

Michael Wolf

Analyse und Entwicklung von Höhenmodellen für Windgradienten und Verifikation mit realen Daten.

Masterthesis

wissenschaftliche Arbeit
zur Erlangung des akademischen Grades Master of Engineering

URN: urn:nbn:de:gbv:519-thesis2014-0604-7

1. Gutachter: Prof. Dr. rer. nat. habil. Gerd Teschke
2. Gutachter: Dipl.-Phys. Uwe Moldenhauer
vorgelegt von: B. Eng. Michael Wolf
vorgelegt am: 27. 01. 2015

Abstract/Zusammenfassung

This master thesis analyses the behavior of the wind speed in relation to the height. The first part presents the height profiles described in the literature. These profiles will be compared to real data from wind power stations. The analysis will show the behavior of the vertical wind gradient in relation to his height within a defined test field with wind power stations while addressing the relevant data basis. The closing part presents an alternative approach to calculate the wind speed in comparison to the defined height profiles.

In dieser Masterthesis wird das Verhalten der Windgeschwindigkeit in Bezug auf die Höhe untersucht. Es werden die in der Literatur beschriebenen Höhenprofile vorgestellt. Anschließend werden mit Hilfe realer Daten von Windenergieanlagen diese Höhenprofile abgeglichen. Bei der Untersuchung soll anhand eines definierten Testfeldes mit Windenergieanlagen gezeigt werden, wie sich der vertikale Windgradient mit zunehmender Höhe verhält. Dabei wird zudem auf die Datengrundlage eingegangen. Abschließend wird in dieser Ausarbeitung ein weiterer Ansatz zur Ermittlung der Windgeschwindigkeit, im Vergleich zu den Höhenprofilen aus der Literatur, dargelegt.

Inhaltsverzeichnis

Abstract/Zusammenfassung.....	I
Inhaltsverzeichnis	II
Abkürzungsverzeichnis	III
Tabellenverzeichnis	IV
Abbildungsverzeichnis	VI
1 Einleitung.....	1
1.1 Aufgabenstellung	2
1.2 Aufbau und Methodik	3
2 Grundlagen des klassischen Höhenmodells.....	5
2.1 Das Höhenprofil.....	6
2.2 Einflussfaktor Oberflächenrauigkeit.....	9
2.3 Einflussfaktor Topographie	11
2.4 Einflussfaktor Temperatur	13
3 Sensortechnik einer Windenergieanlage.....	14
4 Struktur der realen Daten.....	17
4.1 Datenbank	21
4.2 Standortwahl der WEA-Daten für die Verifikation	23
4.3 Rekonstruktion der Windgeschwindigkeit aus realen Daten	26
4.4 verwendete Zeitspanne der realen Daten	32
5 Parametrisierung des klassischen Höhenmodells mit realen Daten.....	33
5.1 Analyseverfahren für den vertikalen Windgradienten.....	43
5.2 Analyse des exponentiellen Höhenprofils	45
5.3 Analyse des logarithmischen Höhenprofils	53
6 Transformationsmodell	56
6.1 Grundlagen der Weibull-Verteilung	56
6.2 Schätzverfahren für Weibull-Parameter mit Abstandsfunktion.....	61
6.3 Herleitung des Transformationsmodells	66
7 Parametrisierung des Transformationsmodells	72
8 Fazit	78
Literaturverzeichnis	79
Eidesstattliche Erklärung.....	81

Abkürzungsverzeichnis

DHM: Digitales Höhenmodell

IEC: International Electrotechnical Commission

TA-Luft: Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft

WAsP: Wind Atlas Analysis and Application Program

WEA: Windenergieanlage

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Rauigkeitsklassen nach Europäischen Windatlas	10
Tabelle 2:	Datenbeschreibung in Tabelle weats	18
Tabelle 3:	Datenbeschreibung in Tabelle typ	19
Tabelle 4:	Datenbeschreibung in Tabelle lk	19
Tabelle 5:	Datenbeschreibung in Tabelle ts	20
Tabelle 6:	gemessener Leistungskennlinienwert zu Windgeschwindigkeit	28
Tabelle 7:	gemessene Leistungen, alle zehn Minuten über vier Stunden	29
Tabelle 8:	rekonstruierte und gemessene Windgeschwindigkeit zu Leistung	31
Tabelle 9:	Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau A beim Hochskalieren (exponentiellen Höhenprofil)	46
Tabelle 10:	Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau A beim Herunterskalieren (exponentiellen Höhenprofil)	46
Tabelle 11:	Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau B beim Hochskalieren (exponentiellen Höhenprofil)	47
Tabelle 12:	Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau C beim Hochskalieren (exponentiellen Höhenprofil)	47
Tabelle 13:	Abstand von Modell und Rekonstruktion in Höhenniveau B beim Herunterskalieren (exponentiellen Höhenprofil)	47
Tabelle 14:	Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau C beim Runterskalieren	48
Tabelle 15:	Zusammenfassung des Verhaltens beim exponentiellen Höhenprofil (Referenz Daten in 64 m Höhe, Höhenniveau A)	48
Tabelle 16:	Zusammenfassung des Verhaltens beim exponentiellen Höhenprofil (Referenz Daten in 64 m Höhe, Höhenniveau B)	48

Tabelle 17:	Zusammenfassung des Verhaltens beim exponentiellen Höhenprofil (Referenz Daten in 64m Höhe, Höhenniveau C)	49
Tabelle 18:	Zusammenfassung von δ beim exponentiellen Höhenprofil (Referenz Daten in 64 m Höhe, Höhenniveau A)	52
Tabelle 19:	Zusammenfassung von δ beim exponentiellen Höhenprofil (Referenz Daten in 100 m Höhe, Höhenniveau B)	52
Tabelle 20:	Zusammenfassung von δ beim exponentiellen Höhenprofil (Referenz Daten in 64 m Höhe, Höhenniveau C)	52
Tabelle 21:	Abstand von Modell und Rekonstruktion in Höhenniveau A beim Hochskalieren (logarithmisches Höhenprofil)	53
Tabelle 22:	Abstand von Modell und Rekonstruktion in Höhenniveau B beim Hochskalieren (logarithmisches Höhenprofil)	53
Tabelle 23:	Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau C beim Hochskalieren (logarithmisches Höhenprofil)	54
Tabelle 24:	Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau A beim Herunterskalieren (logarithmisches Höhenprofil)	54
Tabelle 25:	Abstand von Modell und Rekonstruktion in Höhenniveau B beim Herunterskalieren (logarithmisches Höhenprofil)	54
Tabelle 26:	Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau B beim Herunterskalieren (logarithmisches Höhenprofil)	54

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Darstellung der atmosphärischen Grenzschicht	6
Abbildung 2: Topographie Einfluss auf Höhenprofil	11
Abbildung 3: Standorte der Windparks in Deutschland von den gegebenen Daten	23
Abbildung 4: DHM Neschlin	25
Abbildung 5: Höhenlinien des Standort Neschlin	26
Abbildung 6: Beispiel der Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen über die Zeit	36
Abbildung 7: Beispiel Verteilung des Hochskalierens einer Windgeschwindigkeit auf 100 m über die Zeit	37
Abbildung 8: Beispiel Verteilung des Hochskalierens einer Windgeschwindigkeit auf 138 m über die Zeit	38
Abbildung 9: Beispiel Verteilung des Herunterskalieren einer Windgeschwindigkeit auf 100 m über die Zeit	39
Abbildung 10: Beispiel Verteilung des Runterskalieren einer Windgeschwindigkeit auf 64 m über die Zeit	40
Abbildung 11: Verteilung der Realen- und Skalierten Windgeschwindigkeit zur Höhe	41
Abbildung 12: vertikales Windprofil mit ausgleichender Gerade mit Hilfe des logarithmischen Höhenprofils	42
Abbildung 13: Fehler ϵ zwischen Modell (Rot) und rekonstruierten Daten (Blau)	44
Abbildung 14: Verhalten der Windgeschwindigkeit des Datensatzes im Höhenniveau C	50
Abbildung 15: geschätzte Windgeschwindigkeit mit Verbesserung (Modell mit logarithmischem Höhenprofil)	51

Abbildung 16: Verhalten des a Parameters	58
Abbildung 17: Verhalten des b Parameters	59
Abbildung 18: Verhalten des c Parameters	60
Abbildung 19: Häufigkeit eines Datensatzes in 64 m Höhe	62
Abbildung 20: Verteilungsfunktion des Datensatzes in 64 m Höhe	63
Abbildung 21: Weibull-Dichtefunktion des Datensatzes in 64 m Höhe mit Klassifizierung von 0.1	64
Abbildung 22: Abstand Φ zwischen empirischer Dichtefunktion und Weibull Dichtefunktion	65
Abbildung 23: Beispiel Verteilung des Hochskalierens einer Windgeschwindigkeit mit dem Transformationsmodell auf 100 m über die Zeit	72
Abbildung 24: Hochskaliertes vertikales Windprofil mit ausgleichender Geraden durch Transformationsmodell	74
Abbildung 25: Herunterskaliertes vertikales Windprofil mit ausgleichender Geraden durch Transformationsmodell	75
Abbildung 26: Hochskaliertes vertikales Windprofil mit bekannten Parametern	76
Abbildung 27: Hochskaliertes vertikales Windprofil mit geschätzten Parametern	77

1 Einleitung

Die Energiegewinnung durch umweltfreundliche Technologie nimmt einen immer bedeutenderen Stellenwert in der Politik, bei der Bevölkerung und Industrie ein. Im Zuge der Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes am 1. April 2000 stieg der Anteil der erneuerbaren Energien bis 2013 von 9 auf 25 Prozent der gesamten Energie Erzeugung [Energie-Info]. Die erneuerbaren Energien in Deutschland unterteilen sich in verschiedene Kategorien ihrer Erzeugung. Den größten Anteil mit 50 Prozent hat die Biomasse. Mit 15 Prozent folgen die Windkraftanlagen und an dritter Position schließt die Energieerzeugung durch die Sonne mit einem Anteil von 11 Prozent an. Zu den erneuerbaren Energien zählen mit zehn Prozent die Biokraftstoffe. Die Bundesregierung hat im Koalitionsvertrag ein klares Ziel formuliert. Der Anteil an erneuerbaren Energien am Brutto-Inlandsstromverbrauch soll bis 2025 zwischen 40 und 45 Prozent liegen [Energie-Info]. Um dieses Ziel zu erreichen, ist die integrierte Gesamtstrategie der Energiewende entscheidend. Zu dieser Strategie zählen beispielsweise der Ausbau der erneuerbaren Energien, die Steigerung der Energieeffizienz, der Ausbau und die Modernisierung der Stromnetze und der Bau neuer Energiespeicher [BMU].

In der Statistik des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. ist der Windenergieausbau mit einem Bestand an Windenergieanlagen (WEA) von 23.645 bezeichnet. Davon sind im Jahr 2013 in Deutschland 1.154 WEA errichtet worden [SWD]. An diesen Zahlen ist zu erkennen, dass der Ausbau von WEA eine bedeutende Rolle für die erneuerbaren Energien hat und ein wichtiger Teil der Gesamtstrategie ist. Das Errichten von WEA ist mit gewissen Kosten verbunden. Diese Kosten umfassen die Technik und den Aufbau, sowie die Planung eines passenden Standortes. Für Firmen und Investoren sollen die Kosten so gering wie möglich gehalten werden, um mit den investierten Mitteln Gewinn zu erwirtschaften. Den Investor interessieren im ersten Schritt eines Projektes die zukünftigen Ertragszahlen. Ein solides Mittel, um die Wirtschaftlichkeit eines Projektes zu bestimmen ist die Schätzung des kWh-Ertrages aus der Windgeschwindigkeit. Dieser Wert hängt von bestimmten Einflussparametern ab. Er zeigt in erster Linie, ob ein Projekt weitergeführt werden sollte oder nicht.

Zum Schätzen des Ertrages existieren verschiedene Methoden, die Aufschluss geben, ob der Standort sich rentieren würde. Eine Methode ist das klassische Höhenmodell, das eine Umskalierung von einer Referenzgeschwindigkeit und -höhe in eine gewünschte

Zielgeschwindigkeit und -höhe realisiert. Eine weitere Methode sind Mesoskala-Modelle, dabei handelt es sich um komplexe Modelle zur Bestimmung des Windpotenzials. Anhand des Begriffes Mesoskala ist ersichtlich, dass dabei atmosphärische Phänomene mit horizontalen Skalen von einigen Wenigen, bis zu mehreren hundert Kilometer berücksichtigt werden. Für die Planung von WEA wird häufig ein Windgutachten mit Hilfe eines Windatlas erstellt. Um einen Windatlas zu erstellen werden Simulationen in Abhängigkeit der Zeit durchgeführt. Der Antrieb dieses Modells ist nicht durch die Statistik vorgegeben, sondern wird kontinuierlich durch Vorgaben der Randbedingungen weitergeführt [Einführung in die Windenergietechnik].

Die Methode der Mesoskala eignet sich für die Simulation einer Karte für die mittlere Windgeschwindigkeit und es wird üblicherweise durch Reanalysedaten realisiert. Die Reanalysedaten bestehen aus Knotenpunkten auf der ganzen Welt, mit einem 2,5 x 2,5-Grad-Gitter. Dieses besitzt seit 1948 eine zeitliche Auflösung von sechs Stunden [Einführung in die Windenergietechnik].

Die Modelle und Methodik des Windatlas ähnelt regionaler Klimamodellierung und erfordert in ähnlichem Maße große Rechnerkapazitäten und Kompetenz bei der Durchführung und Analyse [Einführung in die Windenergietechnik].

Das klassische Höhenmodell zur Umskalierung ist ein einfacheres Werkzeug im Vergleich zu den vorherig Genannten. Es wird am häufigsten verwendet, benötigt aber eine Referenzgeschwindigkeit und -höhe.

Das Ergebnis einer Vorhersageberechnung wurde im Rahmen eines Forschungsprojektes in der Hochschule Neubrandenburg ausgewertet. Es wurden ca. 2000 WEAs über einen Zeitraum von 2009 bis 2013 auf ihren prognostizierten und dann tatsächlich erbrachten Energieertrag empirisch analysiert.

1.1 Aufgabenstellung

Auf Grundlage der gesammelten Messwerte (Produktionsdaten) von den WEA wurde die Aufgabenstellung für diese Arbeit konkretisiert. Es soll anhand realer WEA Produktionsdaten und mit Hilfe von Höhenmodellen aus der Literatur die Charakteristik des Windgradienten untersucht werden, der die Höhenzunahme des Energiegehalts des natürlichen Windangebotes beschreibt. Für die Untersuchung wird sich auf Windenergie-

standorte in Nordostdeutschland beschränkt. Das Ziel dieser Arbeit ist die Analyse und Entwicklung von Höhenmodellen für Windgradienten und die Verifikation mit realen Daten.

1.2 Aufbau und Methodik

Zum Erreichen des Ziels sind mehrere Punkte zu klären. Der erste Punkt ist die Erläuterung des klassischen Höhenmodells zur Berechnung von Windpotenzial. Die bei der Planung von WEA verwendeten Schätzungen werden zum überwiegenden Teil mit Hilfe des klassischen Höhenmodells realisiert. Das geschieht anhand der Zusammenhänge von festgelegten Abhängigkeiten. Im Vergleich zu dem Aufwand des Mesoskallamodells, hat das Umskalierungsmodell einen geringeren Aufwand. Dies ist der Grund für die häufige Verwendung des Umskalierungsmodells. Analysewerkzeuge dieses Modells sind z.B. Wind Atlas Analysis and Application Program (WAsP), WindPRO und Windfarmer, die für eine Langzeitbetrachtung des Ertrages z.B. die Windatlas-Daten des Deutschen Wetterdienstes berücksichtigen. Der Abschnitt 2 geht auf die Grundprinzipien dieser Werkzeuge ein. Dazu zählen die Einflussfaktoren, mathematische Darstellung und Abhängigkeiten.

Der zweite Punkt ist die Erklärung der Sensorik von WEA, um die Herkunft der Daten zu beschreiben. Das ist nötig um zu klären, ob die Daten für eine Verifizierung eines eigenen Modells und für die Parametrisierung des klassischen Höhenmodells geeignet sind. Der Abschnitt 3 beschreibt einen Ausschnitt der baulichen Konstruktion und erläutert die wichtigsten technischen Größen und Sensoren. Außerdem wird die Messung der entscheidenden Größe erläutert: die Windgeschwindigkeit. Dazu zählt die Funktionsweise des Sensors und welche Besonderheiten auftreten.

Darauf aufbauend folgt im nächsten Punkt das Datenmanagement. Die Datenbestände sind die Grundlage für die Betrachtungen in dieser Arbeit. In Abschnitt 4 wird auf die Kriterien, Quellen und Genauigkeit der Daten eingegangen.

Der nachfolgende Abschnitt 5 zeigt mit Hilfe der Daten die Parametrisierung des klassischen Höhenmodells und beschreibt die Vor- und Nachteile des Modells. Als Referenzdaten für die Parametrisierung dienen Messwerte von den WEA und keine Daten von meteorologischen Messstationen. Es soll die Grundlage des klassischen Höhenmodells

verdeutlicht werden: das Höhenprofil mit seinen Einflussfaktoren in einem kleinerem Gebiet.

In Abschnitt 6 wird ein anderer Ansatz im Vergleich zu dem klassischen Höhenmodell beschrieben. Er basiert auf der Weibull-Verteilung und stellt den Ansatz eines eigenen Modells dar. Dafür ist es nötig die Weibull-Verteilung zu beschreiben und ihr Verhalten durch die einzelnen Parameter zu zeigen. Die Verifizierung dieses eigenen Modells wird ansatzweise anhand der vorher festgelegten Daten in Abschnitt 7 vorgenommen. Im letzten Abschnitt wird das Fazit darlegt.

2 Grundlagen des klassischen Höhenmodells

In diesem Abschnitt werden die Grundlagen für das Umskalierungsmodell anhand der Literatur erläutert.

Um die Windgeschwindigkeit zu schätzen, sind zuerst die Abhängigkeiten und ihre Zusammenhänge zu klären. Für die Prognose der Windgeschwindigkeit nutzen Betreiber- und Planungsunternehmen verschiedene Programme wie z.B. WAsP, WindPRO oder Windfarmer. Mit diesen Programmen kann man durch Zusammenhänge zwischen den windbeeinflussenden Faktoren wie Höhenprofil, Rauigkeitsklasse, Höhenlinie und Hindernisse den Standort einer WEA bzw. eines Windparks ermitteln. Für die Auswertung mit diesen Werkzeugen können Daten einer meteorologischen Messstation (Referenzstation), die über mindestens zehn Jahre Winddaten gemessen hat, verwendet werden. Hierbei wird unter Berücksichtigung der lokalen Hindernisse, Rauigkeiten und Höhenlinien den von Bodeneinflüssen bereinigten Wind berechnet. Daraufhin kann eine Prognose um einen von der Referenzstation mehrere Kilometer entfernten Standort abgeben werden [Einführung in die Windenergietechnik]. Es ergibt sich damit das Prinzip des klassischen Höhenmodells: Am Boden herrscht durch die Bodenreibung eine Windgeschwindigkeit von null, während in großen Höhen die Geschwindigkeit steigt. In Höhen, wo die Faktoren am Boden keinen Einfluss mehr haben, wird der Wind "geostrophischer Wind" genannt. Der geostrophische Wind ist ein metrologischer Begriff und kommt in größeren Höhen von 500m bis 1000m vor. Dieser ist über größere Gebiete konstant. Der Antrieb des geostrophischen Windes sind horizontale Druckunterschiede und die Corioliskraft. Zwischen der Windgeschwindigkeit am Boden und den Höhenniveaus des Windes bilden sich die atmosphärische Grenzschicht aus. In Abbildung 1 ist diese turbulente Grenzschicht dargestellt. Dabei ist zu beachten, dass die Höhe der Grenzschicht variiert. Sie kann in klaren Nächten bis 100 m über den Boden sein und in warmen Sommertagen mit niedrigen Windgeschwindigkeiten bis zu zwei km hoch sein [Windkraftanlagen]. Es ist vereinfacht zu sagen, dass für den Wind am Boden die Einflussfaktoren gefiltert werden und dieser mit dem geostrophischen Wind gleichzusetzen ist [Einführung in die Windenergietechnik].

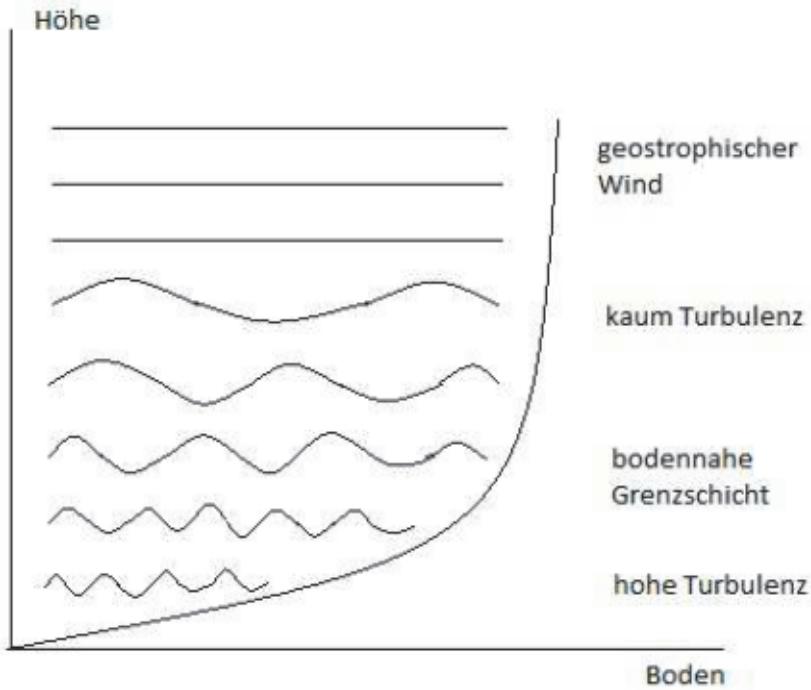


Abbildung 1: Darstellung der atmosphärischen Grenzschicht (Quelle: [Windkraftanlagen], Bild 4-5)

Die Grundlage für die genannten Programme ist das klassische Höhenmodell und das besteht aus dem Höhenprofil mit seinen Einflussfaktoren.

2.1 Das Höhenprofil

Das vertikale Profil des Windes ist der Verlauf der Windgeschwindigkeiten mit der Höhe [Windkraftanlagen]. Die Änderung der Windgeschwindigkeit mit der Höhe hängt in der atmosphärischen Grenzschicht von den Einflussfaktoren Oberflächenrauigkeit, Bebauung, Druck, Topographie und dem vertikalen Temperaturprofil ab. Zu beachten ist, dass der vertikale Temperaturverlauf dieser Profile in drei Kategorien unterteilt wird [Windkraftanlagen]:

- labile Schichtung
- stabile Schichtung
- neutrale Schichtung

Ist die bodennahe Luft wärmer als die darüber liegende, handelt es sich um eine labile Schichtung. Die stabile Schichtung ist gegeben, wenn die Temperatur am Boden niedriger ist als die der darüber liegenden Schichten. Sollte ein adiabates Temperaturprofil in der bodennahen Schicht vorliegen, besteht eine neutrale Schichtung. Es findet weder eine Erwärmung noch eine Abkühlung bei der bodennahen Schicht statt [Windkraftanlagen].

In der Grenzschicht ist eine Abhängigkeit der horizontalen Windgeschwindigkeit von der Höhe h vorhanden $v=v(h)$. Diese Funktion wird Höhenprofil genannt [Einführung in die Windenergietechnik]. Um das Höhenprofil zu beschreiben sind zwei Ansätze gebräuchlich:

- exponentielles Windprofil nach Hellmann
- logarithmisches Windprofil von Prandtl

Die folgenden Gleichungen sind nur bei neutraler Schicht in der atmosphärischen Grenzschicht gültig. Außerdem finden die Gleichungen nur bei ebener Geländefläche und einheitlicher Oberflächenrauigkeit Anwendung.

Nach dem Potenzgesetz von Hellmann besteht zwischen zwei Geschwindigkeiten in zwei verschiedenen Höhen folgender Zusammenhang (exponentielles Windprofil nach Hellmann):

$$\frac{v(h_1)}{v(h_2)} = \left(\frac{h_1}{h_2}\right)^\alpha \quad (1) \text{ [Windkraftanlagen]}$$

$v(h_1)$ = Windgeschwindigkeit in Höhe 1 über dem Boden

$v(h_2)$ = Windgeschwindigkeit in Höhe 2 über dem Boden

h_1 = Höhe 1

h_2 = Höhe 2

α = „Hellmannscher Höhenexponent“

[Einführung in die Windenergietechnik]

Mit Hilfe des universellen, logarithmischen Windgesetzes von Prandtl lässt sich das logarithmische Höhenprofil herleiten. Das Windgesetz von Prandtl ist durch folgende Gleichung beschrieben:

$$v(h) = \frac{u_r}{\kappa} * \ln\left(\frac{h}{z_0}\right) \quad (2) \text{ [Einführung in die Windenergietechnik]}$$

u_r = Sohlschubspannungsgeschwindigkeit

κ = Kármánkonstante

z_0 = Rauigkeitslänge

h = Höhe über den Boden

Die Sohlschubspannungsgeschwindigkeit ist schwer zu bestimmen und wird nach den FGW-Richtlinien (Fördergesellschaft Windenergie und andere erneuerbare Energie) bzw. in der International Electrotechnical Commission (IEC) 61400 durch folgenden Ausdruck ersetzt:

$$\frac{u_r}{\kappa} = \frac{v_{ref}}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} \quad (3) \text{ [Einführung in die Windenergietechnik]}$$

v_{ref} = gemessene Windgeschwindigkeit in einer bekannter Höhe

h_{ref} = gemessene Höhe

Damit ergibt sich folgende Gleichung für das logarithmische Höhenprofil (logarithmisches Windprofil von Prandtl):

$$v(h) = \frac{v_{ref}}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{z_0}\right)} * \ln\left(\frac{h}{z_0}\right) \quad (4) \text{ [Einführung in die Windenergietechnik]}$$

Durch Umstellen der Gl. 4 entsteht folgende praktische Gleichung:

$$v(h_2) = v(h_1) * \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} \quad (5) \text{ [Windkraftanlagen]}$$

Der Zusammenhang zwischen dem Höhenexponent α und z_0 ist nicht einheitlich und ist abhängig von der gemessenen Referenzhöhe. Eine Näherung von $\alpha = \alpha(z_0)$ lässt sich nach Hau (Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit, 2008) folgendermaßen beschreiben:

$$\alpha(z_0) = \frac{1}{\ln\left(\frac{15,25 \text{ m}}{z_0}\right)} \quad (6) \text{ [Einführung in die Windenergietechnik]}$$

Ein weiterer Ansatz für α liefert Manwell [Wind Energy Explained] mit folgender Gleichung:

$$\alpha(z_0) = 0,096 * \log_{10} z_0 * z_0 + 0,016 * (\log_{10} z_0)^2 + 0,24 \quad (7) \text{ [Wind Energy Explained]}$$

In der wissenschaftlichen Publikation von der American Wind Energy Association wird der Höhenexponent durch das Umstellen von Gl. 1 beschrieben:

$$\alpha(z_0) = \frac{\ln\left(\frac{v(h_2)}{v(h_1)}\right)}{\ln\left(\frac{h_2}{h_1}\right)} \quad (7) \text{ [evaluation of wind shear]}$$

2.2 Einflussfaktor Oberflächenrauigkeit

Die Oberflächenrauigkeit ist in Klassen aufgeteilt und für jede Klasse ist eine Rauigkeitslänge z_0 angegeben. Es werden nach dem Europäischen Windatlas fünf Klassen unterschieden. Jede Klasse kann beliebig viele gebrochene Klassen haben, je nach vorliegendem Terrain.

Rauigkeitsklasse	Rauigkeitslänge	Geländetyp
0	0,00002m	Wasserflächen
0,5	0,00024m	offenes Terrain mit glatter Oberfläche z.B. Flughäfen
1	0,03m	offenes landwirtschaftliches Gelände ohne Zäune und Hecken
1,5	0,055m	landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8 Meter hohen Hecken mit Abstand von 1250 m
2	0,1m	landwirtschaftliches Gelände mit einigen Häusern und 8 Meter hohen Hecken mit Abstand von 800 m
2,5	0,2m	landwirtschaftliches Gelände mit vielen Häusern, Büschen, Pflanzen oder 8 Meter hohen Hecken mit Abstand von 800 m
3	0,4m	Dörfer, Kleinstädte, landwirtschaftliches Gebäude mit vielen oder hohen Hecken, Wäldern und sehr raues und unebenes Terrain
3,5	0,8m	größere Städte mit hohen Gebäuden
4	1,6m	Großstädte, hohe Gebäude, Wolkenkratzer

Tabelle 1: Rauigkeitsklassen nach Europäischen Windatlas (Quelle: Einführung in die Windenergietechnik)

2.3 Einflussfaktor Topographie

Die Topographie des Geländes verändert die Windgeschwindigkeit in der Grenzschicht. Um diese Veränderung zu berücksichtigen, wird ein Korrekturfaktor für die Geschwindigkeitserhöhung oder Absenkung beschrieben. Wird das Beispiel eines kleinen Hügels genommen (siehe Abbildung 2), verändert sich das Höhenprofil.

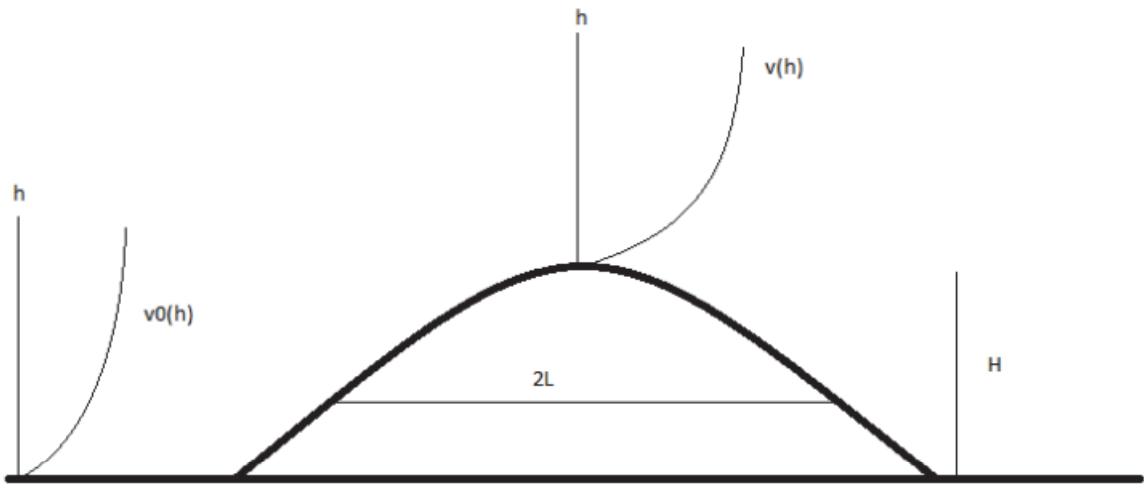


Abbildung 2: Topographie Einfluss auf Höhenprofil (Quelle: Einführung in die Windenergietechnik)

Angenommen wird ein logarithmisches Höhenprofil vor dem Hügel $v_0(h)$. Der Hügel hat die Höhe H und bei halber Höhe die Breite $2*L$. Das Höhenprofil $v(h)$ wird ab der Kuppe gewertet. Das Höhenprofil $v(h)$ kann berechnet werden aus dem ungestörten Profil $v_0(h)$ und dem Korrekturfaktor Cor.

$$v_0(h) = v_{\text{ref}} * \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{\text{ref}}}{z_0}\right)} \quad (8) \text{ [Einführung in die Windenergietechnik]}$$

$$v(h) = \text{Cor}(h) * v_0(h) \quad (9) \text{ [Einführung in die Windenergietechnik]}$$

$$\text{Cor}(h) = 1 + S(h) \quad (10) \text{ [Einführung in die Windenergietechnik]}$$

$$S(h) = \frac{\frac{1}{2}*H}{L} * 2 * \frac{\ln\left(\frac{L}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)} * \frac{1}{\left(1+\frac{h}{L}\right)^2} \quad (11) \text{ [Einführung in die Windenergietechnik]}$$

Es ist zu erkennen, dass die Erhöhung von $S(h)$ proportional zur Steigerung $\frac{1}{2} \frac{*H}{L}$ des Hügels ist. Die Gleichung (11) ist nur gültig, wenn es nicht zu Verwirbelungen am Hügel kommt. Um Verwirbelungen zu vermeiden darf die Steigung des Hügels nicht größer als 0,3 betragen. Das entspricht einem Steigungswinkel von 16° . Sollte der Steigungswinkel größer sein, handelt es sich um ein Hindernis.

Ein Hindernis reduziert die mittlere Windgeschwindigkeit hinter sich. Das Entscheidende für die Reduktion ist die Höhe H des Hindernisses. Die Tiefe des Hindernisses ist nebensächlich und wird nicht mit einbezogen. Neben der Höhe ist ein weiterer wichtiger Faktor die Porosität P des Hindernisses. Das folgende Beispiel soll die Relationen verdeutlichen: Der Porositätsfaktor bei Bäumen ist 0,5 und bei Häusern 0. Ähnlich wie bei dem Hügel wird für die Abschwächung in der Höhe h über dem Boden und im Abstand x hinter dem Hindernis ein Korrekturfaktor Cor bzw. ein Abschwächungsfaktor a verwendet

$$v(h, x) = Cor(h, x) * v_0(h) \quad (12)$$

$$Cor(h, x) = 1 - a(h, x) \quad (13)$$

$$a(h, x) = 9,75 * \left(\frac{H}{h}\right)^\alpha * \frac{H}{x} * (1 - P) * \eta * e^{-0,67 * \eta^{1,5}} \quad (14)$$

mit

$$\eta = \frac{h}{H} * \left(\frac{0,32}{\ln\left(\frac{H}{z_0}\right)} * \frac{x}{H} \right)^{-\frac{1}{2+\alpha}} \quad (15)$$

wobei

a = Abschwächungsfaktor

x = horizontaler Abstand hinter dem Hindernis [m]

H =Höhe des Hindernisses [m]

P =Porosität des Hindernisses

α =Höhenexponent

z_0 =Rauigkeitslänge

η =Zwischenergebnis

[Einführung in die Windenergietechnik]

Zu beachten ist, dass nicht alle Hindernisse berücksichtigt werden müssen. Die Hindernisse, wo $H < \frac{1}{3} \left(NH - \frac{1}{2} D \right)$ gilt, können vernachlässigt werden. Dabei ist NH die Na- benhöhe und D der Rotordurchmesser [Einführung in die Windenergietechnik].

2.4 Einflussfaktor Temperatur

Der Temperatureinfluss für ein logarithmisches Höhenprofil ergibt sich durch die empirische Stabilitätsfunktion Ψ (siehe Gleichung 12). Mit Hilfe dieser Funktion kann der Temperaturverlauf für die einzelnen Schichtungen beschrieben werden. Bei labiler Schichtung ist Ψ positiv, bei stabiler Schichtung negativ und bei neutraler Schichtung ist $\Psi = 0$.

$$v(h) = \frac{u_r}{\kappa} * \left(\ln \left(\frac{h}{z_0} \right) - \Psi \left(\frac{h}{M_L} \right) \right) \quad (12) \quad [\text{Einführung in die Windenergietechnik}]$$

Mit dem Parameter M_L wird der Massenaustausch aus dem Verhältnis von Reibungskräften und Auftriebskräften beschrieben. M_L ist die sogenannte Monin-Obukhov-Länge und lässt sich durch Ultraschallanemometer oder durch Messung der Temperaturdifferenz zwischen zwei verschiedenen Höhen direkt messen. Eine indirekte Angabe in Form von Tabellen findet sich in der Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA-Luft) von 2002 [BMU].

3 Sensortechnik einer Windenergieanlage

Der Ausgangspunkt dieser Arbeit sind die gesammelten Messwerte von den WEA. Um eine sichere und konstante Betriebsführung von WEA zu gewährleisten, sollten folgende Größen ständig erfasst werden:

- Windgeschwindigkeit und -richtung
- Drehzahl des Rotors und des Generators
- Temperaturen (Umgebung, Lager, Getriebe, Generator, Gondel)
- Öldruck
- Pitch- und Azimutwinkel
- Elektrische Größen (Spannung, Ströme, Phasenlage)
- Vibrationen und Gondelschwingung (z.B. Beschleunigungsgeber, sowie Näherungssensor für Notabschaltung) [Windkraftanlagen]

Das Erfassen und Auswerten dieser Größen hilft Havarien und die damit verbunden hohen Kosten zu vermeiden.

Die zu beobachtenden Größen werden durch verschiedene Sensoren erfasst und an verarbeitende Stellen weitergeleitet. Für größere WEA sind die wichtigsten Sensoren:

- Gondelanemometer mit Windfahne
- Drehzahlssensoren
- elektrische Sensoren für Spannungen, Ströme und Phasenlagen
- Schwingungssensoren
- Sensoren für Öltemperatur und Ölstand
- Sensoren für Gierposition von Gondel und Flügelpitchwinkel
- Endschalter [Windkraftanlagen]

Bei einer genaueren Betrachtung der Sensoren stellt man fest, dass ihre Positionierung und Ausführung vom WEA-Typ abhängig ist. Neben den Sensoren sind die Aktoren bei größeren WEA zu nennen. Ihre wichtigsten Vertreter sind:

- Hydraulikzylinder für die Gondelpositionierung und die Blattwinkelverstellung bzw.
- elektrische Stellmotoren für diese Aufgaben
- die Drehmomentmanipulation auf der Generatorseite.

Die Anforderungen an die Sensoren und Einrichtungen zur Aufzeichnung der Messdaten sind hoch. Sie sollen eine hinreichende Genauigkeit haben und die Instrumentierung sollte sehr robust sein. Für die Qualität der Daten ist bei der Inbetriebnahme eine falsche Installation der Sensoren zu vermeiden.

Die entscheidende Größe für die Zielstellung in dieser Arbeit ist die Windgeschwindigkeit. Allgemein wird für die Messung der Windgeschwindigkeit das Schalenkreuzanemometer verwendet. Das Schalenkreuzanemometer erfüllt die vorher genannten Eigenschaften. Es ist robust und die Einsatzgrenzen und Fehlermöglichkeiten sind bekannt. Neben den mechanischen Sensoren existieren Sensoren ohne bewegliche Teile, wie z.B. Ultraschallanemometer. Ihre Verwendung ist durch ihre komplexere Funktionsweise und Störanfälligkeit bei Langzeitmessungen eher selten. Der Vorteil des Ultraschallanemometers ist allerdings die Messung aller drei Komponenten des Windvektors. Aufgrund des seltenen Auftretens von Ultraschallanemometer, wird für die weitere Betrachtung in dieser Arbeit immer von einem Schalenkreuzanemometer ausgegangen.

Ein Schalenkreuzanemometer kann $v_{\text{horiz}}(t)$ direkt erfassen, wobei $v_{\text{horiz}}(t)$ die horizontale Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit von der Zeit t ist.

Nach den Normen der International Electrotechnical Commission und der International Energy Agency sind Schalenkreuzanemometer geeignete Sensoren zur Messung von Windgeschwindigkeiten. Das Anemometer ist ein kleiner Widerstandsläufer mit einer vertikalen Drehachse. An dieser Achse sind am oberen Ende mehrere horizontale Hebelarme angebracht, die an beiden Enden eine schalenförmige Widerstandsfläche besitzt. Es werden zunehmend Kegelschalen statt Kugelschalen verwendet, da sie eine schärfere Ablösekante für die Strömung aufweisen [Windkraftanlagen].

Die Funktionsweise ist das Rotieren der Drehachse durch den auftreffenden Wind in die Widerstandsfläche. Dabei wird vom Anemometer ein analoges oder digitales Signal nach dem Widerstandsprinzip erzeugt. Das Signal verhält sich proportional zur Windgeschwindigkeit. Eine Möglichkeit dieses Signal zu gewinnen, ist das Erzeugen einer Spannung durch einen Tachogenerator mittels der Rotation der Drehachse. Eine weitere Möglichkeit ist das Erzeugen von Impulsen pro Umdrehung. Die Impulse werden über ein bestimmtes Zeitintervall gezählt und können so zu einer Windgeschwindigkeit umgesetzt werden [Windkraftanlagen].

Eine Besonderheit von diesem mechanischen Messgerät ist die sogenannte Weglänge. Bei einer raschen Änderung der Anströmgeschwindigkeit des Windes entsteht eine Verzögerung im Signal, da die Trägheit des rotierenden Schalenkreuzes überwunden werden muss. Wenn die Windgeschwindigkeit von v_0 auf v_0+dv ansteigt, folgt das Schalenkreuz diesem Sprung mit einer e-Funktion (Verzögerung 1. Ordnung) [Windkraftanlagen]. Zur Bestimmung der Weglänge gibt es mehrere Methoden. Dazu zählen das Windtunnel-Verfahren oder der Vergleich von Messungen aus dem Schalenkreuzanemometer mit einem hochauflösenden Ultraschallanemometer.

4 Struktur der realen Daten

Die verwendeten Daten für diese Arbeit haben ihren Ursprung von Sensoren an verschiedenen Standorten. Zu diesen Sensoren zählen unter anderem Schalenkreuzanemometer. Im Zuge dieses Projektes stelle eine Betreiberfirma von WEA aus Deutschland einen Auszug aus ihrer Datenbank zur Verfügung. Diese Daten besitzen einen Umfang von 27,44 Gigabyte und beinhalten die Messdaten von mehreren Windparks in Deutschland.

Als Erstes ist für die Zielstellung dieser Arbeit die Datenstruktur entscheidend. Es sollten folgende grundlegende Angaben enthalten sein:

- Windgeschwindigkeit
- Nabenhöhe
- Koordinaten (Standort)
- Zeitstempel
- Identifikationsnummer der WEA

Alle grundlegenden Angaben sind in dem Auszug enthalten, der vier Excel-Tabellen umfasst:

1. weats
2. typ
3. lk
4. ts

In der Tabelle weats sind folgende Angaben enthalten:

Bezeichnung	Beschreibung
id	Primärschlüssel (willkürlich)
idwea	ID WEA
hn	Nabenhöhe [m]
dr	Rotordurchmesser [m]
lon	geogr. Länge WEA-Standort [Dezimalgrad, WGS84]
lat	geogr. Breite WEA-Standort [Dezimalgrad, WGS84]
idlk	ID WEA-Leistungskennlinie, korrespondiert mit lk.idlk (1:n)
idtyp	ID WEA-Typ, korrespondiert mit typ.idtyp (1:1)
elev	Geländehöhe WEA-Standort [m ü.NN] (nur Brandenburg)
elevs	Quellangabe für Feld weats.elev
ts	Zeitreihe in ts vorhanden 1=TRUE
inbetrieb	Inbetriebnahmezeit WEA

Tabelle 2: Datenbeschreibung in Tabelle weats

Die Tabelle weats listet alle Koordinaten der WEA auf und gibt an welche Nabenhöhe die Anlagen haben. Sie ist die Relationstabelle für die weiteren drei Tabellen.

In der Tabelle typ sind folgende Angaben beschrieben:

Bezeichnung	Beschreibung
id	Primärschlüssel (willkürlich)
idtyp	ID des WEA-Typs
pnenn	Nennleistung WEA [kW]
typ	Kurzname WEA-Typ

Tabelle 3: Datenbeschreibung in Tabelle typ

Diese Tabelle beinhaltet die unterschiedlichen WEA Bautypen und ihre Nennleistung. Die Relation zur Tabelle weats ist gegeben durch die Identifikation idtyp.

Die Tabelle lk hat folgenden Inhalt:

Bezeichnung	Beschreibung
id	Primärschlüssel (willkürlich)
idlk	ID für WEA-Leistungskennlinie
v	Leistungskennlinienwert Windgeschwindigkeit [m/s]
p	Leistungskennlinienwert WEA-Leistung [kW]

Tabelle 4: Datenbeschreibung in Tabelle lk

In der lk Tabelle sind die Leistungskennlinienwerte aufgeführt. Eine Relation zur Tabelle weats entsteht über die Identifikation idlk.

Die eigentliche Messung der Windgeschwindigkeit ist in der Tabelle ts enthalten. Sie ist der Hauptteil des Auszuges und eine Relation zur Tabelle weats besteht mit der Identifikation idwea.

Bezeichnung	Beschreibung
id	Primärschlüssel (willkürlich)
idwea	ENERTRAG-ID WEA, korrespondiert mit weats.idwea
twea	Primäre Maschinenzeit Zeitintervallende [GMT + 1h]
p	Leistungsmittel im Zeitintervall [kW]
ngen	Mittel Generatordrehzahl im Zeitintervall [U/min]
nrot	Mittel Rotortordrehzahl im Zeitintervall [U/min]
posrot	Mittel Windrichtung im Zeitintervall [Dezimalgrad] (Nord=0)
v	Mittel Windgeschwindigkeit im Zeitintervall [m/s] (Gondelanemometer)
w	Zählerstand Energieproduktion [kWh]
teag	Sekundäre Zeit Leitwarte Zeitintervallende [GMT + 1h]
counter	Energieproduktion Zählerstand
validat	Qualitätsinformation Zählerstand
ev	Betriebsführungsereignis 1=TRUE

Tabelle 5: Datenbeschreibung in Tabelle ts

Durch eine Festlegung der World Meteorological Organization sind die Daten in Zehn-Minuten-Intervallen aufzuzeichnen. In der Anweisung von der Metrorological Organization „Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation“ [WMO-No.8] ist der Grund für das Zehn-Minuten-Intervall beschrieben. Sollte der Zeit-

raum für die Mitteilung der Windgeschwindigkeit deutlich kürzer als ein paar Minuten sein, sind die Windgeschwindigkeiten nicht „glatt“ genug. Es werden die natürlichen turbulenten Schwankungen des Windes mit dargestellt. Ist im Gegenzug das Intervall der Mitteilung zu lang, fallen die Extremwerte wie Sturmsituationen zu sehr ins Gewicht [WMO-No.8].

Je nach Hersteller der Schalenkreuzanemometer erfolgt ca. alle fünf Sekunden eine Messung. Bei den aufgezeichneten Windgeschwindigkeiten in den Produktionsdaten handelt es sich um die mittlere Windgeschwindigkeit der jeweils letzten zehn- bzw. fünfminütigen Messung vom Schalenkreuzanemometer.

4.1 Datenbank

Um die Daten übersichtlicher zu gestalten und sie weiter zu verarbeiten wurden die Excel- Tabellen in eine eigene Datenbank überführt. Für den Aufbau der MySQL Datenbank wurden die Tabellenstruktur der Excel- Dateien übernommen. Die erstellte Datenbank besteht aus vier Tabellen:

1. weats
2. typ
3. lk
4. ts

Da die Datenstruktur vorgegeben ist, kann man mit der SQL Anweisung Load Data Infile den gesamten Inhalt der Excel-Dateien als Datenbanktabellen überführen. Der Befehl liest zeilenweise von einer Eingangsdatei und schreibt den Inhalt in vorher definierte SQL Tabellen. Aufgrund der Größe der Datei ts.csv ist ein Aufteilen in mehrere Dateien nötig. Mit dieser Aufteilung kann ein fehlerfreier Import in die Datenbank gewährleistet werden.

Die Aufteilung erfolgt durch ein Python-Skript. Dieses Skript zerlegt die 27,293 GB große ts.csv Datei in 170 Teile, zu je ca. 160 MB Größe Dateien. Anschließend wurde mit Hilfe eines PHP-Skript jeder Teil in die Datenbank überführt.

Die Datenbank bildet die Grundlage für das Filtern geeigneter Messungen, um die Zielstellung zu erfüllen. Dafür ist es nötig, Kriterien für geeignete Messungen festzulegen:

- Standorte in Norddeutschland
- durchgängiges Messintervall
- unterschiedliche Nabenhöhen
- kleine Entfernung zwischen den zu untersuchenden WEA
- selber Zeitstempel bei den unterschiedlichen Messreihen der WEA

Es ist nötig, dass bei den WEA ein durchgängiges Messintervall vorhanden ist. Die zehnminütigen, mittleren Windgeschwindigkeiten sollten möglichst ohne Datenlücken vorhanden sein, um sie mit anderen Daten von WEA vergleichen zu können. Der Vergleich bezieht sich bei dieser Untersuchung auf die unterschiedlichen Nabenhöhen. Es sollte ein Windpark gewählt werden, der möglichst viele unterschiedliche Nabenhöhen in kleinen Höhenänderungen besitzt. Natürlich ist zu beachten, dass bei möglichst vielen unterschiedlichen Nabenhöhen die WEA nicht zu weit voneinander entfernt sind. Eine zu große Entfernung verhindert einen exakten Vergleich zwischen den einzelnen Datensätzen. Mit einem Abstand von maximal 1,5 km zwischen den gewählten WEA wird gewährleistet, dass die Einflussfaktoren (Orographie, Rauigkeit, Temperatur) und die Windgeschwindigkeit zwischen den Daten vergleichbar sind. Ein entscheidendes Kriterium in den Daten ist der Zeitstempel. Dieser sollte bei den Datensätzen zueinander äquivalent sein, um die Daten vergleichen zu können. Die Windgeschwindigkeit ist in den Jahreszeiten unterschiedlich ausgeprägt und wird bei der Analyse berücksichtigt.

4.2 Standortwahl der WEA-Daten für die Verifikation

Mit Hilfe von SQL- Befehlen können nun die Kriterien bei den einzelnen Windparks abgefragt werden. In den Datensätzen befanden sich die in Abbildung 3 dargestellten Windparks:



Abbildung 3: Standorte der Windparks in Deutschland von den gegebenen Daten

Laut Aufgabenstellung sollen WEA in Norddeutschland verwendet werden. Hierfür kommen folgende Standorte in Frage:

- Altentreptow
- Nechlin
- Wallmow
- Schönenfeld
- Nadrensee

Der Windpark Altentreptow verfügt über ausreichende Anlagen unterschiedlichster Nabenhöhen (55 m bis 140 m). Für jede aufgeführte Nabenhöhe sind Daten mit Zeitstempeln für die Jahreszeiten verfügbar. Der Ausschlussgrund für Altentreptow ist die große Entfernung zwischen den Anlagen mit unterschiedlichen Nabenhöhen. Ein weiterer Ausschlussgrund sind die Lücken in den Messreihen der zehnminütigen mittleren Windgeschwindigkeiten.

Bei dem Windpark Nechlin sind unterschiedliche Nabenhöhen im Bereich von 64 m bis 149 m vorhanden und besonders viele Abstufungen unter 100 m. Des Weiteren sind die Daten für ca. 70% der Windanlage vorhanden und weisen geringe Lücken in den Zehn-Minuten-Aufzeichnungen auf. Bei diesem Windpark sind zudem WEA auswählbar, zwischen denen die Entfernung zu einander gering ist. Einziger Nachteil ist der Mangel von Daten unter 100 m Nabenhöhe.

Der Standort Wallmow besitzt zwar viele unterschiedliche Nabenhöhen, aber die Entfernnungen zwischen den WEA sind zu groß und es sind Datenlücken vorhanden.

Beim Standort Schönenfeld ist der Ausschlussgrund die geringe Anzahl an WEA unter 100 m im Datenbestand und die Datenverfügbarkeit in diesen Nabenhöhen.

Der letzte mögliche Standort Nadrensee besitzt eine geringe Auswahl an Anlagen mit der Nabenhöhe unter 100 m. Außerdem sind die WEA mit geeigneten Nabenhöhen von einander zu weit entfernt.

Der Windpark Nechlin erfüllt zum größten Teil die gestellten Bedingungen. Datenlücken sind bei jedem Standort vorhanden und können aus technischer Sicht nicht verhindert werden. Das Gelände von Nechlin hat eine Rauigkeitsklasse von 1,7 und es sind zehn relevante Hindernisse im Gebiet [WindPRO Gutachten]. Zur Verdeutlichung der Geländebeschaffenheit ist in Abbildung 4 das Digitale Höhenmodell (DHM) für das Gebiet dargestellt. Auf dieser Abbildung ist zu erkennen, dass es sich bei dem Windpark Nechlin um ein ebenes Gebiet handelt. Das DHM sind Rasterdaten mit einer Auflösung von 30 Metern und dienen zur groben Darstellung des Geländes. Je dunkler die Schattierung, desto höher ist das Gelände.

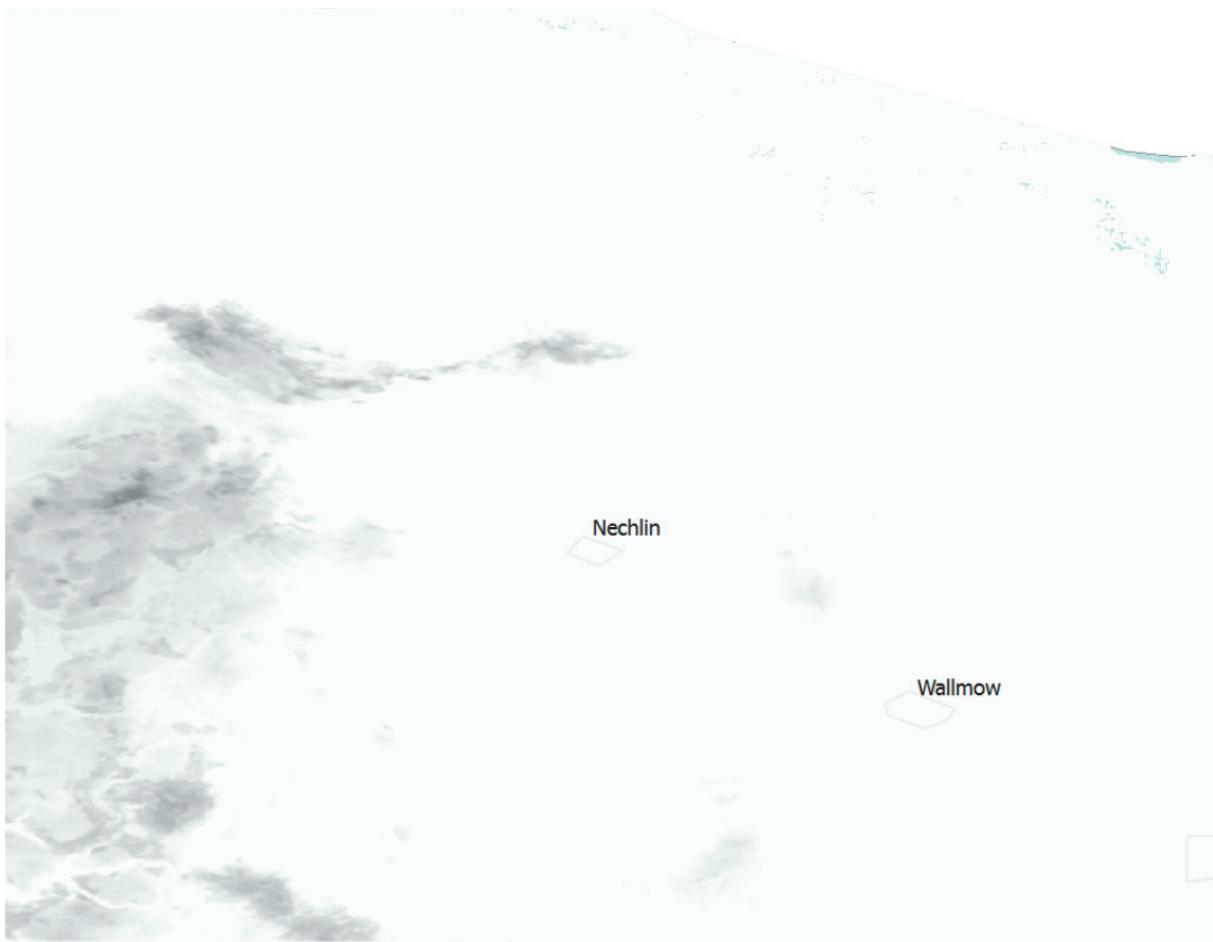


Abbildung 4: DHM Neschlin (Datenquelle: [eea.europe])

Eine detaillierte Darstellung des Geländes ist in einem Windgutachten durch WindPRO beschrieben. In Abbildung 5 ist eine genauere Beschreibung der Topografie dargestellt.

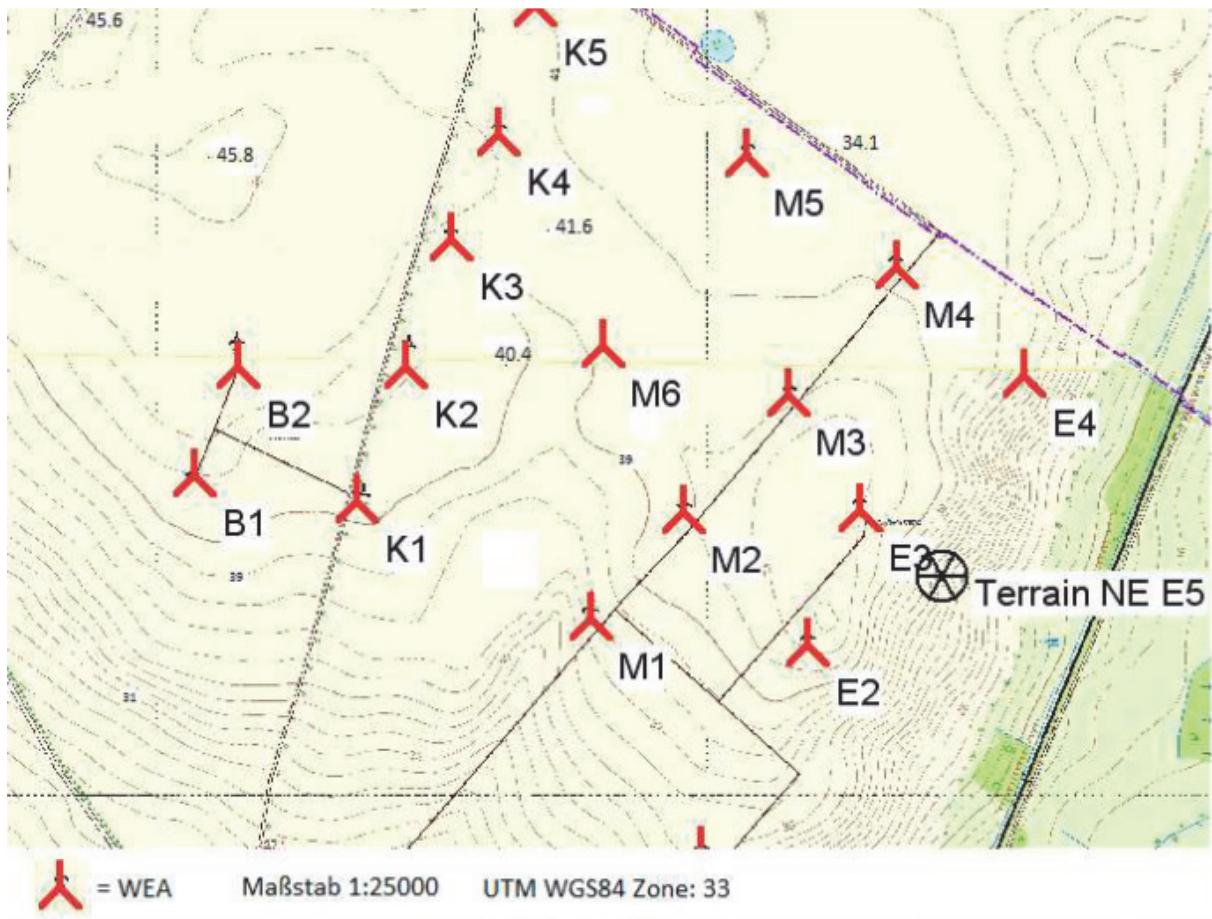


Abbildung 5: Höhenlinien des Standort Nechlin (Quelle: Windgutachten mit WindPro)

Anhand der erfüllten Bedingungen und dem ebenen Gelände werden für die weiteren Untersuchungen Daten aus dem Windpark Nechlin verwendet.

4.3 Rekonstruktion der Windgeschwindigkeit aus realen Daten

Nachdem der Standort festgelegt ist, folgt eine genauere Betrachtung der gemessenen Windgeschwindigkeiten. Wie in Abschnitt 3 beschrieben besitzen die Anemometer Nachteile. Die Datensätze aus diesen Sensoren enthalten z.B. nicht die Weglänge und die Wartungsintervalle des Sensors. Zudem beschreiben Gasch und Twele in ihrem Buch Windkraftanlagen; Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb: „Das Gondelanemometer gibt nicht die wahre Windgeschwindigkeit an, sondern nur den „Gondelwind“ – was immer er auch darstellt [Windkraftanlagen, Seite 430].“

Weiterhin beschreiben die Autoren, dass die Messwerte aus den Gondelanemometern häufig nur zur Unterstützung für das Ein- und Ausschalten des Produktionsbetriebs verwendet werden. Ein Fehler von 10% in der Messung der Windgeschwindigkeit er-

zeugt einen Fehler von bis zu 33% in der Leistungsaussage für die WEA [Windkraftanlagen]. Damit diese Fehler für die weitere Bearbeitung minimiert werden kann, wird der Rotor zur Ermittlung der Windgeschwindigkeit verwendet. Das ergibt den Vorteil einer realenergetischen Betrachtung und der Ausschluss der Anemometerdaten. Mit Hilfe der Leistungsangaben in der Tabelle lk ist es möglich, die Windgeschwindigkeit zu rekonstruieren. Für jede Anlage ist die Leistung für die Windgeschwindigkeit im Bereich von 1 m/s bis maximal 30 m/s in einer Intervallbreite von 0,5 bis 1 erfasst. Es wird neben der Windgeschwindigkeit auch die Leistung der Anlage in einem zehnminütigen-Mittelwert aufgezeichnet. Anhand dieser Aufzeichnung ist es möglich die Windgeschwindigkeit aus den aufgezeichneten Leistungsdaten in der weats-Tabelle und den ermittelten Leistungskennlinien aus der lk-Tabelle zu bestimmen. Die Werte der Leistungskennlinien werden z.B. nach dem Verfahren IEC 61400-12-1 ermittelt. Bei diesem von der Industrie eingesetzten Standardverfahren wird auf einem Testfeld von einem Prototyp der WEA die Leistungskennlinie ermittelt. Die Daten für das Verfahren umfassen 30 Minuten je Windgeschwindigkeitsklasse und 180 Stunden insgesamt. Dabei ist eine Windgeschwindigkeitsklasse in einem Intervall von 0,5 m/s festgelegt. Jede Messung soll im Sekudentakt erfolgen und wird für die zentralen Daten aggregiert. Anschließend werden die Daten mit Hilfe, der aus Temperatur und Luftdruck gewonnenen Luftdichte normiert und anhand der Windgeschwindigkeitsklasse unterteilt. Dabei wird innerhalb der Klasse die Leistung und Windgeschwindigkeit erneut gemittelt. Diese gemittelten Werte bilden die einzelnen Punkte der Leistungskennlinie [Leistungskennlinienberechnung].

Zur besseren Verdeutlichung der Rekonstruktion der Windgeschwindigkeit aus der Leistungskennlinie wird folgendes Beispiel aufgeführt: Für eine WEA sind bei IEC 61400-12-1 folgende Leistungskennlinienwerte ermittelt worden:

Windgeschwindigkeit in m/s	Leistungskennlinienwert in kW
3	0
4	36
5	104
6	150
7	344
8	528
9	774
10	1079
11	1342
12	1460
13	1494
14	1500
15	1500
16	1500
17	1500
18	1500
19	1500
20	1500
21	1500
22	1500

Tabelle 6: gemessener Leistungskennlinienwert zu Windgeschwindigkeit (Betriebsbereich der WEA)

An der WEA wurden in vier Stunden alle zehn Minuten folgende Leistung gemessen:

Leistung in kW
193,70
218,60
172,80
139,80
170,20
180,60
161,80
97,00
80,70
134,60
184,80
196,60
161,10
145,60
149,80
153,60
140,90
133,60
144,70
163,00
215,50
187,30
155,40
168,60

Tabelle 7: gemessene Leistungen, alle zehn Minuten über vier Stunden

Mit Hilfe der Leistungskennlinienwerte und der gemessenen Leistung kann die zehnminütige, mittlere Windgeschwindigkeit rekonstruiert werden. In Tabelle 8 sind die rekonstruierten und die gemessenen Windgeschwindigkeiten zu der aufgezeichneten Leistung aus dem Beispiel dargestellt.

rekonstruierte Windgeschwindigkeit in m/s	gemessene Windgeschwindigkeit in m/s	Leistung in kW
6,34	5,80	193,7
6,48	6,00	218,6
6,20	5,40	172,8
5,85	5,00	139,8
6,18	5,40	170,2
6,25	5,60	180,6
6,11	5,30	161,8
4,88	4,30	97
4,65	4,10	80,7
5,73	5,00	134,6
6,28	5,80	184,8
6,36	5,90	196,6
6,10	5,50	161,1
5,95	5,30	145,6
6,00	5,20	149,8
6,03	5,30	153,6
5,87	5,10	140,9
5,71	5,10	133,6
5,93	5,20	144,7
6,12	5,30	163
6,46	6,00	215,5
6,30	5,90	187,3
6,05	5,40	155,4
6,16	5,50	168,6

Tabelle 8: rekonstruierte und gemessene Windgeschwindigkeit zu Leistung

An diesem Beispiel (siehe Tabellen sechs bis acht) ist eine Tendenz zu erkennen, die sich bei allen Daten zeigt. Die tatsächliche Windgeschwindigkeit im Intervall der jeweiligen Leistungskennlinienwerte ist höher als die vom Anemometer erfasste Windgeschwindigkeit. In dem gezeigten Beispiel ist das Intervall der Leistungskennlinienwerte bei 0 bis 1500 kW auf 3 bis 14 m/s bestimmt worden. Das bedeutet, dass bei einer Windgeschwindigkeit von 14 m/s der Generator des Beispiels die Nennleistung erreicht hat und somit bei seiner maximalen Auslastung ist. Damit sind die rekonstruierten Windgeschwindigkeiten des Betriebsbereiches der Beispiel-WEA zwischen 3 bis 14 m/s.

4.4 verwendete Zeitspanne der realen Daten

Nach der Wahl des Standortes und der Ermittlung der Windgeschwindigkeiten vom Rotor sind das kontinuierliche Datenintervall und die Jahreszeit eines Datensatzes zu klären. Um die natürlichen Schwankungen des Windes zu glätten, fiel die Wahl des kontinuierlichen Datenintervalls auf einen Monat. Ein weiterer Grund ist die in der Aufgabenstellung geforderte Verifizierung mit Hilfe der gegebenen Daten. Es muss gewährleistet sein, dass die Daten über den Zeitstempel zueinander vergleichbar sind. Der letzte Grund für die Wahl eines Monats ist die technische Begrenzung der Messungen. Es ist bei keiner Anlage gewährleistet, dass die Messintervalle der Zehn-Minuten-Taktung vollständig sind. Durch ein größeres Datenintervall kann dies kompensiert werden. Sollte aber ein zu großes Datenintervall gewählt werden, können die Zeitstempel anhand der Datenlücken nicht mehr verglichen werden.

Die Windgeschwindigkeit unterliegt einem Jahresgang, da auf der ganzen Erde erhebliche jahreszeitliche Unterschiede in den Luftdruckfeldern auftreten. Das hat eine Veränderung der Windbewegung zur Folge. Eine allgemeine Aussage ist, dass in der winterlichen Jahreszeit die größeren und in der sommerlichen die geringeren Windgeschwindigkeiten auftreten. Natürlich gibt es für diese allgemeine Aussage Ausnahmen und Abweichungen. Vor allem die Klimazone ist entscheidend für den Jahresgang der Windgeschwindigkeit. Laut Aufgabenstellung befindet sich der gewählte Standort in Norddeutschland. Damit kann die allgemeine Aussage als gültig betrachten. Nordostdeutschland liegt im zyklonalen Westwindklima der nordhemisphärischen Mittelbreiten. Die höchsten Windgeschwindigkeiten sind vom Herbst zum Winter und vom Winter

zum Frühling wahrzunehmen. Im Hoch- und Spätsommer sind diese dagegen schwächer ausgeprägt [Allgemeine Klimageographie].

5 Parametrisierung des klassischen Höhenmodells mit realen Daten

Anhand der rekonstruierten Windgeschwindigkeiten im Betriebsbereich der WEA des Standortes Nechlin und den Eingangsdaten (kontinuierliches Datenintervall, jahreszeitliche Einteilung) erfolgt in diesem Abschnitt eine Parametrisierung des klassischen Höhenmodells mit Produktionsdaten. Wie in Abschnitt 2.2 ist die Rauigkeitslänge für beide Höhenprofile (logarithmisch, exponentiell) entscheidend. Bei der folgenden Untersuchung ist für den Standort Nechlin die Rauigkeitslänge nach europäischen Windatlas von 0,055 m verwendet worden. Dieser Wert stammt aus einem Windgutachten einer Betreiberfirma von WEA, das mit Hilfe von WindPro erstellt wurde. Da es um das Abschätzen des klassischen Höhenmodells innerhalb eines Testfeldes mit Produktionsdaten geht, ist es möglich die weiteren Einflussfaktoren wie Hindernisse und Temperatur nicht zu betrachten. Damit werden nur die beiden Höhenprofile berücksichtigt. Das Ziel der folgenden Darstellungen ist nicht den geostrophischen Wind zu ermitteln und für einen entfernten Standort die Windgeschwindigkeit zu berechnen. Es ist das Ziel, das Verhalten des Höhenprofils in Abhängigkeit der Höhe zu untersuchen. Die verwendeten WEA haben zudem einen Abstand von unter zwei Kilometern zueinander. Damit sind weitere Einflussfaktoren innerhalb der verwendeten Messreihen identisch.

Zunächst ist die Methodik der Parametrisierung zu erläutern. Um die Windgeschwindigkeit in einer Höhenabhängigkeit darzustellen, werden Daten aus unterschiedlichen Höhen benötigt. Anhand der gegebenen Daten wurden drei Höhenstufen mit unterschiedlichen Niveaus zu einem untersuchenden Datensatz für die Parametrisierung zusammengefasst. Der komplette Versuch bezieht sich auf fünf Datensätze, die sich in unterschiedlichen geographischen Lagen im Testfeld Nechlin befinden. Drei der Datensätze sind im Höhenniveau A mit jeweils folgenden Höhen, den dazugehörigen Leistungsdaten und der Datumsangabe gegeben:

- 64 m
- 100 m
- 138 m

Die zwei weiteren Datensätze befinden sich im Höhenniveau B und verkleinern den Abstand auf folgende Höhen:

- 64 m
- 100m
- 138m

Und das Höhenniveau C besitzt hingegen die folgenden Höhen:

- 64 m
- 73 m
- 100 m

Anschließend wird je Datensatz der Zeitstempel unter den einzelnen Daten in den Höhenniveaus verglichen. Hierbei erfolgt wie im Abschnitt 4.1 beschrieben eine Aufteilung in die vier Jahreszeiten.

Das resultierende Ergebnis enthält Datensätze, die in unterschiedlichen Höhen vergleichbare Daten in Bezug auf die Windgeschwindigkeit, Leistung und Zeit besitzen. Als nächstes werden die realen Windgeschwindigkeiten innerhalb der Datensätze rekonstruiert. Dabei ist zu beachten, dass die Rekonstruktion nur auf dem streng monoton steigenden Abschnitt der Leistungskennlinie möglich ist. Die Daten unterliegen demnach weiterer Bearbeitung. Ist eine gemessene Leistungsaufnahme über oder gleich der maximalen Auslastung des Generators, so kann dieser Messwert nicht eindeutig in der Tabelle der Leistungskennlinie zugeordnet werden. Betrachtet man Tabelle 6 genauer erkennt man, dass bei einer gemessenen Leistung von oder über 1500 nicht exakt bestimmt werden kann, um welche rekonstruierte Windgeschwindigkeit es sich handelt. Eine weitere Besonderheit in den Daten ist, dass negative Leistungen aufgezeichnet sind. Negative Leistungen kommen zustande, wenn in einer Messung die Energie ein geht, welche für den Betrieb der Anlage benötigt wird. Dabei handelt es sich um die

Energie, die für die Steuerungssysteme aufgebracht werden muss (auch bei Stillstand der Anlage).

Die rekonstruierten Windgeschwindigkeiten werden nun in das Höhenprofil des klassischen Höhenmodells eingesetzt. Es wird dabei die Geschwindigkeit in einer Höhe als Eingangsgröße verwendet, um die Geschwindigkeit in eine andere Höhe zu skalieren. Nun ergeben sich bei drei Höhen, drei mögliche Fälle. Im ersten Fall wird die Ausgangshöhe in die jeweils zwei größeren Höhen skaliert (Hochskalieren). Der zweite Fall dient der Skalierung von der größten Höhe in die jeweils niedrigeren Höhen (Herunterskalieren). Der letzte Fall skaliert von der mittleren Höhe in die obere und untere.

In Abbildung 6 wird die Verteilung der rekonstruierten Windgeschwindigkeiten eines Monats von einem Datensatz exemplarisch aufgezeigt (Juni 2011). Dabei handelt es sich um den Vergleich von Daten im Juni 2011 mit den Höhen 64 m, 100 m und 138 m. Um die Verteilung über die Zeit anschaulicher darzustellen, wurden die zehnminütigen Daten zu jeweils einen Tag über den gesamten Monat gemittelt. Für die Versuche wurden die zehnminütigen Messreihen verwendet.

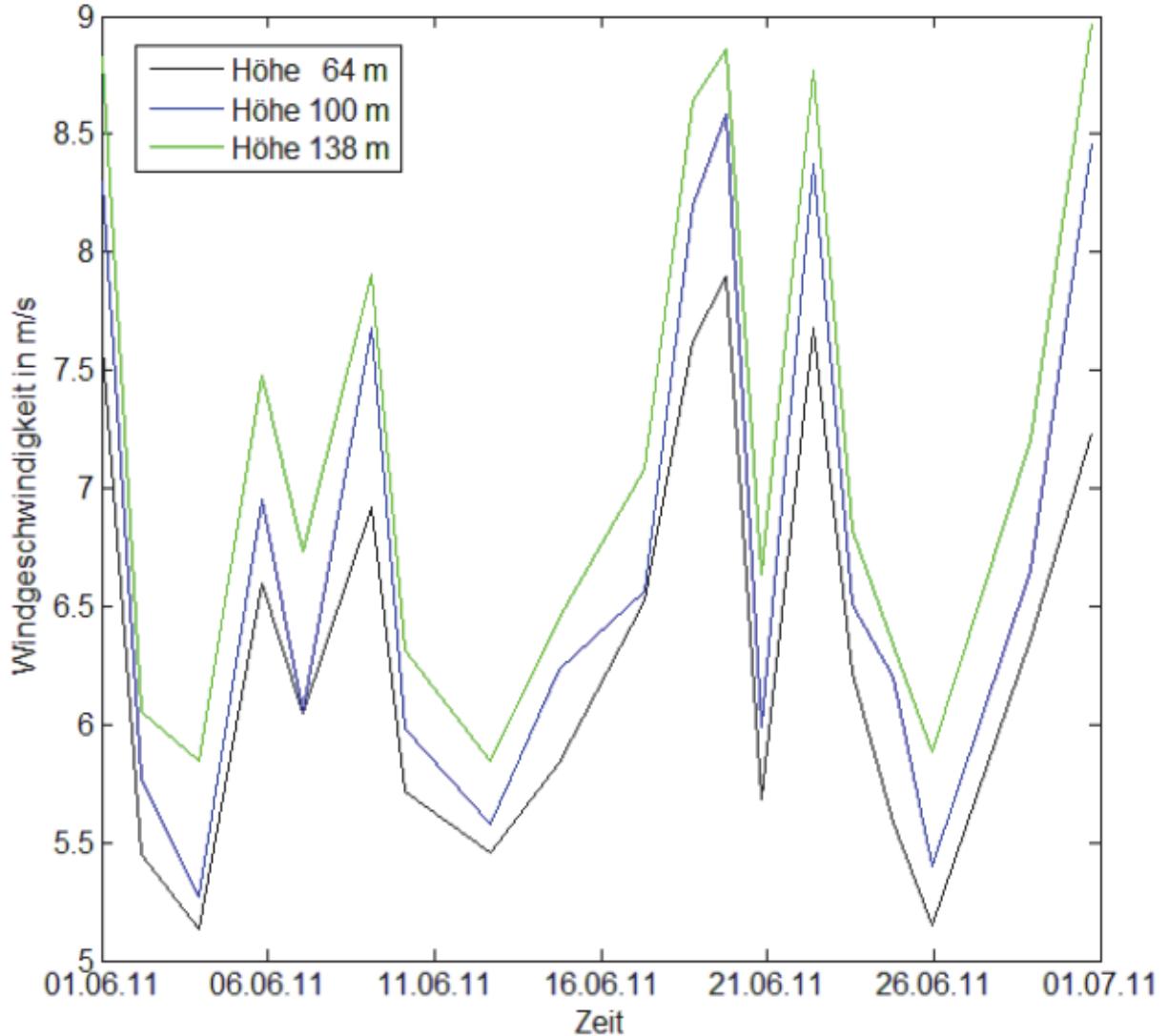


Abbildung 6: Beispiel der Windgeschwindigkeit in verschiedenen Höhen über die Zeit

Wie in der Literatur von Schaffarczyk [Einführung in die Windtechnik] und Gasch [Windkraftanlagen] beschrieben, steigt die Windgeschwindigkeit mit zunehmender Höhe.

Für Abbildung 7 wurden dieselben Daten wie für Abbildung 6 verwendet. Die Darstellung zeigt die hochskalierte Windgeschwindigkeit von dem Referenzdatensatz in 64 m Höhe (schwarz) auf 100 m Höhe (Rot) über einen Monat und die realen Windgeschwindigkeiten in 100 m Höhe (blau). In der Darstellung wurde das logarithmische Höhenprofil für die Umskalierung verwendet.

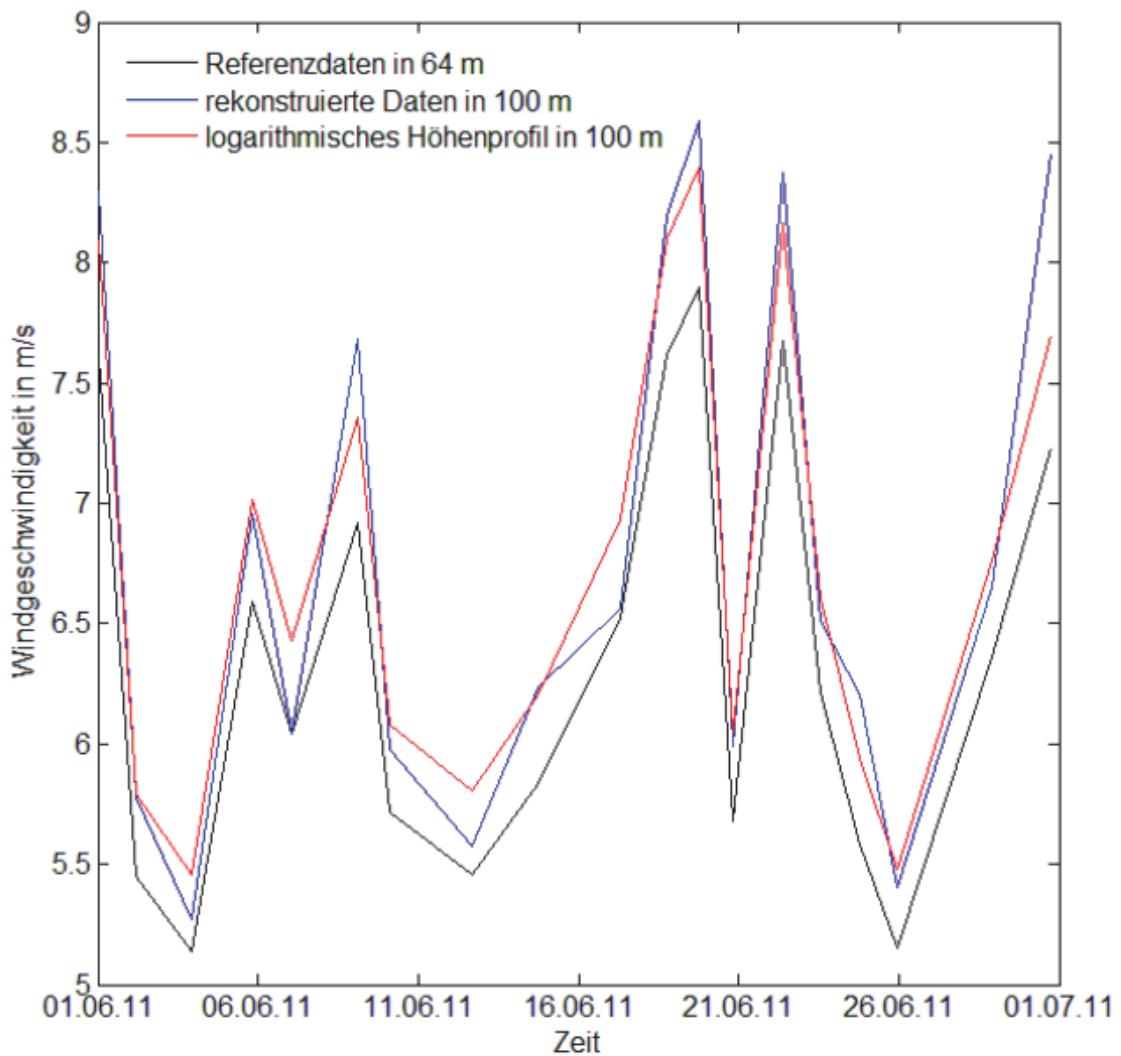


Abbildung 7: Beispiel Verteilung des Hochskalierens einer Windgeschwindigkeit auf 100 m über die Zeit

Wie am Anfang in der Methodik beschrieben, ergeben sich mehrere Fälle beim Umskalieren. In Abbildung 8 wird ein Hochskalieren der Daten von 64 m auf 138 m aufgezeigt. Die Abbildung 9 veranschaulicht das auszugsweise Herunterskalieren der gewählten Daten vom Juni 2011. Dabei handelt es sich um eine Höhe 138 m auf 100 m. Abbildung 10 stellt die weitere Herunterskalierung mit Hilfe des logarithmischen Höhenprofils von 138 m auf 64 m Höhe dar.

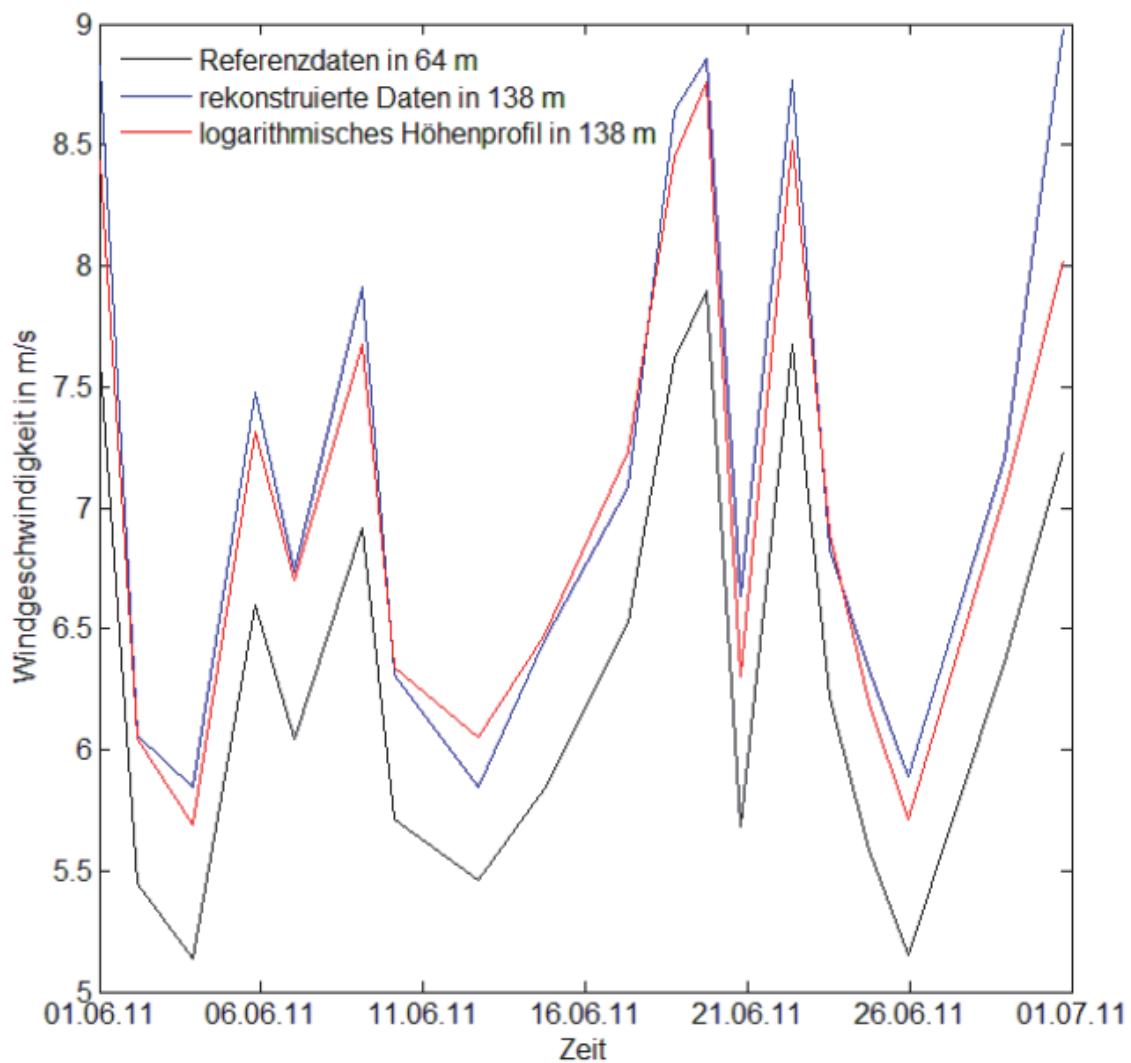


Abbildung 8: Beispiel Verteilung des Hochskalierens einer Windgeschwindigkeit auf 138 m über die Zeit

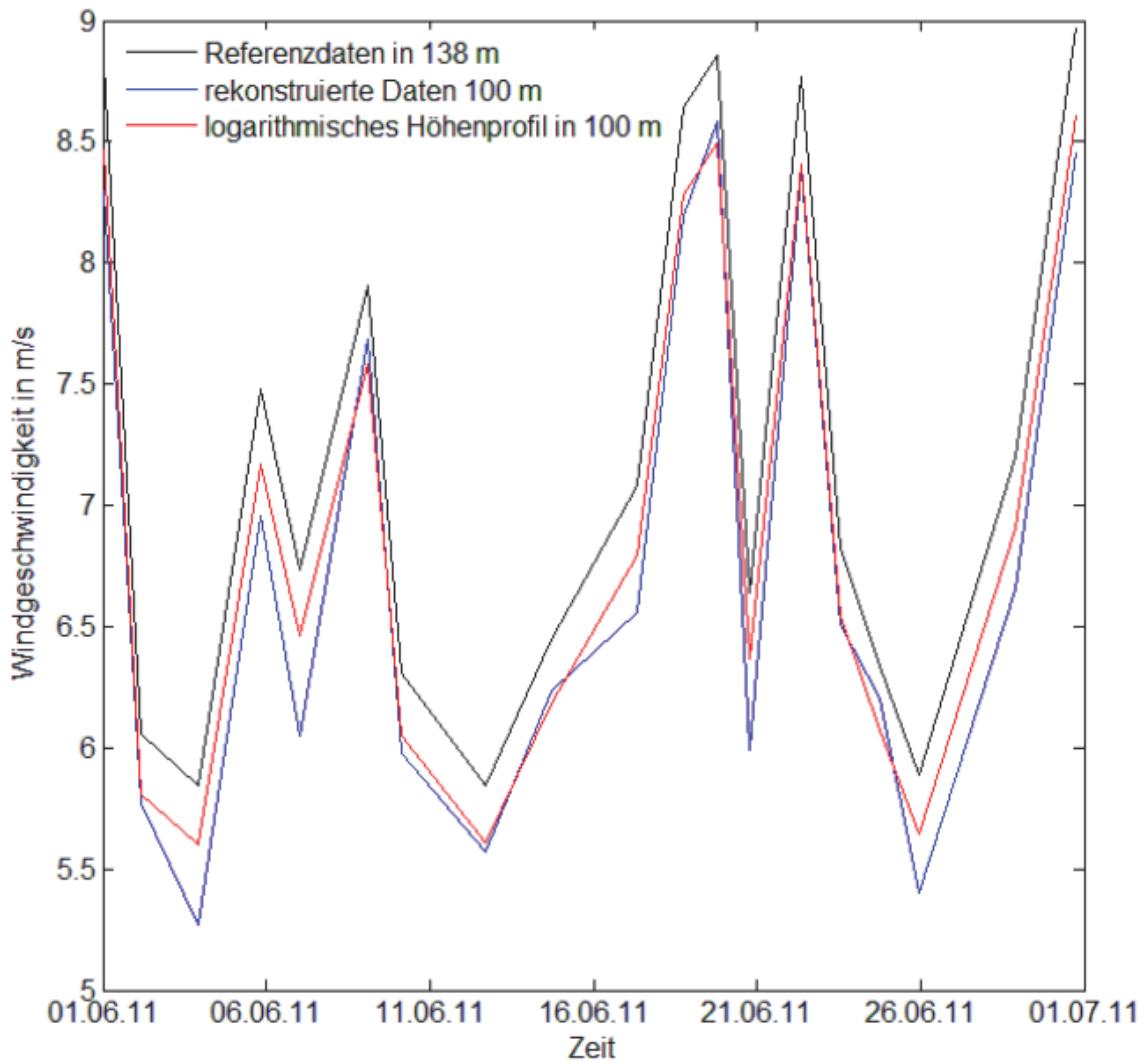


Abbildung 9: Beispiel Verteilung des Herunterskalieren einer Windgeschwindigkeit auf 100 m über die Zeit

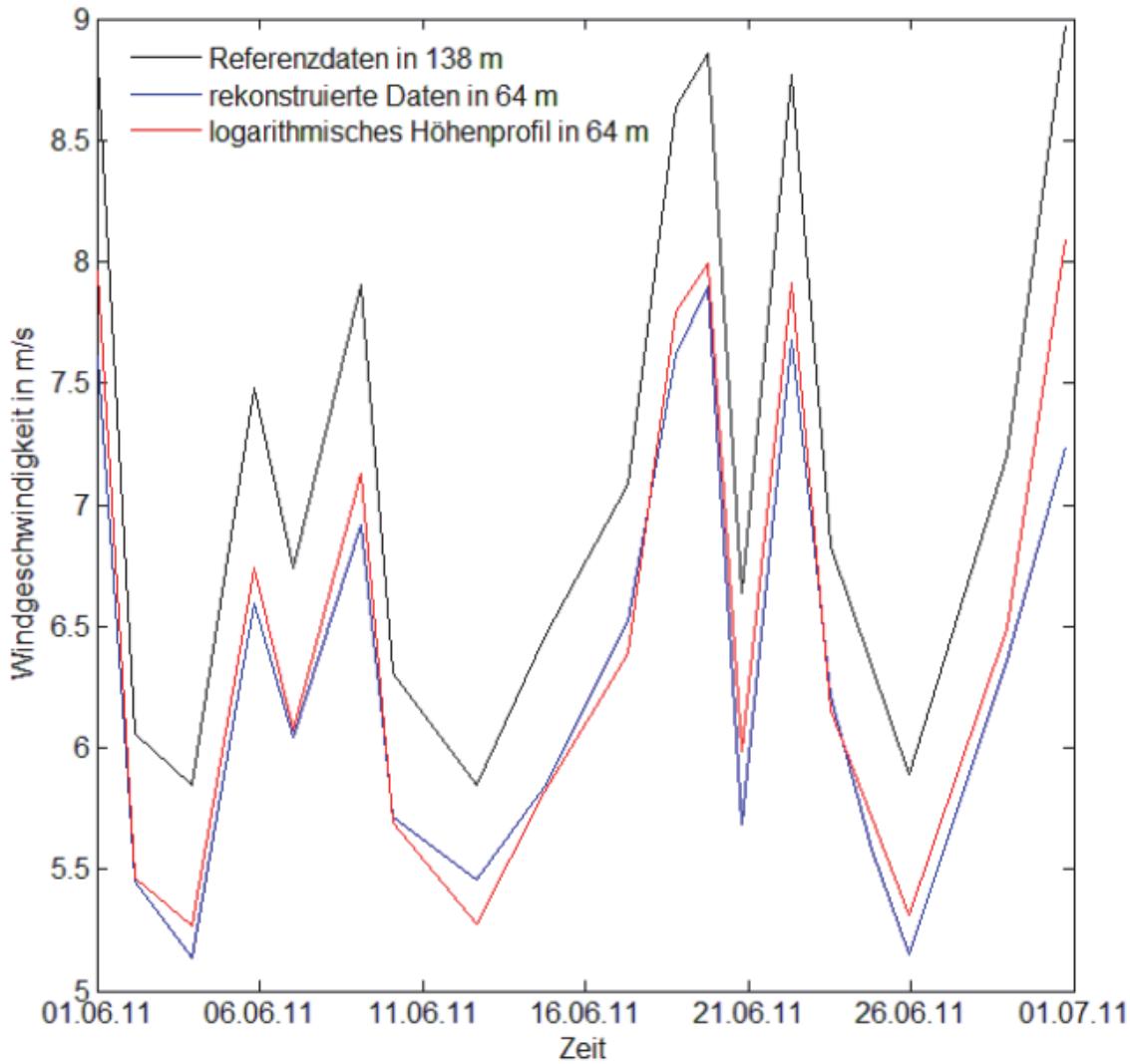


Abbildung 10: Beispiel Verteilung des Runterskalieren einer Windgeschwindigkeit auf 64 m über die Zeit

Die zeitabhängigen Verteilungen werden je Datensatz und Jahreszeit aufgestellt. Dadurch kann anschließend für jeden Datensatz ein vertikales Windprofil in Abhängigkeit der Höhe dargestellt werden. Hierfür werden die Verteilungen des Höhenprofils und der rekonstruierten Windgeschwindigkeit in ihrer jeweiligen Höhe aufgetragen (y-Achse) und die Windgeschwindigkeit angegeben (x-Achse). Abbildung 11 soll dies verdeutlichen. Die Abbildung zeigt ein Hochskalieren von der Referenzhöhe 64 m auf 100 m und 138 m. Dabei ist die Verteilung des Höhenprofils rot und die interpolierten Realdaten blau gekennzeichnet. Dieses vertikale Windprofil wird je Datensatz für das Hoch- und Runterskalieren durchgeführt.

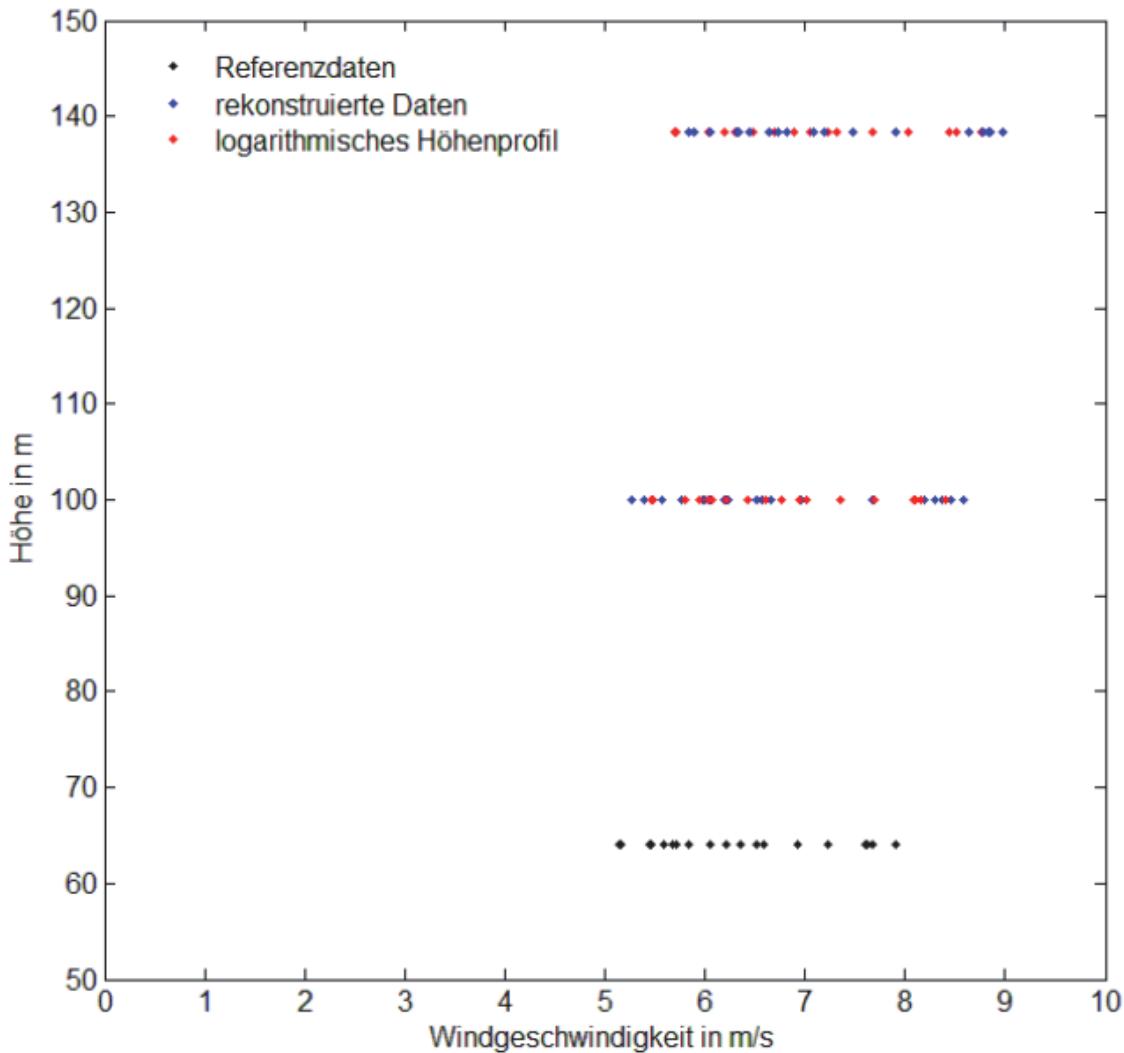


Abbildung 11: Verteilung der Realen- und Skalierten Windgeschwindigkeit zur Höhe

Der nächste Schritt für die Parametrisierung ist das Ermitteln einer ausgleichenden Geraden (Regressionsgerade) von den Verteilungen im vertikalen Windprofil. Um eine erste Tendenz des Höhenprofils vom klassischen Höhenmodell zu erkennen, wird zunächst eine Normalverteilung der Windgeschwindigkeiten über die Zeit angenommen. Mit dieser linearen Regression wird zudem zwischen der umskalierten und rekonstruierten Verteilung über die Zeit ein normal verteilter, mittlerer Fehler angenommen. In Darstellung 12 sind für einen Datensatz sämtliche Fälle der Skalierung aufgezeigt. Die blaue Gerade ist die Regression der realen Daten von der WEA. Mit der roten Geraden wird die Regression des Hochskalierens von 64 m auf 100 und 138 m dargestellt. Bei der grünen Regressionsgerade handelt es sich um das Herunterskalieren von 138 m als Referenzdaten auf die Windgeschwindigkeit in 100 m und 64 m Höhe. Die schwarze Gerade hat als Referenz die Daten in 100 m Höhe. Dabei werden diese Daten sowohl auf 138 m hochskaliert, als auch auf 64 m herunterskaliert.

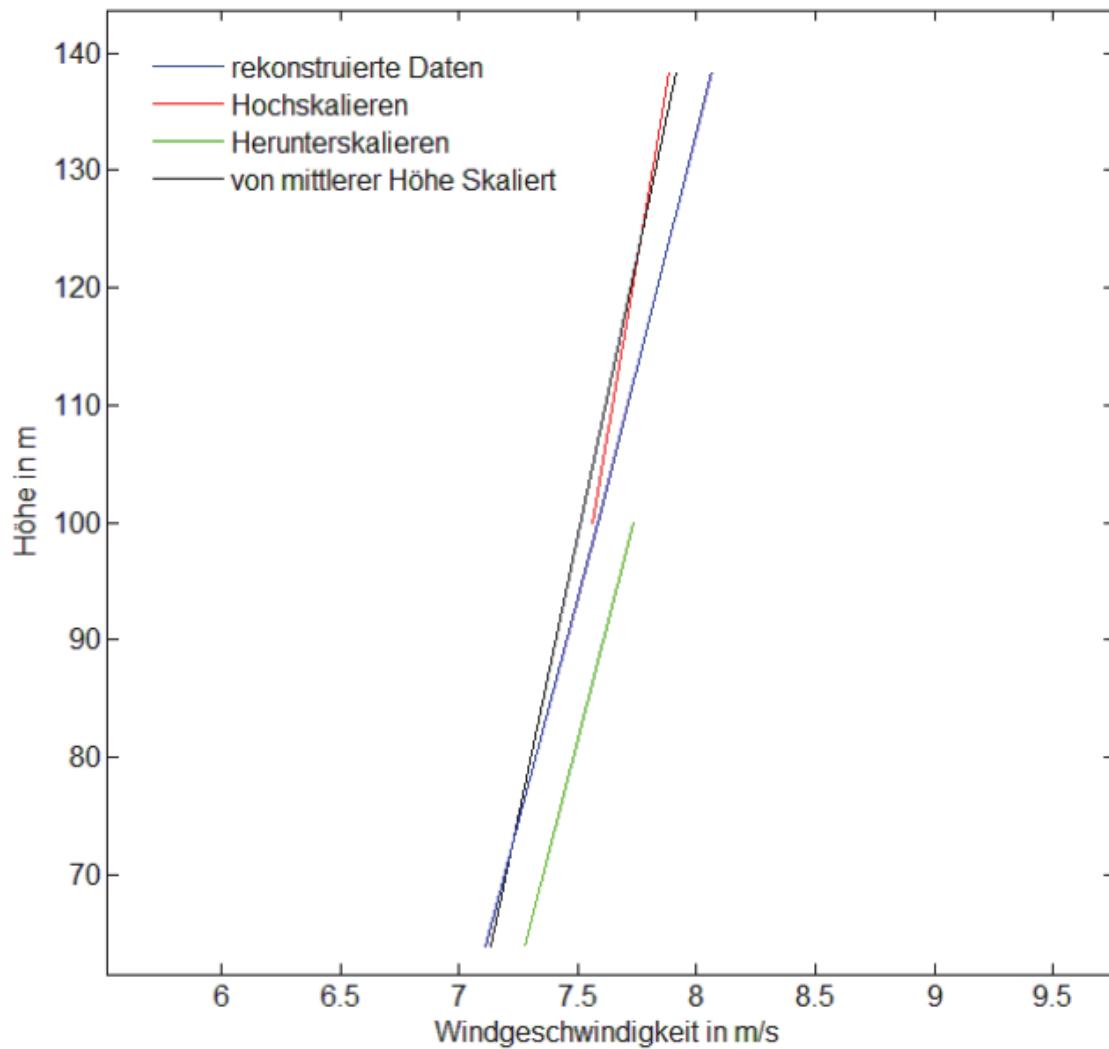


Abbildung 12: vertikales Windprofil mit ausgleichender Gerade mit Hilfe des logarithmischen Höhenprofils

Diese Darstellung wird für jeden Datensatz und beiden Höhenprofilvarianten vorgenommen. Mit Hilfe dieser Parametrisierung ist eine erste Einschätzung des Windgradienten im Rahmen des klassischen Höhenmodells unter Berücksichtigung von realen Daten möglich.

5.1 Analyseverfahren für den vertikalen Windgradienten

Die Analyse der Parametrisierung unterteilt sich in zwei Ansichten des Verhaltens vom vertikalen Windgradienten. Die erste Ansicht beleuchtet den Abstand zwischen der umskalierten Windgeschwindigkeit durch ein Höhenprofil und deren rekonstruierten Windgeschwindigkeit aus den Leistungsdaten. Dabei soll betrachtet werden, ob das Modell die Realität über- oder unterschätzt und ob sich Auffälligkeiten im Verhalten zeigen.

Die zweite Ansicht betrachtet den auftretenden Fehler im Vergleich von Modell zu Rekonstruktion genauer. Es soll dabei ergründet werden, ob sich die Möglichkeit ergibt, einen Faktor zur Verbesserung des Höhenprofils einzuführen. Es wird angenommen, dass bei der Parametrisierung zwischen Modell und Realität der Fehler ε herrscht. In Abbildung 13 ist zwischen dem Modell (rot) und der Realität (blau) der Fehler ε dargestellt.

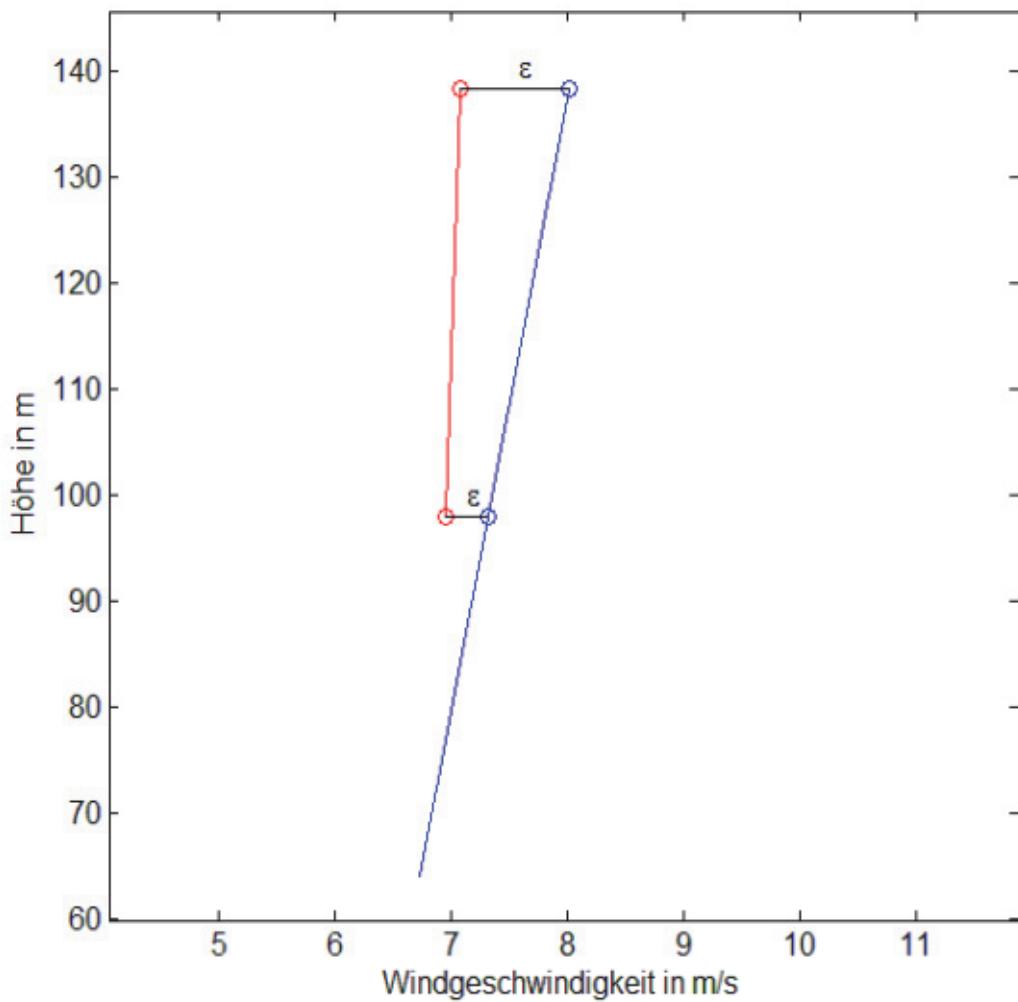


Abbildung 13: Fehler ε zwischen Modell (Rot) und rekonstruierten Daten (Blau)

Nimmt man nun das Höhenprofil:

$$v(h_2) = v(h_1) * \dot{C} * \delta$$

Wobei \dot{C} der Faktor vom logarithmischen oder exponentiellen Höhenprofil sein kann. Da δ der nötige Faktor zum Ausgleich zwischen Modell und Rekonstruktion ist, kann man nach δ minimieren:

$$\|v(h_2) - v(h_1) * \dot{C} * \delta\|^2 \rightarrow \min \delta$$

Damit ergibt sich:

$$\|v(h_2)\|^2 - 2\delta \langle v(h_2), \dot{C} v(h_1) \rangle + \delta^2 \langle \dot{C} v(h_1), \dot{C} v(h_1) \rangle \rightarrow \min \delta$$

Die partielle Ableitung von δ ist dann wie folgt:

$$\frac{\partial}{\partial \delta} : -2 \langle v(h_2), \dot{C} v(h_1) \rangle + 2\delta \underbrace{\langle \dot{C} v(h_1), \dot{C} v(h_1) \rangle}_{\| \dot{C} v(h_1) \|^2} = 0$$

$$\delta = \frac{\langle v(h_2), \dot{C} v(h_1) \rangle}{\| \dot{C} v(h_1) \|^2} = \frac{\dot{C} * \sum_{i=1}^N v(h_2)_i v(h_1)_i}{\dot{C}^2 * \sum_{i=1}^N v(h_1)_i^2}$$

$$\delta = \frac{\sum_{j=1}^N v(h_2)_j v(h_1)_j}{\sum_{j=1}^N v(h_1)_j^2} * \frac{1}{\dot{C}}$$

Es ergibt sich ein verbessertes $v(h_2)$, das $\hat{v}(h_2)$, durch:

$$\hat{v}(h_2) = v(h_1) * \delta * \frac{1}{\dot{C}}$$

Da $\dot{C} \approx 1$ ist, kann man für $\hat{v}(h_2) \approx v(h_1) * \delta$ annehmen. Im weiteren Verlauf der Arbeit wird mit dem Näherungswert von $\hat{v}(h_2)$ gerechnet, somit ist eine Betrachtung der Verbesserung des Modells Unabhängig von \dot{C} möglich.

Nun kann der genäherte Faktor δ bei der Analyse mit rekonstruierten Daten betrachtet werden, ob sein Verlauf zu einem ausgleichenden Faktor oder einer Konstanten führt.

5.2 Analyse des exponentiellen Höhenprofils

Das in Abschnitt 5.1 beschriebene Verfahren wird zunächst mit dem exponentiellen Höhenprofil des klassischen Höhenmodells mit einem α von 0,178 durchgeführt. Da davon ausgegangen wird, dass die Windgeschwindigkeit in der Zielhöhe unbekannt ist, wurde α mit Hilfe der Näherungsgleichung nach Hau bestimmt. Die erste Ansicht der Analyse unterteilt sich in die jeweiligen Fälle. Als erstes wurde das Hochskalieren im Höhenniveau A (von 64 m auf 100 m und 138 m) betrachtet. Dabei ist zu erkennen, dass die hochskalierten Windgeschwindigkeiten mit Hilfe des exponentiellen Höhenprofils die rekonstruierte Windgeschwindigkeit sowohl überschätzen (Modell > Rekonstruktion) als auch unterschätzen (Modell < Rekonstruktion). In Tabelle 9 ist der maximale Abstand der Windgeschwindigkeit in den Höhen zwischen Rekonstruktion und

Modell von allen hochskalierten Datensätzen im Höhenniveau A dargelegt. Der maximale Abstand wurde als Indikator der Verifizierung gewählt, da von der unvorteilhaftesten Schätzung ausgegangen wird.

Abstand in m/s	Höhe in m
0,121	100
-0,232	138

Tabelle 9: Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau A beim Hochskalieren (exponentiellen Höhenprofil)

Als zweites wird das Verhalten des Windgradienten beim Herunterskalieren vom Höhenniveau A betrachtet. Es ist zu erkennen, dass das exponentielle Höhenprofil die rekonstruierte Windgeschwindigkeit überschätzt (Modell > Rekonstruktion). Die Tabelle 10 zeigt den maximalen Abstand in den Höhen zwischen Modell und Rekonstruktion von allen herunterskalierten Datensätzen im Höhenniveau A.

Abstand in m/s	Höhe in m
0,384	100
0,247	64

Tabelle 10: Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau A beim Herunterskalieren (exponentiellen Höhenprofil)

Betrachtet man nun die Umskalierung von der mittleren Höhe des Höhenniveaus A, zeigt sich, dass das Modell die rekonstruierte Windgeschwindigkeit unterschätzt (Modell < Rekonstruktion). Um dieses Verhalten näher zu untersuchen, ist die Parametrisierung bei kleineren Höhenniveaus vorzunehmen.

Zunächst wird das Höhenniveau B (von 100 m auf 114 m und 138 m) beim Hochskalieren untersucht. Dabei zeigt sich, dass das exponentielle Höhenprofil, wie beim größeren Höhenniveau A, die rekonstruierte Windgeschwindigkeit unterschätzt (Modell < Rekonstruktion) und ab einer bestimmten Höhe (123,5 m) überschätzt (Modell > Rekonstruktion). Die Tabelle 11 zeigt den maximalen Abstand in den Höhen zwischen dem Modell und der rekonstruierten Windgeschwindigkeit im Höhenniveau B.

Abstand in m/s	Höhe in m
-0,066	114
0,102	138

Tabelle 11: Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau B beim Hochskalieren (exponentiellen Höhenprofil)

Erfolgt ein Hochskalieren des Höhenniveaus C (von 64 m auf 73 m und 100 m), so ist zu beobachten, dass das exponentielle Höhenprofil die realen Windgeschwindigkeiten überschätzt (Modell > Rekonstruktion). Die folgende Tabelle 12 bildet den Abstand zwischen Modell und rekonstruierter Windgeschwindigkeit beim Hochskalieren des Höhenniveaus C ab.

Abstand in m/s	Höhe in m
0,514	73
0,548	100

Tabelle 12: Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau C beim Hochskalieren (exponentiellen Höhenprofil)

Als nächstes ist das Verhalten des exponentiellen Höhenprofils der Höhenniveaus B und C beim Herunterskalieren zu ergründen. Beim Herunterskalieren des Höhenniveaus B zeigt sich, dass die ermittelte Windgeschwindigkeit aus dem Modell die rekonstruierte Windgeschwindigkeit unterschätzt (Modell < Rekonstruktion). In Tabelle 13 sind die Abstände dargestellt.

Abstand in m/s	Höhe in m
-0,164	114
-0,096	100

Tabelle 13: Abstand von Modell und Rekonstruktion in Höhenniveau B beim Herunterskalieren (exponentiellen Höhenprofil)

Das Höhenniveau C hat beim Runterskalieren folgendes Verhalten:

Abstand in m/s	Höhe in m
-0,007	73
-0,508	64

Tabelle 14: Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau C beim Runterskalieren

Wird das Verhalten von Herunterskalieren und Hochskalieren zusammengefasst, ist zu beobachten, dass sowohl eine Überschätzung als auch eine Unterschätzung erfolgt. Ist von einer mittleren Höhe ausgegangen worden, so ergibt sich beim hoch- und herunterskalieren eine Unterschätzung. Je größer der Abstand in den Höhenniveaus ist, desto größer ist die Differenz zwischen der rekonstruierten und durch das exponentielle Höhenprofil ermittelten Windgeschwindigkeit.

Hochskalieren		Herunterskalieren	
Abstand in m/s	Höhe in m	Abstand in m/s	
	64	0,247	
0,121	100	0,384	
-0,232	138		

Tabelle 15: Zusammenfassung des Verhaltens beim exponentiellen Höhenprofil (Referenz Daten in 64 m Höhe, Höhenniveau A)

Hochskalieren		Herunterskalieren	
Abstand in m/s	Höhe in m	Abstand in m/s	
	100	-0,096	
-0,066	114	-0,164	
0,102	138		

Tabelle 16: Zusammenfassung des Verhaltens beim exponentiellen Höhenprofil (Referenz Daten in 64 m Höhe, Höhenniveau B)

Hochskalieren		Herunterskalieren
Abstand in m/s	Höhe in m	Abstand in m/s
	64	-0,007
0,514	73	-0,508
0,548	100	

Tabelle 17: Zusammenfassung des Verhaltens beim exponentiellen Höhenprofil (Referenz Daten in 64m Höhe, Höhenniveau C)

In Tabelle 17 ist zu erkennen, dass der Abstand beim Hochskalieren höher ist als bei den vorherigen Höhenniveaus. Betrachtet man diesen Datensatz genauer, ist zu erkennen, dass die Windgeschwindigkeit in 64 m Höhe größer ist als in 73 m Höhe. Im Abbildung 14 ist dieses Verhalten exemplarisch bei einem Monatsdurchgang zu erkennen.

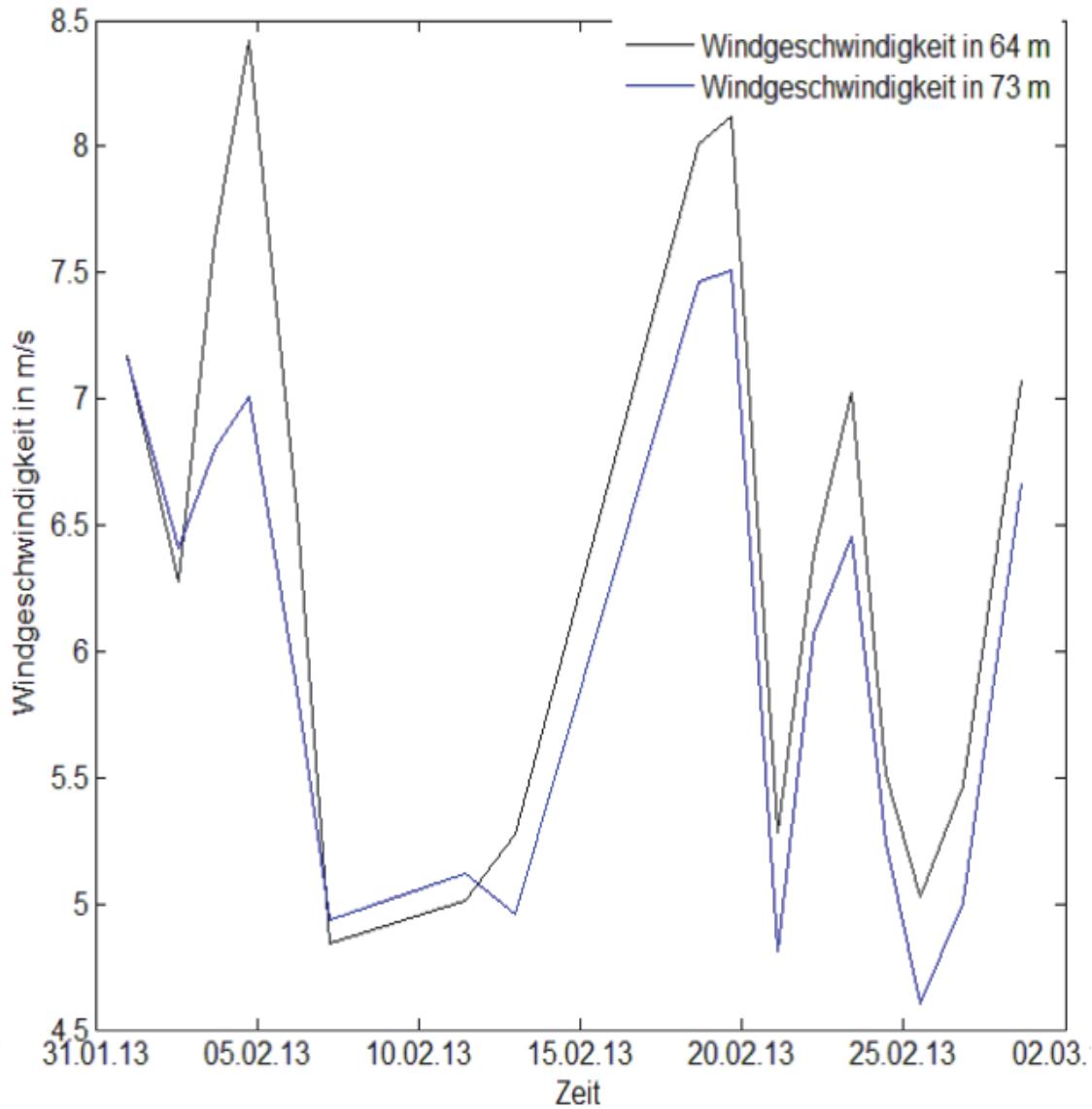


Abbildung 14: Verhalten der Windgeschwindigkeit des Datensatzes im Höhenniveau C

Das widerspricht dem Verhalten des Windes in der atmosphärischen Grenzschicht und zeigt eine Fehlerquelle bei der Skalierung mit rekonstruierten Windgeschwindigkeiten aus den Leistungskennlinien auf. Es sollten die Unterschiede zwischen den WEA-Typen beachtet werden.

Betrachtet man nun die zweite Ansicht der Analyse ist zu erkennen, dass δ wie erwartet das Modell an die Rekonstruktion angleicht. Für diese Verbesserung ist es nötig die Windgeschwindigkeit in der Zielhöhe zu kennen. In Abbildung 15 ist für einen Datensatz im Höhenniveau A beim Hochskalieren die Verbesserung der geschätzten Windgeschwindigkeit abgebildet. Die zu erkennende Differenz zwischen der rekonstruierten Windgeschwindigkeit und den verbesserten Modell liegt an dem verwendeten Nähe-

rungswert von δ . Ein weiterer Grund für die Differenz ist der mittlere Fehler der angenommenen Verteilung.

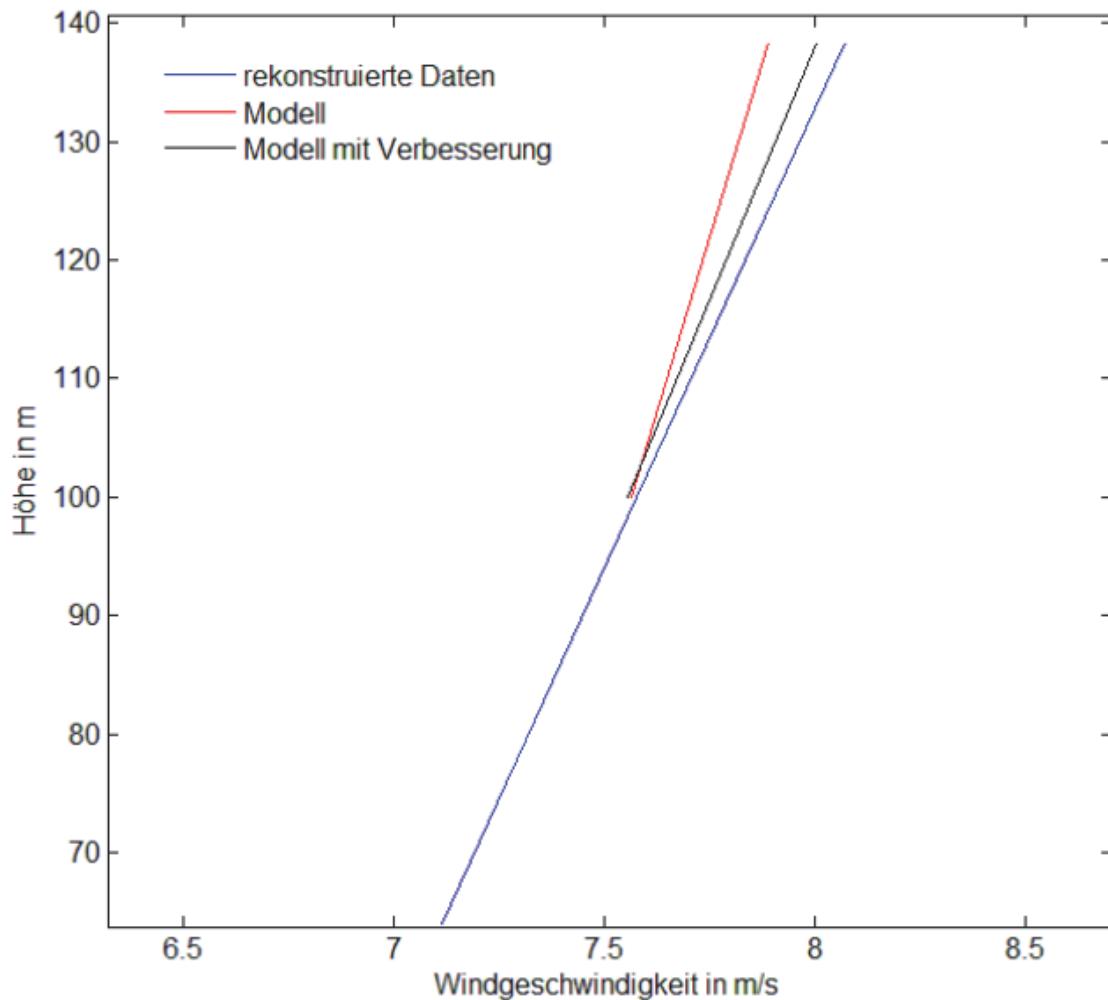


Abbildung 15: geschätzte Windgeschwindigkeit mit Verbesserung (Modell mit logarithmischem Höhenprofil)

Bei Betrachtung von δ für alle Datensätze ist keine Auffälligkeit zu erkennen, die Rückschlüsse auf einen Faktor zur Verbesserung des Modells zulassen. In den Tabellen 18 bis 20 sind die ermittelten Verbesserungen für die geschätzten Windgeschwindigkeiten in ihrer Höhenabhängigkeit dargestellt.

Hochskalieren		Herunterskalieren
δ	Höhe in m	δ
	64	0,931
1,117	100	0,968
1,251	138	

Tabelle 18: Zusammenfassung von δ beim exponentiellen Höhenprofil (Referenz Daten in 64 m Höhe, Höhenniveau A)

Hochskalieren		Herunterskalieren
δ	Höhe in m	δ
	100	0,957
1,037	114	0,997
1,049	138	

Tabelle 19: Zusammenfassung von δ beim exponentiellen Höhenprofil (Referenz Daten in 100 m Höhe, Höhenniveau B)

Hochskalieren		Herunterskalieren
δ	Höhe in m	δ
	64	1,013
0,983	73	0,977
0,999	100	

Tabelle 20: Zusammenfassung von δ beim exponentiellen Höhenprofil (Referenz Daten in 64 m Höhe, Höhenniveau C)

In dieser einfachen Analyse zeigt sich, dass eine Schätzung der Windgeschwindigkeit für die Prognose eines zukünftigen Standortes mit Produktionsdaten und dem exponentiellen Höhenprofil für dieses Testfeld möglich ist. Zu beachten ist aber, dass der Einfluss der Oberflächenrauigkeit beim exponentiellen Höhenprofil nicht existent ist. Des

Weiteren kann nicht bestimmt werden ob die Windgeschwindigkeit vom exponentiellen Höhenprofil die rekonstruierte Windgeschwindigkeit über- oder unterschätzt.

5.3 Analyse des logarithmischen Höhenprofils

Bei der Analyse des klassischen Höhenmodells mit dem logarithmischen Höhenprofil wird wie beim exponentiellen Höhenprofil verfahren. Das Verhalten des logarithmischen Höhenprofils in Bezug auf das Überschätzen bzw. Unterschätzen zu der rekonstruierten Windgeschwindigkeit ist in das Hochskalieren und Herunterskalieren zu trennen. Zu erkennen ist, dass die hochskalierte Windgeschwindigkeit mit Hilfe des logarithmischen Höhenprofils die rekonstruierte Windgeschwindigkeit unterschätzt (Modell < Rekonstruktion). In Tabelle 21 ist der maximale Abstand zwischen Rekonstruktion und Modell von allen hochskalierenden Datensätzen im Höhenniveau A aufgezeigt.

Abstand in m/s	Höhe in m
-0,120	100
-0,488	138

Tabelle 21: Abstand von Modell und Rekonstruktion in Höhenniveau A beim Hochskalieren (logarithmisches Höhenprofil)

Das Verringern des Intervalls der Höhenniveaus zeigt, dass im Höhenniveau B das logarithmische Höhenprofil wie beim größeren Höhenniveau A, die rekonstruierte Windgeschwindigkeit unterschätzt (Modell < Rekonstruktion).

Abstand in m/s	Höhe in m
-0,114	114
-0,014	138

Tabelle 22: Abstand von Modell und Rekonstruktion in Höhenniveau B beim Hochskalieren (logarithmisches Höhenprofil)

Bei Betrachtung des Hochskalierens beim Höhenniveau C ist zu erkennen, dass das Modell die rekonstruierte Windgeschwindigkeit überschätzt (Modell > Rekonstruktion).

Abstand in m/s	Höhe in m
0,479	73
0,427	100

Tabelle 23: Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau C beim Hochskalieren (logarithmisches Höhenprofil)

Der Abstand beim Herunterskalieren überschätzt die aus dem logarithmischen Höhenprofil ermittelte Windgeschwindigkeit (Modell > Rekonstruktion). In den Tabellen 24 bis 26 sind die maximalen Abstände aus den Datensätzen aufgezeigt.

Abstand in m/s	Höhe in m
0,509	100
0,486	64

Tabelle 24: Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau A beim Herunterskalieren (logarithmisches Höhenprofil)

Abstand in m/s	Höhe in m
0,100	114
0,014	100

Tabelle 25: Abstand von Modell und Rekonstruktion in Höhenniveau B beim Herunterskalieren (logarithmisches Höhenprofil)

Abstand in m/s	Höhe in m
0,069	73
-0,402	64

Tabelle 26: Abstand von Modell und Realität in Höhenniveau B beim Herunterskalieren (logarithmisches Höhenprofil)

Wie beim exponentiellen Höhenprofil ist auch hier die Ausnahme des Verhaltens beim Höhenniveau C auf die unterschiedlichen WEA-Typen zurück zu führen. Zusammenfassend ergibt das Verhalten des logarithmischen Höhenprofils ein Unterschätzen beim Hochskalieren (Modell < Rekonstruktion) und ein Überschätzen beim Herunterskalieren (Modell > Rekonstruktion). Es zeigt sich zudem, dass eine Prognose für einen Standort mit Produktionsdaten und dem logarithmischen Höhenprofil nicht möglich ist, da die Schwankungen im Abstand zwischen Modell und Rekonstruktion willkürlich sind. Sie folgen keiner erkennbaren Systematik, um eine Konstante oder einen Faktor in das Höhenprofil einzuführen. Es zeigt sich, wie in der Literatur von Erich Hau [Windkraftanlagen Technik] beschrieben, dass beide Höhenprofile oft ungenaue Werte liefern. „In der Regel wird die mittlere Windgeschwindigkeit in größeren Nabenhöhen unterschätzt (Erich Hau, [Windkraftanlagen Technik], Seite 559)“

6 Transformationsmodell

Für eine Schätzung mit Produktionsdaten ist das klassische Höhenmodell mit dem logarithmischen Höhenprofil, den gegebenen Daten und an dem gewählten Standort nicht geeignet. Das exponentielle Höhenprofil ist bedingt geeignet. Dies liegt zu einem an den unterschiedlichen WEA-Typen, durch die die rekonstruierte Windgeschwindigkeit ermittelt wird. Zum anderen sind Fehler in den Daten der Referenz-WEA vorhanden. Mit Fehlern sind z.B. Datenlücken gemeint, die auf einer Abschaltung oder gebremsten Leistungsaufnahme der Anlage beruhen. Eine andere Fehlerquelle zeigt sich in der Annahme, dass der Wind normal verteilt ist. In Mitteleuropa folgt die Windgeschwindigkeit einer Weibull-Verteilung. An dieser Verteilung setzt das Transformationsverfahren an. Verwendet man das exponentielle und logarithmische Höhenprofil, so skalieren diese die Windgeschwindigkeit von einem Referenzdatensatz zu einer Zielwindgeschwindigkeit um. Ein anderer Ansatz wäre eine Transformation von einer gegebenen Weibull-Verteilung zu einer neuen Weibull-Verteilung. Bei der Transformation handelt es sich um das Umformen des rekonstruierten Windes in einer Ausgangshöhe zu einer Windgeschwindigkeit in einer gewünschten Höhe. Dies erfolgt mit Hilfe von zwei Parametern. Anschließend kann mit der transformierten Windgeschwindigkeit in der Zielhöhe und deren Verteilung die Energieabgabe der gewünschten Anlage ermittelt werden. Das Ziel des Modells ist die Schätzung der höhenabhängigen Windgeschwindigkeit mit einer gegebenen Weibull-Verteilung. In der Analyse mit den rekonstruierten Daten wird das Verhalten des Modells bei den gleichen Datensätzen, wie im Fall des klassischen Höhenmodells betrachtet. Bevor das Transformationsmodell erläutert werden kann, werden die Grundlagen der Weibull-Verteilung erklärt.

6.1 Grundlagen der Weibull-Verteilung

Bevor eine genauere Analyse des Transformationsmodells vorgenommen werden kann, sind die Charakteristiken wie das Verhalten und der Aufbau einer Weibull-Verteilung zu klären. Diese Verteilung wurde vor fünfzig Jahren von Waldoddi Weibull der internationalen Forschergemeinschaft vorgestellt. Der Originalautor dieser Verteilung ist nicht bekannt. Im Ursprung hat die Dichtefunktion der Weibull-Verteilung folgende Darstellung:

$$f(x|a, b, c) = \frac{c}{b} * \left(\frac{x-a}{b}\right)^{c-1} * e^{-\left(\frac{x-a}{b}\right)^c}; x \geq a; a \in \mathbb{R}; b, c \in \mathbb{R}^+$$

Das ist zugleich die allgemeine Form der klassischen Weibull-Verteilung. Es handelt sich um eine Drei-Parameter-Verteilung, wobei der erste Parameter a folgendermaßen definiert ist:

$$a \in \mathbb{R}, -\infty < a < +\infty$$

Der Parameter a hat dieselbe Einheit wie x . Aus statistischer Sicht ist a der Lageparameter der Verteilung. Ändert sich a und hält die beiden anderen Parameter c und b konstant, verschiebt sich die Verteilung auf der Abszisse. Der Parameter a verschiebt somit die Verteilung nach rechts oder links [Weibull Handbook]. In Abbildung 16 ist das Verhalten des Parameters unter der Bedingung aufgezeigt, dass die beiden anderen Parameter konstant sind.

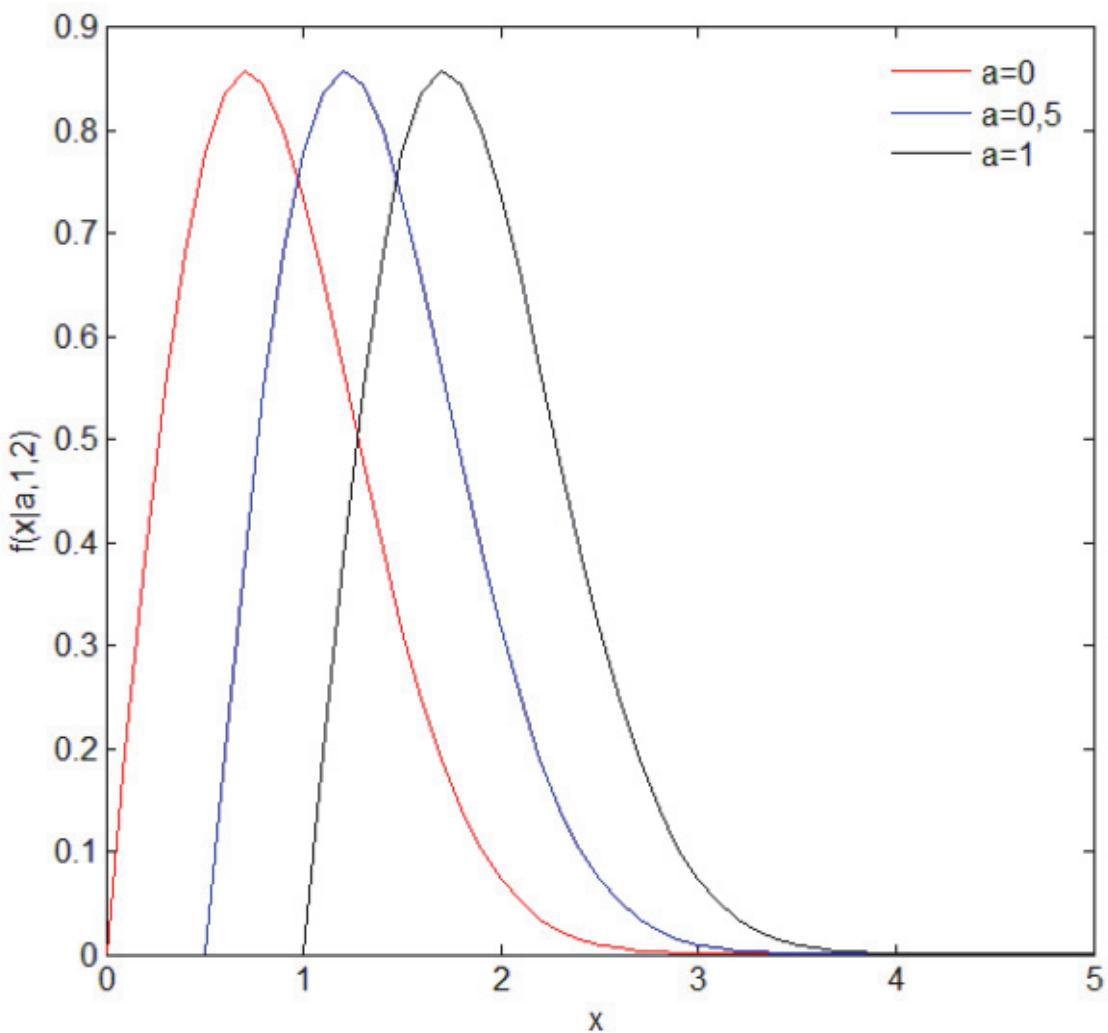


Abbildung 16: Verhalten des a Parameters (Quelle: Weibull Handbook)

Der Zweite Parameter b ist wie folgt definiert:

$$b \in \mathbb{R}^+, 0 < b < +\infty$$

und besitzt dieselbe Einheit wie x . Vom statistischen Standpunkt aus ist b der Skalierungsparameter. Sobald b verändert wird und die übrigen Parameter konstant bleiben, verschiebt sich die Verteilung entlang der Ordinate. Das Vergrößern von b verursacht eine Stauchung oder Verkürzung der Verteilung. Sollte man b verkleinern wird die Verteilung vergrößert oder gestreckt. Die Abbildung 17 zeigt das Verhalten von b während $a = 0$ und $c = 2$ ist [Weibull Handbook].

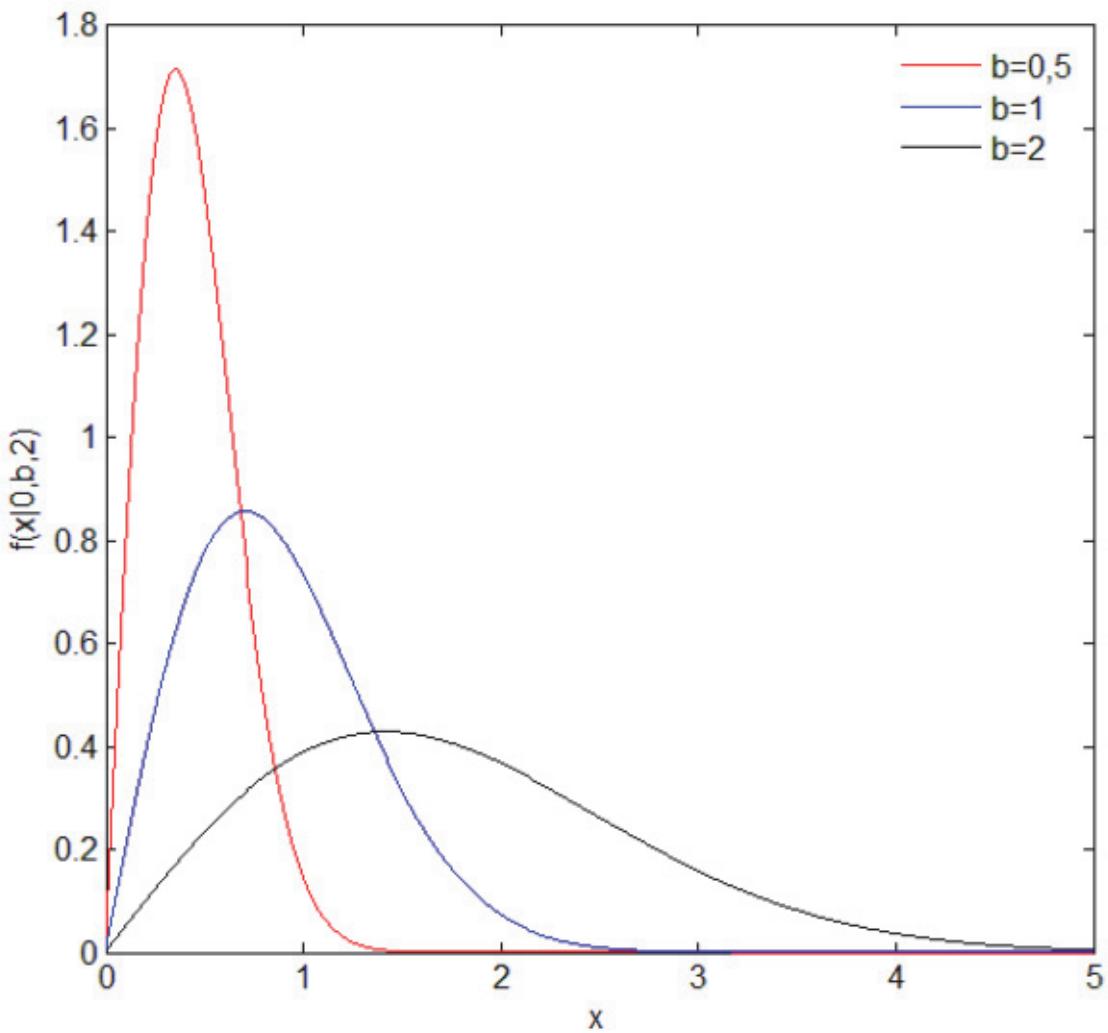


Abbildung 17: Verhalten des b Parameters (Quelle: Weibull Handbook)

Der letzte Parameter c ist folgendermaßen definiert:

$$c \in \mathbb{R}^+, 0 < c < +\infty$$

und besitzt keine Einheit. Dieser Parameter wird als „Weibull-slope“ bezeichnet, weil dadurch das Gefälle der kumulativen Verteilungsfunktion beschrieben wird. Im statistischen Sinne ist c der Formparameter der Verteilung. Dadurch beeinflusst der Parameter das Aussehen der Verteilung. Dabei sollte beachtet werden, ob $c < 1$ eintritt. Sollte dies der Fall sein, überwiegt der exponentielle Teil der Verteilung. Ist c jedoch größer als eins ($c > 1$), hat der polynomiale Teil mehr Gewicht und die Verteilung wird schräg unimodal (besitzt einen Gipfel). Die Abbildung 18 verdeutlicht die Verhaltensweise von c bei $a = 0$ und $b = 1$ [Weibull Handbook].

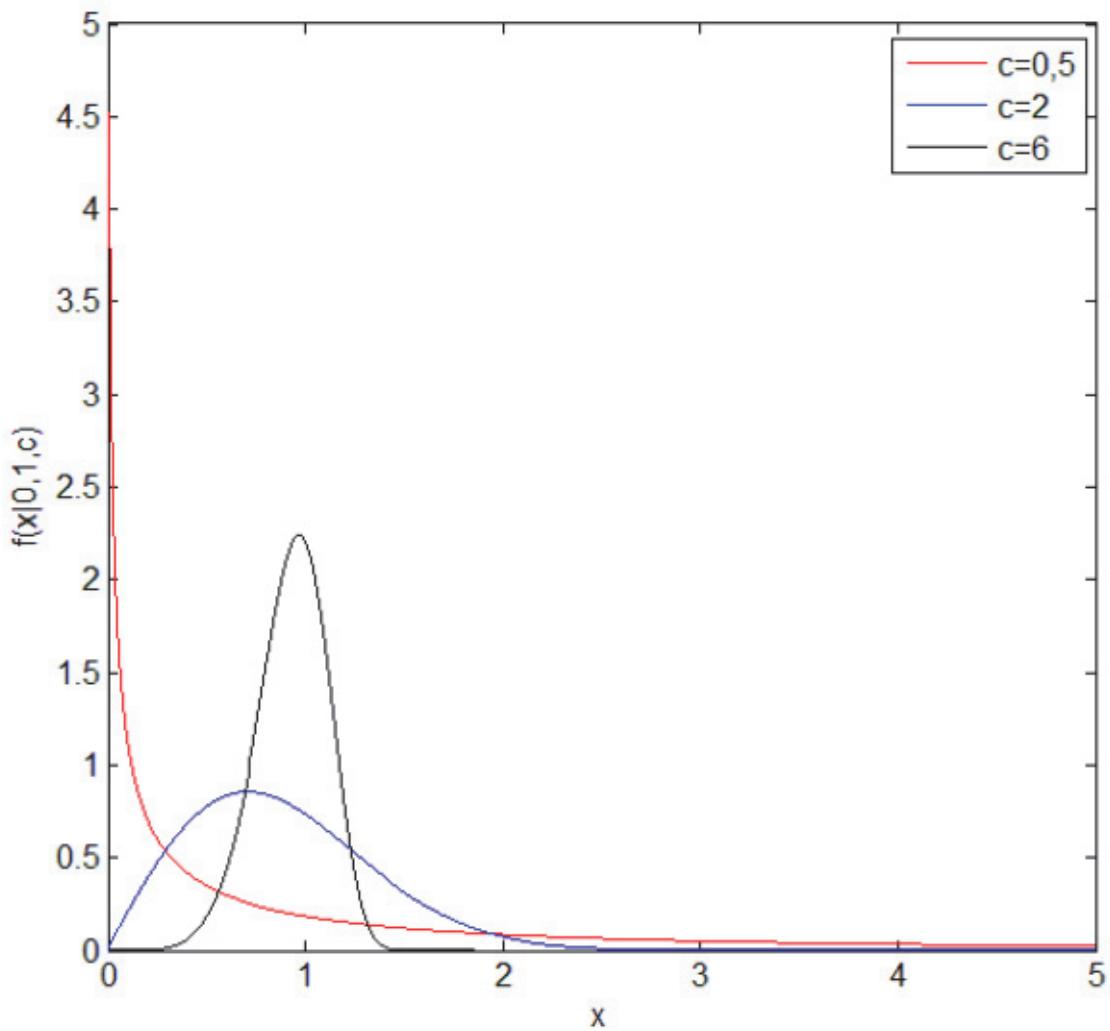


Abbildung 18: Verhalten des c Parameters (Quelle: Weibull Handbook)

Ausgehend von der möglichen Windgeschwindigkeit in Mitteleuropa, die bei 0 m/s beginnt ist der Parameter $a = 0$. Damit kann man eine Zwei-Paramter-Weibull-Verteilung, die sogenannte „scale-shape-version“ definieren [Weibull Handbook]:

$$f(x|0, b, c) = \frac{c}{b} * \left(\frac{x}{b}\right)^{c-1} * e^{-\left(\frac{x}{b}\right)^c}$$

wobei b = Skalierungsparmater, c = Formparameter und x = Windgeschwindigkeit ist.

Mit Hilfe der „scale-shape-version“ kann man die Windgeschwindigkeiten in ein mathematisches Gerüst legen. Der Skalierungsparameter ist für die Zeitreihen die charakterisierende Windgeschwindigkeit und hat dementsprechend die Einheit m/s. Dieser ist

nahe dem Schwerpunkt der Verteilung, aber nicht identisch. Der Formparameter ist für gewisse Windklimazonen bezeichnend [Windkraftanlagen]:

$c \approx 1$ arktische Region

$c \approx 2$ Stationen in Mitteleuropa

$c \approx 3$ Passatwindregionen

Ist die Schwankung um den Mittelwert der Windgeschwindigkeit gering, ergibt dies ein großes c . Bei großen Schwankungen folgt ein kleines c . Damit wird ausgesagt, dass konstante Windverhältnisse ein großes c und unstetige Windverhältnisse ein kleines c besitzen [Windkraftanlagen Technik]. Für beiden Parameter sind Höhenabhängigkeiten vorhanden [Windkraftanlagen]. Um eine genaue Berechnung der zu erwartende Energieleistung einer WEA zu erhalten, ist eine genaue Schätzung von c in der Nabenhöhe des Rotors nötig [Einführung in die Windenergietechnik].

6.2 Schätzverfahren für Weibull-Parameter mit Abstandsfunktion

Wie in Abschnitt 6.1 beschrieben, ist für die Analyse des Transformationsmodells eine genaue Schätzung von c nötig. Um eine Verifizierung mit realen Daten vorzunehmen, sollten c und b sowohl von Standort der Referenzanlage als auch von der Zielanlage bestimmt werden. Der Parameter c der gemessenen Daten wurde mit Hilfe einer Abstandsfunktion ermittelt. Die Normierung einer Abstandsfunktion zwischen diskreten Punkten aus einem Histogramm und den entsprechenden Punkten der gemessenen Daten wird mit der Weibull-Dichtefunktion berechnet. Mit der Suche nach dem Minimum von c in der Abstandsfunktion, kann der optimale Formparameter ermittelt werden. Der erste Schritt dieses Verfahrens ist die Bildung eines Histogramms für die Windgeschwindigkeiten. Die zu verwendenden Datensätze und deren Hintergrund wurden in Abschnitt 4 erläutert.

$$(x_1, x_2, x_3, \dots, x_n) = \vec{d}$$

Wobei:

x = Windgeschwindigkeit

Da die Windgeschwindigkeit keine Beschränkung im Wertebereich haben könnte, ist eine Klassifizierung vorteilhaft. Die Windgeschwindigkeiten werden klassifiziert und die jeweilige mittlere Windgeschwindigkeit verwendet. Dabei entsteht ein Histogramm der Windgeschwindigkeiten und der dazugehörigen relativen Häufigkeiten. Es tritt bei einem Beispieldatensatz und der Klassifizierung von 1 m/s folgende relative Häufigkeiten auf:

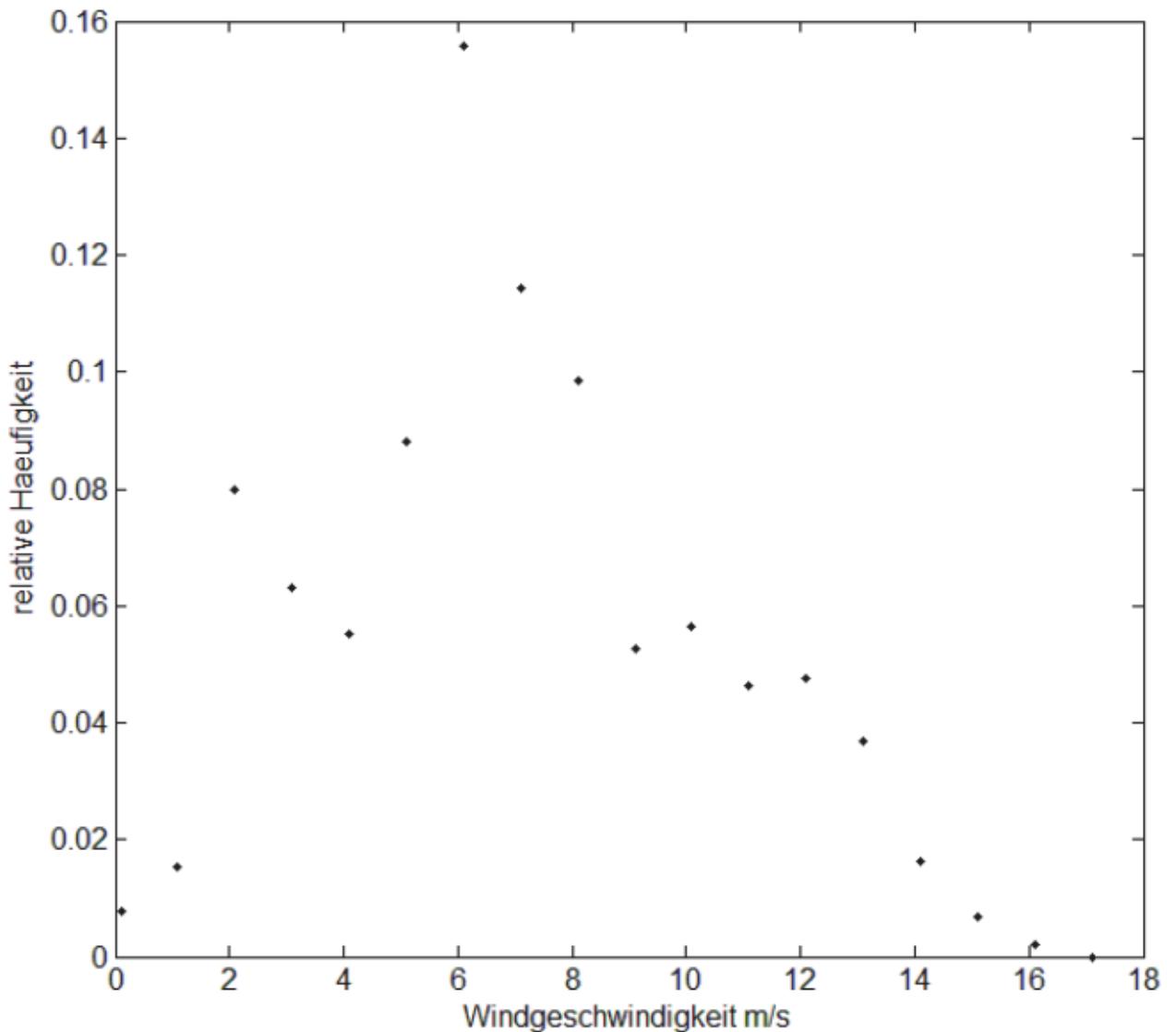


Abbildung 19: Häufigkeit eines Datensatzes in 64 m Höhe

Mit Hilfe des Histogramms kann eine empirische Verteilungsfunktion gebildet werden:

$$H(x) = H_{k-1} + \left(\frac{x - x_k^u}{d_k} \right) * f_k$$

Wobei:

c = zähler der Klasse

d_k = Klassenbreite

$f_k = h_k/n$ (die relative Häufigkeit der Klasse)

h_k = die absolute Häufigkeit der Klassen

In Abbildung 20 ist mit Hilfe der empirischen Verteilungsfunktion der Datensatz aus Abbildung 19 in einem Intervall von 0,1 in der Klassifizierung dargestellt. Es kann ein kleines Intervall der Klassifizierung gewählt werden, da die empirische Verteilungsfunktion aus den Produktionsdaten konstruiert wird und damit unabhängig der gemessenen Daten klassifiziert werden kann.

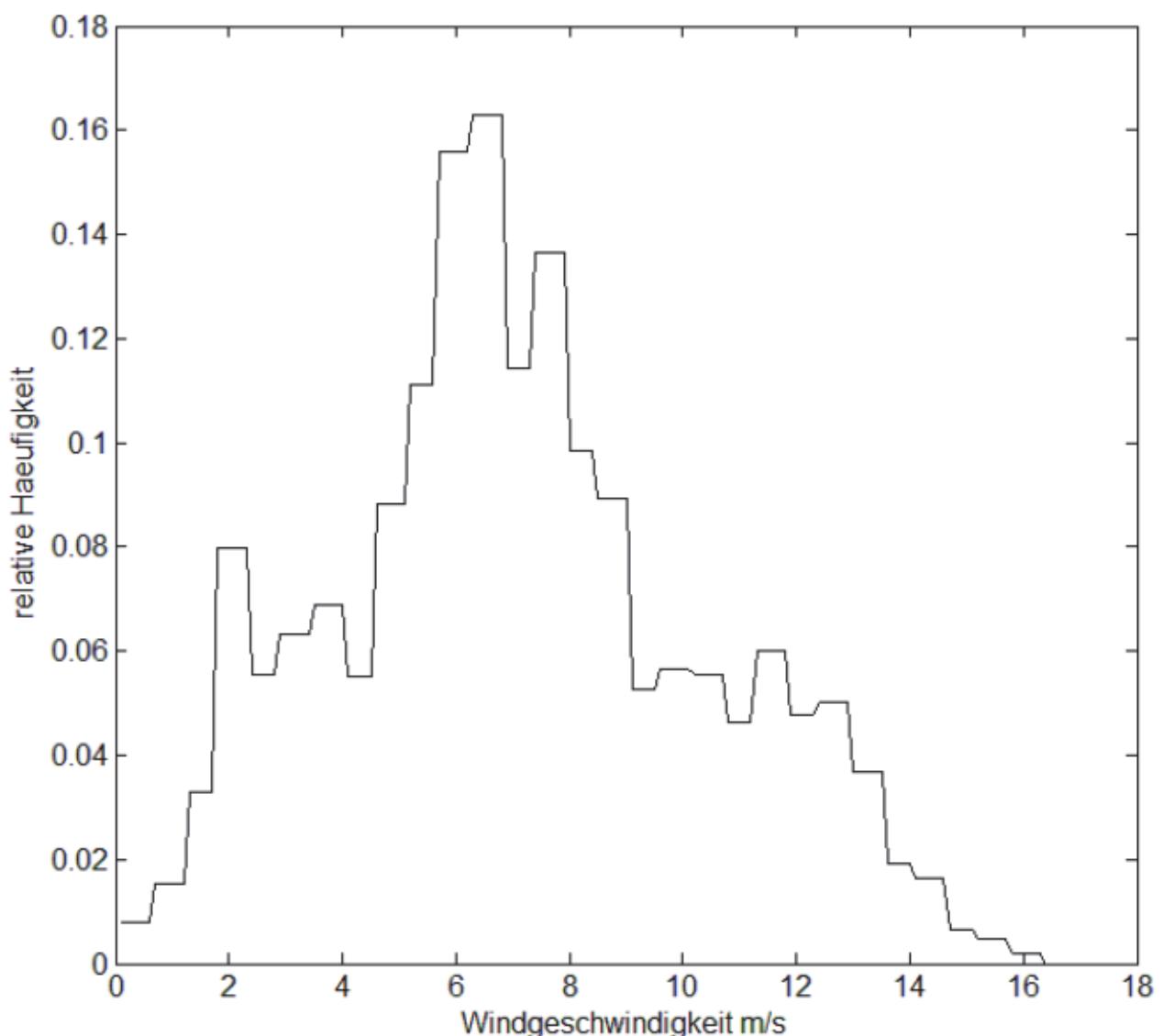


Abbildung 20: Verteilungsfunktion des Datensatzes in 64 m Höhe

Im zweiten Schritt werden die mittleren Windgeschwindigkeiten in die Weibull-Dichtefunktion eingesetzt. Dadurch sollten vergleichbare, diskrete Punkte zwischen der empirischen Verteilungsfunktion und der Weibull-Dichtefunktion entstehen, die im Unterschied den Parameter c besitzen. In Abbildung 21 sind die zu vergleichenden Punkte, die mit Hilfe der Weibull-Dichtefunktion berechnet wurden, abgebildet. Dieser Vektor $\vec{f}(c, \bar{x})$ ist von der mittleren Windgeschwindigkeit, dem Formparameter c und dem Skalierungsparameter b abhängig.

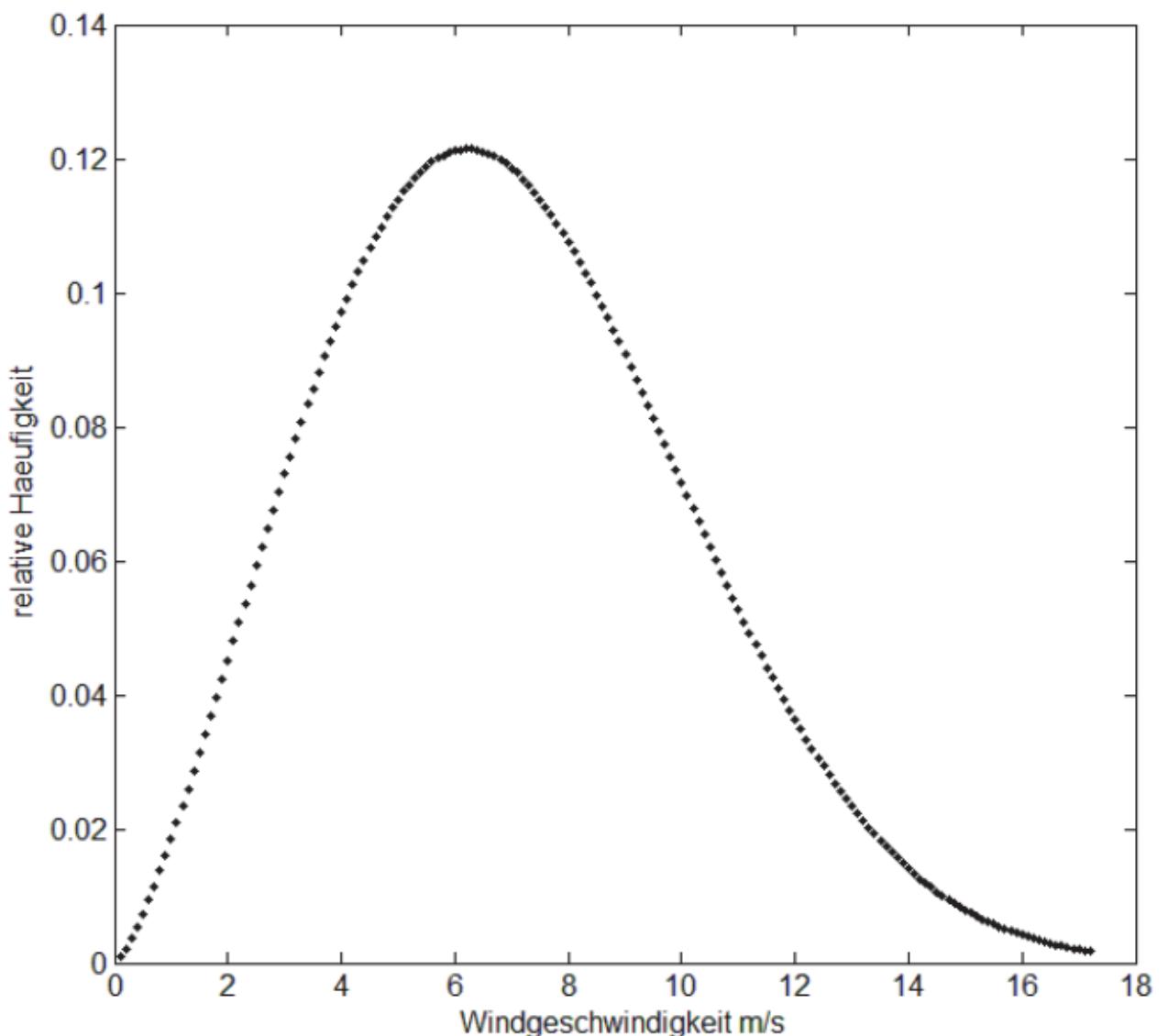


Abbildung 21: Weibull-Dichtefunktion des Datensatzes in 64 m Höhe mit Klassifizierung von 0.1

Im dritten Schritt wird die Abstandsfunktion $\Phi(k) = \|\vec{h}(x) - \vec{p}(k)\|^2$ normiert und das Minimum von $(\Phi(c), c_0)$ gesucht, wobei $c_0 = \text{Startwert}$ ist. In Abbildung 22 ist dieser Abstand verdeutlicht.

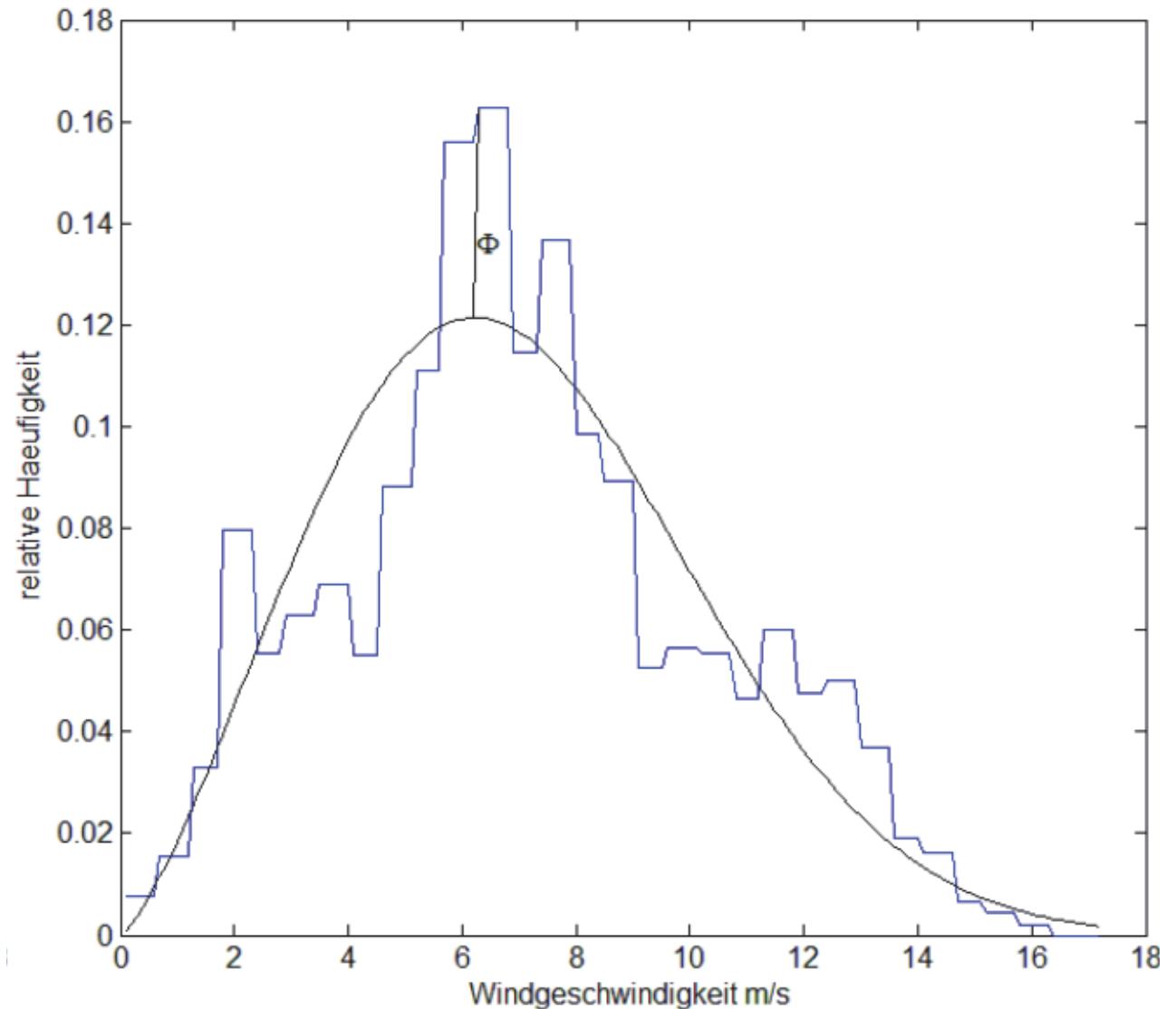


Abbildung 22: Abstand Φ zwischen empirischer Dichtefunktion und Weibull Dichtefunktion

Der Skalierungsfaktor b lässt sich aus dem Mittelwert der Windgeschwindigkeit (v_{mittel}) berechnen. Laut [Einführung in die Windenergietechnik] gilt folgender Zusammenhang:

$$v_{\text{mittel}} = b * \left(0,568 + \frac{0,434}{c}\right)^{\frac{1}{c}}$$

Durch Umformen der Gleichung nach b entsteht:

$$b = \frac{v_{\text{mittel}}}{\left(0,568 + \frac{0,434}{c}\right)^{\frac{1}{c}}}$$

6.3 Herleitung des Transformationsmodells

Es wurde erklärt, dass sich der Wind in Mitteleuropa in einer Weibull-Verteilung darstellen lässt. Für das Schätzen einer Windgeschwindigkeit wird eine Referenzwindgeschwindigkeit benötigt. Dementsprechend ist die geschätzte Windgeschwindigkeit auch Weibull-verteilt. So sind beide Dichteverteilungen folgendermaßen definiert:

$$p_1(x) = c * b * (b * x)^{c-1} * e^{(-b*x)^c}$$

$$p_2(y) = \eta * l * (b * y)^{\eta-1} * e^{(-l*x)^\eta}$$

Wobei:

x = Referenz Windgeschwindigkeit

y = Ziel Windgeschwindigkeit

Bei den weiteren Ausführungen ist zu beachten, dass mit dem Kehrwert von c verfahren wird. Somit soll eine einfachere Darstellung der Herleitung gewährleistet werden.

Nun stellt sich die Frage, ob und wie es möglich ist eine Weibull-verteilte Variable x in eine Weibull-verteilte Variable y transformieren zu können. Dabei ist zu klären, welcher Zusammenhang zu den Parametern der Referenzverteilung und der Zielverteilung herrscht.

Das Theorem ist demnach folgendes:

Sei x Weibull-verteilt mit der Dichte $p_1(x) = c * b * (b * x)^{c-1} * e^{(-b*x)^c}$. Falls

$$\varphi(x) = \frac{1}{\eta} * (b * x)^{\frac{c}{\eta}} \text{ gilt,}$$

so ist y ebenfalls Weibull-verteilt mit der Dichte $p_2(y) = \eta * l * (b * y)^{\eta-1} * e^{(-l*x)^\eta}$ [Teschke].

Um dieses Theorem zu beweisen, wird zunächst x als Weibull-verteilte Variable (mit der Dichte p_1) und $y = \varphi(x)$ als transformierte Variable (mit der Dichte p_2) bezeichnet. Es gilt allgemein wegen $y = \varphi(x)$,

$$1 = \int p_2(y) dy = \int \underbrace{p_2(\varphi(x))\varphi'(x)}_{= p_1(x)} dx$$

Es entsteht:

$$p_1(x) = p_2(\varphi(x))\varphi'(x)$$

Da x Weibull-verteilt ist, gilt folgendes:

$$p_1(x) = -\frac{d}{dx}(e^{-(bx)^c})$$

Das Ziel ist φ zu bestimmen, so dass p_2 wieder die Dichte einer Weibull-Verteilung beschreibt. Dafür wird folgender Ansatz verwendet:

$$\begin{aligned} p_1(x) &= -\frac{d}{dx}(e^{-(bx)^c}) = p_2(\varphi(x))\varphi'(x) \\ &= \frac{d\varphi}{dx} \left(-\frac{d}{d\varphi} \left(e^{-(\eta\varphi(x))^l} \right) \right) \end{aligned}$$

Daraus folgt

$$\frac{d}{dx}(e^{-(bx)^c}) = \frac{d}{d\varphi} \left(e^{-(\eta\varphi(x))^l} \right)$$

und somit wiederum

$$e^{-(bx)^c} = e^{-(\eta\varphi(x))^l}$$

Durch die Monotonie der Exponentialfunktion gilt $(bx)^c = (\eta\varphi(x))^l$ und damit lautet das Transformationsmodell:

$$\varphi(x) = \frac{1}{\eta} * (b * x)^{\frac{c}{l}}$$

Wobei:

c = Formparameter

b = Skalierungsparameter

η = Skalierungsparameter der Ziel Verteilung

l = Formparameter der Ziel Verteilung

x = Windgeschwindigkeit der Referenz Daten

Wie zuvor in Abschnitt 2.1 beschrieben, hat das logarithmische Höhenprofil des klassischen Höhenmodells folgende Form:

$$y = x * \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)} * (b * x)^{\frac{c}{l}}$$

Wobei $y = v(h_2)$ und $x = v(h_1)$ ist. Wenn x nun Weibull-verteilt mit der Dichte p_1 ist,

so folgt mit $\dot{c} := \frac{\ln\left(\frac{h_2}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_1}{z_0}\right)}$ zunächst:

$$y = x * \dot{c} = \varphi(x) = \frac{1}{\eta} * (b * x)^{\frac{c}{l}}$$

Daraus ist zu erkennen, dass y mit der Dichte p_2 wieder Weibull-verteilt ist und folgende Parameter besitzt:

$$l = c$$

$$\eta = \frac{b}{\dot{c}}$$

Im Anschluss folgt daraus:

$$p_2 = \frac{b}{\dot{c}} k \left(\frac{b}{\dot{c}} y \right)^{k-1} e^{-\left(\frac{b}{\dot{c}} y \right)^k}$$

Die Verifikation des klassischen Höhenmodells mit einem logarithmischen Höhenprofil ergibt, dass der Formparameter unverändert bleibt. Das zeigt wiederum auf, dass nur eine Umskalierung stattfindet [Teschke].

Nach der Beweisführung und Herleitung des Transformationsmodells $\varphi(x) = \frac{1}{\eta} * (b * x)^{\frac{c}{l}}$ können drei Kenntnisstufen angenommen werden. In der Kenntnisstufe eins ist die Weibull-Verteilung in der Referenzhöhe h_1 und Zielhöhe h_2 bekannt. Bei dieser Stufe könnte die Transformation sofort angegeben werden, da diese ausschließlich von den Parametern der beiden Verteilungen abhängig ist.

Bei der zweiten Kenntnisstufe ist die Weibull-Verteilung in h_1 bekannt, aber in h_2 unbekannt. Nun ergeben sich zwei Möglichkeiten. Die erste Möglichkeit schätzt die Parameter unabhängig vom Transformationsmodell φ . Bei der zweiten Möglichkeit werden die Parameter aus den Windgeschwindigkeiten von h_1 und h_2 des Modells φ berechnet. Dabei muss die Voraussetzung gegeben sein, dass Daten über die Windgeschwindigkeit in h_2 vorhanden sind. Sind x_i und y_i , mit $i = 1, \dots, n$, die gegebenen Daten in h_1 bzw. h_2 und b und c die Parameter der Weibull-Verteilung von x , dann kann man folgende Minimierungsaufgabe stellen:

$$\left\| \begin{pmatrix} y_1 \\ \dots \\ y_n \end{pmatrix} - \frac{1}{\eta} \begin{pmatrix} (bx_1)^{\frac{c}{l}} \\ \dots \\ (bx_n)^{\frac{c}{l}} \end{pmatrix} \right\|^2 \rightarrow \min_{\eta, l}$$

Es ist zu erkennen, dass diese Minimierungsaufgabe ungünstig ist, da l im Exponenten steht. Dadurch wird ein iteratives Verfahren für ein nichtlineares Problem angewandt. Um diese Minimierungsaufgabe zu lösen wird das das logarithmierte Problem in zeilenweiser Notation betrachtet [Teschke].

$$\ln y_i - \left(-\ln \eta + \frac{1}{\ln(bx_i)^c} \right)$$

Im Anschluss ist folgende Optimierungsaufgabe zu formulieren, wobei

$$\bar{\eta} := -\ln \eta \text{ und } \bar{l} := \frac{1}{l} \text{ ist:}$$

$$\left\| \begin{pmatrix} \ln y_1 \\ \dots \\ \ln y_n \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 1 & \ln(bx_1)^c \\ \dots & \dots \\ 1 & \ln(bx_n)^c \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{\eta} \\ \bar{l} \end{pmatrix} \right\|^2 \rightarrow \min_{\eta, l}$$

Wird folgendes definiert:

$$\vec{y} := \begin{pmatrix} \ln y_1 \\ \dots \\ \ln y_n \end{pmatrix} \text{ und } A := - \begin{pmatrix} 1 & \ln(bx_1)^c \\ \dots & \dots \\ 1 & \ln(bx_n)^c \end{pmatrix} \text{ folgt durch Minimierung:}$$

$$\begin{pmatrix} \bar{\eta} \\ \bar{l} \end{pmatrix} = (A^T A)^{-1} A^T \vec{y}$$

Anhand von $\bar{\eta}$ und \bar{l} ist die Schätzung der Parameter von y wie folgt:

$$\hat{\eta} := e^{\bar{\eta}}$$

und

$$\hat{l} := \frac{1}{\bar{l}}$$

Damit entsteht folgendes Transformationsmodell:

$$\varphi(x) = \frac{1}{\hat{\eta}} * (b * x)^{\frac{c}{\bar{l}}} = e^{\bar{\eta}} (b * x)^{c * \bar{l}}$$

Die dritte und letzte Kenntnisstufe ist, dass weder die Weibull-Verteilung in h_1 , noch in h_2 bekannt ist. Es ist aber bekannt, dass beide als Weibull-Verteilung angenommen werden dürfen. Zunächst wird die logarithmierte Darstellung betrachtet. Anschließend wird diese weiter zerlegt [Teschke]:

$$\ln y_i - \left(-\ln \eta + \frac{1}{\ln(bx_i)^c} \right) = \ln y_i - \left(\ln \eta \frac{c}{l * \ln b} + \frac{c}{l * \ln x_i} \right)$$

Als nächstes ergibt sich folgende Optimierungsaufgabe mit $\bar{g} := -\ln \eta + \frac{c}{l * \ln b}$ und $\bar{r} := \frac{c}{l}$,

$$\left\| \begin{pmatrix} \ln y_1 \\ \dots \\ \ln y_n \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} 1 & \ln x_1 \\ \dots & \dots \\ 1 & \ln x_n \end{pmatrix} \begin{pmatrix} \bar{g} \\ \bar{r} \end{pmatrix} \right\|^2 \rightarrow \min_{\bar{g}, \bar{r}}$$

Mit

$$B := \begin{pmatrix} 1 & \ln x_1 \\ \dots & \dots \\ 1 & \ln x_n \end{pmatrix}$$

ergibt sich folgende Minimierung:

$$\begin{pmatrix} \bar{g} \\ \bar{r} \end{pmatrix} = (B^T B)^T B^T \vec{y}$$

Die geschätzten Parameter setzt man wie folgt:

$$\hat{g} := e^{\bar{g}} \quad (\hat{g} = e^{-\ln n + \frac{c}{l * \ln b}})$$

und

$$\hat{r} := \bar{r} \quad (\hat{r} = \frac{c}{l})$$

Es ergibt sich damit folgendes Transformationsmodell:

$$\varphi(x) = \hat{g} * x^{\hat{r}} = e^{\bar{g}} x^{\bar{r}}$$

7 Parametrisierung des Transformationsmodells

Die in Abschnitt 6.3 beschriebene, erste Möglichkeit der zweiten Kenntnisstufe ist der der Praxis am nächsten. Die anderen beiden Kenntnisstufen sind Spezialfälle und werden im weiteren Verlauf nicht analysiert. Wie in Abschnitt 6.1 beschrieben, ist eine exakte Kenntnis des Formparameters nötig. Hierfür wurden zunächst über das Schätzverfahren aus Abschnitt 6.2 die beiden Parameter c und b für die Referenz- und Ziel-Weibull-Verteilung ermittelt. Anschließend wurde wie beim Verfahren unter Abschnitt 5 für die einzelnen Höhenniveaus A, B und C, die Verteilungsfunktion in Abhängigkeit der Zeit ermittelt. Dabei ist das Transformationsmodell verwendet worden. In Abbildung 23 ist exemplarisch das Hochskalieren für das Höhenniveau A von Referenzdaten aus 64 m Höhe auf 100 m Höhe dargestellt, mit einem Datensatz vom April 2011. Dabei wurde für diese Transformation ein l von 2,5 und ein η von 8,7 geschätzt.

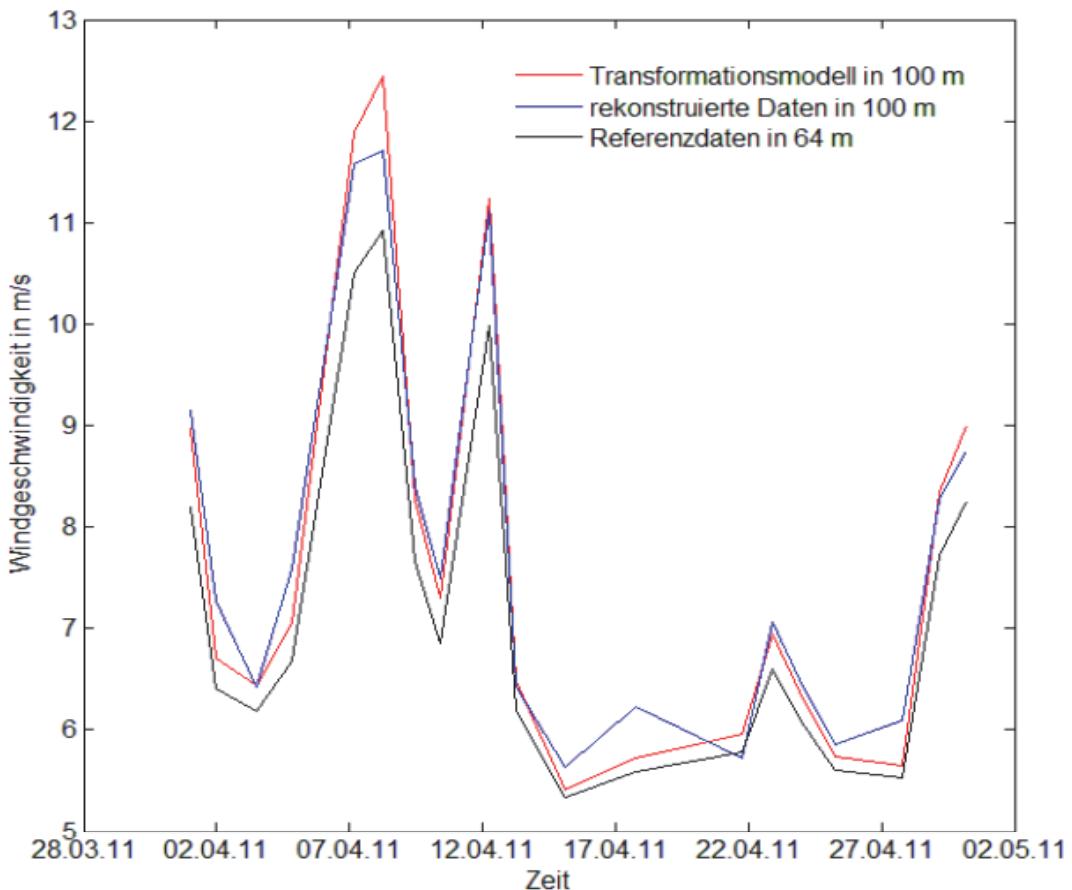


Abbildung 23: Beispiel Verteilung des Hochskalierens einer Windgeschwindigkeit mit dem Transformationsmodell auf 100 m über die Zeit

Anschließend sind diese resultierenden Verteilungen der Windgeschwindigkeiten über die Zeit zu einem vertikalen Windprofil in Abhängigkeit der Höhe zusammengefasst (siehe Abbildung 11). Der nächste Schritt ist die Linearisierung der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhe. Mit Hilfe dieser Regression soll anhand der Steigung, die Tendenz der geschätzten Windgeschwindigkeit durch das Transformationsmodells eingeschätzt werden.

Da bekannt ist, dass sich die Windgeschwindigkeit nach Weibull-Verteilung verhält, kann eine Weibull-Regression vorgenommen werden.

Der erste Schritt für die Weibull-Regression ist, die Weibull-Funktion in eine lineare Form zu bringen. Für die Zwei-Parameter-Weibull-Verteilung ist die Verteilungsfunktion folgende:

$$F(t) = 1 - e^{-(\frac{t}{b})^c}$$

Der zweite Schritt ist das Ermitteln des natürlichen Logarithmus auf beiden Seiten der Gleichung:

$$\ln(1 - F(t)) = -\left(\frac{t}{b}\right)^c$$

$$\ln -\ln(1 - F(t)) = c * \ln\left(\frac{t}{b}\right)$$

$$\ln(-\ln(1 - F(t))) = c * \ln(t) - c * (b)$$

ist nun

$$y = \ln(-\ln(1 - F(t)))$$

$$n = -c * \ln(b)$$

$$m = c$$

$$x = \ln(t)$$

ergibt sich die lineare Gleichung:

$$y = m * x + n$$

In diesem Ansatz ist zu erkennen, dass bei der Weibull-Regression eine Abhängigkeit von c und b besteht. Das hätte zur Folge, dass die angewandte Regression und das zu testende Transformationsmodell von beiden Parametern abhängig ist. Um zu zeigen, wie sich ausschließlich das Transformationsmodell verhält wird eine lineare Regression für die Windgeschwindigkeit zur Höhenabhängigkeit angewandt. Damit kann eine einheitliche Analyse zum klassischen Höhenmodell gewährleistet werden.

Wird nun das Hoch- und Herunterskalieren betrachtet, ist eine exakte Vorhersage zu erkennen. Es sollten die Parameter l und η der Zielverteilung exakt geschätzt sein. In Abbildung 24 ist für einen Datensatz von allen vier Jahreszeiten und einer Referenzhöhe von 64 m hochskaliert und linearisiert worden.

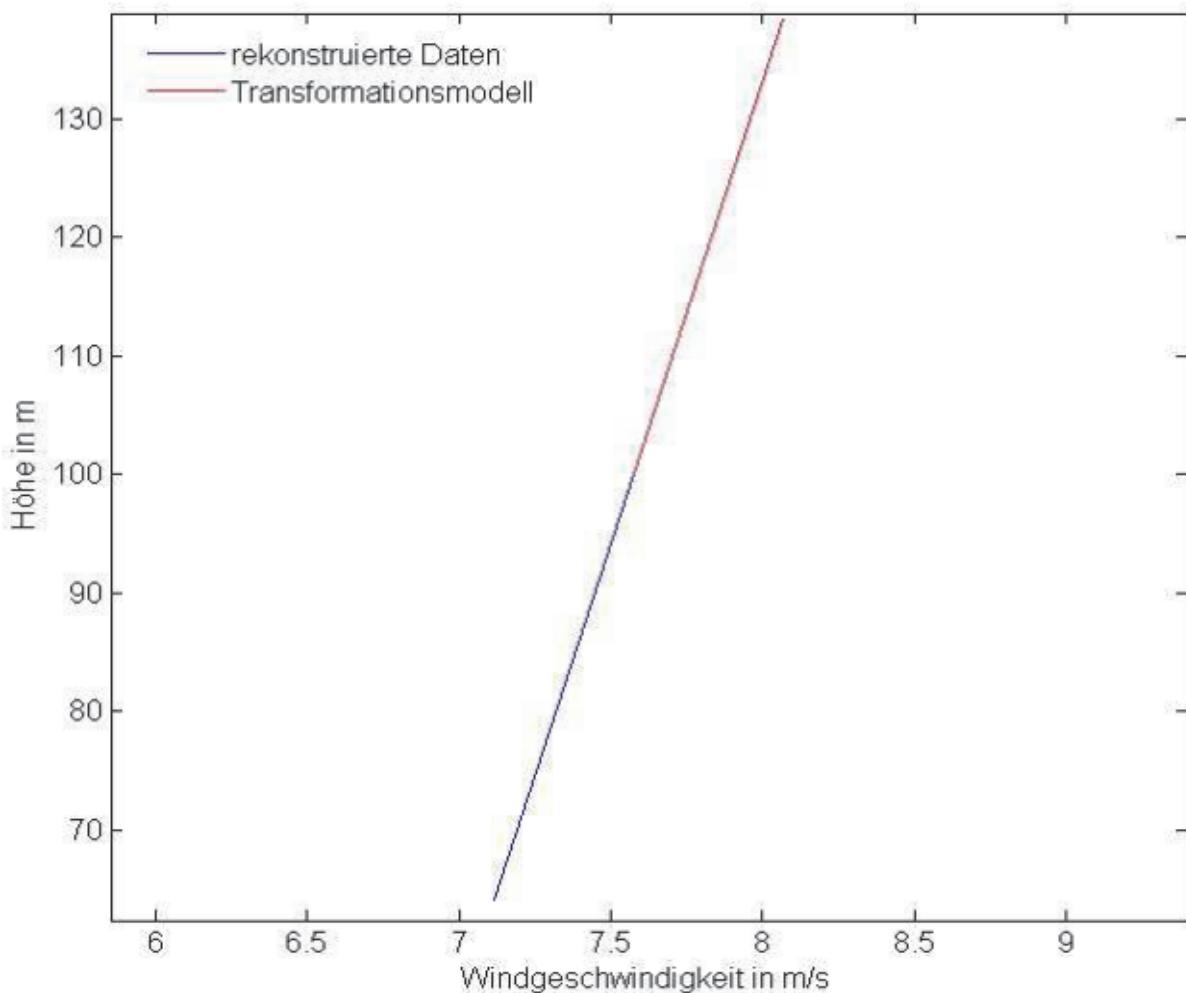


Abbildung 24: Hochskaliertes vertikales Windprofil mit ausgleichender Geraden durch Transformationsmodell

Beim Herunterskalieren ist das Verhalten dem Hochskalieren gleichzusetzen. In Abbildung 25 ist zu erkennen, dass der Abstand zwischen rekonstruierten Daten und ermittelten Daten aus dem Transformationsmodell gering ist (≈ 0.01 m/s).

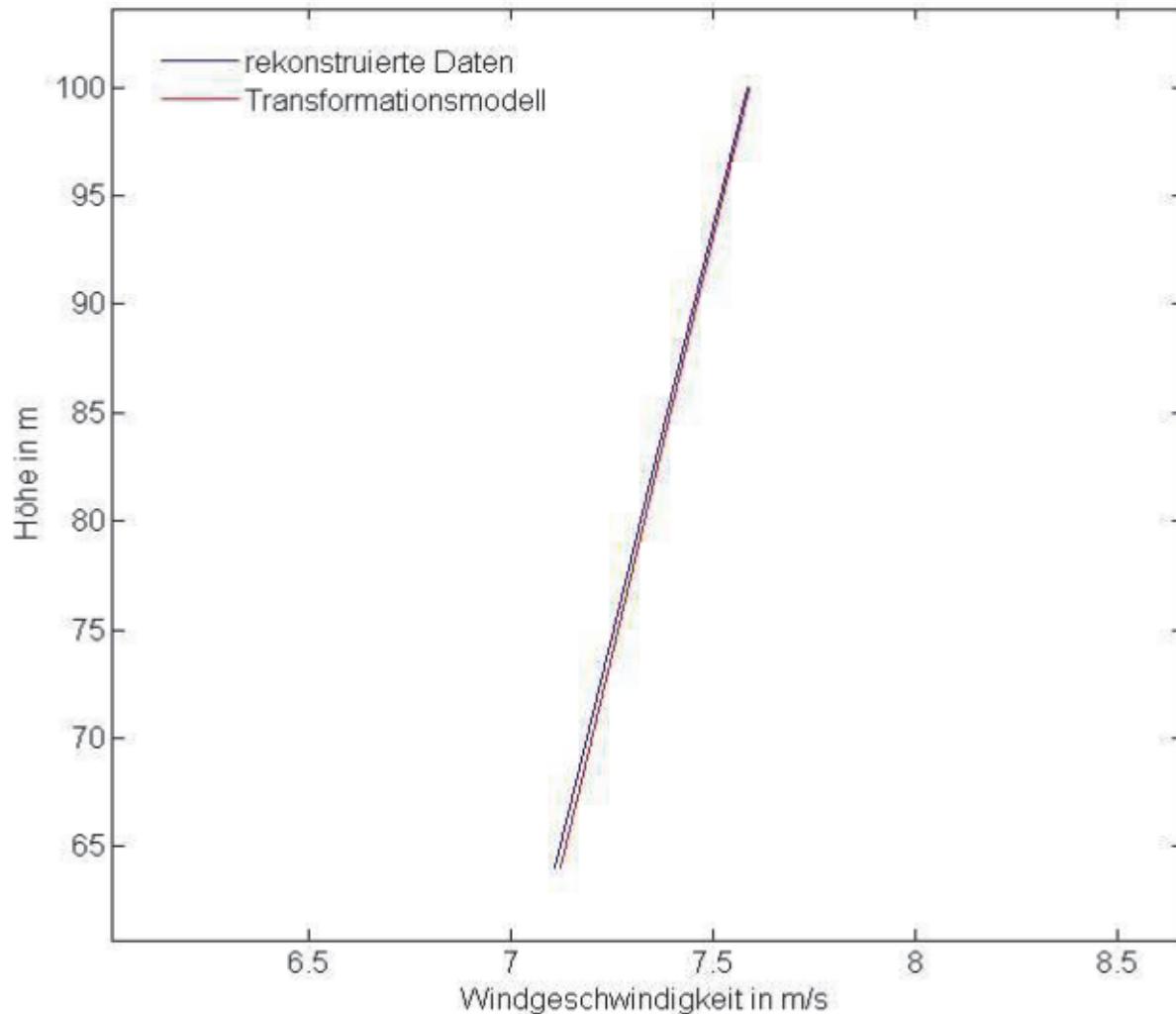


Abbildung 25: Herunterskaliertes vertikales Windprofil mit ausgleichender Geraden durch Transformationsmodell

Wie im Abschnitt 6.3 beschrieben ist die mit Hilfe des Transformationsmodells berechnete Windgeschwindigkeit von dem Form- und dem Skalierungsparameter (l und η) in der Zielhöhe abhängig. In Abbildung 26 wurde für einen einzelnen Datensatz aus dem Winter 2011 l und η mit Hilfe des Verfahrens aus Abschnitt 6.2 dargestellt. Bei diesem Beispiel handelt es sich um das Hochskalieren aus einer Höhe von 64 m auf 100 m und 138 m.

$$c_{64} = 2,917$$

$$b_{64} = 0,111$$

$$l_{100} = 2,577$$

$$\eta_{100} = 0,103$$

$$l_{138} = 2,370$$

$$\eta_{138} = 0,094$$

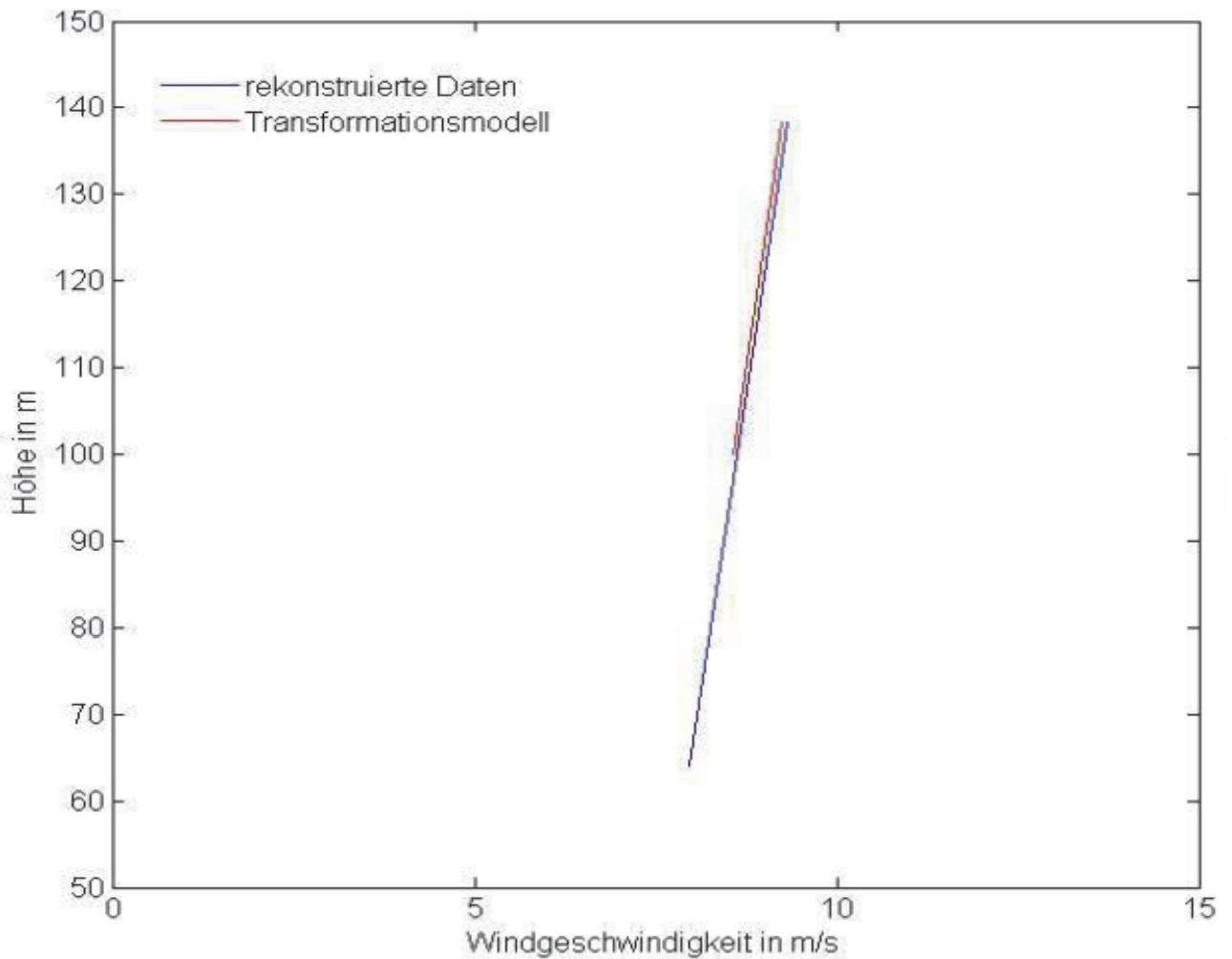


Abbildung 26: Hochskaliertes vertikales Windprofil mit bekannten Parametern

Dabei beträgt der maximale Abstand zur Höhe 100 m -0.04 m/s. Der maximale Abstand zur Höhe 138 m beträgt -0.07 m/s.

Da in der Praxis die Parameter l und η nicht bekannt sind, werden diese für das Beispiel aus Abbildung 26 geschätzt. Es werden folgende Werte für l und η angenommen:

$$l_{100} = 2,4$$

$$\eta_{100} = 0,1$$

$$l_{138} = 2,2$$

$$\eta_{138} = 0,09$$

Es ergibt sich ein maximaler Abstand zur Höhe 100 m von -0.11 m/s und in der Höhe 138 m ein maximaler Abstand von -0.11 m/s. In Abbildung 27 ist die Transformation der Windgeschwindigkeit mit den geschätzten Parametern verdeutlicht.

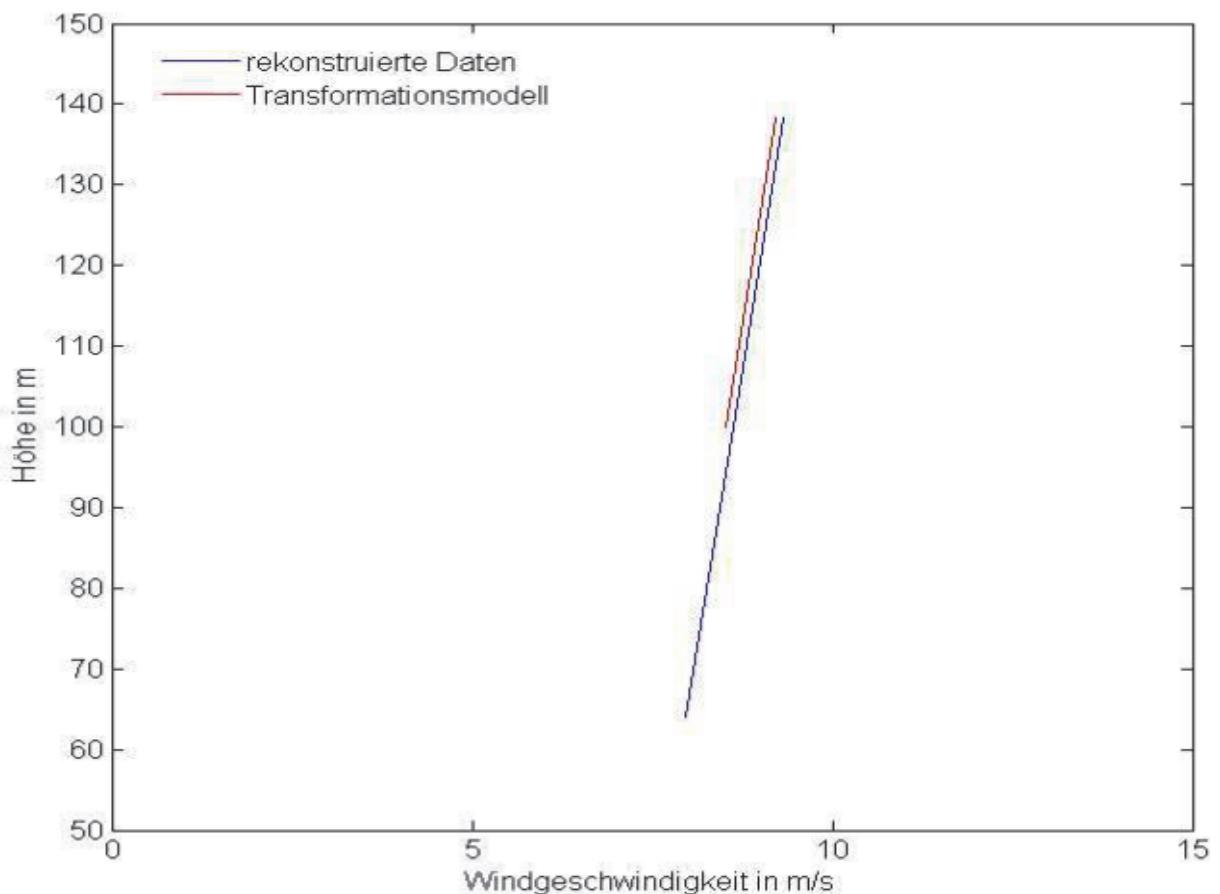


Abbildung 27: Hochskaliertes vertikales Windprofil mit geschätzten Parametern

8 Fazit

Wird das klassische Höhenmodell für die Produktionsdaten des untersuchten Gebietes zu Grunde gelegt, sollte bei der Umskalierung der Windgeschwindigkeit unterschieden werden, ob das exponentielle oder logarithmische Höhenprofil angewendet wird. Das exponentielle Höhenprofil hat beim Hochskalieren (Werte siehe Tabelle 15 und 16) einen durchschnittlichen Abstand von umskalierter Windgeschwindigkeit zu rekonstruierter Windgeschwindigkeit von -0,019 m/s. Der durchschnittliche Abstand beim Herunterskalieren mit Hilfe des exponentiellen Höhenprofils beträgt 0,093 m/s. Es werden nun die durchschnittlichen Abstände des logarithmischen Höhenprofils betrachtet: beim Hochskalieren 0,184 m/s und beim Herunterskalieren 0,277 m/s ist das exponentielle näher der rekonstruierten Windgeschwindigkeit als das logarithmische Höhenprofil. Die Daten vom Höhenniveau C wurden für die Durchschnittsberechnung nicht verwendet, da diese eine Fehlerquelle in der Rekonstruktion von Windgeschwindigkeiten aus den Leistungskennlinien aufzeigen. Bei der Rekonstruktion der Windgeschwindigkeiten ist der WEA-Typ zu berücksichtigen.

Anhand der Abstände ist zu erkennen, dass sich das klassische Höhenmodell mit dem logarithmischen Höhenprofil zum Schätzen des Windgradienten durch Produktionsdaten in diesem Testgebiet nicht eignet. Das exponentielle Höhenprofil kann zur Schätzung des Windgradienten verwendet werden. Dabei ist entscheidend wie der Höhenexponent α bestimmt und wie zudem die Orographie im Profil berücksichtigt wird.

Mit dem logarithmischen Höhenprofil ist der Abstand zu den rekonstruierten Windgeschwindigkeiten größer als mit dem exponentiellen Höhenprofil. Das logarithmische Höhenprofil beachtet zwar die Oberfläche des Standortes, aber nicht die Höhenabhängigkeit im Windgradienten.

Ein Ansatz für eine andere Methode zur Bestimmung der Windgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Höhe ist das Transformationsmodell. Es das Verhalten des Windes in Form der Weibull-Verteilung hat als Grundlage. Mit Hilfe dieses Ansatzes ist eine Schätzung der Windgeschwindigkeit im Testgebiet mit Produktionsdaten möglich. Dabei muss beachtet werden, dass eine Schätzung des Form- und Skalierungsparameters in der Zielhöhe nötig ist. Die Schätzung kann durch Daten des Deutschen Wetterdienstes, benachbarte WEA oder Messungen durch z.B. Doppler-Lidar-Systeme erfolgen.

Literaturverzeichnis

[Allgemeine Klimageographie] Blüthgen, Weischet: Allgemeine Klimageographie. Walter de Gruyter & Co, 3. Auflage

[BMU]: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz (Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft –TA Luft), 2002

[eea.europe] <http://www.eea.europa.eu/data-and-maps/data/eu-dem#tab-original-data>; letzter Zugriff: 25.01.2015 15:00 Uhr

[Einführung in die Windenergietechnik]: Alois Schaffarczyk (Hrsg.): Einführung in die Windenergietechnik. Carl Hanser Verlag, München, 2012

[Energie-Info]: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.: Erneuerbare Energie und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2014). Berlin, 2014

[evaluation of wind shear]: K. Smith, G. Randall, D. Malcom, N. Kelley, B. Smith: Evaluation of Wind Shear Patterns at Midwest Wind Energy Facilities, To be presented at the American Wind Energy Association (AWEA) WINDPOWER 2002 Conference Portland, Oregon

[Leistungskennlinienberechnung] Diana von Gallera, Juan José Trujillo, Daniela Nicklas: Leistungskennlinie Berechnung unter Einsatz eines Datenstrommanagementsystems. BTW Workshops 2011: 43-51

[Teschke] Prof. Dr. rer. nat. habil. Gerd Teschke, Manuskript: Verteilungsvariante Höhenskalierung für Windgeschwindigkeiten unter Weibull-Verteilungsannahme, Hochschule Neubrandenburg, 2014

[Wind Energy Explained]: J.F. Manwell, J.G. McGowan, A.L. Rogers: Wind Energy Explained, Theory, Design and Application. Wiley Verlag, Southern Gate, 2. Auflage, 2009

[Windkraftanlagen]: Robert Gasch, Jochen Twele (Hrsg.): Windkraftanlagen, Grundlagen, Entwurf, Planung und Betrieb. Vieweg+Teubner Verlag, Wiesbaden, 7. Auflage, 2011

[Windkraftanlagen Technik] Erich Hau: Windkraftanlagen, Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit. Springer Vieweg, Berlin, 5. Neu bearbeitete Auflage, 2014

[WindPRO Gutachten] Firmeninternes Windgutachten mit Hilfe von WindPRO

[WMO-No.8]: World Meteorological Organization: Guide to Meteorological Instruments and Methods of Observation, Preliminary seventh edition, WMO-No.8, Switzerland, 2006

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit, dass ich diese Diplomarbeit/Dissertation selbstständig ohne Hilfe Dritter und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Quellen und Hilfsmittel verfasst habe. Alle den benutzten Quellen wörtlich oder sinngemäß entnommenen Stellen sind als solche einzeln kenntlich gemacht.

Diese Arbeit ist bislang keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt worden und auch nicht veröffentlicht worden.

Ich bin mir bewusst, dass eine falsche Erklärung rechtliche Folgen haben wird.

Ort, Datum, Unterschrift