

Entwicklung eines probabilistischen Modells zur risikoadjustierten Investitionsbewertung der Nachnutzungsstrategien von Windenergieanlagen

Masterarbeit

zur Erlangung des akademischen Grades „Master of Science (M. Sc.)“ im Studiengang Wirtschaftsingenieur der Fakultät für Elektrotechnik und Informatik, Fakultät für Maschinenbau und der Wirtschaftswissenschaftlichen Fakultät der Leibniz Universität Hannover

vorgelegt von

Name: Janning



Vorname: Lennard



Prüfer: Prof. Dr. Michael H. Breitner

Betreuer: Tobias Kraschewski, M.Sc.

Hannover, 5.Juli 2021

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	1
1.1	Problemstellung.....	1
1.2	Motivation und Zielsetzung der Arbeit.....	3
1.3	Vorgehensweise und Aufbau der Arbeit.....	4
2	Stand der Wissenschaft	5
2.1	Windenergieanlage.....	5
2.1.1	Geschichte und Aufbau	6
2.1.2	Physikalische Grundlagen	9
2.1.3	Erneuerbare-Energien-Gesetz: Stand 2017 & 2021.....	10
2.2	Investitionsbewertung.....	12
2.2.1	Investitionsrechnung.....	13
2.2.2	Realoptionsanalyse	16
3	Literaturanalyse	25
4	Entwicklung probabilistisches Modell	27
4.1	NPV des Weiterbetriebs	30
4.1.1	Einzahlungsströme	30
4.1.2	Auszahlungsströme	34
4.1.3	Lebensdauer und Ermittlung NPV	35
4.2	Unsicherheit analysieren	36
4.3	Entwicklung Ereignisbaum	39
4.4	Realoptionen & Optimales Stoppen	42
4.4.1	Repowering als Realoption.....	43
4.4.2	Stilllegung als Realoption	45
4.4.3	Entscheidungsbaum des Binomialmodelles	46
4.4.4	Monte-Carlo-Methode der kleinsten Quadrate	48
4.5	Auswertung optimale Stoppunkte und Realoptionswert.....	49
4.6	Aufbau der Implementierung	54

5	Sensitivitätsanalyse	57
5.1	Vorgehen der Sensitivitätsanalyse	57
5.2	Darstellung der Simulationsergebnisse	59
5.2.1	Auswirkung einer Veränderung der Laufzeit.....	59
5.2.2	Auswirkung einer Veränderung der Betriebskosten	61
5.2.3	Auswirkung einer Veränderung der Volatilität.....	63
5.2.4	Auswirkung einer Veränderung der Realoptionen	64
5.3	Auswertung und Interpretation der Simulationsergebnisse	66
5.4	Handlungsempfehlungen für den fiktiven Windpark	68
6	Fallstudie Nachnutzungsstrategien Region Hannover	70
6.1	Windparks in der Region Hannover.....	70
6.2	Handlungsempfehlungen.....	73
7	Kritische Diskussion der Ergebnisse	79
7.1	Limitationen	79
7.2	Ausblick	81
8	Zusammenfassung	83
9	Literaturverzeichnis	85
10	Anhang	92
A1	Python Programm	92
A1.1	Hauptprogramm (Main).....	93
A1.2	Geokoordinator	110
A1.3	Merra 2 Zugriff	111
A1.4	Lernkurve	112
A1.5	Leistungsberechnung	113
A1.6	Zahlungsströme	118
A1.7	Monte-Carlo-Simulation	120
A1.8	Binomialmodell	122
A1.9	Monte-Carlo-Methode der kleinsten Quadrate	125

A1.10 Optimales Stoppen	126
A1.11 Sensitivitätsanalyse	127
A2 Leistungskurven der Windturbinen myTurbine und myTurbine 2	129
A3 Jährliche Börsenstrompreise in Euro pro MWh.....	130
A4 Verkaufserlöse von WEA.....	131
A5 Fallstudie Region Hannover.....	132
A5.1 Windenergieanlagen der Region Hannover.....	132
A5.2 Barsinghausen / Mühlenberg.....	143
A5.3 Burgdorf / Ehlershausen	146
A5.4 Burgdorf / Schillerslage.....	149
A5.5 Burgwedel / Fuhrberg	152
A5.6 Laatzen / Meerberg.....	155
A5.7 Neustadt / Büren.....	158
A5.8 Neustadt / Eilvese.....	161
A5.9 Neustadt / Mandelsloh	164
A5.10 Neustadt / Nöpke	167
A5.11 Pattensen / Schliekum	170
A5.12 Pattensen / Schulenburg	173
A5.13 Ronnenberg / Linderte	176
A5.14 Sehnde / Lehrte	179
A5.15 Uetze / Nord-Ost.....	182
A5.16 Uetze / Hänigsen-Süd.....	185
A5.17 Uetze / Südwest.....	188

1 Einleitung

Der vorliegenden Arbeit liegt die Entwicklung eines probabilistischen Modelles zur Investitionsbewertung der Nachnutzungsstrategien von Windenergieanlagen (WEA) zu Grunde. Aufbauend auf der Problemstellung in Abschnitt 1.1 werden Herausforderungen der optimalen Stoppunkte von WEA ausgearbeitet, dem die möglichen Nachnutzungsstrategien gegenüberstehen. Die Motivation und Zielsetzung der vorliegenden Arbeit wird anschließend in Abschnitt 1.2 vorgestellt. Den Abschluss der Einleitung bildet die Vorgehensweise und der Aufbau der Arbeit in Abschnitt 1.3.

1.1 Problemstellung

Eines der derzeit am häufigsten diskutierten Themen ist der Klimawandel, der allgegenwärtig in der Politik und den Medien ist. Mit dem Pariser Klimaabkommen haben sich die meisten Länder darauf verständigt zur Verlangsamung des Klimawandels, Treibhausgase zu minimieren. Die deutsche Bundesregierung strebt an bis 2030 mit einer Energiewende die Treibhausgase im Vergleich zu 1990 um 55 % zu senken. Des Weiteren ist eine Treibhausgasneutralität bis 2050 gesetzlich geplant (vgl. BMU 2020, 19). Der größte Anteil an Treibhausgasemissionen entsteht im Energiesektor. Dieser lag 2019 bei 32 % der gesamten Treibhausgasemissionen in Deutschland. Der Strom soll bis 2030 aus mindestens 65 % erneuerbaren Energien bestehen. Zudem soll mit dem Jahr 2038 aus der Kohleverstromung ausgestiegen werden. Im Jahr 2019 lag der Anteil des produzierten Stroms durch erneuerbaren Energien bei zirka 50 %. Der größte Anteil der erneuerbaren Energien entfällt mit 41,5 % auf die WEA an Land (vgl. BMU 2020, 29). Infolgedessen ist ein Ausbau der WEA an Land erforderlich, damit die Klimaziele erreicht werden können. WEA erhalten aus diesem Grund durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) seit dem Jahr 2000 eine Förderung für die Dauer von 20 Jahren, damit eine Investition in die Anlagen wirtschaftlich vorteilhaft ist. Dies hat zur Folge, dass die Förderung der ersten WEA seit der Einführung des Gesetzes mit dem 31.12.2020 endet. Im Jahr 2020 betrifft es eine Leistung von etwa 4.000 MW. Die Leistung würde in etwa 8,23 % der gesamten Leistung der WEA an Land im Jahr 2019 mit 52,6 GW entsprechen (vgl. BMU 2020, 32). Da die Ausschreibung für neu zu installierender Leistung aus WEA im Jahr 2020 unterhalb der auslaufenden Leistung liegt, würde es in dem Jahr 2020 kein Wachstum, sondern eine Verminderung der Leistung von WEA geben, siehe Abbildung 1-1. Daher spricht die SÜDDEUTSCHE ZEITUNG von einem „Grünen Abbau“ (vgl. Bauchmül-

ler 29.03.2017). Darüber hinaus stellen GLENSK / MADLENER und LEHMANN ET AL. die Frage, ob die Energiewende in Gefahr oder das Förderende ein Problem ist (vgl. Glensk und Madlener 2019; Lehmann et al. 2017). In den Jahren von 2021 bis 2025 betrifft der Ausfall der Förderung von WEA eine Leistung von über 12.000 MW. Geplant sind in diesem Zeitraum 16.700 MW durch Ausschreibungen der Bundesnetzagentur (BNetzA). Die Planung abzüglich der Leistung der Altanlagen würden einen Zubau von 4,7 GW entsprechen. Jedoch soll in Deutschland bis 2030 für das Klimaziel bis zu 18,4 GW an Windenergie an Land weiter zugebaut werden. Das würde im Jahr 2025 einem Defizit bis zum Ziel von 13,7 GW entsprechen (vgl. BMU 2020, 32).

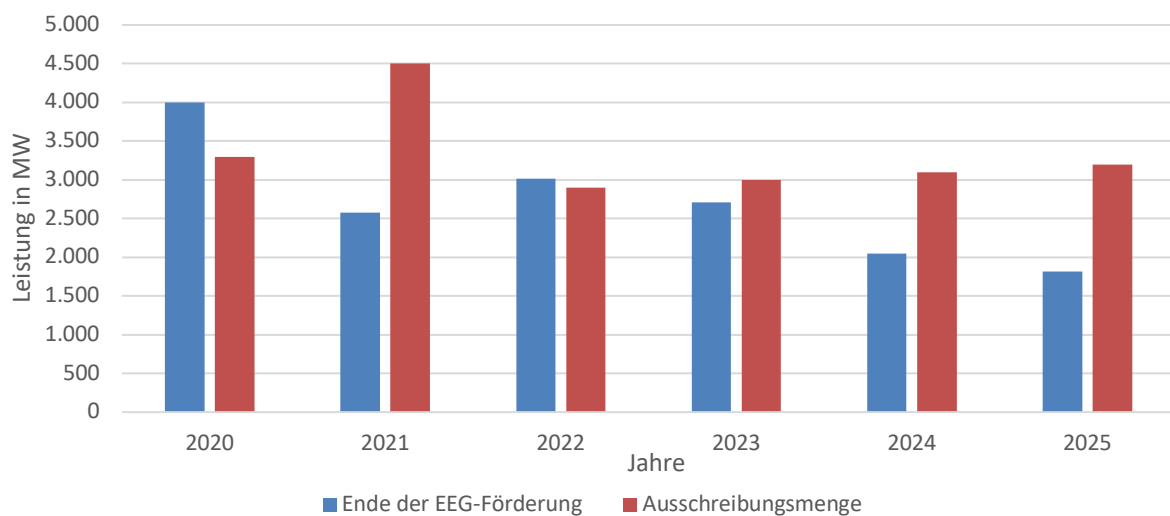


Abbildung 1-1: Leistung am Ende der EEG-Förderung und Ausschreibungsmenge

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf Lüers 2020, 11; Quentin et al. 2018, 22

Damit die Klimaziele erreicht werden können, ergibt sich die Herausforderung, welche Nachnutzungsstrategien es für Altanlagen gibt. Die Möglichkeiten für die WEA ist ein Weiterbetrieb, ein Repowering oder eine Stilllegung. Beim Repowering wird die alte WEA durch eine neue WEA ersetzt und erlangt dadurch wieder eine Förderung durch das EEG. Die repowerten WEA sind durch den technologischen Fortschritt sowohl leistungsstärker als auch effizienter. Jedoch kann eine alte WEA nicht immer durch genehmigungs- und planungsrechtliche Vorgaben repowert werden (vgl. Quentin et al. 2018, 26). Neben den ökologischen Gründen für ein Weiterbetrieb oder Repowering spielen ökonomische Faktoren eine entscheidende Rolle. Da die bisherige Förderung durch das EEG entfällt, kann der Strom der Altanlagen zu Börsenstrompreisen veräußert werden. Ist der Strompreis jedoch kleiner als die Betriebskosten der WEA, wird die WEA unwirtschaftlich und deswegen nicht weiterbetrieben. Wenn zudem aus rechtlichen Vorgaben kein Repowering möglich ist, bleibt nur eine

Stilllegung der WEA. Bei der Stilllegung kann ein Erlös erzielt werden, indem Teile der Anlage oder die gesamte Anlage auf dem Zweitmarkt verkauft werden (vgl. BWE 2021a, 23). Aus diesem Hintergrund stellt sich die Herausforderung, ab welchem optimalen Zeitpunkt die WEA stillgelegt werden sollte (**Herausforderung 1**).

Ist ein Repowering gesetzlich möglich, stellt sich das Problem, zu welchem Zeitpunkt das Repowering ausgeführt werden sollte. Aus ökonomischer Sicht sollte ein Repowering zu dem Zeitpunkt ausgeführt werden, an dem es ggü. einem Weiterbetrieb am wirtschaftlichsten ist. Daher wird der optimale Repowering Zeitpunkt bei diesem Problem gesucht (**Herausforderung 2**).

1.2 Motivation und Zielsetzung der Arbeit

Auf Grundlage der beiden Herausforderungen ist das Ziel der vorliegenden Arbeit die Entwicklung eines probabilistischen Modelles zur Investitionsbewertung der Nachnutzungsstrategien von WEA, die sich derzeit im Weiterbetrieb befinden oder demnächst aus der Förderung des EEGs fallen. Zunächst ist zu ermitteln, wie wirtschaftlich die Nachnutzungsstrategien von WEA sind. Beim Weiterbetrieb müssen zum einen die Börsenstrompreise ermittelt werden, zu denen der Strom von WEA verkauft werden kann. Zum anderen müssen die Betriebskosten untersucht werden, die bei einer Anlage im Weiterbetrieb anfallen, da mit höheren Kosten der Reparaturen und Wartungen am Ende des Lebenszeitraumes zu rechnen ist. Außerdem muss der Zeitraum des Weiterbetriebes analysiert werden, d.h. wie lange eine Anlage nach 20 Jahren weiterbetrieben werden kann ohne einen signifikanten Schadensfall.

Zur Findung des optimalen Zeitpunktes der Stilllegung benötigt es die Untersuchung von WEA im Rückbau (vgl. **Herausforderung 1**). Bei der Stilllegung gibt es die Möglichkeit die gesamte WEA zu verkaufen. Dafür bedarf es die Untersuchung von Marktplattformen und der Literatur, um einen durchschnittlichen Verkaufspreis zu ermitteln. Damit Stoppunkte berechnet werden können, ist ein Modell erforderlich, das optimale Stoppunkte berechnet. Damit das Modell probabilistische Werte berechnet, bedarf es einer hohen Anzahl an Simulationen. Das Modell wird in *Python* implementiert, welches eine öffentlich zugängliche Programmiersprache ist. Dadurch ist es möglich, eine hohe Anzahl an Simulationen zu generieren und somit die Aussagekraft des Modelles zu stärken. Das entwickelte Modell kann ebenfalls für die Findung des optimalen Stoppunktes des Repowerings verwendet werden, indem das Modell auf das Repowering adaptiert wird (vgl. **Herausforderung 2**). Dafür ist es nötig ein Repowering wirtschaftlich zu berechnen. Daraus folgt, dass die neue Förde-

rung durch das EEG bei einem Neubau analysiert werden muss. Außerdem bedarf es der Analyse der Betriebskosten, die für eine neue WEA über 20 Jahre Betriebszeit anfallen. Zur Erfüllung der Zielsetzung wird im Folgenden die Vorgehensweise und der Aufbau der vorliegenden Arbeit vorgestellt.

1.3 Vorgehensweise und Aufbau der Arbeit

Mit Beendigung der Problemstellung und der Zielsetzung im **ersten Kapitel** folgt im **zweiten Kapitel** der Stand der Wissenschaft. In dem Kapitel wird zunächst der Aufbau und die Funktionsweise von WEA erläutert. Danach folgt eine Analyse der verschiedenen Möglichkeiten der Investitionsbewertung und der Realoptionsanalyse. In diesem Zusammenhang wird das Problem des optimalen Stoppens erörtert. Das **dritte Kapitel** beinhaltet eine Literaturanalyse, in der einerseits die verschiedenen Ansätze und Studien von Nachnutzungsstrategien untersucht und eine Datenbasis aufgebaut wird. Andererseits werden die derzeitigen Ansätze des optimalen Stoppens der Realoptionsanalyse betrachtet. Aufbauend auf den Ansätzen wird im **vierten Kapitel** das eigens entwickelte probabilistische Modell vorgestellt und anhand eines fiktiven Windparks ausgeführt. Die Berechnung folgt aus einem *Python*-Programm, das mit Hilfe des Modelles implementiert wurde. Der Aufbau des Programms wird im Anschluss an die Modellbeschreibung vorgestellt. Im **fünften Kapitel** wird die Sensitivitätsanalyse dargestellt. Zunächst werden die sensitiv zu prüfenden Parameter beschrieben. Danach werden die Ergebnisse graphisch dargestellt und interpretiert. Schließlich werden auf Basis der Sensitivitätsanalyse Handlungsempfehlungen für die Nachnutzungsstrategien von WEA abgeleitet. Das Modell wird im **sechsten Kapitel** von einem fiktiven Windpark auf 16 reale Windparks in der Region Hannover übertragen, die zwischen 1999 und 2005 errichtet wurden und daher im Bereich der Nachnutzung liegen. Dabei steht das Repowering im Fokus der Untersuchung. Aus den Ergebnissen resultieren Handlungsempfehlungen, an denen die Grenzwerte des Strompreises bei einem Repowering optimal werden. Die Ergebnisse des Modelles werden im **siebten Kapitel** kritisch diskutiert. Aufbauend auf den Limitationen ergeben sich weitere Forschungs- und Erweiterungsmöglichkeiten des Modells. Abschließend folgt in **Kapitel acht** die Zusammenfassung der Ergebnisse.

8 Zusammenfassung

Die Zielsetzung der vorliegenden Arbeit besteht darin, die Nachnutzungsstrategien von WEA in einem probabilistischen Modell zu bewerten. Die Bewertung soll durch die Berechnung der optimalen Stopppunkte untersucht werden. Daraus wurden die Herausforderungen der optimalen Repoweringpunkte und optimalen Stilllegungspunkte abgeleitet.

Ausgehend von der Zielsetzung wurden zunächst die Grundlagen der Windenergieanlagen mit dem Aufbau, physikalischen Grundlagen und dem EEG-Gesetz erläutert. Anschließend wurden die verschiedenen Investitionsbewertungsmöglichkeiten vorgestellt und miteinander verglichen. Aufbauend auf dem Stand der Wissenschaft wurde eine Literaturanalyse zu optimalen Stopppunkten und Nachnutzungsstrategien durchgeführt, die als Basis zur Softwareentwicklung diente.

Darauffolgend wurde schrittweise ein eigenes Modell entwickelt und zur Lösung der beiden Herausforderungen vorgestellt. Zunächst wurde der NPV des Weiterbetriebes berechnet, indem auf Wetterdaten der NASA zugegriffen wurde. Darüber hinaus konnten die Ein- und Auszahlungsströme sowie der Weiterbetriebszeitraum durch Annahmen aus der Literaturanalyse bestimmt werden. Als Unsicherheit, die das Risiko des Weiterbetriebes darstellt, wurde der Erlös am EPEX-Spotmarkt ausgearbeitet. Mittels einer Monte-Carlo-Simulation und aufbauend auf historischen Werten konnte die Volatilität des Börsenstrompreises bestimmt werden. Die möglichen NPV Entwicklungen des Weiterbetriebs konnten durch die Volatilität mittels dem Binomialmodell sowie dem LSMC bestimmt werden. Zur Berechnung der optimalen Stopppunkte wurden Repowering und Stilllegung als Realloption berechnet. Die Herausforderungen konnten durch die Rückrechnung der beiden Modelle gelöst werden. Durch die optimalen Stopppunkte konnten sowohl der erweiterte NPV ermittelt als auch eine Nachnutzungsstrategie für einen fiktiven Windpark ermittelt werden. Aufgrund der hohen Simulationsmöglichkeit wurde der LSMC Algorithmus als vorteilhaft ggü. dem Binomialmodell eingestuft. Zudem zeigte sich durch den ENPV, dass ein Repowering wirtschaftlich vorteilhafter ggü. der Stilllegung ist. Das Modell wurde parallel zur Beschreibung des Modelles in *Python* implementiert und getestet. Der Aufbau des *Python*-Programmes wurde abschließend an das Modell vorgestellt.

Im Rahmen der Szenarioanalyse wurden relevante Parameter des Modelles mit Hilfe des *Python*-Programmes simuliert und ausgewertet. Durch die Betrachtung der jeweiligen optimalen Stopppunkte der Parameter konnten Handlungsempfehlungen für

die Nachnutzungsstrategien abgeleitet werden. Die optimalen Stopppunkte der Stilllegung lagen im Wesentlichen am Ende des Betrachtungszeitraums des Weiterbetriebes und sollten daher erst nach einem Defekt der Anlage Anwendung finden. Die optimalen Repoweringpunkte lagen je nach sensitiv geprüftem Parameter zu Beginn oder am Ende des Weiterbetriebszeitraumes.

Das ausgearbeitete Modell wurde auf 16 reale Windparks in der Region Hannover übertragen, die sich derzeit oder in den kommenden Jahren dem Problem der optimalen Nachnutzungsstrategien stellen. Der Kern der Anwendung des *Python*-Programmes lag auf der Größe, der Investition und dem Strompreis des Repowerings. Anhand der Simulationen konnten für jeden Windpark Strompreise und Zeitpunkte berechnet werden, an denen ein Repowering optimal ist. Dadurch konnte ein Grenzwert der Strompreise ermittelt werden, bei dem es wirtschaftlich sinnvoll ist, ein Repowering zu Beginn des Weiterbetriebes auszuführen oder zu warten. Mit Hilfe der Grenzwerte konnten erneut Handlungsempfehlungen für jeden einzelnen Windpark bezgl. Investition und Zeitpunkt erstellt werden. Die Ergebnisse des Modelles, der Sensitivitätsanalyse und der Fallstudie wurden abschließend auf ihre Limitationen und weitere Forschungsmöglichkeiten untersucht.