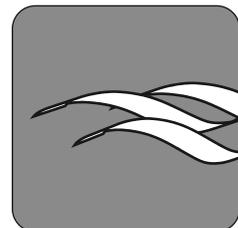
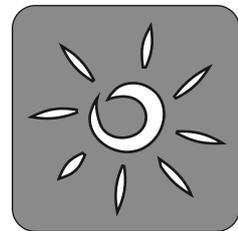
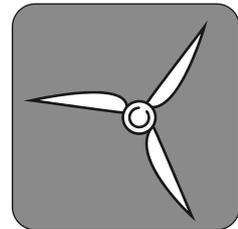


Master Thesis

Benno Baur

Parameterstudie zur
Bewertung von Unsicherheiten
hinsichtlich der Güte von
Windenergiestandorten im
Rahmen eines
Ausschreibungsmodells



FGW e.V.
Fördergesellschaft Windenergie
und andere Erneuerbare Energien



HTW Berlin
Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin

Master-Thesis:

Parameterstudie zur Bewertung von
Unsicherheiten hinsichtlich der Güte von
Windenergiestandorten im Rahmen eines
Ausschreibungsmodells

1. Prüfer: Prof. Dr. Jochen Twele
2. Prüfer: Dipl. Ing. Jens Rauch
Vorgelegt von: Benno Baur
Gerichtstraße 9a
13347 Berlin
baurbanno@web.de
Abgabedatum: 06.09.2016

FGW e.V.
Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien
Oranienburger Straße 45
10117 Berlin
&
Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, Fachbereich 1
Regenerative Energien (Master)

Erklärung

Hiermit bestätige ich, Benno Baur, dass ich die hier vorliegende Arbeit selbständig verfasst, noch nicht anderweitig für Prüfungszwecke vorgelegt, keine anderen als die angegebenen Quellen oder Hilfsmittel benutzt sowie wörtliche und sinngemäße Zitate als solche gekennzeichnet habe.

Berlin, 5. September 2016

.....

Benno Baur

Sperrvermerk

Die vorliegende Masterarbeit beinhaltet interne vertrauliche Informationen der FGW e.V. - Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien. Die Weitergabe des Inhaltes der Arbeit im Gesamten oder in Teilen ist grundsätzlich untersagt. Es dürfen keinerlei Kopien oder Abschriften – auch in digitaler Form – gefertigt werden. Ausnahmen bedürfen der schriftlichen Genehmigung der FGW.

Inhaltsverzeichnis

Erklärung.....	I
Abbildungsverzeichnis.....	V
Tabellenverzeichnis.....	VII
Abkürzungsverzeichnis.....	VIII
1 Einleitung.....	1
1.1 Ausgangssituation der Windenergie in Deutschland.....	1
1.2 Neue Fördersystematik durch Ausschreibungen.....	2
1.3 Problembeschreibung.....	3
2 Das Ausschreibungsmodell.....	5
2.1 Ziel der Ausschreibungen.....	5
2.2 Erfahrungen mit Ausschreibungen.....	6
2.2.1 Photovoltaik-Freiflächenanlagen.....	6
2.2.2 Ausschreibungen im Ausland.....	7
2.3 Zeitplan für die Einführung von Ausschreibungen.....	8
2.4 Ausschreibungen für Erneuerbare Energien.....	9
2.4.1 Ausgeschriebene Technologien.....	9
2.4.2 Technologiespezifische Ausschreibungen.....	10
2.5 Ausschreibungen für Windenergie an Land.....	10
2.5.1 Ausbaurridor.....	11
2.5.2 Ausnahmeregelungen.....	11
2.5.3 Zeitlicher Ablauf.....	12
2.5.4 Anforderungen an Gebote.....	12
2.5.5 Sicherheiten.....	12
2.5.6 Höchstgebote.....	12
2.5.7 Besondere Zuschlagsvoraussetzung für das Netzausbaugebiet.....	13
2.5.8 Fristen, Pönalen und die Übertragbarkeit von Projekten.....	13
2.5.9 Anzulegender Wert.....	13
3 Das Referenzertragsmodell.....	17
3.1 Leistungskennlinie.....	18
3.1.1 Messeinrichtung.....	19
3.1.2 Datenerfassung.....	19
3.2 Referenzstandorte im Vergleich.....	21
3.2.1 Änderung des Referenzstandorts.....	21
3.2.2 Windprofil der Referenzstandorte.....	22
3.3 Rayleigh-Verteilung.....	23

3.4	Der Referenzertrag.....	25
3.5	Zweistufiges Referenzertragsmodell seit 2014.....	27
3.6	Einstufiges Referenzertragsmodell ab 2017	28
3.6.1	Standortertrag vor Inbetriebnahme	28
3.6.2	Standortertrag nach Inbetriebnahme	28
3.7	Referenzerträge im Vergleich	29
4	Grundlagen Ertragsgutachten.....	31
4.1	Kurzzeitwinddaten	31
4.1.1	Windmessungen mit Windmessmast und Fernmessverfahren.....	31
4.1.2	Vergleichs-Windenergieanlagen.....	34
4.2	Langzeiteinordnung	35
4.3	Modell Windverhältnisse	36
4.4	Modell Parkwirkungsgrad.....	37
4.5	Energieertragsberechnung.....	37
4.5.1	Bruttoenergieertrag	37
4.5.2	Energieverlustfaktoren	37
4.6	Unsicherheiten	39
4.6.1	Gesamtunsicherheit.....	39
4.6.2	Überschreitungswahrscheinlichkeiten.....	40
4.7	Anhang A – Bestimmung der Standortgüte	43
4.7.1	Standortertrag.....	43
4.7.2	Standortgüte	43
5	Berechnungsmodell	44
5.1	Zielgrößen.....	44
5.1.1	Auswirkungen von Unsicherheiten im Gutachten	44
5.1.2	Auswirkungen von Standortparametern.....	44
5.1.3	Auswirkungen von Anlagenparametern.....	45
5.2	Aufbau des Berechnungsmodells.....	45
5.2.1	Standortgüte laut Gutachten.....	48
5.2.2	Korrekturfaktoren.....	49
5.2.3	Analyse anhand der P-Werte.....	50
5.2.4	Analyse der mittleren Windgeschwindigkeit	50
5.3	Datenbasis.....	51
5.3.1	Standortbedingungen	51
5.3.2	Windenergieanlagen.....	52
5.3.3	Unsicherheiten	54
5.3.4	Energieverlustfaktoren	54
5.3.5	Zuschlagswerte.....	55
5.3.6	Parameter aus dem Erneuerbaren Energien Gesetz 2017.....	55
5.4	Auswertungssystematik	55
5.4.1	Unsicherheiten für verschiedene Standorttypen.....	56

5.4.2	Zuschlagswerte für verschiedene Windenergieprojekte	57
5.4.3	Unsicherheiten an einem Mittelwindstandort	57
5.4.4	Anlagentypen an verschiedenen Standorten	58
6	Ergebnisse und Diskussion	60
6.1	Unsicherheiten für verschiedene Standorttypen	60
6.1.1	Analyse der Ergebnisse nach Beginn des sechsten Jahres	61
6.1.2	Bewertung der Ergebnisse.....	64
6.2	Zuschlagswerte für verschiedene Windenergieprojekte	66
6.2.1	Analyse der Ergebnisse nach Beginn des sechsten Jahres	66
6.2.2	Bewertung der Ergebnisse.....	68
6.3	Unsicherheiten an einem Mittelwindstandort	69
6.3.1	Analyse der Ergebnisse nach Beginn des 6. Jahres.....	69
6.3.2	Bewertung der Ergebnisse.....	70
6.4	Anlagentypen an verschiedenen Standorten	70
6.4.1	Analyse der Standortgüte	71
6.4.2	Analyse der Korrekturfaktoren	78
6.4.3	Analyse des korrigierten Standortertrags	80
6.4.4	Bewertung der Ergebnisse.....	83
7	Zusammenfassung und Ausblick	86
8	Literaturverzeichnis	XII
9	Anhang CD-ROM.....	XIV

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Strommix des Jahres 2015 sowie Werte für 2014 in Klammern [1]	1
Abbildung 2: Installierte Windleistung in Deutschland, Stand 31.Dez. 2015 [2]	2
Abbildung 3: Ausschreibungen für EE weltweit – Stand 2013 [11]	7
Abbildung 4: Standortgüten mit den dazugehörigen Korrekturfaktoren [6]	14
Abbildung 5: Mittlere Windgeschwindigkeit 100 m über Grund [20]	17
Abbildung 6: Bsp. LK einer WEA (380 W/m ² - Anlage 6).....	18
Abbildung 7: Verteilung der Standortgüten der bis 2013 in Deutschland installierten WEA [15]	22
Abbildung 8: Windprofile des alten und neuen Referenzstandorts	23
Abbildung 9: Relative- und Summen-Häufigkeit für 149m NH nach Rayleigh-Verteilung für alten und neuen Referenzstandort	24
Abbildung 10: Differenz der Relativen-Häufigkeiten für alten und neuen Referenzstandorts bei 149 m NH	25
Abbildung 11: Jahresenergieerträge der einzelnen Windgeschwindigkeiten	26
Abbildung 12: EEG-Förderung basierend auf dem EEG 2014 [20] und Degression nach Leistungszubau [31]	27
Abbildung 13: Verhältnisfaktor in Abhängigkeit der NH und der Flächenleistung	30
Abbildung 14: Verhältnisfaktor mit zunehmender NH	30
Abbildung 15: Langzeiteinordnung von Kurzzeitwinddaten	35
Abbildung 16: Dichtefunktion und Verteilungsfunktion der Normalverteilung für verschiedene Unsicherheiten.....	42
Abbildung 17: Struktur des Berechnungsmodells	47
Abbildung 18: Berechnung der Häufigkeitsverteilung für verschiedene k-Faktoren.....	48
Abbildung 19: DIBt-Windzonen zugeordnet zu den PLZ-Gebieten [20]	51
Abbildung 20: P-Werte der Windenergieprojekte (1. Auswertungsrunde)	61
Abbildung 21: Korrekturfaktoren der P-Werte (1. Auswertungsrunde).....	62
Abbildung 22: Nach- und Rückzahlungen der Windenergieprojekte (1. Auswertungsrunde).....	63
Abbildung 23: Einnahmen unter Berücksichtigung der Nach- und Rückzahlungen (1. Auswertungsrunde)	64
Abbildung 24: Nach- und Rückzahlungen der Windenergieprojekte (2. Auswertungsrunde).....	67
Abbildung 25: Einnahmen unter Berücksichtigung der Nach- und Rückzahlungen (2. Auswertungsrunde)	67
Abbildung 26: Korrekturfaktoren der P-Werte (3. Auswertungsrunde).....	70
Abbildung 27: Standortgüte in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit für 140 m NH (4. Auswertungsrunde)	74
Abbildung 28: Standortgüte in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit für 120 m NH (5. Auswertungsrunde)	75
Abbildung 29: Standortgüte in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit für 100 m NH (6. Auswertungsrunde)	76

Abbildung 30: Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit (4. Auswertungsrunde).....	79
Abbildung 31: Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit (5. Auswertungsrunde).....	79
Abbildung 32: Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit (6. Auswertungsrunde).....	80
Abbildung 33: Korrigierter Standortertrag für verschiedene NH (Anlage 1 und 2).....	82
Abbildung 34: Korrigierter Standortertrag für verschiedene NH (Anlage 4 und 5).....	82
Abbildung 35: Korrigierter Standortertrag für verschiedene NH (Anlage 3 und 6).....	83

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ausschreibungsergebnisse der ersten Gebotsrunden [8].....	6
Tabelle 2: Zeitplan für die Einführung des EEG 2017.....	8
Tabelle 3: Von den Ausschreibungen ausgenommene Anlagen [6].....	9
Tabelle 4: Zuteilung der Korrekturfaktoren und Berechnungsbeispiele zum anzulegenden Wert.....	15
Tabelle 5: Parameter Referenzstandorte.....	21
Tabelle 6: Rundungsvorschriften der TR5.....	26
Tabelle 7: Übersicht der Energieverlustfaktoren aus der TR6 [22].....	38
Tabelle 8: Übersicht der Unsicherheiten aus TR6 [23].....	39
Tabelle 9: Unsicherheiten Analyse über Gauß-Verteilung.....	41
Tabelle 10: Betrag der Max. Abweichung vom P50 Wert bei gegebener Wahrscheinlichkeit.....	41
Tabelle 11: Abweichung vom P50Wert bei einer Wahrscheinlichkeit von 50 %.....	42
Tabelle 12: Basiswindgeschwindigkeiten der Windzonen [28].....	52
Tabelle 13: Definition der Standortparameter für verschiedene Standortkategorien.....	52
Tabelle 14: Kategorisierung der WEA typen [15].....	53
Tabelle 15: Im Berechnungsmodell untersuchte WEA.....	54
Tabelle 16: Unsicherheiten aus dem BWE Ringvergleich [29].....	54
Tabelle 17: Stromgestehungskosten bei Veränderung verschiedener Eingangsparameter [15].....	55
Tabelle 18: Übersicht der verschiedenen Auswertungsrunden.....	56
Tabelle 19: Unsicherheiten für verschiedene Standorte (1. Auswertungsrunde).....	56
Tabelle 20: Zuschlagswerte für verschiedene Windenergieprojekte (2. Auswertungsrunde).....	57
Tabelle 21: Unsicherheiten an einem Mittelwindstandort (3. Auswertungsrunde).....	58
Tabelle 22: Anlagentypen an verschiedenen Standorten (4. bis 6. Auswertungsrunde).....	59
Tabelle 23: Ergebnisse des Gutachtens und Vergütung bis zum sechsten Jahr (1. Auswertungsrunde)	60
Tabelle 24: Ergebnisse des Gutachtens und Vergütung bis zum sechsten Jahr (2. Auswertungsrunde)	66
Tabelle 25: Einnahmen bei Erreichen verschiedener P-Werte (2. Auswertungsrunde).....	68
Tabelle 26: Ergebnisse des Gutachtens und Vergütung bis zum sechsten Jahr (3. Auswertungsrunde)	69
Tabelle 27: Ergebnisse des Gutachtens und Vergütung bis zum sechsten Jahr (3. Auswertungsrunde)	71
Tabelle 28: Koeffizienten der Polynome für den Schwachwindstandort (4. Auswertungsrunde).....	72
Tabelle 29: Koeffizienten der Polynome für den Schwachwindstandort (5. Auswertungsrunde).....	72
Tabelle 30: Koeffizienten der Polynome für den Schwachwindstandort (6. Auswertungsrunde).....	73
Tabelle 31: Wendepunkte und Steigung im Wendepunkt der Polynome für 140 m NH (4. Auswertungsrunde).....	77
Tabelle 32: Wendepunkte und Steigung im Wendepunkt der Polynome für 120 m NH (5. Auswertungsrunde).....	77
Tabelle 33: Wendepunkte und Steigung im Wendepunkt der Polynome für 100 m NH (6. Auswertungsrunde).....	77
Tabelle 34: Korrigierte Standorterträge für das Windprofil des Referenzstandorts.....	81

Abkürzungsverzeichnis

AEP	Jahresenergieertrag
BDB	Betreiberdatenbasis
BNetzA	Bundesnetzagentur
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
FGW	Fördergesellschaft Windenergie und andere Erneuerbare Energien e.V.
LK	Leistungskennlinie
NH	Nabenhöhe
PV	Photovoltaik
RE	Referenzertrag
REV	Referenzertragsverfahren
TR	Technische Richtlinie
WEA	Windenergieanlage

1 Einleitung

Die Energiewende ist eines der zentralen Projekte des 21. Jahrhunderts. Der Übergang von fossilen Energieträgern und der Kernenergie hin zu einer nachhaltigen Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien (EE) wurde mit dem Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) eingeleitet. Dabei lieferte im Jahr 2015 die Windenergie an Land den größten Anteil an EE-Strom. Eine entscheidende Rolle, um den Ausbau der Windenergie kostengünstig, geographisch gleichmäßig und stetig voranzutreiben, spielt die Fördersystematik, die hinter dem EEG steht. Diese soll mit einer EEG-Novelle ab Anfang 2017 geändert und auf wettbewerbliche Ausschreibungen umgestellt werden.

1.1 Ausgangssituation der Windenergie in Deutschland

Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 haben die EE einen stetigen Ausbau erfahren. Durch die gesetzlich geregelte Vorrangigkeit des EE-Stroms gegenüber konventioneller Stromerzeugung und dem finanziellen Anreiz den das EEG bietet, wurde eine rasch voranschreitende Umstrukturierung des deutschen Energieversorgungssystems eingeleitet. Abbildung 1 zeigt die Anteile der verschiedenen Energieerzeugungsarten im Jahr 2015 an der Bruttostromerzeugung in Deutschland. Dabei lag der Anteil der EE mit 194,13 TWh bei 30,0 % an der in Deutschland erzeugten Strommenge. Den größten Anteil innerhalb der EE hatte die Windenergie an Land. Mit 12,0 % der Bruttostromerzeugung ist sie die tragende Säule der Energiewende. Die Windenergie an Land stellt 40 % des aus EE erzeugten Stroms bereit. [1]

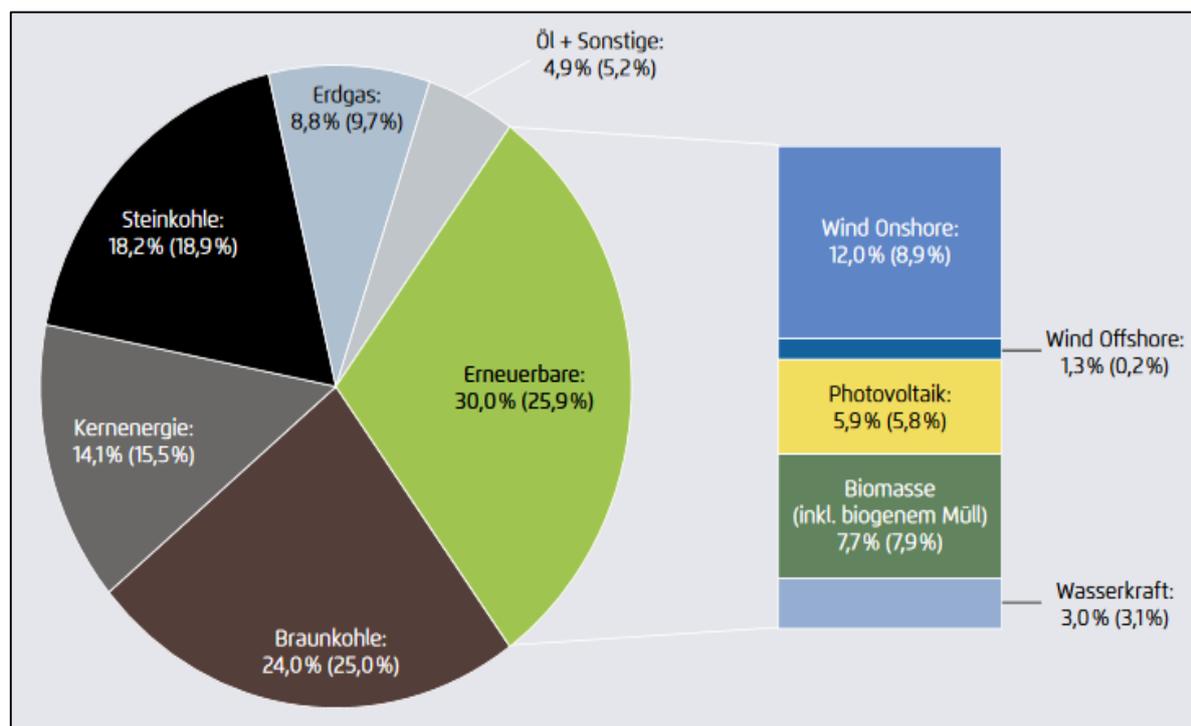


Abbildung 1: Strommix des Jahres 2015 sowie Werte für 2014 in Klammern [1]

Betrachtet man den Zubau der Windenergie an Land seit 2000, so sind erhebliche Schwankungen in der jährlich zugebauten Leistung zu erkennen. So war der Brutto-Zubau im Jahr 2010 gerade einmal bei 1.551 MW, aber schon bis 2014 wurde dieser Wert mehr als verdreifacht mit 4.750 MW Zubau. [2]

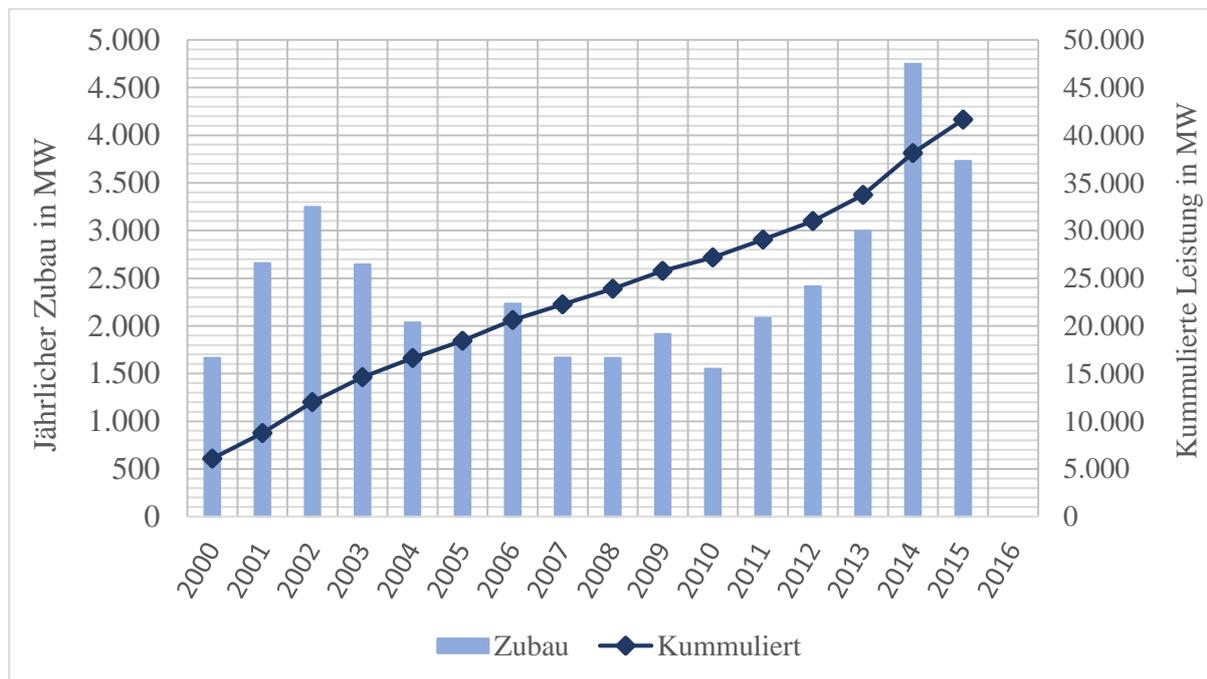


Abbildung 2: Installierte Windleistung in Deutschland, Stand 31. Dez. 2015 [2]

Dabei wurde das EEG immer wieder durch verschiedene Novellen in den Jahren 2004, 2009, 2012 und 2014 den technologischen und wirtschaftlichen Anforderungen angepasst. Mit jeder Novelle wurden die Förderbeträge aktualisiert und versucht, die Ausbaumenge zu steuern. Jedoch änderte sich die grundlegende Systematik bei der Förderung der Windenergie an Land, das zweistufige Referenzertragsverfahren (REV), nie. [3]

Mit der EEG Novelle im Jahr 2014 wurde beschlossen, die Förderung von EE bis spätestens 2017 auf ein Ausschreibungssystem umzustellen. Die EEG-Novelle 2017 soll diese endgültige Umstellung auf Ausschreibungen umsetzen. Dabei wird sich auch die Fördersystematik der Windenergie an Land von einem zweistufigen zu einem einstufigen REV ändern. [4]

1.2 Neue Fördersystematik durch Ausschreibungen

Die Umstellung auf Ausschreibungen stellt einen Paradigmenwechsel in der Fördersystematik des EEG dar. Die gesetzlich garantierte Vergütung für die Abnahme von Strom aus EE wird wegfallen und es werden nur noch diejenigen Anlagen gefördert, die mit den geringsten Vergütungssätzen auskommen. Dabei wird ein Ausschreibungsvolumen in Form einer zu installierenden Leistung vorgegeben, auf die die Stromproduzenten ein Gebot abgeben können. Am Ende jeder Ausschreibungsrunde werden diese Gebote verglichen, wobei die niedrigsten einen Zuschlag erhalten, bis das Ausschreibungsvolumen ausgeschöpft ist. Die bezuschlagten Gebote erhalten eine Vergütungsgarantie in Höhe ihres Gebots für die nächsten 20 Jahre.

Für die Windenergie an Land gilt seit Einführung des EEG das zweistufige Referenzertragsmodell. Dabei wird die garantierte Vergütung in eine Grundvergütung und eine erhöhte Anfangsvergütung aufgeteilt. Die Anfangsvergütung wird für alle Anlagen an jedem Standort für mindestens fünf Jahre bezahlt. Danach wechselt die Anlage in die geringere Grundvergütung. Die Dauer der Anfangsvergütung kann jedoch verlängert werden. Über eine im EEG definierte Formel wird die Verlängerung der Anfangsvergütung je nach der Qualität des Standortes bestimmt (Vgl. Kapitel. 3.5). Diese Standortgüte errechnet sich aus der durch die Anlage tatsächlich am Standort erzeugten Strommenge nach fünf Jahren Betriebszeit und einem theoretischen Ertrag, den die Anlage während des Betriebs über fünf Jahre an einem fest definierten Referenzstandort erbracht hätte.

Bei niedrigen Standortgüten rutscht die Anlage dann zu einem späteren Zeitpunkt von der Anfangsvergütung in die Grundvergütung. Daraus ergibt sich eine höhere Vergütung bei niedrigeren Standortgüten, die zum Beispiel häufig in Süddeutschland aufzufinden sind. Das zweistufige REV soll einen gleichmäßigen Ausbau der Windenergie garantieren, indem es Standorten mit schlechteren Windbedingungen und damit niedrigeren Standortgüten eine höhere Vergütung garantiert.

Im neuen Ausschreibungsmodell wird dieser Ansatz, bei dem ertragsschwache Windenergiestandorte höher gefördert werden sollten als gute Windenergiestandorte, grundsätzlich beibehalten. Des Weiteren sollen verschiedene Defizite, die das zweistufige Referenzertragsmodell hat, beseitigt werden. Dies soll über das einstufige Referenzertragsmodell geschehen. Dabei wird die Höhe der Vergütung nicht mehr, wie bisher, nach fünf Jahren, sondern von Beginn an über ein Ertragsgutachten an die entsprechende Qualität des Windenergiestandorts angepasst. Aus dem durch das Gutachten prognostizierten Ertrag, dem Standortertrag, und dem Referenzertrag (RE), der auf dem ebenfalls neu definierten Referenzstandort basiert, soll die Standortgüte berechnet werden. Mit verschiedenen Korrekturfaktoren, die den jeweiligen Standortgüten zugeordnet sind, soll die prognostizierte Güte des Windenergiestandorts auf das abgegebene Gebot umgerechnet werden. Beide Verfahren, das zweistufige und einstufige, sind näher im Kapitel 3 - Das Referenzertragsmodell (Seite 17) - beschrieben.

1.3 Problembeschreibung

Im Zentrum dieser neuen Fördersystematik stehen das Ertragsgutachten und ein neu definierter Referenzstandort, auf welchen die Höhe der Förderung beruht. Im Gesetzentwurf des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, der am 08.06.2016 veröffentlicht wurde, wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die Standortgüte auf Basis der Anforderungen der Technischen Richtlinien, Teil 6 (TR6), der Fördergesellschaft Windenergie e. V. (FGW) zu berechnen sei. Außerdem wird eine Überprüfung der Standortgüte angestrebt, wobei Verluste aus nicht-windbedingten Stillstandzeiten berücksichtigt werden sollten. [5]

Jedoch sind Ertragsgutachten im Bereich der Windenergie, selbst wenn sie nach TR6 erstellt wurden, mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Des Weiteren gibt es einen Spielraum bei Ertragsgutachten hinsichtlich der Verluste, die während des Betriebs auftreten und noch keinen technischen Standard, nach dem diese Verluste transparent berechnet werden können. Ziel dieser Arbeit ist es, den Einfluss

der Unsicherheiten im Ertragsgutachten und damit auch auf die Standortgüte im Rahmen des EEG 2017 und des einstufigen Referenzertragsmodells zu untersuchen.

Dabei soll zunächst das Ausschreibungsmodell in Kapitel 2 - Das Ausschreibungsmodell - und die damit verbundenen Änderungen im EEG bezüglich der Windenergie an Land aufgezeigt werden. In Kapitel 3 - Das Referenzertragsmodell - wird näher auf die Eigenheiten des zweistufigen bzw. einstufigen Modells eingegangen und die Vor- bzw. Nachteile, welche sich daraus für bestimmte Anlagenkonfigurationen ergeben. Kapitel 4 - Grundlagen Ertragsgutachten - soll alle Aspekte behandeln, die bei Gutachten nach TR 6 zu beachten sind. Aufbauend auf diese Abschnitte wird in Kapitel 5 - Berechnungsmodell - ein Modell vorgestellt, mit dessen Hilfe die Analyse der Unsicherheiten durchgeführt wurde. In Kapitel 6 - Ergebnisse und Diskussion - werden die Resultate, die mit dem beschriebenen Modell berechnet wurden, ausgeführt und bewertet. In Kapitel 7 - Zusammenfassung - werden die gesammelten Erkenntnisse aus dieser Masterarbeit in kurzer Form dargestellt.

2 Das Ausschreibungsmodell

In diesem Kapitel sollen die Ziele, der Zeitplan und bereits bestehende Erfahrungen der Ausschreibungen für EE dargelegt werden. Ferner werden die geplanten Änderungen durch das EEG 2017 im Bereich der Windenergie an Land dargestellt. Grundlage für dieses Kapitel ist der Gesetzbeschluss des Bundestags, der aufgrund der Beschlussempfehlung und des Berichts des Ausschusses für Wirtschaft und Energie von den Fraktionen der CDU/CSU und SPD am 8. Juli 2016 angenommen wurde.

2.1 Ziel der Ausschreibungen

Das erklärte Ziel der Bundesregierung ist es, den Ausbau der EE durch das Ausschreibungssystem kosteneffizient und stetig voranzutreiben. Dabei sollen die Vergütungssätze der verschiedenen Technologien wettbewerblich ermittelt und somit immer stärker an den Markt herangeführt werden. Im Eckpunktepapier des BMWi vom 15.02.2016 werden drei zentrale Ziele bei der mit dem EEG 2017 angestrebten Ausschreibungen formuliert:

- Der Ausbaukorridor für EE soll genauer als bisher eingehalten werden und sich an den Ausbauzielen von 40 bis 45 Prozent im Jahr 2025 und 50 bis 55 Prozent im Jahr 2035 Anteil EE Strom, orientieren. Mit den ausgeschriebenen Leistungen der einzelnen Zubau-Segmente liegt ein sehr effektives Steuerelement vor, mit welchem sich der maximale Ausbau lenken lässt. Um den Ausbaukorridor nicht zu unterschreiten, sollen Maßnahmen, wie z. B. zu hinterlegende Sicherheiten, die bei Nicht-Realisierung der Projekte einbehalten werden, eine hohe Realisierungsrate der bezuschlagten Projekte bewirken. [6]
- Durch die Ausschreibungen sollen die Kosten der EE gesenkt werden. Die Vergütungen sollen dabei nicht höher liegen, als für einen wirtschaftlichen Anlagenbetrieb nötig ist. Dabei ist zu beachten, dass die Ausschreibungen nur in den EE Segmenten eingeführt werden sollen, in denen genügend Wettbewerb besteht. Hierfür wurde im Frühjahr 2015 eine Marktanalyse durchgeführt, die zu dem Ergebnis kam, dass die Technologien Wasserkraft, Geothermie, Deponiegas, Klärgas und Grubengas von dem Ausschreibungssystem ausgenommen werden sollen. [6]
- Ein weiteres Ziel ist es die Akteursvielfalt in der EE Branche zu bewahren. Hierfür wurden Sonderstellungen von Bürgerenergiegenossenschaften im Gesetzbeschluss formuliert. [4]

Diese im Eckpunktepapier aufgeführten Ziele wurden im Gesetzbeschluss durch verschiedenen Maßnahmen verankert. Inwiefern diese Maßnahmen ausreichend sind, lässt sich nur schwer beurteilen. Einen Anhaltspunkt hierfür können bestehende Erfahrungen mit dem Ausschreibungssystem für EE liefern.

2.2 Erfahrungen mit Ausschreibungen

Bisherige Erfahrungen mit Ausschreibungen bestehen vor allem im Ausland. Eine Vielzahl von Ländern setzt auf dieses System der Förderung von EE. Außerdem werden in Deutschland seit März 2015 Photovoltaik (PV) Freiflächenanlagen in Pilotverfahren ausgeschrieben, mithilfe derer man Erfahrungen für ein deutsches Ausschreibungssystem sammeln konnte.

2.2.1 Photovoltaik-Freiflächenanlagen

Mit dem EEG 2014 wurde beschlossen, das Fördersystem der EE umzustellen. In § 2 Absatz 5 wird festgelegt, dass bis spätestens 2017 die finanzielle Förderung für EE durch Ausschreibungen ermittelt werden wird. Zu diesem Zweck wurde mit dem EEG 2014 die Ausschreibung für PV-Freiflächenanlagen eingeführt. Dies sollte dabei helfen, erste Erfahrungen mit der neuen Fördersystematik zu sammeln. In § 99 wurden beschlossen, dass dem Bundestag ein Ausschreibungsbericht vorgelegt werden muss, um damit Handlungsempfehlungen für ein erfolgreiches Ausschreibungssystem zu erarbeiten. [7]

Im Jahr 2015 fanden drei Pilotausschreibungsrunden mit einem Volumen von 500 MW statt. Dabei wurden zwei verschiedene Preisregeln getestet. Bei „pay-as-bid“, welches in der ersten Runde zur Anwendung kam, ist der Bieter an sein Gebot gebunden und erhält den Zuschlag auf den von ihm angegebenen Gebotswert. In der zweiten und dritten Runde kam das so genannte „uniform-pricing“ zur Anwendung, bei welchem das höchste zum Zuge kommende Gebot der Zuschlagswert für alle anderen Bieter ist. Die vierte Ausschreibungsrunde am 1. April 2016 wurde wieder im „pay-as-bid“ Verfahren durchgeführt.

Die Erfahrungen aus den Ausschreibungen mit PV Freiflächenanlagen wurden vom BMWi grundsätzlich positiv bewertet. So konnte von Runde zu Runde ein sinkendes Preisniveau beobachtet werden. In allen Runden gab es eine hohe Wettbewerbsintensität, was sich anhand der Gebotsmengen ausdrückte. Die durch Formfehler bedingten Gebotsausschlüsse konnte ebenso mit jeder Runde gesenkt werden.

Tabelle 1: Ausschreibungsergebnisse der ersten Gebotsrunden [8]

	April 2015	August 2015	Dezember 2015	April 2016
Ausgeschriebene Menge	150 MW	150 MW	200MW	125 MW
Eingereichte Gebote (Gebotsvolumen)	170 (715 MW)	136 (558 MW)	127 (562 MW)	108 (540 MW)
Zuschläge (Zuschlagsvolumen)	25 (157MW)	33 (159 MW)	43 (204 MW)	21 (128 MW)
Gebotsausschlüsse (Ausschlussvolumen)	37 (144 MW)	15 (33 MW)	13 (33 MW)	16 (57 MW)
Ø Förderhöhe	9,17 ct/kWh	8,48 ct/kWh	8,00 ct/kWh	7,41 ct/kWh
Preisregel	Pay-as-bid	Uniform-pricing	Uniform-pricing	Pay-as-bid

Nicht-Realisierung eines Projekts innerhalb von 24 Monaten anfallen, um eine möglichst zeitnahe Realisierung zu garantieren. [5]

2.3 Zeitplan für die Einführung von Ausschreibungen

Die Vorbereitungen zur Umstellung des EEG begannen schon mit dem Inkrafttreten des EEG 2014 und der Einführung der Ausschreibungen für PV-Freiflächenanlagen. In einer Marktanalyse wurde die Grundlage für die Gestaltung des Ausschreibungsverfahrens der restlichen EE-Sparten gelegt. Die Erkenntnisse aus den Marktanalysen flossen in das erste Eckpunktepapier, welches am 31.07.2015 erschien. In dem Papier waren Konsultationsfragen formuliert, zu denen die verschiedenen Interessengruppen bis 01.10.2015 Stellung nehmen konnten. Danach wurden die Eckpunktepapiere dreimal aktualisiert. Am 14.04.2016 wurde dann ein offizieller Referentenentwurf vom Bundeswirtschaftsministerium vorgestellt. Zu diesem Entwurf konnten die Interessengruppen bis zum 21.04.2016 Stellung nehmen. Am 12.05.2016 gab es zum EEG 2017 eine Sonderkonferenz, bei der sich die Bundeskanzlerin und die Regierungschefs der Länder berieten. Da es noch einige Unstimmigkeiten gab, wurden die Gespräche am 31.05.2016 fortgesetzt. Im Anschluss an die Beratungen der Ministerkonferenz hat das Bundeskabinett die Reform des EEG 2017 auf einer Sitzung am 08.06.2016 beschlossen. Im deutschen Bundestag wurde der Gesetzentwurf am 08.07.2016 angenommen und erhielt am selben Tag die Zustimmung des Bundesrats. Das Notifizierungsverfahren der EU Kommission ist für den Herbst 2016 geplant. Danach wird das EEG 2017 am 01.01.2017 in kraft gesetzt. [12]

Tabelle 2: Zeitplan für die Einführung des EEG 2017

04.02.2015	Marktanalysen für EE
31.07.2015	1. Eckpunktepapier: Stellungnahmen zu Konsultationsfragen des 1. Eckpunktepapiers bis zum 01.10.2015
25.11.2015	2. Eckpunktepapier
08.12.2015	3. Eckpunktepapier
15.02.2015	4. Eckpunktepapier
16.02.2016	Referentenentwurf (inoffiziell)
14.04.2016	Referentenentwurf: Bundeswirtschaftsministerium leitet Länder- und Verbändeanhörung zum EEG 2017 ein. Frist bis zum 21.04.2016
12.05.2016	1. Sonderministerpräsidentenkonferenz
31.05.2016	2. Sonderministerpräsidentenkonferenz
08.06.2016	Kabinettsbeschluss zum Gesetzentwurf des EEG 2017
08.07.2016	Beschluss im Bundestag
08.07.2016	Abschluss im Bundesrat
Herbst 2016	Notifizierungsverfahren durch die EU Kommission
01.01.2017	Inkraftsetzung

2.4 Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Künftig werden EE-Anlagen nur noch vergütet, wenn sie eine Ausschreibung gewonnen haben. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) wird diese regelmäßig durchführen und dabei ausgeschriebenen Leistungen so bemessen, dass ein Ausbaukorridor, der 40 bis 45 Prozent EE-Anteil im Jahr 2025 vorsieht, eingehalten wird.

2.4.1 Ausgeschriebene Technologien

In § 22 EEG 2017 wird der Systemwechsel zu Ausschreibungen eingeführt und ist damit ein zentraler Bestandteil des Gesetzes. Ausgeschrieben werden laut § 22 Absatz 1 Satz 1 EEG 2017 ab 2017 grundsätzlich:

- Windenergie an Land
- Windenergie auf See
- PV
- Biomasse

Mit den ausgeschriebenen Technologien sollten 80 % der zugebauten EE-Leistung abgedeckt werden. Ausgenommen sind EE-Anlagen, bei denen nach einer Marktanalyse ein zu geringer Wettbewerb festgestellt wurde, bei denen ein zu geringes Potenzial besteht und kleinere Leistungsklassen, um die Akteursvielfalt zu erhalten. Tabelle 1 zeigt die von den Ausschreibungen ausgenommene EE-Anlagen, die in § 22 Absatz 2 bis Absatz 6 aufgeführt sind. Für die 20 % EE-Zubau, die von Ausschreibungen ausgenommen werden, gelten die §§ 40 bis 49 EEG 2017, welche eine gesetzlich bestimmte Einspeisevergütung oder Marktprämie vorsehen. [6]

Tabelle 3: Von den Ausschreibungen ausgenommene Anlagen [6]

Anlagen	Begründung für die Ausnahme
Deponiegas	<ul style="list-style-type: none"> • Potentiale weitestgehend erschlossen
Grubengas	
Klärgas	
Wasserkraft	<ul style="list-style-type: none"> • Wettbewerbsniveau sehr gering
Geothermie	
PV-Anlagen < 750 kW	<ul style="list-style-type: none"> • Zu hoher administrativer Aufwand bei Einführung von Ausschreibungen • Akteursvielfalt erhalten • Eigenversorgung im Rahmen einer Ausschreibung problematisch
Windenergie an Land Anlagen < 750 kW	<ul style="list-style-type: none"> • Sehr geringer Marktanteil
Biomasse Anlagen < 150 kW	<ul style="list-style-type: none"> • Kleinere Technologien schützen

2.4.2 Technologiespezifische Ausschreibungen

Da sich die verschiedenen EE-Technologien bei den wirtschaftlichen und technischen Voraussetzungen unterscheiden, ist eine technologie neutrale Ausschreibung, an denen alle EE-Anlagen unabhängig ihrer Technik teilnehmen, nicht zielführend. Es würden sich nur noch die günstigsten Technologien durchsetzen. Vor diesem Hintergrund wurde das Ausschreibungsmodell technologiespezifisch gestaltet. In 2.5 wird auf die Spezifikationen im Bereich der Windenergie an Land eingegangen. Doch trotz der verschiedenen Ausschreibungsdesigns für die unterschiedlichen EE-Technologien weisen alle folgende Gemeinsamkeiten auf:

- Das Ausschreibungsverfahren wird von der BNetzA durchgeführt und wird acht Wochen im Voraus angekündigt. Bei Windenergieanlagen (WEA) an Land und der PV sollen jeweils drei bis vier Runden innerhalb eines Jahres durchgeführt werden. Bei Biomasseanlagen findet die Ausschreibung wegen des geringen Volumens nur einmal pro Jahr statt. Das ausgeschriebene Volumen wird vorab bestimmt und bezieht sich auf die installierte Leistung.
- Der Anspruch auf Förderungen ist bei allen Technologien davon abhängig, ob eine Anlage den Zuschlag im Ausschreibungsverfahren erhalten hat. In jeder Runde werden einmalige, verdeckte Gebote abgegeben, für welche eine Sicherheit hinterlegt werden muss. Dies soll dazu dienen, die Ernsthaftigkeit der Gebote sicherzustellen. Nachdem die Gebote bis zu einem bestimmten Termin abgegeben wurden, erhalten die niedrigsten einen Zuschlag, bis die ausgeschriebene installierte Leistung erreicht ist. Die Förderhöhe entspricht grundsätzlich dem eigenen Gebot. Es wird also das „pay-as-bid“-Verfahren verwendet. Für jede Technologie gibt es einen spezifischen Höchstpreis, der in Abhängigkeit des Zuschlagsniveaus vergangener Ausschreibungsrunden angepasst wird.
- Wenn ein Zuschlag für ein Projekt erteilt wurde, ist er bei Windenergie- und Biomasseanlagen nicht auf andere Projekte übertragbar. Für PV ist eine Übertragung von Zuschlägen auf andere Projekte unter bestimmten Voraussetzungen möglich. Für die Realisierung der Projekte steht nach der Zuschlagserteilung eine bestimmte Frist zur Verfügung. Wird diese Frist überschritten, werden Pönalen fällig.

Die oben aufgeführten Punkte sind für die verschiedenen Erzeugungsarten aus EE in unterschiedlicher Art und Weise ausgestaltet. Im Folgenden wird ausschließlich auf die Ausschreibungen für Windenergie an Land eingegangen.

2.5 Ausschreibungen für Windenergie an Land

Die in diesem Kapitel aufgeführten Punkte richten sich hauptsächlich nach § 36 EEG 2017 im Unterabschnitt 2, welcher die Ausschreibungen für WEA an Land regelt. Die Regelungen zum Ausbaurridor in Kapitel 2.5.1 finden sich im § 4 EEG 2017 und die Ausnahmeregelungen in Kapitel 2.5.2 sind in § 22 EEG 2017 beschrieben.

2.5.1 Ausbaukorridor

Das EEG 2017 sieht eine jährlich zugebaute Bruttoleistung von 2,8 GW für die Windenergie an Land vor. Dieser Ausbaupfad gilt bis 2020. Ab diesem Zeitpunkt sollen jährlich 2,9 GW zugebaut werden. Der Brutto-Zubau berücksichtigt nicht die zurückgebauten WEA, weshalb der Ausbaukorridor ab 2020 erhöht wird. Ab diesem Jahr ist eine Steigerung des Rückbaus zu erwarten, da viele Anlagen aus dem EEG fallen, die mit dem EEG 2000 einen Vergütungsanspruch bis 2020 erhalten haben. Auch Anlagen die vor dem Jahr 2000 in Betrieb genommen wurden, werden bis 2020 nach dem EEG 2000 vergütet. [13]

2.5.2 Ausnahmeregelungen

Die Regelungen aus § 22 EEG 2017 sehen grundsätzlich drei Ausnahmefälle für Windenergie an Land vor:

- Alle WEA an Land mit einer installierten Leistung bis einschließlich 750 kW sind von den Ausschreibungen ausgenommen. Wie in Absatz 2.4.1 beschrieben, gilt die gleiche Ausnahmeregelung für die PV. Bei der Windenergie an Land besteht für Anlagen dieser Leistungsklassen nur ein sehr geringer Marktanteil, weshalb der administrative Aufwand für den geringen Leistungsanteil am Zubau nicht zu rechtfertigen sei.
- Übergangsanlagen sind ebenfalls von den Ausschreibungen ausgenommen. Voraussetzung hierfür ist, dass die Anlagen vor dem 01.01.2017 eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG) erhalten haben und diese bis 01.02.2017 beim Register vorlegen können.
- Eine weitere Regelung sieht die Ausnahme von Prototypen vor. Um einem potenziellen Missbrauch dieser Regelung entgegenzuwirken sind nach § 22a EEG 2017 diese bis zu einer Leistung von 125 MW pro Jahr begrenzt. In § 3 Nummer 37 EEG 2017 sind Prototypen definiert.

Für alle WEA an Land, die von den Ausschreibungen ausgenommen sind, ergibt sich die Förderhöhe nach § 46 EEG 2017. Dabei wird unterschieden zwischen Anlagen, die in den Jahren 2017 und 2018 und den Anlagen, die nach dem 31.12.2018 in Betrieb genommen werden.

Für die von den Ausschreibungen ausgenommenen Anlagen, die nach dem 31.12.2018 in Betrieb genommen werden, gilt § 46b. Dabei wird die Höhe der Vergütung vom Netzbetreiber berechnet. Es wird aus den bezuschlagten Höchstgeboten eines Jahres ein Durchschnittswert gebildet. Dieser Wert ist die Grundlage der Vergütung und gilt für einen 100 % Standort. Es gilt § 36h Absatz 1 bis 4. Dieser besagt, dass die Vergütung mittels der in Kapitel 2.5.9 beschriebenen Korrekturfaktoren angepasst wird. Die Korrekturfaktoren werden jeweils nach fünf Jahren überprüft und dabei gegebenenfalls der anzulegende Wert angepasst.

Anlagen, die vor dem 01.01.2019 in Betrieb genommen werden, fallen unter das zweistufige REV, welches in Kapitel 3.5 beschrieben ist. Dabei wird die im EEG 2014 verankerte Fördersystematik mit Anfangs- und Grundvergütung sowie dem dort definierten Referenzstandort herangezogen. Die Anfangsvergütung von 8,38 ct/kWh und Grundvergütung von 4,66 ct/kWh sind in § 46 Absatz 2 EEG 2017 festgelegt. § 46a EEG 2017 beschreibt die Degression der Vergütung. Diese wird, wie im EEG 2014, mithilfe eines atmenden Deckels durchgeführt.

2.5.3 Zeitlicher Ablauf

Die erste Ausschreibungsrunde findet am 1. Mai 2017 statt. Der Zeitpunkt wurde etwas später gewählt, damit schon bei der ersten Runde genügend Anlagen am Verfahren teilnehmen können. Anschließend werden im Jahr 2017 zwei weitere Ausschreibungsrunden durchgeführt. 2018 und 2019 werden jährlich vier Ausschreibungsrunden stattfinden und ab 2020 lediglich drei Runden pro Jahr. In den ersten Jahren werden mehr Ausschreibungsrunden durchgeführt, um zu Beginn ein stabiles Zuschlagsniveau zu etablieren. Die Runden ab 2020 werden mit den Ausschreibungen für PV kombiniert, um den administrativen Aufwand zu verringern.

2.5.4 Anforderungen an Gebote

Neben den allgemeinen Anforderungen, die die Gebote aller EE-Technologien erfüllen müssen, um an den Ausschreibungen teilzunehmen, gibt es noch spezifische Anforderungen, die an die Gebote für die Windenergie an Land gestellt werden. In § 30 EEG 2017 werden die allgemeinen Anforderungen beschrieben. In § 36 wird auf die Windenergie an Land eingegangen.

Zum einen muss laut § 36 EEG 2017 eine Genehmigung nach BImSchG vorgelegt werden, welche mindestens drei Wochen vor Gebotstermin erteilt wurde. Zusätzlich soll die Anlage, ebenfalls drei Wochen vor Gebotstermin, im Anlagenregister gemeldet werden. Dabei handelt es sich um materielle Qualifikationsanforderungen. Es wird auch eine finanzielle Anforderung gestellt, welche als Sicherheit hinterlegt werden muss (vgl. 2.5.5). Außerdem soll eine Eigenerklärung des Inhabers der Genehmigung nachweisen, dass die Anlagen keinen Zuschlag aus früheren Ausschreibungen besitzen.

2.5.5 Sicherheiten

Damit die Ernsthaftigkeit der Gebote gewährleistet werden kann und eine höhere Realisierungsquote erreicht wird, muss eine Sicherheit hinterlegt werden. In § 36a EEG 2017 wird festgelegt, dass die Gebotsmenge, also die Leistung der Anlage bzw. des Anlagenparks, mit 30 € pro kW multipliziert wird. Diese Sicherheit, der so genannte „Bid bond“, kann bei Projektverzögerung oder Nicht-Realisierung als Strafzahlung (Pönale) einbehalten werden.

2.5.6 Höchstgebote

Für die ersten Gebotsrunden im Jahr 2017 wird der Höchstwert für Gebote auf 7,0 ct/kWh festgelegt. Danach wird der Höchstwert vor jeder Ausschreibungsrunde neu bestimmt. Grundlage ist der Durchschnittswert der höchsten bezuschlagten Gebote der vergangenen drei Ausschreibungsrunden. Um den Höchstpreis zu erhalten, wird dieser Durchschnittswert um acht Prozent erhöht.

2.5.7 Besondere Zuschlagsvoraussetzung für das Netzausbaugebiet

Durch § 36c soll der Windenergieausbau in Gebieten, in denen die Netze stark belastet sind, gesteuert werden. Da die Transportkapazitäten der bestehenden Netze begrenzt sind und der Netzausbau nur zögerlich vorankommt, soll der Zubau der Windenergie besonders im Norden gedrosselt werden. Hierfür wurde das Netzausbaugebiet definiert. Es wird durch eine jährliche Systemanalyse der BNetzA betrachtet, in welchen Gebieten die Belastungssituationen besonders hoch sind. Die während der Analyse auffälligen Einzelgebiete werden als das Netzausbaugebiet zusammengefasst, welches nicht mehr als 20 % der Bundesfläche einnehmen darf. Im Netzausbaugebiet darf jährlich nicht mehr zugebaut werden, als 58 % der in den Jahren 2013 bis 2015 durchschnittlich zugebauten Windenergieleistung. Diese Durchschnittsleistung wird gleichmäßig über ein Jahr in dem betroffenen Gebiet ausgeschrieben. Dieses Vorgehen soll eine weitere Zuspitzung bei den Netzengpässen verhindern.

2.5.8 Fristen, Pönalen und die Übertragbarkeit von Projekten

§ 36e EEG 2017 gibt eine maximale Realisierungsdauer der bezuschlagten Projekte von 30 Monaten vor. Nach der öffentlichen Bekanntgabe des Zuschlags müssen die Anlagen des Projekts während dieser Frist in Betrieb genommen worden sein, ansonsten erlischt der Zuschlag. Überschreitet der Zeitraum für die Inbetriebnahme 24, 26 und 28 Monate, so müssen laut § 55 EEG 2017 Pönalen an den Übertragungsnetzbetreiber entrichtet werden. Bei 24 Monaten Überschreitung entfallen zehn € pro kW, bei 26 Monaten 20 € pro kW und bei 28 Monaten 30 € pro kW, was dem für das Projekt entrichteten Bid-Bond entspricht (vgl. 2.5.5). Für Anlagen, die in 2015 in Betrieb genommen wurden, lag die durchschnittliche Realisierungsdauer bei 11 Monaten und bei 98 % der Windenergieprojekte wurde eine Dauer von 24 Monaten nicht überschritten. Somit liegt die Dauer von der Genehmigung bis zur Inbetriebnahme bei den meisten Anlagen deutlich unter der vom Gesetzgeber geforderten Frist. Sollte eine dritte Partei erfolgreich Rechtsbehelf gegen die BImSch-Genehmigung eingelegt haben, können die Fristen jedoch einmalig verlängert werden. [14]

Die Zuschläge auf die Gebote sind an die Anlagen gebunden, auf die die Genehmigung nach dem BImSchG ausgestellt wurde. Laut § 36f EEG 2017 ist die Übertragung von Zuschlägen auf Anlagen, die nicht in der Genehmigung enthalten sind, untersagt. Dies soll die Realisierungswahrscheinlichkeit erhöhen, da somit das Risiko für unrentable Projekte nicht auf eine andere Partei übertragbar ist. Sollte sich jedoch eine nachträgliche Änderung in der Genehmigung ergeben, ist eine Übertragung zulässig, soweit sich die installierte Leistung um weniger als 5 % verringert. Sollte sich eine derartige Änderung ergeben, wäre der Zuschlag auch weiterhin gültig.

2.5.9 Anzulegender Wert

§ 36h EEG 2017 regelt die Umstellung vom zweistufigen Referenzertragsmodell zu einer einstufigen Vergütungssystematik für die Windenergienutzung an Land (vgl. Kapitel 3). Dabei beschreibt der anzulegende Wert die Vergütungshöhe, die pro kWh gezahlt wird. Dieser Wert errechnet sich aus dem abgegebenen Gebot des Bieters, dem so genannten Zuschlagswert, welcher sich auf einen 100 % Standort beziehen soll und einem Korrekturfaktor, welcher der Standortgüte des Windenergieprojekts zugeordnet ist. Diese Systematik soll dabei helfen, einen deutschlandweiten Ausbau zu erreichen, indem es

die Gebote für schlechte Windenergiestandorte nach oben und für gute Windenergiestandorte nach unten korrigiert. Ohne diesen Mechanismus würden in einem Ausschreibungsmodell nur noch Anlagen an den besten verfügbaren Standorten gebaut werden.

Die Korrekturfaktoren

Wie in Tabelle 4 zu sehen ist, sind die Korrekturfaktoren über Stützstellen definiert, welche den verschiedenen Standortgüten zugeteilt sind. Es wird dabei in Dezimalschritten von 70 % bis 150 % jeder Standortgüte eine Stützstelle zugeteilt. Zwischen den Stützstellen wird linear interpoliert und daraus die verschiedenen Korrekturfaktoren gebildet, was in Abbildung 4 zu sehen ist. Sollte die Standortgüte unter 70 % bzw. über 150 % liegen, so werden die höchsten bzw. niedrigsten Korrekturfaktoren angewendet.

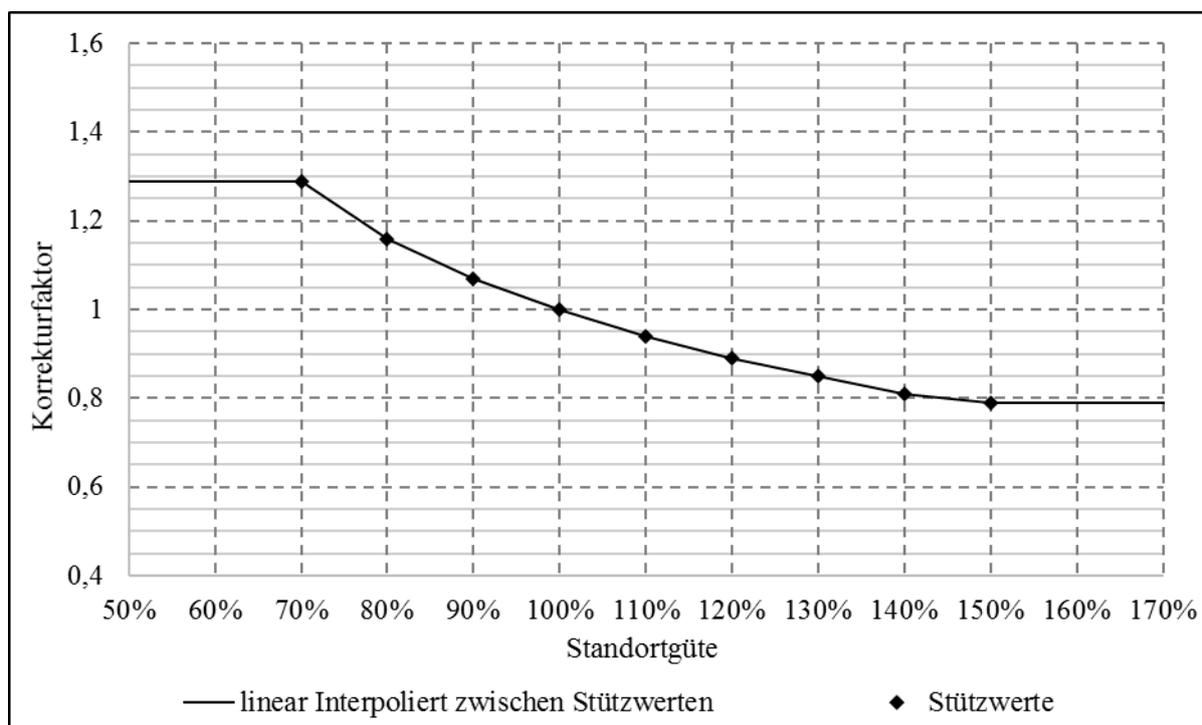


Abbildung 4: Standortgüten mit den dazugehörigen Korrekturfaktoren [6]

Ziel der Korrekturfaktoren ist es, für Windenergieprojekte mit verschiedenen Standortgüten ähnliche Renditen über die Laufzeit zu ermöglichen. Um dies zu erreichen, wurden die Stromgestehungskosten für verschiedene Standortgüten ermittelt. Die im EEG 2017 verankerten Korrekturfaktoren beruhen auf einer Kostenstudie des Deutschen Windguard (vgl. [15]). Diese Kostenstudie bezieht sich jedoch auf das EEG 2014 und die damit verbundene Kostenstruktur bei der Realisierung von Windenergieprojekten. Durch die Umstellung auf das Ausschreibungsmodell und den Veränderungen beim Referenzertragsmodell ergeben sich neue Stromgestehungskosten für verschiedene Standortgüten. Somit sind die gewählten Korrekturfaktoren noch nicht an die neue Kostensituation angepasst. [16]

Die Standortgüte ergibt sich aus dem Verhältnis von RE und Standortertrag, wobei der Standortertrag anhand eines Ertragsgutachtens, welches sich nach TR6 richtet, festgestellt werden soll. Die Berechnung der Standortgüte nach dem neuen und alten Referenzertragsmodell ist in Kapitel 3 genauer beschrieben und das Erstellen eines Ertragsgutachtens in Kapitel 4.

Das Gebot wird von allen Bietern auf den 100 % Standort bezogen und somit vergleichbar gemacht. Nach Erhalt des Zuschlages muss die Standortgüte bis spätestens zur Inbetriebnahme der Anlage beim Netzbetreiber durch ein Gutachten nachgewiesen werden. Mithilfe der Korrekturfaktoren wird aus dem Zuschlagswert der anzulegende Wert berechnet. Dabei wird das Gebot mit dem entsprechenden Korrekturfaktor multipliziert.

Tabelle 4: Zuteilung der Korrekturfaktoren und Berechnungsbeispiele zum anzulegenden Wert

	Gütefaktor	Korrekturfaktor	Berechnungsbeispiel für den anzulegenden Wert			
<	70,00%	1,29	Anzulegender Wert	9,03	7,74	6,45
	70,00%	1,29		9,03	7,74	6,45
	80,00%	1,16		8,12	6,96	5,80
	90,00%	1,07		7,49	6,42	5,35
	100,00%	1		Zuschlagswert	7,00	6,00
=	110,00%	0,94	Anzulegender Wert	6,58	5,64	4,70
	120,00%	0,89		6,23	5,34	4,45
	130,00%	0,85		5,95	5,10	4,25
	140,00%	0,81		5,67	4,86	4,05
	150,00%	0,79		5,53	4,74	3,95
>	150,00%	0,79		5,53	4,74	3,95

In Tabelle 4 sind einige Berechnungsbeispiele für den anzulegenden Wert mit verschiedenen Zuschlagswerten und Standortgüten gegeben. Würde der Bieter beispielsweise mit 6,0 ct/kWh an den Ausschreibungen teilnehmen und einen Zuschlag erhalten, so wäre bei einem guten Standort mit einem Gütefaktor von 130 % der anzulegende Wert bei 5,1 ct/kWh. Liegt der durch das Gutachten nachgewiesene Gütefaktor jedoch bei 70 %, also ein etwas schlechterer Standort, so ergibt sich eine höhere Vergütung von 7,74 ct/kWh. Die Beispiele zeigen: Je niedriger die Standortgüte, desto höher wird der anzulegende Wert im Verhältnis zum Zuschlagswert. Dies gilt jedoch nur bis zum 70 % Standort bzw. im Umkehrschluss bis zum 150 % Standort. Da das Höchstgebot für die ersten drei Ausschreibungsrunden bei 7,0 ct/kWh liegt, wäre der maximal zu erreichende anzulegende Wert bei 9,3 ct/kWh für Standortgüten kleiner oder gleich 70 %.

Die Vergütung für 70 % Standorte entspricht nach dem EEG 2014 der Anfangsvergütung, welche sich über den atmenden Deckel berechnet. Diese ist nach dreimaligem Erreichen der maximalen Absenkung von 1,2 % im Zeitraum vom 1.7.2016 bis zum 01.10.2016 bei 8,58 ct/kWh angelangt. Bei einer wiederholten maximalen Degression wäre die Vergütung ab dem 1.10.16 bei 8,48 ct/kWh. Somit liegt die Vergütung bei einem Höchstgebot von 7,0 ct/kWh an einem 70 % Standort um 9,7 % höher, als die Vergütung nach EEG 2014 im Zeitraum vor Inkrafttretens des EEG 2017. Jedoch ist zu beachten, dass ein 70 % Standort nach EEG 2014 nicht dem 70 % Standort nach EEG 2017 entspricht.

Anpassung des anzulegenden Wertes

Der errechnete anzulegende Wert beruht grundsätzlich auf einem Gutachten, welches den Standortertrag anhand der Standortbedingungen prognostiziert. Der Standortertrag ergibt sich aus dem Bruttostromertrag, welcher mit diversen Energieverlustfaktoren beaufschlagt wird.

Laut § 36h Absatz 2 EEG 2017 wird der Standortertrag nach jeweils fünf Jahren Betriebszeit anhand der realen Erträge, die die Anlage liefert, nochmals überprüft. Damit findet eine Überprüfung nach den ersten fünf, zehn und 15 Jahren ab Inbetriebnahme statt. Anhand des realen Standortertrags wird rückwirkend eine neue Standortgüte berechnet, woraus sich ein neuer Korrekturfaktor sowie ein neuer anzulegender Wert berechnen. Dieser neue anzulegende Wert wird rückwirkend für die gesamte, von der Anlage erzeugte, Strommenge gültig. Die zu viel oder zu wenig geleisteten Zahlungen müssen nach der Überprüfung erstattet werden. Dies geschieht jedoch nur, wenn die neue Standortgüte um mehr als zwei Prozent von der alten abweicht.

Der Standortertrag zur Überprüfung der Standortgüte ist in Anlage 2 Nr. 7.2. des EEG 2017 definiert. Dabei wird zur real eingespeisten Strommenge eine fiktive Strommenge hinzuaddiert. Die fiktive Strommenge setzt sich aus Verlusterträgen zusammen, die durch bestimmte Bedingungen nicht erzielt werden konnten. Zu berücksichtigen sind technische Nichtverfügbarkeit, Abregelung durch den Netzbetreiber und Abschaltung oder Drosselung, z. B. für die optimierte Vermarktung des Stroms.

Das genaue Vorgehen bei der Ermittlung der Standortgüte zur Überprüfung der Korrekturfaktoren ist in Kapitel 3.6.2 erläutert.

3 Das Referenzertragsmodell

In Abbildung 5 ist die Verteilung der mittleren Windgeschwindigkeit in Deutschland auf 100 m Nabenhöhe (NH) dargestellt. An dieser Grafik ist ersichtlich, dass sich im Norden Deutschlands wesentlich bessere Windbedingungen ergeben, als im Süden. Ohne Differenzierung der verschiedenen Standortbedingungen im EEG gäbe es keine Anreize, Anlagen in windschwächeren Gegenden zu errichten. Es käme zu einem konzentrierten Ausbau an den ertragreicheren Windstandorten im Norden Deutschlands. Eine Verteilung der Windenergie in Deutschland bietet jedoch einige energiewirtschaftliche Vorteile. Durch die Verteilung der WEA wird der

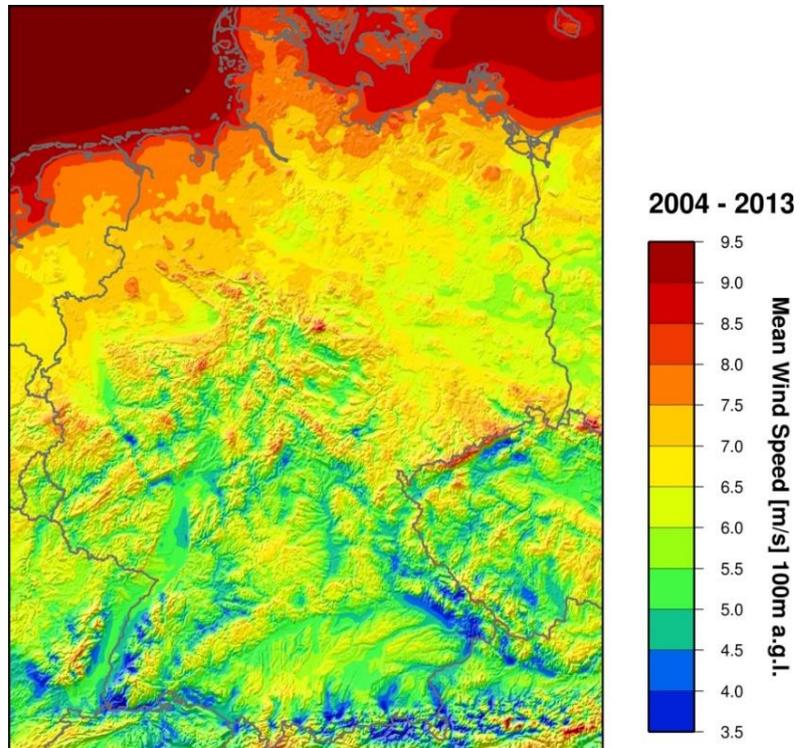


Abbildung 5: Mittlere Windgeschwindigkeit 100 m über Grund [20]

Strom aus Windenergie stetiger in das Netz eingespeist. Außerdem werden durch die gleichmäßige Verteilung der Erzeuger die Netze entlastet. Das REV differenziert die verschiedenen Standortgüten und soll einen gleichmäßigeren Ausbau der Windenergie in Deutschland ermöglichen. [1]

Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 ist das zweistufige REV mit einer Anfangs- und Grundvergütung fester Bestandteil der Fördersystematik für die Windenergie an Land. Mit dem EEG 2017 soll diese Fördersystematik auf ein einstufiges Verfahren umgestellt werden. In Anlage 2 des EEG 2014 und EEG 2017 wird darauf hingewiesen, dass der RE nach den allgemein anerkannten Regeln der Technik zu ermitteln ist. Dies ist der Fall, wenn die geltende Fassung der Technischen Richtlinie Teil 5 (TR5) der FGW angewendet wird. Die TR5 „Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages“ (vgl. [17]), legt alle Begriffe und technischen Vorschriften zur Berechnung des RE fest. Die aktuelle Fassung, Revision 6 mit dem Stand vom 24.02.2016, bezieht sich dabei allerdings noch auf das seit 2000 gültige zweistufige REV. Die Systematik ist jedoch bei beiden Verfahren ähnlich. Es wird dabei eine standardisierte Modellumgebung definiert, der so genannte Referenzstandort. Anhand dieser Modellumgebung werden die Erträge berechnet, die eine WEA an diesem Referenzstandorte innerhalb von fünf Jahren maximal erwirtschaften könnte. Diese Erträge sind die sogenannten Referenzerträge. Der RE wird mit den gemessenen bzw. durch ein Gutachten ermittelten Standorterträgen verglichen. Der Vergleich geschieht über die sogenannte Standortgüte, wonach sich die spätere Vergütungshöhe richtet.

In diesem Kapitel werden die beiden Verfahren, das einstufige sowie das zweistufige REV, näher beschrieben und miteinander verglichen. Dabei wird auch auf die Vor- bzw. Nachteile, die sich mit dem EEG 2017 durch das neue Verfahren ergeben, eingegangen. Zur besseren Veranschaulichung werden die RE nach neuem und altem Verfahren für einen WEA Typ berechnet und verglichen. Dabei handelt es sich um die im nächsten Kapitel dargestellte WEA mit der in Abbildung 6 beschriebenen Leistungskennlinie (LK).

3.1 Leistungskennlinie

Die LK ist die Grundlage zur Berechnung des RE. Sie gibt, wie in Abbildung 6 dargestellt, die jeweilige Leistung einer WEA bei Erreichen einer bestimmten Windgeschwindigkeit an. In der TR5 wird darauf hingewiesen, dass die Durchführung und Auswertung der Messung gemäß DIN EN 61400-12-1 (vgl. [18]) erfolgen muss. Gleichzeitig werden in TR5 weitere Anforderungen an die verwendete LK gestellt. Dabei ist auch die TR2 „Bestimmung von Leistungskurve und standardisierten Energieerträgen“ (vgl. [19]), anzuwenden. Die TR2 konkretisiert die DIN EN 61400-12-1 in einigen Punkten. Alternativ zur Vermessung einer Kennlinie besteht auch die Möglichkeit, eine Ersatzleistungskurve anzuwenden. In diesem Kapitel soll kurz auf die Vorgehensweise und die wichtigsten Anforderungen der DIN EN 61400-12-1 sowie der TR5 und TR2 eingegangen werden.

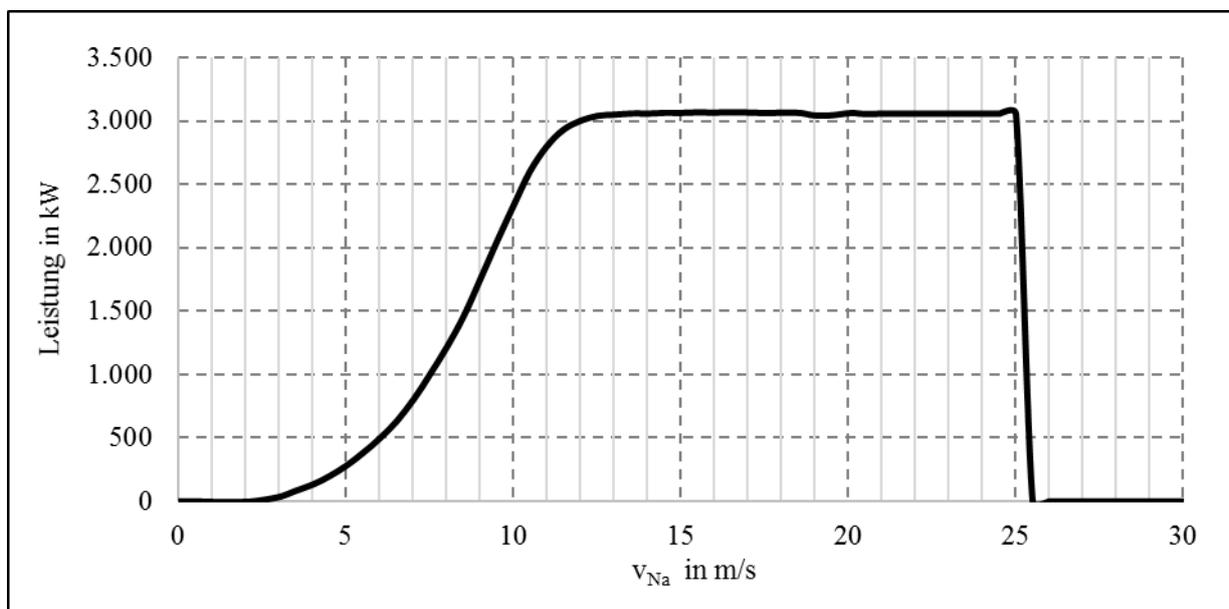


Abbildung 6: Bsp. LK einer WEA (380 W/m² - Anlage 6)

Die DIN EN 61400-12-1 soll sicherstellen, dass alle Messungen des Leistungsverhaltens von WEA widerspruchsfrei, genau und reproduzierbar sind. Es wird eine einheitliche Vorgehensweise für die Messung und die Auswertung des Leistungsverhaltens vorgegeben. [18]

3.1.1 Messeinrichtung

Bei der Messung werden gleichzeitig die Windgeschwindigkeit am Standort und die Ausgangsleistung der WEA erfasst. Ist eine ausreichende Datenmenge erreicht, kann für jede Windgeschwindigkeit eine mittlere Leistung der WEA angegeben werden. Die Messausrüstung muss für die Bestimmung des Leistungsverhaltens einer WEA folgende Daten erfassen:

- Die elektrische Leistung ist mit Hilfe eines Leistungsmessgerätes zu ermitteln.
- Die Windgeschwindigkeit muss mit Schalenkreuzanemometern gemessen werden. Diese müssen vor der Messkampagne kalibriert werden.
- Die Windrichtung sollte über eine Windfahne gemessen werden. Dies ist notwendig, um später Hindernisse in bestimmten Messsektoren bei der Datenauswertung auszuschließen.
- Die Luftdichte wird über die Messung der Lufttemperatur, des Luftdrucks und der Luftfeuchtigkeit berechnet.

Die Messtechnik zur Bestimmung der Windgeschwindigkeit, der Windrichtung und des Luftdrucks wird an einem Messmast aufgebaut. Dieser sollte sich in der Nähe der WEA befinden aber keinesfalls die Windgeschwindigkeit an der WEA beeinflussen. Die DIN EN 61400-12-1 empfiehlt eine Entfernung entsprechend der 2,5-fachen Länge des WEA Rotordurchmessers.

3.1.2 Datenerfassung

Die Datenerfassung läuft über ein digitales Datenerfassungssystem. Dieses muss die Messwerte mit einer Abtastrate von mindestens ein Hz erfassen. Bei der Lufttemperatur und dem Luftdruck ist es ausreichend, die Messwerte einmal pro Minute zu erfassen. Aus diesen Abtastwerten soll das Datenerfassungssystem Datensätze mit einer Dauer von zehn Minuten zusammenfassen. Das sind 144 x 10-Minuten Datensätze pro Tag. In den auf zehn Minuten zusammengefassten Datensätzen sollen folgenden Werte für jedes Messinstrument gespeichert werden:

- Mittelwert,
- Standardabweichung,
- Maximalwert und
- Minimalwert.

Anhand von Filterkriterien werden die Daten geprüft und bei Nichteinhaltung der Kriterien von der Datenbasis ausgeschlossen. Für die Datenauswertung und den Abschluss der Messung benötigt man eine Datenbasis von mindestens 180 Stunden. Dies sind 1080 x 10-Minuten Datensätze. Da die Datensätze bei der Datenauswertung in Windgeschwindigkeitsbereiche von 0,5 m/s unterteilt werden, muss jeder Windgeschwindigkeitsbereich mindestens 30 Minuten Daten (3 x 10-Minuten Datensätze) enthalten. Es ist jedoch möglich, bei einer Unvollständigkeit über die beiden benachbarten vollständigen Datensätze zu interpolieren.

Datenauswertung

Vor dem Auswerten der Daten müssen die Datensätze auf eine der zwei Referenzluftdichten normiert werden:

- Luftdichte auf Meereshöhe bei N.N. $\rho_0 = 1,225 \frac{kg}{m^3}$
- Mittelwert der Luftdichte am Messstandort während der gesamten gültigen Datenerfassung (standortspezifische Luftdichte)

Hierzu wird zuerst die reale Luftdichte der 10-Min. Datensätze über die Formeln 3.1 und 3.2 ermittelt.

$$P_W = 0,0000205 e^{0,0613846 * T_{10min}} \quad 3.1$$

$$\rho_{10min} = \frac{1}{T_{10min}} \left(\frac{B_{10min}}{R_0} * \varnothing * P_W * \left(\frac{1}{R_0} - \frac{1}{R_W} \right) \right) \quad 3.2$$

- ρ_{10min} $\left[\frac{kg}{m^3} \right]$ Luftdichte
- T_{10min} $[K]$ Temperatur
- B_{10min} $[Pa]$ Luftdruck auf NH korrigiert
- $R_0 = 287,05$ $\left[\frac{J}{kg * K} \right]$ Gaskonstante von trockener Luft
- \varnothing $[\%]$ Relative Luftfeuchtigkeit
- $R_W = 461,5$ $\left[\frac{J}{kg * K} \right]$ Gaskonstante von Wasserdampf
- P_W $[Pa]$ Wasserdruck

Mit der Luftdichte können nun die Leistungen und die Windgeschwindigkeiten für jeden Datensatz auf die beiden Referenzluftdichten normiert werden. Bei Stall-geregelten Anlagen wird die normierte Leistung P_n mit der Formel 3.3 und bei Pitch-geregelten Anlagen die Windgeschwindigkeit v_n über die Formel 3.4 mit der Referenzluftdichte angepasst.

$$P_n = P_{10min} * \frac{\rho_0}{\rho_{10min}} \quad 3.3$$

$$v_n = v_{10min} * \frac{\rho_0}{\rho_{10min}} \quad 3.4$$

- P_n [W] normierte Leistung
- P_{10min} [W] mittlere Leistung im 10 Min. Intervall
- v_n $\left[\frac{m}{s}\right]$ normierte Windgeschwindigkeit
- v_{10min} $\left[\frac{m}{s}\right]$ mittlere Windgeschwindigkeit im 10 Min. Intervall

Nach der Normierung können nun die Datensätze ausgewertet werden. Zuerst werden alle Datensätze über die normierten Windgeschwindigkeiten in sogenannte BINs unterteilt. Die BINs sind Windgeschwindigkeitsbereiche im Abstand von 0,5 m/s. Zum Beispiel befinden sich im Windgeschwindigkeits-BIN mit $i = 7$ bei 3,5 m/s ($v_7 = 3,5 \text{ m/s}$) alle Datensätze mit Windgeschwindigkeiten von 3,25 m/s bis 3,75 m/s. Innerhalb dieser Windgeschwindigkeits-BINs werden nun von allen normierten Leistungen die Mittelwerte gebildet.

3.2 Referenzstandorte im Vergleich

In Anlage 2 des EEG 2014 werden Parameter für einen Referenzstandort definiert. Diese Parameter gelten seit der ersten Fassung des EEG im Jahr 2000 und werden nun im EEG 2017 geändert. Dabei wird die Rauheitslänge, welche zur Berechnung des Windprofils nötig ist, durch den Hellman-Exponenten ersetzt. In Tabelle 5 werden alle Parameter des Referenzstandorts aufgeführt.

Tabelle 5: Parameter Referenzstandorte

Symbol	Definition	EEG 2017 Neuer Referenzstandort	EEG 2014 Alter Referenzstandort
v_{ref} in $\frac{m}{s}$	Referenzwindgeschwindigkeit	6,45	5,5
h_{ref} in m	Referenzhöhe	100	30
z_0 in m	Rauheitslänge	-	0,1
α	Hellmann-Exponent	0,25	-

3.2.1 Änderung des Referenzstandorts

In Abbildung 7 ist dargestellt, welche Standortgüten die bis zum Jahr 2013 in Deutschland installierten WEA erreichen. Grundlage hierfür sind die in der Betreiberdatenbasis (BDB) hinterlegten WEA Daten. Dabei beruhen die Standortgüten auf dem Referenzstandort, der seit der Einführung des EEG gilt. Es ist zu erkennen, dass lediglich 11 % der Windenergiestandorte nach dem alten Referenzertragsmodell eine Standortgüte von mehr als 100 % erreicht haben. 51 % der WEA weisen eine Standortgüte von weniger als 75 % auf. Dies macht deutlich, dass ein Großteil der installierten WEA nicht vom 100 % Referenzstandort abgebildet werden

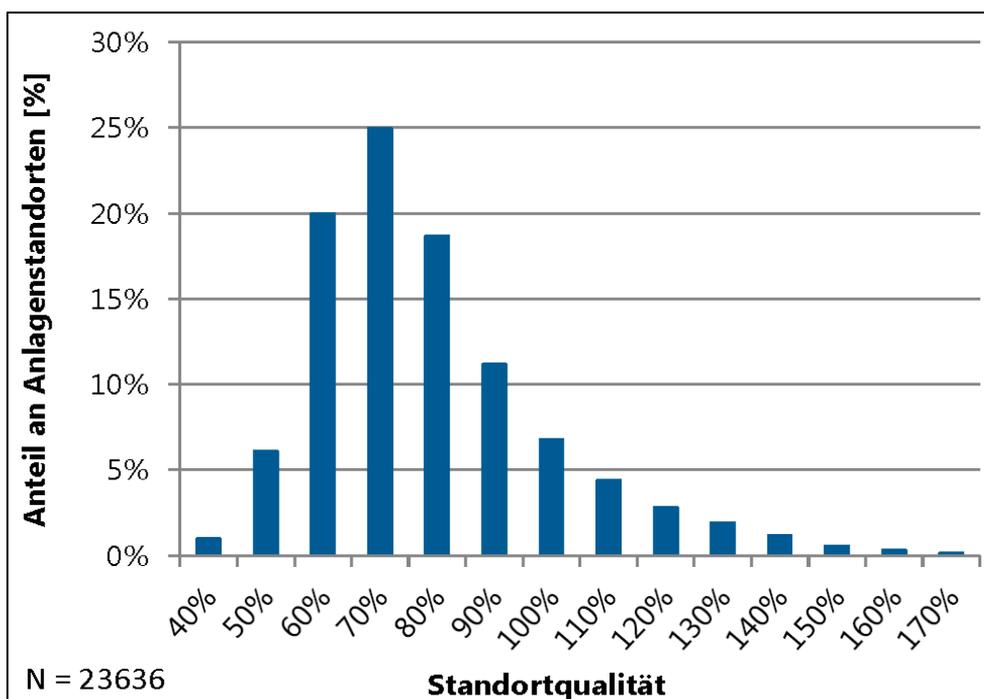


Abbildung 7: Verteilung der Standortgüten der bis 2013 in Deutschland installierten WEA [15]

Am alten Referenzstandort gilt die Referenzhöhe von 30 m. Die im Jahr 2015 zugebauten WEA hatten im Durchschnitt eine NH von 122 m. [14] Durch die Anpassung der Referenzhöhe in der Definition des neuen Referenzstandorts soll die Unschärfe, die durch die große Differenz der Referenzhöhe und real gebauten NH entsteht, verringert werden. Mit Änderung der Referenzhöhe wird auch die Referenzwindgeschwindigkeit angepasst. Das logarithmische Windprofil, welches den alten Referenzstandort beschreibt, ist für heutige NH nicht mehr gültig. Deshalb wird auch die Berechnung des Windprofils geändert.

3.2.2 Windprofil der Referenzstandorte

Um den RE einer bestimmten WEA zu ermitteln, muss zunächst die mittlere Windgeschwindigkeit auf NH ermittelt werden. Mithilfe der Formel 3.5 aus der TR5 werden die mittleren Windgeschwindigkeiten für verschiedenen NH am alten Referenzstandort berechnet. Dabei kommt ein logarithmisches Windprofil zur Anwendung. Bei der Berechnung des neuen Windprofils nach dem EEG 2017 wird das Potenzgesetz nach Hellmann verwendet, welches mit der Formel 3.6 beschrieben wird. Dabei ergeben sich die in Abbildung 8 dargestellten Windprofile für den alten und neuen Referenzstandort.

$$v_{Na} = v_{ref} * \frac{\ln\left(\frac{h_{Na}}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad 3.5$$

$$v_{Na} = v_{ref} * \left(\frac{h_{Na}}{h_{ref}}\right)^\alpha \quad 3.6$$

Die beiden Kurven der Windprofile schneiden sich auf 135,8 m Höhe. Alle Anlagen mit NH über dieser Höhe haben nach dem neuen Referenzstandort eine höhere mittlere Windgeschwindigkeit als nach dem alten Modell. Dies hat eine direkte Auswirkung auf die RE. Mit einer höheren mittleren Windgeschwindigkeit erhält man auch einen höheren RE. Somit steigen die RE mit der neuen Definition des Referenzstandortes für Anlagen mit einer NH größer 135,8 m und sinken für Anlagen mit geringeren NH. Bei einer Anlage mit einer NH von $h_{Na} = 149 \text{ m}$ wird nach dem alten REV mit Formel 3.5 eine mittlere Windgeschwindigkeit von $v_{Na} = 7,05 \frac{\text{m}}{\text{s}}$ erreicht. Bei Anwendung des neuen REV errechnet sich mit Formel 3.6 eine Windgeschwindigkeit von $v_{Na} = 7,13 \frac{\text{m}}{\text{s}}$.

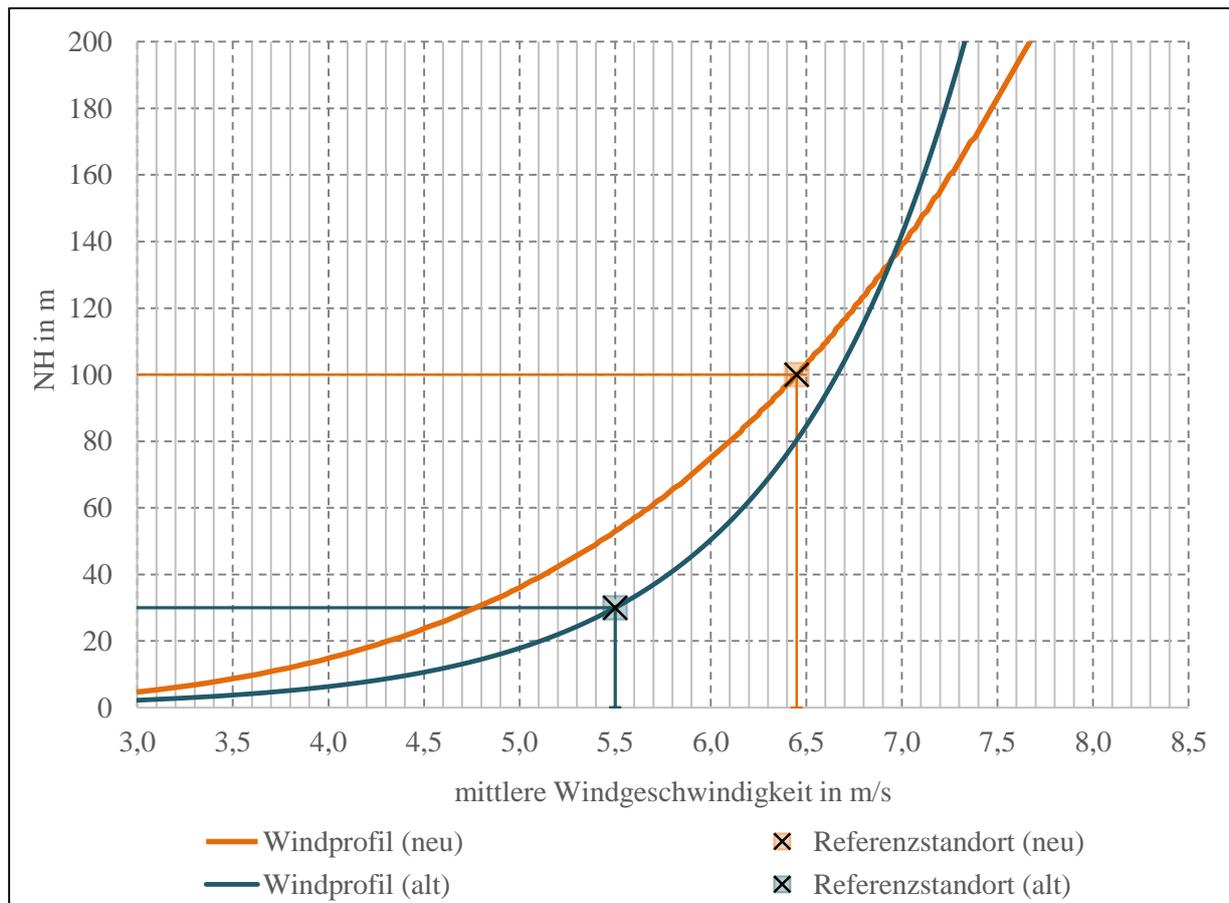


Abbildung 8: Windprofile des alten und neuen Referenzstandorts

3.3 Rayleigh-Verteilung

Mit der mittleren Windgeschwindigkeit des Referenzstandorts auf NH v_{Na} können die Summenhäufigkeiten $F(v_i)$ der verschiedenen Windgeschwindigkeiten v_i berechnet werden. Dabei handelt es sich um einen Prozentsatz der angibt, wie häufig eine bestimmte Windgeschwindigkeit im Laufe eines Jahres (8.760 Stunden) erreicht wird. Laut TR5 wird hierfür eine Rayleigh-Summenhäufigkeit verwendet. Bei der Rayleigh-Verteilung handelt es sich um einen Sonderfall der Weibull-Funktion, wobei der Parameter $k = 2$ gesetzt wird. Die Windgeschwindigkeit v_i im BIN i entspricht dabei der Windgeschwindigkeit, die in der LK im BIN i angegeben ist. Mit Formel 3.7 lässt sich die Summenhäufigkeit der verschiedenen Windgeschwindigkeit-BINs berechnen.

$$F(v_i) = 1 - \exp\left[-\frac{\pi}{4} \left(\frac{v_i}{v_{Na}}\right)^2\right] \quad 3.7$$

$$H(v_i) = F(v_i) - F(v_{i-1}) \quad 3.8$$

Trägt man die Summenhäufigkeiten über die Windgeschwindigkeiten auf, so erhält man eine Verteilungsfunktion, wie in Abbildung 9 dargestellt. Dabei wurden die mittleren Windgeschwindigkeiten der LK aus dem Beispiel in Kapitel 3.2 für den alten und neuen Referenzstandort angenommen. Die relative Häufigkeit erhält man mit Formel 3.8. In der Abbildung ist zu sehen, dass die relative Häufigkeit für beide Referenzstandorte ungleichmäßig verläuft. Dies lässt sich mit der Schrittweite der Windgeschwindigkeit BINs erklären. Da es sich bei der zugrunde gelegten Beispiel-LK aus Abbildung 6 um eine real vermessene WEA mit Pitch Regelung handelt, wurden die Windgeschwindigkeiten v_n auf die Referenzluftdichte normiert. Dadurch ergibt sich beispielsweise für BIN 6 eine Windgeschwindigkeit von 3,04 m/s und BIN 7 von 3,48 m/s nach dem alten Referenzstandort. Wendet man Formel 3.7 und 3.8 an, ergeben sich die relativen Häufigkeiten von 4,47 % für BIN 6 und 3,83 % für BIN 7. Somit ist die relative Häufigkeit in BIN 6 höher. Mit den Windgeschwindigkeiten 3,0 m/s und 3,5 m/s wären die relativen Häufigkeiten bei 4,14 % für BIN 6 und 4,35 % für BIN 7, was einen gleichmäßigeren Verlauf der Kurven ergeben würde.

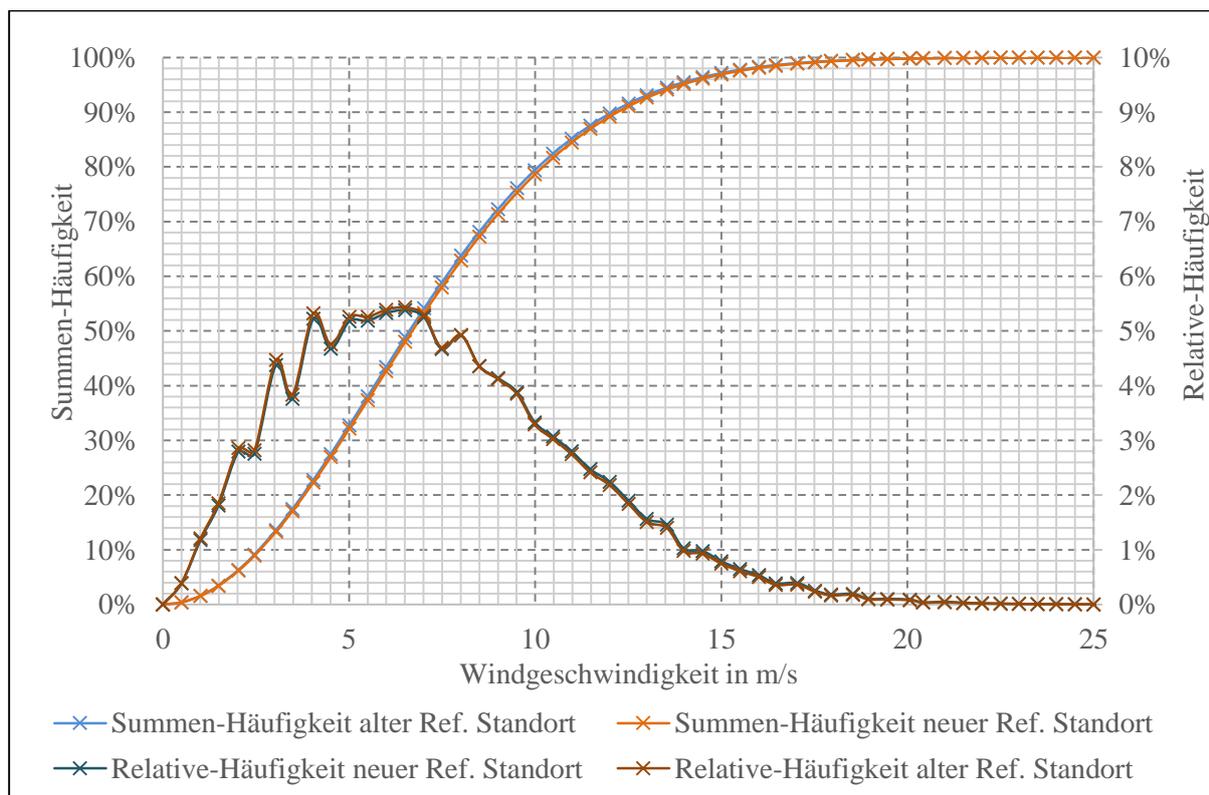


Abbildung 9: Relative- und Summen-Häufigkeit für 149m NH nach Rayleigh-Verteilung für alten und neuen Referenzstandort

Bildet man die Differenzen der relativen Häufigkeiten für die beiden Referenzstandorte ($H(v_{i\text{neu}}) - H(v_{i\text{alt}})$), so erkennt man, dass beim neuen Referenzstandort höhere Windgeschwindigkeiten häufiger vorkommen als beim alten Referenzstandort und niedrigere

Windgeschwindigkeiten seltener. Abbildung 10 verdeutlicht, dass die Grenze bei $8,5 \frac{m}{s}$ liegt. Dies gilt jedoch nur für die im Beispiel betrachtete LK und der NH von 149 m.

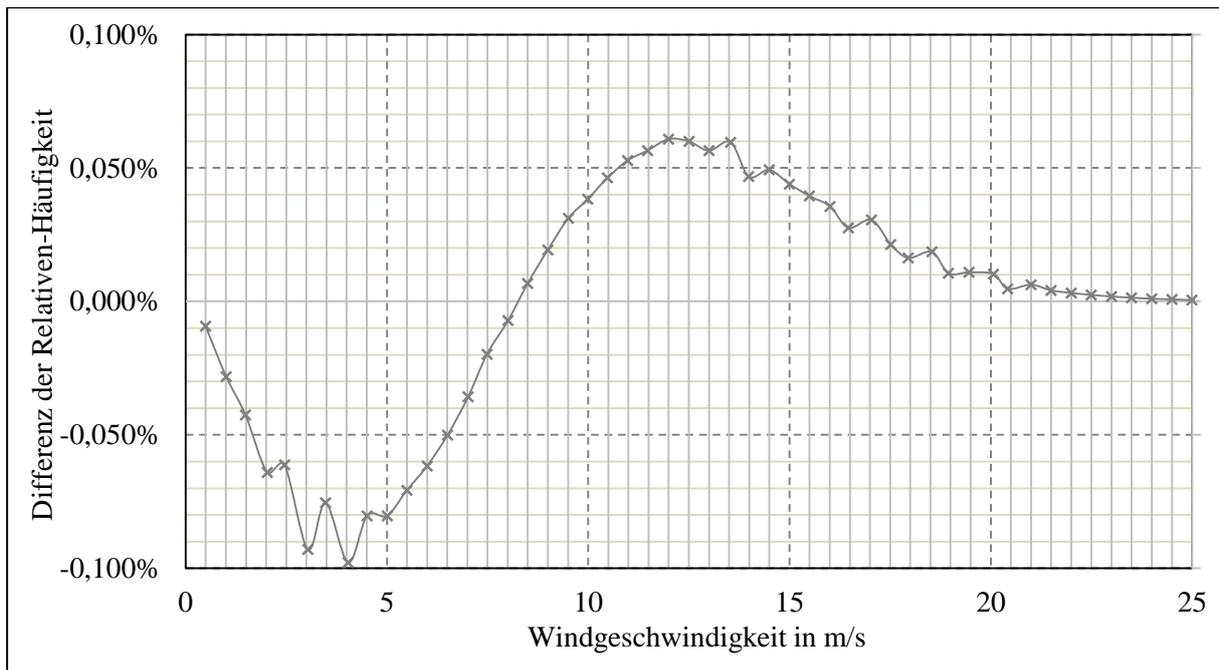


Abbildung 10: Differenz der Relativen-Häufigkeiten für alten und neuen Referenzstandorts bei 149 m NH

3.4 Der Referenzertrag

Mithilfe der zuvor berechneten Summen-Häufigkeiten und den aus der LK bekannten Leistungen der Anlage für die verschiedenen BINs, lässt sich nun ein Jahresenergieertrag (AEP) pro Windgeschwindigkeits-BIN errechnen. Die Werte für zwei benachbarte BINs müssen in Formel 3.9 eingesetzt werden. Danach kann der AEP durch Aufsummieren der einzelnen BIN-Erträge mit Formel 3.10 gebildet werden. Abbildung 11 vergleicht die BIN-Erträge für den alten und neuen Referenzstandort bei einer Anlage mit 149 m NH und der in Abbildung 6 im Kapitel 3.1 dargestellten LK. Dabei ist zu erkennen, dass die AEPs für den neuen Referenzstandort ab acht m/s höher ausfallen als am alten Referenzstandort. Die Energieausbeute bei geringeren Windgeschwindigkeiten fällt niedriger aus. Zur Berechnung des RE wird der AEP auf fünf Jahre, entsprechend Formel 3.11, hochgerechnet.

$$AEP(v_i) = 8760 * ((F(v_i) - F(v_{i-1})) * \left(\frac{P_{i-1} + P_i}{2}\right)) \quad 3.9$$

$$AEP = \sum_{i=1}^n AEP(v_i) \quad 3.10$$

$$R = 5 * AEP \quad 3.11$$

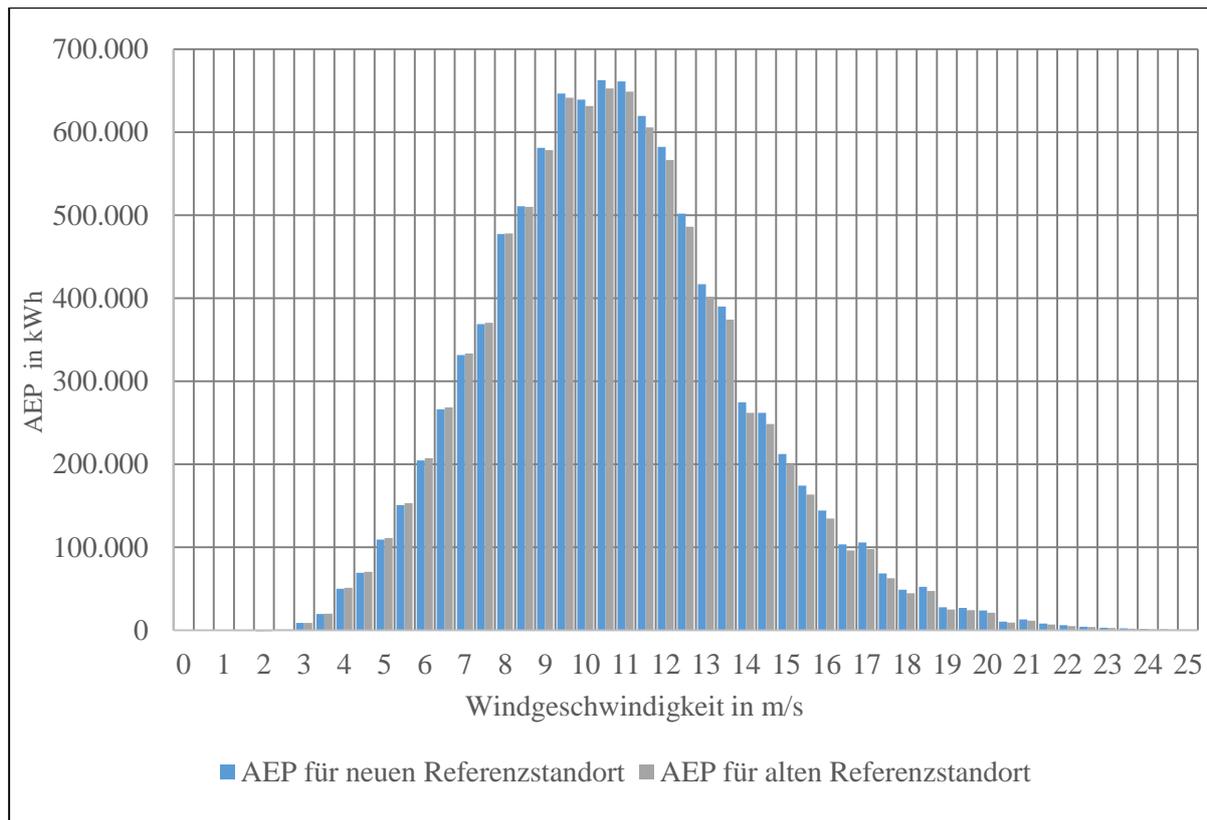


Abbildung 11: Jahresenergieerträge der einzelnen Windgeschwindigkeiten

Mit dem neuen Referenzstandort wäre der RE der Anlage bei 49.212.488 kWh. Mit dem alten Referenzstandort beträgt der RE lediglich 48.249.931 kWh. Laut TR5 gelten für die gesamte Berechnung des RE genau definierte Rundungsvorschriften. Tabelle 6 gibt eine Übersicht über diese Vorschriften.

Tabelle 6: Rundungsvorschriften der TR5

	Symbol	Einheit	Rundung auf Stellen nach dem Komma
Rayleigh-Summen-Häufigkeit	$F(v_i)$	-	Acht Stellen nach dem Komma
Windgeschwindigkeiten	v_i & v_{Na}	$\frac{m}{s}$	Zwei Stellen nach dem Komma
Leistung	P_i	kW	Zwei Stellen nach dem Komma
Jahresenergieertrag	AEP	kWh	Eine Stelle nach dem Komma
Referenzertrag	R	kWh	Null Stellen nach dem Komma

3.5 Zweistufiges Referenzertragsmodell seit 2014

Beim Zweistufigen Referenzertragsmodell, dessen Systematik seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 gilt, wird die Vergütung in eine Grundvergütung und Anfangsvergütung unterteilt. Laut § 49 Absatz 2 EEG 2014 wird die Anfangsvergütung für die ersten fünf Jahre bezahlt, danach rutscht die Anlage in die Grundvergütung. Mit dem REV ist jedoch eine Verlängerung der Grundvergütung möglich. In Abbildung 12 (links) ist die Entwicklung der beiden Vergütungssätze seit Einführung des EEG für Windenergie an Land dargestellt. In § 29 EEG 2014 wird die vierteljährliche Degression der Vergütungssätze über einen sogenannten atmenden Deckel definiert. Dabei richtet sich die prozentuale Absenkung nach dem Zubau der Windenergie an Land in Deutschland. Bei Überschreitung bzw. Unterschreitung des Zielkorridors von 2.400 bis 2.600 MW pro Jahr, gelten die in Abbildung 12 (rechts) dargestellten prozentualen Absenkungen.

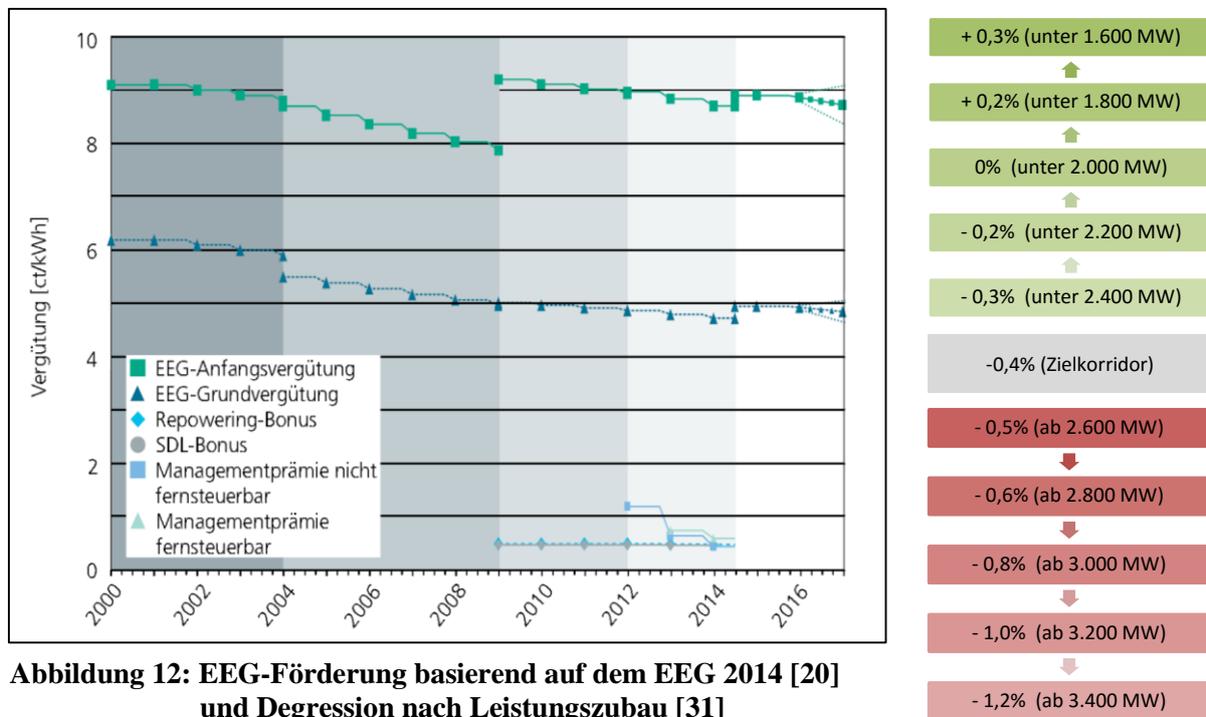


Abbildung 12: EEG-Förderung basierend auf dem EEG 2014 [20] und Degression nach Leistungszubau [31]

Die Verlängerung der Anfangsvergütung ist in § 49 Absatz EEG 2014 definiert und kann mit den in TR5 hinterlegten Formeln 3.12 und 3.13 berechnet werden. Die Verlängerung der Anfangsvergütung (Δ) ist in Monaten anzugeben. Zur Berechnung benötigt man den Quotienten aus dem nach TR5 berechneten RE und dem Standortertrag E^S . Dieser Quotient entspricht der Standortgüte. Der Standortertrag ist der in kWh erzielte Ertrag, den eine Anlage ab der Inbetriebnahme in den darauffolgenden fünf Jahren an einem Standort erwirtschaftet hat. Er wird an der Übergabestelle gemessen, wobei Verluste bezüglich des Einspeisemanagements laut § 14 EEG 2014 berücksichtigt werden müssen. Für den Fall, dass der RE größer ist als der Standortertrag, gilt Formel 3.12. Ist der Standortertrag geringer, gilt Formel 3.13.

$$E^S < R \quad \Delta = \left(1,3 - \frac{E^S}{R}\right) * \frac{1 \text{ Monat}}{0,0036} + \left(1 - \frac{E^S}{R}\right) * \frac{1 \text{ Monat}}{0,0048} \quad 3.12$$

$$E^S \geq R \quad \Delta = \left(1,3 - \frac{E^S}{R}\right) * \frac{2 \text{ Monat}}{0,0075} \quad 3.13$$

3.6 Einstufiges Referenzertragsmodell ab 2017

§ 36h Absatz 1 EEG 2017 definiert den Gütefaktor mit dem sich die Korrekturfaktoren ermitteln lassen als das Verhältnis von Standortertrag zum RE. Mit den Korrekturfaktoren lässt sich der anzulegende Wert nach Kapitel 2.5.9 berechnen. Der RE wird nach Anlage 2 Nummer 2 EEG 2017 berechnet. Das einstufige Referenzertragsmodell, das mit dem EEG 2017 eingeführt wird, nutzt den mit dem neuen Referenzstandort berechneten RE aus Kapitel 3.1 bis 3.4. Der Standortertrag ist in Anlage 2 Nummer 7 EEG 2017 definiert. Dabei wird zwischen dem Standortertrag vor Inbetriebnahme und dem Standortertrag der ersten fünf, zehn und 15 Jahre nach Inbetriebnahme der Anlage unterschieden.

3.6.1 Standortertrag vor Inbetriebnahme

Der Standortertrag vor der Inbetriebnahme (E_{St0}) wird mithilfe eines Ertragsgutachtens nach TR6 ermittelt. Laut EEG 2017 wird als Standortertrag der Bruttostromertrag des Gutachtens abzüglich verschiedener Verlustfaktoren verwendet. Als Verlustfaktoren gelten Mindererträge, verursacht durch

- Abschattungseffekte im Windpark,
- Nichtverfügbarkeit der WEA, bedingt durch technische Probleme,
- elektrische Verluste im Windpark,
- Einspeisemanagement und
- genehmigungsrechtliche Auflagen.

Zu den genehmigungsrechtlichen Auflagen zählen Mindererträge durch Geräuschemissionen, Schattenwurf, Naturschutzauflagen oder Auflagen bezüglich der Flugsicherung. In Kapitel 4 werden die Vorschriften, welche bei der Erstellung eines Ertragsgutachtens nach TR6 zu beachten sind, aufgeführt. Dabei wird die Ermittlung der Standortgüte explizite in einem neugefassten Anhang A der TR6 erläutert (vgl. Kapitel 4.7).

3.6.2 Standortertrag nach Inbetriebnahme

Bei der Überprüfung des Standortertrags nach fünf (E_{St5}), zehn (E_{St10}) und 15 Jahren (E_{St15}) muss beachtet werden, dass fiktive Energieerträge auf den Standortertrag addiert werden. Fiktive Energieerträge sind die, durch nicht-windbedingte Ausfälle bei der Stromproduktion verursachten Ertragsverluste. Dabei müssen alle Ausfälle von fiktiven Strommengen addiert werden die:

- auf technische Nichtverfügbarkeit zurückgehen und 2 % des prognostizierten Bruttostromertrags überschreiten,
- nicht erzeugt wurden weil die Anlagen am Regelenergiemarkt teilnahmen,
- durch die Abregelung der Netzbetreiber nach § 14 EEG 2017 entstanden sind und
- durch Abschaltungen oder Drosselungen entstehen und dabei nicht durch die Genehmigung nach BImSchG bedingt sind.

Das Überprüfen der Standortgüte und das Addieren der fiktiven Strommengen sollen Doppelvergütungen oder Manipulationen entgegenwirken. Durch das Addieren der fiktiven Strommenge wird das Einspeisemanagement bei der Standortbewertung berücksichtigt. Damit wird eine übermäßige Entschädigung für den Fall der Abregelung vermieden sowie eine hohe Nichtverfügbarkeit der Anlage mit finanziellen Nachteilen verbunden.

3.7 Referenzerträge im Vergleich

Mit den bei der FGW hinterlegten LK konnten die RE nach dem neuen und dem alten Referenzertragsmodell berechnet und verglichen werden. Dabei wurden die RE für 115 LK mit verschiedenen NH berechnet. Daraus ergaben sich jeweils 365 RE für den alten und neuen Referenzertragsstandort. Da ein hoher RE bei gleichbleibendem Standortertrag Vorteile bei der Vergütungshöhe bringt, wurde für jede LK und Anlagenkonfiguration das Verhältnis der beiden RE gebildet. Um Aussagen bezüglich Vor- und Nachteile verschiedener Anlagenkonfigurationen zu treffen, wurden die Ergebnisse graphisch aufbereitet. Das Verhältnis der RE wird über den Verhältnisfaktor $V_{Ref.}$ mit Formel 3.14 definiert.

$$V_{Ref.} = \frac{R_{\text{neuer Referenzstandort (EEG 2016)}}}{R_{\text{alter Referenzstandort (EEG 2014)}}} \quad 3.14$$

Demnach ist bei einem $V_{Ref.} > 1$ die Anlagenkonfiguration nach dem neuen Referenzstandort im Vorteil bezüglich der sich daraus ergebenden Standortgüte. Bei $V_{Ref.} < 1$ ist die Anlagenkonfiguration nach dem neuen Referenzstandort im Nachteil.

Abbildung 13 zeigt den Verhältnisfaktor in Abhängigkeit der NH und der Flächenleistung. Die Flächenleistung ist das Verhältnis der Nennleistung der Anlage zum vom Rotor überstrichenen Fläche. In Abbildung 14 ist klar ersichtlich, dass $V_{Ref.}$ mit zunehmender NH steigt. Dies deckt sich mit Abbildung 8 in Kapitel 3.2.2, wonach die durchschnittliche Windgeschwindigkeit ab einer NH von 135,8 m am neuen Referenzstandort höher ausfällt als am alten Referenzstandort. Hinsichtlich der Flächenleistung ist zu erkennen, dass mit steigender NH tendenziell niedrigere Flächenleistungen einhergehen. Dies ist darauf zurückzuführen, dass moderne Anlagen immer höher gebaut werden und dabei immer niedrigere Flächenleistungen aufweisen. Der steigende Verhältnisfaktor $V_{Ref.}$ ist jedoch unabhängig von der Flächenleistung und lässt sich lediglich auf die steigende NH zurückführen. [20]

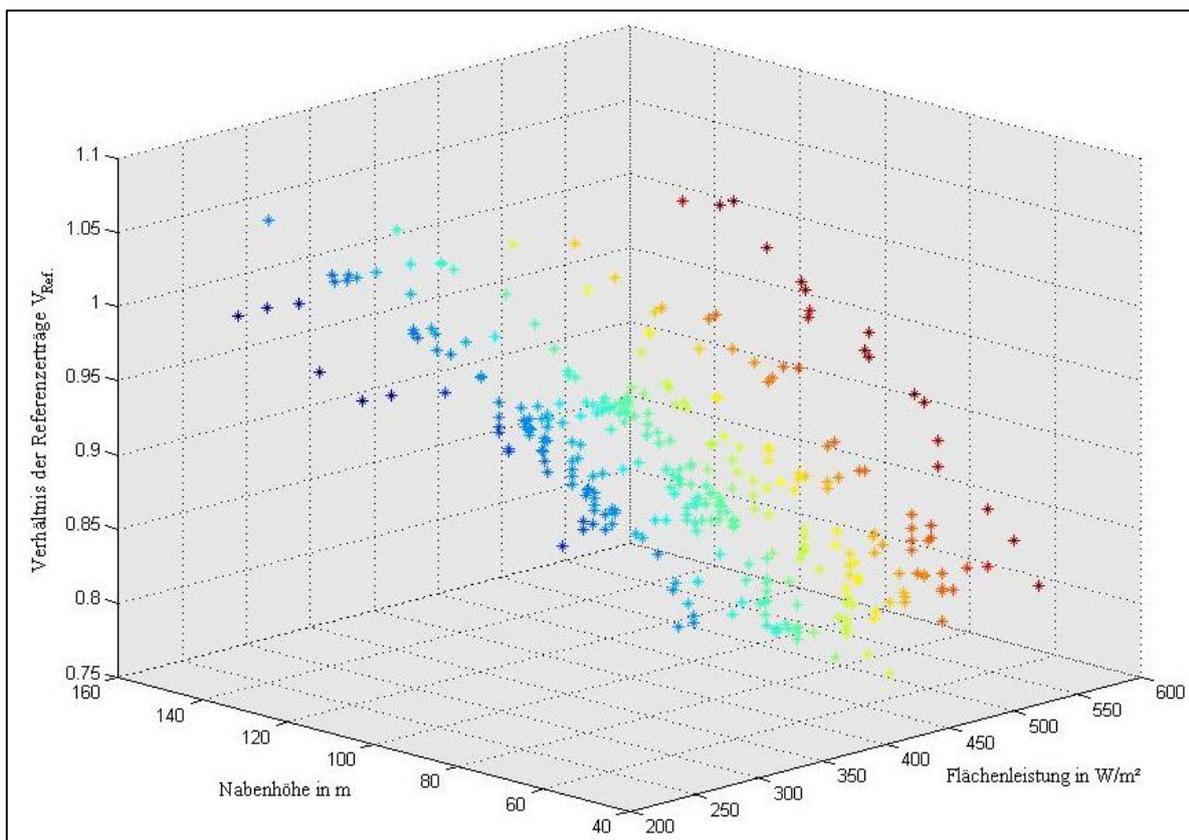


Abbildung 13: Verhältnisfaktor in Abhängigkeit der NH und der Flächenleistung

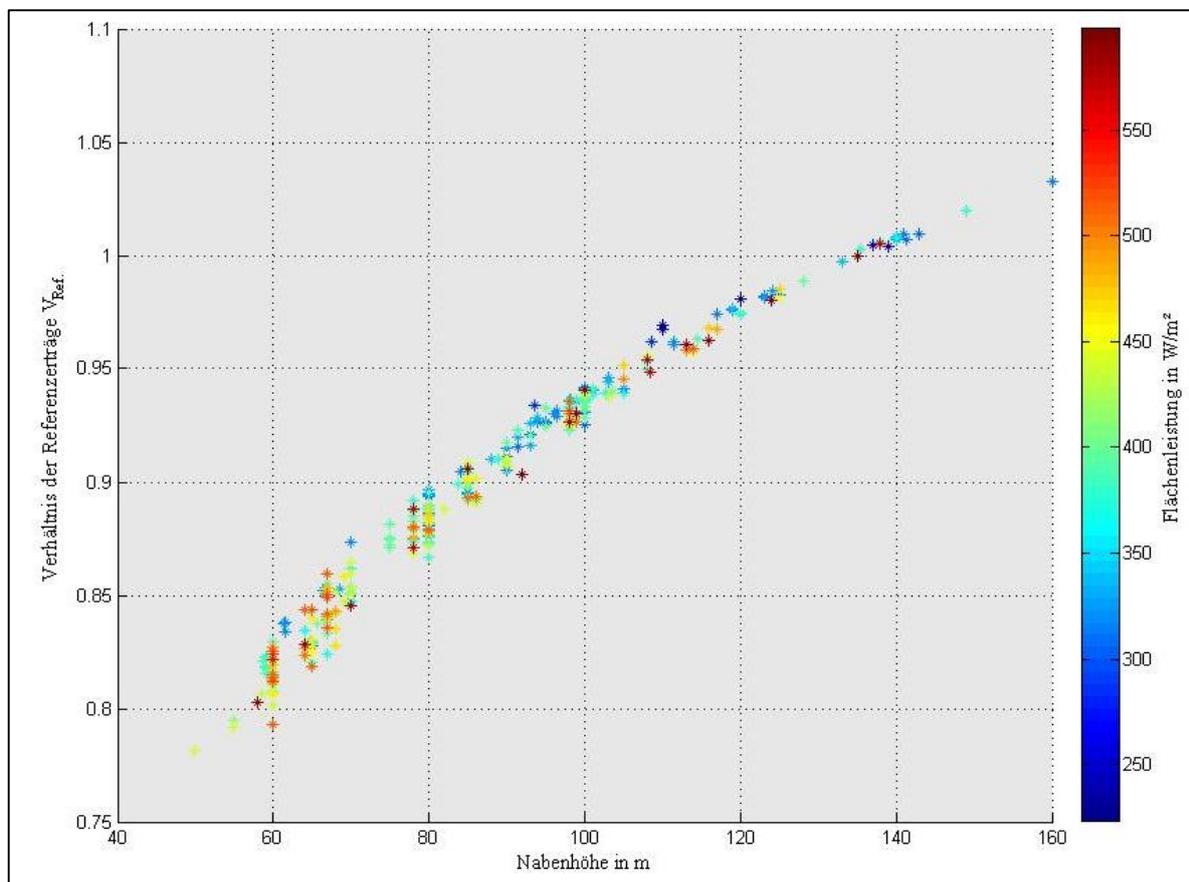


Abbildung 14: Verhältnisfaktor mit zunehmender NH

4 Grundlagen Ertragsgutachten

Bei der Bestimmung des Windpotenzials und der Energieerträge an Windenergiestandorten gilt die TR6 Rev. 9 als der maßgebliche technische Standard. Die erste Fassung der TR6 wurde im Jahr 2004 herausgegeben. Damals hatte sie noch zum Ziel, einen Standard zur Berechnung des RE zu schaffen. In den darauffolgenden Jahren hat sich die Richtlinie durch mehrere Revisionen stetig weiterentwickelt und stellt mittlerweile den maßgeblichen Standard bei der Bestimmung des Windpotenzials und der Energieerträge für WEA dar. Die Einhaltung der in der TR6 vorgegebenen Standards ist bei Banken und Investoren oft ein wesentliches Kriterium zur Akzeptanz der vorgelegten Ertragsgutachten und somit entscheidend für die Finanzierung von Windenergieprojekten. [21]

Mit dem EEG 2017 kommt der TR6 nun eine zentrale Rolle bei der Berechnung des Standortertrags zu. In Anlage 2 Nummer 7.3 EEG 2017 wird darauf hingewiesen, dass sich die Berechnung des Standortertrags nach dem Stand der Technik richten soll. Dabei wird aufgeführt, dass dem Stand der Technik entsprochen wird wenn die aktuelle Fassung der TR6 eingehalten wird.

In Folge der Einführung des einstufigen REV mit dem EEG 2017 wurde von der FGW angestoßen, einen neuen Anhang für die TR6 zu erarbeiten, welcher sich mit der Überprüfung des Standortertrags befasst. In diesem Kapitel wird auf die verschiedenen Anforderungen, die die TR6 Rev. 9 an Ertragsgutachten stellt, eingegangen und hinsichtlich der Berechnung des Standortertrags erläutert. Dabei wird auch der neu gefasste Anhang A zur Überprüfung des Standortertrags beschrieben, welcher den 60-%-Referenzertragsnachweis ersetzt.

4.1 Kurzzeitwinddaten

Als Grundlage der Ertragsberechnung werden Informationen über die Windgeschwindigkeit und Windrichtung aus verschiedenen Datenquellen herangezogen. Dazu zählen Daten aus Windmessungen mit Windmessmast oder Fernmessverfahren sowie Betriebsergebnisse von Vergleichs-WEA. Auch eine Kombination der verschiedenen Datenquellen ist möglich. In Kapitel 4.1.1 werden die Anforderungen an Windmessungen genauer definiert. Kapitel 4.1.2 gibt die Anforderungen an die Daten aus Vergleichs-WEA wieder. Da die Winddaten aus Messungen und Vergleichs-WEA meist nur für einen kurzen Zeitraum vorhanden sind, werden Sie als Kurzzeitwinddaten eingeordnet. Wobei diese einen Zeitraum von mindestens einem Jahr umfassen.

4.1.1 Windmessungen mit Windmessmast und Fernmessverfahren

Sollte eine Windmessung durchgeführt werden, so muss sie repräsentativ für den betrachteten WEA-Standort sein. Das heißt, der Ort der Messung sollte die gleichen Bedingungen aufweisen wie der geplante WEA Standort. Dabei sind die Position der WEA, die Höhe über Normalnull und die Anströmbedingungen, wie zum Beispiel Wälder, Ebenen, Täler, Hänge und Hindernisse, zu beachten. Neben der Vergleichbarkeit der Standorte gibt es weitere Anforderungen, die eine Windmessung erfüllen muss.

Entfernung der Messung

Bei dem Abstand der Messung vom geplanten WEA Standort wird unterschieden zwischen komplexem und homogenem Gelände. Grundsätzlich gilt, je komplexer das Gelände desto näher muss die Messung zum geplanten WEA Standort erfolgen. Die genaue Definition für homogenes und komplexes Gelände ist in der IEC 61400-1 gefasst. Ein Standort gilt außerdem als komplex, wenn sich die Geländehöhen zwischen Windmessung und geplantem WEA Standort um mehr als 50 m unterscheiden. Sollte dies der Fall sein, kann die Messung als repräsentativ eingeordnet werden, wenn eine maximale Entfernung vom WEA Standort von ca. 2 km vorliegt. Sollte sich die Geländehöhen um weniger als 50 m unterscheiden wird es als homogenes Gelände eingeordnet. Dabei können Entfernungen von ca. 10 km als repräsentativ eingeordnet werden. Werden zur Bereitstellung der Kurzzeitwinddaten mehrere Windmessungen und Vergleichs-WEA herangezogen, so können die Anforderungen an die Entfernung der Windmessung auch gelockert werden.

Messhöhe

Die Messung der Windgeschwindigkeit sollte mindestens auf $\frac{2}{3}$ der NH der geplanten WEA liegen. Gleichzeitig sollte sie nicht niedriger sein als die dreifache Höhe des umgebenden Bewuchses oder der Bebauung. Es sollte dennoch angestrebt werden, die Windmessung auf NH der geplanten WEA durchzuführen. Bestenfalls deckt die Windmessung den gesamten Höhenbereich des Rotors der geplanten WEA ab. Dies ist aber meist nur mit Fernmessverfahren möglich. Werden Messmast und Fernmessverfahren kombiniert, so ist es auch möglich, die Windmessung am Mast mit einer niedrigeren Höhe als $\frac{2}{3}$ der NH durchzuführen. Jedoch sollte bei einer Kombination die Messung mit Mast nicht niedriger als 40 m unter der Rotorblattspitze durchgeführt werden.

Messdauer

Der Zeitraum der Windmessung muss mindestens 12 Monate betragen. Die Daten für Windgeschwindigkeit und Windrichtung müssen in diesem Zeitraum für mindestens 80% verfügbar sein. Datenlücken dürfen nicht zu einer Verzerrung des Ergebnisses führen. Dies kann durch das Fehlen von Daten zu besonders windschwachen bzw. windstarken Jahreszeiten oder Wetterlagen bedingt werden. Bei mehreren Windmessungen am Standort können auch kürzere Zeiträume als 12 Monate zulässig sein. Anforderung für die Messungen ist, dass während des verkürzten Messzeitraums alle Hauptwindrichtungen und meteorologischen Situationen erfasst werden. Dabei müssen die Daten der Messungen eine gute Korrelation aufweisen. In diesem Fall kann auch schon ein Messzeitraum von drei bis sechs Monaten ausreichend sein.

Datenerfassung und Messdaten

Das Messsystem muss regelmäßig gewartet werden. Die Funktion der Sensoren und die Plausibilität der Messdaten sollen wöchentlich überprüft werden. Dabei sollen die Daten auf Ausreißer und nicht plausible Werte überprüft werden. Auch Änderungen in der Qualität der Instrumente und des Messsystems müssen berücksichtigt werden. Die Konsistenz der Daten ist zu prüfen. Für Windmessmasten soll auf die Ausrichtung der Seitenausleger sowie die Nordausrichtung der Windrichtungssensoren geachtet werden. Weitere Fehler können durch eine zu geringe Versorgungsspannung auftreten. Fehlerhafte Messdaten sollen gelöscht werden, wenn diese nicht mit der Bewertung der Messunsicherheit abgedeckt

sind.

Korrekturen der Messdaten können bezüglich der numerischen Auflösung, Messlücken und Einflüssen des Messaufbaus anfallen. Beim Messaufbau ist insbesondere auf die Anemometer zu achten. Einflüsse durch die Umströmung der Mastspitze und Abschattung durch den Mast sind zu quantifizieren und zu korrigieren. Die Veränderung des Windpotenzials über die Höhe ist zu ermitteln.

Windmessmast

Die Anforderungen für die Windmessung per Windmessmast entsprechen größtenteils den relevanten Abschnitten in der DIN EN 61400-12-1. Da diese Norm auf die Messung von WEA-Leistungskuren abgestimmt ist, werden einige Punkte in der TR6 spezifiziert.

Die Messung der Winddaten kann über Schalensternanemometer mit Windrichtungsgeber erfolgen oder alternativ über Ultraschallanemometer. Dabei soll der Windrichtungsgeber eine Anlaufgeschwindigkeit von 0,5 m/s nicht unterschreiten und eine Auflösung von mindestens $2,5^\circ$ bei einem Messbereich von 0° bis 359° erreichen. Er kann bis zu 10 m unterhalb des obersten Anemometers montiert werden. Die Abtastfrequenz der Sensoren sollte mindestens ein Hz betragen und die Werte sollten höchstens in zehn-Minuten-Intervallen gespeichert werden. Dabei ist es ausreichend, bei der Windrichtung den Mittelwert und die Standardabweichung zu erfassen. Das Anemometer an der Mastspitze muss frei angeströmt werden. Ausnahme bildet die Blitzschutzeinrichtung. Es sind mindestens zwei Windrichtungssensoren zu montieren. Die Messung der Windgeschwindigkeit sollte über mindestens drei Anemometer erfolgen. Diese sollten sich an dem Höhenbereich des Rotors der geplanten WEA orientieren und ihn vollständig und gleichmäßig abdecken. Der Abstand der Anemometer sollte mindestens 10 m aber höchstens 30 m betragen. Die Messung der Temperatur soll über zwei verschiedene Höhen durchgeführt werden. Um die Luftdichte zu bestimmen, wird zusätzlich der Luftdruck aufgenommen. Dabei müssen Temperatur und Luftdruck mindestens 10 m über Grund gemessen werden.

Fernmessverfahren

Der Aufwand für eine Windmessung ist bei Fernmessverfahren geringer als bei der Messung mit Mast, da sich das Messgerät am Erdboden befindet. Dabei werden mit den Verfahren wie LIDAR oder SODAR nicht die Bedingungen an einem Punkt gemessen, sondern das Verhalten von ganzen Luftvolumina. Dies führt jedoch dazu, dass es bei bestimmten meteorologischen Situationen zu nicht verwertbaren Messdaten kommt. Die Datenverfügbarkeit mit Fernmessverfahren kann im Vergleich zur Mastmessung wesentlich geringer ausfallen.

Die Fernmessgeräte müssen vor-, während-, und eventuell auch nach dem Einsatz geprüft werden. Ein Verifikationstest vergleicht das Gerät direkt mit einer Mastmessung. Dies muss für jedes einzelne Gerät vor bzw. während der Anwendung für die Windpotenzialuntersuchung vorgenommen werden. Mithilfe einer Sensitivitätsanalyse wird eine Klassifikation der Fernmessgeräte durchgeführt. Es werden Abweichungen der Umgebungsbedingungen vom Verifikationstest zur späteren Anwendung aufgezeigt. Dies muss für jeden Gerätetyp erfolgen aber nicht für jedes Gerät. Außerdem soll ein Monitoring der Fernmessung mit Hilfe eines Windmessmastes während der Messung stattfinden oder optional ein zweiter Verifikationstest nach der Windpotenzialmessung erfolgen. Ein Verifikationstest muss mindestens alle

zwei Jahre durchgeführt werden. Für die Messung an Standorten mit einer komplexen Geländestruktur müssen geländebedingte Messfehler vermieden bzw. korrigiert werden. Mithilfe eines dreidimensionalen Strömungsmodells kann die Messposition des Fernmessgeräts und die Strahlenausrichtung optimiert werden, sodass der Messfehler möglichst geringgehalten wird. Es gibt auch die Möglichkeit, mit einem Strömungsmodell eine Korrektur des geländebedingten Messfehlers durchzuführen. Manche Fernmessgeräte führen diese Korrektur auch über automatische Detektion durch.

Bei Fernmessverfahren zur Windpotenzialmessung ohne Messmast sind die Anforderungen an Messdauer und Messhöhe die gleichen wie bei einer reinen Mastmessung. Als problematisch können sich Datenlücken bei der reinen Messung mit Fernmessverfahren erweisen, insbesondere wenn diese Lücken immer bei ähnlichen meteorologischen Situationen auftreten. Fernmessverfahren können zur Bestimmung des Windprofils eingesetzt werden, um eine Mastmessung auf größere Höhen zu übertragen. Dabei kann die Fernmessung über den gleichen Zeitraum wie die Mastmessung erfolgen, oder aber unter bestimmten Voraussetzungen verkürzt werden. Bei gleichem Zeitraum erfolgt eine relative Auswertung. Die Zielmesshöhen werden mit der höchsten Messung des Mastes in Relation gesetzt. Dabei werden die systematischen Messfehler eliminiert, um die absoluten Windbedingungen auf Zielmesshöhe zu bestimmen. Bei der Fernmessung über einen kürzeren Zeitraum ist auf die Repräsentativität des gemessenen Windprofils zu achten. Das Windprofil hängt stark von der atmosphärischen Stabilität ab. Deshalb müssen die Messdaten alle Kombinationen von Windrichtungen und Windgeschwindigkeit sowie alle häufig vorkommenden Wetterlagen abdecken. Unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit beider Messungen wird dies meist in einem Zeitraum von drei bis sechs Monaten erreicht. Bei einer Fernmessung zur besseren Bestimmung der Windverhältnisse auf dem geplanten Windparkareal wird das Fernmessgerät parallel zu einem Messmast betrieben und kann dann an verschiedenen Positionen aufgestellt werden. Damit lassen sich die Windverhältnisse auf dem geplanten Windparkareal besser rekonstruieren. Grundsätzlich gelten hierbei, je nach Länge der Messung, die gleichen Anforderungen wie oben beschrieben.

4.1.2 Vergleichs-Windenergieanlagen

Um das Windpotenzial über Vergleichs-WEA zu bestimmen sollten nur repräsentative Anlagen herangezogen werden. Die Betriebsergebnisse dieser WEA dienen als indirekte Quelle der Windverhältnisse. Die NH, der WEA-Typ und das Regelungsprinzip sollten mit den geplanten WEA näherungsweise übereinstimmen. Dabei sollte die NH der Vergleichs-WEA mindestens 2/3 der geplanten WEA entsprechen. Die Entfernung der Vergleichs-WEA sollte, wie bei der Messung mit einem Messmast, 10 km bei nicht-komplexem Gelände und 2 km bei komplexem Gelände nicht überschreiten. Die Höhe über Normalnull sowie Anströmbedingungen sollten mit dem geplanten Windparkareal vergleichbar sein. Für jede Vergleichs-WEA sollten Betriebsdaten für mindestens ein Jahr, unter Berücksichtigung der Verfügbarkeit, vorliegen. Die Daten sollten mindestens eine Auflösung von Monatsdaten haben und Betriebsmodi, Verfügbarkeit, Abschaltungen, Position und vermessene Leistungskurven enthalten. Bei reduzierter Verfügbarkeit ist mithilfe der Betriebsdaten eine Korrektur der Energieerträge durchzuführen. Es sind die Betriebsergebnisse von mehreren Vergleichs-WEA aus verschiedenen Windparks heranzuziehen. Ohne Verifikationsmöglichkeiten ist eine einzelne Vergleichs-WEA nicht ausreichend.

4.2 Langzeiteinordnung

Bei der Langzeiteinordnung der Kurzzeitwinddaten wird die Annahme getroffen, dass vergangene Windverhältnisse auch den in der Zukunft anzutreffenden Verhältnissen entsprechen. Da die jährlichen Schwankungen bei den Windverhältnissen sehr stark ausfallen können, ist es wichtig, einen ausreichend langen Zeitraum zu betrachten. Als Kurzzeitdaten werden die in Kapitel 4.1 beschriebenen Datenquellen verwendet. Diese werden durch Langzeitdaten und mithilfe eines statistischen Modells über den Abgleichszeitraum auf den Bezugszeitraum übertragen. Abbildung 15 beschreibt die Langzeitzuordnung der Kurzzeitdaten. Für die verschiedenen Zeiträume, Datengrundlagen und Verfahren gelten verschiedene Anforderungen, die im Folgenden erläutert werden.

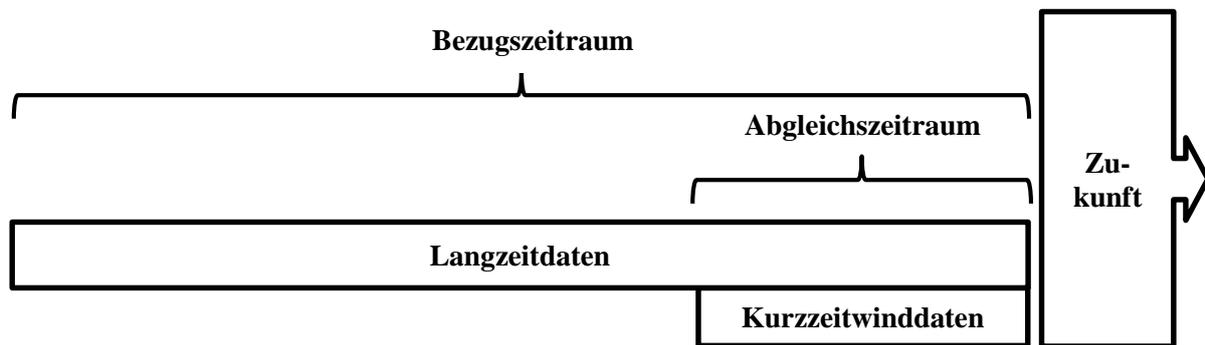


Abbildung 15: Langzeiteinordnung von Kurzzeitwinddaten

Langzeitdaten

Als Langzeitdaten können langfristig erhobene Windmessdaten, Reanalysedaten, langjährige WEA Ertragsdaten, mesoskalige Analysen und Ertrags- bzw. Windindizes verwendet werden. Sie müssen für das Windklima am geplanten WEA Standort repräsentativ sein und im Abgleichszeitraum einen quantifizierbaren Zusammenhang mit den Kurzzeitdaten aufweisen. Dieser soll durch statistische Methoden wie Korrelationskoeffizient oder das Bestimmtheitsmaß nachgewiesen werden. Da durch Änderungen der Messumgebung oder des Equipments Datenfehler entstehen können, muss die zeitliche Konsistenz der Daten geprüft werden. Hierfür soll mindestens ein weiterer unabhängiger Langzeitdatensatz zum Vergleich herangezogen werden. Erst wenn sich die Datensätze, abgesehen von einer gewissen Unsicherheit, bestätigen, können Datenfehler ausgeschlossen werden. Problematisch ist, dass einige unterschiedliche Langzeitdatensätze auf den gleichen Eingangsdaten beruhen und lediglich eine unterschiedliche Bezeichnung bzw. räumliche Auflösung haben. Sollte dies der Fall sein, werden Datenfehler nicht erkannt. [21]

Bei der Verwendung von Winddaten ist eine hohe zeitliche Auflösung im Stundenbereich gefordert, da sich die Ertragsberechnung nur über die nicht-lineare LK darstellen lässt. Werden Ertragsdaten für den Langzeitabgleich verwendet, sind auch Monatsmittelwerte ausreichend, da der Einfluss der Windvariabilität bereits in den Ertragsdaten abgebildet ist. Hierbei muss jedoch die Verfügbarkeit der WEA berücksichtigt werden. Sollte diese unter 90 % liegen, muss der entsprechende Monatswert aus der Analyse ausgeschlossen werden.

Abgleichszeitraum

Der Abgleichszeitraum ist die Zeitspanne, in der sich Langzeit- und Kurzzeitdaten überlappen. Er muss alle relevanten Wetterlagen sowie Windgeschwindigkeiten und Windrichtungen erfassen. Hierzu ist in der Regel mindestens eine Zeitspanne von einem Jahr notwendig.

Bezugszeitraum

Der Bezugszeitraum ist der Zeitbereich auf den die Kurzzeitdaten mithilfe des Langzeitabgleichs übertragen werden. Um repräsentative und weitgehend stabile Winddaten zu erhalten, soll der Bezugszeitraum mindestens zehn Jahre betragen. Jedoch steigt bei längeren Bezugszeiträumen das Risiko von Datenfehlern. Deshalb soll der Bezugszeitraum auf den nachweislich als konsistent verifiziert geltenden Zeitraum begrenzt werden.

Verfahren zur Durchführung des Langzeitabgleichs

Bei den Verfahren zum Langzeitabgleich muss der Zusammenhang zwischen den Lang- und Kurzzeitdaten klar definiert sein. Es muss ein eindeutiger statistischer Zusammenhang im Abgleichszeitraum hergestellt werden. Grundsätzlich kann zwischen zwei Verfahren unterschieden werden.

Zum einen gibt es MCP-Verfahren (Measure-Correlate-Predict). Dabei wird ein Vergleich zwischen Messung und Referenz innerhalb des Abgleichszeitraums mithilfe einer statistischen Beziehung hergestellt. Diese Verfahren benötigen eine hohe zeitliche Auflösung und es müssen alle energetisch relevanten Anteile der Windstatistik abgedeckt sein. Wenn das angewandte MCP-Verfahren die ursprünglichen Messdaten ohne größere Fehler reproduzieren kann, gilt es als geeignet.

Als zweites Verfahren können die Skalierungsmethoden auf Basis integraler Größen zum Einsatz kommen. Durch Vergleich von Mittelwerten des Lang- und Kurzzeitraums kann eine einfache statistische Beziehung wie z.B. deren Verhältnis gebildet werden. Als Skalierungsmethode gilt die Anwendung von einem Ertragsindex. Die Daten sollen mindestens in einer monatlichen Auflösung vorliegen. Es können auch die gemessene mittlere Windgeschwindigkeit sowie Weibullparameter A und k über eine Skalierung angepasst werden. Der Abgleichszeitraum soll mindestens ein Jahr betragen.

4.3 Modell Windverhältnisse

Die Modellierung der Windverhältnisse soll die räumliche Übertragung der Winddatenbasis aus der Langzeiteinordnung auf den geplanten WEA Standort mit der entsprechenden NH ermöglichen. Es werden überwiegend drei unterschiedliche numerische Modelle verwendet. Dazu zählen:

- Lineare Modelle,
- CFD – Modelle (Computational fluid Dynamic Models) und
- Atmosphärische Mesoskala Modelle.

Das gewählte Berechnungsverfahren muss für den jeweiligen Standort geeignet und validiert sein. Ob ein Modell geeignet ist, hängt von den jeweiligen Standortbedingungen ab. Insbesondere die Komplexität der Standortumgebung ist entscheidend. Es werden keine Kriterien für die Auswahl eines geeigneten Verfahrens definiert. Die Berechnung der numerischen Modelle geschieht über eine vorgegebene Gitterkonfiguration. Hierfür ist bei flachem Gelände eine grobe räumliche Auflösung ausreichend, während in komplexem Gelände eine höhere Auflösung nötig ist. Die Geländerauigkeit hat einen entscheidenden Einfluss auf die Windverhältnisse. Deshalb müssen diese Daten mit einer ausreichenden Genauigkeit in das Modell eingehen.

4.4 Modell Parkwirkungsgrad

Für die Berechnung der Abschattungsverluste müssen benachbarte WEA im Umkreis des mindestens 20-fachen Rotorradius berücksichtigt werden. Jedoch wird ein Umkreis, der dem 50-fachen Rotorradius entspricht, empfohlen. Als Windeingangsdaten werden bei der Modellierung der Abschattungseffekte die kombinierten Häufigkeitsverteilungen von Windrichtung und Geschwindigkeit der vorherigen Windfeldmodellierung verwendet. Außerdem soll die durch eine Windmessung ermittelte Turbulenzintensität berücksichtigt werden.

4.5 Energieertragsberechnung

Die Energieertragsberechnung an einem geplanten WEA Standort erfolgt anhand der modellierten Windverhältnisse und den WEA Daten. Zunächst wird der Bruttoenergieertrag berechnet, welcher mit verschiedenen Energieverlustfaktoren beaufschlagt wird. Hieraus lässt sich der Nettoenergieertrag ermitteln.

4.5.1 Bruttoenergieertrag

Bei der Berechnung des Bruttoenergieertrags, oder auch freier Energieertrag (E_{frei}), wird die Häufigkeit der Windgeschwindigkeit auf NH mit der Leistungskurve der WEA für jede Windgeschwindigkeit multipliziert. Bei der Berechnung werden keine Abschattungseffekte, Betriebsbeschränkungen oder Beeinträchtigungen bei der Energieproduktion berücksichtigt, weshalb es sich beim Bruttoenergieertrag um einen rein theoretischen Wert handelt. Die verwendete LK kann aktuell vermessen sein oder auch berechnet. Für die verwendeten LK muss eine Luftdichtekorrektur entsprechend der mittleren Luftdichte am Standort erfolgen. Hierbei wird auf die DIN EN 61400-12-1 verwiesen.

4.5.2 Energieverlustfaktoren

Um aus dem Bruttoenergieertrag den Nettoenergieertrag (E), zu berechnen, müssen zukünftig auftretende Verluste in die Ertragsberechnung einfließen. In Tabelle 7 wird ein Überblick über die in der TR6 Rev. 9 einzeln beschriebenen Energieverlustfaktoren gegeben. Hierbei muss grundsätzlich zwischen zwei Arten von Verlusten unterschieden werden. Zum einen gibt es Verluste, die im Rahmen der Er-

tragsberechnung detailliert berechnet werden können. Zu diesen Verlusten zählen unter anderem Abschattungseffekte oder schallreduzierter Betrieb. Des Weiteren werden Verluste beschrieben, die ohne genauere Berechnung extern definiert werden. Hierzu gehören Verfügbarkeit, elektrische Verluste oder vorgesehene Wartungen der WEA, welche aus Erfahrungswerten abgeschätzt werden können. Ein Großteil der beschriebenen Verluste ist oftmals irrelevant oder nicht genau definiert. Viele Gutachter beziehen nur die Abschattungseffekte als Energieverlustfaktor in das Ertragsgutachten mit ein, da es oftmals nicht möglich ist, die restlichen Faktoren nachvollziehbar zu berechnen. Bei der Abschätzung der nicht genau definierten Verluste besteht ein großer Spielraum im Ertragsgutachten. [21]

Tabelle 7: Übersicht der Energieverlustfaktoren aus der TR6 [22]

Nr.	Energieverlustfaktor	Bemerkung
1	Abschattungseffekt	Ertragsverluste bedingt durch Windgeschwindigkeitsreduktion verursacht von: <ul style="list-style-type: none"> • WEA im betreffenden Windpark • WEA im benachbarten Windpark • WEA die in Zukunft gebaut werden
1 a	Interner Abschattungseffekt	
1 b	Externer Abschattungseffekt	
1 c	Zukünftige Abschattungseffekt	
2	Verfügbarkeit	Es muss die Verfügbarkeit verschiedener Teilsysteme im Windpark berücksichtigt werden.
2 a	Verfügbarkeit der WEA	
2 b	Verfügbarkeit der elektrischen Infrastruktur	
2 c	Netzverfügbarkeit	
3	Elektrische Effizienz	Verluste die zwischen Niederspannungsanschluss und Netzanschlusspunkt des Windparks auftreten, werden hier erfasst.
3 a	Elektrischer Wirkungsgrad im Betrieb	
3 b	Stromverbrauch des Windparks	
4	Leistungsverhalten der Anlagen	Normalerweise wird eine von der WEA-Herstellerfirma bereitgestellte LK zur Berechnung des Energieertrags verwendet. Verluste die durch Abweichungen zwischen der realen und bereitgestellten LK auftreten werden hier berücksichtigt.
4 a	Generische Anpassung der Leistungskurve	
4 b	Starkwind-Hysterese	
4 c	Standortspezifische Anpassung der Leistungskurve	
4 d	Sub-optimaler Betrieb	
5	Umgebungsbedingungen	Es gibt Verluste, die durch verschiedene Umgebungsbedingungen verursacht werden.
5 a	Leistungsdegradation ohne Vereisung	
5 b	Leistungsdegradation durch Vereisung	
5 c	Vereisungsbedingte Abschaltung	
5 d	Temperaturbedingte Abschaltung oder Leistungsreduktion	
5 e	Standortzugänglichkeit	
5 f	Baumwachstum	
6	Leistungseinschränkungen	Verluste, die durch Beschränkungen der Leistung entstehen werden in diesem Punkt beschrieben.
6 a	Windsektormanagement	
6 b	Netzbedingte Einschränkungen	
6 c	Geräusch-, schattenwurf- und naturschutzbedingte Einschränkungen	

Die Verluste werden relativ in Prozent angegeben. Dabei wird eine Effizienz bzw. ein Wirkungsgrad für alle Teilverluste bestimmt und diese miteinander multipliziert, woraus sich die Gesamteffizienz bestimmt. Wird die Gesamteffizienz mit dem Bruttoenergieertrag multipliziert, erhält man den Nettoenergieertrag. Als Mindestanforderung müssen Abschattungsverluste im Windpark berücksichtigt werden.

4.6 Unsicherheiten

Die Analyse der Unsicherheiten ist ein notwendiger Bestandteil jedes Ertragsgutachtens. Alle Eingangsdaten, Verfahrensschritte und Ergebnisse sind mit einer gewissen Unsicherheit verbunden. Diese gilt es zu untersuchen und in Verbindung mit dem Endergebnis darzustellen.

4.6.1 Gesamtunsicherheit

Die Gesamtunsicherheit eines Gutachtens setzt sich aus den in Tabelle 8 aufgeführten Teilunsicherheiten zusammen. Diese Teilunsicherheiten sind projektspezifisch und angemessen abzuschätzen. Die Abschätzung kann aufgrund von Erfahrungswerten oder statistischer Kennzahlen erfolgen. Es gibt kein einheitliches Verfahren, die verschiedenen Teilunsicherheiten zu bestimmen, wodurch wiederum ein großer Spielraum entsteht.

Tabelle 8: Übersicht der Unsicherheiten aus TR6 [23]

Teilunsicherheit	Symbol	Bemerkung
• Winddatenbasis	U_{wd}	Wind- und auch Ertragseingangsdaten werden innerhalb dieses Bereichs beurteilt. Dabei ergeben sich Unsicherheiten bezüglich verschiedener Komponenten, die bei der Windmessung verwendet werden, Unsicherheiten aus den Eingangsdaten von Vergleichs-WEA und beim Langzeitbezug der Kurzzeitdaten.
○ Windmessung	U_{wd_a}	
○ Vergleichsanlagen	U_{wd_b}	
○ Langzeitdaten und Langzeitbezug	U_{wd_c}	
• Modellierung Windfeld	U_{wf}	Es werden die topographischen Eingangsdaten sowie das verwendete numerische Modell bezüglich der Unsicherheiten bewertet.
• Modellierung Parkwirkungsgrad	U_{pe}	Die Unsicherheit beim Parkwirkungsgrad ergibt sich aus der Windrichtungsverteilung sowie dem verwendeten Verfahren zur Berechnung der Verluste.
• Eingangsdaten WEA	U_{tp}	Hier werden Unsicherheiten in der Leistungskurve sowie deren Anwendung auf den WEA Standort berücksichtigt.
• Energieverlustfaktoren	U_{lc}	Es werden die verwendeten Energieverlustfaktoren bezüglich ihrer Unsicherheit bewertet. Sollten keine Energieverlustfaktoren verwendet werden, ist darauf deutlich hinzuweisen.
Gesamtunsicherheit	U_{tot}	Die Gesamtunsicherheit ergibt sich unter der Annahme, dass die Teilunsicherheiten unabhängig voneinander sind nach Formel 4.1

Die Gesamtunsicherheit wird auf die mittlere jährliche Energieproduktion, den Nettoenergieertrag, bezogen. Die RMS-Fehler-Methode (Root-Mean-Square) wird zur Bildung der Gesamtunsicherheit verwendet. Dabei wird die Gesamtunsicherheit gemäß Formel 4.1 aus der Wurzel der Quadratsumme der Einzelfehler gebildet.

$$U_{tot} = \sqrt{U_{wd}^2 + U_{wf}^2 + U_{pe}^2 + U_{tp}^2 + U_{lc}^2} \quad 4.1$$

Abgesehen von den durch die Energieverlustfaktoren und die Eingangsdaten der WEA verursachten Unsicherheiten, lassen sich alle Teilunsicherheiten auf eine Fehleinschätzung der mittleren Windgeschwindigkeit auf NH zurückführen. Wird die Winddatenbasis falsch abgebildet, so wird die mittlere Windgeschwindigkeit auf NH fehlerhaft berechnet. Gleiches gilt für die Modellierung des Windfeldes und die Berechnung des Parkwirkungsgrads. Somit ist die richtige Einschätzung der mittleren Windgeschwindigkeit auf NH entscheidend für die Qualität eines Ertragsgutachtens.

4.6.2 Überschreitungswahrscheinlichkeiten

Mithilfe der Gesamtunsicherheit lässt sich über eine Gaußsche Normalverteilung eine sogenannte Überschreitungswahrscheinlichkeit berechnen. Die Überschreitungswahrscheinlichkeit gibt einen bestimmten Betrag an, welcher zu einer gewissen Wahrscheinlichkeit überschritten wird. Sie wird in den sogenannten P-Werten (Probability) ausgedrückt. Beispielsweise sagt der P₇₅-Wert aus, dass zu einer 75%igen Wahrscheinlichkeit der prognostizierte mittlere AEP überschritten wird. Gleichzeitig besteht die 25%ige Wahrscheinlichkeit, dass die Ertragsprognose unterschritten wird. Der P₅₀ Wert gibt den Ertrag an, welcher zu einer 50%igen Wahrscheinlichkeit über oder unterschritten wird. Somit ist der P₅₀ Wert der Ertrag mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit und entspricht damit dem Nettoenergieertrag. Je höher die Überschreitungswahrscheinlichkeit desto niedriger ist das Risiko, dass der Wert unterschritten wird und umso höher ist der Sicherheitsabschlag. Für die Finanzierung von Windenergieprojekten werden oftmals der P₉₀ und der P₇₅ Wert belastet. Bei den Cashflow-Berechnungen der Finanzdienstleister wird die Kapitaldienstfähigkeit unter verschiedenen Sensitivitätsszenarien berechnet. In der Regel wird hierfür der P₇₅ Wert herangezogen. Dies gilt als das Basisszenario. Des Weiteren wird die Kapitaldienstfähigkeit für die einzelnen Jahre bei Eintreten des P₉₀-Werts untersucht. Für eine erfolgreiche Finanzierung muss in allen Szenarien die Kapitaldienstfähigkeit gegeben sein. [24]

Bei der Berechnung der verschiedenen P-Werte wird der Nettoenergieertrag, also der P₅₀-Wert, als Grundlage verwendet. Es wird eine Gauß-Verteilung angenommen. Über Formel 4.2 lässt sich die Dichtefunktion der Normalverteilung berechnen, während Formel 4.3 die Verteilungsfunktion der Normalverteilung angibt. Die Formeln lassen sich mithilfe von Tabelle 9 auf die Unsicherheiten-Analyse übertragen. [23]

$$f(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} * e^{-\frac{1}{2} * \left(\frac{x-\mu}{\sigma}\right)^2} \quad 4.2$$

$$F(x) = \frac{1}{\sigma\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{1}{2} * \left(\frac{t-\mu}{\sigma}\right)^2} dt \quad 4.3$$

Tabelle 9: Unsicherheiten Analyse über Gauß-Verteilung

Begriffe	Symbole	Übertragung auf Unsicherheiten-Analyse
Standardabweichung	σ	$U_{tot} * E$
Erwartungswert	μ	$P_{50} = E$
Zufallsvariable	x	$P - Wert$
Wahrscheinlichkeit	$f(x)$	-
Überschreitungswahrscheinlichkeit	$F(x)$	-

Zusätzlich zu den Überschreitungswahrscheinlichkeiten lassen sich Wahrscheinlichkeiten angeben zur maximalen Abweichung vom Erwartungswert. Dabei gelten die in Tabelle 10 aufgeführten Annäherungen. Sie geben an, mit welcher Wahrscheinlichkeit der reale Ertrag vom prognostizierten Ertrag maximal abweicht.

Tabelle 10: Betrag der Max. Abweichung vom P₅₀ Wert bei gegebener Wahrscheinlichkeit

Wahrscheinlichkeit der max. Abweichung	Betrag der Max. Abweichung vom P ₅₀ Wert
50 %	$0,675 * U_{tot} * E$
90 %	$1,645 * U_{tot} * E$
95 %	$1,906 * U_{tot} * E$
99 %	$2,576 * U_{tot} * E$

Abbildung 16 zeigt das Ergebnis nach Anwendung der beiden Formeln. Es wird eine Ertragsabschätzung in Abhängigkeit der Wahrscheinlichkeit dargestellt. Dabei wird einmal eine Unsicherheit von 12,3 % abgebildet und einmal eine Unsicherheit von 18 %. Der P₅₀-Wert beträgt bei beiden Beispielen 9.430 MWh. Vergleicht man die P₇₅ Werte der beiden Kurven, so ist ersichtlich, dass er für die niedrige Unsicherheit (12,3 %) bei 8.657 MWh und für die hohe Unsicherheit bei 8.285 MWh liegt. Hieraus ist gut zu erkennen, weshalb niedrigere Unsicherheiten im Ertragsgutachten wichtig sind. Je höher die Unsicherheit, desto kleiner der P₇₅Ertrag und desto schwieriger die Finanzierung eines Windenergieprojekts.

Wendet man die Annäherungen für die 50 %-Wahrscheinlichkeit aus Tabelle 10 an, ergeben sich die in Tabelle 11 aufgeführten Werte. Sie geben an, in welchem Bereich die Energieerträge zu einer Wahrscheinlichkeit von 50 % liegen. Die Bereiche der Energieerträge sowie die dazugehörigen Überschreitungswahrscheinlichkeiten sind in der Normalverteilung aus Abbildung 16 eingezeichnet. Dabei ist zu erkennen, dass der erzielte Ertrag zu einer Wahrscheinlichkeit von 50 % zwischen dem P₇₅ und dem P₂₅-Wert liegt. Dies gilt für die Unsicherheit von 12,3 % sowie die Unsicherheit von 18,0 %.

Tabelle 11: Abweichung vom P₅₀ Wert bei einer Wahrscheinlichkeit von 50 %

Unsicherheit	Min. Ertrag	Max. Ertrag
18,0 %	8.284 MWh	10.576 MWh
12,3 %	8.647 MWh	10.213 MWh

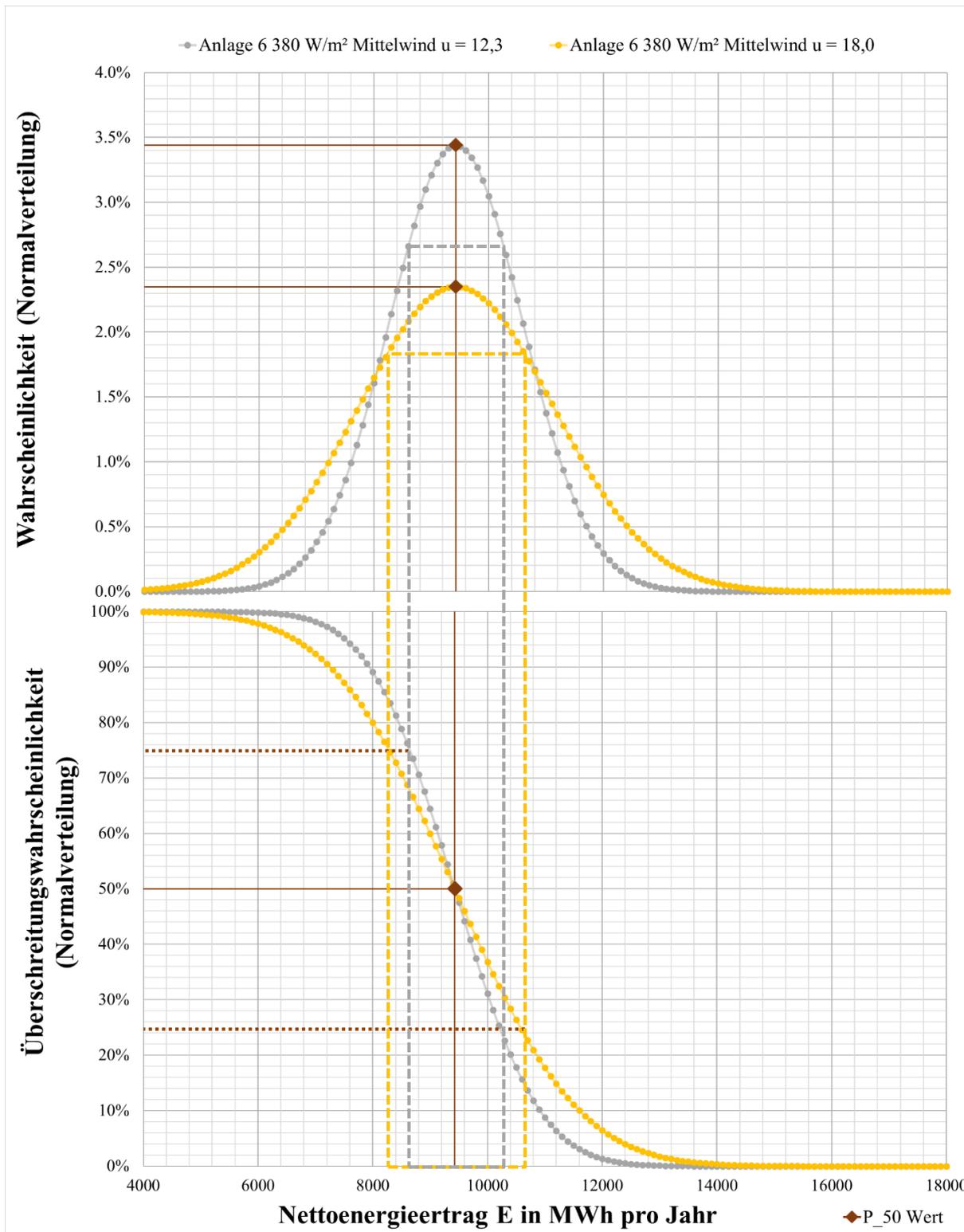


Abbildung 16: Dichtefunktion und Verteilungsfunktion der Normalverteilung für verschiedene Unsicherheiten

4.7 Anhang A – Bestimmung der Standortgüte

Der neue Anhang A der TR6 Rev.9 beschreibt die Verfahren zur Ermittlung der Standortgüte an einem WEA-Standort. Er bezieht sich dabei auf das EEG 2017 und präzisiert das Prüfverfahren, nach welchem die Standortgüte aus dem RE mit neu definierten Referenzstandort und dem nach der TR6 Rev.9 berechneten Standortertrag, bestimmt wird. Außerdem werden Alternativen für WEA ohne berechneten RE (nach EEG 2017) aufgezeigt sowie der darzulegende Prüfbericht beschrieben.

4.7.1 Standortertrag

Der Standortertrag vor Inbetriebnahme (E_{St0}) wird aus dem Bruttostromertrag (E_{frei}) unter Berücksichtigung einiger ausgewählter Energieverlustfaktoren berechnet. Der Bruttostromertrag wird gemäß TR6 Rev. 9 bestimmt. Die berücksichtigten Energieverlustfaktoren sind:

- Abschattungseffekte,
- Technische Nicht-Verfügbarkeit der WEA,
- Genehmigungsrechtliche Auflagen,
- Elektrische Verluste zwischen Netzverknüpfungspunkt des Windparks und Spannungsanschlüssen der WEA.

Die weiteren in Tabelle 7 aufgeführten Energieverlustfaktoren sollten nicht betrachtet werden. Für die Verfügbarkeit der WEA soll ein Maximalabschlag von 2 % angenommen werden.

4.7.2 Standortgüte

Die Standortgüte berechnet sich aus dem Standortertrag und dem RE der aufgrund des neuen Referenzstandorts berechnet wurde (vgl. Kapitel 3). Formel 4.4 gibt das Berechnungsverfahren zur Bestimmung der Standortgüte (SG) an.

$$SG = \left(\frac{5 * E_{St0}}{R} \right) * 100 \% \quad 4.4$$

Für WEA, die aufgrund einer fehlenden vermessenen LK keinen berechneten RE vorweisen können, gibt es die Möglichkeit, einen Ersatz-RE zu berechnen. Die fehlende LK kann durch eine von der Herstellerfirma bereitgestellte LK ersetzt werden, welche auch für die Bestimmung des Standortertrags verwendet wird. Dabei ist es bei zu großen BIN-Weiten erlaubt, die fehlenden BINs durch lineare Interpolation zu füllen. Aufgrund dieser LK können dann der Ersatz-RE (R_{Ersatz}) und der Ersatz-Standortertrag ($E_{St0,Ersatz}$) berechnet werden. Die Ersatzkennlinie darf nur für die Bestimmung der Standortgüte bei Inbetriebnahme der WEA verwendet werden. [25]

5 Berechnungsmodell

Der Einfluss von Unsicherheiten auf Ertragsgutachten und damit auch auf Standortgütern wird durch das im Folgenden beschriebene Berechnungsmodell untersucht. Dabei soll es die Vergütungssystematik des EEG 2017 abbilden, welche in Kapitel 2.5.9 beschrieben wurde. Dazu werden Windenergieprojekte mit bestimmten Standortbedingungen und verschiedenen Anlagentypen untersucht. Durch die systematische Veränderung einiger Parameter in dem beschriebenen Berechnungsmodell, können vorher definierte Zielgrößen analysiert werden. Dabei beruht das Modell auf den Vorgaben des EEG 2017 mit den in Kapitel 3 beschriebenen Methoden zur Berechnung des neuen RE und den in Kapitel 4 erläuterten Regeln zur Erstellung eines Ertragsgutachtens. In Kapitel 5.1 werden die Zielgrößen definiert, welche mit dem in 5.2 beschriebenen Berechnungsmodell ausgewertet werden sollen. In 5.3 wird die gewählte Datenbasis dargelegt und begründet, weshalb die ausgewählten Parameter in das Berechnungsmodell eingeflossen sind. Zuletzt wird in 5.4 eine Auswertungssystematik beschrieben, mit deren Hilfe die vorher definierten Zielgrößen analysiert werden können.

5.1 Zielgrößen

Bei der Konstruktion des Berechnungsmodells wurden zunächst einige aus der Aufgabenstellung hervorgehende Zielgrößen festgelegt. Es ist eine Bewertung von Unsicherheiten durchzuführen, welche sich auf die im EEG 2017 geforderten Ertragsgutachten bezieht. Außerdem sollten verschiedene Eingangsparameter variiert werden können, um zu bewerten, welche Auswirkungen diese Veränderungen auf die Standortgüte haben. Dabei werden alle Berechnungen auf die neue Vergütungssystematik, welche im Rahmen des Ausschreibungsmodells eingeführt wird, bezogen.

5.1.1 Auswirkungen von Unsicherheiten im Gutachten

Ziel der Untersuchung ist es, inwiefern Unsicherheiten im Gutachten die Standortgüte und damit auch die Höhe der Förderung beeinflussen. Im Rahmen der vorgegebenen Vergütungssystematik für Windenergie im Ausschreibungsmodell sollen dabei auch die Überprüfung der Standortgüte nach sechs Jahren betrachtet werden. Deshalb beinhaltet das Berechnungsmodell die Möglichkeit, die Unsicherheiten im Gutachten anzupassen und die Auswirkungen auf die Standortgüte mithilfe der P-Werte zu analysieren.

5.1.2 Auswirkungen von Standortparametern

Eine weitere Zielgröße sind verschiedene Standortparameter. Dabei soll untersucht werden, ob gewisse Standortparameter Vor- oder Nachteile bezüglich der neuen Vergütungssystematik bringen. Es werden drei Standorttypen mit spezifischen Parametern untersucht, welche in Kapitel 5.3.1 erläutert werden. Es wird unter anderem bewertet, ob sich durch gewisse Standortparameter niedrigere Unsicherheiten ergeben.

5.1.3 Auswirkungen von Anlagenparametern

Bei der FGW e. V. sind die RE mit den vermessenen LK für alle WEA-Typen hinterlegt, bei denen der RE nach fünf Jahren Betrieb nachgewiesen werden musste. Diese Daten sollen genutzt werden und in das Berechnungsmodell einfließen. Es soll analysiert werden, ob die verschiedenen Anlagenparameter Auswirkungen auf die Standortgüte haben und ob sie Auswirkungen auf die Unsicherheiten bei einem Ertragsgutachten haben.

5.2 Aufbau des Berechnungsmodells

In Abbildung 17 wird die Struktur des Berechnungsmodells dargestellt. Die einzelnen Bausteine sind in unterschiedlichen Farben repräsentiert. In den grün markierten Feldern müssen die verschiedenen Parameter eingetragen werden, aus welchen dann die Zwischenergebnisse (blaue Felder) berechnet werden. Die eigentlichen Hauptergebnisse sind in den roten Feldern zu finden. Zur besseren Übersicht ist das Berechnungsmodell in verschiedenfarbig umrandete Module unterteilt. Die Struktur dieses Kapitels ist an die Module angelehnt.

In Kapitel 5.2.1 wird die Berechnung der Standortgüte für spezifische Windenergieprojekte beschrieben. Dies wird in Abbildung 17 durch das braun umrandete Modul symbolisiert. Mit der LK eines WEA-Typs und deren NH lässt sich zunächst der RE berechnen. Dabei sind die Parameter des Referenzstandorts frei wählbar. Gleichzeitig müssen zur Berechnung des Nettoenergieertrags der WEA die Standortparameter sowie die Energieverlustfaktoren eingetragen werden. Aus dem Nettoenergieertrag und dem RE wird dann die Standortgüte des Windenergieprojekts berechnet. Des Weiteren wird unter Anwendung der in das Berechnungsmodell eingetragenen Unsicherheiten, die P-Werte für das Windenergieprojekt errechnet.

Kapitel 5.2.2 beschreibt, wie der zuvor aufgrund des Nettoenergieertrags berechneten Standortgüte des Windenergieprojekts der passende Korrekturfaktor zugeteilt wird. Dies ist durch das blau umrandete Modul dargestellt. Die Stützstellen der Korrekturfaktoren können dabei auch verändert werden.

In Kapitel 5.2.3 wird beschrieben, wie das Berechnungsmodell anhand der P-Werte die Vergütungsanpassung nach fünf Jahren untersucht. Dieses Modul ist rot umrandet. Es kann ein Gebot für das Windenergieprojekt eingetragen werden, anhand dessen sich die Vergütung der ersten fünf Jahre mithilfe des ermittelten Korrekturfaktors berechnet (Ist-Vergütung). Aus der Ist-Vergütungshöhe werden die Einnahmen für die ersten fünf Jahre berechnet, die das Windenergieprojekt erzielt, wenn es die im Gutachten angegebenen P-Werte erreicht (Ist-Einnahmen). Daraus ergibt sich die Betrachtung des Modells für die ersten fünf Jahre. Danach erfolgt die Überprüfung der Standortgüte. Bei Erträgen, die vom Nettoenergieertrag, also P₅₀-Wert, abweichen, wird eine neue Standortgüte mit neuen Korrekturfaktoren berechnet. Aus den neuen Korrekturfaktoren ergeben sich neue Vergütungshöhen, die rückwirkend für die letzten fünf Jahre gelten (Soll-Vergütung).

Aus den neuen Soll-Vergütungssätzen und den entsprechenden P-Werten werden die Soll-Einnahmen berechnet. Werden nun Soll- und Ist-Einnahmen gegenübergestellt, so erhält man die Rück- bzw. Nachzahlung, die das Windenergieprojekt für die vergangenen fünf Jahre zu leisten hat, wenn die Erträge einem beliebigen P-Wert entsprechen.

Kapitel 5.2.4 beschreibt das letzte Modul im Berechnungsmodell und bezieht sich auf die gelb umrandeten Parameter. Dabei wird die mittlere Windgeschwindigkeit schrittweise geändert, um zu analysieren, welche Auswirkungen dies auf die Standortgüte hat.

Das Berechnungsmodell bietet die Möglichkeit, sechs Windenergieprojekte parallel anzulegen. Es können beispielsweise sechs LKs eingefügt werden, sechs verschiedene Standortparameter oder sechs unterschiedliche Unsicherheiten. Die Kombination der Parameter ist dabei beliebig. In den Ergebnissen können die sechs Windenergieprojekte miteinander verglichen und bewertet werden.

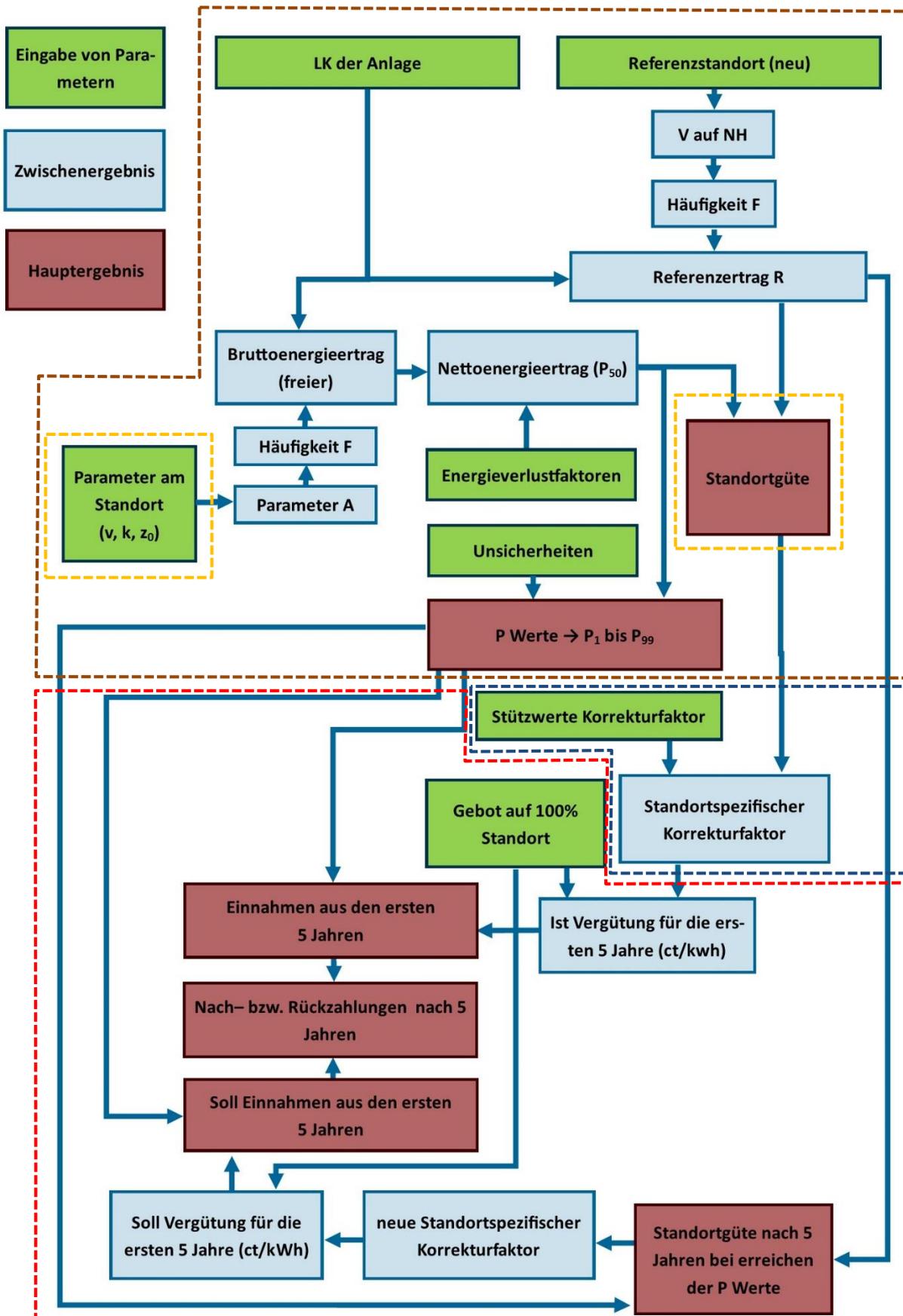


Abbildung 17: Struktur des Berechnungsmodells

5.2.1 Standortgüte laut Gutachten

Für die Berechnung der Standortgüte müssen der RE und der Standortertrag berechnet werden. Dies geschieht in den zwei untergeordneten Modulen *Erträge laut Gutachten* und *Referenzertrag*. Diese Module sind wiederum aufgeteilt in verschiedene Bereiche in denen Teilberechnungen durchgeführt werden.

Referenzertrag

Für die Berechnung des RE muss zunächst die vermessene LK der betrachteten WEA vorliegen. Die bei der FGW hinterlegten LK der Anlagenhersteller können direkt als CSV-Datei in das Berechnungsmodell importiert werden. Dabei muss noch die Eingabe der Rotorfläche, Nennleistung und der gewünschten NH erfolgen.

Mit der zuvor eingegebenen NH wird über das durch den Referenzstandort definierte Windprofil eine mittlere Windgeschwindigkeit auf NH berechnet. Die Parameter des Referenzstandorts sind veränderbar. Der Hellman-Exponent, die Referenzwindgeschwindigkeit und die Referenzhöhe sind variabel. Ein weiterer Parameter der verändert werden kann ist der Formfaktor der Weibullverteilung (k-Faktor). Abbildung 18 zeigt das Vorgehen bei der Berechnung der Häufigkeitsverteilung.

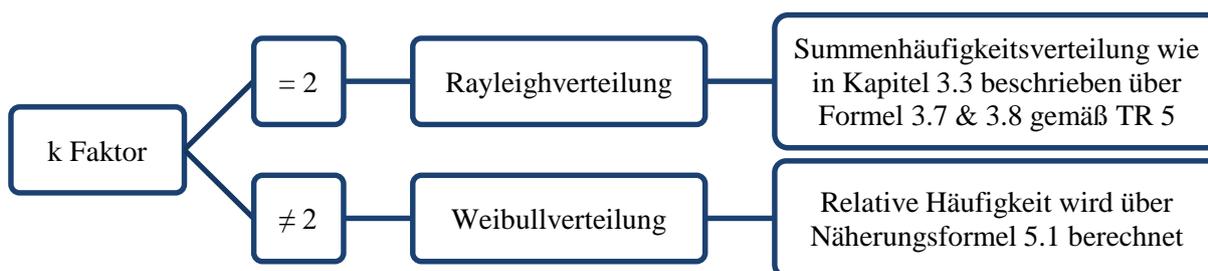


Abbildung 18: Berechnung der Häufigkeitsverteilung für verschiedene k-Faktoren

Es muss dabei unterschieden werden zwischen Weibullverteilung und dem Sonderfall der Rayleigh-Verteilung. Sollte es sich um eine Rayleigh-Verteilung handeln, werden die Formeln 3.7 und 3.8 aus Kapitel 3.3 herangezogen. Bei einer Weibullverteilung wird die Näherungsformel 5.1 verwendet, um die relative Häufigkeit zu berechnen. [26]

$$H(v_i) = \frac{k}{v_{Na}} * \left(0,568 + \frac{0,434}{k}\right)^{\frac{1}{k}} * \left(\frac{v_i}{v_{Na}} * \left(0,568 + \frac{0,434}{k}\right)^{\frac{1}{k}}\right)^{k-1} * e^{-\left(\frac{v_i}{v_{Na}} * \left(0,568 + \frac{0,434}{k}\right)^{\frac{1}{k}}\right)^k} \quad 5.1$$

Die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten und die LK der WEA ergeben den Referenzertrag R . Wird dabei die Rayleigh-Verteilung mit den Summenhäufigkeiten genutzt, erfolgt die Berechnung des RE gemäß der in Kapitel 3.4 beschriebenen Methoden nach TR5. Bei Verwendung der relativen Häufigkeit werden die Leistungsdaten direkt mit den Häufigkeiten der entsprechenden Wind-BINs multipliziert.

Erträge laut Gutachten

Zur Ermittlung des Standortertrags wird die gleiche LK verwendet, die auch schon bei der Berechnung des RE genutzt wurde. Alternativ dazu kann eine andere LK im Berechnungsmodell angewendet werden. Dies ist nötig, wenn eine Luftdichte-Korrektur an der LK durchgeführt wurde oder es sich um eine schallreduzierte LK handelt.

Über die Standortparameter werden dem Windenergieprojekt spezifische Windbedingungen zugeordnet, woraus sich das Windprofil bestimmen lässt. Mithilfe des Windprofils sowie der NH der WEA wird die mittlere Windgeschwindigkeit auf NH berechnet. Anhand der mittleren Windgeschwindigkeit sowie des k-Faktors lässt sich über Formel 5.1 die Häufigkeitsverteilung des Standorts berechnen. Es wird nicht das Potenzgesetz nach Hellmann verwendet, sondern ein logarithmisches Windprofil angenommen. Für das Potenzgesetz nach Hellmann sind keine standortspezifischen Parameter bezüglich des Hellmannindex bekannt. Mit dem logarithmischen Windprofil lassen sich die Standortbedingungen jedoch über die Rauigkeitslänge abbilden. Zur Berechnung der Häufigkeitsverteilung werden:

- die Höhe der mittleren Windgeschwindigkeit,
- die Rauigkeitslänge,
- die mittlere Windgeschwindigkeit und
- der k-Faktor im Berechnungsmodell übernommen.

Aus der LK und der Häufigkeitsverteilung wird der Bruttoenergieertrag errechnet. Dieser muss noch mit den Energieverlustfaktoren beaufschlagt werden, um den Nettoenergieertrag zu erhalten. Die Energieverlustfaktoren können für jedes Windenergieprojekt nach Tabelle 7 bewertet werden. Der Nettoenergieertrag entspricht dem Standortertrag E_{St0} , woraus mit dem Referenzertrag R über Formel 4.4 die Standortgüte SG berechnet wird.

Mithilfe einer Unsicherheitenanalyse nach Kapitel 4.6 werden die P-Werte für den Nettoenergieertrag gebildet. Dabei müssen Abschätzungen der Unsicherheiten in das Berechnungsmodell eingetragen werden. Die Erträge für die Überschreitungswahrscheinlichkeiten werden in ein-Prozent-Schritten von P_1 bis P_{99} berechnet.

5.2.2 Korrekturfaktoren

Das Berechnungsmodell weist jedem Windenergieprojekt über die zuvor berechnete Standortgüte den entsprechenden Korrekturfaktor zu. Die Korrekturfaktoren werden über Stützstellen definiert, welche verändert werden können. Sie sind für Standortgüten von 70 % bis 150 % in zehn-Prozent-Schritten definiert. Zwischen den Stützstellen wird linear interpoliert.

5.2.3 Analyse anhand der P-Werte

In diesem Modul des Berechnungsmodells werden die eingetragenen veränderbaren Parameter anhand der P-Werte analysiert. Dabei ist es in mehrere untergeordnete Module unterteilt. In jedem Modul werden Teilberechnungen durchgeführt.

Zuschlagswert (Gebote)

Zunächst muss ein Gebot für das angelegte Windenergieprojekt eingetragen werden. Dieses Gebot stellt den Zuschlagswert dar, der in Kapitel 2.5.9 beschrieben wurde. Dabei wird das Gebot auf den 100 % Standort abgegeben und mit dem Korrekturfaktor multipliziert. Daraus ergibt sich der anzulegende Wert. Es ist auch möglich, den anzulegenden Wert einzutragen, woraus dann das Gebot berechnet wird.

Standortgüte nach fünf Jahren

Mit den vorher berechneten P-Werten P_1 bis P_{99} , wird der Energieertrag für die ersten fünf Jahre bestimmt. Aus den Erträgen für die ersten fünf Jahre wird für jeden P-Wert die zugehörige Standortgüte berechnet. Dabei wird analysiert, inwieweit die Standortgüte des P_{50} -Werts, welcher der Ausgangspunkt zur Berechnung des anzulegenden Werts war, von der Standortgüte der P-Werte abweicht. Mit den neu berechneten Standortgüten werden neue Korrekturfaktoren für die entsprechenden P-Werte berechnet. Dabei wird nur ein neuer Korrekturfaktor berechnet, wenn der P-Wert um mehr als zwei Prozent vom P_{50} -Wert abweicht.

Vergütungsanpassung nach fünf Jahren

Mit den neu berechneten Korrekturfaktoren werden anhand des vorher abgegebenen Zuschlagswerts die rückwirkenden anzulegenden Werte berechnet. Die Erträge und die anzulegenden Werte der entsprechenden P-Werte werden miteinander multipliziert, woraus sich die Soll-Einnahmen der ersten fünf Jahre ergeben. Die Ist-Einnahmen werden über den ursprünglichen anzulegenden Wert, entsprechend dem P_{50} -Wert und den Energieerträgen der verschiedenen P-Werte berechnet.

Rück-/Nachzahlungen nach fünf Jahren

Die Soll-Einnahmen und Ist-Einnahmen der verschiedenen P-Werte werden voneinander abgezogen. Daraus ergeben sich zum einen die Nachzahlungen, die das Windenergieprojekt erhält, wenn der P-Wert niedriger als der P_{50} Wert ist (z.B. beim Erreichen des P_{75} Wertes). Zum anderen werden die Rückzahlungen berechnet, die das Windenergieprojekt leisten muss, sollte der P-Wert höher sein als der P_{50} Wert (z.B. beim Erreichen des P_{30} Wertes).

5.2.4 Analyse der mittleren Windgeschwindigkeit

Die Analyse erfolgt über ein Programm, welches den Wert der mittleren Windgeschwindigkeit bei der Eingabe der Standortparameter schrittweise verändert. Für jeden Schritt werden die mittlere Windgeschwindigkeit sowie die AEP des Windenergieprojekts abgespeichert. Hieraus lässt sich der Zusammenhang der Windgeschwindigkeit und der Standortgüte ableiten und untersuchen.

5.3 Datenbasis

In Abbildung 17 sind die veränderbaren Parameter des Berechnungsmodells aufgeführt. In diesem Kapitel wird beschrieben, auf welcher Datenbasis die verschiedenen Parameter gewählt wurden. Dabei werden die Werte zusammengefasst und begründet, aus welchem Grund welche Werte gewählt wurden.

5.3.1 Standortbedingungen

Drei verschiedene Standorte werden im Berechnungsmodell betrachtet. Diese sind über die Parameter der mittleren Windgeschwindigkeit auf 100 m über Grund \bar{v}_{100m} , der Rauigkeitslänge und dem k-Faktor definiert. Die mittlere Windgeschwindigkeit auf 100 m ergibt sich aus den Windzonen, die durch das Deutsche Institut für Bautechnik (DIBt) festgelegt werden. Jedem Landkreis in Deutschland ist eine entsprechende Windzone zugeteilt. Die verschiedenen Zonen in Deutschland sind in Abbildung 19 dargestellt. [27]

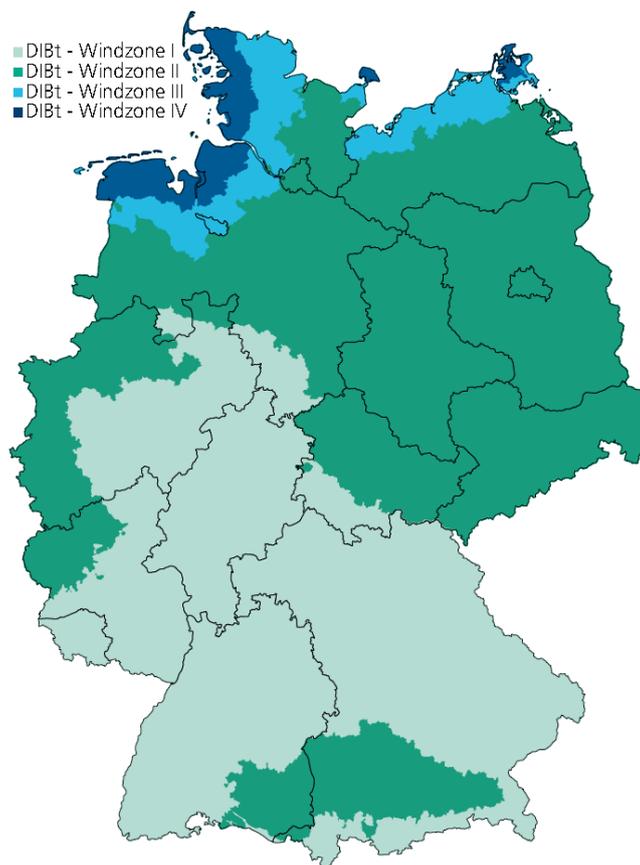


Abbildung 19: DIBt-Windzonen zugeordnet zu den PLZ-Gebieten [20]

Den unterschiedlichen Windzonen sind Basiswindgeschwindigkeiten zugeteilt, aus welchen sich wiederum die mittleren Windgeschwindigkeiten ableiten. Die Basiswindgeschwindigkeiten in den verschiedenen Windzonen sind in DIN EN 1991-1-4/NA definiert und werden über die Geländekategorien I bis IV nochmals bezüglich der Bodenrauigkeit unterschieden. [28] Zur Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit auf 100 m wurde der vereinfachte DIBt-Ansatz für die Geländekategorien I und II verwendet, welcher durch die Formeln 5.2 und 5.3 beschrieben wird. [27] Geländekategorie II entspricht

Gelände mit Hecken, einzelnen Gehöften, Häusern oder Bäumen. Dies beschreibt die Bodenrauigkeit und Topografie in ausreichender Komplexität für die im Berechnungsmodell verwendeten Windenergieprojekte. Die Basiswindgeschwindigkeiten mit den zugehörigen mittleren Windgeschwindigkeiten sind in Tabelle 12 aufgeführt.

Tabelle 12: Basiswindgeschwindigkeiten der Windzonen [28]

Windzone	Basiswindgeschwindigkeit $v_{b,0}$	Mittlere Windgeschwindigkeit \bar{v}_{100m}
Windzone 1	$22,5 \frac{m}{s}$	$6,15 \frac{m}{s}$
Windzone 2	$25,0 \frac{m}{s}$	$6,84 \frac{m}{s}$
Windzone 3	$27,5 \frac{m}{s}$	$7,51 \frac{m}{s}$

$$v_{b,0}(100m) = 1,15 * v_{b,0} * \left(\frac{100}{10}\right)^{0,121} \quad 5.2$$

$$\bar{v}_{100m} = 0,18 * v_{b,0}(100m) \quad 5.3$$

Bei der Rauigkeitslänge wurden verschiedene Geländetypen für die Standortbedingungen angenommen. Für den Starkwindstandort wurde Ackerland angenommen. Am Mittelwindstandort wird der Geländetyp durch Heide mit wenigen Büschen und Bäumen beschrieben und am Schwachwindstandort durch Wald. [26]

Für den k-Faktor wurde für alle Standorte der gleiche Wert angenommen. Dabei entspricht der gewählte Wert ungefähr Standorten in Mitteleuropa. Da dieser somit auch für Deutschland gilt, wurde die Vereinfachung k-Faktor = 2 angenommen. Außerdem wurde die Höhenabhängigkeit des k-Faktors nicht berücksichtigt. Tabelle 13 zeigt eine Zusammenfassung der für das Berechnungsmodell gewählten Parameter.

Tabelle 13: Definition der Standortparameter für verschiedene Standortkategorien

Standort	Rauigkeitslänge z_0	k-Faktor	\bar{v}_{100m}	Windzone
Schwachwindstandort	0,3	2	$6,15 \frac{m}{s}$	Windzone 1
Mittelwindstandort	0,1	2	$6,84 \frac{m}{s}$	Windzone 2
Starkwindstandort	0,03	2	$7,51 \frac{m}{s}$	Windzone 3

5.3.2 Windenergieanlagen

Für das Anlegen eines Windenergieprojekts im Berechnungsmodell muss zunächst eine WEA gewählt werden. Dabei müssen die entsprechende LK und die NH der ausgewählten WEA in das Modell eintra-

gen werden. Da sich alle Untersuchungen auf das Ausschreibungsmodell beziehen, ist es sinnvoll, aktuell häufig realisierte Anlagentypen von verschiedenen Herstellern im Berechnungsmodell zu betrachten. Eine weitere Voraussetzung ist, dass die LK der ausgewählten WEA bei der FGW vorliegt. Nur mit den offiziell vermessenen LK kann der RE richtig bestimmt werden. Die standortspezifischen Konfigurationen von WEA waren ebenso ein ausschlaggebender Faktor bei der Auswahl. Es sollten Anlagen für Starkwind- und Schwachwindregionen betrachtet werden.

Um diese Kriterien hinsichtlich der ausgewählten WEA zu erfüllen, wurde zunächst das Anlagenregister der BNetzA analysiert. Im Register werden seit 1. August 2014 alle neu in Betrieb genommenen EE Anlagen gemeldet. Bei der Analyse wurden nur im Jahr 2015 in Betrieb genommene Anlagen betrachtet. Da der Trend in Deutschland seit Jahren zu schwachwindoptimierten WEA mit niedriger Flächenleistung hinführt, wurden größtenteils Anlagen mit niedrigem Rotor-Nennleistungsverhältnis berücksichtigt. [14] Unter weiterer Anwendung der oben aufgeführten Kriterien wurden sieben verschiedene Anlagen im Berechnungsmodell ausgewertet.

Die verschiedenen Anlagen werden in Tabelle 15 dargestellt. Die LK sind interne, vertrauliche Informationen der FGW e.V., weshalb die Namen der Hersteller und des Anlagentyps nicht genannt werden. Des Weiteren sind die Flächenleistungen, Nennleistungen und die NH gerundet, um eine Zuordnung der WEA-Typen zu verhindern. Die Anlagen werden von eins bis sieben durchnummeriert und sind dabei nach ihrer Flächenleistung geordnet. Es wird unterschieden zwischen schwachwind-, mittelwind-, und starkwindoptimierten Anlagen. Dabei wird die Definition wie in Tabelle 14 vorgenommen, welche sich an der durchschnittlichen Anlagenkonfiguration in den verschiedenen Windzonen orientiert. Die durchschnittlichen NH der verschiedenen Standorttypen fließen teilweise zur besseren Vergleichbarkeit der Anlagentypen in das Berechnungsmodell mit ein.

Tabelle 14: Kategorisierung der WEA typen [15]

Anlagentyp	Flächenleistung Fl	NH	Windzone entsprechend
Schwachwindanlagen	$Fl < 300 \frac{W}{m^2}$	140 m	Windzone 1
Mittelwindanlagen	$300 \frac{W}{m^2} \leq Fl < 400 \frac{W}{m^2}$	120 m	Windzone 2
Starkwindanlagen	$400 \frac{W}{m^2} \leq Fl$	100 m	Windzone 3/4

Tabelle 15: Im Berechnungsmodell untersuchte WEA

Anlagennummer	Anlagentyp	Flächenleistung	Nennleistung	NH
Anlage 1	Schwachwindanlage	220 $\frac{W}{m^2}$	2.5 MW	140 m
Anlage 2	Schwachwindanlage	270 $\frac{W}{m^2}$	3.3 MW	120 m
Anlage 3	Mittelwindanlage	310 $\frac{W}{m^2}$	3.2 MW	120 m
Anlage 4	Mittelwindanlage	340 $\frac{W}{m^2}$	3.3 MW	120 m
Anlage 5	Mittelwindanlage	350 $\frac{W}{m^2}$	2.4 MW	110 m
Anlage 6	Mittelwindanlage	380 $\frac{W}{m^2}$	3.1 MW	150 m
Anlage 7	Starkwindanlage	570 $\frac{W}{m^2}$	3.0 MW	110 m

5.3.3 Unsicherheiten

Um eine Orientierung bei der Einschätzung der Unsicherheiten zu erhalten, wurde ein vom Bundesverband Windenergie (BWE) durchgeführter Ringvergleich herangezogen. Ziel des Ringvergleichs war es, die Schwankungen in Windgutachten zu analysieren. Dabei wurde auch eine Abschätzung der Unsicherheiten für die Ertragsgutachten vorgenommen. Diese Abschätzung wurde als Grundlage gewählt, um die Unsicherheiten im Berechnungsmodell abzuschätzen. Die Abschätzung erfolgt aufgrund der in Tabelle 16 aufgeführten Teilunsicherheiten, die im Ringvergleich beschrieben werden. [29] Die Unsicherheit für die Energieverlustfaktoren U_{lc} können direkt aus den Verlusten abgeleitet werden. Es gilt, dass U_{lc} gleich ein Viertel der angenommenen Verluste ist. [23]

Tabelle 16: Unsicherheiten aus dem BWE Ringvergleich [29]

	Winddatenbasis	Mod. Windfeld	Mod. Parkeffekt	Eingangsdaten WEA	Gesamt
Symbol	U_{wd}	U_{wf}	U_{pe}	U_{tp}	U_{tot}
Mittelwert	8,9	7,7	2,8	7,2	14,8
Minimum	4,0	2,3	0,4	3,2	12,3
Maximum	15,1	12,4	6,0	11,5	18,0

5.3.4 Energieverlustfaktoren

Für die Energieverlustfaktoren wurden für alle im Berechnungsmodell eingetragenen Windenergieprojekte Gesamtverluste von 6,6 % angenommen. Hieraus ergibt sich eine Gesamteffizienz von 93,4 %. Dieser Wert ist eine reine Abschätzung und orientiert sich an typischen Verlusten von 4 % bis 8 %. [30] Er wurde für alle Windenergieprojekte gleich gewählt, um eine bessere Vergleichbarkeit der restlichen Parameter zu garantieren.

5.3.5 Zuschlagswerte

Die im Berechnungsmodell abgegebenen Gebote auf den 100 % Standort orientieren sich an einer Kostenstudie der Deutschen Windguard, die im Dezember 2015 aktualisiert wurde. Dabei werden die Stromgestehungskosten für verschiedene Standortgüter und, unter Annahme von Veränderungen, der Eingangsparameter gebildet. Die Grundlage aller Kostenannahmen beruht in der Kostenstudie jedoch auf dem zweistufigen Referenzertragsmodell und die Standortgüter beruhen auf dem alten Referenzstandort. Bis zum jetzigen Zeitpunkt liegt noch keine Kostenstudie vor, die das neue Ausschreibungsmodell in vollem Umfang berücksichtigt. Deshalb wurde ein gewisser Fehler bei der Abschätzung der Stromgestehungskosten und damit der Gebote akzeptiert. Die in Tabelle 17 aufgeführten Stützstellen für die Abgabe des Gebots wurden aus der Kostenstudie übernommen. Bei Standortgütern, die zwischen den Stützstellen liegen, wurde linear interpoliert.

Tabelle 17: Stromgestehungskosten bei Veränderung verschiedener Eingangsparameter [15]

Stromgestehungskosten in ct/kWh	Standortgüte									
	60%	70%	80%	90%	100%	110%	120%	130%	140%	150%
Ausgangsfall	9,6	8,6	7,8	7,2	6,7	6,3	6,1	5,8	5,5	5,3
Kostensteigernde Parameter	12,2	10,8	9,7	8,9	8,4	7,9	7,5	7,1	6,8	6,5
Kostensenkende Parameter	8,2	7,3	6,7	6,2	5,8	5,5	5,2	5,0	4,8	4,6

5.3.6 Parameter aus dem Erneuerbaren Energien Gesetz 2017

Die veränderbaren Parameter, welche sich aus dem EEG 2017 ergeben, wurden entsprechend dem Gesetzbeschluss gewählt. Dabei entsprechen die Stützwerte der Korrekturfaktoren den in Kapitel 2.5.9, Tabelle 4 beschriebenen Werten. Für den Referenzstandort wurden die Werte aus Kapitel 3.2, Tabelle 5 entsprechend des EEG 2017 in das Berechnungsmodell aufgenommen. Diese Parameter wurden als veränderbar in das Berechnungsmodell aufgenommen, da zum Zeitpunkt der Erstellung des Modells noch nicht feststand, ob die entsprechenden Werte wirklich so in das EEG 2017 einfließen würden.

5.4 Auswertungssystematik

Mit dem beschriebenen Berechnungsmodell und der zugrunde gelegten Datenbasis sollten über eine Auswertungssystematik die vorher definierten Zielgrößen analysiert werden. Es wurden insgesamt sechs Auswertungsrunden erstellt, bei welchen einige Parameter verändert wurden und andere unverändert blieben. Im folgenden Abschnitt werden die einzelnen Auswertungsrunden vorgestellt. Dabei wird beschrieben, welches Ziel die Auswertungsrunde verfolgt und welche Werte für die Parameter dabei verwendet wurden. Tabelle 18 gibt eine Übersicht über die verschiedenen Auswertungsrunden.

Tabelle 18: Übersicht der verschiedenen Auswertungsrunden

Auswertungsrunde	Kapitel	Veränderbare Parameter	Beschreibung
1	5.4.1	Unsicherheit & Standorttyp	Unsicherheiten für verschiedene Standorttypen
2	5.4.2	Gebote, Anlagen- & Standorttyp	Zuschlagswerte für verschiedene Windprojekte
3	5.4.3	Unsicherheiten	Unsicherheiten an einem Mittelwindstandort
4	5.4.4	Anlagentypen & die mittlere Windgeschwindigkeit auf NH	Anlagentypen an verschiedenen Standorten mit unterschiedlichen mittleren Windgeschwindigkeiten
5			
6			

5.4.1 Unsicherheiten für verschiedene Standorttypen

Durch diese Auswertungsrunde sollte ersichtlich werden, ob hohe Unsicherheiten im Gutachten an gewissen Standorttypen problematischer sind als an anderen. Hierfür wurden die in Kapitel 5.3.1 definierten Standorte jeweils mit einer hohen und einer niedrigen Gesamtunsicherheit beaufschlagt. Die Gesamtunsicherheit richtet sich dabei nach den in Kapitel 5.3.3 beschriebenen Minimal- und Maximalwerten, wobei die Teilunsicherheit für die Energieverlustfaktoren nicht berücksichtigt wird. Der Anlagentyp, das Gebot auf den 100 % Standort und die Energieverlustfaktoren werden bei den einzelnen Windenergieprojekten konstant gehalten. Ebenso die im Gesetzbeschluss für das EEG 2017 beschriebenen Parameter. Tabelle 19 stellt die Auswertungssystematik für die erste Auswertungsrunde mit den gewählten Parametern dar.

Tabelle 19: Unsicherheiten für verschiedene Standorte (1. Auswertungsrunde)

Parameter	Windenergieprojekte					
	1	2	3	4	5	6
Anlagentyp	Anlage 6; $380 \frac{w}{m^2}$; 140 m					
Standort	Schwachwindstandort $z_0 = 0,3 \text{ m};$ $\bar{v}_{100m} = 6,15 \frac{m}{s}$ $k = 2$		Mittelwindstandort $z_0 = 0,1 \text{ m};$ $\bar{v}_{100m} = 6,84 \frac{m}{s}$ $k = 2$		Starkwindstandort $z_0 = 0,03 \text{ m};$ $\bar{v}_{100m} = 7,51 \frac{m}{s}$ $k = 2$	
Unsicherheit U_{tot}	12,3 %	18,0 %	12,3 %	18,0 %	12,3 %	18,0 %
Gebot (100 %)	Ausgangsfall 100% Standort: $6,70 \frac{ct}{kWh}$					
Energieverlustfaktoren	Gesamteffizienz der Projekte entspricht 93,4 %					
Korrekturfaktoren	Gesetzbeschluss EEG 2017 vgl. Kapitel 2.5.9, Tabelle 4					
Referenzstandort	Gesetzbeschluss EEG 2017: $v_{ref} = 6,45 \frac{m}{s}$; $h_{ref} = 100 \text{ m}$; $\alpha = 0,25$					

5.4.2 Zuschlagswerte für verschiedene Windenergieprojekte

Den Windenergieprojekten in dieser Runde werden die drei Standorttypen zugrunde gelegt und passende Anlagentypen zugeordnet. Das heißt, ein Schwachwindstandort mit einer Schwachwindanlage, ein Mittelwindstandort mit einer Mittelwindanlage und ein Starkwindstandort mit einer Starkwindanlage. Die Gebote auf den 100 % Standort werden so gewählt, dass der anzulegende Wert, also die Vergütung, den in Kapitel 5.3.5, Tabelle 17 angegebenen Stromgestehungskosten entspricht. Dabei werden die im Modell berechneten Standortgüten bei der Abgabe des Gebots in der Auswertungsrunde berücksichtigt. Es wird für jeden Standort- und Anlagentyp ein hohes und niedriges Gebot ausgewählt. Das hohe Gebot stellt den Ausgangsfall dar, wobei zwischen den Standortgüten der Windenergieprojekte linear interpoliert wird. Das niedrige Gebot entspricht den Stromgestehungskosten wenn kostensenkenden Parameter der Kostenstudie umgesetzt werden können. Ziel dieses Vorgehens ist es, die verschiedenen Standortgüten bezüglich der Vergütungshöhe zu untersuchen. Wobei jedoch die gewählten Stromgestehungskosten für das einstufige Referenzertragsmodell nach EEG 2014 gelten. Tabelle 20 stellt die Auswertsystematik für die zweite Auswertungsrunde mit den gewählten Parametern dar.

Tabelle 20: Zuschlagswerte für verschiedene Windenergieprojekte (2. Auswertungsrunde)

Parameter	Windenergieprojekte					
	1	2	3	4	5	6
Anlagentyp	Anlage 1; $220 \frac{w}{m^2}$; 140 m		Anlage 4; $340 \frac{w}{m^2}$; 120 m		Anlage 7; $570 \frac{w}{m^2}$; 110 m	
Standort	Schwachwindstandort $z_0 = 0,3 \text{ m}$; $\bar{v}_{100m} = 6,15 \frac{m}{s}$ $k = 2$		Mittelwindstandort $z_0 = 0,1 \text{ m}$; $\bar{v}_{100m} = 6,84 \frac{m}{s}$ $k = 2$		Starkwindstandort $z_0 = 0,03 \text{ m}$; $\bar{v}_{100m} = 7,51 \frac{m}{s}$ $k = 2$	
Unsicherheit U_{tot}	Mittelwert der Gesamtunsicherheit: 14,8 %					
Anzulegender Wert (Tabelle 17)	$7,44 \frac{ct}{kWh}$	$6,40 \frac{ct}{kWh}$	$6,70 \frac{ct}{kWh}$	$5,80 \frac{ct}{kWh}$	$5,95 \frac{ct}{kWh}$	$5,10 \frac{ct}{kWh}$
Gebot (100 %)	$6,62 \frac{ct}{kWh}$	$5,69 \frac{ct}{kWh}$	$6,70 \frac{ct}{kWh}$	$5,80 \frac{ct}{kWh}$	$6,84 \frac{ct}{kWh}$	$5,86 \frac{ct}{kWh}$
Energieverlustfaktoren	Gesamteffizienz der Projekte entspricht 93,4 %					
Korrekturfaktoren	Gesetzbeschluss EEG 2017 vgl. Kapitel 2.5.9, Tabelle 4					
Referenzstandort	Gesetzbeschluss EEG 2017: $v_{ref} = 6,45 \frac{m}{s}$; $h_{ref} = 100 \text{ m}$; $\alpha = 0,25$					

5.4.3 Unsicherheiten an einem Mittelwindstandort

Diese Auswertungsrunde betrachtet für alle Windenergieprojekte einen Mittelwindstandort mit einer entsprechenden Mittelwindanlage. Dabei werden die Unsicherheiten schrittweise gesteigert. Dies soll zeigen, wie sich die Unsicherheiten des Gutachtens auf einen durchschnittlichen Standort auswirken. In Tabelle 21 sind alle ausgewählten Parameter aufgeführt.

Tabelle 21: Unsicherheiten an einem Mittelwindstandort (3. Auswertungsrunde)

Parameter	Windenergieprojekte					
	1	2	3	4	5	6
Anlagentyp	Anlage 6; $380 \frac{w}{m^2}$; 140 m					
Standort	Mittelwindstandort; $z_0 = 0,1 \text{ m}$; $\bar{v}_{100m} = 6,84 \frac{m}{s}$; $k = 2$					
Unsicherheit U_{tot}	10,0 %	12,0 %	14,0 %	16,0 %	18,0 %	20,0 %
Gebot (100 %)	Ausgangsfall 100 % Standort: $6,70 \frac{ct}{kWh}$					
Energieverlustfaktoren	Gesamteffizienz der Projekte entspricht 93,4 %					
Korrekturfaktoren	Gesetzbeschluss EEG 2017 vgl. Kapitel 2.5.9, Tabelle 4					
Referenzstandort	Gesetzbeschluss EEG 2017: $v_{ref} = 6,45 \frac{m}{s}$; $h_{ref} = 100 \text{ m}$; $\alpha = 0,25$					

5.4.4 Anlagentypen an verschiedenen Standorten

In den folgenden drei Auswertungsrunden sind verschiedene Anlagentypen mit jeweils einem Standorttyp kombiniert. Dabei wurden die NH für alle Windenergieprojekte einer Auswertungsrunde vereinheitlicht, um eine bessere Vergleichbarkeit der verschiedenen Anlagenkonfigurationen zu erhalten. Diese Auswertungsrunden analysieren, ob gewisse Anlagentypen und Standorttypen Vor- bzw. Nachteile bei der Bestimmung des Standortertrags und damit auch der Standortgüte haben. Hierfür wird der unter 5.2.4 beschriebene Abschnitt des Berechnungsmodells herangezogen. Durch das Erhöhen und Senken der mittleren Windgeschwindigkeit in 100 m Höhe (\bar{v}_{100m}) wird untersucht, wie stark sich die Standortgüte in verschiedenen Windgeschwindigkeitsbereichen verändert. Da die Unsicherheiten in Windgutachten, wie in Kapitel 4.6.1 beschrieben, überwiegend auf der falschen Einschätzung der mittleren Windgeschwindigkeit auf NH beruhen, sollen diese Auswertungsrunden Fehleinschätzungen bewerten. Dabei soll analysiert werden, ob es Faktoren gibt, bei denen eine Fehleinschätzung der mittleren Windgeschwindigkeit auf NH einen geringeren Effekt auf die Standortgüte hat. Tabelle 18 stellt die gewählten Parameter für Schwachwindstandort, Mittelwindstandort und den Starkwindstandort dar.

Tabelle 22: Anlagentypen an verschiedenen Standorten (4. bis 6. Auswertungsrunde)

Parameter	Windenergieprojekte					
	1	2	3	4	5	6
Anlagentyp	Anlage 1 $220 \frac{w}{m^2}$	Anlage 2 $270 \frac{w}{m^2}$	Anlage 3 $310 \frac{w}{m^2}$	Anlage 4 $340 \frac{w}{m^2}$	Anlage 5 $350 \frac{w}{m^2}$	Anlage 6 $380 \frac{w}{m^2}$
Auswertungsrunde 4	Schwachwindstandort: $z_0 = 0,3 \text{ m}$; $\bar{v}_{100m} = 6,15 \frac{m}{s}$; $k = 2$			NH: 140 m		
Auswertungsrunde 5	Mittelwindstandort: $z_0 = 0,1 \text{ m}$; $\bar{v}_{100m} = 6,84 \frac{m}{s}$; $k = 2$			NH: 120 m		
Auswertungsrunde 6	Starkwindstandort: $z_0 = 0,03 \text{ m}$; $\bar{v}_{100m} = 7,51 \frac{m}{s}$; $k = 2$			NH: 100 m		
Unsicherheit U_{tot}	Mittelwert der Gesamtunsicherheit: 14,8 %					
Gebot (100 %)	Ausgangsfall 100% Standort: $6,7 \frac{ct}{kWh}$					
Energieverlustfaktoren	Gesamteffizienz der Projekte entspricht 93,4 %					
Korrekturfaktoren	Entsprechend Gesetzbeschluss EEG 2017 vgl. Kapitel 2.5.9, Tabelle 4					
Referenzstandort	Entsprechend Gesetzbeschluss EEG 2017: $v_{ref} = 6,45 \frac{m}{s}$; $h_{ref} = 100 \text{ m}$; $\alpha = 0,25$					

6 Ergebnisse und Diskussion

Die in Kapitel 5.4 angegebenen Parameter wurden für jede Auswertungsrunde in das Berechnungsmodell eingetragen und ausgewertet. In diesem Kapitel werden alle relevanten Ergebnisse der sechs Auswertungsrunden präsentiert und diskutiert. Die ausgewerteten Windenergieprojekte wurden mit Anlagennummer, Flächenleistung der Anlagen und dem Standorttyp benannt. Zuerst werden die Ergebnisse einer Auswertungsrunde präsentiert und anschließend bewertet.

6.1 Unsicherheiten für verschiedene Standorttypen

Aus den in das Berechnungsmodell eingegebenen Parametern (Kapitel 5.4.1) wurden die in Tabelle 23 aufgeführten Ergebnisse abgeleitet, welche das Windenergieprojekt vor Inbetriebnahme der Anlage abbildet. Die Ergebnisse gelten für das Gutachten, welches zur Korrektur des Zuschlagswertes herangezogen wird. Die Vergütung gilt bis zum sechsten Jahr ab Inbetriebnahme der Windenergieanlage. Die Einnahmen aus der Stromerzeugung, welche sich mit der standortbezogenen Vergütungshöhe bestimmen lassen, beziehen sich auf den durch das Gutachten bestimmten Standortertrag.

Tabelle 23: Ergebnisse des Gutachtens und Vergütung bis zum sechsten Jahr (1. Auswertungsrunde)

Windenergieprojekte	1	2	3	4	5	6
Bezeichnung	Anlage 6 380 W/m ² Schwach. u=12,3 %	Anlage 6 380 W/m ² Schwach. u=18,0 %	Anlage 6 380 W/m ² Mittelw. u=12,3	Anlage 6 380 W/m ² Mittelw. u=18,0%	Anlage 6 380 W/m ² Starkw. u=12,3	Anlage 6 380 W/m ² Starkw. u=18,0%
RE in kWh	49.212.487					
Bruttoenergieertrag in kWh	8.474.004		10.096.907		11.568.042	
Standortertrag in kWh	7.914.017		9.429.674		10.803.593	
P75 Ertrag in kWh	7.257.452	6.953.191	8.647.367	8.284.834	9.907.303	9.491.949
P90 Ertrag in kWh	6.666.524	6.088.417	7.943.266	7.254.443	9.100.613	8.311.428
Standortgüte	80,4 %		95,8 %		109,8 %	
Korrekturfaktor	1,160		1,028		0,940	
Vergütung in ct/kWh	7,77		6,89		6,30	
Einnahmen €/5a	3.075.387		3.247.391		3.402.051	

6.1.1 Analyse der Ergebnisse nach Beginn des sechsten Jahres

Aufbauend auf diesen Ergebnissen können weitere Berechnungen durchgeführt werden. Die Windenergieprojekte werden nach Beginn des sechsten Jahres nochmals analysiert. Dabei wird betrachtet, welche Auswirkungen es hat, wenn der vom Gutachten prognostizierte Ertrag verfehlt wird. Dies geschieht anhand der P-Werte, welche sich aus dem Standortertrag und den Unsicherheiten berechnen. Die P-Werte der verschiedenen Windenergieprojekte sind in Abbildung 20 dargestellt. Die Werte bei einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 50 %, 75 % und 90 % entsprechen dabei den prognostizierten Standorterträgen aus dem Gutachten. Abbildung 20 zeigt, dass die P-Werte bei einer geringeren Unsicherheit auch weniger vom Standortertrag (P_{50} Wert) abweichen.

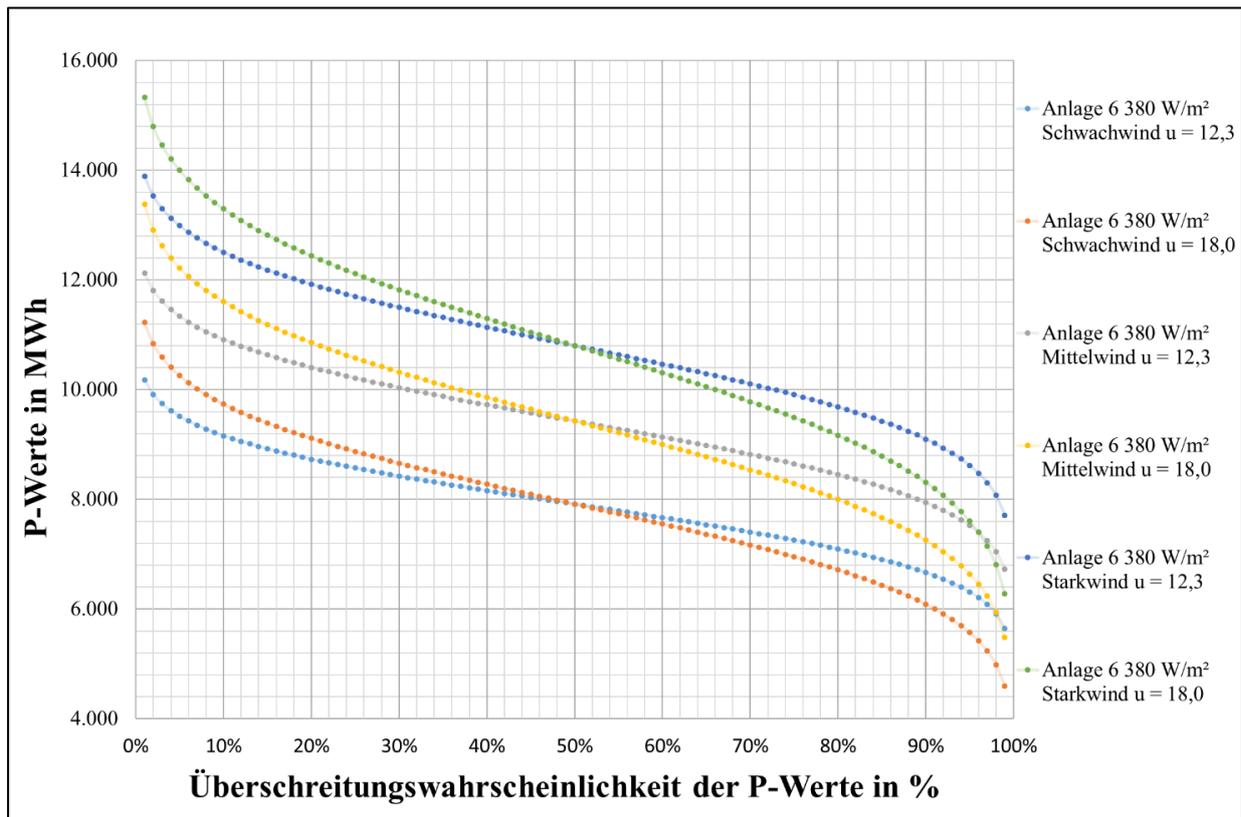


Abbildung 20: P-Werte der Windenergieprojekte (1. Auswertungsrunde)

Wenn ein Windenergieprojekt den im Gutachten prognostizierten Ertrag verfehlt, ergeben sich die in Abbildung 21 dargestellten Korrekturfaktoren. Bei gleichen Überschreitungswahrscheinlichkeiten weichen die Korrekturfaktoren der Windenergieprojekte mit der hohen Unsicherheit von 18,0 % mehr von dem durch das Gutachten prognostizierten Korrekturfaktor ab, als bei der geringen Unsicherheit von 12,3 %.

Der prognostizierte Korrekturfaktor wird in der Umgebung des P_{50} -Werts erreicht. Die Bandbreite der P-Werte, bei denen der Korrekturfaktor unverändert bleibt, nimmt vom Starkwindstandort zum Schwachwindstandort zu. Sie reicht beim Schwachwindstandort mit der Unsicherheit von 12,3 % vom P_{42} bis zum P_{58} -Wert. Mit der gleichen Unsicherheit reicht sie am Starkwindstandort lediglich vom P_{45} bis zum P_{55} -Wert. Außerdem ist der Bereich mit dem prognostizierten Korrekturfaktor bei der Unsicherheit von 12,3 % größer als bei der Unsicherheit von 18,0 %.

Betrachtet man die beiden Windenergieprojekte am Schwachwindstandort, so erreichen sie den maximalen Korrekturfaktor von 1,29 bereits vor dem P_{90} -Wert. Das Windenergieprojekt am Schwachwindstandort mit der hohen Unsicherheit erreicht den maximalen Korrekturfaktor ab einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 76 %, also ab dem P_{76} -Wert. Das Projekt mit der niedrigen Unsicherheit erreicht den Korrekturfaktor von 1,29 bei 85 % und somit für alle Erträge die kleiner sind als der P_{85} -Wert.

Für den Mittelwindstandort wird der Wert von 1,29 etwas später erreicht. Für die hohe Unsicherheit ab einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 93 %. Für das Windenergieprojekt mit der niedrigen Unsicherheit bei unterschreiten des P_{99} -Werts, also ab einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 99 %.

Der Starkwindstandort erreicht den maximalen Korrekturfaktor beim Windenergieprojekt mit der hohen Unsicherheit bei einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 98 %. Der minimale Korrekturfaktor von 0,79 wird ausschließlich vom Windenergieprojekt am Starkwindstandort mit der hohen Unsicherheit von 18,0 % erreicht. Dabei beträgt die Überschreitungswahrscheinlichkeit 2 %.

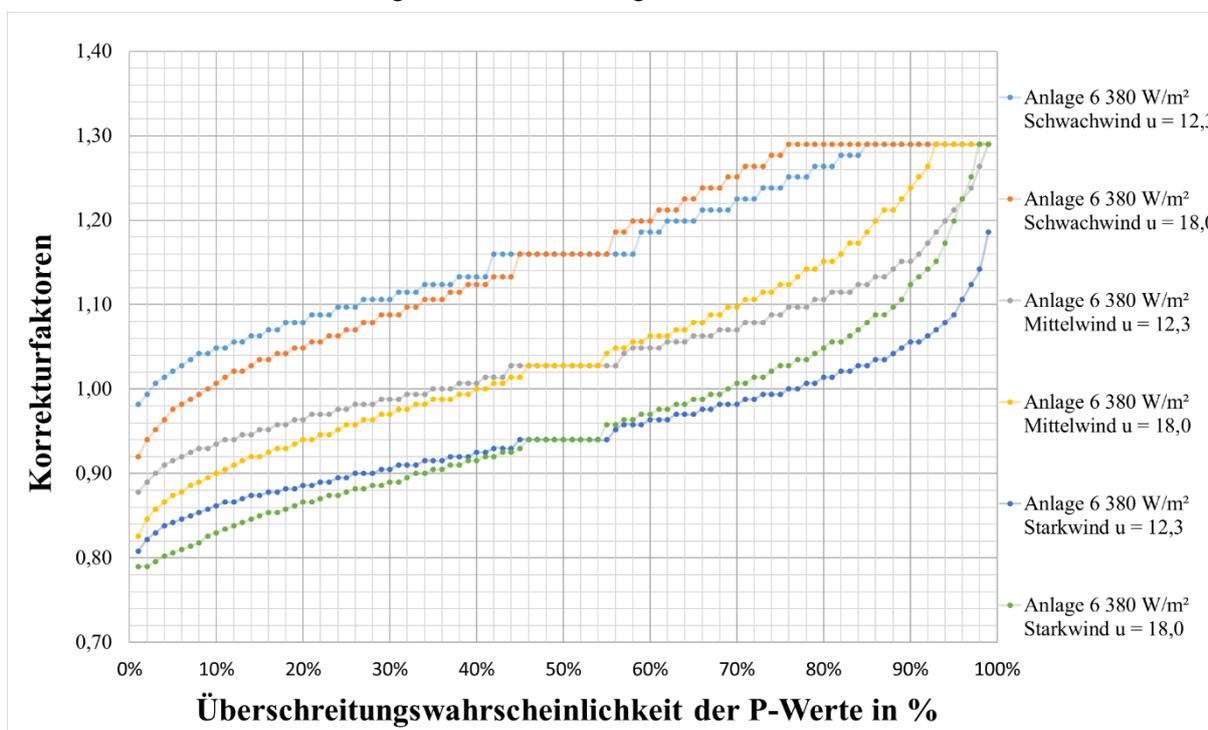


Abbildung 21: Korrekturfaktoren der P-Werte (1. Auswertungsrunde)

Aus den neuen Korrekturfaktoren ergeben sich die Nach- und Rückzahlungen, welche das Windenergieprojekt für die ersten fünf Jahre leisten muss, bzw. welche dem Windenergieprojekt zustehen. Diese Ausgleichszahlungen sind in Abbildung 22 dargestellt. Sollte der Ertrag des Windenergieprojekts den P_{50} -Wert um mehr als zwei Prozent übersteigen, so fallen Rückzahlungen an. Ist der Ertrag um 2 % geringer als der P_{50} -Wert, so stehen dem Windenergieprojekt Nachzahlungen zu.

Entsprechend den Korrekturfaktoren, werden Ausgleichszahlungen erst nötig, wenn diese von dem durch das Gutachten prognostizierten Wert abweichen. Die Nach- und Rückzahlungen bei der Unsicher-

heit von 12,3 % sind geringer als bei der hohen Unsicherheit. Im Bereich, in welchem dem Windenergieprojekt Nachzahlungen zustehen, ist zu erkennen, dass die Nachzahlungen bei den gleichen Überschreitungswahrscheinlichkeiten einbrechen, an denen der maximale Korrekturfaktor erreicht wird (siehe Abbildung 21). Für die beiden Windenergieprojekte am Mittelwindstandort fällt der Einbruch extremer aus als bei den Projekten am Schwachwindstandort. Die Rückzahlungen befinden sich dabei in einem Bereich von ca. 35.000 € bis 900.000 €. Die maximale Rückzahlung von ca. 900.000 € müsste das Windenergieprojekt am Mittelwindstandort mit einer Unsicherheit von 18,0 % bei Erreichen des P_1 -Werts leisten. Die maximale Nachzahlung beträgt ca. 800.000 € für das Starkwindenergieprojekt mit einer Unsicherheit von 18,0 % bei der Überschreitungswahrscheinlichkeit von 99 %.

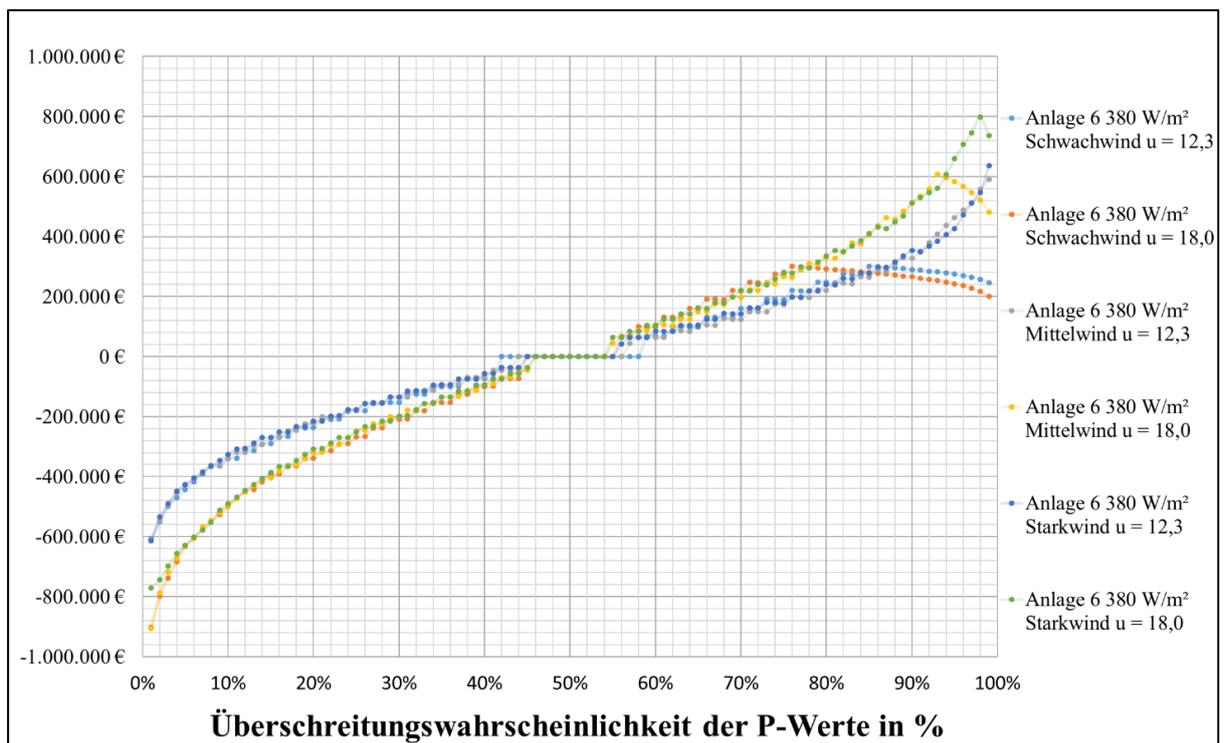


Abbildung 22: Nach- und Rückzahlungen der Windenergieprojekte (1. Auswertungsrunde)

In Abbildung 23 sind die Einnahmen der Windenergieprojekte aufgeführt. Dabei werden die Einnahmen aus den ersten fünf Jahren unter Berücksichtigung der geleisteten Nach- und Rückzahlungen, jedoch ohne die anfallenden Zinsen betrachtet. Damit wird gezeigt, wie hoch die Einnahmen des Windenergieprojekts bei den entsprechenden Überschreitungswahrscheinlichkeiten bzw. bei den entsprechenden P-Werten nach den ersten fünf Jahren sind.

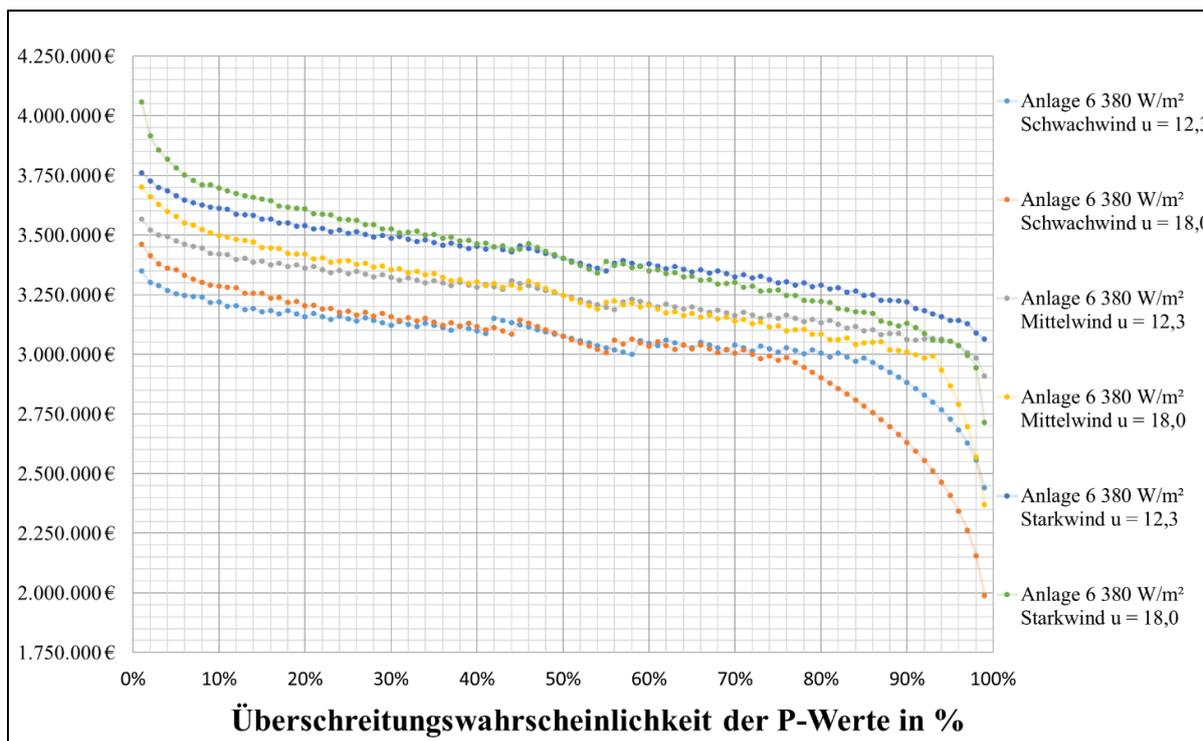


Abbildung 23: Einnahmen unter Berücksichtigung der Nach- und Rückzahlungen (1. Auswertungsrunde)

An den selben Überschreitungswahrscheinlichkeiten zu denen die Korrekturfaktoren ihr Maximum erreicht haben und die Nachzahlungen eingebrochen sind, brechen in Abbildung 23 die Einnahmen ein. Die Einnahmen sind für das Windenergieprojekt am Starkwindstandort am höchsten und nehmen zum Schwachwindstandort hin ab. Bei niedrigeren Überschreitungswahrscheinlichkeiten und damit höheren Erträgen, steigen auch die Einnahmen der Windenergieprojekte. In den Bereichen der Überschreitungswahrscheinlichkeit, in denen der Korrekturfaktor unverändert zum prognostizierten bleibt, ist ein konstanter Anstieg der Einnahmen und Erträge zu beobachten.

6.1.2 Bewertung der Ergebnisse

Die dargestellten Ergebnisse zeigen, dass die neue Fördersystematik vor allem an Schwachwindstandorten problematisch sein kann. Das Einbrechen der Einnahmen erfolgt bei beiden Schwachwindenergieprojekten, mit hoher und niedriger Unsicherheit, vor dem Erreichen des P_{90} -Werts. Der P_{90} -Wert stellt bei der Finanzierung von Windenergieprojekten eine entscheidende Marke dar, nach welcher oftmals die Kapitaldienstfähigkeit von Windenergieprojekten berechnet wird. [24]

Ergibt sich aus dem P_{90} -Wert eine Standortgüte von weniger als 70 %, wird der Minderertrag nicht mehr durch die Korrekturfaktoren ausgeglichen. Es wird der maximale Korrekturfaktor von 1,29 herangezogen. Daraus ergibt sich das Einbrechen der Nachzahlungen, welche dem Windenergieprojekt zustehen. Betrachtet man Abbildung 23, so hat das Einbrechen der Nachzahlung eine direkte Auswirkung auf die letztendlichen Einnahmen der Windenergieprojekte. Für das Windenergieprojekt am Schwachwindstandort mit der hohen Unsicherheit von 18,0 %, ergeben sich bei einem Ertrag der dem P_{90} -Wert entspricht, Mindereinnahmen von ca. 500.000 € in fünf Jahren im Vergleich zum P_{50} -Wert. Bei einer geringen Unsicherheit betragen die Mindereinnahmen lediglich ca. 200.000 € in den ersten fünf Jahren.

Gerade für die Finanzierung von Windenergieprojekten an Schwachwindstandorten ist es notwendig, die Unsicherheiten im Gutachten so gering wie möglich zu halten. Dies ist notwendig, um die Abweichung des P_{90} -Wertes vom P_{50} -Wert so gering wie möglich zu halten. Durch eine genaue Windmessung und dem zusätzlichen Einsatz von Fernmessverfahren sowie der Einholung und Kombination mehrere Gutachten, lassen sich die Unsicherheiten senken. Dieses Vorgehen bedeuten aber einen erweiterten Kostenaufwand für die Windenergieprojekte an Schwachwindstandort, welche durch das Ausschreibungsmodell unter einem zusätzlichen Kostendruck stehen.

Durch die Einführung eines zusätzlichen Korrekturfaktors für den 60 % Standort, könnte der Kostendruck auf Windenergieprojekte an Schwachwindstandorten etwas gesenkt werden. Dies würde dazu führen, dass Mindererträge an windschwachen Standorten bei Eintreten von P-Werten mit höheren Überschreitungswahrscheinlichkeiten länger ausgeglichen werden. Die Einnahmen würden erst bei höheren Überschreitungswahrscheinlichkeiten einbrechen. Das vereinfacht die Finanzierung solcher Projekte wesentlich.

Für Starkwind- und Mittelwindstandorte stellt die Vergütungssystematik hinsichtlich der Finanzierung ein geringeres Problem dar. Die maximalen Korrekturfaktoren werden erst bei höheren Überschreitungswahrscheinlichkeiten als dem P_{90} -Wert erreicht. Auch das Windenergieprojekt am Mittelwindstandort mit der hohen Unsicherheit erreicht den Korrekturfaktor von 1,29 erst bei einer Überschreitungswahrscheinlichkeit von 93 %. Das heißt, die Mindererträge bzw. die zu hohen Erträge werden durch die im EEG 2017 verankerte Systematik zu einer Wahrscheinlichkeit von 93 % abgedeckt.

In den Bereichen, in denen die Korrekturfaktoren gleich bleiben, findet kein Ausgleich von Mindererträgen statt. Dies liegt an der Rundungsvorschrift im EEG 2017, welche besagt, dass Nach- bzw. Rückzahlungen erst fällig werden, wenn die tatsächlich erreichte Standortgüte um mehr als 2 % von der im Ertragsgutachten prognostizierten Standortgüte abweicht. Um die Kurve in diesem Bereich etwas zu glätten, ist es sinnvoll, die Rundungsvorschrift auf 1 % abzusenken.

6.2 Zuschlagswerte für verschiedene Windenergieprojekte

Die Ergebnisse der zweiten Auswertungsrunde sind in Tabelle 24 aufgeführt. Dabei wurden in dieser Runde nicht die Unsicherheiten variiert, sondern die Anlagentypen sowie die Vergütungshöhen. Die Vergütungshöhe beruht auf den Stromgestehungskosten, welche in Kapitel 5.3.5 beschrieben sind.

Tabelle 24: Ergebnisse des Gutachtens und Vergütung bis zum sechsten Jahr (2. Auswertungsrunde)

Windenergieprojekte	1	2	3	4	5	6
Bezeichnung (mit Gebot auf 100 % Standort)	Anlage 1 220 W/m ² Schwach. 6,62 ct/kWh	Anlage 1 220 W/m ² Schwach. 5,69 ct/kWh	Anlage 4 340 W/m ² Mittelw. 6,70 ct/kWh	Anlage 4 340 W/m ² Mittelw. 5,80 ct/kWh	Anlage 7 570 W/m ² Starkw. 6,84 ct/kWh	Anlage 7 570 W/m ² Starkw. 5,86 ct/kWh
RE in kWh	50.758.417		48.937.519		30.605.727	
Bruttoenergieertrag in kWh	9.100.900		10.525.004		8.201.573	
Standortertrag in kWh	8.499.486		9.829.482		7.659.589	
P75 Ertrag in kWh	7.651.030		8.848.259		6.894.974	
P90 Ertrag in kWh	6.887.392		7.965.127		6.206.798	
Standortgüte	84.0 %		100.0 %		125.0 %	
Korrekturfaktor	1,124		1		0,87	
Vergütung in ct/kWh	7,44	6,40	6,70	5,80	5,95	5,10
Einnahmen €/5a	3.162.183	2.717.949	3.292.876	2.850.550	2.279.034	1.952.506

6.2.1 Analyse der Ergebnisse nach Beginn des sechsten Jahres

In Abbildung 24 sind die Nach- und Rückzahlungen der Windenergieprojekte in Abhängigkeit der P-Werte dargestellt. Der Verlauf der dargestellten Projekte ist für die einzelnen Standorttypen sehr ähnlich. Wobei die Ausgleichszahlungen für die Projekte mit den höheren Geboten immer etwas höher ausfallen als für die Projekte mit den niedrigeren Geboten. Die Rückzahlungen bei Erreichen des P₁-Wertes liegt für die Windenergieprojekte am Schwachwind- und Mittelwindstandort mit den hohen Geboten bei ca. 750.000 €. Bei Erreichen des P₁₀-Wertes wären Rückzahlungen von ca. 410.000 € zu leisten. Für die gleichen Standorte mit den geringeren Geboten liegt die Rückzahlung bei Erreichen des P₁-Wertes bei ca. 650.000 €. Sollte der P₁₀-Wert erreicht werden, so liegt die Höhe der Rückzahlung bei ca. 350.000 €. Für die Nachzahlungen ergibt sich ein ähnliches Bild wie in Kapitel 6.1.1. Für die Windenergieprojekte am Schwachwindstandort brechen die Nachzahlungen ab dem P₈₆-Wert ein. Bei den Projekten am Mittelwindstandort ab dem P₉₈-Wert.

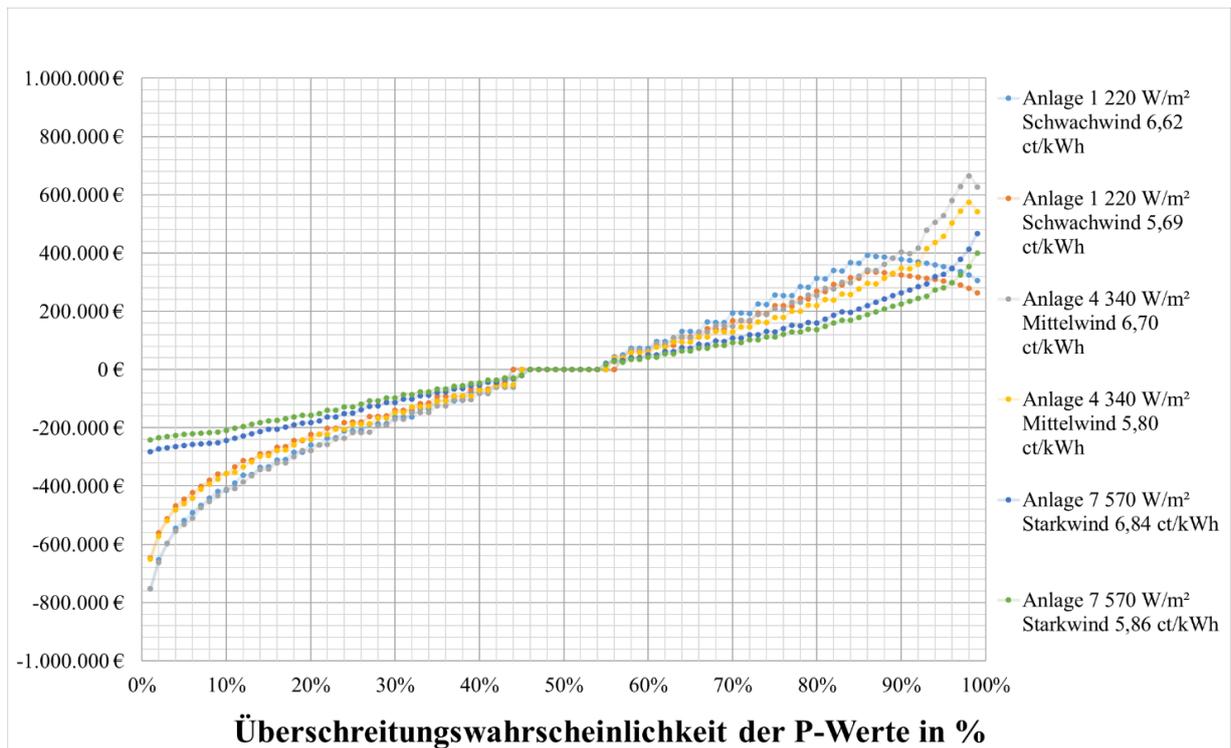


Abbildung 24: Nach- und Rückzahlungen der Windenergieprojekte (2. Auswertungsrunde)

Abbildung 25 zeigt die Einnahmen der Projekte unter Berücksichtigung der geleisteten Nach- und Rückzahlungen für die ersten fünf Jahre. Der Verlauf der Kurven ist für gleiche Standorttypen mit verschiedenen Geboten parallel. Die höchsten Einnahmen erzielt das Windenergieprojekt am Mittelwindstandort mit dem hohen Gebot. Die niedrigsten Einnahmen werden durch das Projekt am Starkwindstandort mit dem niedrigen Gebot erzielt.

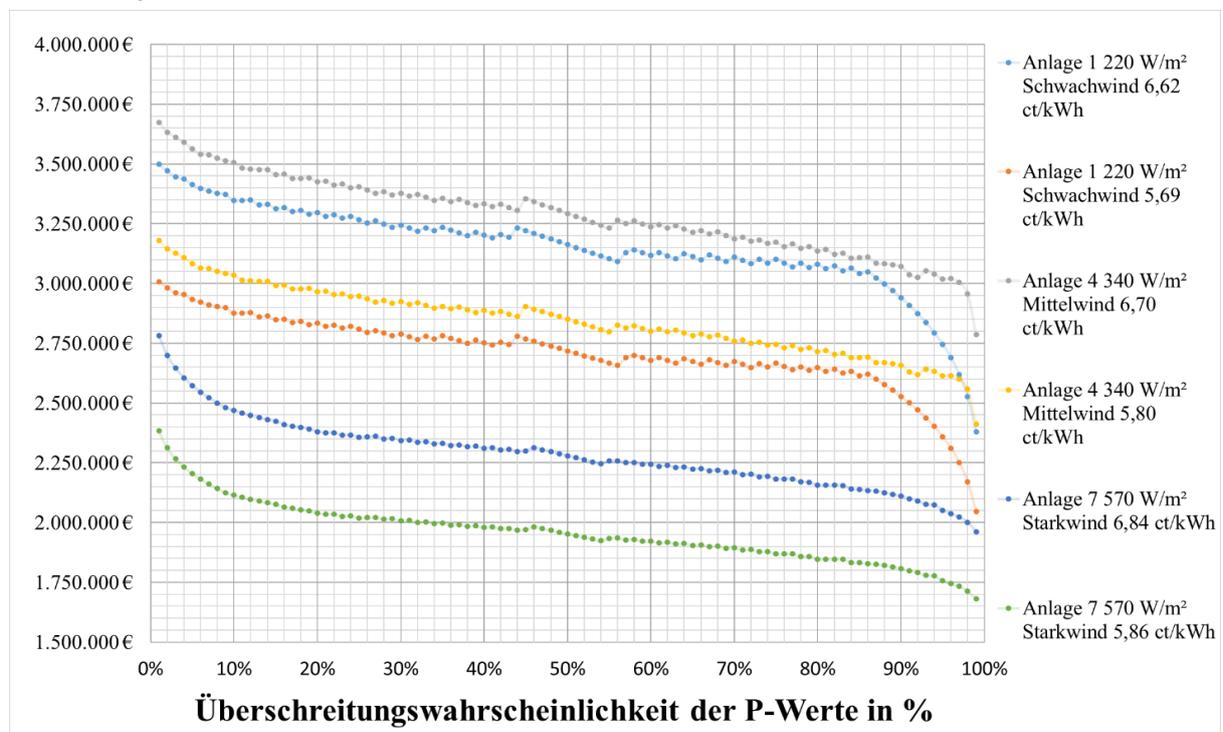


Abbildung 25: Einnahmen unter Berücksichtigung der Nach- und Rückzahlungen (2. Auswertungsrunde)

In Tabelle 25 sind die Einnahmen bei Erreichen des P₁₀, P₉₀ und P₅₀ zusammengefasst sowie deren prozentuale Abweichung von den Einnahmen bei Erreichen des P₅₀.

Tabelle 25: Einnahmen bei Erreichen verschiedener P-Werte (2. Auswertungsrunde)

Windenergieprojekte		1	2	3	4	5	6
Einnahmen in €/5a	P ₁₀ Wert	3.346.933	2.876.745	3.506.104	3.035.135	2.468.216	2.114.583
	P ₉₀ Wert	2.940.848	2.527.707	3.071.234	2.658.680	2.109.988	1.807.680
	P ₅₀ Wert	3.162.183	2.717.949	3.292.876	2.850.550	2.279.034	1.952.506
Abweichung vom P ₅₀ Wert	P ₁₀ Wert	93,0 %	93,0 %	93,3 %	93,3 %	92,6 %	92,6 %
	P ₉₀ Wert	105,8 %	105,8 %	106,5 %	106,5 %	108,3 %	108,3 %

6.2.2 Bewertung der Ergebnisse

Die Staffelung der Einnahmen in Abbildung 25 sind den verschiedenen Standorterträgen, welche stark vom Rotordurchmesser und den NH der Anlagen abhängen, geschuldet. Dabei erzielt die Anlage 7 mit einem geringen Rotordurchmesser die geringsten Erträge und somit die geringsten Einnahmen. Verstärkt wird dies durch die geringen Stromgestehungskosten an Starkwindstandorten, welche in die Datenbasis miteinfließen. Der parallele Verlauf der Einnahmen-Kurven für die gleichen Standorttypen hängt direkt mit der Gebotshöhe zusammen. Jeder Überschreitungswahrscheinlichkeit liegt der gleiche P-Wert zugrunde und wird nur durch die Höhe des Gebots unterschieden.

Die Rückzahlungen können bei Überschreiten des prognostizierten Ertrags extrem hoch ausfallen. Es besteht eine zehnpromtente Wahrscheinlichkeit, dass der P₁₀-Wert überschritten wird. Das bedeutet ebenfalls, dass für die Windenergieprojekte am Mittelwindstandort und am Starkwindstandort zu einer zehnpromtente Wahrscheinlichkeit Rückzahlungen von mehr als 350.000 € anfallen. Für die beiden Windenergieprojekte mit den höheren Geboten liegt der Wert sogar bei 410.000 €.

Zu einer einpromtente Wahrscheinlichkeit sind für die Projekte Rückzahlungen in Höhe von mindestens 650.000 € zu leisten. Für die Projekte mit den höheren Geboten liegt der Betrag zu einer einpromtente Wahrscheinlichkeit bei mindestens 750.000 €.

Solch hohe Rückzahlungen nach fünf Jahren müssen bei der Finanzierung eines Windenergieprojekts berücksichtigt werden. Optimalerweise empfiehlt es sich, den Standortertrag kontinuierlich oder zumindest regelmäßig zu überwachen. Sollte festgestellt werden, dass der tatsächliche Standortertrag den prognostizierten Ertrag stark überschreitet, müssen gegebenenfalls Rückstellungen für die späteren Ausgleichszahlungen gebildet werden.

Betrachtet man die Einnahmen unter Berücksichtigung der Nach- und Rückzahlungen vom P₉₀ bis zum P₁₀-Wert in Tabelle 25, so weichen diese stark von den Einnahmen beim Erreichen des P₅₀-Werts ab. Am stärksten fällt die prozentuale Abweichung am Starkwindstandort mit 108,3 % der Einnahmen bei Erreichen des P₁₀-Ertrags aus. Betrachtet man für dasselbe Windenergieprojekt die Abweichung der Erträge, also den P₅₀ und P₁₀-Wert, liegen die Abweichungen bei 119,0 %. Die prozentuale Abweichung der Einnahmen des P₉₀ und P₁₀-Werts zeigen, dass die Korrekturfaktoren die Mindererträge bzw. Mehrerträge nur in einem gewissen Maße ausgleichen.

6.3 Unsicherheiten an einem Mittelwindstandort

Bei der dritten Auswertungsrunde wurden lediglich die Unsicherheiten variiert. Die in Tabelle 26 aufgeführten Ergebnisse bilden verschiedene Unsicherheiten im Gutachten für dasselbe Windenergieprojekt ab. Durch die Variation der Unsicherheiten ergeben sich unterschiedliche P_{75} und P_{90} -Werte für die Projekte.

Tabelle 26: Ergebnisse des Gutachtens und Vergütung bis zum sechsten Jahr (3. Auswertungsrunde)

Windenergieprojekte	1	2	3	4	5	6
Bezeichnung	Anlage 6 380 W/m ² Mittelw. u=10,0%	Anlage 6 380 W/m ² Mittelw. u=12,0%	Anlage 6 380 W/m ² Mittelw. u=14,0%	Anlage 6 380 W/m ² Mittelw. u=16,0%	Anlage 6 380 W/m ² Mittelw. u=18,0%	Anlage 6 380 W/m ² Mittelw. u=20,0%
RE in kWh	49.212.487					
Bruttoenergieertrag in kWh	10.096.907					
Standortertrag in kWh	9.429.674					
P75 Ertrag in kWh	8.793.652	8.666.448	8.539.243	8.412.039	8.284.834	8.157.630
P90 Ertrag in kWh	8.221.212	7.979.520	7.737.828	7.496.136	7.254.443	7.012.751
Standortgüte	96.0 %					
Korrekturfaktor	1,028					
Vergütung in ct/kWh	6,89					
Einnahmen €/5a	3.247.391					

6.3.1 Analyse der Ergebnisse nach Beginn des 6. Jahres

Abbildung 26 zeigt die Korrekturfaktoren für die verschiedenen P-Werte. Diese ergeben sich aus der Variation der Unsicherheiten. Je geringer die Unsicherheiten, desto weniger weichen die Korrekturfaktoren vom neutralen Korrekturfaktor ab. Bei höheren Unsicherheiten ist die Bandbreite der gleichbleibenden Korrekturfaktoren um den P_{50} -Wert geringer als bei geringen Unsicherheiten. Das Erreichen des maximalen Korrekturfaktors tritt bei hohen Unsicherheiten früher ein als bei geringen Unsicherheiten. Diese Beobachtungen deckt sich mit Kapitel 6.1.1.

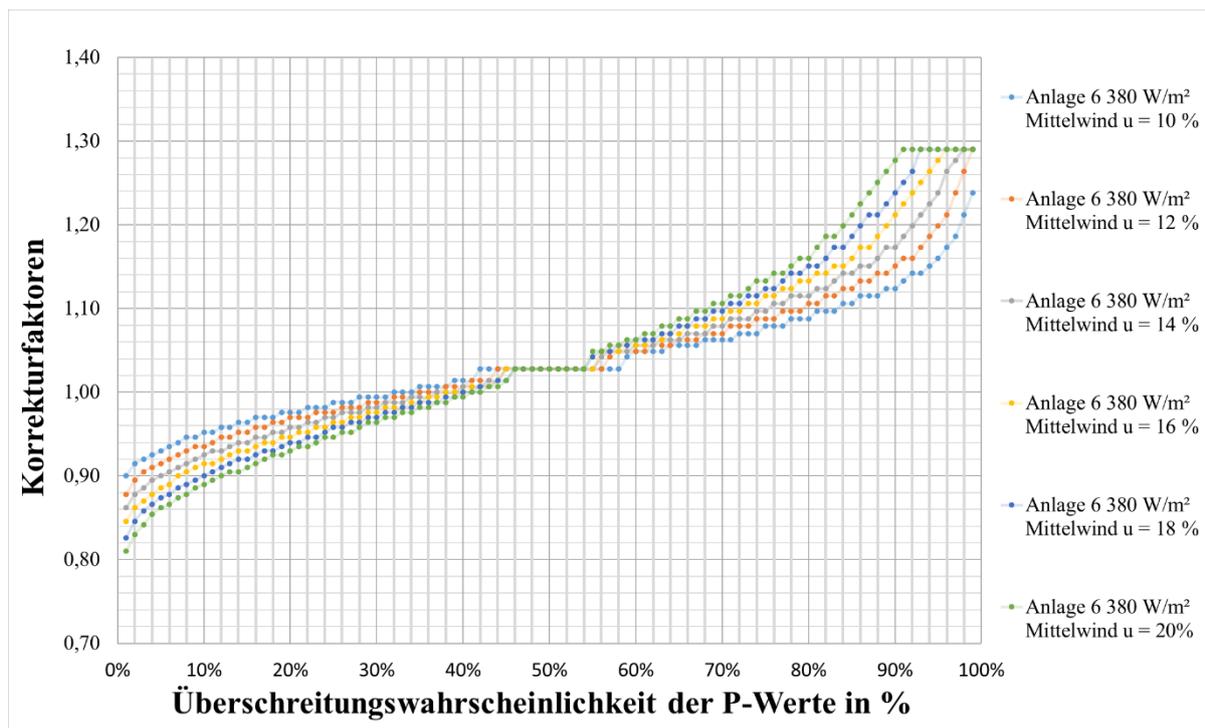


Abbildung 26: Korrekturfaktoren der P-Werte (3. Auswertungsrunde)

6.3.2 Bewertung der Ergebnisse

Sollte der im Gutachten prognostizierte Standortertrag überschritten bzw. unterschritten werden, sind die Korrekturfaktoren entscheidend für die Neuberechnung der Vergütung. Danach richten sich die Nach- und Rückzahlung und letztendlich die Einnahmen aus dem Windenergieprojekt. Mit geringeren Unsicherheiten lässt sich das Risiko verringern, einen Standort falsch einzuschätzen und damit die Wirtschaftlichkeit eines Windenergieprojekts. Dies gilt insbesondere für das neue Ausschreibungsmodell. Dabei ist das Erreichen des maximalen Korrekturfaktors eine entscheidende Marke. Ab Erreichen des maximalen Korrekturfaktors werden Mindererträge nicht mehr von der Vergütungssystematik des EEG 2017 ausgeglichen. Wie in Kapitel 6.1.2 beschrieben, zeigt sich auch in dieser Auswertungsrunde, dass das Senken der Unsicherheiten im Gutachten entscheidend für die Realisierung von Windenergieprojekten im Rahmen des Ausschreibungsmodells ist.

6.4 Anlagentypen an verschiedenen Standorten

Die RE der vierten bis sechsten Auswertungsrunde sind in Tabelle 27 dargestellt. Dabei wurden die RE für jeden Anlagentyp sowie die NH 100 m, 120 m und 140 m berechnet. Ausgehend von diesen RE zeigen die Kapitel 6.4.1, 6.4.2 und 6.4.3 die Ergebnisse der drei Auswertungsrunden hinsichtlich der verschiedenen Anlagentypen. In Kapitel 6.4.4 werden die Ergebnisse der Auswertungsrunden vier bis sechs bewertet.

Es wird analysiert, wie sich die Standortgüte und die Korrekturfaktoren bei verschiedenen Windgeschwindigkeiten im Gutachten verhalten. Außerdem wird der sogenannte korrigierte Standortertrag be-

rechnet. Dabei wird der Standortertrag einer Anlage mit dem aus den Standortgütern abgeleiteten Korrekturfaktoren multipliziert. Dies macht Windenergieprojekte mit verschiedenen Anlagentypen und mit verschiedenen Standortgütern, unabhängig von der Gebotshöhe, miteinander vergleichbarer.

Tabelle 27: Ergebnisse des Gutachtens und Vergütung bis zum sechsten Jahr (3. Auswertungsrunde)

Windenergieprojekte	1	2	3	4	5	6
Bezeichnung	Anlage 1 220 W/m ²	Anlage 2 270 W/m ²	Anlage 3 310 W/m ²	Anlage 4 340 W/m ²	Anlage 5 350 W/m ²	Anlage 6 380 W/m ²
Auswertungsrunde 4: Schwachwindstandort NH 140 m						
RE in kWh	50.682.385	59.447.838	54.300.895	52.685.283	34.846.787	48.973.869
Auswertungsrunde 5: Mittelwindstandort NH 120 m						
RE in kWh	48.109.399	55.743.043	51.028.005	48.804.068	31.097.958	46.915.140
Auswertungsrunde 6: Starkwindstandort NH 100 m						
RE in kWh	44.964.688	52.195.701	46.426.483	44.968.226	31.638.019	40.822.011

Die Standortgüte wird über die mittlere Windgeschwindigkeit auf NH aufgetragen. Dabei ergeben sich Kurven, welche über Polynome sechsten Grades beschreiben werden. Die Auswertung der Ergebnisse erfolgt über diese Polynome. Mithilfe der Polynome wird die Steigungen der Kurven über die erste Ableitung berechnet sowie die Wendepunkte über die zweite Ableitung bestimmt. Die Steigung der Kurven beschreibt, wie groß die Änderung der Standortgüte pro ein m/s Windgeschwindigkeit auf NH ist. Damit kann das Risiko bei der Ermittlung der Standortgüte für verschiedene Windgeschwindigkeiten beschrieben werden. Da die Unsicherheiten in Gutachten hauptsächlich auf die Fehleinschätzung der mittleren Windgeschwindigkeit auf NH beruhen, kann ein direkter Zusammenhang zur Ermittlung der Standortgüte hergestellt werden. Bei Anlagen oder Standorten mit einer geringeren Steigung ist das Risiko, die Standortgüte falsch einzuschätzen geringer, als bei Standorten mit einer hohen Steigung. Die Auswertung der Polynome sowie die Abbildung der Kurven für die verschiedenen Standorte werden in den jeweiligen Kapiteln beschrieben.

6.4.1 Analyse der Standortgüte

Die Polynome sechsten Grades, welche die Standortgüte (SG) über die mittlere Windgeschwindigkeit auf NH (\bar{v}_{NH}) beschreiben, haben die in Formel 6.1 aufgeführte Form. Die Koeffizienten (a_i) der Polynome sind in den folgenden Tabellen aufgeführt. Dabei ist für jeden Anlagentyp ein Polynom hinterlegt mit dem zugehörigen Bestimmtheitsmaß (R^2). Mithilfe der ersten und zweiten Ableitung ergibt sich die Steigung der Kurven sowie deren Wendepunkte.

$$SG = a_0 + a_1 * \bar{v}_{100m} + a_2 * \bar{v}_{100m}^2 + a_3 * \bar{v}_{NH}^3 + a_4 * \bar{v}_{NH}^4 + a_5 * \bar{v}_{NH}^5 + a_6 * \bar{v}_{NH}^6 \quad 6.1$$

Die Koeffizienten der Polynome, welche den Zusammenhang zwischen Standortgüte und mittlerer Windgeschwindigkeit auf NH beschreiben, sind in den folgenden drei Tabellen aufgeführt. Jede Tabelle

gilt für einen bestimmten Standorttyp. In Tabelle 28 sind die Koeffizienten für den Schwachwindstandort mit einer NH von 140 m aufgeführt. Tabelle 29 bildet den Mittelwindstandort für 120 m NH ab. Der Starkwindstandort mit 100 m NH wird in Tabelle 30 dargestellt.

Die Kurven, aus denen die Polynome gebildet wurden, sind in den darauffolgenden Abbildungen ersichtlich. Abbildung 27 zeigt den Zusammenhang der Standortgüte und mittleren Windgeschwindigkeit bei einer NH von 140 m. Abbildung 28 beschreibt den Zusammenhang für 120 m NH und Abbildung 29 für eine NH von 100 m.

Tabelle 28: Koeffizienten der Polynome für den Schwachwindstandort (4. Auswertungsrunde)

	Anlage 1 $220 \frac{w}{m^2}$	Anlage 2 $270 \frac{w}{m^2}$	Anlage 3 $310 \frac{w}{m^2}$	Anlage 4 $340 \frac{w}{m^2}$	Anlage 5 $350 \frac{w}{m^2}$	Anlage 6 $380 \frac{w}{m^2}$
a_0	0,8333168843	0,9029581845	0,8127381243	0,8871666253	0,7691220380	0,7975596695
a_1	-0,8435021540	-0,8412587974	-0,7280298472	-0,7774977688	-0,6496733606	-0,6750009946
a_2	0,2965937738	0,2766560118	0,2215462082	0,2350942894	0,1887917494	0,1959320728
a_3	-0,0394258038	-0,0344883000	-0,0228894739	-0,0252024904	-0,0169597972	-0,0182229233
a_4	0,0026829868	0,0022280046	0,0010547166	0,0012854153	4,80E-04	0,0006459871
a_5	-9,67E-05	-7,70E-05	-1,97E-05	-2,96E-05	1,23E-05	-9,67E-08
a_6	1,49E-06	1,15E-06	4,65E-08	1,80E-07	-7,10E-07	-3,67E-07
R^2	0,9999998484	0,9999997047	0,9999996813	0,9999993084	0,9999991307	0,9999992250

Tabelle 29: Koeffizienten der Polynome für den Schwachwindstandort (5. Auswertungsrunde)

	Anlage 1 $220 \frac{w}{m^2}$	Anlage 2 $270 \frac{w}{m^2}$	Anlage 3 $310 \frac{w}{m^2}$	Anlage 4 $340 \frac{w}{m^2}$	Anlage 5 $350 \frac{w}{m^2}$	Anlage 6 $380 \frac{w}{m^2}$
a_0	0,7928390688	1,0218947796	0,9949738042	1,2073586052	1,2014874516	1,1502342530
a_1	-0,8133214635	-0,9415001879	-0,8814909380	-1,0479945223	-1,0172960370	-0,9718770572
a_2	0,2856443999	0,3083011588	0,2706630137	0,3240341376	0,3119347204	0,2937704391
a_3	-0,0365827684	-0,0388135680	-0,0301621941	-0,0394499050	-0,0374186862	-0,0340519518
a_4	0,0023318264	0,0025438692	0,0016496875	0,0025474155	0,0023527415	0,0020636514
a_5	-7,65E-05	-8,92E-05	-4,58E-05	-8,87E-05	-0,0000776968	-0,0000671723
a_6	1,05E-06	1,34E-06	5,29E-07	1,32E-06	0,0000010580	0,0000009370
R^2	0,9999997190	0,9999998619	0,9999998986	0,9999996959	0,9999994186	0,9999996358

Tabelle 30: Koeffizienten der Polynome für den Schwachwindstandort (6. Auswertungsrunde)

	Anlage 1 $220 \frac{w}{m^2}$	Anlage 2 $270 \frac{w}{m^2}$	Anlage 3 $310 \frac{w}{m^2}$	Anlage 4 $340 \frac{w}{m^2}$	Anlage 5 $350 \frac{w}{m^2}$	Anlage 6 $380 \frac{w}{m^2}$
a_0	0,7433893987	1,0216957492	1,0978282028	1,3728154640	1,5174636593	1,3592069045
a_1	-0,7871146410	-0,9468375557	-0,9676014672	-1,1805658437	-1,2687946714	-1,1367422699
a_2	0,2791379541	0,3091136148	0,2960977525	0,3632306420	0,3893894100	0,3428508136
a_3	-0,0347639031	-0,0377509683	-0,0329138607	-0,0442963843	-0,0486326320	-0,0404927539
a_4	0,0021014282	0,0023545631	0,0017895247	0,0028636713	0,0032436081	0,0025230636
a_5	-6,36E-05	-7,74E-05	-4,90E-05	-9,95E-05	-1,15E-04	-8,47E-05
a_6	7,82E-07	1,08E-06	5,50E-07	1,47E-06	1,71E-06	1,22E-06
R^2	0,9999996833	0,9999996897	0,9999999369	0,9999998171	0,9999997527	0,9999998383

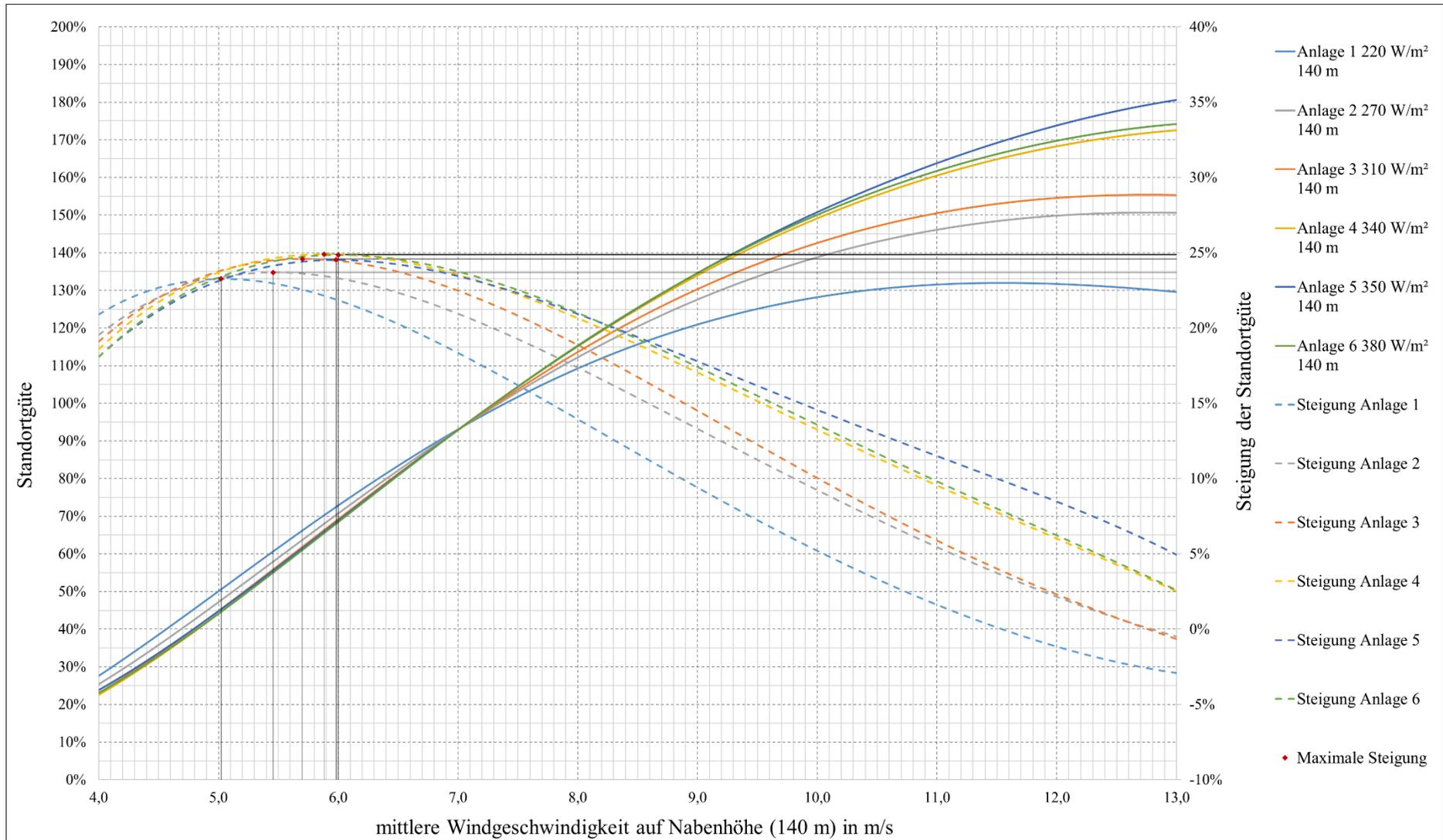


Abbildung 27: Standortgüte in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit für 140 m NH (4. Auswertungsrunde)

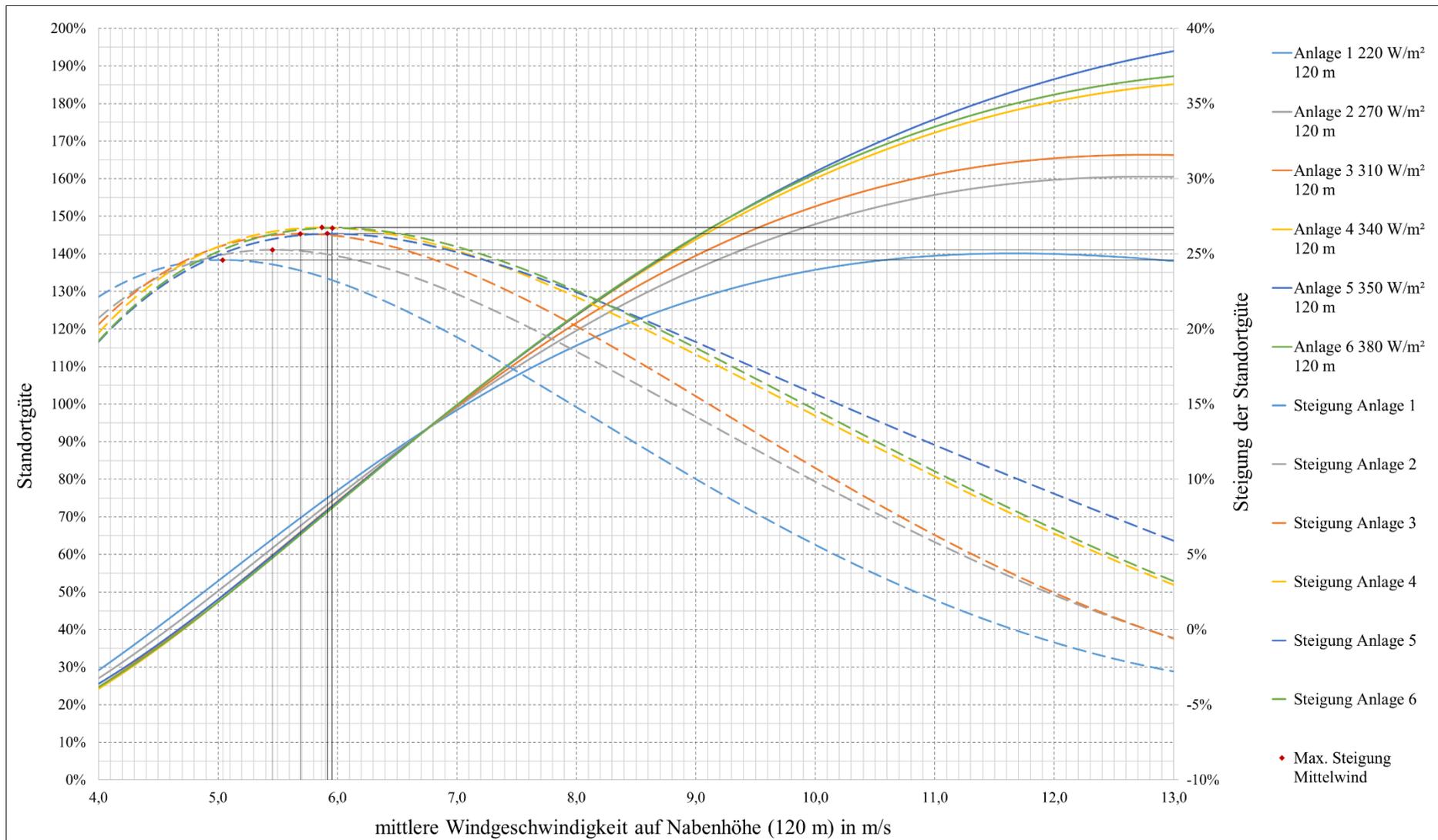


Abbildung 28: Standortgüte in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit für 120 m NH (5. Auswertungsrunde)

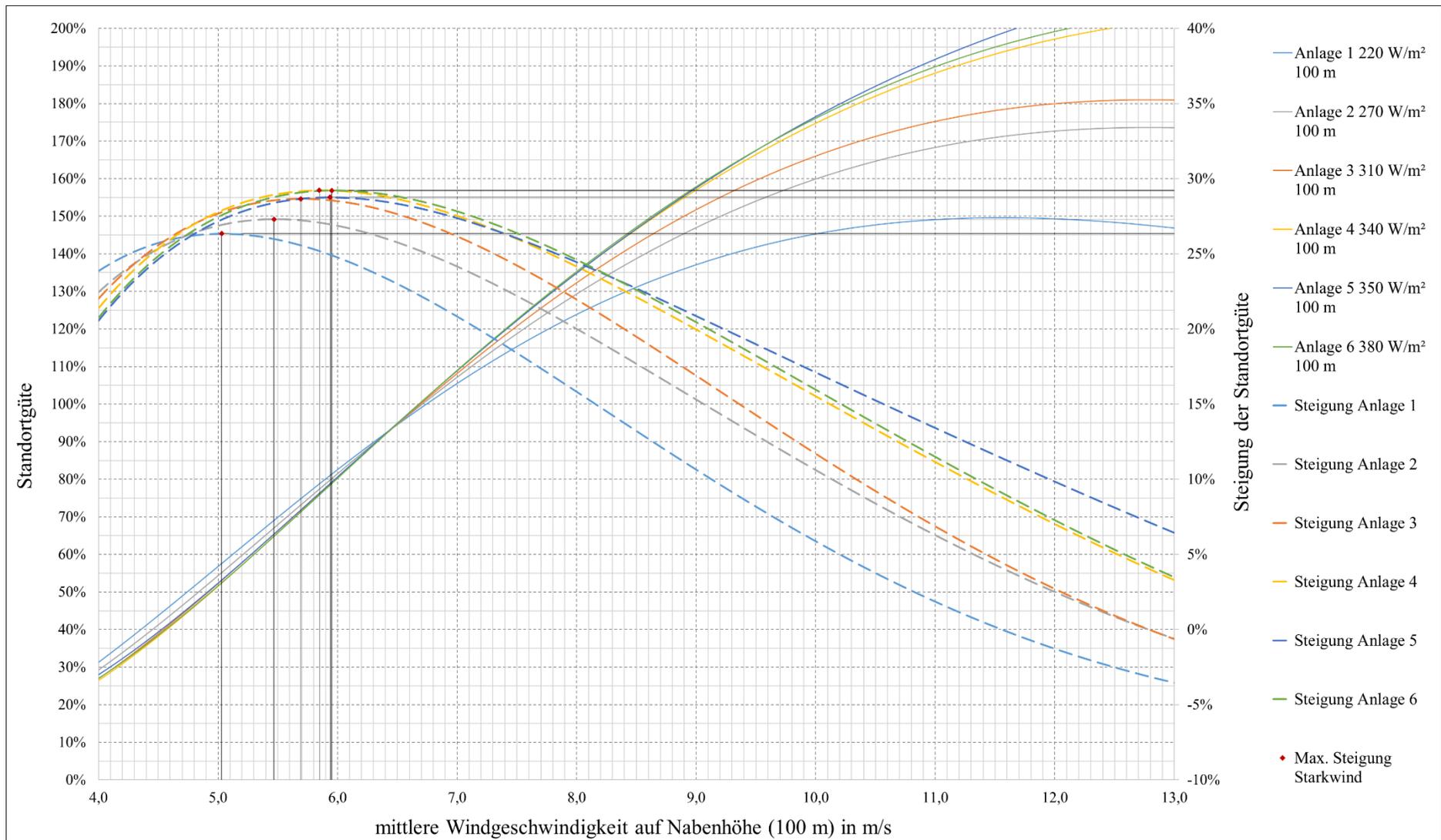


Abbildung 29: Standortgüte in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit für 100 m NH (6. Auswertungsrunde)

Die berechneten Wendepunkte und die maximale Steigung in den Wendepunkten sind in den folgenden drei Tabellen beschrieben. Tabelle 31 zeigt die Ergebnisse für den Schwachwindstandort mit 140 m NH, Tabelle 32 für 120 m NH und Tabelle 33 für den Starkwindstandort mit 100 m NH.

Tabelle 31: Wendepunkte und Steigung im Wendepunkt der Polynome für 140 m NH

(4. Auswertungsrunde)

	Anlage 1 $220 \frac{w}{m^2}$	Anlage 2 $270 \frac{w}{m^2}$	Anlage 3 $310 \frac{w}{m^2}$	Anlage 4 $340 \frac{w}{m^2}$	Anlage 5 $350 \frac{w}{m^2}$	Anlage 6 $380 \frac{w}{m^2}$
$\bar{v}_{140 m}$	$5,02 \frac{m}{s}$	$5,46 \frac{m}{s}$	$5,70 \frac{m}{s}$	$5,88 \frac{m}{s}$	$5,98 \frac{m}{s}$	$6,00 \frac{m}{s}$
SG	50,5 %	57,9 %	61,9 %	65,6 %	68,4 %	68,5 %
Steigung im Wendepunkt	$23,3 \frac{\% \cdot s}{m}$	$23,7 \frac{\% \cdot s}{m}$	$24,6 \frac{\% \cdot s}{m}$	$24,9 \frac{\% \cdot s}{m}$	$24,5 \frac{\% \cdot s}{m}$	$24,8 \frac{\% \cdot s}{m}$

Tabelle 32: Wendepunkte und Steigung im Wendepunkt der Polynome für 120 m NH

(5. Auswertungsrunde)

	Anlage 1 $220 \frac{w}{m^2}$	Anlage 2 $270 \frac{w}{m^2}$	Anlage 3 $310 \frac{w}{m^2}$	Anlage 4 $340 \frac{w}{m^2}$	Anlage 5 $350 \frac{w}{m^2}$	Anlage 6 $380 \frac{w}{m^2}$
$\bar{v}_{120 m}$	$5,04 \frac{m}{s}$	$5,46 \frac{m}{s}$	$5,69 \frac{m}{s}$	$5,87 \frac{m}{s}$	$5,92 \frac{m}{s}$	$5,96 \frac{m}{s}$
SG	53,9 %	61,7 %	66,0 %	70,2 %	71,7 %	72,4 %
Steigung im Wendepunkt	$24,6 \frac{\% \cdot s}{m}$	$25,3 \frac{\% \cdot s}{m}$	$26,3 \frac{\% \cdot s}{m}$	$26,8 \frac{\% \cdot s}{m}$	$26,3 \frac{\% \cdot s}{m}$	$26,7 \frac{\% \cdot s}{m}$

Tabelle 33: Wendepunkte und Steigung im Wendepunkt der Polynome für 100 m NH

(6. Auswertungsrunde)

	Anlage 1 $220 \frac{w}{m^2}$	Anlage 2 $270 \frac{w}{m^2}$	Anlage 3 $310 \frac{w}{m^2}$	Anlage 4 $340 \frac{w}{m^2}$	Anlage 5 $350 \frac{w}{m^2}$	Anlage 6 $380 \frac{w}{m^2}$
$\bar{v}_{100 m}$	$5,03 \frac{m}{s}$	$5,47 \frac{m}{s}$	$5,69 \frac{m}{s}$	$5,85 \frac{m}{s}$	$5,94 \frac{m}{s}$	$5,95 \frac{m}{s}$
SG	57,5 %	67,0 %	71,8 %	75,9 %	78,8 %	78,9 %
Steigung im Wendepunkt	$26,3 \frac{\% \cdot s}{m}$	$27,3 \frac{\% \cdot s}{m}$	$28,7 \frac{\% \cdot s}{m}$	$29,2 \frac{\% \cdot s}{m}$	$28,8 \frac{\% \cdot s}{m}$	$29,2 \frac{\% \cdot s}{m}$

Vergleicht man die Wendepunkte hinsichtlich der verschiedenen NH, ist zu erkennen, dass die Steigung im Wendepunkt mit sinkender NH zunimmt. Für die Standortgüte im Wendepunkt gilt ebenfalls, dass

sie mit sinkender NH zunimmt. Die Abweichung der mittleren Windgeschwindigkeiten in den Wendepunkten für die verschiedenen NH sind sehr gering.

Beim Vergleich der Wendepunkte können folgende drei Beobachtungen bezüglich der Flächenleistung gemacht werden. Je höher die Flächenleistung,

1. desto höher ist die Standortgüte im Wendepunkt,
2. desto höher ist die mittlere Windgeschwindigkeit im Wendepunkt und
3. desto höher ist die Steigung im Wendepunkt.

Für den dritten Punkt bilden jedoch Anlage 5 und Anlage 6 eine Ausnahme. Sie haben die gleiche Steigung oder liegen etwas unter der im Wendepunkt von Anlage 4.

Die Wendepunkte liegen in einem Windgeschwindigkeitsbereich von 5,02 m/s bis 6,00 m/s.

6.4.2 Analyse der Korrekturfaktoren

In den folgenden Abbildungen sind die Korrekturfaktoren bei verschiedenen mittleren Windgeschwindigkeiten für die sechs Anlagentypen aufgetragen. Abbildung 30 zeigt die Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit für 140 m NH, Abbildung 31 für 120 m NH und Abbildung 32 für 100 m NH.

Werden die drei Abbildungen verglichen, so ist zu erkennen, dass bei niedrigeren NH auch die mittlere Windgeschwindigkeit abnimmt, bei der der maximale Korrekturfaktor unterschritten wird. Außerdem sinken die Korrekturfaktoren bei steigender Windgeschwindigkeiten schneller wenn die NH geringer ist. Dies wird besonders an Anlage 1 deutlich: Während für 140 m NH der niedrigste Korrekturfaktor bei 0,84 liegt, ist er bei 120 m NH bei 0,81. Für die NH von 100 m erreicht Anlage 1 schließlich den minimalen Korrekturfaktor von 0,79.

Der maximale Korrekturfaktor von 1,29 wird für alle NH zuerst von Anlage 1 bei 5,5 m/s unterschritten. Gefolgt von Anlage 2 bei 5,55 m/s und Anlage 3 bis 5 bei 5,60 m/s. Anlage 6 unterschreitet die 1,29 bei 5,56 m/s. Korrekturfaktoren bei niedrigen Windgeschwindigkeiten zwischen dem Schnittpunkt der Kurven und dem Unterschreiten des maximalen Korrekturfaktors, sind für Anlagen mit niedriger Flächenleistung geringer als für Anlagen mit hoher Flächenleistung. Bei 6 m/s beträgt der Korrekturfaktor für Anlage 1 1,13 und für Anlage 6 1,16 auf 100 m NH. Für 120 m NH liegen die Korrekturfaktoren bei 1,20 und 1,24. Auf 140 m NH betragen die Korrekturfaktoren 1,25 für Anlage 1 und 1,29 für Anlage 6.

Die Kurven der verschiedenen Anlagentypen schneiden sich in einem Bereich von 6,5 m/s bis 7 m/s. Die Schnittpunkte der Anlagen liegen, unabhängig von der NH, ungefähr bei einem Korrekturfaktor von 1,05. Bezüglich der mittleren Windgeschwindigkeit verschiebt sich der Schnittpunkt mit abnehmender NH nach rechts.

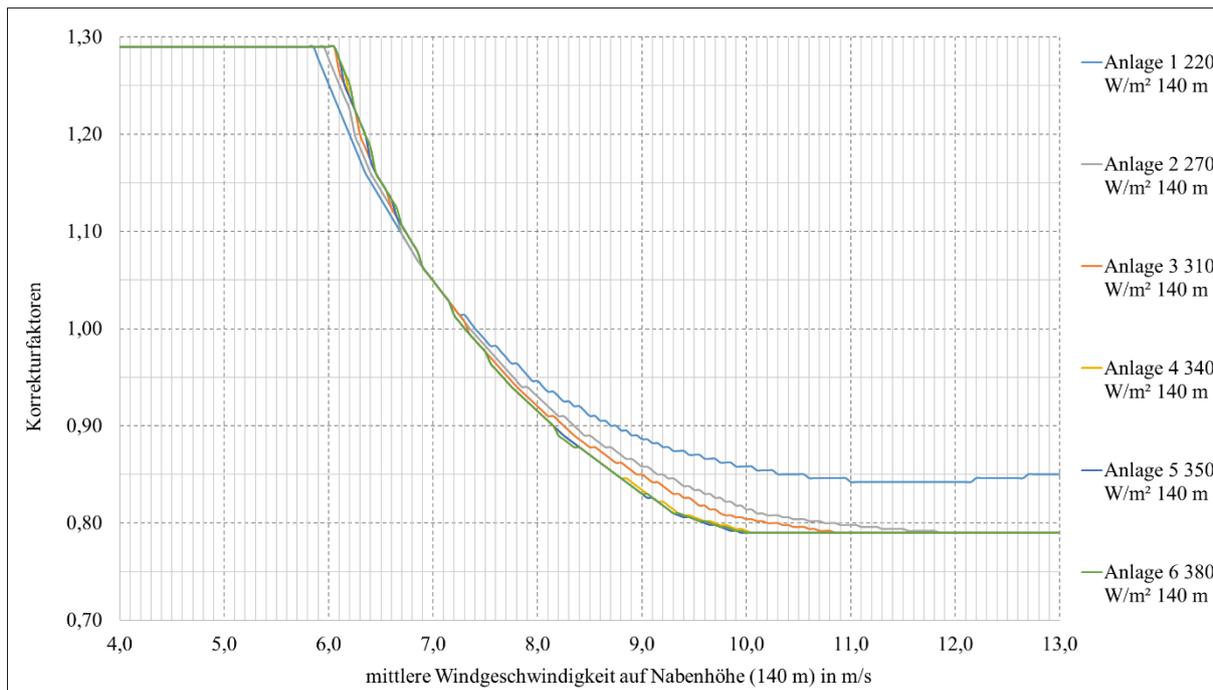


Abbildung 30: Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit (4. Auswertungsrunde)

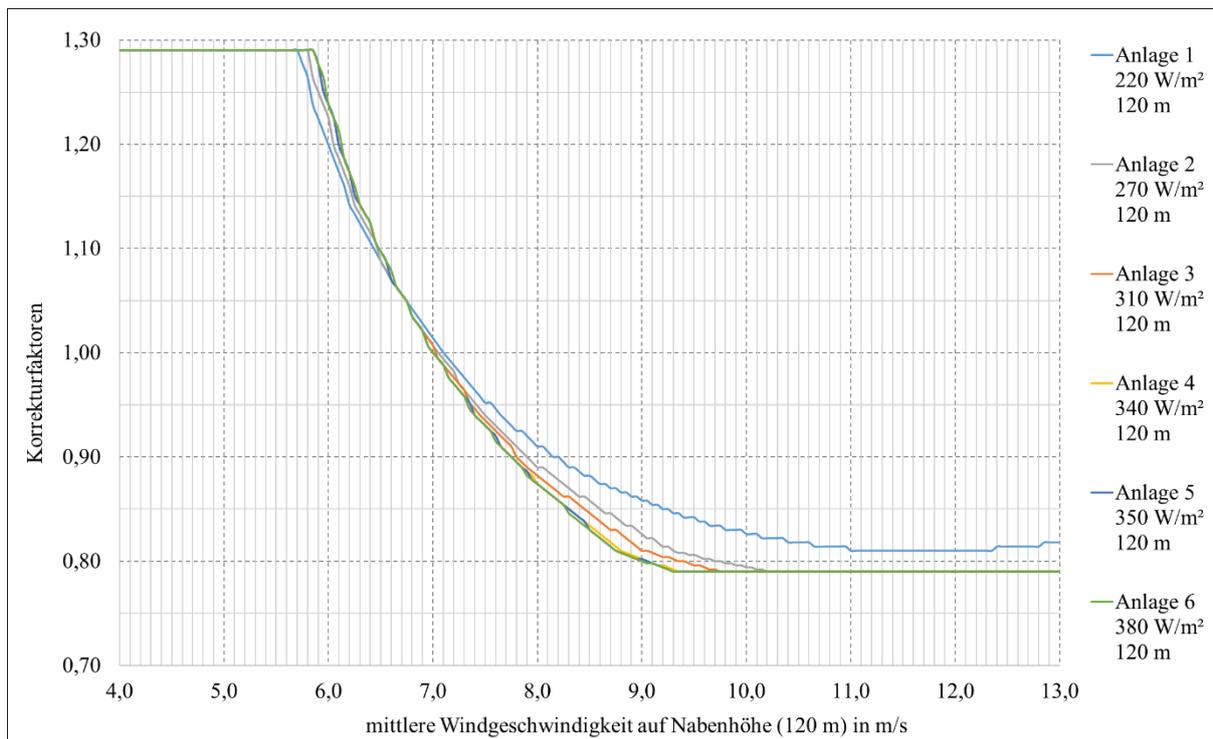


Abbildung 31: Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit (5. Auswertungsrunde)

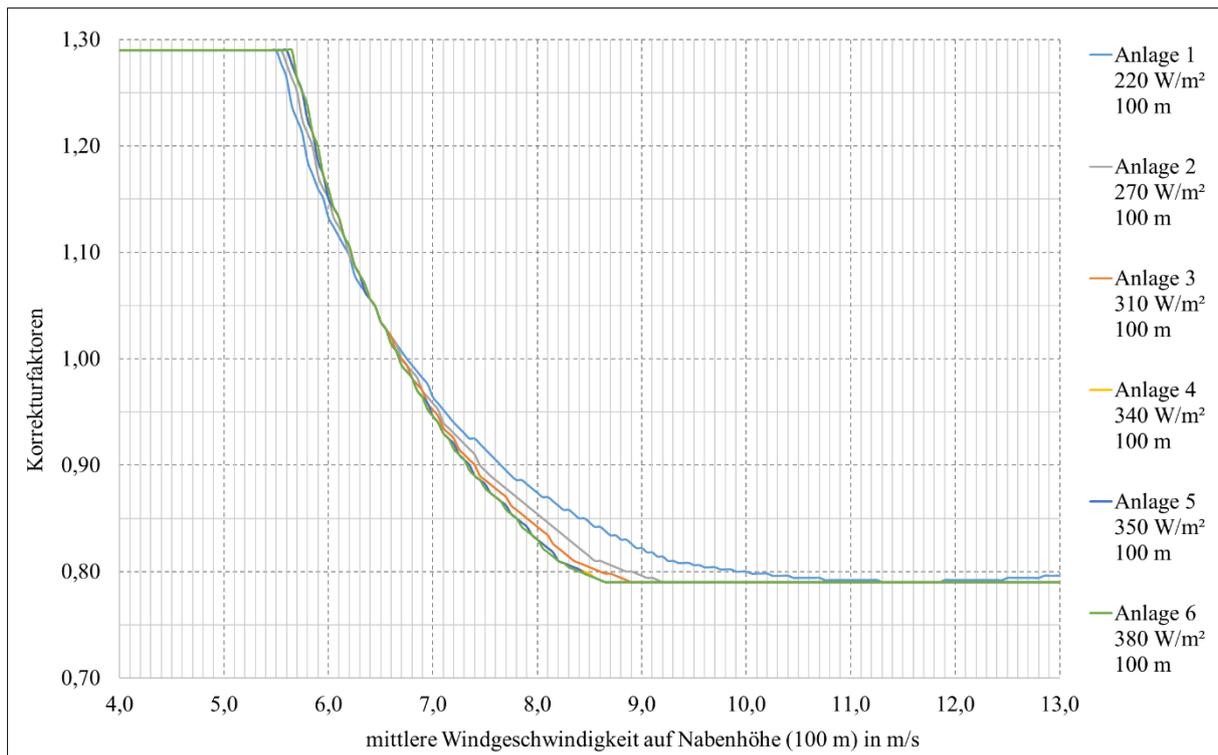


Abbildung 32: Korrekturfaktoren in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit (6. Auswertungsrunde)

6.4.3 Analyse des korrigierten Standortertrags

In den folgenden drei Abbildungen sind die korrigierten Standorterträge für verschiedene NH in Abhängigkeit der mittleren Windgeschwindigkeit dargestellt. Dabei wird der Standortertrag, aus welchem sich die Standortgüte ergibt, mit dem jeweiligen Korrekturfaktor multipliziert. Dies macht zum einen die verschiedenen Anlagentypen am selben Standort miteinander vergleichbar ohne dabei die Vergütungshöhe zu berücksichtigen. Zum anderen veranschaulicht es den Einfluss der Korrekturfaktoren. Zur besseren Übersicht werden immer nur zwei Anlagen direkt miteinander verglichen. In Abbildung 33 sind Anlage 1 und Anlage 2 mit den drei NH abgebildet. Abbildung 34 zeigt Anlage 4 und Anlage 5. In Abbildung 35 werden Anlage 3 und Anlage 6 miteinander verglichen.

Bei allen Anlagen verlaufen die korrigierten Standorterträge bis zu einer bestimmten mittleren Windgeschwindigkeit gleich. Wird diese Windgeschwindigkeit erreicht, spaltet sich der korrigierte Standortertrag für eine NH von 100 m ab. Folglich verlaufen die Kurven für die NH von 120 m und 140 m gleich, bis sich die 120 m Kurven abspalten. Danach ist der Verlauf weitestgehend parallel. Mit Ausnahme von Anlage 1 laufen die korrigierten Standorterträge der verschiedenen NH wieder zusammen.

Zur besseren Veranschaulichung und zum Vergleichen der korrigierten Standorterträge sind die mittleren Windgeschwindigkeiten für das Windprofil eines Schwachwindstandorts gemäß der Definition aus Kapitel 5.3.1 in den Abbildungen gekennzeichnet. Dabei entsprechen die eingezeichneten Punkte den in Tabelle 34 aufgeführten Werten für den korrigierten Standortertrag. Zusätzlich sind in Tabelle 34 die

Standorterträge für die gleichen mittleren Windgeschwindigkeiten und NH dargestellt. Somit ist es möglich, die verschiedenen Anlagentypen und NH an einem Schwachwindstandort miteinander zu vergleichen.

Für alle drei NH hat Anlage 2 den höchsten korrigierten Standortertrag, gefolgt von Anlage 3. Anlage 5 hat immer die niedrigsten korrigierten Standorterträge und Anlage 6 die zweitniedrigsten. Für Anlage 1 und Anlage 4 ist keine Zuordnung zu den NH möglich. Anlage 1 hat bei 100 m NH einen höheren korrigierten Standortertrag als Anlage 4. Bei 120 m und 140 m NH ist es jedoch umgekehrt.

Exemplarisch werden Anlage 2 mit 100 m NH und Anlage 3 mit 140 m NH verglichen. Die betreffenden Felder in Tabelle 34 sind hervorgehoben. Daraus geht hervor, dass Anlage 2 auf einer NH von 100 m einen Standortertrag von 8.922 MWh erzeugt. Anlage 3 erzeugt einen etwas niedrigeren Standortertrag von 8.746 MWh.

Vergleicht man nun die korrigierten Standorterträge miteinander, so ergibt sich ein umgekehrtes Bild. Anlage 2 mit 100 m NH hat einen korrigierten Standortertrag von 9.948 MWh. Anlage 3 mit 140 m NH liegt nun mit 10.067 MWh leicht über dem korrigierten Standortertrag von Anlage 2.

Tabelle 34: Korrigierte Standorterträge für das Windprofil des Referenzstandorts

NH	\bar{v}_{NH}	Anlage 1	Anlage 2	Anlage 3	Anlage 4	Anlage 5	Anlage 6
		$220 \frac{w}{m^2}$	$270 \frac{w}{m^2}$	$310 \frac{w}{m^2}$	$340 \frac{w}{m^2}$	$350 \frac{w}{m^2}$	$380 \frac{w}{m^2}$
		Korrigierter Standortertrag in MWh					
100 m	$6,15 \frac{m}{s}$	8.578	9.948	8.786	8.497	5.992	7.708
120 m	$6,35 \frac{m}{s}$	9.111	10.623	9.495	9.200	6.480	8.347
140 m	$6,50 \frac{m}{s}$	9.595	11.232	10.067	9.767	6.874	8.863
		Standortertrag in MWh					
100 m	$6,15 \frac{m}{s}$	7.756	8.922	7.880	7.621	5.374	6.913
120 m	$6,35 \frac{m}{s}$	8.171	9.451	8.380	8.120	5.719	7.367
140 m	$6,50 \frac{m}{s}$	8.469	9.836	8.746	8.486	5.972	7.700

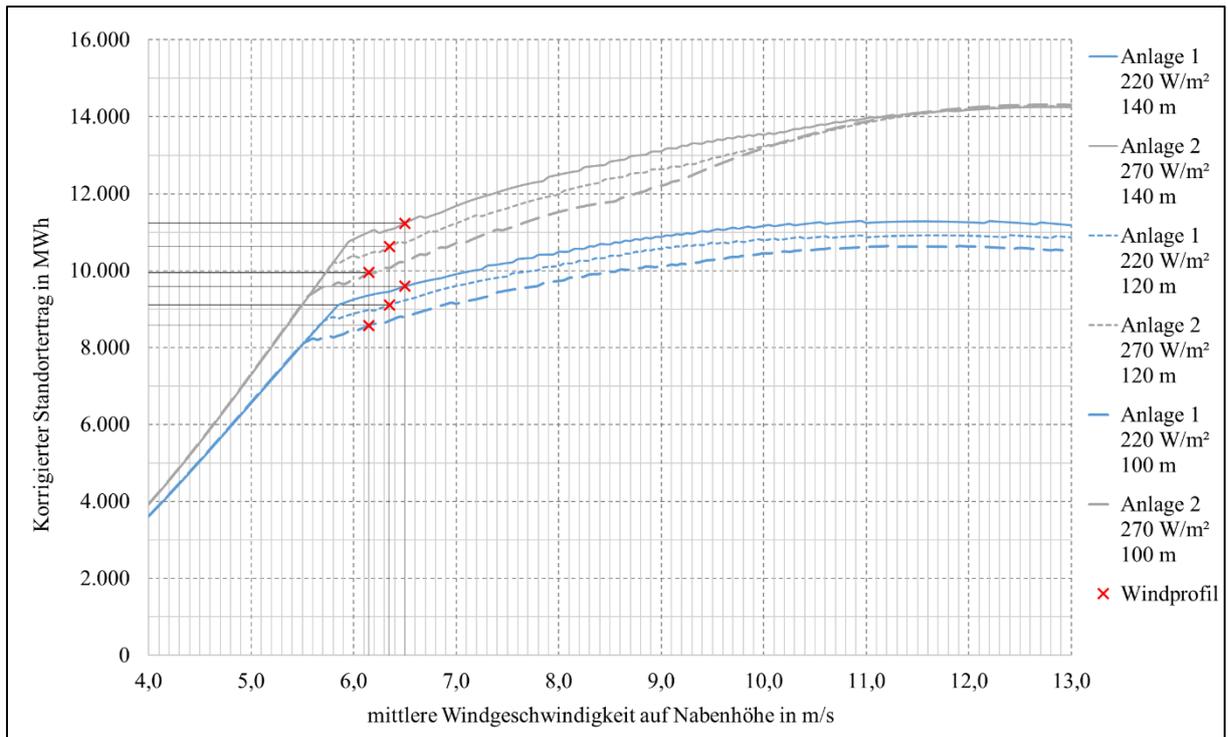


Abbildung 33: Korrigierter Standortertrag für verschiedene NH (Anlage 1 und 2)

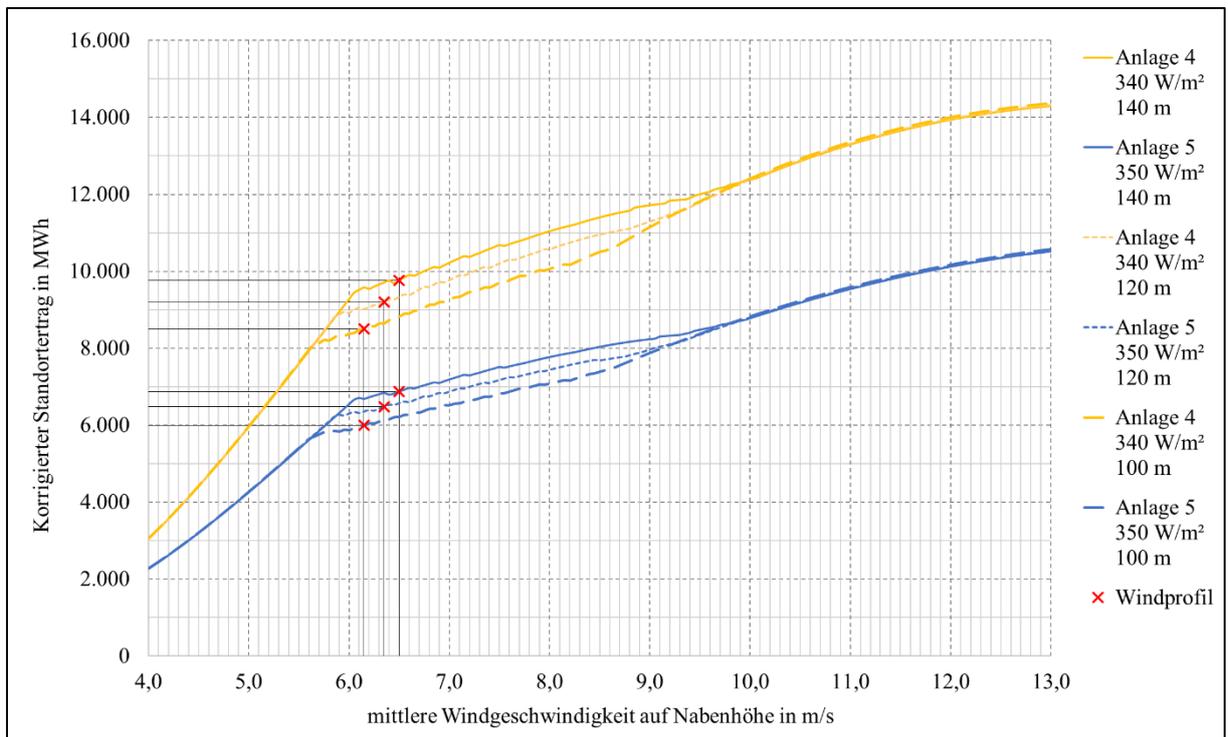


Abbildung 34: Korrigierter Standortertrag für verschiedene NH (Anlage 4 und 5)

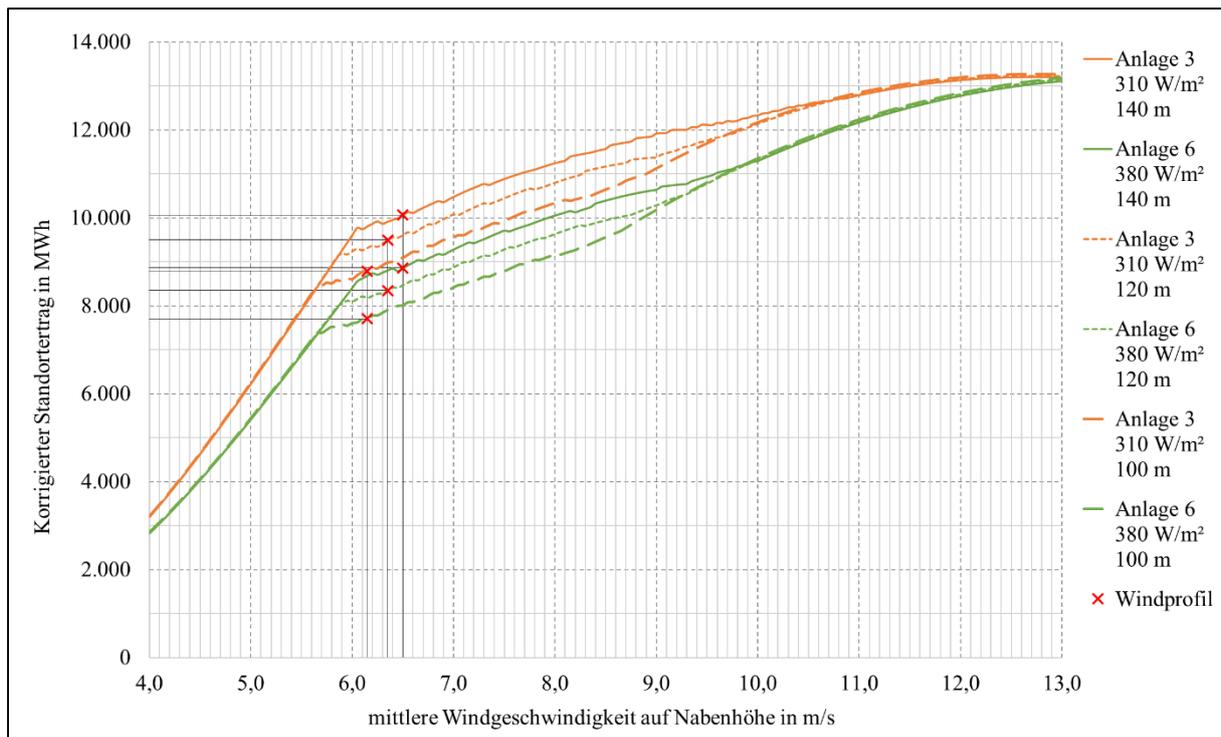


Abbildung 35: Korrigierter Standortertrag für verschiedene NH (Anlage 3 und 6)

6.4.4 Bewertung der Ergebnisse

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der vorangegangenen drei Auswertungsrunden bezüglich der Standortgüte, der Korrekturfaktoren und des korrigierten Standortertrags bewertet.

Standortgüte

Die Bewertung der Standortgüte bezieht sich auf Kapitel 6.4.1. Dabei können die Aussagen bezüglich der Wendepunkte direkt auf das Risiko, die Standortgüte falsch einzuschätzen übertragen werden. Die Steigung der Kurven entspricht dabei dem Risiko. Die maximale Steigung wird im Wendepunkt erreicht und ist somit auch der Punkt des maximalen Risikos, die Standortgüte falsch einzuschätzen.

Das Risiko nimmt zu, wenn die NH sinkt. Dies gilt jedoch nur, wenn dabei die gleiche mittlere Windgeschwindigkeit herrscht. Die Standortgüte im Wendepunkt nimmt mit sinkender NH zu, da bei geringeren NH der RE sinkt. Bei gleichbleibendem Standortertrag, welcher aus der mittleren Windgeschwindigkeit abgeleitet wird, führt dies zu einer Steigerung der Standortgüte. Dies ist der Fall, da die Abweichung der mittleren Windgeschwindigkeiten in den Wendepunkten für die verschiedenen NH sehr gering ist.

Das höchste Risiko, die Standortgüte falsch einzuschätzen, liegt für die bewerteten Anlagentypen und NH im Bereich von 5,02 bis 6,00 m/s und damit geringfügig unter der gefassten Definition für einen Schwachwindstandort mit 6,15 m/s auf 100 m NH.

Der Einfluss der Flächenleistung der Anlagentypen kann wie folgt beschrieben werden:

- Bei höheren Flächenleistungen tritt das höchste Risiko bei höheren mittleren Windgeschwindigkeiten auf und damit auch bei höheren Standortgüten.
- Je höher die Flächenleistung, desto höher ist auch das Risiko sich bei der Standortgüte zu verschätzen. Die Unterschiede sind jedoch sehr gering. Die Ausnahmen für die Anlage 5 und 6 können eventuell mit verschiedenen Abschaltwindgeschwindigkeiten erklärt werden. Um eine zuverlässige Aussage über diesen Punkt treffen zu können, müssten wesentlich mehr Anlagentypen ausgewertet werden, was im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht möglich war.

Korrekturfaktoren

Die beobachteten Unterschiede der Korrekturfaktoren in Kapitel 6.4.2 bei verschiedenen NH lassen sich wieder mit den sinkenden REN bei gleichbleibender mittlerer Windgeschwindigkeit erklären. Die minimalen Korrekturfaktoren bilden bei den mittleren Windgeschwindigkeiten einen Bereich ab, welcher in der Realität nicht relevant ist. Bei 100 m NH wird der minimale Korrekturfaktor als erstes von Anlage 6 bei 8,65 m/s erreicht. Standorte mit solch hohen mittleren Windgeschwindigkeiten auf 100 m NH sind extrem selten für die Windenergie an Land in Deutschland. Gleichzeitig werden Schwachwindstandorte nicht ausreichend von den Korrekturfaktoren abgebildet. Dies macht, wie in Kapitel 6.1.2 beschrieben, die Finanzierung solcher Projekte schwierig.

Bezüglich der Korrekturfaktoren bei niedrigen Windgeschwindigkeiten ist zu erkennen, dass Anlagen mit niedriger Flächenleistung gegenüber Anlagen mit hoher Flächenleistung benachteiligt werden. Die Korrekturfaktoren fallen niedriger aus für Anlagen mit niedriger Flächenleistung. Dadurch fällt auch die Korrektur des Gebots auf den 100 % Standort niedriger aus. Dies wirkt paradox, da Anlagen mit niedriger Flächenleistung meist für Schwachwindstandorte konzipiert werden. Die Erklärung hierfür liegt schlichtweg in der Systematik, mit der die Mindererträge ausgeglichen werden sollen. Schwachwindanlagen haben höhere Erträge als Starkwindanlagen bei niedrigen mittleren Windgeschwindigkeiten. Da der anlagenabhängige RE gleich bleibt, ergeben sich aus höheren Erträgen höhere Standortgüten, woraus wiederum niedrigere Korrekturfaktoren resultieren. Das umgekehrte Bild zeigt sich bei Starkwindanlagen und hohen Windgeschwindigkeiten. In hohen Windgeschwindigkeitsbereichen bieten bezüglich der Korrekturfaktoren Schwachwindanlagen Vorteile.

Die Schnittpunkte der Kurven lassen sich auf den Referenzstandort zurückführen. Er liegt in dem Punkt, in dem die Eingangsdaten des Referenzstandorts und des Gutachtens dieselben sind. Das bedeutet, die mittlere Windgeschwindigkeit auf NH ist im Gutachten und am Referenzstandort dieselbe. Beim Standort mit 100 m NH entspricht dies 6,45 m/s. Bei gleichen Eingangsdaten entspricht der RE dem Bruttoenergieertrag. Der Korrekturfaktor ergibt sich aber aus der Standortgüte, welcher aus dem Standortertrag berechnet wird. Beim Standortertrag werden die Energieverlustfaktoren berücksichtigt, weshalb er etwas geringer ist als der Bruttoenergieertrag. Deshalb liegen die Schnittpunkte bei einem Korrekturfaktor von 1,05 und nicht beim neutralen Korrekturfaktor von 1,0.

Korrigierter Standortertrag

Um den Einfluss der Korrekturfaktoren auf den letztendlichen Ertrag zu verdeutlichen, wurde der korrigierte Standortertrag für die verschiedenen Anlagentypen und NH berechnet. Die Ergebnisse wurden in Kapitel 6.4.3 dargestellt.

Das Auseinanderlaufen des korrigierten Standortertrags für verschiedene NH ist auf die verschiedenen Korrekturfaktoren zurückzuführen. Bei der mittleren Windgeschwindigkeit, bei welcher sich der korrigierte Standortertrag für die NH von 100 m abspaltet, wird der maximale Korrekturfaktor von 1,29 unterschritten. Gleiches gilt für die NH von 120 m und das Abknicken des korrigierten Standortertrags bei 140 m NH. Entsprechend hierzu laufen die Kurven wieder zusammen, sobald die Anlagen den minimalen Korrekturfaktor erreichen und nach oben abknicken. Die einzige Ausnahme stellt Anlage 1 dar. Sie erreicht den minimalen Korrekturfaktor für 140 m NH und 120 m NH bei keiner mittleren Windgeschwindigkeit, weshalb die Kurven bis zum Ende parallel laufen.

Das Beispiel zur besseren Veranschaulichung an einem Schwachwindstandort hat gezeigt, dass der Vergleich der Standorterträge nicht ausreichend ist. Sind die finanziellen Rahmenbedingungen für Anlage 2 mit 100 m NH und Anlage 3 mit 140 m NH dieselben, so ist der Standortertrag zunächst ausschlaggebend. Anlage 2 hat einen höheren Standortertrag und ist somit zunächst im Vorteil. Bei Betrachtung des korrigierten Standortertrags fällt jedoch auf, dass Anlage 3 besser abschneidet als Anlage 2.

Um eine bessere Aussage über standortbezogene Erträge zu erhalten, ist es sinnvoll, die Korrekturfaktoren in die Betrachtung mit einzubeziehen. Der beschriebene korrigierte Standortertrag hat aufgezeigt, dass es unter gewissen Bedingungen sinnvoll sein kann, geringere Standorterträge in Kauf zu nehmen, um die Einnahmen bei Windenergieprojekten zu erhöhen.

7 Zusammenfassung und Ausblick

Das EEG 2017 mit seinem Ausschreibungsmodell stellt einen Paradigmenwechsel in der Förderung der EE in Deutschland dar. Durch technologiespezifische Ausschreibungen sollen die Ausbauziele der Bundesregierung erreicht werden. Auch die Systematik bei der Förderung für Windenergie an Land ändert sich grundlegend.

Die neue Systematik sieht vor, die Standortgüte über den Standortertrag zu bestimmen. Dieser wird durch ein Gutachten ermittelt. Auch die RE werden geändert. Mit der Einführung des neuen Referenzstandortes soll das Referenzertragsmodell an die in den letzten Jahren installierte Anlagentechnik angepasst werden. Hierdurch ergeben sich neue RE für alle Anlagentypen. Mithilfe der Standortgüte werden Korrekturfaktoren gebildet, welche das abgegebene Gebot auf die Standortgüte beziehen sollen. Dieses Verfahren soll den gleichmäßigen Ausbau der Windenergie an Land für alle Standortgüten begünstigen. Der neu definierte Referenzstandort bildet ab einer NH von 135,8 m eine höhere mittlere Windgeschwindigkeit ab als der alte Referenzstandort. Ein weiterer Aspekt der neuen Vergütungssystematik ist das Überprüfen des Standortertrags nach fünf, zehn und fünfzehn Jahren. Dabei wird der real erzeugte Standortertrag herangezogen, um eine neue Standortgüte zu berechnen. Weicht diese um mehr als 2 % von der prognostizierten Standortgüte ab, so werden Nach- oder Rückzahlungen fällig. Im Rahmen dieser Arbeit wurden die verschiedenen Aspekte der neuen Vergütungssystematik, insbesondere in Bezug auf das Ertragsgutachten, untersucht.

Hierfür wurde ein Berechnungsmodell erstellt, womit zuvor definierte Zielgrößen analysiert wurden. Die Datenbasis, die in das Berechnungsmodell einfließt, wurde aus verschiedenen Quellen herangezogen. Die Ergebnisse werden im Folgenden zusammengefasst.

Besonders für Schwachwindstandorte kann die neue Fördersystematik ein Problem darstellen. Für Standortgüten unter 70 % gibt es keinen Korrekturfaktor, der die Mindererträge ausgleicht. Mit den in einem Gutachten verankerten Unsicherheiten werden P-Werte gebildet. Dabei sind für die Finanzierung eines Projekts insbesondere der P_{90} und P_{75} Wert von Interesse. Sie bilden die Wahrscheinlichkeit ab, mit der ein bestimmter Ertrag überschritten wird. Je höher die Unsicherheiten im Gutachten, desto niedriger sind die P_{90} und P_{75} Werte. Bei niedrigen P-Werten wird die Finanzierung eines Projekts erschwert. Das Senken der Unsicherheiten ist also besonders an Schwachwindstandorten nötig, da gegebenenfalls die P_{90} und P_{75} Werte außerhalb der Korrekturfaktoren liegen. Das Senken der Unsicherheiten ist allerdings mit höheren Kosten für das Windgutachten verbunden. Da im Ausschreibungsmodell ein höherer Kostendruck besteht, wird die Finanzierung von Projekten an Schwachwindstandorten zusätzlich erschwert. Abhilfe könnte ein zusätzlicher Korrekturfaktor schaffen, der Mindererträge bis zu einer Standortgüte von 60 % ausgleicht.

Bei Projekten, bei denen der Standortertrag falsch eingeschätzt wurde, werden Nach- bzw. Rückzahlungen fällig. Bei Überschreiten des prognostizierten Ertrags können die Zahlungen, die nach sechs Jahren

Betrieb geleistet werden müssen, extrem hoch ausfallen. Dies sollte in der Finanzierung berücksichtigt werden. Eine kontinuierliche Überwachung des Standortertrags ist empfehlenswert, um für den Fall einer Überschreitung des prognostizierten Standortertrags die Finanzierungsstruktur des Projekts zu ändern und gegebenenfalls Rückstellungen zu bilden.

Der Zusammenhang von Standortgüte und der mittleren Windgeschwindigkeit gibt Aufschluss über das Risiko, die Standortgüte im Gutachten falsch einzuschätzen. Das Risiko ist am höchsten bei Windgeschwindigkeiten unter 6,00 m/s. Bei den untersuchten Anlagen lag es zwischen 5,02 bis 6,00 m/s. Damit besteht das höchste Risiko etwas unter der gefassten Definition für einen Schwachwindstandort mit 6,15 m/s auf 100 m, 6,35 m/s auf 120 m und 6,50 m/s auf 140 m. Auch die Flächenleistung hat einen Einfluss darauf, die Standortgüte falsch einzuschätzen. Dabei sind zwei Tendenzen zu erkennen. Zum einen hat die Flächenleistung einen Einfluss darauf, wo das höchste Risiko auftritt. Bei höheren Flächenleistungen tritt das höchste Risiko tendenziell bei höheren mittleren Windgeschwindigkeiten auf. Zum anderen hat die Flächenleistung einen direkten Einfluss auf das Risiko. Je höherer die Flächenleistung, desto höher ist auch das Risiko.

Durch die Einführung der Korrekturfaktoren, welche den Standortertrag an die Standortgüte anpassen, ist ein direkter Vergleich der Standorterträge für verschiedene Anlagentypen nicht mehr ausreichend. Aussagekräftiger ist es, den korrigierten Standortertrag für einen Vergleich heranzuziehen. Dabei wird der aus dem Gutachten hervorgegangene Standortertrag mit dem Korrekturfaktor multipliziert, welcher aus der Standortgüte hervorgeht. Mithilfe des korrigierten Standortertrags lassen sich Windenergieprojekte besser vergleichen, ohne dabei das Gebot auf den 100 % Standort zu berücksichtigen.

Abschließend ist zu sagen, dass die Einführung von Ausschreibungen, zur Förderung von EE, ein weiterer Versuch ist die Kosteneffizienz des Großprojekts Energiewende zu erhöhen. Internationale Erfahrungen mit Ausschreibungen für EE sind gemischt und zeigen, dass nur ein gut konzipiertes Ausschreibungssystem einen erfolgreichen und kosteneffizienten Ausbau der EE ermöglichen kann. Es bleibt abzuwarten, ob der schnelle Ausbau der letzten Jahre im Bereich der Windenergie an Land fortgesetzt werden kann. Es ist auch fraglich, inwiefern die Akteursvielfalt beibehalten werden kann und welche Folgen die Änderung des REV auf den deutschlandweiten Ausbau der Windenergie hat. Diese Arbeit hat gezeigt, dass das EEG 2017 im Bereich der Windenergie an Land ein hoch komplexes Regelwerk ist, bei dessen Umsetzung viele Parameter zu beachten sind. Detailfragen bezüglich des REV sind zum jetzigen Zeitpunkt immer noch ungeklärt. Um ein funktionierendes Verfahren in Gang zu setzen ist es noch nötig diese Detailfragen zu klären. Die FGW ist mit der Technischen Umsetzung des Referenzertragsverfahrens nach TR5 und den Standards für Ertragsgutachten in der TR6 bereits in die Umsetzung des EEG 2017 involviert. Dadurch ergibt sich die Chance die noch ausstehenden Fragestellungen bezüglich des REV durch die FGW klären zu lassen. Besonders ein technisches Verfahren zur Berücksichtigung der Entgangenen Einspeisemengen, die auf den Standortertrag addiert werden sollen, muss transparent und nachvollziehbar festgelegt werden. Hierfür ist die FGW, durch seine Unabhängigkeit, hohen Akzeptanz und Bekanntheit in der Windbranche, der perfekte Partner.

8 Literaturverzeichnis

1. Agora Energiewende. Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016. Berlin : Agora Energiewende, Jan 2016.
2. Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). Installierte Windenergieleistung in Deutschland. [Online] 15. Juli 2016. <https://www.wind-energie.de/infocenter/statistiken/deutschland/installierte-windenergieleistung-deutschland>.
3. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Marktanalyse Windenergie an Land. Berlin : BMWi, Jan. 2015.
4. —. Eckpunktepapier EEG-Novelle 2016. Berlin : BMWi, Feb. 2016.
5. —. Referentenentwurf des BMWi (IIIB2). Berlin : BMWi, 14. April 2016.
6. Bundesregierung 2016. Gesetzentwurf EEG 2016. Berlin : Bundesregierung, 08. Juni 2016.
7. EEG 2014. Erneuerbare Energien Gesetz 2014. Berlin : Bundesgesetzblatt, 01. Aug. 2014.
8. Bundesnetzagentur. Pilotausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für PV-Freiflächen. Berlin : BNetzA, 13. Jan. 2016.
9. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Ausschreibungsbericht nach §99 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2014). Berlin : BMWi, Jan 2013.
10. Oppen, Margarete von. 2. PV-Ausschreibungsrunde: Einheitspreis voraussichtlich bei etwa 8,5 Cent/Kilowattstunde. [Befragte Person] Sandra Enkhart. s.l. : pv magazine, 18. August 2015.
11. Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). Ausschreibungen für Windenergie an Land. Berlin : BWE, Okt. 2015.
12. Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), Georg Schroth. EEG2016 Aktueller Stand. Potsdam : BWE, Mai 2016. S. 36.
13. Deutsche Windguard. Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland im Jahr 2015. Varel : Deutsche Windguard, 01. 01 2016.
14. Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind). Analyse der Ausbausituation der Windenergie an Land im Jahr 2015. Berlin : FA Wind, Feb. 2016.
15. Deutsche Windguard. Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland Update. Varel : Deutscher Windguard, 2015. SP15027A1.
16. —. Kurzanalyse zu Verhältnisfaktoren unter Verschiedenen Annahmen. Varel : Deutscher Windguard, März 2016.
17. Fördergemeinschaft Windenergie e.V. (FGW). Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages TR5 Rev. 6. Berlin : FGW e.V., 24. Feb. 2016.
18. Deutsches Institut für Normung e. V. DIN EN 61400-1, Windenergieanlagen - Teil1: Ausleungsanforderungen. Juni 2010.
19. Fördergemeinschaft Windenergie e.V. (FGW). Bestimmung von Leistungskurve und standardisierten Energieerträgen TR2 Rev. 16. Berlin, Berlin, Deutschland : FGW e.V., 28. Jan. 2010.
20. Frauenhofer IWES. Windenergie Report 2014. Kassel : IWES, Jan. 2015.
21. Horodyvskyy und Schorer. Technische Richtlinie 6 in der Revision 9 - Neue Anforderungen zur

- Erstellung von Energieertragsermittlungen. DEWI Magazin. 1. Feb. 2015, S. 6 bis 10.
22. Fördergemeinschaft Windenergie e.V. (FGW). Bestimmung von Windpotenzial und Energieerträgen TR6 Rev. 9. Berlin, Berlin, Deutschland : FGW e.V., 22. Sep. 2014.
 23. anemos. Bestimmung des Windpotentials und des Energieertrags von Windenergieanlagen am Standort Tauschwald. Reppenstedt : anemos, 12. Dez. 2014.
 24. Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). Windenergie im Binnenland. Berlin : BWE, 2013. ISBN: 9783942579786.
 25. Fördergemeinschaft Windenergie e.V. (FGW). Anhang A Auszug aus TR6 Rev. 9. Berlin : FGW e.V., 11. 07 2016.
 26. Gasch, Robert und Twele, Jochen. Windkraftanlagen Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. Berlin : Vieweg+Teubner Verlag, 2011. ISBN 978-3-8348-1460-9.
 27. Deutsches Institut für Bautechnik (DIBt). Richtlinie für Windenergieanlagen - Einwirkungen und Standsicherheitsnachweise für Turm und Gründung. Berlin : Deutsches Institut für Bautechnik, Okt. 2012.
 28. Deutsches Institut für Normung e. V. DIN EN 1991-1-4/NA, Einwirkungen auf Tragwerke - Teil 1-4: Allgemeine Einwirkungen - Windlasten. Berlin : Beuth Verlag GmbH, Dez. 2010.
 29. Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE). Ringvergleich Windgutachten des BWE Windgutachterbeirats - Ablauf und Ergebnisse. Berlin : BWE, 17. Dez. 2015.
 30. Meisel, Robbin. Windparkplanung und -projektierung - Skript. Machbarkeit - Windverhältnisse. Berlin : Meisel, SS2015.
 31. EEG 2014. Erneuerbare Energien Gesetz 2014. Berlin : s.n., 01. Aug. 2014.

9 Anhang CD-ROM

Auf der CD-ROM befinden sich das Berechnungsmodell mit einer Beispiel LK, ein Analysetool für die Polynome der 4. / 5. / 6. Auswertungsrunde. Außerdem wird ein Tool zum Vergleich der alten und neuen Referenzerträge einzelner Anlagen bereitgestellt. Die aufgeführten Quellen sind die öffentlich zugänglichen PDF Dokumente die in diese Master-Thesis verwendet wurden. Die Master-Thesis selbst ist ebenfalls als PDF Dokument hinterlegt.

- Berechnungsmodell anhand einer Beispielanlage
- Analyse der Polynome (Auswertungsrunde 4-5-6) – Kap. 6
- Referenzerträge anhand einer Beispielanlage – Kap. 3
- Quellen
- Master-Thesis als PDF