

Entwicklung eines Entscheidungsunterstützungssystems zur standortspezifischen Auswahl wirtschaftlicher Windenergieanlagen

Bachelorarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades „Bachelor of Science (B.Sc.)“
im Studiengang Wirtschaftsingenieur der Fakultät für Elektrotechnik, Fa-
kultät für Maschinenbau und der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät
der Leibniz Universität Hannover

vorgelegt von

Name: Horstmann

Vorname: Rickard Mathis



Prüfer: Prof. Dr. Michael H. Breitner

Betreuer: M.Sc. Jan-Hendrik Piel

Hannover, den 21. September 2018

INHALTSVERZEICHNIS

ABSTRACT	I
ABBILDUNGSVERZEICHNIS	IV
TABELLENVERZEICHNIS	V
FORMELN UND ABKÜRZUNGEN	VI
1 EINLEITUNG	1
1.1 MOTIVATION UND ZIELSETZUNG	1
1.2 EINORDNUNG DER LITERATURQUELLEN.....	3
1.3 KAPITELÜBERSICHT.....	4
2 THEORETISCHE GRUNDLAGEN EINER WINDENERGIEANLAGE	5
2.1 AUFBAU EINER WINDENERGIEANLAGE.....	5
2.2 GRUNDLEGENDE KOSTENBEGRIFFE.....	8
2.3 KOSTENTRÄGER EINER WINDENERGIEANLAGE.....	9
2.4 GEGENWÄRTIGER STAND DER GESAMTINVESTITIONSKOSTEN.....	14
3 BESCHREIBUNG DER DATENSAMMLUNG	18
4 REGRESSIONSANALYSE DER DATENSAMMLUNG	20
4.1 ERLÄUTERUNG UND ABSICHT DER METHODE.....	20
4.2 AUSWERTUNG UND KRITISCHE BEURTEILUNG DER ERGEBNISSE	22
5 ENTWICKLUNG DES ENTSCHEIDUNGSUNTERSTÜTZUNGSSYSTEMS	26
5.1 AUFBAU UND HERLEITUNG DER BEWERTUNGSKENNZAHL	26
5.2 DAS REFERENZERTRAGSMODELL	28
6 ILLUSTRATION DES ENTSCHEIDUNGSUNTERSTÜTZUNGSSYSTEMS	30
6.1 ANALYSE DES PROGRAMMS.....	31
6.2 LIMITATIONEN	39
7 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK	42
LITERATURVERZEICHNIS	VIII

ANHANG	XI
A.1 DATENSAMMLUNG.....	XI
A.2 REGRESSIONSERGEBNISSE.....	XIV
A.3 DATENBANK: WINDENERGIEANLAGEN-AUSWAHLMÖGLICHKEITEN	XVI
A.4 PYTHON CODE	XIX
A.5 AUSWERTUNG DER STANDORTSPEZIFISCHEN KENNZAHLEN	XXIV
A.6 KENNZAHLVERLÄUFE.....	XXXIII
EHRENWÖRTLICHE ERKLÄRUNG	XXXV

1 EINLEITUNG

1.1 MOTIVATION UND ZIELSETZUNG

Nicht zuletzt durch die im Jahr 2011, kurz nach der Nuklearkatastrophe in Fukushima (Japan), vom Deutschen Bundestag beschlossene Energiewende mit dem bis 2022 schrittweise erfolgenden Atomausstieg steigt die Nachfrage an regenerativen nachhaltigen Energieträgern in Deutschland (Deutscher Bundestag, 2011). Wie in Abbildung (Abb.) 1 zu erkennen, liegt der Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung Deutschlands in 2017 bereits ungefähr bei einem Drittel. Davon entfallen allein mehr als 40 Prozent des Aufkommens regenerativer Energien auf Onshore Windenergie.¹

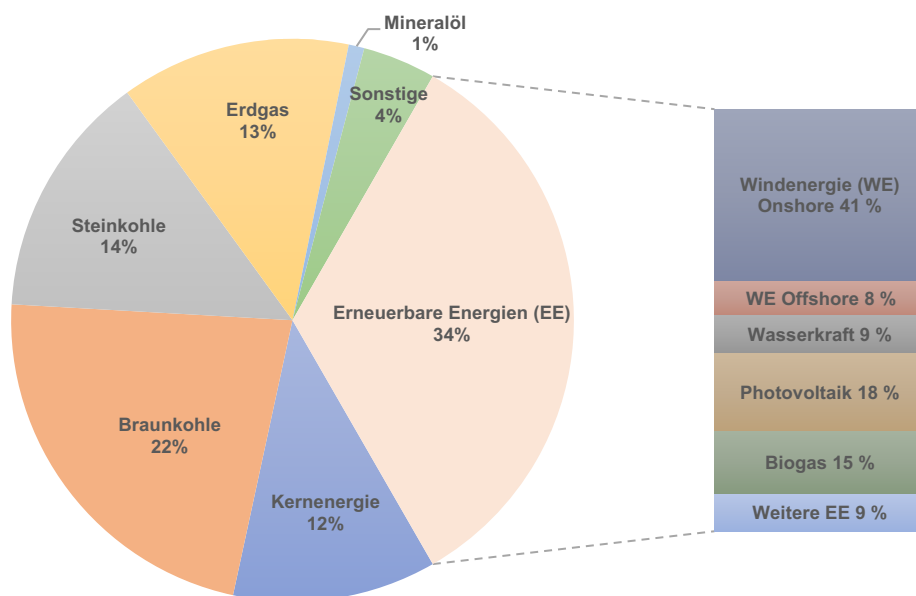


Abb. 1 Verteilung der Bruttostromerzeugung Deutschlands in 2017
(in Anlehnung an BMWi, 2018; AGEB, 2018)

Ein Vergleich der Verteilung der Bruttostromerzeugung in Deutschland zu Beginn dieser Dekade mit der gegenwärtigen Zusammensetzung konkretisiert den rasanten Aufschwung der Windenergie. Während der Anteil der Windenergie in Deutschland im Jahr 2010 noch bei 6,1 Prozent des Gesamtaufkommens und 38,9 Milliarden kWh lag, hat sich der Anteil der Windenergie an der Bruttostromerzeugung seitdem bis 2017 auf 13,5 Prozent und 88,7 Milliarden kWh mehr als verdoppelt (AGEB, 2018). Somit ist Windenergie nicht nur die größte Energiequelle erneuerbarer Energieformen, sondern

¹ Im Bereich der Windenergie wird zwischen Onshore (engl.: Festland) und Offshore (engl.: offene See) unterschieden. Nachfolgend wird der Begriff Windenergie in Bezug auf den Onshore-Markt verwendet.

darüber hinaus nach Braun- und Steinkohle und vor Erdgas, Kernenergie oder Photovoltaik drittgrößter Energieträger der Bruttostromerzeugung Deutschlands (vgl. Abb.1).

Die nachhaltige Nutzbarkeit einer natürlich vorkommenden Energieressource machen die Windenergie und dessen prosperierenden Markt sowohl für Hersteller als auch für eine Vielzahl potentieller Abnehmer von Windenergieanlagen (WEA) interessant. Darüber hinaus schaffen in Aussicht gestellte staatliche Subventionen, wie die durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) koordinierten Einspeisevergütungen zusätzlich lukrative Anreize für potentielle Abnehmer. Die Herausforderung für letztere besteht darin, das optimale Verhältnis zwischen Energieertrag und Gesamtinvestitionskosten im Vorfeld eines etwaigen Investments zu bemessen. Dabei meinen die Gesamtinvestitionskosten die Gesamtheit aller für den Erwerb einer WEA eingesetzten ökonomischen Mittel und der Energieertrag die maximal erzielbare Strommenge, bedingt durch die optimale standortspezifische WEA-Auswahl. Des Weiteren gilt es für einen potentiellen Abnehmer bewerten zu können, welcher Standort gegenüber anderen Standorten ertragsmäßig überlegen ist. Zudem sind turbinenspezifische Parametereinstellungen in Kombination mit und ohne in Aussicht gestellte Einspeisevergütungen zu untersuchen, um das ideale Verhältnis aus Energieertrag und Investment darstellen zu können.

Das Ziel dieser Bachelorarbeit ist es, ein Entscheidungsunterstützungssystem (EUS) zur standortspezifischen Auswahl wirtschaftlicher WEA zu entwickeln, um eben jene Auswahlproblematik bewerten zu können. Dazu werden die Kostenträger einer WEA ermittelt und deren Einfluss auf die Gesamtinvestitionskosten untersucht. Hierbei sollen auf Grundlage einer Analyse der gegenwärtigen Kostenerfassung bisherige Bewertungsmethoden optimiert werden. Dafür wurde eine Datensammlung über am Markt vertriebene WEA erstellt. Diese Daten beinhalten anlagenspezifische Parameter wie die Nennleistung, die Nabenhöhe und den Rotordurchmesser sowie die Gesamtinvestitionskosten der jeweiligen WEA. Diese Datensammlung wird einer multiplen linearen Regressionsanalyse unterzogen, um die Gesamtinvestitionskosten einer WEA modellieren und möglichen Abnehmern prognostizieren zu können. Der Schwerpunkt der Arbeit liegt neben der Gesamtinvestitionskostenerfassung in der Entwicklung des Bewertungskriteriums des EUS. Dazu wird der Energieertrag aus vorliegenden standortspezifischen Winddaten anhand individueller Leistungskennlinien verschiedener WEA berechnet und ins Verhältnis zu den Gesamtinvestitionskosten gesetzt. Die dafür relevanten Informationen sind dabei in einer Datenbank hinterlegt. Die Umsetzung des EUS erfolgt in Form eines Programms in der Programmiersprache Python.

1.2 EINORDNUNG DER LITERATURQUELLEN

Im Rahmen dieser Arbeit wurde eine eingehende Literaturrecherche durchgeführt. Hierzu wurden zunächst verschiedene Quellen mithilfe einer Reihe von Datenbanken und Suchdiensten wie SCIENCE DIRECT, GOOGLE SCHOLAR, SPRINGERLINK oder GOOGLE durchsucht.² Die Recherche erfolgte sowohl in englischer als auch in deutscher Sprache. Dabei wurden geeignete Quellen gemäß ihres Themas geordnet, anschließend priorisiert und ausführlich ausgewertet. Zentrale Herangehensweise war die „forward-backward-search“-Methode³. Eine Darstellung der für die Arbeit essentiellen Literaturquellen und deren thematische Auseinandersetzung ist in Tabelle (Tab.) 1 zu finden.

Autor(-en)	Kostenprognosen	Wirtschaftlichkeitsanalysen von WEA	Standortbewertung	Inhalt der wissenschaftlichen Arbeit
DWG (2013; 2015)	X		X	<i>Analyse der Kostensituation sowie der Standortqualität in Deutschland</i>
DWG (2017)		X	X	<i>Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen variierender Nabenhöhen bei WEA</i>
FA WIND (2016)			X	<i>Analyse des Zusammenhangs zwischen Nabenhöhe und Standortqualität</i>
HAU (2016)	X	X		<i>Grundlagen zu Aufbau, Funktionsweise und Wirtschaftlichkeit von WEA</i>
LÜERS, WALLASCH UND BERKHOUT (2015)	X		X	<i>Kostenentwicklung und Standortbewertung</i>
MCKENNA ET AL. (2014; 2015)	X			<i>Kostenanalyse und Modellierung von Kostenpotentialkurven</i>

Tab. 1 Einordnung der wesentlichen literarischen Quellen
(in Anlehnung an Webster und Watson, 2002)

Die im Verlauf dieser Arbeit verwendeten methodischen Grundlagen werden eingangs des jeweiligen Kapitels, in dem die Methode verwendet wird, erläutert. Im Rahmen der Erstellung der Datensammlung (vgl. Kap. 3) zur Prognose der Gesamtinvestitionskosten wurden zudem Daten durch einen weltweit operierenden WEA-Hersteller zur Verfügung gestellt.

² <http://www.sciencedirect.com/>, <http://scholar.google.de/>, <http://link.springer.com/>, <http://www.google.de/>

³ forward (engl.): vorwärts, backward (engl.): rückwärts, search (engl.): Suche; In der „forward-backward-search“-Methode werden Literaturquellen anhand der zugrunde gelegten Quellen sowie ihrer Fremd-Zitationen überprüft.

1.3 KAPITELÜBERSICHT

Die vorliegende Bachelorarbeit gliedert sich in folgende Kapitel:

Kapitel 2

Hier werden zunächst *Funktion und Aufbau* einer WEA dargestellt. Anschließend werden einige *grundlegende Kostenbegriffe* definiert, deren Verständnis für diese Arbeit relevant sind. Darüber hinaus wird auf Grundlage des Aufbaus der WEA auf einzelne *Kostenträger* eingegangen. Zuletzt wird die *Entwicklung der Gesamtinvestitionskosten* von WEA mit Fokus auf die letzten zwei Jahrzehnte vorgestellt.

Kapitel 3

In diesem Kapitel werden die *Datensammlung*, deren Aufbau sowie die einzelnen Parameter dieser beschrieben. Die vollständige Datensammlung ist in Anhang A.1 hinterlegt.

Kapitel 4

In diesem Teil der Arbeit wird die Datensammlung mithilfe des Programms Microsoft Excel einer *multiplen linearen Regressionsanalyse* unterzogen. Anschließend werden die Ergebnisse dieser ausgewertet und diskutiert.

Kapitel 5

Hier werden der *Aufbau* und *das Ziel der Bewertungskennzahl* im Rahmen des *EUS* erläutert. Darüber hinaus wird das Referenzertragsmodell zur Standortvergleichbarkeit hergeleitet. Die im System zur Auswahl stehenden WEA sowie deren anlagenspezifisch wählbaren Nabenhöhen sind, tabellarisch aufgelistet, in Anhang A.3 zu finden.

Kapitel 6

Im letzten Kapitel wird zunächst der Ablauf des mithilfe der Programmiersprache Python entwickelten *EUS* dargestellt und dessen Funktionalität an verschiedenen Standorten illustriert. Zudem werden die Standorte untereinander verglichen und eine *Evaluation der Ergebnisse* durchgeführt. Letztere sind dabei in Anhang A.5 hinterlegt. Abschließend werden die *Limitationen* des *EUS* aufgezeigt.

7 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Im Zuge dieser Arbeit wurde ein EUS zur standortspezifischen Auswahl wirtschaftlicher WEA entwickelt. Dazu wurde eine Datensammlung erstellt, die Informationen zu den Gesamtinvestitionskosten einzelner WEA sowie deren turbinenspezifische Parameter beinhaltet. Diese Datensammlung wurde analysiert und eine Funktion entwickelt, die die Gesamtinvestitionskosten aller WEA am Markt abbildet. Ferner wurde ein Programm konzipiert, das sich neben der Datensammlung auf standortspezifisch über fünf Jahre erfasste Winddaten sowie auf eine Datenbank, die Informationen zu den Leistungskennlinien verschiedener am Markt verfügbarer WEA enthält, stützt. Ziel war es, die Kosten und den Energieertrag in ein Verhältnis zu setzen, um ein Bewertungskriterium für die Wirtschaftlichkeit, die Investment-Kennzahl *IK*, zu schaffen.

Zunächst wurden dazu theoretische Grundlagen einer WEA erläutert und die zentralen Kostenträger dieser ermittelt. Anschließend wurde auf Grundlage einschlägiger Literatur die Entwicklung der Gesamtinvestitionskosten von WEA in der jüngeren Vergangenheit untersucht. Dazu wurden bisherige Kostenerfassungsmethoden analysiert sowie deren Vor- und Nachteile diskutiert. Darüber hinaus wurde eine Datensammlung zu den Gesamtinvestitionskosten unter Berücksichtigung der herausgebildeten Kostenträger erstellt. Mithilfe dieser konnte der gegenwärtige Entwicklungsstand der Gesamtinvestitionskosten den Ergebnissen der Literaturrecherche gegenübergestellt werden. Im Zuge dessen konnte zudem die Bedeutung der Nabenhöhe, neben Rotordurchmesser und Nennleistung, als weiterer die Gesamtinvestitionskosten beeinflussender Parameter herausgebildet werden.

Anschließend wurde die Datensammlung einer multiplen linearen Regressionsanalyse unterzogen, um eine aussagekräftige Gesamtinvestitionskostenfunktion zu konstruieren. Innerhalb der Regressionsanalyse wurde eine Differenzierung in WEA unterhalb sowie oberhalb der in Deutschland geläufigen Durchschnittsnennleistung von 3,5 MW (vgl. Kap. 2.4) durchgeführt. Die Unterteilung begründete sich durch die in der Literaturrecherche herausgebildeten partiell linearen Kostenverläufe, wobei mit steigender Nennleistung sowie steigendem Rotordurchmesser, sinkende spezifische Gesamtinvestitionskosten erkannt wurden.

Im Anschluss an die Regressionsanalyse wurde die Zusammensetzung zur Investment-Kennzahl als Bewertungskriterium des EUS sowie weitere, dafür relevante Parameter hergeleitet. Diese setzt den durchschnittlich pro Stunde erzielten Energieertrag einer aus der Datenbank gewählten WEA (vgl. Anhang A.3) ins Verhältnis zu den für die WEA aufzubringenden Gesamtinvestitionskosten. Die Kennzahl bemisst sich in der Einheit MWh/T€. Ferner wurde diese Kennzahl modifiziert, um standortübergreifende Vergleiche zu ermöglichen. Dazu wurde das im EEG festgeschriebene

Referenzertragsmodell, eine für die in Auktionen erfolgende Vergabe von Einspeisevergütungen für WEA-Projekte entwickelte Methode, hergeleitet und auf die entwickelte Investment-Kennzahl übertragen. Maßgebend dafür war die Standortqualität, die anhand eines Gütefaktors bestimmt und mithilfe eines zugewiesenen Korrekturfaktors Vergleichbarkeit schaffen soll.

Nach Herleitung des EUS wurde eine Standortanalyse an vier verschiedenen Standorten innerhalb Deutschlands durchgeführt. Diese Standorte wurden jeweils repräsentativ für eine, nach DIN EN 1991-1-4 klassifizierte Windzone gewählt. Anschließend wurden die Standorte miteinander verglichen und verallgemeinernde Rückschlüsse hinsichtlich der Übertragbarkeit auf den WEA-Markt gezogen. Hierbei wurde festgestellt, dass WEA mit hoher Nennleistung und großem Rotordurchmesser die standortübergreifend effizienteste Wahl darstellen. Die Auswertung der modifizierten Kennzahl zeigte trotz Berücksichtigung des Referenzertragsmodells zunehmend wirtschaftlichere Verhältnisse mit steigendem durchschnittlichen Windaufkommen. Dadurch konnte eine wesentliche Schwachstelle im EEG aufgezeigt werden, da Standortqualitäten, die oberhalb der Stützwerte im EEG liegen, unangemessen behandelt werden. Eine Extrapolation über 150 Prozent hinaus würde hier mehr Transparenz schaffen. Gleichzeitig wurde die untere Grenze von 70 Prozent kritisch hinterfragt. Hierbei gilt es die Eignung und Wirtschaftlichkeit von Standorten unterhalb dieses Stützwertes zu analysieren.

Im letzten Schritt dieser Arbeit wurden das EUS und die Herangehensweisen evaluiert sowie Limitationen aufgezeigt. Hierbei konnten Schwachstellen identifiziert und Optimierungsmöglichkeiten herausgearbeitet werden: Das EUS basiert auf den standortspezifisch stündlich erfassten Winddaten, einer Datenbank mit anlagenspezifischen Leistungskennlinien verschiedener WEA und einer marktbeschreibenden Kostenfunktion, die mithilfe der multiplen linearen Regressionsanalyse konstruiert werden konnte (vgl. Formel 4.4 in Kap. 4.2). Somit können für jede der wählbaren WEA (vgl. Anhang A.3) der zu erzielende Energieertrag sowie die Gesamtinvestitionskosten prognostiziert werden. Die beiden Größen werden mithilfe der Kennzahlen IK sowie IK_{mod} ins Verhältnis zueinander gesetzt. Dadurch bietet das EUS die Möglichkeit standortspezifisch sowie -übergreifend wirtschaftliche Vergleiche zu ziehen und Empfehlungen abzuleiten. Dabei wurde aufgezeigt, dass die Anwendungsmöglichkeit des EUS dahingehend optimiert werden kann, dass der Anwender sein zur Verfügung stehendes Kapital als die Analyse begrenzende Restriktion angibt. Demnach würde die im Rahmen seiner monetären Möglichkeiten aus wirtschaftlicher Sicht optimalste Lösung untersucht werden.

Das EUS berücksichtigt in der Berechnung die Gesamtinvestitionskosten sowie die standortspezifisch durchschnittlich erzielten Energieerträge. Eine Untersuchung der

Wirtschaftlichkeit hinsichtlich der Amortisierungszeit der Kosten findet dabei nicht statt. Folglich ist eine Modellerweiterung mit einer Erlösprognose durch den Verkauf der Energieerträge zu erwägen. Ferner kann das Modell dahingehend erweitert werden, dass etwaige Einspeisevergütungen sowie prognostizierte Betriebskosten mit eingerechnet werden. Dadurch könnten Wirtschaftlichkeitsvergleiche, die nicht nur die Gesamtinvestitionskosten, sondern die vollständige Lebensdauer der WEA mit allen aufkommenden Kosten miteinbezieht, vollzogen werden. Allerdings würde das erweiterte System dementsprechend an Abstraktheit und Komplexität zulegen.

Abschließend ist festzuhalten, dass das entwickelte EUS potentiellen Abnehmern von WEA die Möglichkeit bietet, anhand einer Reihe am Markt verfügbarer WEA Wirtschaftlichkeitsvergleiche zu ziehen. Darüber hinaus besteht die Möglichkeit unter Berücksichtigung des EEG etwaige Chancen auf Einspeisevergütungen zu prognostizieren. Durch die sinkende Nutzung fossiler Energieträger wird die Bedeutung der Windenergie fortwährend steigen. Zusätzliche Herausforderungen wie eine Tendenz zu einer steigenden Elektrifizierung im Verkehrswesen stehen erneuerbaren Energien wie der Windenergie bevor. Auch dabei gilt es stets die wirtschaftlichste Entscheidung zu treffen. Mit dem EUS steht ein Instrument zur Verfügung, das solche Investitionsentscheidungen unterstützen kann.