 und Nr. 2 sind ausschließlich online verfügbar und entfallen aus diesem Grund. Für Nr. 3. und Nr. 6 lassen sich die Investitionskosten nicht in die einzelnen Komponenten unterteilen und sind dementsprechend auch nicht geeignet. Die beiden Kostenmodelle Nr. 5 und Nr. 7 sind detaillierter aufgebaut, jedoch sind auch hier die Investitionskosten nicht auf die einzelnen Komponenten aufgeteilt und damit ist ein Vergleich zwischen Zweiblatt- und Dreiblattanlagen hier nicht möglich. Das letzte Kostenmodell ist das Innwindkostenmodell (Nr. 4), welches den Anforderungen am nächsten ist. Als einziges Kostenmodell werden alle Komponenten isoliert betrachtet und berechnet. Allerdings sind hier alle Daten und Berechnungsgrundlagen für verschiedene 10 MW Anlagen bereits eingetragen. Es würde viel Zeit in Anspruch nehmen, dieses Kostenmodell für die 20 MW Anlagen und die Aufgabe dieser Arbeit umzubauen. Aus diesem Grund wird für die Masterarbeit ein eigenes Kostenmodell erstellt, welches ich selbst gestalten und an die Anforderungen anpassen kann.

## 2.4 Referenzanlage

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt für eine 20 MW Offshore Zweiblatt- und Dreiblattanlage. Anschließend sind die Anlagentypen hinsichtlich der Stromgestehungskosten zu vergleichen. Als Referenzanlage wird die 20 MW Dreiblattanlage von INNWIND.EU betrachtet (Chaviaropoulos & Milidis, 2016). Die Anlagendaten für die Dreiblattanlage stammen aus einer nicht veröffentlichten Excel Datei des INNWIND Projekts. Anders als in bisherigen Vergleichen zwischen Zweiblatt- und Dreiblattrotoren bleibt der Energiegewinn der Zweiblattanlage gleich. Daraus resultierend werden die Rotorblätter der Zweiblattanlage um ca. 2% länger, um die Verluste der aerodynamischen Effizienz auszugleichen. Im Forschungsprojekt X-Rotor gibt es für die Zweiblattanlage zwei verschiedene Varianten. Diese unterscheiden sich hauptsächlich in der Rotorblattmasse und der Blattspitzengeschwindigkeit. Sie werden in der Masterarbeit als Zweiblattanlage (90 m/s) und Zweiblattanlage (100 m/s) beschrieben. Die Daten für die Zweiblattanlage sind in Anlehnung an (Larsen, Madsen, Thomson, & Rasmussen, 2007) und (Anstock, Schütt, & Schorbach, 2019) aus den INNWIND Daten hervorgegangen. Die für die Berechnung bekannten und benötigten Informationen über die drei Anlagentypen sind in Tabelle 1 dargestellt.

Anlageninformationen				
	Einheit	3-Blatt	2-Blatt 90 m/s	2-Blatt 100 m/s
<b>Leistung</b>	MW	20	20	20
<b>Nenngeschwindigkeit</b>	m/s	11,4	11,4	11,4
<b>Blattspitzengeschwindigkeit</b>	m/s	90	90	100
<b>Schnellaufzahl</b>	-	7,89	7,89	8,77
<b>Rotordurchmesser</b>	m	252,2	257,4	257,4
<b>Anzahl Rotorblätter</b>	Stk	3	2	2
<b>Durchmesser Nabe</b>	m	7,9	7,9	7,9
<b>Nabenhöhe</b>	m	167,9	167,9	167,9
<b>Masse Rotorblatt</b>	kg	117.849,0	97.461,1	134.819,3
<b>Masse Nabe</b>	kg	278.469	278.469	278.469
<b>Masse Turm</b>	kg	1.779.190	1.779.190	1.779.190
<b>Masse Jacket + Turm</b>	kg	4.153.677	4.153.677	4.153.677
<b>Masse Jacket</b>	kg	2.374.487	2.374.487	2.374.487

Tabelle 1: Anlageninformationen der drei Anlagentypen

Zusätzlich zu diesen bekannten Informationen sind aus der Arbeit im Forschungsprojekt noch weitere relative Beziehungen hervorgegangen. Um den Unterschied der CAPEX Kosten zwischen Zweiblatt- und Dreiblattanlagen zu bestimmen, wurden im Vorwege die Skalierungsunterschiede eines Rotorblatts, des Generators und des Pitchsystems festgelegt. Diese sind:

Komponente	Dreiblattanlage	Zweiblatt 90 m/s	Zweiblatt 100 m/s
<b>Kosten Generator</b>	100%	101,7%	93%
<b>Kosten Pitchsystem</b>	100%	66,67%	66,67%
<b>Masse Rotorblatt</b>	100%	82,7%	114,4%

Tabelle 2: Anlagenunterschiede der Komponenten

Für das Beispiel der Zweiblattanlage (90 m/s) bedeutet das, dass der Generator 1,7% teurer und das Pitchsystem ein Drittel günstiger als bei der Dreiblattanlage ist. Auffällig ist, dass sich die Masse eines Rotorblatts aufgrund des unterschiedlichen Anlagendesigns deutlich unterscheidet.

# 3 Abschätzung der Stromgestehungskosten

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt in einem selbst erstellten Kostenmodell in Excel, nachdem andere Kostenmodelle (siehe Kapitel 2.3) nicht den Ansprüchen der Aufgabe entsprechen. In diesem Kapitel werden die einzelnen Schritte der Berechnung nacheinander abgearbeitet. Zuerst werden die Bedingungen zur Berechnung der Stromgestehungskosten betrachtet. Anschließend startet die Berechnung der Investitionskosten (Windenergieanlagenkosten und Balance of Plant). Danach folgt die Abschätzung der Betriebskosten und der produzierten Strommenge. Am Ende werden die Stromgestehungskosten für die drei Anlagentypen bestimmt.

## 3.1 Bedingungen

Zu Beginn der Berechnung müssen zusätzlich zu den Daten aus Kapitel 2.4 einige Grundbedingungen feststehen, ohne die eine erfolgreiche Abschätzung der Stromgestehungskosten nicht möglich ist. Dazu gehören z.B. Windpark- und Anlagendaten und finanzierungstechnische Informationen. In Absprache mit meinen Betreuern erfolgt die Berechnung für einen 1 GW Windpark. Das bedeutet, dass sich für 20 MW Anlagen eine Anlagenzahl von 50 ergibt. Zusätzlich betragen die Entfernung zur Küste 50 km und die Wassertiefe 50 m. Damit liegt der Windpark nur etwas weiter von der Küste entfernt als der Windpark „alpha ventus“ (45 km). Des Weiteren werden für den Windpark 25 Jahre Betriebsdauer und 4500 Volllaststunden angenommen. Die 4500 Volllaststunden entsprechen einem Kapazitätsfaktor von 51,3%. (Fraunhofer ISE, 2018)

Für die Diskontierung der Betriebskosten und der produzierten Strommenge wird der WACC verwendet (siehe Kapitel 2.2). Um diesen zu bestimmen, werden neben der Inflationsrate die Anteile des Eigenkapitals und Fremdkapitals, der Zinssatz des Fremdkapitals sowie die Rendite des Eigenkapitals benötigt. Für sie gilt: (Fraunhofer ISE, 2018)

<b>Inflationsrate</b>	2%
<b>Fremdkapitalanteil</b>	70%
<b>Eigenkapitalanteil</b>	30%
<b>Zinssatz Fremdkapital</b>	5,5%
<b>Rendite Eigenkapital</b>	10%

Tabelle 3: Finanzierungsdaten für Offshore Windenergie

Daraus ergibt sich ein nominaler WACC von (Fraunhofer ISE, 2018):

$$WACC_{nom} = \text{Eigenkapitalanteil} \cdot \text{Rendite}_{EK} + \text{Fremdkapitalanteil} \cdot \text{Zinssatz}_{FK} \quad (3-1)$$

$$WACC_{nom} = 0,3 \cdot 0,1 + 0,7 \cdot 0,055 = 6,85\% \quad (3-2)$$

Für den realen WACC gilt (Fraunhofer ISE, 2018):

$$WACC_{real} = \frac{1 + WACC_{nom}}{1 + \text{Inflationsrate}} - 1 = \frac{1 + 0,0685}{1 + 0,02} - 1 = 4,8\% \quad (3-3)$$

Die Randbedingungen sind als Eingabeparameter am Anfang des Kostenmodells festgelegt. Bei Bedarf können diese zur Berechnung der Stromgestehungskosten verändert werden. Sie sind zum Verständnis in folgender Tabelle dargestellt:

<b>Eingabeparameter</b>	
<b>Standort</b>	
Entfernung	50 km
Wassertiefe	50 m
Anlagenzahl	50 Stk
<b>Anlage</b>	
Leistung	20 MW
Betriebsdauer	25 a
Volllaststunden	4500 h
Capacity factor	51,4%
<b>Werte</b>	
Inflationsrate	2,0%
Fremdkapitalanteil	70,0%
Eigenkapitalanteil	30,0%
Zinssatz Fremdkapital	5,5%
Rendite Eigenkapital	10,0%
WACC nominal	6,9%
WACC real	4,8%
OPEX Zunahme pro Jahr	2,0%

Tabelle 4: Randbedingungen zur Berechnung der Stromgestehungskosten

## 3.2 Investitionskosten (CAPEX)

Für die Abschätzung der Stromgestehungskosten werden zuerst die Investitionskosten bestimmt. Die Investitionskosten unterteilen sich in die Kosten der Windkraftanlage und der standortbezogenen Nebenkosten (Balance of Plant).

### 3.2.1 Kosten Windenergieanlage

Um die Kosten der Windenergieanlage zu berechnen, werden alle Komponenten differenziert betrachtet und berechnet. Die einzelnen Komponentenkosten werden am Ende aufsummiert und mit der Anlagenzahl multipliziert.

Allerdings ist die Berechnung aus zwei verschiedenen Gründen kompliziert. Zum einen gibt es bis zum heutigen Stand keine Windenergieanlagen, die auch nur annähernd eine Leistung von 20 MW erreichen. Zum anderen sind Industrieunternehmen und -hersteller nicht bereit, ihre Daten herauszugeben. Somit sind keine Erfahrungswerte vorhanden, auf die zurückgegriffen werden kann. Da nur wenige Berechnungsgrundlagen in der Literatur zu finden und diese meistens veraltet oder nicht für Anlagen dieser Größe ausgelegt sind, werden für die Berechnung der WEA Kosten hauptsächlich Formeln aus anderen Kostenmodellen genutzt. Die meisten Formeln zur Berechnung stammen aus dem „Wind Turbine Design Cost and Scaling Model“ (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006). Dieses Modell ist zwar aus dem Jahr 2006 und somit meistens auf kleinere Anlagengrößen ausgelegt, jedoch basieren heutzutage fast alle Kostenmodelle, die die Komponentenkosten differenziert betrachten, auf den Berechnungen dieses Dokuments. Sofern möglich und realistisch, wird die jeweilige Komponente nach diesem Modell berechnet. Eine Alternative ist das Cost-Scaling-Model von NREL. (Dykes, 2019) (Freeman, 2019) Dieses Modell ist als Programmiercode geschrieben und dient NREL zur Komponentenberechnung für deren Forschung (siehe Anhang). Das Modell und somit die verschiedenen Kostenfaktoren für die Komponenten stammen aus mehreren Quellen, wobei (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006) die Hauptquelle darstellt. Teilweise sind dort die Berechnungen aktueller oder auf größere Anlagen bezogen.

Die Investitionskosten der Windenergieanlage werden für die Referenzdreiblattanlage und die beiden Zweiblattanlagen (Blattspitzengeschwindigkeit 90 m/s und 100 m/s) bestimmt, wobei sich nur ein Teil der Komponentenkosten unterscheidet.

## Rotorblätter

Die Formel zur Berechnung der Rotorblätter stammt aus dem Cost-Scaling-Model (CSM) von NREL. (Dykes, 2019) (Freeman, 2019). Diese Berechnung ist meiner Meinung nach für die Rotorblätter passender als die Formel von (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006), da diese bereits zur Kostenberechnung von größeren Anlagentypen verwendet wird und somit aktueller ist.

Die Kosten  $K_{RB}$  der Rotorblätter werden über die Anzahl der Rotorblätter  $n_{RB}$ , der Masse  $m_{RB}$  eines Rotorblattes und des Kostenfaktors  $c_{RB}$  bestimmt und werden wie folgt berechnet:

$$K_{RB} = n_{RB} \cdot m_{RB} \cdot c_{RB} \quad (3-4)$$

Der Kostenfaktor ist für alle Anlagen gleich und beträgt  $c_{Rbl} = 12,8 \text{ €/kg}$ . (Freeman, 2019)

Dreiblattanlage:

$$m_{RB,3B} = 117.849 \text{ kg}$$

$$3 \cdot 117.849 \text{ kg} \cdot 12,8 \frac{\text{€}}{\text{kg}} = 4.527.882,6 \text{ €} \quad (3-5)$$

Zweiblatt 90 m/s:

$$m_{RB,2B90} = 97.461,1 \text{ kg}$$

$$2 \cdot 97.461,1 \text{ kg} \cdot 12,8 \frac{\text{€}}{\text{kg}} = 2.496.372,6 \text{ €} \quad (3-6)$$

Zweiblatt 100 m/s:

$$m_{RB,2B100} = 134.819,3 \text{ kg}$$

$$2 \cdot 134.819,3 \text{ kg} \cdot 12,8 \frac{\text{€}}{\text{kg}} = 3.453.265,2 \text{ €} \quad (3-7)$$

## Nabe

Die Kosten der Nabe werden ebenfalls über die Masse bestimmt. Zum jetzigen Zeitpunkt im Forschungsprojekt lässt sich allerdings noch nicht sagen, inwiefern sich die Masse der Nabe bei Zweiblattanlagen verändert. Somit wird bei allen drei Anlagen die Nabe mit gleicher Masse angenommen und wie folgt berechnet: (Hau, 2016)

$$K_N = m_N \cdot c_N \quad (3-8)$$

Dabei beträgt die Masse  $m_N = 278.469 \text{ kg}$  (siehe 2.4) und der Kostenfaktor  $c_N = 4 \frac{\text{€}}{\text{kg}}$ . (Hau, 2016)

$$278.469 \text{ kg} \cdot 4 \frac{\text{€}}{\text{kg}} = 1.113.876 \text{ €} \quad (3-9)$$

## Hauptwelle

Anders als bei den beiden vorherigen Komponenten ist die Masse der Hauptwelle nicht bekannt. Um diese abzuschätzen, wird zusätzlich zum CSM (NREL) das Mass-Scaling-Model (MSM) von NREL benutzt. Die Masse der Hauptwelle ist abhängig von der Rotorblattmasse und dem Machine Rating der Anlage. Da die Rotorblattmasse der drei Anlagen unterschiedlich ist, fällt auch das Ergebnis der Kosten dementsprechend aus. Für die Masse der Hauptwelle gilt: (NWTC Systems Engineering, 2019)

$$m_{HW} = k_{HP} \cdot (m_{RB} \cdot \text{machine rating}/1000)^{0,65} + 775 \quad (3-10)$$

Dabei ist der Massenkoeffizient  $k_{HP} = 13$  und das Machine Rating = 20000. Die Kosten werden mit dem Kostenfaktor  $c_{HP} = 10,44 \text{ €/kg}$  bestimmt: (Freeman, 2019)

$$K_{HP} = m_{HW} \cdot c_{HP} \quad (3-11)$$

Für die jeweiligen Anlagen ergibt sich:

Dreiblatt:

$$m_{HW} = 13 \cdot (117.849 \text{ kg} \cdot 20)^{0,65} + 775 = 181.066 \text{ kg} \quad (3-12)$$

$$K_{HP} = 181.066 \text{ kg} \cdot 10,44 \frac{\text{€}}{\text{kg}} = 1.890.077 \text{ €} \quad (3-13)$$

Zweiblatt 90 m/s:

$$m_{HW} = 13 \cdot (97.461 \text{ kg} \cdot 20)^{0,65} + 775 = 160125 \text{ kg} \quad (3-14)$$

$$K_{HP} = 160125 \text{ kg} \cdot 10,44 \frac{\text{€}}{\text{kg}} = 1.671.484 \text{ €} \quad (3-15)$$

Zweiblatt 100 m/s:

$$m_{HW} = 13 \cdot (134.819 \text{ kg} \cdot 20)^{0,65} + 775 = 197.542 \text{ kg} \quad (3-16)$$

$$K_{HP} = 197.542 \text{ kg} \cdot 10,44 \frac{\text{€}}{\text{kg}} = 2.062.058 \text{ €} \quad (3-17)$$

Das Ergebnis dieser Berechnung ist fraglich, da die Kosten der Hauptwelle nur vom Rotorblattgewicht abhängig sind. Zusätzlich beinhaltet die Berechnung einen Summanden (775), der bei Summen von ca. 2 Mio. € keinen Unterschied macht.

### Lager

Ähnlich wie bei der Hauptwelle muss die Masse des Lagers erst über das Mass-Scaling-Model bestimmt werden, um anschließend die Kosten zu berechnen. Die Masse des Lagers ist hier abhängig vom Rotordurchmesser  $D_R$ . Aufgrund des gleichen Rotordurchmessers der beiden Zweiblattanlagen sind dort die Kosten der Lager gleich.

Dabei gilt: (NWTC Systems Engineering, 2019)

$$m_L = 0,0001 \cdot D_R^{3,5} \quad (3-18)$$

Für die Kosten des Lagers: (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006)

$$K_L = 2 \cdot m_L \cdot 15,44 \frac{\text{€}}{\text{kg}} \quad (3-19)$$

Dreiblatt:

$$K_L = 2 \cdot 25.474 \text{ kg} \cdot 15,44 \frac{\text{€}}{\text{kg}} = 393.292 \text{ €} \quad (3-20)$$

Zweiblatt (90 m/s und 100 m/s):

$$K_L = 2 \cdot 27.359 \text{ kg} \cdot 15,44 \frac{\text{€}}{\text{kg}} = 422.386 \text{ €} \quad (3-21)$$

Aufgrund des größeren Rotordurchmessers sind die Lagerkosten der Zweiblattanlagen höher.

## Getriebe

Die Kostenberechnung für das Getriebe ist nicht von der Masse, sondern von der Leistung der Anlage abhängig. Daher sind die Getriebekosten für alle Anlagen gleich. Die Faktor 1,14 ist für die Umrechnung von Dollar in Euro.

Hier gilt: (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006)

$$K_{Get} = 16,45 \cdot machine\ rating^{1,249} / 1,14 \quad (3-22)$$

Das Machine Rating beträgt 20000. Daraus ergibt sich:

$$K_{Get} = 16,45 \cdot 20000^{1,249} / 1,14 = 3.873.935 \text{ €} \quad (3-23)$$

## Generator

Die Stromgestehungskosten werden für Anlagen mit Getriebe sowie für getriebelose Anlagen berechnet. Beide Berechnungen für die Kosten sind abhängig vom Machine Rating, hier 20.000. Die Kosten für den Generator bestimmen sich wie folgt: (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006)

Mit Getriebe

$$K_{Gen_G} = machine\ rating \cdot \frac{65}{1,14} \quad (3-24)$$

Direktantrieb:

$$K_{Gen_D} = machine\ rating \cdot \frac{219,33}{1,14} \quad (3-25)$$

Für die Dreiblattanlage ergibt sich:

$$K_{Gen_G} = 20.000 \cdot \frac{65}{1,14} = 1.140.351 \text{ €} \quad (3-26)$$

$$K_{Gen_D} = 20.000 \cdot \frac{219,33}{1,14} = 3.847.895 \text{ €} \quad (3-27)$$

Für die Zweiblattanlage (90 m/s) ist ein Faktor von 1,017 (siehe 2.4) auf die Kosten des Generators der Referenzanlage zu setzen. Damit ergibt sich:

$$K_{Gen_G} = 20.000 \cdot \frac{65}{1,14} \cdot 1,017 = 1.159.737 \text{ €} \quad (3-28)$$

$$K_{Gen_D} = 20.000 \cdot \frac{219,33}{1,14} \cdot 1,017 = 3.913.309 \text{ €} \quad (3-29)$$

Für die Zweiblattanlage (100 m/s) ist ein Faktor von 0,93 auf die Kosten des Generators der Referenzanlage zu setzen. Daraus resultiert:

$$K_{Gen_G} = 20.000 \cdot \frac{65}{1,14} \cdot 0,93 = 1.060.526 \text{ €} \quad (3-30)$$

$$K_{Gen_D} = 20.000 \cdot \frac{219,33}{1,14} \cdot 0,93 = 3.578.542 \text{ €} \quad (3-31)$$

Damit ergibt sich, dass die Generatorkosten der direktangetriebenen Anlagen deutlich teurer sind.

### **Mechanische Bremse und Kupplung**

Diese Kosten sind abhängig vom Machine Rating und somit gleich für alle drei Anlagen. Es gilt: (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006)

$$K_{BK} = \frac{1,9894 \cdot \text{machine rating} - 0,1141}{1,14} \quad (3-32)$$

$$K_{BK} = \frac{1,9894 \cdot 20000 - 0,1141}{1,14} = 34.902 \text{ €} \quad (3-33)$$

### **Gondelgehäuse**

Das Gondelgehäuse ist ebenfalls eine Funktion des Machine Ratings. Die Kosten des Gondelgehäuses betragen: (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006)

$$K_{Gon} = \frac{11,537 \cdot \text{machine rating} + 3849,7}{1,14} \quad (3-34)$$

$$K_{Gon} = \frac{11,537 \cdot 20.000 + 3849,7}{1,14} = 205.780 \text{ €} \quad (3-35)$$

### Power Electronics

Hierzu gehören elektronische Komponenten, die zur Leistungs- und Drehzahlregelung beitragen. Sie sind für beiden alle Anlagen identisch und ebenfalls vom Machine Rating abhängig. Für sie gelten: (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006)

$$K_{PE} = machine\ rating \cdot \frac{79}{1,14} \quad (3-36)$$

$$K_{PE} = 20.000 \cdot \frac{79}{1,14} = 1.385.965 \text{ €} \quad (3-37)$$

### Elektrische Verbindungen

In diesen Bereich fallen die elektrischen Anschlüsse und die Turmverkabelung. Sie werden berechnet mit: (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006)

$$K_{el} = machine\ rating \cdot \frac{40}{1,14} \quad (3-38)$$

$$K_{el} = 20.000 \cdot \frac{40}{1,14} = 701.754 \text{ €} \quad (3-39)$$

### Mainframe

Das Mainframe stellt die Grundplatte der Gondel dar und überträgt die Rotorlasten auf das Azimutlager. Es dient als Befestigungsgrundlage für Getriebe und Generator. Das Mainframe wird über den Rotordurchmesser bestimmt: (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006)

$$K_M = 9,489 \cdot \frac{D_R^{1,953}}{1,14} \quad (3-40)$$

Dreiblatt:

$$K_M = 9,489 \cdot \frac{252,2^{1,953}}{1,14} = 408.248 \text{ €} \quad (3-41)$$

Zweiblatt:

$$K_M = 9,489 \cdot \frac{257,4^{1,953}}{1,14} = 424.833 \text{ €} \quad (3-42)$$

Diese Berechnung ergibt, dass das Mainframe der Zweiblattanlagen teurer ist.

### Pitchsystem

Das Pitchsystem der Dreiblattanlage wird abhängig vom Rotordurchmesser berechnet. Die Kosten für die Zweiblattanlagen betragen aufgrund des fehlenden Rotorblattes 2/3 der Referenzkosten (siehe 2.4). Die Formel für eine Anlage mit drei Rotorblättern: (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006)

$$K_{PS} = 2,28 \cdot \frac{0,2106 \cdot D_R^{2,6578}}{1,14} \quad (3-43)$$

Dreiblatt:

$$K_{PS} = 2,28 \cdot \frac{0,2106 \cdot 252,2^{2,6578}}{1,14} = 1.018.231 \text{ €} \quad (3-44)$$

Zweiblatt:

$$K_{PS2} = \frac{2}{3} \cdot K_{PS} = 678.821 \text{ €} \quad (3-45)$$

### Azimutsystem

Die Kosten für das Azimutsystem sind abhängig vom Rotordurchmesser. Die Zweiblattanlage hat einen größeren Rotordurchmesser, jedoch weniger Masse. Da die Berechnung für eine Dreiblattanlage ausgelegt ist, wird beim Azimutsystem nicht zwischen Zweiblatt- und Dreiblattanlage unterschieden. Die Kosten werden abgeschätzt mit: (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006)

$$K_{AS} = 2 \cdot \frac{0,0339 \cdot D_R^{2,964}}{1,14} \quad (3-46)$$

$$K_{AS} = 2 \cdot \frac{0,0339 \cdot 252,2^{2,964}}{1,14} = 781.803 \text{ €} \quad (3-47)$$

## Turm

Im Forschungsprojekt wird zum heutigen Stand die Masse des Turms bei Zweiblattanlagen unverändert angenommen. Die Kosten des Turms werden über die Masse bestimmt, sodass sich hier keine Kostenunterschiede ergeben. Für die Berechnung wird der Kostenfaktor des Cost-Scaling-Models von NREL genutzt. Dieser wurde aus (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006) ermittelt, allerdings mit aktuelleren Stahlpreisen: (Freeman, 2019)

$$K_T = m_T \cdot c_T \quad (3-48)$$

Mit der Masse  $m_T = 1.779.190 \text{ kg}$  und dem Kostenfaktor  $c_T = 2,54 \frac{\text{€}}{\text{kg}}$  ergibt sich:

$$K_T = 1.779.190 \text{ kg} \cdot 2,54 \frac{\text{€}}{\text{kg}} = 5.159.651 \text{ €} \quad (3-49)$$

## Marinisierung

Als Marinisierung wird das Entwickeln, Testen und Präparieren aller Komponenten für eine Offshore-Umgebung bezeichnet. Die Kosten sind abhängig von den Turbinen- und Turmkosten der Anlage und sind grob abgeschätzt. Je nach Design der Anlage kann der Wert variieren: (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006)

$$K_{MA} = 0,135 \cdot (K_{WT} + K_T) \quad (3-50)$$

Mit den aufsummierten Kosten der Windturbine und des Turms folgt für die Referenzanlage:

Dreiblatt (mit Getriebe):

$$K_{MA} = 0,135 \cdot (17.000.352 \text{ €} + 5.159.651 \text{ €}) = 2.991.600 \text{ €} \quad (3-51)$$

Die Ergebnisse für die anderen Anlagentypen sind der Tabelle 6 am Ende dieses Kapitels zu entnehmen.

## Allgemeinkostenzuschlag

Die bis zu diesem Punkt berechneten Werte sind ausschließlich die Materialkosten. Für die Entwicklung, Produktion und Personalkosten wird ein Allgemeinkostenzuschlag von 50% auf den Anlagenpreis berechnet. (Hau, 2016)

Im Folgenden sind die berechneten Kosten für die drei Anagentypen dargestellt. Die Tabelle 5 zeigt die Investitionskosten einer Anlage und eines ganzen Windparks. Zudem ist die Einsparung gegenüber der Dreiblattreferenzanlage angegeben:

	Kostenpunkt	Dreiblattanlage [€]	Zweiblatt 90 m/s [€]	Zweiblatt 100 m/s [€]
Getriebe	<b>WEA</b>	<b>37.727.404,7</b>	<b>33.429.532,9</b>	<b>35.554.687,4</b>
	<b>Windpark</b>	<b>1.886.370.237,0</b>	<b>1.671.476.644,9</b>	<b>1.777.734.372,3</b>
	<b>Einsparung</b>		<b>11,4%</b>	<b>5,8%</b>
Direktantrieb	<b>WEA</b>	<b>36.551.581,6</b>	<b>32.332.072,8</b>	<b>34.056.192,7</b>
	<b>Windpark</b>	<b>1.827.579.078,9</b>	<b>1.616.603.641,2</b>	<b>1.702.809.637,2</b>
	<b>Einsparung</b>		<b>11,5%</b>	<b>6,8%</b>

Tabelle 5: Ergebnisse der Investitionskosten

Hier ist deutlich zu sehen, dass die Kosten des direktangetriebenen Anlagentyps im Vergleich niedriger sind. Auffällig ist, dass die Einsparung zur Dreiblattanlage bei der getriebelosen Variante aufgrund des größeren Einflusses des Generators höher ausfällt. Zudem wird nach interner Absprache im Projekt der direktangetriebene Anlagentyp priorisiert. Deshalb wird sich im Folgenden auf diesen Antriebstyp fokussiert.

### 3.2.2 Balance of Plant

Der zweite Teil der Investitionskosten sind die Balance of Plant. Es umfasst alle Komponenten eines Windparks, ausgenommen der Windenergieanlage selbst. Dazu gehören die Umspannwerke (Onshore/Offshore), die Offshoreverkabelung, das Fundament, die Installation und der Aufbau sowie die Stilllegung der Anlage am Ende der Betriebszeit. Für die Bestimmung der BoP Kosten (außer Fundament) ist das Dokument „Guide to an Offshore Windfarm“ (The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult, 2019) herangezogen worden. In diesem Dokument beziehen sich die aktuellen Kosten auf einen Windpark mit einer Gesamtleistung von 1 GW. Dieser Windpark hat mit 60 km Entfernung zur Küste und 30 m Wassertiefe ähnliche Bedingungen wie der Referenzpark (50 km und 50 m). Anders als beim Referenzwindpark mit 50 x 20 MW stehen hier 100 x 10 MW Anlagen. Für die Berechnung der Umspannwerke und der Kabel können die Kosten ohne Probleme übernommen werden. Für die Installation und die Stilllegungskosten wird im Folgenden angenommen, dass sich die Kosten der doppelten Anzahl an Anlagen mit der doppelten Größe der Anlagen im Referenzpark ausgleichen. Andere Berechnungsgrundlagen (z.B. (Fingersh, Hand, & Laxson, 2006) und (Hau, 2016)) sind entweder nur für den Onshorebereich ausgelegt oder aufgrund der Anlagen- und Windparkgröße ungeeignet.

Um den Kostenunterschied zwischen Zweiblatt und Dreiblattanlagen hinsichtlich der Balance of Plant genau zu bestimmen, müssten exakte (Erfahrungs-)Daten für die Transportkosten, Installationskosten und die jeweiligen Zeitspannen bekannt sein. Da diesbezüglich weder in der Literatur Daten vorhanden noch von Industrieunternehmen Daten verfügbar sind, kann der Unterschied nur abgeschätzt werden. Für das Fundament der Anlage, die Kabel sowie die Umspannwerke wird kein Kostenunterschied zwischen den beiden Anlagentypen angenommen. In den Bereich der Installation und Aufbau fällt nicht nur die Anlage, sondern auch die Installation der Umspannwerke (Onshore und Offshore), der Offshore Kabel und des Fundaments. Hinzu kommt die Offshore Logistik. Dies ist bei der Stilllegung ebenfalls der Fall. Für die Abschätzung wird angenommen, dass die Anlagen selbst (ohne Fundament) 25 % der Installationskosten ausmachen. Beim Aufbau der Anlage kann für eine Zweiblattanlage schätzungsweise 1/12 der Zeit gespart werden (Kyhl, 2019). Somit ergibt sich eine Kostenersparnis von:

$$25\% \cdot \frac{1}{12} = 2,083\%$$

Im weiteren Verlauf wird mit 2% Kostenersparnis von Zweiblattanlagen gegenüber Dreiblattanlagen bei der Installation gerechnet. Zudem werden die Kosten direkt für die 50 Windenergieanlagen bestimmt.

### **Fundament**

Für beide Anlagentypen steht bis zum heutigen Stand des Projekts die gleiche Masse des Fundaments. Für ein Jacket mit der Masse  $m_F = 2.374.487 \text{ kg}$  (siehe 2.4) und dem Kostenfaktor  $c_F = 4105 \frac{\text{€}}{\text{t}}$  ergibt sich: (Breiter, 2016)

$$K_F = m_F \cdot c_F \tag{3-52}$$

$$K_F = 2.374.487 \text{ kg} \cdot 4105 \frac{\text{€}}{\text{t}} \cdot 50 = 487.394.700 \text{ €} \tag{3-53}$$

### **Installation und Aufbau**

Wie bereits beschrieben, sind hier die Installation der Anlagen, der Kabel, der Umspannwerke (Offshore und Onshore) und der Fundamente beinhaltet. Zusätzlich fällt noch die Offshore Logistik (Transport, Hafen Equipment) in diesen Bereich. Da die Kosten in

dem Offshorewindguide in Pfund angegeben sind, müssen diese erst in Euro umgerechnet werden. Für einen 1 GW Windpark werden benötigt: (The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult, 2019)

Dreiblatt:

$$K_{IuA} = 650.000.000 \text{ £} \cdot 1,16 \frac{\text{€}}{\text{£}} = 754.000.000 \text{ €} \quad (3-54)$$

Für die Zweiblattanlagen ergibt sich mit einer Kostenersparnis von 2%:

$$K_{IuA} = 754.000.000 \text{ €} \cdot 0,98 = 738.920.000 \text{ €} \quad (3-55)$$

Demnach ergibt sich eine Kostenersparnis pro Anlage:

$$\frac{754.000.000 \text{ €} - 738.920.000 \text{ €}}{50} = 301.600 \text{ €} \quad (3-56)$$

## Kabel

Dieser Bereich umfasst den Stromtransport von der Anlage über die Offshore Umspannstation bis ins Netz an Land. Hierfür werden benötigt: (The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult, 2019)

$$K_K = 170.000.000 \text{ £} \cdot 1,16 \frac{\text{€}}{\text{£}} = 197.200.000 \text{ €} \quad (3-57)$$

Diese Kosten gelten sowohl für Drei- als auch für Zweiblattanlagen.

## Offshore Umspannwerk

Das Offshore Umspannwerk ist in der Nähe des Windparks auf dem offenen Meer installiert und führt den produzierten Strom der Anlagen zusammen. Um elektrische Verluste beim Transport an Land zu reduzieren, wird im Umspannwerk die Spannung erhöht. Es ergeben sich Kosten von: (The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult, 2019)

$$K_{Uoff} = 120.000.000 \text{ £} \cdot 1,16 \frac{\text{€}}{\text{£}} = 139.200.000 \text{ €} \quad (3-58)$$

## Onshore Umspannwerk

Das Onshore Umspannwerk wandelt den Strom in Netzspannung um. Die Kosten belaufen sich auf: (The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult, 2019)

$$K_{UOn} = 30.000.000 \text{ £} \cdot 1,16 \frac{\text{€}}{\text{£}} = 34.800.000 \text{ €} \quad (3-59)$$

Diese Kosten für beide Umspannwerke gelten sowohl für Drei- als auch für Zweiblattanlagen.

## Stilllegung

Der Rückbau eines Offshore-Windparks ist nicht zu vernachlässigen. Leider sind aufgrund der kurzen Markthistorie der Offshore Windenergie kaum Erfahrungen oder genaue Pläne vorhanden, wie der Rückbau der Anlagen erfolgt. Allerdings sind in folgender Abbildung einige Möglichkeiten dargestellt: (Kaiser & Snyder, 2010)

Bei Start besteht die Turbine aus:	Rückbau Variante (# Schritte)	Schritt						Entferne Turm zum Endzustand
		Anfangs-Zustand	Entferne Rotorblatt 1	Entferne Rotorblatt 2	Entferne Rotorblatt 3	Entferne Hub	Entferne Gondel	
2 Turm-Sektionen:	1(6)							
	2(3)							
Gondel:	3(4)							
	4(3)							
Hub:	5(1)							
3 Rotorblätter:	Fällung							

Abbildung 3: Rückbaumöglichkeiten einer Windenergieanlage

Quelle: <https://www.forschungsinformationssystem.de/servlet/is/405907/>, 30.09.2019

Insgesamt sind in Abbildung 3 sechs Möglichkeiten zum Rückbau aufgezeigt. Die teuerste und komplizierteste Möglichkeit ist Nr.1 mit 6 Schritten. Im Gegenteil dazu wird in der sechsten Möglichkeit nur ein Schritt ausgeführt, und zwar die Fällung des ganzen Turms. Je nachdem, ob Bauteile wiederverwendet werden müssen oder es andere Gründe gibt, entscheidet man sich für eine Variante.

Die Kosten der Stilllegung umfassen den Rückbau der Anlagen, der Umspannwerke und der Offshorekabel. Für einen 1 GW Windpark mit der teuersten Variante 1, also dem Schritt-für-Schritt Rückbau, ergibt sich: (The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult, 2019)

Dreiblatt:

$$K_{St} = 300.000.000 \text{ £} \cdot 1,16 \frac{\text{€}}{\text{£}} = 348.000.000 \text{ €} \quad (3-60)$$

Ähnlich der Installation wird auch hier bei der Zweiblattanlage eine Kostenersparnis von 2% angenommen. Daraus folgt:

$$K_{St} = 348.000.000 \text{ €} \cdot 0,98 = 341.040.000 \text{ €} \quad (3-61)$$

Daraus ergibt sich eine Ersparnis von:

$$\frac{348.000.000 \text{ €} - 341.040.000 \text{ €}}{50} = 139.200 \text{ €} \quad (3-62)$$

Für diese Stilllegungskosten ist zu beachten, dass weder eine Wiederverwertung der Anlagenteile noch ein Weiterverkauf der Materialien in dieser Berechnung berücksichtigt sind. Es folgt eine Übersicht der Anteile an den Stilllegungskosten: (The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult, 2019)

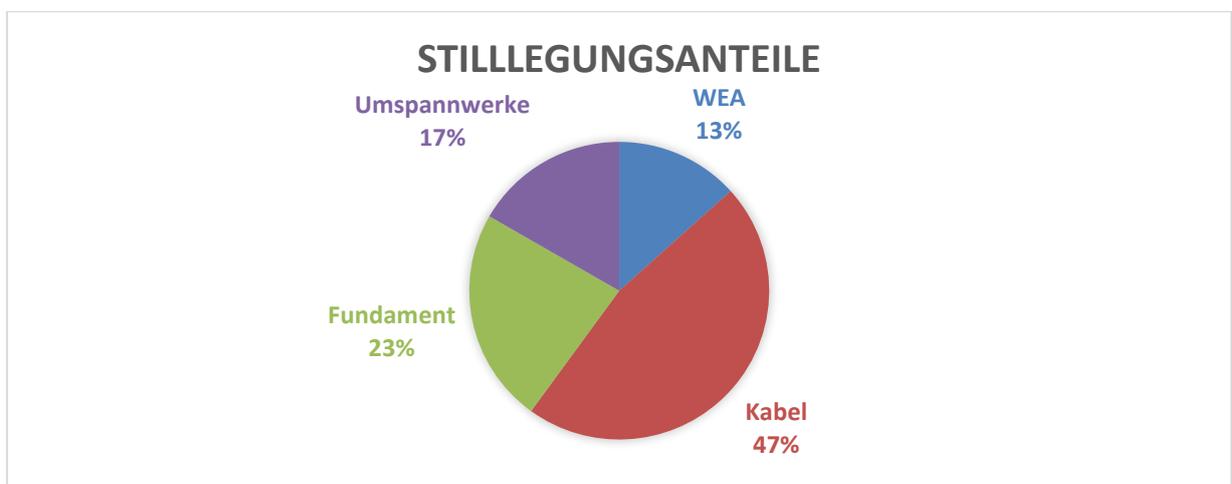


Abbildung 4. Stilllegungsanteile

Damit sind nun auch die Kosten für die Balance of Plant abgeschätzt und die Investitionskosten final. Da wie beschrieben im Folgenden nur die getriebelose Variante weiter fokussiert wird, ist hierfür in Tabelle 6 eine Gesamtübersicht der Investitionskosten (CAPEX) zu erkennen. Obwohl die Kostenberechnung auf zum Teil groben Abschätzungen basiert, sind die Ergebnisse mit denen aus der Literatur vergleichbar. Die WEA-Kosten der Dreiblattanlage liegen leicht unterhalb der BoP-Kosten (inklusive Stilllegungskosten) und haben damit ein ähnliches Verhältnis zueinander wie in der Literatur (Jamieson, 2018). Selbst für die Komponentenanteile sind die Ergebnisse ähnlich (Hau, 2016). Zusammengefasst ergeben sich für die Zweiblattanlagen 6,2% (90 m/s) und 3,9 % (100 m/s) Einsparung der Investitionskosten gegenüber der Dreiblattreferenzanlage.

Direktantrieb						
Komponenten		Kosten Dreiblatt [€]		Kosten Zweiblatt [€] 90 m/s		Kosten Zweiblatt [€] 100 m/s
<b>Rotor</b>	22,4%	5.641.758,6	16,2%	3.610.248,6	19,3%	4.567.141,2
Rotorblätter	18,0%	4.527.882,6	11,2%	2.496.372,6	14,6%	3.453.265,2
Nabe	4,4%	1.113.876,0	5,0%	1.113.876,0	4,7%	1.113.876,0
<b>Antriebsstrang und Gondel</b>	39,3%	9.886.145,2	42,4%	9.439.236,0	40,1%	9.495.042,4
Hauptwelle	7,5%	1.890.077,7	7,5%	1.671.484,9	8,7%	2.062.058,1
Lager	1,6%	393.292,4	1,9%	422.386,5	1,8%	422.386,5
Generator	15,3%	3.847.894,7	17,6%	3.913.308,9	15,1%	3.578.542,1
Mechanische Bremse und Kupplung	0,1%	34.901,7	0,2%	34.901,7	0,1%	34.901,7
Gondelgehäuse	0,8%	205.780,4	0,9%	205.780,4	0,9%	205.780,4
Power electronics	5,5%	1.385.964,9	6,2%	1.385.964,9	5,8%	1.385.964,9
Elektrische Verbindungen	2,8%	701.754,4	3,1%	701.754,4	3,0%	701.754,4
Mainframe	1,6%	408.247,7	1,9%	424.833,4	1,8%	424.833,4
Pitchsystem	4,0%	1.018.231,3	3,0%	678.820,9	2,9%	678.820,9
Azimutsystem	3,1%	781.802,9	3,5%	781.802,9	3,3%	781.802,9
<b>Turm</b>	20,5%	5.159.651,0	23,2%	5.159.651,0	21,8%	5.159.651,0
<b>Marinisierung</b>	11,5%	2.898.363,3	11,5%	2.563.776,7	11,4%	2.700.491,1
<b>Kosten der WEA</b>	100,0%	24.367.721,1	100,0%	21.554.715,2	100,0%	22.704.128,5
<b>Allgemeinkostenzuschlag (50%)</b>		<b>36.551.581,6</b>		<b>32.332.072,8</b>		<b>34.056.192,7</b>
<b>Windpark</b>		<b>1.827.579.078,9</b>		<b>1.616.603.641,2</b>		<b>1.702.809.637,2</b>
<b>Einsparung ggü. Dreiblattanlage</b>				11,5%		6,8%
Fundament	24,9%	487.394.700,0	25,1%	487.394.700,0	25,1%	487.394.700,0
Installation und Aufbau	38,5%	754.000.000,0	38,1%	738.920.000,0	38,1%	738.920.000,0
Kabel	10,1%	197.200.000,0	10,2%	197.200.000,0	10,2%	197.200.000,0
Offshore Umspannwerk	7,1%	139.200.000,0	7,2%	139.200.000,0	7,2%	139.200.000,0
Onshore Umspannwerk	1,8%	34.800.000,0	1,8%	34.800.000,0	1,8%	34.800.000,0
Stilllegungskosten	17,7%	348.000.000,0	17,6%	341.040.000,0	17,6%	341.040.000,0
<b>Balance of Plant</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.960.594.700,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.938.554.700,0</b>	<b>100,0%</b>	<b>1.938.554.700,0</b>
				1,1%		1,1%
<b>Capex</b>		3.788.173.778,9		3.555.158.341,2		3.641.364.337,2
<b>Einsparung ggü. Dreiblattanlage</b>				6,2%		3,9%

Tabelle 6: Investitionskosten gesamt

### 3.3 Betriebskosten (OPEX)

Die Betriebskosten sind die laufenden Kosten und werden in variable und fixe Betriebskosten unterteilt. Allerdings gibt es hier ein ähnliches Problem wie bei den Balance of Plant. Für die Abschätzung dieser Kosten war vorgesehen, anhand der genauen Daten für die Wartung (Transportkosten, Personalkosten, Ersatzteilkosten, Wartungsdauer etc...) die Betriebskosten und damit den Unterschied zwischen Zwei- und Dreiblattanlagen zu bestimmen. Leider sind diese Daten vertraulich oder für den Offshore Bereich aufgrund der wenigen Erfahrungswerte noch nicht verfügbar, sodass die Betriebskosten anderweitig bestimmt werden müssen.

Für die Dreiblattreferenzanlage werden nun abgeschätzte Werte für eine 20 MW Dreiblattanlage von INNWIND.EU übernommen (Chaviaropoulos & Natarajan, 2014). Diese Werte für die fixen und variablen Kosten wurden anhand einer 5 MW Windenergieanlage hochskaliert:

Fixe Betriebskosten Dreiblatt:

$$BK_{Fix3B} = 76 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \quad (3-63)$$

Variable Betriebskosten Dreiblatt:

$$BK_{Var3B} = 0,02071 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (3-64)$$

Nun werden die Betriebskosten für die Zweiblattanlage bestimmt. Dabei ist zu beachten, dass sich die Kosten nur teilweise unterscheiden. Die Betriebsführung, die Versicherung sowie sonstige operative Kosten bleiben konstant und nur die Kosten für Wartung und Instandhaltung verändern sich dabei. Da sich die Instandhaltungskosten in variable Kosten (Korrektive Instandhaltung) und fixe Kosten (Präventive Instandhaltung) aufteilen, sind zwei verschiedene Umrechnungsfaktoren notwendig.

Während die Kosten der korrektiven Instandhaltung gleich den ganzen variablen Kosten entsprechen, liegt der Anteil der Wartung an den fixen Kosten bei: (Miedema, 2012)

$$\frac{22}{65} = 33,8\%$$

Um nun den Unterschied zwischen Zweiblatt- und Dreiblattwartung zu bestimmen, ist der Anteil der Rotorwartung an der Gesamtwartung wichtig. Hierzu gehören die Rotorblätter, das Pitchsystem sowie die Nabe. Da sich auch zu diesem Thema keine Daten in der Literatur finden lassen, wird auf ein Interview zurückgegriffen. Demnach hat die Rotorwartung einen Anteil von ca. 30% an der Gesamtwartung und die Zweiblattanlage eine Kostenersparnis von 1/3 bei der Wartung des Rotors (Kampschulte, 2019). Hier ist zu beachten, dass die Werte während eines Interviews grob abgeschätzt wurden.

Daraus folgt eine Kostenersparnis der fixen Betriebskosten von:

$$c_{Fix} = 0,338 \cdot 0,3 \cdot \frac{1}{3} = 0,0338 \quad (3-65)$$

Damit ergeben sich fixe Betriebskosten von:

$$BK_{Fix2B} = BK_{Fix3B} \cdot c_{Fix} \quad (3-66)$$

$$BK_{Fix2B} = 76 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \cdot (1 - 0,0338) = 73,43 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \quad (3-67)$$

Nun werden noch die variablen Kosten der Zweiblattanlage berechnet. Kostenersparnis:

$$c_{Var} = 1 \cdot 0,3 \cdot \frac{1}{3} = 0,1 \quad (3-68)$$

Daraus ergeben sich variable Betriebskosten von:

$$BK_{Var2B} = BK_{Var3B} \cdot c_{Var} \quad (3-69)$$

$$BK_{Var2B} = 0,02071 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot (1 - 0,1) = 0,01864 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (3-70)$$

In folgender Tabelle sind die Daten der Betriebskostenumrechnung übersichtshalber noch einmal dargestellt. Im Kostenmodell können diese Werte bei Bedarf verändert werden:

Anteil Wartung und Instandhaltung an 100% Opex fix	33,8%
Anteil Wartung und Instandhaltung an 100% Opex var	100,0%
Anteil Rotorwartung an Gesamtwartung und Instandhaltung	30,0%
Kostensparnis für 2B-Rotorwartung anstatt 3B-Rotorwartung	33,3%
Kostensparnis 2B-Wartung und Instandhaltung an 100% Opex fix	3,4%
Kostensparnis 2B-Wartung und Instandhaltung an 100% Opex var	10,0%
Opex fix 3B	76 €/kW
Opex var 3B	0,02071 €/kWh
Opex 3B	3.383.900,00 €/a
Opex fix 2B	73,43 €/kW
Opex var 2B	0,01864 €/kWh
Opex 2B	3.146.063,85 €/a

Tabelle 7: Betriebskostenumrechnung

Nachdem die variablen und fixen Betriebskosten feststehen, müssen für die Gesamtberechnung der Stromgestehungskosten die jährlichen Betriebskosten ausgerechnet werden. Für diese Rechnung werden die Vollaststunden sowie die Anlagenleistung benötigt. Wie beschrieben wird für diesen Windpark eine Vollaststundenzahl von 4500 Stunden angenommen. Die jährlichen Betriebskosten für eine Anlage berechnen sich wie folgt:

$$A_t = \left( BK_{Var} \cdot 4500 \frac{h}{a} + BK_{Fix} \right) * 20.000 \text{ kW} \quad (3-71)$$

Für die Dreiblattreferenzanlage ergibt sich:

$$A_{t_{3B}} = \left( 0,02071 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 4500 \frac{h}{a} + 76 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) * 20.000 \text{ kW} = 3.383.900 \frac{\text{€}}{a} \quad (3-72)$$

Dementsprechend für die Zweiblattanlage:

$$A_{t_{2B}} = \left( 0,01864 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \cdot 4500 \frac{h}{a} + 73,43 \frac{\text{€}}{\text{kW}} \right) * 20.000 \text{ kW} = 3.146.064 \frac{\text{€}}{a} \quad (3-73)$$

Kostensparnis:

$$1 - \frac{3.146.064 \frac{\text{€}}{a}}{3.383.900 \frac{\text{€}}{a}} = 7\% \quad (3-74)$$

Die Ergebnisse zeigen, dass für Zweiblattanlagen eine Kostenersparnis der Betriebskosten pro Jahr von 7% angenommen werden kann. Allerdings ist zu beachten, dass die Einsparungsfaktoren nur grob geschätzt sind. Die beiden Varianten der Zweiblattrotoren unterscheiden sich dabei nicht. Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wird die diskontierte Summe der Betriebskosten bis zum Jahr  $t$  (Betriebsdauer) benötigt. Im Zuge dessen wird eine Betriebskostenzunahme von 2% pro Jahr angenommen (Hau, 2016). Für den Zinssatz wird der WACC von 4,8% eingesetzt.

$$\sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t} \quad (3-75)$$

Beispielrechnung der Dreiblattanlage für das erste und zweite Jahr:

$$\sum_{t=1}^2 \frac{3.383.900 \frac{\text{€}}{a} \cdot 1,02^t}{(1+0,048)^t} = \frac{3.383.900 \frac{\text{€}}{a} \cdot 1,02^1}{(1+0,048)^1} + \frac{3.383.900 \frac{\text{€}}{a} \cdot 1,02^2}{(1+0,048)^2} = 6.503.165 \text{ €} \quad (3-76)$$

Daraus resultiert für die Dreiblattanlage bei einer Betriebsdauer von  $t = 25$  Jahre:

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{3.383.900 \frac{\text{€}}{a} \cdot 1,02^t}{(1+0,048)^t} = 60.937.349 \text{ €} \quad (3-77)$$

Für die Zweiblattanlagen folgt:

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{3.146.064 \frac{\text{€}}{a} \cdot 1,02^t}{(1+0,048)^t} = 56.654.390 \text{ €} \quad (3-78)$$

Somit können im Falle einer Zweiblattanlage ca. 4,3Mio. € (7 %) über die gesamte Betriebsdauer von 25 Jahren gespart werden.

### 3.4 Produzierte Strommenge

Die produzierte Strommenge ist der letzte zu berechnende Faktor, bevor die gesamten Stromgestehungskosten bestimmt werden können. Die beiden Zweiblattanlagen (90 m/s und 100 m/s) dieser Arbeit sind so konzipiert, dass sie im Vergleich die gleiche Strommenge produzieren wie die Referenzanlage. Demnach gibt es hierfür zwischen den Anlagen keinen Unterschied. Die produzierte Strommenge ist hier allein vom Kapazitätsfaktor bzw. den Volllaststunden abhängig. Die produzierte Strommenge  $M_{T,el}$  wird bestimmt mit:

$$M_{T,el} = \text{Nutzungsdauer} * \text{Nennleistung} \quad (3-79)$$

Mit einem Kapazitätsfaktor von 51,4% und somit einer Volllaststundenzahl von 4500 Stunden pro Jahr ergibt sich eine produzierte Strommenge von:

$$M_{T,el} = 4500 \frac{h}{a} \cdot 20.000 kW = 90.000.000 kWh \quad (3-80)$$

Für die Berechnung der Stromgestehungskosten wird auch die produzierte Strommenge über die Betriebsdauer diskontiert:

$$\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t} \quad (3-81)$$

Das Berechnungsvorgehen ist analog zu den Betriebskosten. Für eine Betriebsdauer von 25 Jahren und einem WACC von 4,8% ergibt sich für eine Anlage:

$$\sum_{t=1}^{25} \frac{90.000.000 kWh}{(1+0,048)^t} = 1.300.210.212 kWh \quad (3-82)$$

Im Kostenmodell in Excel sind für die Betriebskosten und die produzierte Strommenge zwei Tabellen angelegt, jeweils eine für die Dreiblattanlage und eine für die Zweiblattanagen. Für den Fall, dass sich in zukünftigen Berechnungen die produzierte Strommenge der beiden Anlagentypen doch unterscheidet, so lassen sich diese einfacher verändern. In jeder Tabelle sind die Jahre  $t$ , die diskontierten Betriebskosten und die diskontierte Strommenge für eine Betriebsdauer von 1-30 Jahren aufgeführt.

Damit die Betriebsdauer veränderbar ist, gibt es neben den Betriebskosten und der Strommenge jeweils eine Spalte, die die Teilsumme bis zum Jahr t summiert. Je nachdem, welche Betriebsdauer am Anfang festgelegt ist, wird der dazugehörige Wert aus der Tabelle entnommen. Am Schluss der Tabelle werden die beiden Summen jeweils mit der festgelegten Anlagenanzahl multipliziert. In Tabelle 8 und Tabelle 9 sind die Ergebnisse der Diskontierung über der Betriebsdauer dargestellt:

Dreiblatt Anlage					
Jahr t	Opex [€/a]	Teilsumme bis Jahr t [€]	Strommenge [kWh]	Teilsumme bis Jahr t [€]	
1	3.294.908,34	3.294.908,34	85.914.833,88	85.914.833,88	
2	3.208.257,03	6.503.165,37	82.015.096,45	167.929.930,33	
3	3.123.884,52	9.627.049,89	78.292.370,97	246.222.301,30	
4	3.041.730,89	12.668.780,78	74.738.622,73	320.960.924,03	
5	2.961.737,78	15.630.518,57	71.346.181,74	392.307.105,76	
6	2.883.848,37	18.514.366,94	68.107.726,13	460.414.831,89	
7	2.808.007,35	21.322.374,29	65.016.266,40	525.431.098,30	
8	2.734.160,83	24.056.535,11	62.065.130,31	587.496.228,60	
9	2.662.256,36	26.718.791,47	59.247.948,44	646.744.177,05	
10	2.592.242,88	29.311.034,36	56.558.640,54	703.302.817,59	
11	2.524.070,65	31.835.105,01	53.991.402,29	757.294.219,88	
12	2.457.691,26	34.292.796,27	51.540.692,87	808.834.912,75	
13	2.393.057,54	36.685.853,81	49.201.222,96	858.036.135,71	
14	2.330.123,60	39.015.977,41	46.967.943,30	905.004.079,01	
15	2.268.844,73	41.284.822,14	44.836.033,85	949.840.112,86	
16	2.209.177,41	43.493.999,55	42.800.893,33	992.641.006,19	
17	2.151.079,24	45.645.078,79	40.858.129,34	1.033.499.135,53	
18	2.094.508,98	47.739.587,77	39.003.548,83	1.072.502.684,36	
19	2.039.426,43	49.779.014,21	37.233.149,10	1.109.735.833,46	
20	1.985.792,48	51.764.806,68	35.543.109,10	1.145.278.942,56	
21	1.933.569,01	53.698.375,70	33.929.781,27	1.179.208.723,83	
22	1.882.718,95	55.581.094,65	32.389.683,57	1.211.598.407,40	
23	1.833.206,18	57.414.300,83	30.919.492,04	1.242.517.899,44	
24	1.784.995,51	59.199.296,34	29.516.033,58	1.272.033.933,02	
25	1.738.052,72	60.937.349,07	28.176.279,13	1.300.210.212,14	
26	1.692.344,46	62.629.693,52	26.897.337,12	1.327.107.549,26	
27	1.647.838,25	64.277.531,77	25.676.447,23	1.352.783.996,49	
28	1.604.502,50	65.882.034,27	24.510.974,42	1.377.294.970,91	
29	1.562.306,41	67.444.340,68	23.398.403,29	1.400.693.374,20	
30	1.521.220,02	68.965.560,69	22.336.332,57	1.423.029.706,77	
Summe pro Anlage	60.937.349,07		1.300.210.212,14		
Summe für Windpark	3.046.867.453,26		65.010.510.607,19		

Tabelle 8: Diskontierung Dreiblattanlage

Während die Teilsumme für jedes Betriebsjahr steigt, verringern sich die Einzelwerte Jahr für Jahr. Das liegt an der Diskontierung der Werte auf einen Bezugspunkt.

Zweiblatt Anlage					
Jahr t	Opex [€/a]	Teilsumme bis Jahr t [€]	Strommenge [kWh]	Teilsumme bis Jahr t [€]	
1	3.063.326,93	3.063.326,93	85.914.833,88	85.914.833,88	
2	2.982.765,88	6.046.092,81	82.015.096,45	167.929.930,33	
3	2.904.323,46	8.950.416,27	78.292.370,97	246.222.301,30	
4	2.827.943,97	11.778.360,23	74.738.622,73	320.960.924,03	
5	2.753.573,14	14.531.933,38	71.346.181,74	392.307.105,76	
6	2.681.158,16	17.213.091,54	68.107.726,13	460.414.831,89	
7	2.610.647,59	19.823.739,13	65.016.266,40	525.431.098,30	
8	2.541.991,35	22.365.730,48	62.065.130,31	587.496.228,60	
9	2.475.140,66	24.840.871,15	59.247.948,44	646.744.177,05	
10	2.410.048,05	27.250.919,20	56.558.640,54	703.302.817,59	
11	2.346.667,29	29.597.586,49	53.991.402,29	757.294.219,88	
12	2.284.953,34	31.882.539,83	51.540.692,87	808.834.912,75	
13	2.224.862,38	34.107.402,21	49.201.222,96	858.036.135,71	
14	2.166.351,73	36.273.753,94	46.967.943,30	905.004.079,01	
15	2.109.379,82	38.383.133,76	44.836.033,85	949.840.112,86	
16	2.053.906,19	40.437.039,96	42.800.893,33	992.641.006,19	
17	1.999.891,44	42.436.931,40	40.858.129,34	1.033.499.135,53	
18	1.947.297,20	44.384.228,59	39.003.548,83	1.072.502.684,36	
19	1.896.086,10	46.280.314,69	37.233.149,10	1.109.735.833,46	
20	1.846.221,79	48.126.536,48	35.543.109,10	1.145.278.942,56	
21	1.797.668,84	49.924.205,32	33.929.781,27	1.179.208.723,83	
22	1.750.392,75	51.674.598,07	32.389.683,57	1.211.598.407,40	
23	1.704.359,96	53.378.958,03	30.919.492,04	1.242.517.899,44	
24	1.659.537,77	55.038.495,80	29.516.033,58	1.272.033.933,02	
25	1.615.894,33	56.654.390,13	28.176.279,13	1.300.210.212,14	
26	1.573.398,65	58.227.788,79	26.897.337,12	1.327.107.549,26	
27	1.532.020,55	59.759.809,34	25.676.447,23	1.352.783.996,49	
28	1.491.730,63	61.251.539,98	24.510.974,42	1.377.294.970,91	
29	1.452.500,28	62.704.040,26	23.398.403,29	1.400.693.374,20	
30	1.414.301,63	64.118.341,89	22.336.332,57	1.423.029.706,77	
Summe pro Anlage	56.654.390,13		1.300.210.212,14		
Summe für Windpark	2.832.719.506,70		65.010.510.607,19		

Tabelle 9: Diskontierung der Zweiblattanlage

### 3.5 Stromgestehungskosten

Im Folgenden werden die Stromgestehungskosten für die drei Anlagentypen berechnet. Hierfür werden die Investitionskosten  $I_0$ , die Betriebskosten  $A_t$ , die produzierte Strommenge  $M_{t,el}$  sowie die Betriebsdauer  $t$  benötigt: (Konstantin, 2017)

$$LCoE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^n \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{M_{t,el}}{(1+i)^t}} \quad (3-83)$$

Wie oben beschrieben, liegt die Zukunft in getriebelosen Offshore Windenergieanlagen. Dementsprechend wird die Beispielrechnung der Stromgestehungskosten nur für diesen Fall dargestellt.

Dreiblattanlage:

$$LCoE_{3B} = \frac{3.788.173.778,9 \text{ €} + 60.937.349,07 \text{ €} \cdot 50}{1.300.210.212 \text{ kWh} \cdot 50} = 0,1051 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (3-84)$$

Zweiblattanlage 90 m/s:

$$LCoE_{2B,90} = \frac{3.555.158.341,2 \text{ €} + 56.654.390,13 \text{ €} \cdot 50}{1.300.210.212 \text{ kWh} \cdot 50} = 0,0983 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (3-85)$$

Zweiblattanlage 100 m/s:

$$LCoE_{2B,100} = \frac{3.641.364.337,2 \text{ €} + 56.654.390,13 \text{ €} \cdot 50}{1.300.210.212 \text{ kWh} \cdot 50} = 0,0996 \frac{\text{€}}{\text{kWh}} \quad (3-86)$$

Die Einsparungen der Zweiblattanlagen gegenüber der Dreiblattanlage ergeben:

Zweiblattanlage 90 m/s:

$$1 - \frac{LCoE_{2B,90}}{LCoE_{3B}} = 1 - \frac{0,0983 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}}{0,1051 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}} = 6,5\% \quad (3-87)$$

Und Zweiblattanlage 100 m/s:

$$1 - \frac{LCoE_{2B,100}}{LCoE_{3B}} = 1 - \frac{0,0996 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}}{0,1051 \frac{\text{€}}{\text{kWh}}} = 5,3\% \quad (3-88)$$

Für eine Einsparung von 6,5% ergibt sich eine absolute Ersparnis von

$$(3.788.173.778,9 \text{ €} + 60.937.349,07 \text{ €} \cdot 50) \cdot 6,5\% = 444.277.680,1 \text{ €} \quad (3-89)$$

Demnach liegt die Kostenersparnis für einen Windpark mit 50 Zweiblattanlagen (90 m/s) bei ca. 444,3 Mio. Euro von ca. 6,835 Mrd. Euro des Dreiblattwindparks.

Zur Übersicht sind die Ergebnisse der Stromgestehungskosten in Tabelle 10 auf folgender Seite dargestellt.

<b>Stromgestehungskosten</b>	<b>(Cent/kWh)</b>	<b>Einsparung</b>
Dreiblatt (Direktantrieb)	10,51	
Zweiblatt 90 m/s (Direktantrieb)	9,83	6,5%
Zweiblatt 100 m/s (Direktantrieb)	9,96	5,3%
Dreiblatt (Mit Getriebe)	10,60	
Zweiblatt 90 m/s (Mit Getriebe)	9,91	6,5%
Zweiblatt 100 m/s (Mit Getriebe)	10,07	5,0%

Tabelle 10: Ergebnisse der Stromgestehungskosten

Zum aktuellen Stand liegen die Stromgestehungskosten für die Offshore Windenergie zwischen 7,49 ct/kWh und 13,79 ct/kWh (Fraunhofer ISE, 2018). Damit liegen die Ergebnisse von 10,51 ct/kWh, 9,96 ct/kWh und 9,83 ct/kWh dieser Arbeit genau in diesem Bereich. Die Stromgestehungskosten der Windenergieanlagen mit Getriebe fallen aufgrund des zusätzlichen Bauteils etwas höher aus. Die Unterschiede der beiden Zweiblattanlagen zu der Dreiblattanlage sind mit 6,5% und 5,3% ähnlich. Dabei ist zu beachten, dass bei der Wartung und Instandhaltung von Dreiblatt- auf Zweiblattanlagen nur ein konservativer Unterschied von 2% zur Berechnung genutzt wird. Würde eben dieser höher ausfallen, so wäre der Unterschied der Stromgestehungskosten entsprechend größer. In Abbildung 5 sind die Stromgestehungskosten der verschiedenen Anlagen noch einmal anschaulich abgebildet:

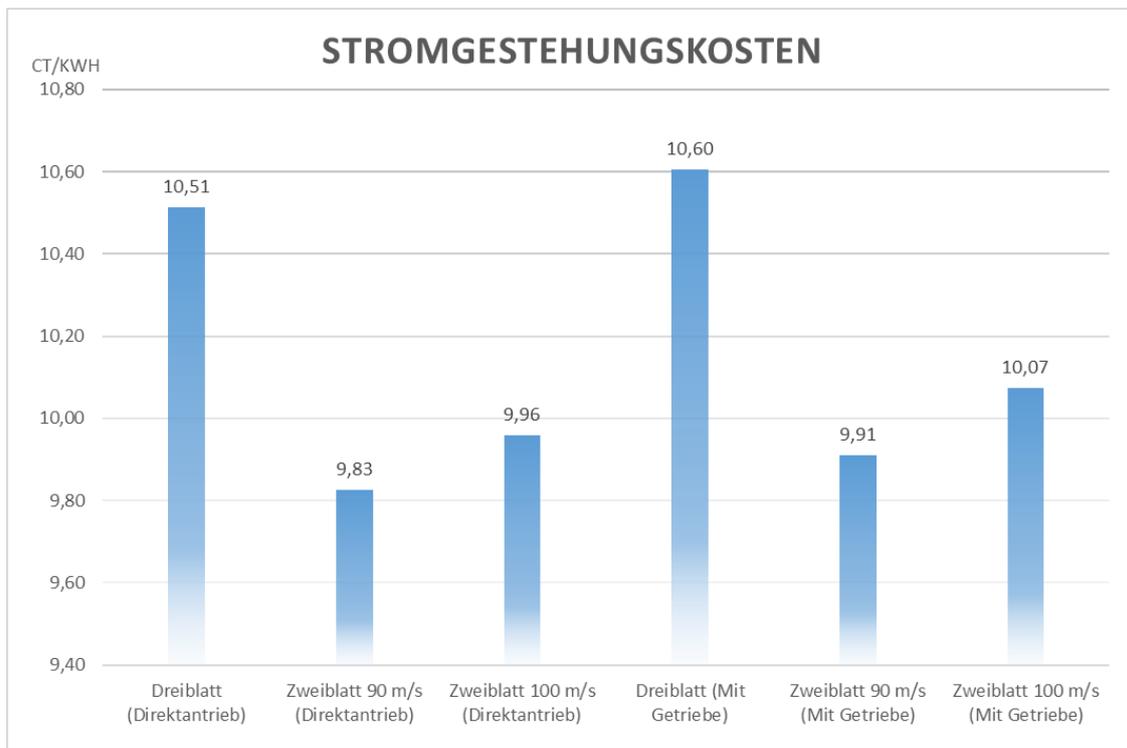


Abbildung 5: Übersicht der Stromgestehungskosten

# 4 Sensitivitätsanalyse

In diesem Kapitel wird anhand von verschiedenen Betriebsszenarien eine Sensitivitätsanalyse für die Zweiblattanlagen durchgeführt. Dort wird die Empfindlichkeit eines Rechenergebnisses, in diesem Fall die Stromgestehungskosten, ermittelt. Dies geschieht durch eine Änderung unsicherer Einflussparameter. Am Ende ist zu erkennen, welche Parameter den größten Einfluss auf das Ergebnis der Stromgestehungskosten haben. Daraus resultierend kann bestimmt werden, inwieweit sich die Veränderungen der Zweiblattanlage zu den Stromgestehungskosten der Dreiblattreferenzanlage verhalten.

## 4.1 Betriebsszenarien

Die Sensitivitätsanalyse soll für zwei Betriebsszenarien durchgeführt werden. Wie der Name schon vermuten lässt, unterscheiden sich die beiden Betriebsszenarien im Betriebsverhalten der Anlage. Für diesen Fall sollen sich nun die Transportvarianten in der Wartung und Instandhaltung unterscheiden. Dazu gehören der Personentransport sowie der Ersatzteil- und Werkzeugtransport. Zudem liegt der Windpark mit 50 km Entfernung zur Küste in einem Bereich, der durch Helikopter und Schiffe in angemessener Zeit zu erreichen ist.

Für das erste Betriebsszenario wird der Transport ausschließlich mit dem Schiff bewältigt. Für den Schiffstransport gibt es zwei Arten, das „Service Operation Vessel“ (SOV) und das „Crew Transfer Vessel“ (CTV). Das SOV ist im Allgemeinen für ca. 2 Wochen im Windpark und fährt die Windenergieanlagen ab, sodass die Wartungsarbeiten erledigt werden. Dabei wohnt die Schiffsbesatzung die Zeit über auf dem Schiff. Das CTV ist wie der Name schon sagt nur für den Transport. Es fährt die Mitarbeiter morgens zum Windpark hin und abends wieder zurück. (Tralau, 2019).

Für das zweite Betriebsszenario erfolgt der Transport für die Wartung und Instandhaltung durch einen Helikopter. In der Windenergie hält sich schon länger die Theorie, dass Zweiblattanlagen für Helikopter aufgrund der T-Stellung der Rotorblätter leichter angefliegen und somit die Betriebskosten gesenkt werden können. Bis zum heutigen Tage ist es im Falle eines Helikoptereinsatzes so, dass die Servicemitarbeiter per Hoisting (Person am Seil herunterlassen) vom Helikopter auf die Windenergieanlage gelangen. Eine zusätzliche Variante stellt eine Helikopterplattform dar, die aufgrund des Platzes nur auf Zweiblattanlagen installiert werden kann. (Kruse, 2018)

Im Zuge dieser Bearbeitung wurden einige Interviews geführt. Die Ergebnisse der Interviews sind in folgender Tabelle zusammengefasst:

Ergebnisse	Interviewpartner
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Einsatz des Helikopters ist allein vom Einsatzzweck abhängig <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Geplante Wartung per Schiff</li> <li>○ Ungeplante Instandhaltung und schnelle Reparaturen mit dem Helikopter</li> </ul> </li> <li>• Helikopterplattform zurzeit nicht vorstellbar, da <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Sicherheitsmaßnahmen und -kosten zu hoch</li> <li>○ zusätzliche Wartung notwendig wäre</li> <li>○ Mangelnde Effizienz <ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Könnte in der Standzeit andere Servicemitarbeiter transportieren</li> <li>▪ Jede Minute Standzeit kostet Geld</li> </ul> </li> </ul> </li> <li>• Keine Vorteile der Helikopterwartung für Zweiblattanlagen</li> <li>• Transport mit Helikopter: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 3-5 Personen</li> <li>○ 60 € - 130 € pro Minute</li> </ul> </li> <li>• Transport mit Schiff: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ 12-24 Personen</li> <li>○ 20.000 – 50.000€ pro Tag</li> </ul> </li> </ul>	<p><b>Tanja Tralau</b>  WINDEA Offshore GmbH &amp; Co. KG  (Tralau, 2019)</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Für geplante Wartung: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Schiffseinsatz, Helikopter zu teuer</li> </ul> </li> <li>• Wartung: <ul style="list-style-type: none"> <li>○ Anzahl: 2x im Jahr</li> <li>○ Jeweilige Dauer: 3-4 Tage</li> <li>○ Turm ist sehr wartungsarm</li> <li>○ Elektrik hat den größten Anteil an der Wartung</li> <li>○ Rotorwartung ab Nabe: 30 % Anteil</li> <li>○ Generator: 3 % Anteil</li> </ul> </li> </ul>	<p><b>Dierk Kampschulte</b>  Rosch Industrieservice GmbH  (Kampschulte, 2019)</p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Blattwartung <ul style="list-style-type: none"> <li>○ alle 2 Jahre</li> <li>○ Dauer Offshore: 6 Tage</li> <li>○ Für Zweiblattanlage nur 2/3 der Kosten</li> <li>○ Kosten Onshore: 15.000 – 20.000 € pro Anlage</li> </ul> </li> </ul>	<p><b>Clemens von Dellemann</b>  Robur Industry Service Group GmbH  <b>Daniel Garleff</b>  WKA Blade Service  (Dellemann &amp; Garleff, 2019)</p>

Aus diesen Interviews sticht heraus, dass eine Helikopterplattform zum jetzigen Stand nicht in Frage kommt. Die zusätzlichen Maßnahmen sowie die Kosten in der Standzeit des Helikopters sind nicht zielführend. Zudem sind bisher keine Vorteile bekannt, die die Wartung mit einer Helikopterplattform effizienter machen. Darüber hinaus stellt sich in den Interviews heraus, dass eine strikte Trennung der Transportvarianten in zwei Betriebsszenarien keinen Sinn ergibt. Es wird aufgrund der Kosten keinen Windpark geben, der den Transport während der Wartung ausschließlich mit dem Helikopter durchführt. Normalerweise werden die geplanten Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten per Schiff erledigt. Nur wenn das Wetter keinen Schiffstransport zulässt oder es zeitlich notwendig ist, werden Personal und Material mit dem Helikopter geflogen.

Eine weitere Unsicherheit ist der Unterschied zwischen Zwei- und Dreiblattanlagen. Da es keine verfügbaren Daten dazu gibt, wie viele Anlagen ein Helikopter pro Arbeitstag anfliegen oder welche Zeitersparnis mit dem Helikopter gegenüber dem Schiffstransport erreicht werden kann, ist der Kostenunterschied zwischen den beiden Transportvarianten schwer zu ermitteln. Als grobe Abschätzung können lediglich die Tageskosten mit den gemittelten Kosten (Tralau, 2019) abgeschätzt werden. Für eine angenommene Arbeitszeit von 10 Stunden pro Tag ergibt sich:

Kosten Helikopter:

$$\frac{60 + 130}{2} \frac{\text{€}}{\text{min}} \cdot 60 \text{ min} \cdot 10 \text{ h} = 57.000 \frac{\text{€}}{\text{Tag}} \quad (4-1)$$

Kosten Schiff:

$$\frac{20.000 + 50.000}{2} \frac{\text{€}}{\text{Tag}} = 35.000 \frac{\text{€}}{\text{Tag}} \quad (4-2)$$

Wie zu erwarten ist ein Helikoptereinsatz für einen ganzen Arbeitstag deutlich teurer als mit dem Schiff. Letztendlich ist festzustellen, dass der Helikoptertransport gegenüber dem Schiffstransport eine deutliche Zeitersparnis mit sich bringt, allerdings auch mit höheren Kosten verbunden ist. Ein optimales Betriebsszenario wird je nach Einsatzart beide Transportvarianten beinhalten.

## 4.2 Sensitivitätsanalyse der Stromgestehungskosten

Wie am Anfang von Kapitel 4 beschrieben, wird in der Sensitivitätsanalyse der Einfluss der Eingabeparameter auf die Stromgestehungskosten der Zweiblattanlage bestimmt. Da die Betrachtung der zwei vorhergesehenen Betriebsszenarien hinsichtlich der unterschiedlichen Betriebskosten nicht möglich ist, kann nur das bekannte Betriebsszenario aus Kapitel 3 verwendet werden. Aus diesem Grund werden in der Sensitivitätsanalyse statt einer nun beide Zweiblattanlagen (90 m/s und 100 m/s) betrachtet.

Da das Design und die Auslegung der Zweiblattanlage noch nicht endgültig sind, werden hierfür passende Parameter variiert. Dazu gehören hauptsächlich einige Komponenten der Windenergieanlage, die noch nicht festgelegt sind. Da bis zum heutigen Stand nicht sicher ist, mit welcher Betriebsdauer die 20 MW Anlagen in Zukunft einmal ausgelegt werden, wird diese zusätzlich betrachtet. Für die Sensitivitätsanalyse werden folgende Parameter betrachtet:

- Rotorkosten (einschließlich Nabe und Rotorblätter)
- Generatorkosten
- Turmkosten
- Hauptwellenkosten
- Betriebsdauer

Im Folgenden wird die Sensitivitätsanalyse am Beispiel der Zweiblattanlage (100 m/s) erklärt:

Zuallererst müssen für die Berechnung der Stromgestehungskosten Ausgangsparameter feststehen. Diese werden aus den vorherigen Berechnungen und Bedingungen entnommen. Bei Variation der Ausgangsparameter sind die Werte in der Ausgangskalkulation zu verändern. Für die Zweiblattanlage (100 m/s) gilt:

	Ausgangsparameter (nicht verändern)
Investitionskosten pro Anlage (€)	72.827.286,74
Zinssatz (%)	0,048
Betriebsdauer (Jahre)	25
Vollaststunden pro Jahr (h)	4500
Anlagenanzahl	50
Betriebskosten pro Anlage (€)	56.654.390,13
Produzierte Strommenge pro Anlage (kWh)	1.300.210.212,14
Stromgestehungskosten Dreiblatt (ct/kWh)	10,51

Tabelle 11: Ausgangsparameter für die Sensitivitätsanalyse

Anschließend muss die Abweichung bestimmt und die jeweiligen Stromgestehungskosten berechnet werden. Hierfür sehen wir uns das Beispiel für die Rotorkosten an:

<b>Sensitivität Rotorkosten</b>		<b>anzeigen</b>	<b>5%</b>	
4.338.784	4.452.963	4.567.141	4.681.320	4.795.498
9,94	9,95	9,96	9,97	9,98

Tabelle 12: Beispiel Sensitivität Rotorkosten

Für jeden Sensitivitätsparameter sind zehn Berechnungswerte vorhanden. Die mittlere der drei Zeilen umfasst immer die Kosten des Parameters in Euro. In der unteren Zeile sind die dazugehörigen Stromgestehungskosten in Cent pro kWh dargestellt. Die Werte in der mittleren Spalte geben den Parameterwert und die Stromgestehungskosten ohne Abweichung an (hier: 4.567.141€ und 9,96 ct/kWh). Für die restlichen Werte muss zunächst einmal die Abweichung des Parameters festgelegt werden. Für die Komponenten liegt sie bei fünf Prozent (Blaues Kästchen). Das bedeutet, dass der linke und rechte Wert der Parameterkosten jeweils 5% Abweichung zum Ausgangspunkt (hier 4.567.141 €) haben. Die Werte der zweiten und vierten Zeile liegen genau in der Mitte der Abweichung und ergeben sich in diesem Beispiel jeweils durch eine Abweichung von 2,5%. Aus diesen fünf verschiedenen Rotorkosten werden nun fünf verschiedene Stromgestehungskosten berechnet. Für alle Einflussparameter folgt dann:

<b>Sensitivität Rotorkosten</b>		<b>anzeigen</b>	<b>5%</b>	
4.338.784	4.452.963	4.567.141	4.681.320	4.795.498
9,94	9,95	9,96	9,97	9,98
<b>Sensitivität Generator</b>		<b>anzeigen</b>	<b>5%</b>	
3.399.615	3.489.079	3.578.542	3.668.006	3.757.469
9,94	9,95	9,96	9,97	9,97
<b>Sensitivität Turm</b>		<b>anzeigen</b>	<b>5%</b>	
4.901.668	5.030.660	5.159.651	5.288.642	5.417.634
9,94	9,95	9,96	9,97	9,98
<b>Sensitivität Hauptwelle</b>		<b>anzeigen</b>	<b>5%</b>	
1.958.955	2.010.507	2.062.058	2.113.610	2.165.161
9,95	9,95	9,96	9,96	9,97
<b>Sensitivität Betriebsdauer</b>		<b>nicht anzeigen</b>	<b>20%</b>	
20		25		30
10,56		9,96		9,62

Tabelle 13: Sensitivität für Zweiblattanlage (100 m/s)

Im Gegensatz zu den Komponenten wird die Abweichung der Betriebsdauer bei 20% festgelegt. Daraus ergeben sich die beiden realistischen Werte von 20 und 30 Jahren Betriebsdauer. Zusätzlich gibt es neben der Abweichung ein oranges Kästchen, in dem „anzeigen“ oder „nicht anzeigen“ auswählbar ist. Damit lassen sich einzelne Parameter in den Ergebnissen sowie den Diagrammen ein- bzw. ausblenden.

Um die Vergleichbarkeit zu gewährleisten, werden für die andere Zweiblattanlage (90 m/s) die gleichen Abweichungen verwendet. Diese gehen von 9,83 ct/kWh Stromgestehungskosten aus (siehe Tabelle 10: Ergebnisse der Stromgestehungskosten). Daraus ergeben sich hier folgende Abweichungen:

<b>Sensitivität Rotorkosten</b>		<b>anzeigen</b>	<b>5%</b>	
3.429.736	3.519.992	3.610.249	3.700.505	3.790.761
9,81	9,82	9,83	9,83	9,84
<b>Sensitivität Generator</b>		<b>anzeigen</b>	<b>5%</b>	
3.717.644	3.815.476	3.913.309	4.011.142	4.108.974
9,81	9,82	9,83	9,83	9,84
<b>Sensitivität Turm</b>		<b>anzeigen</b>	<b>5%</b>	
4.901.668	5.030.660	5.159.651	5.288.642	5.417.634
9,81	9,82	9,83	9,84	9,85
<b>Sensitivität Hauptwelle</b>		<b>anzeigen</b>	<b>5%</b>	
1.587.911	1.629.698	1.671.485	1.713.272	1.755.059
9,82	9,82	9,83	9,83	9,83
<b>Sensitivität Betriebsdauer</b>		<b>nicht anzeigen</b>	<b>20%</b>	
20		25		30
10,41		9,83		9,50

Tabelle 14: Sensitivität für Zweiblattanlage (90 m/s)

Die Ergebnisse bei beiden Anlagentypen sind ähnlich. Bei gleicher prozentualer Abweichung macht die teuerste Komponente logischerweise den größten Unterschied aus. Das ist in beiden Fällen der Turm. Während sich die Stromgestehungskosten für die Komponenten höchstens um 0,02 Cent/kWh ändern, sieht es bei der Betriebsdauer schon anders aus. Fünf Jahre mehr oder weniger Betrieb verändern die Betriebskosten und die produzierte Strommenge. Die Investitionskosten bleiben identisch. Je länger eine Anlage im Betrieb ist, desto kleiner ist der prozentuale Anteil der Investitionskosten. Demnach sinken die Stromgestehungskosten bei 30 Betriebsjahren um 0,33 Cent/kWh. Auffällig ist, dass die Abweichung der Betriebsdauer aufgrund der Diskontierung als einziger Parameter nicht linear erfolgt.

# 5 Auswertung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse und insbesondere die Unterschiede der Zweiblattanlagen zur Dreiblattanlage anschaulich dargestellt und ausgewertet. In Abbildung 6 sind für jede Anlage (Dreiblatt, Zweiblatt 90 m/s und Zweiblatt 100 m/s) die Kosten sowie die spezifischen Komponentenanteile abgebildet. Dabei ist zu beachten, dass der Allgemeinkostenaufschlag von 50% hier nicht abgebildet ist. Wie schon in Kapitel 3.2.1 zu erkennen ist, sind die Investitionskosten der beiden Zweiblattanlagen erwartungsgemäß niedriger als die der Dreiblattanlagen.

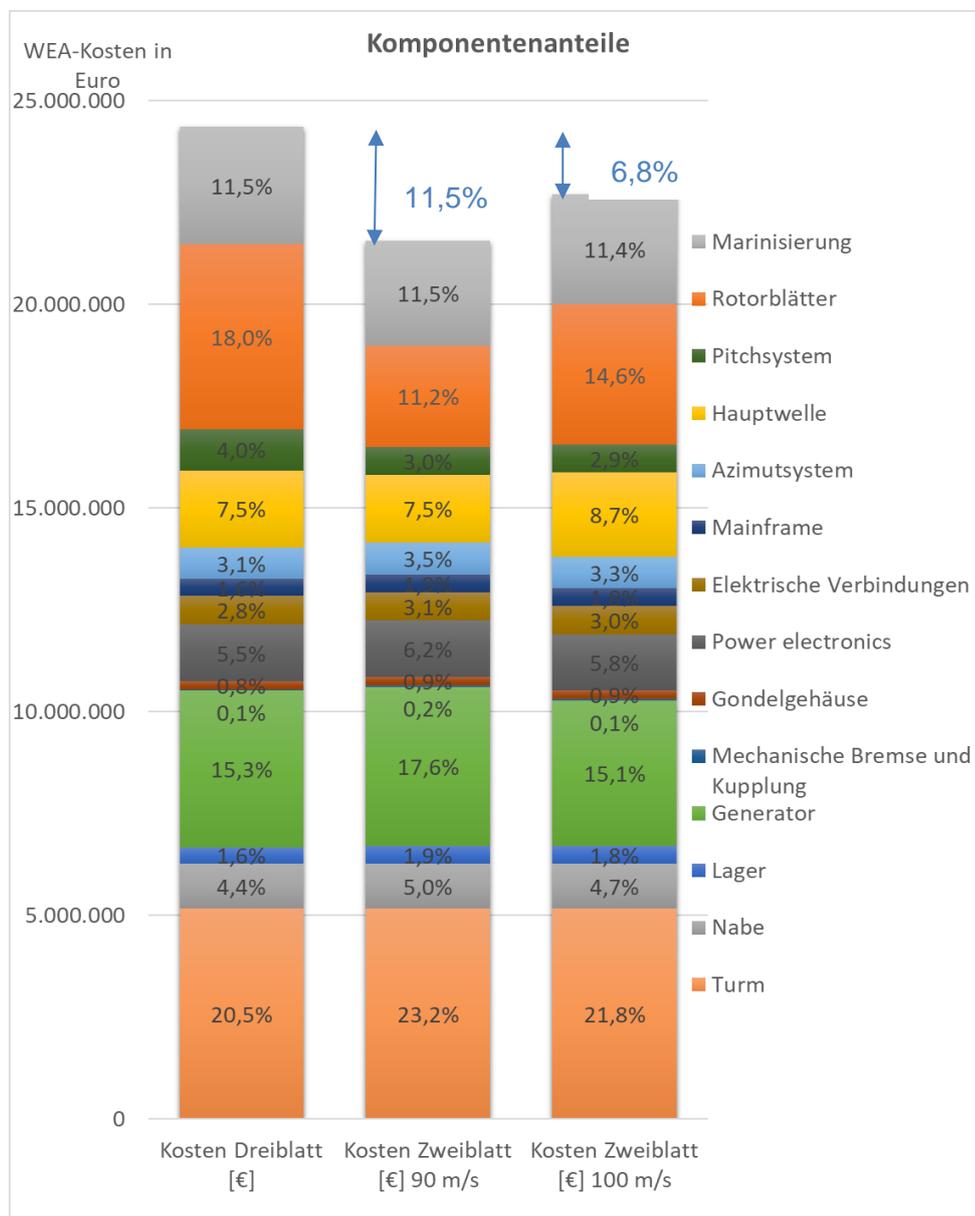


Abbildung 6: Komponentenanteile der drei Anlagen

Die größten Anteile sind jeweils die Rotorblätter, der Turm und der Generator. Anhand der blauen Pfeile ist die Kostenersparnis zur Referenzdreiblattanlage zu sehen. Für die Zweiblattanlage (90 m/s) sind es 11,5%, für die Zweiblattanlage (100 m/s) 6,8%. Diese Kostendifferenz beruht hauptsächlich auf dem fehlenden Rotorblatt und der daraus resultierenden geringeren Gesamtrorblattmasse. Zusätzlich unterscheiden sich die Zweiblattanlagen in den Komponenten Generator, Hauptwelle und Pitchsystem von der Dreiblattanlage. Anders sieht es zwischen den Zweiblattanlagen aus. Sie unterscheiden sich aufgrund der unterschiedlichen Anlageneigenschaften beim Generator und der Hauptwelle. Da die Kosten der Marinisierung abhängig von den Turm- und Turbinenkosten sind, ändert sich dieser Posten nur marginal. Zum besseren Vergleich der Komponentenanteile sind in Abbildung 7 die drei Anlagentypen nebeneinander abgebildet:

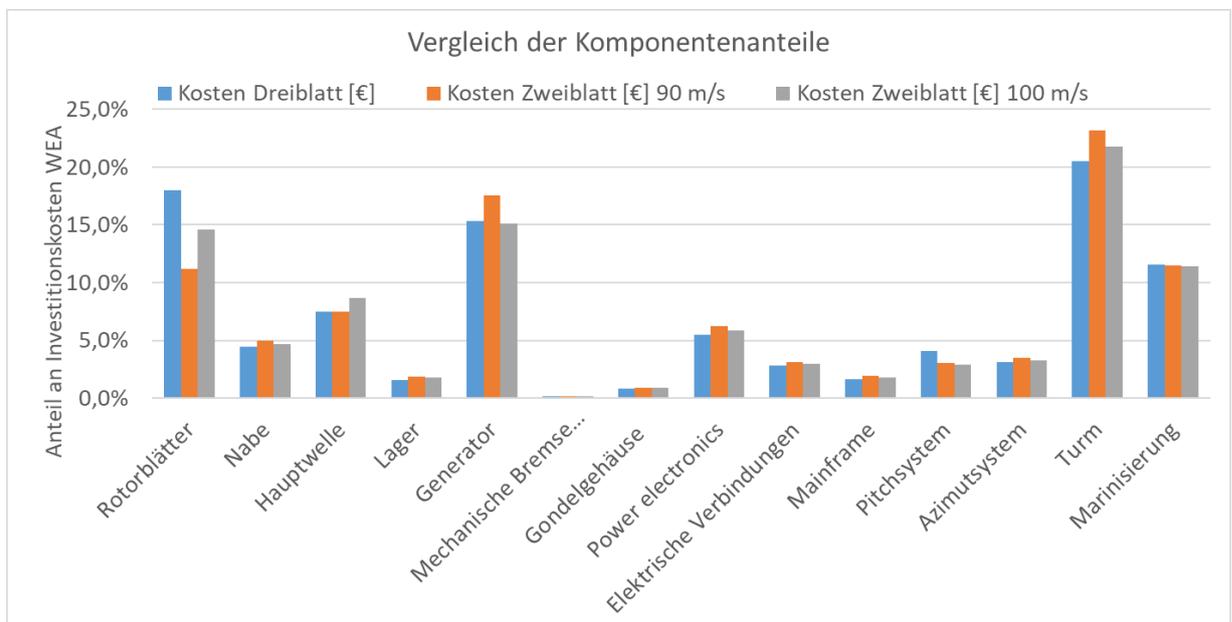


Abbildung 7: Vergleich der Komponentenanteile

## Balance of Plant

Die Balance of Plant sind wie in Kapitel 3.2.2 beschrieben für die Dreiblattanlage etwas höher. Dies liegt an der angenommenen Einsparung von 2% für die Zweiblattanlagen bei der Installation und der Stilllegung des Windparks. Für die gesamten BoP ergibt das eine Kostenersparnis von 1,1%. Der mit Abstand größte Anteil an den BoP ist mit 38,5% die Installation und der Ausbau des Windparks gefolgt von den Fundament- und Stilllegungskosten. Die Offshore Verkabelung bildet mit den beiden Umspannwerken (Offshore und Onshore) die kleineren Anteile.

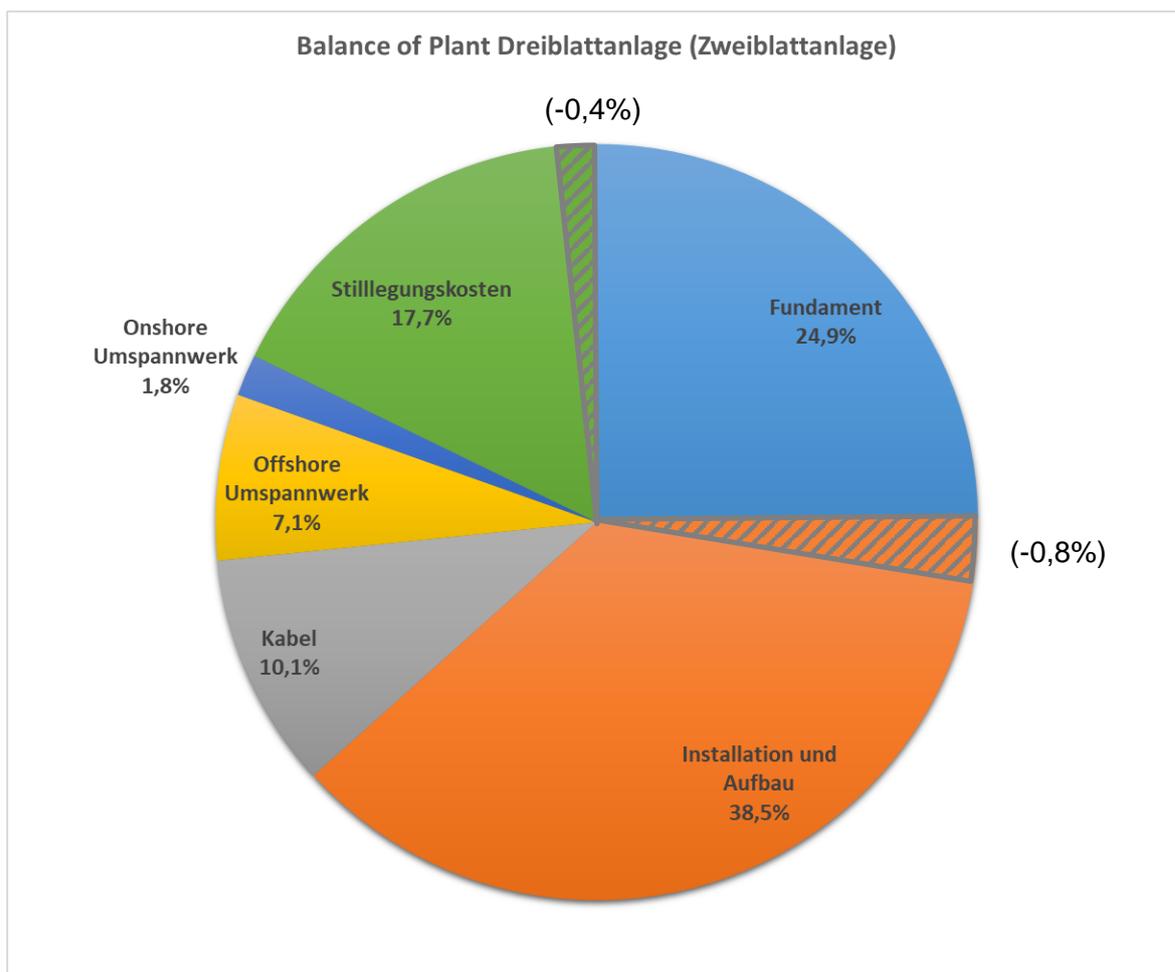


Abbildung 8: Balance of Plant Verteilung

In Abbildung 8 sind die Anteile des BoPs grafisch dargestellt. Die Verteilung basiert auf den Ergebnissen der Dreiblattanlage. Die Unterschiede zu den beiden Zweiblattanlagen sind in grau gestrichelt markiert. Bezogen auf die Gesamtverteilung der Referenzanlage sind die Kosten der Zweiblattanlagen für die Installation und den Aufbau 0,8% und für die Stilllegung 0,4% niedriger. Die gesamten Investitionskosten der drei Anlagen sind in Tabelle 15 dargestellt. Die Dreiblattanlage ist mit Investitionskosten von ca. 75,76 Mio. € wie erwartet die teuerste Variante. Es folgen mit 3,9% Einsparung die Zweiblattanlage (100 m/s) und mit 6,2% Einsparung die Zweiblattanlage (90 m/s)

	Dreiblatt	Zweiblatt 90 m/s	Zweiblatt 100 m/s
Capex pro Anlage	75,76 Mio. €	71,10 Mio. €	72,83 Mio. €
Einsparung ggü. Dreiblattanlage		6,2%	3,9%

Tabelle 15: CAPEX der drei Anlagentypen

## Betriebskosten

Den Unterschied der Betriebskosten zwischen der Dreiblattreferenzanlage und den Zweiblattanlagen macht der Anteil der Rotorwartung an der Gesamtwartung aus. Mit den Berechnungen in Kapitel 3.3 ergeben sich für beide Anlagen folgende Ergebnisse:

	Dreiblatt	Zweiblatt
<b>Betriebskosten pro Jahr</b>	3,38 Mio. €	3,15 Mio. €
<b>Betriebskosten nach 25 Jahren</b>	60,94 Mio. €	56,65 Mio. €
<b>Einsparung ggü. Dreiblattanlage</b>		7%
<b>Anteil Rotorwartung an Gesamt OPEX</b>	21,1%	20,7%
<b>Anteil Rotor fix an Gesamt OPEX</b>	16,5%	16,0%
<b>Anteil Rotor var an Gesamt OPEX</b>	4,6%	4,7%

Tabelle 16: Anteil Rotorwartung an den Betriebskosten

In der Tabelle 16 ist zu erkennen, dass die Rotorwartung der Dreiblattanlage etwa 21,1% der Gesamtbetriebskosten ausmacht und damit etwas höher liegt als die der Zweiblattanlagen. Dabei unterscheiden sich die Anteile an den fixen sowie variablen Betriebskosten nur marginal. Die Verteilung von variablen und fixen Betriebskosten ist in folgender Abbildung abgebildet:

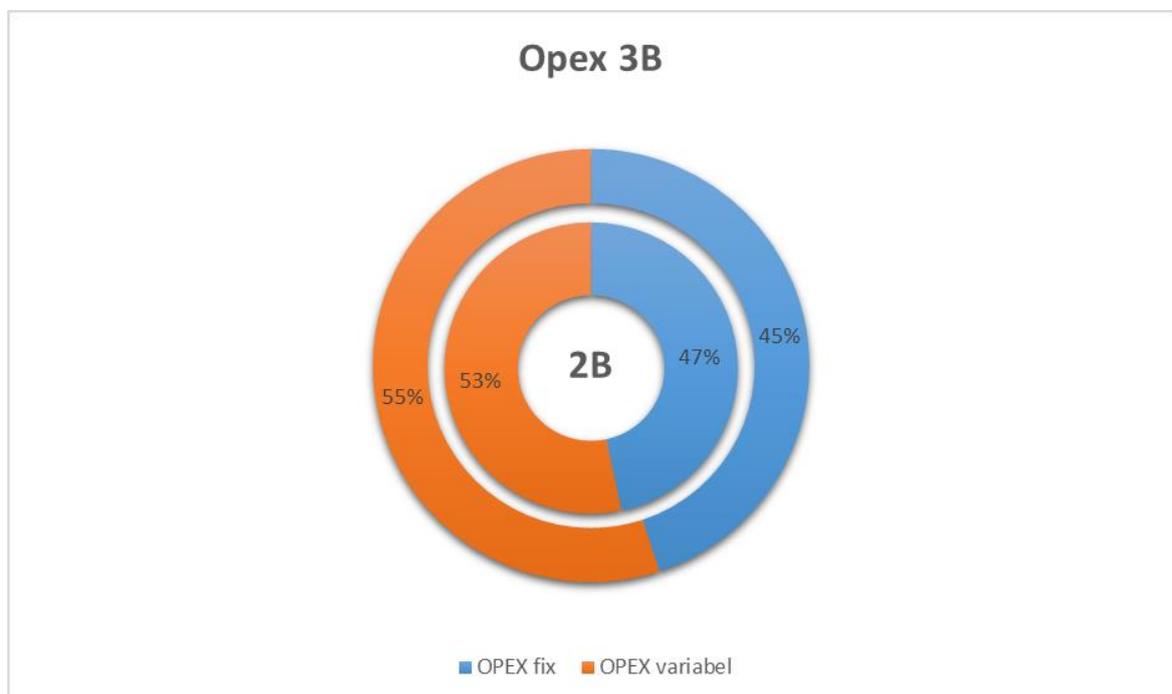


Abbildung 9: OPEX Verteilung

Die Rotorwartung stellt mit etwa 21% (gilt für beide Anlagen) einen wichtigen Anteil an den Gesamtbetriebskosten dar. Dabei sind ca. 16% fixe und 5% variable Betriebskosten. In Abbildung 10 sind die Rotoranteile (variabel und fix) an den OPEX abgebildet:

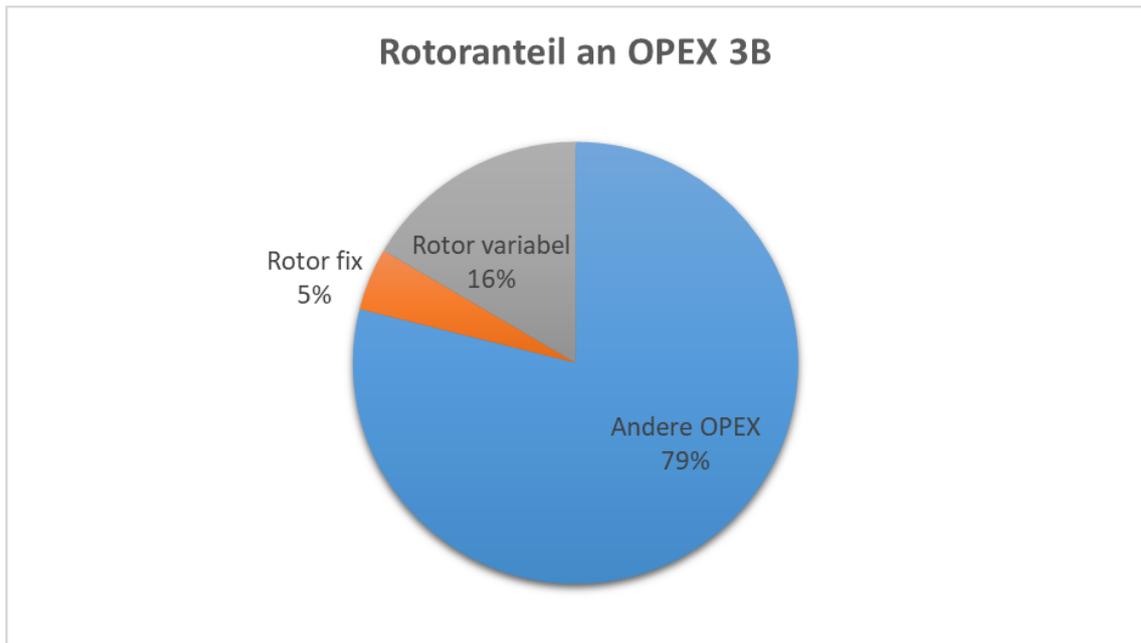


Abbildung 10: Rotoranteil an Betriebskosten

Insgesamt folgt für die Zweiblattanlage eine Einsparung von ca. 7% für die Betriebskosten. Die Gesamtverteilung der Kosten ist in folgender Abbildung zu dargestellt:

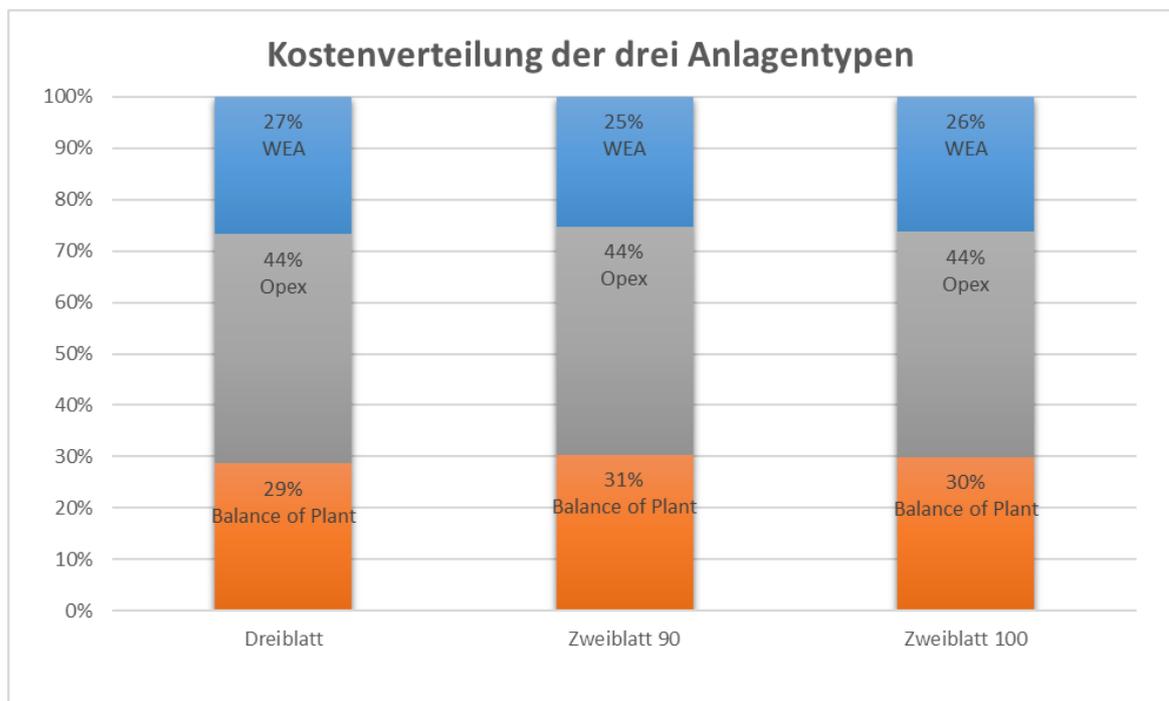


Abbildung 11: Kostenverteilung der drei Anlagentypen

Die OPEX sind nach der angenommenen Berechnung bei allen drei Anlagentypen mit 44% der größte Kostenposten. Darauf folgen mit ca. 30% die Balance of Plant und die WEA-Kosten mit ca. 26%.

## Produzierte Strommenge

Für die produzierte Strommenge sind die Ergebnisse der Anlagen identisch. Diese liegt bei 90 Mio. Kilowattstunden pro Jahr. Diese Berechnung ist einfach gehalten und nur vom Kapazitätsfaktor bzw. den Volllaststunden abhängig. Für genauere Berechnungen müssten exakte Winddaten für den Standort des Windparks vorhanden sein.

## Stromgestehungskosten

Die Stromgestehungskosten liegen zwischen 9,83 ct/kWh und 10,51 ct/kWh. Diese Ergebnisse liegen im möglichen Bereich für Offshore Windenergieanlagen (Fraunhofer ISE, 2018). An den Ergebnissen ist deutlich zu sehen, dass für die Zweiblattanlage (90 m/s) mit einer Reduktion von 6,5% die geringsten abgeschätzten Stromgestehungskosten berechnet wurden. Nur etwas höher sind die Stromgestehungskosten für die anderen Zweiblattanlage.

Stromgestehungskosten	(Cent/kWh)	Einsparung
Dreiblatt	10,51	
Zweiblatt 90 m/s	9,83	6,5%
Zweiblatt 100 m/s	9,96	5,3%

Tabelle 17: Vergleich der Stromgestehungskosten

In der rechten Abbildung sind die Stromgestehungskosten der drei Anlagen im Vergleich zu sehen. Die beiden Zweiblattanlagen liegen knapp unter 10 Cent pro kWh und die Dreiblattanlage bei 10,51 Cent pro kWh. Für die Stromgestehungskosten muss beachtet werden, dass die Berechnungsformeln und einige Basisdaten nur angenommen oder geschätzt sind und sich in der Praxis durchaus noch Anteile verändern können. Für einen Windpark mit 50 x 20 MW Anlagen und einer Kostenreduzierung von 6,5% liegt die Kostenersparnis bei ca. 444,3 Mio. Euro.

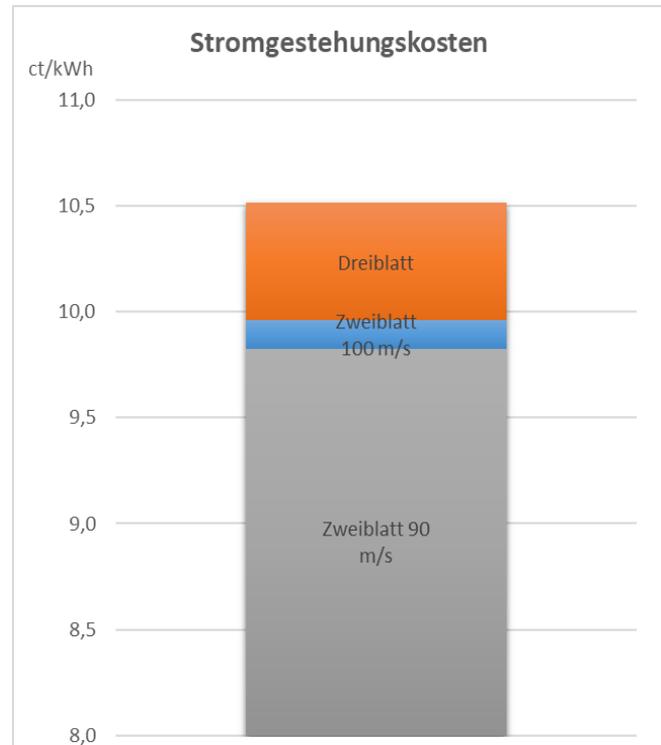


Abbildung 12: Vergleich der Stromgestehungskosten

## Sensitivitätsanalyse

Eigentlich sollten in der Sensitivitätsanalyse verschiedene Betriebsszenarien für die Zweiblattanlage (100 m/s) betrachtet werden, jedoch sind diese für den Betrieb eines Windparks nicht realistisch. Es wird keinen Offshorewindpark geben, zu dem die Personen und Materialien ausschließlich mit dem Schiff oder dem Helikopter transportiert werden. Eine Mischung aus beidem ist demnach die beste Variante. Deswegen wurden in der Sensitivitätsanalyse nun beide Zweiblattanlagen betrachtet. Für eine 5% Abweichung der Komponenten ergeben sich für die Sensitivität:

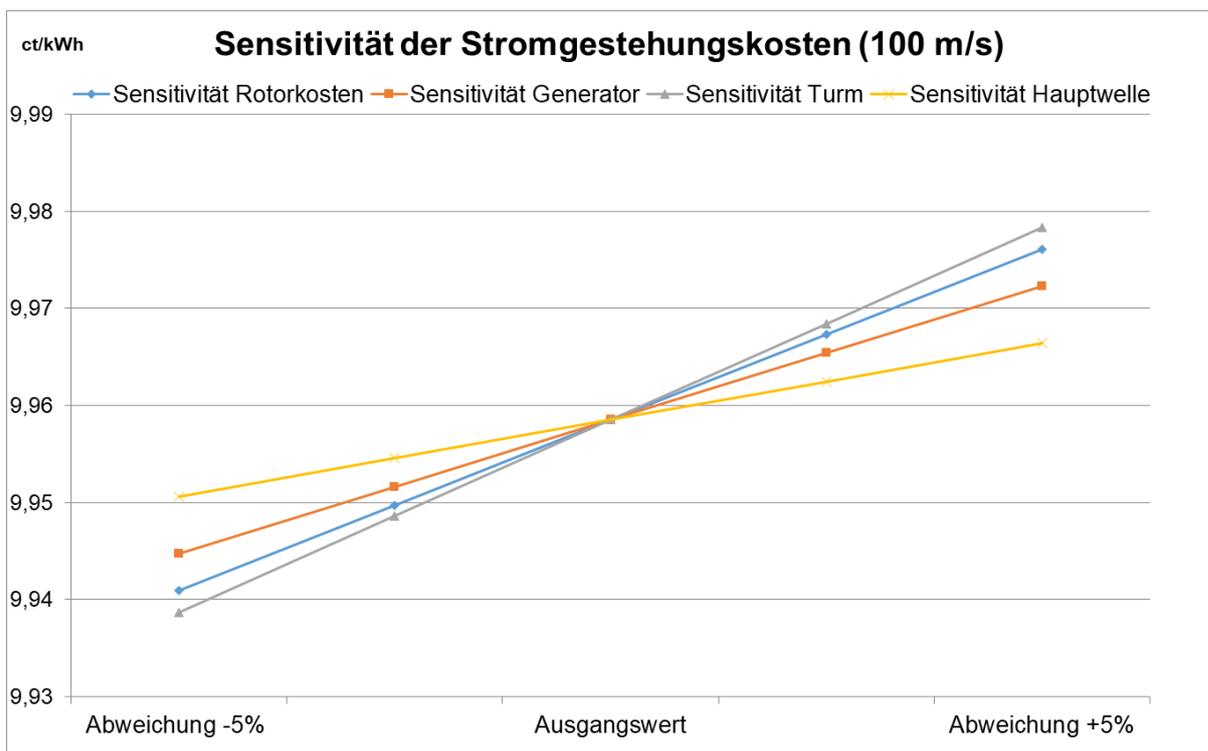


Abbildung 13: Sensitivität der Stromgestehungskosten 2B (100 m/s)

Die Ausgangsstromgestehungskosten liegen hier bei knapp 9,96 ct/kWh. Jeder Graph hat fünf Punkte. Der Punkt am linken Rand steht für die -5% Abweichung, der Punkt am rechten Rand für die +5% Abweichung. Wie zu erwarten, steigen die Stromgestehungskosten bei einer Erhöhung der Komponentenkosten. Sofern die Abweichung für alle Komponenten identisch ist, gilt: Je höher die Kosten der einzelnen Komponenten sind, desto größer ist die Steigung des Graphen und somit auch die resultierenden Stromgestehungskosten. Zum aktuellen Stand des Projektes ist der Turm die teuerste Komponente und somit ist hier die Sensitivität am größten. Die Stromgestehungskosten steigen und fallen hier bei einer Abweichung von 5% um ca. 0,02 ct/kWh.

Die kleinste Sensitivität hat die Hauptwelle mit knapp 0,009 ct/kWh Unterschied. Obwohl die Berechnung der Hauptwellenkosten wahrscheinlich zu hoch ausfällt, hat sie trotzdem noch den geringsten Einfluss auf die Stromgestehungskosten. Nebenbei ist zu erwähnen, dass der Graph der Komponenten in der Sensitivitätsanalyse immer linear ist.

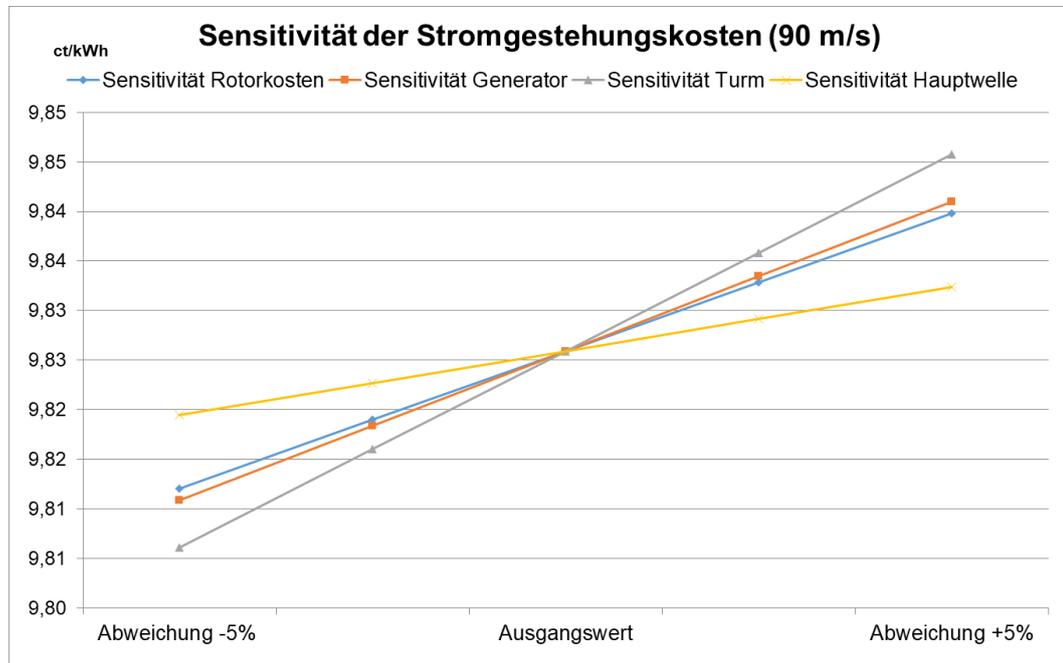


Abbildung 14: Sensitivität der Stromgestehungskosten 2B (90 m/s)

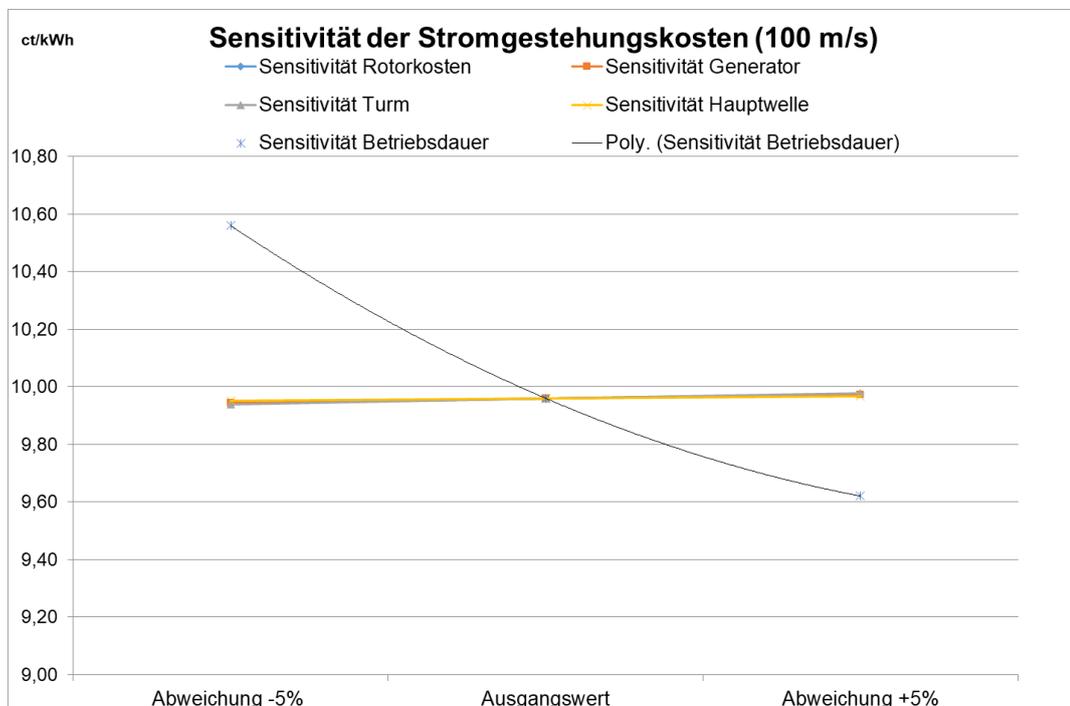


Abbildung 15: Sensitivität der Betriebsdauer 2B (100 m/s)

Für die zweite Anlage (90 m/s) sehen die Ergebnisse ähnlich aus (siehe Abbildung 14). Ausgehend von ca. 9,83 ct/kWh erreicht der Turm hier ebenfalls einen Unterschied von ca. 0,02 ct/kWh. Und auch hier hat die Hauptwelle die geringste Sensitivität. Für die Betriebsdauer hingegen ergibt sich eine deutlichere Sensitivität. Aus diesem Grund wird diese in einem zusätzlichen Diagramm gezeigt. Dieses ist für die Zweiblattanlage (100 m/s) in Abbildung 15 dargestellt. Bei einer Betriebsdauer von 20 Jahren steigen die Stromgestehungskosten um ca. 0,6 ct/kWh an. Bei 30 Jahren sinken sie um knapp 0,3 ct/kWh. Bei steigender Betriebsdauer sinken die Stromgestehungskosten, da der Investitionskostenanteil mit der Zeit sinkt und der Anteil der produzierten Strommenge steigt. Zudem fällt auf, dass die Sensitivität der Betriebsdauer nicht linear verläuft. Das liegt an der Diskontierung der Betriebskosten und der produzierten Strommenge.

Weiterhin wird die Sensitivität auch im Vergleich zur Referenzdreiblattanlage gezeigt. Dafür wurden die aus den Abweichungen resultierenden Werte für die Stromgestehungskosten durch die Stromgestehungskosten der Dreiblattanlage geteilt. Ausgehend von einer 5,3% (2B 100 m/s) und 6,5% (2B 90 m/s) Kosteneinsparung gegenüber der Dreiblattanlage ergeben sich folgende Abbildungen:

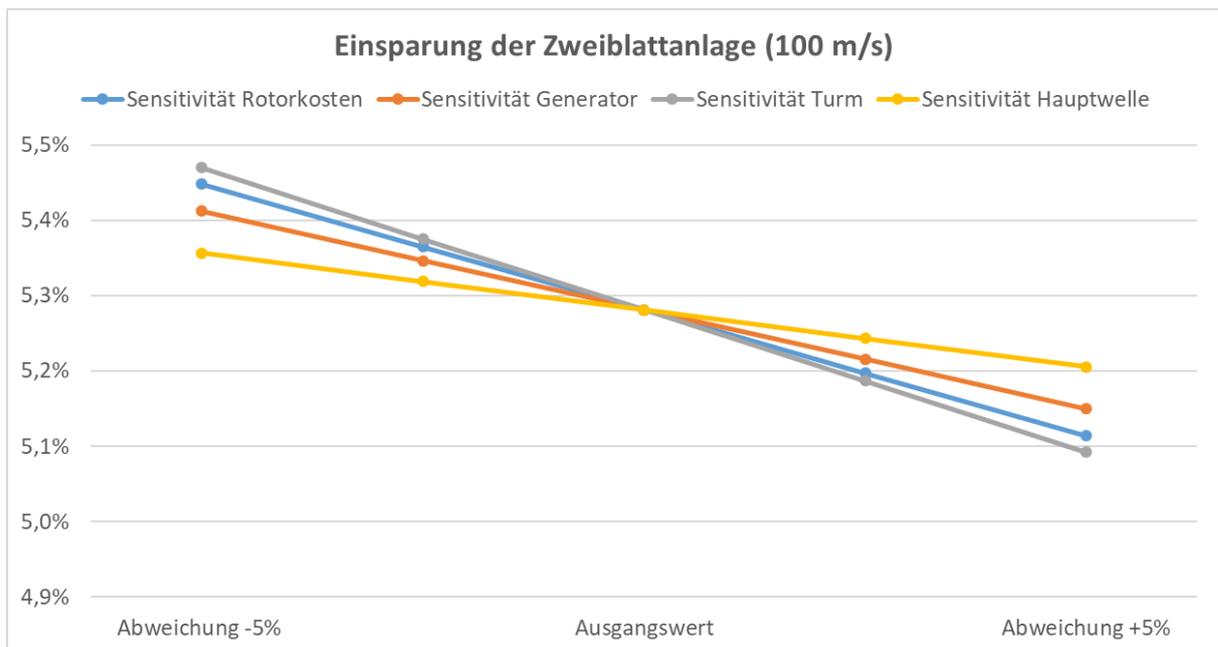


Abbildung 16: Einsparung der Zweiblattanlage (100 m/s)

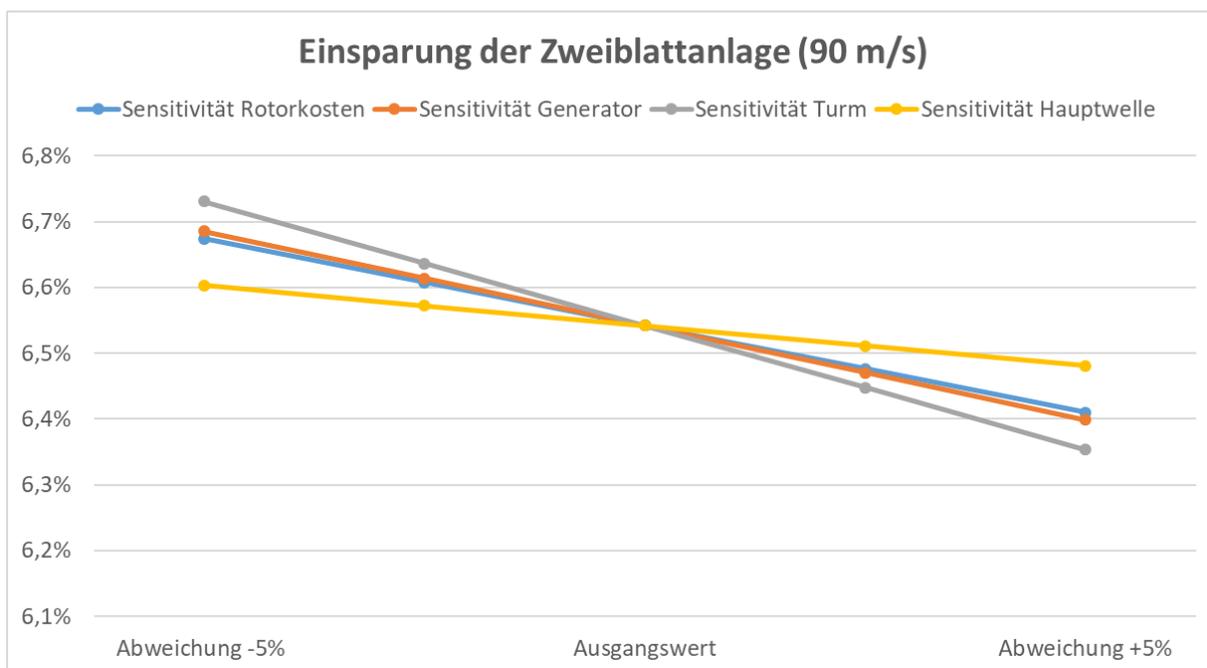


Abbildung 17: Einsparung der Zweiblattanlage (90 m/s)

In diesen beiden Diagrammen ist zu sehen, dass sich die Einsparung gegenüber der Dreiblattanlage bei einer Abweichung von +5% des Parameters verringert. Bei -5% ist es andersherum und die Kostenersparnis steigt. Das ist auch logisch, denn je niedriger die Stromgestehungskosten der Zweiblattanlagen werden, desto größer wird der Abstand zur Dreiblattanlage. Für die Betriebsdauer ist genau das Gegenteil der Fall. Je niedriger die Betriebsdauer ist, desto mehr nähern sich die Stromgestehungskosten denen der Dreiblattreferenzanlage an.

# 6 Fazit und Ausblick

## 6.1 Fazit

Die Zielsetzung der Arbeit war, eine Aussage über den Unterschied der Stromgestehungskosten zwischen den Zweiblattanlagen und der Dreiblattanlage treffen zu können. Dabei ist die Berechnung der Stromgestehungskosten abhängig von der möglichst genauen Bestimmung der Teil- und Komponentenkosten des Windparks sowie des passenden Kostenmodells.

Die Berechnung der Kosten der Windenergieanlage hat sich als schwierig erwiesen, da für Anlagen dieser Größenordnung keine Erfahrungswerte vorhanden sind und die Kostenskalierung in der Literatur nicht für diese Anlagengröße ausgelegt ist. Demnach musste auf Kostenberechnungen für kleinere Anlagengrößen oder Daten aus anderen grob geschätzten Kostenmodellen zurückgegriffen werden. Bei den Kosten der Hauptwelle sind die Zweiblattkosten teilweise höher als die der Dreiblattanlage, da die genutzte Formel auf der Masse eines Rotorblattes beruht. Hier könnte man einen Faktor von  $\frac{2}{3}$  einsetzen, sofern es das Biegemoment und das Drehmoment der Zweiblattanlage zulassen. Trotzdem sind die Kosten der Hauptwelle mit einem Anteil von 7% im Vergleich zu anderen Kostenaufteilungen (ca. 4%) deutlich zu hoch, sodass die Hauptwelle eher weniger Einfluss als erst berechnet auf die Stromgestehungskosten hat.

Die Balance of Plant sind in dieser Arbeit für den gesamten Windpark ausgehend von einem Referenzwindpark mit gleicher Leistung bestimmt worden. Dabei konnte man die Unterschiede der Installations- sowie Stilllegungskosten zwischen Zweiblatt- und Dreiblattanlage aufgrund fehlender Informationen nur schwer abschätzen. Die Kostenreduzierung ist hier konservativ ausgefallen, sodass bei anderen Errichtungskonzepten eventuell mehr Kosten gespart werden. Im optimalen Fall wird der Rotor samt beider Rotorblätter in nur einem Schritt hochgehoben.

Ähnlich sieht die Berechnung der Betriebskosten aus. Die Betriebskosten wurden für die 20 MW Dreiblattanlage aus der Kostenabschätzung von INNWIND übernommen. Aus dem Anteil der Rotorwartung an der Gesamtwartung wurde die Kostenersparnis berechnet. Dabei ist der Anteil von 30% nur aus zwei Interviews geschätzt und könnte bei genaueren Informationen variieren. Des Weiteren ist fraglich, ob man bei Fehlen eines Rotorblatts wirklich  $\frac{1}{3}$  der Rotorwartungskosten wegfällt.

Der kalkulatorische Zinssatz zur Diskontierung wird durch den WACC von 4,8% bestimmt. Dieser Wert liegt für die Offshore Windenergie im niedrigeren Bereich. Sollte sich der WACC allerdings in den nächsten Jahren erhöhen, so steigen auch die berechneten Stromgestehungskosten.

Das selbsterstellte Kostenmodell ist für die in der Arbeit beschriebene Berechnung optimal. Die Stromgestehungskosten können für die beiden Zweiblattanlagen und die Dreiblattanlage mit Unterscheidung des Antriebes (Getriebe oder Direktantrieb) berechnet werden. Die Eingabeparameter können bei Bedarf beliebig verändert werden. Für den Fall, dass sich Komponententeile oder andere wichtige Berechnungsdaten ändern, so sind diese in den Berechnungstabellen zu korrigieren.

Zusammengefasst lässt sich sagen, dass die Kosten für alle Bereiche (Windenergieanlage, BoP und Betriebskosten) der Stromgestehungskosten für die beiden Zweiblattanlagen niedriger waren. Für eine direktangetriebene 20 MW Offshore Dreiblattanlage liegen die Stromgestehungskosten in dieser Arbeit bei 10,51 ct/kWh. Die beiden Zweiblattanlagen liegen bei 9,83 ct/kWh und 9,96 ct/kWh. Damit ergibt sich eine maximale Reduzierung der Stromgestehungskosten von 6,5%. Für einen Windpark mit 50 x 20 MW Dreiblattanlagen ergeben sich Kosten von ca. 6,835 Mrd. Euro. Daraus folgt für einen Windpark mit Zweiblattanlagen eine Kostenersparnis von ca. 447 Mio. Euro.

Des Weiteren ergab sich in der Sensitivitätsanalyse der Komponenten, dass bei gleicher prozentualer Abweichung der Turm den größten Einfluss auf die Stromgestehungskosten hat. Als Fazit lässt sich sagen, dass die Ergebnisse der Stromgestehungskosten und der Sensitivitätsanalyse trotz einiger grober Abschätzungen größtenteils realistisch aussehen und sich in den Bereichen bekannter Literatur bewegen. Weiterhin gibt das Kostenmodell einen anschaulichen Überblick und zeigt deutlich die Unterschiede der Anlagentypen in der Berechnung der Stromgestehungskosten.

## 6.2 Ausblick

Da die Berechnung der Stromgestehungskosten bisher einwandfrei funktioniert, kann das Kostenmodell auch in Zukunft im Forschungsprojekt weiterverwendet werden. Für diesen Fall sind einige Punkte und Änderungsvorschläge zu nennen.

Das Kostenmodell bezieht sich für die Zweiblatt- und Dreiblattanlagen auf die gleiche Turm- und Fundamentmasse. Daraus schließt sich, dass das fehlende Rotorblatt (noch) keinen Einfluss auf diese Komponentenberechnungen hat. Diese Tatsache wurde im Vorwege zwar festgelegt, ist aber für das Enddesign eher unwahrscheinlich. Ein zweiter Punkt sind die Kosten der Hauptwelle. Sie beziehen sich wie beschrieben auf die Rotorblattmasse. Es sollte überlegt werden, inwiefern das Biegemoment und das Drehmoment Einfluss auf die Kosten der Hauptwelle haben. Um die Balance of Plant und die Betriebskosten genauer zu berechnen und die Unterschiede zwischen den Anlagen deutlicher zu machen, müssten hier genauere Informationen über z.B. die Transportkosten und die Zeitdauer der unterschiedlichen Einsätze bekannt sein.

Im Großen und Ganzen gilt diese Arbeit als Referenz um die Abschätzungen der Stromgestehungskosten weiter zu verfeinern. Die Ergebnisse sind aufgrund einiger Unsicherheiten mit Vorsicht zu genießen, haben jedoch eine starke Aussage. Die Berechnung der Stromgestehungskosten gewinnt deutlich mehr an Sicherheit, wenn auf Erfahrungswerte aus der Industrie zurückgegriffen werden kann. So müssen in Zukunft die Unsicherheiten weiter reduziert und besonders die Errichtung, die Stilllegung und die Betriebskosten genauer betrachtet werden.

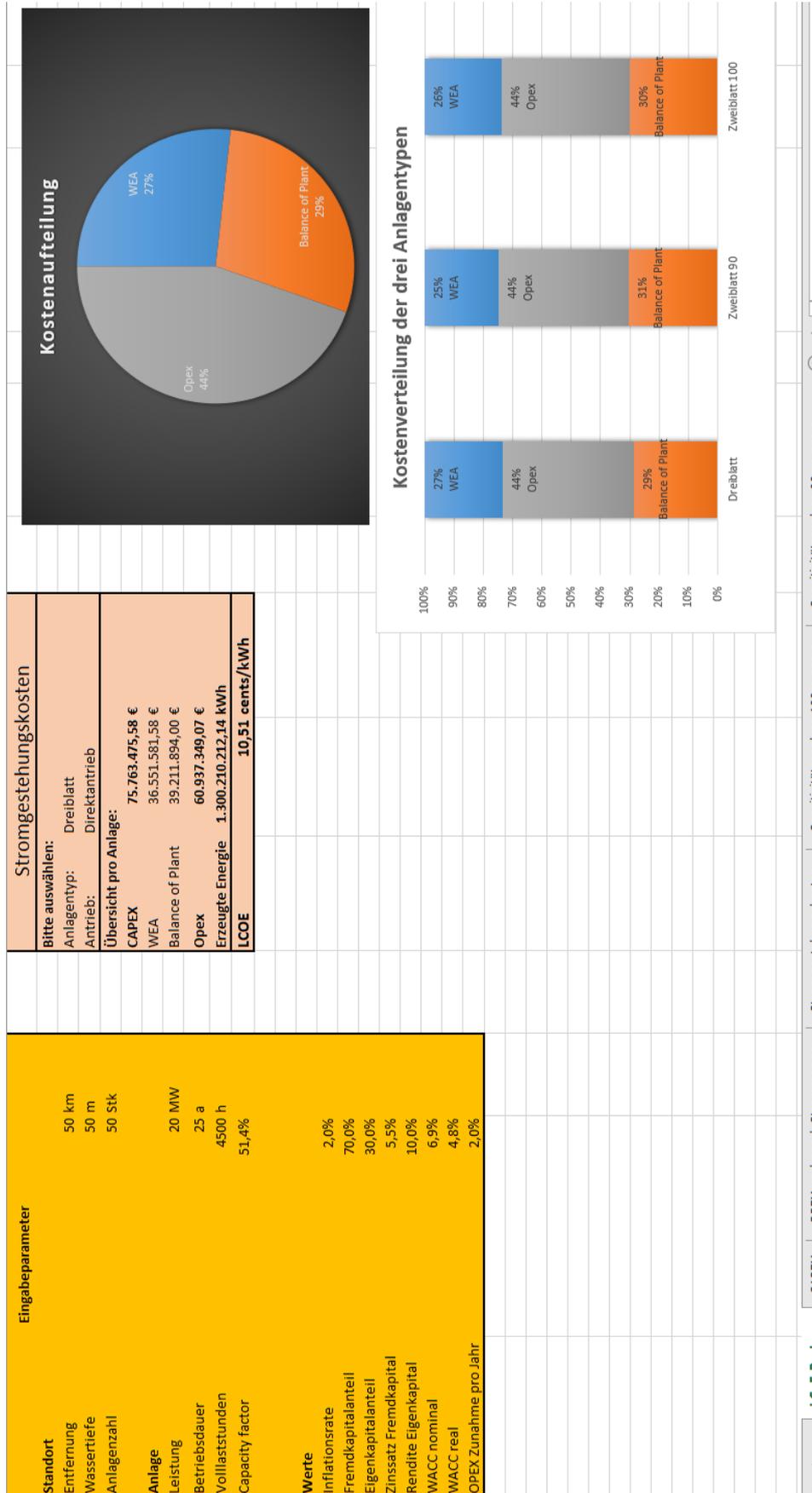
# Literaturverzeichnis

- Anstock, F., Schütt, M., & Schorbach, V. (2019). *A new approach for comparability of two- and three-bladed 20 MW offshore wind turbines*. Journal of Physics: Conference Series.
- Breiter, P. (2016). *A Spatial-Economic Cost-Reduction Pathway Analysis for U.S. Offshore Wind Energy Development from 2015–2030*. NREL.
- Chaviaropoulos, P., & Milidis, A. (2016). *20 MW Reference Wind Turbine*. INNWIND Deliverables 1.25 (a).
- Chaviaropoulos, P., & Natarajan, A. (2014). *Deliverable 1.2.2 - Definition of Performance Indicators (PIs) and Target Values*. INNWIND:EU.
- Chaviaropoulos, T. (03. April 2014). INNWIND.EU Cost Model - Deliverable 1.21. Abgerufen am 01. Oktober 2019 von <http://www.innwind.eu/publications/deliverable-reports>
- Dellemann, C. v., & Garleff, D. (11. September 2019). Blattwartung. (V. Kanitz , M. Schütt, & F. Anstock, Interviewer)
- Dykes, K. (01. Oktober 2019). *GitHub Kostenmodell NREL Theorie*. Von [https://github.com/WISDEM/Turbine\\_CostsSE/blob/master/docs/theory.rst](https://github.com/WISDEM/Turbine_CostsSE/blob/master/docs/theory.rst) abgerufen
- Fingersh, L., Hand, M., & Laxson, A. (2006). *Wind Turbine Design Cost and Scaling Model*. Fraunhofer ISE. (2018). *STROMGESTEHUNGSKOSTEN ERNEUERBARE ENERGIEN*.
- Freeman, J. (01. Oktober 2019). *GitHub Kostenmodell NREL Code*. Von [https://github.com/WISDEM/Turbine\\_CostsSE/blob/master/src/turbine\\_costsse/turbine\\_costsse\\_2015.py](https://github.com/WISDEM/Turbine_CostsSE/blob/master/src/turbine_costsse/turbine_costsse_2015.py) abgerufen
- Gasch, R., & Twele, J. (2013). *Windkraftanlagen: Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb*, 8. Auflage. Wiesbaden: Springer Vieweg.
- Hau, E. (2016). *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, 5. Auflage. Springer-Verlag Berlin Heidelberg.
- Jamieson, P. (2018). *Innovation in Wind Turbine Design*. Chichester, West Sussex: Wiley.
- Kaiser, M. J., & Snyder, B. (2010). *Offshore Wind Energy Installation and Decommissioning Cost Estimation in the U.S. Outer Continental Shelf*. Baton Rouge, Louisiana: Energy Research Group, LLC.

- Kampschulte, D. (11. September 2019). Offshorewartung. (V. Kanitz, F. Anstock, & M. Schütt, Interviewer)
- Konstantin, P. (2017). *Praxis Energiewirtschaft, 4. Auflage*. Berlin: Springer Vieweg.
- Kruse, P. (2018). *Masterthesis: Two-bladed wind turbines: Reconsideration of a concept*. Hamburg.
- Kyhl, P. (01. Mai 2019). Email. *Installationszeiten Offshore Zweiblattanlagen*.
- Larsen, T., Madsen, H., Thomson, K., & Rasmussen, F. (2007). *Reduction of teeter angle excursions for a two-bladed downwind rotor using cyclic pitch control*. Brüssel: Proceedings of EWEA.
- Lüers, S., Wallasch, A.-K., & Dr.-Ing. Rehfeldt, K. (2015). *KOSTENSITUATION DER WINDENERGIE AN LAND IN DEUTSCHLAND UPDATE*. Deutsche Windguard.
- Miedema, R. (2012). *Offshore Wind Energy Operations & Maintenance Analysis Research Thesis*.
- NWTC Systems Engineering. (01. Oktober 2019). *GitHub Massenmodell NREL Code*. Von [https://github.com/WISDEM/Turbine\\_CostsSE/blob/master/src/turbine\\_costsse/nrel\\_csm\\_tcc\\_2015.py](https://github.com/WISDEM/Turbine_CostsSE/blob/master/src/turbine_costsse/nrel_csm_tcc_2015.py) abgerufen
- The Crown Estate and the Offshore Renewable Energy Catapult. (2019). *Guide to an offshore wind farm*.
- Tralau, T. (22. August 2019). Helikopter im Offshoreinsatz. (V. Kanitz, & F. Anstock, Interviewer)

# Anhang

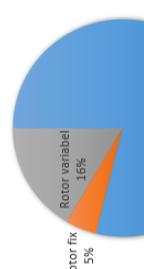
# A Kostenmodell





Anteil	Wartung und Instandhaltung an 100% Opex fix	33,8%	Dreiblatt-Anlage			Zweiblatt-Anlage				
			Jahr	Opex [€/a]	Teilsomme bis Jahr t [€]	Strommenge [kWh]	Teilsomme bis Jahr t [€]	Opex [€/a]	Teilsomme bis Jahr t [€]	Strommenge [kWh]
Anteil	Wartung und Instandhaltung an 100% Opex var	100,0%	1	3.294.908,34	85.914.833,88	85.914.833,88	1	3.063.326,93	85.914.833,88	85.914.833,88
Anteil	Rotorwartung an Gesamtwartung und Instandhaltung	30,0%	2	3.208.257,03	6.503.165,97	167.939.930,33	2	2.982.765,98	82.015.096,45	167.939.930,33
Kostenersparnis	für 2B-Rotorwartung anstatt 3B-Rotorwartung	33,3%	3	3.123.884,52	9.627.049,89	246.222.301,30	3	2.904.323,46	8.950.416,27	78.292.370,97
Kostenersparnis	2B-Wartung und Instandhaltung an 100% Opex fix	3,4%	4	3.041.730,89	12.668.780,78	74.738.622,73	4	2.827.943,97	11.778.360,23	74.738.622,73
Kostenersparnis	2B-Wartung und Instandhaltung an 100% Opex var	10,0%	5	2.961.737,78	15.630.518,57	392.307.105,76	5	2.753.573,14	14.531.993,38	71.346.181,74
			6	2.883.848,37	18.514.366,94	460.414.831,89	6	2.681.158,16	17.213.091,54	68.107.726,13
			7	2.808.007,35	21.322.374,29	65.016.266,40	7	2.610.647,59	19.823.739,13	65.016.266,40
			8	2.734.160,83	24.056.535,11	62.065.130,31	8	2.541.991,35	22.365.730,48	62.065.130,31
Opex fix 3B		76 €/MWh	9	2.662.256,96	26.718.791,47	59.247.948,44	9	2.475.140,66	24.840.871,15	59.247.948,44
Opex var 3B		0,02071 €/kWh	10	2.592.242,88	29.311.034,36	56.558.640,54	10	2.410.048,05	27.250.919,20	56.558.640,54
Opex 3B		3.383.900,00 €/a	11	2.524.070,65	31.835.105,01	53.991.402,29	11	2.346.667,29	29.597.596,49	53.991.402,29
			12	2.457.691,26	34.292.796,27	51.540.692,87	12	2.284.953,34	31.882.539,83	51.540.692,87
			13	2.393.057,54	36.685.853,81	49.201.222,96	13	2.224.862,38	34.107.402,21	49.201.222,96
			14	2.330.123,60	39.015.977,41	46.967.943,30	14	2.166.351,73	36.273.753,94	46.967.943,30
			15	2.268.844,73	41.284.822,14	44.836.033,85	15	2.109.379,82	38.383.133,76	44.836.033,85
			16	2.209.177,41	43.493.999,55	42.800.893,33	16	2.053.906,19	40.437.039,96	42.800.893,33
			17	2.151.079,24	45.645.078,79	40.858.129,34	17	1.999.891,44	42.436.931,40	40.858.129,34
			18	2.094.508,98	47.739.587,77	39.003.548,83	18	1.947.297,20	44.384.228,59	39.003.548,83
			19	2.039.426,43	49.775.014,21	37.233.149,10	19	1.896.086,10	46.280.314,69	37.233.149,10
			20	1.985.792,48	51.764.806,68	35.543.109,10	20	1.846.221,79	48.126.536,48	35.543.109,10
			21	1.933.569,01	53.698.375,70	33.929.781,27	21	1.797.668,84	49.924.205,32	33.929.781,27
			22	1.882.718,95	55.581.094,65	32.389.683,57	22	1.750.392,75	51.674.598,07	32.389.683,57
			23	1.833.206,18	57.414.300,83	30.919.492,04	23	1.704.359,96	53.378.958,03	30.919.492,04
			24	1.784.995,51	59.199.296,34	29.516.033,58	24	1.659.537,77	55.038.495,80	29.516.033,58
			25	1.738.052,72	60.937.349,07	28.176.279,13	25	1.615.894,33	56.654.390,13	28.176.279,13
			26	1.692.344,46	62.629.693,52	26.897.337,12	26	1.573.988,65	58.227.788,79	26.897.337,12
			27	1.647.838,25	64.277.531,77	25.676.447,23	27	1.532.000,35	59.759.809,34	25.676.447,23
			28	1.604.502,50	65.882.034,27	24.510.974,42	28	1.491.730,63	61.251.539,98	24.510.974,42
			29	1.562.306,41	67.444.340,68	23.398.403,29	29	1.452.500,28	62.704.040,26	23.398.403,29
			30	1.521.220,02	68.965.560,69	22.336.332,57	30	1.414.301,63	64.118.341,89	22.336.332,57
Summe pro Anlage			Summe pro Anlage	60.937.349,07	1.300.210.212,14	1.300.210.212,14	Summe pro Anlage	56.654.390,13	1.300.210.212,14	1.300.210.212,14
			Summe für Windpark	3.045.857.453,26	65.010.510.807,19	65.010.510.807,19	Summe für Windpark	2.822.719.506,70	65.010.510.807,19	65.010.510.807,19

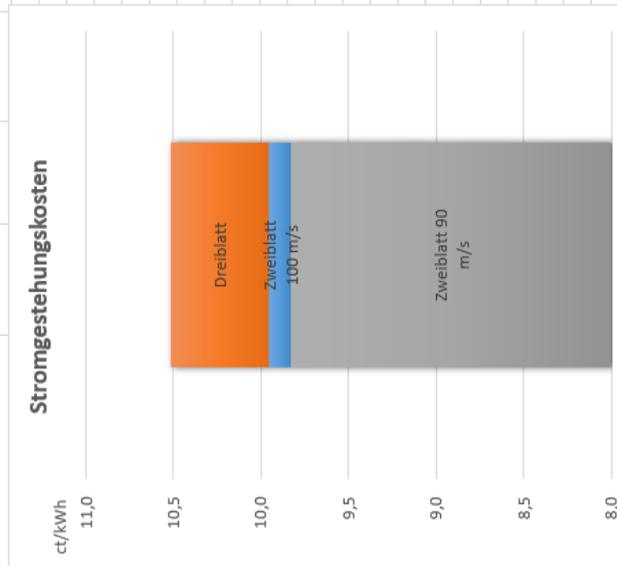
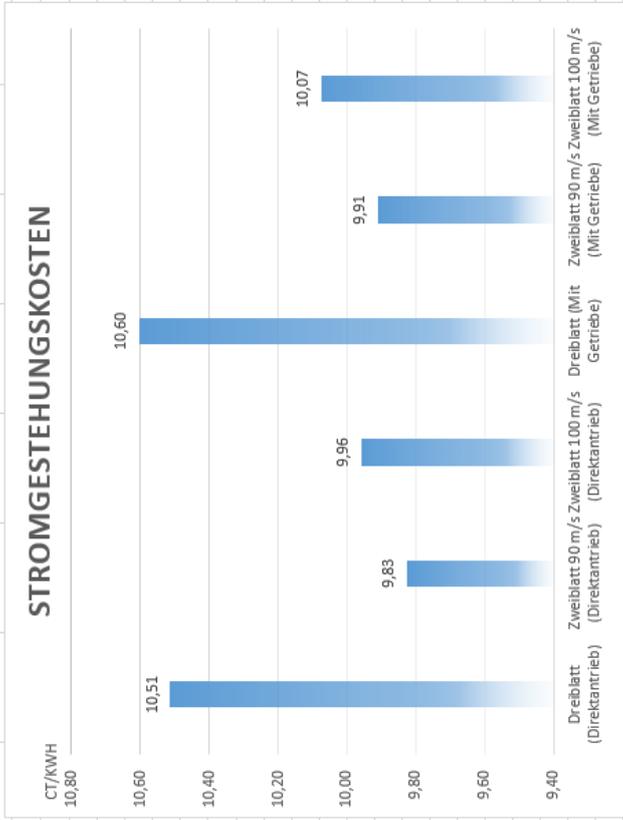
**Rotoranteil an OPEX 3B**



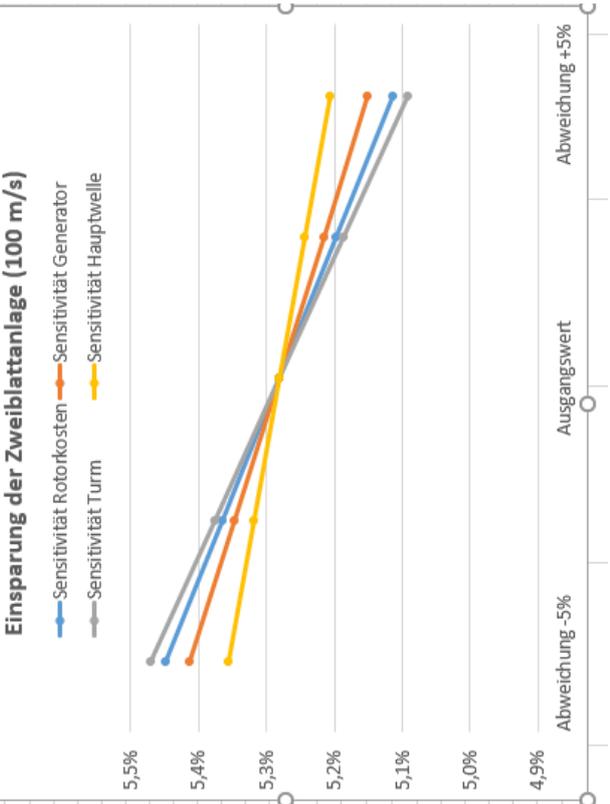
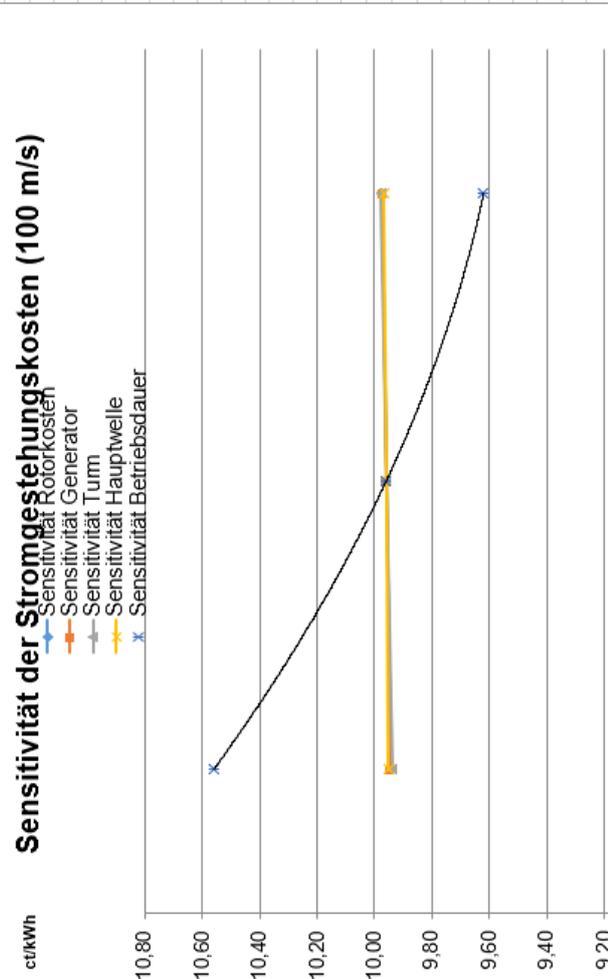
**Opex 3B**



Stromgestehungskosten	(Cent/kWh)	Einsparung
Dreiblatt (Direktantrieb)	10,51	
Zweiblatt 90 m/s (Direktantrieb)	9,83	6,5%
Zweiblatt 100 m/s (Direktantrieb)	9,96	5,3%
Dreiblatt (Mit Getriebe)	10,60	
Zweiblatt 90 m/s (Mit Getriebe)	9,91	6,5%
Zweiblatt 100 m/s (Mit Getriebe)	10,07	5,0%



Sensitivitätsanalyse		Für jeden Parameter einzugeben:		anzeigen / nicht anzeigen	
Ausgangsparameter					
Investitionskosten pro Anlage (€)	72.827.286,74				
Zinssatz (%)	0,048				
Betriebsdauer (Jahre)	25				
Vollaststunden pro Jahr (h)	4500				
Anlagenanzahl	50				
Betriebskosten pro Anlage (€)	56.654.390,13				
Produzierte Strommenge pro Anlage (kWh)	1.300.210.212,14				
Stromgestehungskosten Dreiblatt	10,51				
		Sensitivität Rotorkosten		5%	
		4.452.963	4.567.141	4.681.320	4.795.498
		9,95	9,96	9,97	9,98
		Sensitivität Generator		5%	
		3.489.079	3.578.542	3.668.006	3.757.469
		9,95	9,96	9,97	9,97
		Sensitivität Turm		5%	
		4.901.668	5.159.651	5.288.642	5.417.634
		9,94	9,96	9,97	9,98
		Sensitivität Hauptwelle		5%	
		1.958.955	2.062.058	2.113.610	2.165.161
		9,95	9,96	9,96	9,97
		Sensitivität Betriebsdauer		20%	
		20	25	30	30
		10,56	9,96		9,62



## B Cost-Scaling-Model NREL (Freeman, 2019)

```
"""
turbine_costsse_2015.py

Created by Janine Freeman 2015 based on turbine_costsse.py 2012.
Copyright (c) NREL. All rights reserved.
"""

from openmdao.api import Component, Problem, Group, IndepVarComp

import numpy as np

##### Rotor
#-----
class BladeCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(BladeCost2015, self).__init__()

        # Inputs
        self.add_param('blade_mass', 0.0, units='kg', desc='component mass')
        self.add_param('blade_mass_cost_coeff', 14.6, units='USD/kg', desc='blade mass-cost
coeff')
        self.add_param('blade_cost_external', 0.0, units='USD', desc='Blade cost computed
by RotorSE')

        # Outputs
        self.add_output('blade_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        blade_mass = params['blade_mass']
        blade_mass_cost_coeff = params['blade_mass_cost_coeff']

        # calculate component cost
        if params['blade_cost_external'] < 1.:
            unknowns['blade_cost'] = blade_mass_cost_coeff * blade_mass
        else:
            unknowns['blade_cost'] = params['blade_cost_external']

# -----
class HubCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(HubCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('hub_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg')
        self.add_param('hub_mass_cost_coeff', 3.9, desc='hub mass-cost coeff', units='USD/kg')

        # Outputs
        self.add_output('hub_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine component
capital costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        hub_mass_cost_coeff = params['hub_mass_cost_coeff']
        hub_mass = params['hub_mass']

        # calculate component cost
        HubCost2015 = hub_mass_cost_coeff * hub_mass
        unknowns['hub_cost'] = HubCost2015

#-----
class PitchSystemCost2015(Component):
```

```

def __init__(self):
    super(PitchSystemCost2015,self).__init__()

    # variables
    self.add_param('pitch_system_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg')
    self.add_param('pitch_system_mass_cost_coeff', 22.1, desc='pitch system mass-cost
coeff', units='USD/kg')

    # Outputs
    self.add_output('pitch_system_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        pitch_system_mass = params['pitch_system_mass']
        pitch_system_mass_cost_coeff = params['pitch_system_mass_cost_coeff']

        #calculate system costs
        PitchSystemCost2015 = pitch_system_mass_cost_coeff * pitch_system_mass
        unknowns['pitch_system_cost'] = PitchSystemCost2015

#-----
class SpinnerCost2015(Component):

    def __init__(self):
        super(SpinnerCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('spinner_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg')
        self.add_param('spinner_mass_cost_coeff', 11.1, desc='spinner/nose cone mass-cost
coeff', units='USD/kg')

        # Outputs
        self.add_output('spinner_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine component
capial costs excluding transportation costs')

        def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

            spinner_mass_cost_coeff = params['spinner_mass_cost_coeff']
            spinner_mass = params['spinner_mass']

            #calculate system costs
            SpinnerCost2015 = spinner_mass_cost_coeff * spinner_mass
            unknowns['spinner_cost'] = SpinnerCost2015

#-----
class HubSystemCostAdder2015(Component):

    def __init__(self):
        super(HubSystemCostAdder2015, self).__init__()

        # Inputs
        self.add_param('hub_cost', 0.0, units='USD', desc='Hub component cost')
        self.add_param('hub_mass', 0.0, units='kg', desc='Hub component mass')
        self.add_param('pitch_system_cost', 0.0, units='USD', desc='Pitch system cost')
        self.add_param('pitch_system_mass', 0.0, units='kg', desc='Pitch system mass')
        self.add_param('spinner_cost', 0.0, units='USD', desc='Spinner component cost')
        self.add_param('spinner_mass', 0.0, units='kg', desc='Spinner component mass')
        self.add_param('hub_assemblyCostMultiplier', 0.0, desc='Rotor assembly cost
multiplier')
        self.add_param('hub_overheadCostMultiplier', 0.0, desc='Rotor overhead cost
multiplier')
        self.add_param('hub_profitMultiplier', 0.0, desc='Rotor profit multiplier')
        self.add_param('hub_transportMultiplier', 0.0, desc='Rotor transport multiplier')

        # Outputs
        self.add_output('hub_system_mass', 0.0, units='kg', desc='Mass of the hub system,
including hub, spinner, and pitch system for the blades')
        self.add_output('hub_system_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind sub-assembly
capial costs including transportation costs')

        def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

            hub_cost = params['hub_cost']
            pitch_system_cost = params['pitch_system_cost']

```

```

spinner_cost      = params['spinner_cost']

hub_mass          = params['hub_mass']
pitch_system_mass = params['pitch_system_mass']
spinner_mass      = params['spinner_mass']

hub_assemblyCostMultiplier = params['hub_assemblyCostMultiplier']
hub_overheadCostMultiplier = params['hub_overheadCostMultiplier']
hub_profitMultiplier       = params['hub_profitMultiplier']
hub_transportMultiplier    = params['hub_transportMultiplier']

# Updated calculations below to account for assembly, transport, overhead and profit
unknowns['hub_system_mass'] = hub_mass + pitch_system_mass + spinner_mass
partsCost = hub_cost + pitch_system_cost + spinner_cost
unknowns['hub_system_cost'] = (1 + hub_transportMultiplier + hub_profitMultiplier) *
((1 + hub_overheadCostMultiplier + hub_assemblyCostMultiplier) * partsCost)

#-----
class RotorCostAdder2015(Component):
    """
    RotorCostAdder adds up individual rotor system and component costs to get overall rotor
    cost.
    """

    def __init__(self):

        super(RotorCostAdder2015, self).__init__()

        # Inputs
        self.add_param('blade_cost',      0.0, units='USD',   desc='Individual blade cost')
        self.add_param('blade_mass',      0.0, units='kg',    desc='Individual blade mass')
        self.add_param('hub_system_cost',  0.0, units='USD',   desc='Cost for hub system')
        self.add_param('hub_system_mass',  0.0, units='kg',    desc='Mass for hub system')
        self.add_param('blade_number',    3,                  desc='Number of rotor blades',
pass_by_obj=True)

        # Outputs
        self.add_output('rotor_cost',      0.0, units='USD',   desc='Overall wind sub-assembly
capial costs including transportation costs')
        self.add_output('rotor_mass_tcc',  0.0, units='kg',    desc='Rotor mass, including
blades, pitch system, hub, and spinner')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        blade_cost      = params['blade_cost']
        blade_mass      = params['blade_mass']
        blade_number    = params['blade_number']
        hub_system_cost = params['hub_system_cost']
        hub_system_mass = params['hub_system_mass']

        unknowns['rotor_cost']      = blade_cost * blade_number + hub_system_cost
        unknowns['rotor_mass_tcc'] = blade_mass * blade_number + hub_system_mass

#-----

##### Nacelle
# -----
class LowSpeedShaftCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(LowSpeedShaftCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('lss_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg') #mass input
        self.add_param('lss_mass_cost_coeff', 11.9, desc='low speed shaft mass-cost coeff',
units='USD/kg')

        # Outputs
        self.add_output('lss_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine component
capial costs excluding transportation costs') #initialize cost output

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        lss_mass_cost_coeff = params['lss_mass_cost_coeff']
        lss_mass = params['lss_mass']

```

```

# calculate component cost
unknowns['lss_cost'] = lss_mass_cost_coeff * lss_mass

#-----
class BearingsCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(BearingsCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('main_bearing_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg') #mass input
        self.add_param('main_bearing_number', 2, desc='number of main bearings',
pass_by_obj=True) #number of main bearings- defaults to 2
        self.add_param('bearings_mass_cost_coeff', 4.5, desc='main bearings mass-cost coeff',
units='USD/kg')

        # Outputs
        self.add_output('main_bearing_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        main_bearing_mass = params['main_bearing_mass']
        main_bearing_number = params['main_bearing_number']
        bearings_mass_cost_coeff = params['bearings_mass_cost_coeff']

        #calculate component cost
        unknowns['main_bearing_cost'] = bearings_mass_cost_coeff * main_bearing_mass *
main_bearing_number

#-----
class GearboxCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(GearboxCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('gearbox_mass', 0.0, units='kg', desc='component mass')
        self.add_param('gearbox_mass_cost_coeff', 12.9, desc='gearbox mass-cost coeff',
units='USD/kg')

        # Outputs
        self.add_output('gearbox_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine component
capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        gearbox_mass = params['gearbox_mass']
        gearbox_mass_cost_coeff = params['gearbox_mass_cost_coeff']

        unknowns['gearbox_cost'] = gearbox_mass_cost_coeff * gearbox_mass

#-----
class HighSpeedSideCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(HighSpeedSideCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('hss_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg')
        self.add_param('hss_mass_cost_coeff', 6.8, desc='high speed side mass-cost coeff',
units='USD/kg')

        # Outputs
        self.add_output('hss_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine component
capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        hss_mass = params['hss_mass']
        hss_mass_cost_coeff = params['hss_mass_cost_coeff']

        unknowns['hss_cost'] = hss_mass_cost_coeff * hss_mass

#-----

```

```

class GeneratorCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(GeneratorCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('generator_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg')
        self.add_param('generator_mass_cost_coeff', 12.4, desc='generator mass cost coeff',
units='USD/kg')

        # Outputs
        self.add_output('generator_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        generator_mass = params['generator_mass']
        generator_mass_cost_coeff = params['generator_mass_cost_coeff']

        unknowns['generator_cost'] = generator_mass_cost_coeff * generator_mass

#-----
class BedplateCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(BedplateCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('bedplate_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg')
        self.add_param('bedplate_mass_cost_coeff', 2.9, desc='bedplate mass-cost coeff',
units='USD/kg')

        # Outputs
        self.add_output('bedplate_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine component
capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        bedplate_mass = params['bedplate_mass']
        bedplate_mass_cost_coeff = params['bedplate_mass_cost_coeff']

        unknowns['bedplate_cost'] = bedplate_mass_cost_coeff * bedplate_mass

#-----
class YawSystemCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(YawSystemCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('yaw_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg')
        self.add_param('yaw_mass_cost_coeff', 8.3, desc='yaw system mass cost coeff',
units='USD/kg')

        # Outputs
        self.add_output('yaw_system_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        yaw_mass = params['yaw_mass']
        yaw_mass_cost_coeff = params['yaw_mass_cost_coeff']

        unknowns['yaw_system_cost'] = yaw_mass_cost_coeff * yaw_mass

#-----
class VariableSpeedElecCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(VariableSpeedElecCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('vs_electronics_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg')

```

```

        self.add_param('vs_electronics_mass_cost_coeff', 18.8, desc='variable speed electronics
mass cost coeff', units='USD/kg')

        # Outputs
        self.add_output('vs_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine component capial
costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        vs_electronics_mass = params['vs_electronics_mass']
        vs_electronics_mass_cost_coeff = params['vs_electronics_mass_cost_coeff']

        unknowns['vs_cost'] = vs_electronics_mass_cost_coeff * vs_electronics_mass

#-----
class HydraulicCoolingCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(HydraulicCoolingCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('hvac_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg')
        self.add_param('hvac_mass_cost_coeff', 124.0, desc='hydraulic and cooling system mass
cost coeff', units='USD/kg')

        # Outputs
        self.add_output('hvac_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine component
capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        hvac_mass = params['hvac_mass']
        hvac_mass_cost_coeff = params['hvac_mass_cost_coeff']

        # calculate cost
        unknowns['hvac_cost'] = hvac_mass_cost_coeff * hvac_mass

#-----
class NacelleCoverCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(NacelleCoverCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('cover_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg')
        self.add_param('cover_mass_cost_coeff', 5.7, desc='nacelle cover mass cost coeff',
units='USD/kg')

        # Outputs
        self.add_output('cover_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine component
capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        cover_mass = params['cover_mass']
        cover_mass_cost_coeff = params['cover_mass_cost_coeff']

        unknowns['cover_cost'] = cover_mass_cost_coeff * cover_mass

#-----
class ElecConnecCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(ElecConnecCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('machine_rating', 0.0, desc='machine rating', units='kW')
        self.add_param('elec_connec_machine_rating_cost_coeff', 41.85, units='USD/kW',
desc='electrical connections cost coefficient per kW')

        # Outputs
        self.add_output('elec_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine component
capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

```

```

        machine_rating = params['machine_rating']
        elec_connec_machine_rating_cost_coeff =
params['elec_connec_machine_rating_cost_coeff']

        unknowns['elec_cost'] = elec_connec_machine_rating_cost_coeff * machine_rating

#-----
class ControlsCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(ControlsCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('machine_rating', 0.0, desc='machine rating', units='kW')
        self.add_param('controls_machine_rating_cost_coeff', 21.15, units='USD/kW',
desc='controls cost coefficient per kW')

        # Outputs
        self.add_output('controls_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine component
capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        machine_rating = params['machine_rating']
        coeff = params['controls_machine_rating_cost_coeff']

        unknowns['controls_cost'] = machine_rating * coeff

#-----
class OtherMainframeCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(OtherMainframeCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('platforms_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg')
        self.add_param('platforms_mass_cost_coeff', 17.1, desc='nacelle platforms mass cost
coeff', units='USD/kg')
        self.add_param('crane', False, desc='flag for presence of onboard crane',
pass_by_obj=True)
        self.add_param('crane_cost', 12000.0, desc='crane cost if present', units='USD')
        # self.add_param('bedplate_cost', 0.0, desc='component cost', units='USD')
        # self.add_param('base_hardware_cost_coeff', 0.7, desc='base hardware cost coeff based
on bedplate cost')

        # Outputs
        self.add_output('other_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine component
capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        platforms_mass = params['platforms_mass']
        platforms_mass_cost_coeff = params['platforms_mass_cost_coeff']
        crane = params['crane']
        crane_cost = params['crane_cost']
        # bedplate_cost = params['bedplate_cost']
        # base_hardware_cost_coeff = params['base_hardware_cost_coeff']

        # nacelle platform cost

        # crane cost
        if crane:
            craneCost = crane_cost
            craneMass = 3e3
            NacellePlatformsCost = platforms_mass_cost_coeff * (platforms_mass - craneMass)
        else:
            craneCost = 0.0
            NacellePlatformsCost = platforms_mass_cost_coeff * platforms_mass

        # base hardware cost
        #BaseHardwareCost = bedplate_cost * base_hardware_cost_coeff

        #aggregate all three mainframe costs
        unknowns['other_cost'] = NacellePlatformsCost + craneCost #+ BaseHardwareCost

```

```

#-----
class TransformerCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(TransformerCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('transformer_mass', 0.0, desc='component mass', units='kg')
        self.add_param('transformer_mass_cost_coeff', 18.8, desc='transformer mass cost coeff',
units='USD/kg') #mass-cost coeff with default from ppt

        # Outputs
        self.add_output('transformer_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        transformer_mass = params['transformer_mass']
        transformer_mass_cost_coeff = params['transformer_mass_cost_coeff']

        unknowns['transformer_cost'] = transformer_mass_cost_coeff * transformer_mass

#-----
class NacelleSystemCostAdder2015(Component):

    def __init__(self):

        super(NacelleSystemCostAdder2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('lss_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('lss_mass', 0.0, units='kg', desc='Component mass')
        self.add_param('main_bearing_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('main_bearing_mass', 0.0, units='kg', desc='Component mass')
        self.add_param('gearbox_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('gearbox_mass', 0.0, units='kg', desc='Component mass')
        self.add_param('hss_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('hss_mass', 0.0, units='kg', desc='Component mass')
        self.add_param('generator_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('generator_mass', 0.0, units='kg', desc='Component mass')
        self.add_param('bedplate_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('bedplate_mass', 0.0, units='kg', desc='Component mass')
        self.add_param('yaw_system_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('yaw_mass', 0.0, units='kg', desc='Component mass')
        self.add_param('vs_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('vs_mass', 0.0, units='kg', desc='Component mass')
        self.add_param('hvac_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('hvac_mass', 0.0, units='kg', desc='Component mass')
        self.add_param('cover_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('cover_mass', 0.0, units='kg', desc='Component mass')
        self.add_param('elec_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('controls_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('other_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('transformer_cost', 0.0, units='USD', desc='Component cost')
        self.add_param('transformer_mass', 0.0, units='kg', desc='Component mass')
        self.add_param('main_bearing_number', 2, desc='number of bearings', pass_by_obj=True)

        #multipliers
        self.add_param('nacelle_assemblyCostMultiplier', 0.0, desc='nacelle assembly cost
multiplier')
        self.add_param('nacelle_overheadCostMultiplier', 0.0, desc='nacelle overhead cost
multiplier')
        self.add_param('nacelle_profitMultiplier', 0.0, desc='nacelle profit multiplier')
        self.add_param('nacelle_transportMultiplier', 0.0, desc='nacelle transport
multiplier')

        # returns
        self.add_output('nacelle_cost', 0.0, units='USD', desc='component cost')
        self.add_output('nacelle_mass', 0.0, units='kg', desc='Nacelle mass, with all nacelle
components, without the rotor')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        lss_cost = params['lss_cost']
        main_bearing_cost = params['main_bearing_cost']
        gearbox_cost = params['gearbox_cost']

```

```

hss_cost           = params['hss_cost']
generator_cost     = params['generator_cost']
bedplate_cost     = params['bedplate_cost']
yaw_system_cost   = params['yaw_system_cost']
vs_cost           = params['vs_cost']
hvac_cost         = params['hvac_cost']
cover_cost        = params['cover_cost']
elec_cost         = params['elec_cost']
controls_cost     = params['controls_cost']
other_cost        = params['other_cost']
transformer_cost  = params['transformer_cost']

lss_mass          = params['lss_mass']
main_bearing_mass = params['main_bearing_mass']
gearbox_mass     = params['gearbox_mass']
hss_mass         = params['hss_mass']
generator_mass   = params['generator_mass']
bedplate_mass    = params['bedplate_mass']
yaw_mass         = params['yaw_mass']
vs_mass          = params['vs_mass']
hvac_mass        = params['hvac_mass']
cover_mass       = params['cover_mass']
transformer_mass  = params['transformer_mass']

main_bearing_number = params['main_bearing_number']

nacelle_assemblyCostMultiplier = params['nacelle_assemblyCostMultiplier']
nacelle_overheadCostMultiplier = params['nacelle_overheadCostMultiplier']
nacelle_profitMultiplier      = params['nacelle_profitMultiplier']
nacelle_transportMultiplier   = params['nacelle_transportMultiplier']

#apply multipliers for assembly, transport, overhead, and profits
unknowns['nacelle_mass'] = lss_mass + main_bearing_number * main_bearing_mass +
gearbox_mass + hss_mass + generator_mass + bedplate_mass + yaw_mass + vs_mass + hvac_mass +
cover_mass + transformer_mass
partsCost = lss_cost + main_bearing_number * main_bearing_cost + gearbox_cost + hss_cost
+ generator_cost + bedplate_cost + yaw_system_cost + vs_cost + hvac_cost + cover_cost + elec_cost
+ controls_cost + other_cost + transformer_cost
unknowns['nacelle_cost'] = (1 + nacelle_transportMultiplier + nacelle_profitMultiplier)
* ((1 + nacelle_overheadCostMultiplier + nacelle_assemblyCostMultiplier) * partsCost)

##### Tower
#-----
class TowerCost2015(Component):

    def __init__(self):

        super(TowerCost2015, self).__init__()

        # variables
        self.add_param('tower_mass',          0.0, units='kg',    desc='tower mass')
        self.add_param('tower_mass_cost_coeff', 2.9, units='USD/kg', desc='tower mass-cost
coeff') #mass-cost coeff with default from ppt
        self.add_param('tower_cost_external', 0.0, units='USD',    desc='Tower cost computed
by TowerSE')

        # Outputs
        self.add_output('tower_parts_cost',    0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capial costs excluding transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        tower_mass = params['tower_mass']
        tower_mass_cost_coeff = params['tower_mass_cost_coeff']

        # calculate component cost
        if params['tower_cost_external'] < 1.:
            unknowns['tower_parts_cost'] = tower_mass_cost_coeff * tower_mass
        else:
            unknowns['tower_parts_cost'] = params['tower_cost_external']

#-----
class TowerCostAdder2015(Component):

    def __init__(self):

        super(TowerCostAdder2015, self).__init__()

```

```

# variables
self.add_param('tower_parts_cost', 0.0, units='USD', desc='component cost')

# multipliers
self.add_param('tower_assemblyCostMultiplier', 0.0, desc='tower assembly cost multiplier')
self.add_param('tower_overheadCostMultiplier', 0.0, desc='tower overhead cost multiplier')
self.add_param('tower_profitMultiplier', 0.0, desc='tower profit cost multiplier')
self.add_param('tower_transportMultiplier', 0.0, desc='tower transport cost multiplier')

# returns
self.add_output('tower_cost', 0.0, units='USD', desc='component cost')

def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

    tower_parts_cost = params['tower_parts_cost']

    tower_assemblyCostMultiplier = params['tower_assemblyCostMultiplier']
    tower_overheadCostMultiplier = params['tower_overheadCostMultiplier']
    tower_profitMultiplier = params['tower_profitMultiplier']
    tower_transportMultiplier = params['tower_transportMultiplier']

    partsCost = tower_parts_cost
    unknowns['tower_cost'] = (1 + tower_transportMultiplier + tower_profitMultiplier) * ((1
+ tower_overheadCostMultiplier + tower_assemblyCostMultiplier) * partsCost)

#-----
class TurbineCostAdder2015(Component):

    def __init__(self):

        super(TurbineCostAdder2015, self).__init__()

        # Variables
        self.add_param('rotor_cost', 0.0, units='USD', desc='Rotor cost')
        self.add_param('rotor_mass_tcc', 0.0, units='kg', desc='Rotor mass')
        self.add_param('nacelle_cost', 0.0, units='USD', desc='Nacelle cost')
        self.add_param('nacelle_mass', 0.0, units='kg', desc='Nacelle mass')
        self.add_param('tower_cost', 0.0, units='USD', desc='Tower cost')
        self.add_param('tower_mass', 0.0, units='kg', desc='Tower mass')
        self.add_param('machine_rating', 0.0, units='kW', desc='Machine rating')

        # parameters
        self.add_param('turbine_assemblyCostMultiplier', 0.0, desc='Turbine multiplier for
assembly cost in manufacturing')
        self.add_param('turbine_overheadCostMultiplier', 0.0, desc='Turbine multiplier for
overhead')
        self.add_param('turbine_profitMultiplier', 0.0, desc='Turbine multiplier for
profit markup')
        self.add_param('turbine_transportMultiplier', 0.0, desc='Turbine multiplier for
transport costs')

        # Outputs
        self.add_output('turbine_mass', 0.0, units='kg', desc='Turbine total mass, without
foundation')
        self.add_output('turbine_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
capital costs including transportation costs')
        self.add_output('turbine_cost_kW', 0.0, units='USD/kW', desc='Overall wind turbine
capital costs including transportation costs')

    def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

        rotor_cost = params['rotor_cost']
        nacelle_cost = params['nacelle_cost']
        tower_cost = params['tower_cost']

        rotor_mass_tcc = params['rotor_mass_tcc']
        nacelle_mass = params['nacelle_mass']
        tower_mass = params['tower_mass']

        turbine_assemblyCostMultiplier = params['turbine_assemblyCostMultiplier']
        turbine_overheadCostMultiplier = params['turbine_overheadCostMultiplier']
        turbine_profitMultiplier = params['turbine_profitMultiplier']
        turbine_transportMultiplier = params['turbine_transportMultiplier']

```

```

partsCost = rotor_cost + nacelle_cost + tower_cost

unknowns['turbine_mass'] = rotor_mass_tcc + nacelle_mass + tower_mass
unknowns['turbine_cost'] = (1 + turbine_transportMultiplier +
turbine_profitMultiplier) * ((1 + turbine_overheadCostMultiplier +
turbine_assemblyCostMultiplier) * partsCost)
unknowns['turbine_cost_kW'] = unknowns['turbine_cost'] / params['machine_rating']

class Outputs2Screen(Component):
    def __init__(self, verbosity):
        super(Outputs2Screen, self).__init__()

        self.add_param('blade_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('blade_mass', 0.0, units='kg', desc='Blade mass')
        self.add_param('hub_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('hub_mass', 0.0, units='kg', desc='Hub mass')
        self.add_param('pitch_system_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('pitch_system_mass', 0.0, units='kg', desc='Pitch system mass')
        self.add_param('spinner_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('spinner_mass', 0.0, units='kg', desc='Spinner mass')
        self.add_param('lss_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('lss_mass', 0.0, units='kg', desc='LSS mass')
        self.add_param('main_bearing_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('main_bearing_mass', 0.0, units='kg', desc='Main bearing mass')
        self.add_param('gearbox_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('gearbox_mass', 0.0, units='kg', desc='LSS mass')
        self.add_param('hss_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('hss_mass', 0.0, units='kg', desc='HSS mass')
        self.add_param('generator_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('generator_mass', 0.0, units='kg', desc='Generator mass')
        self.add_param('bedplate_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('bedplate_mass', 0.0, units='kg', desc='Bedplate mass')
        self.add_param('yaw_system_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('yaw_mass', 0.0, units='kg', desc='Yaw system mass')
        self.add_param('hvac_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('hvac_mass', 0.0, units='kg', desc='HVAC mass')
        self.add_param('cover_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('cover_mass', 0.0, units='kg', desc='Cover mass')
        self.add_param('elec_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('controls_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('other_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('transformer_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
component capital costs excluding transportation costs')
        self.add_param('transformer_mass', 0.0, units='kg', desc='Transformer mass')

        self.add_param('rotor_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
rotor capital costs')
        self.add_param('rotor_mass_tcc', 0.0, units='kg', desc='Rotor mass')
        self.add_param('nacelle_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
nacelle capital costs')
        self.add_param('nacelle_mass', 0.0, units='kg', desc='Nacelle mass')
        self.add_param('tower_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
tower capital costs')
        self.add_param('tower_mass', 0.0, units='kg', desc='Tower mass')
        self.add_param('turbine_cost', 0.0, units='USD', desc='Overall wind turbine
capital costs including transportation costs')
        self.add_param('turbine_cost_kW', 0.0, units='USD/kW', desc='Overall wind turbine
capital costs including transportation costs per kW')
        self.add_param('turbine_mass', 0.0, units='kg', desc='Turbine mass')

        self.verbosity = verbosity

```

```

def solve_nonlinear(self, params, unknowns, resids):

    if self.verbosity == True:

        print('#####')
        print('Computation of costs of the main turbine components from TurbineCostSE')
        print('Blade cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['blade_cost']
* 1.e-003,
        params['blade_mass']))
        print('Pitch system cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' %
(params['pitch_system_cost'] * 1.e-003, params['pitch_system_mass']))
        print('Hub cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['hub_cost']
* 1.e-003,
        params['hub_mass']))
        print('Spinner cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['spinner_cost']
* 1.e-003,
        params['spinner_mass']))
        print('-----')
        print('Rotor cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['rotor_cost']
* 1.e-003,
        params['rotor_mass_tcc']))
        print('')
        print('LSS cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['lss_cost']
* 1.e-003,
        params['lss_mass']))
        print('Main bearing cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' %
(params['main_bearing_cost'] * 1.e-003, params['main_bearing_mass']))
        print('Gearbox cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['gearbox_cost']
* 1.e-003,
        params['gearbox_mass']))
        print('HSS cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['hss_cost']
* 1.e-003,
        params['hss_mass']))
        print('Generator cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' %
(params['generator_cost'] * 1.e-003, params['generator_mass']))
        print('Bedplate cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['bedplate_cost']
* 1.e-003,
        params['bedplate_mass']))
        print('Yaw system cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' %
(params['yaw_system_cost'] * 1.e-003, params['yaw_mass']))
        print('HVAC cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['hvac_cost']
* 1.e-003,
        params['hvac_mass']))
        print('Nacelle cover cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['cover_cost']
* 1.e-003,
        params['cover_mass']))
        print('Electr connection cost          %.3f k USD          % (params['elec_cost']
* 1.e-003))
        print('Controls cost          %.3f k USD          % (params['controls_cost']
* 1.e-003))
        print('Other main frame cost          %.3f k USD          % (params['other_cost']
* 1.e-003))
        print('Transformer cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' %
(params['transformer_cost'] * 1.e-003, params['transformer_mass']))
        print('-----')
        print('Nacelle cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['nacelle_cost']
* 1.e-003,
        params['nacelle_mass']))
        print('')
        print('Tower cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['tower_cost']
* 1.e-003,
        params['tower_mass']))
        print('-----')
        print('Turbine cost          %.3f k USD          mass %.3f kg' % (params['turbine_cost']
* 1.e-003,
        params['turbine_mass']))
        print('Turbine cost per kW          %.3f k USD/kW          %
params['turbine_cost_kW'])
        print('#####')

#-----
class Turbine_CostsSE_2015(Group):

    def __init__(self, verbosity = False):
        super(Turbine_CostsSE_2015, self).__init__()

        self.add('blade_mass_cost_coeff',
        IndepVarComp('blade_mass_cost_coeff',
val=14.6), promotes=['*'])
        self.add('hub_mass_cost_coeff',
        IndepVarComp('hub_mass_cost_coeff',
val=3.9), promotes=['*'])
        self.add('pitch_system_mass_cost_coeff',
        IndepVarComp('pitch_system_mass_cost_coeff', val=22.1), promotes=['*'])
        self.add('spinner_mass_cost_coeff',
        IndepVarComp('spinner_mass_cost_coeff',
val=11.1), promotes=['*'])

```

```

        self.add('lss_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('lss_mass_cost_coeff',
                val=11.9), promotes=['*'])
        self.add('bearings_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('bearings_mass_cost_coeff',
                val=4.5), promotes=['*'])
        self.add('gearbox_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('gearbox_mass_cost_coeff',
                val=12.9), promotes=['*'])
        self.add('hss_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('hss_mass_cost_coeff',
                val=6.8), promotes=['*'])
        self.add('generator_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('generator_mass_cost_coeff',
                val=12.4), promotes=['*'])
        self.add('bedplate_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('bedplate_mass_cost_coeff',
                val=2.9), promotes=['*'])
        self.add('yaw_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('yaw_mass_cost_coeff',
                val=8.3), promotes=['*'])
        self.add('vs_electronics_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('vs_electronics_mass_cost_coeff',val=18.8), promotes=['*'])
        self.add('hvac_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('hvac_mass_cost_coeff',
                val=124.0), promotes=['*'])
        self.add('cover_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('cover_mass_cost_coeff',
                val=5.7), promotes=['*'])
        self.add('elec_connec_machine_rating_cost_coeff',
                IndepVarComp('elec_connec_machine_rating_cost_coeff',val=41.85), promotes=['*'])
        self.add('platforms_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('platforms_mass_cost_coeff',
                val=17.1), promotes=['*'])
        self.add('base_hardware_cost_coeff',
                IndepVarComp('base_hardware_cost_coeff',
                val=0.7), promotes=['*'])
        self.add('transformer_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('transformer_mass_cost_coeff',
                val=18.8), promotes=['*'])
        self.add('tower_mass_cost_coeff',
                IndepVarComp('tower_mass_cost_coeff',
                val=2.9), promotes=['*'])
        self.add('controls_machine_rating_cost_coeff',
                IndepVarComp('controls_machine_rating_cost_coeff', val=21.15), promotes=['*'])
        self.add('crane_cost',
                IndepVarComp('crane_cost',
                val=12e3), promotes=['*'])

        self.add('hub_assemblyCostMultiplier',
                IndepVarComp('hub_assemblyCostMultiplier',
                val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('hub_overheadCostMultiplier',
                IndepVarComp('hub_overheadCostMultiplier',
                val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('nacelle_assemblyCostMultiplier',
                IndepVarComp('nacelle_assemblyCostMultiplier',val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('nacelle_overheadCostMultiplier',
                IndepVarComp('nacelle_overheadCostMultiplier',val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('tower_assemblyCostMultiplier',
                IndepVarComp('tower_assemblyCostMultiplier',
                val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('tower_overheadCostMultiplier',
                IndepVarComp('tower_overheadCostMultiplier',
                val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('turbine_assemblyCostMultiplier',
                IndepVarComp('turbine_assemblyCostMultiplier',val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('turbine_overheadCostMultiplier',
                IndepVarComp('turbine_overheadCostMultiplier',val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('hub_profitMultiplier',
                IndepVarComp('hub_profitMultiplier',
                val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('nacelle_profitMultiplier',
                IndepVarComp('nacelle_profitMultiplier',
                val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('tower_profitMultiplier',
                IndepVarComp('tower_profitMultiplier',
                val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('turbine_profitMultiplier',
                IndepVarComp('turbine_profitMultiplier',
                val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('hub_transportMultiplier',
                IndepVarComp('hub_transportMultiplier',
                val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('nacelle_transportMultiplier',
                IndepVarComp('nacelle_transportMultiplier',
                val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('tower_transportMultiplier',
                IndepVarComp('tower_transportMultiplier',
                val=0.0), promotes=['*'])
        self.add('turbine_transportMultiplier',
                IndepVarComp('turbine_transportMultiplier',
                val=0.0), promotes=['*'])

        self.add('blade_c'
                , BladeCost2015(),
                promotes=['*'])
        self.add('hub_c'
                , HubCost2015(),
                promotes=['*'])
        self.add('pitch_c'
                , PitchSystemCost2015(),
                promotes=['*'])
        self.add('spinner_c'
                , SpinnerCost2015(),
                promotes=['*'])
        self.add('hub_adder'
                , HubSystemCostAdder2015(),
                promotes=['*'])
        self.add('rotor_adder'
                , RotorCostAdder2015(),
                promotes=['*'])
        self.add('lss_c'
                , LowSpeedShaftCost2015(),
                promotes=['*'])
        self.add('bearing_c'
                , BearingsCost2015(),
                promotes=['*'])
        self.add('gearbox_c'
                , GearboxCost2015(),
                promotes=['*'])

```

```

self.add('hss_c'           , HighSpeedSideCost2015(), promotes=['*'])
self.add('generator_c'   , GeneratorCost2015(),   promotes=['*'])
self.add('bedplate_c'    , BedplateCost2015(),    promotes=['*'])
self.add('yaw_c'         , YawSystemCost2015(),   promotes=['*'])
self.add('hvac_c'        , HydraulicCoolingCost2015(), promotes=['*'])
self.add('controls_c'    , ControlsCost2015(),    promotes=['*'])
self.add('vs_c'          , VariableSpeedElecCost2015(), promotes=['*'])
self.add('elec_c'        , ElecConnecCost2015(),  promotes=['*'])
self.add('cover_c'       , NacelleCoverCost2015(), promotes=['*'])
self.add('other_c'       , OtherMainframeCost2015(),promotes=['*'])
self.add('transformer_c' , TransformerCost2015(), promotes=['*'])
self.add('nacelle_adder' , NacelleSystemCostAdder2015(), promotes=['*'])
self.add('tower_c'       , TowerCost2015(),      promotes=['*'])
self.add('tower_adder'   , TowerCostAdder2015(), promotes=['*'])
self.add('turbine_c'     , TurbineCostAdder2015(), promotes=['*'])
self.add('outputs'      , Outputs2Screen(verbosity), promotes=['*'])

#-----
def example():

    # simple test of module
    turbine = Turbine_CostsSE_2015()
    prob = Problem(turbine)
    prob.setup()

    prob['blade_mass']      = 17650.67 # inline with the windpact estimates
    prob['hub_mass']        = 31644.5
    prob['pitch_system_mass'] = 17004.0
    prob['spinner_mass']    = 1810.5
    prob['lss_mass']        = 31257.3
    #bearingsMass'] = 9731.41
    prob['main_bearing_mass'] = 9731.41 / 2
    prob['gearbox_mass']    = 30237.60
    prob['hss_mass']        = 1492.45
    prob['generator_mass']  = 16699.85
    prob['bedplate_mass']   = 93090.6
    prob['yaw_mass']        = 11878.24
    prob['tower_mass']      = 434559.0
    prob['vs_electronics_mass'] = 1000.
    prob['hvac_mass']       = 1000.
    prob['cover_mass']      = 1000.
    prob['platforms_mass']  = 1000.
    prob['transformer_mass'] = 1000.

    # other inputs
    prob['machine_rating']  = 5000.0
    prob['blade_number']    = 3
    prob['crane']           = True
    prob['main_bearing_number'] = 2

    prob.run()

    #print('The results for the NREL 5 MW Reference Turbine in an offshore 20 m water depth
    location are')
    for io in turbine.unknowns:
        print(io + ' ' + str(turbine.unknowns[io]))

if __name__ == "__main__":
    example()

```

## **C CD-ROM**



## Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung einer Abschlussarbeit

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

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

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

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

### Erklärung zur selbstständigen Bearbeitung der Arbeit

Hiermit versichere ich,

Name: \_\_\_\_\_

Vorname: \_\_\_\_\_

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

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

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

Die Kennzeichnung der von mir erstellten und verantworteten Teile der \_\_\_\_\_ ist erfolgt durch:

\_\_\_\_\_  
Ort

\_\_\_\_\_  
Datum

\_\_\_\_\_  
Unterschrift im Original